



Resumen

El presente trabajo realiza un análisis de factibilidad de aplicación que tendría la “Gestión de la Demanda de Energía Eléctrica” (GD) en el sector industrial que es atendido por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. -CENTROSUR- de la ciudad de Cuenca, para esto se utiliza como caso piloto a la industria Cartones Nacionales S.A. -CARTOPEL-.

El análisis inicia con la caracterización del proceso de producción y la determinación del balance de carga de la fábrica, luego, con el uso de las estadísticas de medición, se determina el patrón de consumo diario de energía eléctrica que hace la industria y la carga en capacidad de ser gestionada. Estos resultados permiten la evaluación económica del ahorro que podría tener CARTOPEL sobre sus costos de abastecimiento eléctrico. Entendiendo a la GD como un instrumento para lograr una participación activa del usuario en el funcionamiento del sistema eléctrico, también se valora el impacto que tendría la gestión de carga en CARTOPEL sobre el patrón de demanda de la distribuidora.

Finalmente se efectúa una revisión y análisis de la Regulación vigente en el Ecuador relacionada con la temática de reducción y uso eficiente de energía para clientes industriales, con el objetivo de evaluar sus metodologías de cálculo y resultados de aplicación sobre la CENTROSUR y en base a esto proponer las modificaciones y características que debería contener una Regulación sobre gestión de la demanda de energía eléctrica para el sector industrial.

Palabras Clave:

Gestión de la demanda, auditoría eléctrica, eficiencia energética, abastecimiento energético, curva de carga, regulación eléctrica, tarifas eléctricas, red inteligente



Abstract

This paper analyzes the feasibility of application that would have the Electrical Demand Management (DM) in the industrial sector is served by the Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. -CENTROSUR- in Cuenca city, for this test case is used as the industry Cartones Nacionales S.A. -CARTOPEL.

The analysis starts with the characterization of the production process and determining the load balance of the factory then using measurement statistics, we determined the pattern of daily consumption of electric power industry and make load ability to be managed. These results allow economic evaluation could have CARTOPEL savings on their electric supply costs. Understanding the DM as an instrument to achieve a user's active participation in the operation of the electrical system also assesses the impact load management CARTOPEL on the demand pattern of the distributor.

Finally there is a review and analysis of existing regulation in Ecuador related to the theme of reduction and efficient use of energy for industrial clients in order to assess their calculation methodologies and results of implementation on CENTROSUR and based on this propose modifications and features that should contain a regulation on the management of energy demand for the industrial sector.



Índice de Contenidos

RESUMEN	1
ABSTRACT.....	2
ÍNDICE DE CONTENIDOS	3
DERECHOS DE AUTOR	12
DEDICATORIA	15
AGRADECIMIENTO	16
INTRODUCCIÓN	17
LISTA DE TABLAS	7
LISTA DE FIGURAS.....	9
CAPÍTULO 1: LA GESTIÓN DE LA DEMANDA, ESTADO DEL ARTE	19
1.1 INTRODUCCIÓN	19
1.2 CARACTERÍSTICAS DE LA DEMANDA.....	20
1.2.1 DEFINICIONES Y PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS	21
1.2.1.1 Demanda Promedio	21
1.2.1.2 Demanda Máxima	21
1.2.1.3 Factor de demanda	21
1.2.1.4 Factor de carga	21
1.2.2 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA	22
1.2.2.1 Demanda tipo residencial	22
1.2.2.2 Demanda tipo comercial.....	22
1.2.2.3 Demanda tipo industrial.....	23
1.3 LA GESTIÓN DE LA DEMANDA	24
1.3.1 ENFOQUES DE APLICACIÓN.....	26
1.3.1.1 Organización monopólica u oligopólica	26
1.3.1.2 Mercado eléctrico en competencia.....	28
1.3.2 FORMAS Y NIVELES DE GESTIÓN DE LA DEMANDA.....	33
1.3.3 MODIFICACIONES SOBRE LA CURVA DE DEMANDA	36
1.3.4 BARRERAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA.....	38
1.3.4.1 Barreras económicas	38
1.3.4.2 Barreras regulatorias	38
1.3.4.3 Barreras institucionales	39
1.3.4.4 Barreras culturales	39
1.4 REQUERIMIENTOS TECNOLÓGICOS	40
1.4.1 SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE.....	40
1.4.2 UTILIDAD PARA LA APLICACIÓN DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA.....	44
1.5 EXPERIENCIAS INTERNACIONALES.....	45
1.5.1 NORTEAMÉRICA Y SUDAMÉRICA	45
1.5.1.1 Estados Unidos	46
1.5.1.2 Brasil	47
1.5.2 EUROPA.....	48



1.5.2.1	España	48
1.5.2.2	Reino Unido.....	50
1.5.2.3	Dinamarca.....	51
1.5.3	ASIA	52
1.5.3.1	Corea del Sur	52
1.6	CONCLUSIONES	53
	REFERENCIAS:	54
	CAPÍTULO 2: LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA EMPRESA CARTOPEL	56
2.1	INTRODUCCIÓN	56
2.2	LA PLANTA INDUSTRIAL Y EL PROCESO DE FABRICACIÓN	56
2.2.1	ETAPAS DEL PROCESO PRODUCTIVO.....	57
2.2.1.1	Recolección y almacenamiento de materia prima	57
2.2.1.2	Preparación de la pasta	57
2.2.1.3	Limpieza de la pasta	58
2.2.1.4	Refinamiento	58
2.2.1.5	Formación del papel.....	58
2.2.1.6	Secado y prensado	58
2.2.1.7	Bobinado línea de conversión	59
2.2.2	ORGANIZACIÓN DE LA PLANTA	59
2.2.3	LA PRODUCCIÓN DE CARTOPEL.....	60
2.3	EL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA PLANTA	61
2.3.1	EL SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL.....	62
2.3.2	PRINCIPALES EQUIPOS Y CARGAS ELÉCTRICAS	63
2.3.2.1	Principales cargas eléctricas en la etapa de preparación de la pasta	63
2.3.2.2	Principales cargas eléctricas en la etapa de limpieza de la pasta.....	63
2.3.2.3	Principales cargas eléctricas en la etapa de refinamiento.....	64
2.3.2.4	Principales cargas eléctricas en la etapa de formación, secado, prensado y bobinado.....	64
2.3.2.5	Principales cargas eléctricas en la etapa de conversión	65
2.4	CARACTERÍSTICAS DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.....	65
2.4.1	LA DEMANDA ELÉCTRICA Y SU EVOLUCIÓN.....	67
2.4.2	EL CONSUMO ELÉCTRICO Y SU COSTO	70
2.5	BALANCE ENERGÉTICO DE LA PLANTA	72
2.5.1	BALANCE ENERGÉTICO POR SISTEMAS DE LA PLANTA.....	74
2.5.2	BALANCE ENERGÉTICO POR PROCESO PRODUCTIVO	75
2.5.3	EFICIENCIA ELÉCTRICA DEL PROCESO PRODUCTIVO.....	79
2.6	CONCLUSIONES	80
	REFERENCIAS:	82
	CAPÍTULO 3: LA DEMANDA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA CENTROSUR.....	83
3.1	INTRODUCCIÓN	83
3.2	COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE LA CENTROSUR	84
3.2.1	EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA	86
3.2.1.1	El número de clientes.....	87



3.2.1.2	La magnitud de consumo	88
3.2.2	SITUACIÓN ACTUAL Y PROYECCIONES DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA.....	90
3.2.3	LA DEMANDA DEL SECTOR INDUSTRIAL	93
3.3	TARIFACIÓN DE LA DEMANDA.....	96
3.3.1	EL PLIEGO TARIFARIO.....	96
3.3.1.1	Definiciones.....	97
3.3.1.2	Categorías tarifarias	98
3.3.1.3	Las tarifas por nivel de tensión.....	98
3.3.2	LA TARIFA INDUSTRIAL	100
3.3.2.1	El cargo por energía.....	100
3.3.2.2	El cargo por demanda	101
3.3.2.3	La penalización por bajo factor de potencia	101
3.4	EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA PARA LA ZONA DE CONCESIÓN DE LA CENTROSUR.....	102
3.4.1	EL MERCADO ELÉCTRICO EN EL ECUADOR	103
3.4.1.1	Los inicios del sector eléctrico ecuatoriano	103
3.4.1.2	El modelo de competencia mayorista.....	104
3.4.2	EL MODELO ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	107
3.4.3	COMPOSICIÓN DEL ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA DE LA CENTROSUR.....	111
3.4.3.1	La compra de energía bajo el esquema de competencia.....	112
3.4.3.2	La compra de energía bajo el actual modelo del sector	113
3.5	CONCLUSIONES	120
	REFERENCIAS:	121
	CAPÍTULO 4: FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN DE PLANES DE GESTIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CARTOPEL.....	122
4.1	INTRODUCCIÓN	122
4.2	DETERMINACIÓN DEL PORCENTAJE GESTIONABLE DE LA DEMANDA	122
4.2.1	CURVA PROMEDIO DE CARGA DIARIA TÍPICA.....	123
4.2.1.1	Históricos de demanda máxima	126
4.2.1.2	Curvas de duración de carga	127
4.2.2	CARGAS FACTIBLES DE GESTIONAR	129
4.2.2.1	Gestión de la demanda para mejorar la eficiencia de consumo	131
4.2.2.2	Gestión de la demanda por restricción del sistema de distribución	132
4.3	EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN DE DEMANDA	134
4.3.1	EFFECTO SOBRE LA DEMANDA DE CARTOPEL.....	134
4.3.1.1	Modificación del patrón de demanda diaria.....	134
4.3.1.2	Impacto económico sobre los costos de abastecimiento de energía	135
4.3.2	EFFECTO SOBRE LA DEMANDA DE CENTROSUR	137
4.3.2.1	Modificación del patrón de demanda diaria.....	137
4.3.2.2	Impacto económico sobre los costos de abastecimiento de energía	140
4.4	ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO VIGENTE	143
4.4.1	LA REGULACIÓN CONELEC 006/09	143
4.4.1.1	Condiciones técnicas y comerciales.....	143
4.4.1.2	Resultados energéticos de aplicación en la CENTROSUR.....	144
4.4.1.3	Resultados comerciales de aplicación en la CENTROSUR	148



4.4.1.4	La Regulación CONELEC 003/10	151
4.4.2	ESQUEMA TARIFARIO CON INCENTIVO PARA CONSUMO EFICIENTE POR RANGO HORARIO	154
4.4.2.1	El cargo por energía horaria.....	155
4.4.2.2	El cargo por demanda	156
4.4.3	PROPUESTAS Y RECOMENDACIONES DESDE LA PERSPECTIVA REGULATORIA	158
4.4.3.1	Aspectos a considerar para una Regulación sobre gestión de demanda y generación emergente para períodos de déficit de energía	159
4.4.3.2	Reformulación del factor de corrección por demanda	162
4.5	CONCLUSIONES	163
	REFERENCIAS:	164
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	166
	ANEXOS	171



Lista de Tablas

<i>TABLA 1. 1 OPCIONES DE CONTRATOS DE INTERRUMPIBILIDAD APLICADOS POR RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA</i>	49
<i>TABLA 2. 1 PRODUCCIÓN EN TONELADAS DE LOS DIFERENTES TIPOS DE PAPEL FABRICADOS EN CARTOPEL DURANTE EL MES DE AGOSTO DE 2011</i>	60
TABLA 2.2 CARACTERÍSTICAS DEL ALIMENTADOR DE CARTOPEL.	60
TABLA 2.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA DE CARTOPEL.....	61
TABLA 2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN DE CARTOPEL.	62
TABLA 2.5 PRINCIPALES EQUIPOS ELÉCTRICOS DE LA ETAPA DE PREPARACIÓN DE LA PASTA.	62
TABLA 2.6 PRINCIPALES EQUIPOS ELÉCTRICOS DE LA ETAPA DE LIMPIEZA DE LA PASTA.	63
TABLA 2.7 PRINCIPALES EQUIPOS ELÉCTRICOS DE LA ETAPA DE REFINAMIENTO	63
TABLA 2.8 PRINCIPALES EQUIPOS ELÉCTRICOS DE LAS ETAPAS DE FORMACIÓN, SECADO, PRENSADO Y BOBINADO.	64
TABLA 2.9 PRINCIPALES EQUIPOS ELÉCTRICOS DE LA ETAPA DE CONVERSIÓN.....	64
TABLA 2.10 ENERGÍA ACTIVA PROMEDIO EN KWH DURANTE LOS ÚLTIMOS TRES AÑOS OBSERVADA EN CARTOPEL.	66
TABLA 2.11 COSTOS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN CARTOPEL DURANTE LOS AÑOS 2010 Y 2011.	70
TABLA 2.12 CONSUMO ELÉCTRICO REFERENCIAL EN LAS DIFERENTES ÁREAS DE LA PLANTA DE CARTOPEL.	73
TABLA 2.13 CONSUMO ELÉCTRICO REFERENCIAL EN LOS PROCESOS PRODUCTIVOS.	75
TABLA 2.14 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS DEL BALANCE ENERGÉTICO REALIZADO POR PROCESOS Y POR ETAPA DE CARTOPEL EN EL ÁREA DE MOLINO.	76
TABLA 2.15 ENERGÍA Y PORCENTAJE TOTAL DE DIFERENCIA ENTRE LOS DOS BALANCES DE ENERGÍA. ..	76
TABLA 2.16 PORCENTAJES DE RESPONSABILIDAD DE CARGA DE LOS DIFERENTES PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE CARTOPEL DURANTE EL AÑO 2010.	77
TABLA 2.17 PORCENTAJES DE EFICIENCIA PROMEDIO EN FUNCIÓN DE LAS MEDICIONES DE CORRIENTE Y LOS DATOS DE CORRIENTE NOMINAL DE LOS EQUIPOS CONECTADOS A LOS DIFERENTES TABLEROS DE LA PLANTA.	78
TABLA 2.18 MÁQUINAS CON LA MENOR EFICIENCIA DE USO ENCONTRADAS EN LA PLANTA DE CARTOPEL.	79
TABLA 3.1 CATEGORÍAS Y SUBCATEGORÍAS TARIFARIAS SEGÚN EL USO DE LA ENERGÍA.....	85
TABLA 3.2 DEMANDA DE ENERGÍA Y TASAS DE VARIACIÓN ANUALES DEL SD DE LA CENTROSUR.	88
TABLA 3.3 ESTADÍSTICAS DE CLIENTES INDUSTRIALES DE LA CENTROSUR A JUNIO 2012.	94
TABLA 3.4 PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA DE GRAIMAN Y CARTOPEL EN LA ENERGÍA DEL SEGMENTO INDUSTRIAL CON DEMANDA HORARIA.	94
TABLA 3.5 PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA DE CARTOPEL EN LA ENERGÍA DEL SEGMENTO INDUSTRIAL CON DEMANDA HORARIA Y EN LA ENERGÍA TOTAL DEMANDADA POR EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE CENTROSUR.	95
TABLA 3.6 RUBROS DE LA TARIFA DE ALTA TENSIÓN.	98
TABLA 3.7 RUBROS DE LA TARIFA DE MEDIA TENSIÓN.	98
TABLA 3.8 RUBROS DE LA TARIFA DE BAJA TENSIÓN.	98
TABLA 3.9 CARGOS TARIFARIOS HORARIOS POR ENERGÍA PARA EL USO INDUSTRIAL EN MEDIA TENSIÓN.	99
TABLA 3.10 CRITERIO DE APLICACIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN PARA LA DEMANDA INDUSTRIAL..	100
TABLA 3.11 CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGÍA VIGENTES QUE MANTIENE LA CENTROSUR.	112
TABLA 3.12 GENERACIÓN NO CONVENCIONAL QUE ATIENDE REQUERIMIENTOS DEL SPOT (INFORMACIÓN DE AGOSTO 2012).	113



TABLA 3.13 GENERACIÓN NO ESCINDIDA DE LA DISTRIBUCIÓN (INFORMACIÓN ACTUALIZADA PARA AGOSTO 2012).	113
TABLA 3.14 ENERGÍA COMPRADA POR CENTROSUR EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.	113
TABLA 3.15 ENERGÍA COMPRADA POR CENTROSUR POR TIPO DE EMPRESA GENERADORA.	115
TABLA 3.16 COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA PARA LA CENTROSUR.	116
TABLA 3.17 COSTOS UNITARIOS DE COMPRA DE ENERGÍA PARA LA CENTROSUR.	116
TABLA 4.1 VALORES DE DEMANDA MÁXIMA REGISTRADAS EN EL AÑO 2010.	124
TABLA 4.2 VALORES DE DEMANDA MÁXIMA REGISTRADAS EN EL AÑO 2011.	125
TABLA 4.3 VALORES DE DEMANDA MÁXIMA REGISTRADAS EN EL AÑO 2012.	125
TABLA 4.4 ESTADÍSTICAS DE LA DEMANDA EN HORARIO BASE PARA LOS AÑOS 2010, 2011 Y 2012 DE CARTOPEL.	126
TABLA 4.5 CARGAS ESENCIALES PARA EL PROCESO PRODUCTIVO.	130
TABLA 4.6 CARGAS Y POTENCIA INTERRUMPIBLE IDENTIFICADA EN CARTOPEL QUE GENERAN UN MÍNIMO IMPACTO SOBRE LA PRODUCCIÓN.	131
TABLA 4.7 DETERMINACIÓN DE LAS POTENCIAS INTERRUMPIBLES EFECTIVAS EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DE OPERACIÓN APROXIMADO.	131
TABLA 4.8 REDUCCIÓN DE LOS VALORES DE DEMANDA MÁXIMA EN CADA RANGO HORARIO PARA CARTOPEL CON LA APLICACIÓN DE LAS REDUCCIONES DE DEMANDA IDENTIFICADAS.	133
TABLA 4.9 RELACIONES DE DEMANDA PICO A DEMANDA MÁXIMA ESTIMADAS CON LA APLICACIÓN DE LAS MEJORAS OPERATIVAS EN CARTOPEL.	133
TABLA 4.10 COSTOS ANUALES EVITADOS POR ENERGÍA Y DEMANDA CON LA REDUCCIÓN DE 207kW DEL PROCESO DE REFINAMIENTO.	134
TABLA 4.11 COSTOS ANUALES EVITADOS POR DEMANDA CON LA SUSPENSIÓN DE OPERACIÓN EN LA ETAPA DE CONVERSIÓN DURANTE EL HORARIO PICO.	134
TABLA 4.12 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE REDUCCIÓN DE COSTOS POR COMPRA DE ENERGÍA CON GESTIÓN DE DEMANDA EN CARTOPEL.	138
TABLA 4.13 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE REDUCCIÓN DE COSTOS POR COMPRA DE ENERGÍA CON GESTIÓN DE DEMANDA EN CARTOPEL EVALUADA A PRECIO HORARIO DE MERCADO SPOT.	140
TABLA 4.14 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE REDUCCIÓN DE COSTOS POR COMPRA DE ENERGÍA CON LA SALIDA DE OPERACIÓN DE LA CARGA INTERRUMPIBLE DE CARTOPEL PARA SATISFACER CONDICIONES DE DÉFICIT DE ABASTECIMIENTO.	140
TABLA 4.15 COMPOSICIÓN DEL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE LA CENTROSUR DURANTE EL PERÍODO DE APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN CONELEC 006/09.	143
TABLA 4.16 VALORACIÓN DE LA GENERACIÓN DE EMERGENCIA Y DESCUENTO DEL 25% POR AUTOABASTECIMIENTO.	145
TABLA 4.17 PRECIOS MEDIOS REALES PAGADOS POR LA AUTOGENERACIÓN EMERGENTE.	147
TABLA 4.18 PRECIOS MEDIOS EN CENTAVOS DE DÓLAR POR kWh DE LA GENERACIÓN TÉRMICA EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.	147
TABLA 4.19 TARIFAS GENERALES DE USO COMERCIAL E INDUSTRIAL EN BAJA, MEDIA Y ALTA TENSIÓN.	152
TABLA 4.20 VALORES DEL CARGO POR ENERGÍA EN LOS GRUPOS DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN CON Y SIN DEMANDA.	153
TABLA 4.21 VALORES DEL CARGO POR ENERGÍA SEGÚN RANGO HORARIO DE CONSUMO EN LOS GRUPOS DE BAJA, MEDIA Y ALTA TENSIÓN.	153



Lista de Figuras

FIGURA 1. 1: CURVA DE CARGA TIPO RESIDENCIAL	21
FIGURA 1. 2: CURVA DE CARGA TIPO COMERCIAL	22
FIGURA 1. 3: CURVA DE CARGA INDUSTRIAL TIPO PROCESO DE FABRICACIÓN CONSTANTE	22
FIGURA 1. 4: CURVA DE CARGA INDUSTRIAL TIPO DE PROCESO DE FABRICACIÓN VARIABLE	23
FIGURA 1. 5: ESQUEMAS DE ORGANIZACIÓN MONOPÓLICA DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	26
FIGURA 1. 6: SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES DE LA CADENA DE PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	28
FIGURA 1. 7: BANDA DE VARIACIÓN DEL PARÁMETRO FRECUENCIA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	28
FIGURA 1. 8: CURVAS CARACTERÍSTICAS DEL COMPORTAMIENTO DEL VOLTAJE EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA GENERADA.....	29
FIGURA 1. 9: PROVISIÓN DE SERVICIOS OCASIONALES EN EL TIEMPO PARA ATENDER VARIACIONES EN EL EQUILIBRIO GENERACIÓN. DEMANDA	30
FIGURA 1. 10: ÁMBITOS DE APLICACIÓN E INTERÉS DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO	31
FIGURA 1. 11: CLASIFICACIÓN POR GRADO DE EFICIENCIA QUE SUELE INCLUIRSE EN ELECTRODOMÉSTICOS	33
FIGURA 1. 12: REDUCCIÓN DE LA MAGNITUD DE CONSUMO	35
FIGURA 1. 13: CAMBIO EN EL PERFIL DE CARGA POR DISMINUCIÓN DEL CONSUMO.....	36
FIGURA 1. 14: CAMBIO EN EL PERFIL DE CARGA POR DESPLAZAMIENTO DEL CONSUMO A OTROS HORARIOS	36
FIGURA 1. 15: ARQUITECTURA BÁSICA DE UN SISTEMA AMR.....	40
FIGURA 1. 16: ETAPAS DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE	42
FIGURA 1. 17: ESQUEMATIZACIÓN DE LA COMUNICACIÓN BIDIRECCIONAL QUE SE PUEDE ESTABLECER CON AMI	44
FIGURA 1. 18: ANUNCIO WEB DE LA PACIFIC GAS & ELECTRIC (PG&E) SOBRE APLICACIÓN DE PRECIOS CRÍTICOS DE PICO	46
FIGURA 1. 19: EJEMPLO DE SELLO DE CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA PARA EDIFICIOS.....	48
FIGURA 1. 20: MODELO DE MEDIDOR Y RELÉS DE CONTROL INSTALADOS EN UN CLIENTE RESIDENCIAL .	51
FIGURA 2.1 VISTA AÉREA DE LA PLANTA DE CARTOPEL.....	58
FIGURA 2.2 CORTE TRANSVERSAL DE CARTÓN CORRUGADO.....	59
FIGURA 2.3 COMPORTAMIENTO PROMEDIO OBSERVADO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN DÍAS LABORABLES, SÁBADOS Y DOMINGOS DEL AÑO 2011.	65
FIGURA 2.4 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA OBSERVADA EN CARTOPEL DURANTE EL AÑO 2011. .	65
FIGURA 2.5 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA DE CARTOPEL DURANTE EL AÑO 2011.	66
FIGURA 2.6 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA PROMEDIO DURANTE LOS DÍAS LABORABLES.	67
FIGURA 2.7 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA PROMEDIO DURANTE LOS DÍAS SÁBADOS.	67
FIGURA 2.8 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA PROMEDIO DURANTE LOS DÍAS DOMINGOS.	67
FIGURA 2.9 CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA ACTIVA DE CARTOPEL DURANTE LOS ÚLTIMOS TRES AÑOS	68
FIGURA 2.10 DEMANDA DE POTENCIA DE CARTOPEL DURANTE LOS ÚLTIMOS TRES AÑOS.	68
FIGURA 2.11 CONSUMO DE ENERGÍA POR PERÍODO HORARIO EN CARTOPEL DURANTE EL AÑO 2010.	69
FIGURA 2.12 CONSUMO DE ENERGÍA POR PERÍODO HORARIO EN CARTOPEL DURANTE EL AÑO 2011.	70
FIGURA 2.13 CLASIFICACIÓN REALIZADA A LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE CARTOPEL.	72
FIGURA 2.14 PORCENTAJES DE DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS DE LA PLANTA DE CARTOPEL DURANTE EL AÑO 2010.	74



FIGURA 2.15 PORCENTAJES DE DEMANDA DE ENERGÍA POR PROCESO PRODUCTIVO DE CARTOPEL DURANTE EL AÑO 2010.	75
FIGURA 2.16 CURVAS DE RESPONSABILIDAD DE CARGA DE LOS DIFERENTES PROCESOS DE CARTOPEL SOBRE LA CURVA DE DEMANDA PROMEDIO DIARIA.	77
FIGURA 3.1 TASA DE CRECIMIENTO ANUAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ECUADOR.	84
FIGURA 3.2 TASAS ANUALES DE VARIACIÓN DEL PIB Y DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ECUADOR.	84
FIGURA 3.3 PORCENTAJES DE CLIENTES DE LA CENTROSUR POR CATEGORÍA TARIFARIA.	86
FIGURA 3.4 EVOLUCIÓN DE DEMANDA ATENDIDA POR LA CENTROSUR POR CATEGORÍA TARIFARIA. ..	87
FIGURA 3.5 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA ANUAL DEL SD DE LA CENTROSUR.	88
FIGURA 3.6 PORCENTAJES DE VARIACIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA DEL SD DE LA CENTROSUR.	89
FIGURA 3.7 NÚMERO DE CLIENTES DE LA CENTROSUR (ESTADÍSTICA A JUNIO 2012).	90
FIGURA 3.8 CONSUMO DE ENERGÍA POR CATEGORÍA TARIFARIA DE LA CENTROSUR (ESTADÍSTICA A JUNIO 2012).	90
FIGURA 3.9 INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA POR CATEGORÍA TARIFARIA DE LA CENTROSUR(ESTADÍSTICA A JUNIO 2012).	91
FIGURA 3.10 PROYECCIÓN DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DE LA CENTROSUR PARA EL AÑO 2027.	91
FIGURA 3.11 PROYECCIÓN DE CONSUMOS POR SEGMENTOS TARIFARIOS DE LA CENTROSUR AL AÑO 2027.	92
FIGURA 3.12 PORCENTAJES DE VARIACIÓN DEL PRODUCTO BRUTO PROVINCIAL DEL SECTOR MANUFACTURERO DEL AZUAY Y DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SD QUE ATIENDE A LAS PROVINCIAS DEL AZUAY Y CAÑAR.	92
FIGURA 3.13 COMPORTAMIENTO DE LA TASA DE VARIACIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DEL SEGMENTO INDUSTRIAL DE LA CENTROSUR.	93
FIGURA 3.14 ESQUEMATIZACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL S.N.I.	101
FIGURA 3.15 ESQUEMATIZACIÓN DE LAS RELACIONES ENTRE LOS AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO EN EL ECUADOR, BAJO EL MODELO DE COMPETENCIA MAYORISTA.	104
FIGURA 3.16 PORCENTAJES DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA A JULIO DE 2008 POR EMPRESA DISTRIBUIDORA.	105
FIGURA 3.17 ESQUEMA DE ORGANIZACIÓN TRANSITORIA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.	109
FIGURA 3.18 TRANSACCIONES TOTALES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN.	111
FIGURA 3.19 PORCENTAJES DE ENERGÍA COMPRADA POR CENTROSUR EN EL MERCADO OCASIONAL.	114
FIGURA 3.20 PORCENTAJES DE ENERGÍA COMPRADA POR CENTROSUR EN EL MERCADO OCASIONAL Y DE CONTRATOS.	114
FIGURA 3.21 PORCENTAJES DE ENERGÍA COMPRADA POR CENTROSUR POR TIPO DE EMPRESA GENERADORA.	115
FIGURA 3.22 PORCENTAJES DE ENERGÍA TERMOELÉCTRICA E HIDROELÉCTRICA COMPRADA EN CONTRATOS.	117
FIGURA 3.23 PORCENTAJES DE COSTOS POR COMPRA DE ENERGÍA EN CONTRATOS REGULADOS.....	117
FIGURA 3.24 PRECIOS UNITARIOS DE GENERACIÓN TÉRMICA E HIDRÁULICA.	117
FIGURA 4.1 CURVA DE CARGA DEL DÍA PROMEDIO DE CARTOPEL –AÑO 2010.	121
FIGURA 4.2 DETALLE DE LA CURVA DE CARGA PROMEDIO DIARIA EN EL HORARIO DE DEMANDA BASE PARA EL AÑO 2010.	122
FIGURA 4.3 DETALLE DE LA CURVA DE CARGA PROMEDIO DIARIA EN EL HORARIO DE DEMANDA MEDIA PARA EL AÑO 2010.	122



FIGURA 4.4 DETALLE DE LA CURVA DE CARGA PROMEDIO DIARIA EN EL HORARIO DE DEMANDA PICO PARA EL AÑO 2010.	123
FIGURA 4.5 CURVA DE CARGA DEL DÍA PROMEDIO DE CARTOPEL –AÑO 2011.	123
FIGURA 4.6 CURVA DE CARGA DEL DÍA PROMEDIO DE CARTOPEL –AÑO 2012	124
FIGURA 4.7 CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE CARTOPEL PARA EL AÑO 2010.....	126
FIGURA 4.8 CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE CARTOPEL PARA EL AÑO 2011.....	127
FIGURA 4.9 CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE CARTOPEL PARA EL AÑO 2012.....	127
FIGURA 4.10 PORCENTAJES DE CONSUMO DE ENERGÍA POR SISTEMAS Y/O ÁREAS DE CARTOPEL PARA EL AÑO 2010.	128
FIGURA 4.11 CONFORMACIÓN DE LA HOJA DE PAPEL Y PORCENTAJES DE GRAMAJE DE LOS DOS TIPOS DE HOJAS QUE LO CONFORMAN.	129
FIGURA 4.12 CURVAS DIARIAS DE CARGA PROMEDIO DE CARTOPEL PARA EL AÑO 2010.....	132
FIGURA 4.13 CURVAS DIARIAS DE DEMANDA PROMEDIO DE LA SUBESTACIÓN N°4 PARA LOS AÑOS 2010, 2011 Y 2012.	135
FIGURA 4.14 PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA DE CARTOPEL EN LA DEMANDA DE LA SUBESTACIÓN N°4 DE CENTROSUR PARA LOS AÑOS 2010, 2011 Y 2012.....	136
FIGURA 4.15 CURVAS DIARIAS DE CARGA PROMEDIO PARA TODO EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA CENTROSUR PARA LOS AÑOS 2010, 2011 Y 2012.	137
FIGURA 4.16 PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA DE LA SUBESTACIÓN N°4 Y DE CARTOPEL EN LA DEMANDA DE CENTROSUR PARA EL AÑO 2012.	137
FIGURA 4.17 PRECIOS MARGINALES HORARIOS DEL MERCADO SPOT DE ENERGÍA PARA LOS AÑOS 2010, 2011 Y 2012.	139
FIGURA 4.18 ENERGÍA DEMANDADA AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN VS ENERGÍA AUTOGENERADA.	142
FIGURA 4.19 PORCENTAJE DE APOORTE MENSUAL DE LA ENERGÍA AUTOGENERADA A LA DEMANDA TOTAL DE LOS CLIENTES CALIFICADOS.	143
FIGURA 4.20 PORCENTAJES DE LA COMPOSICIÓN DEL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE LA CENTROSUR DURANTE EL PERÍODO DE APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN CONELEC 006/09.	143
FIGURA 4.21 PORCENTAJES DEL APOORTE ENERGÉTICO DE LA AUTOGENERACIÓN EMERGENTE DEL PERÍODO NOVIEMBRE 2009 – FEBRERO 2010 POR PERÍODO HORARIO.	144
FIGURA 4.22 DETALLE MENSUAL DE LOS PORCENTAJES DE APOORTE ENERGÉTICO DE LA AUTOGENERACIÓN EMERGENTE DURANTE EL PERÍODO NOVIEMBRE 2009 – FEBRERO 2010.	144
FIGURA 4.23 PORCENTAJES DEL APOORTE ENERGÉTICO DE LA AUTOGENERACIÓN EMERGENTE DEL PERÍODO NOVIEMBRE 2009 – FEBRERO 2010 POR PERÍODO HORARIO, SIN CONSIDERAR APOORTE DE CONTINENTAL TIRE ANDINA.	145
FIGURA 4.24 PORCENTAJES DE COMPENSACIONES PAGADAS POR LA CENTROSUR A LOS CLIENTES CALIFICADOS COMO GENERADORES DE EMERGENCIA.	146
FIGURA 4.25 COMPOSICIÓN PORCENTUAL DE LOS COSTOS POR GENERACIÓN EMERGENTE PAGADA POR LA DISTRIBUIDORA A LOS CALIFICADOS EN FUNCIÓN DEL RANGO HORARIO DE GENERACIÓN.	146
FIGURA 4.26 PORCENTAJES PROMEDIO DE CLIENTES PENALIZADOS POR DEMANDA.....	154
FIGURA 4.27 COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR DEMANDA.	159



Derechos de Autor



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, Pablo Alejandro Méndez Santos, autor de la tesis "Gestión de la Demanda de Energía Eléctrica en la Empresa CARTOPEL de Cuenca", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Magister en Sistemas Eléctricos de Potencia. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, 22 de abril de 2013

Pablo Alejandro Méndez Santos
010266057-8

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316

e-mail cdjbv@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103

Cuenca - Ecuador



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, Pablo Alejandro Méndez Santos, autor de la tesis "Gestión de la Demanda de Energía Eléctrica en la Empresa CARTOPEL de Cuenca", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 22 de abril de 2013

Pablo Alejandro Méndez Santos
010266057-8

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316

e-mail cdjbv@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103

Cuenca - Ecuador



UNIVERSIDAD DE CUENCA

FACULTAD DE INGENIERÍA

MAESTRÍA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

**GESTIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN LA EMPRESA CARTOPEL DE
CUENCA**

Tesis de Maestría en
Sistemas Eléctricos de Potencia

Autor

Pablo Alejandro Méndez Santos

Director

Ing. Miguel Corral Serrano

CUENCA – ECUADOR

2013



Dedicatoria

Al culminar este trabajo y recordar el largo tiempo transcurrido en su desarrollo, es posible reconocer los hechos y personas que brindaron el aliciente indispensable para su realización.

A Dios por guiar la consecución de esta importante meta,
A mis padres por su apoyo constante en mi carrera.

A Paola, por todo tu amor y comprensión
A Carolina, por tu existencia y ternura.



Agradecimiento

Por medio de estas líneas quiero dejar constancia de mi agradecimiento a todas aquellas personas que con opiniones y consejos orientaron el desarrollo de esta tesis, de manera especial al Ing. Marcelo Maldonado, Jefe de Mantenimiento de la Empresa CARTOPEL, ya que sin su ayuda y colaboración no hubiera sido posible la recopilación de la información necesaria, de igual manera a los Ingenieros, Verónica Vintimilla y Paúl Paladines, quienes efectuaron el levantamiento y auditoría eléctrica que alimentó el análisis efectuado en este trabajo.

Un agradecimiento muy especial al Ing. Miguel Corral Serrano, cuya dirección posibilitó el desarrollo del presente proyecto.



Introducción

El alto costo de generar, transportar y distribuir la electricidad, y el incesante incremento de la demanda de energía eléctrica, actualmente obliga a todos los agentes del sector eléctrico (Ministerios, organismos de regulación, control y supervisión, empresas de generación, transmisión y distribución) a realizar año tras año mayores esfuerzos e inversiones para lograr abastecer el requerimiento de energía de toda la población.

Con el fin de alcanzar un suministro eficiente y un aprovechamiento óptimo de los limitados recursos energéticos, la gestión de la demanda de energía eléctrica (GD) ha venido siendo aplicada en varios países del mundo, por ello y siendo el distribuidor/comercializador el agente del sector que se encuentra en mayor contacto con el usuario final de la energía, es que en el presente trabajo se decidió realizar un análisis de factibilidad de aplicación de la GD en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. de la ciudad de Cuenca.

El segmento de análisis se centra en el sector industrial debido a su alta intensidad de uso de energía eléctrica y su relativamente pequeño número de usuarios en relación con los segmentos residencial y comercial, con lo cual potencialmente se pueden obtener grandes reducciones de consumo gestionando una cantidad moderada de clientes. Como caso piloto de análisis se seleccionó al cliente de mayor demanda de energía eléctrica en la región, en este caso la empresa CARTOPEL de la ciudad de Cuenca.

El análisis planteado en el presente trabajo tiene como objetivos los siguientes:

Objetivo General

Determinar la factibilidad de implementar un plan para la gestión de la demanda de energía eléctrica de la empresa CARTOPEL.

Objetivos Específicos

- Determinar el porcentaje gestionable de la demanda de energía eléctrica del cliente CARTOPEL.
- Evaluar el impacto técnico y económico que tendría la gestión de la demanda del cliente CARTOPEL en el proceso industrial así como también en el sistema de distribución de la CENTROSUR.



- Analizar la normativa ecuatoriana vigente sobre gestión de la demanda y generación emergente.

Entre las principales acciones desarrolladas para alcanzar los objetivos trazados están:

- Análisis y consolidación de los datos y resultados de la Auditoría Eléctrica realizada a la planta de CARTOPEL.
- Elaboración del balance energético de la planta de CARTOPEL y determinación de las principales cargas y/o equipos a ser considerados para un plan de gestión de la demanda.
- Análisis de los instrumentos regulatorios actualmente vigentes para la remuneración e incentivo a los clientes industriales que gestionan efectivamente su demanda de energía eléctrica.
- Evaluación del impacto técnico y económico que tienen las propuestas de gestión de la demanda de energía eléctrica en la empresa CARTOPEL y en la CENTROSUR.

La evaluación de la factibilidad de implementación de un plan de gestión de la demanda en CARTOPEL se realiza mediante la simulación de las acciones de gestión dentro del comportamiento energético observado históricamente en la planta de CARTOPEL, así como en el sistema de distribución de la CENTROSUR, los resultados obtenidos permitieron realizar la evaluación técnica y económica correspondiente.



Capítulo 1:

La Gestión de la Demanda, Estado del Arte

1.1 Introducción

La demanda de energía eléctrica tradicionalmente se le considera incapaz de responder adecuadamente a las situaciones de crisis, más aún cuando en el país las tarifas eléctricas se encuentran actualmente subsidiadas en diferentes grados¹. El usuario final de la electricidad, en la gran mayoría de casos, desconoce o no es sensible al verdadero costo del kWh y por lo tanto no es capaz de modificar su comportamiento.

Por otra parte, el agente más vulnerable ante una crisis energética es la concesionaria del servicio de distribución la cual se encuentra expuesta a la volatilidad de precios del mercado que en ciertas horas del día puede llegar a tener un costo muy por encima de la tarifa regulada que tiene el cliente.

Dentro de este escenario descrito, se ve la conveniencia que tiene la empresa distribuidora de implementar planes y programas de uso eficiente de energía entre sus clientes, con el fin de alcanzar un uso eficiente de los recursos técnicos y económicos de la empresa.

El incentivar la eficiencia de consumo, a más del beneficio directo a los propios usuarios, trae como consecuencia el ahorro de importantes recursos económicos

¹ Actualmente varias disposiciones legales establecen diversos mecanismos por los cuales los clientes reciben una tarifa preferencial y las empresas del sector son compensadas por la afectación económica que causa su aplicación, entre algunos de esos mecanismos se pueden mencionar:

- Tarifa Dignidad, establecida mediante Decreto Ejecutivo N°451-A del 30 de junio de 2007
- Déficit Tarifario reconocido por el estado Ecuatoriano a las empresas de distribución por aplicación de la tarifa única, establecida en el artículo N°2 del Mandato Constituyente N°15
- Tarifa especial para el Anciano, estipulada en el artículo N°15 de la Ley del Anciano
- Subsidio cruzado para clientes residenciales, estipulado en el artículo N°53 de la Ley del Régimen del sector eléctrico.
- Subsidios para el combustible utilizado para generación eléctrica, establecidos a través de múltiples Decretos Ejecutivos.



destinados para la compra de energía, el diferir inversiones en nueva capacidad de generación para la atención de la demanda, la posibilidad de brindar el servicio eléctrico a nuevos clientes con los mismos recursos, además de permitir gestionar escenarios de crisis de abastecimiento de una mejor forma evitando los racionamientos generales del suministro eléctrico.

Los planes de eficiencia energética comúnmente suelen estar orientados hacia la reducción del consumo por medio del uso de máquinas, artefactos y electrodomésticos eficientes, no obstante estos planes tienen como desventaja un largo período de análisis e implementación ya que involucran el reemplazo de toda o la mayor parte de la carga ineficiente. Acciones de más rápida implementación y con resultados que podrían verse en el corto plazo son los relacionados con la gestión de la demanda.

1.2 Características de la Demanda

En el contexto del funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia, las actividades de generación, transporte y distribución cumplen la función de suministrar los requerimientos energéticos de la demanda, sin embargo atenderla constituye un desafío tecnológico que no tiene comparación con otros bienes o productos industriales, esto se debe a que las leyes físicas que rigen el comportamiento de un sistema eléctrico exigen que en todo momento exista un equilibrio entre producción y demanda, de lo contrario todo el sistema colapsaría. Esta característica obliga a que la producción se tenga que ajustar cada instante a los requerimientos de la demanda, teniendo que ingresar o salir bloques de generación.

Dependiendo de la tecnología de generación de las diferentes centrales será necesario contar con un cierto porcentaje de reserva en condiciones “standby” para cuando sea necesario, estas unidades en reserva se sincronicen con el sistema y tomen carga. El costo de esta generación “standby” o también denominada “spining reserve” o reserva rodante, es elevado y en función de la organización del sector, sus costos deben ser cubiertos por todos los agentes que se benefician de dicho servicio.

En razón de lo antes mencionado, se puede apreciar la importancia de conocer el comportamiento de la demanda, no obstante el referido comportamiento depende de muchos factores, como por ejemplo, el tipo de segmento, sea residencial, comercial, industrial, entre otros, la zona o región geográfica donde se encuentra, la época del año, etc. Al tener muchas variables que la afectan, su predicción y comportamiento no



es posible conocerlo de manera exacta, por ello la importancia de disponer de registros históricos y de la utilización de un método de proyección que, con un grado razonable de error, permita predecir su comportamiento.

1.2.1 Definiciones y parámetros característicos

Con la finalidad de caracterizar el comportamiento de la demanda se han definido parámetros y relaciones típicas que la describen técnicamente, algunos de estos parámetros son:

1.2.1.1 Demanda Promedio

Es la demanda media requerida por el sistema en un determinado período de tiempo, su unidad de medida suele ser el kW, o los kVA, su expresión es:

$$D_m = \frac{\text{Energía requerida en un período de tiempo}}{\text{período de tiempo}}$$

1.2.1.2 Demanda Máxima

Es el máximo requerimiento de carga que tiene el sistema durante un período de tiempo, la particularidad de este parámetro es que su duración es pequeña en comparación con la duración del intervalo de tiempo analizado, sin embargo todos los dispositivos y equipos eléctricos del sistema deben ser dimensionados pensando en que deben soportar el nivel de demanda máxima a pesar de que su duración sea reducida.

1.2.1.3 Factor de demanda

Es la relación entre la demanda máxima y la capacidad en kW o kVA del sistema en análisis, en función de que los equipos son dimensionados para la demanda máxima, el factor de demanda siempre será menor que la unidad. Este factor representa el porcentaje máximo en que la demanda hace uso de la capacidad del sistema.

$$FD = \frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Capacidad del sistema}}$$

1.2.1.4 Factor de carga

Es la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima, la cual señala el grado de variación de la carga con respecto al máximo valor registrado en un determinado tiempo.



$$FC = \frac{\text{Demanda Promedio}}{\text{Demanda Máxima}}$$

1.2.2 Comportamiento de la demanda

La demanda, como ya se ha mencionado, tiene un comportamiento que cambia en función de muchas variables, sin embargo en los sistemas de distribución es posible identificar tres comportamientos típicos que dependen del uso que se realice de la energía, pudiendo definirse los siguientes tipos: demanda residencial, demanda comercial y demanda industrial.

1.2.2.1 Demanda tipo residencial

Este tipo de demanda se encuentra en zonas donde los usuarios hacen un uso típico de vivienda, este tipo de consumo responde mayoritariamente a las costumbres de vida de una familia en donde el consumo comienza a incrementarse aproximadamente desde las 05:30 y continúa en aumento hasta las 12 o 13:00 hora a partir de la cual se da un valle que dura aproximadamente hasta las 18:00 hora a partir de la cual se incrementa hasta alcanzar el pico máximo cerca de las 20:00 para luego comenzar a disminuir y llegar al nivel de valle nocturno a las 23:00, el cual dura hasta las 5:30 para nuevamente comenzar el ciclo. En el siguiente gráfico se puede observar un perfil típico de este tipo de consumo:

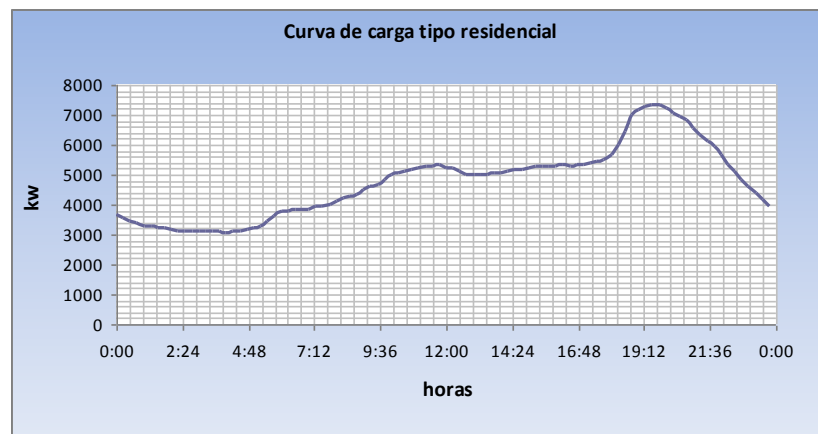


Figura 1.1: Curva de carga tipo residencial

1.2.2.2 Demanda tipo comercial

La demanda de tipo comercial tiene típicamente la forma que se muestra en la figura, difiere de la demanda residencial en que responde al comportamiento de los negocios y empresas que laboran en una o dos jornadas diarias, lo cual hace que experimente un

incremento sostenido en horas de la mañana, tenga un ligero decremento al medio día manteniendo un valle en horas de la tarde y finalmente se reduzca hasta un valor de valle nocturno desde las 19:00.

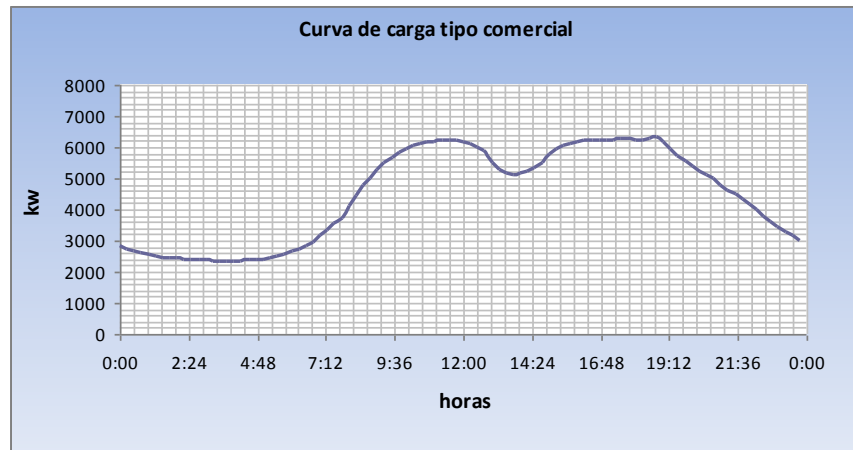


Figura 1.2: Curva de carga tipo comercial

1.2.2.3 Demanda tipo industrial

En el caso de la demanda industrial, la forma de la curva dependerá del proceso de fabricación o del producto que se considere en el análisis. Para este tipo de demanda se tiene que típicamente puede ser de dos tipos: la demanda de un proceso constante cuyo perfil es prácticamente plano y corresponde a plantas industriales de fabricación continua con horarios de trabajo 24/7 en tres turnos, y, la demanda de proceso de fabricación no continua en cuya forma se pueden observar los cambios en el requerimiento de energía por parte del proceso y por lo tanto es más irregular.

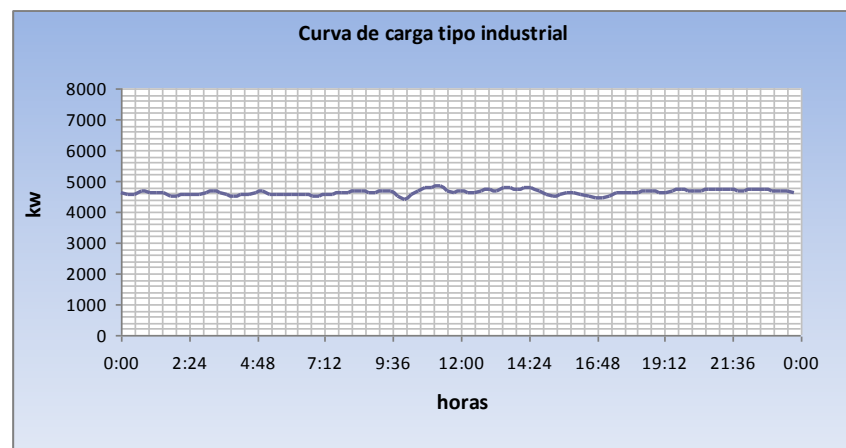


Figura 1.3: Curva de carga industrial tipo proceso de fabricación constante

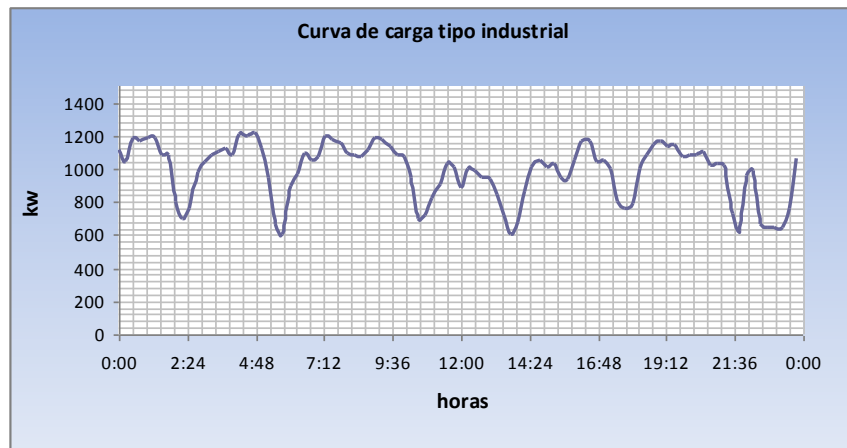


Figura 1.4: Curva de carga industrial tipo de proceso de fabricación variable

1.3 La gestión de la Demanda

La gestión de la demanda (GD) abarca una serie de acciones y métodos enfocados hacia la reducción o modificación del patrón de consumo de energía eléctrica de un grupo de cargas o usuarios.

Las acciones de control o gestión sobre la demanda de energía eléctrica, vienen a romper un paradigma establecido desde los orígenes mismos de las redes y sistemas eléctricos, este paradigma indica que la demanda es completamente inflexible o incapaz de modificar su comportamiento. Hasta hace unas décadas a nivel mundial se asumía que los recursos energéticos eran prácticamente ilimitados para satisfacer todas las necesidades de energía de los consumidores, siendo la única restricción la cobertura o el nivel de expansión de las redes de transmisión y distribución, esta situación paulatinamente comienza a cambiar a raíz de la crisis del petróleo ocurrida en la década de los setentas cuando los precios de los combustibles se incrementaron notablemente, es en este punto cuando tanto los gobiernos como los consumidores percibieron que la provisión energética era vulnerable.

Si bien la crisis petrolera de los años setentas fue una situación de orden geopolítico, la crisis que poco a poco se vislumbra en el horizonte es aún más inquietante para todo el mundo, el inminente agotamiento de los recursos de combustible fósil sumado al calentamiento global suponen un reto para la humanidad, y en este contexto la generación de energía eléctrica cumple un rol fundamental si se considera que un porcentaje importante de la electricidad es generada a partir de combustibles derivados del petróleo.



El Ecuador no está exento de esta realidad mundial y es que, a pesar de ser un país exportador de petróleo, las reservas nacionales de este recurso se estiman podrán durar a lo mucho entre 15 y 28 años², si bien la generación de electricidad en el país depende en mayor medida del recurso hídrico, aún no se ha cuantificado el efecto que podría tener el calentamiento global sobre las fuentes hidrológicas, con lo cual se observa una significativa incertidumbre con respecto al abastecimiento de energía que asegure satisfacer una demanda que año tras año se incrementa.

De lo anteriormente expuesto, es posible entender porque los planes de GD se convierten en alternativas viables para alcanzar un uso eficiente de energía y lograr una reducción del consumo energético para el futuro cercano y con el advenimiento de las redes inteligentes se espera que los clientes adquieran un rol más activo en la gestión de sus consumos de energía, pues el paradigma de una red que satisface sin restricciones la demanda, cada vez es menos sostenible.

La modificación del patrón de consumo, o directamente de la magnitud del consumo de energía se realiza con miras a:

- Optimizar el consumo de energía desde el lado del usuario.
- Mejorar el perfil de carga del sistema de distribución y de todo el sistema eléctrico de potencia en su conjunto.
- Reducir los montos económicos a pagarse por concepto del suministro eléctrico.
- Reducir los costos de operación del sistema eléctrico, especialmente en períodos de punta.
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera.
- Enfrentar de mejor manera los eventos de déficit de energía y/o crisis de abastecimiento.

El objetivo que se quiera lograr dependerá en gran medida del enfoque y de la realidad del mercado eléctrico en donde se aplique, es así que, en el contexto de una organización verticalmente integrada, la GD tiene una aplicación “natural” debido a que el monopolio del servicio eléctrico se encuentra altamente motivado a promover un consumo racional entre sus usuarios para disminuir los costos de prestación del servicio y así, con los mismos recursos, poder servir a un mayor número de clientes.

² <http://yasuni-itt.gob.ec>



En el esquema de mercado eléctrico abierto a la competencia, las motivaciones para implementar planes o programas de GD tienen una motivación algo más compleja ya que, en este modelo, las cuatro etapas de la cadena productiva (generación, transmisión, distribución y comercialización) se encuentran desagregadas, con lo cual cada una persigue objetivos en pro de su beneficio individual.

La modificación del comportamiento de la demanda ayuda a reducir costos de compra de energía del comercializador o del distribuidor, así como, también pueden ser útiles para el control de la estabilidad de operación del sistema a través de cargas interrumpibles por relés de baja frecuencia, los cuales actúan de forma más rápida y con menores costos que la generación forzada para mantener el equilibrio entre producción y demanda, con lo cual, la GD se convierte en un mecanismo atractivo para el transmisor y el operador técnico y comercial del sistema.

1.3.1 Enfoques de aplicación

Los enfoques de aplicación hacen referencia a la óptica bajo la cual se implementan los planes de gestión de la demanda, dichos planes dependen del escenario de funcionamiento del mercado o sector eléctrico. En este punto se describirán dos posibles escenarios en los que puede tener cabida la gestión, el escenario de organización monopólica del sector eléctrico y el escenario de un mercado eléctrico en competencia.

1.3.1.1 Organización monopólica u oligopólica

En los inicios de la industria eléctrica se hizo palpable que la viabilidad económica del suministro eléctrico dependía de que se produzcan grandes cantidades de energía, esta situación ubicó a la producción, transporte y distribución de energía dentro de las denominadas economías de escala, lo cual se tradujo en que los proyectos eléctricos solamente podían ser emprendidos por grandes empresas.

Esta característica de la industria junto con la cada vez mayor demanda de la energía eléctrica, hicieron que la electricidad se convirtiera en un servicio básico y por tanto, su provisión y cobertura, en una preocupación de los gobiernos. Lo anterior fomentó que en gran parte de los países la industria eléctrica naciera en forma de monopolio estatal ya que el estado era el único capaz de realizar las grandes inversiones requeridas para satisfacer una demanda creciente de tipo residencial, comercial e industrial.

Al ser los monopolios estatales los responsables de proveer el servicio eléctrico, y al ser la electricidad un servicio básico para la población, no siempre el emprendimiento de los proyectos de electrificación fue evaluado desde el punto de vista de eficiencia financiera sino, más bien, desde la óptica del beneficio social, esto hizo que la industria eléctrica tuviera, en gran parte de los casos, costos subsidiados por los gobiernos,

A inicios de los años 80, los gobiernos que aún mantenían monopolios eléctricos comienzan a advertir que el mantener una industria subsidiada y financieramente ineficiente, no era sostenible en el tiempo, razón por la cual se iniciaron procesos de venta o de traspaso al sector privado de parte de la industria segmentada en al menos sus tres principales etapas, en resumen, lo que los gobiernos trataron de hacer es que la industria eléctrica sea más eficiente.

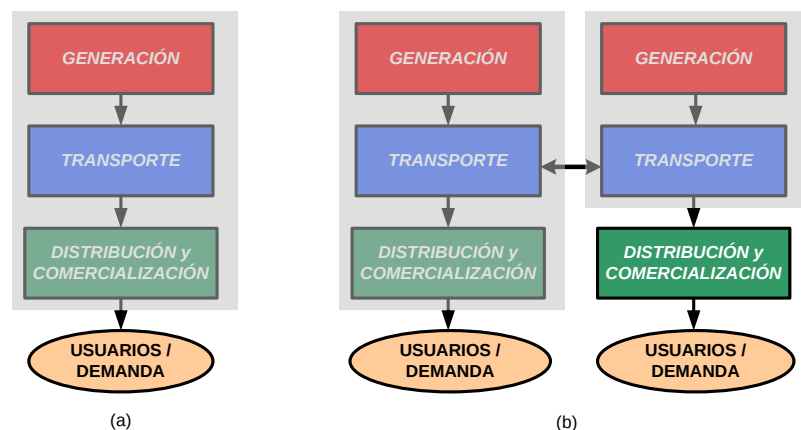


Figura 1.5: (a) Empresa monopolítica única, (b) Empresa monopolítica regional que intercambia compras y venta de energía con monopolio regional que mantiene sólo generación y transporte integrados.

Dentro del contexto anteriormente descrito, es que la GD cobra relevancia, los monopolios estatales tienen un incentivo grande para implementar programas de uso eficiente de energía y administración de la demanda, pues, a través de estos planes, se puede diferir inversiones y reducir los costos y pérdidas de energía en las redes. Estos aspectos se traducen en poder incrementar la cobertura y el servicio a un mayor número de clientes con los mismos recursos.

En el caso de los monopolios privados o bajo regulación estatal, el incentivo para llevar adelante planes de gestión de la demanda es aún mayor, ya que sus ingresos están controlados por el tipo de regulación que se aplique.



En las regulaciones por incentivos, la empresa monopólica tratará de reducir sus costos operativos para lograr aumentar sus ganancias, en esta situación tanto el uso eficiente como la gestión de la demanda ayudarán a la empresa a utilizar sus instalaciones con mayor eficiencia y rentabilidad, así como, reducir también sus costos de generación y/o compra de energía a otros agentes de producción.

El escenario que se vislumbra en el corto plazo para el Ecuador, es el establecimiento de un monopolio estatal de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía³, dentro de este contexto, la GD es altamente deseable pues el costo de operación de la industria eléctrica es extremadamente alto.

Conociendo que el país es aún deficitario de energía y dependiente en gran medida de las importaciones de energía desde Colombia, los planes de reducción y/o manejo del comportamiento de la demanda pueden ayudar a reducir los costos de producción y compra de energía.

Con una tasa aproximada de crecimiento de la demanda del 6% anual, los recursos para satisfacer este incremento constante tendrán que también que incrementarse al menos en la misma medida cada año, lo cual en el transcurso del tiempo no es sostenible, ante esta situación se vuelve prioritario hacer que el consumo sea más eficiente y sobre todo a nivel industrial es menester aprender a producir más con menos energía.

1.3.1.2 Mercado eléctrico en competencia

En varios países alrededor del mundo, los gobiernos en su afán de hacer más eficiente a la industria eléctrica, entraron en procesos de desintegración vertical, es decir, de separación de actividades, para ello se crearon empresas que tendrían que especializarse en una etapa particular de la cadena de producción (generación, transporte, distribución y comercialización).

La estructuración de este modelo de mercado, tiene implicaciones profundas en el funcionamiento del sistema eléctrico como tal, pudiéndose distinguir dos tipos de operación: la operación técnica y la operación comercial del mercado eléctrico.

³ Antecedentes quinto y sexto, y, Disposición Transitoria Tercera del Mandato Constituyente N°15

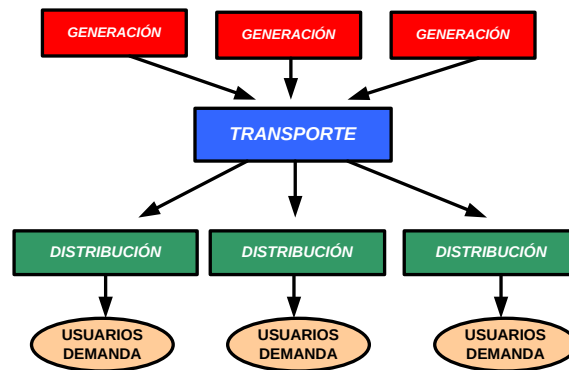


Figura 1.6: Separación de actividades de la cadena de producción de la energía eléctrica

La primera comprende la operación en tiempo real del sistema, cuya responsabilidad recae sobre un organismo denominado, en la mayor parte de los mercados eléctricos, como Operador Independiente del Sistema (ISO por sus siglas en inglés). Este organismo opera el sistema con el objetivo de satisfacer la demanda cumpliendo los límites de seguridad y estabilidad de los diferentes componentes y partes del sistema, por tanto aspectos de gran relevancia son los relacionados con:

- La estabilidad de frecuencia
- La estabilidad de voltaje
- Gestión de restricciones técnicas de la red de transporte

La estabilidad de frecuencia depende del equilibrio que debe existir en todo momento entre generación y demanda, para su control tanto la potencia generada desde las centrales como el monitoreo del comportamiento de la demanda son aspectos fundamentales.

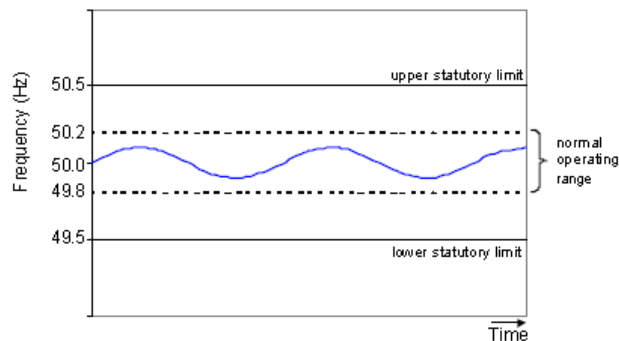


Figura 1.7: Banda de variación del parámetro frecuencia en un sistema eléctrico de potencia. ^[1]

La estabilidad de voltaje tiene directa relación con la provisión de potencia reactiva en ciertos puntos de la red, el nivel de voltaje debe estar dentro de ciertos límites para evitar un colapso de voltajes en el sistema.

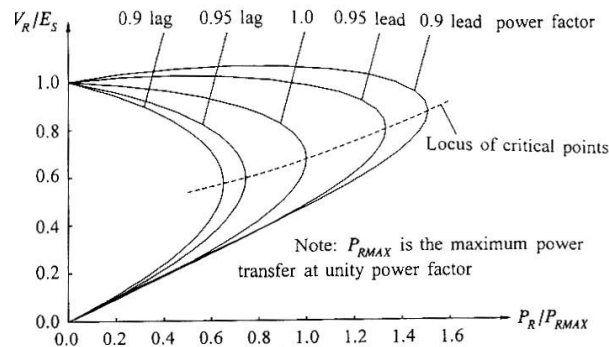


Figura 1.8: Curvas características del comportamiento del voltaje en función de la potencia generada. ^[2]

El gestionar las restricciones de la red de transporte hace referencia al planeamiento y coordinación de las acciones de control más adecuadas que eviten que se violen los límites de transferencia de potencia a través de ciertos enlaces y redes, las restricciones de red pueden convertirse en verdaderos “cuellos de botella” que dificultan la provisión de energía entre los centros de producción y las subestaciones en donde se conecta la demanda, estas acciones son responsabilidad compartida entre el Operador del Sistema y la empresa que opera las redes de transmisión.

Operar comercialmente el sistema comprende la programación de la operación y gestión de la red con el objeto de cumplir con acuerdos comerciales entre la generación y la demanda, en un mercado en competencia los contratos establecidos entre los agentes responden a una cierta provisión de energía y potencia en función de los intereses de las partes, no obstante estos acuerdos deben enmarcarse dentro de las restricciones técnicas que impone el sistema. Dada esta circunstancia el Operador del Sistema tiene bajo su responsabilidad tanto la seguridad como el funcionamiento transaccional del mercado, en otras palabras posibilitar que las transacciones comerciales entre los agentes se cumplan sin perjudicar la seguridad y estabilidad del sistema.

Lograr lo anteriormente indicado es un asunto delicado y requiere de una constante supervisión tanto de las condiciones técnicas como de los acuerdos comerciales a lo largo de cada hora y período comercial; con la finalidad de garantizar la estabilidad del sistema, el Operador se ve en la necesidad de contratar servicios “ocasionales” de los

agentes de producción para controlar los desbalances que se pueden presentar, ejemplos de estos servicios son la reserva técnica de potencia para la regulación primaria y/o secundaria de frecuencia, así como, la provisión de potencia reactiva para el mantenimiento de los niveles de voltaje en los nodos de la red.

El servicio de regulación primaria y secundaria de frecuencia evita que existan desbalances entre la producción y demanda debido a cambios inesperados en cualquiera de los dos parámetros, un incremento súbito de demanda tiene que ser atendido mediante la entrada en operación de más unidades de generación, de igual manera la falla en un bloque de generación o la indisponibilidad de la red que derive en una pérdida de generación, deberá ser compensado con el ingreso de una o varias unidades adicionales que suplan la cantidad de potencia que se perdió. Los servicios “ocasionales” tienen un determinado costo en función de la empresa y la tecnología de las unidades que atendieron en un momento dado esta necesidad del sistema ya que sus características definen los costos de la disponibilidad inmediata como, por ejemplo, equipos y personal con la capacidad de trabajar en el momento requerido.

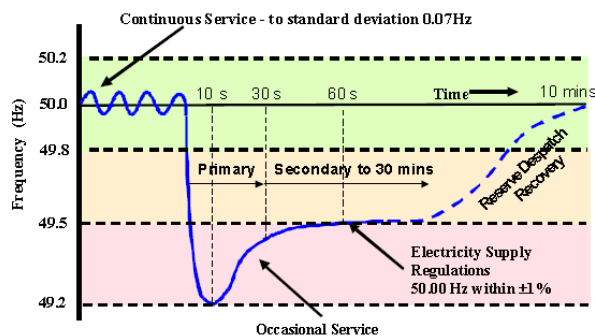


Figura 1.9: Provisión de servicios ocasionales en el tiempo para atender variaciones en el equilibrio generación – demanda. ^[1]

La GD dentro de este contexto brinda una alternativa al Operador del Sistema para alcanzar la meta de mantener el sistema en condiciones seguras de funcionamiento, para lo cual se requiere mantener la estabilidad de la frecuencia en el sistema, obteniéndose al despachar el ingreso de nuevas unidades de generación, así como, también, mediante la disminución de carga del sistema; la ventaja de esta última alternativa es que generalmente la desconexión o interrupción del suministro a diferentes cargas se puede lograr en tiempos menores de lo que se alcanza a despachar una unidad de generación, así como también con costos menores a lo que se puede comprar este servicio a un generador.

La provisión del servicio de “interrumpibilidad” para regulación de frecuencia, al significar para el proveedor la pérdida del suministro de energía y como consecuencia la suspensión de sus actividades normales, debe ser compensada económicamente vía tarifa o precio del kWh, de lo contrario no se estaría abriendo un mercado para estos “servicios de seguridad” relacionados con la estabilidad del sistema.

La gestión de la carga en un mercado en competencia, además de ser una herramienta útil para el Operador del Sistema, también se convierte en una herramienta de negocios para el Comercializador, el cual se constituye en un nuevo agente de mercado cuyo negocio se centra en la compra – venta de bloques de energía y la provisión de servicios de valor agregado al cliente final, por lo que, gestionar adecuadamente la demanda de sus clientes puede representar incentivos económicos a través de la venta de servicios ocasionales al mercado o al ISO, así como también evitar los elevados precios de la energía durante las horas pico y beneficiarse de precios más económicos en horas de valle.

Desde esta óptica la GD se puede concebir como una opción de negocio dentro del mercado eléctrico, opción que bien puede ser ofertada como alternativa para controlar la estabilidad del sistema a un menor costo y también como una alternativa para disminuir los costos del suministro de energía gestionando las mejores horas para consumir y dejar de consumir energía y potencia.

Los enfoques de aplicación de la GD se esquematizan en la siguiente figura en la cual se muestra que existe una frontera traslapada entre las aplicaciones con fines de seguridad y estabilidad del sistema y las aplicaciones con fines de obtención de beneficios económicos para el lado de la demanda ya que al actuar sobre el consumo de energía (reduciéndolo o haciéndolo más eficiente) se pueden obtener beneficios para la operación segura del sistema al tiempo que se logra el objetivo del comercializador o del usuario final al poder reducir sus costos por compra de energía.

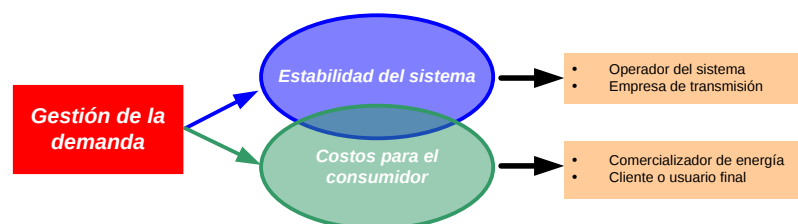


Figura 1.10: Ámbitos de aplicación e interés de la gestión de la demanda en un sistema eléctrico ^[1]



1.3.2 Formas y niveles de gestión de la demanda

Para lograr las metas que persigue la gestión de la demanda, existen varias alternativas de implementación que dependerán del modelo de organización y de las regulaciones vigentes sobre este aspecto con las que cuente el sector eléctrico.

La gestión de la demanda, de acuerdo a experiencias llevadas a cabo por varios países alrededor del mundo, tiene 4 formas de ponerse en práctica⁴:

- Demand Side Management (DSM), Administración del lado de la demanda.
- Demand Response (DR), Respuesta de la demanda.
- Demand Side Bidding (DSB), Oferta del lado de la demanda.
- Demand Side Integration (DSI), Integración del lado de la demanda.

La primera forma, DSM, hace referencia a las acciones de GD relacionadas con los estudios de eficiencia energética y el reemplazo de equipos por sus equivalentes de alta eficiencia, con el objetivo de reducir la magnitud de consumo energético. Por su parte la forma DR, se refiere a los planes mediante los cuales se proporciona a los consumidores señales de precio para que modifiquen su patrón de consumo.

DSB, describe la gestión que permite a la demanda ofertar reducciones de consumo a precio de mercado con el objeto de mantener las condiciones de estabilidad y seguridad del sistema, este servicio normalmente es proporcionado por la generación y despachado por el operador del sistema, sin embargo en el ámbito de la GD, se convierte en un servicio que puede ser dado por la demanda de manera más rápida y económica.

La DSI, hace referencia a todas las formas antes mencionadas, aplicadas con el objeto de alcanzar los objetivos de optimizar el consumo de energía, mejorar el perfil de carga del sistema, reducir los costos económicos de operación del sistema y alcanzar metas de tipo ambiental.

En función del grado de interacción que tenga el cliente o de manera más general, la demanda, con el sistema eléctrico, se definen 5 niveles de aplicación de la gestión:

- Nivel 1: Ahorro y eficiencia energética

⁴ DG de Industria, Energía y Minas, Guía Básica de la Gestión de la Demanda Eléctrica, Comunidad de Madrid, 2007

- Nivel 2: Control indirecto de la demanda, vía tarifas
- Nivel 3: Control indirecto de la demanda, vía contratos o incentivos
- Nivel 4: Control directo de la demanda
- Nivel 5: Mercados de gestión de la demanda

En el nivel 1 se incluyen todos los planes de renovación o reemplazo de equipos de baja eficiencia energética, los cuales pueden hacer uso de estrategias orientadas a brindar incentivos y/o financiamiento al consumidor para que reemplace equipos como por ejemplo electrodomésticos, motores, etc. por sus equivalentes de alta eficiencia energética.



Figura 1.11: Clasificación por grado de eficiencia que suele incluirse en electrodomésticos ^[3]

El nivel 2, contempla planes que mediante la implementación de tarifas con costo diferente por rango horario, tienen la intención de modificar en el consumidor su patrón de consumo de energía eléctrica. La efectividad de estos planes depende en gran medida de la flexibilidad que tenga la demanda en un mercado en particular, y que no exista la distorsión que puede involucrar la existencia de subsidios estatales en la tarifa.

Algunas de las variantes que tiene este nivel son:

- **Tarifas por período de uso (Time Of Use Tariff -TOU):** Son tarifas que establecen precios diferentes por el kWh en función del período del día en el cual se presenta el consumo, un ejemplo de esta variante, es la tarifa industrial en media tensión con demanda horaria aplicada en Ecuador, la cual tiene cuatro costos diferentes del kWh en cuatro horarios, de 08:00 a 18:00 (rango medio), de 18:00 a 22:00 (rango pico), 22:00 a 08:00 (rango de valle), y de 18:00 a 22:00 en fines de semana y días feriados (rango especial)



- **Precios de pico crítico (Critical Peak Pricing -CPP):** Hacen referencia a precios muy altos de la energía, los cuales son fijados en condiciones de déficit de generación, gran incremento de la demanda o ante situaciones de contingencia que provocan altos costos de operación del sistema. La entrada en vigor de un precio de pico, es notificada a los usuarios con cierta antelación para que puedan tomar las previsiones necesarias y reducir el consumo de energía.
- **Precios en tiempo real (Real Time Pricing -RTP):** Son precios de la energía que reflejan en cada hora el costo real de producción, transporte y distribución de electricidad, con ello la demanda es completamente flexible a las variaciones en costo de la oferta energética y por lo tanto actúa en consecuencia para evitar altos costos y optimizar el consumo energético.

En el nivel 3, el control indirecto de la demanda se realiza mediante contratos de interrumpibilidad o de reducción de consumo bajo pedido del operador del sistema o de la red en cuestión. Generalmente la interrupción o la reducción del consumo se pactan entre la empresa y el cliente bajo condiciones que establecen, entre otros aspectos, el tiempo mínimo en que la reducción tiene que ser notificada y acatada por el cliente, el pago o incentivo económico a percibir por el cliente por su acción de reducción o desconexión, etc.

El control directo de carga, o nivel 4, describe planes en los cuales las empresas de distribución conectan dispositivos de control directamente sobre ciertos equipos de los clientes, para de forma remota, modificar su régimen normal de funcionamiento y reducir el consumo energético. Generalmente este método es utilizado en equipos que tienen alguna inercia térmica como por ejemplo aires acondicionados, calentadores de agua y calefactores. La interrupción o modificación del funcionamiento no es sentido por el cliente ya que se hace por un tiempo reducido y con una regularidad máxima que suele establecerse vía contrato. Este nivel de gestión de demanda requiere de un sistema de control y comunicación desde el centro de despacho de carga de la empresa hasta los equipos de los clientes que participan de este tipo de gestión. El incentivo que reciben los clientes participantes es de tipo económico ya sea mediante un pago por la demanda interrumpida o vía un pago fijo mensual.

Los mercados de gestión de la demanda, o nivel 5, abarcan las iniciativas que permiten a los clientes ofertar en el mercado eléctrico reducciones de su carga eléctrica durante ciertos períodos del día a determinados precios, dependiendo del costo ofertado, el

operador del sistema puede acoger la oferta, con lo cual se paga al consumidor en lugar de despachar generación para suplir la demanda requerida por el sistema. En este tipo de gestión, también denominada “Demand side Bidding”, la demanda pasa de su típico rol pasivo en la operación del sistema a ser un competidor de la generación, en el servicio de dar seguridad y confiabilidad a la operación del sistema. Este tipo de gestión tiene la ventaja, para el operador del sistema, que la reducción aplicada por el cliente puede ser más rápida que el despacho, encendido y entrada en operación de una unidad de generación.

1.3.3 Modificaciones sobre la curva de demanda

La gestión de la demanda puede modificar el perfil de la curva de demanda de tres formas:

- Reduciendo la magnitud del consumo
- Modificando del patrón de la curva de carga
- Desplazando la carga en el tiempo

La primera hace referencia a la reducción del nivel de consumo de energía en todo el período de tiempo de análisis, para lo cual las acciones que se aplican se orientan hacia el reemplazo de equipos, maquinarias o cargas ineficientes por otras que sean eficientes, así como, también incluyen la desconexión o el uso racional de la energía, a través de políticas de ahorro de energía, la forma típica de este tipo de gestión se muestra en la siguiente figura en la cual se aprecia que la reducción se espera a lo largo de todo el tiempo de análisis y de manera relativamente constante.

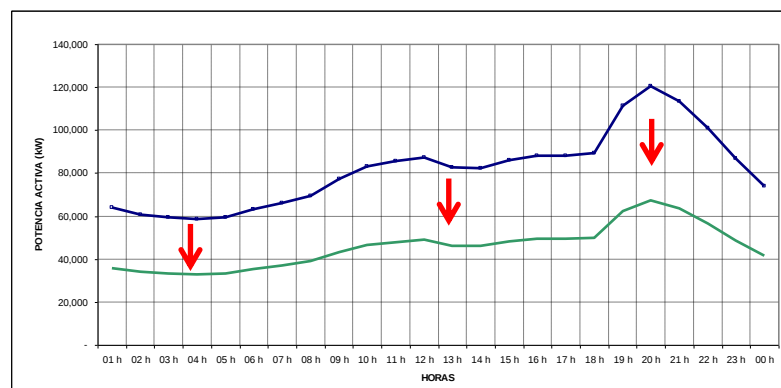


Figura 1.12: Reducción de la magnitud de consumo

La segunda consiste en un cambio en el perfil de la curva de carga con el objetivo de reducir el consumo durante las horas denominadas como “pico” o “punta” las cuales,

generalmente, representan el período de tiempo de mayor exigencia para el sistema eléctrico, pues, es en estas horas que se tienen los mayores factores de demanda para todos los elementos de la red. Las horas pico además de tener un impacto en el grado de utilización de la red tienen un impacto económico, en razón de que la energía utilizada dentro de este período de tiempo tiene un costo más elevado tanto para el consumidor como para el comercializador o distribuidor debido a que el requerimiento energético es atendido por centrales térmicas de mayor costo operativo. El cambio en el perfil de carga se logra evitando o reduciendo el consumo eléctrico en las horas de demanda máxima.

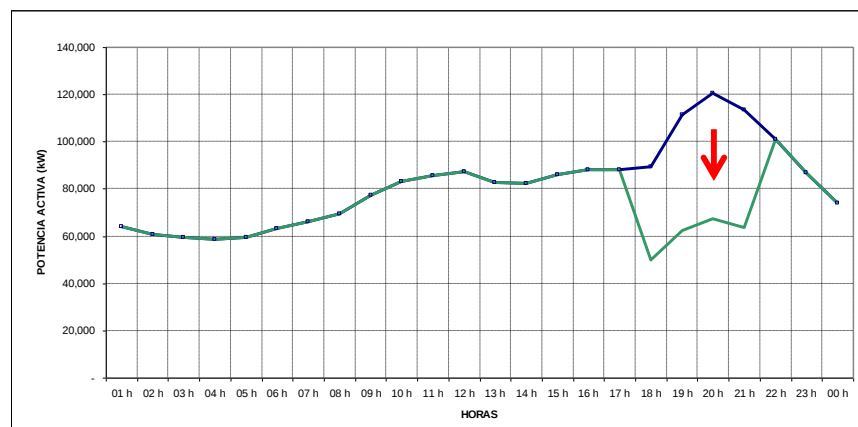


Figura 1.13: Cambio en el perfil de carga por disminución del consumo

La tercera engloba la gestión realizada para, al igual que la de cambio en el perfil de carga, evitar los consumos en horas pico o punta

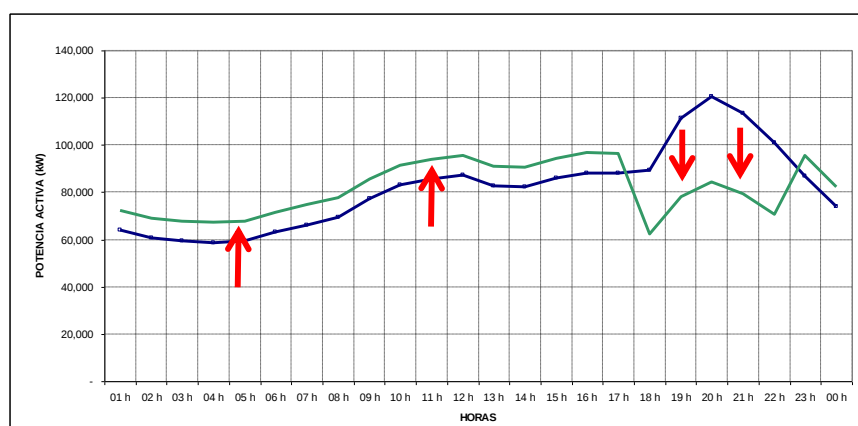


Figura 1.14: Cambio en el perfil de carga por desplazamiento del consumo a otros horarios

El cambio se logra a través de desplazar los consumos de energía a otros períodos de tiempo más económicos desde el punto de vista de la tarifa o del precio de la energía, y no necesariamente con la desconexión o el apagado de cargas. Este tipo de gestión es



la que se desea obtener en cargas de tipo industrial las cuales no se deberían apreciar cambios en sus niveles de producción por aplicación de la gestión energética.

La diferencia entre el cambio de perfil y el desplazamiento de consumos radica en que el primero experimenta una disminución del consumo energético dentro del período de análisis, mientras que la gestión de desplazamiento de cargas logra alterar el perfil de carga sin modificar la magnitud del requerimiento de energía en el período de análisis.

1.3.4 Barreras para la implementación de la gestión de la demanda

La implementación de la GD, no siempre encuentra condiciones favorables y de fácil aceptación para su efectiva puesta en marcha, los principales obstáculos son de tipo económico, regulatorio, institucional y cultural.

1.3.4.1 Barreras económicas

Este tipo de barrera describe al menos dos situaciones que impiden a los agentes energéticos (empresas y/o usuarios) apreciar y cuantificar los beneficios de la GD. La primera situación es la alta inversión inicial y la baja tasa de retorno que pueden tener ciertas tecnologías requeridas para gestión directa de la demanda, estos requerimientos tecnológicos pueden ser dispositivos de control, medidores inteligentes de energía, sistemas de comunicación y control, etc., esta primera situación se ve agravada cuando coexiste con la segunda situación de orden económico, la cual es tener bajos precios de energía eléctrica.

Generalmente los bajos precios de energía se relacionan con políticas estatales de subsidios, los cuales distorsionan el costo real de la energía. Es muy poco probable que un cliente se encuentre motivado a emprender proyectos de uso eficiente y control de su consumo de energía, si ésta es muy barata. Ante políticas de subsidio, la diferencia entre el costo real y el precio de venta, se traslada a la economía pública lo cual se traduce en una ineficiencia económica que no es percibida por el consumidor.

1.3.4.2 Barreras regulatorias

Este tipo de barreras hacen referencia a esquemas regulatorios que impidan o que no cuenten con una definición y reglas claras para el emprendimiento de iniciativas de la GD. La barrera de tipo regulatorio se puede constituir en un asunto determinante para la puesta en marcha o no, de dichas iniciativas. Desde la perspectiva del cliente, se podría entender que sus acciones son de muy poco impacto y no encontrarán un claro



incentivo desde las empresas eléctricas o desde el mismo estado. Desde la óptica de las empresas se podría entender que cualquier plan de reducción de consumo o eficiencia eléctrica comprometería económicamente los futuros ingresos por venta de energía.

El tema regulatorio, es por lo tanto un aspecto de gran importancia y que debe ser impulsado desde los organismos que definen la política energética de un país o región, así mismo es importante que las Regulaciones definan claramente los beneficios, incentivos y forma de reconocer los esfuerzos para alcanzar la eficiencia en el consumo eléctrico.

1.3.4.3 Barreras institucionales

Este tipo de barreras, comprenden las debilidades que tienen las instituciones del sector eléctrico para conocer a la demanda que satisfacen, estas debilidades se pueden agrupar en: poca experiencia en implementación de planes de eficiencia energética y de GD, desconocimiento de los usos finales de energía que hacen sus clientes, y dificultad para estimar y cuantificar el impacto de las medidas de eficiencia energética y de GD.

Si bien todas las debilidades institucionales se encuentran relacionadas, son quizá la dificultad para medir el impacto de la gestión y el desconocimiento del uso final de la energía los mayores obstáculos para desarrollar iniciativas de GD, una empresa no emprenderá un proyecto de esta naturaleza si no conoce de qué forma asesorar a sus clientes en planes de mejora de eficiencia energética, de igual manera sucede si los planes no tienen un método de evaluación y medición de las reducciones alcanzadas.

1.3.4.4 Barreras culturales

La barrera cultural considera el efecto que puede tener en los clientes el no comprender o desconocer la forma en que operan los planes de GD y eficiencia energética. Algunas formas y acciones de GD incluyen el establecimiento de penalizaciones o precios de energía más altos durante períodos de pico o durante contingencias que comprometen la capacidad del sistema para satisfacer la demanda, estos mecanismos indirectos de control de demanda, si no se socializan adecuadamente o si los clientes desconocen cómo operan, percibirán que la GD en realidad supone costos económicos que no tenían antes de su implementación. Esta percepción puede fácilmente extenderse, por ejemplo, a una gran parte del segmento industrial lo que provocará una oposición a su



implementación. Situación similar puede ocurrir en los segmentos comerciales y residenciales, si como parte de planes de GD, se implementan tarifas por tiempo de uso (TOU) que establecen costos más elevados del kWh para el período de pico.

1.4 Requerimientos Tecnológicos

Actualmente en una red eléctrica de distribución es posible conocer de forma remota la información sobre el estado de funcionamiento de los componentes más importantes del sistema como por ejemplo el estado de operación del transformador de una subestación, el estado de interruptores, relés y reconectores, también es posible adquirir desde un centro de control y supervisión los niveles de tensión, corriente, energía, etc. en barras y líneas importantes de la red. No obstante la existencia de esta tecnología, todavía persiste una real desconexión informativa y de control sobre el último eslabón en la cadena de suministro eléctrico, el medidor de energía, la empresa de distribución es incapaz de conocer en tiempo real el estado de funcionamiento y las mediciones que toma este dispositivo, lo cual es bastante paradójico considerando que de las mediciones de estos aparatos depende en gran medida el ingreso por venta de energía que mensualmente factura la distribuidora o comercializadora.

En gran parte de las empresas de distribución en la actualidad la facturación depende de las lecturas mensuales que realiza el personal de facturación de la propia distribuidora o de personal externo contratado para tal propósito, sin embargo desde la amplia difusión y desarrollo de las tecnologías de la información y telecomunicaciones, la distribuidora se ha acercado y finalmente “conectado” con el medidor de energía en lo que se ha dado por denominar “sistemas de medición inteligente”.

1.4.1 Sistemas de Medición Inteligente

El actual desarrollo tecnológico de la medición inteligente se ubica dentro de las denominaciones AMR (Automatic Meter Reading) o AMI (Advanced Meter Infrastructure), siendo la segunda denominación la evolución de la primera.

AMR o lectura automática de medición, es un término que abarca una serie de avances tecnológicos que permiten realizar la lectura remota de las mediciones almacenadas en un medidor electrónico, actualmente esta tecnología tiene un cierto grado de penetración en las empresas eléctricas de la región y adicionalmente encuentra aplicación en la lectura de medidores de agua potable y gas. La implementación e

integración tecnológica que permite disponer de un sistema AMR tiene la siguiente arquitectura básica:



Figura 1.15: Arquitectura básica de un sistema AMR [8]

Como se observa en la figura anterior, el sistema consta de las siguientes partes:

- Medidor inteligente conectado en la instalación del usuario, este medidor debe poseer al menos la cualidad de realizar mediciones de energía activa en intervalos de tiempo más pequeños que una hora y además poseer la capacidad de almacenar estos datos para un período de tiempo mínimo de 30 días, igualmente debe contar con medios de comunicación que permitan la extracción de la información almacenada en su memoria.
- Dispositivo concentrador de mediciones que es la parte del sistema encargada de realizar la consulta o adquisición de datos desde los medidores inteligentes a través de un medio de telecomunicación, a su vez los dispositivos concentradores se enlazan con el centro de control y supervisión de distribución por medios cableados o inalámbricos que van desde la red telefónica, comunicaciones vía radio a frecuencia libre entre medidores, comunicaciones por línea energizada (Power Line Carrier –PLC) hasta redes Ethernet o incluso la utilización de sistemas GPRS.
- Finalmente el sistema incluye la consulta desde una computadora hacia los registros de mediciones almacenados en el concentrador, en esta parte es posible contar con aplicaciones informáticas que permitan realizar análisis más detallados del patrón de consumo de un usuario en particular.

Las empresas distribuidoras que deciden implementar sistemas AMR inicialmente lo hacen en grandes usuarios, típicamente clientes industriales y comerciales con consumos de importantes volúmenes de energía mensualmente, esta implementación



se suele realizar en la modalidad de plan piloto antes de masificar su aplicación, no obstante todo sistema AMR consta de 3 etapas claramente visibles:

1. El medidor inteligente.
2. El medio de transmisión de datos.
3. El almacenamiento y procesamiento de datos.

La primera etapa de estos sistemas es la que cuenta con la capacidad de almacenamiento de los datos (energía activa, reactiva, voltajes, corrientes, etc.) lo cual le da la cualidad de “inteligente”, pero además en algunas aplicaciones debe poder comunicarse con otros dispositivos y sensores que permitan una comunicación bidireccional con el medidor, es decir, que posibilite enviar señales de control al medidor para, por ejemplo, la desconexión del suministro o el control sobre el régimen de funcionamiento de ciertas cargas dentro del sistema eléctrico del usuario.

La segunda etapa del sistema es la plataforma de telecomunicaciones mediante la cual se transportarán los datos, en la actualidad las alternativas con mayor difusión son las redes inalámbricas malladas (Mesh), vía línea eléctrica o Power Line Communications (PLC), redes Ethernet y los servicios de transmisión de datos de proveedores de telefonía celular por medio de redes GPRS. Esta etapa es la más crítica en un sistema AMR ya que es el vínculo entre la empresa y el medidor, si este vínculo falla, la totalidad de la cadena de medición falla con lo cual se hace imposible adquirir mediciones y enviar señales de control, otra característica que hace vulnerable a esta parte del sistema es la dependencia en muchos casos de un tercero que es el proveedor de servicio de comunicación.

Una tercera etapa comprende el software o aplicativo informático para la extracción, almacenamiento y consolidación de toda la información recopilada desde los medidores, esta aplicación cumple con la función de facturación y determinación de indicadores técnicos de consumo eléctrico que ayudarán a la toma de decisiones para mejorar la eficiencia en el consumo eléctrico así como también permite tomar decisiones de tipo comercial como la desconexión o suspensión del servicio eléctrico en caso de incumplimiento en los pagos.



Figura 1.16: Etapas de un sistema de medición inteligente.^[8]

El sistema Advanced Meter Infrastructure o AMI, es una evolución del AMR que incluye la gestión de la demanda a través de varios mecanismos como por ejemplo: tarifas diferenciadas por nivel de consumo o por período temporal en el cual se presenta el consumo, valoración económica de la interrumpibilidad de cargas de usuarios en función del estado de operación de la red en determinados períodos del día, o la contabilización de la energía entregada al sistema por equipos de generación del usuario (medición bidireccional).

Considerando lo anteriormente mencionado, AMI permite un papel más activo de la demanda en la gestión operativa de la red eléctrica, pues al tener el usuario la posibilidad de gestionar sus consumos y de ofrecer “productos y servicios” (generación distribuida, interrumpibilidad) a la red eléctrica, éste encuentra incentivos para alcanzar consumos óptimos maximizando la rentabilidad y minimizando sus consumos.

Algunos de los beneficios que se pueden lograr con las tecnologías AMR o AMI son:

- Reducción de los costos y tiempos de lectura y facturación.
- Detección y solución más rápida y efectiva de problemas de suministro.
- Conocimiento más detallado de las características de consumo de los clientes.
- Eliminación de los consumos estimados o proyectados.
- Mejora de la imagen empresarial y reducción de los reclamos por errores en facturación.
- Inclusión de la demanda en la gestión operativa de la red a través de incentivos económicos y la creación de un “mercado” para productos como la interrumpibilidad y la generación distribuida.
- Disponer de registros detallados de parámetros adicionales como niveles de tensión, corriente, armónicos y otros indicadores de calidad de suministro para posteriores análisis y determinación de responsabilidades en la polución eléctrica en las redes de distribución.



1.4.2 Utilidad para la aplicación de la Gestión de la Demanda

La aplicación de la GD se ha difundido en mayor escala a partir del desarrollo de las tecnologías de las telecomunicaciones e información, y es que gracias a la ayuda de estas tecnologías se puede disponer de datos remotamente y tomar acciones y decisiones sobre el suministro y/o consumo de la electricidad.

La GD se ve beneficiada con los sistemas AMR y/o AMI debido a que éstos permiten disponer inmediatamente de gran cantidad de información técnica sobre el patrón de consumo y demás parámetros técnicos del suministro eléctrico brindado al usuario. Con estos sistemas se hace posible la eliminación de la brecha entre la distribuidora y el medidor y se accede de forma rápida y precisa a información detallada del suministro, esto constituye un cambio radical en la forma en que el servicio eléctrico es entendido tanto para la empresa como para el usuario.

La empresa distribuidora y/o comercializadora puede conocer el patrón de uso de la energía eléctrica y en base a estos datos puede complementar el servicio eléctrico con productos y servicios tales como auditorías eléctricas y elaboración de planes y proyectos de eficiencia energética al interior de las instalaciones del usuario.

En este contexto la empresa distribuidora se encuentra en una posición privilegiada pues conoce tanto la realidad de abastecimiento y operación de la red así como también dispone de información detallada del consumo del cliente lo cual se complementa con los datos que se recaban al emprender la auditoría al cliente, de esta manera los planes de uso eficiente se pueden fácilmente diseñar de manera que tanto el cliente como la empresa se vean beneficiados con la reducción de los costos por el servicio eléctrico.

Desde la óptica del cliente, la motivación principal será siempre reducir su gasto económico por energía, para alcanzar este objetivo el cliente deberá gestionar el funcionamiento de sus cargas eléctricas en magnitud y a lo largo del tiempo y para ello es clave contar con información precisa sobre su consumo energético hora a hora y día a día. Con esto por primera vez la demanda podría ser flexible ante las condiciones del mercado eléctrico.

Un esquema de tarifa diferenciada por franja horaria o por estación del año brinda el incentivo económico requerido por los usuarios para realizar esfuerzos en la gestión

propia de sus consumos energéticos, sin embargo no siempre la forma de planificar la gestión energética del cliente coincidirá con los objetivos de eficiencia de la distribuidora, por ello al momento de delinear dichos planes será importante que exista comunicación y una retroalimentación constante entre estos dos actores.

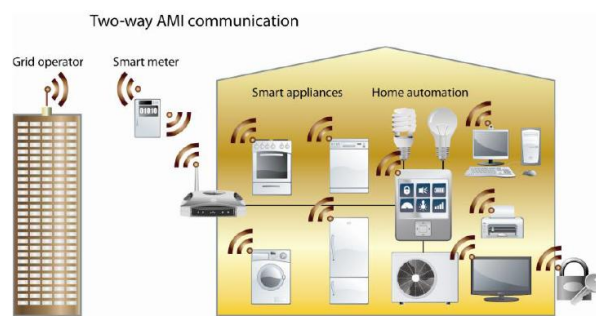


Figura 1.17: Esquemización de la comunicación bidireccional que se puede establecer con AMI [8]

Una vez establecido el vínculo de comunicación y dependiendo de las características del medidor, el sistema de medición inteligente también permite enviar señales de control desde un centro de gestión de demanda, con esto es posible llegar a gestionar el modo de funcionamiento o el encendido o apagado de ciertas cargas del usuario, con una gestión coordinada de las cargas el efecto global que se puede alcanzar es el de una reducción optima del consumo o el desplazamiento hacia franjas horarias menos costosas el consumo de energía.

1.5 Experiencias Internacionales

Como ya se ha descrito en párrafos anteriores, el contexto actual de progresivo agotamiento y consecuente encarecimiento de los recursos primarios para la generación de energía eléctrica, así como el preocupante escenario de cambio climático, se encuentran presionando a los actores energéticos a encontrar formas de elevar la eficiencia en el consumo de energía eléctrica, varios son los países que ya han tomado acciones tendientes a reducir la demanda de electricidad y así mismo son muchos los países en los cuales, las iniciativas de GD se han implementado, y con resultados muy prometedores, a continuación se realizará una revisión de casos relevantes de aplicación de diferentes formas de gestión de la demanda.

1.5.1 Norteamérica y Sudamérica

En el continente americano, las iniciativas de GD, tienen algunos años llevándose a cabo, especialmente en Estados Unidos, en donde el modelo de competencia en el



mercado eléctrico de varios estados de este país, han llevado a las empresas a optimizar recursos y a brindar a los usuarios alternativas de ahorro ante elevados precios de energía durante ciertas estaciones y horas del día.

1.5.1.1 Estados Unidos

En este país son varios los estados que han emprendido planes de gestión de la demanda, sin embargo es California el estado que más ha invertido y desarrollado proyectos de gestión de la demanda.

California experimentó a inicios de la década pasada (años 2000 a 2001) una fuerte crisis energética, producto de un gran incremento de la demanda, una baja expansión de la generación y graves problemas regulatorios, situación que obligó a recurrir a grandes racionamientos de energía y que incluso llevó a la quiebra al menos a una empresa de distribución. Como resultado de esta crisis, la política energética estatal implementó una serie de medidas para incentivar la participación de la demanda en el mercado eléctrico, y con ello incrementar su competitividad. Algunos de los programas de gestión de la demanda implementados en el estado de California son⁵:

- **Programas de interrupción de base (Base Interruptible Program):** En el cual se paga a los clientes participantes por reducir sus cargas a un nivel predeterminado, las interrupciones están limitadas a una duración de hasta 4 horas por día, pudiéndose presentar hasta 10 eventos por mes pero con un máximo de hasta 120 horas por año.
- **Incentivos tecnológicos y asistencia técnica:** Proveen asistencia técnica e incentivos tecnológicos a clientes comerciales e industriales cuyas demandas sean de al menos 200 kW, la asistencia no tiene costo para el cliente e incluye una evaluación de la capacidad para gestión directa de la demanda, el costo del programa es pagado por las reducciones implementadas a los clientes.
- **Programa de interrumpibilidad:** Son enfocados a clientes con demandas de más de 500 kW al mes, estos programas brindan la posibilidad de interrumpibilidad para porciones más pequeñas de demanda por las cuales estos clientes estén dispuestos a ser compensados económicamente. Los

⁵ Programas implementados por la Southern California Edison (SCE) desde el año 2006, <http://www.fypower.org/rebates>

eventos de interrupción se limitan a un evento por día con un máximo de 4 eventos por semana y 25 eventos por año.

- **Programa de ofertas desde la Demanda (Demand Bidding Program):** Programa en el cual se ofrece a los clientes ofertar capacidad de desconexión para estabilidad y seguridad de sistema, el incentivo para los clientes que voluntariamente se adhieran a esta modalidad es el pago de créditos de consumo al precio del kWh pronosticado en el mercado para la hora en la que se produzca la desconexión, más un valor fijo de \$0,10/kWh. Los usuarios elegibles para esta modalidad de gestión son aquellos con más de 200 kW de demanda.
- **Precio crítico de pico (Critical Peak pricing):** Permite a los participantes beneficiarse de reducciones en su planilla de consumo eléctrico mediante la reducción de su consumo de energía durante las horas pico de demanda. Este plan se aplica principalmente durante la estación de verano, la solicitud de reducción es realizada por la empresa distribuidora con un día de anticipación, el número máximo de eventos es de 12 durante toda la temporada veraniega.

Estos programas y otros más, con algunas variaciones propias de la realidad técnico – económica de cada empresa, son también implementados por otras empresas de distribución que cubren la demanda en California, entre éstas se pueden mencionar a San Diego Gas & Electric y Pacific Gas & Electric (PG&E).



Figura 1.18: Anuncio web de la Pacific Gas & Electric (PG&E) en el que se indica la aplicación de precios críticos de pico⁶

1.5.1.2 Brasil

En el caso Brasileño, la aplicación de un esquema de GD, fue necesario en el año 2001, cuando este país atravesó por una grave crisis eléctrica derivada de un inusual período de sequía y de su gran dependencia de energía proveniente de fuentes

⁶ www. pge.com



hídricas. Para cuando la crisis energética comenzó a manifestarse, el gobierno brasileño se vio enfrentado a una grave decisión de iniciar un programa de fuertes racionamientos energéticos, fue que ante esta alternativa el gobierno conformó el Comité de Manejo de Crisis Eléctrica, o GCE por sus siglas en portugués, organismo que luego de estudiar varias alternativas recomendó brindar señales de precio a los clientes, la primera señal consistió en fijar un límite de consumo, dentro del cual el precio del kWh era normal, sin embargo si el cliente excedía el límite, el precio del kWh era penalizado con un valor muy alto. ^[5]

Este tipo de tarifa también estableció objetivos de ahorro obligatorios por categoría tarifaria (residencial, comercial, industrial, etc.) que variaban entre el 15 y 35% en función del tipo de segmento de consumo. Los clientes que alcanzaban porcentajes superiores fueron recompensados con bonos económicos en sus planillas de consumo, mientras que los que no lograban alcanzar las reducciones fijadas sufrían cortes del suministro.

El Comité de crisis, también condujo una campaña a gran escala sobre el uso eficiente de energía con la finalidad de reeducar al cliente sobre cómo reducir y utilizar mejor el recurso energético. Al final de la crisis las acciones y planes emprendidos por este organismo alcanzaron excelentes resultados, aproximadamente un 20% de reducción en el consumo mensual de energía sobre un período de nueve meses entre los años 2001 y 2002, fue tal el éxito del programa que los racionamientos de energía nunca fueron requeridos, muchos clientes excedieron sus porcentajes fijados de reducción y el estado pagó más de \$200 millones de dólares en bonos. ^[4]

1.5.2 Europa

Las experiencias de gestión de la demanda en el continente Europeo, tienen como principal fuente motivadora la preocupación por el aspecto ambiental, varios son los países que tienen implementados proyectos de este tipo.

1.5.2.1 España

Los proyectos de GD implementados en España, tienen como principales gestores a empresas del sector energético privado como por ejemplo distribuidores/comercializadores o también operadores de red, no obstante existen también propuestas de carácter público que, si bien no se enmarcan formalmente como

GD, se enfocan en un consumo más eficiente y en el ahorro energético por parte de los clientes.

Un ejemplo de proyecto a nivel público es el denominado “Madrid Ahorra con Energía” el cual fue implementado a partir del año 2005 por la Comunidad de Madrid, y en el que se incluyen una serie de medidas a ser aplicadas en diferentes sectores de consumo eléctrico. Las principales acciones del proyecto fueron el brindar incentivos para el reemplazo de electrodomésticos y maquinaria industrial, por equipos de más alta eficiencia energética, en el caso del segmento residencial el incentivo consistía en un bono de hasta 80€.^[3]

Otra de las estrategias aplicadas fue la aplicación de la Directiva Europea 2002/91/CE, la cual establece la obligatoriedad de realizar la certificación energética de construcciones o edificaciones nuevas, con el objetivo de valorar y comparar la eficiencia energética y con ello promocionar e incentivar las inversiones en ahorro energético.

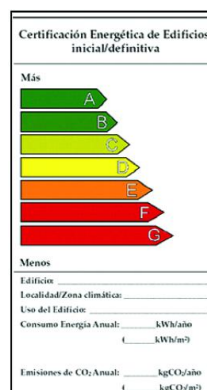


Figura 1.19: Ejemplo de sello de certificación energética para edificios que se encuentra en aplicación en España.^[3]

En el campo de GD de ámbito privado se cuenta con estrategias como la de tarifa nocturna reducida, la cual se encuentra orientada a los clientes residenciales y de pequeños comercios con demandas menores a 15kW, mediante este incentivo económico se pretende que los pequeños clientes desplacen sus consumos eléctricos hacia horas de la noche una vez pasada la hora pico, para el año 2005 de los casi 24 millones de clientes residenciales en baja tensión, un poco más de un millón tenían este tipo de tarifas.



Otra acción de tipo GD es la que ha implementado la empresa Red Eléctrica de España (REE)⁷, mediante contratos de interrumpibilidad para grandes clientes industriales, estos contratos proporcionan a los clientes tarifas reducidas durante todo el año, no obstante deben reducir su carga cuando así sea solicitado por la empresa, para el año 2007, REE contaba con cerca de 3.700MW de capacidad interrumpible con las siguientes opciones de contratos:

Opción de contrato	Tiempo entre aviso e interrupción	Duración máxima de la interrupción
Opción A	De 2 a 16 horas	12 horas
Opción B	De 2 a 6 horas	6 horas
Opción C	1 hora	3 horas
Opción D	30 minutos	45 minutos

Tabla 1.1 Opciones de contratos de interrumpibilidad aplicados por REE^[3]

1.5.2.2 Reino Unido

En este país la GD ha sido aplicada mayoritariamente en su forma de oferta de capacidad de interrupción por parte de la demanda como servicio de seguridad y confiabilidad en la operación del sistema eléctrico, también denominada “Demand Side Bidding” (DSB).

El mercado Inglés se encuentra liberalizado y en competencia, por lo que existen empresas comercializadoras de servicios eléctricos, para el caso de los servicios de GD, estas empresas denominadas “Agregadores” son los encargados de realizar las transacciones entre los clientes y las empresas que contratan los servicios de GD que oferta la demanda.

La empresa National Grid⁸ ha implementado algunos planes de GD entre los cuales se pueden mencionar:

- Respuesta de frecuencia (Frequency Response).
- Reservas rápidas (Fast Reserve).
- Reservas de operación de corto plazo (Short Term Operating Reserve –STOR).
- Gestión de restricciones (Constraint Management).

⁷ Red Eléctrica de España es la empresa que administra, opera y mantiene el sistema de transmisión español.

⁸ The National Grid es la empresa que administra, opera y mantiene el sistema de transmisión de Inglaterra y Gales.



El primer plan está orientado a clientes industriales con demandas entre 3 y 10 MW, los cuales se tienen la posibilidad de brindar una respuesta rápida de desconexión o reducción de carga, los tiempos de respuesta, requeridos por National Grid, se encuentran entre 2 y 30 segundos, con períodos de desconexión de hasta 30 minutos.

El plan de reserva rápida requiere que el cliente participante pueda responder en al menos 2 minutos ante la solicitud de desconexión o reducción de carga y sostenerla por 15 minutos. Para calificar dentro de este servicio, el cliente debe tener una demanda de por lo menos 50 MW. Las reservas de operación de corto plazo, requieren que el cliente pueda responder en menos de 240 minutos y sostener la reducción de carga durante 2 horas. La demanda del cliente debe ser de mínimo 3 MW.

La gestión de restricciones, es un plan en el cual el cliente se compromete a ser carga interrumpible durante condiciones de contingencia de la red, como por ejemplo labores de mantenimiento de líneas o subestaciones o por fallas de la red, el cliente debe tener la capacidad de autoabastecimiento de energía durante todo el período de contingencia. Usualmente el requerimiento de interrumpibilidad suele estar definido con anticipación y por lapsos de tiempo predeterminados.^[11]

1.5.2.3 Dinamarca

En Dinamarca, el plan piloto de GD tuvo como objetivo primordial incrementar la flexibilidad de la demanda residencial durante los períodos en los cuales los precios de la energía sobrepasaban ciertos límites predeterminados vía contrato.

El programa se inició en el año 2003, y se basó en la instalación de medidores con capacidad de comunicación bidireccional, es decir, la empresa podía acceder a la información de medición almacenada en el equipo, así como también tomar el control del régimen de funcionamiento de ciertas cargas del usuario, así mismo el usuario a través de internet podía: consultar la frecuencia y duración de las interrupciones de funcionamiento de sus cargas, detener una interrupción en curso, y obtener reportes diarios, semanales o mensuales del uso de electricidad y del monto económico acumulado producto de permitir el control remoto del funcionamiento de sus cargas.^{[3][6]}

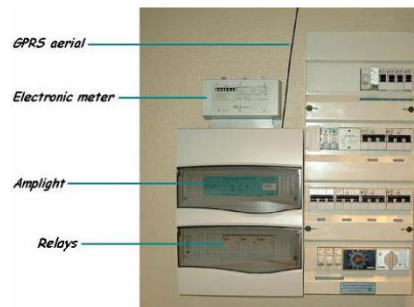


Figura 1.20: Modelo de medidor y relés de control
Instalados en un cliente residencial^[6]

El bono de compensación por el control directo de carga osciló entre 0,13 y 0.40 €/kWh interrumpido, esto con el objetivo de que el usuario responda favorablemente al programa.

Al final del programa piloto, los resultados mostraron que en promedio un cliente recibió un bono de hasta 80 € durante el invierno, por el control de los equipos de calefacción, no obstante el costo del sistema de medición – control (800 € por cliente) un plan a gran escala se encuentra en camino de aplicación.^[6]

1.5.3 Asia

En el continente Asiático, las iniciativas de GD se encuentran en etapas tempranas de implementación, no obstante existe un creciente interés en este tipo de planes debido al gran crecimiento económico y el consecuente incremento de la demanda eléctrica experimentado en los últimos años por economías de países como India y China.

Los países asiáticos han visto en los planes de GD, una alternativa de corto plazo que puede solventar problemas de abastecimiento derivados de una expansión importante de su industria, y que se encuentra, al mismo tiempo, alineada con objetivos de reducción de emisiones de carbono y otros aspectos de orden medio ambiental.

1.5.3.1 Corea del Sur

En este país asiático, las primeras aproximaciones con planes de GD datan de los años 80 y 90', a través de las tarifas por tiempo de uso, sin embargo el concepto de GD, como se lo conoce actualmente, no fue aplicado sino desde la década anterior.^[4]

Actualmente en Corea del Sur, los planes de GD son clasificados en dos tipos: planes de gestión de demanda propiamente dichos, y planes de eficiencia energética, en el caso de la gestión de demanda, ésta es aplicada en las siguientes formas: tarifas



nocturnas y de verano, reducciones de demanda bajo solicitud y control directo de cargas.

El programa de GD, vigente en este país desde el año 2009, utiliza fondos del KPX (Korean Power Exchange) y es coordinado por la empresa KEPCO⁹, la participación en el programa de tarifas de verano está orientado a clientes residenciales e industriales que exceden de 100 kW de demanda. La reducción voluntaria de demanda en verano incentiva a los clientes participantes con un bono de 650 won/kW (\$0,57/kW), el plan de reducción de demanda en horas de pico brinda compensaciones de 140 won/kW por reducción de hasta 30 minutos.^[7]

Para los planes de reducción de demanda bajo solicitud, se requiere que los clientes participantes cuenten con una demanda mínima de 300 kW y que puedan realizar reducciones de mínimo 30 minutos, hasta el año 2010, Corea tenía contratados un total de 2100 MW interrumpibles, las notificaciones de reducción de demanda se manejan en dos tipos de mercados: el mercado diario “day-ahead”, y el mercado horario “hourly-ahead” con tiempos de aviso de 17 horas y 1 hora de anticipación respectivamente.

Una evaluación del programa pre-piloto de GD en el año 2008 dio como resultado reducciones de 197 MW y 289 MW para las demandas pico de verano e invierno respectivamente, estos valores fueron en promedio 116% más altos que los valores pronosticados.^[7]

1.6 Conclusiones

- Dentro del cercano escenario de un sector eléctrico constituido como un solo monopolio público, los planes para la Gestión de la Demanda de Energía Eléctrica encuentran una motivación natural, la cual se basa en el uso eficiente del recurso energético, fijando como meta satisfacer una mayor cantidad de demanda con los mismos o con un mínimo incremento en el costo de abastecimiento.
- Por medio de la Gestión de la Demanda es posible cambiar el tradicional concepto de la demanda de energía como un parámetro totalmente aleatorio que debe ser satisfecho en cualquier hora y lugar, pues, al establecerse

⁹ KEPCO –Korean Electric Power Corporation, es la empresa eléctrica más grande de Corea del Sur, encargada de la generación, transmisión y distribución de energía en todo el país, cerca del 93% de la capacidad total de generación instalada es de su propiedad.



mecanismos de compensación o incentivo económico para modificar el patrón de consumo eléctrico, la demanda se constituye en una herramienta eficaz de control de parámetros como frecuencia y voltaje, los cuales pueden ser de más rápida actuación y menor costo que la entrada en operación de unidades térmicas.

- La Gestión de la Demanda tiene algunas formas de aplicación dependiendo del modelo del sector eléctrico y del grado de participación que se quiera dar al usuario, no obstante siempre la aplicación de estos planes encontrará barreras para su implementación. El mayor inconveniente que, en el caso de aplicación en CENTROSUR, podría experimentar el desarrollo e implementación de la GD es que la Regulación no contempla esquemas para su aplicación.
- Un requerimiento esencial para la aplicación de la GD es el contar con equipos de medición inteligente, así como con una infraestructura de comunicaciones y procesamiento informático que permita realizar proyecciones, supervisar y evaluar los resultados de las acciones de GD. Esta situación se estima que en el mediano plazo se podría superar en nuestro país debido a la existencia de iniciativas y proyectos encaminados hacia el despliegue de sistemas de medición inteligente AMR y AMI a nivel local y nacional que requerirían de estudios que evalúen la factibilidad de realizar efectivamente gestión energética.

Referencias:

- [1] TASK VIII: DEMAND-SIDE BIDDING IN A COMPETITIVE ELECTRICITY MARKET, **“A Practical Guide to Demand-Side Bidding”**, International Energy Agency Demand-Side Management Programme, United Kingdom. 2003, www.ieadsm.org
- [2] KHUNDUR P., **“Power System Stability and Control”**, McGraw-Hill, Inc., United States of America -New York, 1994.
- [3] DG DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINAS, **“Guía Básica de la Gestión de la Demanda Eléctrica”**, Comunidad de Madrid, 2007, www.madrid.org
- [4] FARUQUI A. / HLEDIK R. / WIKLER G. / GHOSH D. / PRIJYANONDA J. / DAYAL N., **“Bringing Demand-Side Management to the Kingdom of Saudi Arabia –Final Report”**, The Brattle Group Inc., 2011.
- [5] MAURER L., **“Tariff Schemes to Foster Demand Response (DR)=Energy Efficiency (EE) and Demand Side Management (DSM)”**, Presentation for “International Seminar on Electricity Tariff Structure”, Brazilian Electricity Regulatory Agency, Brasilia, June 2009.
- [6] KÄRKKÄINEN S., **“DSM Experiences in Nordic Countries”**, Presentation for “TAIEX Workshop on Demand Side Management in Energy Efficiency”, Technical



Assistance Information Exchange Instrument (TAIEX), European Commission, Ankara, november 2007.

- [7] LEE S. / LEE HC. / YOO TH. / NOH JW. / NA YJ. / PARK JK. / MOON SI. / YOON YT., “**Demand Response Prospect in the South Korean Power System**”, Korea Electr. Eng. & Sci. Res. Inst. (KESRI), IEEE -Power and Energy Society General Meeting, Minneapolis, MN, 2010.
- [8] <http://www.afinidadelectrica.com/articulo.php?IdArticulo=124>
- [9] <http://www.fypower.org>
- [10] <http://www.pge.com>
- [11] <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Balancing/demandside/servicedescriptions/>



Capítulo 2:

La Demanda de Energía Eléctrica de la Empresa CARTOPEL

2.1 Introducción

Como se ha visto hasta ahora, los planes de gestión de la demanda eléctrica están orientados hacia la modificación del patrón de consumo eléctrico con el fin de realizar un uso eficiente y racional del recurso energético. El referido cambio es posible lograrlo de distintas maneras, sin embargo no brindará la percepción adecuada ni los resultados esperados sin un conocimiento profundo del uso final de la energía que hace la demanda que se está pretendiendo gestionar.

El conocer y definir los patrones de consumo de la demanda constituyen los pasos previos antes de definir la acción de gestión energética más adecuada. En el caso de la demanda industrial, además del patrón de consumo, es imprescindible conocer el uso final de energía que hace cada parte del proceso productivo para que las estrategias de gestión no contravengan las restricciones técnicas del proceso.

2.2 La planta industrial y el proceso de fabricación

CARTOPEL es una industria dedicada a la fabricación de papel y cajas de cartón, internamente se encuentra organizada en:

- División Molino: cuyas instalaciones producen bobinas de papel para la exportación y/o utilización en la fabricación de cajas de cartón.
- División Ondutec: instalación que produce cajas de cartón corrugado para la venta a otras empresas de manufactura de productos varios.

El proceso de fabricación consta de varias etapas que van desde el acondicionamiento de la materia prima hasta el bobinado final del producto terminado, esas etapas son descritas en detalle a continuación:



2.2.1 Etapas del proceso productivo

De manera general en CARTOPEL la fabricación del papel está conformada por las siguientes etapas:

- 1) Recolección y almacenamiento de la materia prima
- 2) Preparación de la pasta
- 3) Limpieza de la pasta
- 4) Refinamiento
- 5) Formación
- 6) Secado y prensado
- 7) Bobinado
- 8) Línea de conversión

2.2.1.1 *Recolección y almacenamiento de materia prima*

Esta etapa comprende la recolección de la materia prima, la cual para el caso de CARTOPEL, se clasifica en:

- Desperdicio de Kraft Lined -DKL
- Cartón nacional
- Cajas plegadizas
- Fibras vírgenes

El DKL consiste de residuos del proceso de troquelado de plantas corrugadoras del mismo grupo CARTOPEL, o de procesos similares en plantas de Estados Unidos y Centroamérica. El cartón nacional y las cajas plegadizas hacen referencia a papel cartón de cajas usadas como por ejemplo cajas de exportación de banano, envases tetrapack, etc. Las fibras vírgenes están conformadas por fibras vegetales que aún no han sido procesadas industrialmente como papel, generalmente este tipo de materia prima es importado desde Chile.

El almacenamiento de la materia prima, como paso inicial del proceso productivo, es realizado en una amplia área de la planta de CARTOPEL.

2.2.1.2 *Preparación de la pasta*

Esta etapa consiste básicamente en mezclar la materia prima con agua para formar una sustancia denominada “pasta”, la cual contiene las fibras básicas del papel separadas entre ellas y con lo cual se posibilita su posterior unión en una nueva estructura de papel con condiciones homogéneas de peso, grosor y textura.



La mezcla de la materia prima para formar la pasta se realiza en máquinas de licuado denominadas Pulpers, las cuales reducen la materia prima a sus fibras elementales y las mezclan con agua.

2.2.1.3 Limpieza de la pasta

Luego de que la materia prima se ha convertido en pasta, ésta es llevada hacia la etapa de limpieza, la cual tiene por objetivo eliminar cuerpos extraños al papel y contaminantes que pueden estar presentes en la pasta, entre los contaminantes que con más frecuencia se encuentran, se pueden mencionar: piedras, plásticos, metales, etc.

2.2.1.4 Refinamiento

Esta parte del proceso tiene por objetivo hacer que las fibras de la pasta desarrollen puntos de contacto, para de esta manera, permitir la unión con otras fibras y consolidar la formación del papel. El refinado de menor cantidad de pasta permite la elaboración de una mejor calidad de papel, es por esta razón que en la fabricación de papel usualmente se unen varias hojas de papel más delgado, lo cual permite obtener una mejor calidad tanto física como mecánica.

Para la etapa de refinamiento se utilizan refinadores de tipo cónico y de disco, luego de lo cual se realiza una última fase de limpieza antes de pasar a las mesas de formación de papel.

2.2.1.5 Formación del papel

En esta etapa se vierte la pasta sobre las “mesas de formación” con lo cual se consigue, como su nombre lo indica, la formación de la lámina de papel.

Las mesas de formación se encuentran conformadas básicamente por un cabezal hidráulico el cual, a través de una abertura, controla la cantidad de pasta refinada que se vierte sobre la tela de formación para obtener una distribución uniforme de la pasta.

2.2.1.6 Secado y prensado

A lo largo de las mesas de formación, se desarrolla la primera fase de secado mediante el escurrido del exceso de agua que contiene la pasta, luego de lo cual se aplica un proceso de prensado haciendo pasar la hoja de papel a través de dos rodillos de cinta de fieltro, con esto se logra extraer de forma más eficiente el agua del papel recién formado.

Una nueva fase de secado se realiza a continuación del prensado, en la cual se elimina el remanente de humedad de la lámina de papel mediante el uso de calor, para ello se hace pasar la lámina de papel a través de rodillos de gran diámetro por los que circula vapor a presiones comprendidas entre 5 y 10 Kg/cm².

2.2.1.7 Bobinado línea de conversión

Una vez finalizado el secado de la lámina de papel, ésta pasa a la máquina bobinadora en la cual se forman bobinas de 6 toneladas, y luego de ello se realiza un rebobinado de 3 toneladas, es importante mencionar que la longitud de las bobinas obtenidas hasta aquí es de 280 cm, la cual no es apropiada para el uso en las corrugadoras, es por esta razón, que las bobinas deben ser cortadas en 40 cm, con lo cual la nueva bobina de 240 cm es manejable para la elaboración de cajas de cartón. El corte y la unión de las bobinas restantes de 40 cm se llevan a cabo en la línea de conversión.

2.2.2 Organización de la planta

Como se mencionó anteriormente, la planta de CARTOPEL se encuentra organizada en dos divisiones: Molino y Ondutec.



Figura 2.1: Vista aérea de la planta de CARTOPEL.
Fuente: www.googleearth.com

La división Molino tiene una distribución de acuerdo a las etapas del proceso de fabricación del papel, con lo cual sus áreas principales son:

- Patio de materia prima
- Área de preparación de pasta (Pulpers)
- Área de limpieza y refinamiento de fibra
- Área de químicos

- Área de formación de papel
 - Área de mesas de formación
 - Área de prensas
 - Área de secadores
- Área de bobinado

Onductec se encuentra emplazada en otra nave industrial ubicada dentro del predio de CARTOPEL, su proceso industrial consiste en la elaboración de cajas de cartón para diversas aplicaciones¹⁰, y su materia prima son las bobinas de papel producidas en la división Molino.

2.2.3 La producción de CARTOPEL

La conformación del cartón, se realiza a través del armado de diferentes tipos de papel, los cuales a través de sus características particulares le brindan resistencia y durabilidad. Los tres tipos de papel utilizados para el armado del cartón son:

Corrugado medio, el cual constituye la estructura interna del cartón, su gramaje varía entre 130 y 175gr., su propiedad más importante es su resistencia.

Kraftliner, del cual se fabrica la pared externa del cartón, su propiedad más importante es su apariencia y acabado final ya que en su superficie se imprimen los logotipos y/o publicidad del producto que albergará la caja de cartón, su gramaje puede variar entre 240 y 280gr.

Botton Pack, este es el papel que se utiliza para conformar la pared interna del cartón, su gramaje puede variar entre 280 y 350gr.

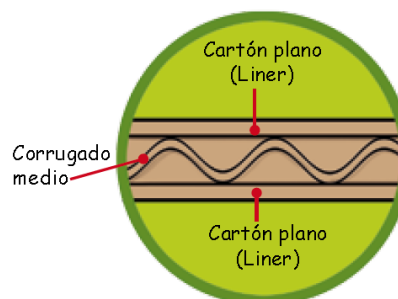


Figura 2.2: Corte transversal de cartón corrugado
Fuente: www.cartopel.com.ec

¹⁰ El producto de mayor fabricación son las cajas para exportación de banano ecuatoriano.



La fabricación de los diferentes tipos de papel depende del volumen requerido para la producción de cajas en la división Ondutec, sin embargo de las estadísticas de producción de la fábrica se conoce que en promedio aproximadamente el 75% de la producción corresponde al papel tipo “corrugado medio”, mientras que el 25% se reparte entre la producción de Kraftliners y Botton Pack.

Tipos de Papel (TON)				
GRAMAJE	CM	KL	KLI	BP
127	30,956	12,246		
130	284,871			
145	66,983			
146	302,939			
147	165,554			
155	948,218			
160	1.117,051			
165	1.229,879			
175	2.176,006	55,232		
151		12,197		
171		23,668		
250		154,229		366,84
270		12,484	124,91	
205			44,683	
TOTAL	6.322,457	270,056	169,593	366,84
Porcentaje (%)	88,69	3,79	2,38	5,15
Producción Total			7.129,03	

Tabla 2.1: Producción en toneladas de los diferentes tipos de papel fabricados en CARTOPEL durante el mes de agosto de 2011[2]

2.3 El sistema eléctrico de la planta

La fábrica de CARTOPEL cuenta con un sistema eléctrico industrial que se conecta al sistema de distribución de la CENTROSUR a través de un alimentador expreso¹¹ de aproximadamente 1,2 km el cual parte de la subestación N°4 ubicada en los alrededores del parque industrial de Cuenca, este alimentador energiza a un nivel de 22 kV a los dos transformadores de 2 MVA con que cuenta la fábrica¹².

N° Tramo	Longitud	Cable	Configuración	Tipo
1	0,167 km	250MCM CU XLPE	3F3C	Subterráneo
2	1,015 km	266.8MCM ACSR	3F4C	Aéreo

Tabla 2.2: Características del alimentador de CARTOPEL.

Fuente: Departamento de Sistemas de Información Geográfica (SIGADE) CENTROSUR

La medición total de la demanda de CARTOPEL es del tipo indirecto con transformadores de medida clase 0,2.

¹¹ Ver plano del trayecto del alimentador 0425 en el anexo 3

¹² Los transformadores de CARTOPEL se encuentran codificados según CENTROSUR como 4902P Y 4903P



Parámetro	Transformador de Corriente	Transformador de Tensión
Clase de aislamiento	24kV	24kV
BIL	150kV	150kV
Frecuencia	60Hz	60Hz
Relación	200/5 A	$13.2\sqrt{3} \text{ kV} / 0.12 \sqrt{3} \text{ kV}$
Burden	15VA	30VA

Tabla 2.3: Características de los transformadores de medida de CARTOPEL. [2]

2.3.1 El sistema eléctrico industrial

El sistema eléctrico interno de CARTOPEL¹³ es alimentado a nivel primario a una tensión de 22 kV, para luego reducir este nivel a las tensiones de suministro necesarias para las diversas máquinas y equipos del proceso industrial las cuales en su mayoría requieren 4,16 kV 440 V, 460 V, 220 V y 110 V, para ello la fábrica cuenta con algunas estaciones de transformación que entre todas ellas suman una potencia instalada aproximada de 11.600 kVA.

Adicionalmente, CARTOPEL cuenta con un generador diesel emergente de 1 MW a nivel de 6,3 kV, el cual se encuentra fuera de operación desde hace casi dos años y que, debido a que data de hace muchos años no se tienen planes de volverlo a condición operativa normal, esta situación hace que el suministro de la fábrica sea más dependiente aún del sistema de distribución de CENTROSUR.

El sistema eléctrico distribuye el suministro eléctrico a través de tres barras de 460 V, las dos primeras, a través del cierre de dos interruptores, permiten que el transformador TR1 funcione en paralelo con los transformadores TR2 y TR5 para el suministro a la mayor parte de la carga de la división Molino; la tercera barra es alimentada por el transformador TR11 y suministra energía a la carga del proceso de formación y secado de la hoja de papel.

La alimentación de la mayor parte de la maquinaria se realiza a nivel de 460 V, mientras que para tres equipos en particular el suministro es a 4,16 kV, los otros niveles de tensión son utilizados para los sistemas de iluminación y para equipo menor y alimentación de tomacorrientes a lo largo de toda la planta. La carga eléctrica,

¹³ Ver plano del sistema eléctrico industrial en el anexo 4



dependiendo de su ubicación dentro de la fábrica y del proceso al que pertenecen, es agrupada en tableros de distribución, los cuales se detallan en la siguiente tabla:

N°	Denominación	Proceso	Transformador	Voltaje	Dem. Proy.	I Maxima	Configuración	Acometida
1	QCM1	Preparación pasta	TR1, TR2, TR5	440V	532kW	1000A	3F4C	4 x 350MCM / TSJN
2	QCM2	Producción Línea Rollos	TR1, TR2, TR5	440V	520kW	800A	3F4C	4 x 500MCM / TSJN
3	QCM3	Preparación pasta	TR1, TR2, TR5	440V	550kW	1600A	3F4C	4 x 500MCM / TSJN
4	QCM5	Bombas de vacío	TR11	440V	590kW	1100A	3F4C	2 x 500MCM / THHN
5	QCM6	Mesa de formación superior	TR11	440V	570kW	1100A	3F4C	2 x 500MCM / THHN
6	QCM23	Servicio Auxiliar Automático	TR1, TR2, TR5	440V	250kW	-	3F4C	4 x 500MCM / TSJN
7	QCM24	Caldera 70 06	TR11	440V	600kW	-	3F4C	2 x 500MCM / TSJN
8	QCM 27	Bombas piscina	TR10	440V	-	-	3F4C	3 x 500MCM / SFLEX
9	QCM 28	Bombas piscina	TR10	440V	-	-	3F4C	3 x 500MCM / SFLEX
10	QD2.1	Área de conversión	TR1, TR2, TR5	440V	185kW	560A	3F4C	2 x 350MCM / TW
11	QAC 1	Máquina línea rollos	TR11	440V	450kW	1100A	3F4C	2 x 500MCM / SFLEX
12	SCREEN SP-1500	Preparación pasta	TR12	4.16kV	200kW	36A	3F4C	2 AWG / XLPE
13	PULPER #4	Preparación pasta	TR12	4.16kV	450kW	83A	3F4C	2 AWG / XLPE
14	PILAO 2000	Preparación pasta	TR12	4.16kV	450kW	83A	3F4C	2 AWG / XLPE

Tabla 2.4: Características de los tableros de distribución de CARTOPEL [2]

2.3.2 Principales equipos y cargas eléctricas

Como se mencionó antes, el proceso de fabricación del papel consta de un total de ocho etapas, no obstante solamente siete de ellas realizan un uso intensivo de energía eléctrica, estas etapas se detallan a continuación.

2.3.2.1 Principales cargas eléctricas en la etapa de preparación de la pasta

En esta etapa la mayor parte de la carga eléctrica se debe a la operación de motores asíncronos de corriente alterna trifásica, los cuales forman parte de los equipos conocidos como PULPERS además del equipo Clasificador de fibras, esto resulta en una carga predominante de tipo inductiva.

N°	Denominación	Voltaje nominal (V)	Potencia (kW/HP)	Cuadro de control
1	Clasificador de Fibras	440	108 / 147	QCM 1
2	Pulper #2	440	110 / 148	QCM 3
3	Pulper #3	440	135 / 180	QCM 3
4	Pulper #4	4.160	ND / 600	Pulper #4

Tabla 2.5: Principales equipos eléctricos de la etapa de preparación de la pasta [2]

2.3.2.2 Principales cargas eléctricas en la etapa de limpieza de la pasta

En esta etapa las cargas eléctricas que intervienen son motores asíncronos de corriente alterna trifásica, los cuales se encuentran operando como parte de bombas de



presión y equipos propios de limpieza de pasta como las máquinas denominadas SCREEN y DESFIBRAZER, la carga predominante es también de tipo inductiva.

N°	Denominación	Voltaje nominal (V)	Potencia (kW/HP)	Cuadro de control
1	Bomba de alta presión WKF 65/4 #1	440	63 / 84,5	QCM1
2	Aga POMPE Gris II	440	110 / 150	QCM3
3	Screen Top	440	55 / 75	QCM6
4	Desfibraser F1	440	75 / 100	QCM6
5	Bomba alta presión N°2	440	112 / 150	QCM6
6	Screen SPM 1500	4.160	ND / 250	Screen SP-1500

Tabla 2.6: Principales equipos eléctricos de la etapa de limpieza de la pasta [2]

2.3.2.3 Principales cargas eléctricas en la etapa de refinamiento

Esta etapa cumple su función a través de las máquinas conocidas como refinadores, las cuales poseen motores de inducción trifásicos de potencias elevadas.

N°	Denominación	Voltaje nominal (V)	Potencia (kW/HP)	Cuadro de control
1	Refinador PILAO 1000	440	300 / 400	QCM1
2	Desfibrador 2	440	110 / 150	QCM5
3	Refinador SW 26 GRIS	440	298 / 400	QCM6
4	Refinador PILAO 2002	4160	ND / 400	PILAO 2000
5	Refinador PILAO 2000	4160	ND / 600	PILAO 2000

Tabla 2.7: Principales equipos eléctricos de la etapa de refinamiento [2]

2.3.2.4 Principales cargas eléctricas en la etapa de formación, secado, prensado y bobinado

Los equipos utilizados en estas etapas se encuentran a lo largo de las mesas de formación de la hoja de papel, y consisten básicamente de bombas de vacío accionadas por motores de inducción que ayudan durante la formación a extraer el exceso de agua de la pasta.

Por otra parte se tienen los motores que mueven los rodillos de las telas que transportan la hoja de papel a través de la mesa, los cuales son tanto de corriente alterna como continua, estos motores cuentan con controladores de velocidad que permiten mantener constante la velocidad de la hoja a medida que avanza sobre la



mesa de formación y así evitar que ésta se rompa, la carga de estos motores se encuentra agrupada en el cuadro de control QAC1.

Nº	Denominación	Voltaje nominal (V)	Potencia (kW/HP)	Cuadro de control
1	Bomba Fan Top	440	150 / 200	QCM1
2	Bomba Fan Gris	440	230 / 308	QCM1
3	Bomba de vacío 1 Top	440	90 / 120	QCM2
4	Bomba de vacío inferior prensas	440	75 / 100	QCM5
5	Bomba de vacío superior prensas	440	75 / 100	QCM5
6	Bomba de vacío mesa rollos	440	112 / 150	QCM5
7	Bomba de vacío couch alto	440	110 / 150	QCM5
8	Bomba de vacío couch bajo	440	90 / 120	QCM6
9	Bomba de vacío rodillo pick-up	440	112 / 150	QCM6

Tabla 2.8: Principales equipos eléctricos de las etapas de formación, secado, prensado y bobinado.[2]

2.3.2.5 Principales cargas eléctricas en la etapa de conversión

Nº	Denominación	Voltaje nominal (V)	Potencia (kW/HP)	Cuadro de control
1	Acopladora	440	25 / 30	QD2.1
2	Rebobinadora Jagenberg	440	22 / 29,3	QD2.1
3	Bomba Rebose Tanque Difusión gris	440	30 / 40	QD2.1
4	Motor AC Enrollador Inf. Acopladora	440	11 / 15	QD2.1
5	Extractor Bahos 5to. Grupo	440	ND / 25	QD2.1
6	Bomba Difusión Head Box	440	ND / 20	QD2.1
7	Ventilador Madelein Hood	440	75 / 100	QD2.1

Tabla 2.9: Principales equipos eléctricos de la etapa de conversión.[2]

La etapa de conversión permite dar las dimensiones adecuadas a las bobinas de papel para su utilización en las corrugadoras, los principales equipos utilizados se encuentran conformados por motores de inducción.

2.4 Características de la demanda eléctrica

La demanda del suministro eléctrico observado durante el año 2011 presenta un comportamiento bastante continuo, oscilando entre un mínimo de 4,650 y un máximo de 5,350 MW, la ausencia de variaciones más grandes es el resultado de un proceso productivo en el cual sus diferentes etapas tienen una



dependencia inmediata de la culminación de la etapa previa hasta finalizar con el proceso total, otra de las causas para esto es el régimen de trabajo de 24 horas que tiene la planta.

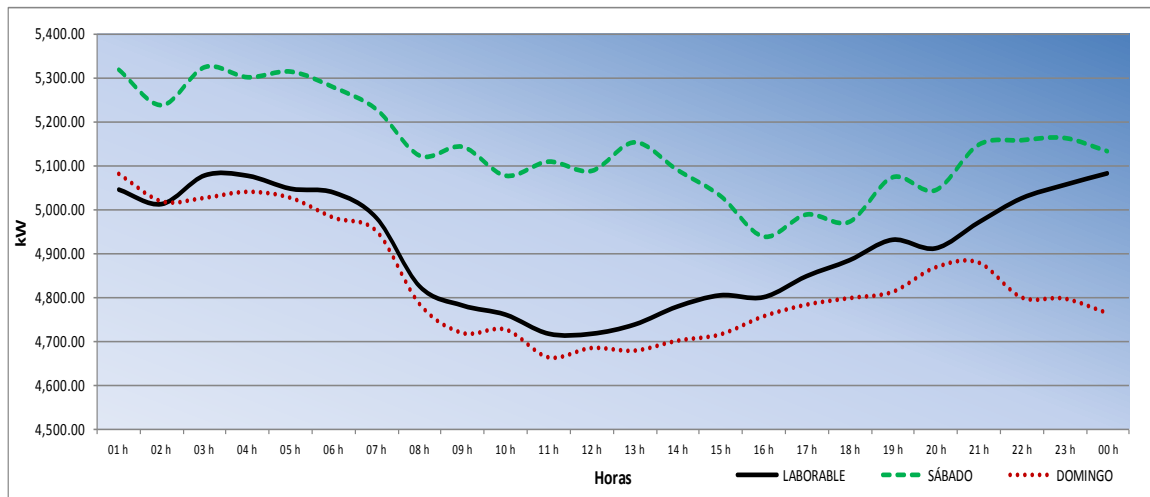


Figura 2.3: Comportamiento promedio observado de la demanda de energía eléctrica en días laborables, sábados y domingo del año 2011.

Fuente: Estadísticas Dirección de Comercialización CENTROSUR.

No obstante la ausencia de grandes variaciones, el gráfico anterior muestra que un comportamiento típico es el descenso de la demanda en horas de la mañana y tarde para nuevamente subir en horas de la noche y madrugada, la forma de la curva típica indica que las horas de mayor producción, y por lo tanto, mayor consumo eléctrico, se encuentran desplazadas hacia horas fuera de período punta de la demanda del sistema de distribución, esto con el objeto de beneficiarse del menor costo que tiene la electricidad en estas horas.

La demanda máxima observada en CARTOPEL durante el año 2011 alcanzó los 6,124 MW, mientras que el consumo de energía sumó un total de 43,246 GWh.

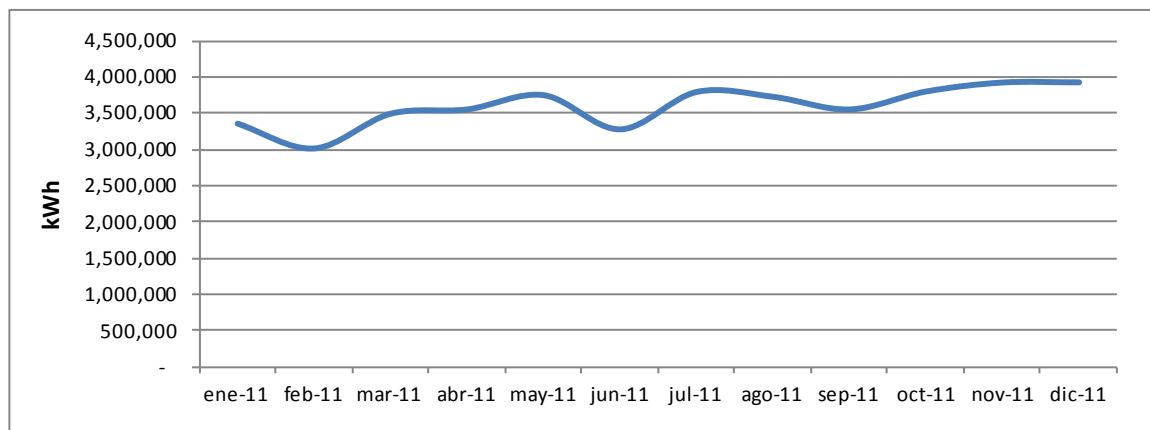




Figura 2.4: Demanda de energía eléctrica observada en CARTOPEL durante el año 2011
Fuente: Estadísticas Dirección de Comercialización CENTROSUR

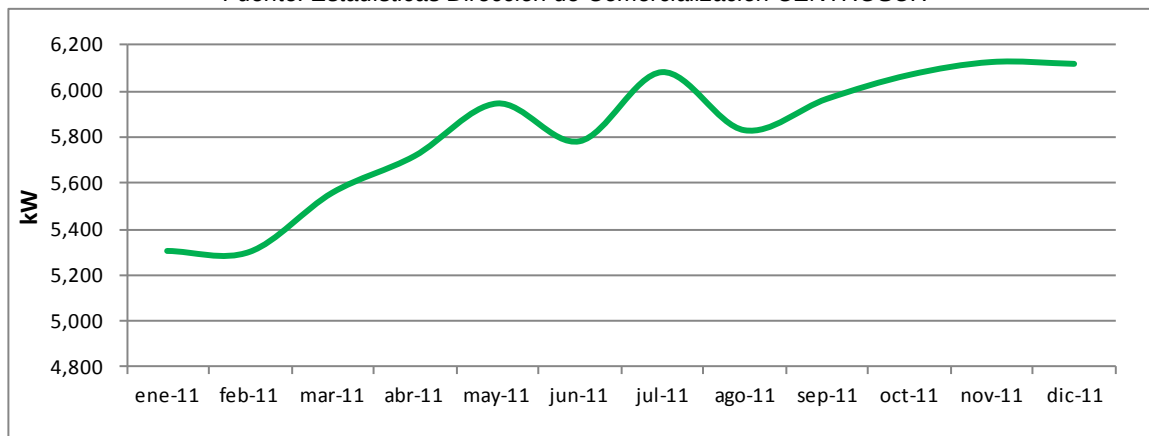


Figura 2.5: Comportamiento de la demanda máxima de CARTOPEL durante el año 2011
Fuente: Estadísticas Dirección de Comercialización CENTROSUR

El comportamiento de la demanda máxima demuestra un incremento a lo largo del año, con valores que oscilan entre los 5,300 hasta los 6,124 MW, este comportamiento es similar al observado en años anteriores, de lo cual se puede esperar que la demanda eléctrica de CARTOPEL continúe incrementándose.

2.4.1 La demanda eléctrica y su evolución

En concordancia con lo antes mencionado, el comportamiento observado durante los últimos tres años es de un continuo incremento de la demanda de energía eléctrica, es así que el consumo diario promedio del año 2010 experimentó un crecimiento medio del 3,65% con respecto al año 2009, y para el año 2011 este crecimiento alcanzó el 8,57% respecto del 2010.

Tipo de Día	2009	2010	2011
Laborable	4,365.19	4,521.41	4,911.35
Sábados	4,559.43	4,728.68	5,142.85
Domingos	4,432.43	4,465.18	4,836.47

Tabla 2.10: Energía activa promedio en kWh durante los últimos tres años observada en CARTOPEL
Fuente: Estadísticas Dirección de Comercialización CENTROSUR

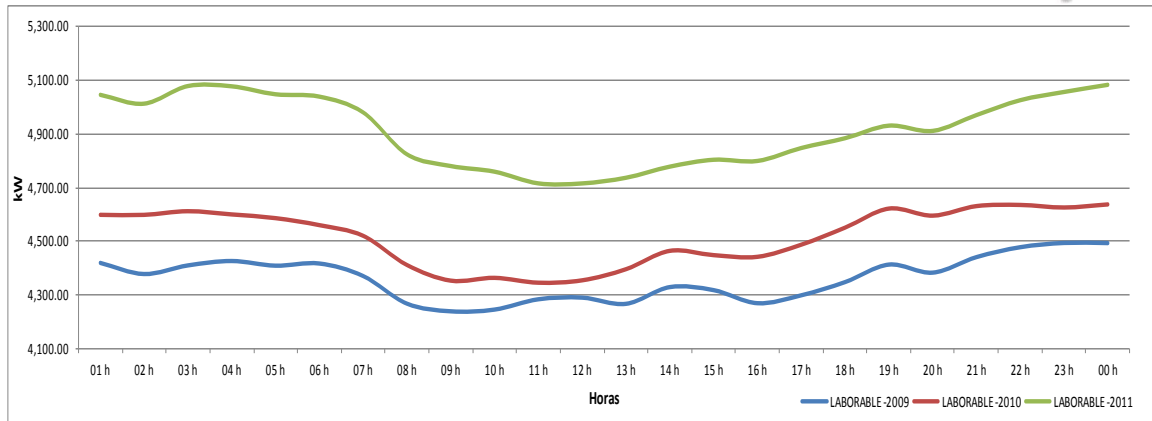


Figura 2.6: Comportamiento de la demanda promedio durante los días laborables
Fuente: Estadísticas Dirección de Comercialización CENTROSUR

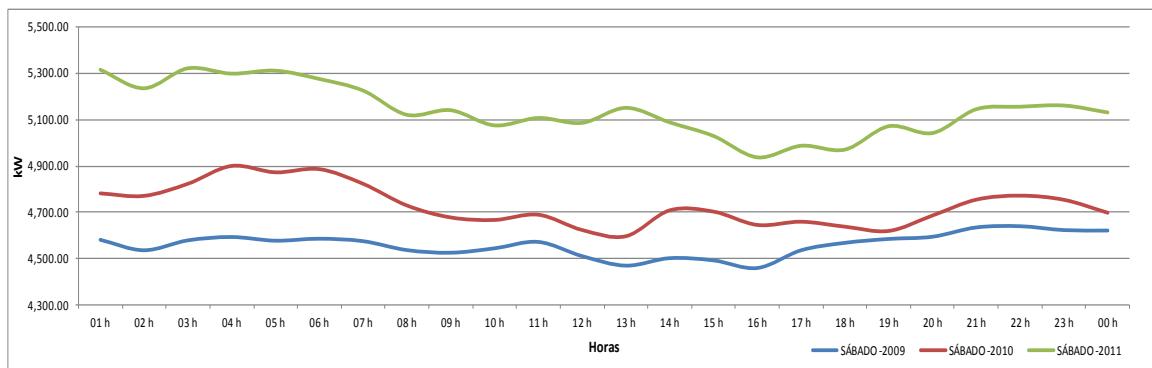


Figura 2.7: Comportamiento de la demanda promedio durante los días sábados
Fuente: Estadísticas Dirección de Comercialización CENTROSUR

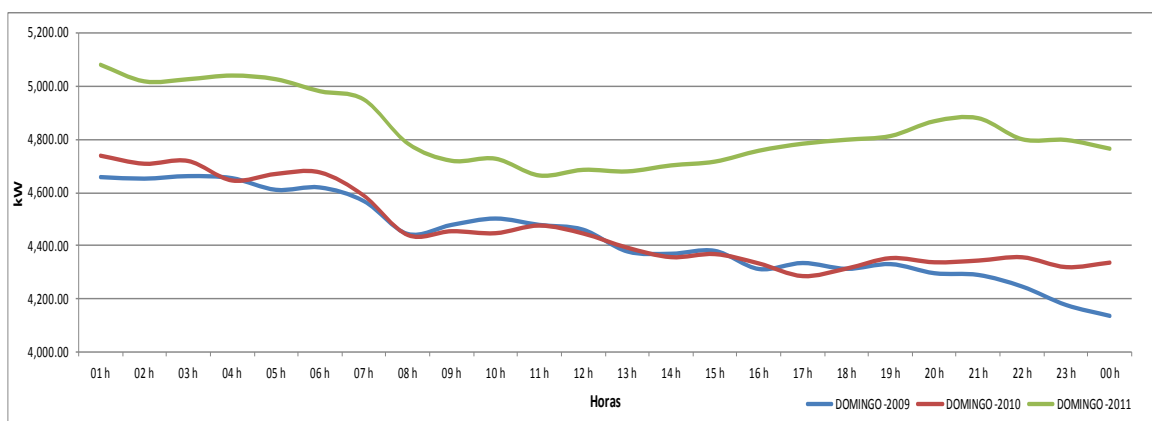


Figura 2.8: Comportamiento de la demanda promedio durante los días domingos
Fuente: Estadísticas Dirección de Comercialización CENTROSUR

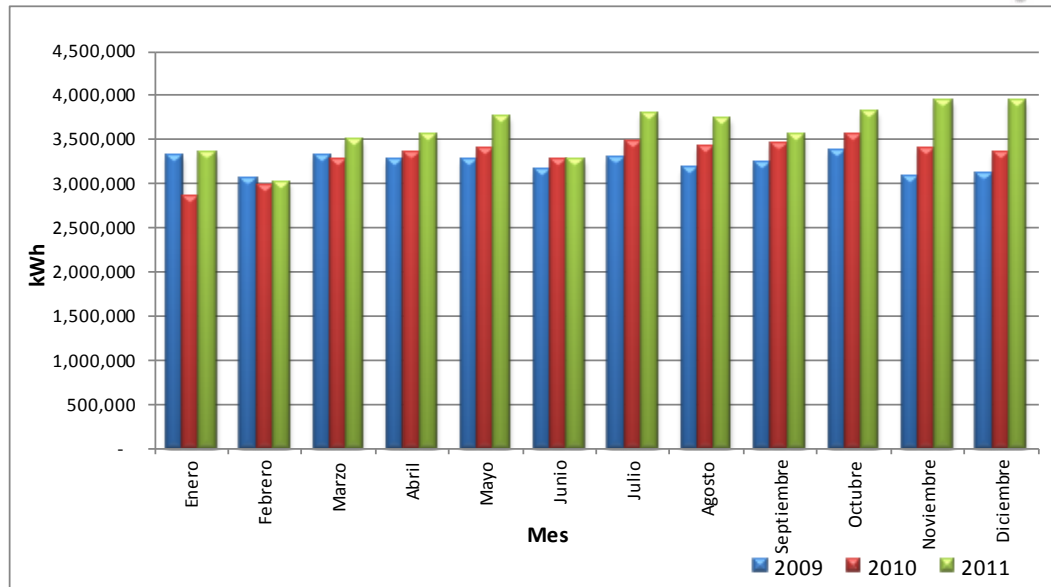


Figura 2.9: Consumo mensual de energía activa de CARTOPEL durante los últimos tres años.
Fuente: Estadísticas Dirección de Comercialización CENTROSUR

De la figura anterior se puede observar que para casi todos los meses la demanda de energía eléctrica se incrementa de año en año, siendo las únicas excepciones las de los meses de enero, febrero y marzo de 2010, período durante el cual se experimentaron racionamientos de energía debido a la crisis energética del sector eléctrico ecuatoriano que fuera superada para el mes de marzo del mismo año.

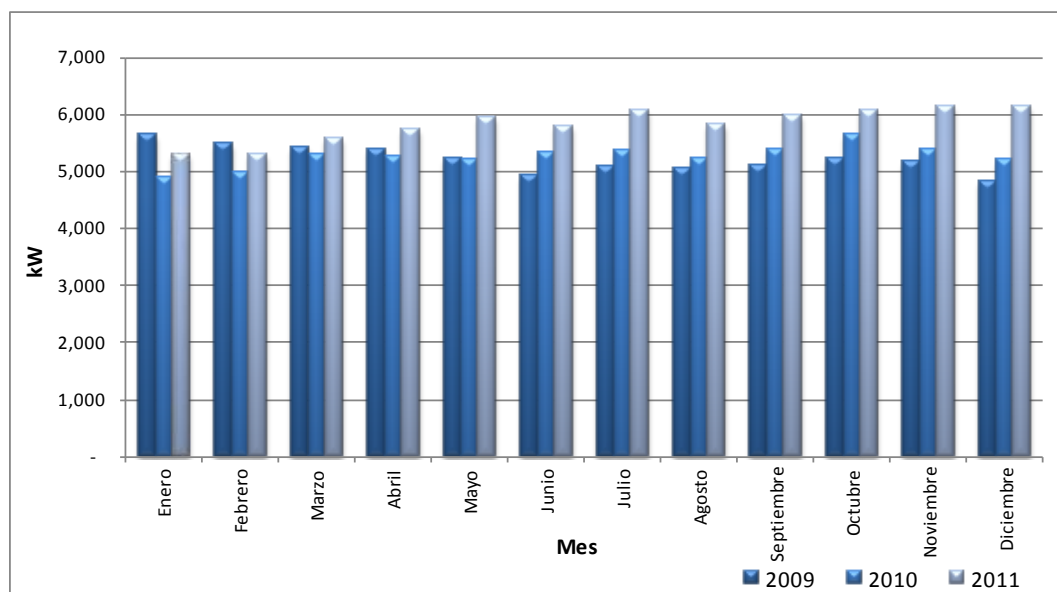


Figura 2.10: Demanda de potencia de CARTOPEL durante los últimos tres años.
Fuente: Estadísticas Dirección de Comercialización CENTROSUR



Situación similar se puede apreciar con la demanda de potencia, observándose que en la actualidad la demanda máxima se encuentra por sobre los 6 MW.

2.4.2 El consumo eléctrico y su costo

El consumo eléctrico de la fábrica de CARTOPEL, de acuerdo al pliego tarifario vigente, se clasifica como un consumo de tipo industrial, por lo cual se encuentra dentro de la categoría tarifaria general de media tensión con demanda horaria. Los rubros facturados por el servicio eléctrico son:

- Energía eléctrica en cuatro períodos horarios
- Demanda máxima facturable
- Comercialización
- Alumbrado público

Como política de gestión energética, CARTOPEL ha desplazado su demanda hacia el horario de menor costo, esto es el horario nocturno de 22:00 a 08:00 durante los días laborables de lunes a viernes, este desplazamiento se puede comprobar fácilmente mediante el análisis de la facturación de los dos últimos años, en los cuales se aprecia que más del 50% del consumo energético se presenta en el horario nocturno.

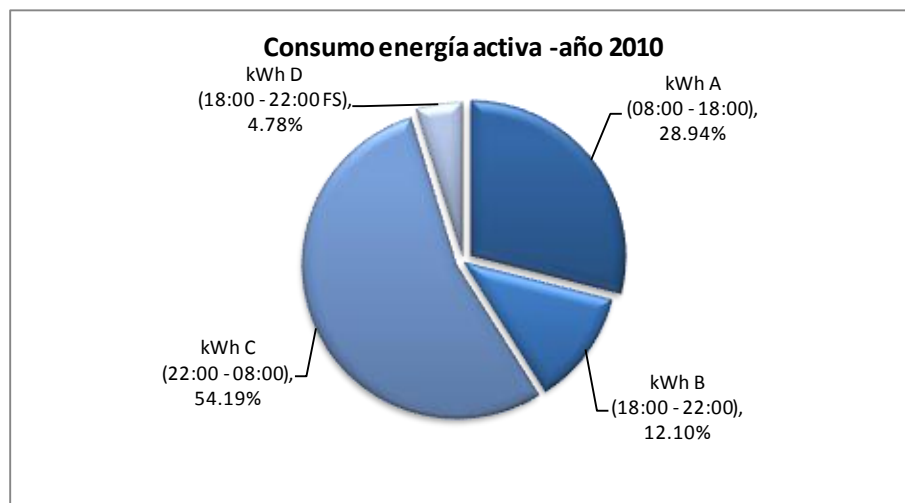


Figura 2.11: Consumo de energía por período horario en CARTOPEL durante el año 2010
Fuente: Estadísticas Dirección de Comercialización CENTROSUR

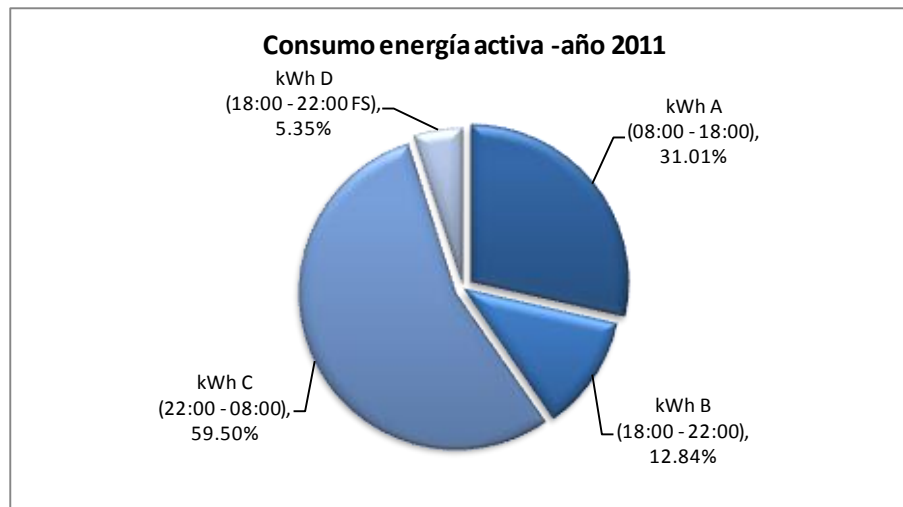


Figura 2.12: Consumo de energía por período horario en CARTOPEL durante el año 2011
Fuente: Estadísticas Dirección de Comercialización CENTROSUR

En cuanto a los costos por suministro eléctrico el rubro más representativo corresponde al de energía activa con aproximadamente el 81,51% seguido de la demanda con aproximadamente el 13,11%.

Rubro	Valor -2010	Porcentaje	Valor -2011	Porcentaje
Energía Activa	\$ 2,125,881.94	81.34%	\$ 2,307,106.95	81.68%
Demanda	\$ 346,450.79	13.26%	\$ 366,420.46	12.97%
Comercilización	\$ 16.92	0.00065%	\$ 16.92	0.00060%
A. Público	\$ 88,332.88	3.38%	\$ 95,219.58	3.37%
Pen. Bajo FP	\$ 51,446.89	1.97%	\$ 54,890.96	1.94%
Tasa Bomberos	\$ 172.80	0.00661%	\$ 190.08	0.00673%
Intereses	\$ 1,219.20	0.04665%	\$ 658.92	0.02333%
TOTAL	\$ 2,613,521.42	100.00%	\$ 2,824,503.86	100.00%

Tabla 2.11: Costos del suministro eléctrico en CARTOPEL durante los años 2010 y 2011
Fuente: Estadísticas Dirección de Comercialización CENTROSUR

Un costo importante a considerar es el de la penalización por bajo factor de potencia, el cual si bien en porcentaje no es incidente (alrededor del 1,96%), se convierte en preocupante debido a su carácter de penalización, pues en condiciones normales la empresa no debería pagar este valor. Esta situación se presenta debido a que el factor de potencia de CARTOPEL se encuentra por debajo del valor mínimo requerido de 0,92.

Otro rubro a destacar es el correspondiente a demanda, pues en función de los análisis realizados a la facturación de CARTOPEL se ha observado que en todos los meses ha sido penalizada con el 20% de recargo por nivel de



coincidencia de demanda máxima y demanda pico, esto se traduce en un sobre costo anual aproximado del 2,62% (en promedio \$71.287,12 adicionales cada año).

2.5 Balance energético de la planta

El consumo de energía eléctrica, dentro de un proceso de fabricación industrial, es posible clasificarlo en función de diversos criterios como por ejemplo:

- En función de las áreas de la planta.
- En función de las etapas del proceso productivo.
- En función de la topología eléctrica.

La investigación de los diferentes tipos de carga y sus características se realiza mediante un censo de carga aplicado a la totalidad de la planta, el cual tiene como finalidad identificar y cuantificar el régimen de trabajo y los consumos de los diferentes equipos que participan en el proceso de fabricación.

Una vez identificadas las cargas y sus características de demanda eléctrica, es posible determinar el balance energético de la planta y discriminar apropiadamente las partes del proceso, áreas de planta y equipos que tienen el mayor consumo eléctrico y así plantear las acciones de gestión energética que sean posibles de implementar de acuerdo a las restricciones técnicas del proceso de fabricación.

En CARTOPEL, para efectos de análisis de cargas y balance energético, los sistemas de alimentación eléctrica han sido clasificados en:

- Sistemas de producción.
- Sistemas de soporte a la producción.

Los primeros abarcan las etapas de fabricación de mayor intensidad energética y que directamente participan en la elaboración del producto final, mientras que los segundos comprenden aquellos sistemas de la planta que brindan servicios de apoyo como servicios auxiliares de aire comprimido, iluminación, etc.

El esquema de la organización de los sistemas es el siguiente:

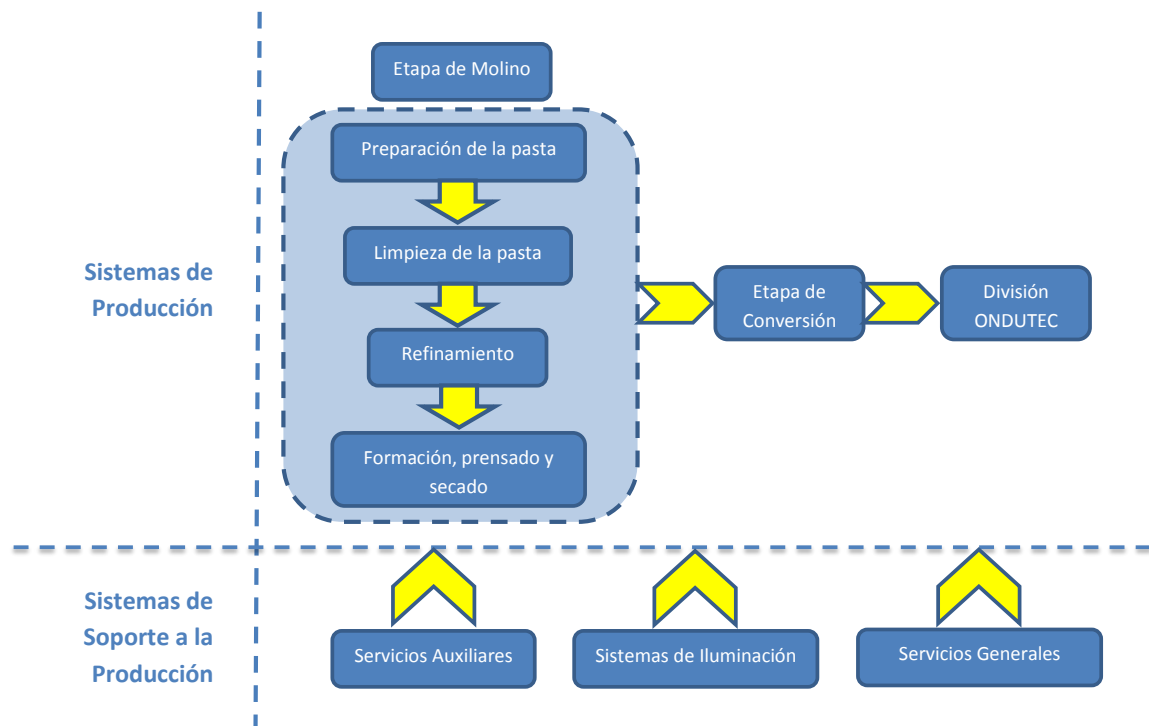


Figura 2.13: Clasificación realizada a los sistemas eléctricos de CARTOPEL

Como se puede apreciar en el diagrama anterior, los sistemas de producción incluyen cuatro etapas del proceso de fabricación de papel y la línea de conversión, todas ellas actividades que se realizan en la división Molino antes de que el producto final (la bobina estándar de papel) sea enviado a la división Ondutec.

Los sistemas de soporte, a diferencia de los sistemas de producción, tienen la característica de encontrarse dispersos en cuanto a su suministro de energía y ubicación dentro de la planta; como muestra el diagrama proveen servicio a todos los otros sistemas o etapas del proceso.

Una vez identificados y organizados los principales sistemas con los que cuenta el proceso de fabricación es posible determinar cómo se distribuye la demanda eléctrica dentro de la planta.



2.5.1 Balance energético por sistemas de la planta

Para la determinación del balance energético en función de los sistemas de la planta se desarrollaron las siguientes actividades:

- Recopilación de los datos de mediciones de corrientes y tensiones de línea, potencia trifásica y factores de potencia de cada tablero de control ubicado en cada división de la planta.
- Análisis estadístico de la frecuencia, porcentajes acumulados e histograma de valores de potencia más probables de ocurrencia para cada tablero.
- Estimación del tiempo real de funcionamiento de la carga de cada tablero en análisis para determinar la cantidad de horas anuales que el tablero opera con la potencia más probable encontrada en el análisis estadístico.
- Finalmente, con los datos de potencia más probable y horas anuales de operación, se determinó la energía media anual que cada tablero consumió durante el año 2010.

Con esta metodología se llegó a los siguientes resultados:

Nº	Área y/o División	kWh/año
1	Etapas de Molino	28,351,130.49
2	Etapas de Conversión	607,359.80
3	Ondutec	4,838,148.00
4	Servicios Auxiliares	1,501,944.86
5	Sistemas de Iluminación	583,978.30
6	Servicios Generales	813,773.74

Tabla 2.12: Consumo eléctrico referencial en las diferentes áreas de la planta de CARTOPEL

Se puede observar que la mayor parte del consumo eléctrico se encuentra en los sistemas de producción, la más grande demanda de energía la tiene la etapa de Molino seguida de la división Ondutec.

En la siguiente figura se aprecia el porcentaje de demanda de energía que tiene cada una de las áreas de la planta de CARTOPEL.

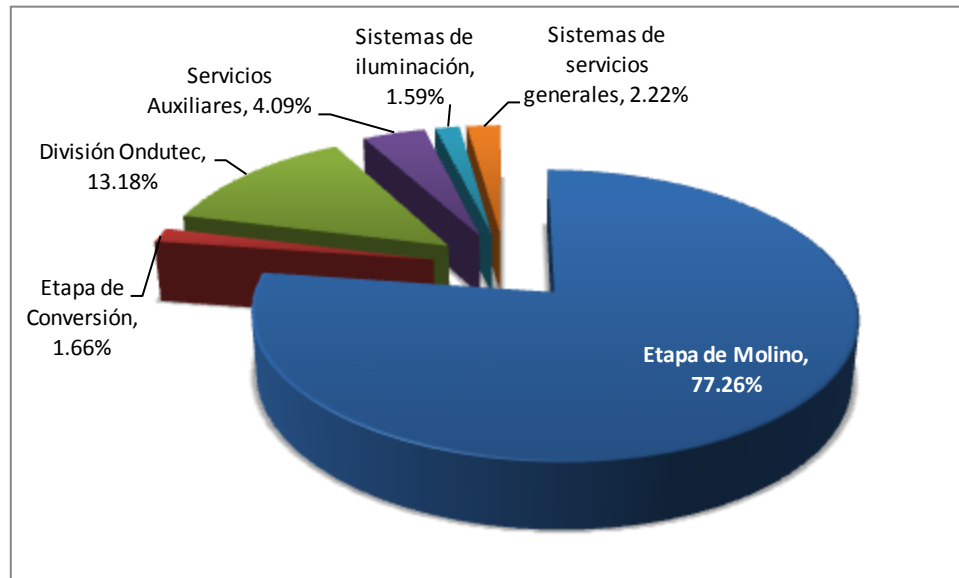


Figura 2.14: Porcentajes de demanda de energía por áreas de la planta de CARTOPEL durante el año 2010

Alrededor del 92% del consumo de energía eléctrica es responsabilidad de los sistemas de producción de la planta, mientras que el restante 8% se encuentra en los sistemas de soporte.

2.5.2 Balance energético por proceso productivo

El balance energético en función de los procesos productivos de la planta fue obtenido con el desarrollo de las siguientes actividades:

- Recopilación de los datos de mediciones de corriente trifásica de cada equipo que participa directamente en cada proceso de producción.
- Estimación del tiempo efectivo de funcionamiento anual a través de relacionar los tiempos informados por el personal de operación con el porcentaje de datos válidos encontrados en el histórico de mediciones de cada equipo en particular.
- Cálculo de la potencia media de cada equipo utilizando los datos de corriente promedio, tensión nominal de alimentación y factor de potencia promedio.
- Finalmente, con los datos de potencia y tiempo efectivo de funcionamiento anual, se determinó la energía media anual que cada equipo de cada proceso consumió durante el año 2010.



Con esta metodología se obtuvieron los siguientes resultados:

N°	Proceso Productivo	kWh/año
1	Preparación de la pasta	6,033,415.10
2	Limpieza de la pasta	4,899,756.30
3	Refinamiento	9,514,560.53
4	Formación, prensado, secado y bobinado	8,984,779.67
5	Etapas de Conversión	607,359.80
6	Ondutec	4,838,148.00
7	Servicios Auxiliares	1,501,944.86
8	Sistemas de Iluminación	583,978.30
9	Servicios Generales	813,773.74

Tabla 2.13: Consumo eléctrico referencial en los procesos productivos

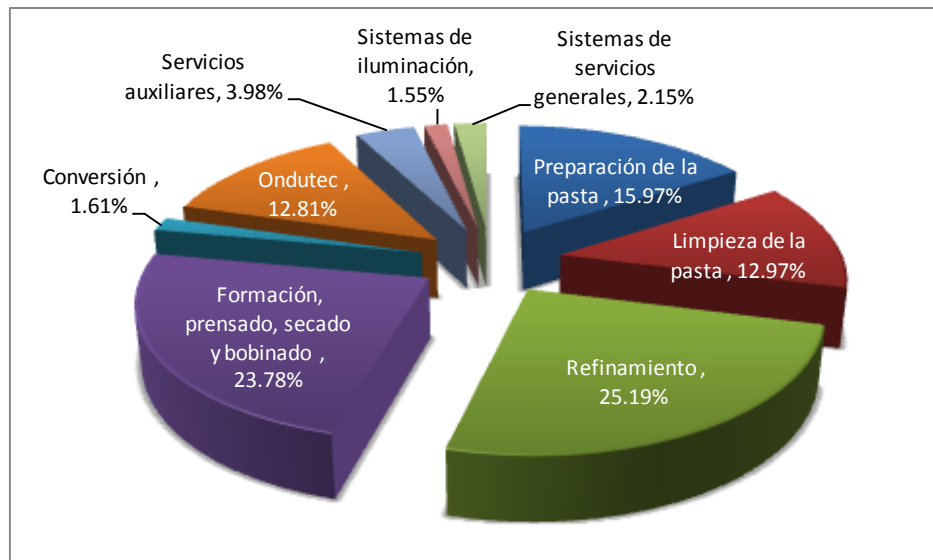


Figura 2.15: Porcentajes de demanda de energía por proceso productivo de CARTOPEL durante el año 2010

Se puede observar que el mayor porcentaje de consumo se encuentra en el proceso de Refinamiento, seguido de la etapa de Formación, prensado, secado y bobinado, entre estos dos procesos se tiene casi la mitad del consumo de energía de la totalidad de la planta.

Si se considera que los procesos de: preparación, limpieza y refinamiento de pasta, formación, prensado, secado y bobinado; forman parte de la etapa de Molino, se encuentra que existe una diferencia del 0,65% entre los balances por sistemas y por procesos, la diferencia se debe a que la metodología aplicada en el balance por procesos considera los tiempos de operación informados por el



personal de la planta, información que adolece de cierta inexactitud en razón del error humano en la estimación subjetiva del tiempo que opera cada máquina.

No obstante el error introducido por el criterio de los operarios, la metodología aplicada en el balance por procesos, a través de relacionar la información del personal con el porcentaje de datos válidos de cada máquina para el año en análisis, permite que la diferencia sea bastante reducida y por lo tanto concluir que los porcentajes obtenidos reflejan de forma bastante real el consumo de energía eléctrica en cada proceso productivo de CARTOPEL.

Balance x Proceso	kWh/año	Porcentaje
Preparación de pasta	6,033,415.10	15.97%
Limpieza de pasta	4,899,756.30	12.97%
Refinamiento	9,514,560.53	25.19%
Formación & PSB	8,984,779.67	23.78%
Total	29,432,511.60	77.91%

Balance x Etapa	kWh/año	Porcentaje
Diferencias	1,081,381.11	0,65%

Tabla 2.14: Comparación de los resultados del balance energético realizado por procesos y por etapa de CARTOPEL en el área de Molino.

Descripción	Energía kWh/año
Energía Total por Procesos de producción	37,777,716.29
Energía Total por Etapas de planta	36,696,335.18
Diferencia Total Porcentual	2,95%

Tabla 2.15: Energía y porcentaje total de diferencia entre los dos balances de energía

Si se relaciona la energía estimada por el censo de carga para cada proceso de producción, con la energía de consumo total registrado para el año 2010, los porcentajes de responsabilidad de carga son los siguientes:

Proceso	% de resp. carga
Preparación de la pasta	15.17%
Limpieza de la pasta	12.32%
Refinamiento	23.91%
Formación, prensado, secado y bobinado	22.58%
Etapas de Conversión	1.53%
Ondutec	12.16%



Servicios Auxiliares	3.78%
Sistemas de Iluminación	1.47%
Servicios Generales	2.05%
Otros consumos y/o pérdidas de energía	5.05%

Tabla 2.16: Porcentajes de responsabilidad de carga de los diferentes procesos de producción de CARTOPEL durante el año 2010.

Una característica importante del proceso de producción de papel en CARTOPEL es que cada etapa tiene una dependencia directa de la etapa o proceso precedente, esto significa que si una de las etapas sufre una paralización todas las etapas posteriores deberán suspender su tarea ya que no tendrán un suministro de material que permita realizar su trabajo. Esta particularidad hace que aproximadamente el 75.5% de la carga de esta industria tenga el mismo período de funcionamiento y que por lo tanto sus porcentajes de responsabilidad de carga permanezcan constantes a lo largo del día, el restante 24.5% se encuentra distribuido entre consumos con características de uso casi aleatorias en función de lo requerido por los procesos industriales de producción, con lo cual se asume que sus porcentajes de responsabilidad de carga también permanecen constantes a lo largo del día.

Con estas consideraciones y utilizando los datos de la curva de carga promedio diaria es posible obtener el siguiente gráfico en el cual se observa la participación de cada proceso y sistema de la planta en el consumo de energía eléctrica de CARTOPEL.

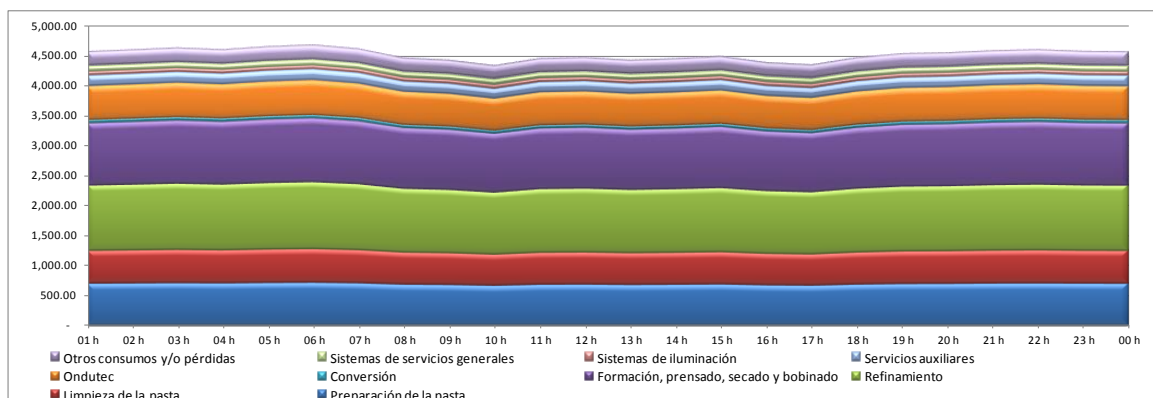


Figura 2.16: Curvas de responsabilidad de carga de los diferentes procesos de CARTOPEL sobre la curva de demanda promedio diaria.



2.5.3 Eficiencia eléctrica del proceso productivo

Determinar con exactitud la eficiencia del consumo eléctrico dentro del proceso productivo sería una tarea bastante compleja y poco práctica de llevar a cabo si se considera que toda la maquinaria y equipos se encuentran en operación y no es factible su desconexión para realizar pruebas y/o análisis sobre su eficiencia. No obstante las dificultades prácticas que conlleva una evaluación de eficiencia eléctrica del proceso de producción, se ha considerado importante realizar al menos una aproximación con la finalidad de conocer porcentajes referenciales de utilización de las capacidades nominales de la maquinaria que interviene en el proceso industrial, para esto se han comparado los promedios de las mediciones de corriente trifásica de las principales máquinas del proceso con los datos de corrientes nominales de cada equipo.

El análisis se efectuó sobre la maquinaria que pertenece a las etapa de Molino y de Conversión en razón de la disponibilidad de las mediciones de corriente, por otra parte es importante recordar que del balance energético realizado, el 77,26% del consumo eléctrico se realiza en Molino. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

N°	Área / División	Tablero	% de Eficiencia
1	Etapa Molino	QCM 1	69.27%
		QCM 2	62.94%
		QCM 3	84.07%
		QCM 5	66.64%
		QCM 6	68.92%
		SCREEN SP-1500	90.09%
		PULPER #4	94.66%
		PILAO 2000	94.08%
2	Etapa de Conversión	QD2.1	72.20%

Tabla 2.17: Porcentajes de eficiencia promedio en función de las mediciones de corriente y los datos de corriente nominal de los equipos conectados a los diferentes tableros de la planta

Al no tener disponibles los datos de mediciones de corriente trifásica de los equipos al interior de la división ONDUTEC, no es posible realizar una estimación de eficiencia de esta área; en cuanto a los sistemas de apoyo a la producción como los sistemas auxiliares, servicios generales y sistema de



iluminación al estar conformados por una gran cantidad y variedad de componentes y cargas no fue posible estimar su porcentaje de eficiencia, sin embargo dado el reducido porcentaje de contribución al consumo de energía eléctrica se considera que es posible excluir su análisis detallado.

Como se observa en la tabla anterior existe un porcentaje apreciable de subutilización de la carga del tablero QCM2, no obstante este porcentaje está afectado debido a que en este tablero se encuentra la carga con el menor porcentaje de eficiencia de uso, las cargas que se encontraron con los menores porcentajes son:

Máquina	Tablero	% eficiencia	Corriente nominal	Corriente promedio
RAGGER PULPER # 4	QCM1	23.33%	7A	1.63A
GRUA ROBINS & MYERS	QCM2	5.82%	11A	0.64A
BARREDOR DE CARGA TOP	QCM3	30.81%	3.7A	1.14A
TRANSPORTADOR HORIZONTAL PULPER 4	QCM5	47.35%	10.5A	4.97A
SHAKER/	QCM6	16.27%	12.5A	2.03A
CORTADOR DE BOBNAS	QD2.1	44.70%	18.79A	8.40A

Tabla 2.18: Maquinas con la menor eficiencia de uso, encontradas en la planta de CARTOPEL.

La eficiencia eléctrica total del proceso de producción se ha evaluado en función del consumo eléctrico total registrado del año 2010 y con la producción total reportada por CARTOPEL para el referido año, con lo cual resulta que el índice de consumo eléctrico para la planta es de 548 kWh/Tonelada.

2.6 Conclusiones

- La planta industrial de CARTOPEL se encuentra organizada en dos divisiones principales que son el área de Molino y la División Ondutec, la primera agrupa a los siete procesos industriales que comprende la producción de papel y cartón, mientras que la segunda concentra sus actividades en la producción de cajas utilizando como materia prima la producción resultante del área Molino.
- El sistema eléctrico de la planta industrial recibe el suministro eléctrico a través del alimentador 0425 de la CENTROSUR a un nivel de tensión de



22 kV, para el abastecimiento eléctrico la planta cuenta con dos transformadores de 2 MVA cada uno, la planta maneja varios niveles de tensión para la energización de las diferentes cargas siendo la más alta 4,16 kV para la alimentación de las máquinas que intervienen en el proceso de preparación de pasta.

- Con base en el proceso productivo que tiene CARTOPEL y con los resultados del censo de carga y las estadísticas de mediciones de los diferentes equipos y cargas eléctricas, se observa que el proceso tiene una característica de consumo eléctrico bastante continuo con oscilaciones de demanda que van desde los 4.650 a los 5.350 MW en un día promedio. No obstante la baja tasa de variación de la demanda a lo largo de un día típico, es posible observar una mayor demanda a partir de las 22:00, este comportamiento permite concluir que la operación de la planta aprovecha el menor costo que tiene la energía en horas de la noche y madrugada.
- La demanda de energía eléctrica de CARTOPEL experimenta un sostenido crecimiento mensual, alcanzando un 8,57% en el año 2011, esta situación implica un aumento importante para la demanda industrial de la CENTROSUR y que se espera siga aumentando en los siguientes años, con el consecuente incremento de pérdidas y costos de abastecimiento para la distribuidora.
- El costo económico que tiene para CARTOPEL el suministro de energía eléctrica se encuentra compuesto por varios rubros, siendo el más importante el relacionado con el pago por energía (aproximadamente el 82%), seguido por el cargo de potencia (aproximadamente 12%) dentro del que se encuentra un recargo por coincidencia de demanda máxima y pico, esta situación hace que la empresa pague un sobre costo de demanda mensual del 20%, esta situación permite deducir que una adecuada gestión de la demanda podría traer potenciales ahorros económicos a esta industria.



- La alta dependencia que tienen los diferentes procesos de fabricación con respecto a las etapas o procesos precedentes, permiten concluir que los factores de responsabilidad de carga permanecen constantes a lo largo del día, con esta realidad de operación y en base a los resultados del censo de carga, se encontró que el área de Molino es la de mayor intensidad de uso de energía eléctrica (77,26%), seguida por la división Ondutec (13,18%). Dentro de la etapa de Molino los procesos que mayor demanda registran son el refinamiento de pasta con aproximadamente el 25,19% y la formación, prensado, secado y bobinado con el 23,78%.
- La evaluación de eficiencia eléctrica del proceso industrial no es posible realizarla con exactitud, sin embargo se realizó una aproximación mediante la determinación del porcentaje de uso que hacen las diferentes máquinas y equipos de su potencia nominal, para esto se hizo necesaria la recopilación de la información referente a las mediciones de corriente trifásica de cada máquina que interviene en los procesos de producción. El resultado obtenido permite anotar que la mayor parte de la carga eléctrica se encuentra operando cerca de su potencia nominal, salvo el caso de maquinaria muy puntual ubicada en el área de Molino y Conversión, con lo cual el promedio de eficiencia de uso se ubica en promedio en 78,10% con un índice energético de 548 kWh/Ton., este indicador será el que se tenga que supervisar al momento de aplicar las acciones de gestión de demanda, ya que para que la gestión sea efectiva el índice antes mencionado debería disminuir.

Referencias:

- [1] WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION, **“Electrical Transmission and Distribution Reference Book”**, Westinghouse Electric Corporation, East Pittsburgh Pennsylvania, 1964.
- [2] VINTIMILLA, PALADINES, **“Auditoria Eléctrica a la Fábrica de Cartones Nacionales CARTOPEL S.A.I.”**, Tesis de grado Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, 2012.



Capítulo 3:

La Demanda Eléctrica en el Sistema de Distribución de la CENTROSUR

3.1 Introducción

De las tres etapas que comprende la cadena de producción eléctrica (generación, transmisión y distribución), la distribución es quizá la etapa más crítica y que mayores retos puede presentar al sector eléctrico en su conjunto, el hecho de ser la última parte de esta cadena y de encontrarse “cara a cara” con la demanda plantea muchos desafíos tanto técnicos como económicos entre los que se pueden mencionar la calidad del servicio eléctrico, el nivel de cobertura, el control de las pérdidas de energía comerciales y técnicas, además del tema tarifario que siempre tendrá un componente social y político de gran afectación a la economía de la sociedad y al ámbito financiero de la propia empresa.

Adicionalmente a lo antes mencionado, la distribución debe lidiar con:

- Gran cantidad de nodos de consumo eléctrico que se encuentran altamente dispersos en una gran zona geográfica, situación que dificulta no solamente las actividades técnicas de suministro sino también el manejo comercial y administrativo de una numerosa cartera de clientes.
- Alta diversidad de tipos de consumo que varían en aspectos como: el uso final de la electricidad, la magnitud o intensidad del consumo, el nivel de tensión, etc.
- Diversos tipos de configuración de redes para responder a los requerimientos de la demanda, lo cual en algunos casos ha llevado a tener intrincadas redes de distribución.
- Constante crecimiento de la demanda tanto en magnitud como en cantidad, lo que exige llevar a cabo de forma permanente planes de expansión y refuerzo de la red de distribución.



Estos aspectos entre otros más, hacen de la distribución la actividad de mayor intensidad operativa, logística y comercial de la cadena de producción eléctrica, razón por la cual, las acciones que se encaminen hacia lograr una mayor eficiencia y racionalidad en el consumo de energía redundarán en beneficios para el conjunto de la sociedad y para todo el sector eléctrico.

En este capítulo se realizará una descripción y caracterización de la demanda que atiende el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. - CENTROSUR-, al final se pretende brindar una visión clara sobre el comportamiento de la demanda que permitan comprender la necesidad de contar con un plan de gestión de demanda encaminado hacia alcanzar una mayor racionalidad en el consumo de energía eléctrica.

3.2 Comportamiento de la demanda eléctrica de la CENTROSUR

La electricidad, es un “producto” de alta demanda en el mundo, y es que al ser la forma de energía más versátil y que más facilidades presenta para ser convertida en otras formas de energía y trabajo, la sociedad cada vez demanda mayor cantidad de ella.

Un factor determinante para que la energía eléctrica tenga tan alta demanda es el hecho de que actualmente es un “producto” omnipresente en toda actividad humana, prácticamente hoy en día es difícil encontrar actividades que prescindan completamente de la electricidad, más aún, su uso intensivo en la producción y el comercio determina el grado de desarrollo de una nación.

De acuerdo a las estadísticas del Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC-, la tasa de crecimiento de la demanda nacional se encuentra alrededor del 6,06% anual¹⁴, esta tasa tiene una correlación bastante alta con la variación del Producto Interno Bruto del país (PIB), el cual para el mismo período de análisis se ubicó en promedio en el 5,14%.

¹⁴ Dato promedio de los años 2002 al 2006 que constan en el Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 del CONELEC.

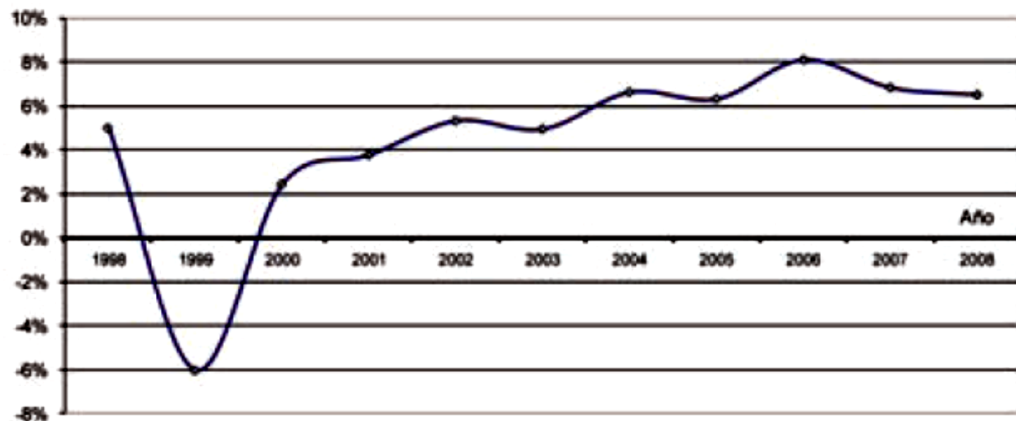


Figura 3.1: Tasa de crecimiento anual de la energía eléctrica en el Ecuador
Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 -CONELEC

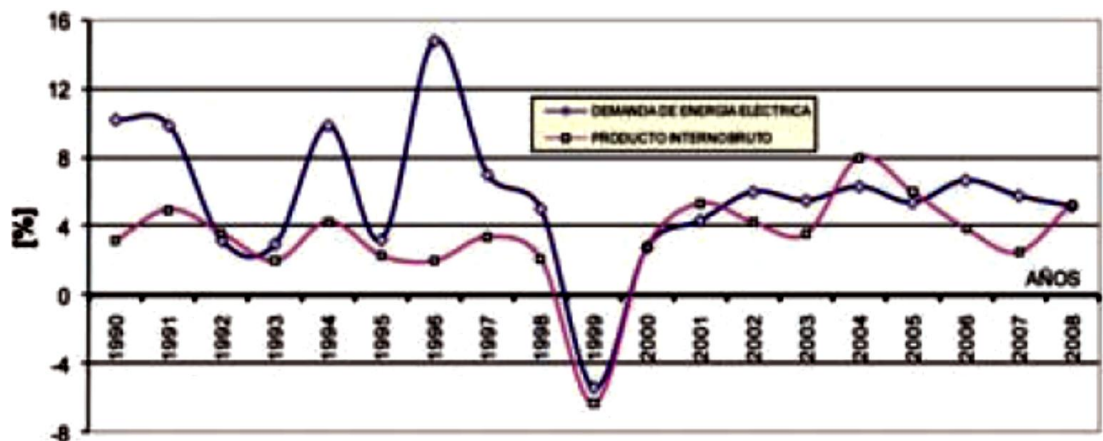


Figura 3.2: Tasas anuales de variación del PIB y de energía eléctrica en el Ecuador
Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 -CONELEC

Como se puede observar en la figura 3.1 para la mayoría de los años, la variación del consumo de energía eléctrica muestra la misma tendencia que la variación del PIB, no obstante, los períodos en los cuales la demanda eléctrica es mayor, corresponden a los años en los cuales el precio de la energía fue menor.

Dentro de la economía de la sociedad, la demanda del recurso electricidad, tiene un impacto considerable, la cada vez mayor penetración tecnológica en las diversas actividades productivas implica que la energía eléctrica se considere uno de los suministros más importantes, sin embargo, no todas las actividades tienen la misma intensidad energética, es así que tanto para objetivos de clasificación como por aspectos de tarificación, el uso de la energía eléctrica en el Ecuador se divide en categorías, las cuales se detallan en la siguiente tabla:



CATEGORÍA	SUBCATEGORÍAS
Residencial	• RESIDENCIAL DOMESTICO • RESIDENCIAL EMPRESA JUBILADOS • RESIDENCIAL TERCERA EDAD
Comercial	• COMERCIAL BAJA TENSION • COMERCIAL BAJA TENSION DEMANDA • COMERCIAL MEDIA TENSION • COMERCIAL MEDIA TENSION DEMANDA HORARIA
Industrial	• INDUSTRIAL ARTESANAL • INDUSTRIAL BAJA TENSION CON DEMANDA • INDUSTRIAL MEDIA TENSION • INDUSTRIAL CON DEMANDA HORARIA • INDUSTRIAL ALTA TENSION
Bombeo de Agua	• BOMBEO DE AGUA • BOMBEO DE AGUA CON DEMANDA HORARIA • BOMBEO DE AGUA JAAP
Asistencia Social / Beneficio Público	• ASISTENCIA SOCIAL • ASISTENCIA SOCIAL BAJA TENSION CON DEMAN • ASISTENCIA SOCIAL MEDIA TENSION • ASISTENCIA SOCIAL CON DEMANDA HORARIA • BENEFICIO PUBLICO • BENEFICIO PUBLICO MEDIA TENSION • BENEFICIO PUBLICO CON DEMANDA HORARIA • CULTO RELIGIOSO • CULTO RELIGIOSO MEDIA TENSION • CULTO RELIGIOSO CON DEMANDA HORARIA
Escenarios Deportivos	• ESCENARIOS DEPORTIVOS • ESCENARIOS DEPORTIVOS MEDIA TENSION • ESCENARIOS DEPORTIVO CON DEMANDA HORARIA • LOCAL DEPORTIVO SIN DEMANDA
Entidades Municipales / Oficiales	• ENTIDADES MUNICIPALES • ENTIDADES MUNICIPALES MEDIA TENSION • ENTIDADES MUNICIPALES CON DEMANDA HORARI • ENTIDADES OFICIALES • ENTIDADES OFICIALES MEDIA TENSION • ENTIDADES OFICIALES CON DEMANDA HORARIA • MB ENTIDAD OFICIAL MUNICIPAL BT DMDA
Alumbrado Público y Servicio Comunitario	
Autoconsumo	
Servicios Ocasionales	

Tabla 3.1: Categorías y subcategorías tarifarias según el uso de la energía.

El crecimiento de la demanda exige al SD una expansión y reforzamiento constante debido a que el incremento de las necesidades energéticas no solamente obedece a un aumento en la intensidad de uso de los usuarios ya existentes, sino al constante crecimiento de nuevos clientes que demandan del servicio eléctrico.

3.2.1 Evolución de la demanda

El crecimiento de la demanda, es posible abordarlo desde dos enfoques, el número de clientes y la cantidad de energía requerida. Las últimas estadísticas publicadas por el

CONELC¹⁵, permiten deducir que el total de clientes de la CENTROSUR representan aproximadamente el 8% del total de usuarios a nivel nacional. En cuanto a la magnitud de energía, la demanda de esta empresa representa aproximadamente el 4,5% del total de energía a nivel nacional. De este consumo un 95% se encuentra en las provincias de Azuay y Cañar.

3.2.1.1 El número de clientes

De acuerdo a las estadísticas manejadas por la Dirección de Planificación de la CENTROSUR, para el mes de diciembre de 2010, esta empresa contaba con un total de 300.480 clientes¹⁶, los datos de la década 2000-2010, muestran que en promedio cada año un 89,1% del total de clientes de la CENTROSUR pertenecen a la categoría Residencial, mientras que cerca del 7,62% son Comerciales, y un 2,05% son Industriales, quedando un 1,24% repartido entre todo el resto de categorías listadas en la tabla 2.1.

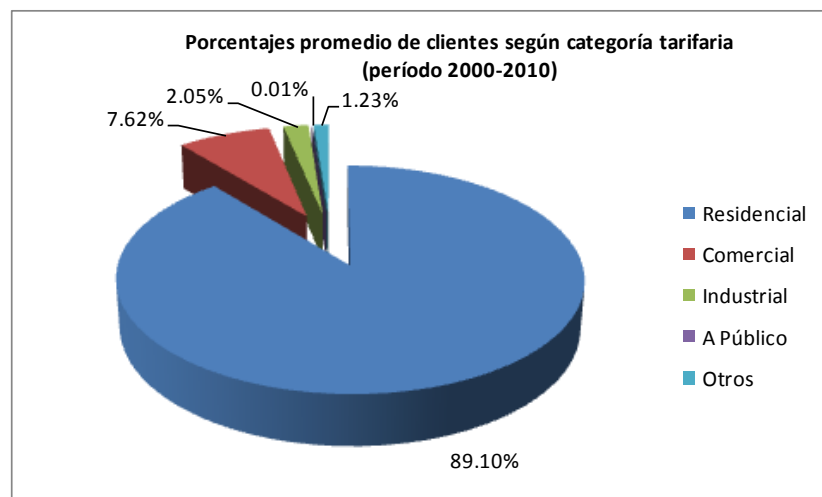


Figura 3.3: Porcentajes de clientes de la CENTROSUR por categoría tarifaria.

La categoría Residencial, es la que más contribuye en la demanda eléctrica, sin embargo una de las características de este tipo de demanda es su alta dispersión, tanto numérica como geográfica o espacial, es decir un gran consumo repartido en una gran cantidad de usuarios (consumo promedio individual muy reducido).

Características opuestas se presentan en las demandas comerciales e industriales, las cuales de manera global tienen consumos menores que el segmento residencial pero

¹⁵ Según el Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 del CONELC, el número de clientes de todas las empresas de distribución a diciembre de 2008 sumaba un total de 3'553.593.

¹⁶ De acuerdo a las proyecciones de CENTROSUR, el número de clientes de la empresa alcanzaría en diciembre de 2012 un total de 323.205 clientes.



que al estar repartidas en un número menor de clientes presentan una menor dispersión y un mayor consumo promedio individual.

3.2.1.2 La magnitud de consumo

La evolución que ha tenido durante los últimos 10 años la demanda eléctrica atendida por la CENTROSUR muestra que, si bien el segmento residencial es el de mayor consumo, el segmento industrial es el segundo en intensidad de uso energético, seguido del segmento comercial, alumbrado público y otros respectivamente.

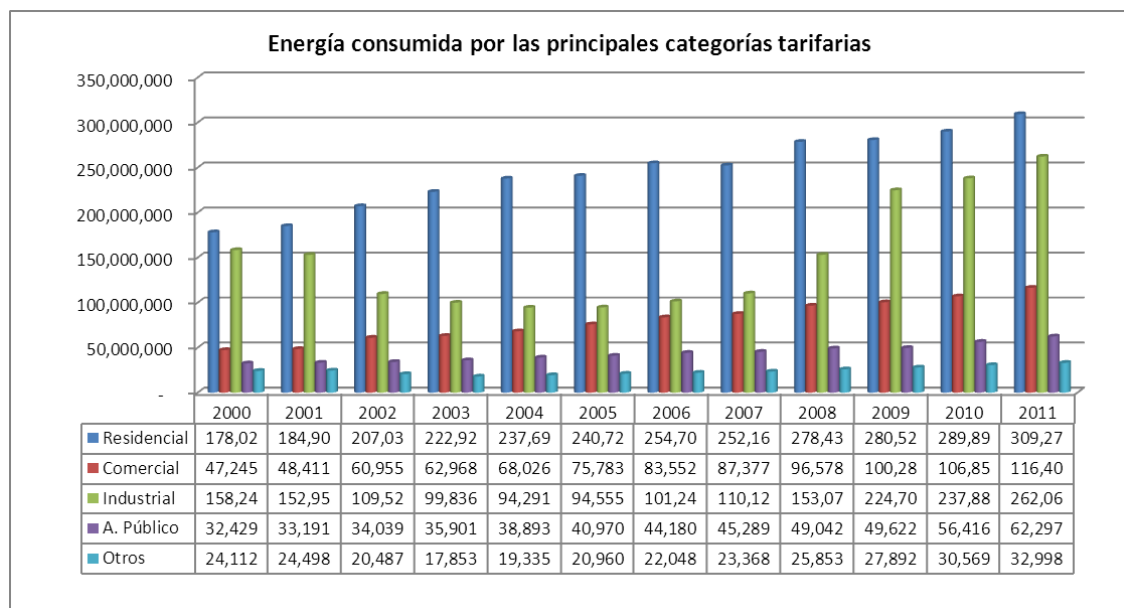


Figura 3.4: Evolución de demanda atendida por la CENTROSUR por categoría tarifaria.

Este comportamiento permite deducir que las acciones sobre la eficiencia y uso racional del recurso energético podrían tener alto impacto si se direccionan sobre el segmento industrial ya que concentra una alta intensidad energética en un relativamente reducido número de clientes (2,05% del total del clientes en la zona de concesión), de los cuales la mayor parte se encuentran concentrados en una misma zona geográfica como lo es la ciudad de Cuenca.

La demanda del SD de la CENTROSUR, de forma similar a la demanda nacional, experimenta un crecimiento sostenido año tras año, que según las estadísticas manejadas al interior de la Empresa, en los últimos cinco años, ha crecido a un ritmo promedio anual de 4,77%¹⁷, este crecimiento responde a diversas causas entre las que

¹⁷ Porcentaje calculado sobre la energía requerida por el sistema de distribución en bornes de subestación. Estadísticas de la Dirección de Comercialización de la CENTROSUR.



se pueden citar, el aumento poblacional, el incremento en la intensidad energética de los hogares año tras año gracias a la tecnología y el incremento en las actividades comerciales y de producción en la región.

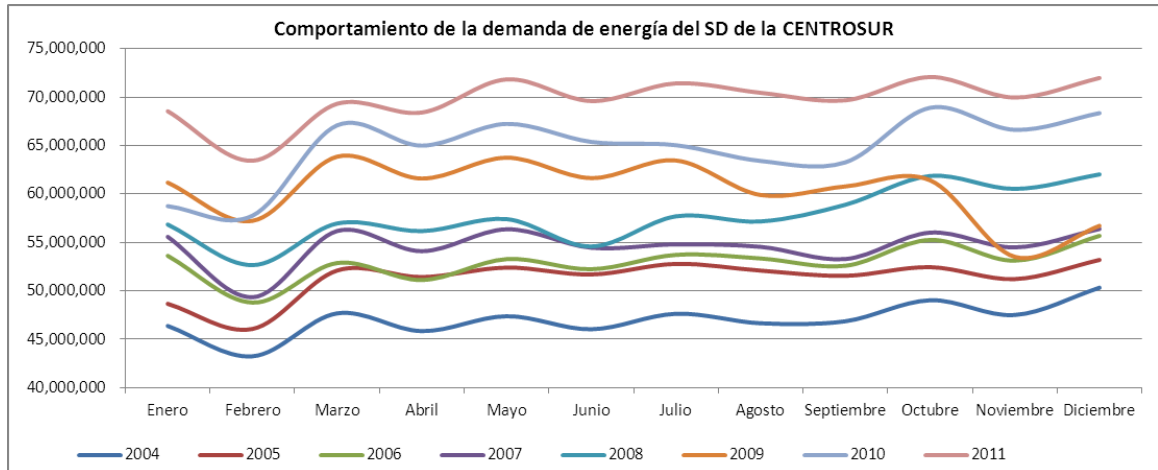


Figura 3.5: Comportamiento de la demanda total de energía anual del SD de la CENTROSUR

Año	MWh	% var. Anual
2006	635,660,704	3.25%
2007	655,558,413	3.13%
2008	692,808,304	5.68%
2009	725,039,700	4.65%
2010	776,818,062	7.14%
2011	836,689,146	7.71%

Tabla 3.2: Demanda de energía y tasas de variación anuales del SD de la CENTROSUR

El comportamiento de la demanda de energía en los últimos cinco años, muestra una forma típica de incremento desde el mes de marzo, mes que precede al mes más corto del año y que generalmente contiene uno de los feriados más largos como lo es el carnaval, se observa que luego de este mes la demanda eléctrica se mantiene prácticamente constante con variaciones pequeñas debidas a la alternancia entre meses de 30 y 31 días.

En los meses de noviembre y diciembre de 2009, así como en enero y febrero de 2010, la demanda muestra un comportamiento diferente al visto en otros años, esta situación obedece al período de emergencia eléctrica declarada por el Gobierno Nacional en razón del déficit de abastecimiento energético que atravesó el Ecuador y que obligó a realizar racionamientos de energía desde noviembre de 2009 hasta febrero de 2010.



En cuanto a la demanda de potencia del sistema de distribución, se observa que ésta se ha incrementado un 38,9% desde el año 2000, el comportamiento observado en esta magnitud es particular debido que, a diferencia de la energía, aquí se registra el mayor requerimiento de potencia que la demanda ha realizado sobre el sistema de distribución y que éste ha tenido que satisfacer a través de la capacidad de toda su infraestructura.

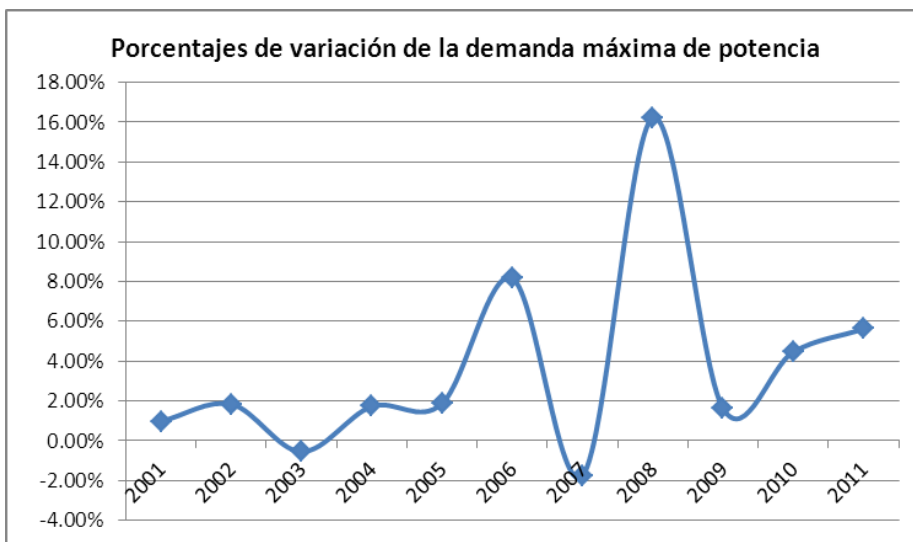


Figura 3.6: Porcentajes de variación de la demanda de potencia del SD de la CENTROSUR

La mayor tasa de crecimiento de la demanda se registra en el año 2008, alcanzando una potencia de 132,57 MW, para el año 2011 la potencia máxima abastecida por el sistema de distribución llegó a los 148,62 MW. Se puede apreciar que el porcentaje de variación de la demanda de potencia no es creciente en todos los periodos, observándose incluso años en los que la tasa de variación es menor que la del año precedente, estas situaciones particulares tienen relación con factores de desempeño de la economía de la región y particularmente, para el año 2008, a la incorporación de grandes clientes industriales que hasta el año anterior se constituyeron en agentes que compraban sus requerimientos energéticos directamente del Mercado Eléctrico Mayorista y que desde el referido año son clientes regulados de la distribuidora.

3.2.2 Situación actual y proyecciones de crecimiento de la demanda

La composición actual de la demanda, sigue la tendencia observada en años anteriores, es así que para el mes de junio de 2012, el 88,02% pertenecen a la categoría residencial, 8,30% a la comercial y el 2,10% a la industrial, se prevé que hasta diciembre de 2012 el número de clientes se incrementará hasta un total de 323.205 clientes.

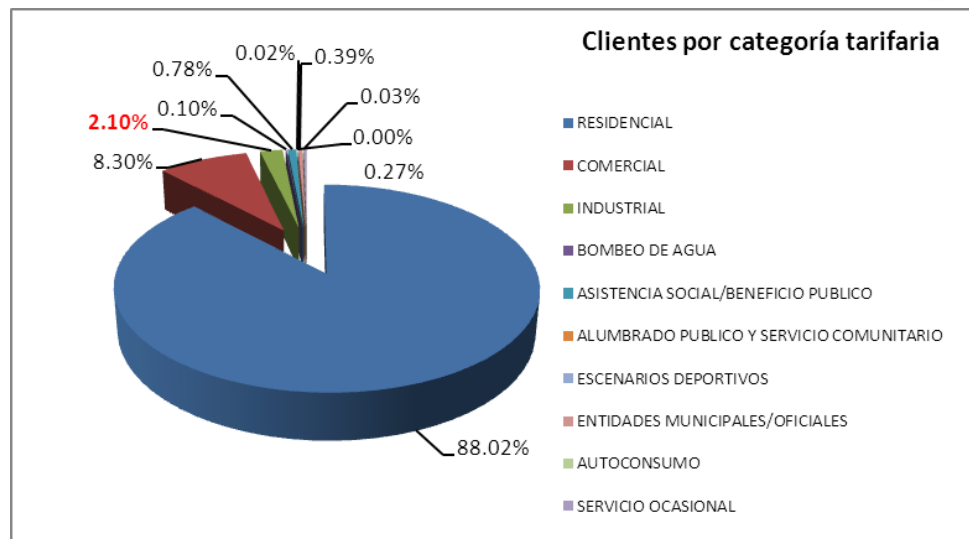


Figura 3.7: Número de clientes de la CENTROSUR (estadística a junio 2012).

De igual forma, para junio de 2012, se aprecia que el consumo energético de la demanda alcanza casi un 87,33% entre las 3 principales categorías, no obstante es de resaltar que los segmentos comercial e industrial manifiestan una intensidad energética superior a la del segmento residencial.

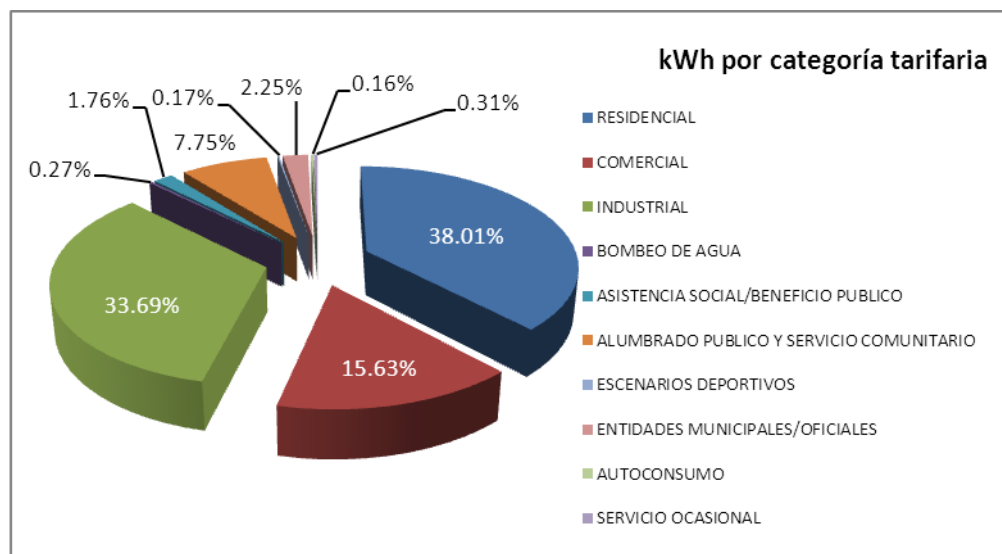


Figura 3.8: Consumo de energía por categoría tarifaria de la CENTROSUR (estadística a junio 2012).

En cuanto a los ingresos percibidos por la distribuidora, éstos muestran proporcionalmente el mismo comportamiento del consumo energético.

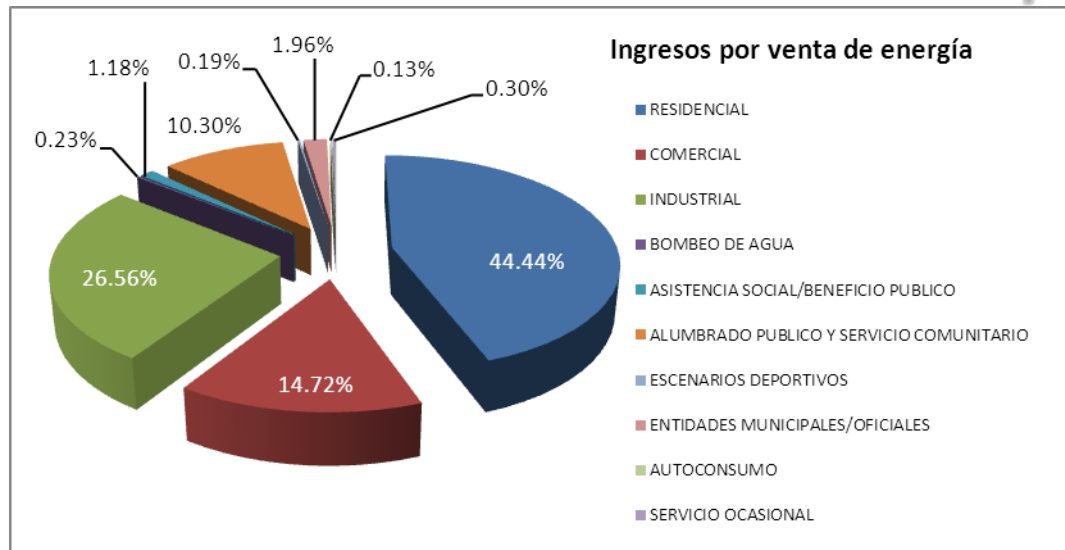


Figura 3.9: Ingresos por venta de energía por categoría tarifaria de la CENTROSUR (estadística a junio 2012).

Las proyecciones de crecimiento de la demanda indican un incremento lineal de los requerimientos energéticos del SD a una tasa promedio del 4,92%, con lo cual para el año 2027 se espera que la demanda anual llegue a 1.688 GWh/año.

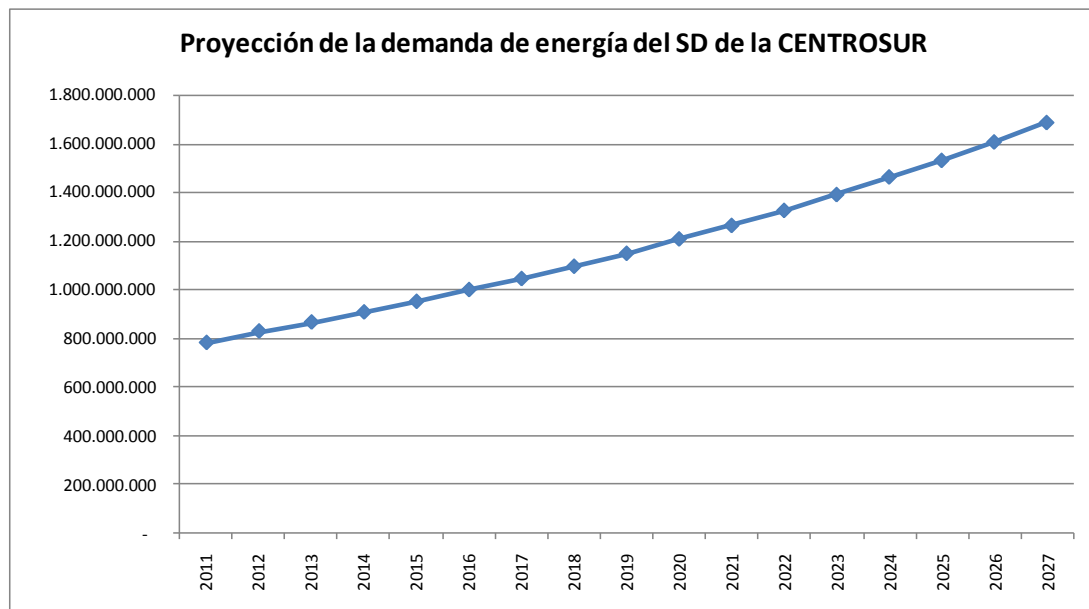


Figura 3.10: Proyección de crecimiento de la demanda de energía de la CENTROSUR para el año 2027.

La tendencia de crecimiento se mantiene también para cada uno de los segmentos de consumo.

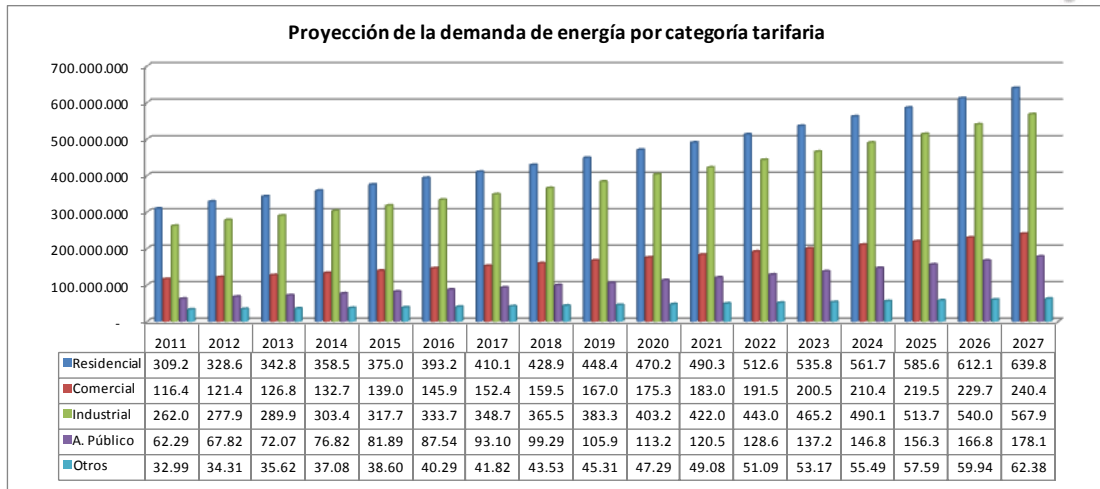


Figura 3.11: Proyección de consumos por segmentos tarifarios de la CENTROSUR al año 2027.

Con respecto al número de clientes, las proyecciones indican que para el año 2027 se espera que los usuarios de la CENTROSUR asciendan a 563.948, no obstante el comportamiento del número de clientes por segmento tarifario tendrá el mismo comportamiento observado hasta ahora, es decir, aproximadamente el 88.53% será residencial, un 8.02% comercial y un 2,11% industrial.

3.2.3 La demanda del sector industrial

La demanda industrial muestra un comportamiento muy relacionado con la economía de este segmento, para el período comprendido entre los años 2002 y 2007, la tasa de variación de la demanda de energía mantuvo un comportamiento muy similar al Producto Bruto Provincial del sector manufacturero de la provincia del Azuay¹⁸, según se puede apreciar en la siguiente figura:

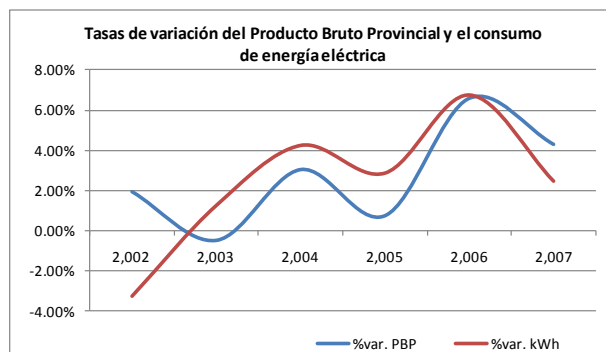


Figura 3.12: Porcentajes de variación del Producto Bruto Provincial del sector manufacturero del Azuay y del consumo de energía eléctrica del SD que atiende a las provincias de Azuay y Cañar

¹⁸ Dato obtenido a partir de las Cuentas Provinciales del Banco Central del Ecuador para el período 2000-2007, publicadas en la página web: www.bce.fin.ec



Se observa claramente que existe una clara correlación entre estas dos variables, lo cual indica que el consumo de energía responde de manera similar a la situación económica de producción del sector de manufactura de la provincia del Azuay, esta situación se explica debido a que la mayor parte del segmento industrial atendido por la CENTROSUR se concentra en esta provincia y particularmente en la ciudad de Cuenca, si a esta situación se agrega que la mayor parte de la carga industrial se agrupa en el sector del parque industrial, se tiene que el segundo gran componente de la demanda energética del SD de la CENTROSUR se concentra en un área bastante concreta y reducida en términos de área.

El sector industrial muestra un comportamiento especial, y es que a pesar de ser en cantidad apenas el 2% del total de usuarios, consume un tercio del total de energía del SD, esta situación permite deducir que las acciones que la empresa distribuidora pueda iniciar para mejorar la eficiencia del consumo de energía en este segmento tienen el potencial de ser altamente efectivas en razón de que pueden ser adecuadamente focalizadas en un segmento relativamente pequeño.

La tasa de crecimiento promedio observada desde el año 2001 es del 6,53% observándose un notable incremento a partir del año 2008.

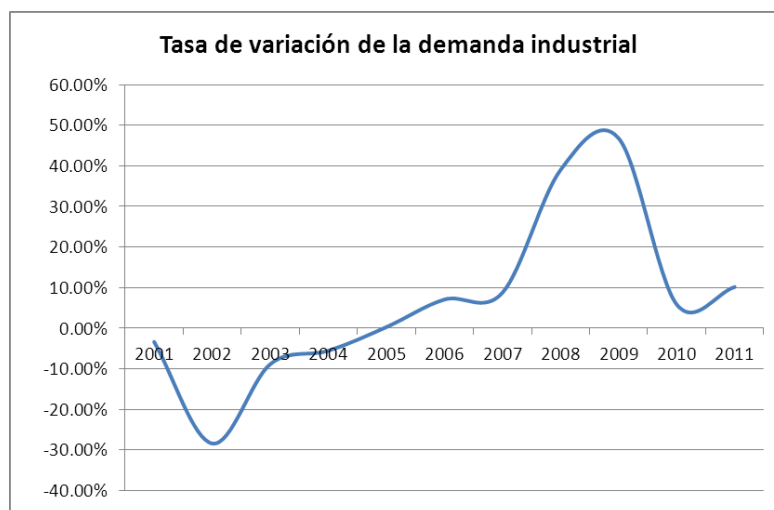


Figura 3.13: Comportamiento de la tasa de variación de la demanda de energía del segmento industrial de la CENTROSUR

Hasta el mes de junio de 2012, el número total de clientes clasificados como industriales era de 6.649, no obstante el 93,95% del total de energía consumida por este segmento fue responsabilidad de apenas el 8,87%, porcentaje que en número representa a 590 industrias, si se compara este número con la cantidad total de clientes



de la CENTROSUR a junio de 2012, es decir 317.311, la empresa distribuidora apenas debería emprender acciones sobre el 0,19% del total de sus usuarios, y sobre exactamente dos tipos de categorías, la industrial con demanda horaria y la industrial en alta tensión.

Subcategoría	N° Clientes	Consumo (kWh)
INDUSTRIAL ARTESANAL	5,495	1,089,924
INDUSTRIAL BAJA TENSION CON DEMANDA	170	164,610
INDUSTRIAL MEDIA TENSION	394	203,064
INDUSTRIAL CON DEMANDA HORARIA	589	19,657,404
INDUSTRIAL ALTA TENSION	1	2,989,134
TOTAL	6,649	24,104,136

Tabla 3.3: Estadísticas de clientes industriales de la CENTROSUR a junio de 2012.

Desglosando aún más las estadísticas, del consumo de las dos categorías que se han indicado anteriormente, se tiene que al momento la empresa Continental Tire Andina, es el único cliente en alta tensión, y que de los 589 clientes en media tensión con demanda horaria, las empresas Graiman S.A. y Cartones Nacionales -CARTOPEL- representan más de un tercio del consumo energético.

Mes	Cat. IDH (kWh)	Graiman (kWh)	Cartopel (kWh)	% particip.
Ene-12	17,288,183	2,799,078	3,896,258	38.73%
Feb-12	18,478,971	2,919,544	3,761,297	36.15%
Mar-12	17,567,033	3,045,831	3,841,620	39.21%
Abr-12	18,919,358	3,175,925	3,778,776	36.76%
May-12	18,319,330	3,509,012	3,928,783	40.60%
Jun-12	19,657,404	2,723,085	3,787,189	33.12%
TOTALES	110,230,279	18,172,475	22,993,923	37.35%

Tabla 3.4: Porcentajes de participación de la demanda de Graiman y Cartopel en la energía del segmento industrial con demanda horaria.

Analizando únicamente la demanda de CARTOPEL al mes de junio de 2012, se encuentra que esta empresa se constituye como el cliente más grande de la CENTROSUR, con un porcentaje de participación del 20,86% en la demanda industrial y con un 5,26% del total de la demanda del sistema de distribución.

A continuación se muestra el detalle particular para el caso de CARTOPEL:



Mes	Cat. IDH (kWh)	Dem. Total (kWh)	Cartopel (kWh)	% Cat. IDH	% D. Total
Ene-12			3,896,258	22.54%	5.32%
	17,288,183	73,225,496			
Feb-12			3,761,297	20.35%	5.46%
	18,478,971	68,919,706			
Mar-12			3,841,620	21.87%	5.09%
	17,567,033	75,462,671			
Abr-12			3,778,776	19.97%	5.23%
	18,919,358	72,283,721			
May-12			3,928,783	21.45%	5.21%
	18,319,330	75,338,769			
Jun-12			3,787,189	19.27%	5.24%
	19,657,404	72,208,746			
TOTALES		437,439,109	22,993,923	20.86%	5.26%
	110,230,279				

Tabla 3.5: Porcentajes de participación de la demanda de CARTOPEL en la energía del segmento industrial con demanda horaria y en la energía total demandada por el sistema de distribución de CENTROSUR.

3.3 Tarifación de la demanda

El término tarifa es utilizado para describir al precio de un bien o servicio que es fijado por un organismo u agencia reguladora. Generalmente esta forma de establecer precios se realiza cuando el mercado o sector tiene características económicas y relaciones entre los participantes de tipo monopolístico u oligopolístico.

En el Ecuador, el suministro eléctrico a los clientes finales y claramente la relación comercial entre usuario y proveedor, muestra las características de un monopolio regional, y es que históricamente la distribución ha estado unida con la comercialización, situación que obliga a que el precio del suministro eléctrico deba estar regulado a través de tarifas. La teoría tarifaria indica numerosos tipos y formas de tarifar el uso de la electricidad, no obstante su fijación es un tema bastante complejo ya que debe satisfacer principios de sostenibilidad, eficiencia y equidad.

3.3.1 El pliego tarifario

En el Ecuador el esquema tarifario es definido por el CONELEC, a través del pliego tarifario¹⁹, el cual define entre otros aspectos temas como las categorías tarifarias, los

¹⁹ Documento publicado en enero de 2012 por la Dirección de Tarifas del CONELEC, actualmente en vigencia para todo el año 2012.



cargos a ser facturados, la periodicidad de facturación, etc. Las diferentes categorías se establecen en función de los parámetros: uso y nivel de tensión; así mismo se determinan 3 cargos tarifarios y una penalización.

Los cargos de energía y de comercialización son comunes a todas las categorías, mientras que el cargo de demanda es aplicado y calculado en función de la categoría y del equipamiento de medición con el que cuente el usuario. La penalización de bajo factor de potencia se aplica a todas las categorías a excepción de la residencial. A continuación se realiza una breve descripción del esquema tarifario aplicado en el Ecuador.

3.3.1.1 Definiciones

El pliego tarifario además del usuario residencial diferencia dos tipos adicionales de usuarios, el consumidor comercial y el industrial.

- **Consumidor Comercial:** Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para fines de negocio, actividades profesionales o cualquier otra actividad con fines de lucro.^[2]
- **Consumidor Industrial:** Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial. También se debe considerar dentro de esta definición a los agroindustriales, en los cuales existe una transformación de productos de la agricultura, ganadería, riqueza forestal y pesca, en productos elaborados.^[2]

Con respecto a las tarifas, el pliego define 3 tipos: las tarifas al consumidor final, la tarifa de transmisión y la tarifa por peajes de distribución. Las primeras están destinadas a los consumidores que sean clientes “cautivos” de la distribuidora, es decir, que no tengan suscrito un contrato de compra de energía a plazo con un Generador.

La tarifa de transmisión es el precio que se paga por la utilización del sistema nacional de transmisión, y suele ser pagado por Distribuidores y Generadores por el uso que hacen del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

Los peajes de distribución, son los precios por la utilización que hacen de la red de distribución generalmente usuarios que no son clientes de la distribuidora y que



compran energía directamente en el mercado o que mantienen un contrato a plazo con un generador. Tanto para transmisión y peajes, los costos a pagar al Transmisor y a los respectivos Distribuidores son liquidados mensualmente por el administrador del mercado que para el Ecuador es el CENACE²⁰.

3.3.1.2 Categorías tarifarias

Según el pliego tarifario vigente, existen 3 tipos generales de categorías tarifarias: uso residencial, uso general y alumbrado público. La primera incluye todos los consumos de energía que son usados exclusivamente para propósitos domésticos sin importar el tamaño de la carga.

En la categoría general se incluyen todos los consumos que no son residenciales, es decir, los consumos de tipo comercial, industrial y prestación de servicios ya sean éstos de naturaleza pública o privada, dentro de ésta categoría se incluyen los siguientes usos:

- Locales y establecimientos comerciales, públicos o privados.
- Locales destinados a la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial, ya sean de naturaleza pública o privada.
- Instalaciones de Bombeo de Agua
- Entidades de Asistencia Social
- Entidades de Beneficio Público
- Entidades Oficiales
- Escenarios Deportivos
- Culto Religioso

En la categoría de alumbrado público, se incluyen todos los consumos destinados a la iluminación de calles, avenidas, y en general, vías de circulación pública como plazas, parques, monumentos públicos, sistemas de control de tránsito, etc.

3.3.1.3 Las tarifas por nivel de tensión

El pliego establece 3 tipos de tarifas en función del nivel de tensión al cual se conectan los consumidores, siendo las siguientes:

- Alta tensión: consumos conectados a un nivel superior a los 40 kV

²⁰ Corporación Centro Nacional de Control de Energía.



- Media tensión: consumos conectados a un nivel comprendido entre 600 V y 40 kV
- Baja tensión: consumos servidos en niveles inferiores a 600 V

Estas tarifas incluyen a las diferentes categorías tarifarias y 3 cargos tarifarios que se aplican en función del uso y del equipamiento de medición que posean los usuarios.

Para la tarifa de alta tensión se tienen los siguientes cargos:

Rubros	Tarifa
• Comercialización (\$) • Demanda Facturable (\$/kW) • Energía de 07-22h (\$/kWh) • Energía de 22-07h (\$/kWh)	Todos los consumidores excepto los industriales
• Comercialización (\$) • Demanda Facturable (\$/kW) • Energía de 08-18h (\$/kWh) • Energía de 18-22h (\$/kWh) • Energía de 22-08h (\$/kWh) • Energía de 22-18h Feriado (\$/kWh) • Energía de 18-22h Feriado (\$/kWh)	Consumidores industriales exclusivamente

Tabla 3.6: Rubros de la tarifa de alta tensión.

Para la tarifa en media tensión se tiene:

Rubros	Tarifas
• Comercialización (\$) • Demanda Facturable (\$/kW) • Energía (\$/kWh)	• Con Demanda • Asistencia Social y Beneficio Público
• Comercialización (\$) • Demanda Facturable (\$/kW) • Energía de 07-22h (\$/kWh) • Energía de 22-07h (\$/kWh)	• Con Demanda y Registrador de Demanda Horaria • Asistencia Social y Beneficio Público
• Comercialización (\$) • Energía (\$/kWh)	• Bombeo de Agua
• Comercialización (\$) • Demanda Facturable (\$/kW) • Energía de 08-18h (\$/kWh) • Energía de 18-22h (\$/kWh) • Energía de 22-08h (\$/kWh) • Energía de 22-18h Feriado (\$/kWh) • Energía de 18-22h Feriado (\$/kWh)	• Con Demanda Horaria para Consumidores Industriales

Tabla 3.7: Rubros de la tarifa de media tensión.

Para la tarifa en baja tensión se tiene:

Rubros	Tarifas
• Comercialización (\$) • Cargo creciente de Energía (\$/kWh)	• Residencial
• Comercialización (\$) • Cargo fijo de Energía (\$/kWh)	• Residencial Temporal



	General
- Comercialización (\$) - Cargo variable de Energía (\$/kWh)	- Sin Demanda - Sin Demanda para Bombeo de Agua
- Comercialización (\$) - Demanda Facturable (\$/kW) - Energía (\$/kWh)	General Con Demanda
- Comercialización (\$) - Demanda Facturable (\$/kW) - Energía de 07-22h (\$/kWh) - Energía de 22-07h (\$/kWh)	General Con Demanda y Registrador Horario
- Comercialización (\$) - Cargo de Energía (\$/kWh)	Alumbrado Público

Tabla 3.8: Rubros de la tarifa de baja tensión.

3.3.2 La tarifa industrial

Como se mencionó en párrafos anteriores, el segmento industrial representa alrededor de un tercio del consumo de energía de todo el SD de la CENTROSUR, y específicamente el sector industrial conectado en media y alta tensión, por ello es importante comprender como se aplica la tarifa en este segmento de consumo.

Los clientes de la categoría general, uso industrial, que se conectan a los niveles de alta y media tensión pagan los siguientes cargos tarifarios: cargo fijo de comercialización, cargo fijo por demanda facturable y cargos por energía en función del rango horario en el cual se dio el consumo energético. Actualmente el cargo de comercialización está fijado en \$1,41 USD por cliente.

3.3.2.1 El cargo por energía

El cargo tarifario por energía para el segmento industrial, establece 4 rangos horarios con diferente costo por cada kWh:

Días	Horario	Costo en MT (usd/kWh)	Costo en AT (usd/kWh)
Lunes a viernes	08:00 – 18:00	0,061	0,055
Lunes a viernes	18:00 – 22:00	0,075	0,068
Lunes a viernes	22:00 – 08:00	0,044	0,044
Sábados, Domingos y feriados	18:00 – 22:00	0,061	0,055
Sábados, Domingos y feriados	22:00 – 18:00	0,044	0,044

Tabla 3.9: Cargos tarifarios horarios por energía para el uso industrial en media tensión

Esta forma de tarificación tiene la intención de fomentar en el cliente industrial la reducción de consumo de energía en el horario pico de la demanda (18:00 a 22:00) así como de desplazar los consumos energéticos hacia los horarios de “valle” de la



demanda, es decir, entre las 22:00 y 08:00, así como hacia los días feriados y fines de semana.

3.3.2.2 El cargo por demanda

El cargo por demanda se establece como el valor que se deberá pagar a la distribuidora por el uso de la infraestructura eléctrica que permite el suministro energético, este costo se calcula como el producto de la demanda facturable por la tarifa de demanda, la cual actualmente está fijada en \$4,40 USD/kW para alta tensión y \$4,576 USD/kW.

Para el segmento industrial de media tensión, la demanda facturable se establece como la potencia más alta que se haya registrado en cualquiera de los rangos horarios descritos anteriormente afectada por un factor de corrección que incentiva la reducción de los picos de demanda en horario pico de 18:00 a 22:00, como se indica a continuación:

Rango de la relación DP/DM:	Factor de corrección por demanda:
Entre 0,6 y 0,9	$FC = 0,5833 \cdot (DP/DM) + (1 - 0,5833) \cdot (DP/DM)^2$
Entre 0,9 y 1	FC=1,2
Menor a 0,6	FC=0,5

Tabla 3.10: Criterio de aplicación del Factor de corrección para la demanda industrial.

En donde DP es la demanda máxima registrada en el horario de 18:00 a 22:00 durante todo el período de facturación, y Dm es la demanda máxima observada durante todo el período de facturación en todos los rangos horarios. Como se observa la naturaleza del factor de corrección es incentivar la reducción de los picos de demanda en el horario pico.

3.3.2.3 La penalización por bajo factor de potencia

Esta penalización, como su nombre mismo lo indica, no constituye un cargo en sí, no obstante en función del factor de potencia observado durante el período de facturación, puede significar un apreciable egreso para una industria.

El cálculo del valor de penalización se realiza sumando la facturación de los cargos: energía, demanda y comercialización, y multiplicando el resultado por un factor de penalización que se determina como:

$$Bfp = \frac{0,92}{fpr} - 1$$

En donde Bfp , es el factor de penalización por bajo factor de potencia, y fpr es el factor de potencia registrado en el correspondiente período de facturación.

3.4 El abastecimiento de la demanda para la zona de concesión de la CENTROSUR.

El negocio de la distribución eléctrica gira en torno a la adquisición de energía para la venta a los consumidores finales, para cumplir con este cometido es que la distribuidora monta toda la infraestructura de redes de subtransmisión, subestaciones, alimentadores primarios, transformadores, redes secundarias, etc., hasta llegar al predio del consumidor final con el sistema de medición. No obstante la energía se debe comprar a las empresas de generación y para ello debe hacer uso además de redes externas a su sistema de distribución.

Los sistemas de distribución tienen enlaces con el Sistema Nacional Interconectado (SNI), o también denominada red de transporte, la cual se constituye en el punto donde confluyen la oferta y la demanda de energía.

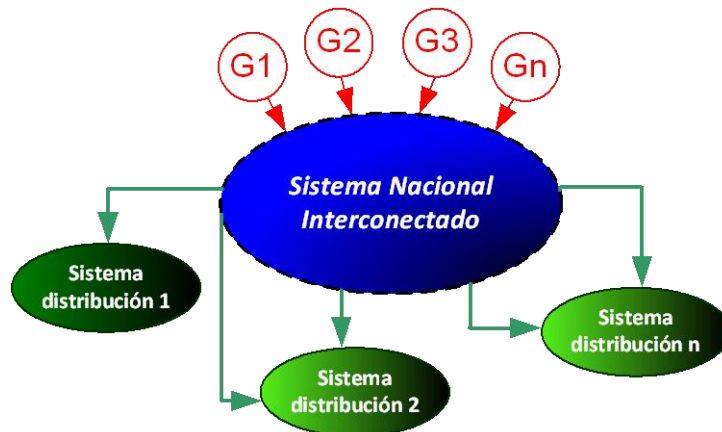


Figura 3.14: Esquematización del funcionamiento del SNI.

Lo anterior permite deducir que la red de transporte se comporta como una suerte de “caja negra” en donde los generadores inyectan la potencia y energía que venden, y la demanda, es decir las distribuidoras, retiran la cantidad de potencia y energía que requieren para atender las necesidades energéticas de sus clientes.



En este sistema, a diferencia de otros sistemas de producción de la economía, no es posible realizar el seguimiento del producto desde que sale de las instalaciones del productor hasta que llega al cliente o a las instalaciones del distribuidor, esta imposibilidad física se salva a través de las modalidades de contratación de compra de energía y del modelo establecido a través de la regulación del sector para las relaciones transaccionales entre los diferentes agentes del mercado eléctrico.

3.4.1 El mercado eléctrico en el Ecuador

El sector eléctrico en la actualidad, se constituye en uno de los pilares fundamentales sobre el cual se apoyan casi todas las actividades de la sociedad, situación que obliga a que el suministro de energía eléctrica sea constante y confiable, características que hacen que este sector sea considerado de interés estratégico para el país.

3.4.1.1 *Los inicios del sector eléctrico ecuatoriano*

En el Ecuador la necesidad creciente del recurso energético, tiene sus inicios a principios del siglo anterior con el boom petrolero de los años 60', el cual marcó el inicio de la conversión del país de un modelo marcado por la actividad agrícola y de una población mayoritariamente rural, a un modelo de país en el cual la industria manufacturera y la extracción petrolífera tienen una gran contribución a la economía de la nación, y un gran porcentaje de la población vive en los centros urbanos.

El cambio en la dinámica económica de la sociedad ecuatoriana de los años 60', exigía la construcción de una infraestructura eléctrica que pudiera satisfacer las crecientes necesidades energéticas del país, sin embargo el desarrollo de un sistema confiable y de gran capacidad requería de grandes inversiones de capital y de prolongados tiempos de construcción, particularidades que sólo podían ser cubiertas por el estado. Por ello, en el año de 1961 se crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación -INECEL-, el cual tenía como principal accionista al estado ecuatoriano, este organismo abarcó hasta el año de su disolución las grandes centrales de generación térmica e hidroeléctrica del país, así como también todo el sistema nacional de transmisión eléctrica, constituyéndose en una gran empresa que mantuvo el monopolio de producción y transporte de energía.

Por su parte, la distribución de energía eléctrica, mantuvo una condición de monopolio regional dentro de sus zonas de concesión y operación, siendo en su mayoría,



empresas cuyos principales accionistas son concejos provinciales y municipios de las capitales provinciales a las cuales servían.

3.4.1.2 *El modelo de competencia mayorista*

Durante la década de 1990, alrededor del mundo varios países comenzaron a cambiar el paradigma de la organización del sector eléctrico, pasando de modelos monopólicos a modelos de competencia, bajo la consigna de que las fuerzas del mercado podrían realizar una asignación más eficiente de recursos.

En Latinoamérica el pionero fue Chile, el cual hacia los años 80' realizó los primeros cambios, le siguieron Argentina, Colombia, Perú, y más tardíamente Brasil. En el caso de Ecuador, este cambio comenzó a darse en el año de 1996 con la promulgación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE)²¹, concretándose e iniciando la operación del Mercado Eléctrico Mayorista en el año de 1999.

El modelo adoptado por Ecuador en la década de los noventa, podría clasificarse como de competencia a nivel mayorista, con la intencionalidad de que en el largo plazo se evolucione hacia un modelo de competencia minorista. El modelo adoptado estableció los siguientes cambios al modelo monopólico inicial:

- Segmentación de la cadena productiva en tres grandes etapas: generación, transmisión y distribución. Además de la creación de organismos de: Regulación (CONELEC) y Administración técnico – financiero del sistema eléctrico (CENACE).
- Prohibición de integración vertical y horizontal entre empresas pertenecientes o que presten servicios en diferentes etapas de la cadena productiva, con lo cual, por ejemplo, una empresa de generación no podía tener participación o ningún activo en la red de transmisión.
- Introducción de competencia a nivel de generación, esto a través de una separación horizontal entre las diferentes empresas que realizaban esta actividad, la teoría regulatoria indica que la separación debía hacerse de forma que ninguna empresa pueda concentrar un porcentaje apreciable de la capacidad total de generación del sector.
- Mantenimiento de la transmisión y distribución como monopolios separados pero con ámbito de influencia nacional y regional respectivamente, lo cual obliga a

²¹ Ley publicada en el Registro Oficial, Suplemento N°43 del 10 de octubre de 1996.



tener una regulación que incentive la eficiencia y la reducción de costos operativos.

- El establecimiento de un modelo marginalista, el cual a través de la fijación de precios horarios de energía en base a los costos marginales del último generador despachado, envíe señales económicas de eficiencia e inversión al resto de generadores.
- La definición de dos tipos de mercados para las relaciones transaccionales entre la oferta y la demanda, el mercado de contratos a plazo y el mercado ocasional o spot, en el primero la demanda (las distribuidoras) pueden establecer relaciones de largo plazo con generadores y de esta manera cubrir en parte el riesgo del negocio, en el segundo los agentes del mercado pueden comprar o vender los excedentes de energía que no son cubiertos en contratos y beneficiarse de las subidas o bajadas horarias y estacionales del precio de la energía.
- La creación de la figura de “Gran Consumidor”, mediante la cual los clientes que se encuentren por encima de un mínimo de consumo de energía y potencia pueden “liberarse” de la distribuidora y contratar libremente la compra de energía con un generador o comprar directamente en el mercado spot.

La intencionalidad perseguida por el modelo de competencia mayorista, era quitar en gran medida la pesada carga que significaba para el estado los costos de operación de la cadena del suministro eléctrico.

Si bien el INECEL había realizado los grandes proyectos eléctricos, alcanzado de esta manera un representativo nivel de cobertura eléctrica, éste se había convertido en una empresa con altos niveles de endeudamiento y con un excesivo peso burocrático. Para el año de 1996, la situación económica y la coyuntura política parecían indicar que la mejor solución podría ser la privatización del sector y la implementación del modelo de competencia mayorista, con lo cual se pretendió modernizarlo, mejorar la calidad del producto y del servicio, incluir la participación privada y satisfacer la creciente demanda de manera eficiente.

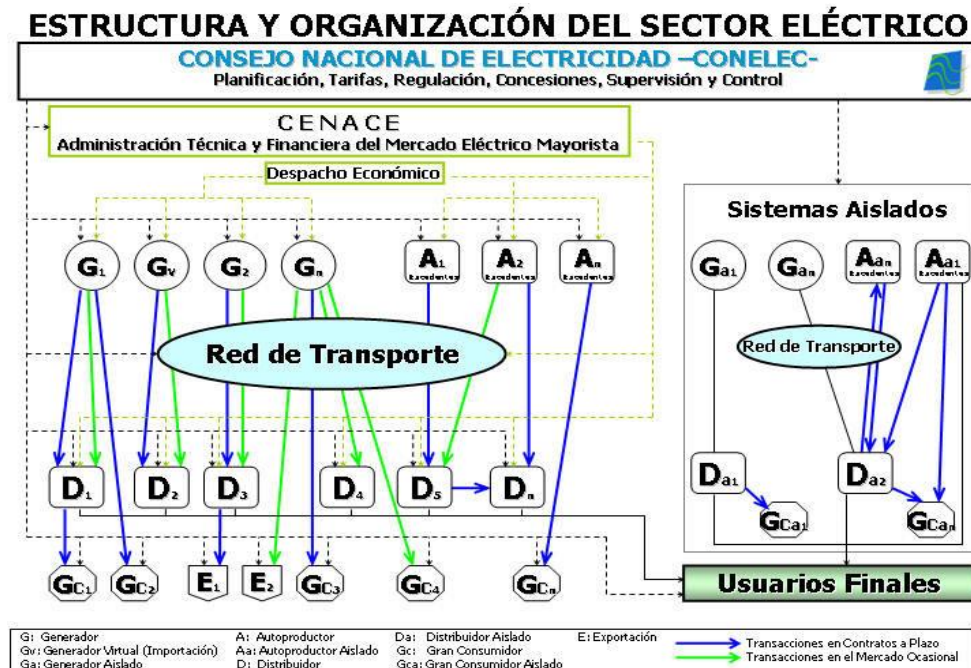


Figura 3.15: Esquematización de las relaciones entre los agentes del Mercado Eléctrico en el Ecuador, bajo el modelo de competencia mayorista.
 Fuente: CONELEC

No obstante las intenciones del modelo implementado a través de la LRSE, después de casi 10 años de funcionamiento del modelo, no se lograron los objetivos planteados al inicio de su establecimiento.

Para el año 2008 el sector eléctrico adolecía de varios problemas, entre los que se pueden mencionar: una reducida, o casi inexistente, inversión en generación, la cual no era consecuente con el crecimiento de la demanda; un elevado nivel de pérdidas técnicas y comerciales en el segmento de distribución, elevados niveles de tarifas al consumidor final, elevadas deudas por parte de las distribuidoras a los generadores, entre otros.

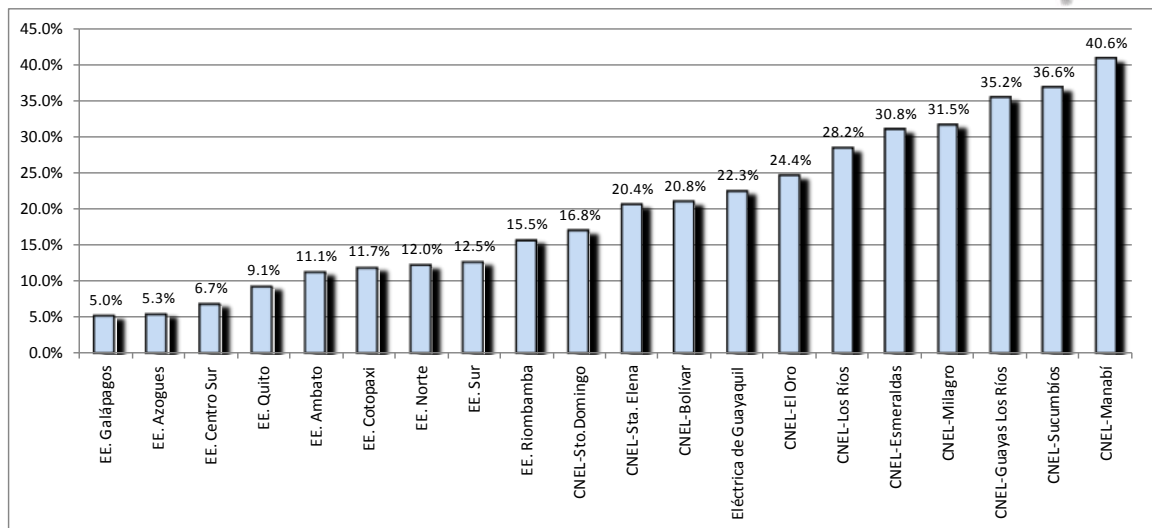


Figura 3.16: Porcentajes de pérdidas de energía a julio de 2008 por empresa distribuidora
Fuente: CONELEC

Los problemas del sector, permitían vaticinar que de no tomarse correctivos regulatorios de forma urgente, una grave crisis energética podría avecinarse en el corto plazo (tal y como ocurrió en el último trimestre del año 2009).

Por estos motivos y sumado a ellos, la actual tendencia política del gobierno, la organización del sector se encuentra en un período de transición hacia la integración vertical y la recuperación de las economías de escala para las empresas estatales del sector.

3.4.2 El modelo actual del sector eléctrico ecuatoriano

El 23 de julio de 2008, la Asamblea Nacional Constituyente, expidió el Mandato Constituyente N°15, el cual tiene por objeto devolver al Estado Ecuatoriano la economía de escala que tenía en el sector eléctrico antes de la entrada en vigor de la LRSE en 1996, además da paso al inicio de un proceso de fusión entre empresas estatales que posibilita la reestructuración del sector pasando de un modelo en competencia y desregulado en generación, a un modelo estatal verticalmente integrado.

El Mandato Constituyente principalmente introdujo los siguientes cambios:

- Establecimiento de una tarifa única a nivel nacional, para lo cual eliminó el concepto de costo marginal del componente de generación.
- El costo de la expansión de los sistemas de transmisión y distribución serán considerandos dentro del presupuesto general del estado y por lo tanto se



considerarán como aportes al capital de cada institución por parte de la empresa.

- Extinguió todas las deudas existentes hasta ese momento entre todos los agentes del mercado, es decir se hizo un borrón y cuenta nueva.
- Se facultó a las empresas en las cuales el estado tenía mayoría accionaria, a realizar los actos societarios necesarios (fusiones, disoluciones, etc.) con el fin de reestructurarlas y lograr una mejor operación y gestión comercial, esta medida no aplicó para un total de 8 empresas de distribución (todas de la sierra, incluida la CENTROSUR), las cuales debido a sus positivos índices de gestión, podrían seguir funcionando como empresas independientes y bajo su esquema societario original.

Con la finalidad de implementar lo estipulado en el Mandato N° 15, el CONELEC emitió tres Regulaciones que viabilizaban su implementación²², las cuales configuran un modelo de mercado caracterizado principalmente por:

- Transacciones de compra de energía en dos mercados:
 - Mercado de largo plazo: En el cual las transacciones comerciales se realizan a través de los denominados “Contratos Regulados”, los que pueden ser suscritos entre generadores públicos o privados con las distribuidoras. Una característica importante de este mecanismo es la obligatoriedad que tiene la generación estatal de suscribir contratos que comprometan la totalidad de su producción con todas las distribuidoras del país y la prohibición de vender energía a los grandes clientes desregulados, los que solamente podrían contratar con la generación privada.
 - Mercado de corto plazo: En el cual se liquida la energía de los generadores privados que no tengan un contrato regulado suscrito con las distribuidoras, un aspecto importante a considerar es que la valoración económica de la energía que atiende los requerimientos de la demanda en este mercado se liquida de manera horaria de acuerdo al despacho económico realizado por el CENACE.

²² Regulación N° CONELEC 006/08 “Aplicación del Mandato Constituyente N°15”
 Regulación N° CONELEC 013/08 “Regulación Complementaria N°1”
 Regulación N° CONELEC 004/09 “Regulación Complementaria N°2”



- Asignación de la energía generada (tanto para productores estatales, privados, con o sin contrato regulado) de forma proporcional a la demanda regulada de cada distribuidora, situación que aplica de igual manera para las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIES), como para la asignación de las pérdidas de transmisión.
- Establecimiento de dos modelos de contratos regulados en función de los componentes de costos a ser reconocidos a los generadores:
 - Contrato regulado por costos fijos + costos variables, para el caso de la generación estatal se elimina cualquier componente de rentabilidad sobre la inversión.
 - Contrato regulado por Potencia Remunerable Puesta a Disposición - PRDP-, + Cargo Variable de Producción -CVP-, + Cargo Variable Adicional -CVA- , de los cuales los dos primeros son fijados por el CONELEC en base a la normativa específica para cada caso y para cada unidad y planta de generación, mientras que el CVA es propuesto por los generadores y sujeto a un proceso de negociación con el organismo delegado para la suscripción del contrato por parte de la demanda regulada de las distribuidoras.
 - Contrato regulado con Autogeneradores por sus excedentes de producción, calculados como la diferencia entre la energía generada menos la demanda de sus autoconsumos, para esta modalidad de contrato solamente existe el reconocimiento de un valor fijo en \$/kWh.
- Ratificación de lo establecido en el Artículo 314 de la Constitución de la República, lo cual limita la futura inversión privada en el sector eléctrico a casos de excepcionalidad establecidos en la ley²³, y consiente solamente la existencia de las empresas privadas de generación o autogeneración que entraron en operación con anterioridad a la emisión de las respectivas Regulaciones sobre este tema.

Estos cambios regulatorios eliminaron el componente de competencia en generación, y como se mencionó anteriormente permitió fusiones entre diferentes empresas estatales,

²³ El Artículo 314 de la Constitución de la República del Ecuador, preceptúa que el Estado será responsable de la provisión de servicios públicos, entre otros, el de energía eléctrica, de acuerdo con los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad.



tal es el caso de la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), la cual fusionó en un inicio a 6 empresas de generación y la única empresa de transmisión²⁴: Hidropaute, Hidroagoyán, Hidronación, Electroguayas, Termopichincha, Termoesmeraldas, y Transelectric. Por el lado de la demanda, se produjo la fusión de la mayor parte de las empresas de distribución de la costa ecuatoriana a excepción de la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG), y algunas empresas de la sierra y oriente, bajo la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL).

No obstante el proceso de cambio de modelo, ha demostrado ser largo y complejo, por ello el sector actualmente se encuentra en un período de transición que ya lleva 4 años²⁵ desde la promulgación del Mandato N°15, sin embargo los pasos dados por el estado hasta el momento han tenido la intencionalidad de solventar los graves problemas que adolecía el sector durante la vigencia del modelo de competencia, entre los cuales se pueden mencionar:

- Reducida o ausente inversión en generación.
- Altas tarifas al consumidor final, producto precisamente de una baja inversión en generación que hacía que la demanda sea atendida en horas punta por unidades térmicas caras y obsoletas, que al estar en vigencia el esquema marginal, encarecía el costo del kWh.
- Alto nivel de endeudamiento de la distribución con los generadores, situación que redundaba a su vez en un endeudamiento de la generación con Petroecuador.
- Un alto nivel de pérdidas en la distribución, producto de las deudas con la generación, lo cual no permitía una inversión adecuada en programas de reducción de pérdidas y gestión comercial para la recuperación de la cartera vencida.

Con las acciones tomadas a partir del Mandato, el estado podría retomar las riendas del desarrollo del sector, eliminando la incertidumbre introducida por las “señales económicas adecuadas” que debería haber enviado el Mercado a los agentes para cubrir la demanda y que lamentablemente, por una serie de problemas derivados del

²⁴ Para junio de 2011, la empresa Machalapower Cía. Ltda. Fue adquirida por el estado ecuatoriano y actualmente es administrada y operada por CELEC EP. En octubre de 2011 la empresa Hidropastaza se fusionó con la Unidad de Negocio Hidroagoyán.

²⁵ La última Regulación que viabiliza la aplicación del Mandato Constituyente N°15 fue aprobada el 6 de agosto de 2009 y hasta agosto de 2012 aún no se tiene una fecha prevista para la discusión del proyecto de Ley de Energía Eléctrica en la Asamblea Nacional.

manejo y regulación del sector, no las envió, generando los problemas que actualmente se quieren corregir, sin embargo el estado debería tomar en cuenta las experiencias pasadas y no repetir los errores que precisamente llevaron al estado de decadencia en el que cayó el monopolio estatal INECEL y que llevaron al sector al modelo de competencia.

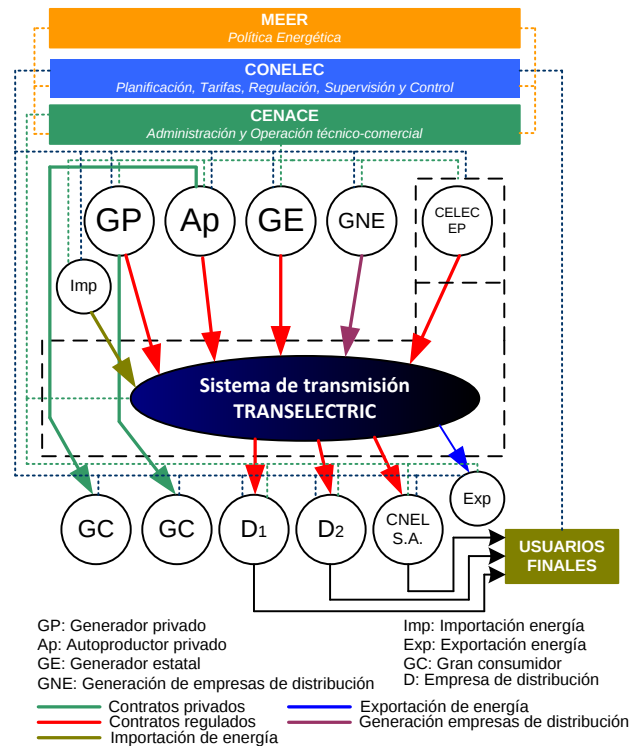


Figura 3.17: Esquema de organización transitoria del sector eléctrico ecuatoriano

3.4.3 Composición del abastecimiento de energía de la CENTROSUR

Al inicio de la industria eléctrica, la demanda solía estar geográficamente muy cerca de la generación, además de ser sistemas muy pequeños y casi contruidos a medida de la demanda, la propiedad del sistema de generación – distribución era de una sola empresa.

Con la masificación del uso de la energía eléctrica, la generación también tuvo que incrementarse en gran magnitud y con esto el uso de los recursos primarios para su producción (combustibles fósiles o recursos renovables), situación que obligó a que las centrales de generación se ubiquen cada vez más cerca de los sitios en donde se disponía de éstos recursos y a la vez más lejos de los centros poblados. Esto dio paso a la importante etapa de transmisión, la cual se convertiría en el gran punto de encuentro entre producción y demanda.

Actualmente el negocio de la distribución, para poder satisfacer los requerimientos energéticos de la demanda, debe adquirir la energía a los generadores y contratar los servicios de la red de transmisión, no obstante las condiciones en las cuales se realizan estas transacciones, dependen de la forma en que se encuentre organizado y regulado el sector.

3.4.3.1 La compra de energía bajo el esquema de competencia

El mercado ecuatoriano desde el año 1999 hasta el 2008, año en el que concluyó la vigencia del modelo de competencia en generación, estuvo marcado por un volátil mercado spot y por una preponderancia de los contratos a plazo como forma de protección de los agentes ante el riesgo financiero que suponía la compra directa de energía en el mercado spot.

La situación del mercado se agravó por la situación de gran parte de las empresas de distribución de la costa, las cuales por sus altos niveles de pérdidas y bajos niveles de recaudación, no contaban con la liquidez suficiente como para afrontar los costos de la compra de energía, esto redundó en una iliquidez del mercado y por lo tanto en una percepción de alto riesgo por parte de los generadores, riesgo que provocó, por una parte que los productores fijaran condicionamientos para la suscripción de contratos con las distribuidoras, como por ejemplo la constitución de fideicomisos que garantizará los puntuales pagos por la energía vendida, y por otra parte una cierta resistencia a realizar mayores inversiones en nueva generación.

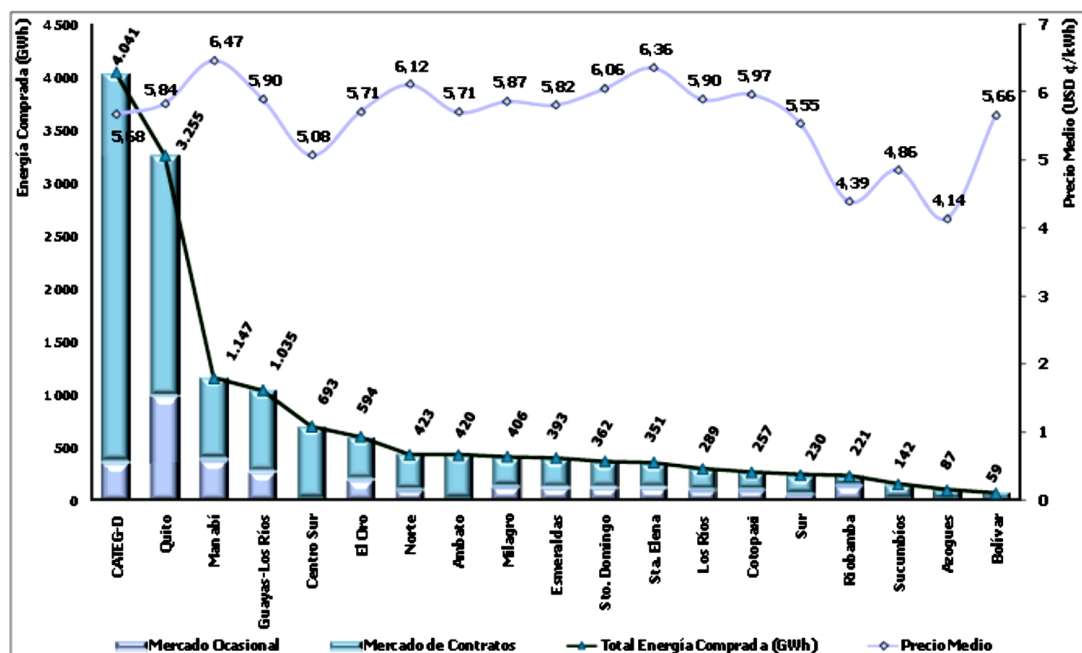




Figura 3.18: Transacciones totales de compra de energía de las empresas de distribución
Fuente: CONELEC -Estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano año 2008.

La situación del mercado, hizo que para el año 2008, del cien por ciento de energía transada el 78,18% se haya comercializado mediante contratos a plazo y tan solo el 21,82% en el spot, sin embargo ese mismo porcentaje en costos representó el 35,09% del costo total de la energía en todo el sector. La diferencia entre los dos mercados hizo que mientras el precio medio de compra en contratos se encontrara en 3,54 ctv/kWh, el precio medio del spot alcanzara los 13,86 ctv/kWh²⁶.

Por lo tanto, la actividad de compra de energía se constituyó en una actividad de relevante importancia económica y estratégica para la empresa. El conocimiento de las características y comportamiento del mercado determinaban la estrategia que se debía seguir.

3.4.3.2 La compra de energía bajo el actual modelo del sector

Con la vigencia y posterior implementación del Mandato Constituyente N°15, la naturaleza de la actividad de compra de energía cambió radicalmente, la negociación de condiciones favorables de compra para la empresa de distribución se perdió ya que la contratación con los generadores, ahora es de responsabilidad del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable -MEER- a nombre de todas las distribuidoras del país.

Actualmente para el caso de la CENTROSUR, se tienen suscritos un total de 13 contratos regulados de compra de energía, cuatro de ellos con empresas estatales, cinco con empresas privadas y cuatro más con Autogeneradores también privados.

N°	Razón	Tipo	Empresa	Modalidad contractual
1	Estatad	Generador	CELEC EP ²⁷	CF+ CV
2			ELECAUSTRO S.A.	CF+ CV
3			EPMAPS	CF+ CV
4			Intervisatrade S.A.	CF+ CV
5	Privado		Electroquil S.A.	CF+ CV
6			Termoguayas Generation S.A.	CV+CVA+PRPD

²⁶ Datos recabados del Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano del año 2008, publicado por el CONELEC. (Capítulo 4, página 195 y 196)

²⁷ Para agosto de 2012, la empresa CELEC EP agrupa a siete empresas de generación estatal como unidades de negocio independientes dentro de su estructura corporativa, éstas empresas son: Hidropaute, Hidroagoyán, Hidronación, Electroguayas, Termopichincha, Termoesmeraldas y Termogas Machala (exMachalaPower).



7			Generadora Rocafuerte S.A.	CV+CVA+PRPD
8			Hidalgo & Hidalgo S.A.	CV+CVA+PRPD
9			Lafarge Cementos S.A.	CU
10		Auto productor	Ecoluz S.A.	CU
11			Enermax S.A.	CU
12			Hidroabanico S.A.	CU

CF: Cargo fijo

CVA: Cargo variable adicional

CV: Cargo variable

PRPD: Potencia remunerable puesta a disposición

CU: Cargo único

Tabla 3.11: Contratos de compra de energía vigentes que mantiene la CENTROSUR

En todos los contratos regulados, la asignación de la energía comprada por cada distribuidora se la realiza de forma proporcional al porcentaje de participación en la demanda nacional por parte de cada distribuidora en particular.

La energía que no es abastecida mediante contratos regulados, se compra en el mercado spot o actualmente llamando ocasional, el cual mantiene una estructura de precios horarios de acuerdo al despacho económico realizado por el CENACE, este mercado es atendido principalmente por las empresas privadas que no tienen suscritos contratos regulados.

Otra fuente de abastecimiento de la demanda es la generación de las empresas de distribución, o también denominada generación no escindida, la cual es liquidada según los costos horarios de la energía aunque también se le reconocen costos fijos por su operación.

Nº	Empresa	Modalidad de liquidación
1	Ecoelectric S.A.	Costo variable horario
2	Ecudos S.A.	
3	Ingenio San Carlos	

Tabla 3.12: Generación no Convencional que atiende requerimientos del SPOT (información de agosto 2012)

Nº	Empresa	Modalidad de liquidación
1	EE. Ambato	Costo fijo + Costo variable horario
2	EE. Bolívar	
3	Eléct. Guayaquil	
4	EE. Cotopaxi	
5	Emelnorte	
6	EE. Quito	



7	EE. Regional del Sur	
8	EE. Riobamba	

Tabla 3.13: Generación no escindida de la distribución (información actualizada para agosto 2012)

Durante esta etapa transitoria del mercado eléctrico, la compra de energía muestra para la CENTROSUR, una preponderancia de la energía producida por empresas estatales así como una mayoritaria compra en el mercado de contratos regulados.

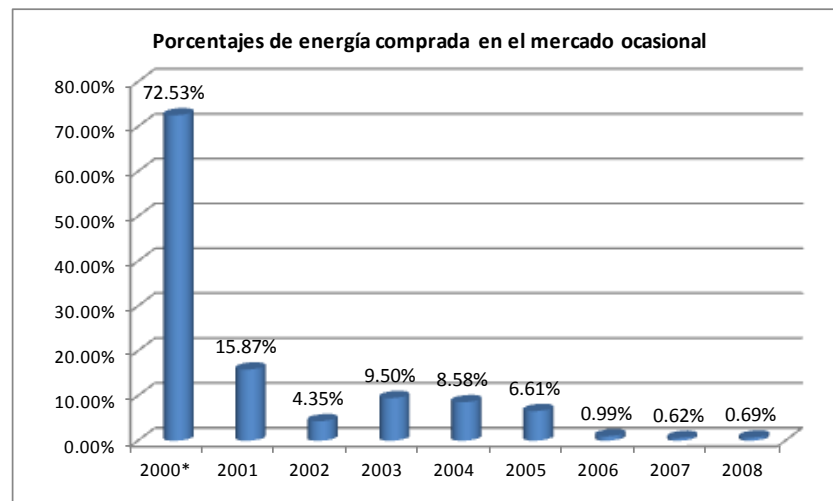
Año	M. Ocasional (kWh)	Contratos (kWh)	Total (kWh)
2009	144,927,802	580,111,898	725,039,700
2010	86,753,944	690,064,117	776,818,061
2011	91,381,654	745,307,493	836,689,146
2012*	15,200,452	422,238,658	437,439,109

*Dato hasta el mes de junio de 2012

Tabla 3.14: Energía comprada por CENTROSUR en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Fuente: CENTROSUR -Dirección de Comercialización

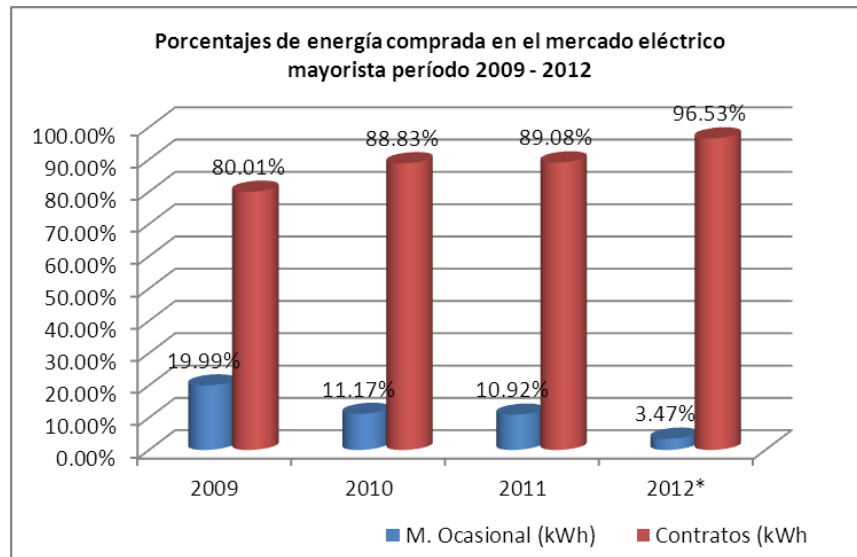
Si bien los datos de compra de energía en el mercado ocasional son reducidos en comparación con la energía comprada en contratos, esta energía es mucho mayor que la observada durante la etapa de vigencia del modelo de competencia, período en el cual la compra en este mercado llegó a alcanzar porcentajes inferiores al 1% del total de energía requerida.



*Etapa temprana del Mercado Eléctrico Mayorista

Figura 3.19: Porcentajes de energía comprada por CENTROSUR en el Mercado Ocasional

Fuente: CENTROSUR -Dirección de Comercialización



**Dato obtenido al mes de junio de 2012*

*Figura 3.20: Porcentajes de energía comprada por CENTROSUR
en el Mercado Ocasional y de Contratos*

Fuente: CENTROSUR -Dirección de Comercialización

Los datos que se observan en los gráficos anteriores muestran que bajo el actual modelo, se ha incrementado notablemente la compra en el mercado ocasional, situación originada en la limitación para realizar una gestión particular de compra de energía.

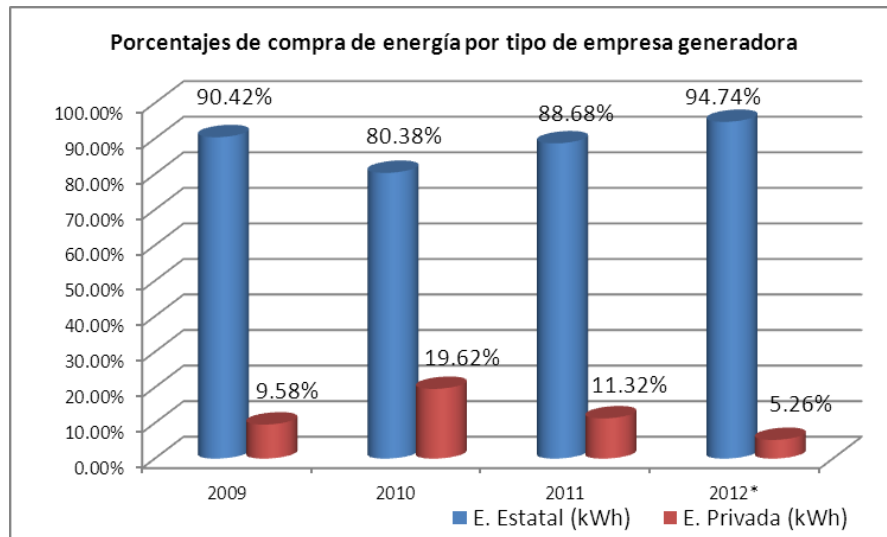
En cuanto al mercado de contratos, se observa que desde la vigencia del actual período de transición, la mayor parte de energía es producida por empresas de capital estatal, hecho concordante con la actual política energética del gobierno.

Año	E Estatal (kWh)	E Privada (kWh)	Total (kWh)
2009	524,516,086	55,595,812	580,111,898
2010	554,681,371	135,382,746	690,064,117
2011	660,948,369	84,359,124	745,307,493
2012*	400,025,211	22,213,447	422,238,658

**Dato hasta el mes de junio de 2012*

*Tabla 3.15: Energía comprada por CENTROSUR por
tipo de empresa generadora*

Fuente: CENTROSUR -Dirección de Comercialización



*Dato obtenido al mes de junio de 2012

Figura 3.21: Porcentajes de energía comprada por CENTROSUR por tipo de empresa generadora

Fuente: CENTROSUR -Dirección de Comercialización

Dentro del negocio de la distribución eléctrica, el monto económico de la compra de energía para el abastecimiento de la demanda representa un elevado porcentaje del total de costos, pues existen servicios adicionales que se requieren contratar para “adquirir la energía”, estos servicios incluyen:

- Pagos o devoluciones por potencia
- Uso de la red de transmisión
- Pagos por pérdidas de transmisión
- Impuesto de valor agregado sobre combustibles de generación térmica
- Pagos por transacciones internacionales de energía (importación)
- Desvíos de consignas de energía reactiva en nodos con el SNI
- Generación obligada y forzada para seguridad del SNI

Para la CENTROSUR, se observa el siguiente desglose de costos durante el presente período de transición:



Descripción	2009	2010	2011	2012*
Ingreso por energía spot	(560)	(2,838)	(1,865)	(2,704)
Costo por energía spot	10,970,494	3,343,423	2,343,475	943,207
Costo por energía contratos	24,169,905	30,814,959	31,194,263	13,391,151
Costo por potencia	1,934,434	(21,684)	(10,178)	(5,441)
Costo por transmisión	2,415,597	2,600,582	3,002,061	1,464,649
Costo por pérdidas de Tx	1,964,576	1,864,837	1,611,448	630,065
Costo por IVA combustible	-	934,687	376,240	627,223
Costo otros cargos MEM	1,446,195	2,070,611	4,338,290	322,370
Reliquidaciones MEM	(1,549,571)	14,115	(110,001)	-
Total	41,351,069	41,618,692	42,743,733	17,370,519

*Dato hasta el mes de junio de 2012

Tabla 3.16: Costos de compra de energía para la CENTROSUR
Fuente: CENTROSUR -Dirección de Comercialización

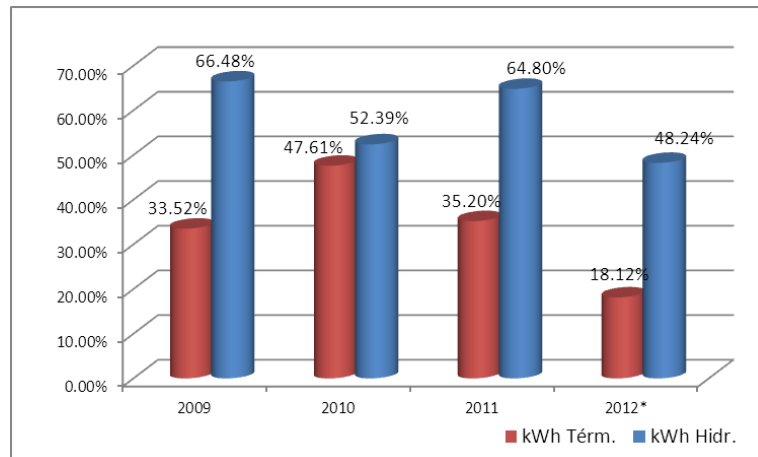
Descripción	2009	2010	2011	2012*
Ingreso por energía spot	0.20	1.04	0.56	2.00
Costo por energía spot	8.21	3.83	2.56	6.58
Costo por energía contratos	4.09	4.47	4.19	3.19
Costo de energía ponderado	4.85	4.40	4.01	3.30
Costo por potencia	0.27	-	(0.00)	(0.00)
Costo por transmisión	0.33	0.33	0.36	0.33
Costo por pérdidas de Tx	0.27	0.24	0.19	0.13
Costo IVA de combustible	-	0.12	0.04	0.12
Costo otros cargos MEM	0.20	0.27	0.52	0.10
Total	5.92	5.36	5.12	3.98

*Dato hasta el mes de junio de 2012

Tabla 3.17: Costos unitarios de compra de energía para la CENTROSUR
Fuente: CENTROSUR -Dirección de Comercialización

El rubro denominado “Costos otros cargos MEM” incluye los valores pagados por importación de energía, desvíos de energía reactiva y generación obligada y forzada para seguridad del SNI.

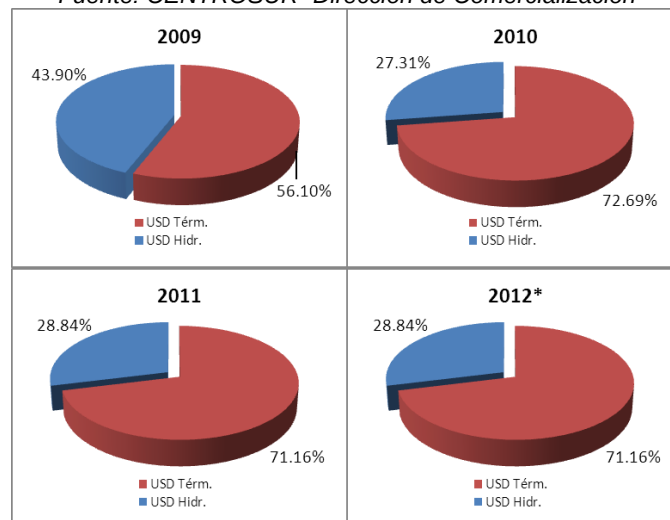
En cuanto al origen de la energía comprada durante el período de transición, se observa una predominancia de la energía de origen hidroeléctrico mostrando un promedio del 61,22% versus el 38,77% de energía térmica, sin embargo en costos los porcentajes se invierten debido al mayor costo que tiene la energía termoeléctrica.



*Dato obtenido al mes de junio de 2012

Figura 3.22: Porcentajes de energía termoeléctrica e hidroeléctrica comprada en contratos

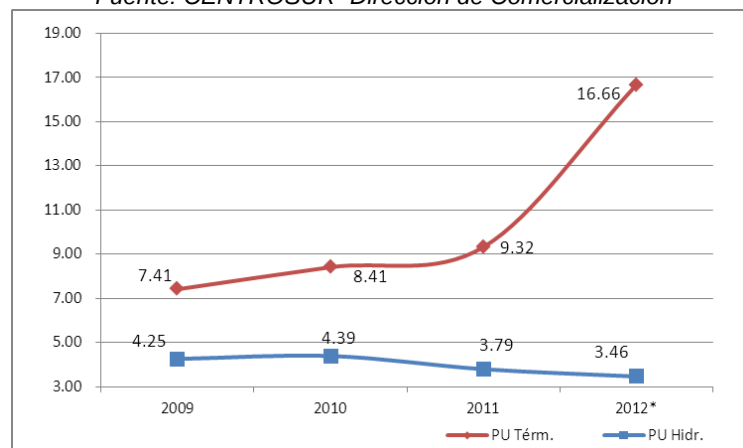
Fuente: CENTROSUR -Dirección de Comercialización



*Dato obtenido al mes de junio de 2012

Figura 3.23: Porcentajes de costos por compra de energía en contratos regulados

Fuente: CENTROSUR -Dirección de Comercialización



*Dato obtenido al mes de junio de 2012

Figura 3.24: Precios unitarios de generación térmica e hidráulica

Fuente: CENTROSUR -Dirección de Comercialización



3.5 Conclusiones

- Durante los últimos años la tasa media anual de crecimiento de la demanda de CENTROSUR se ubicó en el 4,77%, mientras que en la última década la demanda máxima del sistema de distribución se incrementó en un 39%, este constante crecimiento conlleva, para la empresa distribuidora, una obligación permanente de expansión y refuerzo de toda su infraestructura eléctrica, esta situación permite comprender por qué las acciones de gestión y uso eficiente de la energía tendrían un alto impacto sobre los aspectos operativos, de mantenimiento e inversiones que hace la empresa sobre su red.
- Aproximadamente un tercio de la demanda de energía eléctrica del sistema de distribución de CENTROSUR es de responsabilidad de apenas el 2% del número total de clientes, este porcentaje corresponde a un total de 6.649 clientes industriales, sin embargo más del 90% de ese consumo corresponde a solamente 590 industrias las cuales representan menos del 0,2% del total de clientes de la distribuidora, por lo cual proyectos de gestión de la demanda orientados hacia tan reducido segmento de clientes, pero que sin embargo tienen una alta intensidad de uso de energía eléctrica tendrán un apreciable impacto y efectividad.
- Para la primera mitad del año 2012, la demanda de tipo industrial en media tensión con demanda horaria ascendió a 110,23 MWh, de los cuales aproximadamente el 20% se concentró en el cliente CARTOPEL, este gran consumo referenciado con la demanda de energía de toda la CENTROSUR representa el 5,26%, estos porcentajes permiten ubicar a CARTOPEL como el más grande cliente de la CENTROSUR.
- La composición del suministro de energía de la CENTROSUR muestra una predominancia de la energía hidroeléctrica (61%) en comparación con la energía térmica (39%), no obstante en cuanto al costo, la energía térmica, para el período comprendido entre los años 2009 y 2011, representó en promedio un 66% del costo total de compra de energía para la distribuidora. Debido a la estacionalidad climática que presenta el Ecuador y por lo tanto su producción hidroeléctrica, durante los meses secos el costo general de abastecimiento se incrementa, sin embargo debido al esquema tarifario vigente este aumento de costos no se traslada a la demanda provocando de esta manera una mayor diferencia entre la tarifa y el costo real de la energía.



Referencias:

- [1] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD –CONELEC, “**Plan Maestro de Electrificación 2009- 2020**”, Dirección Ejecutiva CONELEC, Quito – Ecuador, 2009.
- [2] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD –CONELEC, “**Pliego Tarifario para Empresas Eléctricas**”, Dirección de Tarifas CONELEC, Quito – Ecuador, 2011.
- [3] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD –CONELEC, “**Análisis de Costos para las Empresas Eléctricas Sujetas a Regulación de Precios**”, Dirección de Tarifas CONELEC, Quito – Ecuador, marzo 2011.
- [4] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD –CONELEC, “**Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano Año 2008**”, Dirección Ejecutiva Interina CONELEC, Quito – Ecuador, abril 2009.
- [5] www.conelec.gob.ec
- [6] www.cenace.org.ec
- [7] www.bce.fin.ec



Capítulo 4:

Factibilidad de Implementación de Planes de Gestión de la Demanda de Energía Eléctrica en CARTOPEL

4.1 Introducción

Una vez analizada y caracterizada la demanda de energía eléctrica tanto de CARTOPEL como de la CENTROSUR, es posible determinar el porcentaje aproximado que tendría la factibilidad de ser gestionado y el impacto tanto técnico como económico que se tendría para las dos empresas.

En el presente capítulo se desarrollarán estas evaluaciones, las cuales conjuntamente con una revisión de las regulaciones nacionales relacionadas con incentivos para uso eficiente y generación emergente, permitirán determinar el grado de factibilidad que tiene la aplicación de un plan de gestión de la demanda para CARTOPEL y en qué grado podría ser posible replicar la experiencia en el sector industrial que es atendido por la distribuidora.

4.2 Determinación del porcentaje gestionable de la demanda

El establecimiento del porcentaje gestionable de demanda debe partir de un análisis detallado de las cargas y su régimen de funcionamiento dentro de los diferentes procesos de la empresa. En el capítulo 2 se realizó el análisis y balance de carga de los procesos industriales de CARTOPEL, sobre la base de esta información se plantearán algunas estrategias y acciones que permitan modificar y reducir la demanda de energía eléctrica, su evaluación técnica y económica posibilitará determinar el grado de factibilidad que tiene la implementación de la gestión de demanda, así como los aspectos que se tienen que considerar para su efectiva aplicación.

4.2.1 Curva promedio de carga diaria típica

De los datos históricos de consumo de energía eléctrica de CARTOPEL, recopilados durante los años 2010, 2011 y 2012 se ha obtenido un perfil típico de consumo diario para esta empresa, la cual a pesar de tener una curva de carga bastante continua, observa variaciones en su forma que se repiten para los tres años en mención, situación que permite deducir que para futuros períodos de tiempo, la forma de la curva no variará sustancialmente a excepción de los valores de demanda, los cuales se irán incrementando en función del aumento de consumo o maquinaria instalada.

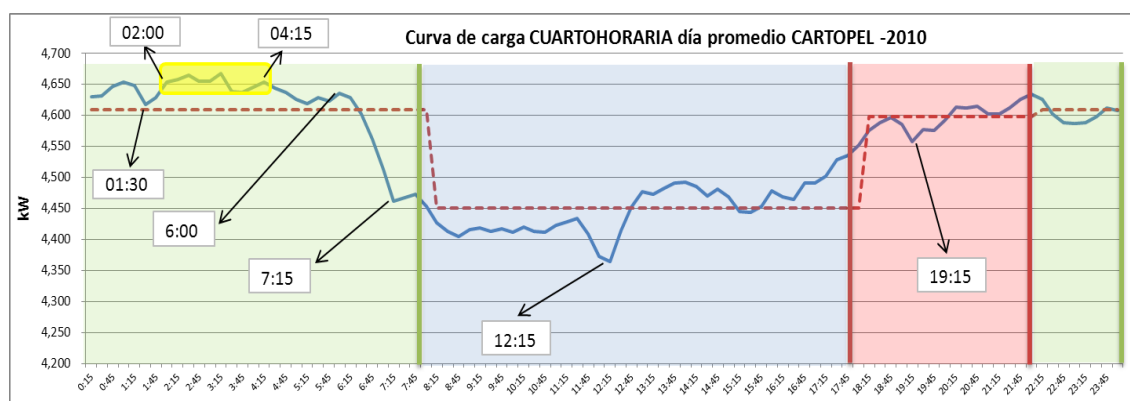


Figura 4.1: Curva de carga del día promedio de CARTOPEL –año 2010
Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

De la figura anterior la línea continua es la curva de carga del día promedio del año 2010 para CARTOPEL, el gráfico se encuentra dividido en tres períodos de tiempo: base, media y punta, representados en color verde, azul y rojo respectivamente, la línea interpuntada es el promedio de carga observado para cada período de tiempo. Analizando los datos de los tres períodos identificados se determina lo siguiente:

Para el período base, de 22:00 a 08:00, se encuentra que a partir de la 01:30 la demanda de energía comienza a incrementarse hasta alcanzar un valor máximo promedio de 4.667kW, la mayor probabilidad de ocurrencia de la demanda máxima se presenta en el horario comprendido entre las 02:00 y las 04:15, luego de lo cual se da un descenso sostenido del consumo entre las 06:00 y las 07:15 aproximadamente. La curva de carga promedio, entre las 23:45 y las 06:15, tiene valores que se encuentran por encima de los 4.609kW, el cual es el valor promedio observado para el período base.

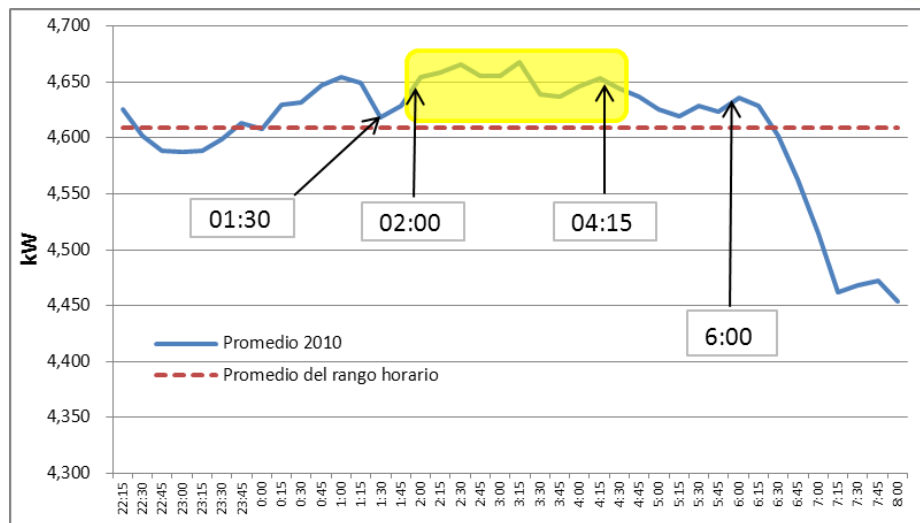


Figura 4.2: Detalle de la curva de carga promedio diaria en el horario de base para el año 2010
Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

En el período de demanda media, de 08:00 a 18:00, la demanda promedio del rango horario se ubica en los 4.451kW, dentro de este período se presenta la demanda mínima la cual se da hacia las 12:15, luego los valores de la curva son superiores al promedio desde las 12:45.

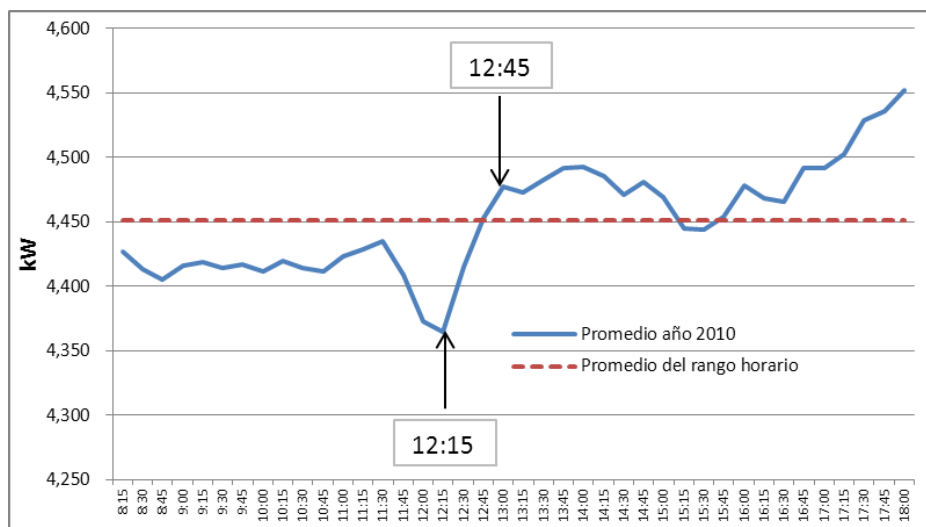


Figura 4.3: Detalle de la curva de carga promedio diaria en el horario de demanda media para el año 2010
Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

Durante el período de demanda pico, de 18:00 a 22:00, la demanda de energía comienza nuevamente a incrementarse, presentándose un aumento sostenido a partir de las 19:15 y un sobrepaso del valor promedio de 4.598kW desde las 20:15.

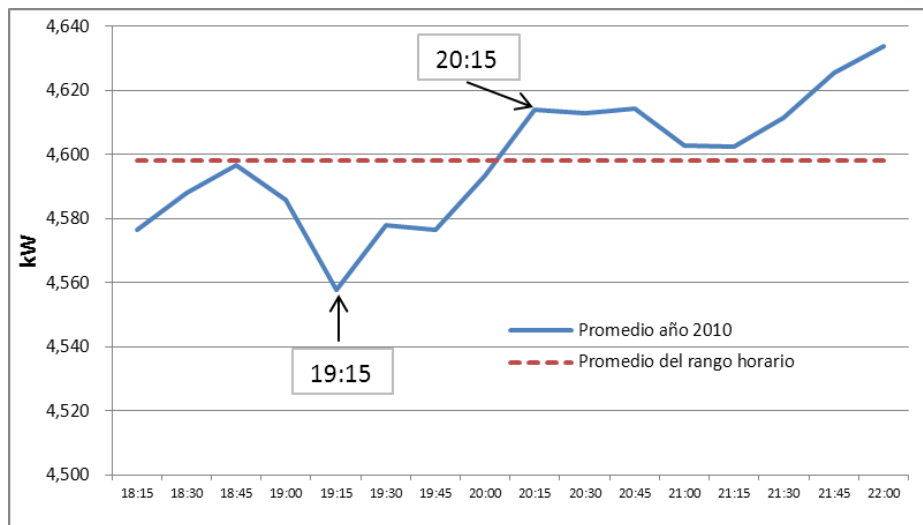


Figura 4.4: Detalle de la curva de carga promedio diaria en el horario de demanda pico para el año 2010

Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

Las características de la curva de demanda de CARTOPEL para el año 2010 pueden ser consideradas como representativas de la carga de esta empresa para futuros períodos de tiempo a menos que el proceso industrial sufra modificaciones importantes, esta situación se comprueba analizando las curvas de demanda de los años 2011 y 2012, las cuales poseen características muy similares con la única diferencia de que los valores de potencia se incrementan debido a la tasa de crecimiento que tiene el consumo de energía en la empresa por el incremento de carga y/o equipos.

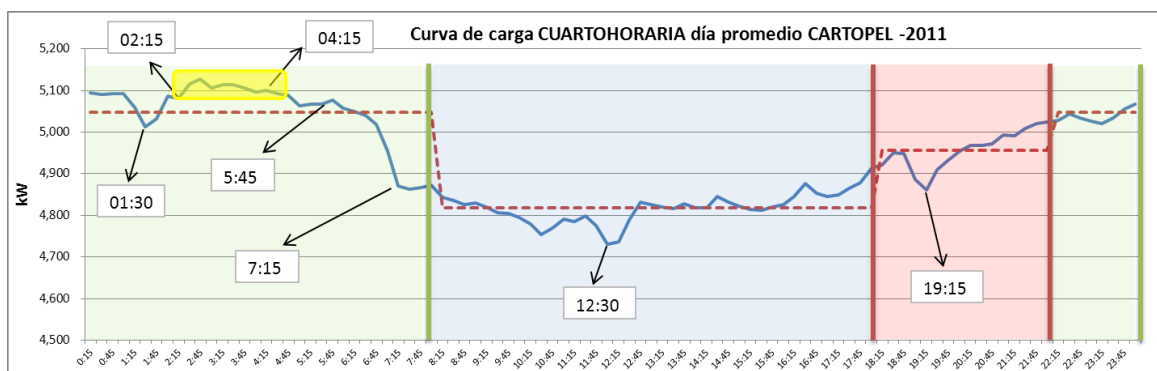


Figura 4.5: Curva de carga del día promedio de CARTOPEL -año 2011

Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

Como se observa en la figura anterior, la ocurrencia del valor de demanda máxima, las disminuciones de demanda en horario base, el punto de demanda mínima en horario medio, se repiten casi a las mismas horas observadas en el año 2010 para un día promedio.

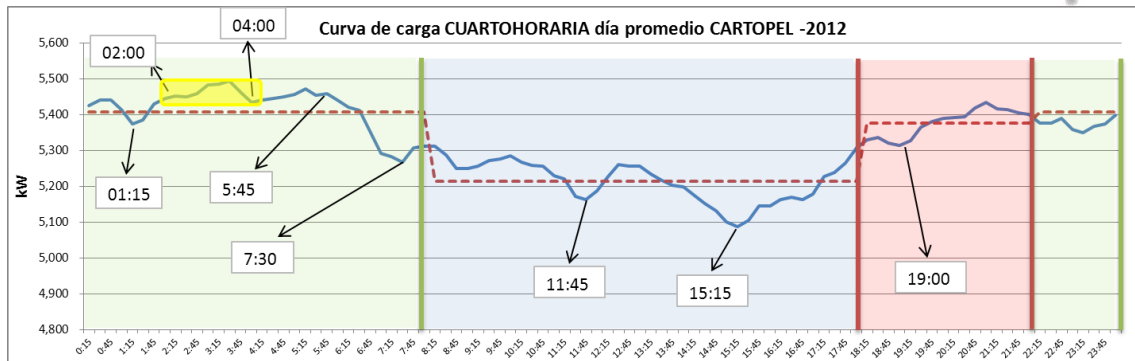


Figura 4.6: Curva de carga del día promedio de CARTOPEL –año 2012
Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

Para el año 2012, se observan las mismas características con pequeñas variaciones en las horas a las cuales ocurren los eventos de demanda máxima, mínima así como reducciones o incrementos importantes de demanda.

4.2.1.1 Históricos de demanda máxima

La demanda máxima registrada en el año 2010 fue de 5.624kW, no obstante la demanda promedio anual observada en el horario en el que suele presentarse la demanda máxima, esto es en el horario base, fue de 4.609kW, si se observan los valores mensuales de demanda máxima del 2010 se determina que en promedio éstos se ubican un 14% por encima del valor promedio del horario base, este resultado permite deducir que existen picos de demanda que no son controlados o gestionados y que inciden directamente sobre la determinación de la demanda máxima facturable.

Fecha	Hora	Rango	Día	kW	Porcentaje de 4.609kW*
8-Oct	15:00	MEDIA	JUEVES	5,624	122.02%
17-Sep	5:00	BASE	VIERNES	5,372	116.55%
11-Nov	13:45	MEDIA	JUEVES	5,372	116.55%
21-Jul	3:45	BASE	MIÉRCOLES	5,368	116.47%
23-Jun	2:45	BASE	MIÉRCOLES	5,312	115.25%
18-Mar	18:00	MEDIA	JUEVES	5,276	114.47%
17-Abr	1:00	BASE	SABADO	5,264	114.21%
10-Ago	19:30	PUNTA	MARTES- FERIADO	5,228	113.43%
1-Dic	2:45	BASE	MIÉRCOLES	5,200	112.82%
5-May	23:45	BASE	MIÉRCOLES	5,184	112.48%
27-feb	10:30	MEDIA	SABADO	4,992	108.30%
23-ene	3:30	BASE	SABADO	4,900	106.30%
Promedio					114.07%

Tabla 4.1: Valores de demanda máxima registradas en el año 2010

*Potencia media registrada en horario base para el año 2010

Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

Esta alta variabilidad se mantiene para los años 2011 y 2012 ya que en promedio la demanda máxima mensual se encuentra por encima del promedio del horario base en un 15,21 y un 17,28% respectivamente para los referidos años.



Fecha	Hora	Rango	Día	kW	Porcentaje de 5.047kW*
17-nov	22:00	PUNTA	JUEVES	6,124	121.33%
7-dic	0:30	BASE	MIERCOLES	6,116	121.18%
23-jul	4:15	BASE	SABADO	6,080	120.46%
25-oct	22:45	BASE	MARTES	6,068	120.22%
29-sep	4:15	BASE	JUEVES	5,964	118.16%
17-may	4:00	BASE	MARTES	5,944	117.77%
27-ago	8:00	BASE	SABADO	5,828	115.47%
30-jun	6:15	BASE	JUEVES	5,780	114.52%
29-abr	0:00	BASE	VIERNES	5,716	113.25%
22-mar	3:30	BASE	MARTES	5,556	110.08%
29-ene	2:15	BASE	SABADO	5,304	105.09%
9-feb	0:45	BASE	MIERCOLES	5,300	105.01%
Promedio					115.21%

Tabla 4.2: Valores de demanda máxima registradas en el año 2011

*Potencia media registrada en horario base para el año 2011

Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

Fecha	Hora	Rango	Día	kW	Porcentaje de 5.409kW*
25-Jul	3:45	BASE	MIERCOLES	6,560	121.27%
13-Ago	21:45	PUNTA	LUNES	6,560	121.27%
19-Sep	5:45	BASE	MIERCOLES	6,520	120.53%
19-Sep	5:45	BASE	MIERCOLES	6,520	120.53%
26-Dic	21:00	PUNTA	MIERCOLES	6,476	119.72%
24-Oct	2:15	BASE	MIERCOLES	6,456	119.35%
16-Nov	5:45	BASE	VIERNES	6,452	119.28%
27-Jun	2:15	BASE	MIERCOLES	6,212	114.84%
10-Feb	5:30	BASE	VIERNES	6,164	113.95%
26-Abr	2:00	BASE	JUEVES	6,160	113.88%
27-Ene	4:30	BASE	VIERNES	6,152	113.73%
11-Mar	4:45	BASE	DOMINGO	6,124	113.21%
Promedio					117.28%

Tabla 4.3: Valores de demanda máxima registradas en el año 2012

*Potencia media registrada en horario base para el año 2012

Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

4.2.1.2 Curvas de duración de carga

Desde el punto de vista de la duración de los valores de demanda de CARTOPEL, se observa que, aproximadamente durante un 60% del tiempo, la carga de la empresa se encuentra por encima del valor promedio más alto encontrado en el horario base²⁸, no obstante en función de los registros de demanda de la empresa se tiene que las desviaciones estándar se encuentran en valores comprendidos entre 600 y 900kW, con lo cual el porcentaje de variación esperado es de alrededor del 15% de la media aritmética del horario base, con este resultado se puede determinar que para el año 2010 la demanda máxima debió ser de 5.245kW, es decir 379kW menos que el registro del referido año.

Año	Media del horario	Desviación	% de
-----	-------------------	------------	------

²⁸ Se toma el valor de la media aritmética de la carga del horario base en razón de que, es en este horario, que se presenta la demanda máxima la mayor parte de los meses del año.



	base (kW)	Estándar (kW)	variación
2010	4.609	636	±13,80
2011	5.047	787	±15,60
2012	5.409	894	±16,52

Tabla 4.4: Estadística de la demanda en horario base para los años 2010, 2011 y 2012 de CARTOPEL

Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

Los porcentajes de variación de la tabla 4.4 indican una banda de variación máxima en más o menos alrededor de la media del horario base para los años analizados, si estos valores se señalan en las correspondientes curvas de duración de la demanda se encuentra que los valores de demanda que sobrepasan los referidos porcentajes de variación apenas representan 1,064% del total de tiempo en horas del año 2010.

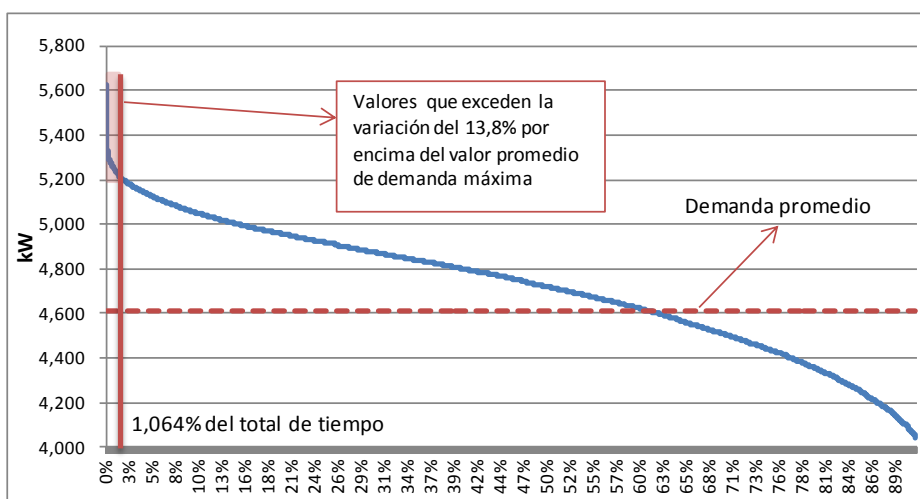


Figura 4.7: Curva de duración de carga de CARTOPEL para el año 2010.

Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

Para los años 2011 y 2012 el comportamiento de la demanda es similar a lo anteriormente anotado, teniendo porcentajes del 2,29 y 0,39% respectivamente, lo cual refleja la variabilidad que tienen los valores de demanda máxima y que con una adecuada supervisión y control de la demanda se podría alcanzar un uso más uniforme de la potencia y por lo tanto generar ahorros importantes en los pagos del rubro de demanda.

Como se observa de las curvas de duración, a pesar de que el consumo de energía y potencia en CARTOPEL es bastante continuo, se tiene cierto grado de acción para la gestión de demanda sobre los picos de demanda que ocurren en horario base.

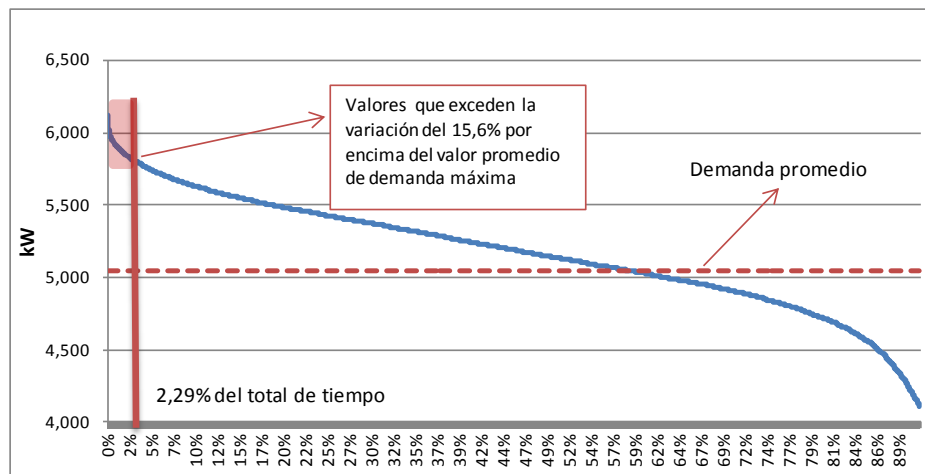


Figura 4.8: Curva de duración de carga de CARTOPEL para el año 2011.
Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

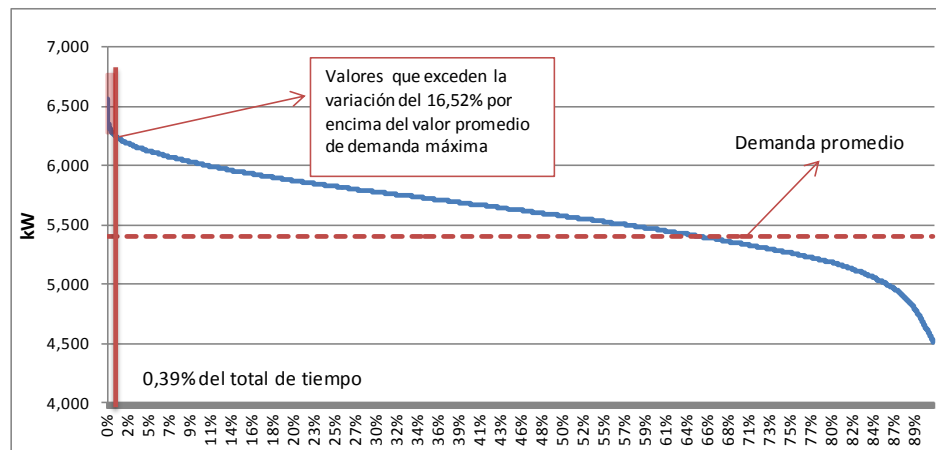


Figura 4.9: Curva de duración de carga de CARTOPEL para el año 2012.
Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

4.2.2 Cargas factibles de gestionar

Debido a que los procesos de producción de esta empresa tienen una alta interdependencia, en el sentido de que cada subprocesso depende de la actividad inmediatamente precedente, el patrón diario de demanda resultante presenta un estrecho margen de variación comprendido entre los 300 y 400kW²⁹. Considerando esta característica, un plan de gestión de la demanda de CARTOPEL debería considerar dos enfoques:

²⁹ El margen de variación se determina como la diferencia entre el valor máximo y mínimo de la curva de carga diaria promedio (media aritmética), para los años 2010, 2011 y 2012 los márgenes fueron de apenas 302, 397 y 407kW respectivamente.



- Gestión de la demanda orientada hacia mejorar el uso de la energía eléctrica y reducir los costos de abastecimiento eléctrico.
- Gestión de la demanda orientada hacia la modificación del patrón de demanda eléctrica con fines de solventar restricciones de orden técnico y/o económico del sistema de distribución.

En el caso del primer enfoque lo que se persigue es una modificación del patrón de demanda eléctrica sin afectar o caso contrario minimizando los efectos sobre la normal producción, para alcanzar este objetivo son útiles las estrategias de desplazamiento de actividades productivas hacia rangos horarios de menor costo económico tanto de energía como potencia, así como también la mejora en la eficiencia de funcionamiento de equipos y maquinaria.

En el segundo enfoque de gestión, la modificación del patrón de demanda suele requerir de importantes disminuciones de potencia y energía en función del requerimiento del sistema de la distribuidora, en este caso la única estrategia viable es la desconexión de carga, no obstante la gestión de demanda ayudará a determinar un orden prioritario de desconexiones tratando de salvaguardar en lo posible la capacidad productiva sin llegar a una desconexión del 100% de la demanda de la industria.

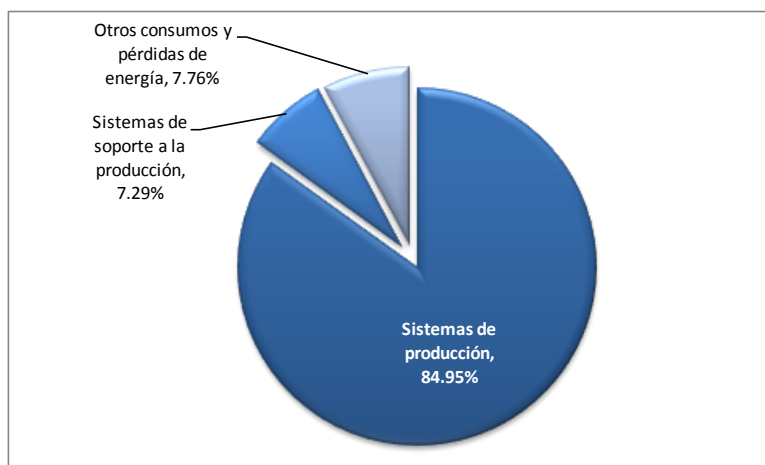


Figura 4.10: Porcentajes de consumo de energía por sistemas y/o áreas de CARTOPEL para el año 2010

Para la determinación de las cargas que podrían gestionarse se ha partido de los resultados obtenidos de la auditoría eléctrica llevada a cabo en el año 2010, los cuales indican que el sistema de producción conjuntamente con los sistemas de soporte es responsable del 92,24% del consumo de energía y potencia de CARTOPEL, mientras

que apenas el 7,76% corresponde al consumo de otras áreas de la empresa, por esta razón es que la determinación de cargas con posibilidad de gestión energética se concentró en los procesos de producción.

4.2.2.1 Gestión de la demanda para mejorar la eficiencia de consumo

Con el objeto de mejorar la eficiencia de consumo de energía eléctrica, la gestión de demanda estudia alternativas que posibiliten la modificación permanente del patrón de consumo, esta modificación debe considerar los períodos de tiempo y los valores tarifarios asignados a ese rango horario, en el caso de CARTOPEL se ha determinado que a través de variaciones operativas en el proceso de refinamiento y en la etapa de conversión, es posible disminuir hasta 370kW de demanda.

En el proceso de refinamiento se utilizan un total de cuatro refinadores con una potencia efectiva de aproximadamente 850kW, no obstante en la conformación de la hoja de papel no todos los refinadores aportan con la misma cantidad de pasta, esto se debe a que dentro de la técnica de elaboración de la hoja de papel se tienen dos tipos de hojas que se juntan para crear la hoja final, estos dos tipos de hojas se denominan “Top” y “Back” con un aporte al peso final de la hoja del 30 y 70% respectivamente.

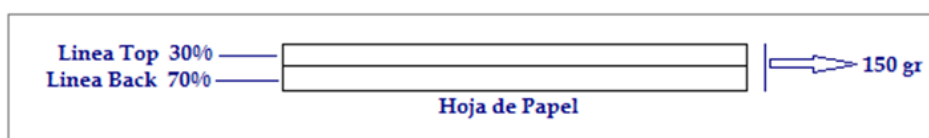


Figura 4.11: Conformación de la hoja de papel y porcentajes de gramaje de los dos tipos de hojas que lo conforman.[4]

En función de esta característica de fabricación y conociendo que para cada hoja se utilizan dos refinadores, es posible concluir que posiblemente para la hoja Top pueda utilizarse solamente uno de estos equipos. Los resultados de la auditoría eléctrica del año 2010 indican que es posible prescindir del refinador “SW 26 GRIS” el cual tiene una potencia efectiva de 207,10kW.

En el caso de la etapa de conversión, al ser un proceso en el cual se unen las bobinas restantes del corte inicial de las bobinas originales de 280cm, es posible reprogramar sus actividades de manera que no se desarrollen en el horario de mayor coste económico, esto es entre las horas de las 18:00 a 22:00, con esta acción se estarían retirando aproximadamente 163kW del horario pico de demanda.



4.2.2.2 Gestión de la demanda por restricción del sistema de distribución

Del balance energético se conoce que en la etapa Molino se concentran los procesos básicos de fabricación del papel y por lo tanto la mayor parte de carga eléctrica, es por este motivo que dentro de esta etapa se observaron las cargas que tienen mayor demanda de energía, las cuales llegan a representar un mínimo del 70% de la potencia efectiva de cada proceso.

Proceso	Denominación Equipo	Horas Aprox. Op. Año	Potencia Efectiva (kW)	% del total de demanda de procesos	% de la demanda máxima (2010)
Refinamiento	Refinador PILAO 2000	8.760	423,36	13,75%	7,53%
	Refinador PILAO 1000	7.300	220,29	7,15%	3,92%
	Refinador SW 26 gris	6.489	207,10	6,72%	3,68%
Formación, Prensado, Secado y Bobinado	Bomba fan gris	7.300	112,41	3,65%	2,00%
	Bomba vacío mesa rollos	7.300	110,03	3,57%	1,96%
	Bomba vacío inferior prensas	7.300	109,43	3,55%	1,95%
	Bomba fan Top	7.300	108,26	3,51%	1,93%
	Bomba vacío superior prensas	7.300	106,47	3,46%	1,89%
	Bomba vacío rodillo pick-up	7.300	101,74	3,30%	1,81%
Preparación de la Pasta	Pulper #4	8.760	425,96	13,83%	7,57%
	Pulper #3	7.300	123,92	4,02%	2,20%
	Clasificador de fibras	6.797	103,90	3,37%	1,85%
Limpieza de la Pasta	Screen SPM 1500	8.760	180,18	5,85%	3,20%
	Aga Pompe Gris II	6.424	104,22	3,38%	1,85%
Porcentaje de la demanda máxima con posibilidad de gestión (ref. año 2010)					43,34%

Tabla 4.5: Cargas esenciales para el proceso productivo

Como se puede observar en la tabla 4.5, los equipos del proceso de refinamiento abarcan el mayor porcentaje (15,13%) del valor de demanda máxima registrada para el año 2010, seguidos por los procesos de formación, prensado, secado y bobinado (11,53%), preparación de la pasta (11,62%) y finalmente limpieza de pasta (5,06%).

Estas cargas forman parte esencial del proceso productivo y por lo tanto el detener su operación implicaría una afectación importante de la producción, por ello en este caso la estrategia de gestión debe enfocarse en desconexiones escalonadas de los equipos no indispensables para la producción.

Del análisis de los procesos de fabricación se encontró que existe un total de carga interrumpible de aproximadamente 729,18kW, la cual puede ser prescindible sin comprometer los niveles de producción de la planta, esta carga se encuentra agrupada en los siguientes procesos y equipos:



Proceso	Potencia efectiva total (kW)	Potencia equipos esenciales en proceso (kW)	Equipos interrumpibles	Potencia interrumpible (kW)
Refinamiento	941,93	850,75	Desfibrador 2	91,17
Formación, Prensado, Secado y Bobinado	910,79	648,34	Bomba vacío couch bajo	98,37
			Bomba vacío couch alto	85,83
			Bomba vacío 1 Top	78,25
Preparación de la Pasta	833,71	653,78	Ragger Pulper #4	1,16
			Bomba Pulper #4	37,99
			Transportador inclinado Pulper #2	5,04
			Bomba Pulper #2	15,45
			Bomba Pulper #3	26,75
			Pulper #2	93,54
Limpieza de la Pasta	480,03	284,40	Desfibraser F1	53,24
			Bomba alta presión N°2	52,49
			Bomba alta presión WKF 65/4 #1	51,08
			Screen Top	38,81
CARGA TOTAL INTERRUPTIBLE (kW)				729,18

Tabla 4.6: Cargas y potencia interrumpible identificada en CARTOPEL que generan un mínimo impacto sobre la producción

En función de los datos recopilados en la auditoría eléctrica, se conocen los tiempos aproximados de operación de los equipos, este dato es fundamental para determinar la potencia efectiva que se podría reducir al interrumpir su operación, la potencia efectiva de interrupción para cada equipo ha sido determinada multiplicando el porcentaje de tiempo de uso por la potencia del equipo.

Equipos interrumpibles	Potencia interrumpible (kW)	Porcentaje aproximado de tiempo efectivo de uso	Potencia interrumpible efectiva (kW)
Desfibrador 2	91,17	100%	91,17
Bomba vacío couch bajo	98,37	100%	98,37
Bomba vacío couch alto	85,83	100%	85,83
Bomba vacío 1 Top	78,25	100%	78,25
Ragger Pulper #4	1,16	5,77%	0,07
Bomba Pulper #4	37,99	100%	37,99
Transportador inclinado Pulper #2	5,04	4,35%	0,22
Bomba Pulper #2	15,45	10,64%	1,64
Bomba Pulper #3	26,75	100%	26,75
Pulper #2	93,54	40,82%	38,18
Desfibrador F1	53,24	100%	53,24
Bomba alta presión N°2	52,49	59,26%	31,11
Bomba alta presión WKF 65/4 #1	51,08	62,71%	32,03
Screen Top	38,81	100%	38,81

Tabla 4.7: Determinación de las potencias interrumpibles efectivas en función del tiempo de operación aproximado

Como se observa existen cargas cuyo tiempo de operación es muy reducido por lo que en caso de requerirse una reducción de demanda, su desconexión no representaría un aporte significativo, no siendo de interés incluirlas dentro del grupo prioritario de interrupción. Para el caso de las cargas identificadas se excluyen del grupo de interrupción aquellas que tienen un porcentaje de tiempo de uso inferior al 15%, con lo cual la potencia interrumpible se reduce a 611,74kW, es decir aproximadamente el 10% de las demandas máximas de los tres últimos años.

4.3 Evaluación de la gestión de demanda

Una vez identificadas las cargas con posibilidad de gestión y cuantificados los valores de potencia que pueden ser reducidos de la demanda de CARTOPEL, es posible determinar cómo se modificaría el patrón de demanda de esta empresa, así como también el efecto que tendrían estas acciones sobre la demanda que atiende la distribuidora.

Para la evaluación del efecto que tendrían las reducciones de demanda de CARTOPEL se toma como referencia la curva diaria de carga promedio del año 2010 y la tarifa eléctrica de energía y potencia vigente. En el caso de la evaluación del efecto sobre la distribuidora se considera la curva diaria de carga promedio de la subestación N°4, que es de donde parte el alimentador que suministra energía a la industria, mientras que en el ámbito económico se toman el precio marginal de mercado en cada hora.

4.3.1 Efecto sobre la demanda de CARTOPEL

La demanda capaz de ser gestionada con el objeto de mejorar la eficiencia de consumo asciende a 370kW, debido a que esta potencia es obtenida a partir de modificaciones operativas del proceso industrial, la afectación que provocará sobre la curva de demanda será definitiva con lo cual es posible calcular un efecto económico permanente sobre los costos de suministro, sin embargo para el caso de la gestión para solventar restricciones del sistema de distribución, el impacto económico sobre la industria dependerá del rango horario y del tiempo que dure la interrupción de los aproximadamente 612kW que solicite la distribuidora.

4.3.1.1 Modificación del patrón de demanda diaria

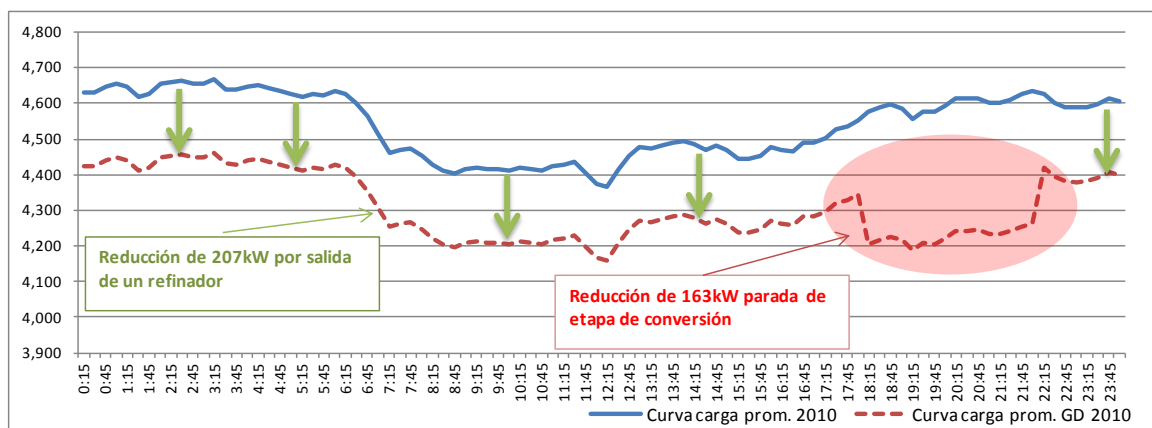


Figura 4.12: Curvas diarias de carga promedio de CARTOPEL para el año 2010



La figura 4.12 muestra en línea continua la curva diaria de carga promedio del año 2010 y en línea interlineada como se modificaría la curva diaria de carga promedio con la reducción de 207kW por la salida de uno de los refinadores, así como la interrupción de actividades en el horario de 18:00 a 22:00 de la etapa de conversión reduciendo un valor adicional de 163kW.

Analizando las curvas promedio se observa que los valores de demandas en los diferentes rangos horarios cambian de la siguiente forma:

Rango Horario	D. Máxima curva base* (kW)	D. Máxima modificada (kW)
22:00 – 08:00	4.667	4.460
08:00 – 18:00	4.552	4.345
18:00 – 22:00	4.634	4.264

* Valores de la curva promedio del año 2010

Tabla 4.8: Reducción de los valores de demanda máxima en cada rango horario para CARTOPEL con la aplicación de las reducciones de demanda identificadas

Las mejoras operativas de este tipo de gestión arrojan que la relación de la demanda pico a la demanda máxima mejora sustancialmente como resultado directo de la salida de operación de la etapa de conversión durante el horario pico, incluso si la medida se hubiera implementado desde el año base 2010 hasta la actualidad, los valores esperados de la relación pico a máxima serían:

Año	DP/DM base	DP/DM modificada
2010	0,9928	0,9559
2011	0,9796	0,9456
2012	0,9888	0,9575

Tabla 4.9: Relaciones de demanda pico a demanda máxima estimadas con la aplicación de las mejoras operativas en CARTOPEL

Estos valores muestran que es posible reducir la demanda pico en alrededor del 3,4%, sin embargo como se verá en la evaluación económica esto no es suficiente para evitar la penalización del 20% por demanda pico, alcanzándose solamente un ahorro por los 207kW reducidos al sacar de funcionamiento uno de los refinadores.

4.3.1.2 Impacto económico sobre los costos de abastecimiento de energía

El efecto económico que tendrían las acciones de gestión de demanda identificadas anteriormente se evalúan considerando los precios del kWh y del kW de demanda establecidos en la tarifa industrial vigente para este cliente. La reducción de 207kW puede ser evaluada para la totalidad de tiempo de un año en función de que su eliminación es permanente al estar originada en la eliminación de uno de los equipo de



refinamiento, para el caso de los 163kW de la etapa de conversión, la evaluación deberá considerar el cálculo solamente durante el horario de 18:00 a 22:00 todos los días del año.

Con base en lo anterior, el efecto económico sobre el costo anual de energía para la acción de reducir 207kW se determina como:

$$RCE = 207kW * \frac{HOp.A}{8760} * \sum_{i=1}^4 H_i * Prc_i$$

En donde RCE es la reducción de costo por energía, HOp.A representa la cantidad de horas de operación anuales estimadas para el refinador que se retirará de funcionamiento, los subíndices i del 1 al 4 representan los rangos horarios de la tarifa eléctrica aplicada a esta industria, H_i la cantidad de horas anuales cada uno de los períodos horarios y Prc_i el correspondiente precio del kWh.

Para el caso del efecto sobre el costo de la demanda, se ha realizado el producto del costo del kW por la potencia reducida, con estas consideraciones los resultados son:

Año	Costo evitado por energía	Costos evitado por demanda	Costo Total Evitado
2010	\$ 71.777,79	\$ 13.640,14	\$ 85.417,93
2011	\$ 71.743,13	\$ 13.640,14	\$ 85.383,27
2012	\$ 71.753,55	\$ 13.640,14	\$ 85.393,69

Tabla 4.10: Costos anuales evitados por energía y demanda con la reducción de 207kW del proceso de refinamiento

Para la suspensión de funcionamiento de la etapa de conversión la evaluación del efecto económico se realiza únicamente para el costo anual de energía ya que su efecto sobre la demanda es nulo en razón de que la demanda máxima de CARTOPEL se presenta en el horario base, mientras que la referida suspensión se presentaría en horario pico, con esto se tiene los siguientes resultados:

Año	Costo evitado por energía
2010	\$ 37.122,27
2011	\$ 38.441,92
2012	\$ 38.513,64

Tabla 4.11: Costos anuales evitados por demanda con la suspensión de operación en la etapa de Conversión durante el horario pico

Los resultados muestran que con las acciones de mejora operativa sería posible tener un ahorro anual promedio de \$ 123.424,24, valor que es referencial ya que depende directamente de las horas de operación estimadas del refinador a retirar de servicio así como de la coincidencia con la demanda máxima mensual.



4.3.2 Efecto sobre la demanda de CENTROSUR

La gestión de la demanda de CARTOPEL indudablemente tendrá un efecto sobre la demanda de energía de CENTROSUR, sin embargo en función de los resultados obtenidos se puede adelantar que el impacto no será muy apreciable en razón de que se toma como caso de estudio tan solo a un cliente.

Dentro de la zona de concesión de la distribuidora se tienen varios “grandes clientes” que mensualmente consumen una cantidad de energía superior a los 100.000 kWh con demandas superiores a los 1.000kW; si en estos clientes se pudiera replicar las estrategias de gestión de demanda, posiblemente se tendría una capacidad gestionable que pudiera ser representativa para la empresa de distribución.

A continuación se analizan los efectos que tendrían las acciones de gestión de la demanda de CARTOPEL sobre la distribuidora.

4.3.2.1 Modificación del patrón de demanda diaria

La modificación de la demanda de CENTROSUR por la gestión a realizar en CARTOPEL se determina utilizando como base de comparación las curvas diarias de demanda promedio de la subestación N°4 y de la totalidad del sistema de distribución.

La forma que presenta la demanda diaria promedio es correspondiente con el hecho de que la carga conectada en esta subestación tiene una mayoría de empresas cuyo régimen de producción está organizado en dos turnos de ocho horas que inician en las primeras horas de la mañana y que concluyen hacia horas de la tarde y noche, además de una mínima carga de tipo residencial.

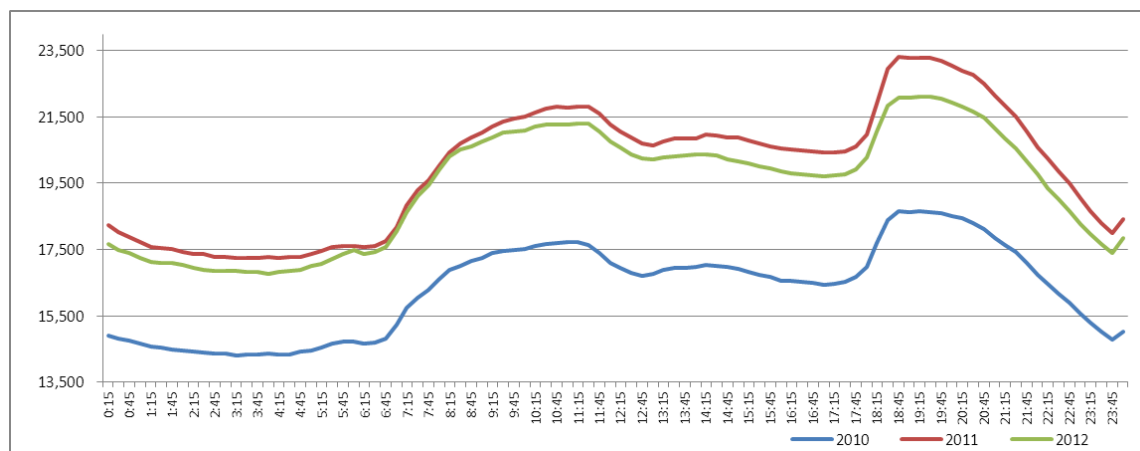


Figura 4.13: Curvas diarias de demanda promedio de la subestación N°4 para los años 2010, 2011 y 2012.
Fuente: Estadísticas Departamento de Supervisión y Control, CENTROSUR

Observando los históricos ha sido posible determinar el comportamiento de la demanda durante los últimos tres años en la referida subestación, el cual muestra que existen dos picos de potencia el primero a las 11:30 y el segundo y más alto entre las 18:45 y 19:00. El pico más elevado para el año 2010 alcanzó un valor promedio diario de 18.662kW y en 2012 ascendió a 22.111kW. La tasa de crecimiento observada entre los años 2010 y 2011 es de alrededor del 22,36%, mientras que para el año 2012 la demanda se contrajo en aproximadamente un 2,82%.

La demanda de CARTOPEL representa en promedio aproximadamente un 27,66% de la demanda total de la subestación, este porcentaje varía a lo largo del día llegando a ser de un poco más del 30% para horas de base, esta situación se debe al hecho de que esta empresa tienen su pico de consumo en horario base y manifiesta reducciones de demanda hacia los rangos horarios de media y punta.

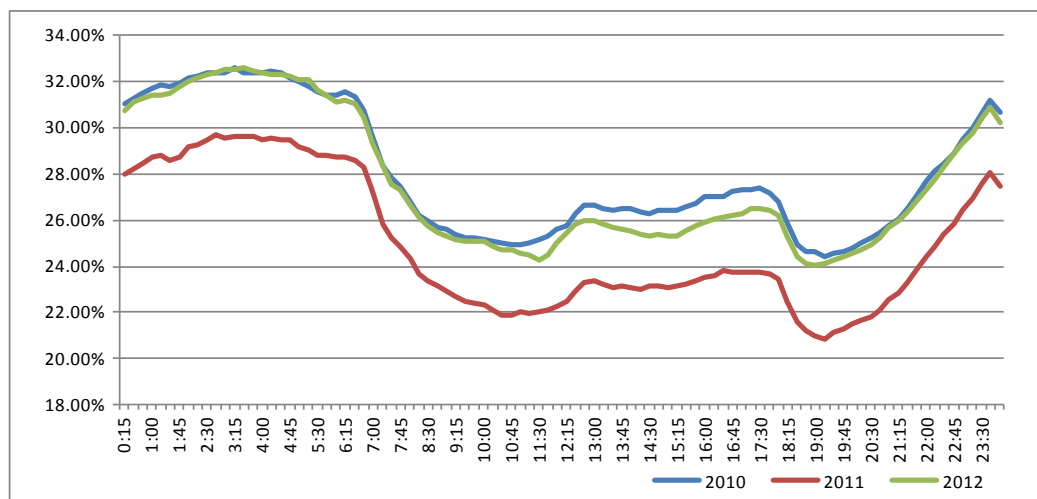


Figura 4.14: Porcentajes de participación de la demanda de CARTOPEL en la demanda de la subestación N°4 de CENTROSUR, para los años 2010, 2011 y 2012.
Fuente: Estadísticas Departamento de Supervisión y Control, CENTROSUR

La curva promedio de carga diaria de todo el sistema de distribución presenta una característica típica con tres picos, dos valles, dos ciclo de incremento de carga y uno de reducción, el primer pico ocurre hacia las 06:00 alcanzando valores, para el año 2012 de 85.828kW, el segundo pico a las 11:45 en donde la demanda alcanza los 106.892kW, y el tercero y más alto a las 19:30 con un valor de 140.772kW. Un aspecto importante es la alta variación que tienen los valores de demanda, para el año 2012 este rango fue de 61.786kW, comparando las demandas medias en cada rango horario se tiene que el pico más alto es hasta un 50,77% más elevado que la demanda media del horario base y 26,44% más alta que la media del rango de 08:00 a 18:00.

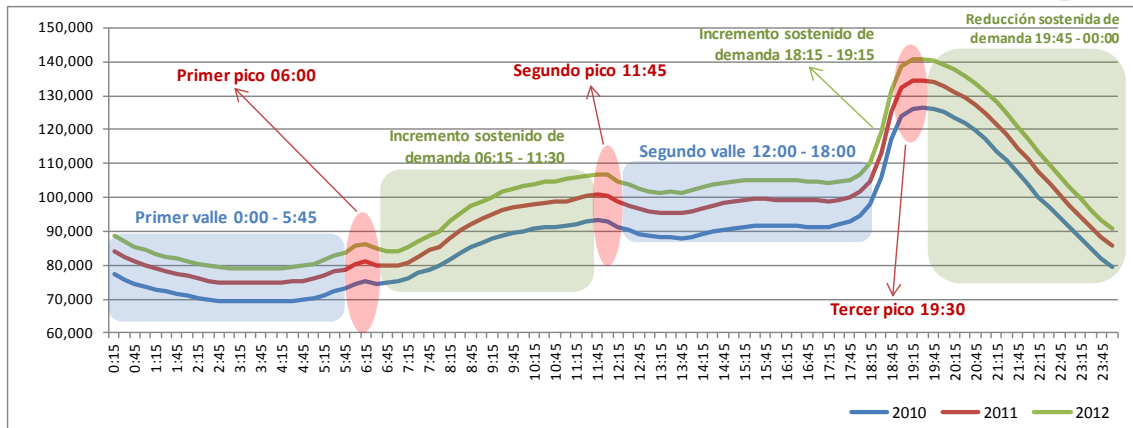


Figura 4.15: Curvas diarias de carga promedio para todo el sistema de distribución de la CENTROSUR, para los años 2010, 2011 y 2012.
Fuente: Estadísticas Departamento de Supervisión y Control, CENTROSUR

La carga de la subestación, dentro de la demanda total del sistema de distribución, representa en promedio el 20%, el rango de variación del porcentaje de participación se encuentra alrededor del 6% con una ocurrencia de mínimos y máximos hacia las 19:30 y 08:00 respectivamente, esto permite deducir que la demanda de la subestación no contribuye en gran medida a los picos de demanda del sistema. De manera similar si se compara la demanda de CARTOPEL con la de la distribuidora su porcentaje de participación promedio es del 5,30%, recordando que la demanda máxima de esta industria se presenta en el horario base, específicamente entre las 02:00 y las 4:15, y de que la curva diaria promedio presenta reducciones de demanda entre las 19:00 y 19:15 se determina que esta carga tampoco tiene incidencia en la potencia pico de la distribuidora.

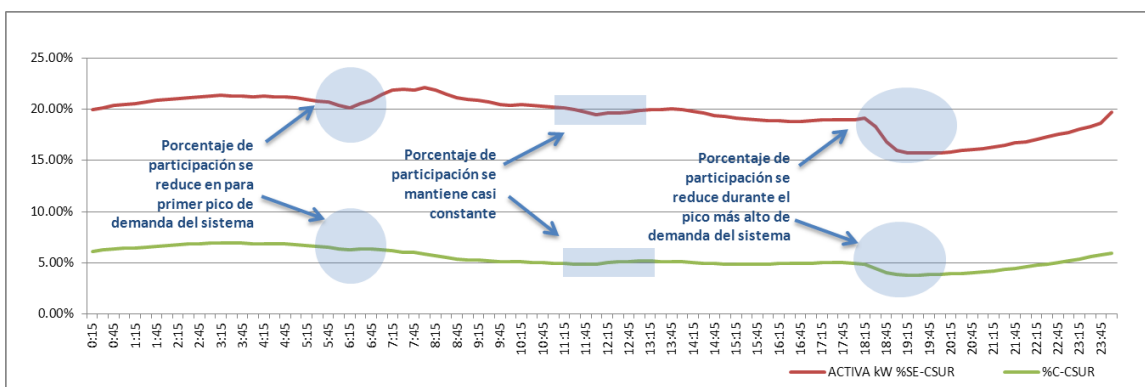


Figura 4.16: Porcentajes de participación de la demanda de la subestación N°4 y de CARTOPEL en la demanda de CENTROSUR para el año 2012
Fuente: Estadísticas Departamento de Supervisión y Control, CENTROSUR

De lo anterior es posible concluir lo siguiente:

- El efecto de la gestión de la demanda de CARTOPEL sobre el sistema de distribución es insignificante en razón de que el porcentaje gestionable de la



demanda apenas alcanzó un 10% del total de la demanda máxima de esta industrial.

- El pico de demanda del cliente se presenta entre las 02:00 y 04:15, es decir en horario base, lo cual no es coincidente con la hora a la cual el sistema experimenta la demanda pico (19:30) por lo que el aporte de la gestión de demanda a la reducción de demanda máxima del sistema no es apreciable.
- El único efecto de la gestión de demanda que podría ser considerado en una evaluación económica para la distribuidora, sería la reducción por consumo de energía en los períodos en los cuales se aplique la gestión para solventar restricciones técnicas y/o económicas del sistema de distribución.

4.3.2.2 Impacto económico sobre los costos de abastecimiento de energía

En los puntos anteriores se llegó a determinar las siguientes potencias en posibilidad de ser gestionadas:

- 370kW por mejora de la eficiencia de consumo.
- 611,74kW de carga interrumpible para solventar restricciones de la red.

En razón de que los valores de demanda máxima de CARTOPEL y de la CENTROSUR no son coincidentes en el tiempo, la gestión de demanda no tiene incidencia sobre el rubro de potencia para la distribuidora, por ello la única evaluación que tiene objeto es la del impacto sobre el costo de energía. La gestión de 370kW tiene el carácter de ser permanente en el tiempo, lo cual resulta en una reducción de 266.400 kWh mensuales, es decir una reducción promedio del 0,39% de la demanda energética anual típica de la distribuidora, esta disminución de consumo energético, valorada a precio medio de compra³⁰ da como resultado una reducción de alrededor del 0,39% de los costos totales de compra de energía.

Descripción	Año 2010	Año 2011	Año 2012
Costo Anual promedio por compra de energía (USD)	\$ 41'067.072	\$ 42'251.656	\$ 41'488.742
Reducción anual esperada en el costo de abastecimiento (USD)	\$ 171.318	\$ 163.676	\$ 152.168
Porcentaje de reducción de costos por compra de energía	0,42%	0,39%	0,37%

Tabla 4.12: Evaluación económica de reducción de costos por compra de energía con gestión de demanda en CARTOPEL

³⁰ El precio medio de compra es obtenido como la relación entre, el total de costos de compra en contratos regulados y mercado spot, y el total de energía consumida por el sistema de distribución. Para los años 2010, 2011 y 2012 los precios medios de compra de energía, para la CENTROSUR, fueron de 5,36, 5,12 y 4,76 ctv.USD/kWh respectivamente.

Los resultados de la evaluación muestran que la reducción de costos es mínima en comparación con los costos de abastecimiento de la totalidad del sistema de distribución, por otra parte es importante mencionar que el impacto económico que tendría la gestión de la demanda sobre el agente distribuidor dependerá en gran medida de los precios de la energía en el mercado mayorista y del esquema transaccional aplicado.

En función de lo antes citado es interesante realizar una evaluación del efecto económico en el caso de que el diferencial de energía reducido por gestión solo afectara la proporción de energía que la distribuidora compra en el mercado spot. En la siguiente figura se aprecia la evolución de los precios medios horarios observados durante los últimos tres años.

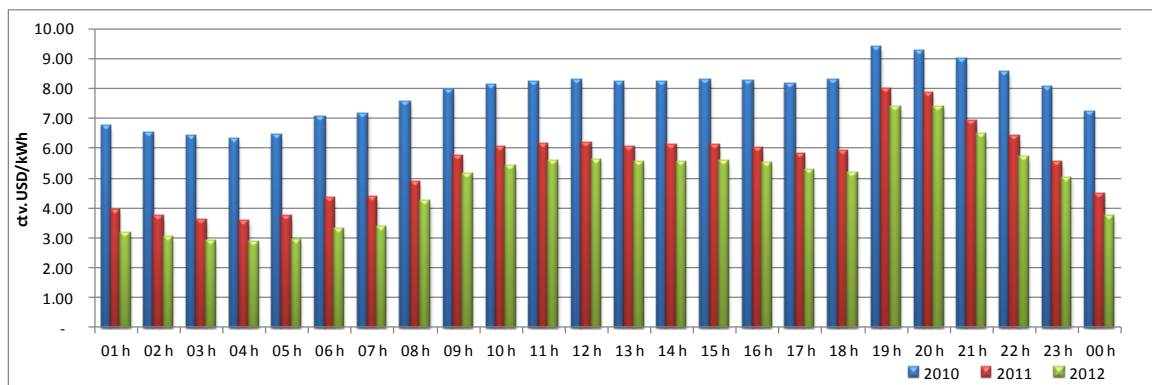


Figura 4.17: Precios marginales horarios del mercado spot de energía para los años 2010,2011 y 2012
Fuente: Estadísticas Departamento de Supervisión y Control, CENTROSUR

La característica de los precios horarios de energía es similar al comportamiento de la demanda de energía, con los valores más grandes hacia las horas comprendidas entre las 19 y 22 horas, durante este período de tiempo el precio de energía alcanza valores superiores a los valores medios de venta de energía a consumidor final por lo que en estas horas la operación del sistema de distribución no es económica. A pesar de ello, la tendencia observada a través de los últimos tres años, es una marcada reducción de los precios horarios del mercado spot, esto como resultado de una mayor disponibilidad de energía de origen hidroeléctrico.

Con base en los precios marginales, el resultado de la evaluación muestra que el porcentaje de reducción de costos (0,47%) es un poco mayor al obtenido de la evaluación a precio medio de compra (0,39%), de lo cual se deduce que reducciones



mayores son posibles de alcanzar cuando se compra una cantidad representativa en el mercado spot, esto demuestra el mayor atractivo que tiene la gestión de demanda en mercados de electricidad estructurados en el modelo de competencia mayorista o minorista.

Descripción	Año 2010	Año 2011	Año 2012
Reducción anual esperada en el costo de abastecimiento (USD)	\$ 253.054	\$ 177.009	\$ 155.973
Porcentaje de reducción de costos por compra de energía	0,62%	0,42%	0,38%

Tabla 4.13: Evaluación económica de reducción de costos por compra de energía con gestión de demanda en CARTOPEL, evaluada a precio horario de mercado spot

Un caso singular a analizar es la condición de déficit de energía, para el cual se determinó un valor aproximado de 611,74kW en posibilidad de ser interrumpidos sin afectar mayormente el proceso productivo, esta potencia sumada a la ya gestionada por mejora del proceso productivo suman un total de casi 982kW.

Para las condiciones de déficit de energía, experimentadas durante el último trimestre del año 2009, con la carga interrumpible de CARTOPEL saliendo fuera de operación durante el período de baja carga de esta industria, esto es por un período de hasta 10 horas diarias desde las 06:00 hasta las 16:00, la reducción mensual de energía asciende hasta un valor de 449.922kWh, esta energía valorada a precio medio de compra para los años 2009 al 2012 da una reducción promedio mensual de costos de \$23.553,42.

Descripción	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012
Reducción promedio de costos mensuales de compra de energía (USD)	\$ 25.645,55	\$ 24.115,82	\$ 23.036,01	\$ 21.416,29
Porcentaje de reducción de costos	0,84%	0,70%	0,65%	0,62%

Tabla 4.14: Evaluación económica de reducción de costos por compra de energía con la salida de operación de la carga interrumpible de CARTOPEL para satisfacer condiciones de déficit de abastecimiento.

Los resultados económicos obtenidos muestran que el mejor escenario para la gestión de la demanda es su aplicación con miras a solventar restricciones del sistema de distribución, no obstante para que esta opción sea viable deberá tener un adecuado incentivo económico para el cliente, de forma que éste perciba los beneficios de consumir eficientemente y prescindir de cargas no esenciales en condiciones emergentes, así como también no impactar negativamente en la economía de la distribuidora.



4.4 Análisis del marco regulatorio vigente

Si bien en el Ecuador existen esquemas tarifarios horarios que establecen costos diferentes para el kWh en función de la hora a la cual se presenta el consumo de energía, estas tarifas no han constituido una estructura regulatoria completamente eficaz para incentivar el consumo eficiente de energía por parte del cliente, así como tampoco han impulsado a las empresas de distribución a realizar planes de gestión de la demanda.

Durante la crisis energética experimentada en el año 2009, el CONELEC emitió la Regulación 006/09 la cual tenía como objetivo específico el incentivar la producción eléctrica de aquellos clientes que contaran con generadores de emergencia de al menos 100kW, para de esta forma reducir su demanda eléctrica del sistema de distribución, luego de superada la crisis este instrumento regulatorio fue reemplazado por la Regulación 003/10, la cual en la actualidad es el único documento que establece una estructura de incentivo hacia la autogeneración para abastecimiento propio del cliente industrial, no obstante esta regulación entra en vigencia solamente en caso de déficit de abastecimiento energético del sistema.

4.4.1 La regulación CONELEC 006/09

Esta Regulación fue emitida por el CONELEC en el mes de noviembre de 2009 a raíz de la promulgación del Decreto Ejecutivo N°124³¹ y en ella se establecieron las condiciones técnicas y económicas para la contribución de los generadores de emergencia de los clientes calificados para el autoabastecimiento de su demanda. A continuación se realiza una descripción y análisis de los resultados de la aplicación de la referida Regulación en la CENTROSUR.

4.4.1.1 Condiciones técnicas y comerciales

La condición técnica básica establecida por el CONELEC para la calificación como “Generador de Emergencia” fue la de contar con un equipo de generación de una potencia mínima de 100 kW, así como el poseer un sistema de medición que permitiera registrar la producción de energía. La calificación dependía de un proceso de

³¹ El Decreto Ejecutivo N°124 emitido el 6 de noviembre de 2009 estableció el estado de excepción eléctrica en todo el territorio nacional del Ecuador debido a los bajos caudales registrados en los afluentes de la vertiente oriental del país así como a la baja disponibilidad de energía por el enlace internacional con Colombia.



verificación e inspección de las instalaciones del generador por parte de la empresa de distribución.

En el aspecto operativo, la Regulación dejó la potestad de coordinar el funcionamiento de los generadores a las empresas de distribución, las cuales en este aspecto, quedaron libres de coordinar cuando y durante que períodos de tiempo generarían estos equipos, obligando a reportar al CENACE los valores proyectados de demanda autoabastecida.

En el ámbito comercial, la Regulación fijó en \$ 0,15/kWh la remuneración que recibiría el cliente calificado por la actividad de generación, los cuales se pagaban en forma de descuento del valor total de la factura por el servicio eléctrico del mes correspondiente, no obstante, en el cálculo de la energía consumida por el cliente se incluyó también la energía autoabastecida con el generador de emergencia. Esta forma de evaluar comercialmente la energía producida por los clientes, distorsionó la señal de incentivo económico que se pretendía dar a los usuarios pues en realidad el precio pagado fue de \$0,0931/kWh, es decir casi un 38% inferior a lo que se mencionaba en el texto de la Regulación.

4.4.1.2 Resultados energéticos de aplicación en la CENTROSUR

La aplicación de la Regulación CONELEC 006/09 abarcó el período comprendido entre el mes de noviembre de 2009 y el mes de febrero de 2010, durante los referidos meses la contribución de energía alcanzó los 2.110,82MWh, valor que representó un 4,77% del total de energía demandada por los clientes calificados. En los siguientes gráficos se puede observar los valores y el porcentaje mensual alcanzado por el autoabastecimiento.

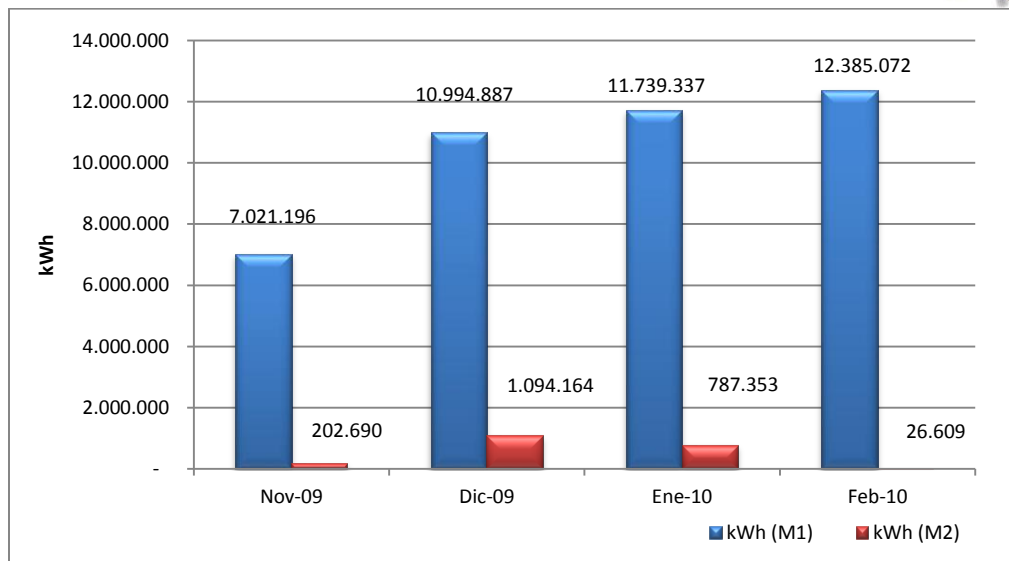


Figura 4.18: Energía demandada al sistema de distribución vs. Energía autogenerada
M1: Energía demandada medida en registrador de la distribuidora
M2: Energía producida y medida en bornes de la máquina generadora
Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

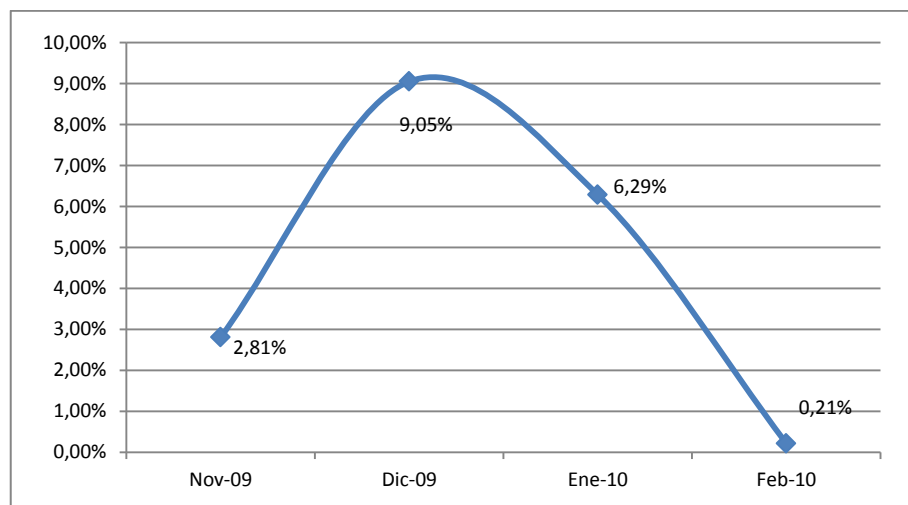


Figura 4.19: Porcentaje de aporte mensual de la energía autogenerada a la demanda total de los clientes calificados
Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

Con respecto a la composición de abastecimiento de la demanda del sistema de distribución, la energía producida por los generadores de emergencia representó en promedio el 0,91% del total de energía requerida por el sistema de distribución.

Mes	kWh - Contratos	kWh -Spot	kWh – AGP*	kWh - TOTAL
Nov-09	46,759,070	6,758,490	202,690	53,720,250
Dic-09	47,981,826	8,733,838	1,094,164	57,809,828
Ene-10	52,671,445	6,081,172	787,353	59,539,971
Feb-10	54,277,193	3,484,827	26,609	57,788,629
TOTAL	201,689,535	25,058,327	2,110,816	228,858,677

Tabla 4.15: Composición del abastecimiento energético de la CENTROSUR



durante el período de aplicación de la Regulación CONELEC 006/09

*Aporte de la autogeneración

Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

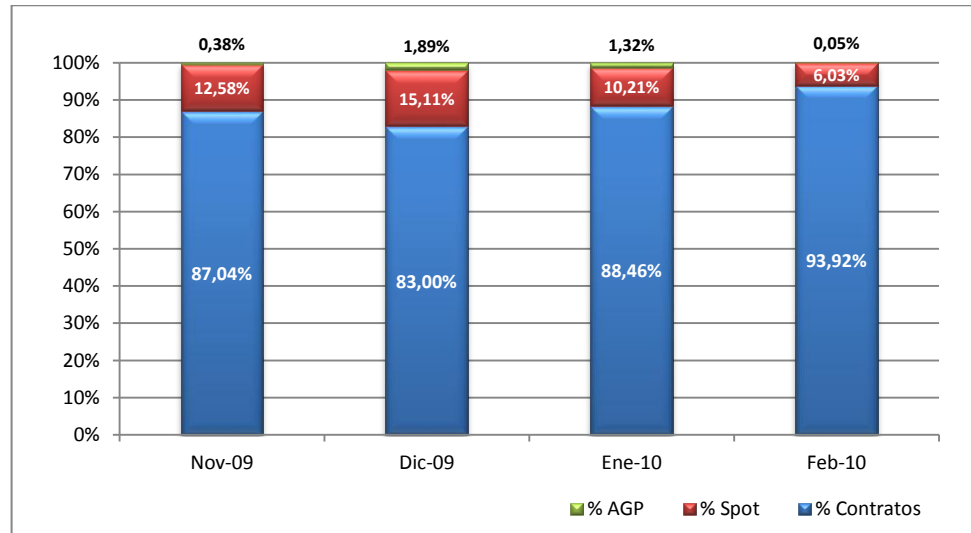


Figura 4.20: Porcentajes de la composición del abastecimiento energético de la CENTROSUR durante el periodo de aplicación de la Regulación CONELEC 006/09

Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

La aplicación del esquema de autogeneración emergente mostró que, del total de energía generada, el mayor aporte se presentó entre las 08:00 y las 18:00, alcanzando un porcentaje del 33,32% seguido del horario de las 22:00 a 08:00 con el 32,85%, mientras que el período pico de 18:00 a 22:00 tanto en días laborables como de fin de semana mostraron aportes del 25,18 y 8,65% respectivamente.

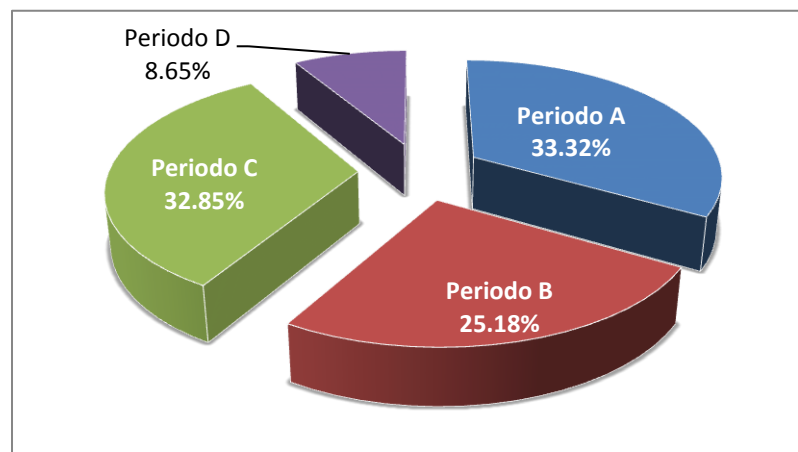


Figura 4.21: Porcentajes del aporte energético de la autogeneración emergente del período noviembre 2009 – febrero 2010 por período horario

Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

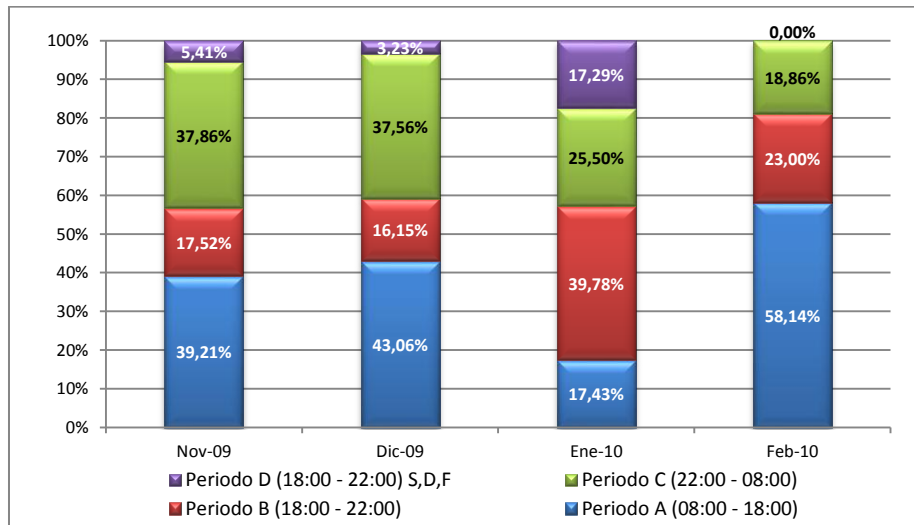


Figura 4.22: Detalle mensual de los porcentajes de aporte energético de la autogeneración emergente durante el período noviembre 2009 – febrero 2010
Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

En función de las características de funcionamiento y operación de los generadores, no todos los clientes pudieron generar energía en las mismas condiciones, esta situación se presentó debido a que las máquinas que tienen potencias cercanas a los 100kW generalmente son unidades emergentes que no están diseñadas para un funcionamiento continuo de más allá de unas cuantas horas, esta característica limitó en gran medida la participación de muchos de los clientes así como también influyó negativamente en la adecuada percepción del incentivo económico que pudieron recibir por su actividad.

El único cliente con capacidad de generación continua fue Continental Tire Andina, razón por la cual alcanzó una participación del 54,63% en el total de energía generada durante el período de crisis. Considerando esta particularidad se observa que la contribución horaria de la generación emergente de los clientes calificados se concentra en más del 50% en el rango horario de 08:00 a 18:00

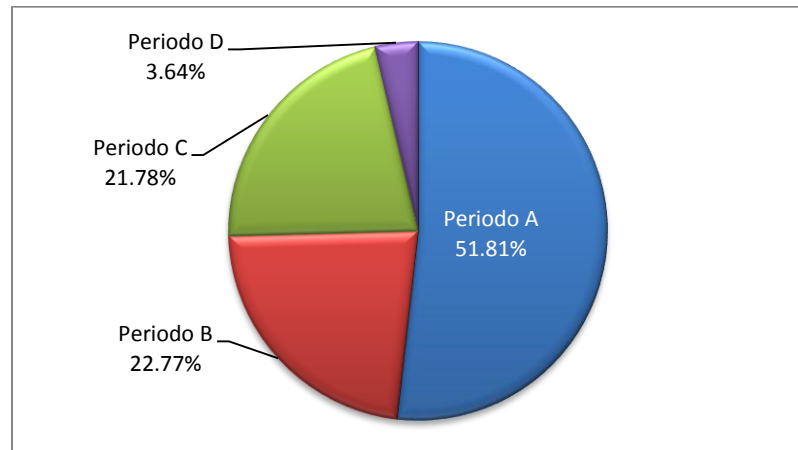


Figura 4.23: Porcentajes del aporte energético de la autogeneración emergente del período noviembre 2009 – febrero 2010 por período horario, sin considerar aporte de Continental Tire Andina

Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

4.4.1.3 Resultados comerciales de aplicación en la CENTROSUR

El esquema comercial establecido por la Regulación, además de la valoración de \$0,15 por cada kWh generado, contemplaba una reducción del 25% del total de la planilla por consumo eléctrico en el caso de que la energía producida superase el 25% del total de la demanda del cliente. El detalle de los valores es el siguiente:

Mes	AGP (\$)	Desc. (\$)	TOTAL (\$)
Nov-09	\$ 30,403.50	\$ -	\$ 30,403.50
Dic-09	\$ 164,124.60	\$ 30,393.48	\$ 194,518.08
Ene-10	\$ 118,102.95	\$ 35,077.46	\$ 153,180.41
Feb-10	\$ 3,991.35	\$ -	\$ 3,991.35
TOTAL	\$ 316,622.40	\$ 65,470.94	\$ 382,093.34

Tabla 4.16: Valoración de la generación de emergencia y descuento del 25% por autoabastecimiento

Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

No obstante, como se describió anteriormente la energía generada también se incluyó como parte de la demanda suministrada por la distribuidora y fue valorada a la tarifa vigente, razón por la cual la distribuidora cobró un total de \$120.088,08 dando como resultado un valor neto compensado de \$262.005,26. De este valor aproximadamente el 62,30% correspondió a la producción de la empresa Continental Tire Andina, seguida de Graiman S.A. con el 13,82%.

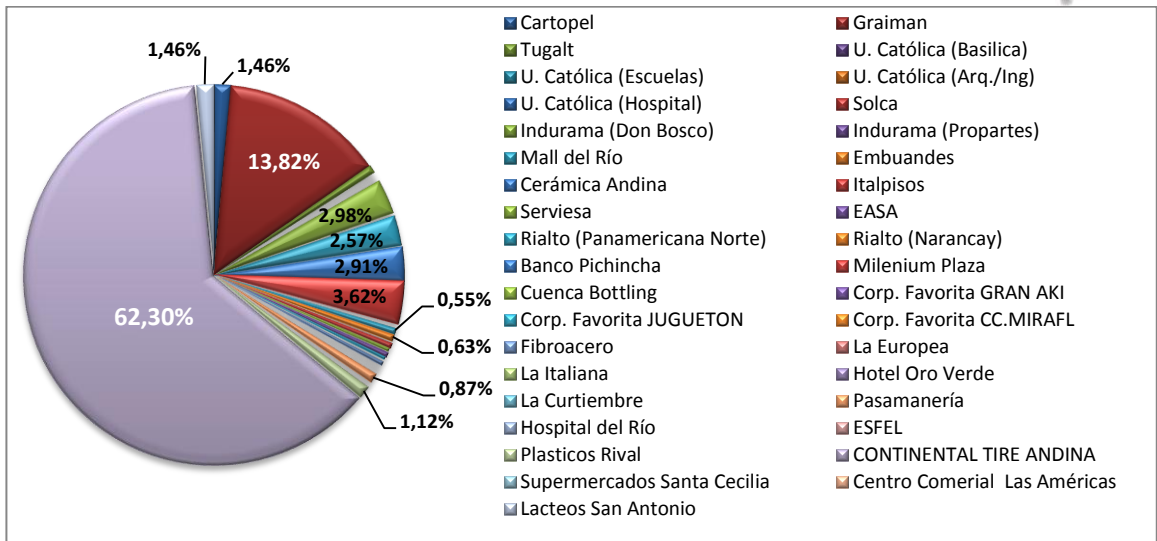


Figura 4.24: Porcentajes de compensaciones pagadas por la CENTROSUR a los clientes calificados como generadores de emergencia
Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

La mayor parte de las compensaciones pagadas por la distribuidora correspondieron a generación de los horarios de 08:00 a 18:00 y 22:00 a 08:00, observándose porcentajes superiores al 80% entre los dos períodos.

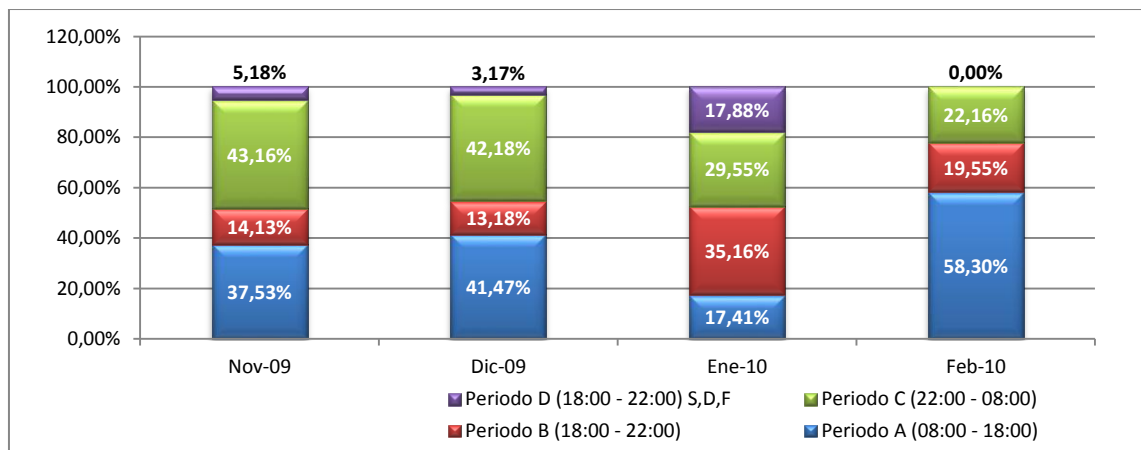


Figura 4.25: Composición porcentual de los costos por generación emergente pagada por la distribuidora a los clientes calificados, en función del rango horario de generación.
Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

El hecho de que los costos disminuyeran para el período pico (18:00 a 22:00) y consecuentemente la generación, tiene relación con el hecho de que la tarifa más alta se tenga para este horario, si bien podría pensarse que el autoabastecerse durante el período donde la energía es más cara sería la mejor estrategia por parte de los clientes, debido al esquema comercial de la Regulación, la energía generada en hora pico también se incluiría como energía provista por la distribuidora y por lo tanto sería



tarifada en la planilla eléctrica al más alto costo, por este motivo es que la generación y los costos disminuyen en este período. El único mes en el cual se observó un cambio en este comportamiento es en el mes de enero situación que corresponde con el más alto aporte de la generación de Continental Tire Andina al ser el único con capacidad de generación sincronizada con el sistema de distribución y de forma más continua que el resto de clientes.

Si bien el incentivo económico para que los clientes se autoabastezcan, estableció un precio de \$0,15/kWh, debido al esquema comercial de la Regulación, el precio real promedio reconocido terminó siendo de \$0,0931/kWh, si se compara este valor con los precios promedio pagados a la generación térmica durante el período de crisis, se observa que en realidad este no fue un incentivo eficaz y en términos generales pudo incluso generar pérdidas económicas para los clientes.

Mes	Energía Generada (kWh)	Costo real (\$) ³²	Precio medio (ctv./kWh)
Nov-09	202.690	\$ 18.846,84	9,29
Dic-09	1'094.164	\$ 103.286,82	9,44
Ene-10	787.353	\$ 72.000,20	9,14
Feb-10	26.609	\$ 2.400,46	9,02
Precio medio total			9,31

Tabla 4.17: Precios medios reales pagados por la autogeneración emergente
Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

Generador	Nov.2009	Dic.2009	Ene.2010	Feb.2010	Promedio
Termoesmeraldas	5.01	4.98	5.10	5.43	5.13
Electroguayas	7.25	7.46	7.42	6.95	7.27
Termopichincha	9.86	11.23	9.07	11.48	10.41
Electroquil	11.01	10.78	11.02	12.11	11.23
Generoca	8.62	8.59	8.59	8.97	8.69
Termoguayas	7.80	7.77	7.79	8.10	7.86
Lafarge Cementos	5.87	5.62	5.63	5.65	5.69
Machala Power	6.89	7.07	6.88	7.38	7.06
Intervisa Trade	9.98	10.83	11.65	11.15	10.90
Promedio	8.03	8.26	8.13	8.58	8.25

Tabla 4.18: Precios medios en centavos de dólar por kWh de la generación térmica en el mercado eléctrico mayorista
Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR

Como se puede apreciar en las tablas precedentes, el precio unitario del kWh autogenerado fue en promedio apenas superior al precio del kWh generado por un productor térmico (1,06ctv./kWh), si se considera que el enfoque comercial y de negocio de un cliente industrial y/o comercial no gira en torno a la producción eléctrica, es posible deducir que el precio fue insuficiente para compensar los costos de operación y mantenimiento de unidades que no se encuentran diseñadas para producción continua.

³² El costo real se calculó restando la valoración de la energía autogenerada a tarifa regulada.



4.4.1.4 La Regulación CONELEC 003/10

Con fecha 2 de septiembre de 2010, el CONELEC expidió la Regulación 003/10 “Operación Técnica – Comercial de Grupos Electrógenos de Emergencia en Períodos de Déficit y/o Racionamiento de Energía Eléctrica”, este documento derogó la Regulación 006/09 sobre “Generación de Emergencia” que entró en vigencia durante la crisis de noviembre 2009 a febrero 2010.

La Regulación 003/10 en lo referente a los objetivos, requisitos técnicos, procedimientos de calificación y operación, establece similares condiciones y características que la 006/09, sin embargo introduce cambios sustanciales en la liquidación comercial de la energía generada con los grupos de emergencia por parte de los clientes calificados, entre los cuales se pueden mencionar:

- Establecimiento del concepto de Factor de Operatividad.
- Establecimiento de dos precios para la generación eléctrica de emergencia.
- Procedimiento para liquidación comercial en períodos atípicos de facturación.
- Procedimiento para la liquidación comercial de la generación de consumos propios de agentes autogeneradores y generación emergente de agentes generadores calificados por el CONELEC.

Estas características tienen la intencionalidad de cubrir ciertos vacíos que tenía la regulación anterior como por ejemplo el hecho de que, en períodos de déficit, el mejor uso que el sistema puede hacer de la generación emergente se encuentra en permitir una disminución de la demanda de energía en horas en que no se realicen cortes programados, por lo tanto esta energía debería ser valorada con un mayor precio para incentivar y reconocer la participación del cliente. Por otra parte también se encontraba el aspecto de como liquidar la energía generada cuando el período no cubría exactamente el tiempo de un mes de facturación debido a las fechas de activación o desactivación del esquema emergente, así como también la producción de agentes que no son clientes regulados de la distribuidora. En contraparte, la similitud que comparten las dos regulaciones en el tema comercial, radica en la conservación de la característica de sumar la energía generada a la energía suministrada por la distribuidora para efectos de facturación.



El factor de operatividad establece una tasa o porcentaje de funcionamiento del grupo electrógeno comparado con un horizonte de tiempo que se asume de un mes, se tienen dos tipos de factores:

$$Fom = \frac{Hr}{Ht}$$

$$FO = \frac{Hop}{Ht}$$

En donde:

Fom: Factor de operatividad mínimo

FO: Factor de operatividad real

Hr: Cantidad de horas de racionamiento que afecten al cliente calificado durante un mes o período de facturación

Hop: Cantidad de horas reales de funcionamiento del grupo electrógeno durante un mes o período de facturación

Ht: Cantidad de horas totales del mes o período de facturación

La nueva forma de liquidación comercial, establece dos valoraciones económicas diferentes para la energía producida en función de si la producción del grupo electrógeno excedió o no el factor de operatividad mínimo, los precios establecidos se determinan como:

$$PEGEE1 = CO\&M + Cc \quad FO \leq Fom$$

$$PEGEE2 = PEGEE1 * 1 + M \quad FO > Fom$$

En donde:

PEGEE: Precio de energía generada por grupos electrógenos de emergencia.

CO&M: Costo de operación y mantenimiento, excepto combustible, en (cUSD/kWh), se considera el precio promedio que facturan por el servicio empresas especializadas en el mercado local para el generador tipo.

Cc: Costo de combustible a precio de mercado local incluido el transporte (cUSD/kWh)

M: Margen adicional determinado por el CONELEC, de acuerdo al costo de oportunidad del mercado eléctrico, revisado por el regulador anualmente. (Adimensional < 1).

Con base en el factor de operatividad la liquidación comercial de la energía generada por el grupo electrógeno es de dos tipos:

$$L = M2 * PEGEE1 \quad si \quad FO \leq Fom$$



$$L = M2 * FOm * PEGEE1 + M2 * FO - FOm * PEGEE2 \quad \text{si } FO > FOm$$

En donde:

L: Liquidación de la energía del período correspondiente

M2: Energía producida por el grupo electrógeno

Como se puede observar, el esquema comercial establecido hace que la valoración económica de la energía producida por el grupo electrógeno de emergencia del cliente calificado dependa en gran medida del factor de operatividad (FO), sin embargo analizando los posibles escenarios de producción para un cliente se tiene:

Escenario 1: Cliente genera solamente durante las horas de racionamiento, es decir el FO es menor o igual a FOm.

Escenario 2: Cliente genera durante más horas que la duración de los períodos de racionamiento, es decir FO es mayor que FOm.

Para el escenario 1 se tendría:

$$L_{real} = M2 * PEGEE1 - M2 * Th$$

En donde Lreal es la valoración económica real del kWh generado considerando el hecho de que esta energía tiene que sumarse al consumo energético suministrado por la distribuidora y por lo tanto se valora a la tarifa regulada vigente (Th).

Mientras que para el escenario 2:

$$FOm < 1$$

$$FO < 1$$

$$L_{real} = M2 * FOm * PEGEE1 + M2 * FO - FOm * PEGEE2 - M2 * Th$$

Expresión en la cual se observa que la valoración de la energía al precio PEGEE1 se ve penalizada al multiplicarse por FOm, este factor de operatividad, de acuerdo a su expresión de cálculo siempre será un valor decimal inferior a la unidad. En el caso de la energía valorada a PEGEE2 la penalización es aún mayor al multiplicarse por la diferencia de FO y FOm siendo ambos factores de operatividad números decimales inferiores a la unidad.



En razón de lo analizado se observa que la regulación penaliza la valoración de la energía generada por el cliente si éste produce más allá de las horas de racionamiento, en otras palabras no incentiva la participación de los clientes para autoabastecerse en condiciones de déficit de energía del sistema, sino que hace exactamente lo opuesto.

Hasta la fecha las condiciones operativas del sistema nacional no han requerido la activación del esquema propuesto por la regulación 003/10, sin embargo por la forma de valoración económica, el incentivo para el cliente depende del precio PEGEE1 fijado por el CONELEC, el cual para el año 2010 fue establecido en 15ctv.USD/kWh.

Si actualmente el sistema requiriese la activación de la regulación 003/10, se estima que el precio PEGEE1 no superaría los 10ctv.USD/kWh ya que los costos variables de producción de las unidades tipo motor de combustión interna con diesel actualmente disponibles en el mercado eléctrico mayorista del Ecuador, muestran un valor promedio de 8,026ctv.USD por kWh³³, valor que, de acuerdo a la regulación CONELEC 003/03³⁴ incluye los costos de adquisición y transporte de combustible.

4.4.2 Esquema tarifario con incentivo para consumo eficiente por rango horario

Otro esquema de incentivo al consumo eficiente y desplazamiento de demanda fuera de horario pico, que se encuentra vigente en la regulación del sector eléctrico, es la forma de tarificación de cargos por consumo de energía y demanda máxima a los clientes clasificados en la categoría general de tipo comercial e industrial en baja, media y alta tensión. El pliego tarifario vigente ubica a los clientes comerciales e industriales en la categoría general pudiendo estar dentro de los grupos de baja, media y alta tensión, los rubros que se incluyen en cada tipo de tarifa son:

³³ Valor obtenido como el promedio de todos los costos variables horarios de los meses de octubre y noviembre de 2012 de las unidades térmicas tipo diesel del MEM, se han considerado los referidos meses debido a la baja precipitación lluviosa, mayor generación térmica y por lo tanto una probabilidad más alta de requerir de generación emergente.

³⁴ Regulación sobre la Declaración de Costos Variables de Producción para generadores hidroeléctrico y térmicos.



N°	Grupo	Tarifa	Rubro Tarifario		
			Com.*	Demanda	Energía
1	BT**	General sin Demanda	SI	NO	SI, Tarifa incremental en función del consumo (USD/kWh)
2		General con Demanda	SI	SI, Tarifa única (USD/kW)	SI, Tarifa incremental en función del consumo (USD/kWh)
3		General con Demanda Horaria	SI	SI, Tarifa única afectada por factor de corrección (USD/kW*FC)	SI, Tarifa diferente en dos períodos (07-22,22-07h) (USD/kWh)
4	MT***	Con Demanda	SI	SI, Tarifa única (USD/kW)	SI, Tarifa incremental en función del consumo (USD/kWh)
5		Con Demanda Horaria	SI	SI, Tarifa única afectada por factor de corrección (USD/kW*FC)	SI, Tarifa diferente en dos períodos (07-22,22-07h) (USD/kWh)
6		Con Demanda Horaria para Industriales	SI	SI, Tarifa única afectada por factor de corrección (USD/kW*FCI)	SI, Tarifa diferente en cuatro períodos (08-18,18-22,22-08, 18- 22hFeriado) (USD/kWh)
7	AT****	General excepto Industriales	SI	SI, Tarifa única afectada por factor de corrección (USD/kW*FC)	SI, Tarifa diferente en dos períodos (07-22,22-07h) (USD/kWh)
8		Cientes Industriales	SI	SI, Tarifa única afectada por factor de corrección (USD/kW*FCI)	SI, Tarifa diferente en cuatro períodos (08-18,18-22,22-08, 18- 22hFeriado) (USD/kWh)

Tabla 4.19: Tarifas generales de uso comercial e industrial en baja, media y alta tensión

* Comercialización, ** Baja Tensión, ***Media Tensión, **** Alta Tensión.

Fuente: Pliego Tarifario, año 2012.

Todas las tarifas para el uso de energía comercial e industrial tienen los rubros de comercialización, demanda y energía, a excepción de la tarifa general sin demanda en baja tensión. Para el caso del rubro comercialización éste es un valor fijo actualmente ubicado en \$1,41.

4.4.2.1 El cargo por energía horaria

Para el cargo de energía, el pliego establece dos formas de tarifación, la primera es una tarifa incremental en función del nivel de consumo, mientras que la segunda es una tarifa diferenciada en dos y cuatro rangos horarios respectivamente.



La tarifa incremental de consumo de energía se aplica a la categoría general sin demanda de baja tensión, mientras que para las categorías con demanda en baja y media tensión tiene un valor plano para cualquier magnitud de consumo.

Grupo	Tarifa	Rango de consumo	Valor (USD/kWh)*
Baja Tensión	General sin Demanda	0 – 300kWh	0,063
		> 300kWh	0,079
	General con Demanda	Todo rango de consumo	0,070
Media Tensión	Con Demanda	Todo rango de consumo	0,061

Tabla 4.20: Valores del cargo por energía en los grupos de baja y media tensión con y sin demanda, *Valores para empresa única
Fuente: Cargos tarifarios vigentes, www.conelec.gob.ec

La tarifa diferenciada por rangos horarios es una forma de incentivar el consumo en horas fuera de los horarios medio y pico (08:00 a 22:00) en los cuales la operación del sistema eléctrico es más costosa, el cliente se beneficia de tarifas más bajas para horarios de valle y en días fines de semana y feriados, mientras que el consumo en el horario pico es penalizado con un valor más alto.

Grupo	Tarifa	Rango Horario	Valor (USD/kWh)*
Baja Tensión	General con Demanda Horaria	07:00 – 22:00	0,070
		22:00 – 07:00	0,056
Media Tensión	Con Demanda Horaria	07:00 – 22:00	0,061
		22:00 – 07:00	0,049
	Con Demanda Horaria para Industriales	L-V 08:00 – 18:00	0,061
		L-V 18:00 – 22:00	0,075
		L-V 22:00 – 08:00	0,044
		S,D,F 18:00 – 22:00	0,061
Alta Tensión	General excepto Industriales	07:00 – 22:00	0,055
		22:00 – 07:00	0,049
	Clientes Industriales	L-V 08:00 – 18:00	0,055
		L-V 18:00 – 22:00	0,068
		L-V 22:00 – 08:00	0,044
		S,D,F 18:00 – 22:00	0,055

Tabla 4.21: Valores del cargo por energía según rango horario de consumo en los grupos de baja, media y alta tensión, L –V: Lunes a Viernes, S,D,F: Sábados, Domingos y Feriados
Fuente: Cargos tarifarios vigentes, www.conelec.gob.ec

4.4.2.2 El cargo por demanda

Para el cargo por demanda, el pliego establece que se factura la demanda máxima del mes de consumo valorada a un precio en USD/kW, no obstante el valor así calculado se afecta por un factor de corrección que evalúa la coincidencia de la demanda máxima con el horario pico de 18:00 a 22:00, se establece un factor de corrección para los clientes industriales en media y alta tensión y otro factor para el resto de clientes, para el primer caso el factor se calcula como:



$$FCI = 0,5 \quad \text{si } \frac{DP}{DM} < 0,6$$

$$FCI = 0,5833 * \frac{DP}{DM} + 0,4167 * \frac{DP}{DM}^2 \quad \text{si } 0,6 < \frac{DP}{DM} < 0,9$$

$$FCI = 1,2 \quad \text{si } 0,9 < \frac{DP}{DM} < 1$$

En el resto de clientes el factor es:

$$FC = \frac{DP}{DM}$$

En donde:

DP: Demanda máxima registrada por el consumidor en hora pico (18:00 a 22:00)

DM: Demanda máxima registrada por el consumidor durante el mes de facturación.

Como se observa, la tarifa aplicada a los clientes comerciales e industriales introduce señales económicas que incentivan el uso eficiente y el desplazamiento de la demanda hacia períodos que no coincidan con el de mayor requerimiento energético del sistema.

A pesar de que el precio por kWh es reducido en horas de baja demanda, no existe un análisis de cuál ha sido el efecto de las tarifas de energía sobre el patrón de consumo de los clientes y si éstos efectivamente realizan el mayor consumo en los períodos en los que el kWh es más económico. En el caso del cargo por demanda, la tarifa penaliza a los consumidores industriales con un recargo del 20% si la demanda máxima mensual coincide con el horario pico, no obstante los resultados observados desde la aplicación de esta señal de eficiencia muestran que en promedio aproximadamente un cuarto de los clientes industriales con demanda horaria se encuentran penalizados cada mes.

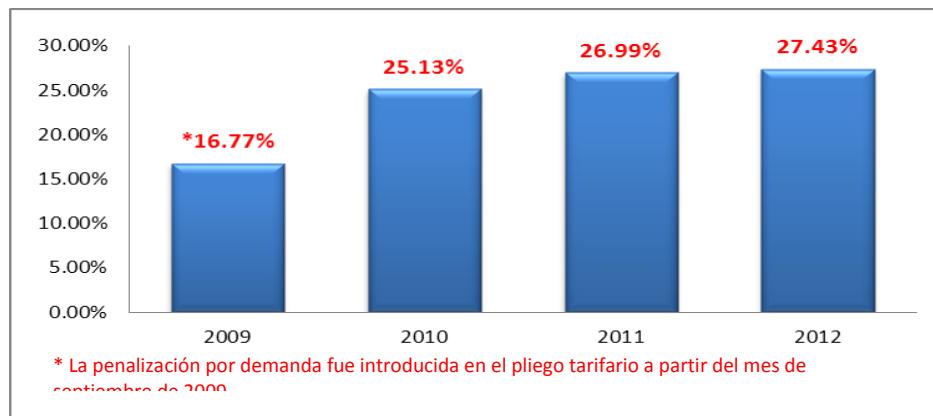


Figura 4.26: Porcentajes promedio de clientes penalizados por demanda
Fuente: Dirección de Comercialización CENTROSUR



4.4.3 Propuestas y recomendaciones desde la perspectiva regulatoria

Los resultados obtenidos del análisis de la demanda de CARTOPEL, la gestión de demanda propuesta en el presente trabajo y el análisis realizado de las regulaciones vigentes que de alguna forma incentivan el uso eficiente de energía en el sector industrial, permiten determinar que, la aplicación de la gestión de demanda en el Ecuador requiere de dos condiciones fundamentales para su óptimo desempeño desde las perspectivas del cliente y del sector eléctrico:

- a) Contar con un instrumento regulatorio que permita explotar la capacidad gestionable de la demanda de energía eléctrica del sector industrial, el cual establezca las condiciones técnicas y comerciales de aplicación.
- b) Reestructurar los incentivos tarifarios vigentes para el sector industrial, así como también la actual Regulación sobre generación emergente para períodos de déficit y/o racionamiento eléctrico.

De la revisión a los casos y experiencias internacionales, realizada en el capítulo uno del presente trabajo, se conoce de los positivos resultados obtenidos en la aplicación de la gestión de demanda (GD) si a esta realidad se suma el hecho de que actualmente en el Ecuador se encuentra en proceso el análisis para la implementación de proyectos que permitan el desarrollo de la llamada red inteligente o “smartgrid” la cual comprende entre otros aspectos el despliegue de tecnología AMI³⁵, se entiende que es necesario actualizar y complementar la regulación actual de forma que se permita explotar al máximo las bondades de la nueva tecnología y que sus beneficios sean aprovechados correctamente tanto por distribuidoras como por clientes.

Los resultados de evaluación económica muestran que la GD puede tener dos perspectivas de análisis, la del cliente y la de la distribuidora, para el primer caso es indispensable hacer económicamente atractiva su aplicación para que sea rentable emprender el proyecto de reducir y/o modificar el patrón de consumo eléctrico, para el caso de CARTOPEL las reducciones de costos que se determinaron pueden ser motivadoras sin embargo se hace evidente que si los estudios de GD se enmarcaran dentro del contexto de aplicación regulatoria o normativa del sector y estuvieran

³⁵ Infraestructura Avanzada de Medición, por sus siglas en inglés.



acompañadas de un incentivo económico por cargas interrumpibles, la ejecución de la GD fuera más eficaz y se lograría un mayor compromiso por parte del cliente.

Desde el lado de la distribuidora, el resultado económico no es determinante, es decir, no se aprecia que la GD pueda significar un gran ahorro de recursos tanto técnicos como económicos para el abastecimiento de la demanda, sin embargo la reducción de energía (alrededor de 449.922kWh) es comparable con los valores mensuales de producción energética obtenidos durante la aplicación de la Regulación CONELEC 006/09, más aún considerando que el valor corresponde a la gestión de demanda sobre un solo cliente. Esto permite concluir que la GD puede ser mucho más efectiva que el esquema de generación emergente para períodos de déficit de abastecimiento de energía, por lo tanto se justifica aún más la necesidad de contar con una Regulación que brinde condiciones atractivas también para las distribuidoras de forma que éstas encuentren la motivación necesaria para llevar a cabo las investigaciones que determinen de forma muy precisa la capacidad o potencia interrumpible efectiva que tienen sus grandes clientes industriales.

4.4.3.1 Aspectos a considerar para una Regulación sobre gestión de demanda y generación emergente para períodos de déficit de energía

La elaboración de una Regulación sobre GD debe partir de un profundo y consciente análisis del consumo de energía que hacen las grandes industrias en el país, el cual permita plasmar en el documento final herramientas técnicas y comerciales efectivas que incentiven un mejor y más inteligente consumo de energía y así aprovechar un potencial recurso que hasta ahora no ha sido considerado en la operación de los sistemas de distribución. No obstante lo anterior, se cree que el instrumento regulatorio sobre GD debería considerar como aspectos básicos los siguientes:

Condiciones y características de la demanda: Es importante señalar que, no en todos los casos, la aplicación de la GD será conveniente desde las perspectivas técnicas y comerciales de la distribuidora y del cliente, esto en primera instancia orienta el trabajo regulatorio hacia las características que debe cumplir un cliente industrial para ser incluido en esquemas de GD, las cuales deberían como mínimo considerar:

- La demanda media mensual o anual de potencia y energía.
- La forma y variación de la curva promedio de demanda diaria.



Para esto es indispensable contar con un sistema de medición que posibilite obtener los datos de consumo de energía totales del cliente industrial con suficiente grado de resolución y precisión. La experiencia del presente estudio indica que es adecuado por lo menos tener registros cuarto-horarios de consumos de energía activa y reactiva de los últimos tres años para con estos datos obtener las curvas promedio de demanda diaria así como la duración anual de carga, esto permite visualizar el patrón típico de consumo, el rango de variación de demanda y las posibilidades de gestionar carga.

Aspectos técnicos de aplicación: En la aplicación de la gestión de la demanda industrial deberían abordarse:

- La definición de una metodología para la ejecución de auditorías eléctricas.
- La tecnología de medición, supervisión y monitoreo.

El diseño de la metodología permitirá sistematizar el levantamiento, consolidación y análisis de la información de las cargas y del proceso productivo, con el objetivo de determinar, con suficiente grado de aproximación, el balance energético de la planta y con ello establecer los procesos de producción y las cargas que forman parte del porcentaje gestionable de demanda que no incide, o que afecta mínimamente, la producción de la industria. Del estudio aplicado a CARTOPEL se puede extraer que un aspecto clave que aporta exactitud y eficacia a la elaboración del balance energético es contar con los registros de las mediciones de voltaje, corriente y potencia en los principales cuadros eléctricos y/o en las diferentes cargas y etapas del proceso productivo; mientras mayor sea la base de datos de mediciones mayor será el grado de exactitud y más eficaces las decisiones y acciones de gestión a implementarse.

Dentro del contexto de aplicación efectiva de la GD, el aspecto de tecnología de medición, supervisión y monitoreo se vuelve esencial en razón de que su efectividad como recurso en la operación del sistema de distribución radicará en la capacidad de medir y cuantificar exactamente las reducciones de demanda solicitadas por la distribuidora al cliente, este aspecto en la actualidad puede ser solventado con la definición de los requerimientos de: cantidad de canales de medición, precisión, medios de comunicación, tipos de reportes y medios de almacenamiento de la información. Estos temas pueden ser cubiertos a través de la implementación de sistemas AMR o AMI y la visualización de la información de los medidores en el SCADA del centro de control de la distribuidora.



Aspectos comerciales y remunerativos: Los temas comerciales y de compensación económica por la reducción o modificación del patrón de consumo típico por parte del cliente son claves para el éxito y aceptación del esquema de GD propuesto así como también permitirán a la distribuidora contar con un recurso efectivo en casos de restricciones técnicas de abastecimiento de energía.

El análisis de la aplicación del esquema de generación emergente durante la crisis energética del año 2009 determinó que la remuneración económica recibida por los clientes calificados llegó a ser insuficiente para compensar los costos incurridos por la actividad de autogeneración, la aplicación de la GD como recurso en casos de restricción de abastecimiento energético, puede ser más efectiva para la distribuidora y más rentable para el cliente, esto en base a los resultados obtenidos de la evaluación realizada a la gestión con CARTOPEL en los cuales se determinó que la energía reducida con GD es comparable a la energía autogenerada por varios clientes calificados durante el período de crisis energética, con esto es plenamente viable que el regulador remunere este servicio al cliente.

Con base en lo anterior es posible definir que la Regulación de GD deberá establecer parámetros para:

- Tratamiento de los costos de implementación de la GD, los cuales podrían ser cubiertos tanto por el cliente como por la distribuidora, tentativamente podría definirse que la auditoría tenga que ser pagada por el cliente, mientras que la implementación del sistema de control, supervisión y monitoreo por parte de la distribuidora.
- Reducción tarifaria durante un período de tiempo fijo, con el objeto de incentivar al cliente industrial a ser considerado dentro del esquema de GD.
- Remuneración de la actividad de GD para el cliente en la fase de activación, podrían ser analizados los esquemas de remuneración a precio fijo por kWh interrumpido, de forma similar a la establecida en la Regulación CONELEC 003/10, o también a precio marginal horario del mercado mayorista.
- Posibilitar la recuperación por parte de la distribuidora, de los costos de implementación de la GD como por ejemplo el sistema de medición, supervisión y monitoreo, así como también el incentivo tarifario, dentro de las cuentas de reposición e instalación de nuevos medidores y déficit tarifario respectivamente.

4.4.3.2 Reformulación del factor de corrección por demanda

La metodología actualmente aplicada para la determinación del factor de corrección por demanda para los clientes industriales con demanda horaria en media tensión, penaliza con un 20% de recargo económico si la relación entre demanda pico y máxima tiene un valor superior a 0,9, esta forma de cálculo incentiva el desplazamiento de la demanda hacia períodos horarios fuera de las horas pico del sistema (18:00 a 22:00), sin embargo esta metodología no puede ser aplicada a todos los clientes en razón de que su efectividad depende en gran medida de la forma que tenga la curva de carga típica del proceso productivo de la industria.

La relación entre demanda pico y máxima del mes, será casi siempre mayor que 0,9 en el caso de industrias que trabajen con procesos que tengan un consumo constante de energía y cuyo rango de variación sea muy estrecho, es decir que su curva de demanda sea casi plano, en este caso la relación pico a máxima será casi unitaria y por lo tanto penalizada. Para que este cliente evite la penalización la única alternativa sería reducir de forma importante la producción durante el horario de 18:00 a 22:00 no obstante el costo de oportunidad de aquello es muy superior al costo de la penalización, por lo que el cliente simplemente se resigna a su pago. Otro tipo de industria que se ve afectado por la aplicación del factor de corrección por demanda es aquella empresa mediana que no trabaja en tres turnos, es decir 24 horas, sino en dos turnos durante 16 o 18 horas diarias, en este caso el costo de desplazar la producción de las horas pico hacia la madrugada y fines de semana también es mayor que la penalización con lo cual el incentivo no cumple el objetivo planteado de reducir la demanda y alcanzar un uso más regular de los recursos del sistema.

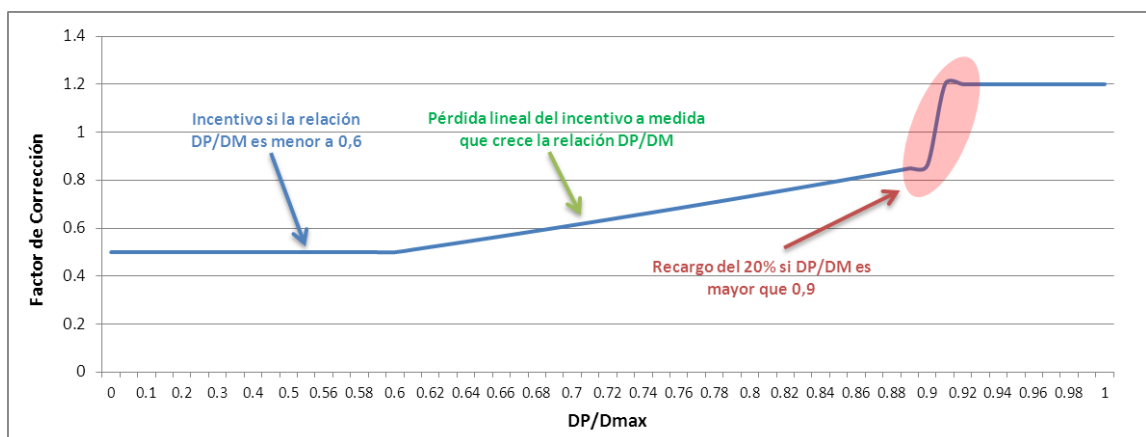


Figura 4.27: Comportamiento del factor de corrección por demanda



La forma de cálculo del factor de corrección por demanda ha dado como resultado, para el caso de CENTROSUR, que casi un tercio del total de clientes industriales con demanda horaria en media tensión no sean capaces de modificar su curva de demanda, esta cantidad casi no ha variado a lo largo de los últimos tres años lo que demuestra que para ellos no es posible por condiciones técnicas y/o económicas modificar su patrón de consumo eléctrico.

Es por lo tanto indispensable que el organismo regulador rediseñe esta metodología de forma que incluya parámetros técnicos sobre el tipo de industria y consumo de energía que requiere para ejecutar sus procesos de producción.

4.5 Conclusiones

- La determinación del porcentaje de carga gestionable requiere el análisis detallado de un histórico de demanda que permita la elaboración de curvas de carga promedio diaria, esto posibilita visualizar y estimar el efecto que tendrían las reducciones de demanda a obtenerse por gestión, mientras más grande la base de datos de demanda a la que se pueda acceder mejores y más precisos serán los resultados del porcentaje en capacidad de gestión.
- La cantidad de potencia en capacidad de ser gestionada depende en gran medida del tipo de proceso productivo, para el caso de CARTOPEL el proceso da como resultado una demanda con un reducido porcentaje de variación y por lo tanto un estrecho margen de gestión, por este motivo la aplicación del estudio de gestión de demanda debe considerar una evaluación inicial que permita clasificar al cliente en función del potencial grado de gestión que pudiera obtenerse y así tomar la decisión de si será o no eficaz la aplicación del esquema de gestión de demanda.
- Al haber el país abandonado el modelo de competencia mayorista, el ámbito de aplicación de la gestión de la demanda debe limitarse al de eficiencia y uso racional de energía así como al contexto de activación emergente por restricciones técnicas de abastecimiento de energía, estos dos tipos de GD, evaluados para el caso de CARTOPEL y CENTROSUR, arrojaron resultados que indican que con un solo cliente el efecto será pequeño, sin embargo desplegado adecuadamente en todo el segmento industrial tiene el potencial de



constituirse en un aporte eficaz en casos de contingencias del sistema eléctrico de la distribuidora.

- Los actuales valores del rubro de energía horaria de la tarifa industrial en media tensión con demanda permiten que el ahorro que el cliente pudiera obtener de la gestión de demanda por mejora de eficiencia sean atractivos, sin embargo para que la GD alcance su máxima eficacia como recurso energético, ésta debe ser entendida como una política y estrategia que involucre a todo el sector eléctrico (Ministerio, organismo regulador, operador del sistema y de mercado, y empresas de distribución) con la finalidad de que no solamente el cliente vea la conveniencia de aplicarla sino también la distribuidora.
- En análisis de la Regulación CONELEC 003/10 determina que este documento no proporciona las señales económicas que incentiven la participación de los clientes, volviéndose impráctica y poco eficaz su implementación para solventar posibles escenarios de crisis y contingencia en el abastecimiento energético. Se vuelve por lo tanto necesario una revisión completa de esta Regulación y la evaluación de si es más efectivo que sea reemplazada por una sobre gestión de demanda industrial.
- La metodología de cálculo del factor de corrección por demanda en los casos de grandes clientes con demandas de energía uniformes en el tiempo y con escaso margen de variación, dificulta que la GD brinde señales económicas más favorables para el cliente así como también derivan en una penalización permanente sin opciones de acción ya que el costo de oportunidad de desplazar la demanda fuera del horario pico es mayor que la penalización económica, esto a la larga hace que este mecanismo tarifario no alcance el objetivo de hacer más uniforme y eficiente la demanda del usuario industrial.

Referencias:

- [1] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD –CONELEC, “**Regulación CONELEC 006/09 -Generación de Emergencia**”, Dirección Ejecutiva CONELEC, Quito – Ecuador, 2009.
- [2] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD –CONELEC, “**Regulación CONELEC 003/10 -Operación Técnica-Comercial de Grupos Electrógenos de Emergencia**”



- en Períodos de Déficit y/o Racionamiento**", Dirección Ejecutiva CONELEC, Quito – Ecuador, 2010.
- [3] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD –CONELEC, **"Pliego Tarifario para Empresas Eléctricas, Año 2012"**, Dirección de Tarifas CONELEC, Quito – Ecuador, 2011.
- [4] VINTIMILLA, PALADINES, **"Auditoria Eléctrica a la Fábrica de Cartones Nacionales CARTOPEL S.A.I."**, Tesis de grado Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, 2012.



Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones:

- La gestión de demanda sobre la carga de CARTOPEL es posible, sin embargo se ve fuertemente afectada por la forma del patrón de consumo que tiene el proceso productivo, los resultados del presente estudio muestran que las cargas con posibilidades de gestión suman alrededor de 982kW, valor que en comparación con la demanda máxima del sistema de distribución puede ser insignificante. Resultados más significativos podrían ser alcanzados si el esquema de gestión es aplicado en mayor cantidad de usuarios industriales que presenten un mayor potencial de carga gestionable.
- La aplicación de la gestión de demanda en el sector industrial requiere de un esquema regulatorio claro y específico que establezca las condiciones técnicas y comerciales de implementación. La actual política del gobierno nacional en lo referente al sector eléctrico, está enfocada en alcanzar una gestión óptima de los recursos energético del país, dentro de este contexto, la normativa nacional sobre implementación de planes de GD debería estar orientada hacia el uso eficiente de la energía por parte del cliente, y a su ejecución como recurso energético en condiciones de crisis de abastecimiento por parte de la distribuidora.
- La evaluación de la potencial reducción de carga y su impacto económico tomó como base los históricos de demanda de la industria y de la distribuidora para caracterizar el patrón diario de consumo, sin embargo la evaluación de la aplicación real de un esquema de GD debe contemplar la instalación de sistemas de medición inteligente con capacidad de adquisición remota de los datos de consumo de energía del cliente, esto es indispensable con el objeto de monitorear y realizar una evaluación técnica y económica exacta.
- La GD y sus potenciales resultados de aplicación muestran que puede ser mucho más efectiva que los esquemas de generación emergente para satisfacer condiciones de déficit y/o racionamiento de energía, el presente estudio muestra



que la potencia con capacidad de interrupción, para el caso de CARTOPEL, “produce” una energía de 449.922kWh mensuales calculados para un tiempo de desconexión medio diario de 10 horas; esta reducción de energía comparada con la energía generada por todos los clientes durante el mes de mayor contribución de los generadores emergentes³⁶ representa el 58,88%, este resultado indica que un solo cliente con un adecuado plan de GD tiene el potencial de generar ahorros comparables que los obtenidos al aplicar la generación de emergencia.

- Las estadísticas de la demanda y de los clientes atendidos por la distribuidora muestran que aproximadamente un tercio de la demanda de energía es de responsabilidad del segmento industrial, este tipo de clientes representa apenas el 2% del total de clientes de la distribuidora, el 90% de la energía del segmento industrial se concentra en 590 clientes, estos datos justifican la consideración y análisis de la GD como un recurso energético con el potencial de constituirse en apoyo eficaz al sistema de distribución para solventar problemas de abastecimiento ya que un efecto apreciable podría ser alcanzado trabajando con un número muy reducido de clientes.
- La regulación vigente sobre la Operación de Grupos Electrógenos de Emergencia (CONELEC 003/10) es la única que incentiva la modificación del patrón de consumo de energía de los clientes industriales durante períodos de déficit y/o racionamiento energético, sin embargo el mecanismo de cálculo de la compensación económica para el cliente en lugar de incentivar esta actividad termina por penalizarla. Para que su aplicación sea efectiva en su propósito de convertir a la demanda industrial en un efectivo recurso en situaciones de contingencia del sistema eléctrico, es indispensable que su forma de cálculo sea revisada en su totalidad.
- La tarifa industrial en media tensión con demanda horaria trata de asignar un rol más activo a los usuarios industriales para lograr un uso más uniforme y eficiente de la electricidad, sobre todo durante las horas pico, sin embargo los resultados de su aplicación en la CENTROSUR muestran que casi un tercio de

³⁶ La comparación se realiza con los resultados de la aplicación de la Regulación CONELEC 006/09 “Generación de Emergencia” en la CENTROSUR, durante los meses de crisis eléctrica experimentados por el Ecuador en el período comprendido entre los meses de noviembre 2009 y febrero 2010.



los usuarios resultan penalizados todos los meses, esta situación indica existen industrias que debido a restricciones operativas y de costos simplemente no pueden modificar su curva de demanda según lo establecido en esta categoría tarifaria. Para que la aplicación de la GD sea efectiva es necesario que se flexibilice el cálculo del factor de corrección por demanda para este tipo de usuarios y que se incluya la variable del tipo de demanda o patrón de consumo en su determinación.

- En el Ecuador se ha dado inicio a procesos de análisis que conducirán a la implementación de la denominada Red Inteligente o “Smart Grid”, la cual tiene como una de sus bases la implementación de una “Infraestructura Avanzada de Medición” o AMI, por sus siglas en inglés. El desarrollo de una normativa sobre GD se hace indispensable con el objeto de aprovechar las enormes prestaciones que un sistema AMI puede brindar.

Recomendaciones:

- La principal barrera que dificulta la aplicación de la gestión de la demanda es la ausencia de un marco regulatorio que la conciba como un efectivo recurso energético del sistema eléctrico, sería recomendable que este cuerpo normativo considere entre otros aspectos los siguientes:
 - Caracterización y clasificación de los tipos de demanda industrial para establecer la potencial efectividad que tendría la GD.
 - Definición de un procedimiento para auditoría eléctrica de los usuarios calificados como “gestionables”.
 - Establecimiento de un incentivo económico para el cliente por la actividad de interrupción de carga, el cual sea real, efectivo y ante todo transparente y de fácil evaluación por parte del usuario.
 - Determinación de las características técnicas del equipo de medición y monitoreo que permitirá evaluar las reducciones de carga solicitadas, los aspectos mínimos que se deben incluir son la precisión, la disponibilidad de canales de medición y los medios de comunicación y almacenamiento de la información recolectada de los medidores.



- Mecanismo para que la distribuidora pueda recuperar los costos de implementación de la GD en lo referente a los sistemas de medición e incentivos iniciales que se proporcionarían a los clientes para hacer atractiva su participación en los planes de GD.
- La evaluación de la GD para el caso del cliente CARTOPEL muestran que ésta puede ser tan o más eficiente que la generación de emergencia para escenarios de contingencia, por ello se recomienda que la operación de grupos electrógenos de emergencia sea incluida como una forma de alcanzar los porcentaje de GD solicitados en un determinado momento por la distribuidora o por el operador del sistema, es decir que sea el cliente quien determine si mediante la autogeneración puede reducir aún más su curva de demanda en función de lo requerido por el sistema y así alcanzar mayores proporciones de compensación por gestión de demanda.
- Es recomendable que la introducción de la gestión de la demanda en el país, comience con un proceso de concientización y socialización con los clientes industriales, este proceso debe ser liderado por el organismo regulador así como por las distribuidoras dentro de su zona de concesión.
- Se recomienda la implementación de proyectos piloto como una forma de incentivar la participación del segmento industrial, estos proyectos permitirán tanto al regulador como a la distribuidora hacer evaluaciones preliminares y comparar los resultados con las expectativas iniciales del proyecto, estos pilotos deberán incluir clientes de gran demanda de energía.
- Para que la implementación de la GD sea efectiva, un aspecto de suma importancia lo constituyen la medición, resolución, adquisición y análisis de los datos de demanda eléctrica del “cliente gestionable”, por esto se recomienda que la información se encuentre disponible en tiempo real tanto para la distribuidora como para el usuario, esta característica del sistema permitirá evaluar técnica y económicamente el impacto de la GD solicitada a los clientes además de brindar al usuario la posibilidad de controlar sus consumos de energía así como el costo económico de su abastecimiento energético.



- El requerimiento de contar con equipos de medición de una precisión y resolución elevadas para la aplicación de la GD, hace recomendable que se vaya considerando la opción de migrar desde la tarifa fija por período horario hacia tarifas horarias que reflejen efectivamente el costo de la energía, con esto se lograría que la demanda eléctrica al fin sea flexible ante los precios de la oferta, con lo cual se podría alcanzar un uso más eficiente de energía por parte de los consumidores.



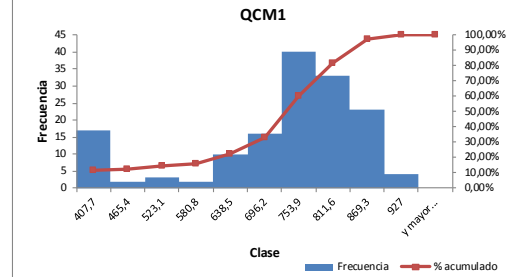
Anexos



ANEXO 1: ESTADÍSTICAS DE MEDICIONES POR TABLERO

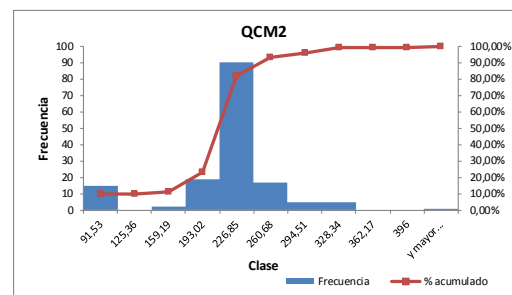
TABLERO QCM1

Clase	Frecuencia	% acumulado	Clase	Frecuencia	% acumulado
407,7	17	11,33%	753,9	40	26,67%
465,4	2	12,67%	811,6	33	48,67%
523,1	3	14,67%	869,3	23	64,00%
580,8	2	16,00%	407,7	17	75,33%
638,5	10	22,67%	696,2	16	86,00%
696,2	16	33,33%	638,5	10	92,67%
753,9	40	60,00%	927	4	95,33%
811,6	33	82,00%	523,1	3	97,33%
869,3	23	97,33%	465,4	2	98,67%
927	4	100,00%	580,8	2	100,00%
y mayor...	0	100,00%	y mayor...	0	100,00%



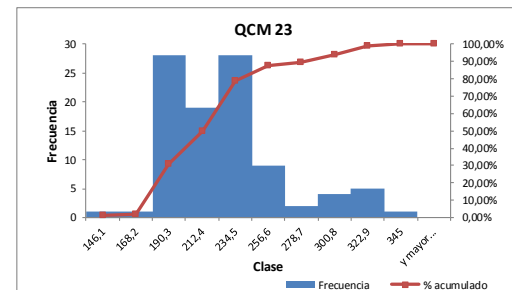
TABLERO QCM2

Clase	Frecuencia	% acumulado	Clase	Frecuencia	% acumulado
91,53	15	9,74%	226,85	90	58,44%
125,36	0	9,74%	193,02	19	70,78%
159,19	2	11,04%	260,68	17	81,82%
193,02	19	23,38%	91,53	15	91,56%
226,85	90	81,82%	294,51	5	94,81%
260,68	17	92,86%	328,34	5	98,05%
294,51	5	96,10%	159,19	2	99,35%
328,34	5	99,35%	y mayor...	1	100,00%
362,17	0	99,35%	125,36	0	100,00%
396	0	99,35%	362,17	0	100,00%
y mayor...	1	100,00%	396	0	100,00%



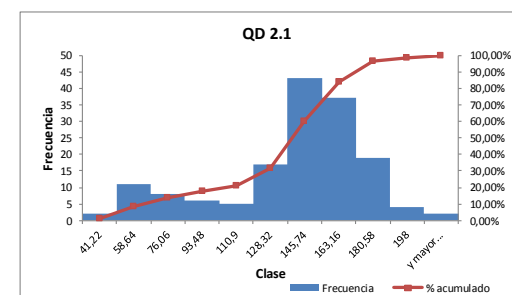
TABLERO QCM 23

Clase	Frecuencia	% acumulado	Clase	Frecuencia	% acumulado
146,1	1	1,02%	190,3	28	28,57%
168,2	1	2,04%	234,5	28	57,14%
190,3	28	30,61%	212,4	19	76,53%
212,4	19	50,00%	256,6	9	85,71%
234,5	28	78,57%	322,9	5	90,82%
256,6	9	87,76%	300,8	4	94,94%
278,7	2	89,80%	278,7	2	96,94%
300,8	4	93,88%	146,1	1	97,96%
322,9	5	98,98%	168,2	1	98,98%
345	1	100,00%	345	1	100,00%
y mayor...	0	100,00%	y mayor...	0	100,00%



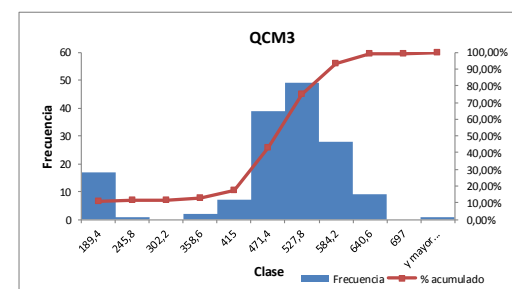
TABLERO QD 2.1

Clase	Frecuencia	% acumulado	Clase	Frecuencia	% acumulado
41,22	2	1,30%	145,74	43	27,92%
58,64	11	8,44%	163,16	37	51,95%
76,06	8	13,64%	180,58	19	64,29%
93,48	6	17,53%	128,32	17	75,32%
110,9	5	20,78%	58,64	11	82,47%
128,32	17	31,82%	76,06	8	87,66%
145,74	43	59,74%	93,48	6	91,56%
163,16	37	83,77%	110,9	5	94,81%
180,58	19	96,10%	198	4	97,40%
198	4	98,70%	41,22	2	98,70%
y mayor...	2	100,00%	y mayor...	2	100,00%



TABLERO QCM3

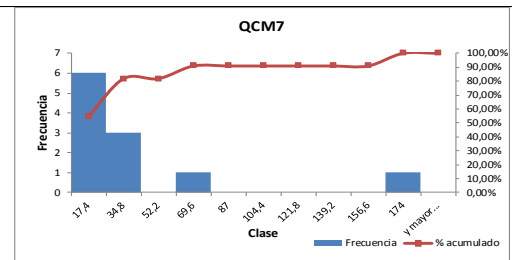
Clase	Frecuencia	% acumulado	Clase	Frecuencia	% acumulado
189,4	17	11,11%	527,8	49	32,03%
245,8	1	11,76%	471,4	39	57,52%
302,2	0	11,76%	584,2	28	75,82%
358,6	2	13,07%	189,4	17	86,93%
415	7	17,65%	640,6	9	92,81%
471,4	39	43,14%	415	7	97,39%
527,8	49	75,16%	358,6	2	98,69%
584,2	28	93,46%	245,8	1	99,35%
640,6	9	99,35%	y mayor...	1	100,00%
697	0	99,35%	302,2	0	100,00%
y mayor...	1	100,00%	697	0	100,00%





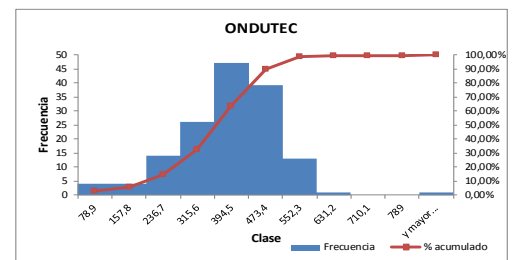
TABLERO QCM7

Clase	Frecuencia	% acumulado	Clase	Frecuencia	% acumulado
17,4	6	54,55%	17,4	6	54,55%
34,8	3	81,82%	34,8	3	81,82%
52,2	0	81,82%	69,6	1	90,91%
69,6	1	90,91%	174	1	100,00%
87	0	90,91%	52,2	0	100,00%
104,4	0	90,91%	87	0	100,00%
121,8	0	90,91%	104,4	0	100,00%
139,2	0	90,91%	121,8	0	100,00%
156,6	0	90,91%	139,2	0	100,00%
174	1	100,00%	156,6	0	100,00%
y mayor...	0	100,00%	y mayor...	0	100,00%



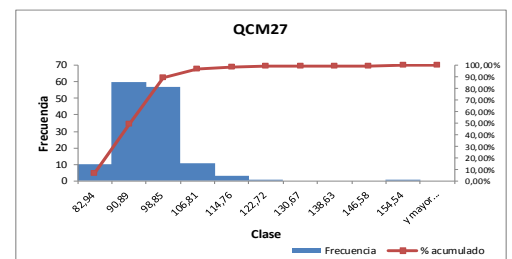
TABLERO ONDUTEC

Clase	Frecuencia	% acumulado	Clase	Frecuencia	% acumulado
78,9	4	2,68%	394,5	47	31,54%
157,8	4	5,37%	473,4	39	57,72%
236,7	14	14,77%	315,6	26	75,17%
315,6	26	32,21%	236,7	14	84,56%
394,5	47	63,76%	552,3	13	93,29%
473,4	39	89,93%	78,9	4	95,97%
552,3	13	98,66%	157,8	4	98,66%
631,2	1	99,33%	631,2	1	99,33%
710,1	0	99,33%	y mayor...	1	100,00%
789	0	99,33%	710,1	0	100,00%
y mayor...	1	100,00%	789	0	100,00%



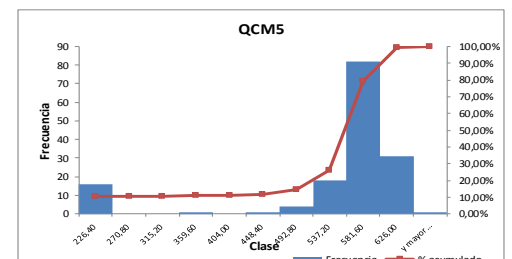
TABLERO QCM 27

Clase	Frecuencia	% acumulado	Clase	Frecuencia	% acumulado
82,94	10	6,99%	90,89	60	41,96%
90,89	60	48,95%	98,85	57	81,82%
98,85	57	88,81%	106,81	11	89,51%
106,81	11	96,50%	82,94	10	96,50%
114,76	3	98,60%	114,76	3	98,60%
122,72	1	99,30%	122,72	1	99,30%
130,67	0	99,30%	154,54	1	100,00%
138,63	0	99,30%	130,67	0	100,00%
146,58	0	99,30%	138,63	0	100,00%
154,54	1	100,00%	146,58	0	100,00%
y mayor...	0	100,00%	y mayor...	0	100,00%



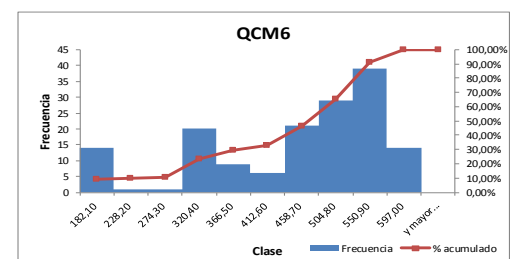
TABLERO QCM5

Clase	Frecuencia	% acumulado	Clase	Frecuencia	% acumulado
226,40	16	10,39%	581,60	82	53,25%
270,80	0	10,39%	626,00	31	73,38%
315,20	0	10,39%	537,20	18	85,06%
359,60	1	11,04%	226,40	16	95,45%
404,00	0	11,04%	492,80	4	98,05%
448,40	1	11,69%	359,60	1	98,70%
492,80	4	14,29%	448,40	1	99,35%
537,20	18	25,97%	y mayor...	1	100,00%
581,60	82	79,22%	270,80	0	100,00%
626,00	31	99,35%	315,20	0	100,00%
y mayor...	1	100,00%	404,00	0	100,00%



TABLERO QCM6

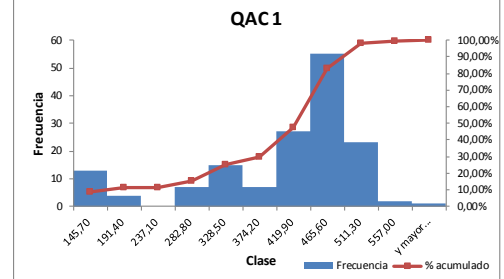
Clase	Frecuencia	% acumulado	Clase	Frecuencia	% acumulado
182,10	14	9,09%	550,90	39	25,32%
228,20	1	9,74%	504,80	29	44,16%
274,30	1	10,39%	458,70	21	57,79%
320,40	20	23,38%	320,40	20	70,78%
366,50	9	29,22%	182,10	14	79,87%
412,60	6	33,12%	597,00	14	88,96%
458,70	21	46,75%	366,50	9	94,81%
504,80	29	65,58%	412,60	6	98,70%
550,90	39	90,91%	228,20	1	99,35%
597,00	14	100,00%	274,30	1	100,00%
y mayor...	0	100,00%	y mayor...	0	100,00%





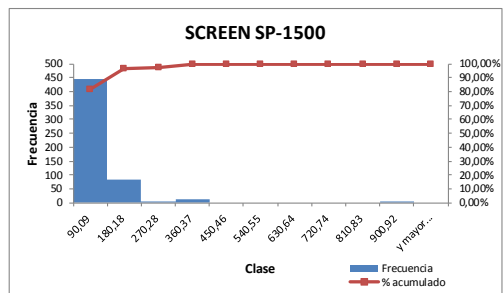
TABLERO QAC 1

Clase	Frecuencia	% acumulado	Clase	Frecuencia	% acumulado
145,70	13	8,44%	465,60	55	35,71%
191,40	4	11,04%	419,90	27	53,25%
237,10	0	11,04%	511,30	23	68,18%
282,80	7	15,58%	328,50	15	77,92%
328,50	15	25,32%	145,70	13	86,36%
374,20	7	29,87%	282,80	7	90,91%
419,90	27	47,40%	374,20	7	95,45%
465,60	55	83,12%	191,40	4	98,05%
511,30	23	98,05%	557,00	2	99,35%
557,00	2	99,35%	y mayor...	1	100,00%
y mayor...	1	100,00%	237,10	0	100,00%



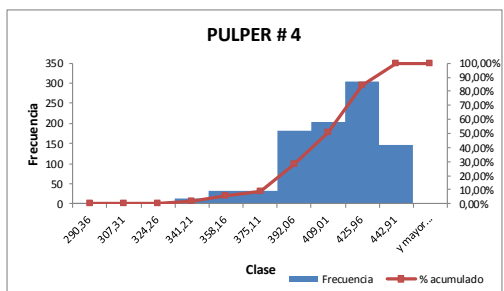
TABLERO SCREEN SP-1500

Clase	Frecuencia	% acumulado	Clase	Frecuencia	% acumulado
90,09	447	81,87%	90,09	447	81,87%
180,18	82	96,89%	180,18	82	96,89%
270,28	1	97,07%	360,37	14	99,45%
360,37	14	99,63%	900,92	2	99,82%
450,46	0	99,63%	270,28	1	100,00%
540,55	0	99,63%	450,46	0	100,00%
630,64	0	99,63%	540,55	0	100,00%
720,74	0	99,63%	630,64	0	100,00%
810,83	0	99,63%	720,74	0	100,00%
900,92	2	100,00%	810,83	0	100,00%
y mayor...	0	100,00%	y mayor...	0	100,00%



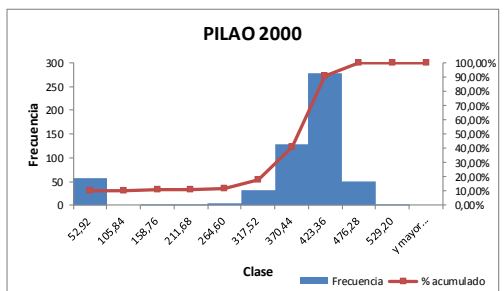
TABLERO PULPER #4

Clase	Frecuencia	% acumulado	Clase	Frecuencia	% acumulado
290,36	1	0,11%	425,96	304	33,22%
307,31	0	0,11%	409,01	204	55,52%
324,26	1	0,22%	392,06	182	75,41%
341,21	14	1,75%	442,91	146	91,37%
358,16	32	5,25%	358,16	32	94,86%
375,11	31	8,63%	375,11	31	98,25%
392,06	182	28,52%	341,21	14	99,78%
409,01	204	50,82%	290,36	1	99,89%
425,96	304	84,04%	324,26	1	100,00%
442,91	146	100,00%	307,31	0	100,00%
y mayor...	0	100,00%	y mayor...	0	100,00%



TABLERO PILAO 2000

Clase	Frecuencia	% acumulado	Clase	Frecuencia	% acumulado
52,92	58	10,45%	423,36	278	50,09%
105,84	0	10,45%	370,44	128	73,15%
158,76	1	10,63%	52,92	58	83,60%
211,68	2	10,99%	476,28	50	92,61%
264,60	5	11,89%	317,52	31	98,20%
317,52	31	17,48%	264,60	5	99,10%
370,44	128	40,54%	211,68	2	99,46%
423,36	278	90,63%	529,20	2	99,82%
476,28	50	99,64%	158,76	1	100,00%
529,20	2	100,00%	105,84	0	100,00%
y mayor...	0	100,00%	y mayor...	0	100,00%





ANEXO 2: BALANCES ENERGÉTICOS EFECTUADOS EN BASE A LA INFORMACIÓN LA AUDITORÍA Y ESTADÍSTICAS DE MEDICIÓN EN TABLEROS Y EQUIPOS

Balance energético por tablero de distribución

N°	Tablero	Área / División	kW	Horas - año	kWh	% dem.	% energía
1	QCM1	Molino	811,60	5.488,17	4.454.200,36	14,15%	12,14%
2	QCM2	Molino	260,68	3.295,69	859.121,41	4,55%	2,34%
3	QCM3	Molino	584,20	3.959,96	2.313.408,33	10,19%	6,30%
4	QCM5	Molino	626,00	5.654,29	3.539.584,57	10,92%	9,65%
5	QCM6	Molino	550,90	6.693,25	3.687.312,12	9,61%	10,05%
7	QCM 23	Serv. Auxiliares / Bombas	278,70	2.764,27	770.402,85	4,86%	2,10%
8	QCM 24	Serv. Auxiliares / Bombas	29,06	6.953,85	202.089,59	0,51%	0,55%
9	QCM 27	Serv. Auxiliares / Bombas	106,81	2.531,46	270.374,89	1,86%	0,74%
10	QCM 28	Serv. Auxiliares / Bombas	71,02	3.647,94	259.077,53	1,24%	0,71%
11	QD 2.1	Línea de Conversión	163,16	3.722,48	607.359,80	2,85%	1,66%
12	QAC	Molino	511,30	8.760,00	4.478.988,00	8,92%	12,21%
13	CONTG. SERV. GRALS.	-	159,56	8.760,00	1.397.752,04	2,78%	3,81%
14	SCREEN SP-1500	Molino	180,18	8.760,00	1.578.412,28	3,14%	4,30%
15	PULPER #4	Molino	425,96	8.760,00	3.731.442,67	7,43%	10,17%
16	PILAO 2000	Molino	423,36	8.760,00	3.708.660,76	7,38%	10,11%
17	ONDUTEC	Ondutec	552,30	8.760,00	4.838.148,00	9,63%	13,18%
TOTALES			5.734,80	97.271,37	36.696.335,18	100%	100%

Balance energético por procesos de producción

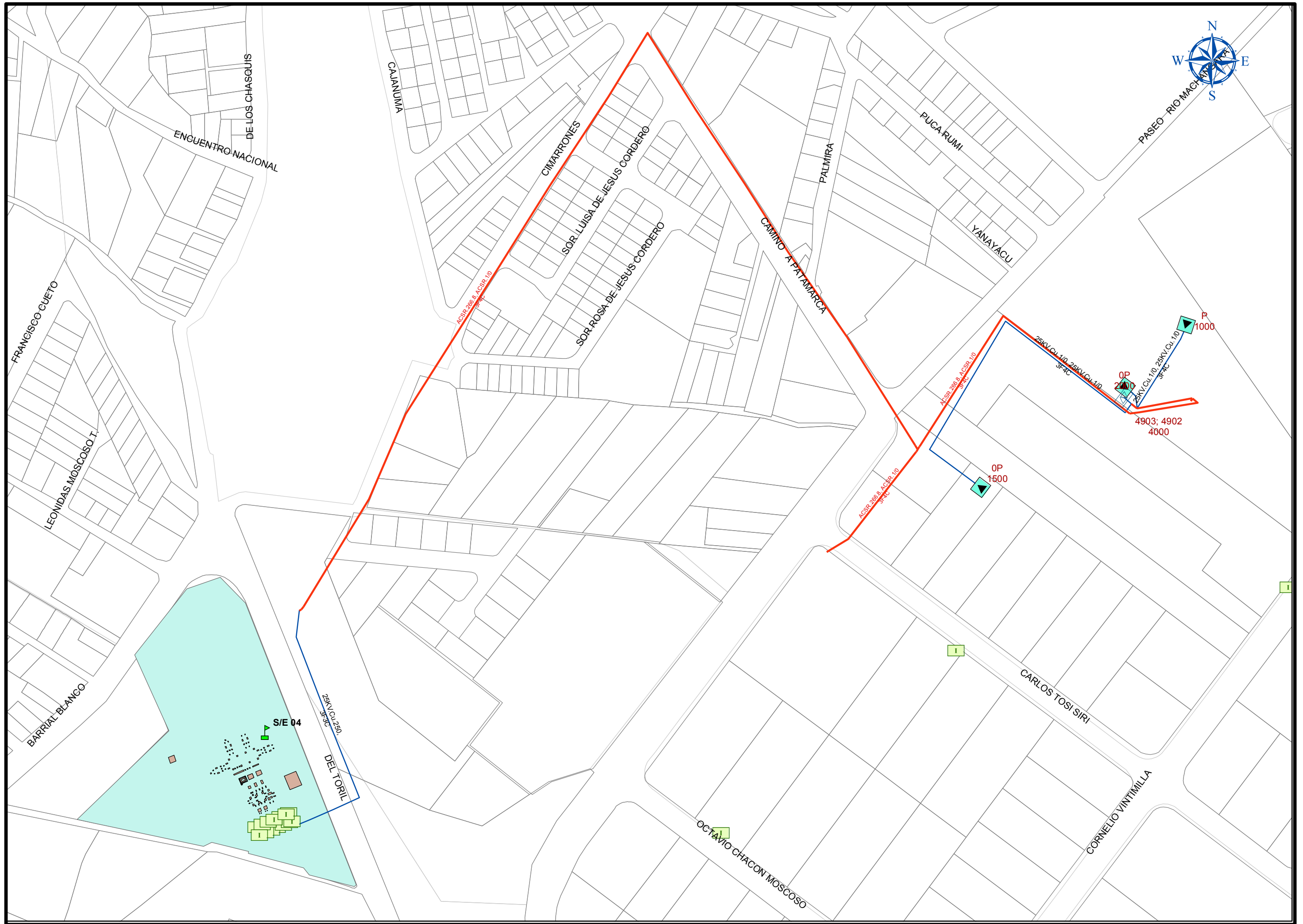
N°	Proceso	kWh -año	% energía
1	Preparación de la pasta	6.033.415,10	15,97%
2	Limpieza de la pasta	4.899.756,30	12,97%
3	Refinamiento	9.514.560,53	25,19%
4	Formación, prensado, secado y bobinado	8.984.779,67	23,78%
5	Conversión	607.359,80	1,61%
6	Ondutec	4.838.148,00	12,81%
7	Servicios auxiliares	1.501.944,86	3,98%
8	Sistemas de iluminación	583.978,30	1,55%
9	Sistemas de servicios generales	813.773,74	2,15%
TOTAL ENERGÍA (kWh)		37.777.716,29	100,00%



Anexo 3

Plano de referencia geográfica

0425



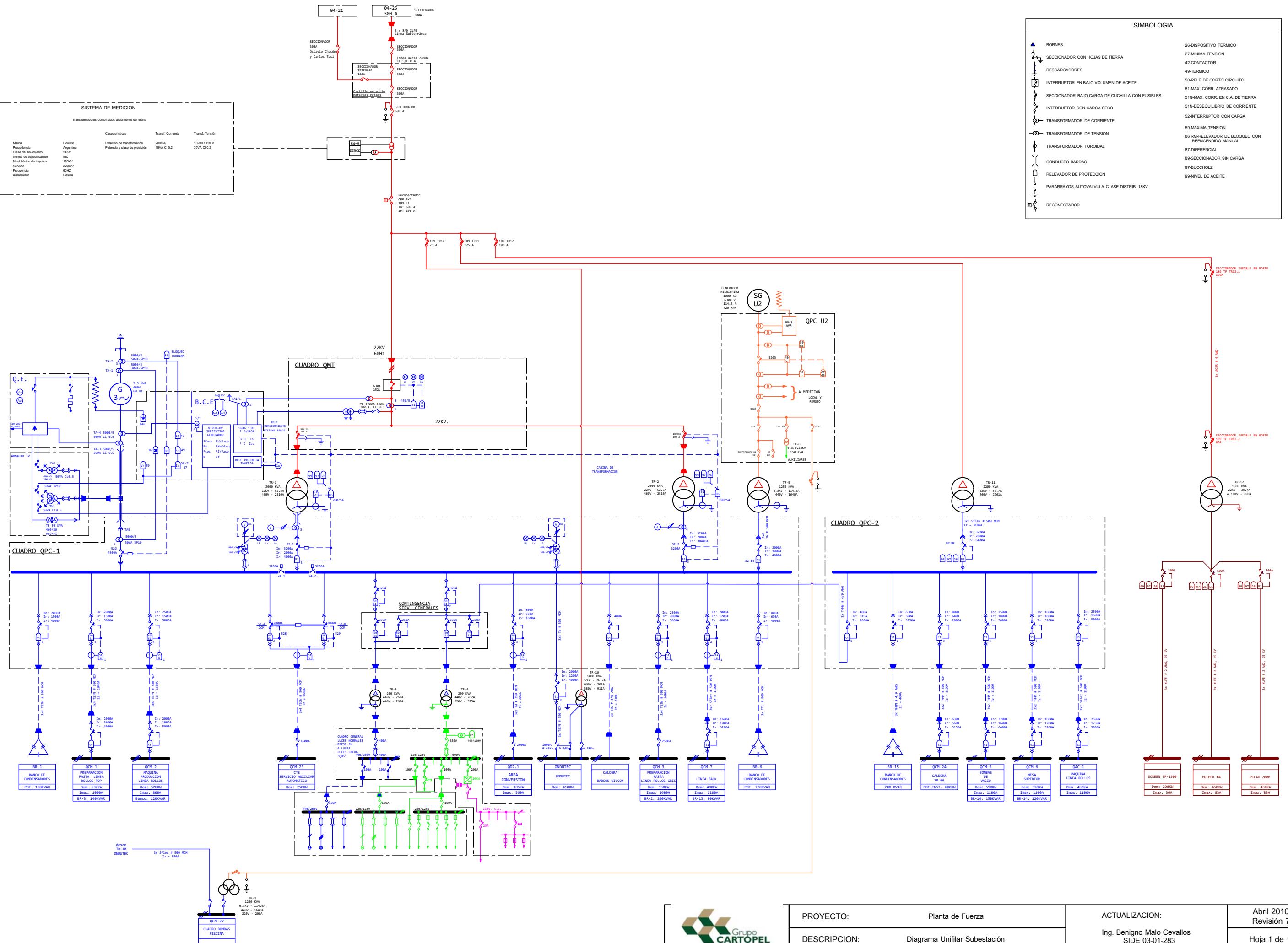


Anexo 4

Diagrama unifilar Cartopel

SISTEMA DE MEDICION				
Transformadores combinados aislamiento de resina				
Marca	Modelo	Características	Transf. Corriente	Transf. Tension
Proteccion	Argentina	Relacion de transformacion	200/5A	13200 / 120 V
Clase de aislamiento	24KV	Potencia y clase de presion	15VA C1 0.2	30VA C1 0.2
Norma de especificacion	IEC			
Nivel basico de impulso	100KV			
Servicio	60Hz			
Aislamiento	Resina			

SIMBOLOGIA	
	26-DISPOSITIVO TERMICO
	27-MINIMA TENSION
	42-CONTACTOR
	49-TERMICO
	50-RELE DE CORTO CIRCUITO
	51-MAX. CORR. ATRASADO
	51G-MAX. CORR. EN C.A. DE TIERRA
	51N-DESEQUILIBRIO DE CORRIENTE
	52-INTERRUPTOR CON CARGA
	59-MAXIMA TENSION
	86 RM-RELEVADOR DE BLOQUEO CON REENCENDIDO MANUAL
	87-DIFERENCIAL
	89-SECCIONADOR SIN CARGA
	97-BUCCHOLZ
	99-NIVEL DE ACEITE



PROYECTO:	Planta de Fuerza	ACTUALIZACION:	Abril 2010 Revisión 7
DESCRIPCION:	Diagrama Unifilar Subestación	Ing. Benigno Malo Cevallos SIDE 03-01-283	Hoja 1 de 1.