



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

"SCIENTIA HOMINIS SALUS"

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- **Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.**
- **Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.**
- **No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.**

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**ESTUDIO DE LOS MÉTODOS DE REDUCCIÓN DE DEMANDA
ELÉCTRICA EN HORAS PICO “PEAK SHAVING” Y SU
FACTIBILIDAD EN ECUADOR**

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

CASTRO CUASAPAZ JUAN CARLOS

juankatgt@yahoo.com

DIRECTOR: DR. ING. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ

gabriel.salazar@epn.edu.ec

Quito, Septiembre 2017

DECLARACIÓN

Yo Juan Carlos Castro Cuasapaz, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Juan Carlos Castro Cuasapaz

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Juan Carlos Castro Cuasapaz, bajo mi supervisión.

DR. ING. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

A mis hermanos, por compartir tantos momentos felices juntos y entregarme todo el apoyo necesario para continuar cada día y así culminar esta etapa de mi vida.

A mi tía Laura y su esposo Don Guillermo, por abrirme las puertas de su hogar sin interés alguno, hacerme sentir parte de su familia junto a mis primos y así poder estudiar en la mejor universidad del país, la Escuela Politécnica Nacional.

A mi director de proyecto, Dr. Gabriel Salazar, por todo el apoyo brindado en el desarrollo de este trabajo.

A la Escuela Politécnica Nacional y su personal de profesores, por permitirme formarme en sus aulas, en una carrera brillante, para obtener el tan anhelado título de Ingeniero Eléctrico.

Juan Carlos

DEDICATORIA

A mis padres, Jorge y Rosita, ya que con su amor, trabajo, comprensión y apoyo incondicional, han sido ejemplo e inspiración para alcanzar mis objetivos. Esta meta alcanzada es fruto de todo su esfuerzo, ¡Gracias por todo papás! Este trabajo es dedicado para ustedes.

Juan Carlos

CONTENIDO

CAPÍTULO I	1
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 OBJETIVOS.....	2
1.2.1 OBJETIVO GENERAL	2
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	2
1.4 CONTENIDO DE LA TESIS	3
1.4.1 CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	3
1.4.2 CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	3
1.4.3 CAPÍTULO III: ESTUDIO DE LOS MÉTODOS DE REDUCCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA EN HORAS PICO “PEAK SHAVING” APLICADOS EN OTROS PAÍSES.....	4
1.4.4 CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN DE ESTRATEGIAS “PEAK SHAVING” EN ECUADOR	4
1.4.5 CAPÍTULO V: IMPACTO DE LA APLICACIÓN DE ESTRATEGIAS “PEAK SHAVING” EN ECUADOR.....	4
1.4.6 CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	4
CAPÍTULO II.....	5
2 MARCO TEÓRICO	5
2.1 CONCEPTOS GENERALES	5
2.1.1 CONSUMIDOR INDUSTRIAL	5
2.1.2 CARGA INSTALADA	5
2.1.3 DEMANDA ELÉCTRICA.....	5
2.1.4 DEMANDA MÁXIMA.....	5
2.1.5 DEMANDA PROMEDIO (D)	5
2.1.6 FACTOR DE CARGA (FC)	6
2.1.7 FACTOR DE DEMANDA (FD).....	6
2.1.8 FACTOR DE POTENCIA (FP)	6
2.2 CLASIFICACIÓN DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS SEGÚN SU PARTICIPACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO	6
2.2.1 CENTRALES BASE O CENTRALES PRINCIPALES	7
2.2.2 CENTRALES INTERMEDIAS	7
2.2.3 CENTRALES DE CARGA MÁXIMA.....	7

2.3	MÉTODOS DE REDUCCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA EN HORAS PICO “PEAK SHAVING”	9
2.3.1	ACCIONES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LAS INDUSTRIAS	10
2.3.1.1	EFICIENCIA ENERGÉTICA EN MOTORES ELÉCTRICOS [7]	11
2.3.1.1.1	UTILIZACIÓN DE MOTORES DE ALTA EFICIENCIA	11
2.3.1.1.2	DIMENSIONAMIENTO DE MOTORES	12
2.3.1.2	CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA	13
2.3.1.2.1	INCONVENIENTES POR LA PRESENCIA DE UN BAJO FACTOR DE POTENCIA [9].....	13
2.3.1.2.2	BENEFICIOS DE LA MEJORA DEL FACTOR DE POTENCIA ..	13
2.3.1.2.3	INSTALACIÓN DE CAPACITORES	14
2.3.1.3	UTILIZACIÓN DE CONTROL ELECTRÓNICO DE VELOCIDAD [7]	14
2.3.1.4	EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ILUMINACIÓN [7]	15
2.3.1.4.1	REVISIÓN DE LOS NIVELES DE ILUMINACIÓN.....	16
2.3.1.4.2	APROVECHAMIENTO DE LA LUZ NATURAL.....	16
2.3.1.4.3	CONCIENTIZACIÓN SOBRE EL AHORRO DE ENERGÍA	16
2.3.1.4.4	ALUMBRADO ZONIFICADO	16
2.3.1.4.5	ZONAS DE USO POCO FRECUENTE.....	16
2.3.1.5	SISTEMAS DE COGENERACIÓN.....	16
2.3.1.5.1	VENTAJAS DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN [7]	17
2.3.1.5.2	COGENERACIÓN CON TURBINA DE GAS	17
2.3.1.5.3	COGENERACIÓN CON TURBINA DE VAPOR.....	18
2.3.1.5.4	COGENERACIÓN EN CICLO COMBINADO	19
2.3.1.6	TRIGENERACIÓN	19
2.3.2	GESTIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	20
2.3.3	GESTIÓN DE LA DEMANDA	20
2.3.3.1	ALTERNATIVAS DE AJUSTE DE FORMA DE CARGA.....	22
2.3.3.1.1	PEAK CLIPPING (RECORTE DE PICO).....	22
2.3.3.1.2	VALLEY FILLING (LLENADO DEL PERÍODO VALLE)	22
2.3.3.1.3	LOAD SHIFTING (DESPLAZAMIENTO DE CARGA)	23
2.3.3.1.4	STRATEGIC CONSERVATION (CONSERVACIÓN ESTRATÉGICA)	23
2.3.3.1.5	STRATEGIC GROWTH (CRECIMIENTO ESTRATÉGICO).....	24
2.3.4	RESPUESTA DE LA DEMANDA.....	24
2.3.5	PROGRAMAS INDUSTRIALES DE RESPUESTA DE LA DEMANDA.	25
2.3.5.1	ESQUEMAS DE PRECIOS DINÁMICOS.....	25

2.3.5.1.1	TIME OF USE – TOU (TIEMPO DE USO).....	26
2.3.5.1.2	CRITICAL PEAK PRICING – CPP (TARIFAS DE PICO CRÍTICO) 26	
2.3.5.1.3	REAL TIME PRICING – RTP (PRECIOS EN TIEMPO REAL)	27
2.3.5.2	MECANISMOS DE INCENTIVO	29
2.3.5.2.1	DEMAND BIDDING PROGRAM – DBP (PROGRAMA DE OFERTAS DE CARGA).....	30
2.3.5.2.2	CONTROL DIRECTO DE LA CARGA.....	31
2.3.5.3	CONTROL DE CARGAS INDUSTRIALES.....	31
2.3.5.3.1	ANÁLISIS DE LA CURVA DE CARGA	32
2.3.5.3.2	TIPOS DE CURVAS DE CARGA DE CLIENTES INDUSTRIALES [5] 34	
2.3.5.3.3	CARGAS ELÉCTRICAS CONTROLABLES [5].....	38
2.3.5.3.4	MÉTODOS DE CONTROL.....	40
2.3.5.3.5	SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO [5].....	42
2.3.5.3.6	CONTROLADORES DE DEMANDA [5]	43
2.3.5.3.7	LIMITACIONES DE CARGA O PROCESO [13]	45
2.3.5.3.8	PROCESOS ENTRELAZADOS [13].....	45
2.3.5.3.9	RESTRICCIÓN DE ESPACIO DE ALMACENAMIENTO [13]	46
2.3.5.3.10	ALGORITMO DE LA TÉCNICA DE DESPLAZAMIENTO DE CARGA [13]	46
2.3.5.4	MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE GESTIÓN DE LA CARGA INDUSTRIAL [12]	47
2.3.6	AUTOGENERACIÓN EN HORARIO PICO	49
2.3.6.1	CONSIDERACIONES SOBRE LA CAPACIDAD DEL GENERADOR 51	
2.3.6.2	GAS NATURAL COMO COMBUSTIBLE PARA GENERADORES PEAK SHAVING [21].....	51
2.3.6.2.1	GAS NATURAL [22].....	52
2.3.6.2.2	GAS NATURAL LICUADO (GNL)	52
2.3.6.3	PLANTAS PEAK SHAVING SATELITALES [25].....	54
2.3.6.4	CLASIFICACIÓN DE LOS GRUPOS ELECTRÓGENOS	54
2.3.6.4.1	STANDBY (EN ESPERA) [26].....	55
2.3.6.4.2	EMERGENCY STANDBY POWER (POTENCIA EN ESPERA DE EMERGENCIA) [26].....	55
2.3.6.4.3	CRITICAL STANDBY (ESPERA CRÍTICA) [26].....	56
2.3.6.4.4	GRUPO ELECTRÓGENO PRIME (PRINCIPAL) [26].....	57
2.3.6.4.5	GRUPO ELECTRÓGENO CONTINUOUS (CONTINUO) [26].....	57

2.3.6.5	ALTERNATIVAS DE AUTOGENERACIÓN MEDIANTE GRUPO ELECTRÓGENO	58
2.3.6.5.1	GENERANDO EN HORARIO PICO ABASTECIENDO PARTE DE LA CARGA	58
2.3.6.5.2	GENERANDO EN HORARIO PICO ABASTECIENDO LA DEMANDA COMPLETA [18]	60
CAPÍTULO III	61
3	ESTUDIO DE LOS MÉTODOS DE REDUCCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA EN HORAS PICO “PEAK SHAVING” APLICADOS EN OTROS PAÍSES	61
3.1	APLICACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS PEAK SHAVING DE RESPUESTA DE DEMANDA EN ESTADOS UNIDOS	61
3.1.1	APLICACIÓN DE PROGRAMAS DE RESPUESTA DE DEMANDA EN EMPRESAS ELÉCTRICAS DE ESTADOS UNIDOS.....	62
3.1.1.1	SOUTHERN CALIFORNIA EDISON [34]	64
3.1.1.2	GULF POWER [35].....	64
3.1.1.3	OKLAHOMA GAS & ELECTRIC	64
3.1.2	EJEMPLO DE CONTROL DE CARGAS EN MGM INDUSTRIES [36] ..	65
3.1.2.1	PERFIL DE LA EMPRESA	65
3.1.2.2	DESCRIPCIÓN DE LAS MEDIDAS DE GESTIÓN DE LA CARGA	65
3.1.2.3	RESULTADOS	66
3.1.3	EJEMPLO DE CONTROL DE CARGAS EN ASSOCIATED WHOLESALE GROCERS [37].....	66
3.1.3.1	PERFIL DE LA EMPRESA	66
3.1.3.2	DESCRIPCIÓN DE LAS MEDIDAS DE GESTIÓN DE CARGA	67
3.1.3.3	RESULTADOS	67
3.1.4	EJEMPLO DE CONTROL DE CARGAS EN LODGE CAST [38]	68
3.1.4.1	PERFIL DE LA EMPRESA	68
3.1.4.2	DESCRIPCIÓN DE LAS MEDIDAS DE GESTIÓN DE CARGA	68
3.1.4.3	RESULTADOS	69
3.1.5	EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE AUTOGENERACIÓN EN HORARIO PICO EN BALDOR ELECTRIC [19].....	69
3.1.5.1	PERFIL DE LA EMPRESA	69
3.1.5.2	DESCRIPCIÓN DE LAS MEDIDAS APLICADAS	69
3.1.5.3	RESULTADOS	70
3.2	APLICACIÓN DE ESTRATEGIAS PEAK SHAVING EN FRANCIA [5].....	70
3.2.1	ESTRUCTURA ELÉCTRICA FRANCESA	70
3.2.1.1	ESTRUCTURA TARIFARIA GENERAL.....	71
3.2.1.2	POLÍTICAS PEAK SHAVING	72

3.2.2	EJEMPLO DE CONTROL DE CARGAS EN INDUSTRIA AGROALIMENTARIA ABATTOIR DE VERDUN (MEUSE) [5]	72
3.2.2.1	PERFIL DE LA EMPRESA	72
3.2.2.2	DESCRIPCIÓN DE LAS MEDIDAS DE GESTIÓN DE CARGA	73
3.2.2.3	RESULTADOS	73
3.3	APLICACIÓN DE ESTRATEGIAS PEAK SHAVING EN ITALIA.....	73
3.3.1	ESTRUCTURA TARIFARIA GENERAL [5]	73
3.3.1.1	POLÍTICAS DE GESTIÓN DE CARGA [5]	75
3.3.2	EJEMPLO DE GESTIÓN DE CARGA EN INDUSTRIA QUÍMICA Y FARMACÉUTICA SYNTHETIC RESINS AND INSULATING ENAMELS [5] ...	76
3.3.2.1	PERFIL DE LA EMPRESA	76
3.3.2.2	DESCRIPCIÓN DE LAS MEDIDAS DE GESTIÓN DE LA CARGA	76
3.3.2.2.1	PERFIL ENERGÉTICO ANTES DE TOMAR MEDIDAS DE MANEJO DE CARGA.....	76
3.3.2.2.2	INSTALACIONES DE GESTIÓN DE CARGA	76
3.3.2.3	ACEPTACIÓN Y SATISFACCIÓN DEL USUARIO	77
3.4	APLICACIÓN DE ESTRATEGIAS PEAK SHAVING EN EL REINO UNIDO	77
3.4.1	ESTRUCTURA TARIFARIA GENERAL	77
3.4.2	EJEMPLO DE CONTROL DE CARGAS EN LA INDUSTRIA AGROALIMENTARIA ALLIED MILLS LTD., LIVERPOOL [5]	78
3.4.2.1	PERFIL DE LA EMPRESA	78
3.4.2.2	DESCRIPCIÓN DE LAS MEDIDAS DE GESTIÓN DE LA CARGA	78
3.4.2.2.1	PERFIL ENERGÉTICO ANTES DE TOMAR MEDIDAS DE GESTIÓN DE CARGA.....	78
3.4.2.2.2	MEDIDAS DE GESTIÓN DE CARGA	78
3.4.2.3	RESULTADOS	79
3.5	APLICACIÓN DE ESTRATEGIAS DE RESPUESTA DE DEMANDA EN LATINOAMÉRICA	79
3.5.1	APLICACIÓN DE ESTRATEGIAS DE RESPUESTA DE DEMANDA EN ARGENTINA	79
3.5.1.1	PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (PUREE) [14]	79
3.5.1.1.1	RESULTADOS	80
3.5.1.2	SISTEMA DE MEDICIÓN DE DISTRIBUCIÓN (SMED)	81
3.5.2	APLICACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS DE RESPUESTA DE DEMANDA EN COLOMBIA [40]	82
3.5.2.1	COMPROMISOS DE LOS CLIENTES PARTICIPANTES EN EL PROGRAMA DE RESPUESTA DE DEMANDA	82

3.5.2.2	DEBERES DE LOS AGENTES Y OPERADORES DEL PROGRAMA DE RESPUESTA DE DEMANDA.....	83
3.5.2.3	FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA DE RESPUESTA DE DEMANDA.....	83
3.6	RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS PEAK SHAVING MEDIANTE PROGRAMAS DE RESPUESTA DE DEMANDA EN VARIOS PAÍSES DEL MUNDO	85
3.6.1	PROYECCIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE PROGRAMAS DE RESPUESTA DE DEMANDA A NIVEL MUNDIAL [41].....	87
CAPÍTULO IV.....		89
4	ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE ESTRATEGIAS PEAK SHAVING EN ECUADOR	89
4.1	ANÁLISIS NORMATIVO	89
4.1.1	CONSTITUCION DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR [42].....	89
4.1.2	LEY ORGÁNICA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA [43] 90	
4.1.2.1	ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO	90
4.1.2.1.1	MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE - MEER 91	
4.1.2.1.2	AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD - ARCONEL	91
4.1.2.1.3	OPERADOR NACIONAL DE ELECTRICIDAD -CENACE	92
4.1.2.2	EFICIENCIA ENERGÉTICA [43].....	94
4.1.2.3	RESPONSABILIDAD AMBIENTAL [43].....	95
4.2	CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	95
4.2.1	POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL	95
4.2.2	EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	97
4.2.3	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	99
4.2.4	EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA PARA SERVICIO PÚBLICO	100
4.2.5	ENERGÍA ENTREGADA Y DISPONIBLE PARA SERVICIO PÚBLICO 101	
4.2.6	EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA POR GRUPO DE CONSUMO	102
4.2.7	DEMANDA DE ENERGÍA PARA SERVICIO PÚBLICO.....	103
4.2.8	EVOLUCIÓN DEL CONSUMO PROMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 106	
4.2.9	CONSUMO PROMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA	107

4.2.10	EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA	108
4.2.11	DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA	109
4.2.12	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE CLIENTES	110
4.2.13	EVOLUCIÓN DE LA FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO	111
4.2.14	FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO	112
4.2.15	PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS	114
4.2.16	CONSUMO DE COMBUSTIBLE UTILIZADO EN GENERACIÓN ELÉCTRICA	115
4.3	PLIEGO TARIFARIO PARA LOS CLIENTES INDUSTRIALES DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA [45].....	117
4.3.1	GRUPOS NIVEL DE TENSIÓN [45]	117
4.3.1.1	GRUPO NIVEL DE ALTA TENSIÓN:	117
4.3.1.2	GRUPO NIVEL DE MEDIA TENSIÓN:.....	117
4.3.1.3	GRUPO NIVEL DE BAJA TENSIÓN:.....	118
4.3.2	TARIFA DE MEDIA TENSIÓN CON REGISTRADOR DE DEMANDA HORARIA PARA INDUSTRIALES [45].....	118
4.3.3	TARIFA DE ALTA TENSIÓN CON REGISTRADOR DE DEMANDA HORARIA PARA INDUSTRIALES [45].....	119
4.3.4	DEMANDA FACTURABLE [45].....	120
4.3.5	FACTORES DE CORRECCIÓN (FCI) [45].....	121
4.3.5.1	INDUSTRIALES EN MEDIA Y ALTA TENSIÓN	121
4.3.6	CARGOS POR BAJO FACTOR DE POTENCIA [45].....	121
4.3.7	TARIFAS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA DEL PAÍS PARA EL SECTOR INDUSTRIAL.....	122
4.4	VIABILIDAD DE LA APLICACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS PEAK SHAVING EN EL SECTOR INDUSTRIAL ECUATORIANO	124
4.4.1	ANÁLISIS DE LA CURVA DE DEMANDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO	124
4.4.2	ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA DISPONIBLES EN EL PAÍS.....	129
4.4.3	ANÁLISIS DEL CONSUMO DE ENERGÍA DEL SECTOR INDUSTRIAL	130
4.4.3.1	CARACTERIZACIÓN DE LAS CURVAS DE DEMANDA DE CADA SECTOR DE CONSUMO	131
4.4.4	ANÁLISIS DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS APLICADAS AL SECTOR INDUSTRIAL	131

4.4.5	COSTOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS MECANISMOS PEAK SHAVING DE RESPUESTA DE DEMANDA.....	134
4.4.5.1	BARRERAS FINANCIERAS	135
4.4.5.1.1	FALTA DE INCENTIVOS PARA ATRAER A LOS CLIENTES	135
4.4.5.1.2	FALTA DE EVALUACIONES EXACTAS DE LOS BENEFICIOS DE LA RESPUESTA DE DEMANDA	135
4.4.5.1.3	FALTA DE CONOCIMIENTO Y DISPONIBILIDAD DE RECURSOS	136
4.4.6	ELEMENTOS PARA LA CONSIDERACIÓN DE ESTRATEGIAS PEAK SHAVING DE RESPUESTA DE DEMANDA.....	136
4.4.6.1	ANÁLISIS DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL	136
4.4.6.2	LIMITACIONES DE ÍNDOLE TÉCNICO.....	137
4.4.6.3	SISTEMAS DE COMUNICACIÓN Y MEDICIÓN.....	137
4.4.6.4	BENEFICIOS POTENCIALES DEL USO DE ESTRATEGIAS PEAK SHAVING	140
4.4.7	PROGRAMAS DE RESPUESTA DE DEMANDA APLICABLES EN ECUADOR.....	141
	CAPÍTULO V	145
5	IMPACTO DE LA APLICACIÓN DE ESTRATEGIAS “PEAK SHAVING” EN ECUADOR.....	145
5.1	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE AUTOGENERACIÓN EN HORARIO PICO	146
5.1.1	CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LOS GRUPOS ELECTRÓGENOS	146
5.1.2	COMPARACIÓN DE COSTOS DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PROVENIENTE DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA Y DE GRUPOS ELECTRÓGENOS	148
5.2	ANÁLISIS DE LA REDUCCIÓN DE LA DEMANDA PICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO MEDIANTE LA APLICACIÓN DE ESTRATEGIAS “PEAK SHAVING” DE RESPUESTA DE DEMANDA.....	150
	CAPÍTULO VI.....	159
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	159
6.1	CONCLUSIONES.....	159
6.2	RECOMENDACIONES	161
7	BIBLIOGRAFÍA.....	163

RESUMEN

Cada año en el Ecuador se destina gran cantidad de recursos tanto técnicos como económicos para satisfacer la demanda máxima del sistema eléctrico nacional, ya que se ponen en marcha centrales generalmente térmicas para cubrir la energía demandada en este período, provocando un alto costo de producción para la energía entregada en horas pico, debido a que en este espacio de tiempo a más de estar funcionando las centrales hidráulicas que abastecen a la demanda base del sistema, también se necesita la operación de centrales térmicas que cubren la demanda punta, lo cual representa un alto costo marginal para el sistema eléctrico esencialmente por costos de combustible.

En este trabajo se realiza el estudio de las estrategias Peak Shaving, traducéndose al español como “recortando picos”, debido a que estos métodos están enfocados en la disminución de la demanda máxima del sistema eléctrico. Estas técnicas pueden ser aplicadas al sector industrial, ya que las características especiales de los procesos industriales y a la gran cantidad de energía utilizada para su funcionamiento, hace que este sector sea el adecuado para la aplicación de estas estrategias. Éstas se centran en el consumo eléctrico racional y eficiente trasladando los procesos industriales desde el período de demanda máxima hacia el período de demanda mínima, con lo cual a más de ayudar a la reducción de la demanda pico del sistema, el cliente industrial también obtendrá beneficios económicos. El costo de la electricidad para el sector industrial está dividido en tres períodos: base, medio y pico, de acuerdo al horario en el que se utilice la energía eléctrica, siendo el período base el de menor costo.

Las estrategias Peak Shaving están orientadas en el llenado del período base, el recorte de la demanda máxima y la conservación estratégica de los sistemas eléctricos. Estas estrategias han sido utilizadas en varios países del mundo con excelentes resultados, por lo que basándonos en estos resultados se determina la factibilidad de aplicación de estas técnicas en el Ecuador, la posible disminución del pico de la curva de demanda del sistema eléctrico nacional y los posibles beneficios económicos.

PRESENTACIÓN

El presente trabajo expone la importancia del recorte de la demanda máxima del sistema eléctrico nacional mediante la aplicación de estrategias Peak Shaving, analizando cada una de los métodos presentados, mostrando los beneficios que pueden obtenerse con su aplicación, tanto para el sistema eléctrico como para los clientes industriales que la adopten.

Se muestran los resultados obtenidos mediante la aplicación de estas técnicas en diferentes países del mundo, los cuales se tomarán como referencia para el análisis de la factibilidad de la aplicación de las estrategias Peak Shaving en el país.

Se analiza además el impacto que se obtendría con la reducción del pico de la curva diaria de carga del sistema eléctrico nacional y los posibles ahorros económicos a obtenerse con la implementación de estas técnicas.

CAPÍTULO I

1 INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

El sector industrial tiene una gran participación en la demanda de energía del Ecuador, ya que requiere una considerable cantidad de electricidad para su funcionamiento. A su vez, la planificación del sistema eléctrico se ha centrado en las inversiones en generación de energía a gran escala, con el fin de satisfacer la demanda de energía cada vez mayor. Desde este punto de vista, el usuario final ha sido considerado como un elemento pasivo en el funcionamiento del sistema eléctrico. Sin embargo, el objetivo global de reducir el impacto de la generación térmica, que mayormente es utilizada para abastecer la demanda de energía en el período de demanda máxima del sistema, ha planteado la necesidad de implementar las estrategias Peak Shaving como una herramienta eficaz para controlar y reducir los niveles de demanda de energía en este período, ya que se tiene un costo de operación alto, debido a la gran cantidad de combustibles fósiles utilizados, produciendo costos elevados en el sistema eléctrico.

En el país, el costo de la energía utilizada por el sector industrial es recaudado por las empresas distribuidoras de energía eléctrica mediante tarifas horarias, distribuidas en horario base, medio y pico, las cuales son aplicadas de acuerdo con el período del día en el que se consume la electricidad. La tarifa en horario pico que va desde 18:00 a 22:00 horas es la más costosa y genera un mayor impacto económico en la planilla eléctrica, lo que implica mayores desembolsos de dinero por consumo de energía eléctrica.

Ante la problemática expuesta anteriormente se presentan las estrategias para reducir el consumo de energía eléctrica durante el período de demanda máxima, llamadas estrategias “Peak Shaving”, y así disminuir el impacto económico producido. La aplicación de las estrategias “Peak Shaving” están enfocadas en el llenado del período base y el recorte del período pico, obteniendo así el aplanamiento de la curva de carga del sistema eléctrico nacional, lo que llevaría a

una disminución de la necesidad de capacidad adicional y la reducción de los costos involucrados en el lado de las empresas generadoras de energía, obteniendo beneficios importantes como el ahorro de recursos económicos en operación y mantenimiento, la mejora del factor de carga y la conservación estratégica de los sistemas eléctricos.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Estudiar los métodos de reducción de demanda de energía en horas pico “Peak Shaving” y determinar su factibilidad de aplicación en Ecuador.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar la incidencia del sector industrial en la demanda energética del país.
- Estudiar los diferentes métodos de reducción de demanda eléctrica en horas pico, aplicados en otros países.
- Describir el funcionamiento e implementación de cada una de las estrategias “Peak Shaving”, presentando sus características operativas y técnicas.
- Definir la factibilidad de la implementación de estos métodos en el sector industrial ecuatoriano considerando para el efecto un análisis técnico económico.

1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Se hace indispensable encontrar métodos de reducción de demanda máxima, ya que la capacidad de generación renovable existente en el país no es suficiente para satisfacer la demanda en horario pico, lo que obliga a que se tenga que recurrir a otros tipos de generación eléctrica más costosa como la generación térmica, produciendo costos elevados para el sistema eléctrico.

El sector industrial es el más afectado por las tarifas eléctricas que toman en cuenta los horarios de consumo, razón por la cual las industrias ven la necesidad de implementar mecanismos de disminución de demanda de energía especialmente en horarios pico y así evitar el gasto innecesario por consumo de electricidad.

La estrategia de autogeneración en horario pico mediante el funcionamiento de un grupo electrógeno permite un uso más eficiente y completo de estos equipos eléctricos, aprovechándolos de una mejor manera para obtener un ahorro durante los horarios en los que el precio por consumo eléctrico es alto.

La reducción de la demanda máxima de energía en el sistema eléctrico ecuatoriano mediante la aplicación de estrategias “Peak Shaving”, contribuye con la disminución del uso de centrales termoeléctricas usadas mayoritariamente en este período pico, colaborando así con la conservación del medio ambiente ya que la quema de combustibles fósiles usados en estas centrales, son grandes responsables de las emisiones de CO_2 a la atmósfera.

1.4 CONTENIDO DE LA TESIS

1.4.1 CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

En este capítulo se establecen tanto los objetivos generales como específicos del proyecto, además el alcance y la justificación del mismo, definiéndose así lo que se desea realizar, a donde queremos llegar y las razones para la realización de este trabajo.

1.4.2 CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

Este capítulo presenta las características de funcionamiento de las diferentes estrategias “Peak Shaving” aplicables en el sector industrial para la reducción de demanda de energía en el período pico, tales como el control de cargas que se aplica mediante la optimización de los procesos industriales, tarifas de precios dinámicos y la autogeneración en horarios pico.

1.4.3 CAPÍTULO III: ESTUDIO DE LOS MÉTODOS DE REDUCCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA EN HORAS PICO “PEAK SHAVING” APLICADOS EN OTROS PAÍSES

En este capítulo se analiza las experiencias en otros países que han aplicado estrategias “Peak Shaving” para la reducción del consumo de energía eléctrica durante los períodos de demanda máxima, se hará hincapié en los aspectos más relevantes de los métodos utilizados y también se presenta los resultados que se obtuvieron en estos países con la implementación de estas estrategias.

1.4.4 CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN DE ESTRATEGIAS “PEAK SHAVING” EN ECUADOR

Este capítulo se enfoca en los aspectos de factibilidad y disponibilidad de recursos tanto naturales, técnicos y económicos del sistema eléctrico nacional que inciden en la implementación de las estrategias “Peak Shaving” en Ecuador.

1.4.5 CAPÍTULO V: IMPACTO DE LA APLICACIÓN DE ESTRATEGIAS “PEAK SHAVING” EN ECUADOR

El capítulo cinco muestra el efecto que puede obtenerse en la forma característica de la curva de demanda del país, al reducir el pico de la misma. La argumentación se realiza haciendo una comparación entre la situación actual y el resultado que se puede obtener mediante la aplicación de las estrategias Peak Shaving, enfocado en la efectividad de la disminución del consumo de energía eléctrica como en el ahorro de la planilla eléctrica que se puede obtener mediante un estudio costo-beneficio.

1.4.6 CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este capítulo contiene las conclusiones y recomendaciones generales que se obtuvieron en el desarrollo de este proyecto de titulación.

CAPÍTULO II

2 MARCO TEÓRICO

2.1 CONCEPTOS GENERALES

Se describen a continuación los conceptos más utilizados en el desarrollo de este proyecto:

2.1.1 CONSUMIDOR INDUSTRIAL

Persona pública o privada, que utiliza la energía eléctrica para la fabricación de productos a través de un procesamiento industrial [1].

2.1.2 CARGA INSTALADA

Es la adición de las potencias nominales de los equipos que se encuentran conectados en una determinada área de una instalación y comúnmente se expresa en kVA o kW [2].

2.1.3 DEMANDA ELÉCTRICA

Es la potencia requerida por un sistema o instalación, promediado en un período de tiempo específico. Generalmente los períodos de demanda empleados son: 15, 30 y 60 minutos y está expresada en kW o kVA, a un factor de potencia determinado [3].

2.1.4 DEMANDA MÁXIMA

Es la máxima demanda que se tiene en un sistema o en una instalación, durante un intervalo de tiempo específico.

2.1.5 DEMANDA PROMEDIO (\bar{D})

Es la demanda equivalente en un intervalo de tiempo definido, que puede ser día, semana, mes o año [3].

$$\bar{D} = \frac{\text{Energía Total en el Período}}{\text{Duración del Período}} \quad (2.1)$$

2.1.6 FACTOR DE CARGA (FC)

Es la relación entre la demanda promedio para un período de tiempo determinado y la demanda máxima obtenida en el mismo período. Muestra la forma en la que se utiliza la energía.

$$FC = \frac{\textit{Demanda Promedio}}{\textit{Demanda Máxima}} \quad (2.2)$$

2.1.7 FACTOR DE DEMANDA (FD)

Es la relación que se obtiene entre la demanda máxima y la carga total instalada.

$$FD = \frac{\textit{Demanda Máxima}}{\textit{Carga Total Instalada}} \quad (2.3)$$

2.1.8 FACTOR DE POTENCIA (FP)

Es un término usado para determinar la cantidad de energía eléctrica que se ha transformado en trabajo. Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente.

$$FP = \frac{P}{S} \quad (2.4)$$

Donde:

P: Potencia Activa

S: Potencia Aparente

2.2 CLASIFICACIÓN DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS SEGÚN SU PARTICIPACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

La demanda de energía cambia continuamente en los períodos del día, los sistemas de generación están compuestos por centrales eléctricas con diferentes prestaciones dinámicas por lo que se pueden definir tres grandes categorías de centrales de generación:

2.2.1 CENTRALES BASE O CENTRALES PRINCIPALES

Son las centrales que tienen como función generar energía eléctrica de manera constante; la instalación suele estar en funcionamiento durante largos períodos de tiempo y no tienen la flexibilidad necesaria para seguir cambios rápidos en la demanda. Estas unidades tienen bajos costos marginales y se caracterizan por tener una gran potencia, generalmente se trata de centrales hidráulicas y nucleares [4].

2.2.2 CENTRALES INTERMEDIAS

Las centrales intermedias presentan la flexibilidad de responder a cambios en la demanda, por lo que se utilizan para una generación regulada. Su capacidad de salida puede variar dentro de los límites técnicos especificados. Generalmente se trata de centrales térmicas grandes y centrales hidráulicas pequeñas [5].

2.2.3 CENTRALES DE CARGA MÁXIMA

Las centrales de carga máxima están conformadas por las centrales térmicas de mediana y pequeña capacidad, tienen como función principal cubrir los períodos de demanda máxima de energía de un sistema eléctrico. Trabajan en intervalos de tiempo cortos durante horas específicas, su funcionamiento es periódico y pueden cambiar rápidamente su nivel de generación. Estas centrales presentan un alto costo marginal y sirven de apoyo a las centrales de carga base [4].

La figura 2.1 proporciona un ejemplo de un típico perfil de carga de un sistema eléctrico de 24 horas, con el funcionamiento de las diferentes unidades de generación. Debe observarse que durante la hora pico, casi todas las centrales disponibles estarán funcionando (incluyendo las menos eficientes), mientras que en horas fuera del período pico, solo las plantas con los menores costos marginales estarán en servicio. El resultado es un costo elevado para la energía producida durante el período pico, esencialmente conformado por los costos de combustible para los sistemas donde predominan las plantas térmicas [5].

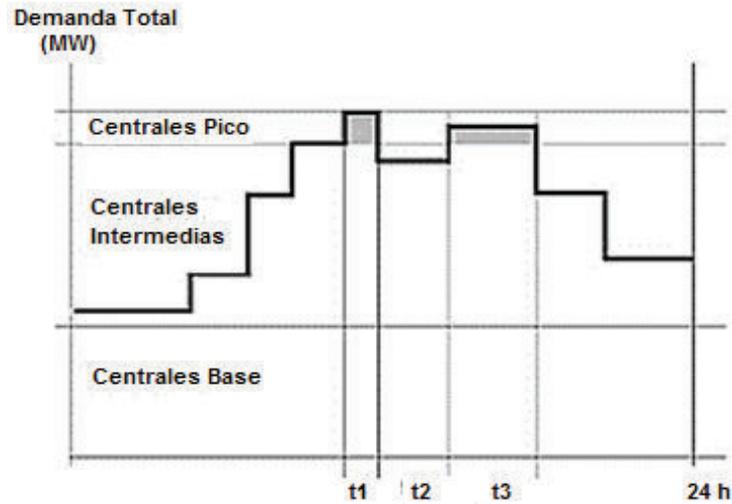


Figura 2.1: Perfil de carga típico de un sistema eléctrico de 24 horas.
Fuente: International Union for Electricity, 2009.

En el perfil de carga de la figura anterior se observa que existe demanda pico en dos períodos: t1 y t3, en los cuales cuando la demanda se aproxima a los límites de capacidad de las centrales base e intermedias, necesariamente entran en operación las centrales térmicas para cubrir la demanda de estos períodos pico, esto provoca automáticamente un aumento en los costos de producción, debido a la utilización de combustibles.

Como ejemplo, la figura 2.2 muestra los costos marginales de producción en por unidad, para un día de trabajo típico, en el que se evidencia que los costos de producción son elevados en los períodos pico t1 y t3.

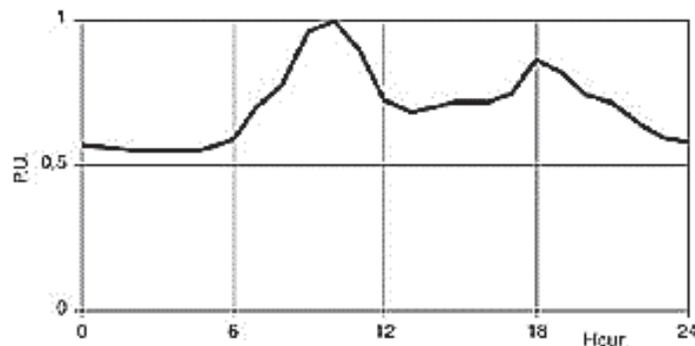


Figura 2.2: Costo marginal del combustible en un día de producción.
Fuente: International Union for Electricity, 2009.

A través de las estrategias Peak Shaving, es posible aplanar la curva de carga limitando el consumo durante la hora punta. Esto permite posponer la necesidad de capacidad adicional, al mismo tiempo que aumenta la eficiencia operativa del

sistema energético. La reducción de los costos de suministro tiene repercusiones positivas en los niveles arancelarios y, por lo tanto, en las planillas de los clientes.

2.3 MÉTODOS DE REDUCCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA EN HORAS PICO “PEAK SHAVING”

Las estrategias Peak Shaving traducéndose al español como “recortando picos” se utilizan para reducir el consumo de electricidad durante los períodos de demanda máxima de las empresas generadoras y distribuidoras de energía, con el objetivo de afeitar o reducir el pico de la curva de carga del sistema eléctrico, obteniendo así el aplanamiento de la misma. En la figura 2.3 se presentan las diferentes estrategias Peak Shaving que se analizarán en las siguientes secciones.

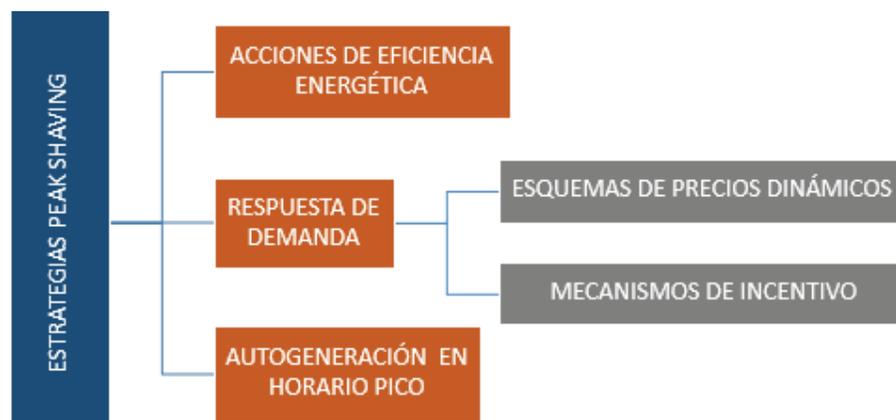


Figura 2.3: Esquema de las estrategias Peak Shaving.
Fuente: Elaboración propia.

Si bien las medidas de eficiencia energética ahorran el consumo durante todo el período de demanda, son menos propensas a alcanzar las relativamente grandes reducciones de demanda deseadas en el período máximo, sin embargo constituyen una parte importante del éxito de las estrategias Peak Shaving. Por lo que este trabajo inicia con las principales Acciones de Eficiencia Energética que se pueden implementar en la industria; para a continuación presentar el estudio de la Gestión de la Energía Eléctrica, la cual engloba una serie de estrategias de Respuesta de Demanda, entre las cuales podemos encontrar: Esquemas de Precios Dinámicos y Mecanismos de Incentivo, que son enfoques atractivos para los clientes industriales; para finalizar se presenta la Autogeneración en Horario Pico.

Las técnicas presentadas se basan en la potencial reducción del consumo de electricidad en el período de demanda máxima del sistema y el aumento de la eficiencia operativa de las industrias, ya que se espera que la implementación de éstas técnicas en los procesos industriales reduzcan las facturas de electricidad en el lado de los clientes, además de la optimización de los recursos disponibles en el lado de la oferta, reduciéndose la necesidad de capacidad adicional y los costos involucrados por el uso de combustible en las centrales térmicas .

2.3.1 ACCIONES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LAS INDUSTRIAS

Las acciones de eficiencia energética están enfocadas en reducir los niveles de carga, manteniendo la comodidad del usuario o nivel de servicio, orientándose primordialmente hacia las buenas prácticas de utilización de la energía, las cuales consisten en acciones que no implican una gran inversión y tienen como finalidad la reorganización del consumo de electricidad mediante un procedimiento rutinario para así obtener la mejora de la eficiencia energética en el sector industrial.

En forma general, los objetivos que se buscan mediante el uso eficiente de la energía a nivel industrial son los siguientes [6]:

- Disminución de la utilización de electricidad
- Mejorar los procedimientos productivos
- Mejorar las condiciones de funcionamiento de los equipos
- Prolongar la vida útil de la planta
- Reducir las pérdidas de potencia
- Optimización de los recursos
- Cumplimiento de normas de calidad
- Manejo integral de los residuos
- Impacto provechoso en el ecosistema

En seguida se presentan las principales acciones que deben aplicarse para garantizar el uso eficiente de los equipos e instalaciones en el sector industrial.

2.3.1.1 Eficiencia energética en motores eléctricos [7]

Alrededor del 60% de la electricidad demandada en todo el mundo se destina a la utilización de motores eléctricos, los cuales ponen en funcionamiento una gran cantidad de dispositivos domésticos e industriales como: compresores, bombas, maquinarias, ventiladores, vehículos, etc. Un factor determinante al momento de adquirir un motor es su eficiencia energética, siendo el motor de mayor eficiencia el de mayor precio, ya que los motores con mayor eficiencia, aunque son más costosos en su compra al inicio, compensan esta diferencia en un periodo de tiempo reducido gracias a su menor costo de operación.

2.3.1.1.1 Utilización de motores de alta eficiencia

Las características de diseño y construcción de los motores de alta eficiencia implican pérdidas reducidas en comparación con los motores estándar. De los costos totales de operación de un motor a lo largo su vida útil, el costo de compra representa el 1%, la energía consumida el 95%, el mantenimiento el 3% y los costos de ingeniería y logística el 1%. Con lo que se confirma que el costo de compra del motor es poco representativo con respecto al costo total de operación, razón por la cual en la elección de motores eléctricos se debe considerar principalmente su eficiencia. Los motores se clasifican en tres categorías de rendimiento que se muestran a continuación:

- EFF1 (Rendimiento Alto)
- EFF2 (Rendimiento Mejorado)
- EFF3 (Rendimiento Bajo)

En la tabla 2.1 y figura 2.4 se muestran las categorías de rendimiento de motores de manera tabulada mediante sus valores nominales de rendimiento en relación de su polaridad y del tamaño que tenga el motor.

Tabla 2.1: Rendimiento de motores de acuerdo a su categoría.

kW	4 POLOS			2 POLOS		
	eff 3 < η_N	eff 2 $\geq \eta_N$	eff 1 $\geq \eta_N$	eff 3 < η_N	eff 2 $\geq \eta_N$	eff 1 $\geq \eta_N$
1,1	76,2	76,2	83,8	76,2	76,2	82,8
1,5	78,5	78,5	85	78,5	78,5	84,1
2,2	81	81	86,4	81	81	85,6
3	82,6	82,6	87,4	82,6	82,6	86,7
4	84,2	84,2	88,3	84,2	84,2	87,6
5,5	85,7	85,7	89,2	85,7	85,7	88,6
7,5	87	87	90,1	87	87	89,5
11	88,4	88,4	91	88,4	88,4	90,5
15	89,4	89,4	91,8	89,4	89,4	91,3
18,5	90	90	92,2	90	90	91,8
22	90,5	90,5	92,6	90,5	90,5	92,2
30	91,4	91,4	93,2	91,4	91,4	92,9
37	92	92	93,6	92	92	93,3
45	92,5	92,5	93,9	92,5	92,5	93,7
55	93	93	94,2	93	93	94
75	93,6	93,6	94,7	93,6	93,6	94,6
90	93,9	93,9	95	93,9	93,9	95

Fuente: Motors Electrics.

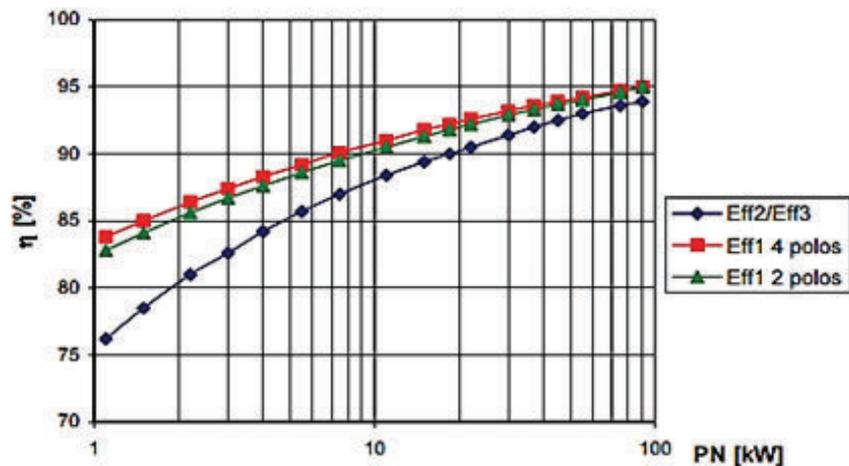


Figura 2.4: Potencia asignada en función del rendimiento.

Fuente: Motors Electrics.

2.3.1.1.2 Dimensionamiento de motores

Para un correcto funcionamiento de los motores es importante que éstos operen a un factor de carga entre el 65% y el 100%. Otra medida fundamental es el

reemplazo de los motores que operen a menos del 40% de su capacidad de carga por otros de menor potencia. En el caso de que requiera sobredimensionar la capacidad del motor debido a la presencia de picos de carga, se deberán considerar estrategias alternativas, como la instalación de un motor de arranque.

2.3.1.2 Corrección del factor de potencia

Las cargas inductivas, principalmente motores de inducción, causan un bajo factor de potencia en las industrias ya que requieren potencia reactiva para la creación de la corriente de magnetización que permite la presencia de campo magnético en el circuito. La potencia reactiva consumida por las cargas inductivas incrementa la cantidad de potencia aparente en el sistema de distribución, razón por la cual es evidente la corrección del factor de potencia para provocar la disminución de la misma [8].

2.3.1.2.1 Inconvenientes por la presencia de un bajo factor de potencia [9]

- Incremento de la intensidad de corriente.
- Pérdidas en los conductores y altas caídas de voltaje.
- Aumento de potencia en el transformador, disminución de su vida útil y reducción de la capacidad de conducción de los conductores.
- Aumento de la temperatura de los conductores, lo que disminuye el tiempo de vida de su aislamiento.
- Alto consumo de energía reactiva reflejada en el pago de la planilla eléctrica.

2.3.1.2.2 Beneficios de la mejora del factor de potencia

- Planillas de servicios eléctricos más reducidas.
- Aumento de la capacidad del sistema eléctrico interno.

- Mejora la caída de tensión en el punto de uso, (alimentación por debajo del voltaje nominal de equipos reduce la eficiencia, incrementa la corriente y reduce el par de arranque de motores).
- Mejora la regulación de voltaje.
- Mejora la eficiencia del sistema.

2.3.1.2.3 Instalación de Capacitores

Los factores más importantes que se deben tomar en consideración para la instalación óptima de capacitores son: la distribución y variación de cargas, el factor de carga, uniformidad en la distribución de la carga, tipos de motores, la disposición y longitud de los circuitos y la naturaleza del voltaje.

No se debe realizar una sobrecompensación de potencia reactiva, debido a que esta compensación excesiva, puede provocar un incremento del voltaje de los equipos con respecto al voltaje de la red [10].

2.3.1.3 Utilización de control electrónico de velocidad [7]

Es primordial que el motor funcione en su punto óptimo de operación, esto es, que el motor ponga en marcha la carga a la velocidad necesaria y así conseguir un mínimo consumo de electricidad. El equipo más usado para esta obtención es el variador electrónico de velocidad o frecuencia que está representado en la figura 2.5.

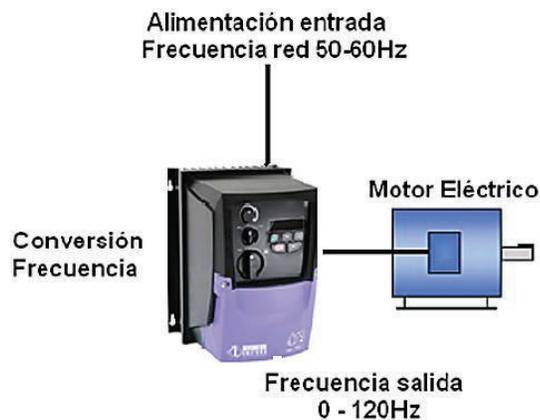


Figura 2.5: Variador electrónico de frecuencia.
Fuente: Escoda Salvador, 2012.

En la figura 2.6 se muestra como el variador electrónico reformata la frecuencia de la onda de voltaje de alimentación al motor, permitiendo así que éste funcione cerca del punto óptimo de operación. Este equipo posibilita la regulación del par motor sin la necesidad de recurrir a otras alternativas menos eficientes, provocando un importante ahorro de energía además de otros beneficios como: prolongación de la vida útil del motor, disminución de ruido, menos desgaste y mejor control.

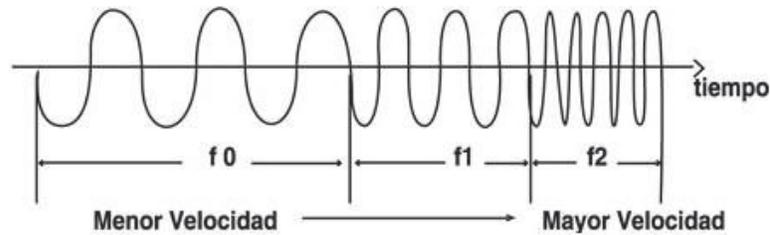


Figura 2.6: Control de velocidad mediante variación de frecuencias.
Fuente: *Mundo HVACR*, 2009.

Las cargas que presentan un consumo cambiante en su funcionamiento son las ideales para ser accionadas a través de un motor con variador electrónico de velocidad. Como ejemplo se pueden mencionar las bombas centrífugas y ventiladores.

Los variadores electrónicos de velocidad se utilizan cuando se requiera [11]:

- Control del par motor y de la velocidad.
- Regulación sin golpes mecánicos.
- Movimientos complejos.

2.3.1.4 Eficiencia energética en iluminación [7]

La electricidad consumida por la iluminación en el sector industrial no es tan representativa al compararla con otras cargas, sin embargo está debidamente justificada la aplicación de medidas de mejoramiento de la eficiencia energética en iluminación debido a la consecuente reducción de los costos de electricidad.

Las medidas a tomarse se muestran a continuación:

2.3.1.4.1 Revisión de los niveles de iluminación

En las zonas de trabajo examinar los niveles de iluminación. En las zonas menos importantes reducir la iluminación. Para lo cual:

- Sustituir luminarias ineficientes.
- Suprimir los puntos de luz superfluos.
- Animar al personal para que apague las luces innecesarias fuera de las horas de trabajo.
- En trabajos específicos es conveniente instalar puntos de luz localizados.

2.3.1.4.2 Aprovechamiento de la luz natural

Es sumamente importante el aprovechamiento de la luz natural disponible, para así reducir el encendido de luz artificial. Se deben suprimir los obstáculos que dificulten el acceso de luz o que a su vez, proyecten sombras al interior del local.

2.3.1.4.3 Concientización sobre el ahorro de energía

Colocar en sitios estratégicos de la industria, carteles para incentivar la concientización de los trabajadores.

2.3.1.4.4 Alumbrado zonificado

En grandes locales es conveniente zonificar los circuitos de alumbrado, para así independizar el encendido de cada grupo de luminarias, con lo que se iluminará únicamente el sector de la planta que va a ser ocupado.

2.3.1.4.5 Zonas de uso poco frecuente

Es conveniente la colocación de detectores de presencia o de interruptores temporizados para el control automático de la iluminación en zonas de poco uso.

2.3.1.5 Sistemas de Cogeneración

Al aplicar sistemas de cogeneración se obtiene un ahorro importante de energía por la utilización simultánea del calor generado, además el mejoramiento del

rendimiento de la instalación frente a un sistema de generación convencional. En la figura 2.7 se puede observar un sistema convencional, mientras que en la figura 2.8 se muestra un sistema energético con cogeneración.

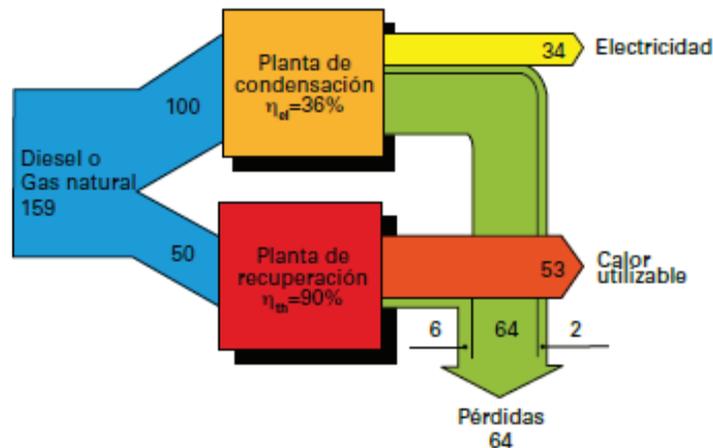


Figura 2.7: Esquema de abastecimiento energético convencional.
Fuente: Gas natural fenosa.

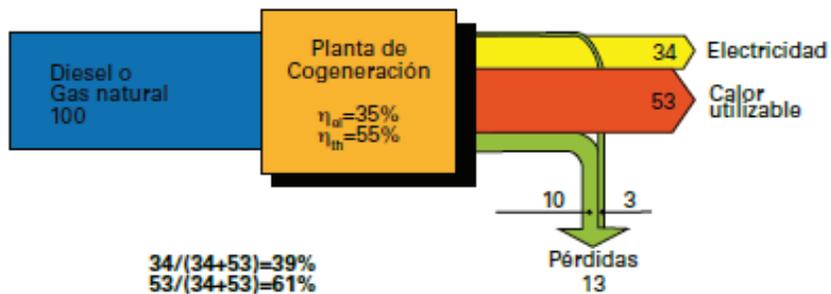


Figura 2.8: Esquema de abastecimiento energético con cogeneración.
Fuente: Gas natural fenosa.

2.3.1.5.1 Ventajas de los sistemas de cogeneración [7]

- Ahorra energía y mejora la confiabilidad del abastecimiento.
- Reduce las pérdidas de la red eléctrica, ya que las plantas de cogeneración suelen situarse cercanas a los lugares de consumo.
- Se adaptan bien a las zonas retiradas o ultra periféricas.

2.3.1.5.2 Cogeneración con turbina de gas

El esquema general de cogeneración con turbina de gas que se muestra en la figura 2.9 empieza su funcionamiento mediante la combustión que se produce en una

cámara, para luego dirigir los gases resultantes en una turbina, donde se extrae el máximo de su energía, transformándola en energía mecánica. La energía sobrante, en forma de un caudal de gases calientes a alta temperatura, es aprovechada para satisfacer, las necesidades térmicas del proceso [7].

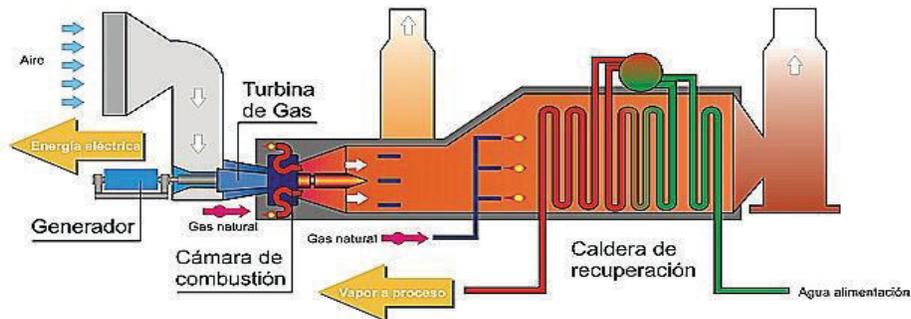


Figura 2.9: Ciclo con turbina de gas.
Fuente: Multitekingenieros.

2.3.1.5.3 Cogeneración con turbina de vapor

En la cogeneración con turbina de vapor, la conversión en energía mecánica se obtiene por la expansión del vapor a alta presión procedente de una caldera. El proceso genera menos energía eléctrica por unidad de combustible que su equivalente con turbina de gas; sin embargo, el rendimiento global de la instalación es superior [7]. Para la generación del vapor de partida se puede usar cualquier combustible, e incluso corrientes energéticas residuales de los procesos productivos. La cogeneración con turbina de vapor se muestra gráficamente en la figura 2.10.

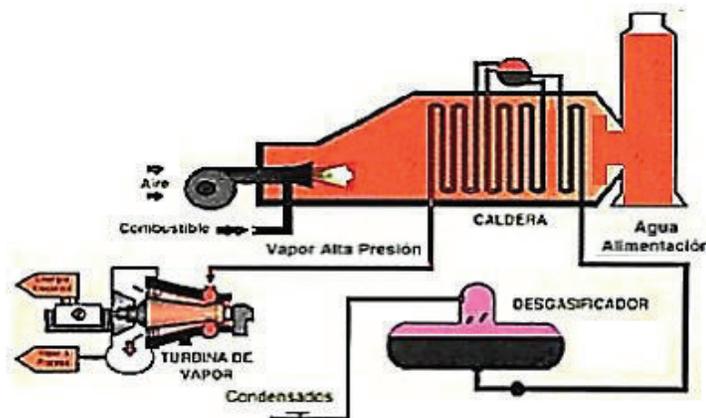


Figura 2.10: Ciclo con turbina de vapor.
Fuente: Gas natural fenosa.

2.3.1.5.4 Cogeneración en ciclo combinado

Es la aplicación conjunta de una turbina de gas y una de vapor, con todas sus posibles combinaciones en lo que se refiere a tipos de combustibles utilizados, quemadores de poscombustión, salidas de vapor de turbina a contrapresión o condensación, etc. El rendimiento total de producción de energía eléctrica es superior a las soluciones anteriores [7]. En la figura 2.11 se visualiza La cogeneración en ciclo combinado.

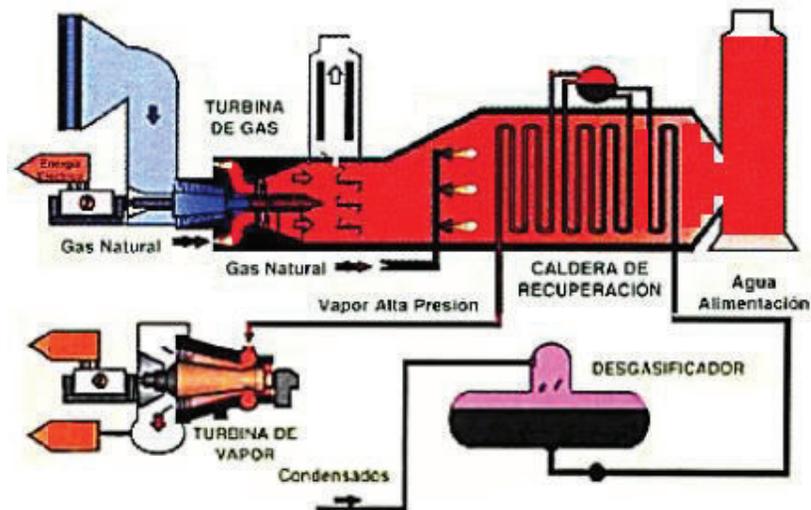


Figura 2.11: Cogeneración en ciclo combinado.
Fuente: Gas natural fenosa.

2.3.1.6 Trigeneración

En las industrias que cuentan con sistemas de refrigeración para su proceso productivo, la incorporación de la instalación de frío dentro de un sistema de cogeneración permite la utilización de cierta parte de la energía generada para este fin. Entonces la producción conjunta de electricidad, calor y frío se denomina trigeneración. El esquema más habitual de este tipo de sistemas es el que se presenta enseguida en la figura 2.12, en el que el ciclo de refrigeración por compresión de vapor se sustituye por un ciclo de absorción, el cual absorbe calor para su funcionamiento, permitiendo de esta manera utilizar parte del calor disipado por el motor o turbina para la refrigeración [7].

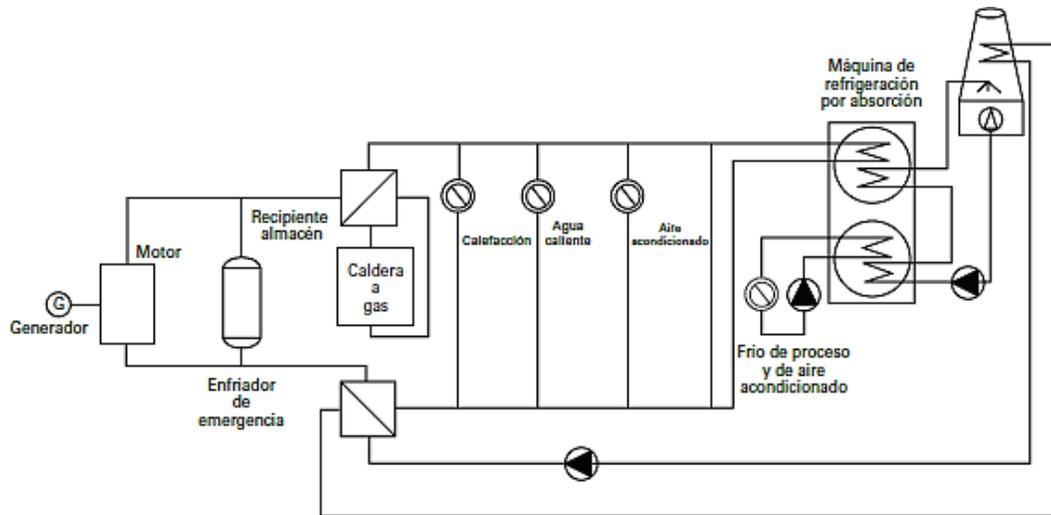


Figura 2.12: Esquema de un sistema de trigeneración,
Fuente: Gas natural fenosa.

2.3.2 GESTIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

La gestión de la energía eléctrica es un tema que ha alcanzado preocupación específica en el siglo XXI debido a su contribución al desarrollo económico y la conservación ambiental. Tiene como fin la planificación de las diferentes iniciativas que podrían ser desplegadas para reducir el consumo de energía eléctrica.

La electricidad generada se debe utilizar de manera eficiente para satisfacer la demanda. En este sentido, la gestión de la energía eléctrica es la acción más barata que puede soportar la creciente demanda de electricidad y permite el tiempo suficiente para que las empresas de servicios públicos planifiquen la inversión de nuevos planes de generación.

En el lado de la demanda, la gestión de energía se utiliza para reducir el costo de la compra de energía eléctrica y las sanciones asociadas. Las técnicas están orientadas en el llenado del período valle, el recorte de la demanda pico y el mejoramiento del factor de carga del sistema [8].

2.3.3 GESTIÓN DE LA DEMANDA

La estrategia Gestión de la Demanda o también conocida como Gestión de Carga es el proceso de planificación de las actividades orientadas a modificar estratégicamente el consumo de energía de los clientes de una empresa de

distribución de energía eléctrica. Es parte de un proceso de planificación integrada de recursos, que debe evaluar la oferta (unidades de generación) y las alternativas de ahorro de energía que se pueden obtener en el lado de la demanda [12].

La estrategia de gestión de carga abarca todos los métodos centrados en la modificación de la curva de demanda de una Compañía de Distribución de Energía mediante la planificación y ejecución de diversas actividades que están diseñados para influir en los usuarios a utilizar la electricidad de tal manera, que se produce un cambio deseado en el perfil de carga.

La gestión de carga interviene en el diseño, aplicación, utilización y mantenimiento de procesos para optimizar el consumo de energía eléctrica y la reducción de la demanda máxima [8].

Objetivos múltiples, tales como la satisfacción del cliente, fiabilidad e índices de calidad pueden llevarse a cabo a través de estos programas. Las reducciones de energía y de inversión son sólo algunos ejemplos de objetivos a alcanzarse. Por otra parte, esta técnica tiene que ser capaz de predecir el comportamiento futuro de los clientes para evaluar los costos y beneficios de la estrategia [12].

Las opciones para la aplicación de la estrategia de gestión de carga deben ser identificadas, evaluadas y aplicadas para la mejora de la eficiencia mediante la planificación de objetivos específicos, tales como:

- Modificación estratégica de la forma de la carga.
- Aumento de las oportunidades para reducir las planillas eléctricas.
- Mejoramiento del rendimiento financiero.
- Reducir al mínimo el riesgo de los inversores.
- Maximizar la flexibilidad de planificación.

El objetivo principal de cualquier programa de gestión de carga es mantener, lo más posible, un nivel constante de carga, permitiendo así que el factor de carga del sistema se aproxime al 100%. Los beneficios de la aplicación de esta técnica son

la reducción de la demanda máxima, la reducción de la pérdida de potencia, la mejor utilización del equipo y el ahorro mediante la reducción de los cargos por demanda pico [13].

2.3.3.1 Alternativas de ajuste de forma de carga

Las diferentes alternativas de ajuste de forma de carga que se pueden obtener mediante los programas de gestión de demanda se presentan a continuación [12]:

2.3.3.1.1 *Peak Clipping (Recorte de pico)*

Como se muestra en la figura 2.13 esta alternativa se centra en la reducción del consumo de electricidad durante los períodos pico. El efecto a obtenerse es una reducción tanto de la demanda máxima como del consumo total de energía.

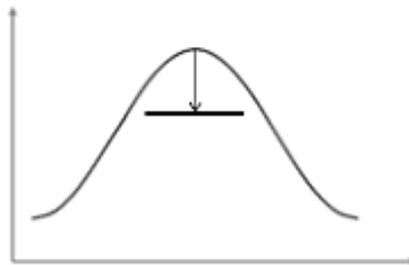


Figura 2.13: Recorte de pico.
Fuente: Ordóñez, 2015.

2.3.3.1.2 *Valley Filling (Llenado del período valle)*

Este método fomenta el uso de energía eléctrica mediante la adición de cargas durante los períodos de menor demanda del sistema eléctrico.

Esta alternativa de ajuste de forma de carga está representada en la figura 2.14.

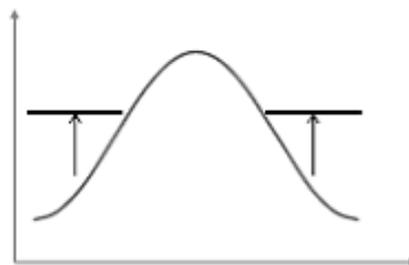


Figura 2.14: Llenado del período valle
Fuente: Ordóñez, 2015.

2.3.3.1.3 Load Shifting (Desplazamiento de carga)

Se basa en el traslado de carga desde el período pico hacia los períodos de menor actividad, para cumplir con el recorte de pico y llenado del período valle. El efecto neto a obtenerse es una disminución de la demanda máxima, pero no un cambio en el consumo total de energía. Es uno de los métodos más simples de gestión de la carga, consiste en reducir la carga durante el período de demanda máxima trasladando el uso de aparatos y equipos a períodos fuera de pico como se grafica en la figura 2.15. En esta alternativa no se conmutan cargas, sólo se cambian o reprograman, por lo tanto la producción total no es afectada [13].

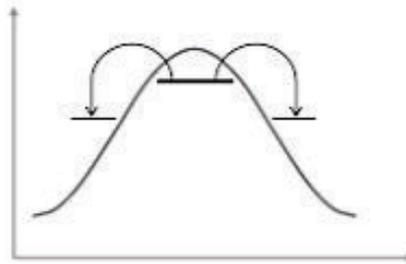


Figura 2.15: Desplazamiento de Carga.
Fuente: Ordóñez, 2015.

2.3.3.1.4 Strategic Conservation (Conservación estratégica)

Este método se centra en la reducción de la demanda durante todas las horas del día. Los programas de conservación estratégica se fundamentan en la mejora de la tecnología industrial para reducir el consumo eléctrico. Motores de alta eficiencia, sistemas de recuperación de calor y variadores de velocidad son sólo algunos ejemplos de las nuevas tecnologías que se pueden utilizar para reducir la demanda energética industrial. La conservación estratégica es similar a las acciones de eficiencia energética que se analizan en el capítulo 2.3.1 y su representación se muestra en la figura 2.16.

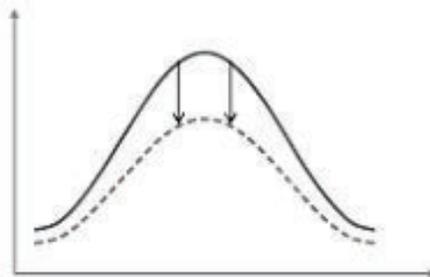


Figura 2.16: Conservación Estratégica.
Fuente: Ordóñez, 2015.

2.3.3.1.5 Strategic Growth (Crecimiento estratégico)

Se refiere al crecimiento estratégico de la carga que se presenta en el despliegue de nuevas tecnologías, como en la carga de los vehículos eléctricos los cuales incrementarán estratégicamente el consumo de electricidad. La figura 2.17 ilustra el crecimiento estratégico.

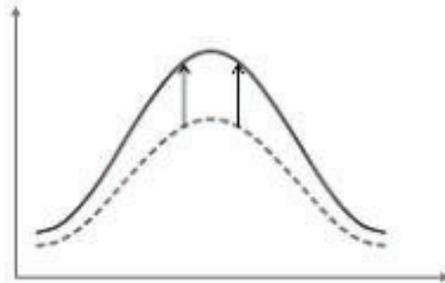


Figura 2.17: Crecimiento Estratégico.
Fuente: Ordóñez, 2015.

Todas las posibles alternativas de ajuste de forma de carga deben ser analizadas previamente para su implementación en base a los objetivos generales y a las condiciones operativas actuales de cada industria, para así lograr las modificaciones del patrón de carga deseado. Al final, los proveedores y los clientes deben evaluar en conjunto todas las posibles opciones para la gestión de carga, teniendo en cuenta que el objetivo principal debe ser que el beneficio sea mutuo. Por último, después de la implementación de la estrategia más beneficiosa se debe efectuar un monitoreo para mejorar la eficacia de la alternativa elegida.

2.3.4 RESPUESTA DE LA DEMANDA

Son mecanismos Peak Shaving, en los cuales los clientes de una empresa distribuidora de energía, trasladan su consumo de energía eléctrica en respuesta a una señal de precio, incentivos, o directamente mediante la intervención del operador de la red. Los cambios en la utilización de electricidad se diseñan para ser ejecutados en periodos críticos de demanda pico o cuando las reservas del sistema eléctrico son insuficientes [14].

2.3.5 PROGRAMAS INDUSTRIALES DE RESPUESTA DE LA DEMANDA

Los mecanismos de Respuesta de la Demanda se dividen en dos grupos principales: mecanismos basados en precios dinámicos, y mecanismos de incentivo [12].

La figura 2.18 muestra la clasificación de los programas industriales de Respuesta de la Demanda.

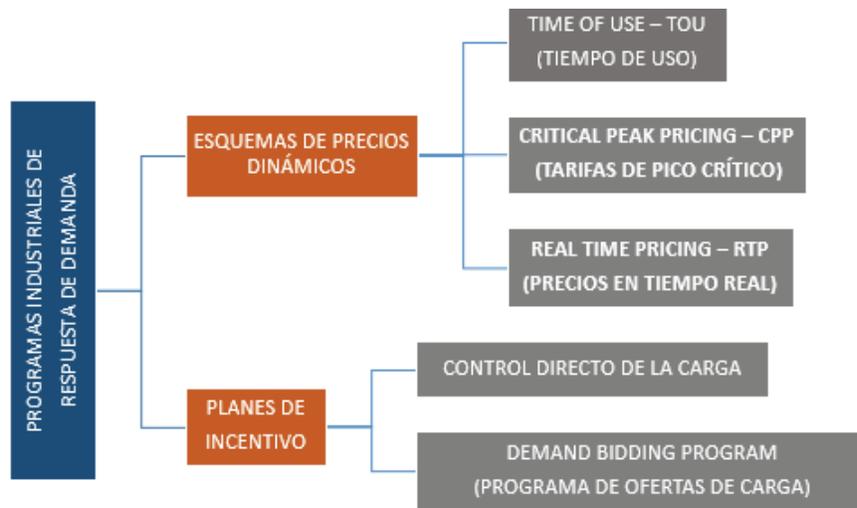


Figura 2.18: Programas industriales de respuesta de demanda.
Fuente: Elaboración propia.

2.3.5.1 Esquemas de Precios Dinámicos

Los programas de precios dinámicos han sido diseñados para proporcionar beneficios económicos a los clientes que participan en este tipo de programas de Respuesta de Demanda. Mediante estos programas de precios variables las empresas de distribución de energía eléctrica pueden de alguna forma reducir la demanda máxima, para así balancear de un modo más eficiente el consumo de electricidad con los recursos disponibles y el costo total de producción.

Las estrategias de precios dinámicos son las siguientes:

- Time of Use – TOU (Tiempo de Uso).
- Critical Peak Pricing - CPP (Tarifas de Pico Crítico).
- Real Time Pricing – RTP (Precios en Tiempo Real).

2.3.5.1.1 Time of Use – TOU (Tiempo de Uso)

Las Tarifas de Tiempo de Uso (TOU) definen bloques de horas con diferentes precios, que reflejan los costos promedio de generar energía durante estos períodos, generalmente los bloques horarios están establecidos en período pico, medio y base, siendo el período pico el bloque horario de mayor precio y el período base el de menor costo de electricidad. La diferenciación de precios puede ser diaria, semanal, mensual e incluso estacional. Las tarifas de tiempo de uso son los mecanismos de precios dinámicos generalmente utilizados por las empresas eléctricas a nivel mundial.

Los períodos en los que se presentan los picos de demanda, obedecen al patrón de consumo de cada sistema en particular, pero comúnmente se evidencia un pico en horas del mediodía y otro pico mayor en las primeras horas de la noche, por lo que como se puede observar en la figura 2.19, el período con la mayor tarifa se establecerá en las horas en las que se produce la máxima demanda del sistema eléctrico [14].

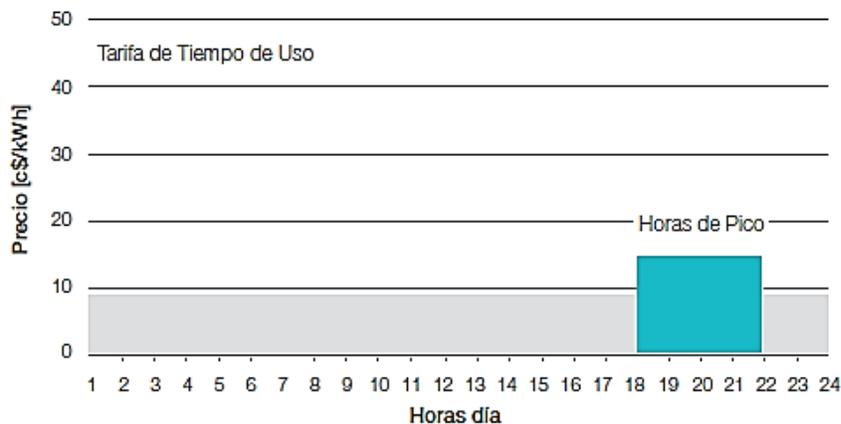


Figura 2.19: Ejemplo de tarifas de tiempo de uso.
Fuente: Del Rosso & Ghia, 2010.

2.3.5.1.2 Critical Peak Pricing – CPP (Tarifas de Pico Crítico)

El programa de Tarifas de Pico Crítico (CPP) es un mecanismo que está relacionado con eventos que pueden presentarse en el sistema eléctrico. Los precios se designan a horas en la que los costos de producción y los precios de mercado son elevados, debido a una alta demanda o a una escasez de producción. Su propósito es minimizar el pico de consumo a través de la imposición de una

tarifa eléctrica muy alta respecto a las tarifas eléctricas fijas de un único período o a las anteriormente mencionadas tarifas TOU. Sin embargo, la tarifa durante las horas pico críticas CPP, es mayor que la tasa pico para las tarifas TOU correspondientes. El cliente tiene información de los precios de estas tarifas con relativamente poca antelación a los períodos en los que se aplican [15].

Los eventos de tarifas de pico crítico están basados en los siguientes criterios [16]:

- Aviso de Alerta o Advertencia del Operador del Sistema Eléctrico.
- Pronósticos de emergencias del sistema que pueden declararse a nivel del circuito de generación, transmisión o distribución.
- Pronósticos de condiciones de temperaturas extremas o inusuales que afectan la demanda del sistema.
- Previsiones de carga y / o precio diario.

Estas estrategias se las puede utilizar conjuntamente con otros mecanismos de respuesta de demanda, como por ejemplo Tarifas de Tiempo de Uso. En la figura 2.20 se muestra un esquema de tarifas de pico crítico.

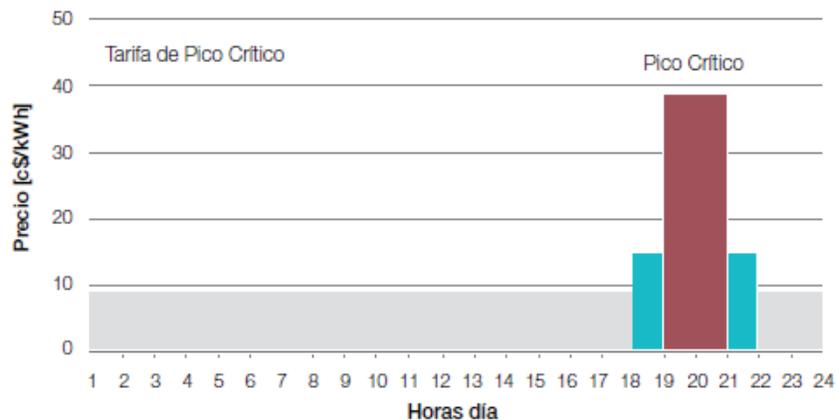


Figura 2.20: Ejemplo de mecanismos de Tarifas de Pico Crítico.
Fuente: Del Rosso & Ghia, 2010.

2.3.5.1.3 Real Time Pricing – RTP (Precios en Tiempo Real)

Los mecanismos de Precios en Tiempo Real (RTP), consisten básicamente en tarifas del precio de la electricidad que reflejan el precio establecido en el mercado, valores determinados según la hora del día, la temporada y la temperatura. El

programa de precios en tiempo real proporciona ahorros flexibles cuando y como el cliente lo desee. Diseñado para las industrias con la flexibilidad de cambiar o reducir el uso de electricidad cuando los costos de energía son más altos. Estos mecanismos permiten ayudar a aliviar la demanda en el sistema de energía y aprovechar los cambios de estación para reducir las facturas de electricidad [16].

El cliente decide los mejores momentos para que su industria utilice más o menos electricidad. Por ejemplo la industria puede abandonar activamente el uso de energía en los días calurosos de verano durante las horas de mayor precio. Con estas tarifas no hay eventos de energía para responder y no hay requisitos mínimos para la reducción de energía. Simplemente el industrial sigue las tarifas de electricidad por hora y decide cuándo desea reducir su consumo de energía.

La figura 2.21 muestra la variación horaria de la tarifa eléctrica en un mecanismo de tarifa en tiempo real.

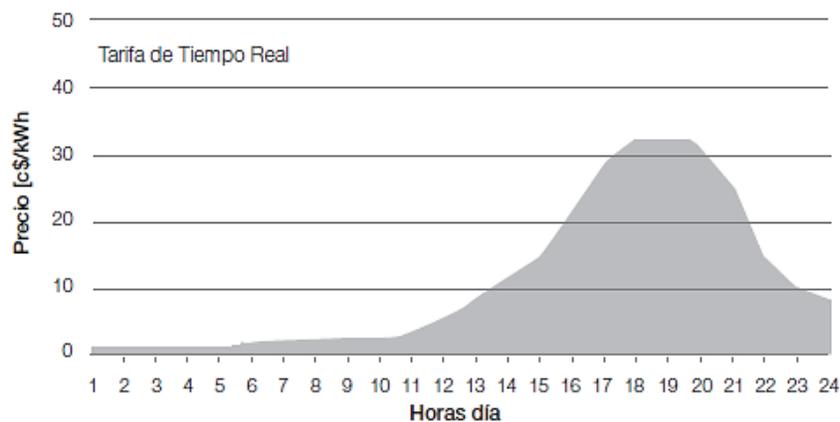


Figura 2.21: Ejemplo de tarifas en tiempo real.
Fuente: Del Rosso & Ghia, 2010.

Participar en este programa ofrece máxima flexibilidad en los siguientes aspectos:

- Permite elegir cuándo y cuánto reducir.
- Las tarifas de electricidad por hora proporcionan la máxima flexibilidad.
- Precios basados en la hora del día, la estación y la temperatura.
- No se requiere reducción mínima.

- Notificaciones mediante correo electrónico.
- Abierto a todos los tamaños de industrias.

Determinación de las tarifas de Precios en Tiempo Real

Los períodos de las tarifas de Precios en Tiempo Real se basan en la temporada y la temperatura del día anterior. Existen nueve planificaciones de precios diferentes que pueden aplicarse para estas tarifas: cinco horarios de precios diferentes se producen durante la temporada de verano, dos horarios de precios diferentes se producen durante la temporada de invierno, y dos horarios de precios diferentes para los fines de semana, que no guardan relación con la temporada [16].

Las industrias al monitorear las tarifas proporcionadas por la empresa distribuidora de energía, pueden anticiparse a las tarifas eléctricas por hora y planificar el uso de energía eléctrica para el día siguiente. Las tarifas de Precios en Tiempo Real están disponibles las 24 horas del día, los siete días de la semana, con tarifas horarias basadas en la hora del día, la estación y la temperatura diaria. Así que el cliente puede ver las tarifas de energía más bajas todos los días durante todo el año.

2.3.5.2 Mecanismos de Incentivo

En estos programas el cliente recibe una compensación económica o un crédito por disminuir su demanda cuando es requerido por la empresa eléctrica, por razones de seguridad de suministro o por razones económicas. A diferencia de los métodos de tarifa variable, en este caso el cliente no responde a variaciones de precios. Dado que estos métodos no dependen de la respuesta del usuario a la variación de los precios de la electricidad, lo que es difícil de medir y anticipar, los mecanismos de incentivo proveen a la empresa de un método más confiable y predecible para el control de la demanda [14].

Los mecanismos de incentivo presentan dos variantes que son:

- Demand Bidding Program – DBP (Programa de Ofertas de Carga).
- Control Directo de la Carga.

2.3.5.2.1 Demand Bidding Program – DBP (Programa de Ofertas de Carga)

El Programa de Ofertas de Carga (DBP, por sus siglas en inglés), o también conocido como Programa de Reservas de Demanda, es un programa de ofertas que funciona durante todo el año y ofrece incentivos de precios de día siguiente (Day-Ahead) a los clientes que reduzcan el consumo de energía durante un evento de reserva de demanda, sin ninguna penalización si no se logra esta reducción, es decir con este mecanismo los clientes proponen disminuir su consumo de energía eléctrica a un precio definido, permitiendo a éste dos opciones: el cliente puede ofertar un precio por el cual está dispuesto a disminuir su demanda, o bien puede precisar la cantidad de demanda que estaría dispuesto a reducir acogiéndose a los precios determinados por la empresa eléctrica.

Este mecanismo se muestra atractivo a grandes clientes, ya que permite a los mismos mantenerse a una tarifa fija y a su vez ajustar su demanda si el precio del mercado es muy elevado [14].

Beneficios del programa de reserva de demanda [16]

- Es un programa flexible de reservas por Internet disponible todo el año que ofrece a las industrias créditos por reducir voluntariamente su consumo de energía cuando se declare un evento de reserva de demanda.
- Un cliente participante que reduzca la energía durante un evento de reserva de demanda, recibirá un descuento en forma de un crédito en su factura dentro de los 90 días posteriores al evento.

Créditos del programa de reserva de demanda [16]

Los clientes recibirán un crédito por cada kWh de reducción de carga menos el precio de mercado de energía en tiempo real (RTP) por hora. Si el precio de mercado por hora en tiempo real es mayor que el crédito del programa de ofertas de carga (DBP) por hora, el cliente no recibirá crédito por esa hora.

No hay penalizaciones por presentar una reserva y no reducir el consumo de energía.

Presentación de Ofertas de Energía

Los clientes deberán presentar las ofertas de energía a más tardar a las 4:00 p.m. del día hábil que precede al evento de reserva de demanda. Las ofertas deben ser identificadas y aprobadas, la empresa distribuidora de servicios eléctricos confirmará la aceptación o rechazo de las ofertas. Los clientes pueden presentar una oferta de energía, con una duración mínima de dos horas. La cantidad comprometida de kW puede variar de hora a hora [16].

2.3.5.2.2 Control Directo de la Carga

El programa de Control Directo de Carga hace referencia a los mecanismos de manejo de la demanda en los cuales la empresa de distribución de energía eléctrica tiene la potestad para variar o desconectar las cargas de los usuarios en forma remota. El usuario obtiene a cambio una compensación directa o un crédito para los futuros pagos de la planilla eléctrica.

Estos métodos están enfocados en la desconexión de equipos de acondicionamiento de aire y calentadores de agua, que la industria puede desconectarlos totalmente por un intervalo de tiempo establecido o a su vez, modificar su tiempo de funcionamiento durante cierto horario (por ejemplo desconectarlo durante 15 minutos por cada hora del período pico) [14].

Las medidas están diseñadas para interrumpir las cargas durante el período pico por el control directo de la fuente de alimentación. Presentan la utilidad de apagar la carga directamente cuando sea necesario. Implica la reducción de picos mediante el desplazamiento de carga desde el pico hacia el período de demanda baja.

2.3.5.3 Control de cargas industriales

En las secciones anteriores de este capítulo se presentó las estrategias Peak Shaving de Respuesta de Demanda que pueden aplicarse para el recorte de la demanda pico del sistema eléctrico, si bien cada uno de los mecanismos estudiados tiene sus características propias, cada una de ellos persigue el mismo fin, que es de desplazar las cargas de un periodo pico hacia un período valle, por lo que en

esta sección se presenta el análisis de la gestión de cargas industriales, para así identificar las cargas o procesos que pueden ser desplazados.

La mayoría de los procesos industriales tienen que funcionar de manera coordinada para obtener un producto final, a diferencia de las cargas residenciales, donde las cargas pueden funcionar independientemente. Las estrictas normas de calidad y los niveles de producción, el mantenimiento de las prácticas de operación de equipos adecuados, al mismo tiempo, son algunas de las características de las instalaciones industriales que deben cumplirse estrictamente para tener éxito en los mercados competitivos [12].

Para modular la curva de carga y, por tanto, aprovechar el precio más favorable de electricidad en el horario fuera del período pico, es importante tomar en cuenta las siguientes medidas: [5].

- Analizar cómo se construye la curva de demanda del cliente industrial, medida en el punto de conexión a la red de distribución, mediante la adición de carga de cada equipo a diferentes horas del día.
- Determinar qué medidas pueden adoptarse para limitar la potencia máxima obtenida de la red eléctrica y también cómo retrasar el consumo de electricidad hasta los períodos económicamente más favorables.

2.3.5.3.1 Análisis de la curva de carga

El análisis diario de las curvas de carga es el primer paso hacia la implementación de la técnica de control de cargas. Este análisis puede incluir las siguientes actividades [5]:

1. Definir los objetivos a realizarse en la curva de carga, dependiendo de los mecanismos de fijación de precios vigentes. La mayoría de los clientes industriales pueden querer reducir la carga durante el período pico del sistema eléctrico y aumentar el consumo fuera del período máximo. Sin embargo, bajo sistemas de tarifas particulares, puede haber un interés primordial en reducir el pico de la fábrica.

2. Comprobación de facturas de electricidad mensuales para determinar si existen oportunidades de gestión de carga y, en caso afirmativo, durante qué períodos de tiempo.
3. Registro de las curvas de carga total en días en que se va a controlar la instalación. Para tener en cuenta contingencias que ocasionalmente pueden afectar la demanda total de energía, es aconsejable tomar los datos durante varias semanas. De esta manera, será posible identificar el tiempo, la magnitud y la duración de la carga que se va a controlar. Esto da una indicación temprana de la probabilidad de éxito de una intervención de gestión de carga. Por ejemplo, los picos de corta duración son generalmente más fáciles de eliminar.
4. Análisis técnico de la factibilidad de gestión de carga. Es decir, para asegurar que no existen restricciones para interrumpir/reprogramar cargas, con respecto a: seguridad de las operaciones, impactos en la calidad y cantidad de la producción, preservación de la integridad del equipo e interacciones mutuas con otras instalaciones de la fábrica. De esta manera, las operaciones interrumpibles se pueden identificar y, en el caso, también los aparatos para intensificar su uso fuera del período pico.
5. Análisis de las operaciones controlables que, por el valor y momento de su consumo, pueden ser los principales contribuyentes de la carga a controlar. A este fin y siempre que sea posible, es útil registrar las curvas de carga de las operaciones principales coincidentemente con la curva de carga total. Esto permitirá determinar la cantidad de reducción de carga que se puede conseguir mediante interrupción o aplazamiento de cada operación.
6. Aceptación y claridad de la estrategia de gestión de carga para obtener una curva de carga lo más cercana posible al objetivo deseado sin comprometer el rendimiento de la industria.

2.3.5.3.2 Tipos de curvas de carga de clientes industriales [5]

En general, diferentes estudios sobre las curvas de carga diarias de los consumidores industriales conectados a las líneas de media tensión, han llevado a clasificarlos en siete clases que se presentan a continuación:

- Clase 1: Usos permanentes

Los clientes industriales de esta clasificación, prácticamente consumen una cantidad importante de energía durante todas las horas del día, como se aprecia en la figura 2.22, siendo la curva central la potencia promedio y las curvas punteadas la potencia máxima y mínima.

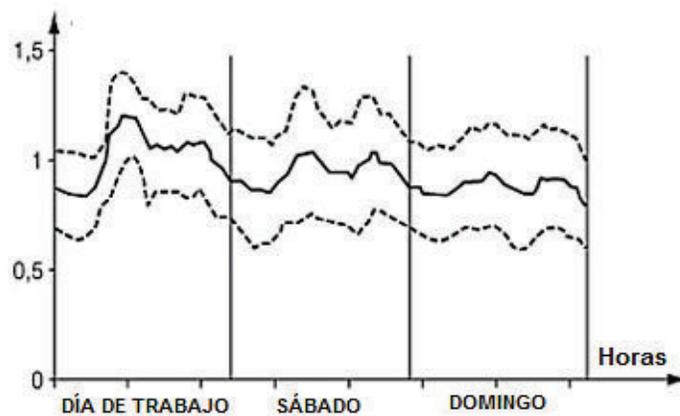


Figura 2.22: Curva de carga de usos permanentes.
Fuente: International Union for Electricity, 2009.

- Clase 2: Usos modulados, siete días a la semana

Los clientes industriales de esta clase presentan variaciones en el consumo de energía los siete días de la semana, como se evidencia en la figura 2.23.

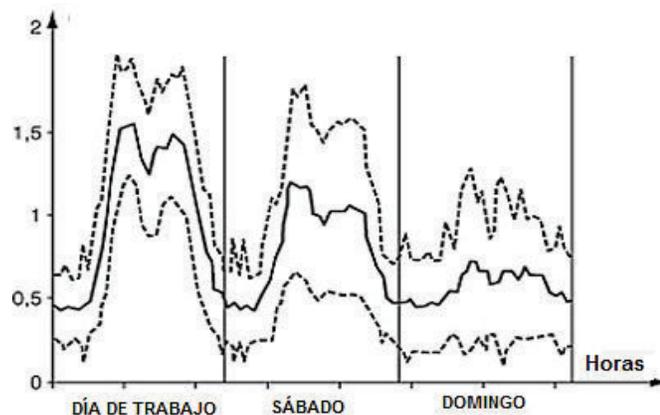


Figura 2.23: Curva de carga de usos modulados, siete días a la semana.
Fuente: International Union for Electricity, 2009.

- Clase 3: Usos ligeramente modulados

Como se aprecia en la figura 2.24 en esta clasificación se tiene un perfil de carga en el que se presentan pequeños picos en la curva de demanda.

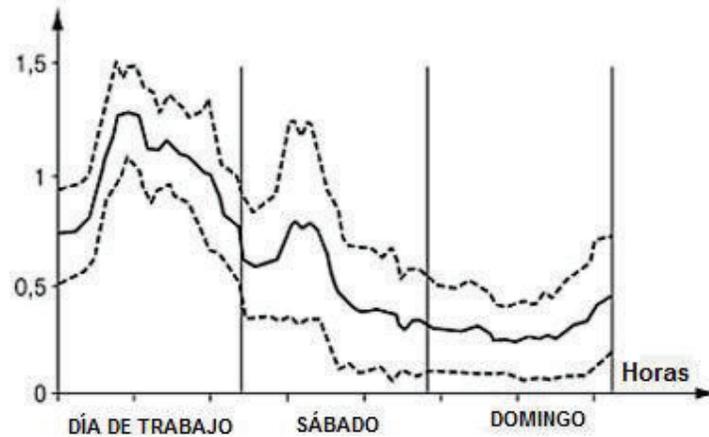


Figura 2.24: Curva de carga de usos ligeramente modulados.
Fuente: International Union for Electricity, 2009.

- Clase 4: Usos muy modulados

En esta clasificación como se evidencia en la figura 2.25 se presentan picos de demanda pronunciados para un día de trabajo, debido al incremento considerable de potencia en ciertas horas del día, mientras que para los fines de semana estos valores de potencia disminuyen.

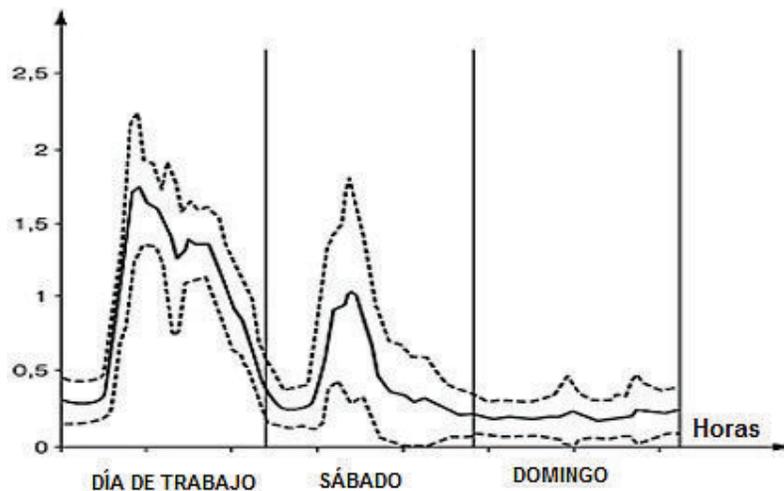


Figura 2.25: Curva de carga de usos muy modulados.
Fuente: International Union for Electricity, 2009.

- Clase 5: Usos en dos o cuatro horas

En esta clasificación se encuentran las industrias en las cuales la mayor parte de la electricidad demandada es utilizada en uno o dos períodos del día, por un tiempo de dos o cuatro horas. La curva de carga de este grupo de consumidores se muestra en la figura 2.26.

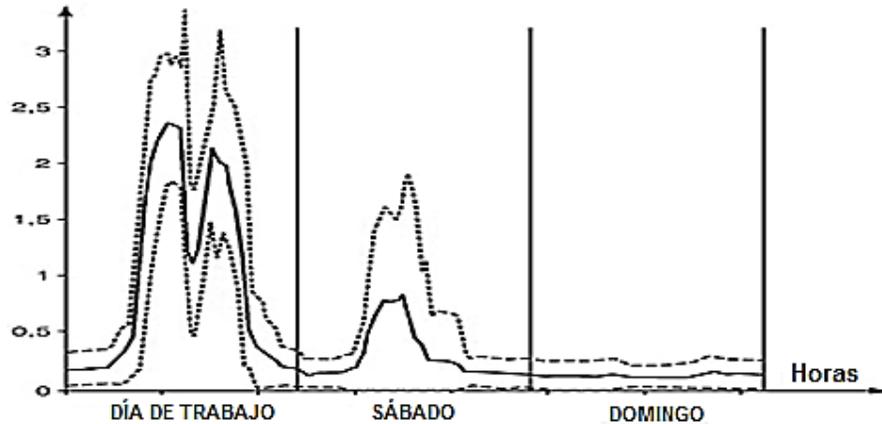


Figura 2.26: Curva de carga de usos en dos o cuatro horas.
Fuente: International Union for Electricity, 2009.

- Clase 6: Usos con desconexión en hora pico

La figura 2.27 muestra el perfil de carga de la clasificación usos con desconexión en hora pico, en la que es notorio una gran disminución de la demanda en dos períodos pico del día, uno en horas de inicio de la noche y otro para horas del mediodía.

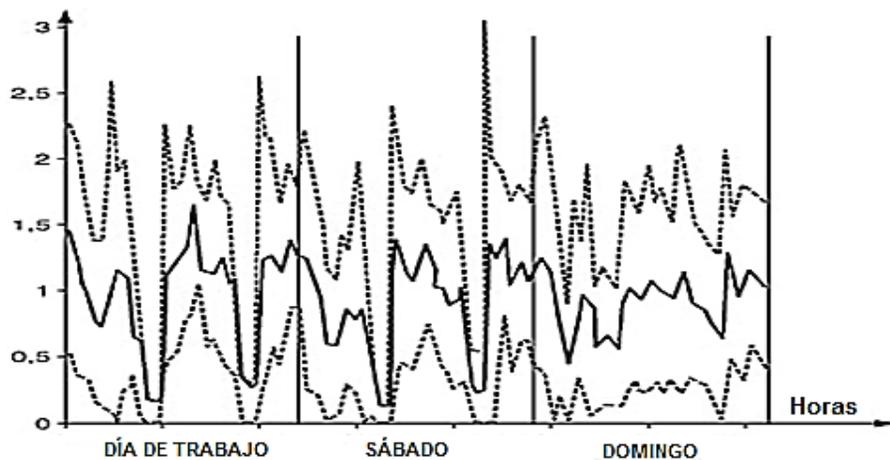


Figura 2.27: Curva de carga de usos con desconexión en hora pico.
Fuente: International Union for Electricity, 2009.

- Clase 7: Usos fuera del período pico

La figura 2.28 muestra la clasificación usos fuera del período pico en la que se puede observar que las industrias pertenecientes a este grupo empiezan a conectar gran cantidad de carga a partir de la finalización del período pico nocturno de la empresa distribuidora de energía eléctrica, es decir estas industrias consumen mayoritariamente energía en el período valle.

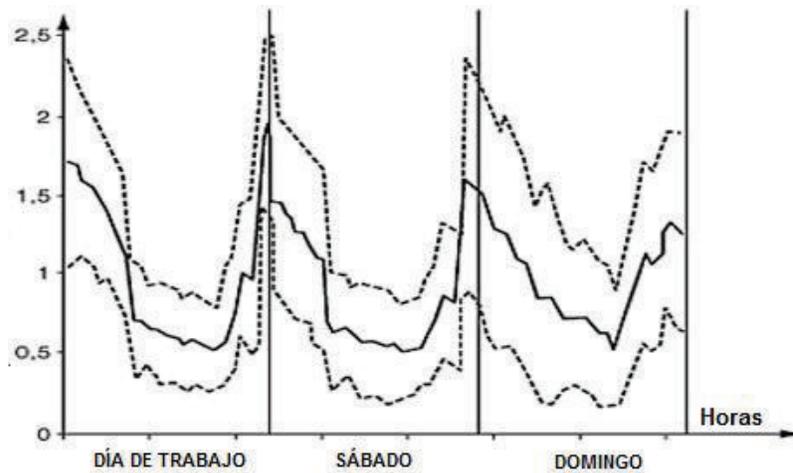


Figura 2.28: Curva de carga de usos fuera de pico.
Fuente: International Union for Electricity, 2009.

Las clasificaciones 1,2,3,4 y 5 agrupan a los consumidores industriales los cuales no modifican sus procesos, trasladando sus operaciones al periodo fuera de pico mientras que las clases 6 y 7 agrupan a los consumidores sensibles a la estructura tarifaria, que han optado por adaptar su consumo consecuentemente.

Como se muestra en la figura 2.29, estas siete categorías se pueden situar en un plano usando dos criterios: RP (relación de pico) y PN (proporción nocturna) donde [5]:

- RP es la relación entre la potencia media absorbida durante las horas punta en un mes y la potencia media absorbida durante las horas diurnas fuera de pico en un mes.
- PN es la relación entre la potencia media absorbida durante las horas nocturnas en un mes y la potencia media absorbida durante las horas no pico del día en un mes.

La técnica consiste en disminuir el valor de RP hacia la parte izquierda de la figura e incrementar el valor PN hacia la parte superior de la figura. Esta cifra puede utilizarse para un análisis detallado.

En primer lugar, calcular sus propios valores actuales de RP y PN y colocar el punto correspondiente en la figura. De esta forma, se identifica a qué clase de usuarios pertenece la industria analizada para a continuación, determinar la mejor estrategia o solución de Gestión de Carga [5].

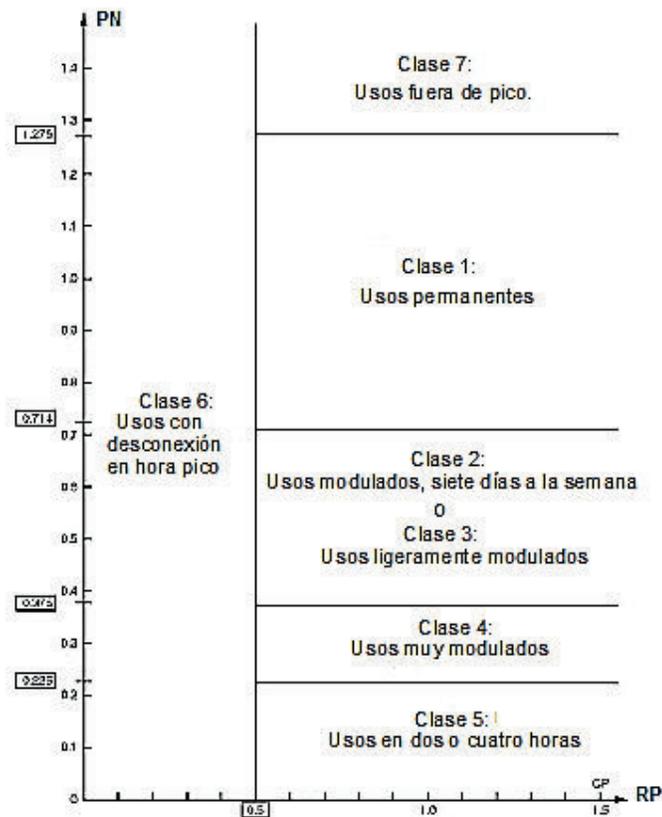


Figura 2.29: Situación de las curvas de carga utilizando la Relación de Pico (RP) y Proporción Nocturna (PN).

Fuente: International Union for Electricity, 2009.

2.3.5.3.3 Cargas eléctricas controlables [5]

La eficacia de las medidas de gestión de carga depende del grado en que sea posible aumentar, disminuir o reprogramar cargas. La identificación de las cargas que se pueden gestionar y en qué medida (con qué frecuencia y durante cuánto tiempo) es una operación fundamental que debe realizarse antes de la

implementación de cualquier programa de Respuesta de Demanda. Con este fin, es útil identificar cargas industriales que posean características operativas similares y por lo tanto exhiben el mismo nivel de controlabilidad.

- Cargas Térmicas y de Refrigeración

Ejemplos de usos térmicos eléctricos incluyen hornos (arco, inducción, resistencia, etc.), calderas y calentadores de agua, enfriadores y acondicionadores de aire. Una característica de tales aplicaciones es que el equipo normalmente puede operar dentro de una banda alrededor de la temperatura de funcionamiento ajustada y está en posición de tolerar alguna desviación del valor óptimo. Esto hace posible interrumpir o aumentar la oferta cuando sea necesario con un impacto limitado en el rendimiento. Otra característica de los usos térmicos y de refrigeración es su capacidad de almacenamiento, lo que permite una mayor flexibilidad en la variación del ciclo de trabajo, sin afectar negativamente al cliente.

- Cargas de ciclo fijo

Las cargas de ciclo fijo funcionan de acuerdo con una secuencia de operaciones preestablecida y constante. Ejemplos se encuentran en los tratamientos térmicos metálicos y en la industria alimentaria para cocinar, hornear, esterilizar, etc. Si estas cargas se interrumpen, pueden o no reiniciar el ciclo desde el punto de interrupción. Esto dependerá de la duración de la interrupción y del tipo de proceso involucrado. Por ejemplo, no es probable que los tratamientos térmicos produzcan metales con las características requeridas si no proceden de acuerdo con la secuencia programada de calentamiento y enfriamiento. Del mismo modo, la cocción puede resultar en una producción inútil o, en casos particulares, incluso en daños al equipo si el proceso es interrumpido. Otros procesos, como el secado, son menos sensibles a las interrupciones.

- Otras cargas

Las cargas incluidas en esta categoría se operan según las necesidades. Ejemplos típicos son: iluminación, elevadores, grúas y motores para el funcionamiento de

máquinas en general. Muchas de estas cargas son operadas directamente por el usuario, otras dependen de un tiempo o condiciones particulares.

Las cargas estáticas (resistencia, inducción) se desconectan más fácilmente que las cargas dinámicas (como los motores eléctricos) debido a que su funcionamiento se basa en pequeñas limitaciones y los arranques y paradas frecuentes no reducen su duración. Las cargas estáticas están generalmente involucradas en procesos (calentamiento, secado, cocción, fusión, etc.).

También se deben tomar precauciones al considerar las máquinas conectadas a los motores y los sistemas automáticos de pilotaje de los procesos involucrados. En general, se deben considerar tres periodos para cada máquina gestionada: duración máxima de fuera de servicio, duración mínima en funcionamiento, duración mínima de fuera de servicio.

2.3.5.3.4 Métodos de control

Los métodos de control para una buena gestión de la carga se dividen en tres opciones:

- Un cambio en el comportamiento [5]

Es fácil y requiere una inversión baja. Los empleados son entrenados y conscientes de las tarifas para que se comporten de manera económica con luces, ventiladores y todos los dispositivos eléctricos que pueden operar manualmente. Las máquinas se utilizan sólo cuando es necesario, lo que permite un tiempo razonable para poner en marcha y limitar el número de operaciones de inicio/parada.

- La programación

Es utilizada para seleccionar la carga o procesos, que pueden ser desplazados/programados. El método propone analizar las cargas de alto consumo energético para trasladar las cargas, de tal manera que éstas sean desviadas desde el período pico hacia el período valle [13].

El objetivo es reducir cualquier consumo "indebido" y también el desplazamiento del consumo de electricidad desde períodos en que es más caro a períodos cuando

es menos costoso (por ejemplo, la producción de agua caliente en la noche en un tanque de almacenamiento, o programar operaciones pesadas durante las horas de menor actividad).

No es posible reprogramar todos los procesos o cambiar ciertos tipos de cargas. Así que la técnica de desplazamiento de carga tiene que seleccionar las cargas que pueden ser desplazadas o procesos que pueden ser reprogramados. Las restricciones como los procesos entrelazados y las limitaciones del espacio de almacenamiento tendrán que ser estudiadas en detalle antes de implementar las técnicas. Esto se realiza normalmente reorganizando las actividades de trabajo. Para este propósito, la reprogramación de procesos es más apropiada para instalaciones que operan en dos o tres turnos. Si están implicadas dos o más líneas de producción, los ciclos de operación pueden modificarse para evitar su coincidencia en el momento de punta [5].

- Desconectar [5]

Los aparatos eléctricos (o limitar ampliamente su uso) durante las horas pico para mantener la potencia máxima bajo un umbral predeterminado. Por ejemplo, la figura 2.30 muestra la desconexión por calefacción extra durante las horas punta.

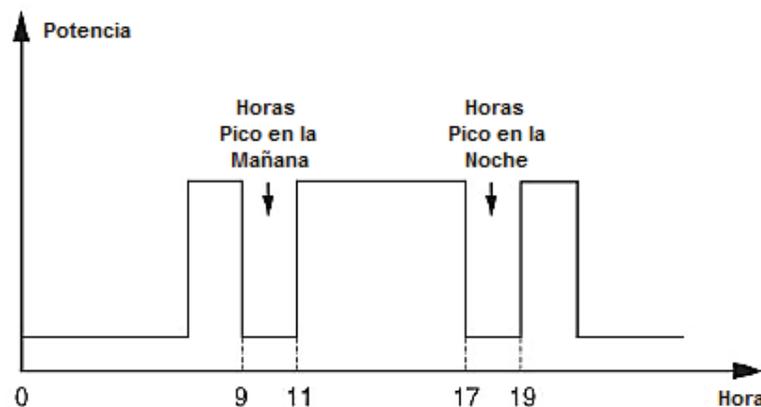


Figura 2.30: Ejemplo de desconexión por calefacción extra durante las horas pico.
Fuente: International Union for Electricity, 2009.

La demanda eléctrica medida por los grandes consumidores es frecuentemente promediada en un período de 10, 15 o 30 minutos. Durante este período, a menudo es posible posponer algunos usos de baja prioridad para no sobrepasar el límite contractual. Estas posibilidades se producen particularmente para procesos en los

que los productos y materiales semielaborados se pueden almacenar durante una o más fases de la actividad de producción. Cuando esto es posible, se puede permitir que otras partes de la fábrica trabajen en períodos de reducción de la demanda.

Las industrias con capacidad de producción excesiva pueden utilizar este exceso para modular la carga (es decir, reducir la producción durante las horas punta y aumentarla durante las horas fuera de horario pico) sin problemas operativos o financieros y sin reducir la producción total.

2.3.5.3.5 Sistemas de almacenamiento [5]

El almacenamiento de energía permite un desplazamiento del consumo a los períodos de menor actividad sin influir en el funcionamiento del proceso; por lo tanto, es particularmente adecuado para las prácticas de programación/desconexión. Aunque la electricidad en gran medida no puede ser almacenada, es posible anticipar en parte su consumo. Esto puede lograrse mediante sistemas que impliquen baterías o, si se requiere energía térmica, calentando un medio tal como agua, aire o aceite, en un tanque de almacenamiento.

Los dispositivos de almacenamiento deben cargar sus equipos desde la red de energía durante el período de menor demanda para que se descarguen posteriormente durante el período de demanda máxima. Las aplicaciones más comunes se refieren al almacenamiento de energía térmica (calor y frío).

Estos son algunos ejemplos de sistemas de almacenamiento de energía térmica:

- El agua caliente para el personal o el proceso se almacena fácilmente en un tanque y se calienta por la noche usando resistencia eléctrica. Los grandes volúmenes resultan económicos y los tanques de 100 a 200 metros cúbicos funcionan en muchos sectores industriales, en particular en las industrias agroalimentarias que utilizan una gran cantidad de agua caliente para enjuagar, limpiar, cocinar, etc.

- El almacenamiento de agua en una torre o un recipiente a presión reduce el consumo de la bomba durante las horas pico (y da como resultado una mejor seguridad en caso de incendio).
- Agua refrigerada o hielo para propósitos de proceso o aire acondicionado también se pueden almacenar en tanques para reducir costos, aumentar la seguridad en operación y facilitar el mantenimiento.
- Se instalan tanques de aire o aceite de alta presión por las mismas razones. El aire comprimido y el aceite bajo presión se utilizan en muchas industrias diferentes para válvulas, herramientas de moldeo, etc.
- Las baterías cargadas en la noche, suministran energía a los montacargas utilizados en el día.

2.3.5.3.6 Controladores de demanda [5]

En la figura 2.31 se observa el control de cargas que se realiza mediante dispositivos que optimizan la reducción o desconexión de potencia de la red en base a un límite preestablecido respecto a la carga máxima. El funcionamiento de un controlador de demanda puede ser activado por una señal de "carga de pico" transmitida (a través de radiofrecuencia, línea portadora, líneas telefónicas, etc.), o en respuesta a la variable en pico/fuera de pico.

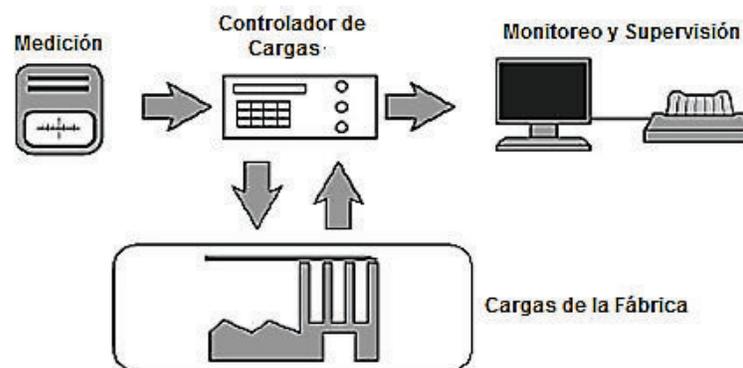


Figura 2.31: Principio del sistema de controlador de carga.
Fuente: International Union for Electricity, 2009.

Cuando existen las condiciones para aproximarse al punto de consigna, el dispositivo desconecta secuencialmente las cargas interrumpibles de acuerdo con una lista de prioridades (las menos importantes primero). Las cargas

desconectadas se reasignarán automáticamente de acuerdo con una lógica programada, tan pronto como el riesgo de exceder el límite se retire.

Los controladores de carga típicos tienen las siguientes partes principales:

1. Teclado para programar el equipo, estableciendo el(los) punto(s) de carga y los niveles de prioridad entre los usos finales.
2. Una visualización de los parámetros programados (consignas de carga, periodos de frecuencia, estado de encendido/apagado de cargas) y autodiagnóstico.
3. Una unidad lógica (microprocesador) que compara los niveles de demanda con los puntos de ajuste y decide las acciones de control.
4. Canales de entrada del medidor para los valores de kW/kVAr y para recibir la señal de pico de la empresa de servicios eléctricos o la señal del período tarifario desde el propio medidor.
5. Canales de entrada/salida para comandos ON/OFF y detección del estado de cargas.
6. Interfaces serie con un ordenador personal e impresora (para los controladores más sofisticados).

El control se realiza generalmente a través de un algoritmo de pronóstico; en el caso más común, la diferencia se calcula entre la energía disponible total en un período de tiempo dado (obtenida multiplicando la potencia contractual máxima por el tiempo) y la energía consumida desde el inicio del período. La relación entre esta diferencia y el tiempo restante hasta el final del período representa la potencia máxima que se puede utilizar sin exceder los límites contractuales.

Estos sistemas pueden controlar cargas tripuladas y automáticas. Las cargas tripuladas son aparatos o máquinas para las que se requiere un operador; En este caso, las señales de conexión y desconexión son enviadas al operador y la medida de control consiguiente está sujeta a la aprobación del operador.

Además, los sistemas más sofisticados no sólo activan y desactivan las cargas según su prioridad, sino que también pueden programarse para tener en cuenta tanto la potencia absorbida por las cargas como las necesidades particulares de las propias cargas. Por ejemplo, se puede ajustar el tiempo de desconexión máximo y mínimo para cada carga y también es posible establecer un tiempo mínimo de operación entre dos desconexiones consecutivas.

2.3.5.3.7 Limitaciones de carga o proceso [13]

En las industrias, existe un gran número de procesos (cargas), debido a esto a veces no es posible cambiar una carga en particular de un intervalo a otro. Por ejemplo, un proceso particular puede estar entrelazado con otros procesos. O a veces, ciertas cargas o procesos son continuos. Por lo tanto, las cargas que tienen interconexiones de procesos o cargas que estén dentro de una cadena de procesos continuos no pueden ser controladas independientemente. Estas cargas tendrán que ser controladas juntas. En ciertos casos, entre dos procesos puede haber un espacio de almacenamiento. Las limitaciones del espacio de almacenamiento resultarán en una restricción de almacenamiento.

2.3.5.3.8 Procesos entrelazados [13]

En el ejemplo mostrado en la figura 2.32 tenemos, dos cargas, L1 transportador y L2 calentador y triturador. El transportador está abasteciendo al calentador y triturador. Siendo continuos, estos dos procesos están entrelazados y no pueden ser controladas independientemente. Para cualquier programa de Respuesta de Demanda, ambas cargas tendrán que ser controladas juntas. No podemos cambiar el proceso L1 o L2 independientemente. Si es necesario, tenemos que cambiar estos dos procesos juntos.



Figura 2.32: Proceso entrelazado.
Fuente: Ashock & Banerjee.

2.3.5.3.9 Restricción de espacio de almacenamiento [13]

Las industrias pueden tener un número de espacios de almacenamiento con cargas asociadas. En el ejemplo de la figura 2.33 la bomba de agua L5 está bombeando agua de un río al tanque de almacenamiento (S). Después del tratamiento del agua dentro del tanque, éste es bombeado por la bomba de agua tratada L10.

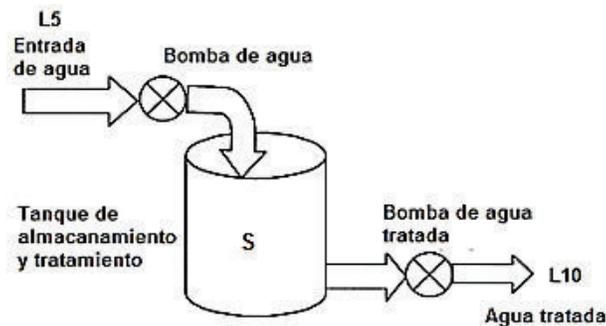


Figura 2.33: Restricción del espacio de almacenamiento.
Fuente: Ashock & Banerjee.

No podemos controlar estos procesos (cargas de la bomba) independientemente sin considerar la capacidad de acopio del espacio de almacenamiento (unidades S). La bomba L5 tiene que parar siempre que se alcance el límite superior del agua en el tanque. De manera similar, existen varias limitaciones para el funcionamiento de las bombas. Por lo tanto, tenemos que controlar o cambiar los procesos considerando la capacidad del espacio de almacenamiento (unidades S) así como las tasas de flujo de la bomba (descarga y succión).

2.3.5.3.10 Algoritmo de la Técnica de Desplazamiento de Carga [13]

Los pasos a ejecutarse en el algoritmo de desplazamiento de carga son los siguientes:

1. Obtener los datos de carga en diferentes instantes de tiempo; comparar el contrato de demanda máxima o cualquier límite de demanda máxima, Tarifas de Tiempo de Uso (TOU). Identificar cargas "no posibles" para el desplazamiento con sus intervalos de tiempo y restricciones.
2. Calcular la demanda máxima en cada instante y el costo de la electricidad para el día.

3. Si el contrato de demanda máxima o el límite de demanda máxima es mayor que la demanda máxima medida, localizar todas las cargas (excluyendo aquellas “no posibles” para el instante de cambio).
4. Comprobar las restricciones:
 - a. Si hay un proceso entrelazado, seleccionar todas las cargas interconectadas juntas.
 - b. Si el almacenamiento está restringido, consultar las restricciones.
5. Trasladar las cargas posibles a otros intervalos donde la demanda máxima sea menor al límite de demanda máxima. Calcular la nueva demanda máxima y el costo de la electricidad para el día con nuevos datos de carga.
6. Realizar los pasos anteriores para todas las cargas posibles y para todos los instantes de tiempo de una manera repetitiva tal que: Σ Costo de energía eléctrica para el día sea mínima.

2.3.5.4 Modelo de Optimización de Gestión de la Carga Industrial [12]

Se presenta el modelo matemático para la optimización del consumo de energía eléctrica, que es capaz de programar los procesos industriales para reducir al mínimo los costos de energía y/o cargos de demanda pico, mientras se cumplan varias limitaciones del proceso. La siguiente es una breve explicación de las ecuaciones que componen este modelo:

- Electricidad en función de costo

El objetivo principal de la planificación de procesos óptimo es reducir los costos de electricidad asociados con la operación de la planta. Por esta razón, los costos de la demanda energética y los picos resultantes de la operación del proceso se incluyen en esta función como se muestra a continuación:

$$J = \sum_t \alpha_t P_{tot_t} + \beta P_{peak} \quad (2.5)$$

Donde:

t Intervalo de tiempo.

α_t Precio de la energía [\$/kWh].

P_{tot_t} Demanda de potencia total del proceso [kW].

β Cargo por demanda pico [\$/kW].

P_{peak} Demanda de potencia pico total [kW].

- Limitaciones de coordinación de proceso

Un proceso puede o no depender de la operación anterior de otro proceso, por lo que describir estas limitaciones es posible mediante la interdependencia entre los procesos. El mínimo tiempo de funcionamiento y el tiempo de inactividad se consideran requisitos. Por otro lado, si se requieren dos o más procesos que operan al mismo tiempo, se consideran procesos paralelos. Las ecuaciones que mantienen una coordinación adecuada de los procesos, son las limitaciones del número entero y se expresan de la siguiente manera:

$$t_{on_{k,t}} + t_{off_{k,t}} \leq 1 \quad (2.6)$$

$$t_{on_{k,t}} - t_{off_{k,t}} = st_{k,t} - st_{k,t-1} \quad (2.7)$$

Donde:

k Número de proceso industrial.

t_{on} Variable binaria que indica el encendido del proceso (1 ON).

t_{off} Variable binaria que indica el apagado del proceso (0 OF).

st Estado binario del proceso (1 ON, 0 OFF).

- Restricciones de demanda de energía

Estas restricciones tienen en cuenta la demanda de energía total necesaria para los equipos y dispositivos de almacenamiento además de las restricciones de demanda pico, para así controlar la demanda máxima. Estas ecuaciones son las siguientes:

$$P_{tot_t} = \sum_k P_{k,t} + \sum_{nc} P_{nc,t} \quad (2.8)$$

$$P_{tot_t} \leq P_{peak} \quad (2.9)$$

$$P_{peak} \leq P_{max} \quad (2.10)$$

Donde:

nc Número del dispositivo de almacenamiento.

P_{tot} Demanda total de potencia del proceso [kW].

P_{peak} Demanda total de potencia pico [kW].

P_{max} Demanda de potencia máxima [kW].

- Restricciones de límites

Las siguientes restricciones de desigualdad mantienen todas las variables del proceso dentro de los límites:

$$R_{min,k} \leq r_k \leq R_{max,k} \quad (2.11)$$

$$Sl_{min,nc} \leq Sl_{nc} \leq Sl_{max,nc} \quad (2.12)$$

Donde:

r Conjunto total de variables de proceso.

R_{min} Límite inferior de las variables de proceso.

R_{max} Límite superior de las variables del proceso.

Sl_{min} Límite inferior de los dispositivos de almacenamiento.

Sl_{msx} Límite superior de los dispositivos de almacenamiento.

Este modelo proporciona un marco integral para la operación industrial óptima. Estas ecuaciones son generales, y por lo tanto pueden ser adaptadas para las condiciones de funcionamiento reales de una instalación industrial.

2.3.6 AUTOGENERACIÓN EN HORARIO PICO

Los altos costos de las planillas eléctricas en los períodos de demanda máxima del sistema eléctrico, hacen que la autogeneración durante el período pico sea una alternativa interesante para los grandes consumidores industriales, ya que una industria al autoabastecerse de energía eléctrica en este período, evita el uso de electricidad proveniente de la empresa de servicios eléctricos y así reduce el consumo de energía y los costos involucrados por demanda máxima.

Estos equipos también pueden proporcionar energía de reserva para cubrir la energía reducida que se obtenga de los proveedores cuando se ejerza una cláusula

de carga interrumpible, en un contrato de suministro o a su vez en caso de interrupción del servicio eléctrico, con lo cual se da un mayor aprovechamiento de los grupos electrógenos disponibles en la mayoría de industrias. Las instalaciones que poseen y operan mediante esta estrategia presentan un perfil de carga más constante a la red y se benefician económicamente a través de la reducción de los cargos por demanda y la reducción de los costos de compra de energía a la empresa distribuidora de energía [17].

La figura 2.34 muestra el perfil de carga de una industria con autogeneración en horario pico.

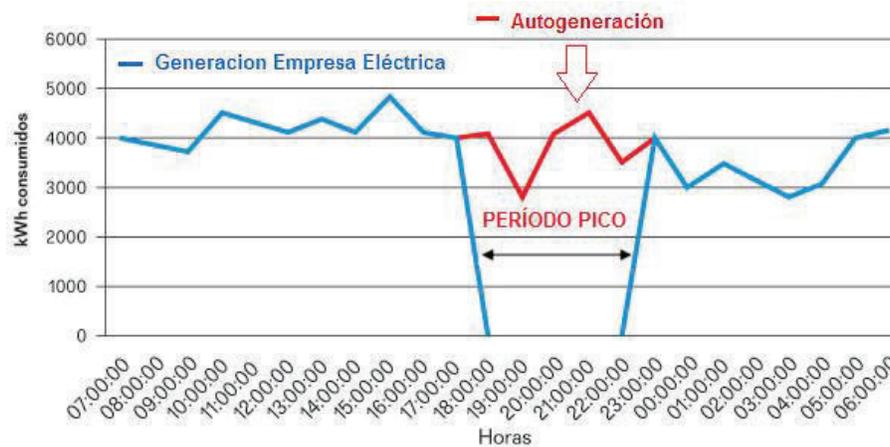


Figura 2.34: Perfil de carga con autogeneración en horario pico.

Fuente: Elaboración propia.

La estrategia de autogeneración en horario pico permite generar energía localmente durante el período pico, es decir cuando los costos son más altos y cambiar (switchear) al suministro de energía normal durante las horas de bajo costo.

Los sistemas de autogeneración “Peak Shaving” utilizan generadores y equipos en paralelo, los cuales permiten al generador monitorear la red eléctrica, sincronizar las frecuencias con la red y poner en marcha al equipo cuando sea necesario. La autogeneración en horario pico tiene varias alternativas de funcionamiento, que están relacionadas de acuerdo al uso y aplicación que se le quiera entregar al grupo electrógeno, estas alternativas se mostrarán más adelante en este capítulo [18].

2.3.6.1 Consideraciones sobre la capacidad del generador

Para dimensionar correctamente la capacidad de los grupos electrógenos, es indispensable conocer los hábitos de consumo de energía eléctrica de cada una de las industrias que requieran el análisis. Con la información obtenida del cliente, se puede entregar una solución con el grupo electrógeno adecuado, para lo cual se debe tomar en consideración factores como: consumo de combustible, mantenimientos provisorios y mantenimientos mayores del generador.

Los generadores deben tener una capacidad adecuada, un factor importante es cómo manejar cargas de sobretensión. Estas cargas se producen cuando se activan motores eléctricos grandes, los cuales en el arranque pueden absorber cinco veces la corriente normal de funcionamiento, durante un corto período de tiempo. Normalmente es necesario utilizar algún tipo de dispositivo de arranque de carga, como un arrancador suave, o arrancar los motores secuencialmente [19].

La instalación de un moderno sistema de control paralelo es necesario para la supervisión y control electrónico, que pueden incluso desertar cargas no críticas si es necesario, para mantener el uso de energía de las instalaciones por debajo de los niveles acordados. El generador obtendrá el mayor rendimiento de combustible y menos desgaste del motor cuando se opera dentro de un rango de carga del 70% al 80% [20].

Aunque los generadores a gas natural tienen un precio mayor que los de diésel, a lo largo del tiempo esta diferencia es compensada, ya que los gastos de funcionamiento de un grupo electrógeno a gas natural son inferiores, a su vez el tiempo de operación del equipo es mayor, a razón de que el gas natural es un combustible más limpio y a que el equipo gira a menos revoluciones que un generador de diésel [18].

2.3.6.2 Gas natural como combustible para generadores Peak Shaving [21]

En la actualidad se ha incrementado la utilización del gas natural para alimentar generadores, ya que estos operan con mayor eficiencia y emiten menos gases tóxicos a la atmósfera, en relación a los generadores que usan otros combustibles

fósiles, por lo que gracias a los avances de la tecnología se fomenta el empleo de gas natural en la generación de energía.

Los combustibles a los cuales el gas natural puede sustituir son los siguientes: gasóleo, propano diésel y carbón. El gas natural como combustible es utilizado en procesos industriales que necesitan energía térmica económica, limpia y eficaz, como por ejemplo en: fundiciones, hornos, tratamientos térmicos y calefacción de locales grandes. La combustión del gas natural mejora la regulación de la temperatura de las cámaras de combustión de una amplia gama de equipos para aplicarla en el tratamiento de un sinnúmero de productos.

2.3.6.2.1 Gas natural [22]

El gas natural es un combustible fósil, debido a que proviene de material orgánico depositado y enterrado en el subsuelo por millones de años. Otros combustibles fósiles son el carbón y el petróleo. El petróleo y el gas forman parte de los hidrocarburos, ya que las moléculas de estos combustibles son combinaciones de átomos de hidrógeno y carbono.

Los valores típicos para la comparación de emisiones de gases relacionados con la combustión de gas natural, petróleo y carbón se entregan en la tabla 2.2.

Tabla 2.2: Índices típicos de emisiones para la combustión de combustibles fósiles.

Combustible	kg/kWh		
	CO ₂	Óxido de nitrógeno	Dióxido de Azufre
Gas natural	0.20	1.7×10^{-4}	0
Fuel Oil	0.28	2.6×10^{-4}	7×10^{-4}
Carbón	0.35	1.1×10^{-3}	1.6×10^{-3}

Fuente: Sait & Hussain, 2015.

2.3.6.2.2 Gas Natural Licuado (GNL)

El Gas Natural Licuado es el estado líquido del gas natural, que es utilizado como combustible para producir electricidad. El GNL es gas natural que ha sido enfriado hasta el punto de condensarse a líquido, lo cual sucede a una temperatura aproximada de -161°C y a presión atmosférica. La licuefacción tiene como propósito reducir el volumen aproximadamente 600 veces, en otras palabras el GNL a la

temperatura de -161°C , ocupa sólo $1/600$ del espacio necesitado por una cantidad similar de gas natural a temperatura ambiente y presión atmosférica, haciéndolo así más económico para transportar. A través de este proceso se hace posible que el gas natural esté disponible en el mundo [23].

Para que el GNL esté disponible, se deben invertir en diferentes operaciones que están relacionadas entre sí. Las etapas más importantes de la cadena de valor del GNL son las siguientes [24]:

- Exploración para localizar gas natural en la corteza terrestre y producción del gas, para trasladarlo a los usuarios. En algunas ocasiones el gas natural se descubre durante la búsqueda de petróleo.
- Licuefacción para transformar gas natural en estado líquido, lo que facilita su transportación.
- Transportación del GNL.
- Almacenamiento y Regasificación, para cambiar nuevamente de estado al GNL almacenado en tanques especiales, de su fase líquida a su fase gaseosa.

El proceso de licuefacción del gas natural requiere la extracción de varios componentes como el agua y el dióxido de carbono, lo que evita su solidificación cuando el gas es enfriado a la temperatura del GNL (-161°C), lo que provoca que el GNL esté compuesto en su totalidad de metano, como se observa en el gráfico de la figura 2.35.

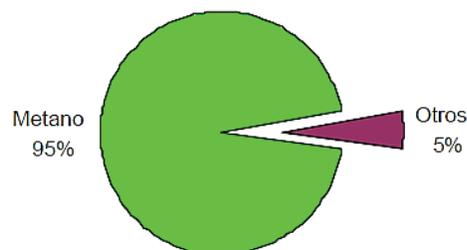


Figura 2.35: Composición típica del GNL.
Fuente: Danesh, 1998.

2.3.6.3 Plantas Peak Shaving Satelitales [25]

Como se puede apreciar en la figura 2.36 las Plantas Satélite de Gas Natural Licuado son el conjunto de instalaciones de almacenamiento, regasificación y regulación, dedicadas a abastecer de gas natural a consumos locales, ubicados en zonas no abastecidas por redes de gas natural canalizado, y en las que el abastecimiento se efectúa mediante la descarga de cisternas que por vía terrestre transportan el GNL desde una planta de almacenamiento de mayor capacidad.



*Figura 2.36: Vista de una Planta Satélite Industrial.
Fuente: Sedigas, 2012.*

2.3.6.4 Clasificación de los grupos electrógenos

La elección de los grupos electrógenos puede parecer compleja, pero su propósito básico es simple: adaptar las necesidades de la aplicación a la fiabilidad, rendimiento y costos óptimos. La elección incorrecta de un generador significa comprar más capacidad que la necesaria o arriesgarse a tener más reparaciones y más tiempo de inactividad.

Los equipos de conmutación más sofisticados pueden ser integrados con grupos electrógenos. Esto significa más flexibilidad para especificar sistemas de generación que se ajusten estrechamente a un requisito de instalación específico.

Las claves para una elección adecuada del grupo electrógeno es conocer las siguientes características de las instalaciones industriales [26]:

- Factor de carga.
- Carga máxima requerida.
- Número de horas por año que funcionarán los grupos electrógenos.
- La forma en que funcionarán los grupos electrógenos, sea aislados o en paralelo.

En la figura 2.37 se muestran cinco tipos de grupos electrógenos:

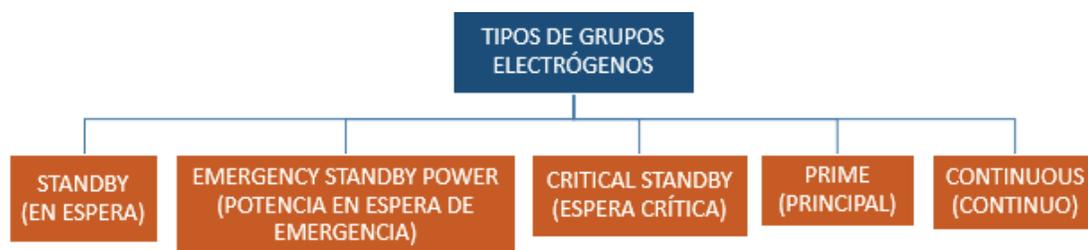


Figura 2.37: Tipos de grupos electrógenos.
Fuente: Elaboración propia.

2.3.6.4.1 Standby (En espera) [26]

En la clasificación Standby, el grupo electrógeno es capaz de proporcionar energía de reserva a la capacidad de la placa de características, durante el tiempo de una interrupción. El factor de carga medio de un grupo electrógeno nominal Standby no debe ser superior al 70% de la capacidad nominal para cargas variables. Un grupo electrógeno de reserva puede funcionar durante un máximo de 500 horas por año. Por ejemplo, un grupo electrógeno nominal de reserva de 3 MW proporcionará energía durante una interrupción y debe tener una carga promedio de 2,1 MW.

2.3.6.4.2 Emergency Standby Power (Potencia en espera de emergencia) [26]

La clasificación Emergency Standby Power difiere de la clasificación en Standby sólo en el número de horas de funcionamiento por año, permitiendo un tiempo de puesta en marcha de máximo de 200 horas al año con un factor de carga medio del 70% con carga variable. La figura 2.38 muestra un ejemplo de las clasificaciones de Standby y Emergency Standby Power.

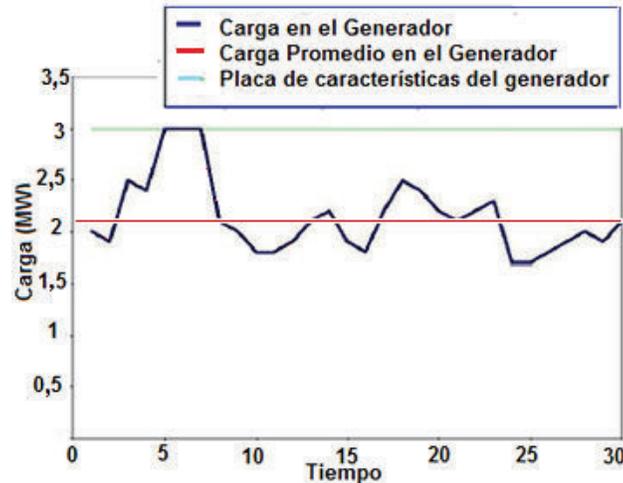


Figura 2.38: Ejemplo de perfil de carga Clasificación Standby - 3 MW.
Fuente: Dozier, 2013.

2.3.6.4.3 Critical Standby (Espera crítica) [26]

En esta clasificación, el grupo electrógeno es capaz de proporcionar energía de reserva de emergencia a la capacidad de la placa de características del equipo, durante el transcurso de una interrupción. El factor de carga medio de un grupo electrógeno nominal de reserva de emergencia no debe ser superior al 85% de la capacidad de la placa de características con cargas variables. Un grupo electrógeno de espera crítica puede funcionar durante un máximo de 500 horas al año. En la Figura 2.39 se muestra un ejemplo de la clasificación en espera crítica. Por ejemplo, un grupo electrógeno Critical Standby de 3 MW de potencia proporcionará energía durante la duración de una interrupción y podría funcionar hasta 500 horas al año y tener un factor de carga medio de hasta 2,55 MW.

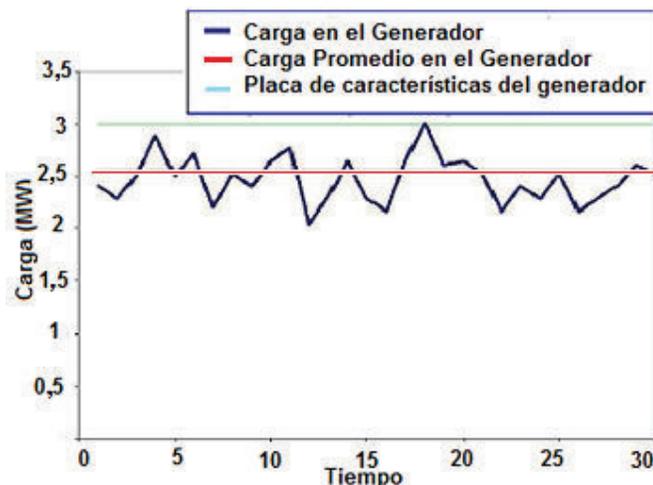


Figura 2.39: Ejemplo de perfil de carga Clasificación Critical Standby - 3MW.
Fuente: Dozier, 2013.

2.3.6.4.4 Grupo Electrónico Prime (Principal) [26]

El grupo electrónico principal es capaz de suministrar energía a una carga variable durante un número ilimitado de horas al año. Es capaz de proporcionar la capacidad completa de la placa de características durante un período de tiempo, pero debe tener un factor de carga medio de no más del 70%. Se permite una sobrecarga del 10% para emergencias por un máximo de 1 hora en 12, y no más de 25 horas al año.

Por ejemplo, una unidad principal de 2,7 MW puede proporcionar la capacidad completa durante un corto período de tiempo, pero debe tener una carga media máxima de 1,89 MW. El grupo electrónico también puede proporcionar 3 MW de potencia en emergencias como se definió anteriormente.

La figura 2.40 muestra un ejemplo de la clasificación Prime.

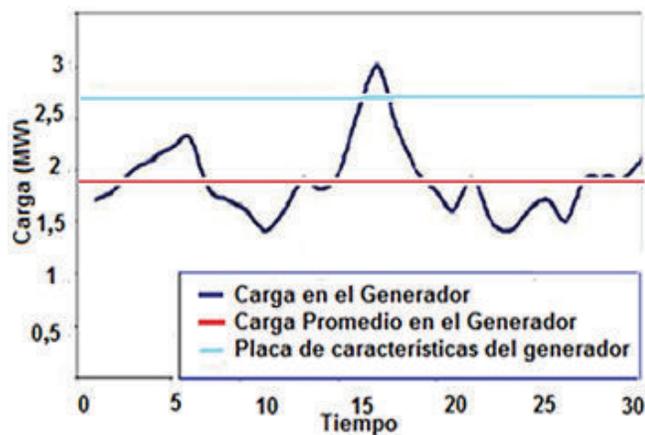


Figura 2.40: Ejemplo del Perfil de Carga Clasificación Prime – 2,7 MW.
Fuente: Dozier, 2013.

2.3.6.4.5 Grupo Electrónico Continuous (Continuo) [26]

El grupo electrónico continuo es capaz de suministrar energía a una carga no variable durante un número ilimitado de horas al año. La potencia de salida media del grupo electrónico es del 70% al 100% de la potencia nominal. En el Gráfico 2.41 se muestra un ejemplo de un grupo electrónico nominal continuo.

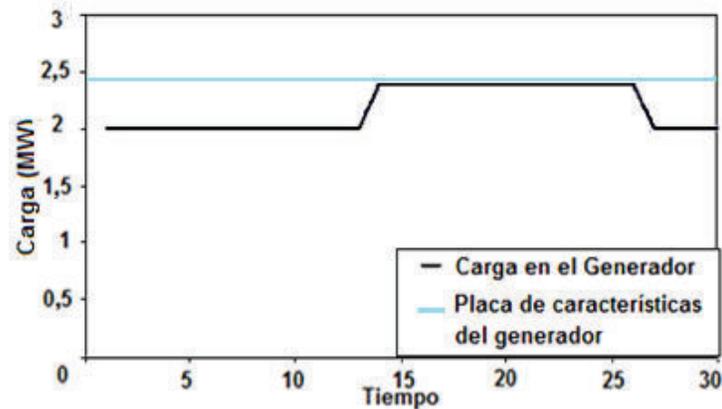


Figura 2.41: Ejemplo de perfil de carga Grupo Electrónico Continuo – 2,5 MW.
Fuente: Dozier, 2013.

2.3.6.5 Alternativas de autogeneración mediante Grupo Electrónico

El óptimo desempeño de este mecanismo se ve disminuido directamente por la capacidad del generador que disponga la industria y por la cantidad de energía que se necesite para su operación, por lo que esta estrategia presenta las alternativas que se presentan a continuación.

2.3.6.5.1 Generando en horario pico abasteciendo parte de la carga

Esta estrategia puede usarse para alimentar tantos circuitos como la capacidad del grupo electrónico lo permita, por lo que solamente una parte de la carga puede ser energizada mediante el generador [18]. El diagrama general de esta alternativa se muestra en la figura 2.42.

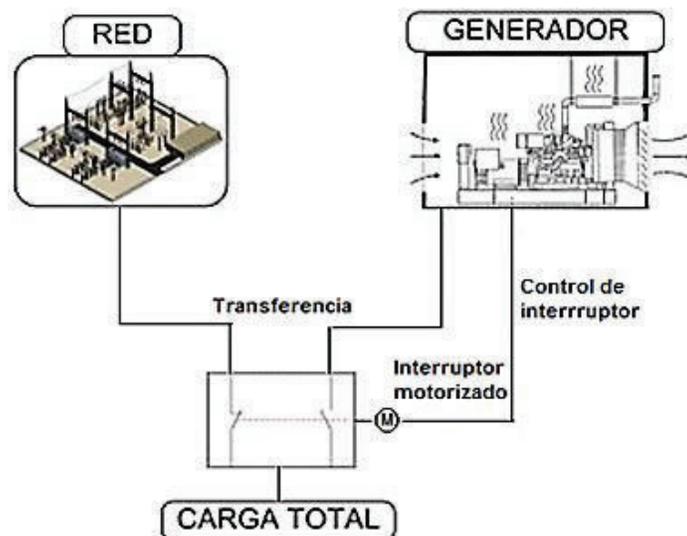


Figura 2.42: Esquema de energización desde la red eléctrica y autogeneración.
Fuente: Sánchez, 2014.

A su vez hay dos prácticas básicas de abastecimiento de carga que podemos realizar en base a esta estrategia que son: abastecimiento base y abastecimiento pico.

En el abastecimiento base, el grupo electrógeno funciona a una potencia fija de kW, y la empresa distribuidora de energía proporciona potencia para cualquier pico por encima de ese nivel. En este escenario, el usuario final puede exportar energía a la red si se está generando más energía que la necesitada en la instalación, mediante acuerdos apropiados con la empresa de servicios eléctricos [26]. Un ejemplo de abastecimiento base se muestra en la figura 2.43.

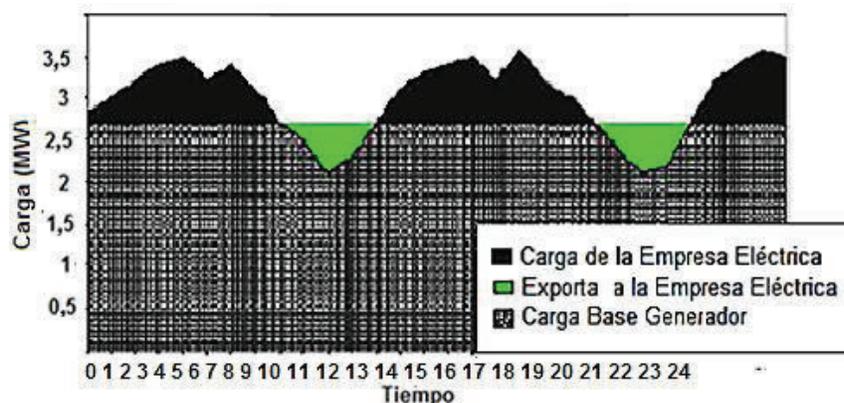


Figura 2.43: Ejemplo de perfil de carga Abastecimiento Base - 2,7 MW.
Fuente: Dozier, 2013.

En el abastecimiento pico, la empresa eléctrica proporciona una cantidad fija de kW y el usuario final activa los generadores para recortar los picos de demanda y cualquier carga sobre esta cantidad fija de potencia.

El abastecimiento pico también se puede utilizar durante épocas del año cuando la empresa de distribución de energía tiene una demanda más alta que su capacidad. En este caso, la empresa eléctrica proporciona incentivos a los propietarios de grupos de generadores para usar esta técnica para disminuir la demanda de carga de la red [26].

En la figura 2.44 se muestra un ejemplo de abastecimiento pico.

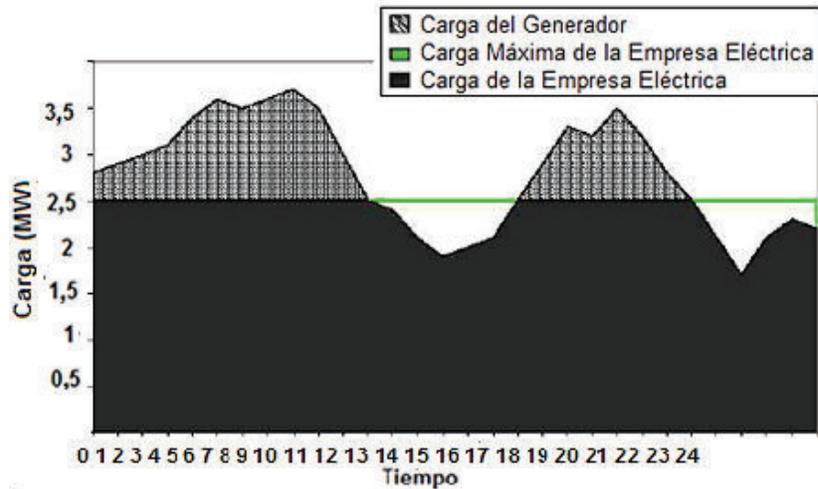


Figura 2.44: Ejemplo de Perfil de Carga Abastecimiento Pico.
Fuente: Dozier, 2013.

2.3.6.5.2 Generando en horario pico abasteciendo la demanda completa [18]

Mediante esta alternativa se utiliza al grupo electrógeno para abastecer la demanda total de la industria, con lo cual durante el período pico el generador alimenta a toda la carga. Para la aplicación de esta opción el generador debe tener la capacidad suficiente, para suministrar de energía eléctrica a la carga completa demandada que se presente en el período de demanda máxima del sistema eléctrico.

CAPÍTULO III

3 ESTUDIO DE LOS MÉTODOS DE REDUCCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA EN HORAS PICO “PEAK SHAVING” APLICADOS EN OTROS PAÍSES

3.1 APLICACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS PEAK SHAVING DE RESPUESTA DE DEMANDA EN ESTADOS UNIDOS

En distintas regiones de los Estados Unidos las estrategias Peak Shaving mediante programas de Respuesta de Demanda se han aplicado a gran escala, obteniéndose importantes recortes del pico de la curva de demanda de ese país. La Comisión Federal de Regulación de la Energía (The Federal Energy Regulatory Commission - FERC) ha publicado varios informes en diferentes años de los resultados de estas estrategias, en los que se evidencia un crecimiento importante en su aplicación.

En el 2005, según la FERC la reducción potencial de demanda pico mediante la aplicación de mecanismos de Respuesta de Demanda, estimada para todo el sistema de Estados Unidos fue aproximadamente 30.000 MW. Ese valor representó aproximadamente el 5% de la demanda máxima de todo el país [27].

En 2008, la contribución de los recursos de Respuesta a la Demanda fue aproximadamente 41.000 MW, alrededor del 5,8% de la demanda máxima [28]. Para el 2010, la reducción se estimó en 58.000 MW o 7,6% de la demanda máxima, un 42% más que hace dos años [29].

A su vez, en el 2012 la contribución potencial anual disponible fue de aproximadamente 72.000 MW, o el equivalente al 9,2% de la demanda máxima [30]. Además, la FERC estimó un potencial de Respuesta de Demanda alcanzable a nivel nacional en 138.000 MW, 14% de la demanda máxima para el 2019 [31] y se considera que el potencial más rentable puede alcanzar hasta el 20% del pico del sistema de los Estados Unidos [32].

3.1.1 APLICACIÓN DE PROGRAMAS DE RESPUESTA DE DEMANDA EN EMPRESAS ELÉCTRICAS DE ESTADOS UNIDOS

A continuación se presenta la aplicación de Estrategias Peak Shaving mediante programas de Respuesta de Demanda en sistemas eléctricos de Estados Unidos, que por sus características proveen alivio de carga en condiciones normales de operación, para los períodos de demanda máxima o recursos para mantener la estabilidad ante situaciones de contingencia.

En el 2015, el Consejo Americano para una Economía Eficiente en Energía (American Council for an Energy Efficient Economy - ACEEE) estimó que los programas de Respuesta a la Demanda ahorraron alrededor de 200.000 MWh, más del 5% de las ventas de electricidad en Estados Unidos para ese año. Estos ahorros de energía y las reducciones de demanda pico de estos programas ayudan a reducir los costos del sistema y evitar interrupciones [33].

Las empresas de servicios eléctricos norteamericanas han ejecutado programas de Respuesta a la Demanda durante una década o más. Examinando los datos recopilados por la Administración de Información Energética de Estados Unidos (U.S. Energy Information Administration – EIA) se informa que esta institución recoge dos tipos de datos: reducciones potenciales y reales medidas en megavatios. El ahorro potencial de demanda pico se refiere al ahorro de demanda total que se podría obtener en el momento de la demanda máxima del sistema, asumiendo que todas las estrategias de Respuesta a la Demanda de una compañía de servicios eléctricos se aplican. Los ahorros reales de demanda máxima son reducciones alcanzadas por las actividades de Respuesta a la Demanda, medidas en el momento de la hora pico del sistema de la compañía eléctrica. Los ahorros reales se refieren al hecho de que muchas empresas de servicios eléctricos no activaron toda la capacidad de Respuesta a la Demanda [33].

Las empresas que informaron un ahorro potencial de la demanda de 200 MW o más, fue de 28 empresas, las cuales representan el 64% del ahorro potencial reportado a la EIA y el 58% de las reducciones reales. Para estas 28 empresas, se encontró que el ahorro potencial oscilaba entre el 2% y el 27% de la demanda máxima, mientras que los ahorros reales oscilaron entre el 0% y el 24% [33].

Las reducciones de demanda máxima de las principales empresas distribuidoras de energía eléctrica de los Estados Unidos se muestran en la tabla 3.1 y figura 3.1. Este análisis ilustra que las empresas eléctricas con programas de respuesta a la demanda pueden lograr reducciones de alrededor del 10% del pico del sistema.

Tabla 3.1: Ahorro potencial y real de demanda máxima en 2015, de empresas eléctricas de USA.

EMPRESA	DEMANDA PICO 2015 [MW]	RECORTE DE DEMANDA PICO ACTUAL [MW]	RECORTE DE DEMANDA PICO ACTUAL [%]
North Carolina Eastern M P A	1.359	325	24%
Great River Energy	2.524	280	11%
Arkansas Electric Coop Corp	3.301	151	5%
Southern California Edison Co	22.556	2.725	12%
Wisconsin Public Service Corp	2.117	47	2%
Gulf Power Co	2.495	369	15%
Alabama Power Co	12.398	120	1%

Fuente: Elaboración propia mediante datos de American Council for an Energy Efficient Economy.

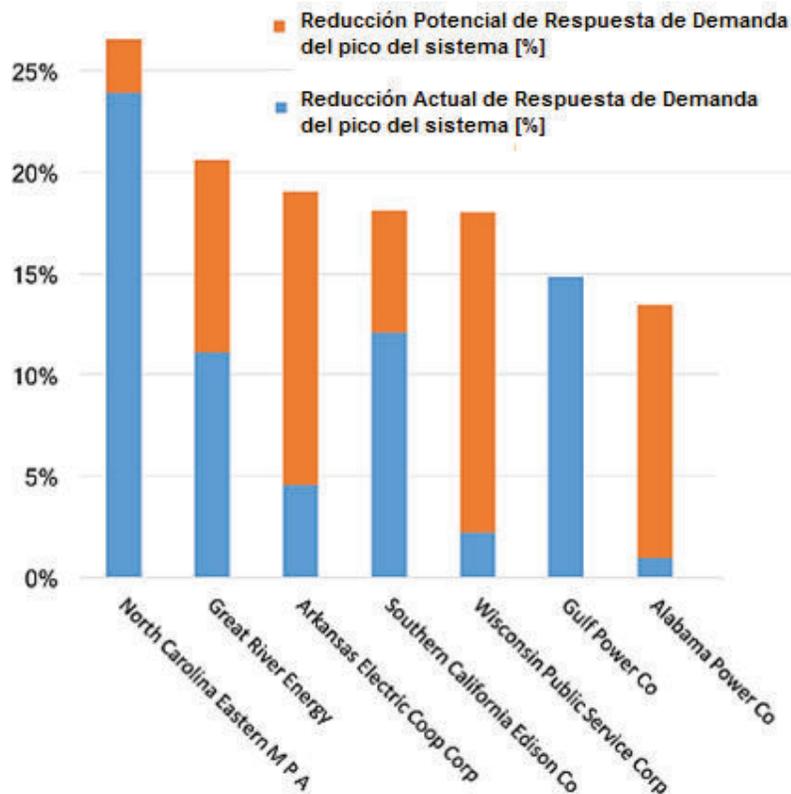


Figura 3.1: Ahorro potencial y real de demanda máxima en 2015, de empresas eléctricas de USA.

Fuente: American Council for an Energy Efficient Economy.

3.1.1.1 Southern California Edison [34]

Southern California Edison Company – SCE, es la mayor empresa eléctrica de California, que atiende a más de 14 millones de personas en un área de 50.000 millas cuadradas. Durante los 120 años de historia de la compañía, ha evolucionado e innovado continuamente para servir mejor a sus clientes y garantizar una energía confiable y rentable. Cuenta con una de las reducciones de la demanda más grandes de los Estados Unidos, incluyendo ofertas de eficiencia energética de gran alcance y programas de Respuesta a la Demanda. Como se mostró en la tabla 3.1 para el 2015 la compañía redujo la demanda máxima en 4086 MW, equivalentes al 12% de la demanda total. Las reducciones de demanda están aplicadas a clientes industriales capaces de reducir su demanda en 100 kW o más.

3.1.1.2 Gulf Power [35]

En la Florida, la compañía de electricidad Gulf Power empezó a ofrecer un programa de Tarifa de Pico Crítico desde el año 2000, que incluye a clientes residenciales, comerciales e industriales, consistente en cuatro periodos de precios dependiendo de la hora del día y la temporada (Bajo – 0,09 USD, Medio – 0,102 USD, Alto – 0,148 USD y Crítico – 0,357 USD). El programa ofrece una combinación de mecanismos de tarifa variable, con la aplicación de medidores y controles avanzados que permiten a los clientes programar el consumo de ciertos dispositivos. Los períodos críticos se informan un día antes para los períodos de invierno y al mediodía del mismo día para la temporada de verano. Hay aproximadamente 9000 clientes inscritos en el programa.

3.1.1.3 Oklahoma Gas & Electric

Oklahoma Gas & Electric incluye una tarifa de Precio de Pico Variable (una variante de Tarifas de Pico Crítico) para 42.000 participantes en su programa "Smart Power". Este plan de tarifas opcionales tiene cuatro niveles de tarifas (Bajo – 0,045 USD, Medio – 0,111 USD, Alto – 0,23 USD y Crítico – 0,46 USD), los eventos se anuncian el día anterior [35].

3.1.2 EJEMPLO DE CONTROL DE CARGAS EN MGM INDUSTRIES [36]

3.1.2.1 Perfil de la empresa

MGM Industries localizada en Henderson, condado de Chester, estado de Tennessee, fabrica ventanas de construcción de vinilo para los sectores residencial y comercial.

3.1.2.2 Descripción de las medidas de gestión de la carga

MGM se inscribió en el programa de Respuesta de Demanda de su proveedor de energía Nashville Electric Service - NES, en el 2009. Se instaló un controlador de cargas para identificar áreas en las que la reducción del consumo puede tener un gran impacto en su demanda de electricidad y sus facturas.

Una evaluación inicial realizada, reveló las áreas específicas de la instalación donde el consumo de energía podría reducirse temporalmente, sin afectar la producción. Dos de los edificios de MGM albergan su principal operación de fabricación, donde el trabajo debe seguir adelante ininterrumpidamente. Pero un tercer edificio contiene en su instalación maquinaria de extrusión, extractores, sierras, un sistema de enfriamiento centralizado para enfriar el vinilo, un departamento de reciclado para recuperar materiales procesados, trituradoras, granuladoras, sistemas de transporte por vacío y un pulverizador. Esta instalación de 100.000 pies cuadrados es el foco de los esfuerzos de Respuesta de Demanda de MGM, ya que en general, el edificio C representa más de la mitad de la factura mensual de electricidad de MGM.

Cuando la industria recibe la notificación de un evento inminente de Respuesta de Demanda, reducen la iluminación, cierran dos líneas de producción de extrusión, ajustan sus enfriadores y detienen todos los procesos de rectificado. El equipo implementa estos cambios manualmente en unos diez minutos.

3.1.2.3 Resultados

Estos cambios en la producción permiten a MGM reducir su consumo eléctrico en 300 kW durante los despachos de Respuesta de Demanda, sin afectar la producción global. Los ahorros anuales totalizan más de 30.000 USD.

MGM utilizó el controlador de cargas como parte de su implementación para monitorear las reducciones durante los despachos de Respuesta de Demanda. El controlador entrega información detallada sobre los principales equipos que consumen energía lo que ayuda a mejorar el calendario de producción y utilizar el equipo en el momento adecuado, recortando los picos de la demanda y reprogramando alguna producción para los períodos fuera de pico.

En 2008, la demanda promedio de MGM fue de 598 kW al mes. Su objetivo es mantener esta cifra por debajo de 400 kW. En marzo de 2009, redujo su demanda a 384 kW, ahorrando más de 2700 USD en la factura eléctrica de marzo. El impacto financiero general incluye 12.000 USD en pagos anuales de Respuesta de Demanda y más de 30.000 USD en reducciones anuales de costos de energía. Más importante aún, estos pagos y ahorros son posibles sin afectar sus operaciones de fabricación de la industria.

3.1.3 EJEMPLO DE CONTROL DE CARGAS EN ASSOCIATED WHOLESALE GROCERS [37]

3.1.3.1 Perfil de la empresa

Associated Wholesale Grocers – AWG, localizada en Nashville, sirve como un centro para el almacenamiento de alimentos y la distribución a sus más de 300 miembros, cubre un amplio territorio que se extiende por todo el sur y el medio oeste. Las instalaciones son enormes, incluyendo más de 500.000 pies cuadrados de almacenamiento en seco y 250.000 pies cuadrados de almacenamiento refrigerado. Muchos artículos pueden soportar sólo una variación de temperatura, por lo que AWG monitorea cuidadosamente sus instalaciones de almacenamiento. La industria AWG es un importante consumidor de energía, utilizando más de 1

millón de kWh al mes, lo que da como resultado una factura anual de energía de 1,4 MUSD.

3.1.3.2 Descripción de las medidas de gestión de carga

Al principio, los líderes de AWG asumieron que sería imposible que la organización participara en los programas de Respuesta a la Demanda, parecía demasiado arriesgado, ya que se almacenan productos muy sensibles a la temperatura. Sin embargo en 2007, la empresa eléctrica local, Nashville Electric Service - NES, puso a disposición el programa de Respuesta a la Demanda, establecido por la Tennessee Valley Authority - TVA, la industria se inscribió en el programa para reducir sus costos de energía, ayudar a proteger su operación y ayudar a mantener una red estable.

Analizaron las lecturas de temperatura y encontraron que las áreas de almacenamiento refrigerado podían mantener sus temperaturas durante horas más largas de lo inicialmente posible. Además notaron que podían cortar la electricidad a las unidades de refrigeración fuera de los ciclos, ahorrando costos de energía sin afectar la operación de la planta. También comenzaron a cargar las baterías para sus carretillas elevadoras durante horas fuera de pico y completaron una importante renovación de iluminación que ahorró dinero a la compañía y ayudó a modernizar su infraestructura.

Durante un evento de Respuesta de Demanda, AWG recibe la notificación y tiene 30 minutos para responder. En su sala de máquinas, el personal de las instalaciones de AWG, ajusta la temperatura en sus áreas de almacenamiento en frío, regulando los evaporadores y los compresores asociados con el área de refrigeración y comienza a supervisar estas áreas a lo largo de la duración del evento.

3.1.3.3 Resultados

La reducción de demanda inicial de AWG fue de 700 kW, pero la compañía terminó por ir por encima de este monto. En promedio, AWG proporciona aproximadamente

850 kW en reducciones de energía durante los eventos de recorte de carga. La empresa recibió 25.000 USD anuales por concepto de incentivos.

3.1.4 EJEMPLO DE CONTROL DE CARGAS EN LODGE CAST [38]

3.1.4.1 Perfil de la empresa

Lodge Cast Iron localizado en South Pittsburg, produce la más amplia selección de productos de hierro fundido, incluyendo sartenes, freidoras y otros utensilios de cocina. El interés inicial de la compañía por la Respuesta a la Demanda fue impulsado por la necesidad de reducir su factura de electricidad, que se había duplicado en los últimos años para llegar a más de 2,9 MUSD anuales.

3.1.4.2 Descripción de las medidas de gestión de carga

El funcionamiento de Lodge Cast incluye dos hornos de fusión que consumen más de 8000 kW cada uno, así como hornos de contención, máquinas de moldeo, sistemas de limpieza y transportadores. La compañía se inscribió en el programa de Respuesta a la Demanda en el 2009 con el apoyo de su distribuidor local de energía, Sequachee Valley Electric Cooperative.

Durante la implementación se instaló un equipo de monitoreo que recolecta los datos de energía de Lodge, para que los operarios puedan medir y monitorear el consumo de energía en tiempo real, durante los eventos de Respuesta a la Demanda. Esta capacidad le da a la compañía nuevos conocimientos sobre su uso continuo de energía.

Como parte de las medidas aplicadas la compañía ha cambiado los compresores de impulsión a velocidad variable, así que producen solamente el aire que necesitan. Se redujeron reactivos, lo que significa que controlan la demanda durante cada período pico y reducen la potencia para eliminar los altos cargos de demanda máxima.

La compañía monitorea y administra mejor su consumo de energía durante los eventos de Respuesta a la Demanda. Una vez que reciben la notificación, inician el

apagado, que tarda de quince a veinte minutos. Durante el apagado, los trabajadores de producción realizan el mantenimiento de las maquinarias.

3.1.4.3 Resultados

La reducción de carga en Lodge Cast Iron puede disminuir el consumo de energía en un promedio de 4,5 MW. Esta reducción significa a la compañía pagos de más de 130.000 USD anualmente. La Respuesta de Demanda no afecta la capacidad de la empresa para cumplir con sus pedidos y satisfacer la demanda de sus utensilios de cocina. La flexibilidad inherente en la producción y una operación muy eficiente permiten que la compañía se desconecte brevemente sin impacto.

3.1.5 EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE AUTOGENERACIÓN EN HORARIO PICO EN BALDOR ELECTRIC [19]

3.1.5.1 Perfil de la Empresa

Baldor Electric Company Westville, Oklahoma fabrica varios productos industriales como: motores AC de hasta 1 hp, motores DC de hasta 3 hp, servomotores sin escobillas de hasta 12 hp y tornos de pulido dental. La fábrica Westville Oklahoma es una de las 14 plantas de fabricación de Baldor Electric en los Estados Unidos, esta instalación emplea a 450 personas y funciona 24 horas al día, 5 días a la semana, produciendo aproximadamente 17.000 motores por semana. Las cargas eléctricas en la instalación incluyen: revestimiento en polvo, sistemas de barniz, equipos de procesamiento, sistemas de climatización HVAC, sistemas de iluminación y seguridad.

3.1.5.2 Descripción de las medidas aplicadas

Baldor Electric acogiéndose al programa de tarifas que ofrecía el proveedor eléctrico local, Ozarks Electric Cooperative, de precios que proporcionaban aumentos significativos en el período de demanda máxima del sistema eléctrico (3 a 8 pm), siendo éstas el doble de las tarifas fuera del período pico, decidió usar generadores para autoabastecerse de energía eléctrica en este período. Lo que produjo una reducción considerablemente de su uso de energía de la red de distribución, permitiendo a la compañía de servicios eléctricos ahorrar dinero en

costos de generación y controlar los costos futuros de Ozarks Electric, al disminuir la necesidad de repotenciar las instalaciones para satisfacer la creciente demanda.

La consideración principal era que Westville tenía que decidir cómo eliminar efectivamente más de 700 kW de demanda de la empresa, sin afectar negativamente al proceso de producción. La mayor carga eliminada para recortar el pico de la demanda se logró mediante tres generadores diésel de 140 kW, estos abastecen las tres unidades de aire acondicionado que suministran aire frío a la planta. Cada generador se encuentra en un paquete de sonido atenuado que reduce el ruido a 25 dB medida desde una distancia de 23 pies. Los generadores se conectaron a los acondicionadores de aire utilizando tres conmutadores de transferencia automática de 3 polos, 225 amperios, 480 voltios.

Adicionalmente, el sistema de aire comprimido de 825 pies cúbicos por minuto fue reemplazado durante las horas punta con una unidad portátil diésel. El compresor portátil era una mejor alternativa que el suministro de los compresores existentes debido a las altas demandas de corriente de arranque. Esto recortó 200 kW adicionales.

3.1.5.3 Resultados

Después de los primeros seis meses del programa, el costo de la electricidad ha sido de 45.000 USD menos que el mismo período del año anterior. Posteriormente se decidió añadir otro generador de 500 kW para satisfacer las demandas de potencia de un horno utilizado para aplicar barnices a los devanados del estator del motor. La adición de este generador disminuyó aún más el consumo de energía de la planta en 2003, llegando a tener ahorros promedio anuales de 100.000 USD.

3.2 APLICACIÓN DE ESTRATEGIAS PEAK SHAVING EN FRANCIA [5]

3.2.1 ESTRUCTURA ELÉCTRICA FRANCESA

La empresa pública francesa Electricité de France - EDF es el principal productor y distribuidor de electricidad. Por lo tanto, la producción de electricidad puede

adaptarse fácilmente a la demanda francesa (unos 400 TWh / año) y a las ventas en el extranjero (unos 70 TWh / año).

3.2.1.1 Estructura Tarifaria General

Su rango tarifario, está basado en la demanda suscrita del cliente:

- La tarifa "azul", de 3 a 36 kVA (230/400 V).
- La tarifa "amarilla", de 36 a 250 kVA (230/400 V).
- La tarifa "verde", dividida en "verde A" de 250 kW a 10 MW (20 kV), "verde B" de 10 a 40 MW (63 o 90 kV) y "verde C" más allá de 40 MW (225 kV).

Los aranceles para la industria incluyen dos componentes de costo:

- Uno para la potencia máxima utilizada [kW].
- Uno para la energía consumida [kWh].

Cada tarifa se basa en las tarifas de tiempo de uso (TOU), con un cargo anual por la demanda suscrita y un cargo por los kWh consumidos dependiendo de la temporada y la hora del día. Con la tarifa "verde", la energía reactiva se factura por la cantidad de kVArh superior al 40% de consumo durante las horas pico.

Por ejemplo, la tarifa "verde A5" es especialmente adecuada para clientes industriales de tamaño pequeño y mediano; Incluye cinco tipos de periodos definidos como sigue:

Períodos estacionales

- Invierno: de noviembre a marzo.
- Verano: de abril a octubre.

Períodos de Horas del día

- Pico: 4 horas al día (9:00 - 11:00 y 18:00 - 20:00), de lunes a sábado en diciembre, enero y Febrero.

- Horas de alta carga: 6:00 - 22:00, de lunes a sábado (excepto en las horas pico mencionadas arriba), en invierno y el verano.
- Horas de baja carga: 22:00 - 6:00, de lunes a sábado y todas las horas del domingo, en invierno y verano.

3.2.1.2 Políticas Peak Shaving

- Se promueve la implementación del control de cargas para reducir o incluso detener el consumo eléctrico durante los períodos pico y así reducir significativamente la factura de electricidad, además de reducir la potencia suscrita. Estas acciones se deben configurar cuidadosamente analizando y controlando la curva de carga (que tiene que permanecer por debajo de la potencia suscrita para evitar sanciones).
- Se propone facturar la "potencia alcanzada" durante el primer año operativo de los nuevos clientes. Las potencias alcanzadas registradas, gracias a los contadores electrónicos, ayudan a los clientes a ajustar su "potencia suscrita" con precisión.
- Las oficinas comerciales de la empresa proporcionan servicios de consultoría y experiencia para ayudar a los clientes a tener un control adecuado de la carga y evitar el uso de electricidad en los horarios pico.

3.2.2 EJEMPLO DE CONTROL DE CARGAS EN INDUSTRIA AGROALIMENTARIA ABATTOIR DE VERDUN (MEUSE) [5]

3.2.2.1 Perfil de la empresa

El Abattoir de Verdun produce 9500 toneladas de carne bovina y ovina al año. El consumo anual de electricidad era de 1,9 GWh. La potencia suscrita de electricidad era de 660 kW. El consumo de energía no estaba bajo control estricto por lo que las facturas de electricidad eran demasiado altas.

3.2.2.2 Descripción de las medidas de gestión de carga

El agua caliente es producida por la noche por un calentador de una potencia de 480 kW y almacenada en grandes tanques de 100 m³ de capacidad.

Se instaló un sistema programable para el control total de calefacción y refrigeración, así como aire comprimido. Cuenta con:

- Mediciones remotas de consumo de electricidad para cada proceso.
- Monitoreo de la potencia suscrita y desconexión de cargas eléctricas seleccionadas en base a un ciclo de 10 minutos.
- Manipulación de alarmas, en particular para la temperatura y humedad de las cámaras frías.

3.2.2.3 Resultados

La potencia suscrita se redujo de 660 kW a 630 kW. La reducción estimada del consumo de electricidad es del 10%.

3.3 APLICACIÓN DE ESTRATEGIAS PEAK SHAVING EN ITALIA

3.3.1 ESTRUCTURA TARIFARIA GENERAL [5]

Las tarifas de Tiempo de Uso en Italia se basan en cuatro períodos de tasas. Estos son (desde el más caro al más barato): pico, carga alta, carga media y fuera de pico. Para cada período, los clientes suscriben (declaran) la cantidad de energía que necesitan. Su facturación se basa entonces en esta potencia declarada.

Bajo ciertas condiciones, se toleran cargas superiores a los valores suscritos. En este caso, sin embargo, el exceso de demanda se cobra en una tasa de penalización. Cuando se cometen grandes infracciones del límite de demanda suscrito, el cliente debe revisar su contrato con el fin de evitar más penalidades y problemas de la red.

Las tasas de electricidad para los clientes industriales, varían según el nivel de tensión y el factor de utilización. Las tarifas son binomiales con un cargo anual por demanda suscrita y un cargo por kWh consumido. Dado que el sistema de generación se basa principalmente en plantas térmicas, la tarifa de energía incluye un ajuste del costo del combustible. Cuando el factor de potencia cae por debajo de 0,9; los clientes también pagan el costo adicional de la entrega de energía reactiva.

Los clientes suministrados a una tensión media (hasta 50 kV) y alta (más de 50 kV) y con una demanda suscrita superior a 400 kW y 500 kW respectivamente, se facturan según las tarifas de Tiempo de Uso, con precios tanto de demanda como de energía, dependiendo de las diferentes épocas del día y la estación.

Las estaciones se definen de la siguiente manera:

- Invierno: incluye los meses de enero a marzo y de octubre a diciembre (6 meses).
- Verano: incluye meses de abril a septiembre (6 meses).

Los periodos de tasas diarias para suministros a media tensión son:

- Horas pico: 8:30 - 10:30 y 16:30 - 18:30, de lunes a viernes en invierno.
- Horas de alta carga: 6:30 - 8:30, 16:30 - 18:30, y 18:30 - 1:30 en invierno, y 8:30 - 12:00 en verano (excepto agosto), lunes a viernes.
- Horas de media carga: 6:30 - 8:30 y 12:00 - 21:30, de lunes a viernes en verano (excepto en agosto).
- Horas fuera de horas punta: 0:00 - 6:30 y 21:30 - 24:00, de lunes a viernes, todas las horas de fin de semana, y todas las horas de agosto.

En la figura 3.2 se muestra las variaciones del costo de la energía a través del tiempo para los clientes de media tensión con contratos de utilización media. Tenga en cuenta que la carga de la demanda es creciente, esto significa que en cada

período de tarifas, se aplicará a los kW suscritos que excedan la demanda contractual del período anterior.

Dependiendo de la utilización anual de la demanda suscrita, se ofrece a los clientes cuatro opciones de tarifas, que combinan diferentes costos de energía.

Las oficinas de comercialización de la empresa de servicios públicos ofrecen servicios de consultoría y experiencia para ayudar a los clientes a seleccionar la opción más adecuada.

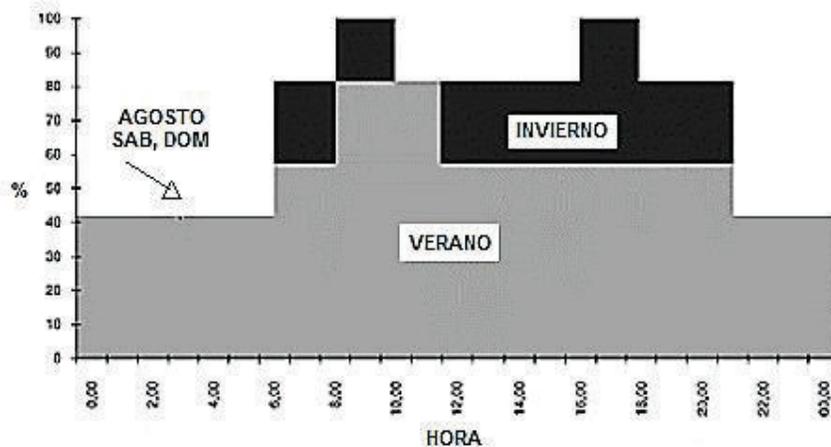


Figura 3.2: Estructura de las tarifas eléctricas italianas.
Fuente: International Union for Electricity, 2009.

3.3.1.1 Políticas de Gestión de Carga [5]

Las prácticas de Gestión de Carga están dirigidas a controlar cuidadosamente el perfil de carga para mantenerse lo más cerca posible de la demanda suscrita sin excederla y para minimizar el uso de electricidad durante el período pico.

Para ayudar a los clientes a suscribir la demanda correcta, en Italia se tiene una política comercial llamada "start-up" que está disponible para nuevos contratos y para contratos antiguos que requieren una adaptación de carga. Esto consiste en un período de prueba de un año durante el cual se controla la carga. La demanda suscrita se considera provisional, es decir, no se imponen multas por infracciones del límite de demanda. Después de este período, el historial de carga permite a los clientes adaptar el contrato final de acuerdo con sus requerimientos de carga. Las oficinas comerciales de electricidad están a disposición del cliente para ayudarles a seleccionar la opción más adecuada.

3.3.2 EJEMPLO DE GESTIÓN DE CARGA EN INDUSTRIA QUÍMICA Y FARMACÉUTICA SYNTHETIC RESINS AND INSULATING ENAMELS [5]

3.3.2.1 Perfil de la empresa

La empresa química considerada en este ejemplo, es líder mundial en el desarrollo y producción de resinas sintéticas y esmaltes. La capacidad de producción es de más de 10.000 toneladas por año. La compañía emplea a un personal de cerca de 60 personas. El consumo anual es de aproximadamente 3,1 GWh de electricidad.

3.3.2.2 Descripción de las medidas de gestión de la carga

3.3.2.2.1 Perfil energético antes de tomar medidas de manejo de carga

La empresa es suministrada por una tensión de 22 kV. Está en vigor un contrato de Tiempo de Uso para alta utilización con demandas de 525/625/625/625 kW para períodos pico, alto, medio y fuera de horas punta. El análisis del consumo eléctrico muestra que el proceso de producción es la carga principal 85%, iluminación 10% y enfriamiento 5%.

3.3.2.2.2 Instalaciones de gestión de carga

La gestión de la carga se ha utilizado con éxito durante muchos años. El proceso es controlado por un controlador electrónico. Al recibir las señales tarifarias proporcionadas por el medidor, un dispositivo electrónico desconecta algunas cargas cuando la carga esperada es probable que exceda la demanda suscrita.

La demanda suscrita se redujo de los valores anteriores (525/625/625/625 kW) a 450/500/500/500 kW para los períodos de carga pico, alto, medio y fuera de horas punta. La disminución de 75 kW durante las horas pico y de 125 kW durante los otros períodos fue posible mediante la desconexión de algunas cargas de baja prioridad (como sopladores de depuración, secadores, ventiladores y bombas). Debido a la corta duración de las interrupciones, el proceso de producción no se vio afectado.

3.3.2.3 Aceptación y satisfacción del usuario

Las medidas de gestión de la carga han sido bien recibidas desde todos los puntos de vista. No se han reportado impactos negativos en cuanto a operación y mantenimiento o en la calidad de los productos. Como se puede observar en la figura 3.3 la industria disminuyó la demanda suscrita con la empresa de distribución de energía eléctrica en aproximadamente 75 kW durante las horas pico, lo que representa aproximadamente una reducción del 15% de la demanda en este período.

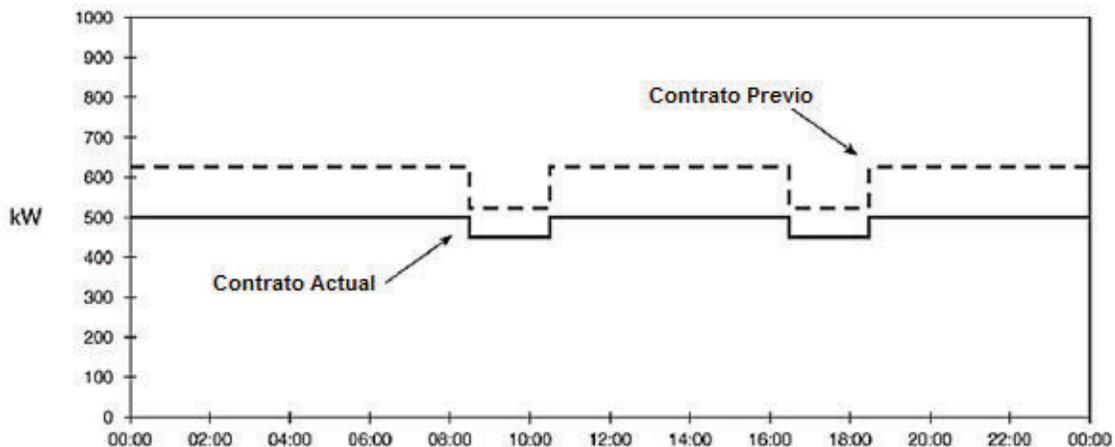


Figura 3.3: Demanda suscrita (día hábil de invierno).
Fuente: International Union for Electricity, 2009.

3.4 APLICACIÓN DE ESTRATEGIAS PEAK SHAVING EN EL REINO UNIDO

3.4.1 ESTRUCTURA TARIFARIA GENERAL

Todos los clientes con una capacidad de carga superior a 100 kW tienen la libertad de negociar los suministros de electricidad de cualquier proveedor o generador con las tasas adecuadas pagadas a la compañía de transmisión y distribución. El Reglamento de Electricidad exige que las empresas fomenten el uso eficiente de la electricidad y se refieran específicamente a la Gestión de la Carga como un medio para alcanzar este objetivo mediante el desplazamiento del consumo de electricidad desde el período pico hacia el período fuera de pico. Las empresas de

electricidad han alentado la Gestión de la Demanda a través de arreglos tarifarios y en algunos casos, proporcionando servicios de control de cargas [5].

Típicamente, los contratos tendrán un componente basado en la Demanda Máxima durante el Período de Invierno, un Cargo de Capacidad de Suministro, un Cargo Fijo para recuperar los costos de Lectura de Contadores, Facturación, Administración, etc.

3.4.2 EJEMPLO DE CONTROL DE CARGAS EN LA INDUSTRIA AGROALIMENTARIA ALLIED MILLS LTD., LIVERPOOL [5]

3.4.2.1 Perfil de la empresa

Allied Mills Ltd. procesa, en su fábrica Seaforth en Liverpool, alrededor de 100.000 toneladas de trigo y subproductos de la harina. La planta funciona aproximadamente 160 horas a la semana en promedio. La energía primaria utilizada es la electricidad para los diversos motores e iluminación.

3.4.2.2 Descripción de las medidas de gestión de la carga

3.4.2.2.1 Perfil energético antes de tomar medidas de gestión de carga

El molino de harina Seaforth se suministra a alta tensión. Se aplica una tarifa con unidades día/noche. La demanda máxima fue de 1200 kW y se midió en una tarde de noviembre. El molino tiene 230 motores en el rango de 0.75 a 110 kW. Los compresores y ventiladores de aire están equipados con motores de 18 kW. El sistema original de retorno de aire sobre presurizó el molino de harina. Era intensivo en el uso de energía y generaba niveles de ruido inaceptables.

3.4.2.2.2 Medidas de gestión de carga

La reprogramación del proceso ha dado lugar, a un cambio del 25% del consumo de la unidad a los períodos fuera de la demanda pico. Para el sistema de retorno de aire, se instaló un inversor, que mide la presión con un sensor y controla las velocidades del ventilador. Desde la instalación del inversor, las condiciones ambientales han mejorado y los costos de funcionamiento se han reducido en aproximadamente el 50%.

3.4.2.3 Resultados

La inversión para el equipo de control de carga fue de £ 4500. Además de una reducción en los costos de la electricidad, una gama de otros beneficios ha resultado incluyendo el funcionamiento más fácil y más confiable. Estos beneficios más el ahorro en costos de electricidad estiman que el retorno de la inversión tiene un período de reembolso de 1,3 años.

3.5 APLICACIÓN DE ESTRATEGIAS DE RESPUESTA DE DEMANDA EN LATINOAMÉRICA

La aplicación de las estrategias Peak Shaving de Respuesta de la Demanda en Latinoamérica ha sido casi nula, apenas se tiene la implementación de éstas en Argentina y recientemente en Colombia, como se muestra a continuación.

3.5.1 APLICACIÓN DE ESTRATEGIAS DE RESPUESTA DE DEMANDA EN ARGENTINA

En Argentina en el 2005, se implementaron medidas de Eficiencia Energética y Respuesta de la Demanda, con el fin de aplazar inversiones en los diferentes sectores del sistema eléctrico. Estas estrategias aumentan la confiabilidad de los sistemas eléctricos en momentos de crisis cuando la demanda iguala o supera a la oferta, creando mecanismos de responsabilidad para todos los actores del sistema.

Los programas de Respuesta de la Demanda que se han implementado en Argentina son [14]:

- Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE)
- Sistema de Medición de Distribución (SMED)

3.5.1.1 Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) [14]

En el 2005, la Secretaría de Energía lanzó la segunda versión del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica, que establece un sistema de bonificaciones para quienes ahorren y cargos adicionales para quienes se excedan en el consumo de electricidad. Este programa abarca a los usuarios residenciales, comerciales e

industriales de las empresas EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A, es decir, a las tres empresas más grandes del país que conforman la metrópolis y áreas circundantes. Como resultado de este programa, entre junio de 2005 y junio de 2008, varios millones de usuarios se beneficiaron con las bonificaciones correspondientes, así también muchos clientes fueron multados.

Las bonificaciones las reciben los clientes que ahorren, como mínimo, un 10% de energía con respecto a su consumo promedio, el cálculo se realiza sobre los kWh ahorrados y se acreditan en las facturas del siguiente período al que se registró el ahorro. El monto para efectivizar las bonificaciones proviene del cargo que se les cobra a quienes consumen electricidad en exceso en el mismo programa.

Los cargos adicionales se calculan sobre los kWh consumidos en exceso, es decir, sobre el total consumido por encima de la pauta de ahorro del 10 %. Dicho monto se multiplica por el valor del cargo variable de cada categoría tarifaria.

3.5.1.1.1 Resultados

Desde mayo de 2005, que empezó a aplicarse el programa y hasta principios de junio de 2009; 55,31 millones de usuarios debieron pagar los cargos adicionales contemplados por el programa y 35,17 millones fueron beneficiados con las bonificaciones correspondientes [14]. La figura 3.4 especifica los usuarios bonificados o sancionados, según a la distribuidora que pertenezcan.

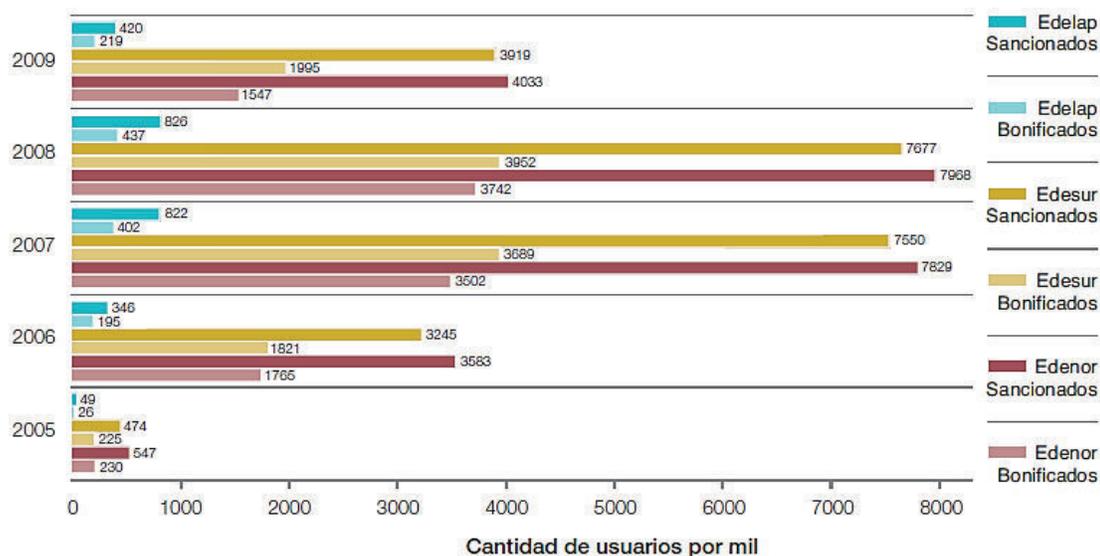


Figura 3.4: Resultados de la aplicación del PUREE, año por año.
Fuente: Ente Nacional Reglador de la electricidad.

Es importante aclarar que la cantidad de usuarios de EDENOR es de 2,5 millones, que EDESUR tiene 2,2 millones y que EDELAP tiene cerca de 500 mil usuarios, es decir, que entre las tres acumulan más de 5 millones de clientes. Por lo tanto, en los datos presentados en la figura 3.4 se refiere al acumulado en los 6 bimestres del año de los 4 años efectivos de aplicación de la Norma [14].

3.5.1.2 Sistema de Medición de Distribución (SMED)

En el año 2007 se implementó un mecanismo de Respuesta de la Demanda a los grandes usuarios de las empresas de Distribución, que tuvieran demandas mayores a los 300 kW, en el cual se instaló un sistema de medición, denominado SMED (Sistema de Medición de Usuarios de Distribución), que tiene la característica de transmitir sus mediciones en tiempo real. La finalidad era que estos clientes participaran en gran medida, controlando sus demandas de potencia en los horarios que se los requiriera el operador del sistema, de tal forma de obtener algún beneficio por su participación o al contrario, sanciones por la falta de cumplimiento de éstas [14].

El nuevo sistema de medición permite saber a cada instante, la demanda que tiene cada usuario del sistema, logrando así que el operador controle de una forma más eficaz y rápida la demanda, cuando ésta supera a la oferta de generación y así tomar medidas para superar el problema. Este mecanismo de medición fue implementado por la Secretaria de Energía para responder al nuevo “Servicio de Energía Plus” [14].

El Sistema SMED comprende dos partes [39]:

Un sistema de medición eléctrica, compuesto básicamente por el instrumental de medición eléctrica (medidor) instalado en cada uno de los puntos de medición de demanda. El medidor electrónico de energía eléctrica instalado está capacitado para registrar y almacenar perfiles de demanda.

Un sistema de adquisición de datos remotos, compuesto básicamente por los equipos y medios de telecomunicación necesarios, para hacer llegar la información generada por el instrumental de medición hasta el centro de adquisición y de allí al

centro de operaciones de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico – CAMMESA, cada 15 minutos con un retardo máximo de 3 minutos.

Adicionalmente a la recolección periódica de los valores de demanda, el sistema permite la comunicación bidireccional con el medidor mediante un canal de datos serie RS232 transparente desde CAMMESA hasta el medidor.

3.5.2 APLICACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS DE RESPUESTA DE DEMANDA EN COLOMBIA [40]

Recientemente en el 2015, la Comisión de Regulación de Energía Y Gas de Colombia, expidió la resolución del programa de Respuesta de Demanda, para el mercado diario en condición crítica. Las condiciones críticas hacen referencia a la situación que presenta el mercado mayorista de energía cuando el precio de bolsa es mayor al precio de escasez. El programa consiste básicamente en la aplicación de un programa de Ofertas de Carga destinado para grandes clientes del sistema de distribución

La resolución aplica a los comercializadores que representan a los usuarios interesados en participar voluntariamente en el programa de Respuesta de la Demanda, así como a la liquidación y recaudo de las transacciones asociadas a dicho programa, que operará dentro de la Bolsa de Energía del Mercado Mayorista, ofertando reducciones o desconexiones de demanda, con el objetivo de dar confiabilidad al Sistema Interconectado de Colombia y reducir los precios en la Bolsa de Energía y los costos de restricciones.

3.5.2.1 Compromisos de los clientes participantes en el programa de Respuesta de Demanda

El usuario o grupo de usuarios representados por el comercializador, se comprometen a reducir su consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional, a cambio de recibir la diferencia del precio de bolsa y el precio de escasez por la energía reducida.

El incumplimiento de los compromisos implicará que se cobre el costo de las desviaciones mayores al 5% entre el despacho programado y la reducción de la energía verificada.

3.5.2.2 Deberes de los agentes y operadores del programa de Respuesta de Demanda

Los agentes y operadores que participen en el programa de Respuesta de Demanda tienen a cargo las siguientes responsabilidades:

- Garantizar que los medidores que se utilicen, permitan la lectura o interrogación remota de la información y de los parámetros del medidor.
- Revisar las medidas de medición directa si es el caso y realizar la verificación del cumplimiento de la reducción de demanda.
- El operador de red y el comercializador deben tener acceso a la lectura remota.
- Deben ofrecer disponibilidad las 24 horas de todos los días del año y contar con los medios de comunicación necesarios.

3.5.2.3 Funcionamiento del Programa de Respuesta de Demanda

A continuación se establecen las reglas que se deben aplicar para el funcionamiento del programa:

Paso 1: El comercializador informará a los usuarios sobre el programa de Respuesta de Demanda y les hará saber expresamente que cada usuario puede decidir libremente si participa o no en dicho programa.

Paso 2: Una vez que el usuario haya aceptado participar en el programa de Respuesta de Demanda, el comercializador adoptará las medidas para que se hagan todas las gestiones técnicas pertinentes, ya sea con medición directa o con línea base de consumo.

Paso 3: El comercializador registrará al usuario con la cantidad de demanda horaria a reducir del usuario para el despacho diario.

Paso 4: El comercializador enviará al Centro Nacional de Despacho la oferta de precio de reducción de energía y la declaración de reducción de energía horaria.

Paso 5: Una vez finalizado el plazo de envío de ofertas y declaración de reducción de energía, el Centro Nacional de Despacho calculará la cantidad de consumo de energía a reducir por medio del programa de Respuesta de Demanda, tal que el precio de bolsa del pre despacho ideal sea mayor o igual al 108% del precio de escasez.

El Centro Nacional de Despacho modificará el cálculo del pre despacho ideal de tal manera que para la Respuesta de Demanda despachada, siempre se cumpla que el máximo precio de oferta, para atender la demanda nacional, es mayor o igual al 108% del precio de escasez.

El umbral del 8% establecido para las ofertas de precios del programa podrá ser ajustado de acuerdo con las variaciones observadas entre los valores estimados y los reales.

Paso 6: Cuando el valor de energía a reducir sea mayor a cero, el Centro Nacional de Despacho avisará al comercializador la activación del programa, quien coordinará con los usuarios la activación del programa de Respuesta de Demanda.

Paso 7: En el caso de que el comercializador tenga la necesidad de ser re despachado, se le aplicarán las mismas reglas de las plantas despachadas centralmente.

Paso 8: El comercializador se encargará de que los sistemas de medida puedan ser interrogados una hora antes de la activación. En caso de no poderse efectuar esta interrogación, se considerará que no hubo reducción de demanda.

Paso 9: El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC, realizará las verificaciones de las reducciones de energía de Respuesta de Demanda.

Paso 10: El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, modificará el cálculo del despacho ideal de tal manera que para la hora en que se haya activado

alguna Respuesta de Demanda, el máximo precio de oferta de la bolsa para atender la demanda nacional, se cumpla que éste sea mayor o igual al mayor precio de oferta de reducción de energía verificada en esa hora.

Paso 11: El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales realizará la liquidación.

3.6 RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS PEAK SHAVING MEDIANTE PROGRAMAS DE RESPUESTA DE DEMANDA EN VARIOS PAÍSES DEL MUNDO

Existe evidencia experimental de varias empresas eléctricas alrededor del mundo que ratifican que los clientes efectivamente responden a los mecanismos de Respuesta de Demanda, desplazando su carga desde el período pico hacia los períodos donde el precio de electricidad es más bajo. A continuación se presentan los resultados de un estudio de 14 programas Peak Shaving de Respuesta de la Demanda llevados a cabo en EEUU, Canadá, Francia y Australia. Los resultados del estudio de los programas, muestran que los mecanismos de precios dinámicos son efectivos para la reducción de la demanda pico.

Los programas de Respuesta de Demanda analizados son identificados a continuación por su denominación en inglés [14]:

- California - Anaheim Peak Time Rebate Pricing Experiment.
- California - Automated Demand Response System Experiment (ADRS).
- California - Statewide Pricing Pilot (SPP).
- Florida - The Gulf Power Select Program.
- France - Electricite de France (EDF) Tempo Program.
- Idaho - Idaho Residential Pilot Program.
- Illinois - The Community Energy Cooperative's Energy-Smart Pricing Plan (ESPP).

- Missouri - Ameren UE Residential TOU Pilot Study.
- New Jersey - GPU Pilot.
- New Jersey - Public Service Electric and Gas (PSE&G) Residential Pilot Program.
- New South Wales / Australia - Energy Australia's Network Tariff Reform.
- Ontario / Canada - Ontario Energy Board Smart Price Pilot.
- Washington (Seattle Suburbs) - Puget Sound Energy (PSE)'s TOU Program.
- Washington - Olympic Península Project.

La figura 3.5 muestra los porcentajes de reducción de demanda estimados para los programas de Respuesta de Demanda más utilizados en estos países. Estos valores no son perfectamente comparables, debido a que las características y condiciones que presentan los distintos sistemas donde fueron aplicados, varían considerablemente entre ellos. Sin embargo, los resultados son indicativos de lo que puede esperarse de la aplicación de mecanismos de Respuesta de Demanda de precios dinámicos.

Se observa que la reducción con la tarifa de Tiempo de Uso (TOU) en las empresas eléctricas que aplicaron este mecanismo, presentan reducciones que van desde el 3% hasta el 32% y teniendo como promedio de reducción de la demanda máxima del 16%.

Los mecanismos de Tarifa de Pico Crítico (TPC), con tecnologías que facilitan la respuesta del cliente presentan reducciones que van desde el 17% hasta el 50%, teniendo como promedio una reducción del 32% de demanda pico.

A su vez, los mecanismos de Tarifa de Pico Crítico, sin tecnologías que faciliten la respuesta del usuario, presentan reducciones sensiblemente menores. Una excepción de esto es el programa de Tarifa de Pico Crítico de Idaho, que presenta una reducción del 47%. Los porcentajes de reducción con este mecanismo van desde el 12% hasta el 47% dando un promedio de reducción del 21% de demanda máxima [14].

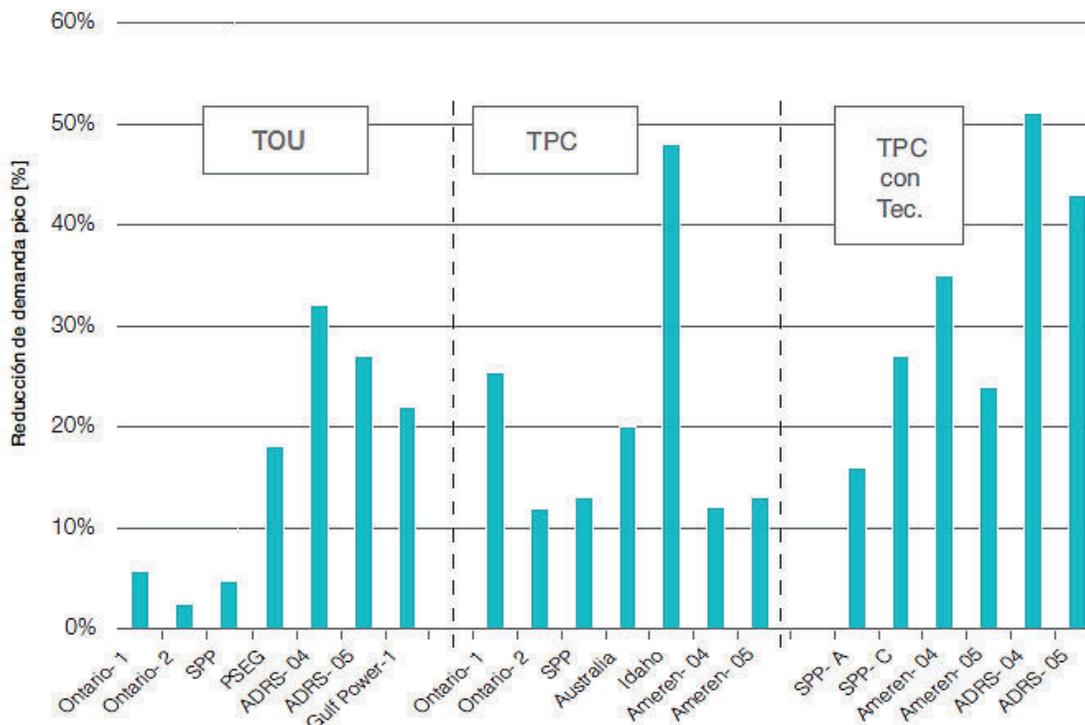


Figura 3.5: Reducción de demanda estimada de programas de Respuesta de Demanda en EEUU, Canadá, Francia y Australia.

Fuente: Del Rosso & Ghia, Andrés, 2007.

3.6.1 PROYECCIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE PROGRAMAS DE RESPUESTA DE DEMANDA A NIVEL MUNDIAL [41]

La implementación de programas de Respuesta de Demanda se ha incrementado año tras año, siendo Estados Unidos, el país donde se ha desarrollado ampliamente y representa alrededor del 75% del mercado mundial, según Navigant Research, se estima que este porcentaje se reduzca a aproximadamente 65% en el 2020, debido en gran parte al crecimiento esperado de la utilización de estos programas en el resto del mundo, en donde se prevé que se incremente a alrededor del 40% de participación para ese año, especialmente por la utilización de estas estrategias en Europa y Asia Pacífico.

El crecimiento proyectado de la adopción de medidas de Respuesta de Demanda se presenta en la figura 3.6, en donde se aprecia una participación escasa de Latinoamérica hasta el 2013, mientras que para el 2020 se espera que tenga un ligero crecimiento.

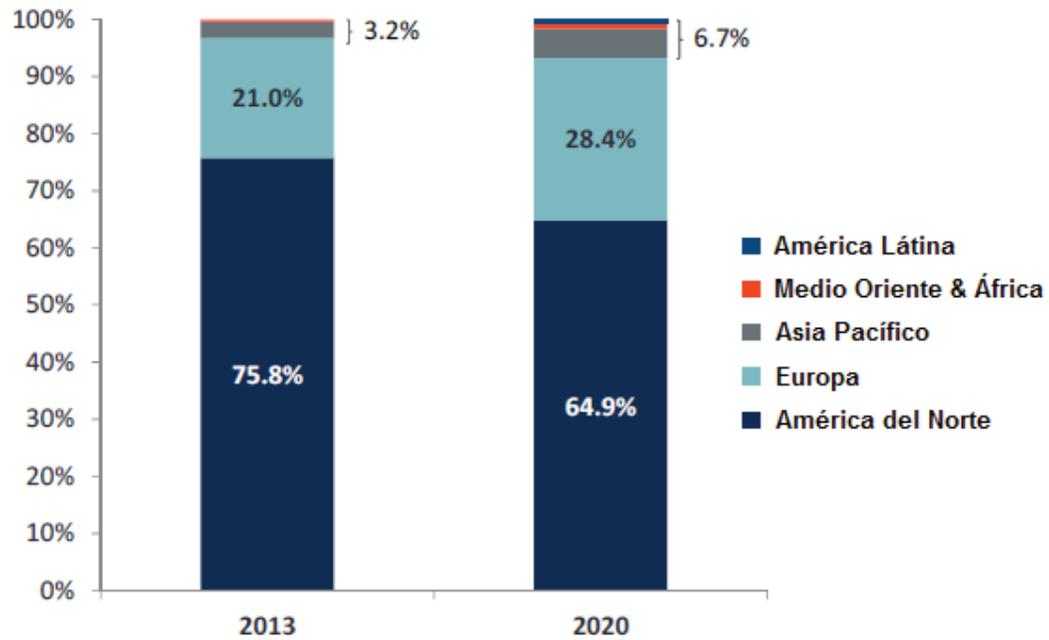


Figura 3.6: Participación mundial en programas de Respuesta de Demanda en el año 2013 y crecimiento esperado para el 2020.

Fuente: Navigant Research "Market Data: Demand Response", 2013.

CAPÍTULO IV

4 ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE ESTRATEGIAS PEAK SHAVING EN ECUADOR

4.1 ANÁLISIS NORMATIVO

En esta sección se presenta el análisis de los aspectos relevantes de las normativas existentes en el sector eléctrico ecuatoriano establecidos en La Constitución de la República del Ecuador y en La Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica.

4.1.1 CONSTITUCION DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR [42]

La Constitución de la República del Ecuador del 2008 hace referencia al sector eléctrico en el título VI “Régimen de desarrollo”, capítulo quinto: Sectores estratégicos, servicios y empresas públicas.

El artículo 313 determina que El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.

Se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas, las telecomunicaciones, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y el patrimonio genético, el espectro radioeléctrico, el agua, y los demás que determine la ley.

En el título VII “Régimen del buen vivir”, Capítulo segundo: Biodiversidad y recursos naturales, Sección séptima, trata de la Biosfera, ecología urbana y energías alternativas.

El artículo 413 establece que El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en

riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua.

4.1.2 LEY ORGÁNICA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA [43]

Desde el 16 de Enero del 2015 está vigente la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica. En la cual se puede destacar como principales objetivos los siguientes aspectos:

1. Cumplir la prestación del servicio público de energía eléctrica al consumidor o usuario final, a través de las actividades de: generación, transmisión, distribución y comercialización, importación y exportación de energía eléctrica;
2. Proveer a los consumidores o usuarios finales un servicio público de energía eléctrica de alta calidad, confiabilidad y seguridad; "así como el servicio de alumbrado público general que lo requieran según la regulación específica;
3. Desarrollar mecanismos de promoción por parte del Estado, que incentiven el aprovechamiento técnico y económico de recursos energéticos, con énfasis en las fuentes renovables. La promoción de la biomasa tendrá preeminencia en la de origen de residuos sólidos.
4. Formular políticas de eficiencia energética a ser cumplidas por las personas naturales y jurídicas que usen la energía o provean bienes y servicios relacionados, favoreciendo la protección del ambiente;
5. Diseñar mecanismos que permitan asegurar la sustentabilidad económica y financiera del sector eléctrico;

4.1.2.1 Estructura del sector eléctrico

El sector eléctrico estará estructurado en el ámbito institucional, de la siguiente manera [43]:

1. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER;

2. Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL;
3. Operador Nacional de Electricidad, CENACE; y,
4. Institutos especializados.

4.1.2.1.1 Ministerio de Electricidad y Energía Renovable - MEER

Es el órgano rector y planificador del sector eléctrico. Le corresponde definir y aplicar las políticas; evaluar que la regulación y control se cumplan para estructurar un eficiente servicio público de energía eléctrica; la identificación y seguimiento de la ejecución de proyectos; otorgar títulos habilitantes; evaluar la gestión del sector eléctrico; la promoción y ejecución de planes y programas de energías renovables; los mecanismos para conseguir la eficiencia energética, de conformidad con lo dispuesto en la Constitución y la ley.

Atribuciones y deberes

A continuación se presentan las principales atribuciones y deberes del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable en materia eléctrica, energía renovable y eficiencia energética [43]:

- Dictar las políticas y dirigir los procesos para su aplicación;
- Elaborar el Plan Maestro de Electricidad (PME), el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE);
- Supervisar y evaluar la ejecución de las políticas, planes, programas y proyectos para el desarrollo y gestión dentro del ámbito de su competencia;
- Proponer al Presidente de la República proyectos de leyes y reglamentos;

4.1.2.1.2 Agencia de Regulación y Control de Electricidad - ARCONEL

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL, es el organismo técnico administrativo encargado del ejercicio de la potestad estatal de regular y

controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, precautelando los intereses del consumidor o usuario final.

Atribuciones y deberes

En las atribuciones y deberes de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL se pueden destacar las siguientes [43]:

1. Regular aspectos técnico-económicos y operativos de las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general;
2. Dictar las regulaciones a las cuales deberán ajustarse las empresas eléctricas; el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) y los consumidores o usuarios finales; sean estos públicos o privados, observando las políticas de eficiencia energética, para lo cual están obligados a proporcionar la información que le sea requerida;
3. Coordinar con la Autoridad Ambiental Nacional los mecanismos para la observancia al cumplimiento de la normativa jurídica, por parte de las empresas eléctricas, relacionada con la protección del ambiente y las obligaciones socio ambientales, determinadas en los títulos habilitantes;
4. Realizar estudios y análisis técnicos, económicos y financieros para la elaboración de las regulaciones, pliegos tarifarios y acciones de control;
5. Establecer los pliegos tarifarios para el servicio público de energía eléctrica y para el servicio de alumbrado público general;

4.1.2.1.3 Operador Nacional de Electricidad -CENACE

El Operador Nacional de Electricidad, CENACE, constituye un órgano técnico estratégico adscrito al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Actuará como operador técnico del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) y administrador comercial de las transacciones de bloques energéticos, responsable

del abastecimiento continuo de energía eléctrica al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector.

Atribuciones y deberes [43]

Las principales atribuciones y deberes del Operador Nacional de Electricidad, CENACE son las siguientes:

- Efectuar la planificación operativa de corto, mediano y largo plazo para el abastecimiento de energía eléctrica al mínimo costo posible, optimizando las transacciones de electricidad en los ámbitos nacional e internacional;
- Ordenar el despacho de generación al mínimo costo posible;
- Coordinar la operación en tiempo real del S.N.I., considerando condiciones de seguridad, calidad y economía;
- Cumplir, dentro del ámbito de sus competencias, con las regulaciones que expida la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL;
- Supervisar y coordinar el abastecimiento y uso de combustibles para la generación del sector eléctrico;

El artículo 41 define que la actividad de autogeneración de electricidad y sus excedentes, serán tratados de conformidad con la regulación que para el efecto dicte el ARCONEL. Se considera como parte de la actividad de autogeneración, los procesos de cogeneración destinados a la producción de energía eléctrica.

El artículo 44 precisa que los grandes consumidores serán aquellas personas jurídicas, debidamente calificadas como tales por el organismo competente, cuyas características de consumo le facultan para actuar a través de contratos bilaterales. Las características de consumo serán definidas a través de la respectiva regulación.

El artículo 47 puntualiza que el Operador Nacional de Electricidad, CENACE realizará la programación de la operación de largo, mediano y corto plazo, para

lograr el mínimo costo operativo para el país considerando las restricciones técnicas.

El artículo 53 determina que el Plan Maestro de Electrificación, cuya elaboración estará a cargo del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, con una proyección a diez años, identificará los proyectos de generación prioritarios para el sector eléctrico. El Plan identificará igualmente los programas de expansión y mejora en generación, transmisión, distribución y energización de zonas rurales aisladas.

4.1.2.2 Eficiencia Energética [43]

La eficiencia energética tendrá como objetivo general la obtención de un mismo servicio o producto con el menor consumo de energía. En particular, se destacan los siguientes objetivos:

- Fomentar la eficiencia en la economía y en la sociedad en general, y en particular en el sistema eléctrico;
- Promover valores y conductas orientados al empleo racional de los recursos energéticos, priorizando el uso de energías renovables;
- Propiciar la utilización racional de la energía eléctrica por parte de los consumidores o usuarios finales;
- Incentivar la reducción de costos de producción a través del uso eficiente de la energía, para promover la competitividad;
- Disminuir el consumo de combustibles fósiles;
- Orientar y defender los derechos del consumidor o usuario final; y,
- Disminuir los impactos ambientales con el manejo sustentable del sistema energético.

El artículo 76 precisa que el estado a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, promoverá la eficiencia energética mediante incentivos o castigos, que se definirán en el reglamento general de esta ley, y las regulaciones correspondientes.

4.1.2.3 Responsabilidad Ambiental [43]

Corresponde a las empresas eléctricas, sean éstas públicas, mixtas, privadas o de economía popular y solidaria, y en general a todos los participantes del sector eléctrico en las actividades de generación, autogeneración, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, cumplir con las políticas, normativa y procedimientos aplicables según la categorización establecida por la Autoridad Ambiental Nacional, para la prevención, control, mitigación, reparación y seguimiento de impactos ambientales en las etapas de construcción, operación y retiro.

4.2 CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

4.2.1 POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL

En la tabla 4.1 y tabla 4.2, se observa la capacidad nominal y efectiva del sistema eléctrico ecuatoriano respecto a su fuente de procedencia, en las que se puede observar que, sin considerar la potencia por interconexión, existe hasta el término del año 2016, un total de capacidad nominal de 8182,93 MW y de capacidad efectiva 7643,14 MW.

A los valores antes mencionados contribuyeron en gran parte la Central Hidroeléctrica Sopladora de 487 MW y Coca Codo Sinclair de 1500 MW de potencia que entraron en operación en ese año, de igual manera el total de potencia nominal y efectiva de centrales de energía renovable se incrementó a 4612,24 MW y 4576,06 MW respectivamente [44].

Tabla 4.1: Potencia nominal por tipo de energía.

Potencia nominal en generación de energía eléctrica		MW	%
Energía Renovable	Hidráulica	4.418,31	53,99%
	Eólica	21,15	0,26%
	Fotovoltaica	26,48	0,32%
	Biomasa	144,30	1,76%
	Biogas	2,00	0,02%
Total Energía Renovable		4.612,24	56,36%
No Renovable	Térmica MCI	2.008,98	24,55%
	Térmica Turbogas	1.099,85	13,44%
	Térmica Turbovapor	461,87	5,64%
Total Energía No Renovable		3.570,69	43,64%
Total Potencia Nominal		8.182,93	100,00%

(*) Centrales de biomasa - combustible de origen renovable (bagazo de caña).

Fuente: Cenace, 2016.

Tabla 4.2: Potencia efectiva por tipo de energía.

Capacidad efectiva en generación de energía eléctrica		MW	%
Energía Renovable	Hidráulica	4.391,18	57,45%
	Eólica	21,15	0,28%
	Fotovoltaica	25,57	0,33%
	Biomasa	136,40	1,78%
	Biogas	1,76	0,02%
Total Energía Renovable		4.576,06	59,87%
No Renovable	Térmica MCI	1.650,79	21,60%
	Térmica Turbogas	971,55	12,71%
	Térmica Turbovapor	444,74	5,82%
Total Energía No Renovable		3.067,08	40,13%
Total Capacidad Efectiva		7.643,14	100,00%

(*) Centrales de biomasa - combustible de origen renovable (bagazo de caña).

Fuente: Cenace, 2016.

En la figura 4.1 se aprecia desde un punto de vista porcentual que; del total de potencia efectiva disponible en el país, las centrales eólicas y fotovoltaicas tienen una participación minoritaria con el 0,28 % y 0,33 % respectivamente, seguidas de las centrales de biomasa con el 1,78 %, mientras que las centrales térmicas MCI tienen mayor participación en cuanto a fuentes no renovables con un 21,60 % de potencia efectiva, seguida por las térmicas turbogas con un 12,71% y las térmicas turbovapor con un 5,82%. Finalmente, están las centrales hidráulicas que son las

más representativas dentro del rango de energías renovables con un 57,45 % de participación.

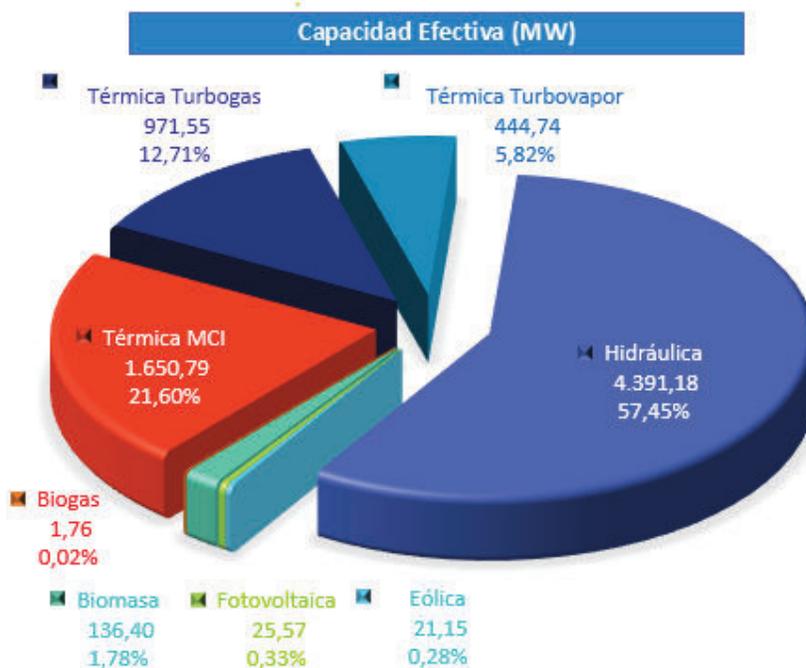


Figura 4.1: Potencia efectiva por tipo de energía (MW).
Fuente: Cenace, 2016.

4.2.2 EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

La producción de energía del país, registrada en los últimos años, presenta crecimientos progresivos importantes presentándose un valor de 27.154,28 GWh en el año 2016, con lo que se obtuvo un aumento del 2,55 % con respecto al año 2015. A su vez la energía generada durante el periodo 2006 - 2016 experimentó un crecimiento del 58,59 % al pasar de 16.686,32 GWh en el 2006 a 27.154,28 GWh en el 2016 [44].

La tabla 4.3 y figura 4.2 muestra el crecimiento de la energía producida por cada uno de los tipos de centrales de generación disponibles en el país desde el año 1999.

Tabla 4.3: Producción anual de energía por tipo de central.

Año	Energía (GWh)								Variación (%)
	Tipo Central								
	Total	Biogás	Biomasa	Eólica	Hidráulica	Interconexión	Solar	Térmica	Todos
1999	10.331,88				7.176,73	23,76		3.131,39	
2000	10.612,44				7.611,23			3.001,21	2,64
2001	11.072,03				7.070,65	22,23		3.979,15	4,15
2002	11.943,86				7.524,26	56,3		4.363,3	7,3
2003	12.665,74				7.180,42	1.119,61		4.365,71	5,7
2004	14.226,46		3,24		7.411,7	1.641,61		5.169,9	10,97
2005	15.127,47		102,86		6.882,64	1.723,45	0,01	6.418,51	5,96
2006	16.686,32		145,56		7.129,49	1.570,47	0,01	7.840,79	9,34
2007	18.197,52		218,75	0,96	9.037,66	860,87	0,02	8.079,27	8,3
2008	19.108,69		208,32	2,68	11.293,33	500,16	0,03	7.104,16	4,77
2009	19.385,37		216,52	3,2	9.225,41	1.120,75	0,01	8.819,48	1,43
2010	20.382,76		235,56	3,43	8.636,4	872,9	0	10.634,46	4,89
2011	21.838,73		278,2	3,34	11.133,09	1.294,59	0,06	9.129,45	6,67
2012	23.086,16		296,35	2,4	12.237,72	238,2	0,33	10.311,16	5,4
2013	23.922,67		295,79	56,7	11.038,82	662,34	3,66	11.865,35	3,5
2014	25.143,95		399,47	79,74	11.457,9	836,74	16,48	12.353,62	4,86
2015	26.462,01		407,75	98,81	13.096,27	511,81	36,06	12.311,31	4,98
2016	27.154,28	13,28	476,52	83,96	15.589,69	81,66	38,75	10.870,42	2,55
Todos	327.348,3	13,28	3284,89	335,24	170.733,4	13.137,46	95,42	139.748,6	

Fuente: Cenace, 2016.

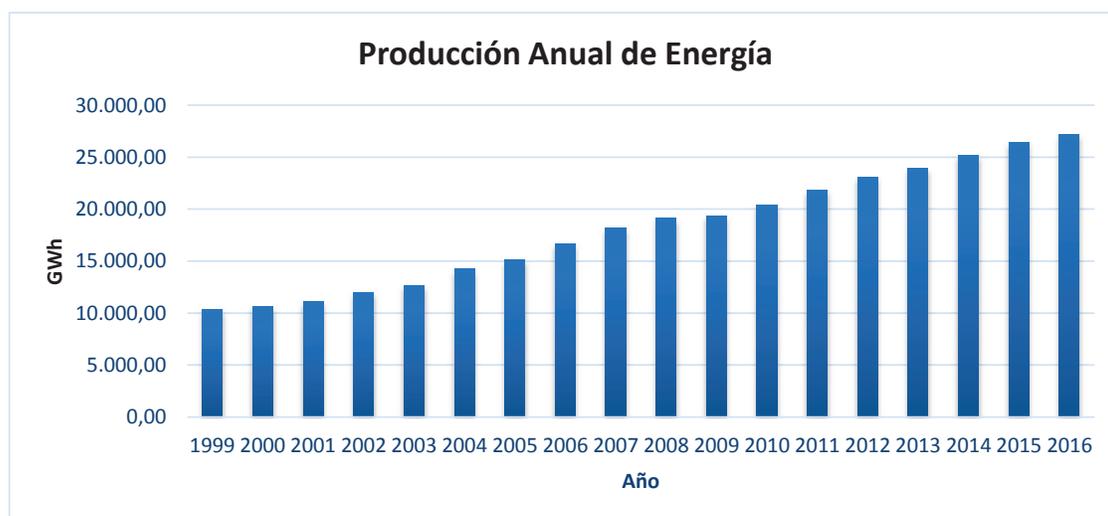


Figura 4.2: Producción anual de energía por tipo de central.
Fuente: Elaboración propia mediante datos del Cenace, 2016.

4.2.3 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

En la tabla 4.4 y figura 4.3 se muestra la producción total de energía e importaciones del año 2016 en la que se puede destacar que la generación hidráulica se constituyó en la mayor aportadora al sistema nacional eléctrico con un aporte de 15.589,69 GWh, lo que representó el 57,41% de la producción total de energía que fue de 27.154,28 GWh, dejando a las fuentes de energía térmica con un aporte de 10.870,42 GWh, que representó el 40,03% de la producción total [44].

Tabla 4.4: Producción total de energía e importaciones del año 2016.

Producción Total de Energía e Importaciones		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	15.589,69	57,41%
	Eólica	83,96	0,31%
	Fotovoltaica	38,75	0,14%
	Biomasa	476,52	1,75%
	Biogas	13,28	0,05%
Total Energía Renovable		16.202,20	59,67%
No Renovable	Térmica MCI	6.303,52	23,21%
	Térmica Turbogas	2.762,20	10,17%
	Térmica Turbovapor	1.804,70	6,65%
Total Energía No Renovable		10.870,42	40,03%
Total Producción Nacional		27.072,62	99,70%
Interconexión	Colombia	43,92	0,16%
	Perú	37,74	0,14%
	Importación	81,66	0,30%
Total Producción Nacional + Importación		27.154,28	100,00%

Fuente: Cenace, 2016.

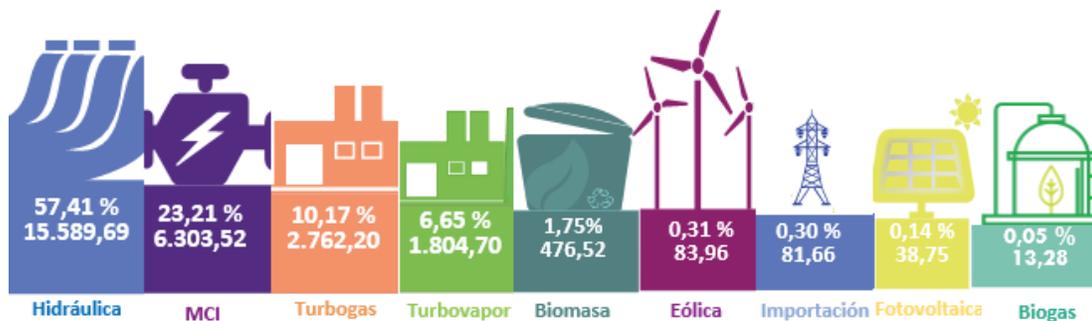


Figura 4.3: Producción total de energía e importaciones del año 2016 (GWh).

Fuente: Cenace, 2016.

4.2.4 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA PARA SERVICIO PÚBLICO

La demanda de energía del Sistema Nacional Interconectado, registrada en los últimos años, presenta un crecimiento progresivo importante. Durante el 2016, la demanda de energía de las Empresas Distribuidoras, en subestaciones de entrega, y consumos propios, incluyendo las exportaciones a Colombia, fue de 22.042,28 GWh, con un incremento del 0,19% en relación al 2015 en donde la demanda de energía fue de 21.999,13 GWh [44].

En la tabla 4.5 y figura 4.4 se presenta la demanda anual de energía para el período 2000 – 2016.

Tabla 4.5: Demanda histórica anual de energía (GWh).

AÑO	ENERGÍA GWh	INCREMENTO %
2000	9.881,51	
2001	10.256,97	3,79
2002	10.900,02	6,27
2003	11.560,91	6,01
2004	12.360,23	6,91
2005	13.111,23	6,08
2006	13.973,99	6,58
2007	14.665,86	4,95
2008	15.439,31	5,27
2009	15.763,08	2,08
2010	16.574,72	5,15
2011	17.747,80	7,08
2012	18.605,91	4,84
2013	19.458,95	4,58
2014	20.882,55	7,32
2015	21.999,13	5,35
2016	22.042,28	0,19

Fuente: Elaboración propia mediante datos Cenace, 2016.

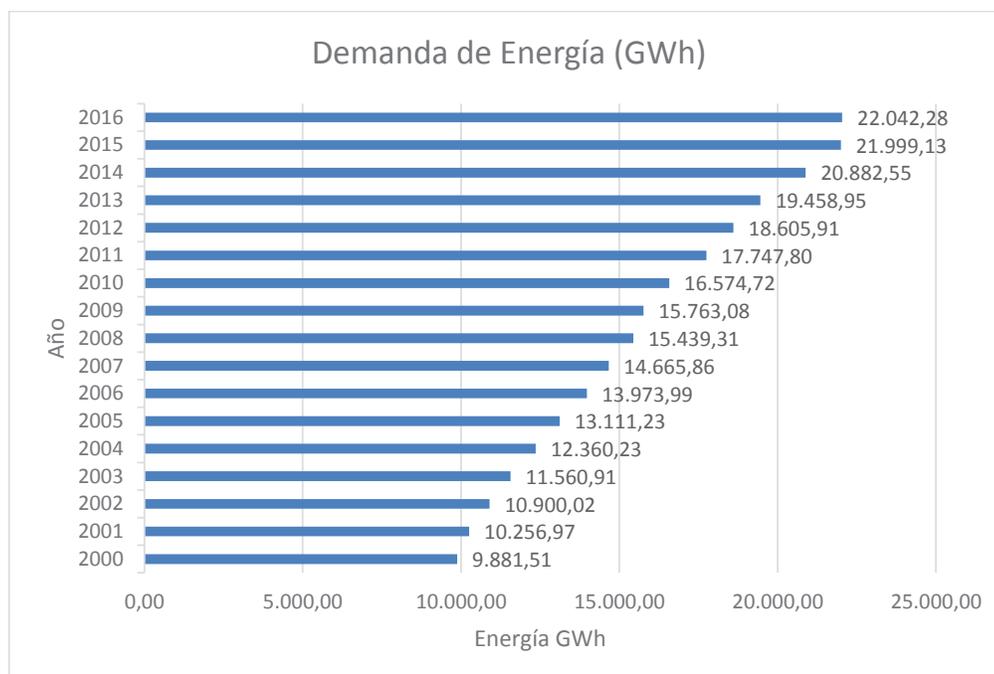


Figura 4.4: Demanda histórica anual de energía (GWh).
Fuente: Elaboración propia mediante datos Cenace, 2016.

4.2.5 ENERGÍA ENTREGADA Y DISPONIBLE PARA SERVICIO PÚBLICO

La energía entregada a Diciembre de 2016 fue de 22.546,47 GWh, de la cual la energía no renovable fue de 7064,13 GWh que representa el 31,33% del total de energía. En la tabla 4.6 y figura 4.5 se muestra la energía entregada y disponible para servicio público [44].

Tabla 4.6: Energía entregada y disponible para servicio público.

Energía Entregada para Servicio Público		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	14.999,26	66,53%
	Eólica	82,04	0,36%
	Fotovoltaica	38,39	0,17%
	Biomasa	268,11	1,19%
	Biogas	12,88	0,06%
Total Energía Renovable		15.400,68	68,31%
No Renovable	Térmica MCI	3.179,25	14,10%
	Térmica Turbogas	2.233,79	9,91%
	Térmica Turbovapor	1.651,08	7,32%
Total Energía No Renovable		7.064,13	31,33%
Total Producción Nacional		22.464,81	99,64%
Interconexión	Importación	81,66	0,36%
Total Energía Entregada para Servicio Público		22.546,47	100,00%

Energía Disponible para Servicio Público	GWh	%
Pérdidas en Transmisión *	102,64	0,46%
Total Energía Disponible para Servicio Público	22.443,83	99,54%
Energía Exportada Perú	23,28	0,10%
Energía Exportada Colombia	378,27	1,69%
Total Energía Disponible en los Sistemas de Distribución	22.042,28	98,21%

Fuente: Cenace, 2016.

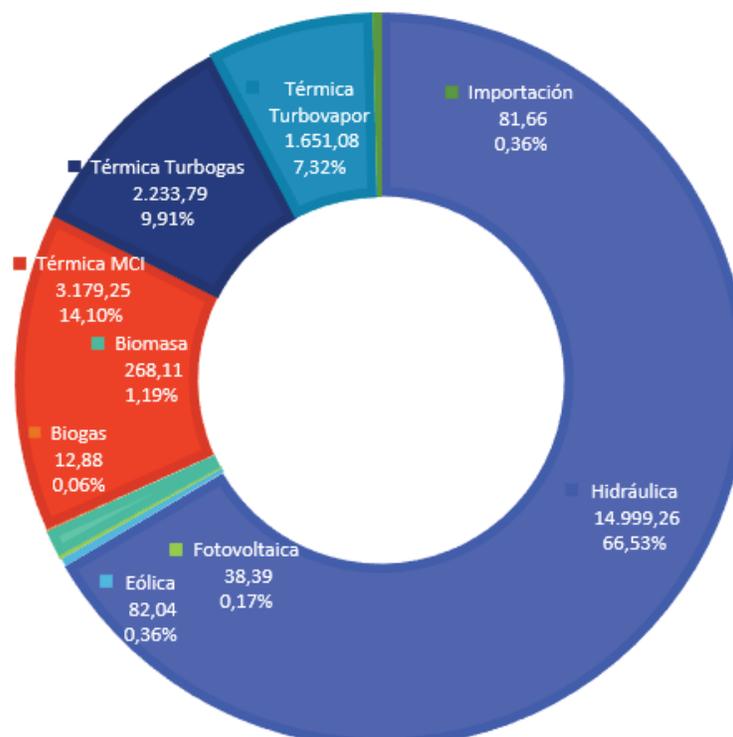


Figura 4.5: Energía entregada para servicio público (%).

Fuente: Cenace, 2016.

4.2.6 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA POR GRUPO DE CONSUMO

La demanda de energía eléctrica de las empresas distribuidoras fue de 19.351,34 GWh en el 2016. Esto representó un incremento del 2,16 % con relación al año anterior y del 102,64 % en relación al 2006. El sector industrial representa un 23,73% de la demanda nacional de energía eléctrica de clientes regulados. A continuación en la tabla 4.7 se muestra en detalle el historial de la demanda de energía eléctrica por grupo de consumo [1].

Tabla 4.7: Demanda de energía eléctrica por grupo de consumo (GWh).

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Publico	Otros	Total
2009	4.672,28	2.527,84	3.675,60	819,57	1.045,50	12.740,80
2010	5.114,18	2.672,01	4.110,20	812,03	1.061,30	13.769,73
2011	5.350,95	2.955,49	4.480,50	882,97	1.261,22	14.931,12
2012	5.628,67	3.209,14	4.685,93	913,08	1.411,18	15.847,99
2013	5.881,39	3.485,54	4.684,27	963,73	1.728,01	16.742,94
2014	6.364,00	3.785,72	4.974,56	1.023,34	1.810,68	17.958,30
2015	6.906,27	3.977,42	5.361,20	1.081,32	1.988,45	19.314,65
2016	7.104,85	3.838,87	5.231,38	1.127,10	2.049,14	19.351,34

Fuente: ARCONEL, 2016.

Como se presentó en la tabla anterior la energía demandada para consumo eléctrico de clientes regulados, presenta un crecimiento constante a lo largo de los años y obedece al crecimiento del número de clientes regulados en el país.

4.2.7 DEMANDA DE ENERGÍA PARA SERVICIO PÚBLICO

En la tabla 4.8 y figura 4.6 se muestra el consumo de energía para cada uno de los clientes de las empresas distribuidoras para el año 2016, en la que se puede observar que en el Ecuador el sector residencial e industrial son los principales consumidores de energía con un porcentaje de 32,23% y 23,73% respectivamente [44].

Tabla 4.8: Consumo de energía para servicio público.

Consumo de Energía para Servicio Público		GWh	%
Consumo de Energía a Nivel Nacional	Residencial	7.104,85	32,23%
	Comercial	3.838,87	17,42%
	Industrial	5.231,38	23,73%
	A. Público	1.127,10	5,11%
	Otros	2.049,14	9,30%
Total		19.351,34	87,79%
Pérdidas en Distribución	Técnicas	1.761,76	7,99%
	No Técnicas	929,19	4,22%
Total Pérdidas de Energía en Distribución		2.690,94	12,21%
Recaudación	USD Facturados (Millones)	1.867,66	
USD Recaudados (Millones)		1.831,84	98,08%

Fuente: Cenace, 2016.



Figura 4.6: Consumos de Energía y Pérdidas (GWh).

Fuente: Cenace, 2016.

A continuación en la tabla 4.9 se muestra la demanda de energía de las empresas distribuidoras por grupo de consumo.

Tabla 4.9: Demanda de energía de las empresas distribuidoras por grupo de consumo (GWh).

Empresa	Residencial	Comercial	Industrial	Alum. Público	Otros	Total
CNEL Bolívar	41,78	9,93	0,45	15,46	8,77	76,39
CNEL El Oro	332,71	147,15	258,49	69,83	101,2	909,39
CNEL Esmeraldas	176,67	78,14	70,83	30,56	70,04	426,25
CNEL Guayaquil	1.553,40	1.312,97	1.592,91	127,1	407,14	4.993,53
CNEL Guayas Los Ríos	648,51	265,19	433,48	76,72	295,29	1.719,20
CNEL Los Ríos	160,54	62,95	44,88	24,64	52,55	345,57
CNEL Manabí	501,1	214,01	263,55	108,28	210,81	1.297,74
CNEL Milagro	177,31	106,11	178,24	28,92	51,37	541,95
CNEL Sta. Elena	167,79	121,59	143,27	31,9	102,22	566,76
CNEL Sto. Domingo	239,76	160,32	81,54	34,76	59,7	576,08
CNEL Sucumbíos	107,52	75,5	28,91	21,24	46,14	279,31
CNEL EP	4.107,10	2.553,87	3.096,56	569,42	1.405,23	11.732,17
E.E. Ambato	245,06	92,11	121,27	56,37	72,33	587,13
E.E. Azogues	29,51	9	52,63	8,66	4,16	103,95
E.E. Centro Sur	381,45	155,54	304,07	86,18	57,95	985,19
E.E. Cotopaxi	118,37	41,93	225,87	26,08	29,32	441,58
E.E. Galápagos	18,39	15,69	0,37	2,39	11,15	47,98
E.E. Norte	221,75	89,33	113,22	44,97	43,36	512,63
E.E. Quito	1.507,12	903,04	962,82	228,21	296,31	3.897,50
E.E. Riobamba	138,81	56,53	77,12	28,41	26,17	327,04
E.E. Sur	160,16	64,02	18,75	30,63	33,86	307,42

Fuente. ARCONEL, 2016.

En la figura 4.7 se presenta la energía que fue consumida a nivel de cada provincia. Este consumo corresponde de igual forma, a los clientes regulados por cada grupo de consumo. Se consideran todas las provincias del país y las zonas no delimitadas.

Entre las provincias de Guayas y Pichincha se ha requerido el 59,24 % del total de la energía entregada para consumo. Las zonas no delimitadas representaron el 0,05 %. La región Sierra representó el 39,78 % del total de la energía demandada, la región Costa el 57,24 %, la región Amazónica el 2,69 % y la región Insular el 0,25 % [1].



Figura 4.7: Demanda de energía eléctrica por provincia (GWh).
Fuente. ARCONEL, 2016.

Entre las provincias que presentan el menor consumo de energía se encuentran las que forman parte de la Amazonía Ecuatoriana. De forma similar, las islas Galápagos evidencian un bajo consumo de energía eléctrica.

En la figura 4.8 se aprecia el porcentaje del consumo de energía eléctrica por cada una de las regiones naturales del Ecuador. La región Costa representa el mayor consumo con el 57,24 % [1].

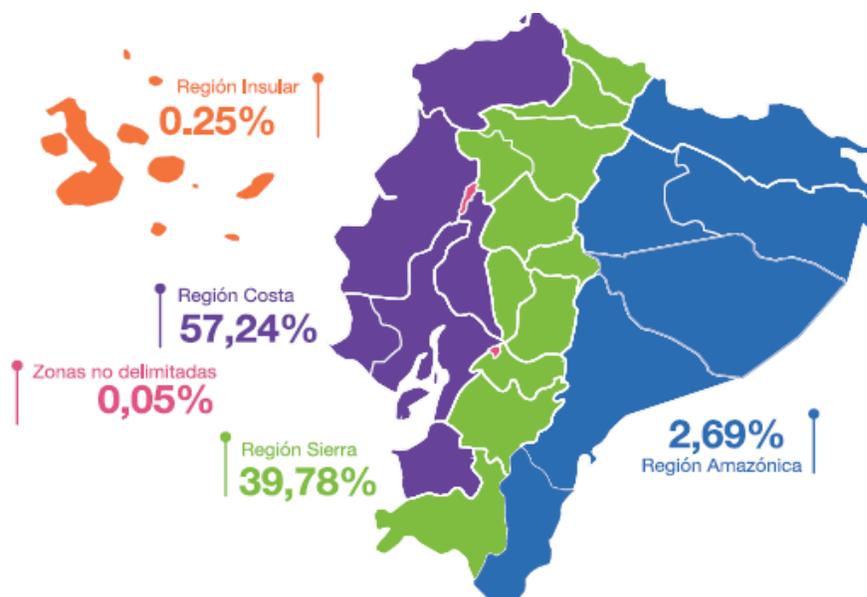


Figura 4.8: Porcentaje de demanda de energía eléctrica por región.
Fuente: ARCONEL, 2016.

4.2.8 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO PROMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En la tabla 4.10 se pueden apreciar los consumos promedios de los clientes regulados. Estos están clasificados por grupo de consumo para el periodo 2006-2015: residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros [1].

Tabla 4.10: Historial de consumo promedio mensual de clientes (kWh/cliente)

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Publico	Otros	Total
2006	114,87	549,29	3.630,15	19,12	2.083,65	246,39
2007	115,74	546,82	3.646,88	18,92	2.260,19	248,79
2008	117,48	561,56	4.068,18	18,91	2.596,00	261,40
2009	118,39	571,76	7.080,29	18,23	1.901,84	283,38
2010	122,81	575,91	7.569,76	17,12	1.791,92	290,36
2011	121,30	595,04	7.921,07	17,56	2.018,03	297,00
2012	121,73	608,82	8.123,78	17,30	2.034,50	300,25
2013	122,20	651,34	7.933,41	17,56	2.109,50	305,01
2014	128,79	691,75	8.566,79	18,16	2.195,40	318,77
2015	136,67	712,15	8.876,86	18,73	2.229,12	328,11

Fuente: ARCONEL, 2016.

Los consumos presentados en cada año son los consumos promedio mensuales de dicho año. El consumo promedio de energía eléctrica en el sector industrial en el 2015 fue de 8876,86 kWh/cliente presentando un incremento de 3,62% con respecto al año anterior y de 44,53% con respecto al año 2006 [1].

4.2.9 CONSUMO PROMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA

El consumo promedio de energía eléctrica representa la cantidad de energía en kWh que mensualmente un cliente de una distribuidora consume. Esta cifra está relacionada directamente al número total de clientes regulados y a la demanda total de energía que presenta la empresa distribuidora. En la tabla 4.11 se presenta el consumo promedio mensual de energía por empresa y grupo de consumo [1].

Tabla 4.11: Consumo promedio mensual de energía eléctrica por empresa (kWh/cliente).

Empresa	Residencial	Comercial	Industrial	Alum. Público	Otros	Total
CNEL Bolívar	62,99	319,10	335,08	21,68	502,58	107,10
CNEL El Oro	133,20	524,46	11.184,31	24,55	2.361,03	319,71
CNEL Esmeraldas	129,37	688,37	11.573,76	20,17	2.358,39	281,36
CNEL Guayaquil	222,02	1.415,04	52.969,98	15,88	8.140,12	623,83
CNEL Guayas Los Ríos	181,11	1.197,47	44.323,62	19,83	5.113,79	444,26
CNEL Los Ríos	123,96	737,63	8.424,09	17,53	2.622,33	245,82
CNEL Manabí	152,06	1.104,48	194.357,48	30,59	4.322,66	366,67
CNEL Milagro	120,97	652,63	99.685,05	17,55	2.935,64	328,92
CNEL Sta. Elena	131,34	1.123,67	53.063,57	22,60	4.533,43	401,45
CNEL Sto. Domingo	109,48	585,14	28.914,42	13,90	1.740,72	230,32
CNEL Sucumbíos	120,08	535,56	3.943,08	19,78	1.635,56	260,12
CNEL EP	160,92	1.005,69	33.753,63	19,96	3.806,85	411,27
E.E. Ambato	94,04	313,39	1.480,55	18,53	1.205,92	193,03
E.E. Azogues	76,64	336,66	9.042,35	20,29	462,01	243,69
E.E. Centro Sur	97,75	399,78	3.974,74	19,42	838,20	222,03
E.E. Cotopaxi	85,57	354,85	4.025,39	16,43	1.002,36	278,27
E.E. Galápagos	178,50	798,09	173,42	18,45	2.565,92	370,60
E.E. Norte	92,08	326,36	2.880,09	16,22	843,31	184,87
E.E. Quito	141,91	588,52	5.437,42	18,24	1.638,29	311,45
E.E. Riobamba	79,45	282,59	7.605,76	14,22	653,81	163,74
E.E. Sur	79,66	328,25	963,22	13,32	451,38	133,66
Total	136,67	712,16	8.876,86	18,73	2.229,12	328,11

Fuente: ARCONEL, 2016.

De la tabla anterior se muestra claramente que el sector industrial es el de mayor consumo promedio mensual con 8876,86 kWh/cliente, debido a que el número de clientes es considerablemente menor en comparación con el número de clientes del sector residencial y comercial.

Así también se determinó que las distribuidoras de alto consumo promedio en lo que respecta a clientes industriales, son: CNEL Manabí, CNEL Milagro, CNEL Sta. Elena y CNEL Guayaquil que presentan un consumo promedio superior a 50.000 kWh/cliente, como se puede apreciar de mejor manera en la figura 4.9 [1].

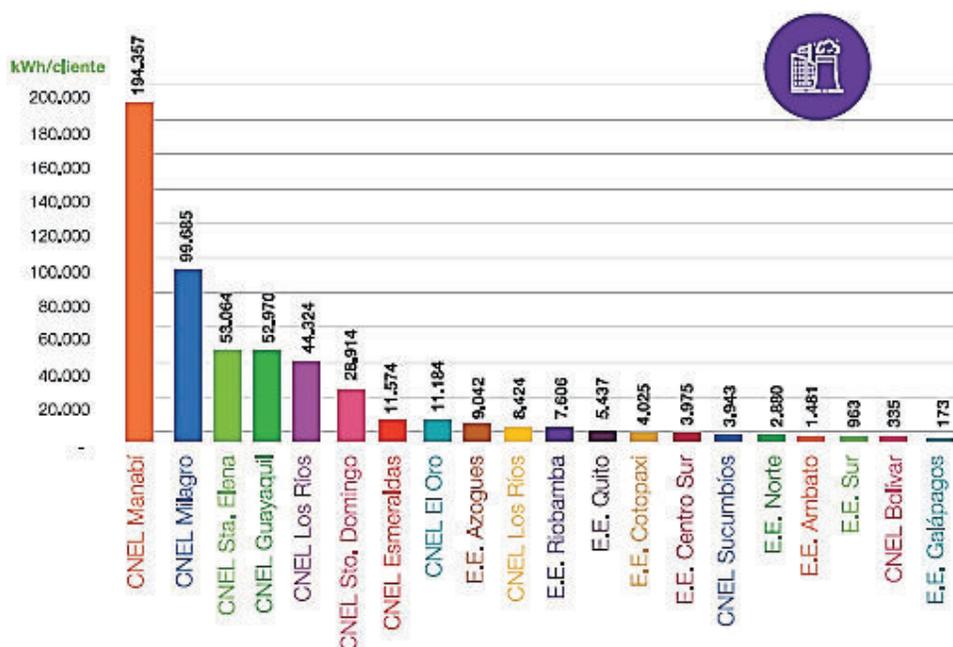


Figura 4.9: Consumo promedio mensual de clientes industriales (kWh/cliente).
Fuente: ARCONEL, 2016.

4.2.10 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA

En base a la información del Sistema de Manejo de Energía, SIMAE, la demanda máxima de potencia del país en bornes de generación para el 2016 alcanzó los 3654 MW y se registró en marzo, prácticamente manteniendo la misma demanda máxima de potencia que el año anterior, en la que se registró 3657 MW.

En la tabla 4.12 y figura 4.10 se puede observar el historial de potencia máxima anual de los últimos 10 años [44].

Tabla 4.12: Historial de la demanda máxima de potencia.

DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA ANUAL [MW]										
2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
2.424	2.642	2.706	2.785	2.768	2.879	3.050	3.327	3.502	3.657	3.654

Fuente: Elaboración propia mediante datos del Cenace, 2016.



Figura 4.10: Demanda máxima de potencia en bornes de generación (MW).

Fuente: Elaboración propia mediante datos del Cenace, 2016.

4.2.11 DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA

En la figura 4.11 se muestra las demandas máximas de cada mes a nivel nacional para el año 2016. Se puede observar que para el mes de marzo se registró el valor máximo de potencia que fue de 3654 MW mientras que en el mes de julio y agosto se registró el mínimo valor con 3450 MW [44].

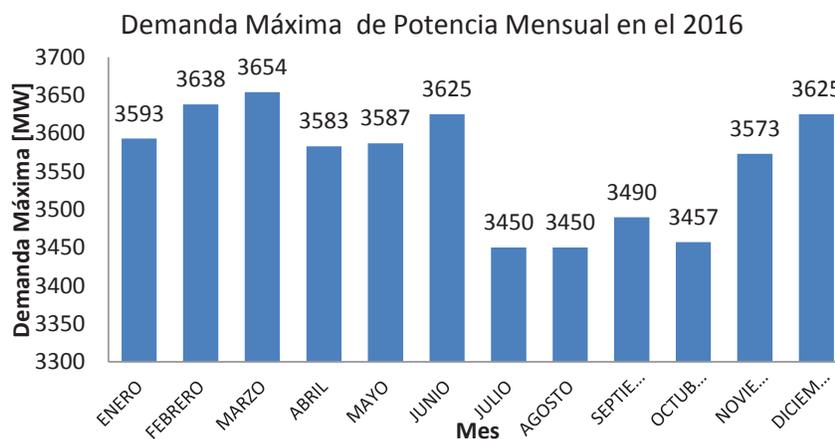


Figura 4.11: Demanda máxima de potencia mensual en el 2016.

Fuente: Elaboración propia mediante datos del Cenace, 2016.

4.2.12 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE CLIENTES

A continuación se presenta el detalle multianual de clientes regulados y no regulados de las empresas distribuidoras. Como se puede observar en la tabla 4.13, en el 2015 se registraron 4.811.045 clientes regulados y 59 clientes no regulados con un incremento de 48,95 % respecto al 2006 y de 2,48 % respecto al 2014. A su vez el número de clientes industriales es de 46.692 presentando un incremento de 17,56% con respecto al 2006 [45].

Tabla 4.13: Evolución histórica del número de clientes de empresas distribuidoras.

Año	Número de Clientes Regulados					Total Regulados	Total No Regulados	Total General
	Residencial	Comercial	Industrial	A. Publico	Otros			
2006	2.826.369	320.633	39.718	424	42.746	3.229.890	121	3.230.011
2007	2.948.585	335.993	40.721	762	44.853	3.370.914	110	3.371.024
2008	3.110.473	351.333	42.273	486	48.928	3.553.493	105	3.553.598
2009	3.288.798	368.430	43.361	349	45.811	3.746.649	88	3.746.737
2010	3.470.331	386.638	45.248	361	49.356	3.951.934	56	3.951.990
2011	3.675.992	413.904	47.137	364	52.081	4.189.478	57	4.189.535
2012	3.853.176	439.253	48.068	211	57.802	4.398.510	57	4.398.567
2013	4.010.640	445.946	49.204	308	68.263	4.574.361	59	4.574.420
2014	4.117.661	456.055	48.390	557	72.010	4.694.673	58	4.694.731
2015	4.224.115	465.847	46.682	387	74.014	4.811.045	59	4.811.150

Fuente: ARCONEL, 2016

A diciembre de 2015, el total de clientes de las distribuidoras fue de 4.811.150 de los cuales 4.811.045 corresponden a clientes regulados y 105 a clientes no regulados.

En la figura 4.12 se aprecia que el sector residencial es el más representativo en lo concerniente a clientes regulados, ya que constituye el 87,80 % del número total de clientes a nivel nacional. En el resto de grupos de consumos se destaca el sector comercial con 465.847 clientes con una participación del 9,68 % y el sector industrial conformado por 46.682 clientes con un porcentaje de 0,97% [1].

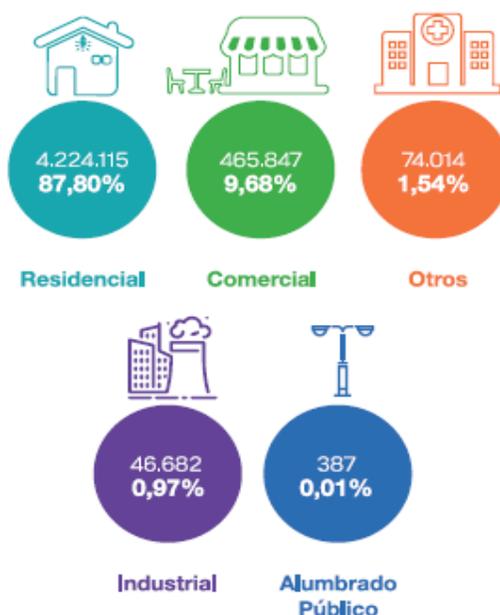


Figura 4.12: Número de clientes regulados por grupo de consumo.
Fuente: ARCONEL, 2016.

4.2.13 EVOLUCIÓN DE LA FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO

La facturación de la energía eléctrica por grupo de consumo en millones de dólares se presenta a continuación en la tabla 4.14. En el 2015 se facturó un total de 1797,70 MUSD, lo cual demuestra que el consumo se incrementó en un 11,53 % respecto al año anterior [1].

Tabla 4.14: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD).

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	Total
2006	380,77	173,30	129,75	85,89	78,10	847,82
2007	394,67	180,23	132,96	91,63	89,44	888,83
2008	410,26	189,92	148,33	91,91	107,87	948,30
2009	422,56	195,83	234,49	86,26	73,81	1.012,94
2010	471,47	209,64	268,26	80,08	62,22	1.091,66
2011	504,24	231,39	286,18	89,76	78,06	1.189,61
2012	540,47	251,60	298,00	103,15	90,09	1.283,32
2013	557,29	269,62	298,89	122,20	108,73	1.356,73
2014	634,60	337,53	380,40	129,93	129,36	1.611,82
2015	711,98	383,85	418,57	138,19	145,10	1.797,70

Fuente: ARCONEL, 2016.

La facturación de energía eléctrica presenta un crecimiento que se evidencia en el consumo de los clientes de las empresas distribuidoras como se evidencia en la figura 4.13.

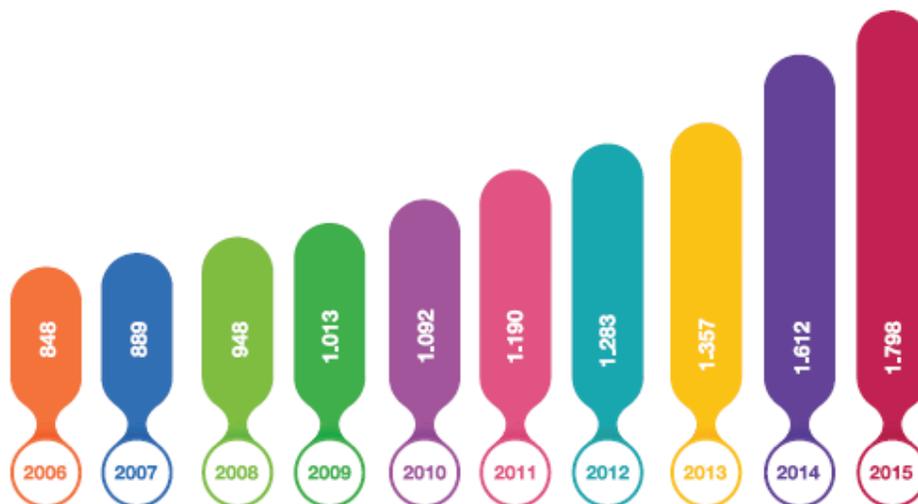


Figura 4.13: Facturación de energía eléctrica (MUSD).
Fuente: ARCONEL, 2016.

4.2.14 FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO

El total de la facturación de energía eléctrica en 2015, fue de 1.797.696,47 kUSD. El sector residencial representó el 39,61 %. La CNEL Guayaquil ha facturado un total de 442.868,76 kUSD, la E.E. Quito ha facturado 362.486,03 kUSD, entre las dos representaron el 44,80 % de la facturación total. La CNEL EP ha facturado un monto total de 1.101.618,24 kUSD por consumo de energía eléctrica de clientes regulados, lo que representa el 61,28 % del total [1].

A continuación, en la tabla 4.15 se presenta la facturación de energía eléctrica en miles de dólares (kUSD) por grupo de consumo.

Tabla 4.15: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (kUSD).

Empresa	Residencial	Comercial	Industrial	Alum. Público	Otros	Total
CNEL Bolívar	4.808,08	1.059,38	55,7	1.130,24	754,69	7.808,09
CNEL El Oro	35.323,44	14.692,92	23.504,40	8.888,16	8.046,17	90.455,10
CNEL Esmeraldas	12.733,40	7.571,47	6.789,99	3.982,87	5.486,97	36.564,70
CNEL Guayaquil	156.886,06	119.896,91	120.300,97	20.330,45	25.454,37	442.868,76
CNEL Guayas Los Ríos	73.937,12	26.713,86	37.893,91	15.663,63	20.379,92	174.588,45
CNEL Los Ríos	14.699,18	6.085,66	4.358,70	2.486,53	3.848,71	31.478,79
CNEL Manabí	53.241,32	21.364,44	22.227,40	9.147,35	15.360,09	121.340,61
CNEL Milagro	18.838,79	10.636,10	14.914,07	4.279,26	4.006,16	52.674,38
CNEL Sta. Elena	18.298,05	10.696,84	12.478,49	7.161,40	8.015,05	56.649,83
CNEL Sto. Domingo	24.392,00	16.056,63	7.169,09	6.946,29	4.596,74	59.160,75
CNEL Sucumbíos	11.614,58	7.460,14	2.784,90	2.730,43	3.438,73	28.028,78
CNEL EP	424.772,04	242.234,35	252.477,62	82.746,62	99.387,61	1.101.618,24
E.E. Ambato	26.727,98	9.434,57	11.846,20	6.230,77	4.930,25	59.169,78
E.E. Azogues	3.304,61	925,67	4.202,33	1.007,79	333,48	9.773,88
E.E. Centro Sur	41.580,80	15.603,18	26.551,64	8.971,13	4.621,06	97.327,81
E.E. Cotopaxi	13.295,83	4.263,00	18.535,85	3.786,75	2.171,66	42.053,09
E.E. Galápagos	1.952,09	1.670,54	42,52	396,65	1.012,26	5.074,07
E.E. Norte	23.728,70	9.255,14	11.323,50	5.073,91	3.328,78	52.710,03
E.E. Quito	143.366,88	87.955,35	84.715,35	21.908,84	24.539,62	362.486,03
E.E. Riobamba	15.512,20	5.880,27	6.708,81	3.824,97	2.014,90	33.941,15
E.E. Sur	17.739,85	6.623,21	2.170,08	4.245,18	2.764,06	33.542,38
Total	711.981,00	383.845,28	418.573,91	138.192,61	145.103,67	1.797.696,47

Fuente: ARCONEL, 2016.



Figura 4.14: Facturación de energía eléctrica por empresa distribuidora (MUSD).

Fuente: ARCONEL, 2016.

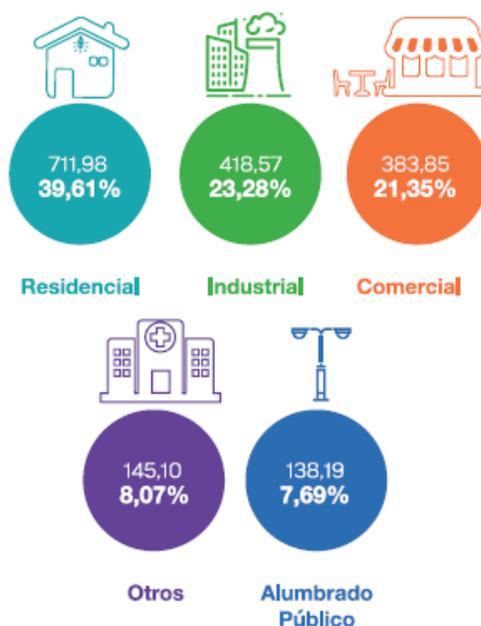


Figura 4.15: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD).
Fuente: ARCONEL, 2016.

4.2.15 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS

En la tabla 4.16 se da a conocer el precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras para el período 2006-2015, en el cual se observa que para el último año en mención el precio medio fue de 4,41 USD ϕ /kWh [1].

Tabla 4.16: Precio medio de la energía vendida por empresas generadoras.

Año	Energía Vendida (GWh)	Total Costo de Energía (MUSD)	Precio Medio (USD ϕ /kWh)
2006	11.745,36	540,25	4,6
2007	12.955,80	562,16	4,34
2008	13.913,46	530,04	3,81
2009	13.537,78	599,10	4,43
2010	13.703,45	624,73	4,56
2011	15.362,56	644,84	4,2
2012	17.416,93	657,52	3,78
2013	17.965,72	752,94	4,19
2014	18.712,17	835,52	4,47
2015	20.264,82	892,70	4,41

Fuente: ARCONEL, 2016.

4.2.16 CONSUMO DE COMBUSTIBLE UTILIZADO EN GENERACIÓN ELÉCTRICA

Las compañías generadoras, distribuidoras y autogeneradoras, cuentan en sus centrales termoeléctricas con: motores de combustión interna, unidades de turbovapor o de unidades de turbogas. Estas centrales térmicas requieren para su funcionamiento la utilización de varios combustibles como el diésel, fuel oil, nafta, gas natural, crudo, bagazo de caña y residuo [1].

En la tabla 4.17 se presenta el consumo de los combustibles para el periodo 2006 - 2015 con sus correspondientes unidades de medida.

Tabla 4.17: Consumo de combustible utilizado en generación eléctrica.

Combustible	Unidad	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Fuel Oil	Milloes gal	210,61	220,85	191,90	225,01	235,42	265,90	312,67	343,51	368,78	335,75
Diésel	Milloes gal	172,02	166,79	124,63	207,80	315,20	172,27	139,16	176,86	185,57	212,38
Nafta	Milloes gal	34,44	4,00	7,94	9,95	14,71	14,71	0,09	2,71	0,00	0,00
Gas Natural	kpc x 10 ⁶	15,72	18,37	16,08	19,30	17,71	17,71	23,23	25,87	26,65	25,20
Residuo	Milloes gal	15,66	29,43	30,75	38,95	34,13	34,13	32,85	32,11	36,24	58,77
Crudo	Milloes gal	22,54	50,89	54,99	57,04	62,81	62,81	67,16	75,61	77,09	75,12
GLP	Milloes gal	7,59	8,28	8,58	7,58	7,07	7,07	6,30	5,86	6,34	7,29
Bagazo de Caña	Millones t	1,33	1,94	1,31	0,86	1,06	1,06	1,12	1,09	1,45	1,50

Fuente: ARCONEL, 2016.

Para conseguir una adecuada cuantificación de la cantidad de combustibles utilizados por las centrales de generación térmica, se unificó la unidad de medición. Esto se pudo realizar gracias a la implementación del concepto de Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP), las cuales miden la cantidad que se consumiría en toneladas de petróleo para generar energía [1].

La tabla 4.18 detalla las diferentes unidades de medición de los combustibles utilizados por las centrales de generación térmica y sus respectivas equivalencias en Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP).

Tabla 4.18: Unidades de conversión a toneladas equivalentes de petróleo (TEP).

Combustible	Unidad	Equivalente TEP
Fuel Oil	1 gal	0,003404736
Diesel	1 gal	0,003302303
Nafta	1 gal	0,002907111
Gas Natural	1 kpc	0,022278869
Residuo	1 gal	0,003302303
Crudo	1 gal	0,003404736
GLP	1 gal	0,002214202
Bagazo de Caña	1 t	0,181997480

Fuente: OLADE, 2016.

En la figura 4.16 se muestran los consumos de combustibles para el periodo 2006–2015 expresados en Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP), en la cual se observa que el combustible más utilizado fue el fuel oil. Este se consumió a gran escala por las empresas: CELEC EP Termoesmeraldas, CELEC EP Electroguayas, CELEC EP Termopichincha, CNEL Guayaquil y Termoguayas.

El diésel fue utilizado mayoritariamente por las centrales de generación eléctrica de propiedad de las empresas: CELEC EP Termoesmeraldas, CELEC EP Electroguayas, Electroquil, CNEL Guayaquil, CELEC EP Termopichincha, Repsol, Petroamazonas, Andes Petro, y Intervisa Trade [1].

El gas natural en nuestro medio es obtenido para la generación energética de dos maneras: una por medio de la explotación de los yacimientos de Gas del Golfo de Guayaquil (generadora CELEC EP-Termogas Machala) y otra mediante el gas residual que se obtiene en la extracción del petróleo (autogeneradoras Andes Petro, Petroamazonas, Repsol y Sipec).

La única empresa que utiliza gas licuado de petróleo (GLP) es la autogeneradora Andes Petro [1].

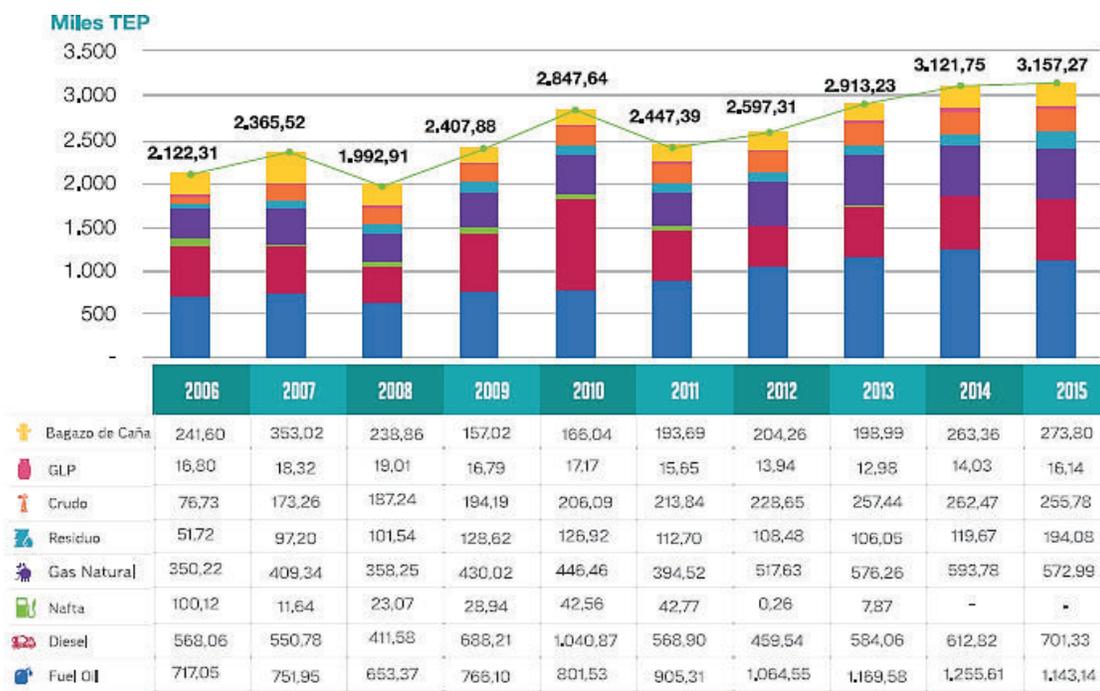


Figura 4.16: Consumo de combustible en TEP.
Fuente: OLADE, 2016.

4.3 PLIEGO TARIFARIO PARA LOS CLIENTES INDUSTRIALES DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA [45]

A continuación se presenta el Pliego Tarifario para los clientes industriales establecido por la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y emitido por la ARCONEL.

4.3.1 GRUPOS NIVEL DE TENSIÓN [45]

4.3.1.1 Grupo Nivel de Alta Tensión:

Para voltajes de suministro en el punto de energía superiores a 40 kV y asociados con la Subtransmisión.

4.3.1.2 Grupo Nivel de Media Tensión:

Para voltajes de suministro en el punto de entrega entre 600 V y 40 kV. Dentro de este grupo se incluyen los consumidores que se conectan a la red de Media Tensión

a través de Transformadores de Distribución de propiedad de la Empresa de Distribución o de propiedad del consumidor.

4.3.1.3 Grupo Nivel de Baja Tensión:

Para voltajes de suministro en el punto de entrega inferiores a 600 V.

4.3.2 TARIFA DE MEDIA TENSIÓN CON REGISTRADOR DE DEMANDA HORARIA PARA INDUSTRIALES [45]

Esta tarifa se aplica a los consumidores industriales que disponen de un registrador de demanda horaria que les permite identificar los consumos de energía y demanda de potencia en los períodos pico, medio y base, con el objeto de incentivar el uso de energía en las horas de menor demanda (22h00 hasta las 08h00).

El consumidor deberá pagar:

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

- f. Un cargo por energía expresado en USD/kWh, en función de la energía consumida en el período de sábados, domingos y feriados en el período de 18h00 hasta las 22h00.

Para su aplicación, se debe establecer la demanda máxima mensual del consumidor durante las horas pico de la empresa eléctrica (18h00 – 22h00) y la demanda máxima mensual del consumidor, el cargo por demanda aplicado a estos consumidores debe ser ajustado mediante un factor de corrección (FCI), definido en el numeral 4.2.5.

La demanda mensual facturable, es la demanda definida en el numeral 4.2.4.

4.3.3 TARIFA DE ALTA TENSIÓN CON REGISTRADOR DE DEMANDA HORARIA PARA INDUSTRIALES [45]

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

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

- f. Un cargo por energía expresado en USD/kWh, en función de la energía consumida en el período de sábados, domingos y feriados en el período de 18h00 hasta las 22h00.

Para su aplicación, se debe establecer la demanda máxima mensual del consumidor durante las horas pico de la empresa eléctrica (18h00 – 22h00) y la demanda máxima mensual del consumidor, el cargo por demanda aplicado a estos consumidores debe ser ajustado mediante un factor de corrección (FCI), definido en el numeral 4.2.5.

La demanda mensual facturable, es la demanda definida en el numeral 4.2.4.

4.3.4 DEMANDA FACTURABLE [45]

- a. En el caso de disponer de un Medidor que registre Demanda Máxima:

La demanda facturable mensual corresponde a la máxima demanda registrada en el mes por el respectivo medidor de demanda, y no podrá ser inferior al 60% del valor de la máxima demanda de los últimos doce meses, incluyendo el mes de facturación.

- b. Demanda de aparatos de uso instantáneo:

Los procedimientos para la determinación de la demanda facturable señalados en el literal “a”, no se aplican en el caso de cargas correspondientes a aparatos de uso instantáneo como por ejemplo: soldadoras eléctricas y equipos similares, equipos de rayos X, turbinas de uso odontológico, entre otros. En estos casos la demanda facturable considerará adicionalmente la potencia de placa tomando en cuenta el punto de conexión donde trabajan estos aparatos o la medición de la potencia instantánea de tales equipos. La demanda total facturable corresponderá a la suma de la demanda registrada o calculada según lo establecido en el literal a, más la potencia de placa o potencia instantánea medida de dichos aparatos, afectada por un factor de coincidencia o de simultaneidad para el caso de varios equipos.

4.3.5 FACTORES DE CORRECCIÓN (FCI) [45]

4.3.5.1 Industriales en media y alta tensión

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

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

$$\text{FCI} = 0.5833 \times \frac{\text{DP}}{\text{DM}} + 0.4167 \times \left(\frac{\text{DP}}{\text{DM}}\right)^2 \quad (2.13)$$

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

$$\text{FCI} = 1.20 \quad (2.14)$$

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

$$\text{FCI} = 0.50 \quad (2.15)$$

4.3.6 CARGOS POR BAJO FACTOR DE POTENCIA [45]

Para aquellos consumidores de la Categoría General, con medición de energía reactiva, que registren un factor de potencia medio mensual inferior a 0,92, el distribuidor aplicará lo establecido en el Art. 27 de la Codificación del Reglamento de Tarifas: “Cargos por bajo factor de potencia”.

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

$$\text{BPF} = \frac{0.92}{\text{FP}_r} - 1 \quad (2.16)$$

Donde:

BPF Factor de Penalización por Bajo Factor de Potencia.

FP_r Factor de Potencia Registrado.

Asimismo, cualquier sea el tipo de consumidor, cuando el valor medio del factor de potencia es inferior a 0,60, el distribuidor, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el consumidor adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

4.3.7 TARIFAS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA DEL PAÍS PARA EL SECTOR INDUSTRIAL

A continuación se presentan las tarifas eléctricas industriales para las diferentes empresas eléctricas del país [45].

Tabla 4.19: Tarifas eléctricas industriales para las Empresas Eléctricas: Sur, Riobamba, Norte, Cotopaxi, Centrosur, CNEL Bolívar, Azoguez, Ambato.

EMPRESAS ELÉCTRICAS: SUR, RIOBAMBA, NORTE, COTOPAXI, CENTROSUR, CNEL BOLÍVAR, AZOGUEZ, AMBATO			
CARGOS TARIFARIOS INDUSTRIALES			
RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kw)	ENERGIA (USD/kWh)	COMERCIALIZACION USD/Consumidor
MEDIA TENSION CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA			
	4,576		1,414
L-V 08h00 hasta 18h00		0,093	
L-V 18h00 hasta 22h00		0,107	
L-V 22h00 hasta 08h00***		0,075	
S,D,F 18h00 hasta 22h00		0,093	
ALTA TENSION CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA			
	4,400		1,414
L-V 08h00 hasta 18h00		0,087	
L-V 18h00 hasta 22h00		0,100	
L-V 22h00 hasta 08h00***		0,075	
S,D,F 18h00 hasta 22h00		0,087	

*** El costo de este cargo tarifario se aplica para el periodo complementario de los días S, D, F.
Fuente: ARCONEL, 2016.

Tabla 4.20: Tarifas eléctricas industriales para las Empresas Eléctricas: CNEL Sucumbíos, CNEL Santo Domingo, CNEL Santa Elena, CNEL Milagro, CNEL EL Oro, CNEL Manabí, CNEL Guayas Los Ríos, CNEL Esmeraldas, Galápagos.

CNEL SUCUMBÍOS, CNEL SANTO DOMINGO, CNEL SANTA ELENA, CNEL MILAGRO, CNEL EL ORO, CNEL MANABÍ, CNEL GUAYAS LOS RÍOS, CNEL ESMERALDAS, GALÁPAGOS			
CARGOS TARIFARIOS INDUSTRIALES			
RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW)	ENERGIA (USD/kWh)	COMERCIALIZACION USD/Consumidor
MEDIA TENSION CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA			
L-V 08h00 hasta 18h00	4,576	0,093	1,414
L-V 18h00 hasta 22h00		0,107	
L-V 22h00 hasta 08h00***		0,076	
S,D,F 18h00 hasta 22h00		0,093	
ALTA TENSION CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA			
L-V 08h00 hasta 18h00	4,400	0,087	1,414
L-V 18h00 hasta 22h00		0,100	
L-V 22h00 hasta 08h00***		0,075	
S,D,F 18h00 hasta 22h00		0,087	

Fuente: ARCONEL, 2016.

Tabla 4.21: Tarifas industriales para la CNEL Guayaquil.

CNEL GUAYAQUIL			
CARGOS TARIFARIOS INDUSTRIALES			
RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW)	ENERGIA (USD/kWh)	COMERCIALIZACION USD/Consumidor
MEDIA TENSION CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA			
L-V 08h00 hasta 18h00	4,003	0,085	1,414
L-V 18h00 hasta 22h00		0,097	
L-V 22h00 hasta 08h00***		0,071	
S,D,F 18h00 hasta 22h00		0,085	
ALTA TENSION CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA			
L-V 08h00 hasta 18h00	3,930	0,079	1,414
L-V 18h00 hasta 22h00		0,090	
L-V 22h00 hasta 08h00***		0,070	
S,D,F 18h00 hasta 22h00		0,079	

Fuente: ARCONEL, 2016.

Tabla 4.22: Tarifas Industriales para la Empresa Eléctrica Quito.

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.			
CARGOS TARIFARIOS INDUSTRIALES			
RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW)	ENERGIA (USD/kWh)	COMERCIALIZACION USD/Consumidor
MEDIA TENSION CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA			
	4,129		1,414
L-V 08h00 hasta 18h00		0,091	
L-V 18h00 hasta 22h00		0,105	
L-V 22h00 hasta 08h00***		0,074	
S,D,F 18h00 hasta 22h00		0,091	
ALTA TENSION CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA			
	4,053		1,414
L-V 08h00 hasta 18h00		0,084	
L-V 18h00 hasta 22h00		0,096	
L-V 22h00 hasta 08h00***		0,073	
S,D,F 18h00 hasta 22h00		0,084	

Fuente: ARCONEL, 2016.

4.4 VIABILIDAD DE LA APLICACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS PEAK SHAVING EN EL SECTOR INDUSTRIAL ECUATORIANO

A continuación se presenta un análisis general de las posibilidades de implementar en el sistema eléctrico nacional las estrategias Peak Shaving, destacando los posibles beneficios y las barreras que podrían limitar su implementación.

4.4.1 ANÁLISIS DE LA CURVA DE DEMANDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

Al analizar las curvas diarias de demanda del sistema eléctrico ecuatoriano se observa que éstas presentan una tendencia de similares características en los días laborables, mientras que presentan un perfil diferente en los días sábado, domingo y feriado, en donde el consumo de energía es menor, lo que ocasiona que la demanda máxima de potencia para estos días disminuya.

La demanda mínima del país se presenta típicamente en el período de tres a cinco de la mañana con un valor promedio de 2200 MW y la demanda máxima ocurre

frecuentemente en el período de siete a ocho de la noche con un valor promedio de 3600 MW. Con los valores mencionados se aprecia claramente que existe una notable desproporción entre la potencia mínima y máxima demandadas, ya que los dos valores presentan una diferencia de 1400 MW, lo que equivale a un incremento del 64%, lo que evidencia la necesidad de la correcta aplicación de las estrategias Peak Shaving en el Ecuador con el fin de que el perfil de carga tienda a aplanarse.

A continuación en la tabla 4.23 se presenta la potencia demandada para un día laborable.

Tabla 4.23: Demanda de potencia del sistema eléctrico ecuatoriano para un día laborable.

HORA	POTENCIA MW
0:00	2.577,2
1:00	2.398,3
2:00	2.255,9
3:00	2.191,4
4:00	2.187,8
5:00	2.145,4
6:00	2.449,2
7:00	2.320,4
8:00	2.564,8
9:00	2.853,8
10:00	3.047,7
11:00	3.159,9
12:00	3.258,3
13:00	3.205,3
14:00	3.244,6
15:00	3.315
16:00	3.289,8
17:00	3.128,3
18:00	3.091,3
19:00	3.566,8
19:30	3.614,4
20:00	3.606
21:00	3.483,6
22:00	3.206
23:00	2.891,1
0:00	
DEMANDA PROMEDIO	2.922,1

Fuente: Elaboración propia mediante datos Cenace, 2016.

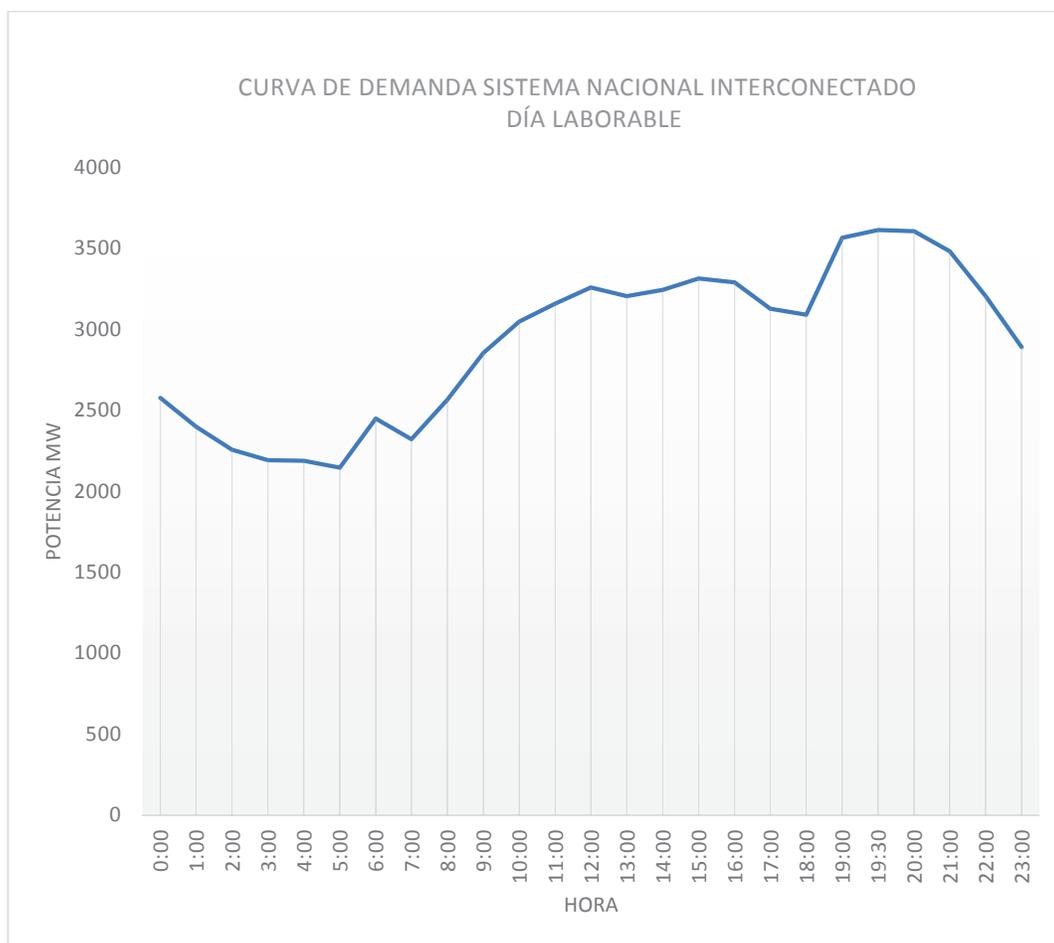


Figura 4.17: Curva de demanda Sistema Nacional Interconectado Martes 23 de Febrero del 2016.
Fuente: Elaboración propia.

La figura 4.17 presenta la curva de demanda característica del Sistema Eléctrico Ecuatoriano para un día laborable; en ésta se muestra que la demanda de energía es decreciente en horas de la madrugada teniendo para ese día una potencia mínima de 2145 MW, y se presenta a las cinco de la mañana; a su vez se aprecia que la demanda es creciente en las primeras horas de la noche, presentándose la máxima demanda de potencia a las siete y media de la noche con un valor de 3614 MW. Con las potencias mencionadas se obtiene una demanda promedio para ese día de 2922 MW.

La tabla 4.24 muestra la demanda de potencia para un día de fin de semana, en la que se aprecia que la demanda máxima de potencia disminuye notablemente con respecto a la de un día laborable en aproximadamente 500 MW. La demanda

mínima para este día fue 1904,6 MW, mientras que la demanda máxima fue de 3076,4 MW.

Tabla 4.24: Demanda de potencia del sistema eléctrico ecuatoriano para un día de fin de semana.

HORA	POTENCIA MW
0:00	2.453,7
1:00	2.307,8
2:00	2.214,7
3:00	2.135,2
4:00	2.085,4
5:00	2.062,4
6:00	2.086,4
7:00	1.904,6
8:00	1.956,4
9:00	2.107,7
10:00	2.279,5
11:00	2.351,7
12:00	2.428,7
13:00	2.445,1
14:00	2.377,6
15:00	2.333,2
16:00	2.307,8
17:00	2.293,2
18:00	2.411,2
19:00	2.952,4
19:30	3.076,4
20:00	3.032,3
21:00	2.939
22:00	2.710,7
23:00	2.451,9
0:00	
DEMANDA PROMEDIO	2.388,2

Fuente: Elaboración propia mediante datos Cenace, 2016.

En la figura 4.18 se aprecia claramente que la curva de demanda de fin de semana se diferencia en su forma de la curva de un día laborable, sin embargo presenta la demanda máxima en el mismo período de 7 a 8 de la noche.

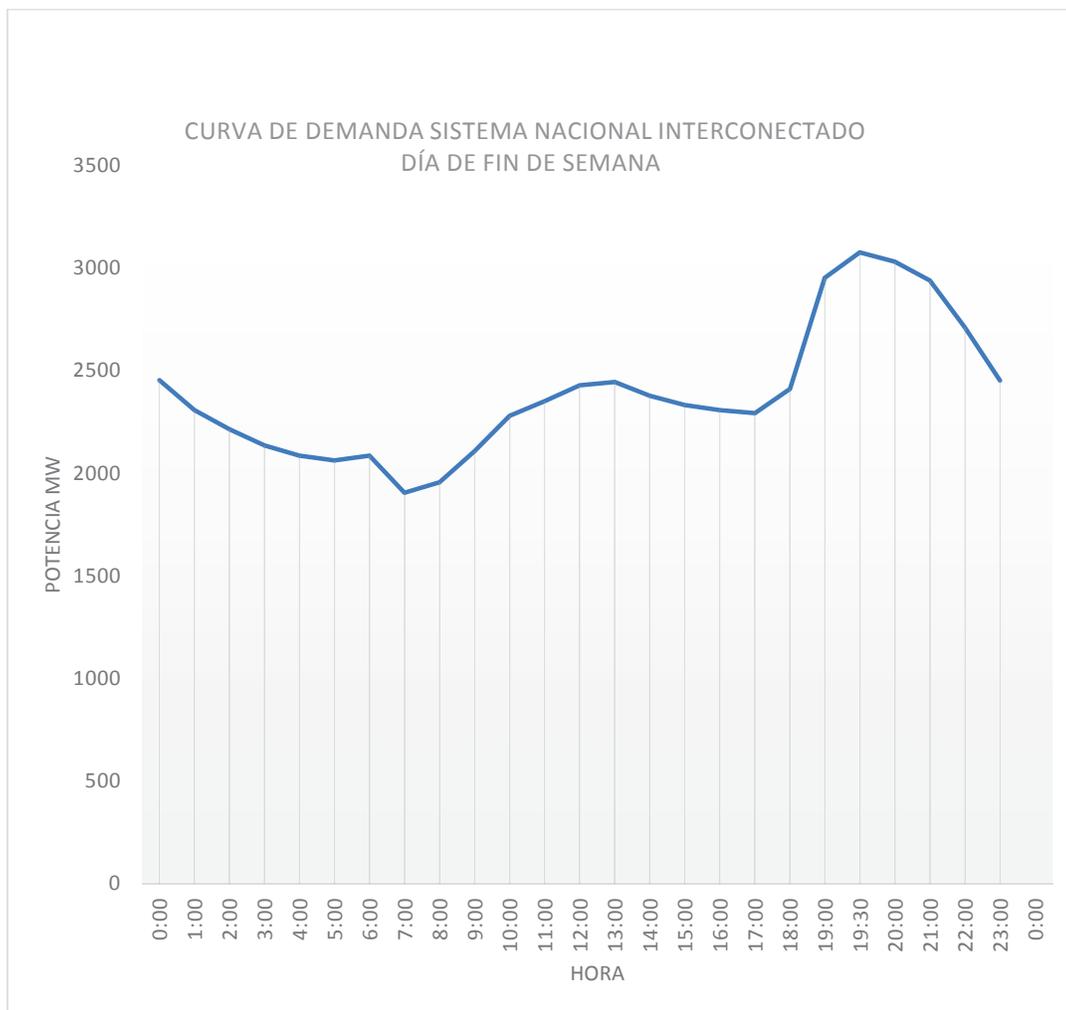


Figura 4.18: Curva de demanda Sistema Nacional Interconectado Domingo 28 de Febrero del 2016.

Fuente: Elaboración propia.

De las gráficas anteriores podemos confirmar que efectivamente el pico de la curva de demanda del sistema eléctrico se presenta en el período de seis a diez de la noche, tanto para los días laborables como para los días de fin de semana. Además en la curva de demanda de un día laborable se obtiene que la diferencia entre demanda máxima (3614 MW) y demanda promedio (2922 MW) es de 692 MW, lo que evidencia que en el período pico se necesita generar 24% más de potencia con respecto a la demanda promedio de ese día, exceso de potencia que se podría minimizar con la aplicación de las estrategias Peak Shaving que se muestran en este trabajo.

4.4.2 ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA DISPONIBLES EN EL PAÍS

Por aspectos técnicos de operación en el ejercicio real del S.N.I., siempre será necesaria la generación térmica para abastecer la demanda creciente de energía en el período pico, sin embargo con este estudio se pretende que la producción de energía térmica utilizada en el período de demanda máxima del sistema sea la mínima posible mediante los métodos Peak Shaving.

Si bien desde finales del 2016 en el Ecuador ya entraron en operación grandes centrales hidráulicas como son: la Central Hidroeléctrica Sopladora de 487 MW y Coca Codo Sinclair de 1500 MW, con las cuales el país ya redujo su producción de energía térmica, se aprecia que este tipo generación de energía sigue en funcionamiento con porcentajes aproximados del 20% de la energía total para el mes de enero del 2017.

En la tabla 4.25 y figura 4.19 se puede apreciar la producción de energía para el mes de enero del 2017.

Tabla 4.25: Producción neta de energía eléctrica Enero 2017.

TIPO DE PRODUCCIÓN	ENERGÍA GWh	%
PRODUCCIÓN HIDRÁULICA	1.486,16	74,85
PRODUCCIÓN TÉRMICA	390,87	19,69
PRODUCCIÓN NO CONVENCIONAL	108,47	5,46
IMPORTACIONES	0,08	0
TOTAL	1985,58	100

Fuente: Elaboración propia mediante datos Cenace, 2017.

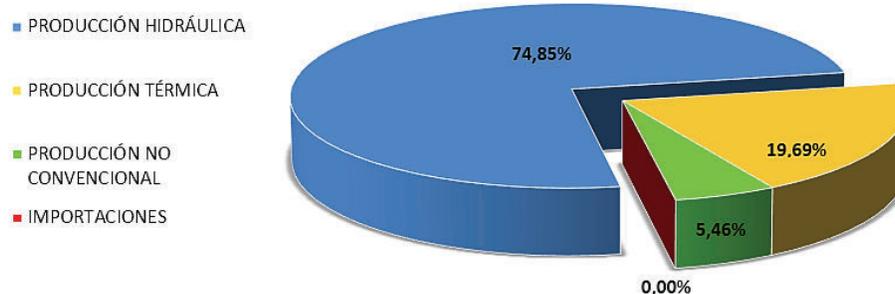


Figura 4.19: Porcentajes de la producción neta de energía enero 2017.

Fuente: Cenace, 2017.

Considerando, a más del crecimiento tendencial de la población y del consumo, se tiene que en los próximos años se tendrá la incorporación de importantes cargas en el sistema, como son los proyectos mineros, sistemas petroleros aislados, transporte eléctrico masivo como son: Metro de Quito y Tranvía de Cuenca (75 MW), la Refinería del Pacífico (370 MW), el cambio de la matriz energética productiva del país; y fundamentalmente, la migración del consumo de GLP y derivados de petróleo a electricidad, que incluye el ingreso masivo de 3,5 millones de cocinas eléctricas. Por lo que al no evidenciarse la continua inyección de inversiones en la construcción de centrales de generación nuevas para los siguientes años y en la mejora de las existentes, se proyecta que para el 2022 la demanda de energía será de 26.500 GWh, para lo cual se necesitará nuevamente de una gran producción de generación térmica como se presentó en los años 2013 y 2014 [46].

Lo expresado, permite intuir la importancia de la aplicación de las estrategias Peak Shaving presentadas en este trabajo, trasladando el consumo de energía de los períodos de demanda máxima a los períodos base, evitando así el uso masivo de generación térmica.

4.4.3 ANÁLISIS DEL CONSUMO DE ENERGÍA DEL SECTOR INDUSTRIAL

La energía consumida por el sector industrial presenta en general una tendencia creciente a lo largo del período histórico, siendo el segundo grupo de mayor consumo después del sector residencial. En el 2016 el sector industrial consumió 5231,38 GWh que representa el 23,73% de la demanda total del país, de los cuales 1592,91 GWh fueron demandados por la CNEL Guayaquil y 962,82 GWh por la Empresa Eléctrica Quito, lo que refleja la destacada participación de éstas dos empresas en el sector industrial ecuatoriano, por lo tanto, es en donde se debe aplicar con mayor énfasis las estrategias Peak Shaving, ya que las empresas mencionadas representan el 48,85% de la energía demandada para todos los clientes industriales del país.

4.4.3.1 Caracterización de las curvas de demanda de cada sector de consumo

Se debe tener en cuenta el comportamiento de cada grupo de consumo para poder determinar cuáles son los factores de responsabilidad en el pico de la curva de demanda del sistema eléctrico. A continuación en la figura 4.20 se incluyen los perfiles característicos de los cuatro sectores de consumo:

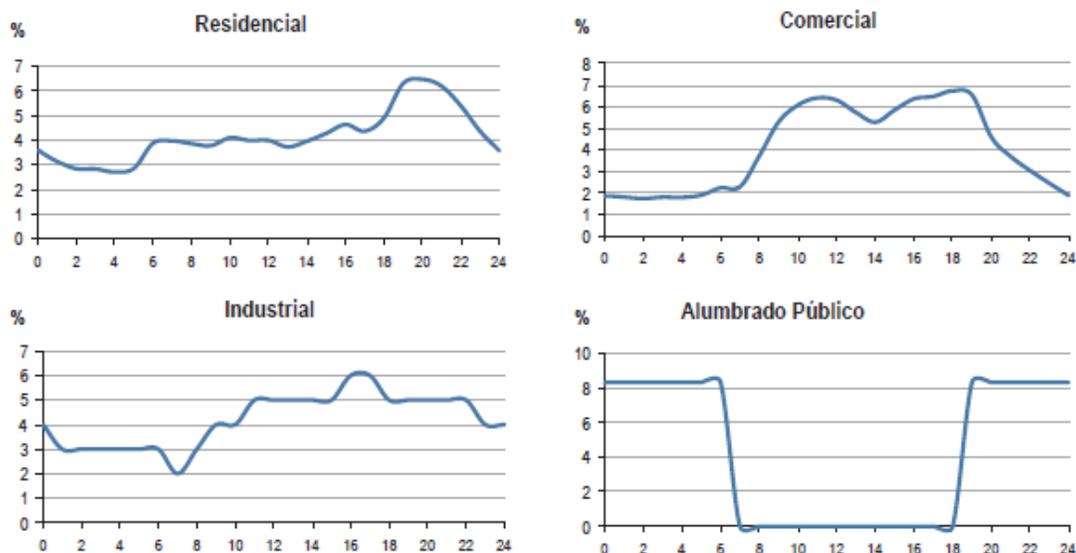


Figura 4.20: Curvas de demanda típicas por sector de consumo.

Fuente: ARCONEL, 2013.

De la figura anterior se puede observar que cada grupo de consumo tiene su propia curva de demanda, de las cuales podemos destacar que para el período pico (de seis a diez de la noche) la curva de carga de alumbrado público prácticamente empieza su consumo al inicio de este período, el sector residencial tiene su mayor consumo en este período, el sector comercial presenta un mayor consumo pero solo hasta la mitad del período pico (de seis a ocho de la noche), mientras que el sector industrial presenta su mayor consumo en el período de cuatro a seis de la tarde, sin embargo presenta un consumo importante en el período pico. Por lo que en conjunto los cuatro grupos de consumo conforman el pico característico en la curva de carga del sistema.

4.4.4 ANÁLISIS DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS APLICADAS AL SECTOR INDUSTRIAL

El CONELEC, dentro de las facultades que legalmente le han sido conferidas, mediante las Resoluciones No. 054/09 de 26 de mayo de 2009 y 072/09 de 6 de

agosto de 2009, aprobó la tarifa para los consumidores industriales con registrador de demanda horaria para medio y alto voltaje, de acuerdo a los cargos tarifarios por energía, y la nueva fórmula de aplicación del factor de corrección al cargo por demanda de potencia presentados en el documento “Incentivos desde el punto de vista tarifario para que las industrias operen en horas de la noche” [46].

Con lo expuesto se atribuye que en el Ecuador el sistema tarifario se basa en tarifas binomiales, con un cargo por demanda, relacionado con la demanda en hora pico y la demanda máxima de la industria, y un cargo energético vinculado a los kWh consumidos. Además en el país está vigente un mecanismo de Respuesta de Demanda de Tarifas de Tiempo de Uso (TOU), el cual está aplicado obligatoriamente a todas las industrias, mediante tres períodos de consumo como son: período pico, intermedio y base, siendo el orden mostrado de mayor a menor precio, estas tarifas fueron presentadas para cada una de las empresas distribuidoras de energía del país en el numeral 4.3.7, de las cuales vamos a tomar como referencia para este análisis las tarifas eléctricas de la CNEL Guayaquil y la Empresa Eléctrica Quito, ya que en estas empresas se consume el 50% de la energía total demandada del país para este sector.

En la figura 4.21 está representado los costos de cada kWh para los tres períodos de consumo de electricidad para la CNEL Guayaquil.

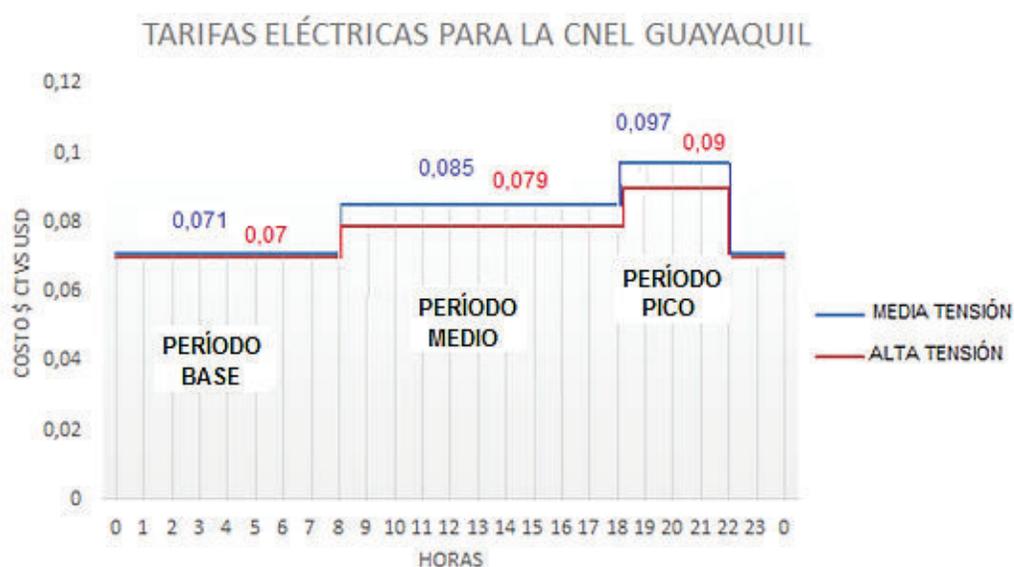


Figura 4.21: Tarifas eléctricas industriales para la CNEL Guayaquil.

Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en el gráfico anterior las tarifas son más altas para aquellas industrias que son abastecidas en media tensión, de las cuales la tarifa pico con respecto a la tarifa base tiene un aumento de 0,026 USD con un porcentaje de aumento del 36%, mientras que la diferencia de la tarifa pico con respecto a la tarifa media es de 0,012 USD que equivale a un aumento de precio del 14%.

La figura 4.22 muestra las tarifas industriales para la Empresa Eléctrica Quito, en las que para las industrias conectadas en media tensión, les corresponde una tarifa pico que tiene un incremento de 0,031 USD respecto a la tarifa base que representa un aumento del 41% y de 0,014 USD respecto a la tarifa media que equivale a un incremento del 15%.

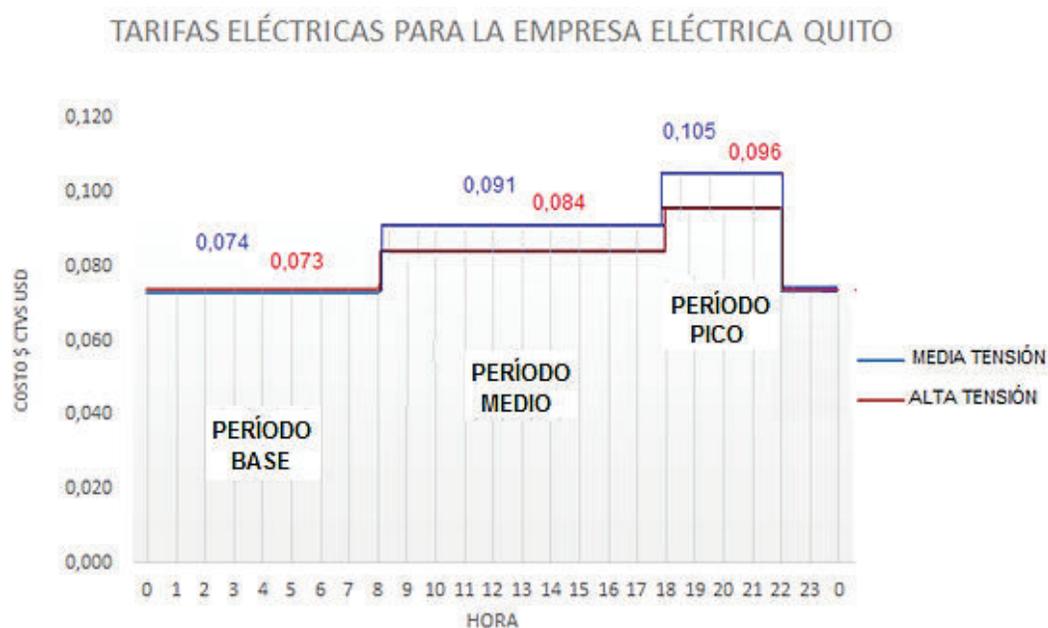


Figura 4.22: Tarifas eléctricas industriales para la Empresa Eléctrica Quito.
Fuente: Elaboración propia.

Del análisis de las tarifas industriales de la CNEL Guayaquil y la Empresa Eléctrica Quito, se observa que éstas tienen incrementos de precios en el período pico con respecto al período base, que son de 36% y 41% respectivamente, lo que quiere decir, que el cliente industrial si tendría un beneficio económico en su planilla si traslada su consumo desde el período pico hacia el período base, sin embargo vemos que desde la implementación de estas tarifas de Tiempo de Uso (TOU) en el 2009, no se ha tenido ninguna reducción en la demanda máxima del sistema eléctrico ecuatoriano, más bien cada año se ha incrementado la potencia

demandada como se puede observar en la tabla 4.12 presentada en la sección 4.2.10, en la que para el 2009 se tenía una demanda máxima de 2785 MW, mientras que para el 2016 se tuvo una demanda máxima de 3654 MW, que representa un crecimiento importante de 869 MW, que en porcentaje representa 31% de aumento.

Lo manifestado en el párrafo anterior muestra la poca acogida que han tenido las tarifas de Tiempo de Uso en los clientes industriales, lo cual se debe principalmente a que los clientes industriales consideran que el beneficio económico obtenido por la reducción de precios en el período valle, no es considerable, razón por la cual, no motiva a los usuarios a trasladar sus procesos a este período.

Otro factor importante para que no se haya disminuido el consumo de electricidad en este período pico es la falta de aplicación de las técnicas de control de cargas, para así identificar las cargas o procesos que pueden ser trasladados hacia el período base, en donde el costo de la energía es menor para obtener así un beneficio económico reflejado en la planilla eléctrica.

4.4.5 COSTOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS MECANISMOS PEAK SHAVING DE RESPUESTA DE DEMANDA

La implementación de mecanismos Peak Shaving de Respuesta de Demanda requiere una serie de costos, los cuales deben ser analizados detenidamente para diagnosticar la eficiencia económica de los mismos. Este costo depende esencialmente del tipo de programa que se aplique.

Tanto las empresas eléctricas como los clientes, incurren en costos iniciales y de funcionamiento en la aplicación de los programas de Respuesta de Demanda. El participante del programa, posiblemente deberá instalar algunas tecnologías que le faciliten la gestión de la demanda, como son los controladores de carga, que permiten un control mejorado del consumo de energía y de la carga máxima de una instalación. Los dispositivos de control incluyen tecnologías tales como interruptores de control de carga, iluminación, HVAC u otros controles centralizados.

Por su parte, para las empresas eléctricas es necesario instalar sistemas avanzados de medición y comunicación, que le permitan medir, almacenar y transmitir información relacionada con el uso de energía en los intervalos de tiempo requeridos. Si una empresa de servicios eléctricos implementa un programa de Respuesta de Demanda con tecnología, la compañía y el cliente pueden establecer un acuerdo mutuamente beneficioso para compartir el costo de la tecnología y los ahorros de las reducciones de carga, a fin de crear un caso comercial viable para ambos.

En general pueden mencionarse los siguientes costos asociados a la implementación de un sistema Peak Shaving de Respuesta de Demanda [14]:

- Costo de reclutamiento de los clientes que se suscriban al programa.
- Costo de capital del equipamiento (medidores avanzados, medios de comunicación, sistemas de procesamiento de la información, etc.).
- Costos de administración del programa.
- Incentivos ofrecidos a los clientes (en el caso de mecanismos de incentivo).

4.4.5.1 Barreras financieras

Las barreras financieras que obstaculizan el uso de los Programas de Respuesta de Demanda son las siguientes [47]:

4.4.5.1.1 Falta de incentivos para atraer a los clientes

En base al tipo de clientes industriales, los programas de Respuesta de Demanda pueden no proporcionar incentivos financieros aceptables para convencer a los clientes a participar. En algunos casos, el costo de interrumpir la producción puede ser muy alto en comparación con los incentivos.

4.4.5.1.2 Falta de evaluaciones exactas de los beneficios de la Respuesta de Demanda

Si algunos de los programas de Respuesta de Demanda son ignorados o subestimados, esto puede conducir a incentivos más bajos y como consecuencia a una menor participación de los consumidores industriales.

4.4.5.1.3 Falta de conocimiento y disponibilidad de recursos

La falta de comprensión de los incentivos y la forma de aplicar estos programas; puede conducir a una baja participación. Un mejor conocimiento de los programas de Respuesta de Demanda es una forma de aumentar la concientización y la participación de los clientes en los programas existentes. Además, las reglas para las industrias participantes deben ser claras y fáciles de seguir.

4.4.6 ELEMENTOS PARA LA CONSIDERACIÓN DE ESTRATEGIAS PEAK SHAVING DE RESPUESTA DE DEMANDA

4.4.6.1 Análisis de la Experiencia Internacional

Diferentes tipos de estrategias Peak Shaving han sido implementadas en las empresas eléctricas de varios países alrededor del mundo. Los principales objetivos de estos mecanismos, han sido proporcionar al sistema de mayor flexibilidad para atender situaciones de emergencia y optimizar el uso de recursos, al disminuir los picos extremos de demanda, principalmente optimizando la capacidad de generación. Como se mostró en el capítulo 3 de este trabajo, la experiencia internacional ha evidenciado que los resultados de la aplicación de estos mecanismos han sido en general provechosos para atender a estos objetivos, teniendo como los mecanismos más utilizados en diferentes países a las tarifas de Tiempo de Uso (TOU) y Tarifa de Pico Crítico (TPC), en las cuales se tuvo como promedio de reducción de demanda máxima 16% y 21% respectivamente.

De igual manera se mostró que Estados Unidos es el líder en la aplicación de estas estrategias a nivel global, teniendo aproximadamente el 75% del mercado mundial, en donde se destaca a más de las estrategias de Tiempo de Uso y Tarifa de Pico Crítico, la estrategia de Reserva de Demanda. Con la aplicación de estas estrategias se ha evidenciado un recorte en todo el sistema eléctrico del país de hasta el 10% de la demanda máxima con proyección de crecimiento de hasta el 14% para el 2019.

Por otro lado, en Latinoamérica la aplicación de los programas de Respuesta de Demanda es muy escasa, lo cual puede deberse a la inversión tecnológica que requiere la implementación de algunos de estos programas, como es la medición

avanzada y sistemas de comunicación, apenas se tiene la implementación de programas de Reserva de Demanda en Argentina y recientemente en Colombia, en los cuales no se han presentado los resultados de los programas aplicados.

4.4.6.2 Limitaciones de índole técnico

Los clientes en muchas ocasiones no están convencidos en aceptar compromisos de recorte de demanda, impuestos obligatoriamente, debido al temor de que puedan presentarse circunstancias, las cuales impidan cumplir con ese compromiso. La aceptación de este tipo de compromiso, obedece a la seguridad con la cual el cliente pueda evaluar el riesgo de tener que contrarrestar ese tipo de eventos y del grado de aversión al riesgo que el mismo manifieste. El programa de Ofertas de Carga, con su tarifa de día siguiente, minimiza ese riesgo para grandes clientes ya que la toma de decisiones es de corto plazo. Sin embargo para pequeños clientes el hecho de tener que interactuar en forma constante con el mercado, implica dificultades de operación, que los mismos no están dispuestos a asumir o no tienen la capacidad para hacerlo. La adopción de un compromiso de manejo de la demanda estable en el tiempo es la preferencia de muchos clientes, ya que no les demanda recursos especiales para administrarlos.

La mayor flexibilidad para el cliente incrementa el grado de participación de los usuarios. Mientras se incrementa el número de usuarios suscritos al programa, mayor será la capacidad estadística del recurso. En otras palabras, si algunos clientes rechazan el recorte de demanda solicitada, el efecto del programa se ve superado por la cantidad de usuarios que aceptan la reducción y el resultado global es que se alcanza el objetivo deseado [14].

4.4.6.3 Sistemas de Comunicación y Medición

Los sistemas de comunicación son una parte importante de los mecanismos de Respuesta de Demanda, permitiendo una comunicación bidireccional entre el cliente y la empresa eléctrica distribuidora. Dependiendo su utilización del tipo de programa a aplicarse, incluye el envío de señales de control (en los mecanismos de control directo de la carga), envío de requerimiento de reducción de demanda, envío de información de precios, monitoreo de la respuesta de los clientes, etc.

Como se muestra en la figura 4.23 los sistemas de comunicación incluyen la transmisión de información por teléfono, medios de radio, Internet o tecnologías inalámbricas.

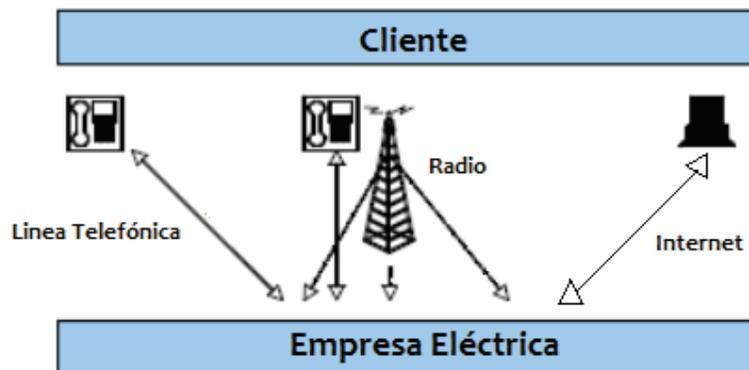


Figura 4.23: Sistemas de Comunicación de los programas de Respuesta de Demanda.
Fuente: Rocky Mountain Institute, 2006.

Los medidores inteligentes son dispositivos que tienen la capacidad de calcular el consumo de electricidad, de una forma más detallada que los medidores convencionales, permite el almacenamiento de datos, registran el uso de energía en intervalos que van desde 15 minutos a cada hora, se caracterizan por permitir la comunicación entre el usuario y los centros de control, a través de una red disponible.

Los dispositivos de medición acompañados por un sistema de comunicación y la capacidad de procesamiento adecuado, proveen información a los operadores de red, para la toma de decisiones en la operación y planeación de los sistemas eléctricos y de gestión de la demanda para los clientes. La experiencia obtenida evidencia que sin la utilización de sistemas de comunicación y medición sofisticados, la implementación de mecanismos de Respuesta de Demanda es limitada. Visiblemente, la utilización masiva de sistemas avanzados de comunicación aumenta notablemente los gastos de inversión, operación y mantenimiento de un programa, además de incrementar los tiempos de instalación e implementación [14].

Las inversiones tecnológicas para permitir la Respuesta de Demanda en las instalaciones de los clientes permiten una mejora en los siguientes puntos [48]:

- Simplicidad y facilidad de uso; transparencia a la empresa de servicios eléctricos y al cliente.
- Verificabilidad.
- Exactitud.

Puesto en marcha un mecanismo de Respuesta de Demanda, este necesita el despliegue de estructuración y tecnología de seguimiento y control para monitorear y evaluar el funcionamiento del mismo. De igual manera, se requiere de una estructura especializada de servicio e información al cliente. La complejidad de la misma, depende del tipo y características de los mecanismos de Respuesta de Demanda que se apliquen. Por ejemplo, en programas de Precios en Tiempo Real, se deben proporcionar los medios para que el usuario reciba la información de precios en tiempo y forma.

Los programas de precios dinámicos: Tarifas de Pico Crítico y Precios en Tiempo Real, necesariamente requieren una frecuencia de medición horaria, diaria e incluso semanal, además de la utilización de medidores avanzados que proporcionen el registro no solo de la cantidad de energía usada, sino también la potencia en un determinado momento, registro del día y hora de tal medición.

Es evidente que el desarrollo en la tecnología de comunicación y control, ha aumentado notablemente las funcionalidades de los medidores y registradores, que pueden aplicarse para la medición y control de la demanda. Estos avances permiten que sea más flexible y segura la interacción de la empresa con el cliente en relación de la administración y control de la demanda de los usuarios.

Como ejemplos de las ventajas y prestaciones que permiten los avances de la tecnología en el manejo de la demanda, se pueden nombrar los siguientes [14]:

- Medidores con comunicación bidireccional, que permiten a las empresas eléctricas recibir confirmaciones de respuesta de los clientes, además de registrar y facturar el perfil de consumo real, en lugar de valores medios o integrales correspondientes a un periodo de medición.

- Múltiples vías de comunicación para notificar a los clientes sobre eventos de corte de demanda.

4.4.6.4 Beneficios Potenciales del Uso de estrategias Peak Shaving

La efectividad de un método Peak Shaving va a depender de la manera en que la capacidad de control del mecanismo responda o concuerde con las necesidades del sistema. Los siguientes son algunos de los beneficios que un programa Peak Shaving puede aportar a un sistema eléctrico [14]:

- Con la creciente demanda de energía año tras año, se aplaza la necesidad de ampliación del sistema (nuevas líneas de transmisión, subestaciones transformadoras, etc.) debido a que la capacidad de generación y la red deben diseñarse para la carga máxima.
- El perfil de carga de un sistema eléctrico es más eficiente, controlando los picos de la curva de demanda.
- Disminuir la necesidad de generación local (generación forzada por control de tensión o confiabilidad).
- Es ambientalmente más aceptable debido a un uso efectivo de los recursos (por ejemplo, disminuir impactos ambientales de las ampliaciones de la red, reducir emisiones producidas por la generación de pico, etc.).

Estos beneficios son el resultado de la posibilidad que ofrecen los programas Peak Shaving de proveer una respuesta controlada de la carga cuando es requerido por el sistema. Los beneficios son evaluados por los efectos económicos que estos generan. Así por ejemplo, el hecho de posponer, reducir o eliminar ampliaciones de las redes, trae consigo la reducción del costo de capital, de los costos de operación y mantenimiento de esas ampliaciones y los costos asociados con los impactos ambientales [14].

4.4.7 PROGRAMAS DE RESPUESTA DE DEMANDA APLICABLES EN ECUADOR

En capítulos anteriores, se mencionaron los programas de Respuesta de Demanda que existen actualmente y que han sido aplicados de manera exitosa en países como Estados Unidos. Sin embargo es notorio que el programa elegido debe estar validado a las condiciones particulares tanto de las empresas eléctricas del país como de los clientes. Se debe considerar los requerimientos de recursos humanos y medios tecnológicos, que exige cada uno de estos programas.

Las inversiones en medidores inteligentes, ayudan a habilitar el potencial de Respuesta de Demanda, permitiendo una mejor gestión del consumo de electricidad por los consumidores en respuesta a los precios o señales de los operadores de la red. En la mayoría de programas, la comunicación bidireccional es necesaria, ya que el consumidor debe proporcionar información de vuelta a la red, permitiendo a la empresa medir directamente la contribución de reducción de carga de los clientes durante un evento en tiempo cercano al real, conduce a un monitoreo y verificación más preciso del impacto de la carga y facilita la liquidación de los pagos de incentivos. Por lo que, la utilización de las tecnologías mencionadas son indispensables para el funcionamiento de los programas de Respuesta de Demanda, siendo uno de los principales obstáculos para la implementación de los diferentes programas en el país, ya que se debe asumir estos costos, debido a que no se tienen los sistemas de comunicación y medición inteligente necesarios.

A continuación se va a analizar cada uno de los programas de Respuesta de Demanda, en base a las facilidades y dificultades que presentan para su implementación, para determinar si es factible la aplicación de cada uno de ellos en el país.

Las Tarifas de Tiempo de Uso se ajustan para bloques de tiempo durante el día, sin la transferencia en tiempo real de la información, por lo que no requiere el uso de medios tecnológicos, convirtiéndolo en el programa de mayor facilidad de implementación, razón por la cual, esta alternativa debe seguir funcionando en el país, sin embargo deben realizarse ajustes necesarios en el precio de las tarifas,

ya que desde su aplicación en el 2009, no se ha evidenciado el rendimiento esperado.

El rendimiento de un programa de Respuesta de Demanda se mide mediante la elasticidad en el precio. En general la elasticidad refleja el impacto que tiene la variación del precio con respecto a la demanda. Desde el punto de vista eléctrico se considera una demanda eléctrica flexible cuando ésta es sensible al precio de la electricidad. Los programas de Respuesta de Demanda se implementan con la finalidad de lograr un efecto elástico en la demanda [49]. Por lo general, la curva de precio vs demanda no es lineal, y se linealiza alrededor de un punto de equilibrio, (P_0, Q_0) . La figura 4.24 ilustra el comportamiento de la demanda con respecto al precio de la electricidad, básicamente se puede observar que la demanda tiende a disminuir a medida que el precio aumenta.

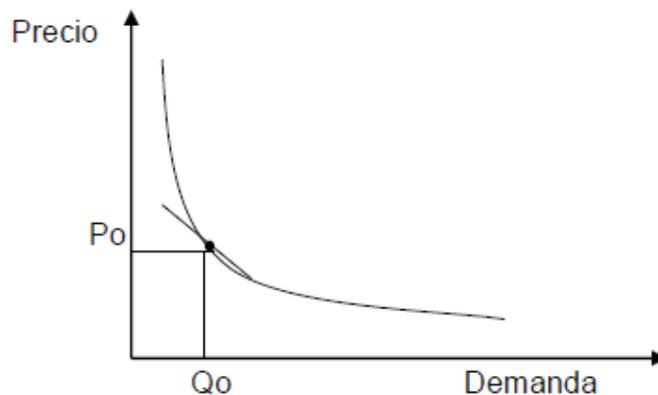


Figura 4.24: Elasticidad de la demanda con respecto al precio de la electricidad.
Fuente: Ramírez & Perea, 2013.

Con lo expresado anteriormente se puede argumentar que la demanda de energía en el sector industrial ecuatoriano es inelástica, es decir el consumo de la energía es indiferente al precio, por lo que, si se pretende un cambio de comportamiento en el uso de electricidad de este sector, necesariamente se requiere de un aumento de precio en la tarifa pico, que puede ser recompensado con la disminución de precio en la tarifa base. Como se evidenció en la sección 4.4.4 de este trabajo, el incremento de precio de la tarifa base con respecto a la tarifa pico es de 36% y 41%, para la CNEL Guayaquil y la Empresa Eléctrica Quito respectivamente, sin embargo en países como Estados Unidos, la tarifa pico presenta incrementos que pueden llegar hasta el 400% en la empresa Oklahoma Gas & Electric, en donde se

tiene la tarifa base de 0,045 USD, mientras que la tarifa pico es de 0,23 USD; como se mostró en la sección 3.1.1.3.

En el programa de Precios en Tiempo Real, los clientes requieren acceso a la información del mercado de energía eléctrica. Es indispensable la transmisión diaria de los cambios de precios, que podrían ajustarse cada hora y la lectura de los medidores para generar las facturas de energía, aplicando los precios al consumo por hora. Además, es necesaria la interacción continua e ininterrumpida de clientes, distribuidores y generadores de energía eléctrica, haciendo de este programa más propenso a problemas de coordinación. Por lo que, la complejidad mostrada de este mecanismo dificulta su aplicación.

Con las Tarifas de Pico Crítico, la empresa de servicios eléctricos puede fijar a corto plazo, una tarifa eléctrica muy alta, debido a eventos de contingencia que pueden presentarse en el sistema, buscando de alguna manera, mitigar las posibles restricciones de potencia. En base al funcionamiento de este programa, se evidencia la necesidad de su aplicación en el país, ya que se deben tomar medidas de prevención, que impulsen la reducción de carga de los clientes industriales, ante situaciones de contingencia que pueden presentarse eventualmente, brindando una mayor confiabilidad en la operación del sistema eléctrico.

El programa de Control Directo de la Carga, es uno de los programas que requiere mayor inversión tecnológica, ya que necesita la automatización en la industria, para así mediante la señal del distribuidor de electricidad desconectar de forma remota parte de las cargas de los clientes industriales. Este programa puede ser poco atractivo para los usuarios, los cuales pueden no estar de acuerdo en que la empresa de distribución de energía tenga la potestad de desconectar parte de sus equipos.

El programa de Ofertas de Carga es una alternativa interesante para los clientes industriales, ya que este programa permite a los usuarios ofertar reservas de demanda, obteniendo a cambio incentivos económicos en sus planillas de electricidad de los meses siguientes. Este programa puede ser conveniente de implementarlo, ya que brinda a los clientes la libertad para decidir en qué momento

participar en las ofertas de carga, en base a la planificación de sus procesos de producción.

Con el análisis mostrado, se evidencia que el sector eléctrico ecuatoriano debe preparar un planteamiento lo suficientemente atractivo, para que los clientes industriales reconsideren el consumo y uso de electricidad en el período pico, y que el ente regulador incentive este compromiso.

Los programas de Respuesta de Demanda exitosos proporcionan a los clientes una selección limitada de programas y permiten participar en más de un programa [48]. En base a esta consideración, sería conveniente que en el país la Tarifa de Tiempo de Uso pueda combinarse con el programa de Tarifas de Pico Crítico, el cual se utilizaría únicamente en eventos de contingencia. Además, el programa de Ofertas de Demanda puede ser práctico implementarlo empezando por los grandes usuarios de las empresas de distribución.

CAPÍTULO V

5 IMPACTO DE LA APLICACIÓN DE ESTRATEGIAS “PEAK SHAVING” EN ECUADOR

Los programas Peak Shaving extendidos geográficamente a todos los clientes industriales del sistema eléctrico ecuatoriano van a evidenciar un impacto altamente significativo en las necesidades de capacidad de generación de energía eléctrica, al permitir reducir el pico de la demanda del sistema. La cantidad de energía que se puede dejar de utilizar, depende fundamentalmente del tipo de programa que se implemente, del tipo de cliente involucrado y de las circunstancias al momento en que la reducción de demanda es requerida.

Este trabajo resalta la aplicación de estrategias de Respuesta de Demanda que se han implementado de manera satisfactoria en diferentes países del mundo, en algunos casos con el fin de mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico ante eventuales fallas que pueden presentarse en la operación del sistema, o a su vez, para tener un manejo más eficiente en lo referente a la generación de energía, obteniéndose además, importantes beneficios económicos tanto para las empresas comercializadoras como para los usuarios finales.

Por otro lado, la estrategia Peak Shaving de Autogeneración en horario pico, es una de las alternativas que se pone a consideración en este trabajo. En esta alternativa resulta contradictoria la moción de autogenerarse usando combustible, ya que precisamente por medio de las estrategias presentadas en este trabajo se pretende reducir la utilización de centrales térmicas, las cuales utilizan combustibles para su funcionamiento. Sin embargo este método, podría ser utilizado como una opción para situaciones en las que se presenten eventos de contingencia en el sistema eléctrico. Por lo que esta opción sería aplicable a industrias en las cuales a razón de su continuo proceso de producción, les resulta casi imposible participar activamente en los programas de Respuesta de Demanda que se pretendan implementar y de esta manera evitar las posibles tarifas elevadas, por la no reducción de carga que se imponen en este tipo de eventos de contingencia. Mediante la utilización de este mecanismo se contribuye de alguna manera al

recorte de demanda del sistema eléctrico ante situaciones de emergencia, previniendo la posible restricción de energía a todos los usuarios de electricidad.

5.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE AUTOGENERACIÓN EN HORARIO PICO

Como se explicó anteriormente en la sección 2.3.6, esta estrategia consiste en autogenerarse en el período en que las tarifas de la electricidad son más costosas, es decir, poner en marcha al grupo electrógeno de respaldo de la planta industrial. Si bien esta estrategia daba prioridad al uso de generadores que usen como combustible gas natural, debido a la menor emisión de gases contaminantes a la atmósfera, se evidencia que la mayoría de grupos electrógenos existentes en las diferentes industrias ecuatorianas tienen su funcionamiento en base al uso de diésel, por lo que se dificulta la adquisición de un nuevo grupo electrógeno a gas natural, además de que para su funcionamiento se requiere la instalación de una Planta Peak Shaving Satelital que es indispensable para su almacenamiento, regasificación y regulación, ya que en el país no existe una red de gas natural canalizado, por lo que resultaría sumamente costoso para la industria la compra de estos equipos de generación, razones por las cuales el siguiente análisis económico se lo realizará en base a la utilización de grupos electrógenos que usen como combustible al diésel.

5.1.1 CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LOS GRUPOS ELECTRÓGENOS

La tabla 5.1 está destinada para ser utilizada como una aproximación de la cantidad de combustible que un generador utiliza durante su funcionamiento, en base a la carga a la cual el equipo de generación esté operando, los valores de consumo pueden variar de acorde al lugar donde se ubique a la planta, altura (msnm), entre otros factores [50].

Tabla 5.1: Consumo de diésel de un grupo electrógeno de acuerdo a la carga conectada.

CAPACIDAD GENERADOR (kW)	1/4 CARGA (gal/hr)	1/2 CARGA (gal/hr)	3/4 CARGA (gal/hr)	CARGA COMPLETA (gal/hr)
20	0.6	0.9	1.3	1.6
30	1.3	1.8	2.4	2.9
40	1.6	2.3	3.2	4.0
60	1.8	2.9	3.8	4.8
75	2.4	3.4	4.6	6.1
100	2.6	4.1	5.8	7.4
125	3.1	5.0	7.1	9.1
135	3.3	5.4	7.6	9.8
150	3.6	5.9	8.4	10.9
175	4.1	6.8	9.7	12.7
200	4.7	7.7	11.0	14.4
230	5.3	8.8	12.5	16.6
250	5.7	9.5	13.6	18.0
300	6.8	11.3	16.1	21.5
350	7.9	13.1	18.7	25.1
400	8.9	14.9	21.3	28.6
500	11.0	18.5	26.4	35.7
600	13.2	22.0	31.5	42.8
750	16.3	27.4	39.3	53.4
1000	21.6	36.4	52.1	71.1
1250	26.9	45.3	65.0	88.8
1500	32.2	54.3	77.8	106.5
1750	37.5	63.2	90.7	124.2
2000	42.8	72.2	103.5	141.9
2250	48.1	81.1	116.4	159.6

Fuente: Worldwide Power Products, 2016.

La tabla anterior muestra el consumo promedio de diésel que utilizan los generadores de diferentes capacidades, sin embargo en ésta hay que mencionar un factor importante para considerar en el Ecuador, es el comportamiento de un grupo generador en la altura. Por ejemplo, Quito se encuentra a 2850 metros sobre el nivel del mar, lo cual implica una disminución de la potencia nominal del generador.

La norma NEMA MG1 referente a las consideraciones de altitud / temperatura dice lo siguiente: La potencia entregada decrece en 1% por cada 101 metros de altitud sobre el nivel del mar, a partir de los 1.007 msnm. Esta norma es válida para alturas

entre los 1.006 a los 3.962 msnm. Como Quito se encuentra a 2.850 msnm, se tiene aproximadamente 18% de reducción de potencia [51]. Por ejemplo, si la capacidad nominal de un grupo electrógeno es 100 kW, la potencia máxima que puede obtenerse de éste en Quito es 82 kW. Esta consideración va a tener un efecto en el consumo de combustible, por lo que, se va a incluir en los cálculos de las tablas que se presentan a continuación.

5.1.2 COMPARACIÓN DE COSTOS DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PROVENIENTE DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA Y DE GRUPOS ELECTRÓGENOS

La tabla 5.2 muestra el costo del consumo de energía eléctrica en el período pico proveniente de la empresa distribuidora de energía y los costos involucrados en combustible mediante la utilización de grupos electrógenos.

Los valores fueron calculados en base al precio oficial del diésel que es de 1,04 USD y a las tarifas eléctricas de media tensión para el período pico de la Empresa Eléctrica Quito, ya que como se mencionó anteriormente, esta empresa distribuidora de energía eléctrica junto a la CNEL Guayaquil consumen cerca del 50% de la energía destinada a todo el sector industrial ecuatoriano. Los cálculos se los realizaron en base a una carga del 75% de la capacidad del generador, ya que el máximo rendimiento de éste se lo obtiene entre el 70% y el 80% de su potencia nominal. Se asume que el funcionamiento del generador será durante las cuatro horas de duración del período pico, por lo que la diferencia de costos expuesta representaría el ahorro o costo adicional que se puede obtener mediante la aplicación de esta estrategia. Además se incluyó en los cálculos la pérdida del 18% de pérdida de potencia que se presentan en Quito debido a los efectos de la altura.

Tabla 5.2: Diferencia de costos entre el consumo de energía proveniente de la empresa eléctrica y del uso de grupos electrógenos.

CAPACIDAD GENERADOR PLACA DE CARACTERÍSTICAS (kW)	CAPACIDAD DEL GENERADOR EN QUITO (KW)	CONSUMO DIÉSEL 3/4 CARGA (gal/hr)	CONSUMO ENERGÍA PERÍODO PICO (4 HORAS) A 3/4 DE CARGA (kWh)	COSTO DIÉSEL 4 HORAS FUNCIONAMIENTO (\$ USD)	COSTO ENERGÍA TARIFA E.E.Q (\$ USD)	AHORRO ENTRE COSTO DIÉSEL Y COSTO TARIFA E.E.Q. (\$ USD)
100	82	5,8	246	24,13	25,83	1,70
125	102,5	7,1	307,5	29,54	32,29	2,75
135	110,7	7,6	332,1	31,62	34,87	3,25
150	123	8,4	369	34,94	38,75	3,80
175	143,5	9,7	430,5	40,35	45,20	4,85
200	164	11	492	45,76	51,66	5,90
230	188,6	12,5	565,8	52,00	59,41	7,41
250	205	13,6	615	56,58	64,58	8,00
300	246	16,1	738	66,98	77,49	10,51
350	287	18,7	861	77,79	90,41	12,61
400	328	21,3	984	88,61	103,32	14,71
500	410	26,4	1230	109,82	129,15	19,33
600	492	31,5	1476	131,04	154,98	23,94
750	615	39,3	1845	163,49	193,73	30,24
1000	820	52,1	2460	216,74	258,30	41,56
1250	1025	65	3075	270,40	322,88	52,48
1500	1230	77,8	3690	323,65	387,45	63,80
1750	1435	90,7	4305	377,31	452,03	74,71
2000	1640	103,5	4920	430,56	516,60	86,04
2250	1845	116,4	5535	484,22	581,18	96,95

Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la tabla anterior, la aplicación de esta estrategia no presenta costos adicionales para los clientes industriales que la implementen, más bien el cliente industrial obtendría posibles ahorros, que se incrementan a medida que la capacidad del generador sea mayor. La rentabilidad de esta estrategia se debe a que el precio del diésel en Ecuador es considerablemente bajo con respecto al precio de este combustible que en otros países del mundo, ya que como se muestra en la figura 5.1 el precio de diésel en el país ocupa el séptimo lugar de los bajos en todo el mundo.

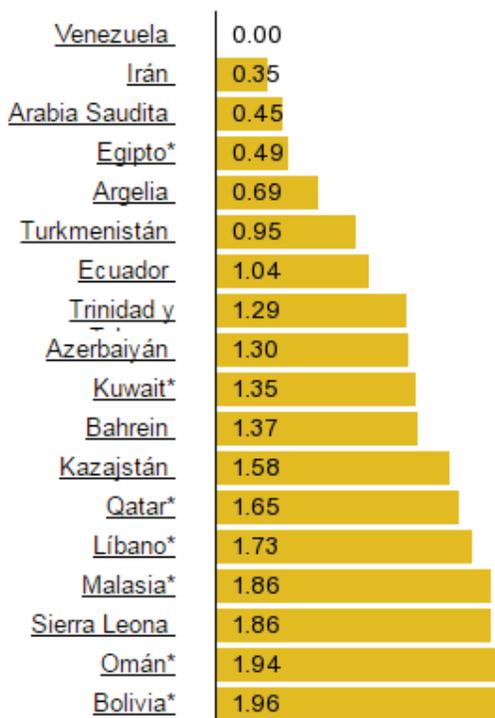


Figura 5.1: Precios más bajos del diésel a nivel mundial.
Fuente: globalpetrolprices.com, 2017.

5.2 ANÁLISIS DE LA REDUCCIÓN DE LA DEMANDA PICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO MEDIANTE LA APLICACIÓN DE ESTRATEGIAS “PEAK SHAVING” DE RESPUESTA DE DEMANDA

Si un cliente puede reducir su demanda coincidente con la demanda máxima del sistema y así evitar la necesidad de aumento de capacidad de la red, entonces el cliente reduce los cargos totales de electricidad ahorrando costos simultáneamente al generador, distribuidor y cliente. Con la premisa presentada vamos a realizar una proyección de la cantidad de megavatios que pueden disminuirse del pico de demanda del sistema eléctrico ecuatoriano, mediante el uso de las estrategias Peak Shaving. El análisis se lo va a realizar empezando por la obtención de la curva de carga promedio de una semana laborable del sistema eléctrico nacional del mes de febrero, debido a que en este mes se registraron las mayores demandas pico del sistema junto al mes de marzo para el año 2016. Los datos fueron obtenidos

mediante los registros diarios de carga del sistema eléctrico obtenidos a través del Cenace. La tabla 5.3 muestra los valores de demanda de potencia obtenidos.

Tabla 5.3: Curva de carga promedio de una semana laborable del sistema eléctrico ecuatoriano.

HORA	DEMANDA (MW)					DEMANDA PROMEDIO (MW)
	22 de Febrero	23 de Febrero	24 de Febrero	25 de Febrero	26 de Febrero	
0:00	2.282,9	2.577,2	2.642,3	2.641,9	2.569,9	2.534,25
1:00	2.136	2.398,3	2.459	2.444,5	2.432,2	2.367,93
2:00	2.046,8	2.255,9	2.350	2.357	2.326,6	2.270,10
3:00	2.031,7	2.191,4	2.273,1	2.298,4	2.230,7	2.208,48
4:00	1.994,8	2.187,8	2.278,7	2.265,9	2.196,7	2.184,03
5:00	2.072,8	2.145,4	2.271,8	2.275,7	2.252,3	2.218,15
6:00	2.309,9	2.449,2	2.474	2.420,2	2.473,9	2.419,50
7:00	2.246,9	2.320,4	2.461,8	2.378,6	2.380,5	2.366,95
8:00	2.418,1	2.564,8	2.561,1	2.598,1	2.547	2.531,08
9:00	2.765,6	2.853,8	2.808,6	2.885,4	2.756,5	2.804,03
10:00	2.941,4	3.047,7	3.019,2	3.048	2.915,3	2.980,98
11:00	3.030,2	3.159,9	3.184,2	3.171,4	3.058	3.110,95
12:00	3.112,4	3.258,3	3.198	3.213,9	3.101,4	3.156,43
13:00	3.061,4	3.205,3	3.122,9	3.145,8	3.057,9	3.097,00
14:00	3.142	3.244,6	3.224,6	3.294,6	3.141,1	3.200,58
15:00	3.196,8	3.315	3.223,2	3.293,4	3.190	3.243,68
16:00	3.137,3	3.289,8	3.211,7	3.247,1	3.137,2	3.183,33
17:00	3.048,8	3.128,3	3.119,4	3.153,9	3.071,9	3.098,50
18:00	2.971	3.091,3	3.069	3.054,1	2.976,2	3.017,58
19:00	3.445,7	3.566,8	3.510,9	3.541,8	3.427,1	3.481,38
19:30	3.497,6	3.614,4	3.541,3	3.550,9	3.489,4	3.519,80
20:00	3.513	3.606	3.520,5	3.565,4	3.454,7	3.531,92
21:00	3.401,9	3.483,6	3.402,1	3.376,3	3.324,7	3.376,25
22:00	3.140,3	3.206	3.144,7	3.108,3	3.096,5	3.139,16
23:00	2.869	2.891,1	2.905,8	2.836,9	2.837,3	2.862,25

Fuente: Elaboración propia mediante datos Cenace, 2016.

En la figura 5.2 se aprecia la curva de demanda promedio resultante, en la que se obtuvo la demanda máxima a las ocho de la noche con un valor de 3531,92 MW y una demanda mínima de 2184,03 MW a las cuatro de la mañana.

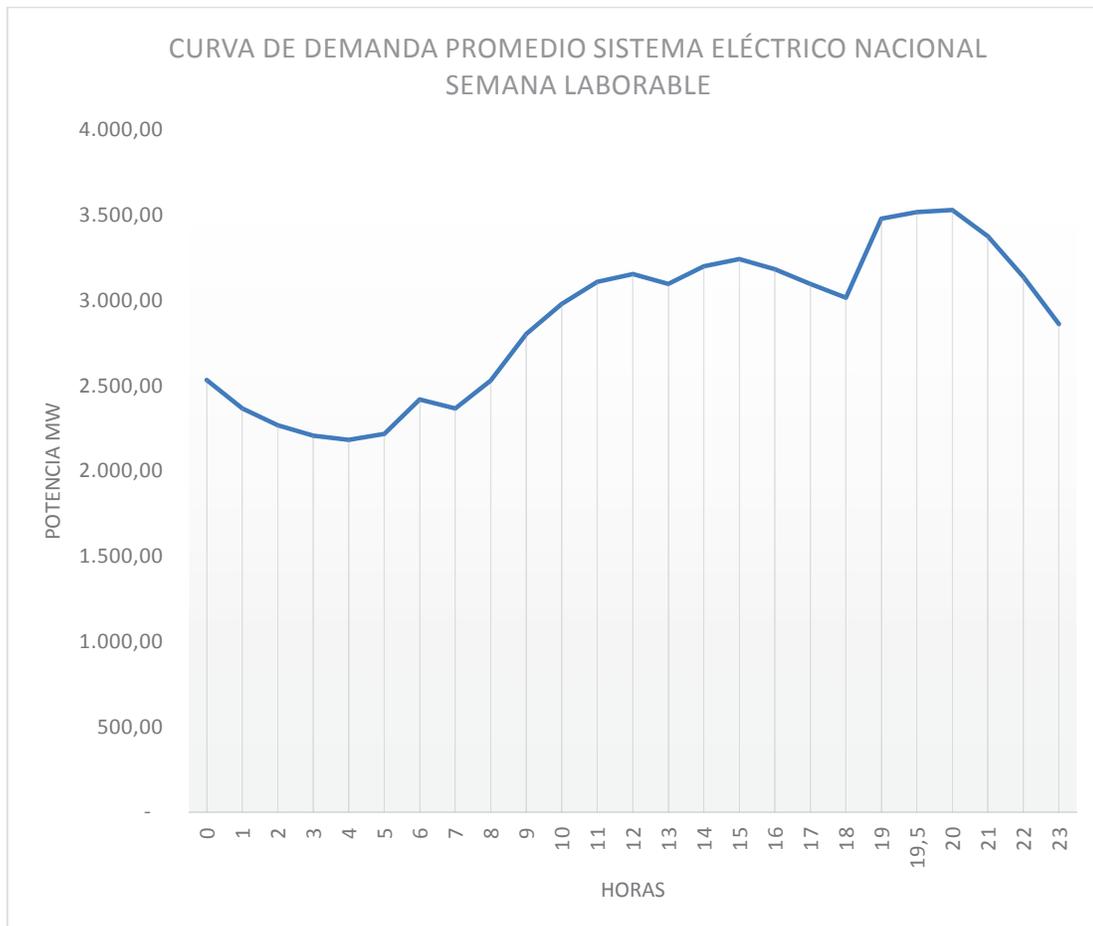


Figura 5.2: Curva de demanda promedio semana laborable.
Fuente: Elaboración propia mediante datos Cenace, 2016.

Integrando la función del perfil de carga de la figura 5.2 se obtiene el consumo de energía diario, esta energía se va a calcular de manera aproximada mediante el área bajo la curva del perfil de carga.

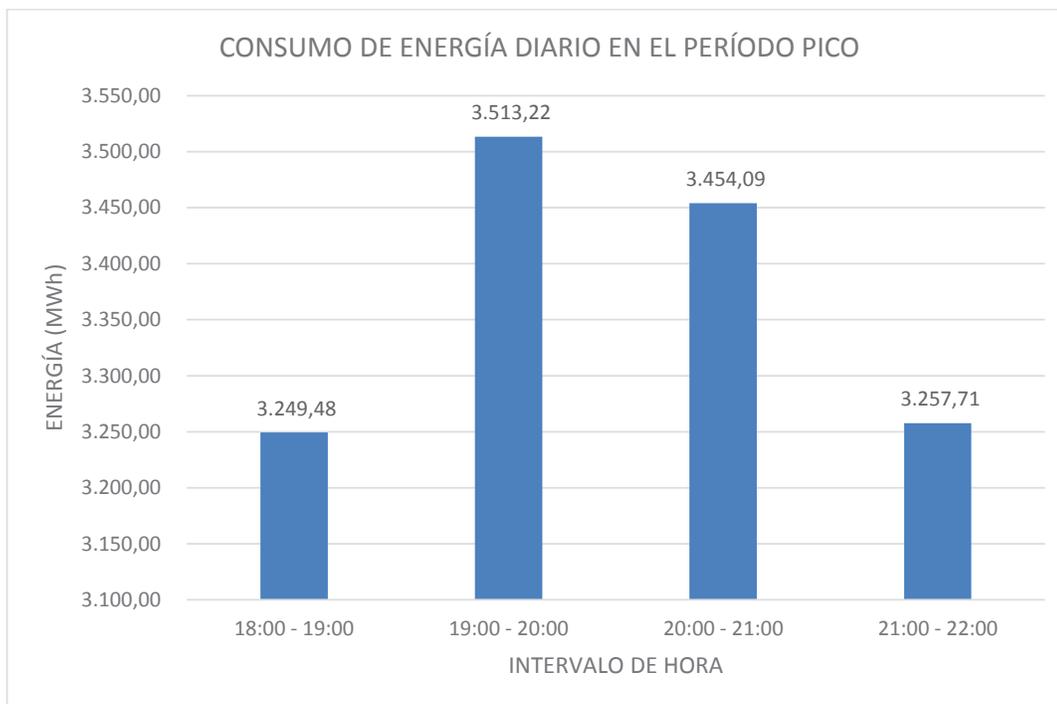
La tabla 5.4 muestra la energía demandada para cada intervalo de hora, que sumada en conjunto entrega la energía diaria demandada promedio que es de 68.391,01 MWh.

Tabla 5.4: Consumo de energía diario promedio.

INTERVALO HORA	ENERGIA (MWh)
0:00 - 1:00	2.451,09
1:00 - 2:00	2.319,01
2:00 - 3:00	2.239,29
3:00 - 4:00	2.196,25
4:00 - 5:00	2.201,09
5:00 - 6:00	2.318,83
6:00 - 7:00	2.393,23
7:00 - 8:00	2.449,01
8:00 - 9:00	2.667,55
9:00 - 10:00	2.892,50
10:00 - 11:00	3.045,96
11:00 - 12:00	3.133,69
12:00 - 13:00	3.126,71
13:00 - 14:00	3.148,79
14:00 - 15:00	3.222,13
15:00 - 16:00	3.213,50
16:00 - 17:00	3.140,91
17:00 - 18:00	3.058,04
18:00 - 19:00	3.249,48
19:00 - 20:00	3.513,22
20:00 - 21:00	3.454,09
21:00 - 22:00	3.257,71
22:00 - 23:00	3.000,71
23:00 - 00:00	2.698,25
ENERGÍA TOTAL	68.391,01

Fuente: Elaboración propia.

La figura 5.3 muestra el consumo de energía para cada intervalo de hora del período pico, con estos valores se obtiene el consumo de energía diario para todo el período de demanda máxima que es de 13.474,49 MWh, esta energía representa el 19,7% de la energía diaria total, también se puede observar que en los intervalos de siete a nueve de la noche se presenta la mayor demanda de energía de este período.



*Figura 5.3: Demanda de energía diaria en el período pico.
Fuente: Elaboración propia.*

De los datos entregados por el CENACE que se mostraron en la tabla 4.8, se observa que el sector industrial tuvo un consumo de 5231,38 GWh en el año 2016, lo que equivale al 23,73% de la energía total producida en el Ecuador para ese año. En base a este porcentaje de participación y con la demanda de energía diaria del país que se mostró en la tabla 5.5 (68.391,01 MWh), se obtiene el consumo de energía estimado para los clientes industriales en un día laborable, que es de 16.229,19 MWh.

Anteriormente en la figura 4.20 se mostró la curva de demanda característica del sector industrial proporcionada por la ARCONEL, en la que mediante la proyección de sus valores se obtuvo que el 19,2% de la energía demandada por este sector es consumida en el período pico como se puede evidenciar en la figura 5.4.



Figura 5.4: Curva de demanda típica del sector industrial.
Fuente: Elaboración propia mediante datos del ARCONEL.

Una vez conocido el porcentaje de consumo en las cuatro horas del período de demanda máxima (19,2%) y el consumo de energía diario para todos los clientes industriales (16.229,19 MWh), se obtiene el consumo de energía para este período que es de 3116 MWh, lo que da como resultado que la demanda de electricidad del sector industrial para cada hora del período pico es de 779 MWh.

En promedio, las instalaciones industriales pueden alcanzar un 20% de reducción de carga, que puede ser desplazada a períodos de demanda baja, incluso porcentajes más altos se pueden lograr mediante el uso de controladores de carga. En el capítulo 3, se mostraron industrias de varios países del mundo, que efectivamente trasladaron sus procesos en porcentajes similares. Por lo que, se va a tomar este porcentaje promedio, para estimar la representación de la curva de carga del sistema eléctrico ecuatoriano, en la cual se hayan aplicado correctamente las estrategias de Respuesta de Demanda. La tabla 5.5 muestra la demanda de potencia resultante del traslado del 20% de la energía consumida por el sector industrial (aproximadamente 150 MWh en cada hora), que equivale a un total 600 MWh de energía trasladada desde el período pico hacia el período base.

Tabla 5.5: Demanda de potencia del S.N.I. aplicando las estrategias de Respuesta de Demanda

HORA	DEMANDA DE POTENCIA NORMAL [MW]	DEMANDA DE POTENCIA APLICANDO PEAK SHAVING [MW]
0:00	2534,25	2534,25
1:00	2367,93	2367,93
2:00	2270,10	2420,10
3:00	2208,48	2358,48
4:00	2184,03	2334,03
5:00	2218,15	2368,15
6:00	2419,50	2419,50
7:00	2366,95	2366,95
8:00	2531,08	2531,08
9:00	2804,03	2804,03
10:00	2980,98	2980,98
11:00	3110,95	3110,95
12:00	3156,43	3156,43
13:00	3097,00	3097,00
14:00	3200,58	3200,58
15:00	3243,68	3243,68
16:00	3183,33	3183,33
17:00	3098,50	3098,50
18:00	3017,58	3017,58
19:00	3481,38	3331,38
19:30	3519,80	3369,80
20:00	3531,92	3381,92
21:00	3376,25	3226,25
22:00	3139,16	3139,16
23:00	2862,25	2862,25
0:00	2534,25	2534,25

Fuente: Elaboración propia.

La figura 5.5 expone el nuevo perfil de carga obtenido, en el que se evidencia el recorte del pico en el período de demanda máxima.

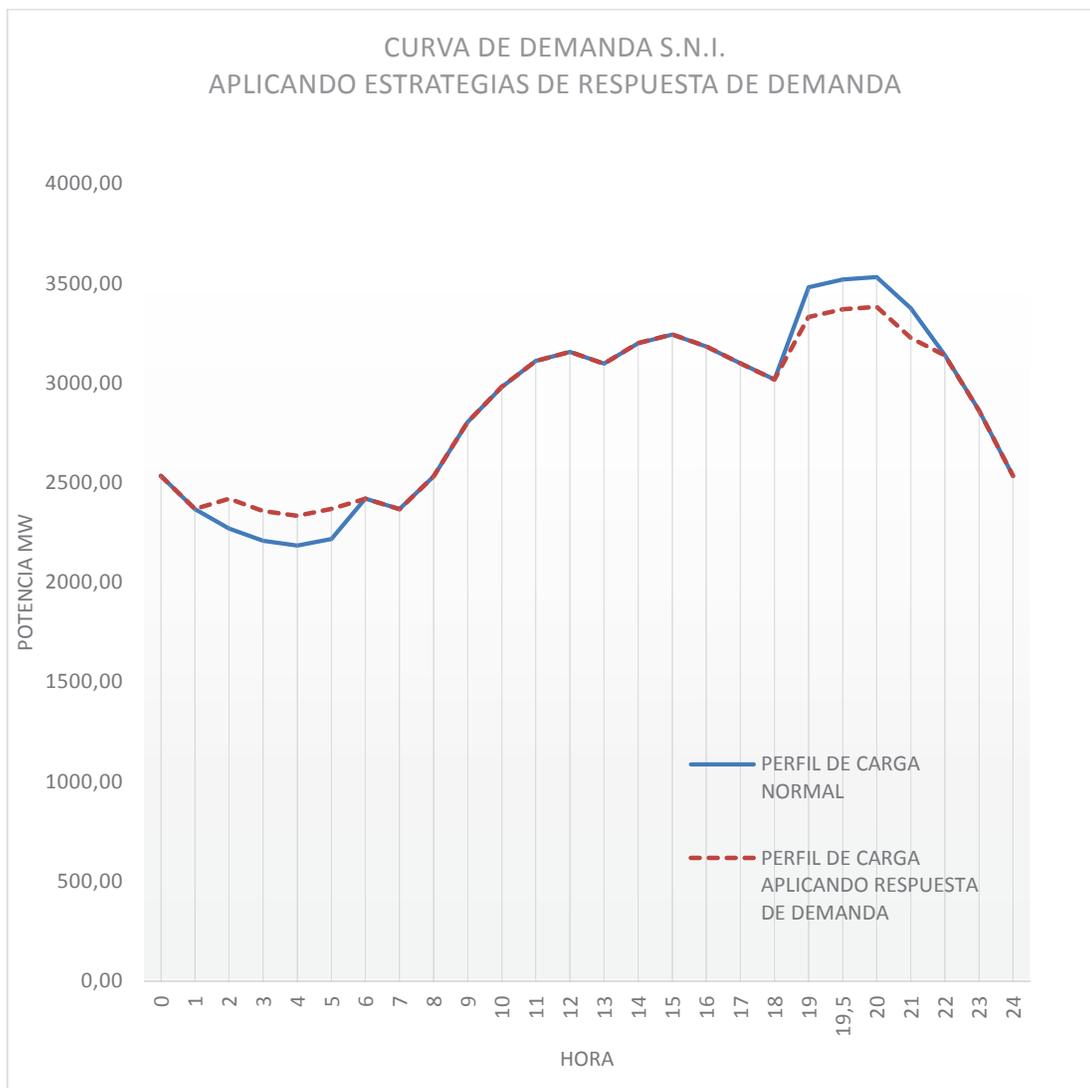


Figura 5.5: Curva de demanda S.N.I. aplicando estrategias de Respuesta de Demanda.
Fuente: Elaboración propia.

En la figura anterior se aprecia que con la aplicación de las estrategias Peak Shaving, efectivamente se puede recortar el pico de la curva de carga del sistema eléctrico, disminuyéndose la potencia máxima demandada de 3531 a 3381 MW, lo que equivale a una reducción de 150 MW, que representa una disminución de 4,23% de la demanda máxima del sistema eléctrico nacional.

Según información proporcionada por Petroamazonas EP, se argumenta que por cada 10 MW que se genera con diésel, el estado ecuatoriano pierde USD 17 millones al año, si se considera costos de capital, combustible, operación y mantenimiento [46].

La disminución de potencia esperada en el período de demanda máxima, mediante la aplicación de las estrategias Peak Shaving de Respuesta de Demanda es de alrededor de 150 MW, con lo que basándonos en la información de Petroamazonas EP, el beneficio económico de esta disminución de demanda pico, equivale aproximadamente a USD 255 millones anuales, por ahorros en costos de combustible, operación y mantenimiento. En base a estos resultados económicos estimados, se evidencia que estos programas efectivamente pueden ayudar a la disminución de la demanda máxima, proporcionando beneficios económicos tanto para el sistema eléctrico nacional como para el cliente industrial, el cual se vería beneficiado en la reducción de costos de su planilla eléctrica.

CAPÍTULO VI

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- El sector industrial tiene un buen potencial para el logro de resultados de la implementación de estrategias Peak Shaving de Respuesta de Demanda debido a la posibilidad de controlar grandes cantidades de carga, que pueden ser desplazadas para que proporcionen la reducción de la demanda en el período pico del sistema eléctrico nacional.
- La producción de energía eléctrica de corta duración para satisfacer la demanda máxima es costosa, ya que requiere centrales generadoras que puedan reaccionar rápidamente a los patrones cambiantes de demanda, lo que contribuye a un alto costo marginal de la energía consumida en los períodos pico, que es necesariamente pasada a través de tarifas de los proveedores a los clientes.
- Los clientes industriales que trasladen sus cargas desde el período pico hasta el período base, pueden obtener reducciones importantes en los costos de su planilla eléctrica, además de contribuir a la disminución de los costos asociados en la generación de energía destinada para la demanda máxima del sistema eléctrico.
- Los beneficios de los programas de Respuesta de Demanda y Eficiencia Energética son diferentes. Ya que las medidas de eficiencia energética generalmente disminuyen el consumo durante muchas horas en forma permanente, pero son menos propensas a alcanzar las relativamente grandes reducciones de la demanda deseadas en el período de demanda máxima. Por otro lado, los mecanismos de Respuesta de Demanda están diseñados fundamentalmente para que los clientes trasladen su consumo de energía del período de demanda máxima hacia el período base, en respuesta a una señal de precio.

- El control de cargas mediante la reprogramación de procesos es más apropiada para instalaciones que operan en dos o tres turnos. Si están implicadas dos o más líneas de producción, los ciclos de operación pueden modificarse para evitar su coincidencia en el momento de demanda pico.
- La modificación estratégica de la forma de carga, engloba a los mecanismos de Respuesta de Demanda para ponerlos en práctica y conseguir el recorte de pico, relleno de valle y desplazamiento de la carga mediante el uso de las actividades de gestión de carga.
- En este trabajo, se encontró que hay dos métodos principales de Respuesta de Demanda que se han utilizado a gran escala en diferentes países del mundo para la reducción de la demanda máxima, diseñados para clientes regulados, estos son: Tarifas de Tiempo de Uso y Programas de Ofertas de Demanda, además el programa de Tarifas de Pico Crítico que puede ser utilizado en eventos de contingencia del sistema eléctrico. Estos métodos fueron desarrollados en el lado de la oferta y se ejecutan sobre el lado de la demanda, con el objetivo de la reducción de la demanda máxima del sistema y la mejora de la fiabilidad del suministro de potencia.
- Las tarifas de demanda pico, fueron analizadas y se determinó que éstas influyen en gran medida en el aumento de los costos de la planilla eléctrica del cliente industrial. Por lo tanto, la reducción de la demanda en el período pico debe ser el objetivo principal para las grandes instalaciones industriales.
- La estrategia de Autogeneración en horario pico, es una opción para los clientes industriales, a los cuales no les sea posible trasladar sus procesos de producción ante posibles eventos de contingencia, en los cuales se emita la necesidad de un recorte importante de carga, con el fin de brindar una mayor confiabilidad a la operación del sistema eléctrico.
- Los diferentes programas Peak Shaving hacen el beneficio final no sólo a los clientes a través de la reducción de las planillas eléctricas, sino que también mejoran la seguridad operacional y la planificación de los sistemas de

transmisión y distribución, al mismo tiempo, ya que las reducciones de demanda reducen los recursos utilizados en estos sistemas. Las estrategias Peak Shaving evitan la necesidad de aumentar la capacidad de los componentes del sistema eléctrico (generadores, transformadores, líneas de transmisión, etc.).

6.2 RECOMENDACIONES

- La mayoría de los programas de Respuesta de Demanda industriales utilizados actualmente por las empresas eléctricas se basan en esquemas de precios variables para incentivar la participación de los clientes industriales. Por lo tanto, la operación de las instalaciones industriales debe aprovechar los períodos de bajo costo y evitar el funcionamiento en períodos de máxima demanda.
- Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deberían proporcionar información general a los clientes sobre las diferentes estructuras tarifarias existentes en los diferentes períodos del día, de sus incrementos en el período pico y su repercusión en el costo de la planilla eléctrica, además se requiere la visita de personal calificado a las instalaciones industriales para que entreguen las posibilidades de la aplicación de la gestión de carga en la industria visitada, por lo que se requiere de una estructura especializada de servicio e información al cliente.
- En las Empresas CNEC Guayaquil y Eléctrica Quito se deberían aplicar con mayor énfasis las estrategias Peak Shaving ya que las empresas mencionadas consumen cerca del 50% de la energía demandada para todos los clientes industriales del país.
- Con el análisis realizado de todos los métodos Peak Shaving, se recomienda la aplicación de la estrategia de Tarifas de Tiempo de Uso, en la cual se hayan reacomodado el precio de sus tarifas, para de esta manera incentivar la participación de los usuarios; otra opción interesante es el programa de Ofertas de Demanda, el que se debería aplicar empezando por los grandes

clientes de las empresas de distribución. Además, es necesaria la implementación del programa de Tarifas de Pico Crítico, el cual se utilizaría únicamente en eventos de contingencia del sistema eléctrico.

- Todas las posibles alternativas de ajuste de forma de carga deben ser analizadas previamente para su implementación, en base a los objetivos generales y a las condiciones operativas actuales de cada industria, para así lograr las modificaciones del patrón de carga deseado.
- Después de la implementación de las estrategias de Respuesta de Demanda seleccionadas, se debe efectuar un monitoreo para mejorar la eficacia de los programas, para de esta manera reducir las desviaciones de los objetivos planteados.

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] ARCONEL, «Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015,» Septiembre 2016.
- [2] G. Enríquez Harper, «Manual de Instalaciones Eléctricas Residenciales e Industriales,» México, Limusa Noriega Editores, 2005, pp. 313-314.
- [3] M. Poveda, «Apuntes Planificación de Sistemas de Distribución,» Escuela Politécnica Nacional, 2012.
- [4] IAE, s.f.. [En línea]. Available: <http://www.iae.org.ar/archivos/educ6.pdf>.
- [5] International Union for Electricity, Electric Load Management in Industry, Cooper, 2009.
- [6] E. Tapia y M. Tipán, Incentivos Tarifarios para Clientes Industriales, Quito: Escuela Politécnica Salesiana, Septiembre 2010.
- [7] Gas Natural Fenosa, «Manual de Eficiencia Energética,» [En línea]. Available: www.gasnaturalfenosa.es.
- [8] A. Mohamed, «A review of electrical energy management techniques: supply and consumer side (industries),» *Journal of Energy in Southern Africa*, 2009.
- [9] Motores Electricos El Salvador, [En línea]. Available: <http://antech-motoreselectricoselsalvador.blogspot.com/>.
- [10] J. L. Ola García, «Cómo Reducir la Factura de Energía Eléctrica,» *Facultad de Ingeniería - Universidad Rafael Landívar Boletín Electrónico No. 01*, s.f..
- [11] Schneider electric, «www.schneider-electric.com.ar,» [En línea]. Available: http://www.schneider-electric.com.ar/documents/recursos/myce/capitulo04_1907.pdf.
- [12] J. Ordóñez, Optimal Load Management Application for Industrial Customers, Ontario, Canadá: University of Waterloo, 2015.
- [13] S. Ashock y R. Banerjee, Load-management applications for the industrial sector, Bombay: Indian Institute of Technology, s.f..
- [14] A. Del Rosso y A. Ghia, «Análisis de Respuesta de la Demanda para mejorar la Eficiencia de Sistemas Eléctricos,» Buenos Aires, Fodeco, 2010.
- [15] Fenercom, «Guía Básica de la Gestión de la Demanda Eléctrica,» Madrid, 2007.
- [16] Southern California Edison, «How Much You Save Is Up To You - Hourly Savings - Year Round Benefits,» 2013. [En línea]. Available: <https://www.sce.com/drp>.
- [17] C. J. Spezia, Optimal Sizing of Peak-Shaving Generators Using Load Duration Curves, Southern Illinois University Carbondale, 2008.
- [18] D. Sánchez, «Constructor eléctrico,» 14 enero 2014. [En línea]. Available: <https://constructorelectrico.com/peak-shaving/>.
- [19] Baldor Electric Company, «Peak Shaving - A Method to Reduce Utility Cost,» Westville Oklahoma, IEEE, s.f..
- [20] Baldor Electric Company, «Energy Management Best Practices-Peak Shaving Generators,» s.f..

- [21] P. Lloret, Estado de la Tecnología en la Cadena de Valor del Gas Natural: Aplicaciones a Nuevos Productos y Servicios, Valencia: Universidad Politécnica de Valencia, 2015.
- [22] H. Sait y A. Hussain, «Energy Conservation Strategies and Peak Loads Management in Sever Climate Countries,» de *Journal of Energy Technologies and Policy*, Saudi Arabia, 2015.
- [23] University of Houston Law Center , Institute for Energy, Law & Enterprise, Introduction al GNL, 2003.
- [24] A. Danesh, PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids, 1998.
- [25] Sedigas, Las Plantas Satélite y el GNL, 2012.
- [26] C. Dozier, Understanding Generator Set Ratings, Caterpillar, 2013.
- [27] Federal Energy Regulatory Commission, «Assessment of Demand Response & Advanced Metering, Staff Report,» August 2006.
- [28] FERC, «“2008 Assessment of Demand Response and Advanced Metering”,» 2008.
- [29] FERC, «“2010 Assessment of Demand Response and Advanced Metering”,» 2011.
- [30] FERC, « “2012 Assessment of Demand Response and Advanced Metering”,» 2012.
- [31] FERC, « “2009 Assessment of Demand Response and Advanced Metering”,» 2009.
- [32] «The “Full Participation” scenario from FERC “A National Assessment of Demand Response Potential”,» 2009. [En línea]. Available: <http://www.ferc.gov/legal/staffreports/06-09-demandresponse.pdf>.
- [33] American Council for an Energy Efficient Economy, Febrero 2017. [En línea]. Available: <http://aceee.org/blog/2017/02/demand-response-programs-can-reduce>.
- [34] Southern California Edison Company, [En línea]. Available: <https://www.enernoc.com/resources/case-studies/southern-california-edison-company>.
- [35] California, USA: State-wide Pricing Pilot Programme in Participant Countries, «Example of application of Demand Response initiatives in participant countries,» 2012.
- [36] ENERNOC, [En línea]. Available: <https://www.enernoc.com/resources/case-studies/mgm-industries>. [Último acceso: Julio 2017].
- [37] ENERNOC, [En línea]. Available: <https://www.enernoc.com/resources/case-studies/associated-wholesale-grocers>. [Último acceso: Julio 2017].
- [38] ENERNOC, [En línea]. Available: <https://www.enernoc.com/resources/case-studies/lodge-cast-iron>. [Último acceso: Julio 2017].
- [39] BLC GLOBAL, [En línea]. Available: <http://www.blcesg.com/web/es/empresa/esg-argentina/division/esg-argentina-datos>. [Último acceso: Agosto 2017].
- [40] Ministerio de Minas y Energía, «Comisión de Regulación de Energía y Gas,» de *Resolución No. 011 DE 2015*, Bogotá,, 2015.

- [41] Navigant Research, «, “Market Data: Demand Response,”», 2013. [En línea]. Available: <http://www.navigantresearch.com/research/market-data-demand-response>.
- [42] Constitución de la República del Ecuador 2008, «Registro Oficial 449 de 20-oct-2008,» Quito, 13-jul-2011.
- [43] Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, «Registro Oficial Suplemento 418 de 16-ene-2015,» Quito.
- [44] Cenace, 2016. [En línea]. Available: <http://www.cenace.org.ec/>.
- [45] ARCONEL, «Pliego Tarifario para las Empresas Eléctricas,» 2016.
- [46] ARCONEL, «Plan maestro de electrificación 2013-2022,» 2013.
- [47] M. Shoreh, P. Siano, M. Shafie-Khah y V. Loia, «Electric Power Systems Research,» de *A survey of industrial applications of Demand Response*, 2016.
- [48] Rocky Mountain Institute, «Demand Response: An Introduction, Overview of programs, technologies, and lessons learned,» Boulder, Colorado, 2006.
- [49] L. H. Martínez y C. D. Salazar, Impacto de la respuesta de demanda en el flujo de potencia óptimo AC, Universidad Tecnológica de Pereira, 2012.
- [50] Worldwide Power Products, 2016. [En línea]. Available: <http://www.wpowerproducts.com/es/power-generation-resources/grafico-de-consumo-de-combustible-diesel>.
- [51] T. C. Echevarria Gomperts, Especificación y selección de generadores para uso industrial: emergencia, autogeneración y cogeneración, Quito: Escuela Politécnica Nacional, Julio 1995.