



# INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

UNIDAD PROFESIONAL INTERDISCIPLINARIA  
DE INGENIERÍA Y CIENCIAS SOCIALES  
Y ADMINISTRATIVAS

SEMINARIO DE EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS

“EVALUAR EL AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL  
ÁREA DE PRODUCCIÓN DE UNA PLANTA DE UNA EMPRESA  
REFRESQUERA.”

T E S I N A

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
I N G E N I E R O I N D U S T R I A L

P R E S E N T A N  
MIGUEL OCTAVIO GONZÁLEZ SANTOS  
CECILIA MONDRAGON MÉNDEZ  
CARMEN QUINTANA BORJA  
CARLOS RIVERA ZAMORA  
JONATHAN IVAN VIDAL MAYEN

EXPOSITORES  
M. EN E. JOAS GÓMEZ GARCÍA  
DRA. EVELIA ROJAS ALARCÓN  
M. EN E. NAPOLEÓN SERNA SOLÍS  
CIUDAD DE MEXICO

2018

No. DE REGISTRO

17. 2470



CARTA DE REVISIÓN Y APROBACIÓN DE TRABAJOS ESCRITOS

Ciudad de México a los 21 días del mes de Marzo de 2018.

**LIC. Karina Elizabeth Domínguez Yebra**  
Jefa de la Oficina de Titulación  
Presente

En cumplimiento al Artículo 27° del Reglamento de Titulación del IPN, hacemos de su conocimiento que hemos revisado el trabajo de titulación por la opción de seminario denominado: "Evaluar el ahorro de energía eléctrica para el área de producción de una planta de una empresa refresquera".

Desarrollado por el (los) Pasante(s): Programa Académico

Miguel Octavio González Santos	Ingeniería Industrial
Cecilia Mondragón Méndez	Ingeniería Industrial
Carmen Quintana Borja	Ingeniería Industrial
Carlos Rivera Zamora	Ingeniería Industrial
Jonathan Ivan Vidal Mayen	Ingeniería Industrial

Firma

Y dirigido por M. en E. Joas Gómez García

Considerando que éste reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador, no tenemos inconveniente en aprobarlo.

Atentamente  
"La técnica al servicio de la patria"

**Asesor/Expositor**

Joas Gómez García	
Evelia Rojas Alarcón	
Napoleón Serna Solís	

Vo. Bo. Jefe de Programa Académico



**Autorización de uso de obra**

**Lic. Karina Elizabeth Domínguez Yebra**  
**Jefa del Departamento de Servicios Estudiantiles**  
**Instituto Politécnico Nacional**  
Presente

Bajo protesta de decir verdad los que suscriben Miguel Octavio González Santos, Cecilia Mondragón Méndez, Carmen Quintana Borja, Carlos Rivera Zamora, Jonathan Ivan Vidal Mayen, manifestamos ser autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada "Evaluar el ahorro de energía eléctrica para el área de producción de una planta de una empresa refresquera", en adelante "La tesina" y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en el artículo 27 fracción II inciso b) de la Ley Federal de Derecho de Autor, otorgamos a el Instituto Politécnico Nacional, en adelante El IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medio digitales; medios electrónicos "La tesina" por un periodo de 5 años contando a partir de la fecha de la presente autorización, dicho periodo se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a "El IPN" de su terminación.

En virtud de lo anterior "El IPN" deberá reconocer en todo momento nuestra calidad de autores de "La tesina".

Adicionalmente, y en nuestra calidad de autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de "La tesina", manifestamos que la misma es original y que la presente autorización no contraviene a ninguna otorgada por el suscrito respecto de "La Tesina" o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que puedan derivarse del caso.

Ciudad de México a 21 de marzo de 2018.

Atentamente

  
Miguel Octavio González Santos

  
Cecilia Mondragón Méndez

  
Carmen Quintana Borja

  
Carlos Rivera Zamora

  
Jonathan Ivan Vidal Mayen

# ÍNDICE

Resumen.....	i
Introducción.....	ii
<b>Capítulo I Marco metodológico.....</b>	<b>1</b>
1.1 Planteamiento del problema.....	1
1.2 Pregunta de investigación.....	1
1.3 Hipótesis.....	1
1.4 Objetivo general.....	1
1.5 Objetivos específicos.....	2
1.6 Justificación.....	2
1.7 Tipo de investigación.....	2
1.8 Diseño de la investigación.....	3
1.9 Técnica de la investigación a emplear.....	3
1.10 Marco teórico.....	4
1.10.1 Energía eléctrica.....	4
1.10.2 Generación de la Electricidad.....	4
1.10.2.1 Centrales de generación.....	4
1.10.2.2 Cómo se genera la electricidad.....	5
1.10.3 Transmisión y distribución de la energía eléctrica.....	6
1.10.4 Distribución de la energía eléctrica.....	6
1.10.5 Cargas eléctricas.....	7
1.10.5.1 Tipos de carga eléctric.....	7
Conclusión del capítulo.....	7
<b>Capítulo II Estudio de pertinencia.....</b>	<b>9</b>
2.1 Megatendencias.....	9
2.1.1 Tendencia mundial de la demanda y generación de la electricidad.....	11
2.1.1.1 Demanda mundial esperada de electricidad.....	12
2.1.1.2 Generación histórica mundial de electricidad.....	14
2.1.1.3 Generación prospectiva mundial de electricidad.....	15
2.1.2 Tendencia mundial de emisiones de CO <sub>2</sub> al 2040.....	17
2.1.2.1 Emisión histórica mundial de CO <sub>2</sub> .....	17
2.1.2.2 Generación prospectiva mundial de las emisiones de CO <sub>2</sub> .....	18
2.2 Entorno macroeconómico.....	19
2.2.1 Pronósticos Macroeconómicos.....	22
2.2.1.1 Producto Interno Bruto.....	22
2.2.1.2 Población.....	23
2.2.1.3 Tipo de cambio.....	23
2.2.2 Participación de Energías Limpias y Potenciales.....	24
2.3 Aspectos Legales.....	26
2.3.1 Disposiciones Generales.....	26
Conclusión del capítulo.....	36
<b>Capítulo III Estudio de mercado.....</b>	<b>37</b>
3.1 Antecedentes de la empresa.....	37
3.2 Consumo y Demanda Nacional de Energía Eléctrica.....	37
3.2.1 Consumo Nacional de Energía Eléctrica.....	37
3.2.1.1 Pérdidas de Energía Eléctrica.....	40
3.2.1.2 Comportamiento estacional.....	41
3.2.2 Demanda del Sistema Eléctrico Nacional.....	42

3.2.2.1 Demanda Máxima Coincidente .....	42
3.2.2.2 Demanda Máxima Bruta.....	43
3.3 Generación de Energía Eléctrica .....	44
3.4 Disposiciones de las tarifas de la CFE.....	49
Conclusión del capítulo .....	50
<b>Capítulo IV Estudio técnico</b> .....	<b>51</b>
4.1 Análisis de factores .....	51
4.2 Tipo de industria .....	51
4.3 Análisis previo de la situación actual .....	51
4.4 Análisis interno .....	52
4.4.1 Análisis de recursos propios y disponibles .....	52
4.5 Análisis del producto .....	53
4.5.1 Costos de una instalación eléctrica.....	54
4.6 Análisis externo .....	56
4.7 Análisis DAFO .....	56
4.8 Armónicos en sistemas eléctricos .....	57
4.8.1 Definición de armónicos .....	57
4.8.2 Análisis de Fourier.....	58
4.8.3 Fuentes de armónicos.....	59
4.8.4 Los efectos causados por los armónicos .....	60
4.8.5 Efectos sobre los transformadores .....	60
4.8.6 Índices de armónicos para transformadores.....	61
4.8.7 Medición de armónicos .....	61
4.8.8 Sitios donde debe realizarse el registro .....	62
4.8.9 Selección del tipo de equipo a utilizar.....	62
4.8.10 Norma IEEE 519 sobre control de armónicos.....	62
4.8.11 Límites aplicables a la empresa suministradora .....	62
4.9 Armonicos y Factor de potencia.....	63
4.9.1 Reubicación.....	64
4.10 Selección tecnológica.....	64
4.10.1 Especificaciones técnicas del equipo cotizad .....	64
4.10.2 Servicio y capacitación.....	67
4.10.3 Garantía.....	67
4.10.4 Penalizaciones .....	67
4.10.5 Estudios.....	67
4.11 Normalización.....	67
4.11.1 Legislación .....	68
4.11.2 Desempeño energético e indicadores de desempeño.....	69
4.11.3 Límites y alcance.....	72
4.11.4 Revisión inicial, revisión energética y auditoría energética .....	73
4.11.5 Línea de base energética.....	76
4.12 Eficiencia Energética.....	76
4.13 Mediciones realizadas.....	77
Conclusión del capítulo .....	81
<b>Capítulo V Estudio económico</b> .....	<b>82</b>
5.1 Inversión inicial.....	82
5.2 Análisis de los datos históricos de la empresa .....	83
5.2.1 Promedio mensual del factor de potencia.....	83
5.2.2 Consumo de energía eléctrica total de la empresa .....	84

5.2.3 Costo total del consumo de energía eléctrica de la empresa .....	85
5.2.4 Calculo de la bonificación por el Factor de Potencia .....	86
5.2.5 Cantidad del ahorro (bonificaciones) sin la implementación de la mejora.....	88
5.2.6 Cantidad del ahorro (bonificaciones) con la implementación de la mejora .....	88
5.2.7 Comparativa de la diferencia de la cantidad de bonificación con y sin la implementación de la mejora.....	90
5.3 Proyecciones .....	91
5.3.1 Consumo de energía eléctrica proyectado .....	91
5.3.2 Cantidad del ahorro (bonificaciones) proyectado sin la implementación de la mejora .....	92
5.3.3 Cantidad del ahorro (bonificaciones) proyectado con la implementación de la mejora .....	93
5.3.4 Comparativa de la diferencia proyectada de la cantidad de bonificación con y sin la implementación de la mejora .....	96
5.4 Ahorro por eficiencia al mejorar la calidad de la energía eléctrica .....	96
5.4.1 Producción.....	96
5.4.2 Índice de consumo de energía eléctrica .....	97
Conclusión del capítulo .....	100
<b>Capítulo VI Estudio financiero</b> .....	101
6.1 Valor Actual Neto (VAN).....	101
6.2 Tasa Interna de Retorno (TIR) .....	102
6.3 Periodo de Recuperación (PR) .....	103
Conclusión del capítulo .....	103
Conclusiones .....	104
Bibliografía.....	105
Glosario .....	107

## ÍNDICE DE TABLAS

### Capítulo I Marco Metodológico.

### Capítulo II Estudio de pertinencia.

Tabla 2.1. Generación histórica mundial de electricidad (Terawatts-hora).....	14
Tabla 2.2. Generación prospectiva mundial de electricidad, escenario NPS. (TWh).....	15
Tabla 2.3. Generación prospectiva mundial de electricidad, escenarios CPS y 450S (TWh).....	16
Tabla 2.4. Emisión histórica mundial de CO2 (Millones de Toneladas) .....	17
Tabla 2.5. Emisiones de CO2 mundial al 2040, escenario CPS Y 450 S (Mt) .....	18
Tabla 2.6. Emisiones de CO2 mundial al 2040, escenario NPS (Mt) .....	19
Tabla 2.7. Principales variables macroeconómicas de México, 2005-2015 .....	21
Tabla 2.8. Potencial de energías limpias .....	25

### Capítulo III Estudio de mercado.

Tabla 3.1. Evolución del consumo de energía eléctrica por área operativa, 2005-2015 (GWh) .....	39
Tabla 3.2. Energía eléctrica de autoabastecimiento remoto, 2005-2015 (GWh).....	40
Tabla 3.3. Pérdidas de electricidad por área operativa, 2005-2015 (GWh).....	40
Tabla 3.4. Evolución de la demanda máxima bruta, 2005 - 2015 (MWh/h).....	44
Tabla 3.5. Generación bruta de energía de CFE por fuente de energía primaria, 2005-2015 (TWh).....	47
Tabla 3.6. Periodos de punta, intermedio y base del 1º de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre.....	49
Tabla 3.7. Periodos de punta, intermedio y base del último domingo de octubre al 30 de abril .....	49
Tabla 3.8. Periodos de punta, intermedio y base del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre. ....	49
Tabla 3.9. Periodos de punta, intermedio y base del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril.....	50
Tabla 3.10. Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre.....	50
Tabla 3.11. Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril .....	50

### Capítulo IV Estudio técnico.

Tabla 4.1. Selección tecnológica.....	64
---------------------------------------	----

### Capítulo V Estudio económico.

Tabla 5.1. Costo del equipo necesario para la implementación de la mejora .....	82
Tabla 5.2. Conversión de precios.....	82
Tabla 5.3. Promedio mensual histórico del Factor de Potencia (F.P.).....	83
Tabla 5.4. Consumo de energía eléctrica mensual de la empresa (kWh) .....	84
Tabla 5.5. Costo total mensual del consumo de energía eléctrica (MXN) .....	85
Tabla 5.6. Subtotal (Costo de la energía eléctrica antes de impuestos, MXN). ....	86
Tabla 5.7. Fórmulas para el cálculo de la bonificación y penalización sobre el factor de potencia. ....	86
Tabla 5.8. Bonificación o penalización del costo de la energía eléctrica de la empresa (MXN). ....	88
Tabla 5.9. Cantidad del ahorro (bonificación) con un valor del factor de potencia del 95% (MXN) . ....	88
Tabla 5.10. Cantidad del ahorro (bonificación) con un valor del factor de potencia del 96% (MXN) .....	89
Tabla 5.11. Cantidad del ahorro (bonificación) con un valor del factor de potencia del 97% (MXN) .....	89
Tabla 5.12. Cantidad del ahorro (bonificación) con un valor del factor de potencia del 98% (MXN) .....	89
Tabla 5.13. Cantidad del ahorro (bonificación) con un valor del factor de potencia del 99% (MXN) .....	89
Tabla 5.14. Cantidad del ahorro (bonificación) con un valor del factor de potencia del 100%	90

(MXN) .....	90
Tabla 5.15. Diferencia en la cantidad del ahorro (bonificación) con los diferentes factores de potencia (MXN).....	90
Tabla 5.16. Ecuaciones mínimos cuadrados .....	91
Tabla 5.17. Datos para la solución de las ecuaciones de métodos cuadrados .....	91
Tabla 5.18. Datos proyectados del subtotal (Costo de la energía eléctrica antes de impuestos, MXN) .....	92
Tabla 5.19. Factor de potencia promedio anual (Porcentaje) .....	92
Tabla 5.20. Datos proyectados del precio del ahorro sin la implementación de la mejora (MXN) ...	93
Tabla 5.21. Cantidad del ahorro (bonificación) proyectado con un valor del factor de potencia del 95% (MXN) .....	93
Tabla 5.22. Cantidad del ahorro (bonificación) proyectado con un valor del factor de potencia del 96% (MXN) .....	94
Tabla 5.23. Cantidad del ahorro (bonificación) proyectado con un valor del factor de potencia del 97% (MXN) .....	94
Tabla 5.24. Cantidad del ahorro (bonificación) proyectado con un valor del factor de potencia del 98% (MXN) .....	94
Tabla 5.25. Cantidad del ahorro (bonificación) proyectado con un valor del factor de potencia del 99% (MXN) .....	95
Tabla 5.26. Cantidad del ahorro (bonificación) proyectado con un valor del factor de potencia del 100% (MXN) .....	95
Tabla 5.27. Diferencia en la cantidad del ahorro (bonificación) proyectado con los diferentes factores de potencia (MXN).....	96
Tabla 5.28. Producción Estandarizada a Caja de 8 Oz .....	96
Tabla 5.29. Índice de consumo de energía eléctrica .....	97
Tabla 5.30. Datos proyectados del Índice de consumo de energía eléctrica .....	99
Tabla 5.31. Datos proyectados del Índice de consumo de energía eléctrica al 5% .....	99
Tabla 5.32. Datos proyectados del ahorro al 5% .....	99
<b>Capítulo VI Estudio financiero.</b>	
Tabla 6.1. Cantidad total anual proyectada de dinero con un F.P. del 95%.....	101
Tabla 6.2. Calculo del VAN. ....	101
Tabla 6.3. Calculo de la TIR.....	102

## ÍNDICE DE FIGURAS

### Capítulo I Marco Metodológico.

Figura 1.1. Sistema convencional de generación, transmisión y distribución de la electricidad ..... 6

### Capítulo II Estudio de pertinencia.

Figura 2.1. Generación de electricidad por fuente de energía (América del Norte 2013 GWh) ..... 10

Figura 2.2. Composición del consumo de electricidad por sector 2013 (GWh)..... 10

Figura 2.3. Demanda de electricidad por región del mundo, escenario NPS (TWh) ..... 13

Figura 2.4. Generación mundial de electricidad por fuente y escenario (TWh)..... 16

Figura 2.5. Principales variables macroeconómicas de México, 2005-2015 (Variación porcentual)..... 22

Figura 2.6. Evolución del consumo de energía eléctrica y el producto interno bruto ..... 23

Figura 2.7. Pronósticos de población de México, 2005-2030 (Millones de Personas) ..... 23

Figura 2.8. Pronósticos del tipo de cambio (Paridad peso-dólar 2015) ..... 24

Figura 2.9. Trayectoria de las metas de energías LIMPIAS 2016-2030 (Porcentaje) ..... 24

### Capítulo III Estudio de mercado.

Figura 3.1. PIB y consumo de energía eléctrica, 2005-2015 (Tasa anual)..... 38

Figura 3.2. Participación del consumo de energía eléctrica por área operativa (Porcentaje) ..... 38

Figura 3.3. Pérdidas de electricidad, 2005-2015 (GWh)..... 41

Figura 3.4. Consumo bruto mensual del SEN 2015 (GWh, Porcentaje)..... 42

Figura 3.5. Demanda máxima coincidente del SEN 2015 ..... 43

Figura 3.6. Generación bruta por tecnología 2014 Y 2015 (GWh) ..... 45

Figura 3.7. Generación bruta por tipo de tecnología, 2015 (Porcentaje) ..... 45

Figura 3.8. Generación bruta por modalidad 2015 (GWh)..... 46

Figura 3.9. Evolución de la generación eléctrica bruta por fuente de energía utilizada, 2005-2015 (GWh) ..... 46

Figura 3.10. Generación bruta del SEN por entidad federativa, 2015 (GWh, Porcentaje) ..... 48

### Capítulo IV Estudio técnico.

Figura 4.1. Red de distribución de la eficiencia energética para la electricidad ..... 52

Figura 4.2. Herramientas de trabajo, empresa refresquera ..... 53

Figura 4.3. Red de distribución de la eficiencia energética..... 54

Figura 4.4. Descripción de costes ..... 55

Figura 4.5. Matriz FODA..... 57

Figura 4.6. Onda sin contenido armónico ..... 58

Figura 4.7. Onda con contenido armónico ..... 58

Figura 4.8. Armónicos de las ondas más comunes ..... 59

Figura 4.9. Factor de Potencia en presencia de armónicos..... 63

Figura 4.10. Filtro de Calidad de Energía (PFQM) ..... 65

Figura 4.11. Especificaciones técnicas detalladas del equipo ..... 66

Figura 4.12. Norma ISO 50001:2001 Revisión energética ..... 70

Figura 4.13. Lista de indicadores de desempeño energético habituales ..... 71

Figura 4.14. Flujo de aspectos ambientales..... 72

Figura 4.15. Flujo de usos de la energía ..... 73

Figura 4.16. Evolución de actividades de una revisión energética ..... 76

Figura 4.17. Analizador Fluke 435-II ..... 77

Figura 4.18. Medición del compresor recíprocante de amoníaco #4 ..... 78

Figura 4.19. Medición del compresor recíprocante de amoníaco #6 ..... 78

Figura 4.20. Medición del compresor recíprocante de amoníaco #7 ..... 79

Figura 4.21. Medición del compresor recíprocante de amoníaco #8 ..... 79

Figura 4.22. Medición del compresor de tornillo (amoniaco) #1 .....	80
Figura 4.23. Medición del compresor de tornillo (amoniaco) #2 .....	81
Figura 4.24. Medición del compresor recíprocante de aire #2 .....	81

**Capítulo V Estudio económico.**

Figura 5.1. Grafica del promedio mensual histórico del Factor de Potencia (F.P.) .....	83
Figura 5.2. Grafica del consumo de energía eléctrica mensual de la empresa (kWh) .....	84
Figura 5.3. Grafica del costo total mensual del consumo de energía eléctrica (MXN) .....	85
Figura 5.4. Grafica de la producción estandarizada a caja de 8 Oz .....	97
Figura 5.5. Grafica del Índice de consumo energía eléctrica .....	98

**Capítulo VI Estudio financiero.**

## Resumen

El objetivo de este trabajo de investigación es demostrar que al realizar una modificación en la maquinaria del área de producción de la planta refresquera es posible tener una reducción en los costos de producción y mantener una rentabilidad a largo plazo, ya que la empresa podrá continuar con sus niveles de producción y optimizar sus recursos, todo esto cumpliendo con los aspectos legales requeridos.

En la primera parte del proyecto se define la problemática principal, el objetivo y la justificación del estudio, se presenta de forma breve el contexto en el que se está basando esta evaluación, así como los propósitos en el cual se desarrolla, describiendo también la técnica que se emplea para realizar el estudio.

El segundo capítulo hace referencia a las herramientas que surgieron a raíz del análisis de la situación actual. De igual forma se verán las necesidades del entorno del mercado laboral por parte de la demanda de energía eléctrica.

El tercer capítulo tendrá una visión más clara al realizar el estudio de mercado de la demanda de energía eléctrica. Se mencionan las características que engloba este proyecto, junto con todo el conocimiento necesario para la correcta aplicación de costos, el análisis interno y externo de los componentes que se están evaluando, así como el análisis de debilidades y fortalezas.

En el cuarto capítulo se estudia la posibilidad técnica de realizar la modificación a la maquinaria que se utiliza en la empresa, se analiza las características del equipo que se piensa utilizar con la intención de demostrar la viabilidad de este proyecto para generar un ahorro en los costos de producción y de esta forma determinar si el proyecto es factible y que tan rentable sería aplicar este proyecto.

En el estudio económico se analizan todas las condiciones mencionadas en el estudio técnico; se determinan los costos totales y los costos de la inversión inicial.

En el estudio financiero se emplean métodos de evaluación que toman en cuenta el flujo económico a través del tiempo.

Englobando cada capítulo del presente proyecto se podrá tomar la decisión de implementar o no el proyecto lo cual se determinará en las conclusiones generales de este proyecto.

## **Introducción**

El presente proyecto se realiza con la intención de demostrar que es factible realizar una modificación en el área de producción de la planta refresquera, con la intención de reducir los costos de producción que se han visto afectados por los nuevos impuestos que se han implementado en este sector de la industria y que ha afectado los niveles de venta de la compañía.

El objetivo principal de esta compañía con este proyecto es absorber estos costos a través de la reducción en la fabricación de su producto principal, al modificar la maquinaria que se emplea en su área de producción se plantea crear un ahorro en el consumo eléctrico que estas máquinas generan sin alterar sus niveles de producción ni la calidad de su producto, simplemente se busca hacer más eficiente el proceso productivo de la compañía y optimizar al máximo los recursos con los cuales ya se cuentan.

Por esta razón se propone el proyecto “Evaluar el ahorro de energía eléctrica para el área de producción de una planta de una empresa refresquera”, el cual nos permitirá tener un panorama más amplio en cuanto a los costos de implementación y los beneficios que nos daría realizar este proyecto, así como determinar qué tan viable sería implementarlo.

En la parte teórica del proyecto se encuentra la principal restricción que tiene cada organización al momento de buscar una mejora, disponer del capital y dar cumplimiento con todos los requisitos gubernamentales.

El estudio de factibilidad del proyecto tiene la necesidad de mantener un precio competitivo del producto que maneja la planta dentro del mercado y que sus principales consumidores se mantengan satisfechos el producto final de la compañía.

# Capítulo I Marco Metodológico

En este capítulo se describe la problemática que enfrenta la planta refresquera y se plantea una alternativa para contrarrestar los impactos que la empresa está enfrentando debido al aumento en los costos de producción, así mismo se plantea el objetivo del proyecto y se explican los principales conceptos que se tratarán a lo largo del mismo.

Hoy en día la energía eléctrica es un pilar importante en las industrias manufactureras, ya que ésta facilita en demasía las actividades cotidianas al personal que labora en una organización ya sea ponerse en contacto con proveedores o clientes mantener activos sistemas de seguridad, pero principalmente debe encargarse de mantener en funcionamiento toda la maquinaria y equipos que se encuentren dentro de las líneas de producción que las diferentes compañías tienen en sus plantas productivas.

Sin embargo, para organizaciones que se dedican principalmente a la elaboración de algún producto y que manejan volúmenes considerables de producción, contar con el suministro eléctrico representa un gasto muy elevado, esto debido a la gran cantidad de maquinaria que sus diferentes procesos involucran. Por lo tanto, en muchas ocasiones es conveniente tener alternativas que ayuden a reducir los costos de producción sin alterar los procesos, ni los niveles de producción y de esta forma mantener una rentabilidad como organización.

## 1.1 Planteamiento del problema

Debido al incremento que ha generado el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) desde el año 2014 en el precio de las bebidas azucaradas (Fuente hemerográfica “El economista”, 22 de agosto 2017), la empresa busca alternativas para evitar que un nuevo aumento en el impuesto se vea reflejado en el costo del producto. De esta forma recuperar el crecimiento proyectado en las ventas que ha disminuido desde la entrada en vigor del IEPS.

Por lo tanto, se evaluará la reducción del costo en el consumo de la energía eléctrica en los principales procesos productivos de la empresa como una de las medidas para mantener el precio competitivo en el mercado que actualmente se tiene y seguir siendo una de las principales opciones de los consumidores.

## 1.2 Pregunta de investigación

¿Es viable realizar una reducción en el consumo de energía eléctrica para el proceso productivo de la empresa y mantener el costo competitivo del producto?

## 1.3 Hipótesis

Aplicando una medida para el ahorro de energía eléctrica, se amortiguará el aumento del IEPS sobre el precio del producto.

## 1.4 Objetivo general

Evaluar el ahorro de energía eléctrica con base en el estudio de sustentabilidad del área de producción para mitigar el impacto del impuesto IEPS.

## 1.5 Objetivos específicos

1. Analizar la realización del estudio de pertinencia.
2. Evaluar el mercado.
3. Elaborar el estudio técnico del proyecto.
4. Hacer el estudio financiero.
5. Elaborar la evaluación económica.

## 1.6 Justificación

### Ingeniería Industrial:

Al ser egresados de la carrera de Ingeniería Industrial se tiene la capacidad de analizar y realizar diagnósticos sobre procesos, líneas de producción, logística, análisis financieros y diversas problemáticas que una organización este enfrentando, ya sea en un área operativa o en un área administrativa; buscando la mejora continua y la optimización de los recursos con los que cuenten las empresas.

Por tal motivo se buscará una solución para la problemática en el consumo de energía eléctrica para el área de producción de la empresa refresquera, aplicando principalmente conocimientos en: electricidad y electrónica, para analizar los factores de potencia en la maquinaria de la empresa, los tipos de cargas eléctricas que se generan y plantear la solución de ahorro a través de filtros armónicos o el uso de inversores dependiendo de cuál arroje mejores resultados.

Para evaluar los impactos de las mejoras a implantar en esta área se ocuparán asignaturas como administración integral, formulación, evaluación y gestión de proyectos, estadística, contabilidad y costos, ingeniería económica, finanzas, economía integral, para poder hacer un análisis y proyectar en qué momento se verá reflejado el ahorro y cuándo se recuperará la inversión realizada.

Como resultado de los análisis se puede concluir que en ocasiones será necesario el diseño e implementación de nuevos proyectos que involucren nuevas tecnologías.

## 1.7 Tipo de investigación

Para la elaboración de este proyecto se elige el siguiente tipo de investigación:

Estudio explicativo: "Está dirigido a responder por las causas de los eventos y fenómenos físicos o sociales. Se enfoca en explicar por qué ocurre un fenómeno y en qué condiciones se manifiesta, o por qué se relacionan dos o más variables" (Sampieri, 2010).

Para este proyecto, primero se recopilará la información del comportamiento histórico del IEPS, desde su aplicación a bebidas azucaradas (refrescos) hasta la actualidad, así como también el comportamiento que ha tenido el consumo de la energía eléctrica dentro del área de producción de la empresa refresquera.

Posteriormente, se analizará el impacto que ha tenido la entrada en vigor del IEPS al precio del producto, de la misma manera se evaluarán las diferentes alternativas para el ahorro de energía y así seleccionar la mejor alternativa para disminuir el costo de producción y de esta manera absorber el aumento del precio del producto que sea ocasionado por los incrementos del IEPS.

Al final se evaluarán las diferentes alternativas, con base en el desarrollo de los estudios correspondientes para demostrar la factibilidad y viabilidad de cada una de ellas, seleccionando alternativa más conveniente.

## **1.8 Diseño de la investigación**

Para Kerlinger F. (2002) en su libro Enfoque conceptual de la investigación del comportamiento menciona que: “el diseño de investigación es el plan y la estructura de un estudio para obtener respuestas a las preguntas de un proyecto.” (p.83)

Por lo tanto, el diseño de investigación señala la forma de conceptualizar un problema de investigación para que sea guía en la recopilación y análisis de datos.

El desarrollo de este proyecto se constituye de una serie de pasos que describirán de forma sintetizada los puntos clave que se tratarán durante el proceso, quedando así ocho pasos finales para lograr la evaluación del proyecto:

1. Recopilar y analizar la información concerniente al proyecto.
2. Elaborar el protocolo con base en la información recopilada.
3. Redactar el marco metodológico.
4. Elaborar el estudio de pertinencia con base en el análisis de las mega tendencias, estudios macroeconómicos y aspectos legales del territorio mexicano.
5. Hacer un estudio de mercado con la información histórica de la empresa.
6. Recopilar información técnica, especializada y actualizada para realizar el estudio técnico del proyecto.
7. Realizar el análisis financiero para determinar la opción más favorable.
8. Hacer la evaluación económica con base en los resultados obtenidos sobre los costos involucrados, así como los costos de la tecnología y la puesta en marcha del proyecto, analizando las principales variables como los son el VPN y la TIR.

## **1.9 Técnica de la investigación a emplear**

La técnica por usar será documental por medio de libros, de portales en internet, artículos de periódicos y revistas. Esto debido a que ya existen fuentes que exploran los temas que servirán de apoyo para el desarrollo del proyecto.

- Libros de textos. Los libros de textos que se utilizarán darán el soporte para aplicar las técnicas en los procesos como los procedimientos para establecer una factibilidad económica.
- Periódicos y revistas. Es un medio que nos permite estar actualizados con las tecnologías que fabricantes o empresas ofrecen y con base en esta información determinar la maquinaria y herramientas que se necesitaran para llevar a cabo el proyecto, así como también obtener información acerca de la situación económica, disposiciones legales, ecológicas y sociales del lugar donde se desarrollará.
- Manuales de evaluación de proyectos. Sirven como un instrumento de apoyo o guion para las personas que necesitan llevar a cabo un proyecto, indicando la mejor manera de organizar racionalmente el trabajo y prever su desarrollo posterior.
- Estadísticas de consumo de energía eléctrica y su precio de la CFE. Es información que afortunadamente se tiene a la mano, ya que la CFE la pone a disposición de la población, la

cual permitirá tener una base de información fidedigna que servirá de apoyo para los estudios que conformaran el proyecto.

- Internet. Es una herramienta poderosa y que tiene un impacto profundo a nivel mundial, pues gracias a ella millones de personas tienen acceso fácil e inmediato a una gran y extensa cantidad de información.

## **1.10 Marco teórico**

### **1.10.1 Energía eléctrica**

La energía eléctrica tiene como cualidades la docilidad en su control, la fácil y limpia transformación de energía en trabajo, y el rápido y eficaz transporte, son cualidades que permiten a la electricidad ser casi la energía perfecta.

La empresa Endesa, una de las líderes en el sector eléctrico en España, a través de su iniciativa Twenergy (2017) para la eficiencia energética y el desarrollo sostenible, define la energía eléctrica como:

Una fuente de energía renovable que se obtiene mediante el movimiento de cargas eléctricas (electrones) que se produce en el interior de materiales conductores. El origen de la energía eléctrica está en las centrales de generación, determinadas por la fuente de energía que se utilice. Así, la energía eléctrica puede obtenerse de centrales solares, eólicas, hidroeléctricas, térmicas, nucleares y mediante la biomasa o quema de compuesto de la naturaleza como combustible.

### **1.10.2 Generación de la electricidad**

La electricidad es la forma de energía más utilizada en todos los ámbitos de la sociedad. Para que se produzca una corriente eléctrica es necesario que exista una diferencia de potencial o tensión eléctrica en dos puntos. Dicha diferencia se puede conseguir por distintos procedimientos, aunque a nivel industrial las más utilizadas son; por inducción o por acción de la luz.

De forma resumida se dice que la electricidad proviene de las denominadas centrales de generación, las cuales la obtienen de diferentes fuentes de energía primaria.

#### **1.10.2.1 Centrales de generación**

Las centrales de generación según Endesa (2012), son instalaciones capaces de obtener la energía eléctrica a partir de diferentes tipos de fuentes de energía primaria las cuales, tradicionalmente, consisten en el uso de energías no renovables, como el carbón, el petróleo o el gas natural pero gracias al avance de las tecnologías y la aparición de una mayor preocupación por el desarrollo sostenible, surgieron otro tipo de centrales de generación basadas en energías renovables, como lo son la hidráulica, eólica, nuclear, etc.

De todos estos procedimientos para la producción de electricidad, el más conveniente para transformar una energía mecánica en corriente eléctrica es le basado en el principio de inversión, ya que de éste surgen los generadores eléctricos o alternadores.

### 1.10.2.2 Cómo se genera la electricidad

La producción de energía eléctrica se realiza en centrales eléctricas, y debe ajustarse al consumo debido a la dificultad de almacenar la energía, la ubicación de las centrales de producción debe estar lo más próxima a los centros de consumo.

Endesa (2012) explica que la manera más habitual de producir electricidad se basa en transformar la energía contenida en la energía primaria en energía mecánica a través de diferentes procesos para poder, con ayuda de un generador, convertir esta energía en electricidad.

También nos señala que cada central de generación tiene sus propias características para obtener la electricidad, lo que dificulta explicar de forma resumida su origen. Por ese motivo, la empresa Endesa muestra de forma general las principales características de los diferentes tipos:

- Central de carbón, gasóleo y gas natural: este tipo de centrales obtienen la electricidad mediante la combustión de combustibles fósiles. El calor generado calienta agua a alta presión que mueve una turbina que está conectada a un generador eléctrico donde se obtiene la electricidad.
- Central de ciclo combinado de gas natural: es una instalación similar a la anterior, pero de mayor eficiencia ya que posee dos circuitos conectados a un generador. Uno de ellos, sigue el mismo funcionamiento explicado en el punto anterior, y el otro se trata de un ciclo agua-vapor que emplea el calor remanente de los gases de la combustión.
- Central nuclear: es un tipo de central en la que el agua se calienta a alta presión mediante el calor liberado en la fisión nuclear. Ese vapor a presión, al igual que los casos anteriores, moverá una turbina conectada a un generador eléctrico.
- Central de biomasa: estas instalaciones tienen el mismo funcionamiento que las centrales de combustibles fósiles. La diferencia fundamental está en el tipo de combustible empleado. Estas centrales usan biomasa, un combustible de origen renovable.
- Central hidráulica: este tipo de instalaciones suele estar situada en embalses donde se acumula el agua. La electricidad se obtiene mediante el giro de las turbinas, conectadas a un generador, que se mueven mediante el agua almacenada que cae desde gran altura.
- Parque eólico: estas centrales están formadas por aerogeneradores. Estos molinos eólicos poseen unas aspas, que sería equivalente a las turbinas de las otras centrales, y un generador. La electricidad se genera orientando las palas al viento para que éste las mueva.
- Huerto solar: es el nombre que recibe las centrales que generan la electricidad a partir de la radiación solar. Este caso es el único que no emplea la energía mecánica, sino que genera la electricidad a través de una serie de reacciones químicas que se producen en los paneles solares.
- Central geotérmica: emplea el calor del interior de la tierra para calentar agua a alta temperatura y presión, la cual se encarga de mover una serie de turbinas conectadas a un generador. Estas centrales se instalan en zonas donde el suelo alcanza altas temperaturas a bajas profundidades.
- Central maremotriz: estas instalaciones están todavía investigación para mejorar su eficiencia, aunque existen ya algunas situadas en océanos con grandes mareas como el océano Atlántico. El funcionamiento se basa en utilizar las corrientes de las mareas para movilizar una turbina conectada a un generador.
- Parque undimotriz: esta central, aun todavía en fase de desarrollo muy temprana, genera la electricidad utilizando el movimiento de las olas de mar para mover las turbinas.

Podemos concluir que la generación de la electricidad es un proceso muy variado dependiendo de la energía primaria utilizada y que aunque las centrales de carbón, gasóleo, gas natural, nucleares e hidráulicas son las más extendidas en todo el planeta, actualmente, se está potenciando especialmente, tanto el uso de energía primaria renovable, como el aumento de eficiencia en el aprovechamiento de la energía eléctrica para disminuir la contribución de la generación de electricidad al cambio climático.

### 1.10.3 Transmisión y distribución de la energía eléctrica

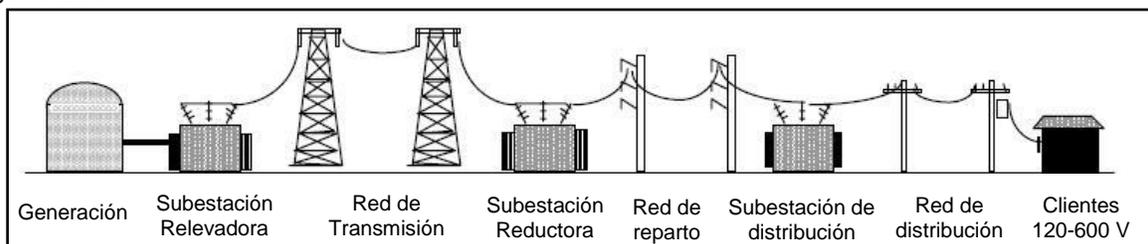
Una vez que se ha generado la energía eléctrica por alguna de las técnicas precedentes, se procede a dar paso a la fase de transmisión. Para ello Endesa (2017) nos explica que: se envía la energía a las subestaciones ubicadas en las centrales generadoras por medio de líneas de transmisión, las cuales pueden estar elevadas (si se encuentran en torres de sustentación) o subterráneas. Estas líneas de alta tensión transmiten grandes cantidades de energía y se despliegan a lo largo de distancias considerables.

### 1.10.4 Distribución de la energía eléctrica

El último paso antes de obtener la electricidad en los hogares es el que corresponde a la distribución. Este sistema de suministro eléctrico tiene como función abastecer de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales.

A través de la red de transporte de alta tensión la electricidad sale de los puntos de generación hasta los puntos de distribución a los consumidores. En su recorrido por el sistema se reduce el voltaje de la electricidad hasta llegar a nuestros hogares o industrias, de lo contrario podría quemar nuestros electrodomésticos y máquinas. Así distinguimos entre líneas de alta, media y baja tensión, que llegan a nuestros hogares o industrias con una tensión de 220 V o 120 V. La reducción de la tensión o voltaje de la línea se hace en las estaciones transformadoras o subestaciones y la entrega a los consumidores desde los centros de distribución.

A medida que la electricidad viaja por las líneas de transporte, éstas pierden energía debido a la resistencia que ofrece el conductor eléctrico. Una manera de combatir la resistencia eléctrica, reducir las pérdidas y aumentar la eficiencia del sistema es aumentar el voltaje de las líneas y utilizar materiales altamente conductores. Pero el mejor modo de disminuir las pérdidas es reducir la distancia entre generación y consumo: por ello, las redes eléctricas del futuro tratarán de acercar productores y consumidores, sustituyendo largos transportes por multitud de pequeños centros de generación.



**Figura 1.1. Sistema convencional de generación, transmisión y distribución de la electricidad.**

Fuente: Creación propia.

### 1.10.5 Cargas eléctricas

Se define como carga eléctrica al nivel que posee un cuerpo de electricidad. La carga eléctrica forma parte de las propiedades físicas que muestran ciertas partículas sub-atómicas, las cuales se manifiestan a través de fuerzas de repulsión y de atracción unas a las otras.

#### 1.10.5.1 Tipos de carga eléctrica

- Cargas positivas: Este tipo es aquella que posee una mayor carga de protones que de electrones, o aquella que carga al objeto solamente con protones. Esta se muestra en aquellos cuerpos que en totalidad tienen cuerpo positivo. Un ejemplo de cargas positivas es una barra de vidrio cuando se frota con un paño de seda.
- Cargas negativas: Esta carga se caracteriza por tener un mayor número de electrones que de protones, o aquella que en su totalidad disponga de electrones. Ejemplo de una carga negativa es cuando una regla de plástico es frotada con una franela.
- Cargas resistivas: Son cargas que disponen de un mecanismo que llega a resistir el flujo de la electricidad, donde al mantener esta resistencia cierta porción de energía eléctrica se disipa en forma de calor. Esta resistencia llega a ser medida en ohms. Ejemplo de estas cargas son los calentadores eléctricos y los bulbos de luz incandescentes. Tanto el voltaje como la corriente eléctrica en estos tipos de cargas llegan a estar en fase entre sí, donde al caer o elevarse el voltaje también lo hará la corriente.
- Cargas inductivas: Estas cargas poseen un inductor, lo cual es un tipo de material conductor, que al tener contacto con la corriente eléctrica crea un campo magnético en torno a él. Este campo se llega a incrementar con su giro en una bobina, y llega a inducir en el conductor una corriente eléctrica. Este tipo de carga se llega a ver en bobinas, transformadores y motores eléctricos. Algunos objetos suelen tener más de un inductor, como es el caso de los transformadores, los cuales poseen dos en posición opuesta que hacen girar a la fuerza el árbol del motor.
- Cargas capacitivas: Son cargas que disponen de un capacitor lo cual llega a almacenar energía eléctrica. Estas poseen un aislante no conductor en las dos superficies conductoras. Cuando el capacitador tiene contacto con la energía eléctrica se acumulan los electrones de la corriente en torno a la placa adjunta a la terminal, en donde se llega a aplicar la corriente eléctrica. Al momento de cesar la corriente eléctrica, los electrones retornan hasta alcanzar la otra terminal del capacitador. Estos capacitadores suelen verse en radio circuitos, en motores eléctricos, en fuentes de poder, etc. La capacidad de los capacitadores se mide en faradio, la cual es llamada capacitancia y se representa por la letra C.
- Cargas combinadas: Se trata de aquellas cargas que combinan capacitadores, inductores y resistores que le permite realizar funciones específicas. Ejemplo de objetos que hacen uso de este tipo de carga son los condensadores eléctricos y los tubos de rayos catódicos de un televisor o monitor. (ARQHYS, 2017)

### Conclusión del capítulo

Se analizó el principal problema respecto a las necesidades del contexto en el que se está desarrollando la principal actividad de la compañía, se conocieron todos los factores que llegan a intervenir con el proyecto ya sea para generar un beneficio o que pueda representar una dificultad para desarrollar las implementaciones pensadas, contar con una apreciación lo más objetiva.

Por lo tanto, se considera que este proyecto es pertinente ya que busca atender las necesidades de demanda de energía eléctrica, garantizando el servicio bajo condiciones operativas de continuidad y confiabilidad mediante la instalación de capacidad adicional de transformación en la empresa y de esta manera ayudar en la conservación del medio ambiente y la disminución en el incremento del calentamiento global.

## Capítulo II Estudio de pertinencia

En el estudio de pertinencia se busca orientar el presente trabajo a las necesidades del contexto en el que se está desarrollando la principal actividad de la compañía, en este estudio se conocerán todos los factores que pueden afectar el proyecto, factores sociales, políticos, etc. ya sea para generar un beneficio o que pueda representar una dificultad para desarrollar las implementaciones pensadas. Del mismo modo en este estudio se recaba información sobre el comportamiento en la demanda y en la oferta a nivel mundial, así como la definición de las mega tendencias en las que está involucrado este proyecto.

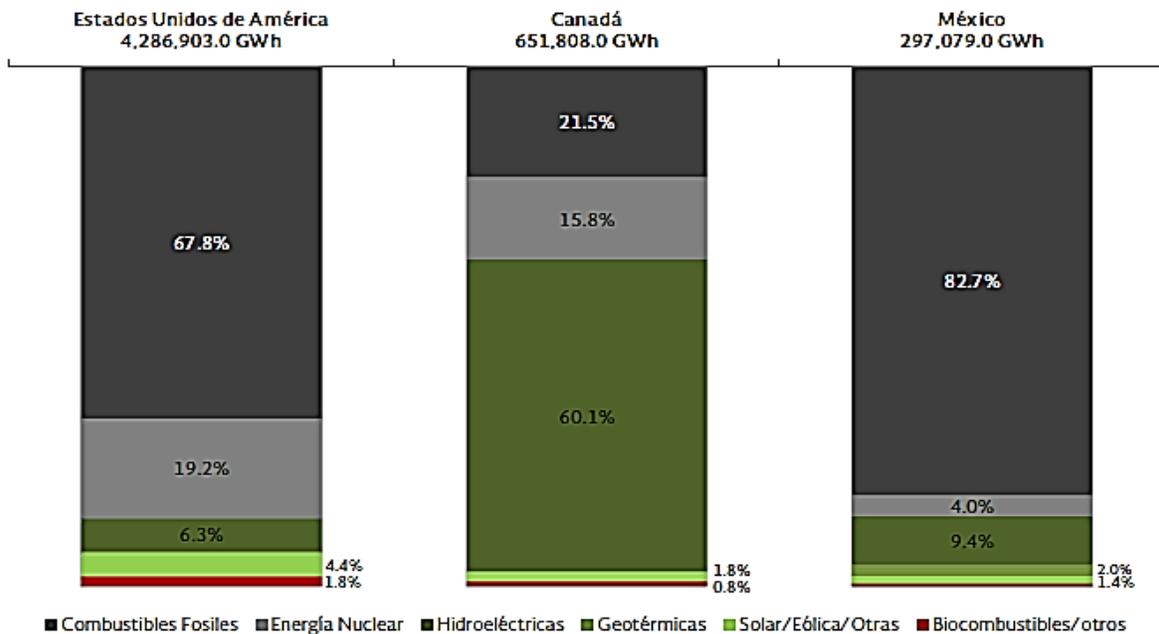
### 2.1 Megatendencias

Las mega tendencias son un comportamiento o inclinación que tiene la comunidad de forma temporal que conforme va transcurriendo el tiempo sufren cambios sustanciales que impactan en el ámbito social, económico, jurídico y tecnológico.

Este proyecto será influido por las siguientes mega tendencias:

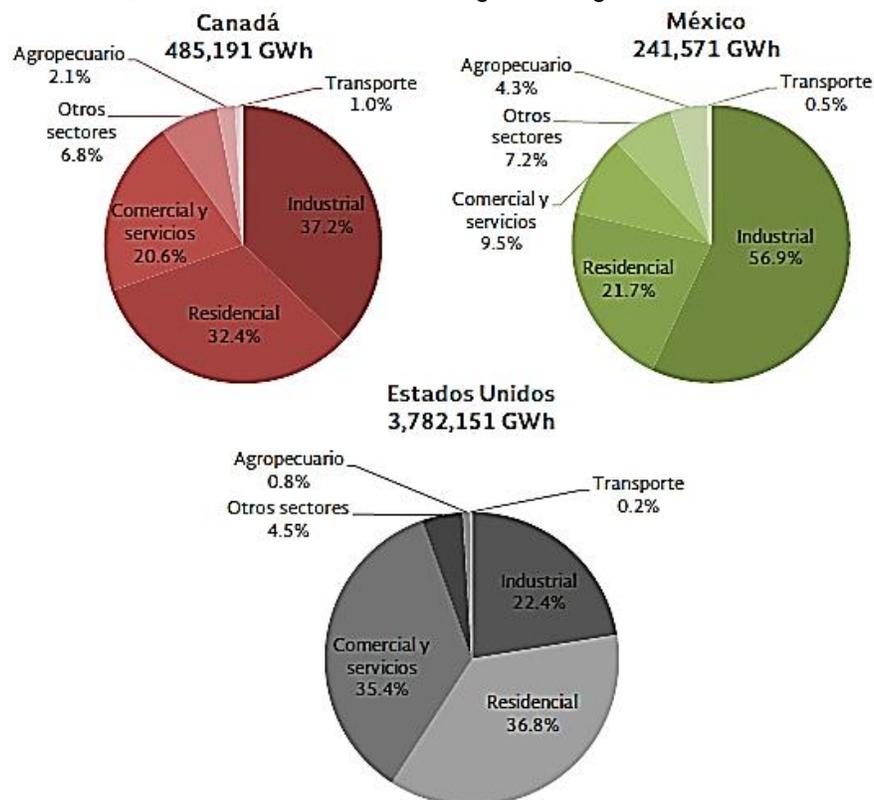
- Consumidor ecológico: donde existe la concientización y sensibilidad sobre el cambio de hábitos de consumos de los energéticos, así como el respeto y responsabilidad por el medio ambiente, los recursos naturales, el cuidado de la salud y el bienestar general de la comunidad.
- Eficiencia en el consumo de energía eléctrica: Las empresas minimizarán su consumo de energía eléctrica a través de la eficiencia técnica, análisis de información y control de dispositivos, con lo cual buscan la reducción de costos y cuidado del medio ambiente.
- Cambio climático: El uso de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica ha ocasionado que el medio ambiente del planeta cambie radicalmente gracias a los conocidos gases de efecto invernadero que han provocado el aumento en la temperatura global y que los recursos naturales sean cada vez más escasos por lo cual los países y las empresas buscaran diversificar su matriz energética. De igual manera, buscaran incrementar la participación de fuentes de energía que aprovechen los recursos locales, como las energías renovables lo cual ayudara a la seguridad energética, minimizando a su vez el impacto de los precios de los combustibles fósiles y de su volatilidad.

A pesar del avance tecnológico y la concientización para cuidar el medio ambiente por medio de fuentes de generación de energía eléctrica alternativas, en México el uso de combustibles fósiles aún sigue teniendo el mayor porcentaje, lo cual representa un problema de medio ambiente por la generación de gases de efecto invernadero que se producen en el proceso de generación de energía eléctrica con este tipo de combustibles (SENER, 2015).



**Figura 2.1. Generación de electricidad por fuente de energía (América del Norte 2013, GWh).**  
 Fuente: Electricity Information 2015. International Agency Energy.

La Secretaría de Energía (SENER, 2015) indica que, en México, a diferencia de Estados Unidos y Canadá, el mayor consumo de energía eléctrica lo concentra el sector industrial con más del 50% del total de la demanda, tal como se muestra en la siguiente *Figura 2.2*:



**Figura 2.2. Composición del consumo de electricidad por sector 2013 (GWh).**  
 Fuente: Electricity Information 2015. International Agency Energy.

Aun cuando México mantiene una importante capacidad de generación con base en combustibles fósiles, ha buscado mecanismos para promover la diversificación de su matriz energética. En este sentido, se busca impulsar el desarrollo de fuentes como la energía geotérmica y eólica que buscan incrementar su participación en el total de la capacidad eléctrica neta. (SENER, 2015, p.37)

Por otra parte, las industrias buscan alternativas para disminuir su consumo de energía eléctrica y de esta manera poner de su parte para ayudar al medio ambiente y de igual forma abaratar sus costos de producción.

Hoy en día, las políticas están favoreciendo a las opciones energéticas de bajas emisiones de CO<sub>2</sub>, como es la propuesta de incrementar los impuestos en las emisiones, que provienen principalmente de combustibles fósiles, como medida de mitigación. Por otra parte, la transición energética mundial también considera el incremento de la eficiencia energética en los sectores industriales, comercial y residencial como otra medida para disminuir dichas emisiones. Además del pronto retiro de centrales de combustibles fósiles, como el carbón y el combustóleo, menos eficientes y la factibilidad de una prohibición para su construcción. (SENER, 2015, p.43)

### **2.1.1 Tendencia mundial de la demanda y generación de la electricidad**

Para propósitos de este proyecto y para obtener un mejor entendimiento acerca del mercado de generación de la energía eléctrica, el impacto que tiene en el medio ambiente y la tendencia global que existe, se analizara la demanda y generación que existe en todo el mundo.

La mayor parte de la información que se presentará en este capítulo será proveniente del documento de la SENER "Prospectiva del Sector Eléctrico 2015 - 2029" el cual es un instrumento de planeación que ofrece información confiable de la situación actual del mercado energético a nivel nacional e internacional. También es un ejercicio de planeación de la expansión prevista en nuestro país durante los próximos años, representando una visión de los posibles escenarios del mercado, y sirviendo, así como un punto de apoyo en las decisiones estratégicas que requiere el país y el presente proyecto.

El documento emitido por la SENER emplea, para los pronósticos a 2040, el World Energy Outlook 2015 (WEO) el cual considera diferentes tipos de escenarios:

- Escenario con Políticas Actuales (CPS por sus siglas en inglés): toma en consideración aquellas políticas que, como medidas de ejecución, habían sido adoptadas formalmente a mediados de 2015 y que toman el supuesto de que se mantienen sin cambios. En este escenario se visualiza como evolucionaría los mercados energéticos globales sin intervención política alguna, proporcionando así un punto de referencia para valorar las medidas a considerar y evitar las consecuencias del cambio climático.
- Escenario con Nuevas Políticas (NPS por sus siglas en inglés): considera que la relación entra el crecimiento económico mundial, la demanda de energía y las emisiones se debilita; la mayoría de los países adoptan tecnologías más eficientes y existe un fuerte esfuerzo para combatir el cambio climático. También considera políticas como programas de apoyo para las energías renovables, promoción de combustibles fósiles alternativos, fijación de precios del carbono y la ampliación, reducción o eliminación gradual de la energía nuclear.
- Escenario 450: se consideran premisas a partir de las cuales, se busca limitar el calentamiento global a 2°C y que será posible de alcanzar mediante el fomento de

tecnologías limpias que están cerca de convertirse en fuentes disponibles a escala comercial y mundial, con el abaratamiento de sus costos.

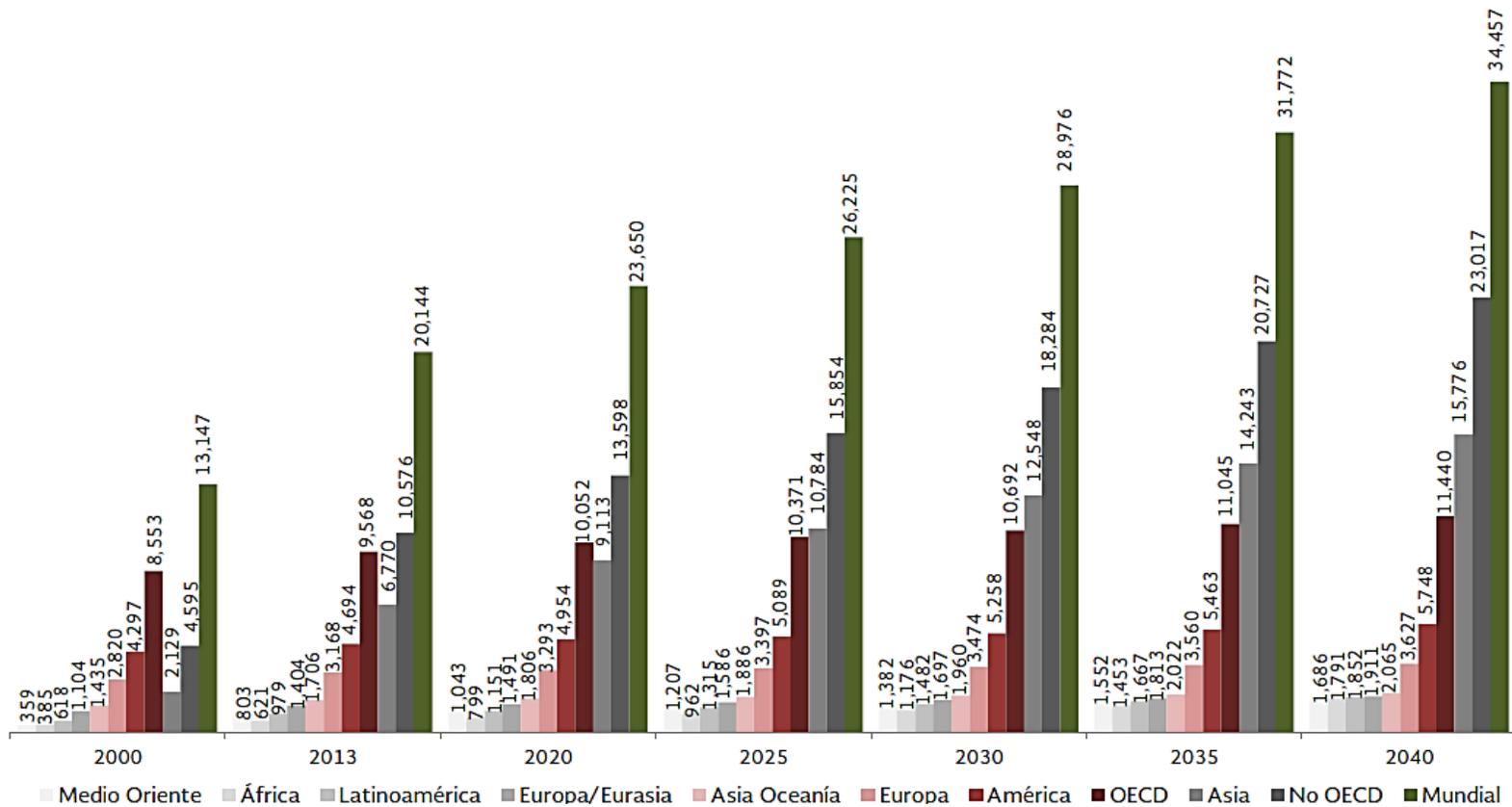
Tanto la demanda como la capacidad se mostrarán con el escenario NPS, esto es porque las acciones consideradas en los supuestos del escenario son realmente compromisos hechos en la COP 21. Y a modo de comparativo, en generación se muestran los escenarios CPS y 450 S, para comprender el impacto que se tendría en caso de no llevar a cabo las nuevas medidas de política energética en todo el mundo.

#### **2.1.1.1 Demanda mundial esperada de electricidad**

La SENER (2015), secretaría del Estado mexicano encargada de controlar, administrar y regular todos los medios energéticos menciona que:

A lo largo de los años se ha demostrado que el crecimiento económico está estrechamente relacionado con una creciente demanda de electricidad, pero el alcance de la vinculación depende del nivel de desarrollo económico de cada país. Sin embargo, en los últimos años, estas variables han empezado a distanciarse o desacoplarse, derivado de las mejoras de eficiencia energética y el declive de la industria de alto consumo energético que han disminuido la intensidad del uso de energía eléctrica. (p.44)

Según cifras publicadas en el WEO (2015), se espera que la demanda de electricidad a nivel mundial se incremente en más del 71.1% entre 2013 y 2040, de unos 20,144.0 TWh en 2013 a casi 34,457.0 TWh en 2040, lo que representa una tasa media de crecimiento anual de 2.0%. Este fuerte incremento de la demanda de electricidad se deriva del crecimiento acelerado de la demanda de Asia (No miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, por sus siglas OCDE), de cerca de 133.0% para el mismo período.



**Figura 2.3. Demanda de electricidad por región del mundo, escenario NPS (TWh)**

Fuente: SENER con información de World Energy Outlook 2015.

En el caso de las regiones miembros de la OCDE con mayor crecimiento en la demanda de electricidad prevista, se encuentra América, con un incremento de 22.4% de 2013 a 2040. Mientras que para Latinoamérica (zona a la cual pertenece México) se espera un incremento del 89.2% para el mismo periodo, lo cual indica que se tendrá una mayor utilización de recursos para poder satisfacer esa demanda.

El objetivo del proyecto es ayudar a una empresa refresquera a hacer más eficiente su consumo de energía eléctrica, principalmente para abaratar costos y absorber el impacto que ha tenido el IEPS en sus finanzas desde su entrada en vigor, pero de igual manera, pretende ayudar a disminuir el incremento en el porcentaje de la demanda de electricidad aportando un granito de arena en la lucha por conservar el medio ambiente y los recursos naturales del planeta con la esperanza de que sea la una de muchas más empresas que implementen este tipo de dispositivos para así poder ayudar a que la demanda de energía eléctrica se incremente lo menos posible año con año y que los recursos necesarios para satisfacer la demanda sean cada vez menores.

### 2.1.1.2 Generación histórica mundial de electricidad

La SENER (2015), a través de los datos obtenidos por el WEO, muestra en su documento oficial los datos históricos más recientes del consumo de energía eléctrica del año 1990 y 2013 indicando la cantidad total de Terawatts-hora (TWh) generados en cada año y la cantidad que cada fuente de energía produjo lo cual ayuda a entender la evolución que ha tenido el sector eléctrico durante este periodo.

**Tabla 2.1.**  
**Generación histórica mundial de electricidad (Terawatts-hora).**

Fuente	1990		2013		Porcentaje de aumento con respecto al total
	TWh	Porcentaje del total	TWh	Porcentaje del total	
Carbón	4,423.5	37.41%	9,612.5	41.22%	3.82%
Derivados del petróleo	1,311.2	11.09%	1,043.6	4.48%	-6.61%
Gas	1,760.4	14.89%	5,079.1	21.78%	6.90%
Nuclear	2,012.9	17.02%	2,478.2	10.63%	-6.39%
Hidro	2,144.5	18.13%	3,788.6	16.25%	-1.89%
Bioenergía	131.7	1.11%	463.9	1.99%	0.88%
Viento	3.9	0.03%	635.0	2.72%	2.69%
Geotermia	36.4	0.31%	71.7	0.31%	0.00%
Solar PV	0.0	0.00%	139.5	0.60%	0.60%
Otros	1.2	0.01%	6.4	0.03%	0.02%
<b>Total</b>	<b>11,825.7</b>	<b>100.00%</b>	<b>23,318.5</b>	<b>100.00%</b>	

Fuente: SENER con información de World Energy Outlook 2015.

Como se muestra en la *Tabla 2.1*, la cantidad total de energía eléctrica demandada en el mundo creció un 97.18% entre los años 1990 y 2013, lo cual representa un incremento significativo ya que casi se duplico la cantidad demandada de energía eléctrica en solo poco más de 20 años, siendo los combustibles fósiles la principal fuente utilizada para la generación de la electricidad en los años 90, mientras que, energías renovables como la solar o la eólica (viento), tenían un porcentaje mínimo en el total de la generación de la energía, lo cual pudo deberse a la falta de información acerca del calentamiento global y el impacto negativo que tenía el uso de los combustibles fósiles en el medio ambiente, además de que el costo de producir electricidad con combustibles fósiles era mucho menor que el de las energías renovables.

Con el paso del tiempo, investigaciones científicas mostraron las consecuencias negativas que tenía el uso de combustibles fósiles y el gran impacto negativo que tenían en el medio ambiente generando el conocido cambio climático que de acuerdo con la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre

Cambio Climático (CMNUCC) se entiende como: “un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables”. La tabla 1 muestra que para el año 2013, el uso de combustibles fósiles, como los derivados del petróleo, disminuyó su porcentaje del total de la producción de energía eléctrica demandada, mientras que fuentes de energía renovables como la solar y eólica comenzaron a ser más utilizadas, aunque aún en porcentajes muy bajos.

### 2.1.1.3 Generación prospectiva mundial de electricidad

Para el año 2040, la SENER (2015) afirma que la generación de electricidad a nivel mundial en el escenario NPS, aumentara en casi un 69.1%, para ubicarse en 39,444.4 TWh, a un ritmo de crecimiento de 2.0% anual.

La generación proveniente de derivados del petróleo presenta una tendencia negativa con un decrecimiento de -2.5% (como se muestra en la *Tabla 2*), mientras que el carbón presenta una tasa media de crecimiento de 0.8% en el período 2013-2040, la segunda más baja de todos los combustibles, y que pasará de una participación de 41.0% en 2013 a 30.0% al final del período.

La generación con energías renovables aumenta más de dos y media veces, para llegar alrededor de 18,035.1 TWh en 2040. Así, más de la mitad de la generación adicional total a partir de 2013 a 2040 viene de tecnologías de energía renovable, ya que sus costos se reducen y el apoyo de los gobiernos continúa. La generación por energía solar fotovoltaica presenta el mayor crecimiento entre 2013 y 2040, con 9.3% anual. Sin embargo, la generación hidroeléctrica mantiene el mayor nivel de participación mundial con el 16.0% del total generación.

**Tabla 2.2.**  
**Generación prospectiva mundial de electricidad, escenario NPS (TWh).**

Fuente	2013	2020	2025	2030	2035	2040	Tmca (%) 2013-2040
Carbón	9,612.5	10,171.0	10,443.4	10,866.8	11,361.9	11,868.0	0.8
Derivados del petróleo	1,043.6	835.9	709.5	613.3	566.0	532.8	-2.5
Gas	5,079.1	5,798.0	6,612.9	7,385.1	8,228.3	9,008.5	2.1
Nuclear	2,478.2	3,186.2	3,540.0	3,998.1	4,324.9	4,606.4	2.3
Hidro	3,788.6	4,456.4	4,951.3	5,425.4	5,843.4	6,179.9	1.8
Bioenergía	463.9	728.1	902.0	1,074.1	1,264.5	1,454.3	4.3
Viento	635.0	1,406.6	1,987.6	2,534.9	3,052.3	3,568.3	6.6
Geotermia	71.7	115.9	162.5	228.6	308.5	391.7	6.5
Solar PV	139.5	494.4	724.6	975.5	1,244.1	1,521.4	9.3
Otros	6.4	29.3	56.4	111.6	200.0	313.1	15.0
<b>Total</b>	<b>23,318.5</b>	<b>27,222.0</b>	<b>30,090.1</b>	<b>33,213.7</b>	<b>36,393.9</b>	<b>39,444.4</b>	<b>2.0</b>

Fuente: SENER con información de World Energy Outlook 2015.

En cuanto al análisis por escenarios, destaca como un impulso en las políticas de distintos países que no sólo busquen la diversificación de la matriz energética, sino impulsar la eficiencia en el uso de la energía, esto resulta en menores requerimientos de energía y, por consiguiente, una disminución de producción de esta. Lo antes mencionado se refleja en el siguiente cuadro, donde se puede observar en cuanto ascendería la generación si todo siguiera igual (CPS vs. 450S).

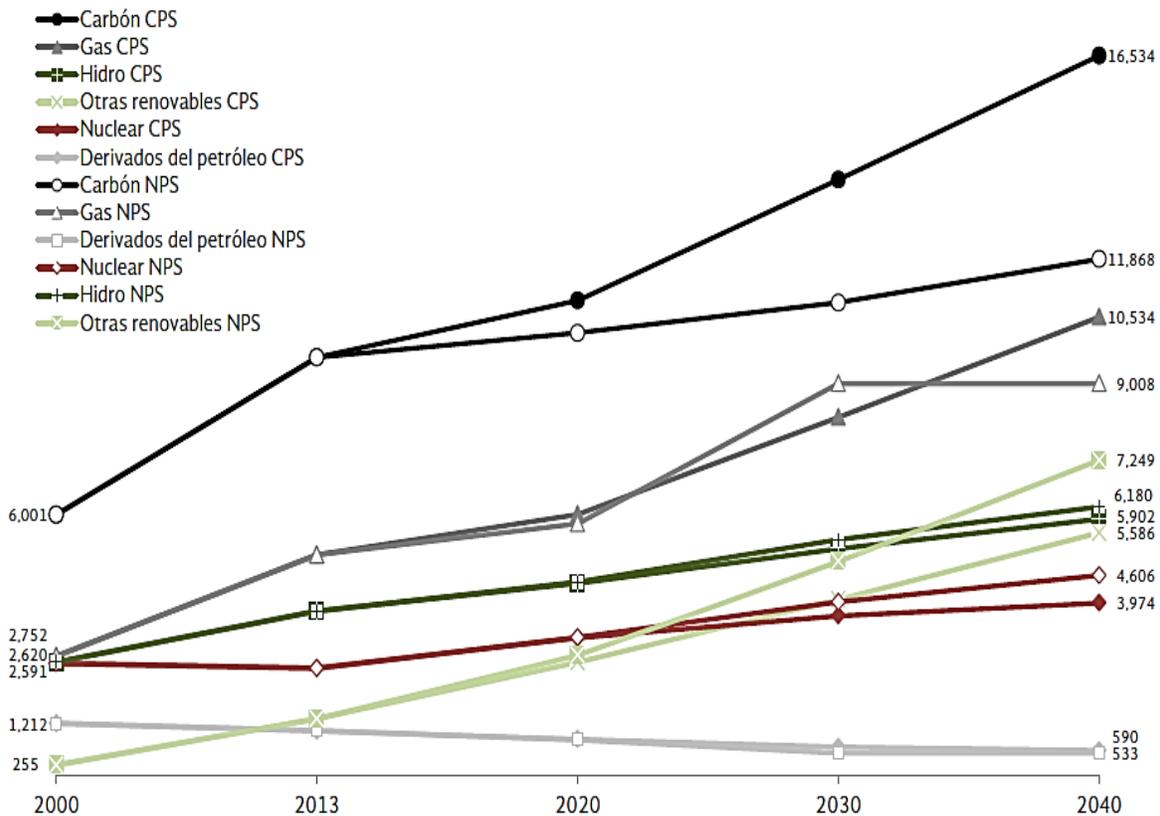
**Tabla 2.3.**  
**Generación prospectiva mundial de electricidad, escenarios CPS y 450 S. (TWh).**

Fuente	2013		CPS		450 S		Tmca (%)		
	2013	2020	2030	2040	2020	2030	2040	CPS	450
Carbón	9,612.5	10,917.7	13,689.6	16,533.8	9,185.3	5,775.9	4,106.5	2.0	-3.1
Derivados del petróleo	1,043.6	848.7	669.2	590.5	760.2	403.0	279.3	-2.1	-4.8
Gas	5,079.1	6,005.6	8,235.6	10,534.4	5,658.3	6,451.4	5,464.7	2.7	0.3
Nuclear	2,478.2	3,173.9	3,679.0	3,974.4	3,217.6	4,860.9	6,242.9	1.8	3.5
Hidro	3,788.6	4,423.2	5,221.0	5,901.5	4,463.9	5,698.6	6,835.9	1.7	2.2
Bioenergía	463.9	717.0	992.6	1,258.5	731.7	1,318.4	2,077.1	3.8	5.7
Viento	635.0	1,318.6	2,055.6	2,778.0	1,507.4	3,324.9	5,100.7	5.6	8.0
Geotermia	71.7	110.3	189.4	299.4	118.6	313.6	541.2	5.4	7.8
Solar PV	139.5	445.6	738.8	1,065.6	528.9	1,297.2	2,231.8	7.8	10.8
Otros	6.4	27.5	74.1	184.5	34.7	238.2	1,029.6	13.0	21.0
<b>Total</b>	<b>23,318.5</b>	<b>27,988.1</b>	<b>35,544.9</b>	<b>43,120.6</b>	<b>26,206.6</b>	<b>29,682.1</b>	<b>33,909.7</b>	<b>2.3</b>	<b>1.4</b>

Fuente: SENER con información de World Energy Outlook 2015.

Al comparar los tres escenarios, se observa que la energía hidroeléctrica sigue siendo la mayor fuente de generación de energías renovables, mientras que la energía eólica y energía solar fotovoltaica se expande rápidamente, pero desde una base mucho menor.

La generación por energía nuclear, pese a que no presenta un aumento considerable en su tasa de crecimiento, si presenta una diferencia positiva entre los escenarios, lo que representa que cada vez más países están recurriendo a dicha tecnología.



**Figura 2.4. Generación mundial de electricidad por fuente y escenario (TWh).**

Fuente: SENER con información de World Energy Outlook 2015.

Cabe destacar que la diversificación de la matriz de generación eléctrica varía según la región. El estudio realizado por la SENER (2015) alude que en los países miembros de la OCDE, existe una mayor diversificación en la matriz de generación, pero con una clara tendencia al uso de gas, como es el caso de EUA, México y algunos países de la Unión Europea que tienen acceso al combustible. La disminución del uso del carbón se debe principalmente a las políticas que limitan su uso y al efecto sustitutivo que tiene con el gas (impulsado por la economía comercial derivado de los bajos precios).

## 2.1.2 Tendencia mundial de emisiones de CO<sub>2</sub> al 2040

El calentamiento global es un grave problema que afecta al planeta hoy en día. El mayor factor que contribuye con este problema mundial es el aumento de los llamados gases de efecto invernadero provocados por la acción del hombre. Este efecto invernadero viene provocado por la emisión de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) y se trata de la causa más importante del calentamiento global en la actualidad. Este tipo de emisión se ha convertido en un auténtico peligro y amenaza para la vida del planeta y es por ello por lo que la mayoría de los expertos, buscan soluciones inmediatas para apalejar tales efectos devastadores.

### 2.1.2.1 Emisión histórica mundial de CO<sub>2</sub>

Las emisiones de dióxido de carbono son el resultado de la quema de combustibles fósiles lo cual, señala la SENER (2015) viene provocado, en su mayoría, por la producción de electricidad y por la gasolina que usan los coches a diario en las carreteras de todo el mundo. Conforme pasan los años y la población de la Tierra va aumentando, se queman más y más combustibles fósiles, repercutiendo negativamente en el medio ambiente y favoreciendo el calentamiento global llegando un momento en el que la temperatura será bastante alta provocando graves problemas la población mundial.

**Tabla 2.4.**

***Emisión histórica mundial de CO<sub>2</sub> (Millones de Toneladas).***

Fuente	1990		2013		Tmca (%)
	Millones de Ton. (Mt)	Porcentaje del total	Millones de Ton. (Mt)	Porcentaje del total	
<b>Por consumo general</b>					
Carbón	3,396.8	26.13%	4,632.3	25.45%	0.2
Derivados del petróleo	7,292.8	56.10%	9,874.5	54.24%	0.5
Gas	2,309.8	17.77%	3,698.0	20.31%	1.6
<b>Total</b>	<b>12,999.4</b>	<b>100.00%</b>	<b>18,204.8</b>	<b>100.00%</b>	<b>0.7</b>
<b>Por generación de energía eléctrica</b>					
Carbón	5,000.8	65.98%	9,780.5	72.77%	0.3
Derivados del petróleo	1,211.7	15.99%	900.6	6.70%	-2.5
Gas	1,366.8	18.03%	2,759.8	20.53%	1.3
<b>Total</b>	<b>7,579.3</b>	<b>100.00%</b>	<b>13,440.9</b>	<b>100.00%</b>	<b>0.4</b>
<b>Total, CO<sub>2</sub> Producido</b>					
Carbón	8,397.6	40.81%	14,412.8	45.54%	0.3
Derivados del petróleo	8,504.5	41.33%	10,775.1	34.05%	0.3
Gas	3,676.6	17.87%	6,457.8	20.41%	1.4
<b>Total</b>	<b>20,578.7</b>	<b>100.00%</b>	<b>31,645.7</b>	<b>100.00%</b>	<b>0.5</b>

Fuente: SENER con información de World Energy Outlook 2015.

Como podemos observar en la *Tabla 2.4*, la cantidad total de emisiones de CO<sub>2</sub> ha crecido de manera importante llegando casi a duplicar el monto producido situándose en un 77.34% el crecimiento en la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> generadas en un periodo de poco más de 20 años.

La cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> generadas a consecuencia de la producción de energía eléctrica en el año 2013 fue de 13,440.9 Mt lo cual representa el 42.47% del total de las emisiones que se generaron en ese año, mientras que, en el año 1990, se emitieron 7,579.3 Mt de CO<sub>2</sub> que significaron un 36.83% del total de emisiones que se concibieron ese año. La SENER (2015) explica que una de las principales razones por las cuales ha crecido el porcentaje de emisiones de CO<sub>2</sub> con respecto al total de los años 1990 al 2013 se debe al aumento exponencial de la población que ha habido, lo cual genera una mayor demanda de electricidad en los servicios públicos, hogares y también en el sector industria que busca satisfacer las necesidades de un mercado cada vez mayor aumentando sus niveles de producción.

### 2.1.2.2 Generación prospectiva mundial de las emisiones de CO<sub>2</sub>

La generación de energía eléctrica, después del sector transporte, es el mayor emisor de CO<sub>2</sub>. Como se explicó anteriormente, la cantidad de CO<sub>2</sub> generado se ha incrementado en gran parte gracias al aumento de la demanda de electricidad. La siguiente *Tabla 2.5* nos muestra los diferentes escenarios:

**Tabla 2.5.**  
**Emisiones de CO<sub>2</sub> mundial al 2040, escenario CPS Y 450 S (Mt).**

Fuente	2013	CPS				450 S		Tmca (%)	
		2020	2030	2040	2020	2030	2040	CPS	450
<b>Por consumo general</b>									
Carbón	4,632.3	4,773.0	5,081.5	5,191.1	4,579.4	3,851.5	3,028.2	0.5	-1.5
Derivados del petróleo	9,874.5	10,755.4	11,938.0	13,169.2	10,281.7	9,091.0	7,310.5	1.1	-1.1
Gas	3,698.0	4,277.4	5,019.5	5,788.7	4,130.1	4,328.5	4,470.3	1.7	0.9
<b>Total</b>	<b>18,204.8</b>	<b>19,805.8</b>	<b>22,039.0</b>	<b>24,149.0</b>	<b>18,991.2</b>	<b>17,271.0</b>	<b>14,809.0</b>	<b>1.1</b>	<b>-0.7</b>
<b>Por generación de energía eléctrica</b>									
Carbón	9,780.5	10,715.3	12,881.0	15,000.3	8,983.0	4,367.7	1,536.0	1.6	-6.6
Derivados del petróleo	900.6	733.0	570.9	502.0	665.8	367.8	263.9	-2.1	-4.4
Gas	2,759.8	2,955.4	3,662.4	4,489.7	2,818.1	2,865.6	2,168.3	1.8	-0.9
<b>Total</b>	<b>13,440.9</b>	<b>14,403.7</b>	<b>17,114.3</b>	<b>19,992.0</b>	<b>12,466.9</b>	<b>7,601.1</b>	<b>3,968.2</b>	<b>1.5</b>	<b>-4.4</b>
<b>Total, CO<sub>2</sub> producido</b>									
Carbón	14,412.8	15,488.3	17,962.5	20,191.4	13,562.4	8,219.2	4,564.2	1.3	-4.2
Derivados del petróleo	10,775.1	11,488.4	12,508.9	13,671.2	10,947.5	9,458.8	7,574.4	0.9	-1.3
Gas	6,457.8	7,232.8	8,681.9	10,278.4	6,948.2	7,194.1	6,638.6	1.7	0.1
<b>Total</b>	<b>31,645.7</b>	<b>34,209.5</b>	<b>39,153.3</b>	<b>44,141.0</b>	<b>31,458.1</b>	<b>24,872.1</b>	<b>18,777.2</b>	<b>1.2</b>	<b>-1.9</b>

Fuente: SENER con información de World Energy Outlook 2015.

En 2013, las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a la generación de electricidad, ascendió a 13,440.9 Millones de toneladas (Mt), siendo el carbón el combustible más contaminante. Con las políticas energéticas actuales (CPS), se espera un incremento de 6,551.0 Mt, alcanzando en 2040, 19,992.0 Mt, mientras que en el escenario 450 S la cantidad decrecería 9,472.7 situándose para ese mismo año en 3,968.2 Mt la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> generadas a consecuencia de la generación de electricidad.

En el Escenario de Nuevas Políticas (NPS), la generación de electricidad y las emisiones de CO<sub>2</sub> presentan una tendencia a desacoplarse, resultado, tanto de las políticas puestas en marcha para descarbonizar el sector eléctrico, como del aumento en la eficiencia de las plantas de combustibles fósiles. Mientras que la generación de electricidad se incrementa al 2040 en 69.1%, las emisiones solo crecerán 12.0%.

**Tabla 2.6.**  
**Emisiones de CO<sub>2</sub> mundial al 2040, escenario NPS (Mt).**

Fuente	2013	2020	2025	2030	2035	2040	Tmca (%)
<b>Por consumo general</b>							
Carbón	4,632.3	4,688.5	4,755.5	4,803.8	4,788.8	4,763.3	0.2
Derivados del petróleo	9,874.5	10,538.7	10,774.0	10,989.8	11,168.1	11,357.5	0.5
Gas	3,698.0	4,235.7	4,542.5	4,871.8	5,192.3	5,492.4	1.6
<b>Total</b>	<b>18,204.8</b>	<b>19,462.9</b>	<b>20,072.0</b>	<b>20,665.4</b>	<b>21,149.2</b>	<b>21,613.2</b>	<b>0.7</b>
<b>Por generación de energía eléctrica</b>							
Carbón	9,780.5	10,023.1	10,104.6	10,264.3	10,452.8	10,655.6	0.3
Derivados del petróleo	900.6	722.0	611.8	526.1	483.9	456.5	-2.5
Gas	2,759.8	2,872.4	3,117.2	3,381.2	3,686.3	3,947.6	1.3
<b>Total</b>	<b>13,440.9</b>	<b>13,617.5</b>	<b>13,833.6</b>	<b>14,171.6</b>	<b>14,623.0</b>	<b>15,059.7</b>	<b>0.4</b>
<b>Total, CO<sub>2</sub> producido</b>							
Carbón	14,412.8	14,711.6	14,860.1	15,068.1	15,241.6	15,418.9	0.3
Derivados del petróleo	10,775.1	11,260.7	11,385.8	11,515.9	11,652.0	11,814.0	0.3
Gas	6,457.8	7,108.1	7,659.7	8,253.0	8,878.6	9,440.0	1.4
<b>Total</b>	<b>31,645.7</b>	<b>33,080.4</b>	<b>33,905.6</b>	<b>34,837.0</b>	<b>35,772.2</b>	<b>36,672.9</b>	<b>0.5</b>

Fuente: SENER con información de World Energy Outlook 2015.

De acuerdo con lo anterior, se puede concluir que el presente proyecto es pertinente desde el punto de vista de las mega tendencias ya que busca analizar y evaluar las alternativas que ayuden a disminuir el consumo de la energía eléctrica en la empresa refresquera para determinar cuál es la más factible y de esta manera contribuir con la reducción de la demanda mundial de electricidad influyendo de manera positiva en la preservación del medio ambiente y sus recursos naturales todo esto sin dejar a un lado el principal objetivo del proyecto que es abaratar los costos de producción para absorber el impacto que ha tenido la entrada en vigor del IEPS en las ganancias de la empresa.

## 2.2 Entorno macroeconómico

Las organizaciones empresariales o de cualquier tipo son influidas por el entorno general también llamado macroentorno que incluye el tipo de sistema económico de un país que puede ser de libre empresa, mercados controlados o mercados de planeación central. También influyen las condiciones económicas como los ciclos de expansión, recesión y los cambios en el nivel general de vida. Otra variable importante es el tipo de sistema político (democracia, dictadura o monarquía) y finalmente la condición del ecosistema, demografía y sistema cultural.

El entorno macroeconómico de México es favorable para las inversiones según indica el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas (CEFP). El CEFP (2017) en su informe *Criterios Generales de Política Económica (CGPE)* indica que:

Se anticipa una aceleración de la actividad económica en 2018, con un rango de crecimiento de entre 2.0 y 3.0 por ciento que incluye una expansión más equilibrada entre los sectores que componen la economía, una disminución en la incertidumbre proveniente del exterior y el impacto positivo de la implementación exitosa de las Reformas Estructurales. (p.11)

El CEFP (2017) de igual manera señala en su informe que:

El Paquete Económico también resalta la implementación de una política fiscal construida sobre dos pilares: la estabilidad, basada en la culminación de la trayectoria de consolidación fiscal comprometida en 2013 y que implica disminuir los Requerimientos Financieros del Sector Público y la certidumbre, bajo la cual el Gobierno Federal reitera su compromiso en no crear nuevos impuestos ni aumentar los existentes, lo que se traduciría en ingresos relativamente estables para el próximo año respecto al cierre estimado de 2017. (p.12)

Esto último es de vital importancia para la empresa refresquera en la cual se llevará a cabo el presente proyecto ya que indica que no abra un alza en ningún impuesto, por lo cual el IEPS aplicado desde el 2014 se mantendrá estable.

Dentro del entorno macroeconómico uno de los aspectos que influyen es la reforma de la energía eléctrica la cual tiene por objetivo establecer, ejecutar, vigilar y regular las políticas por medio de la Secretaría de Energía (SENER) y Comisión Reguladora de Energía (CRE) las cuales buscan crear una mayor competencia dentro de los distribuidores de energía eléctrica lo cual generara precios más bajos y una mayor oferta, siendo el Centro Nacional de Control de Energía (CNCE) un organismo descentralizado de la Administración Pública Federal la encargada del acceso abierto al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) el cuál administra el desarrollo de los programas de expansión de la Red Nacional de Transmisión.

La SENER y la CRE, con la opinión de la Secretaría de Economía, deberán establecer dentro de las condiciones de los contratos y permisos que contempla esta Ley que, bajo las mismas circunstancias, incluyendo igualdad de precios, calidad y entrega oportuna, se deberá dar preferencia a la adquisición de bienes nacionales, y a la contratación de servicios de origen nacional, incluyendo la capacitación y contratación, a nivel técnico y directivo, de personas de nacionalidad mexicana (CNCE, 2015).

Una de las disposiciones enmarcadas dentro de la reforma nos dice que la SENER promoverá el cumplimiento en materia sobre la fuente de energía, seguridad energética y la promoción de fuentes de energías limpias, estableciendo certificados de Energías Limpias, así como de Emisiones Contaminantes, ofreciendo la flexibilidad en casos como excedentes o faltantes durante el periodo de la transición.

La SENER (2016) indica que, en las últimas décadas, México se ha posicionado como una de las economías más sólidas del mundo, pese a la fuerte desaceleración global que existe en el plano económico. En cuanto a población, desde 2005, el país presenta una tasa de crecimiento anual poblacional de 1.3%, pasando de 107.2 a 121.0 Millones de personas lo cual representa un impacto sustancial en la demanda del petróleo con sus derivados y de electricidad. Por otro lado, también nos dice que el Índice de Precios al Consumidor, en el periodo estudiado de 2005 a 2015, ha mantenido 4.1% en promedio anual, como resultado de la política monetaria vigente en el país y que garantiza estabilidad generalizada en el nivel de precios.

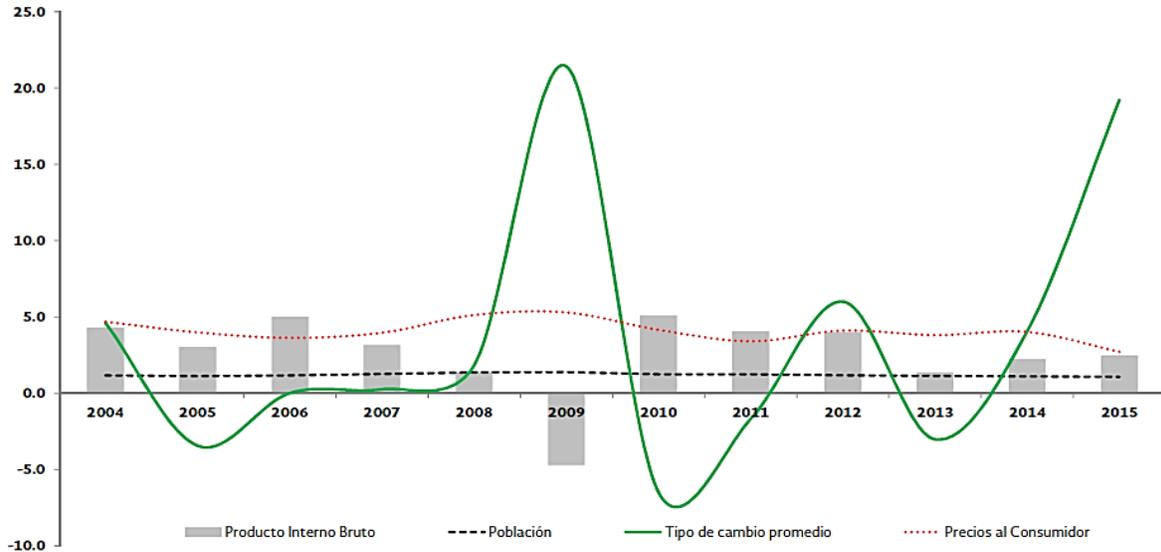
**Tabla 2.7.**  
**Principales variables macroeconómicas de México, 2005-2015**

<b>Variable Macroeconómica</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>Tmca (%)</b>
Población (millones de personas)	107.2	108.4	109.8	111.3	112.9	114.3	115.7	117.1	118.4	119.7	121.0	1.3
Producto Interno Bruto (Miles de Millones Pesos 2008)	11,160.5	11,718.7	12,087.6	12,256.9	11,680.7	12,277.7	12,774.2	13,287.5	13,468.3	13,770.7	14,110.1	2.7
Tipo de cambio promedio (Pesos por Dólar)	10.9	10.9	10.9	11.1	13.5	12.6	12.4	13.2	12.8	13.3	15.8	3.5
Precios al Consumidor (Porcentaje de variación promedio anual)	4.0	3.6	4.0	5.1	5.3	4.2	3.4	4.1	3.8	4.0	2.7	n.a.

Fuente: SENER con información de INEGI.

Como podemos observar en la *Tabla 2.7* anterior, el Producto Interno Bruto (PIB), a pesar de la desaceleración del 2009, ha presentado un crecimiento de 2.7% a lo largo del período de 2005 a 2015. La SENER (2016) señala que con el apoyo de las reformas el gobierno busca volver a dinamizar la economía para lograr a mediano plazo, un crecimiento del PIB de 5.0% aproximadamente para lo cual, indican, el sector energético es estratégico al igual que para el desarrollo de la economía mexicana, dada su importancia en el funcionamiento de todas las actividades productivas del país y el impulso que a estas le dé, como el transporte de personas y mercancías, la producción de manufacturas, el funcionamiento de establecimientos comerciales, de servicios, fábricas y hogares o la electrificación en centros de enseñanza; en resumen, el desarrollo del sector energético en México está íntimamente relacionado con el crecimiento económico y social del país.

Otra de las principales variables macroeconómicas es el tipo de cambio con respecto al dólar el cual según la SENER (2016) ha presentado dos grandes variaciones a lo largo del período analizado, específicamente en 2009 con una variación anual de 21.4%, y en 2015 con una variación de 19.2%. Estos incrementos tienen efectos en el comercio exterior de México, en la producción y en el mercado de divisas, como es el caso del valor de venta del petróleo o la compra de hidrocarburos de importación.



**Figura 2.5. Principales variables macroeconómicas de México, 2005-2015 (Variación porcentual)**

Fuente: SENER con información de INEGI

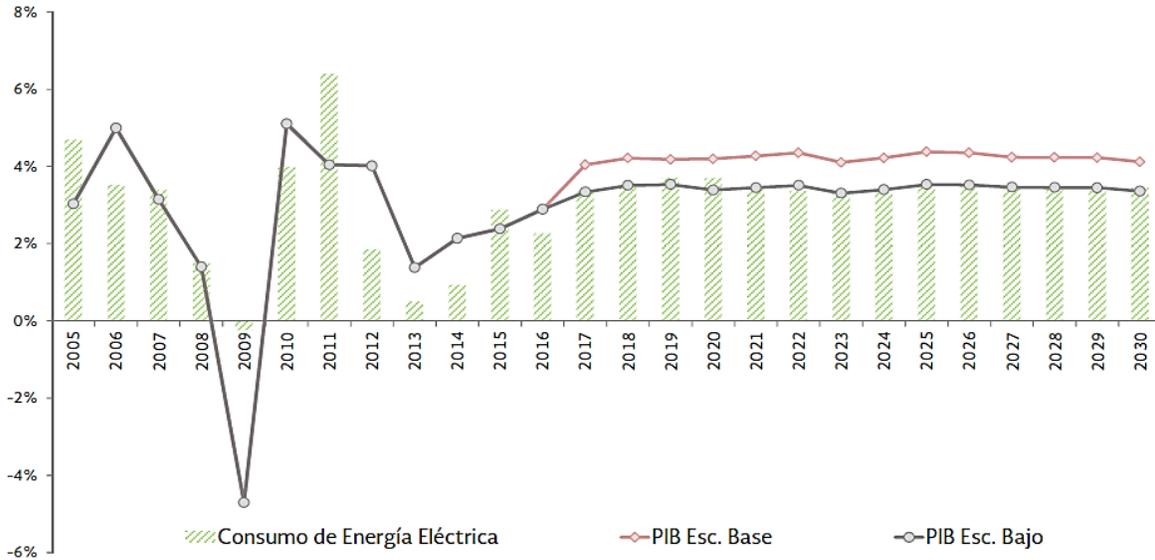
### 2.2.1 Pronósticos macroeconómicos

El considerar factores como el comportamiento de la economía nacional en las estimaciones de demanda y consumo de energía eléctrica para el mediano y largo plazo permite optimizar, dimensionar y diseñar la expansión de capacidad de generación y transmisión requerida para cubrir las necesidades de la población con criterios de calidad, confiabilidad y estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

A partir de las bases macroeconómicas definidas por la SENER, en conjunto de un grupo interinstitucional donde participaron entidades como CENACE, CENAGAS, IMP, PEMEX, analistas de la UNAM y otras áreas de la misma Secretaría, se establecieron dos escenarios macroeconómicos que se encuentran apegados a los Criterios Generales de Política para la Iniciativa de Ley de Ingresos y el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación correspondientes al Ejercicio Fiscal 2015. Con esta información se elaboraron las estimaciones de consumo de electricidad, constituyendo una trayectoria de referencia del ejercicio de planeación del SEN en el período 2016-2030. Estos escenarios son las bases para estimar los niveles y trayectorias del consumo de energía por sector y región.

#### 2.2.1.1 Producto Interno Bruto (PIB)

En 2015, el PIB se caracterizó por presentar una ligera recuperación respecto al año anterior de 2.4% de variación anual. Mientras que el consumo de energía eléctrica se incrementó 2.9% respecto al 2014. En la siguiente figura se observa como la tendencia de ambas variables guardan una estrecha relación, esto es porque la energía eléctrica se emplea en la producción de bienes y servicios de la economía nacional.

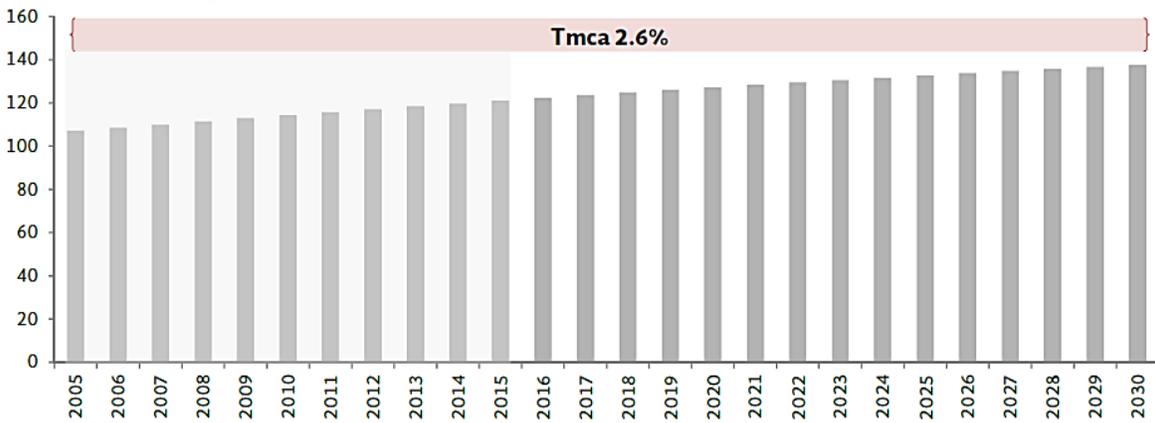


**Figura 2.6. Evolución del consumo de energía eléctrica y el producto interno bruto (Variación anual)**

Fuente: SENER, con información de INEGI y CAPEM, Oxford Economics.

### 2.2.1.2 Población

El Consejo Nacional de Población (CONAPO) dio a conocer que, en 2015, había 121.0 millones de mexicanos y que, con una Tmca de 2.6% entre 2004 y 2030, se espera que al final de dicho período hayan 137.5 millones (Figura 2.7). Estas proyecciones inciden directamente en los pronósticos de la demanda de energía eléctrica, al considerar el nivel de usuarios para el sector residencial.

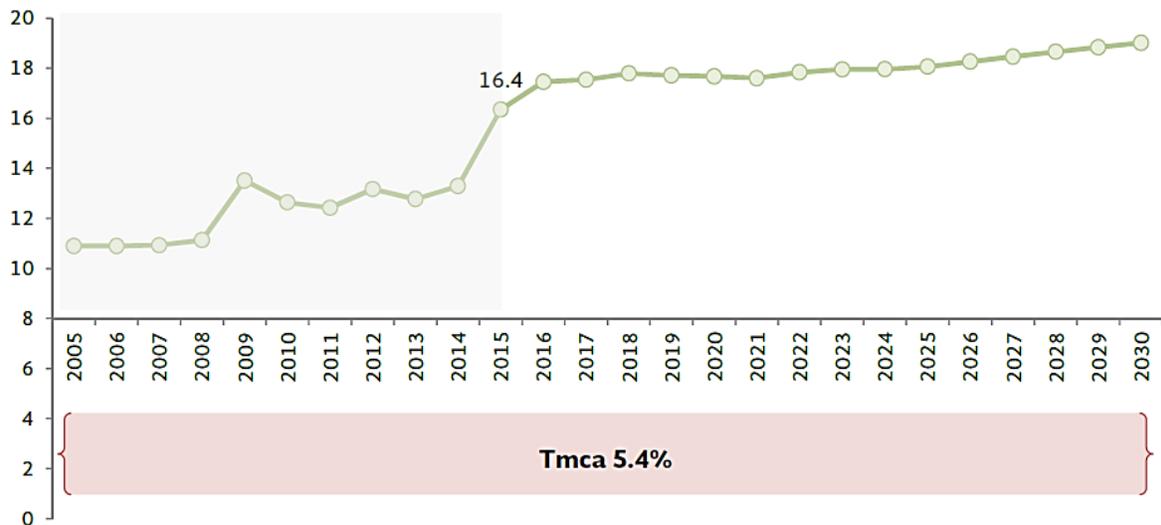


**Figura 2.7. Pronósticos de población de México, 2005-2030 (Millones de Personas)**

Fuente: SENER con información de CONAPO.

### 2.2.1.3 Tipo de cambio

En el año 2015, el comportamiento del tipo de cambio presentó altas variaciones derivadas de factores externos a la economía nacional, ubicándose en 16.4 pesos por dólar (Figura 2.8), 23.0% mayor que el registrado en el año 2014. El comportamiento de esta variable influye de manera directa en los precios de los combustibles, principalmente en los de GN, dado que el principal proveedor es EUA.

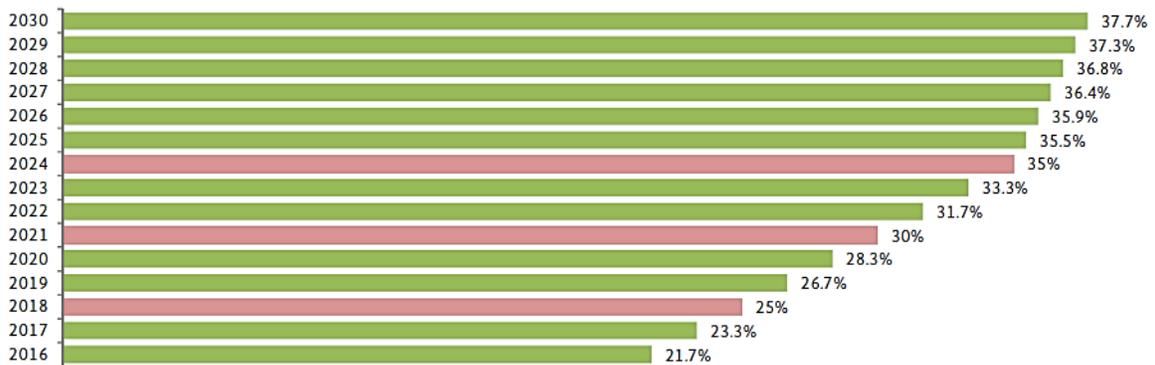


**Figura 2.8. Pronósticos del tipo de cambio (Paridad peso-dólar 2015)**

Fuente: SENER, con información de INEGI y CAPEM, Oxford Economics.

### 2.2.2 Participación de energías limpias y potenciales

A través de la Ley de Transición Energética (LTE) se busca incrementar de forma gradual la participación de las Energías Limpias en la Industria Eléctrica con el objetivo de cumplir las metas establecidas en materia de generación de energías limpias y de reducción de emisiones. Para lograr la meta de una participación mínima de energías limpias del 25% en el 2018, 30% en 2021 y 35% para 2024, se debe de considerar el potencial que existe de los recursos renovables con los que se cuenta hoy en día para poder aprovecharlos al máximo, y desarrollar los proyectos que son técnica y económicamente más viables para la planeación a futuro del SEN (Figura 2.9).



**Figura 2.9. Trayectoria de las metas de energías LIMPIAS 2016-2030 (Porcentaje)**

Fuente: Información de PRODESEN, SENER.

El poder identificar estos potenciales permite a los inversionistas ubicar zonas donde puedan llevar a cabo el desarrollo de proyectos de generación limpia, que contribuyan a la diversificación de la matriz energética, como se describe a continuación.

**Tabla 2.8.**  
**Potencial de energías limpias**

<b>Tecnología</b>	<b>Potencial disponible (MW)</b>	<b>Tipo</b>	<b>Fuente</b>
Bioenergía	1,500	Referente al potencial económicamente competitivo.	Iniciativa para el Desarrollo de las Energías Renovables en México: Biomasa (SENER, 2012). <a href="http://www.pwc.com/mx/es/industrias/infraestructura/estudios-energias-renovables.html">http://www.pwc.com/mx/es/industrias/infraestructura/estudios-energias-renovables.html</a>
Cogeneración eficiente	7,045	Referente al potencial nacional en un escenario medio.	Estudio sobre Cogeneración en el Sector Industrial en México (SENER, 2009). <a href="http://www.cogeneramexico.org.mx/documentos.php">http://www.cogeneramexico.org.mx/documentos.php</a>
Eólica	12,000	Referente conservador del potencial nacional.	Iniciativa para el Desarrollo de las Energías Renovables en México: Eólica (SENER, 2012). <a href="http://www.pwc.com/mx/es/industrias/infraestructura/estudios-energias-renovables.html">http://www.pwc.com/mx/es/industrias/infraestructura/estudios-energias-renovables.html</a>  El potencial eólico mexicano: Oportunidades y retos en el nuevo sector eléctrico (Asociación Mexicana de Energía Eólica - AMDEE - y PWC; 2014). <a href="http://www.amdee.org/amdee-estudios">http://www.amdee.org/amdee-estudios</a>
Geotérmica	1,932	De acuerdo con las expectativas de crecimiento de la geotermia.	Prospectiva de Energías Renovables 2015-2029 <a href="http://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivasdel-sector-energético">http://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivasdel-sector-energético</a>
Hidroeléctrica	9,763	De acuerdo con el potencial probable y un factor de planta del 30%.	Prospectiva de Energías Renovables 2015-2029 <a href="http://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivasdel-sector-energético">http://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivasdel-sector-energético</a>
Nucleoeléctrica	1,360	Referente al potencial anual por reactor nuclear con fechas de inicio de operación a partir de 2026.	Estudio de planificación de expansión de generación del Sistema Eléctrico Nacional considerando la incorporación de capacidad de generación nucleoeléctrica. Gerencia de Análisis de Redes, Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE). 2014.
Solar fotovoltaica	8,000	De acuerdo con el potencial técnicamente viable.	Iniciativa para el Desarrollo de las Energías Renovables en México: Solar FV (SENER, 2012). <a href="http://www.pwc.com/mx/es/industrias/infraestructura/estudios-energias-renovables.html">http://www.pwc.com/mx/es/industrias/infraestructura/estudios-energias-renovables.html</a>  Prospectiva de Energías Renovables 2015-2029. <a href="http://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivasdel-sector-energético">http://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivasdel-sector-energético</a>

Fuente: Información de PRODESEN, SENER.

La participación de energías limpias es una de las variables más importantes para el ejercicio de planeación, condiciona a la optimización del modelo a que siempre cumpla un cierto nivel de generación por fuentes limpias, buscando los costos más económicos y ubicando la disponibilidad del recurso.

## 2.3 Aspectos legales

Para poder entender cómo se regula la ley del Impuesto Especial sobre la Producción y Servicios decretado por el Congreso de los Estados Unidos Mexicanos se debe analizar los puntos donde hacen referencia a los productos refresqueros o a los recursos necesarios para la fabricación de estos.

### 2.3.1 Disposiciones generales

**ARTICULO 1°.** - Están obligadas al pago del impuesto especial sobre producción y servicios, las personas físicas y las morales que realicen los actos o actividades siguientes:

- I. La primera enajenación en territorio nacional o, en su caso, la importación de los bienes señalados en esta Ley
- II. La prestación de los servicios señalados en esta Ley.

El impuesto se calculará aplicando a los valores a que se refiere este ordenamiento, la tasa que para cada bien o servicio establece el artículo 2° del mismo.

**ARTICULO 2°.** - Al valor de los actos o actividades que a continuación se señalan, se aplicarán las tasas siguientes.

- I. En la primera enajenación o en su caso, en la importación de los siguientes bienes:
  - a) Aguas envasadas y refrescos, en envases cerrados.....5.7%
  - b) Jarabes o concentrados para preparar refrescos que se expendan en envases abiertos utilizando aparatos eléctricos o mecánicos.....40%
  - c) Concentrados, polvos, jarabes, esencias o extractos de sabores, destinados al consumidor final, que al diluirse permitan obtener refrescos.....20%
  - g) Las bebidas alcohólicas no comprendidas en los incisos anteriores.....40%

**ARTICULO 3°.** - Para los efectos de esta Ley se entiende por:

- I. Aguas envasadas, las que contienen sustancias minerales, así como las potables gasificadas y envasadas.
- II. Refrescos, las bebidas no fermentadas, elaboradas con agua, jugo, pulpa, extractos o esencias de frutas o con cualquiera otra materia prima, gasificados o sin gas.
- IX. Envases menores, los de capacidades hasta de 5,000 mililitros y tratándose de vinos de mesa hasta 18,000 mililitros.
- X. Tabacos labrados, los cigarros y los tabacos cernidos, picados, de hebra, de mascar, así como el rapé.
- XI. Servicio telefónico local, o de larga distancia, los que comercialmente se cobren como tales.

**ARTICULO 4°.** - La Federación, el Distrito Federal, los Estados, los Municipios, los organismos descentralizados o cualquier otra persona, deberán pagar el impuesto de acuerdo con los preceptos de esta Ley, aun cuando conforme a otras leyes y decretos no causen impuestos federales o estén exentos de ellos.

**ARTICULO 5°.** - El impuesto se calculará por ejercicios fiscales aplicando a los valores de los actos o actividades realizados en el ejercicio las tasas del impuesto, excepto en el caso de importaciones ocasionales de bienes en el que se estará a lo dispuesto en el artículo 16 de esta Ley. Los ejercicios fiscales coincidirán con los del impuesto sobre la renta.

Los contribuyentes efectuarán pagos provisionales mensuales, a cuenta del impuesto anual, a más tardar el día 20 o al siguiente día hábil, si aquél no lo fuera, de cada uno de los meses de calendario de ese ejercicio, mediante declaración que presentarán en las oficinas autorizada. El pago mensual se calculará aplicando las tasas del impuesto a los valores de los actos o actividades realizados en el mes de calendario anterior, a excepción de las importaciones.

Los contribuyentes que enajenen gasolina efectuarán pagos provisionales semanales, a cuenta del impuesto anual, a más tardar los martes o al siguiente día hábil si aquél no lo fuera de cada una de las semanas de calendario de su ejercicio, mediante declaración que presentarán en las oficinas autorizadas. El pago semanal se calculará aplicando al valor de las enajenaciones realizadas en la semana de calendario anterior la tasa del impuesto.

El impuesto del ejercicio, deducidos los pagos provisionales y los efectuados con motivo de la importación, se pagará mediante declaración que se presentará ante las oficinas autorizadas, dentro de los 3 meses siguientes al cierre del mismo ejercicio. Los contribuyentes del impuesto sobre la renta presentarán con la declaración definitiva de ese gravamen, un ejemplar de la declaración anual del impuesto establecido en esta Ley.

Cuando la aplicación de las tasas que establece el artículo 2o. de esta Ley arroje una diferencia de fracción de centavo, las fracciones se ajustarán, si equivalen a más de medio centavo a la totalidad del centavo siguiente y cuando sean de medio centavo o inferiores, al centavo inmediato anterior.

Tratándose de importación de bienes, el pago se hará conforme lo establece el artículo 15 de esta Ley.

**ARTICULO 6°.** - El contribuyente que reciba la devolución de bienes enajenados u otorgue descuentos o bonificaciones con motivo de la realización de actos o actividades por los que se tenga que pagar el impuesto en los términos de esta Ley, deducirá en la siguiente o siguientes declaraciones mensuales el monto de dichos conceptos, del valor de los actos o actividades por los que se deba pagar el impuesto.

## **CAPITULO II.** De la Enajenación

**ARTICULO 7°.** - Para los efectos de esta Ley; se entiende por primera enajenación:

- I. Toda transmisión de propiedad de bienes que realice el fabricante o envasador, incluyendo las que se efectúen a través de fideicomiso o mediante adjudicación No quedan comprendidas las donaciones que sean deducibles para efectos de la Ley del Impuesto sobre la Renta.
- II. La venta en la que el fabricante o envasador se reserve la propiedad de la cosa vendida, desde que se celebre el contrato aun cuando la transferencia de la propiedad opere con posterioridad o no llegue a efectuarse, en este último caso, se procederá en los términos del artículo 6o. de esta Ley.
- III. El faltante de materias primas o de bienes en los inventarios de los contribuyentes con excepción de los que sean deducibles para efectos de la Ley del Impuesto sobre la Renta.
- IV. Tratándose de gasolina, la que se efectúe en los expendios autorizados y la que Petróleos Mexicanos enajene directamente al consumidor final. Se equipará a la primera enajenación el consumo que realice Petróleos Mexicanos.

**ARTICULO 8°.** - No se pagará el impuesto establecido en esta Ley, en las enajenaciones siguientes:

- I. Bebidas elaboradas con jugo o pulpa de fruta, siempre que el peso del contenido de estas materias primas exceda del 40% del peso de la bebida.
- IV. La de bienes que se exporten con carácter definitivo, en los términos de la legislación aduanera.

**ARTICULO 9°.** - Para los efectos de esta Ley, se entiende que la enajenación se efectúa en territorio nacional, si en él se encuentra el bien al efectuarse el envío al adquirente y cuando, no habiendo envío se realiza en el país la entrega material del bien por el enajenante.

**ARTICULO 10°.** - Se considera que se efectúa la enajenación de los bienes en el momento en que se realice cualquiera de los supuestos siguientes:

- I. Se envíe el bien al adquirente. A falta de envío, al entregarse materialmente el bien. No se aplicará esta fracción cuando la persona a la que se envíe o entregue el bien, no tenga obligación de recibirlo de adquirirlo.
- II. Se pague parcial o totalmente el precio.
- III. Se expida el documento que ampare la enajenación.

**ARTICULO 11°.** - Para calcular el impuesto tratándose de enajenaciones se considerará como valor el precio pactado, incluyendo el de los envases y empaques, no retornables, necesarios para contener los bienes que se enajenan, así como las cantidades que además se carguen o cobren al adquirente por intereses normales o moratorios, penas convencionales o cualquier otro concepto distinto de impuestos. A falta de precio pactado se estará al valor que los bienes tengan en el mercado, o en su defecto al de avalúo.

Los intereses moratorios y las penas convencionales darán lugar al pago de este impuesto en el mes en que se paguen.

En el caso de gasolina, se considerará que los sobrepagos autorizados no forman parte del valor a que se refiere el primer párrafo de este artículo.

### **CAPITULO III.** De la Importación de Bienes

**ARTICULO 12°.** - Para los efectos de esta Ley, se considera importación la introducción al país de bienes y se estima que ésta se efectúa:

- I. En el momento en que los bienes queden a disposición del importador en la aduana, recinto fiscal o fiscalizado.
- II. En caso de importación temporal al convertirse, en definitiva.

**ARTICULO 13°.** - No se pagará el impuesto establecido en esta Ley, en las importaciones siguientes:

- I. Las que en los términos de la legislación aduanera no lleguen a consumarse, sean temporales, tengan el carácter de retorno de bienes exportados temporalmente o sean objeto de tránsito o transbordo.
- II. Las efectuadas por pasajeros en los términos de la legislación aduanera y por las misiones diplomáticas acreditadas en México, con los controles y limitaciones que, mediante disposiciones de carácter general, en su caso, establezca la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
- III. La de bienes cuya enajenación en el país no dé lugar al pago del impuesto establecido en esta Ley. No quedan comprendidos los bienes a que se refieren las fracciones III y V del artículo 8o. de esta Ley.

- IV. Los concentrados, polvos, jarabes, esencias o extractos de sabores siempre que se importen para elaborar refrescos en envases cerrados y el importador cumpla con los requisitos de información y control que señale el reglamento. Cuando el importador enajene los refrescos se pagará el impuesto establecido en esta Ley sobre el valor de la enajenación.
- V. Las bebidas alcohólicas importadas en recipientes mayores siempre que se cumplan los requisitos de información y control que señale el reglamento. Cuando el importador los enajene en envases menores se pagará el impuesto establecido en esta Ley sobre el valor de la enajenación.

**ARTICULO 14°.** - Para calcular el impuesto tratándose de importación de bienes, se considerará el valor que se utilice para los fines del impuesto general de importación, adicionado con el monto de este último impuesto y de los demás que se tengan que pagar con motivo de la importación, a excepción del impuesto al valor agregado.

En el caso de bienes por los que no se esté obligado al pago del impuesto general de importación, se considerará como valor el que aparezca en la factura comercial adicionado en su caso con los impuestos que se tengan que pagar con motivo de la importación, a excepción del impuesto al valor agregado.

**ARTICULO 15°.** - Tratándose de la importación de bienes, el pago del impuesto establecido en esta Ley tendrá el carácter del provisional y se hará juntamente con el del impuesto general de importación, inclusive cuando el pago del segundo se difiera en virtud de encontrarse los bienes en depósito fiscal en los almacenes generales de depósito.

Cuando se trate de bienes por los que no se esté obligado al pago del impuesto general de importación, los contribuyentes efectuarán el pago del impuesto especial sobre producción y servicios, mediante declaración que presentarán en la aduana correspondiente.

No podrán retirarse mercancías de la aduana o recinto fiscal o fiscalizado, sin que previamente quede hecho el pago que corresponda conforme a esta Ley.

**ARTICULO 16°.** - Cuando se importe un bien en forma ocasional por el que deba pagarse el impuesto establecido en esta Ley, el pago se hará en los términos del artículo anterior y tendrá el carácter de definitivo.

#### **CAPITULO IV.** De la Prestación de Servicios

**ARTICULO 17°.** - En la prestación de servicios se tendrá obligación de pagar el impuesto conforme a lo siguiente:

- I. Tratándose de seguros, las primas correspondientes darán lugar al pago del impuesto en el mes en que se paguen.
- II. En el caso de servicios telefónicos en el momento en que sean exigibles las contraprestaciones a cargo de los usuarios en territorio nacional y sobre el monto de cada una de ellas.

**ARTICULO 18°.** - Para calcular el impuesto tratándose de prestación de servicios se considerará como valor el total de la contraprestación pactada, así como las cantidades que además se carguen o cobren a quien reciba el servicio por intereses normales o moratorios, penas convencionales o cualquier otro concepto distinto de impuesto.

**CAPITULO V.** De las Obligaciones de los Contribuyentes

**ARTICULO 19°.** - Los obligados al pago de este impuesto tienen, además de las obligaciones señaladas en otros artículos de esta Ley, las siguientes:

- I. Llevar los libros de contabilidad y registros que señale el reglamento y efectuar, conforme al mismo, la separación de las operaciones, desglosadas por tasas.
- II. Expedir documentos que comprueben el valor de la contraprestación pactada, repercutiendo en los mismos, expresamente y por separado, el impuesto establecido en esta Ley. Cuando se trate de prestación de servicios o de la enajenación de bienes que normalmente sean destinados al consumidor final, en el precio que se pacte se podrá incluir el monto de este impuesto.
- III. Presentar en las oficinas autorizadas las declaraciones señaladas en esta Ley. Si un contribuyente tuviera varios establecimientos, presentará por todos ellos una sola declaración, semanal, mensual o del ejercicio, según se trate, en las oficinas autorizadas correspondientes al domicilio fiscal del contribuyente.  
(Lo dispuesto en el párrafo anterior no es aplicable en el caso de importación).
- IV. Marcar en las etiquetas, empaques o envases y sus accesorios los datos que señale el reglamento.
- V. Tener en sus fábricas los equipos necesarios para determinar la producción y controlar e informar sobre el consumo de materias primas, así como de envases y empaques, conforme lo señale el reglamento. Esta fracción sólo es aplicable a quienes enajenen aguas envasadas, refrescos y bebidas alcohólicas, inclusive cerveza.
- VI. Tener la información que corresponda de los bienes que enajenen o importen respecto de su consumo por entidad federativa e impuesto correspondiente, conforme a lo dispuesto en el reglamento, así como de los servicios prestados por establecimiento en cada entidad federativa.
- VII. Quienes adquieran los productos mencionados en la fracción III del artículo 8o. de esta Ley, en las condiciones que el mismo establece, deberán informar a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, los volúmenes adquiridos y el nombre, domicilio, clave del registro federal de contribuyentes del vendedor, e importe de la operación.

Cuando el enajenante no proporcione la información señalada en el párrafo anterior, el adquirente deberá retener el impuesto establecido en esta Ley, sin perjuicio del que deberá de pagar el enajenar las bebidas elaboradas con el aguardiente o el propio aguardiente enajenado en envases menores.

**ARTICULO 20°.** - Los contribuyentes que envasen bebidas alcohólicas distintas de la cerveza, lo harán en envases menores, debiendo solicitar y adherir marbetes en la forma que establezca el reglamento, las cuales no podrán salir del lugar de embasamiento sin cumplir con este requisito.

Tratándose de importación en envases menores, los marbetes se adherirán en la aduana. Los importadores que reúnan los requisitos que establezca el reglamento, podrán adherir los marbetes a los envases menores en sus almacenes, bodegas o depósitos, dentro de los quince días siguientes al en que se retiren los bienes de la aduana.

En el caso de importación en recipientes mayores los marbetes deberán adherirse a los envases inmediatamente después de concluido el embasamiento.

**ARTICULO 21°.** - Petróleos Mexicanos presentará a más tardar el día 10 o el siguiente día hábil, si aquél no lo fuera, de cada uno de los meses de calendario, declaración informando sobre los volúmenes de gasolina que en el mes inmediato anterior haya enajenado a los expendidos

autorizados, directamente a consumidores y los consumidos por él. Esta declaración no sustituye a las que deberá presentar Petróleos Mexicanos en los términos de esta Ley.

## **CAPITULO VI.** De las Facultades de las Autoridades.

**ARTICULO 22°.** - Las autoridades fiscales podrán determinar presuntivamente el valor de las actividades por las que se debe pagar el impuesto establecido en esta Ley, en los casos a que se refieren las fracciones I a IV del artículo 61 de la Ley del Impuesto sobre la Renta. Para estos efectos, calcularán las contraprestaciones totales recibidas por el contribuyente en el ejercicio de que se trate, utilizando los datos de su contabilidad y documentación o tomarán como base los que resulten mayores, de los contenidos en la declaración del impuesto sobre la renta o en la del impuesto al valor agregado, correspondiente al mismo ejercicio o a uno anterior, con las modificaciones que, en su caso, hubieran tenido con motivo del ejercicio de las facultades de comprobación, o bien, presumirán el valor por los medios indirectos de la investigación económica o de cualquiera otra clase.

Al importe de la determinación presuntiva se aplicará la tasa del impuesto que corresponda a esta Ley.

**ARTICULO 23°.** - Cuando el contribuyente omita registrar adquisiciones de materia prima, se presumirá, salvo prueba en contrario, que éstas fueron utilizadas para elaborar productos por los que se está obligado al pago del impuesto establecido en esta Ley, que estos productos fueron enajenados en el mes en que se adquirieron las materias primas y que el impuesto respectivo no fue declarado.

Cuando el contribuyente omita registrar empaques, envases o sus accesorios, se presumirá, salvo prueba en contrario, que dichos faltantes se utilizaron para el envasado de productos por los que se está obligado al pago del impuesto establecido en esta Ley, que estos productos fueron enajenados en el mes en que se adquirieron y que el impuesto respectivo no fue declarado.

**ARTICULO 24°.** - Las autoridades fiscales podrán determinar presuntivamente el precio en que los contribuyentes enajenaron los productos a que esta Ley se refiere, aplicando cualquiera de los siguientes métodos:

- I. Los precios corrientes en el mercado interior o exterior y en defecto de éstos el de avalúo que practiquen u ordenen practicar las autoridades fiscales.
- II. El costo de los bienes incrementado con él por ciento de utilidades bruta con que opere el contribuyente. Dicho por ciento se obtendrá de los datos contenidos en la declaración presentada para efectos del impuesto sobre la renta en el ejercicio de que se trate o de la última que se hubiere presentado y se determinará dividiendo la utilidad bruta entre el costo declarado. A falta de declaración se entenderá que la utilidad bruta es de 50%.
- III. El precio en que una persona enajene bienes adquiridos del contribuyente, disminuido con el coeficiente que para determinar la utilidad fiscal le correspondería, conforme a la Ley del Impuesto sobre la Renta.
- IV. Tratándose de productos sujetos a precio máximo al público, el que resulte de restarle, el margen máximo autorizado al comercio y el impuesto correspondiente.

El margen de comercialización en el caso de enajenación de aguas envasadas y refrescos, se considerará que es del 25%, cuando la enajenación se realice por medio de terceros fuera de una faja de 20 kilómetros que circunde a la localidad en que esté ubicada la fábrica.

Si de la aplicación de cualquiera de los métodos antes mencionados, se determina que el contribuyente enajenó sus productos a precios superiores a los declarados, las autoridades fiscales podrán considerar que la producción del último ejercicio se enajenó a ese precio.

**ARTICULO 25°.** - Las autoridades fiscales podrán determinar presuntivamente que se enajenaron los bienes que el contribuyente declara mermas en los procesos de producción, embasamiento o comercialización, cuando éstas excedan de los siguientes porcentos:

- I. 3%, en aguas envasadas y refrescos.
- II. 12.3%, en cerveza.
- III. 5%, en las bebidas alcohólicas, distintas de la cerveza, que se añejen en barricas que se encuentren en lugares cubiertos, 10% cuando dichas barricas se encuentren en lugares descubiertos y 1.5% cuando el añejamiento se realice por otros sistemas; y 1% por su embasamiento.
- IV. 0.74%, en gasolina, sobre volúmenes adquiridos.

Para determinar el valor en que se enajenaron los bienes, se considerará que éstos se enajenaron al precio más alto en que la contribuyente venda dichos productos.

El porcentaje a que se refiere la fracción I de este artículo comprende las donaciones señaladas en el artículo 7o., fracción I de esta Ley, con excepción de las cantidades que se destinen a promociones, siempre que no excedan de los límites que fije el reglamento.

**ARTICULO 26°.** - Las autoridades fiscales podrán presumir, salvo prueba en contrario, que los volúmenes de gasolina informados por Petróleos Mexicanos, en los términos del artículo 21 de esta Ley, fueron adquiridos y que el mismo volumen de gasolina, descontando la merma de 0.74% fue enajenado por el contribuyente, por partes iguales, en cada una de las semanas completas de calendario comprendidas en el informe.

## **CAPITULO VII.** De las Participaciones a Entidades Federativas

**ARTICULO 27°.** - Los Estados adheridos al Sistema Nacional de Coordinación Fiscal no mantendrán impuestos locales o municipales sobre:

- I. Los actos o actividades por los que deba pagarse el impuesto que esta Ley establece o sobre las prestaciones o contraprestaciones que deriven de los mismos, ni sobre la producción, introducción, distribución o almacenamiento de bienes cuando por su enajenación deba pagarse dicho impuesto.
- II. Los actos de organización de los contribuyentes del impuesto establecido en esta Ley.
- III. La expedición o emisión de títulos, acciones u obligaciones y las operaciones relativas a los mismos por los contribuyentes del impuesto que esta Ley establece.

El Distrito Federal no establecerá ni mantendrá en vigor los gravámenes a que se refiere este artículo.

**ARTICULO 28°.** - Los Estados que no se adhieran al Sistema Nacional de Coordinación Fiscal, participarán de la recaudación atribuible a sus respectivos territorios, conforme a las siguientes bases:

- I. Del importe recaudado sobre cerveza:
  - a) 2.8% a las entidades que la produzcan.
  - b) 36.6% a las entidades donde se consuma.
  - c) 7.9% a los municipios de las entidades donde se consuma.

- II. Del importe recaudado sobre gasolina:
  - a) 8% a las entidades federativas.
  - b) 2% a sus municipios.
- III. Del importe recaudado sobre tabacos:
  - a) 2% a las entidades productoras.
  - b) 13% a las entidades consumidoras.
  - c) 5% a los municipios de las entidades consumidoras.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público cubrirá directamente las cantidades que correspondan a los municipios, de acuerdo con la distribución que señale la legislatura local respectiva y en su defecto, en función del número de sus habitantes según los datos del último censo.

Los Estados que no se adhieran al Sistema Nacional de Coordinación Fiscal, podrán gravar la producción, acopio o venta de tabaco en rama con impuestos locales o municipales que en conjunto no excederán de un peso cincuenta y cinco centavos por kilo, que sólo podrán decretar las entidades en que aquél se cultive.

## **TRANSITORIOS**

**ARTICULO PRIMERO.-** Esta Ley entrará en vigor en toda la República, el día primero de enero de 1981, con excepción de las disposiciones contenidas en los incisos A, B y C de la fracción I, del artículo 2o. de este ordenamiento, relativas a la enajenación e importación de aguas envasadas y refrescos en envases cerrados; jarabes o concentrados para preparar refrescos que se expendan en envases abiertos utilizando aparatos eléctricos o mecánicos; y concentrados, polvos, jarabes, esencias o extractos de sabores, destinados al consumidor final, que al diluirse permitan obtener refrescos; las cuales entrarán en vigor el primero de enero de 1982.

**ARTICULO TERCERO. -** Al entrar en vigor la presente Ley, quedarán derogadas las leyes siguientes:

- I. Ley del Impuesto sobre Producción y Consumo de Cerveza, a excepción del artículo 10, fracciones II a XXV y XXVII A XXIX y 25, que continuarán en vigor hasta el 31 de diciembre de 1981, fecha a partir de la cual queda abrogado dicha Ley.
- II. Ley Federal de Impuestos a las Industrias del Azúcar, Alcohol, Aguardiente y Embasamiento de Bebidas Alcohólicas, a excepción de los artículos 13 a 16, 52, 53, 54 y 56, que continuarán en vigor hasta el 31 de diciembre de 1981, fecha a partir de la cual queda abrogada dicha Ley.

Los reglamentos de las leyes que se derogan se continuarán aplicando en lo relativo a los preceptos que quedan vigentes, sólo durante el año de 1981.

**ARTICULO CUARTO. -** Las obligaciones derivadas de las disposiciones fiscales que queden abrogadas o derogadas, según sea el caso, a partir del 1o. de enero de 1981, que hubieran nacido por la realización, durante su vigencia, de las situaciones jurídicas o de hecho previstas en las mismas, deberán ser cumplidas en la forma y plazos establecidos en las citadas disposiciones.

**ARTICULO QUINTO.-** No se pagará el impuesto establecido en esta Ley, cuando por la compraventa de primera mano, por el embasamiento, producción, venta, consumo o por los ingresos obtenidos de la prestación de servicios, ya se hayan causado los impuestos federales que se abrogan o derogan según el caso, o cuando la contraprestación fue exigible antes del 1o. de enero de 1981; si

es exigible con posterioridad, en razón de que los actos o actividades fueren de carácter continuo, sólo se pagará el impuesto por la parte de la contraprestación correspondiente a los actos o actividades o los efectos de los mismos que se realicen a partir de dicha fecha.

En las importaciones de bienes, no se pagará este impuesto por los introducidos en el país con anterioridad al 1o. de enero de 1981 en los términos del Código Aduanero de los Estados Unidos Mexicanos. Se pagará el impuesto establecido en esta Ley en la importación temporal que se convierta en definitiva con posterioridad a dicha fecha.

Los importadores de bebidas alcohólicas que previa autorización de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, concedida en los términos de la Ley Federal de Impuesto a las Industrias del Azúcar, Alcohol, Aguardiente y Embasamiento de Bebidas Alcohólicas, hayan diferido el entero del impuesto hasta que las bebidas sean enajenadas en territorio nacional, pagarán el impuesto en los términos del Artículo Cuarto Transitorio de esta Ley.

**ARTICULO SEXTO.** - A partir de la fecha en que entre en vigor esta Ley, quedan sin efecto las disposiciones administrativas de carácter general y las resoluciones a consultas, interpretaciones, autorizaciones o permisos otorgados a título particular, en materia de los impuestos establecidos en las leyes y reglamentos que se abrogan o derogan.

Durante el año de 1981, lo dispuesto en el párrafo anterior no es aplicable a las disposiciones que quedan en vigor durante dicho año en los términos del Artículo Tercero Transitorio de esta Ley.

**ARTICULO SEPTIMO.** - Los contribuyentes del impuesto establecido en esta Ley, que durante 1981 cierren su ejercicio para efectos del impuesto sobre la renta, antes del 31 de diciembre de dicho año presentarán su declaración del ejercicio conjuntamente con la que corresponda por este último impuesto, considerando únicamente los actos o actividades realizados entre el 1o. de enero de este año y el cierre del ejercicio mencionado. Las instituciones de seguros continuación con el ejercicio que iniciaron conforme a la Ley del Impuesto sobre Seguros.

**ARTICULO OCTAVO.** - Durante el año de 1981, los contribuyentes que enajenen o importen cerveza, en lugar de la tasa del 21.5%, establecida en el inciso D de la fracción I del artículo 2o., de esta Ley, aplicarán la tasa del 18% y demás una cuota fija de \$0.23 por litro de cerveza producida o importada. El impuesto se pagará en los términos de los artículos 5o. y 15 de este ordenamiento.

La parte del impuesto que se determine aplicando la cuota fija, tratándose de cerveza producida en el país, se calculará sobre el volumen de producción elaborado en el mes inmediato anterior, verificado por medio de los contadores oficiales automáticos, de acuerdo con los litros pasados a través de estos, descontándose la cerveza retornada a los cuartos fríos, que no hubiere salido de la fábrica. Tratándose de cerveza importada, la parte del impuesto que se determine aplicando la cuota fija, se calculará sobre el volumen de cerveza importada.

Para los efectos de la aplicación de la tasa del 18%, del valor de la cerveza enajenada o importada, se excluirá el impuesto que resulte de aplicar la cuota fija.

**ARTICULO NOVENO.-** Los contribuyentes que fabriquen cerveza deberán presentar ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, dentro de los primeros quince días del mes de enero de los años de 1981 y 1982, una declaración pormenorizada en la que expresen las existencias de cerveza terminada el 31 de diciembre de 1980 y de 1981, respectivamente, indicando aquélla que

se encuentre en cuartos fríos o salas de gobierno pendiente únicamente de ser envasada, así como la ya envasada que se encuentre en almacenes de la empresa. Dichas existencias deberán ser tomadas con intervención del personal fiscal comisionado en cada fábrica y respecto de la cerveza que esté pendiente de envasarse, debiendo indicarse el número de cocimiento de que proviene, fecha de este y demás datos de identificación, conforme a los libros oficiales.

**ARTICULO DECIMO.** - Los contribuyentes que produzcan o envasen vinos de mesa, sidras, rompopes y brandies deberán presentar ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, dentro de los primeros quince días del mes de enero del año de 1981, una declaración pormenorizada en la que expresen las existencias de productos terminados al 31 de diciembre de 1980, indicando aquéllos que se encuentren ya envasados, o en los almacenes de la empresa.

Los contribuyentes obligados al pago del impuesto establecido en esta Ley, por la enajenación e importación de brandies que contengan más del 90% de aguardiente de uva, durante el año de 1981 aplicarán en vez de la tasa del 40% establecida en el inciso G, fracción I del artículo 2o. de esta Ley, la tasa del 37%.

**ARTICULO DECIMO PRIMERO.** - En tanto se expida el reglamento, los importadores que introduzcan al país bebidas alcohólicas en recipientes mayores, requerirán autorización de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, para cumplir con los requisitos de información y control que señala la fracción V del artículo 13 de esta Ley.

Los importadores, para adherir los marbetes a los envases menores en sus almacenes, bodegas o depósitos dentro de los quince días siguientes al día en que se retiren los bienes de la aduana, en tanto se expida el reglamento, requerirán autorización de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público la cual no será necesaria cuando se esté gozando de autorización concedida para este efecto en los términos de la Ley Federal de Impuesto a las Industrias del Azúcar, Alcohol, Aguardiente y Embasamiento de Bebidas Alcohólicas.

**ARTICULO DECIMOSEGUNDO.** - Durante 1981, los contribuyentes del impuesto establecido en esta Ley, por la enajenación de bienes, calcularán el impuesto aplicando la tasa correspondiente en los términos del artículo 2o. de esta Ley, al valor de enajenación señalado en el artículo 11 de este ordenamiento o sobre el precio máximo en que enajenaron sus productos durante los dos últimos meses de 1980, el que sea mayor.

**ARTICULO DECIMOTERCERO.-** En tanto el precio al público en el Distrito Federal, incluyendo impuesto de la gasolina NOVA no exceda de \$2.80, los contribuyentes de toda la República obligados al pago del impuesto por este concepto, en vez de efectuar pagos provisionales semanales, los harán quincenalmente, a más tardar los días 20 y 5o. de cada mes, o al siguiente día hábil, si aquéllos no lo fueran, respecto de las ventas realizadas en la quincena anterior mediante declaración que presentarán en las oficinas autorizadas.

Mientras los pagos provisionales sean quincenales, las autoridades fiscales podrán presumir, salvo prueba en contrario, que los volúmenes de gasolina informados por Petróleos Mexicanos en los términos del artículo 21 de esta Ley, fueron adquiridos; y que el mismo volumen de gasolina, descontando la merma mismo volumen de gasolina, descontando la merma de 0.74%; fue enajenado por el contribuyente, por partes iguales en cada una de las quincenas comprendidas en el informe.

**ARTICULO DECIMOCUARTO.** - Durante el año de 1981, del rendimiento del impuesto por concepto de prestación de servicios telefónicos, se destinará el 40% a apoyar los programas de desarrollo de

las empresas que se dedican al servicio telefónico a fin de que mejoren y amplíen dicho servicio incluyendo aquéllos de la Federación para las comunicaciones eléctricas de larga distancia y de telefonía rural. Este apoyo se hará a través del organismo que señale la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y en la forma que la misma determine.

(Congreso de los Estados Unidos Mexicanos)

### **Conclusión del capítulo**

Al tener en cuenta todos los aspectos que pueden llegar a afectar el desempeño del proyecto, se pueden tomar en cuenta ajustes durante su implementación, y conocer a fondo el marco legal sobre el cual se desarrolla, permitirá realizar implementaciones que ayudarán a reducir los costos de producción y poder combatir el alza que el Impuesto Especial sobre Productos y Servicios está generando en el producto.

## Capítulo III Estudio de mercado

Al realizar el estudio de mercado se pueden conocer datos más exactos sobre la demanda a nivel nacional de la energía eléctrica, conocer los niveles tarifarios de la república mexicana y también conocer el comportamiento de la energía eléctrica a través de las temporadas del año.

De igual forma se analiza el consumo de la Energía Eléctrica tomando en cuenta el PIB nacional en el que incrementó porcentualmente del 2005 al 2015. Por último, se consideran las pérdidas como objetivo de reducción técnicas y no-técnicas.

### 3.1 Antecedentes de la empresa

Empresa creada a finales de 1890, considerada como agroindustrial con fuerte compromiso con el campo mexicano y con más de 100 años de presencia a nivel mundial, tiempo en el que con estrategia y desempeño se ofrece un amplio portafolio de marcas de alimentos y bebidas a través de sus unidades de sus distribuidores principales.

A mediados de la década de los 50's, ya se contaba con 118 plantas embotelladoras en 52 países además de los Estados Unidos. La empresa comienza a experimentar con los tamaños de la botella y por primera vez comenzó a empaquetar latas. (Museo del objeto MODO, mayo de 2014).

Llega a México en 1933, y para 1948 estableció su primera planta en Atlacomulco, Edo. de México, en la actualidad cuenta con 39 plantas: 1 de concentrados y 38 embotelladoras a lo largo de la República Mexicana (elmodo.mx).

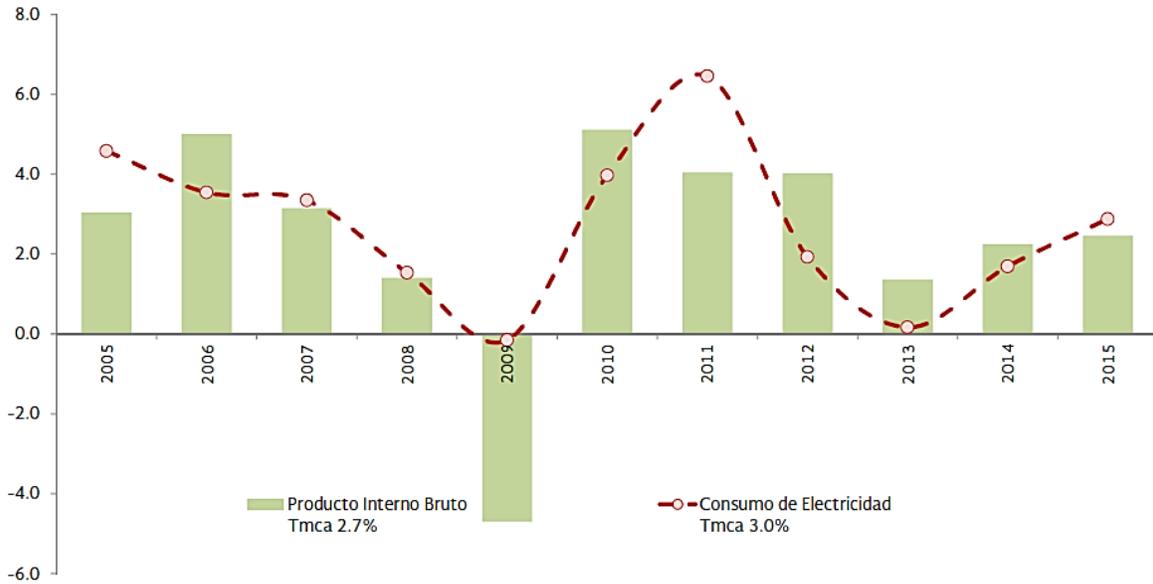
### 3.2 Consumo y demanda nacional de energía eléctrica

La demanda eléctrica se refiere al requerimiento instantáneo a un sistema eléctrico de potencia, normalmente expresado en MW, para el caso del consumo eléctrico, este es la potencia eléctrica utilizada por toda o por una parte de una instalación durante un período determinado de tiempo<sup>15</sup> y se expresa en MWh. La diferencia estriba principalmente en que la demanda es una medida promedio de la tasa de consumo eléctrico y consumo es la medida del consumo eléctrico total.

#### 3.2.1 Consumo nacional de energía eléctrica

El crecimiento del consumo de electricidad tiene una fuerte correlación con el crecimiento económico del país. Esto se explica porque el desempeño económico de México está en función de las actividades productivas que desarrolla en los sectores industrial, comercial, servicios, agropecuarios, entre otros, mismos que requieren de electricidad para poderse llevar a cabo.

Entre 2005-2015, el PIB creció 2.7% en promedio anual, mientras que el consumo de energía eléctrica lo ha hecho a un ritmo de 3.0%, como se muestra en la *Figura 3.1*.

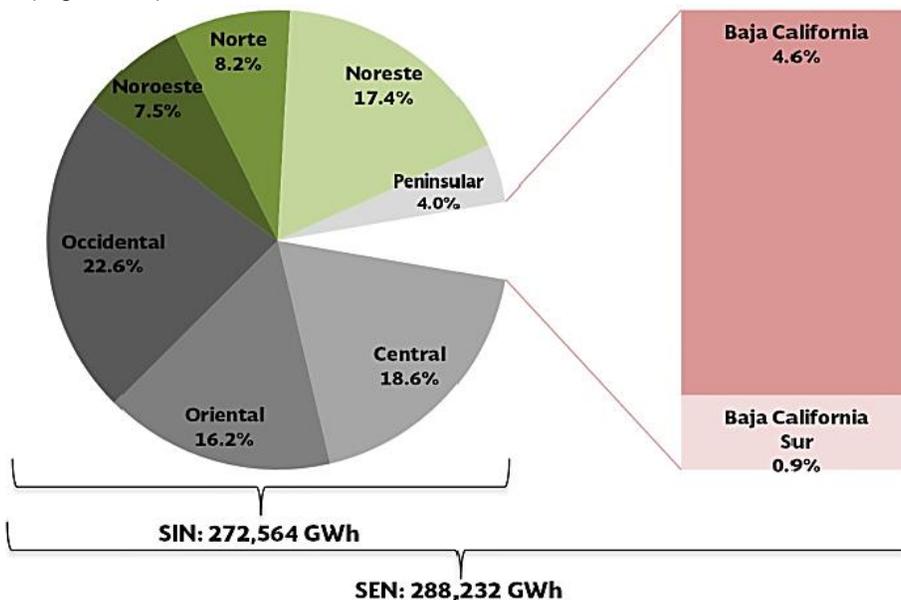


**Figura 3.1. PIB y consumo de energía eléctrica, 2005-2015 (Tasa anual).**

Fuente: SENER con información de CENACE e INEGI.

El consumo de energía es el total anual de las ventas de energía, autoabastecimiento remoto, ventas asociadas a la reducción de pérdidas no técnicas, importación, reducción de pérdidas y usos propios. El consumo registrado en el SEN en el 2015 fue de 288,232 GWh, 2.9% mayor respecto al año 2014.

Para el Sistema Interconectado Nacional (SIN), las áreas operativas con mayor consumo en el 2015 fueron: el área Occidental con el 22.6% (65,220 GWh); el área Central con el 18.6% de participación, equivalente a 53,649 GWh y el área Oriental con el 16.2% (46,587 GWh). Por el contrario, el área Peninsular tuvo la menor participación con el 4.0% (11,617 GWh) del consumo total registrado para el SEN. Las áreas de Baja California y Baja California Sur, alcanzaron en conjunto el 5.4% de participación (Figura 3.2).



**Figura 3.2. Participación del consumo de energía eléctrica por área operativa (Porcentaje)**

Fuente: SENER.

Respecto al comportamiento observado del consumo de todas las áreas operativas del SEN, Baja California Sur presenta la Tmca más alta del período 2005-2015 con 5.9%, para ubicarse en 2,546 GWh. El área Peninsular también muestra un alto crecimiento con 5.2% para la década y entre 2014 y 2015 presentó un incremento de 9.2% pasando de 10,635 GWh en 2014 a 11,617 GWh en 2015.

El área Central, ha mantenido una tasa de crecimiento de 1.3%, la menor en la década, como resultado de una fuerte concentración poblacional en la región, lo que limita la expansión y por ende restringiendo el incremento de la demanda de electricidad. Entre el 2014 y 2015, sólo incrementó su consumo en 0.8% (421 GWh), registrando 53,649 GWh, como se observa en la siguiente *Tabla 3.1*.

**Tabla 3.1.**  
***Evolución del consumo de energía eléctrica por área operativa, 2005-2015 (GWh)***

Área/Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Tmca (%)
Central	49,129.0	50,523.3	51,953.0	52,429.7	52,158.2	54,227.4	55,107.6	54,866.3	53,891.1	53,227.9	53,649.0	1.3
Oriental	36,208.0	37,452.0	38,322.0	39,106.8	39,096.2	40,097.9	42,447.5	43,835.2	44,224.3	44,901.0	46,587.0	3.0
Occidental	47,734.0	49,239.0	51,603.0	52,404.6	52,179.3	55,602.0	60,066.3	61,664.6	61,974.1	63,539.8	65,220.0	3.7
Noroeste	15,506.0	15,966.0	16,616.0	16,690.4	16,997.0	17,338.6	19,251.0	20,097.0	20,465.6	21,088.6	21,642.0	4.0
Norte	18,254.0	18,751.9	19,416.4	19,346.5	19,436.7	20,403.2	22,116.2	22,483.6	22,678.6	23,149.8	23,734.0	3.3
Noreste	38,630.0	40,205.0	41,068.0	41,824.1	41,470.0	43,442.0	47,379.4	47,776.5	47,581.1	48,559.0	50,114.0	3.0
Peninsular	7,218.0	7,721.0	8,353.3	8,853.6	9,216.0	9,205.9	9,734.6	9,937.7	10,300.0	10,635.2	11,617.0	5.2
B. Cal.	10,466.0	11,088.0	11,272.0	11,418.2	11,099.6	10,991.2	11,426.5	12,020.4	11,996.2	12,598.4	13,122.0	2.5
B. Cal. Sur	1,551.7	1,711.7	1,841.1	2,067.7	2,121.1	2,151.9	2,302.4	2,352.5	2,386.0	2,460.4	2,546.0	5.9
<b>SIN</b>	212,679.0	219,858.2	227,331.7	230,655.7	230,553.4	240,317.0	256,102.6	260,660.9	261,114.8	265,101.3	272,563.0	3.0
<b>SEN</b>	224,696.7	232,657.9	240,444.8	244,141.6	243,774.1	253,460.1	269,831.5	275,033.8	275,497.0	280,160.1	288,231.0	3.0

Fuente: SENER con información de PRODESEN 2016-2030.

En la *Tabla 3.2* se indica la evolución de la capacidad para atender cargas remotas autoabastecidas, es decir, el comportamiento que han tenido las plantas de autoabastecimiento que inyectan la energía a la red de transmisión para proveer a otros centros de consumo localizados en un sitio diferente al de la central generadora. En los últimos diez años, el autoabastecimiento remoto ha crecido potencialmente en todas las áreas operativas; ejemplo de ello es el área Noroeste, en la que se ha incrementado en 82.6%, o Baja California con un crecimiento medio anual de 32.4%.

**Tabla 3.2.**  
**Energía eléctrica de autoabastecimiento remoto, 2005-2015 (GWh).**

Área/Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Tmca (%)
Central	1,479.0	1,633.0	1,681.0	1,947.1	1,923.2	1,473.0	1,544.3	1,597.7	1,867.7	2,373.4	2,989.7	8.5
Oriental	855.0	1,073.0	1,096.0	1,141.7	1,321.6	1,422.8	1,368.5	1,670.2	2,397.6	2,763.8	3,161.6	15.2
Occidental	1,811.0	1,693.0	2,298.0	2,268.0	2,542.8	2,693.4	2,595.7	2,651.3	3,136.7	4,096.1	5,240.7	14.5
Noroeste	1.0	9.0	13.0	12.9	68.9	290.0	326.1	393.8	665.8	2,026.4	2,477.1	82.6
Norte	1,314.0	1,425.0	1,480.0	1,450.6	979.4	1,641.0	1,643.8	1,886.9	1,859.9	2,078.4	2,165.1	8.3
Noreste	3,393.0	3,850.0	4,022.0	3,934.4	3,826.4	4,252.4	4,243.6	3,847.2	4,945.6	5,282.2	6,603.2	6.1
Peninsular	34.0	22.0	37.0	17.0	41.2	109.7	100.6	109.6	132.0	212.9	336.3	25.0
B. Cal.	-	-	-	-	-	17.1	48.8	126.8	443.8	590.5	876.4	32.4
B. Cal. Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.d.

Fuente: SENER con información de PRODESEN 2016-2030.

### 3.2.1.1 Pérdidas de Energía Eléctrica

Uno de los principales objetivos en un sistema eléctrico es la reducción de las pérdidas de energía eléctrica, tanto técnicas como no-técnicas. Las primeras se producen por el calentamiento de los elementos del sistema que conduce y transforma la electricidad; las *no-técnicas* se presentan principalmente en la comercialización derivadas de los usos ilícitos, fallas de medición y errores de facturación.

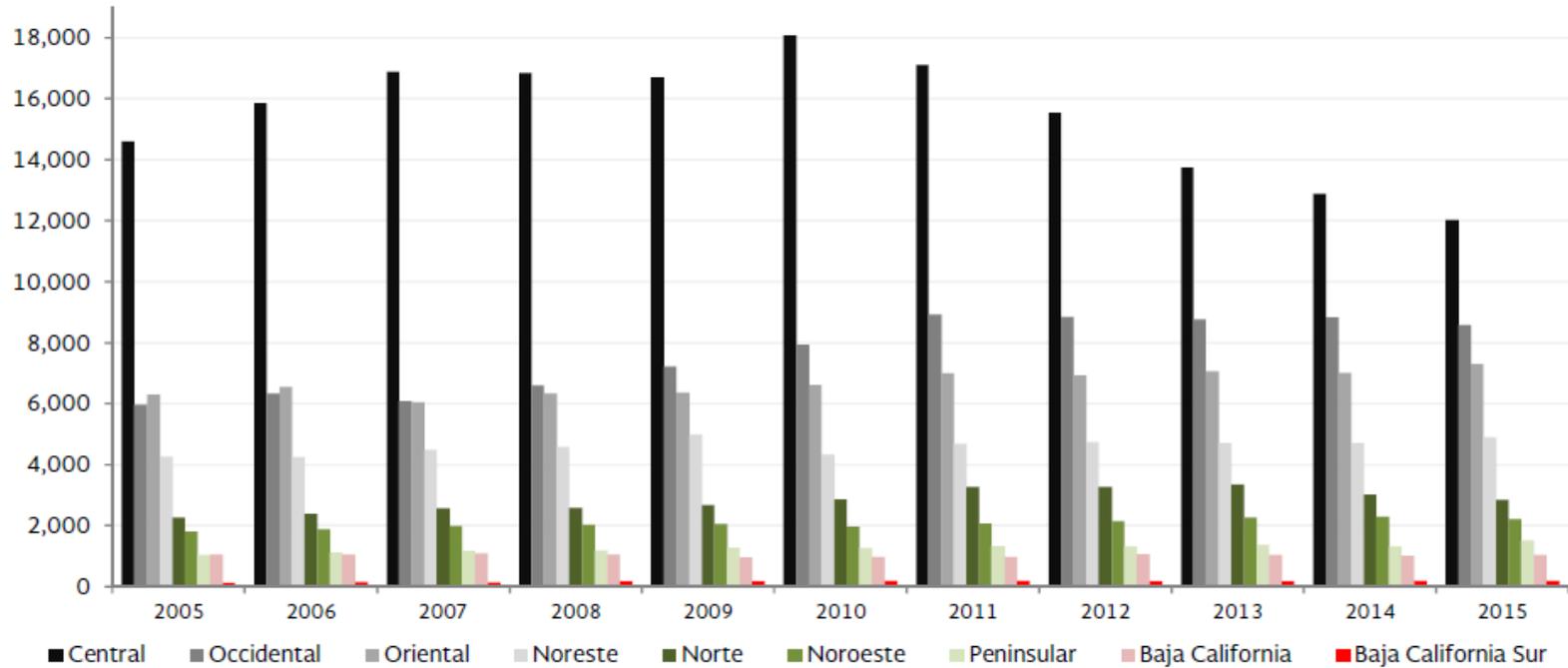
Para cada área operativa, se llevan a cabo diferentes acciones para la reducción de pérdidas, como la construcción de nuevas troncales, recalibración de circuitos, reemplazo de transformadores obsoletos, la regularización de servicios en distintas áreas con apoyo de las autoridades competentes y la sustitución de los medidores electromecánicos por electrónicos, entre otros.

**Tabla 3.3.**  
**Pérdidas de electricidad por área operativa, 2005-2015 (GWh).**

Área/Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Tmca (%)
Central	14,602.0	15,856.3	16,886.0	16,848.3	16,708.8	18,087.7	17,116.2	15,542.3	13,751.1	12,885.3	12,022.4	-1.0
Oriental	6,294.0	6,547.0	6,043.0	6,332.0	6,361.2	6,612.2	6,998.9	6,927.8	7,065.6	7,015.9	7,313.3	1.8
Occidental	5,962.0	6,327.0	6,087.0	6,604.4	7,224.1	7,943.3	8,919.8	8,844.0	8,763.4	8,822.1	8,570.9	4.0
Noroeste	1,799.0	1,884.0	1,993.0	2,020.1	2,060.7	1,956.5	2,062.1	2,141.7	2,264.6	2,299.7	2,215.3	3.5
Norte	2,271.0	2,382.0	2,568.0	2,585.6	2,671.9	2,866.3	3,280.4	3,278.1	3,355.5	3,023.5	2,845.4	2.6
Noreste	4,261.0	4,253.0	4,494.0	4,583.6	4,989.2	4,326.5	4,699.1	4,739.7	4,719.3	4,715.2	4,908.6	2.6
Peninsular	1,044.0	1,134.0	1,184.0	1,188.6	1,291.9	1,269.3	1,339.3	1,317.0	1,373.1	1,333.2	1,514.3	4.2
B. Cal.	1,052.0	1,054.0	1,094.0	1,060.4	964.8	982.1	985.6	1,081.7	1,041.6	1,027.2	1,047.5	0.7
B. Cal. Sur	132.3	161.6	153.8	183.3	176.9	206.1	1,992.0	176.6	184.3	198.4	202.3	5.0

Fuente: SENER con información de PRODESEN 2016-2030.

De 2014 a 2015, áreas como la Central, Occidental, Noroeste y Norte, han disminuido sus pérdidas de electricidad, no así las áreas Oriental, Noreste, Peninsular, Baja California Sur y Baja California que deben realizar esfuerzos significativos para reducir dichas pérdidas (véase Tabla 3.3 y Figura 3.3).

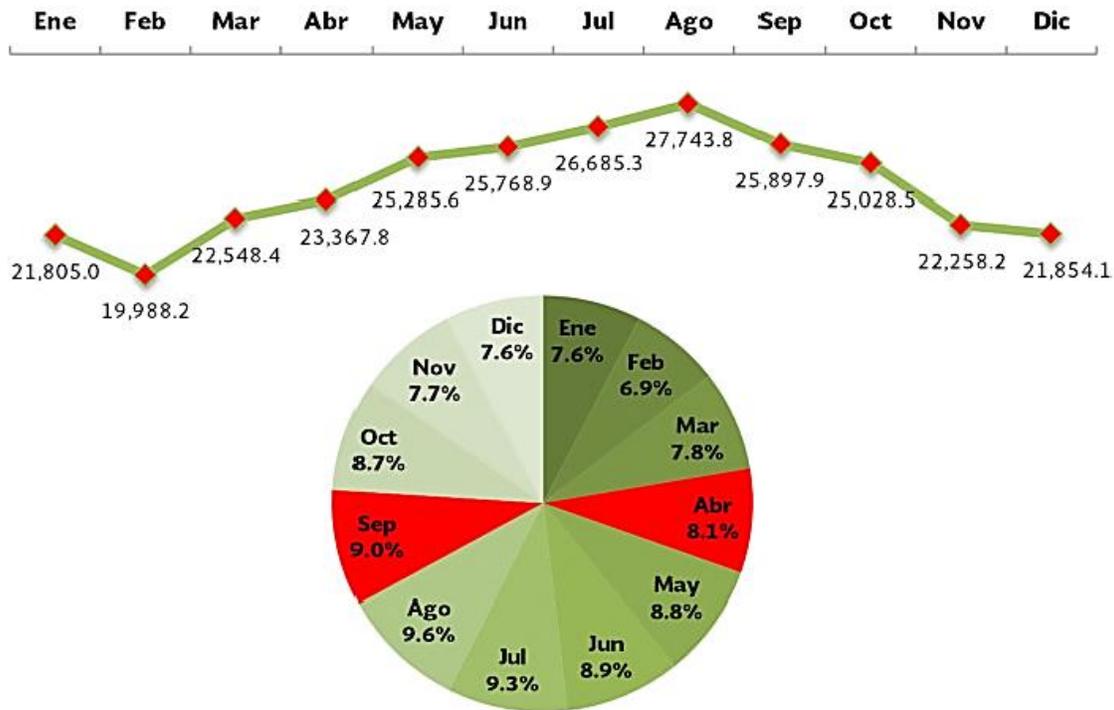


**Figura 3.3. Pérdidas de electricidad, 2005-2015 (GWh).**

Fuente: SENER con información de PRODESEN 2016-2030.

### 3.2.1.2 Comportamiento estacional

El consumo de energía eléctrica en 2015 tuvo 3 períodos con diferentes comportamientos estacionales. El primero de enero a marzo se caracterizó por una disminución del 1,816.8 GWh en el mes de febrero. El segundo período, entre los meses de abril a septiembre, concentró el 53.7% del consumo anual, y se mantuvo con un comportamiento al alza. Finalmente, el tercer período, de octubre a diciembre, presentó una tendencia a la baja, para ajustarse a cifras similares al mes de enero (véase Figura 3.4).



**Figura 3.4. Consumo bruto mensual del SEN 2015 (GWh, Porcentaje).**

Fuente: SENER con información de PRODESEN 2016-2030.

### 3.2.2 Demanda del Sistema Eléctrico Nacional

La Reforma Energética tiene como uno de sus principales objetivos el mejorar la economía de las familias mexicanas y, ante la creciente demanda de energía eléctrica, debe promover mecanismos que cubran esta demanda de manera eficiente y con bajos costos.

Para estimar la demanda de energía eléctrica se requiere considerar diversos factores, como la evolución de las ventas en las diversas zonas del país, pérdidas eléctricas, comportamiento histórico de los factores de carga y de diversidad, escenarios de consumo sectorial de electricidad, entre otros. Estos elementos se describieron en los apartados anteriores, además de considerar la determinación de la capacidad requerida, considerando las variaciones temporales (estacionales, semanales, diarias y horarias) para abastecer la demanda máxima del año, es decir, el valor máximo de las demandas que se presentan en una hora de tiempo en el año para cada área.

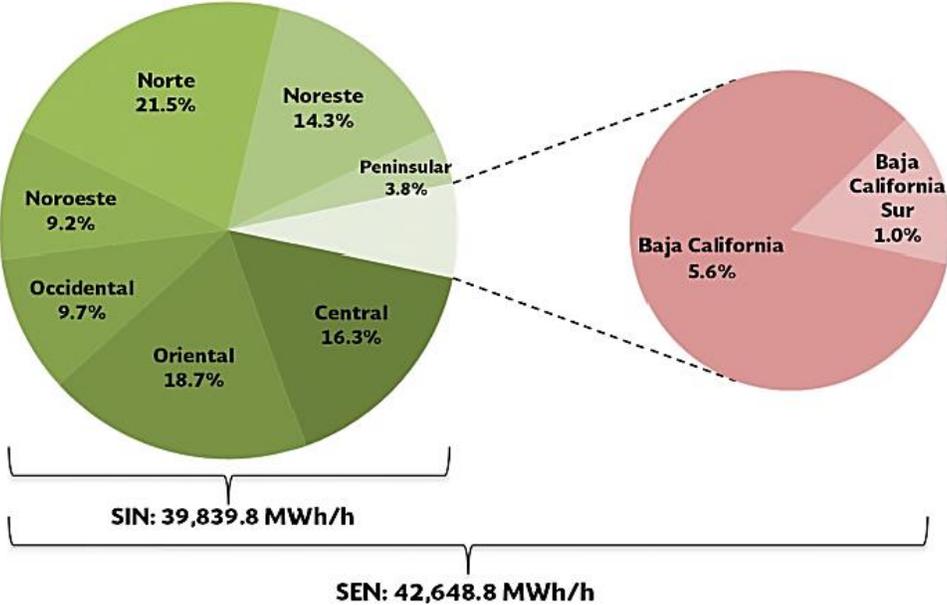
Según cifras del CENACE, el 01 de enero de 2015 a las 9:00 horas, se observó el nivel mínimo de la demanda en el SIN con un valor de 18,341 MWh/h; mientras que, el 14 de agosto a las 17:00 horas, se registró el nivel máximo con un valor de 39,840 MWh/h.

#### 3.2.2.1 Demanda Máxima Coincidente

La demanda máxima coincidente es la suma de las demandas registradas en las áreas operativas en el instante en que ocurre la demanda máxima del SIN. Dicho valor es menor que la suma de las demandas máximas anuales de cada área debido a que ocurren en momentos diferentes.

La demanda máxima coincidente registrada en 2015 para el SIN fue de 39,839.8 MWh/h, 2.2% superior a 2014. Para el SEN, bajo el supuesto de que todas las regiones de control estén

interconectadas, la demanda fue de 42,648.8 MWh/h, donde las áreas Norte, Oriental y Central concentran el 56.4% con 9,151.2 MWh/h, 7,984.7 MWh/h y 6,931.6 MWh/h respectivamente. El restante está distribuido en las áreas Noreste con 6,082.0 MWh/h, Occidental con 4,143.5 MWh/h, Noroeste con 3,935.9 MWh/h y Peninsular con 1,610.9 MWh/h. Finalmente, las áreas Baja California y Baja California Sur participan con el 6.6% (2,89.0 MWh/h) (véase Figura 3.5).



**Figura 3.5. Demanda máxima coincidente del SEN 2015.**

Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

**3.2.2.2 Demanda Máxima Bruta**

Esta demanda se define como la potencia que debe ser generada o importada para satisfacer los requerimientos de los usuarios, las pérdidas de transmisión y los usos propios de centrales generadoras. En el SIN creció 3.1% entre el 2005 y 2015, siendo el área de Baja California Sur la que registró el mayor crecimiento con 6.4% en el mismo período (véase Tabla 3.4).

El área Peninsular y Noroeste presentaron tasas de crecimiento de 5.1% y 4.8% respectivamente. Mientras que el área Central sigue siendo la de menor crecimiento con 0.1%, dado la concentración y maduración económica que esta área presentó en la última década.

**Tabla 3.4.**  
***Evolución de la demanda máxima bruta, 2005 - 2015 (MWh/h).***

Área/Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Tmca (%)
Central	8,287.0	8,419.0	8,606.0	8,435.0	8,702.0	9,004.0	8,844.0	8,651.0	8,411.0	8,192.0	8,151.0	0.1
Oriental	5,684.0	5,882.0	5,786.0	6,181.0	6,071.0	6,356.0	6,577.0	6,626.0	6,709.0	6,767.0	6,960.0	2.5
Occidental	7,047.0	7,106.0	7,437.0	8,069.0	7,763.0	8,175.0	8,669.0	8,975.0	9,207.0	9,104.0	9,374.0	3.7
Noroeste	2,872.0	2,916.0	3,059.0	3,072.0	3,285.0	3,617.0	3,772.0	3,870.0	4,087.0	4,034.0	4,154.0	4.8
Norte	2,997.0	3,113.0	3,130.0	3,328.0	3,248.0	3,385.0	3,682.0	3,725.0	3,841.0	3,955.0	3,986.0	3.4
Noreste	6,068.0	6,319.0	6,586.0	6,780.0	6,886.0	7,070.0	7,587.0	7,798.0	7,781.0	7,876.0	8,248.0	3.0
Peninsular	1,174.0	1,268.0	1,275.0	1,375.0	1,435.0	1,520.0	1,544.0	1,558.0	1,628.0	1,664.0	1,789.0	5.1
B. Cal.	1,909.0	2,095.0	2,092.0	2,092.0	2,129.0	2,229.0	2,237.0	2,302.0	2,225.0	2,350.0	2,479.0	2.9
B. Cal. Sur	278.4	299.5	359.6	359.6	367.0	383.0	393.0	409.0	428.0	454.0	457.0	6.4
SIN	31,268.0	31,547.0	32,577.0	33,680.0	33,568.0	35,310.0	37,256.0	38,000.0	38,138.0	39,000.0	39,840.0	3.1

Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE

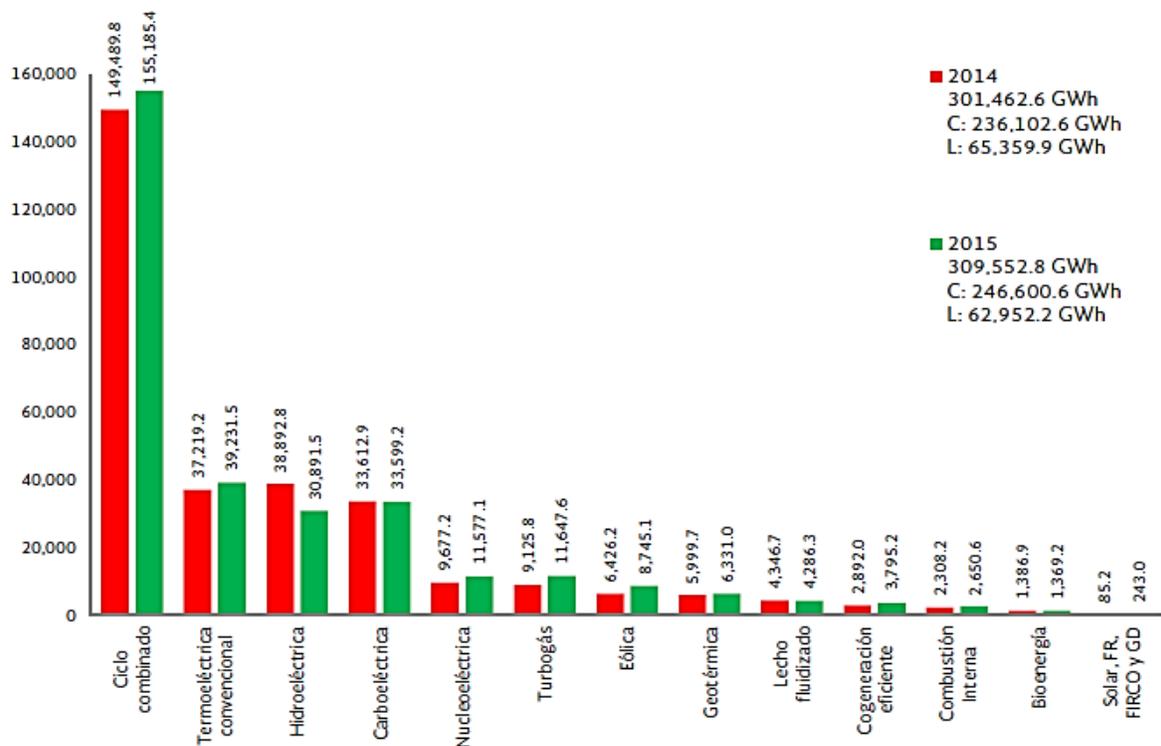
### 3.3 Generación de Energía Eléctrica

En México se cuenta con una gran diversidad de tecnologías de generación eléctrica, mismas que pueden ser clasificadas en convencionales y limpias. Las tecnologías convencionales son aquellas que utilizan los combustibles fósiles para la generación de electricidad, como son: las centrales de ciclo combinado, combustión interna, termoeléctrica convencional, turbo gas y lecho fluidizado.

Las centrales de tecnologías limpias emplean fuentes de energía con pocas o nulas emisiones de CO<sub>2</sub>. Dichas tecnologías pueden emplear la fuerza del viento, la radiación solar, la energía producida por las olas en los océanos, los mares, los ríos, los yacimientos geotérmicos, los bioenergéticos (biomasa y biogás), el metano y otros gases asociados a residuos sólidos u orgánicos, la energía nuclear y la generada por las centrales de cogeneración eficiente.

Al cierre de 2015, la generación de energía eléctrica se ubicó en 309,552.8 GWh, incluyendo la generación reportada a la CRE por los generadores particulares, lo que representó un incremento de 2.7%, equivalente a 8,090.3 GWh, respecto al año previo. Las tecnologías convencionales presentaron un aumento en su generación de 4.4%, caso contrario con las tecnologías limpias, que presentan un decremento de -3.7% que se explica por la reducción de generación proveniente de hidroeléctricas y solar.

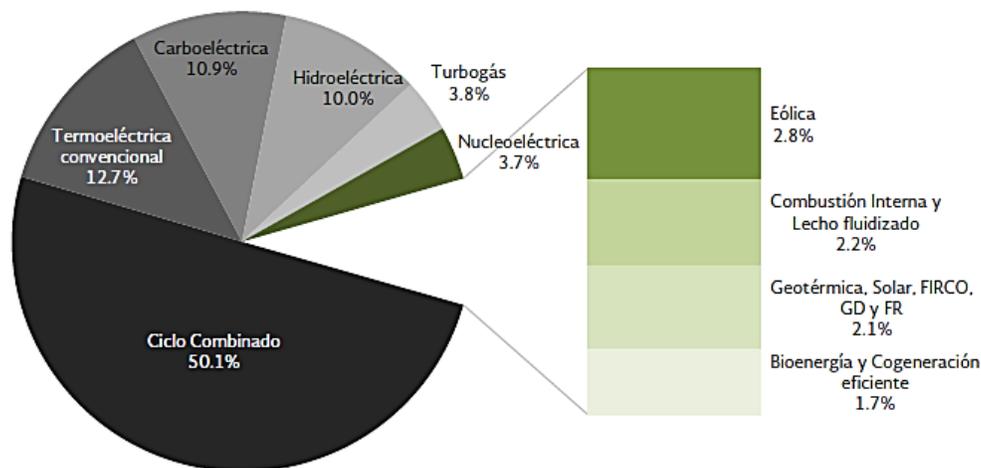
Cabe destacar que la tecnología con mayor incremento en la producción de energía eléctrica entre 2014 y 2015 fue la eólica, con 36.1%, seguido de la cogeneración eficiente con 31.2% (véase Figura 3.6).



**Figura 3.6. Generación bruta por tecnología 2014 Y 2015 (GWh).**

Fuente: SENER.

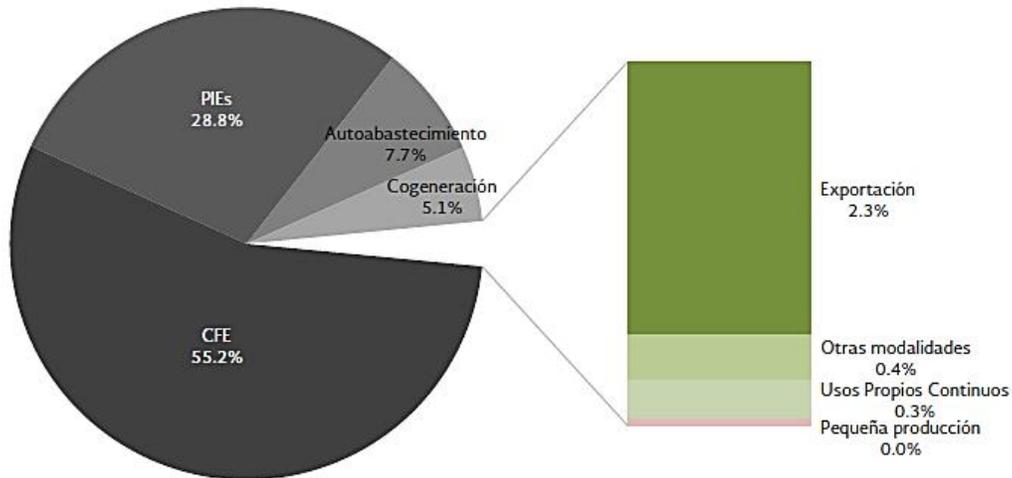
Las tecnologías convencionales concentraron el 79.7%, predominando la generación por ciclo combinando que concentró el 50.1% del total de generación (155,185.4 GWh). Para las tecnologías limpias fue de 20.3%, siendo la generación a partir de hidroeléctricas la que concentró 10.0% del total del SEN (véase Figura 3.7).



**Figura 3.7. Generación bruta por tipo de tecnología, 2015 (Porcentaje).**

Fuente: SENER.

Respecto a la generación por modalidad, en el 2015 CFE concentró 55.2% (170,978.8 GWh) del total; seguido de la generación proveniente de los PIEs con 28.8% (equivalente a 89,157.3 GWh); autoabastecimiento con 7.7% (23,983.3 GWh), cogeneración con 5.1% (15,920.0 GWh) y el restante 2.9% (9,513.4 GWh) a las otras modalidades (véase Figura 3.8).

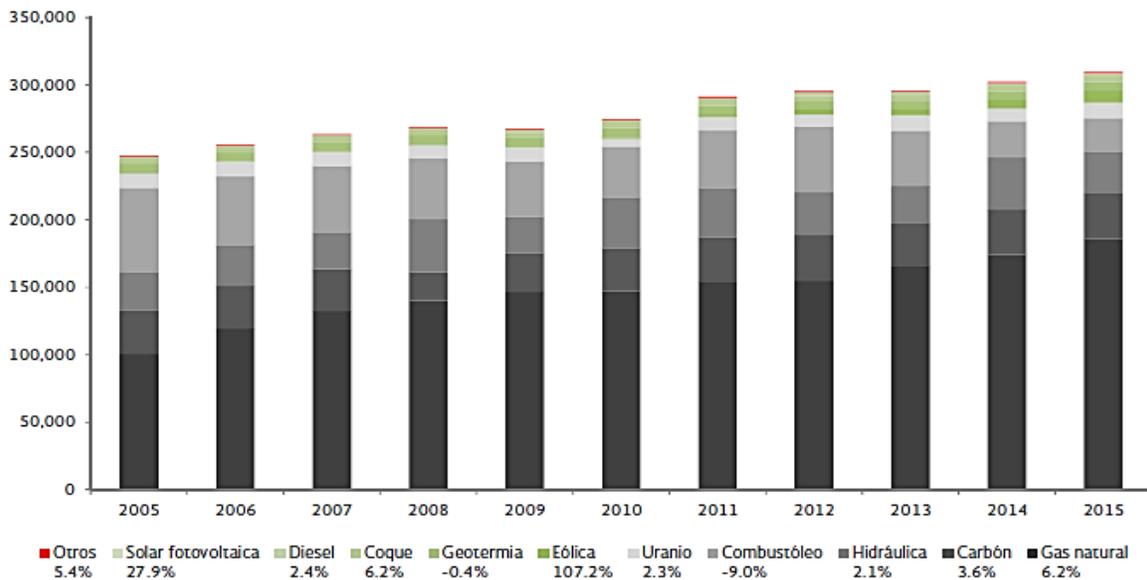


**Figura 3.8. Generación bruta por modalidad 2015 (GWh).**

Fuente: SENER

Entre el período de 2005 -2015, la generación de energía eléctrica del SEN se ha incrementado en 25.2%, pasando de 247,259.6 GWh a 309,552.2 GWh al final del período, que representó una tasa promedio de 2.8% anual. Para las tecnologías que emplean el gas natural como fuente de energía, éstas han mostrado un crecimiento de 6.2% en promedio anual, mientras que para las que utilizan combustóleo han reducido 60.2% con respecto a lo producido en 2005.

Dentro de las tecnologías limpias, hay un mayor ritmo de expansión en la matriz energética como es el caso de la fuente de energía eólica que creció 107.2% en promedio o la solar con un crecimiento de 27.9% como se muestra en la siguiente *Figura 3.9*.



**Figura 3.9. Evolución de la generación eléctrica bruta por fuente de energía utilizada, 2005-2015 (GWh).**

Otros: bagazo, biogás, aserrín, etano y gases.

Fuente: SIE, SENER.

En 2015, CFE registró un incremento en la producción de energía eléctrica de 0.7 TWh, considerando PIEs. En materia de las fuentes de energía convencionales, la generación aumentó impulsada principalmente por el gas natural. Para las fuentes limpias, esta generación presentó una disminución, atribuible a un decremento en la participación de Hidroenergía, como se observa la *Tabla 3.5*.

**Tabla 3.5.**  
**Generación bruta de energía de CFE por fuente de energía primaria, 2005-2015 (TWh).**

Fuente de energía / Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Convencionales	173.1	177.2	187.4	179.9	191.2	193.0	206.7	214.6	211.5	204.2	210.5
Gas natural	79.4	96.0	108.7	115.1	121.7	123.4	130.7	131.0	138.1	143.9	151.5
Carbón	32.4	31.5	31.3	20.9	29.1	31.9	33.5	33.9	31.5	33.5	33.5
Combustóleo	60.2	48.5	46.7	43.0	39.2	36.5	41.1	47.3	39.7	25.7	24.1
Diésel	1.1	1.2	0.7	0.9	1.2	1.2	1.4	2.4	2.2	1.1	1.4
Limpias	45.7	47.9	45.0	56.1	43.8	49.4	52.5	47.3	47.1	55.9	50.4
Hidráulica	27.6	30.3	27.0	38.9	26.4	36.7	35.8	31.3	27.4	38.1	30.1
Uranio	10.8	10.9	10.4	9.8	10.5	5.9	10.1	8.8	11.8	9.7	11.6
Geotermia	7.3	6.7	7.4	7.1	6.7	6.6	6.5	5.8	6.1	6.0	6.3
Eólica	0.00	0.04	0.2	0.3	0.2	0.2	0.1	1.4	1.8	2.1	2.4
Solar fotovoltaica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	218.8	225.1	232.4	236.0	235.0	242.4	259.2	261.9	258.6	260.1	260.9

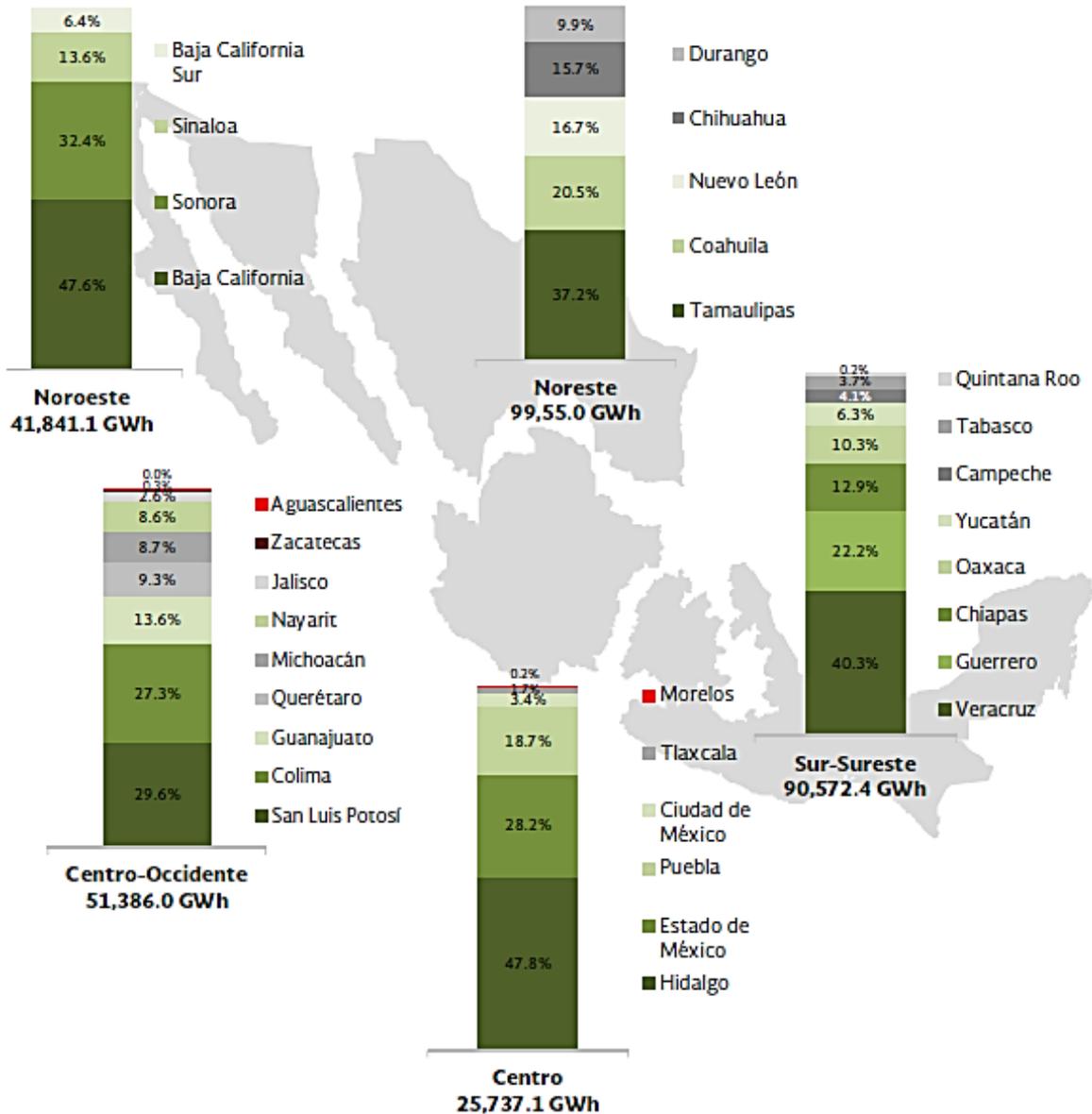
Fuente: SENER con información de CFE.

En 2015, CFE llevó a cabo la conversión de centrales de generación termoeléctrica a combustión dual, donde además de emplear combustóleo se puede utilizar gas natural. Esto con la finalidad de continuar reduciendo el uso del Combustóleo, dado que se caracteriza por tener precio variable y alto, aunado a una gran cantidad de emisiones de GEI. Destaca que, entre 2005 y 2015, el uso de combustóleo se ha reducido cerca del 60.2%.

Con respecto a la generación de energía eléctrica por región y entidad federativa, se observa lo siguiente:

- Noroeste: concentró 13.5% del total de generación nacional, equivalente a 41,841.1 GWh. Destaca el estado de Baja California que concentró el 47.6% de la región (19,901.1 GWh). A continuación, en orden de participación le siguen los estados de Sonora (13,568.6 GWh); Sinaloa (5,686.8 GWh) y finalmente, Baja California Sur con el 6.4% (2,684.6 GWh).
- Noreste: con 32.3% (99,855.0 GW) tiene el primer lugar en participación por región en la generación de energía total nacional. El estado de Tamaulipas concentra el 37.2% (37,162.9 GWh) de la región, gracias a una fuerte participación de ciclos combinados; además de tener el primer lugar a nivel nacional con el 12.0% de participación. Le siguen el estado de Coahuila con el 20.5% (20,504.6 GWh); Nuevo León con 16.7% (16,652.3 GWh); Chihuahua y Durango con el 15.7%(15,690.8 GWh) y 9.9%(9,844.3 GWh) respectivamente.
- Centro Occidente: se ubica en el tercer lugar de generación a nivel nacional por participación, concentrando el 16.9% (51,386.0 GWh). Destaca la participación de dos estados, San Luis y Potosí y Colima, que concentran en conjunto poco más del 56.9% de la generación de la región. Cabe destacar, que en esta región se encuentran el estado de Aguascalientes, que tuvo la menor participación en la generación eléctrica nacional con tan sólo 14.6 GWh (0.05%).

- Centro: tiene la menor participación con el 8.3% (25,737.1 GWh) del total nacional. El estado de Hidalgo concentra el 47.8% de la región y Morelos la menor participación con 0.2%.
- Sur Sureste: con la segunda posición en el total de generación, esta región se caracteriza por tener una amplia participación de generación de energías limpias. En esta región se localizan muchas de las principales centrales hidroeléctricas, eólicas y la única central nuclear con la que cuenta el país. Por entidad federativa, Veracruz, al cierre del 2015, concentró el 40.3% de la región (36,473.6 GWh) y es el segundo estado con mayor participación en la generación total del SEN (11.8%). Por su parte, Quintana Roo fue el estado con menor participación en la región con 0.2% (144.4 GWh) (véase Figura 3.10).



**Figura 3.10. Generación bruta del SEN por entidad federativa, 2015 (GWh, Porcentaje).**

Fuente: SENER.

### 3.4 Disposiciones de las tarifas de la CFE

Para comprender las tarifas aplicadas por la CFE se debe considerar que estas varían por regiones y por horarios, las cuales están establecidas de la siguiente manera:

#### 1. Horario

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderán aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

#### 2. Periodos de punta, intermedio y base

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describe a continuación:

- Región: Baja California.

**Tabla 3.6.**

***Periodos de punta, intermedio y base del 1º de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre.***

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes		0:00 - 14:00 18:00 - 24:00	14:00 - 18:00
Sábado		0:00 - 24:00	
Domingo y festivo		0:00 - 24:00	

Fuente: CFE.

**Tabla 3.7.**

***Periodos de punta, intermedio y base del último domingo de octubre al 30 de abril.***

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	0:00 - 17:00 22:00 - 24:00	17:00 - 22:00	
Sábado	0:00 - 18:00 21:00 - 24:00	18:00 - 21:00	
Domingo y festivo	0:00 - 24:00		

Fuente: CFE.

- Región: Baja California Sur

**Tabla 3.8.**

***Periodos de punta, intermedio y base del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre.***

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes		0:00 - 12:00 22:00 - 24:00	12:00 - 22:00
Sábado		0:00 - 19:00 22:00 - 24:00	19:00 - 22:00
Domingo y festivo		0:00 - 24:00	

Fuente: CFE.

**Tabla 3.9.**  
**Periodos de punta, intermedio y base del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril.**

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	0:00 - 18:00 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00	
Sábado	0:00 - 18:00 21:00 - 24:00	18:00 - 21:00	
Domingo y festivo	0:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00	

Fuente: CFE.

- Regiones: Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur

**Tabla 3.10.**  
**Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre.**

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 20:00 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00
Sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
Domingo y festivo	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00	

Fuente: CFE.

**Tabla 3.11.**  
**Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril**

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 18:00 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00
Sábado	0:00 - 8:00	8:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00
Domingo y festivo	0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

Fuente: CFE.

### Conclusión del capítulo

La energía eléctrica es un insumo primario para la realización de las actividades productivas, de transformación y servicios en el país. El suministro eficiente de energía eléctrica a un costo accesible promueve la competitividad y la capacidad de las empresas e industria para colocar más y mejores productos y servicios en el mercado, lo que tiene un impacto directo en el crecimiento económico.

Es importante mencionar que el crecimiento de la industria eléctrica muestra mayor dinamismo comparado con el de otras actividades económicas, de 2005 a 2015, creció una tasa promedio anual de 5.3% en comparación con el 2.4% del PIB nacional. Por lo tanto, los resultados del análisis indican que se puede reducir el costo integral de producción, mejorar la confiabilidad, operación y eficiencia y por último se moderniza la red eléctrica emergente en la empresa.

## Capítulo IV Estudio técnico

En este capítulo se da una introducción en la industria donde se desempeña la empresa, se realizan análisis de la compañía tanto internos como externos, para conocer sus principales fortalezas, oportunidades, sus amenazas y sus debilidades.

Del mismo modo se describirá el equipo que se proyecta implementar en el área de producción para de esta forma conocer sus características físicas, tecnológicas y teóricas de los principales elementos que se involucran en el caso de estudio, con el fin de entender los beneficios que este dispositivo brindará a la empresa.

### 4.1 Análisis de factores

Para este análisis se tomaron en cuenta los siguientes factores:

- **Experiencia.** La experiencia que tiene el equipo de trabajo que participa en la realización de este proyecto relacionado a la eficiencia de la energía eléctrica es casi nulo.
- **Financiamiento.** No representa problema alguno ya que la empresa busca la reducción de costos de cualquier modo en su proceso de producción por lo cual, si el presente proyecto resulta rentable, la empresa no tendría problema en otorgar el dinero para financiar su implementación.
- **Tecnología.** La tecnología necesaria para llevar a cabo la instalación y la puesta en marcha de los equipos está bajo el control de personal calificado lo cual garantiza que su funcionamiento será el adecuado.

### 4.2 Tipo de industria

Al ser una empresa que produce bebidas azucaradas a gran escala, el tipo de industria al cual pertenece es:

- **Industria alimentaria:** es la parte de la industria que se encarga de todos los procesos relacionados con la cadena alimentaria. Se incluyen dentro del concepto las fases de transporte, recepción, almacenamiento, procesamiento, conservación, y servicio de alimentos de consumo humano y animal. En este caso la empresa pertenece al ramo de las bebidas la cual tiene como objeto la elaboración y envasado de las bebidas en general.

### 4.3 Análisis previo de la situación actual

Como se ha comentado desde un principio, el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) implementado desde el año 2014 en el precio de las bebidas azucaradas (Fuente hemerográfica "El economista", 22 de agosto 2017), ha provocado variaciones en diferentes aspectos de la producción de la empresa; una de ellas es la eficiencia energética de las plantas generadoras de energía de electricidad.

Hoy en día se busca alternativas para evitar que un nuevo aumento en el impuesto se vea reflejado en el costo del producto, enfocándonos en la disminución de demanda de la energía eléctrica para la producción de envases de botellas de refrescos, aguas y jugos que se producen. Entendiéndose esto como la reducción de las potencias y energías demandadas al sistema eléctrico sin que afecte a las actividades normales realizadas en cualquier proceso de la empresa.

Además, una instalación eléctricamente eficiente permite su optimización y reducción de sus costes técnica y económicamente. (CIRCUTOR, S.A. 2008).

#### 4.4 Análisis interno

En este análisis interno se verán los elementos clave para tener en cuenta, como las diferentes unidades de negocio, la cartera de productos y servicios, la distribución, la comunicación, así como los costos que se deben de considerar.

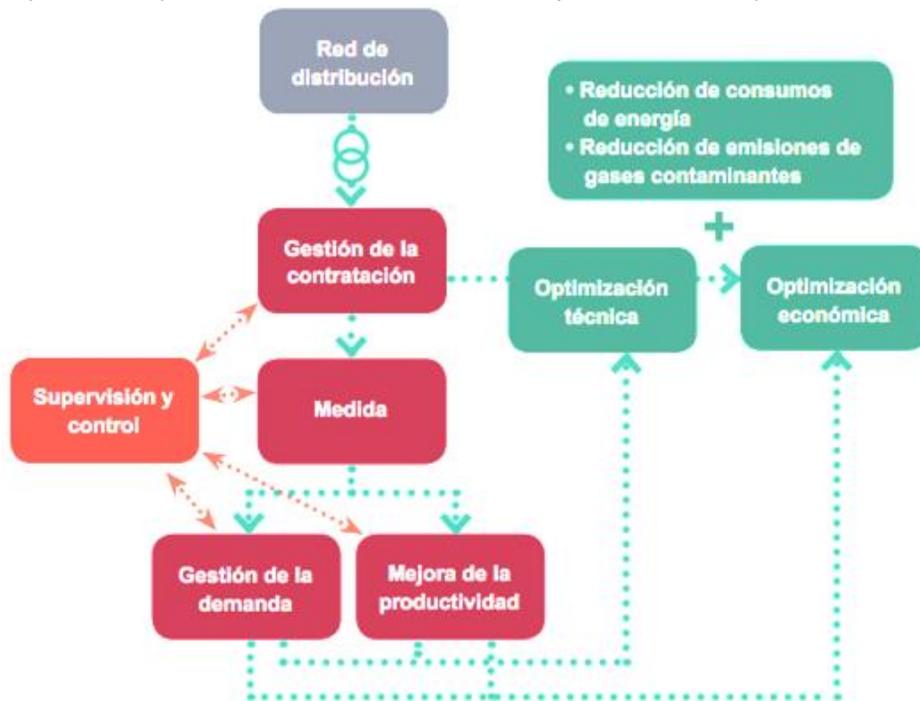
Se empezará describiendo siempre de lo más general a lo más específico y concreto. De las diferentes unidades de negocio al detalle de un producto o servicio.

##### 4.4.1 Análisis de recursos propios y disponibles

Globalmente existen estándares y regulaciones para el desempeño de eficiencia de diferentes equipos. (ABB, 2017)

Desde un punto de vista técnico, se plantean cuatro puntos básicos:

- Gestión y optimización de la contratación.
- Gestión interna de la energía mediante sistemas de medida y supervisión.
- Gestión de la demanda.
- Mejoras de la productividad mediante el control y eliminación de perturbaciones.



**Figura 4.1. Red de distribución de la eficiencia energética para la electricidad.**

Fuente: SERRA Jordi, Sep. 2009, Guía Técnica de eficiencia energética eléctrica.

Para ello, se realiza primero un proceso de eficiencia energética eléctrica, tomando e interpretando mediciones de potencia y energía, así como todas las variables necesarias para posterior tomar decisiones respecto a los resultados.

En función del tipo de proceso, se determina la duración de cada una de las medidas, con el fin de que sea representativa del estado del punto medio. De esta forma, además de la rapidez en la obtención de la información, se puede realizar, posteriormente un seguimiento de las variables críticas. (CIRCUTOR, S.A. 2008).

Actualmente la empresa cuenta con las siguientes herramientas de trabajo para la producción de envases y de producto (véase Figura 4.2).



**Figura 4.2. Herramientas de trabajo, empresa refresquera.**

Fuente: Propia con información de empresa refresquera.

## 4.5 Análisis del producto

La clase de eficiencia para motores, drives bombas, ventiladores y sistemas controlados serán clasificados de acuerdo con la eficiencia energética. (ABB, 2017)

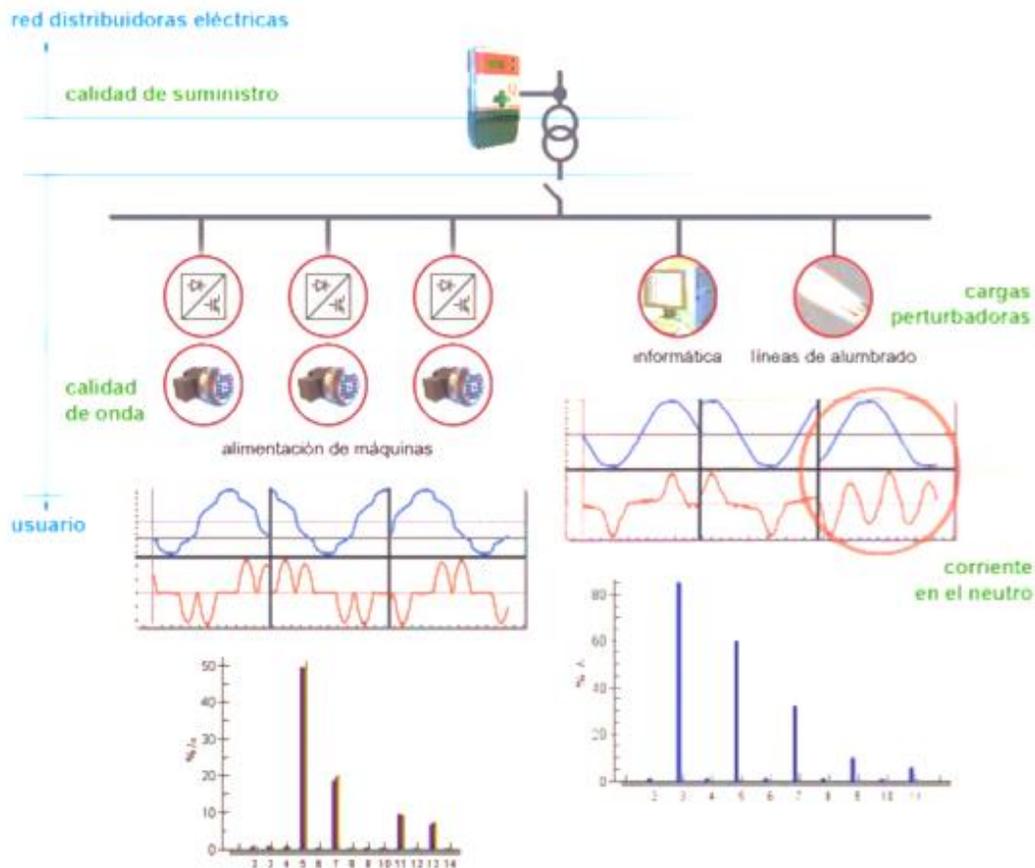
La expansión de políticas de eficiencia energética también se ha producido de manera paralela a un aumento de las inversiones en este ámbito. Las inversiones totales en eficiencia energética a nivel mundial rondaron los 200 mil millones de euros en 2015, un 6% más que en 2014. (Fundación para la eficiencia energética, 2016).

La incorporación de equipos de electrónica de potencia es una ventaja para el ahorro energético y facilidad de regulación, es decir, confort.

Entre estos equipos cabe destacar todos aquellos que regulen o conviertan algún tipo de magnitud eléctrica variadores de velocidad, arrancadores, inversores, filtros, compresores, dimmers, etc. Pero la utilización de estos equipos, con todas sus ventajas energéticas, provocan fugas tanto a tierra, como de mala calidad de onda. Es decir, corrientes armónicas y de altas frecuencias.

No obstante, es importante la distinción entre calidad de suministro eléctrico y calidad de onda, lo que permite conocer el origen de las perturbaciones.

- El primer concepto hace referencia a como la compañía suministradora entrega la tensión (interrupciones, huecos, sobretensiones, etc.).
- El segundo concepto, calidad de onda, se refiere a como el usuario utiliza la corriente que, posteriormente afecta a la tensión. Es en este concepto donde aparecen los problemas derivados de corrientes armónicas y altas frecuencias generados por los equipos ya mencionados. (CIRCUTOR, S.A. 2008).



**Figura 4.3. Red de distribución de la eficiencia energética.**

Fuente: SERRA Jordi, Sep. 2009, Guía Técnica de eficiencia energética eléctrica,

#### 4.5.1 Costos de una instalación eléctrica

Una instalación eficiente, además de la reducción del consumo eléctrico, habrá una reducción de los costes de explotación de la instalación. Para facilitar su comprensión se explicará a continuación:

1. Costos técnicos. Son la pérdida de capacidad de transporte y distribución, así como calentamientos (pérdidas por efecto Joule), perturbaciones y caídas de tensión en instalaciones y sistemas eléctricos.

Las causas principales que causan esta saturación de las instalaciones son las siguientes:

- Puntas de máxima demanda de energía.
- Existencia de potencia reactiva.

- Existencia de corrientes armónicas.
- Líneas de cargas equilibradas.
- Utilización de receptores no eficientes.

Para eliminar estos costes se necesita:

- Filtrado de armónicos.
- Equilibrado de fases.
- Amortiguación de las puntas de máxima demanda y, en medida de lo posible su reubicación. (CIRCUTOR, S.A. 2008).

2. Costos económicos. Son los propios de una factura no optimizada, y la consecuencia de los costes técnicos generados. Se pueden clasificar en dos tipos:

- Costos visibles
- Costos ocultos

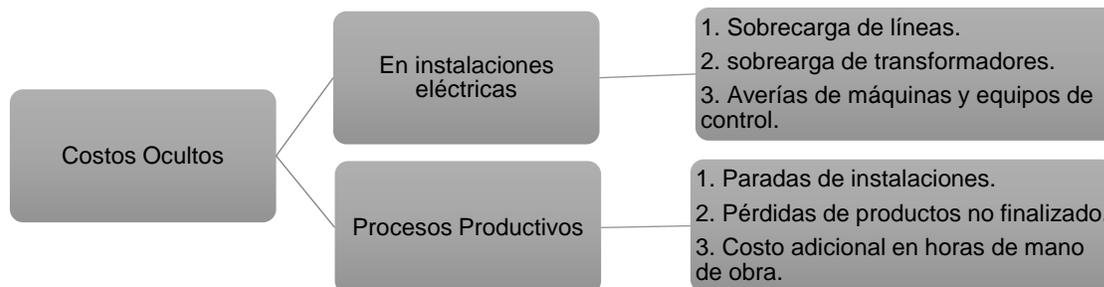
3. Costos Visibles.

- Aquellos que se producen de la interpretación de la factura eléctrica:
- Potencia contratada no adecuada.
- Tarifa eléctrica no adecuada.
- Consumos horarios de energía.
- Puntas de demanda.
- Consumo de energía reactiva.

Se reducen mediante el ajuste de potencia y, si procede, cambio de tarifa. Al igual el amortiguamiento de las puntas de máxima demanda.

4. Costos Ocultos. Son todo aquel consumo no necesario. El costo que representa en término de potencia, como de energía. Tienen su origen en los costes técnicos y en la utilización de receptores que generan perturbaciones.

Estos no siendo evidentes, pueden representar un gasto importante para la empresa:



**Figura 4.4. Descripción de costes.**

Fuente: SERRA Jordi, Sep. 2009, Guía Técnica de eficiencia energética eléctrica,

5. Costos ecológicos. Son las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por el consumo de energía no necesaria o prescindible.

Se reducen mediante el planteamiento de energía global de la industria, o en este caso del planteamiento de energía de la empresa. Otro aspecto importante el hábito de consumo de la

energía, revisar adecuadamente el estado de las instalaciones, así como el control y la supervisión del consumo energéticos de estas.

Con esto se reduce, tanto las emisiones de gases de efecto invernadero como los costes técnicos y económicos de los que hemos estado hablando. (CIRCUTOR, S.A. 2008).

## 4.6 Análisis externo

Este tipo de eficiencia energética ayuda en tres puntos básicos externamente:

- Ayudar a la sostenibilidad del sistema y medio ambiente la reducción de emisiones de CO2 al reducir la energía eléctrica.
- Mejorar la gestión técnica de las instalaciones aumentando su rendimiento y evitando paradas de procesos y averías.
- Reducción, tanto del coste económico de la energía como del de la explotación de las instalaciones. (CIRCUTOR, S.A. 2008).

A nivel global se puede analizar lo siguiente:

- Mejora la Intensidad Energética Global en un 1,8% durante 2015, pero no llega al deseado 2,6%.
- La mejora de la eficiencia energética hace caer la intensidad y la demanda energética mundial.
- Las políticas públicas han contribuido a las mejoras en eficiencia energética, pero se necesitan (muchos) más incentivos legislativos.
- Crece el mercado de la Eficiencia Energética. (*Fundación para la eficiencia energética, 2016*)

Como podemos apreciar, la empresa se encuentra en un ambiente denominado MACROENTORNO, ya que cuenta con los cuatro aspectos que afectan las relaciones entre la empresa y el mercado:

- Entorno económico.
- Entorno legal.
- Entorno social.
- Entorno tecnológico.

## 4.7 Análisis DAFO

Se ha llegado al punto en donde se dará en resumen estratégico la situación con respecto a las demás fuerzas que operan en el mercado. Tomar en cuenta que este resumen se da por las averiguaciones y se han aprendido cosas respecto al producto que se está estudiando.

	Análisis Interno	Análisis Externo
Positivos	<p><b>Fortalezas.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Empresa a nivel global reconocida.</li> <li>• Se cuenta con capital para poder hacer esta iniciativa.</li> <li>• Se busca siempre tener a los mejores candidatos para esta instalación.</li> <li>• Se busca siempre optimizar los recursos medioambientales.</li> </ul>	<p><b>Oportunidades.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ser renuentes en cualquier otro tipo de impuesto.</li> <li>• Mejora de la productividad.</li> <li>• Reducción de costes técnicos.</li> <li>• Mayor rendimiento de las instalaciones mediante un mejor aprovechamiento de las líneas de distribución y transformadores.</li> </ul>
Negativos	<p><b>Debilidades.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• No contar con el presupuesto debido para obtener la maquinaria adecuada, ya que puede haber nuevas u otras prioridades de más valor.</li> </ul>	<p><b>Amenazas.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El retorno de inversión no sea el adecuado.</li> <li>• Tener pérdidas una vez invertido por fallas de instalación.</li> <li>• Tener pocos recursos para la operación del sistema.</li> </ul>

**Figura 4.5. Matriz FODA**

Fuente: Creación propia.

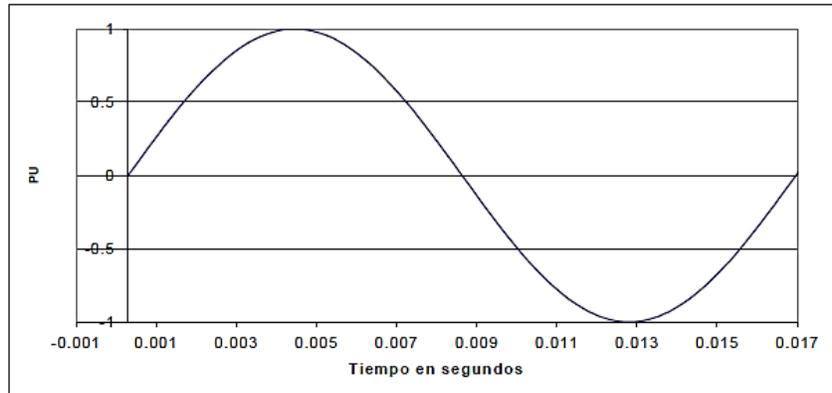
## 4.8 Armónicos en sistemas eléctricos.

Los sistemas eléctricos cuentan actualmente con una gran cantidad de elementos llamados no lineales, los cuales generan a partir de formas de onda sinusoidales y con la frecuencia de la red, otras ondas de diferentes frecuencias ocasionando el fenómeno conocido como armónicos.

Los armónicos son un fenómeno que genera problemas tanto para los usuarios como para la entidad encargada de la prestación del servicio de energía eléctrica ocasionando diversos efectos nocivos en los equipos de la red.

### 4.8.1 Definición de armónicos.

Para definir este concepto es importante definir primero la calidad de la onda de tensión la cual debe tener amplitud y frecuencia constantes al igual que una forma sinusoidal. La *Figura 4.6* representa la forma de la onda sin contenido de armónicos, con una frecuencia constante de 60Hz y una amplitud constante de 1pu.

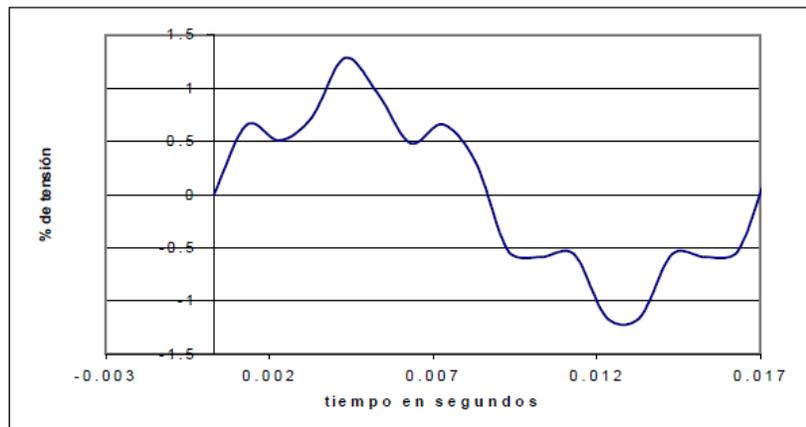


**Figura 4.6. Onda sin contenido armónico.**

Fuente: José Daniel Arcila, Ingeniería especializada S.A

Cuando una onda periódica no tiene esta forma sinusoidal se dice que tiene contenido armónico, lo cual puede alterar su valor pico y/o valores RMS causando alteraciones en el funcionamiento normal de los equipos que estén sometidos a esta tensión.

La frecuencia de la onda periódica se denomina frecuencia fundamental y los armónicos son señales cuya frecuencia es un múltiplo entero de esta frecuencia.



**Figura 4.7. Onda con contenido armónico.**

Fuente: José Daniel Arcila, Ingeniería especializada S.A.

Como puede observarse, el contenido armónico de esta onda ha aumentado en un 30% su valor pico.

#### 4.8.2 Análisis de Fourier

El teorema de Fourier dice que toda onda periódica no sinusoidal puede ser descompuesta como la suma de ondas sinusoidales, mediante la aplicación de la serie de Fourier, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- Que la integral a lo largo de un periodo de la función sea un valor finito.
- Que la función posea un número finito de discontinuidades en un periodo.
- Que la función posea un número finito de máximos y mínimos en un periodo.

Armónicos de las ondas más comunes en los sistemas de potencia, de distribución o industriales que se presentan en la *Figura 4.8*.

CLASE DE ONDA	DESCOMPOSICIÓN ARMÓNICA
Onda seno	$Y=a \text{ sen } \theta$
Rectificación de media onda	$Y=a/\pi+0.5\text{sen } \theta-(2/1.3)\text{cos}2\theta-(2/3.5\pi)\text{cos}4\theta\dots$
Rectificación de onda completa	$Y=2a/\pi+(2/1.3)\text{cos } 2\theta-(2/3.5\pi)\text{cos } 4\theta-(2/5.7)\text{cos } 6\theta\dots\dots$
Rectificación de M fases	$Y=(am/\pi)\text{sen } \pi\theta/m+(2/(m^2-1))\text{cos } m\theta-(2/(4m^2-1))\text{cos } 2\theta+(2/(9m^2-1))\text{cos } 3m\theta\dots\dots$
Onda triangular	$Y=8a/\pi^2[\text{sen } \theta-(1/9)\text{sen } 3\theta+(1/25)\text{sen } 5\theta+(1/49)\text{sen } 7\theta\dots$
Onda rectangular	$Y=4a/\pi [\text{sen } \theta-(1/3)\text{sen } 3\theta+(1/5)\text{sen } 5\theta+(1/7)\text{sen } 7\theta\dots$
Onda de tres niveles	$Y=3.4641a/\pi [\text{cos } \theta-(1/5)\text{cos } 5\theta+(1/7)\text{cos } 7\theta+(1/11)\text{sen } 11\theta\dots$

**Figura 4.8. Armónicos de las ondas más comunes.**

Fuente: José Daniel Arcila, Ingeniería especializada S.A.

### 4.8.3 Fuentes de armónicos

Los armónicos son el resultado de cargas no lineales, las cuales ante una señal de tipo sinusoidal presenta una respuesta no sinusoidal. Las principales fuentes de armónicos son:

- Hornos de arco y otros elementos de descarga de arco, tales como lámparas fluorescentes. Los hornos de arco se consideran más como generadores de armónicos de voltaje que de corriente, apareciendo típicamente todos los armónicos (2º, 3º, 4º, 5º, ...) pero predominando los impares con valores típicos con respecto a la fundamental de:
  - 20% del 3er armónico
  - 10% del 5º
  - □6% del 7º
  - 3% del 9º
- Núcleos magnéticos en transformadores y máquinas rotativas que requieren corriente de tercer armónico para excitar el hierro.
- La corriente Inrush de los transformadores produce segundo y cuarto armónico.
- Controladores de velocidad ajustables usados en ventiladores, bombas y controladores de procesos.
- Switches en estado sólido que modulan corrientes de control, intensidad de luz, calor, etc.
- Fuentes controladas para equipos electrónicos.
- Rectificadores basados en diodos o tiristores para equipos de soldadura, cargadores de baterías, etc.

- Compensadores estáticos de potencia reactiva.
- Estaciones en DC de transmisión en alto voltaje.
- Convertidores de AC a DC (inversores).

#### **4.8.4 Los efectos causados por los armónicos**

Dentro de la red de suministro eléctrico, cuando se presentan las distorsiones causadas por armónicos encontramos entre las principales:

- Aumento de la potencia a transportar, empeorando el factor de potencia de la red.
- Disparo intempestivo de interruptores automáticos.
- Sobrecargas en los conductores
- Vibraciones y sobrecargas en las máquinas.
- Creación de inestabilidad en el sistema eléctrico.
- Mal funcionamiento de los relés de protección
- Mediciones erróneas en equipos de medida
- Las compañías eléctricas, están analizando las penalizaciones a aplicar a las instalaciones industriales que sean generadoras de armónicos, de igual forma que lo hacen para aquellas que generan energía reactiva.
- Perturbaciones en equipos de control.

Otro de los efectos causados por la distorsión armónica es la resonancia, en la cual analizando más a detalle un circuito con cargas reactivas (XL y XC), se entiende que la frecuencia es directamente proporcional a la carga inductiva (XL) e indirectamente proporcional a la carga capacitiva, lo cual conduce a las siguientes afirmaciones: si la frecuencia armónica aumenta, el valor de la carga inductiva también aumenta de esta forma disminuye el porcentaje de factor de potencia, logrando que se apliquen las penalizaciones por parte de la empresa encargada de suministrar y distribuir la energía eléctrica, así como generando una menor eficiencia y generando mayor energía sin uso, que aumenta los costos en el momento de pagar la factura mensual por el servicio mencionado.

Para poder contrarrestar las distorsiones causadas por los armónicos, las cuales son originarias de mal funcionamiento de los equipos, afectando la calidad y eficiencia de la energía eléctrica, así como daños en las instalaciones y equipos. Se diseñaron dispositivos que filtran los armónicos, los cuales tienen como objetivo evitar la amplificación del armónico e impedir el efecto de resonancia.

#### **4.8.5 Efectos sobre los transformadores**

La mayoría de los transformadores están diseñados para operar con corriente alterna a una frecuencia fundamental (50 ó 60 Hz), lo que implica que operando en condiciones de carga nominal y con una temperatura no mayor a la temperatura ambiente especificada, el transformador debe ser capaz de disipar el calor producido por sus pérdidas sin sobrecalentarse ni deteriorar su vida útil. Las pérdidas en los transformadores consisten en pérdidas sin carga o de núcleo y pérdidas con carga, que incluyen las pérdidas  $I^2R$ , pérdidas por corrientes de eddy y pérdidas adicionales en el tanque, sujetadores, u otras partes de hierro. De manera individual, el efecto de los armónicos en estas pérdidas se explica a continuación:

- Pérdidas sin carga o de núcleo: producidas por el voltaje de excitación en el núcleo. La forma de onda de voltaje en el primario es considerada sinusoidal independientemente de la corriente de carga, por lo que no se considera que aumentan para corrientes de carga no sinusoidales. Aunque la corriente de magnetización consiste en armónicos, éstos son muy

pequeños comparados con las de la corriente de carga, por lo que sus efectos en las pérdidas totales son mínimos.

- Pérdidas  $I^2R$ : si la corriente de carga contiene armónicos, entonces estas pérdidas también aumentarán por el efecto piel.
- Pérdidas por corrientes de eddy: estas pérdidas a frecuencia fundamental son proporcionales al cuadrado de la corriente de carga y al cuadrado de la frecuencia, razón por la cual se puede tener un aumento excesivo de éstas en los devanados que conducen corrientes de carga no sinusoidal (y por lo tanto en también en su temperatura).
- Pérdidas adicionales: estas pérdidas aumentan la temperatura en las partes estructurales del transformador, y dependiendo del tipo de transformador contribuirán o no en la temperatura más caliente del devanado. Se considera que varían con el cuadrado de la corriente y la frecuencia.

#### 4.8.6 Índices de armónicos para transformadores

La norma ANSI/IEEE C57.110 DE 1986 establece los criterios de cargabilidad de transformadores de potencia que alimentan cargas no lineales. Se tiene un índice de la máxima corriente de carga del transformador, el cual está dado por:

$$I_{max}(pu) = \left[ \frac{P_{LL-R}(pu)}{1 + \left[ \left( \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} f_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} f_h^2} \right) \cdot P_{EC-R}(pu) \right]} \right]^2$$

Donde:

$I_{max}(pu)$ : Corriente RMS máxima de carga en por unidad de la corriente nominal

$P_{LL-R}(pu)$ : Pérdidas con carga para condiciones nominales, en por unidad de las pérdidas en el cobre ( $I^2R$ ).

$f_h$ : Corriente del armónico  $h$  en por unidad de la corriente fundamental.

$h$ : número del armónico.

$P_{EC-R}$ : Pérdidas por corrientes de eddy en los devanados, en por unidad de las pérdidas en el cobre ( $I^2R$ ).

#### 4.8.7 Medición de armónicos

En general es bastante difícil predecir problemas de armónicos sin realizar mediciones dado que el flujo y las respuestas del sistema pueden variar sustancialmente de un sistema a otro con pequeñas desviaciones tales como tolerancias de los equipos, desbalances, etc.

La solución de problemas existentes debidos a la sensibilidad de equipos, altas perdidas, distorsiones grandes etc., manifestados como disparos persistentes, quema de fusibles, errores en la medida de Kw-h y destrucción de equipos pueden ser afrontados con un estudio de flujo de armónicos fundamentado en medidas.

Muchos problemas de armónicos pueden ser fácilmente resueltos reubicando equipos, instalando filtros, o limitando algunos pasos de la compensación del factor de potencia. Sin embargo, antes de llegar a una solución viable se deben identificar plenamente las distorsiones armónicas y sus fuentes, lo cual puede hacerse con base en modelos de flujo de armónicos o midiendo directamente en la instalación.

#### **4.8.8 Sitios donde debe realizarse el registro**

Se deben escoger los sitios donde se encuentren cargas generadoras de armónicos o se tengan instalados elementos pasivos tales como condensadores que puedan estarse convirtiendo en sumideros para los armónicos generados en otros sitios.

El conocimiento de estas características facilita la determinación de los sitios donde se deben efectuar medidas, el tipo de medidas que debe hacerse y los resultados que se esperan.

#### **4.8.9 Selección del tipo de equipo a utilizar**

Dependiendo de la aplicación se pueden utilizar los siguientes equipos:

- Osciloscopios
- Analizadores de espectro
- Registradores: pueden reunir en algunos casos las características de osciloscopios y analizadores de espectro, además, tienen la capacidad de almacenar los datos tomados.

Actualmente se dispone de analizadores de armónicos muy sofisticados equipados con software y hardware que permiten una fácil adquisición de datos y un confiable análisis matemático de la información.

El uso de osciloscopios digitales con memoria permite también obtener la información necesaria para los estudios, aunque el software de análisis debe utilizarse por aparte.

#### **4.8.10 Norma IEEE 519 sobre control de armónicos**

Los límites de distorsión que los armónicos pueden producir se miden en la frontera entre la empresa suministradora de energía y el usuario (point of common coupling - PCC).

La distorsión que el usuario produce a la empresa de energía depende de las corrientes armónicas que le inyecte y de la respuesta de impedancia del sistema a estas frecuencias. En ese sentido se ha establecido que los límites de distorsión armónica permitidos a los usuarios se midan en corrientes.

La distorsión que la empresa de energía le produce al usuario se mide en la forma de onda de la tensión en el punto de frontera entre ambos.

Aunque existen varios índices para establecer el grado de contaminación armónica en un punto de frontera, los índices más usados son la distorsión armónica individual y la distorsión armónica total tanto en tensión como en corriente.

#### **4.8.11 Límites aplicables a la empresa suministradora**

La calidad de la tensión que suministra la empresa de energía con respecto a los armónicos se mide en términos de la pureza de la onda sinusoidal, por lo que el índice que la define es el THD de voltaje y los índices de distorsión armónica individual de tensión.

## 4.9 Armónicos y Factor de Potencia

La presencia de rectificadores distorsiona las lecturas de factor de potencia e incrementa la lectura de potencia aparente sobre todo en contadores de tipo electrónico.

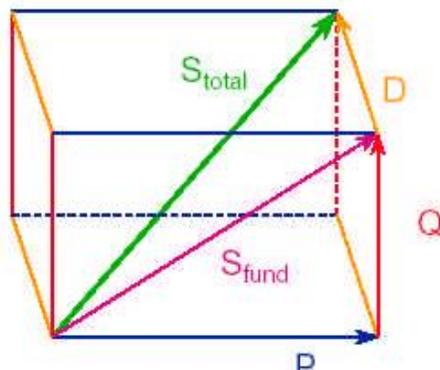
El factor de potencia es un concepto que aparece aplicado en sistemas a 60 Hz y su manejo en presencia de armónicos depende del tipo de medidor.

En términos generales el efecto de los armónicos sobre el factor de potencia es el de disminuirlo ya que aumenta la potencia aparente total. El factor de potencia en presencia de armónicos está dado por:

$$F.P = \frac{P}{S} = \frac{P}{V \times I_{RMS}} = \frac{P}{V \times \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + \dots + I_n^2}}$$

En la *Figura 4.9* se muestra la representación gráfica del factor de potencia en presencia de armónicos. La potencia reactiva  $Q$  está dada por las componentes fundamentales de corriente y tensión, mientras que los contenidos armónicos generan la componente  $D$ . En este caso:

$$S_{total}^2 = P^2 + Q^2 + D^2$$



**Figura 4.9. Factor de Potencia en presencia de armónicos.**

Fuente: José Daniel Arcila, Ingeniería especializada S.A.

Si las cargas son importantes frente a todo el tamaño de la planta se debe analizar cuál es el peor punto de trabajo del rectificador respecto al factor de potencia a compensar ya que la proporción kW/kvar se reduce sustancialmente en el rectificador para puntos de trabajo cercanos a la mitad de la capacidad nominal en muchos de los casos.

Si el tamaño del rectificador es pequeño (menor del 20%) de la carga total de la planta, y dado que siempre el mayor consumo de kvar ocurrirá en puntos de trabajo cercanos a la carga nominal del rectificador, los cálculos de compensación del factor de potencia se deben hacer para estas condiciones.

El enfoque del estudio de compensación reactiva en estos casos se sugiere hacerlo teniendo en cuenta los siguientes factores:

- Punto de trabajo con peor factor de potencia (dato del fabricante).

- Ciclo de trabajo (no siempre se trabaja en esos puntos de mal factor de potencia) para no sobre compensar.
- Ubicación de condensadores cercanos a la carga a compensar con el fin de reducir pérdidas, pero teniendo en cuenta que los armónicos no sobrecarguen los condensadores.
- Combinación compensación - filtros buscando aprovechar en algunos casos los condensadores como filtros y en otros casos buscando rechazar los armónicos para que no afecten los condensadores.

La no compensación en los puntos de ubicación de la carga final trae consigo un incremento fuerte de las pérdidas y la sobrecarga de transformadores mientras que la compensación en el punto de carga, si no es adecuadamente verificada, traerá consigo la sobrecarga de condensadores.

#### 4.9.1 Reubicación.

Muchas veces reubicar bancos de condensadores en otros sitios, modificar distancias de cables, alimentar rectificadores desde otros transformadores etc., pueden ser una eficiente solución para problemas de amplificación armónica. La adopción de estas medidas debe estar adecuadamente apoyada en simulaciones.

### 4.10 Selección tecnológica

Para la selección tecnológica requerida para la implementación de este proyecto en la empresa refresquera se eligió a la empresa ABB la cual es líder en tecnología pionera que trabaja en estrecha colaboración con sus clientes para escribir el futuro de la digitalización industrial y crear valor y que dispone de un portafolio completo de productos de tecnología industrial para clientes de servicios públicos, industrias, transportes e infraestructuras.

En consideración a las especificaciones del proyecto y con la finalidad de obtener la mejor solución para los problemas detectados de bajo factor de potencia y altos niveles armónicos registrados en la empresa al precio más económico, la empresa ABB recomendó para fines de este proyecto los siguientes Filtros activos para eliminar armónicas:

**Tabla 4.1.**  
**Selección tecnológica.**

Mediación	Descripción
Transformador 1	Filtro activo para eliminar armónicos tipo PQFM de 70A, 208-4080v, 3F-3H, 60Hz, IP21, marca ABB modelo: PQF-V1-M07-IP21.
Transformador 2	Sin recomendaciones
Transformador 3	Filtro activo para eliminar armónicos tipo PQFM de 100A, 208-4080v, 3F-3H, 60Hz, IP21, marca ABB modelo: PQF-V1-M07-IP21.
Transformador 4	Filtro activo para eliminar armónicos tipo PQFM de 70A, 208-4080v, 3F-3H, 60Hz, IP21, marca ABB modelo: PQF-V1-M07-IP21.

Fuente: ABB.

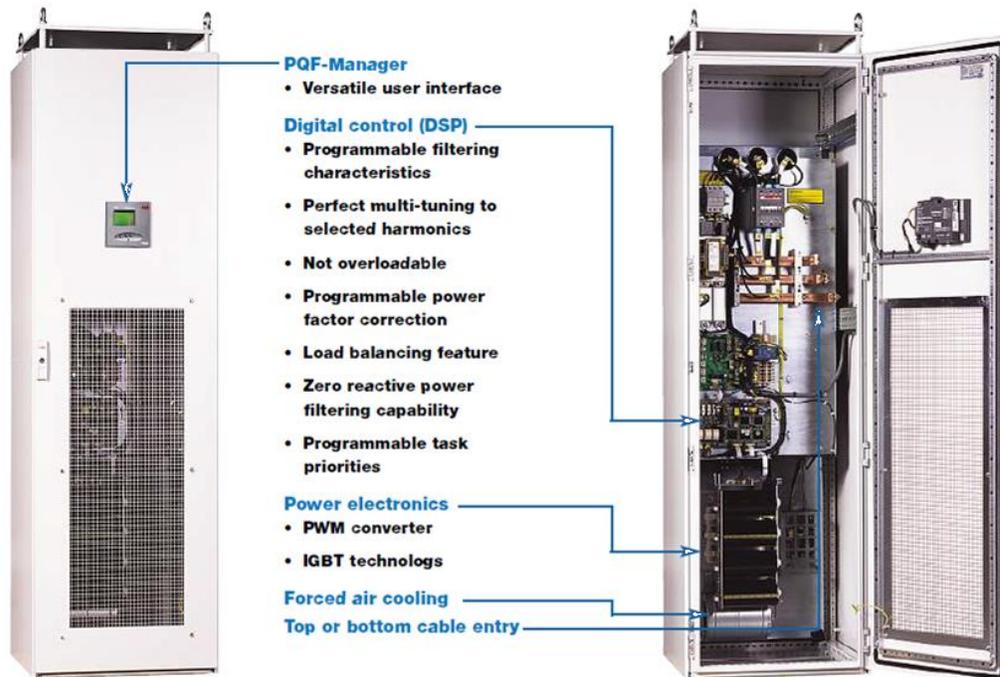
#### 4.10.1 Especificaciones técnicas del equipo cotizado

El PQFM (Filtros de Calidad de Energía por sus siglas en inglés) consta de un controlador y hasta siete unidades esclavas montadas en cubículos junto con el aparato auxiliar y el cableado para

formar un sistema ensamblado y probado en fábrica. El PQFM estándar se ofrece en ejecución IP21 y ejecución de placa (IP00).

Las dimensiones de una sola unidad PQFM son 600 x 600 x 2150 mm (ancho x fondo x altura). Las dimensiones de la ejecución de IP00 son 498 x 504 x 1697 mm (ancho x fondo x altura). El filtro PQFM tiene un diseño modular. Las extensiones en el sitio se realizan fácilmente agregando unidades esclavas (máximo siete) en paralelo a la unidad maestra. En la ejecución estándar cada cubículo tiene su propio terminal de conexión del cable de alimentación. Si se desea, se puede usar un cubículo de entrada de cable común (opcional).

El PQFM se ofrece en el rango de 208V a 480V (600V para versiones cUL). Este rango incluye unidades de diferentes clasificaciones de corriente. Se permite la mezcla de unidades de clasificación igual o desigual (diferencia máxima de calificación de una unidad entre la clasificación de la unidad más grande y la más pequeña en un sistema de filtro). El PQFM es adecuado para operar en redes de 50Hz y 60Hz.



**Figura 4.10. Filtro de Calidad de Energía (PFQM).**

Fuente: ABB.

En la siguiente *figura 4.11* se muestran las especificaciones detalladas del equipo:

Corriente de línea de filtro por unidad (RMS) (50 o 60 Hz)	208V≤U≤480V 480V≤U≤600V * 70 A 100 A 100 A 130 A 150 A
Requisito de CT	3 CT requeridos (clase 1.0 o mejor). 5 amperios de calificación secundaria. Carga del filtro: 5 VA.
Modularidad	Hasta 8 unidades (se permite el entremezclado de unidades de clasificación igual o desigual. Máxima diferencia de clasificación de una unidad entre la clasificación de la unidad más grande y la más pequeña en un sistema de filtro).
Montaje físico	Una unidad por panel.
Tolerancia	+/- 10% en voltaje. +/- 5% en frecuencia.
Armónicos para filtrar	20 armónicos individuales seleccionables de 2do. a 50mo. orden.
Grado de filtrado	Programable individualmente por armónico en términos absolutos.
Factor de atenuación armónica (IH (fuente) / IH (carga))	Mejor que el 97% (a carga nominal).
Poder reactivo	Factor de potencia de desplazamiento objetivo programable de 0.6 (inductivo) a 0.6 (capacitivo).
Balanceo de carga	Equilibrio de carga programable entre fases.
Comunicación	Uso de la interfaz Modbus RTU (opcional). A través del puerto RS-232 con software dedicado opcional (PQF-Link).
E / S digital	6 salidas digitales (sin potencial). 2 entradas digitales (sin potencial). 1 contacto de alarma NO / NC (libre de potencial).
Programación	Usando PQF-Manager. Uso del software PQF-Link (opcional) y PC (no provisto).
Tiempo de respuesta	<0.5 ms instantáneo. 40 ms (10-90% de filtrado).
Poder activo	<3% de la potencia del dispositivo por lo general.
Grado de protección	IP21 (puerta abierta IP20). Ejecución de placa IP00. Opcionalmente, se puede proporcionar un grado de protección IP41.
Dimensión del cubículo	600 x 600 x 2150 mm (ancho x fondo x altura).
Peso (sin embalaje)	IP21: apr. 255 kg. IP00: apr. 125 kg
Color	RAL 7035 (gris claro). Otros colores bajo pedido.
Instalación	Fijación en el piso, orejetas de elevación provistas, entrada de cable desde la parte superior o inferior. (Se especificará al momento de realizar el pedido).
Ambiente	Instalación en interiores en un entorno limpio de hasta 1000 m de altitud (altitudes más altas con reducción de potencia adecuada).
Temperatura ambiente	-10 ° C a + 40 ° C (Hasta 50 ° C con reducción de potencia adecuada).
Humedad	Máximo 95% de HR; sin condensación.
Opciones principales	Software PQF-Link. Entrada de cable superior para cubículos individuales. Cabina de entrada de cable común con entrada de cable superior / inferior. Grado de protección IP41 (se aplica un 10% de reducción de potencia). Bastidor base (100 mm). Kit Modbus (basado en RS-485). Luces de estado de posición del contactor principal. Pararrayos. Calentadores espaciales. Sondas de temperatura. Seccionador de fusibles
* versión cUL solamente. Los datos aquí presentados son un extracto de la especificación completa del producto. Por favor refiérase al documento "PQFI-PQFM-PQFK-PQFS especificaciones técnicas detalladas" para obtener más información técnica.	

**Figura 4.11. Especificaciones técnicas detalladas del equipo.**

Fuente: ABB.

#### **4.10.2 Servicio y capacitación**

El costo total incluye la instalación y puesta en marcha (programación) de los equipos por personal de ABB en instalaciones del cliente y una capacitación de 2-3 horas respecto a la operación y mantenimiento del equipo en sitio.

#### **4.10.3 Garantía**

El Fabricante garantiza (excepto cuando aquí se diga lo contrario) que cada producto nuevo, incluyendo todas las partes y accesorios que se incluyan que hayan sido fabricados y vendidos por ABB México S.A. de C.V., están libres de defectos de material o mano de obra bajo condiciones normales de operación y de servicio. La obligación del Fabricante, bajo esta Garantía, está limitada a reparar o reemplazar, según el Fabricante considere apropiado y sin cargo del Fabricante por instalación, en el lugar de trabajo del Fabricante, con los gastos de transportación pagados previamente por el cliente, cualquier parte o partes que resulten defectuosas, dentro de un periodo de 12 meses en operación o 30 meses a partir de la fecha de facturación de dicha parte o accesorio al comprador. Los filtros armónicos cuentan con garantía de meses en operación normal. ABB garantiza refacciones para el equipo cotizado por mínimo 10 años.

#### **4.10.4 Penalizaciones**

En el precio, ABB no incluyó ningún factor de riesgo para la ejecución del proyecto, por lo que, en caso de pedido no aceptara penalización alguna. En el caso de ser estrictamente necesario incluir cláusula de penalización en el contrato, ésta será una negociación independiente para evaluar la adición para tomar el pedido con un posible riesgo contractual.

#### **4.10.5 Estudios**

ABB cotiza la potencia en kVAR solicitada por el cliente (que en este caso se refiere a la empresa refresquera en la cual se está llevando a cabo este proyecto) pero no garantiza un Factor de Potencia mínimo como objetivo, solo la entrega al 100% de los filtros armónicos instalados correctamente. La oferta no incluye estudios de calidad de la energía previos ni posteriores a la compra de los filtros armónicos.

#### **4.11 Normalización**

El ámbito energético se enfrenta actualmente a tres grandes retos: la competitividad directamente relacionada con la disminución de la intensidad energética (desacoplamiento del aumento del consumo energético con el desarrollo económico), el cambio climático y la seguridad de suministro.

En cualquiera de las soluciones estudiadas para resolver estos desafíos se encuentra la optimización de la demanda, mediante la eficiencia y el ahorro energético, por ser la más inmediata y barata de aplicar y porque aporta reducciones de costes y ahorro de recursos a corto plazo. Además, la eficiencia energética es la principal opción para alcanzar el objetivo de emisiones de gases de efecto invernadero, pudiendo contribuir a su reducción hasta en un 43% durante los próximos 20 años.

Desde hace una década, diversas organizaciones de normalización vienen trabajando para desarrollar documentos que orienten a las organizaciones sobre cómo gestionar eficazmente la energía. El 15 de junio de 2011 la Organización Internacional de Normalización (ISO) publicó la esperada ISO 50001, un documento que ayudará a las organizaciones que lo implanten a obtener

mejoras significativas en su eficiencia energética, con el consiguiente impacto positivo en su cuenta de resultados.

La Norma ISO 50001 puede ser implantada por cualquier organización, independientemente de su tamaño, sector y ubicación. No establece requisitos absolutos para el desempeño energético más allá de los compromisos incluidos en la política energética, del cumplimiento de los requisitos legales aplicables y de la mejora continua. Tampoco establece por sí misma criterios de rendimientos con respecto a la energía. Por otra parte, los conceptos de alcance y límites dan flexibilidad a la organización para definir el ámbito de aplicación del sistema de gestión energética. Según la ISO 50001, el concepto de desempeño energético incluye el uso de la energía, la eficiencia energética y el consumo energético, por lo que la organización puede actuar en un amplio rango de actividades de desempeño energético.

En definitiva, la Norma ISO 50001 constituye una herramienta útil y eficaz para dar cumplimiento de forma continua a la legislación vigente en la materia, para facilitar el cometido de los gestores energéticos, y para implantar y realizar el seguimiento de actuaciones procedentes de auditorías energéticas. Además, permite ahorrar costes, mejorar el rendimiento energético y, por tanto, mejorar la competitividad, disminuyendo, a su vez, el consumo de energía primaria, las emisiones de CO<sub>2</sub>, la dependencia exterior y la intensidad energética.

La ISO 50001 comenzó a gestarse en 2008, en el seno del Comité PC 242, grupo que ha estado liderado por la organización estadounidense ANSI y la brasileña ABNT, y en el que han participado 42 países y otros 12 han sido observadores. En el mismo año fue adoptada a nivel europeo y español, pasando a denominarse UNE-EN ISO 50001:2011.

Esta norma internacional ha tenido otros documentos antecesores. En el año 2007, AENOR publicó la Norma UNE 216301:2007 Sistema de gestión energética. Requisitos; y a principios de 2010 se publicó la norma europea EN 16001:2010, cuyos requisitos y principios eran prácticamente los mismos de la norma UNE, a la cual sustituyó, lo mismo que a las otras normas nacionales publicadas por Suecia, Alemania, Dinamarca, Estados Unidos e Irlanda.

Actualmente, numerosas organizaciones europeas, de distintos tamaños y muy variado campo de actividad, tienen certificado su sistema de gestión energética. Destaca la variedad de empresas procedentes de diversos sectores –desde consumidores industriales intensivos de energía hasta empresas de ingeniería, servicios, pymes, edificios, etc.–, lo que puede dar una idea del valor añadido que proporciona a las organizaciones la gestión energética, independientemente de su sector de actividad o tamaño.

#### **4.11.1 Legislación**

La adopción de la Norma UNE-EN ISO 50001 ayudará a las organizaciones a cumplir la legislación vigente en materia de eficiencia energética.

La Comisión Europea, en su Comunicado de 13 de noviembre de 2008 sobre eficiencia energética, indica que el aumento de la eficiencia energética es la forma más rentable de reducir el consumo de energía, manteniendo a la vez un nivel equivalente de actividad económica.

#### 4.11.2 Desempeño energético e indicadores de desempeño

El objeto de la Norma UNE-EN ISO 50001:2011 es especificar los requisitos para establecer, implementar, mantener y mejorar un sistema de gestión de la energía, con el propósito de permitir a una organización contar con un enfoque sistemático para alcanzar una mejora continua en su desempeño energético, que incluye conceptos como la eficiencia energética, el uso y el consumo de la energía.

La norma específica los requisitos aplicables a usos y consumos de la energía, a partir de los que se establecen las actividades de medición, documentación e información, las prácticas para el diseño y adquisición de equipos, sistemas, procesos y personal que contribuyen al desempeño energético, y se aplica a todas las variables que afectan al desempeño energético que puedan ser controladas por la organización y sobre las que pueda tener influencia.

En este sentido, el objeto y campo de aplicación de la norma no difiere de otras modalidades de gestión experimentadas, salvo por su focalización en el concepto de desempeño energético, que la norma define:

- Desempeño energético: resultados medibles relacionados con la eficiencia energética, el uso de la energía y el consumo de la energía.

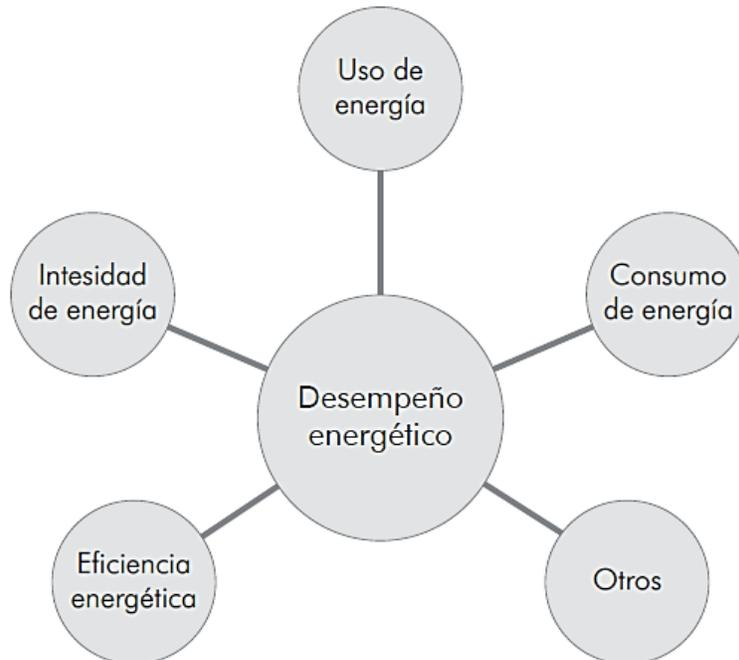
Otras definiciones relacionadas con la anterior son las siguientes:

- Uso de la energía: forma o tipo de aplicación de la energía. Ejemplo: Ventilación, iluminación, calefacción, refrigeración, transporte, procesos, líneas de producción.
- Consumo de energía: cantidad de energía utilizada.
- Indicador de desempeño energético (IDEn): Valor cuantitativo o medida del desempeño energético tal como lo defina la organización.
- Nota: Los IDEn pueden expresarse como una simple medida, un cociente o un modelo más complejo.
- Eficiencia energética: proporción u otra relación cuantitativa entre el resultado en términos de desempeño, de servicios, de bienes o de energía y la entrada de energía. Ejemplo: Eficiencia de conversión; energía requerida/energía utilizada; salida/entrada; valor teórico de la energía utilizada/energía real utilizada.  
Nota: Tanto la entrada como la salida necesitan ser claramente especificadas en cantidad y calidad y ser medibles.

En este conjunto de definiciones puede observarse que el desempeño energético incluye el inventariado de instalaciones con influencia en la energía y sus equipos, por una parte, y de tipologías de consumos energéticos (combustibles, energía térmica, energía eléctrica, etc.) por otra. Asimismo, incluye indicadores de desempeño, uno de los cuales, la eficiencia energética, se encuentra explícitamente citado en la definición de desempeño; otros, como la intensidad energética u otros que la organización estime adecuados, quedan contemplados en la figura 13.

Por ello, cuando se alude al concepto de desempeño energético, se está expresando la necesidad de identificar e inventariar todas las instalaciones consumidoras, almacenadoras o generadoras de energía, los equipos que las constituyen y todos los tipos de formas de energía consumidas en ellas. Esta, en el fondo, es otra manera de expresar lo que en anteriores normas europeas o de diferentes países se denominaba “identificación de aspectos energéticos”, que ahora se desdobra en usos y consumos de energía.

Pero el desempeño energético incluye, además, la necesidad de establecer unos indicadores que describan la evolución de las diferentes tendencias observadas de parámetros energéticos de interés para la organización. Esta parte del concepto de desempeño energético recoge la necesidad de establecer sistemas de medida y tratamiento de datos de dichos parámetros para traducirlos a unos indicadores que faciliten la interpretación de la evolución de la optimización energética en la organización, resultando así similar a la definición de unos criterios de evaluación de la significatividad de aspectos energéticos, presente en referencias normativas precedentes.



**Figura 4.12. Norma ISO 50001:2001 Revisión energética**

Fuente: Carretero y Gracia (2012). Gestión de la eficiencia energética: cálculo del consumo, indicadores y mejora.

En numerosas ocasiones, los indicadores de desempeño coinciden con los indicadores de los procesos energéticos de la organización. Son ejemplos de este tipo de indicadores los siguientes:

- Energía eléctrica consumida/unidad producida.
- Energía térmica consumida/horas trabajadas.
- Energía producida/energía primaria consumida.
- Energía consumida/kilómetros recorrido.

Cuando estos indicadores se relacionan con variables independientes de los procesos, se obtienen indicadores de desempeño en los que las ratios incluyen conceptos tales como nominales de producción, relación entre producción mono producto/multiproducto, calidad de materias primas/auxiliares, calidad de suministro de la energía, gradiente de temperatura a vencer para conseguir un confort determinado de las instalaciones, etc. (véase la Figura 4.13).

**Industria y energía**

*Consumo de cada tipo de energía (eléctrica, térmica, renovable, etc.) por tonelada o longitud de producto final, subproductos o intermedios.*

*Consumo de energía por cada fase del proceso, instalación o equipo.*

*Consumo de cada tipo de energía en extracción de mineral, refino de petróleo o extracción de gas por TEP, por barril producido o por energía eléctrica generada.*

**Sector terciario residencial**

*Consumo de energía (eléctrica, térmica, renovable, etc.) por metro cuadrado, por vivienda, por habitante, por instalación térmica o eléctrica del edificio (calefacción, aire acondicionado, iluminación, ACS, etc.), por equipo, por humedad relativa, temperatura media, máxima o mínima.*

**Sector comercial y de servicios**

*Consumo de energía (eléctrica, térmica, renovable, etc.) por instalación térmica o eléctrica del edificio, número de empleados, superficie o visitante.*

**Sector transporte**

*Consumo de energía (gasolina, gasóleo, gas natural, electricidad) por modo de transporte, número de pasajeros, tonelada transportada, distancia recorrida y/o tipo de vehículo (automóviles ligeros, de carga, motocicleta, autobús).*

**Figura 4.13. Lista de indicadores de desempeño energético habituales.**

Fuente: Carretero y Gracia (2012). Gestión de la eficiencia energética: cálculo del consumo, indicadores y mejora.

Con el análisis del desempeño energético, la organización puede determinar sus usos significativos y sus principales potenciales de perfeccionamiento, para así establecer objetivos de mejora. No se construye ahora una lista de aspectos significativos como en otras modalidades de gestión. En su lugar, se obtiene una lista de usos significativos de la energía, considerándose como tales las instalaciones o equipos con un consumo sustancial o un potencial de mejora considerable, tal como se expresa en la siguiente definición:

- Uso significativo de la energía: uso de la energía que ocasiona un consumo sustancial de energía y/o que ofrece un potencial considerable para la mejora del desempeño energético.

Nota: La organización determina el criterio de significación.

Como objetivos de mejora se pueden abordar una gran diversidad de actividades, tales como reducir los picos de demanda, utilizar los excedentes de energía o la energía desperdiciada, o mejorar las operaciones de los sistemas, los procesos o el equipamiento.

En resumen, se puede decir que los aspectos energéticos en realidad están incluidos en el inventario de instalaciones y equipos, y que los criterios de significatividad se basan ahora en los valores adquiridos por los indicadores de desempeño energético. Con esta información, se pueden determinar los usos significativos (instalaciones y/o equipos significativos) y establecer objetivos de mejora para un aprovechamiento más eficiente de las instalaciones y una optimización de los consumos de energía.

En realidad, una organización que hubiese implantado con anterioridad un sistema de gestión energética de acuerdo con otras normativas, pero con este mismo enfoque, no necesitará adaptar su SGE a la Norma UNE-EN ISO 50001:2011.

### 4.11.3 Límites y alcance

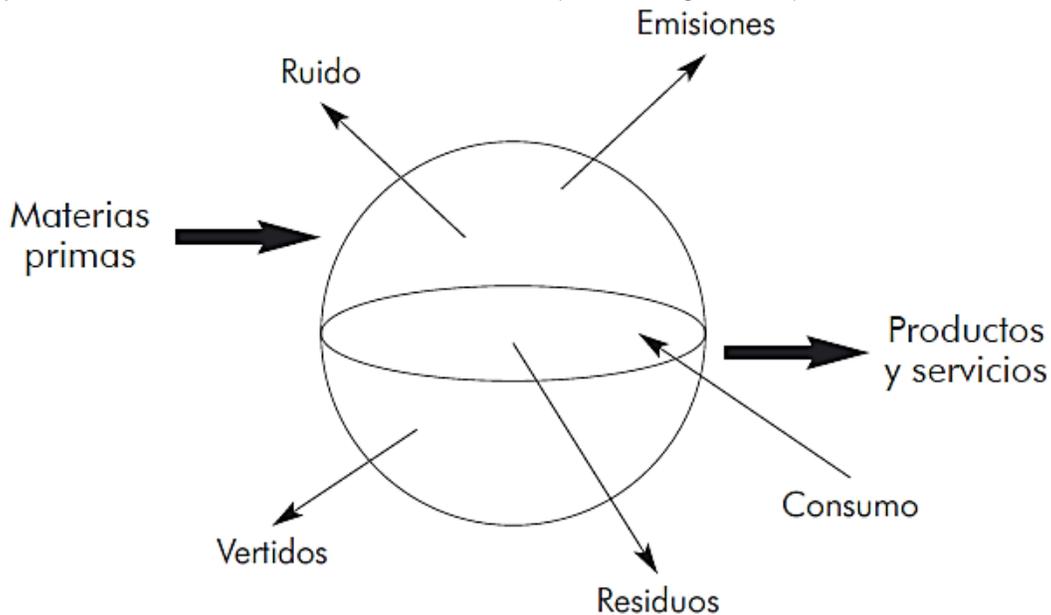
En la norma se definen los límites y alcance del sistema de la siguiente manera:

- Límites: límites físicos o de emplazamiento y/o límites organizacionales tal y como los define la organización. Ejemplo: Un proceso; un grupo de procesos; unas instalaciones; una organización completa; múltiples emplazamientos bajo el control de una organización.
- Alcance: extensión de actividades, instalaciones y decisiones cubiertas por la organización a través del SGEN, que puede incluir varios límites.

Nota: El alcance puede incluir la energía relacionada con el transporte.

Puesto que un sistema de gestión de la energía estudia el reparto energético entre las diferentes instalaciones y equipos de la organización, el sistema de gestión puede ajustarse a todas o a parte de las instalaciones, y a los equipos que la organización considere de interés para el análisis de este reparto. Algo parecido ocurre con los sistemas de gestión de la calidad, en los que la organización puede seleccionar los procesos productivos objeto del sistema, no siendo necesario aplicarlo a todos los existentes. La definición de límites y alcance del sistema es, pues, una actividad más parecida a la realizada para un sistema de gestión de la calidad que para uno de carácter ambiental.

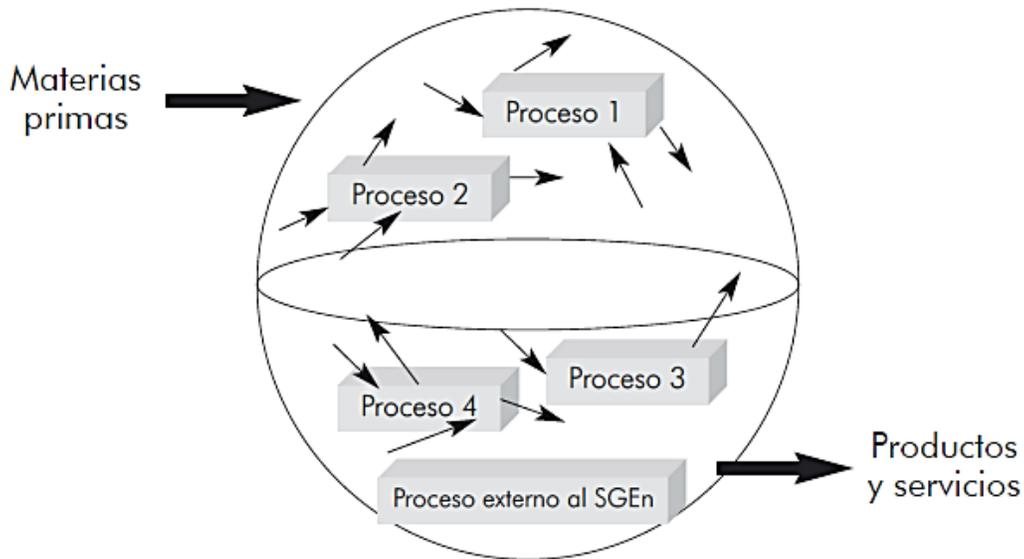
De una manera figurada, pero muy intuitiva, si se considera la organización como un espacio esférico, todo aquello que entra, a excepción de las materias primas o recursos, y todo aquello que sale, exceptuando los productos o servicios, debe considerarse como aspecto ambiental; por ejemplo, emisiones, vertidos, residuos o consumos (véase la figura 4.14).



**Figura 4.14. Flujo de aspectos ambientales.**

Fuente: Carretero y Gracia (2012). Gestión de la eficiencia energética: cálculo del consumo, indicadores y mejora.

Sin embargo, en materia de gestión de la calidad o de la energía esta consideración se ve sustancialmente modificada, puesto que ahora la esfera contiene los procesos operacionales de producción/servicio bajo los requisitos de un sistema de gestión de la calidad (o, para un SGEN, las instalaciones con influencia en la energía) que se ha decidido previamente incluir en el sistema de gestión (véase la figura 16).



**Figura 4.15. Flujo de usos de la energía.**

Fuente: Carretero y Gracia (2012). Gestión de la eficiencia energética: cálculo del consumo, indicadores y mejora.

Este reparto podrá realizarse siempre que se disponga de la instrumentación necesaria para determinar los valores de los parámetros energéticos de las entradas y salidas de los procesos seleccionados, para así poder disponer de la información de los balances de materia y energía de estos de forma aislada.

Esta interpretación se ve reforzada por el concepto de organización a la que se puede aplicar la implantación del sistema de gestión descrito en la norma:

Organización: compañía, corporación, firma, empresa, autoridad o institución, o parte o combinación de ellas, sean o no sociedades, pública o privada, que tiene sus propias funciones y administración y que tiene autoridad para controlar su uso y su consumo de la energía.

Nota: Una organización puede ser una persona o un grupo de personas.

#### 4.11.4 Revisión inicial, revisión energética y auditoría energética

En el apartado correspondiente a revisión energética la norma establece que:

La organización debe desarrollar, registrar y mantener una revisión energética. La metodología y el criterio utilizados para desarrollar la revisión energética deben estar documentados. Para desarrollar la revisión energética, la organización debe:

- a) analizar el uso y el consumo de la energía basándose en mediciones y otro tipo de datos, es decir:
  - identificar las fuentes de energía actuales;
  - evaluar el uso y consumo pasados y presentes de la energía;
- b) basándose en el análisis del uso y el consumo de la energía, identificar las áreas de uso significativo de la energía, es decir:
  - identificar las instalaciones, equipamiento, sistemas, procesos y personal que trabaja para, o en nombre de, la organización que afecten significativamente al uso y al consumo de la energía;
  - identificar otras variables pertinentes que afectan a los usos significativos de la energía;

- determinar el desempeño energético actual de las instalaciones, equipamiento, sistemas y procesos relacionados con el uso significativo de la energía;
  - estimar el uso y consumo futuros de energía;
- c) identificar, priorizar y registrar oportunidades para mejorar el desempeño energético.
- Nota: Las oportunidades pueden tener relación con fuentes potenciales de energía, la utilización de energía renovable u otras fuentes de energía alternativas tales como la energía desperdiciada.

La revisión energética debe ser actualizada a intervalos definidos, así como en respuesta a cambios mayores en las instalaciones, equipamiento, sistemas o procesos.

El objeto de una revisión inicial es realizar una reflexión profunda sobre el desempeño energético de la organización para conocer el punto de partida en el que se encuentra y poder trazar un plan de actuaciones en el que se destinen racionalmente los recursos y esfuerzos en función del trabajo que queda por hacer hasta llegar al objetivo final, que es la implantación de un sistema de gestión de la energía de acuerdo con los requisitos de la norma.

A diferencia de esta, normalmente, las normas de sistemas de gestión no requieren expresamente la realización de un informe de revisión inicial, aunque lo recomiendan. En cualquier caso, la revisión inicial es realmente un paso fundamental, se requiera formalmente un informe o no, y debe estudiar al menos los siguientes temas:

- Situación energética desde el punto de vista técnico: determinación del desempeño energético de la organización (estructura o inventario de usos y consumos, y aplicación sobre ellos de indicadores como eficiencia, intensidad energética y otros que se estime conveniente). Es lo que se denomina revisión energética.
- Situación energética desde el punto de vista documental: prácticas y procedimientos de gestión existentes y por desarrollar.
- Situación energética desde el punto de vista legal: sanciones e incidentes de naturaleza energética ocurridos y requisitos legislativos en vigor y sus tendencias.
- Situación energética desde el punto de vista económico: estudios de rentabilidad en la optimización energética de la situación actual.

En general, es recomendable realizar una reflexión sobre estas materias con la Norma UNE-EN ISO 50001:2011 a modo de guía y analizar el grado de acercamiento a los requisitos que se establecen en dicha norma.

La revisión inicial comprende, pues, una revisión desde el punto de vista técnico (centrada en el desempeño energético), denominada revisión energética, y una revisión para atender a los requisitos de la estructura del sistema de gestión propuesto en la norma.

Se define en la norma revisión energética como:

- Revisión energética: determinación del desempeño energético de la organización basada en datos y otro tipo de información, orientada a la identificación de oportunidades de mejora.
- Nota: En otras normas regionales o nacionales, conceptos tales como la identificación y revisión de los aspectos energéticos o del perfil energético están incluidos en el concepto de revisión energética.

Así pues, una revisión energética debe contemplar:

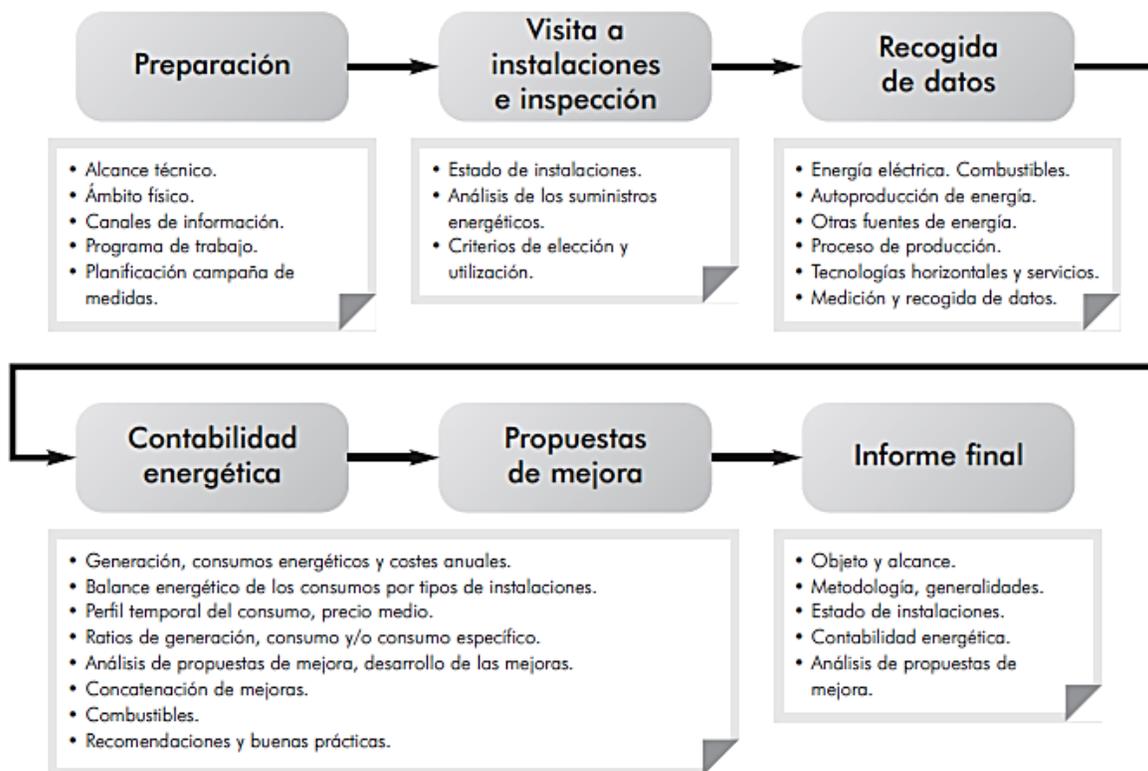
- La estructura de usos y consumos de la energía basándose en mediciones y otro tipo de datos, por lo que resulta imprescindible identificar las fuentes de energía actuales, así como examinar usos y consumos pasados y presentes de la energía.
- La identificación de las áreas de uso significativo de la energía, es decir:
  - Identificar las instalaciones, equipamiento, sistemas, procesos y personal que trabaja para, o en nombre de, la organización que afecten significativamente al uso y al consumo de la energía.
  - Identificar otras variables pertinentes que afectan a los usos significativos de la energía.
  - Determinar el desempeño energético actual de las instalaciones, equipamiento, sistemas y procesos relacionados con el uso significativo de la energía.
  - Estimar el uso y consumo futuros de energía.
- La identificación, priorización y registro de oportunidades para mejorar el desempeño energético. Las oportunidades pueden tener relación con fuentes potenciales de energía, la utilización de energía renovable u otras fuentes de energía alternativas tales como la energía desperdiciada.

El estudio de la evolución temporal del desempeño energético mediante el análisis de las actividades pasadas y futuras, además de las presentes, reconoce el carácter dinámico de una organización – en la que van desapareciendo instalaciones y creándose otras nuevas en función de las necesidades del mercado–, y es esencial para una adecuada elección de las posibilidades de mejora, si bien es cierto que habitualmente esta información va siendo adquirida a medida que se van obteniendo los sucesivos registros de los ejercicios anuales del sistema de gestión de la energía. Es habitual que el primer año de implantación del sistema de gestión la revisión energética contemple datos de un solo ejercicio anterior a la implantación.

En lo que respecta al componente formal de las revisiones energéticas, la metodología y el criterio utilizados para desarrollarlas deben estar documentados (entiéndase procedimentados), y la revisión energética debe ser actualizada a intervalos definidos (en la mayoría de las organizaciones con carácter anual, acompasando esta actividad a las partidas presupuestarias), así como en respuesta a cambios mayores en las instalaciones, equipamiento, sistemas o procesos. La organización debe conservar los registros de las revisiones energéticas que realice.

Cuando una organización dispone de una estructura compleja de su desempeño energético, la captura y análisis de datos de índole energética y de las variables que puedan influir en el desempeño energético puede no ser suficiente para determinar posibilidades de mejora, por lo que en ese caso se debe acudir a tratamientos más severos como diagnosis/auditorías energéticas de las instalaciones, procesos o equipos. De esta forma, una revisión energética puede llegar a convertirse en una verdadera auditoría energética, como puede deducirse de los requisitos la Norma UNE 216501:2009, que muestra los contenidos y los pasos a seguir para realizar auditorías energéticas y que se estudiarán con mayor detenimiento.

En la siguiente *Figura 4.16* puede observarse la evolución de actividades de una revisión energética.



**Figura 4.16. Evolución de actividades de una revisión energética.**

Fuente: Carretero y Gracia (2012). Gestión de la eficiencia energética: cálculo del consumo, indicadores y mejora.

#### 4.11.5 Línea de base energética

En la Norma UNE-EN ISO 50001:2011 se establece la siguiente definición:

- Línea de base energética: referencia cuantitativa que proporciona la base de comparación del desempeño energético.

Nota 1: Una línea de base energética refleja un período especificado.

Nota 2: Una línea de base energética puede normalizarse utilizando variables que afecten al uso y/o al consumo de la energía, por ejemplo, nivel de producción, grados-día (temperatura exterior), etc.

Nota 3: La línea de base energética también se utiliza para calcular los ahorros energéticos, como una referencia antes y después de implementar las acciones de mejora del desempeño energético.

#### 4.12 Eficiencia Energética

Se define la eficiencia energética como el uso eficiente de la energía. Es un proceso que lleva a la instalación eficiente que consume una cantidad inferior a la media de energía para realizar una actividad.

Busca proteger el medio ambiente mediante la reducción de la intensidad energética y habituando al usuario a consumir lo necesario y no más. El problema de la eficiencia energética es que todavía es una elección y que por el momento es un tema de consciencia ambiental, no solo se amortiza rápido, sino que favorece a la economía de la empresa adoptando otros hábitos de consumo, gestionando la energía eléctrica.

#### 4.13 Mediciones realizadas

Se realizaron mediciones con un analizador de la calidad de la energía, marca Fluke, modelo 435-II series, que tiene las siguientes aplicaciones:

- Captura de datos PowerWave – captura datos RMS reales para ver todas las formas de onda de modo que pueda determinar cómo interactúan tensión, corriente y frecuencia.
- Eficiencia de Inversor de Potencia– eficiencia de los inversores de potencia
- Cuantificación monetaria de la energía – cálculo del costo fiscal de la energía desperdiciada por una pobre calidad eléctrica.
- Análisis de la energía– mide el antes y el después para cuantificar las mejoras de la instalación en el consumo de energía, justificando el uso de los dispositivos de ahorro energético.
- Detección y resolución de problemas en primer nivel de actuación – diagnostica rápidamente los problemas en pantalla, de forma que pueda volver a poner los equipos en marcha.
- Mantenimiento predictivo – detecta y previene los problemas de calidad eléctrica antes de que produzcan tiempos de inactividad de la producción.
- Análisis a largo plazo – descubra problemas difíciles de detectar o intermitentes.
- Estudios de carga – compruebe la capacidad de los sistemas eléctricos antes de añadir la carga.
- Eficiencia de inversores de potencia: mide simultáneamente la potencia de salida CA y la potencia de entrada CC para sistemas electrónicos de potencia usando la pinza CC opcional.
- Captura de datos PowerWave: captura datos RMS rápidos, muestra medios ciclos y formas de onda para caracterizar la dinámica de los sistemas eléctricos (arranques de generadores, conmutaciones en SAI, etc.).
- Calculadora de pérdida de energía: las mediciones clásicas de potencia activa y reactiva, desequilibrios y armónicos se cuantifican para poner de manifiesto el coste fiscal de las pérdidas de energía.
- Solución de problemas en tiempo real: analiza las tendencias utilizando cursores y la función zoom.
- La mayor clasificación de la industria: CAT IV a 600 V y CAT III a 1000 V para su uso en la entrada de servicio.
- Mida las tres fases y el neutro: con cuatro puntas de prueba de corriente flexibles incluidas y un mejorado diseño delgado para adaptarse a los lugares más estrechos.
- Tendencia automática: cada medición se registra siempre automáticamente, sin necesidad de configuración alguna.



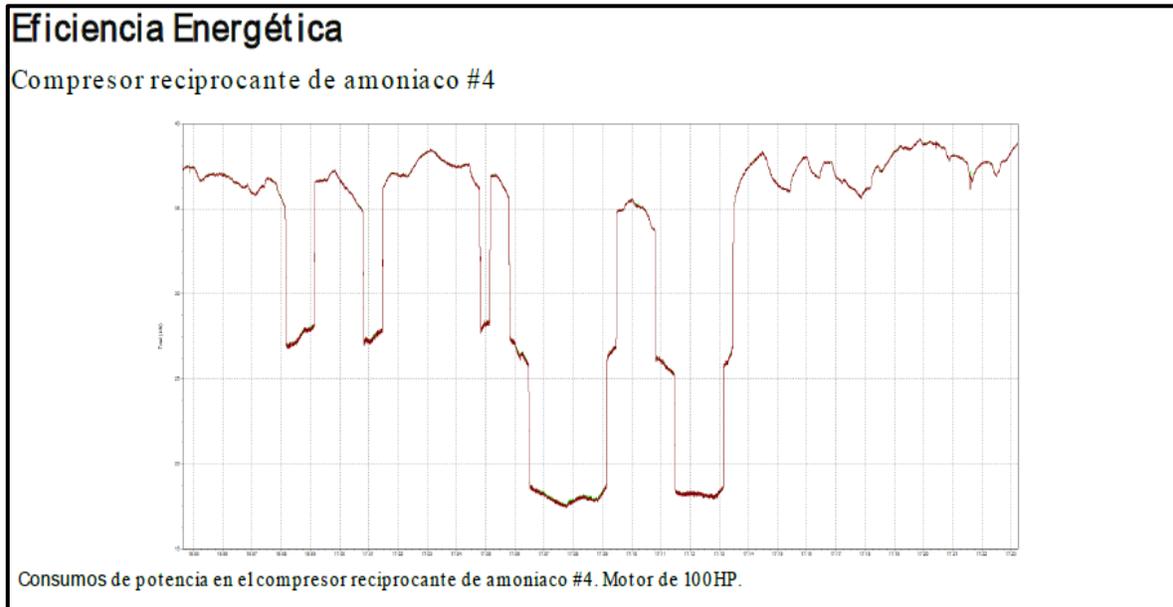
Figura 4.17. Analizador Fluke 435-II

Fuente: Web <http://www.fluke.com/>

Cabe señalar que este equipo tiene un programa de calibración con el Centro de Metrología Especializada en México. La certificación de calibración está vigente.

Los equipos que se midieron fueron los siguientes:

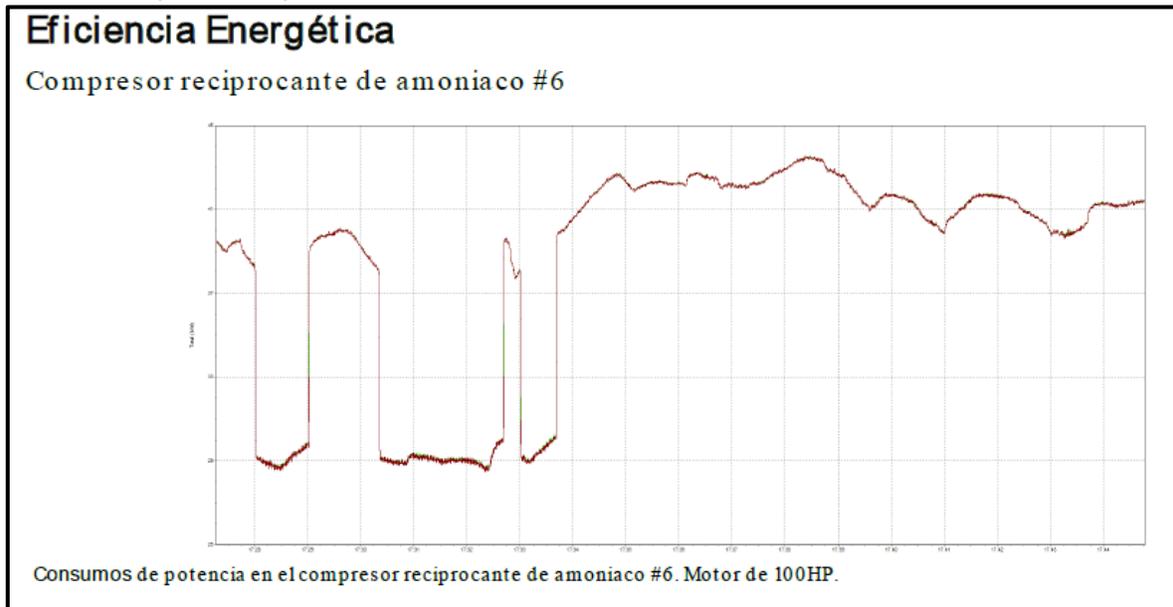
- Compresor recíprocante de amoníaco #4.



**Figura 4.18. Medición del compresor recíprocante de amoníaco #4.**

Fuente: Mediciones realizadas por ABB

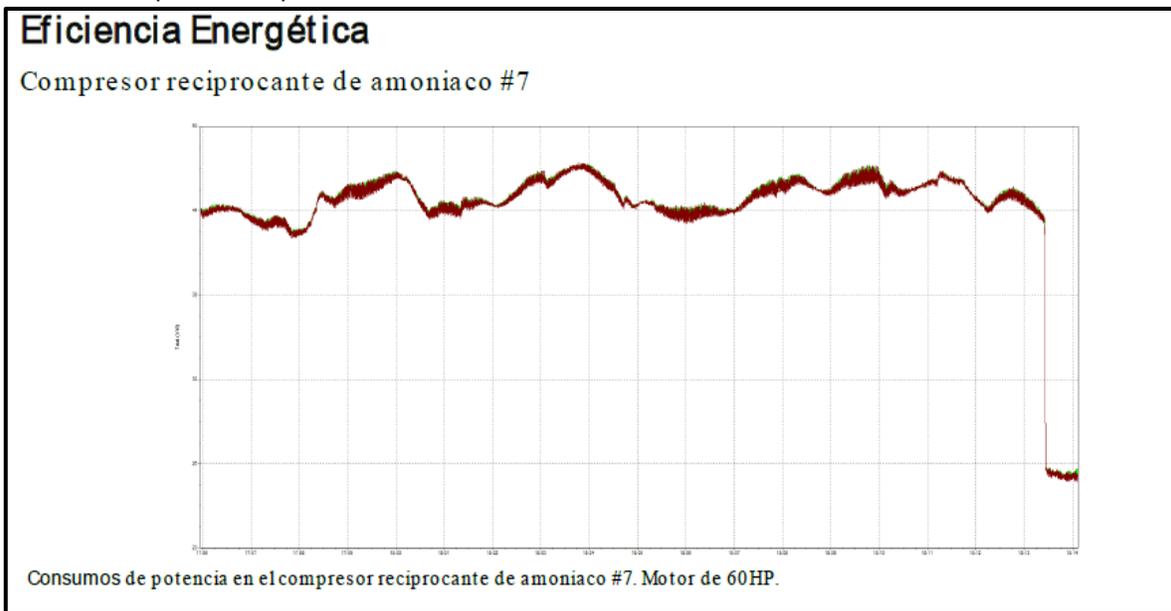
- Compresor recíprocante de amoníaco #6



**Figura 4.19. Medición del compresor recíprocante de amoníaco #6.**

Fuente: Mediciones realizadas por ABB

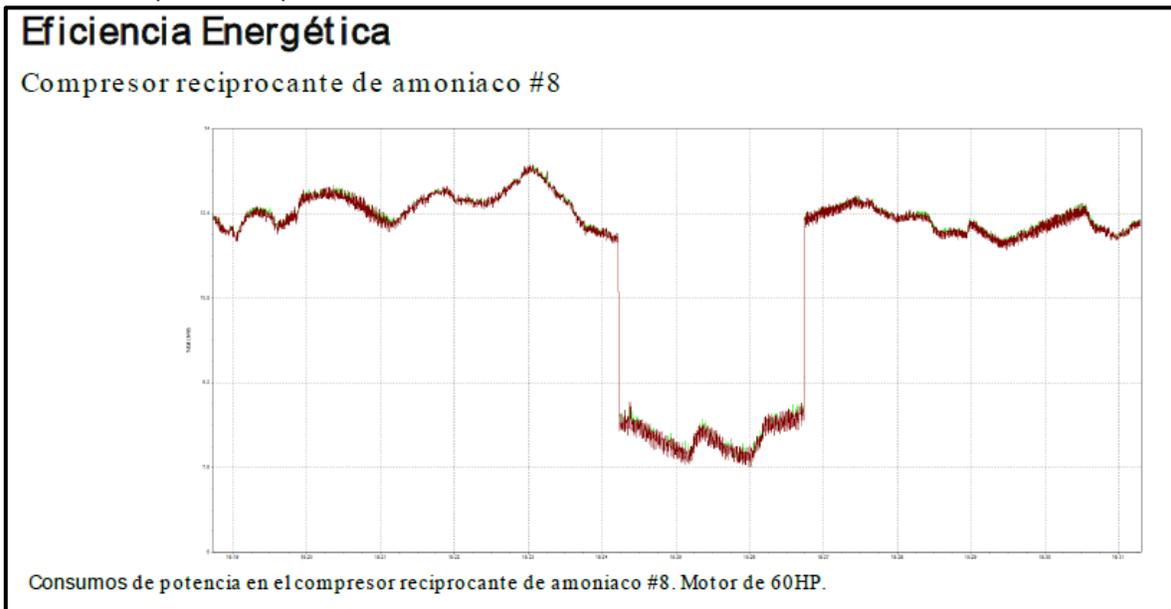
- Compresor reciprocante de amoniaco #7



**Figura 4.20. Medición del compresor reciprocante de amoniaco #7.**

Fuente: Mediciones realizadas por ABB

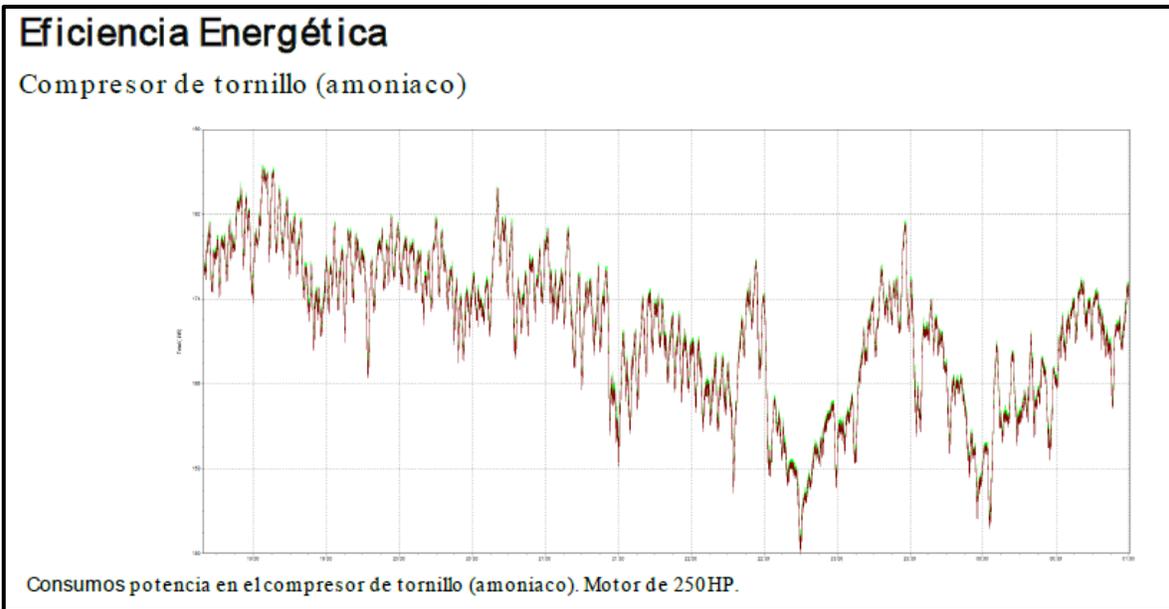
- Compresor reciprocante de amoniaco #8



**Figura 4.21. Medición del compresor reciprocante de amoniaco #8.**

Fuente: Mediciones realizadas por ABB

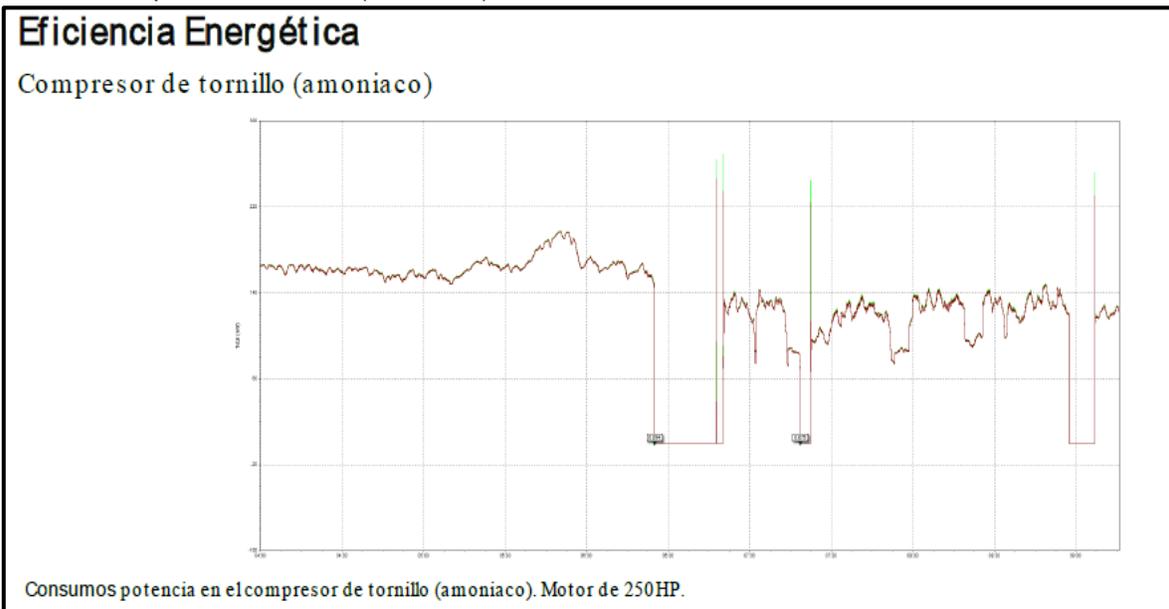
- Compresor de tornillo (amoniaco) #1



**Figura 4.22. Medición del compresor de tornillo (amoniaco) #1.**

Fuente: Mediciones realizadas por ABB

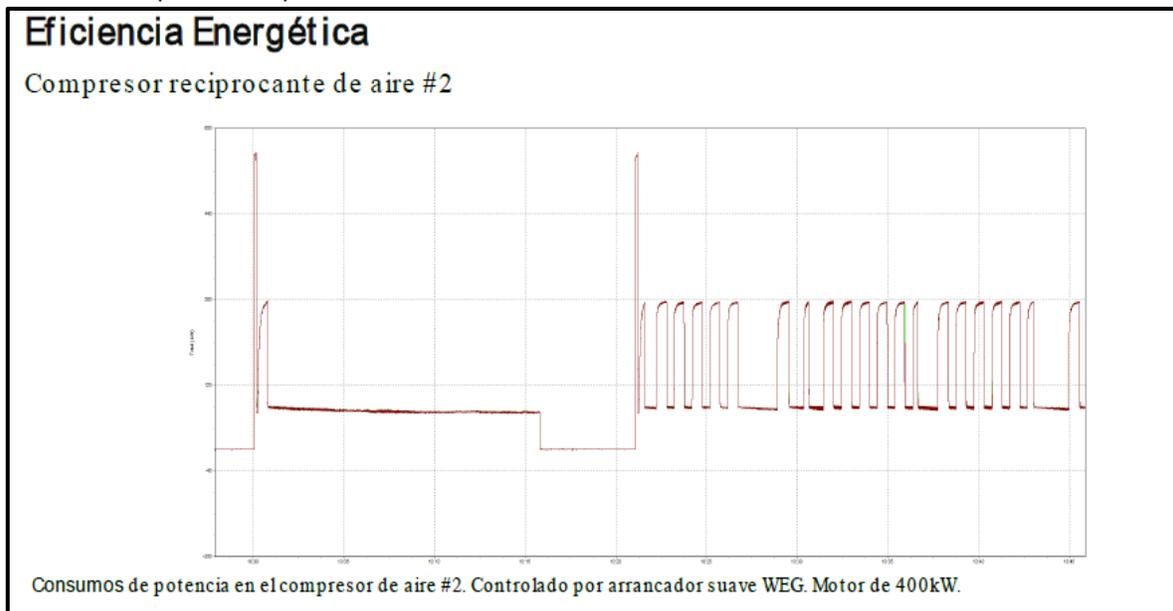
- Compresor de tornillo (amoniaco) #2



**Figura 4.23. Medición del compresor de tornillo (amoniaco) #2.**

Fuente: Mediciones realizadas por ABB

- Compresor recíprocante de aire #2



**Figura 4.24. Medición del compresor recíprocante de aire #2.**

Fuente: Mediciones realizadas por ABB

Como se puede observar los equipos presentan grandes variaciones (picos) en su consumo de energía eléctrica las cuales, después de la instalación de los filtros activos para eliminar armónicos, serán eliminadas haciendo más constante y, por ende, más eficiente el consumo de energía eléctrica.

### Conclusión del capítulo

Como conclusión se confirma que al realizar una corrección en el factor de potencia de los principales equipos que se utilizan en la compañía en el área de producción, se puede proyectar un ahorro en el consumo de la energía eléctrica el cual puede generar grandes beneficios, no sólo en el aspecto económico sino en la calidad en el consumo de la energía eléctrica por parte de la compañía.

## Capítulo V Estudio económico

En este capítulo se realizó un análisis donde se contempla el costo de la energía eléctrica, se determinó la amortización del costo en un tiempo de 5 años determinando la relación costo beneficio por la instalación de los filtros activos para eliminar armónicos para de esta forma poder identificar el punto de equilibrio y el rango de tiempo en el que se percibiría el beneficio económico.

### 5.1 Inversión inicial

La inversión inicial será el equivalente a la suma de los equipos recomendados por ABB para la implementación de este proyecto. Los precios los equipos se describen en la siguiente la *Tabla 5.1*:

**Tabla 5.1.**

***Costo del equipo necesario para la implementación de la mejora.***

Mediación	Descripción	Precio de venta	Moneda
Transformador 1	Filtro activo para eliminar armónicos tipo PQFM de 70A, 208-4080v, 3F-3H, 60Hz, IP21, marca ABB modelo: PQF-V1-M07-IP21.	18,066.00 €	Euros
Transformador 2	Sin recomendaciones		Euros
Transformador 3	Filtro activo para eliminar armónicos tipo PQFM de 100A, 208-4080v, 3F-3H, 60Hz, IP21, marca ABB modelo: PQF-V1-M07-IP21.	19,116.00 €	Euros
<b>Transformador 4</b>	Filtro activo para eliminar armónicos tipo PQFM de 70A, 208-4080v, 3F-3H, 60Hz, IP21, marca ABB modelo: PQF-V1-M07-IP21.	18,066.00 €	Euros
<b>TOTAL</b>		<b>55,248.00 €</b>	<b>Euros</b>

\*Los precios no incluyen IVA.

Fuente: ABB.

En la siguiente *Tabla 5.2* se muestran los precios convertidos a Pesos Nacionales de México (MXN) con un tipo de cambio con fecha de 22 de enero del año 2017 de \$ 22.9294 por cada euro (valor obtenido de la página del Banco de México), así como el importe que corresponde al pago del IVA (16%) y el total del costo después de aplicar este impuesto a los precios.

**Tabla 5.2.**

***Conversión de precios.***

Mediación	Precio de venta (Euros)	Tipo de cambio	Precio de Venta (MXN)	IVA (16%)	Total
Transformador 1	18,066.00 €	22.9294	\$414,242.54	\$66,278.81	\$480,521.35
Transformador 2	0.00 €	22.9294	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Transformador 3	19,116.00 €	22.9294	\$438,318.41	\$70,130.95	\$508,449.36
Transformador 4	18,066.00 €	22.9294	\$414,242.54	\$66,278.81	\$480,521.35
<b>Costo Total</b>					<b>\$1,469,492.05</b>

Fuente: Creación propia con información del Banco de México.

Como se muestra en la *Tabla 5.2*, el costo total de los equipos, y en general de gran parte del proyecto es de \$1,469,521.05. Este precio incluye servicios (instalación y puesta en marcha), capacitación por parte del personal calificado de ABB y una garantía de 10 años en operación normal del equipo.

## 5.2 Análisis de los datos históricos de la empresa

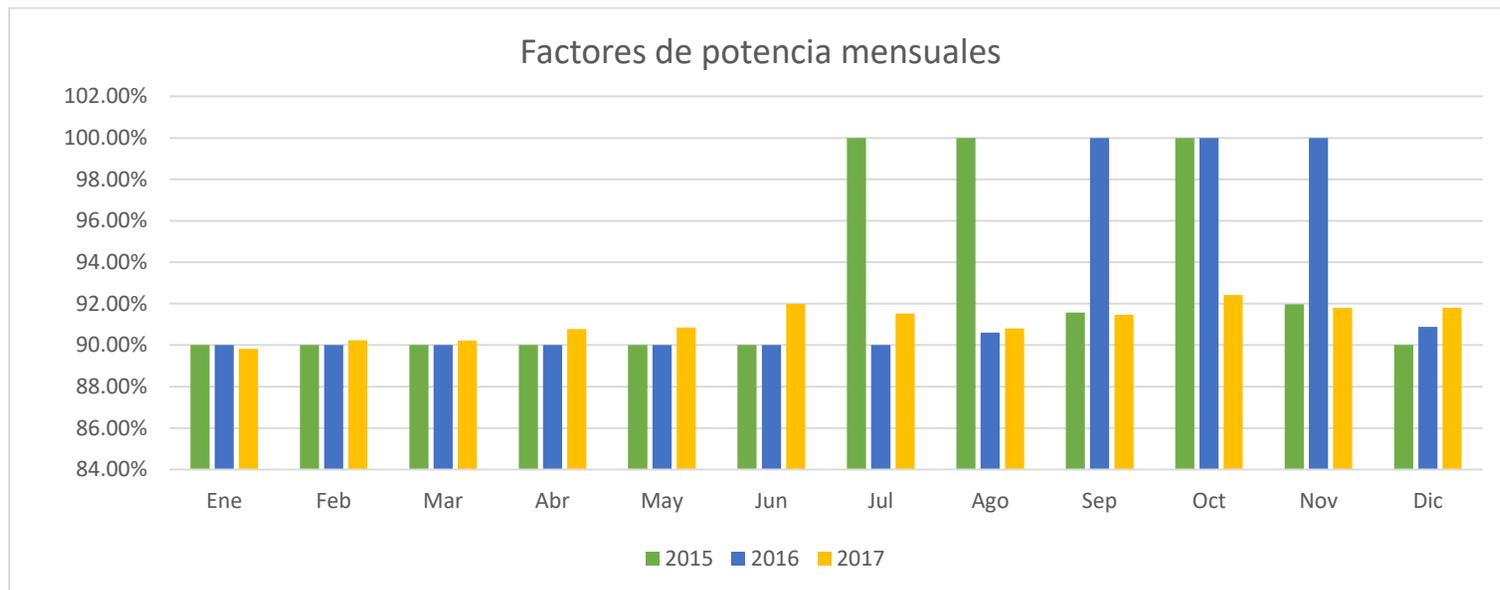
### 5.2.1 Promedio mensual del factor de potencia

En la siguiente *Tabla 5.3* se muestran los diferentes factores de potencia que ha tenido la empresa a lo largo de 3 años los cuales fueron obtenidos de las facturas de pago.

**Tabla 5.3.**  
**Promedio mensual histórico del Factor de Potencia (F.P.).**

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
2015	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	99.99%	99.99%	91.58%	99.99%	91.97%	90.00%	<b>92.79%</b>
2016	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.60%	99.99%	99.99%	99.99%	90.88%	<b>92.62%</b>
2017	89.82%	90.24%	90.22%	90.77%	90.85%	91.98%	91.53%	90.81%	91.47%	92.42%	91.81%	91.81%	<b>91.14%</b>

Fuente: Creación propia con información de las facturas de CFE de la empresa.



**Figura 5.1. Grafica del promedio mensual histórico del Factor de Potencia (F.P.).**

Fuente: Creación propia.

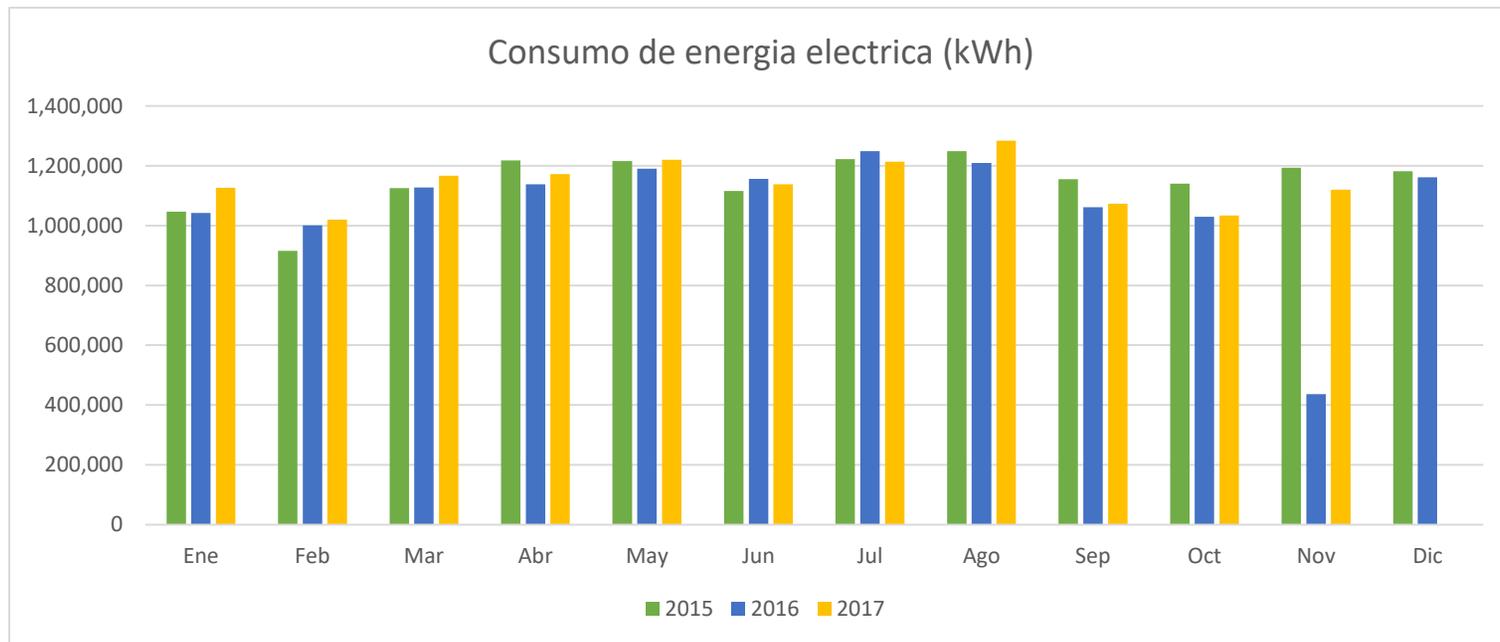
### 5.2.2 Consumo de energía eléctrica total de la empresa

Los datos del consumo de energía eléctrica de la empresa fueron tomados de las facturas de cada mes y son los que se muestran en la siguiente *Tabla 5.4*:

**Tabla 5.4.**  
**Consumo de energía eléctrica mensual de la empresa (kWh).**

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
2015	1,046,605	916,284	1,125,954	1,218,596	1,216,125	1,116,141	1,222,768	1,249,294	1,155,144	1,140,971	1,193,856	1,182,040	13,783,778
2016	1,042,886	1,000,870	1,127,253	1,138,503	1,190,883	1,156,031	1,248,647	1,209,440	1,061,178	1,029,996	436,874	1,161,732	12,804,293
2017	1,126,191	1,020,585	1,166,680	1,172,100	1,220,656	1,138,551	1,214,223	1,284,186	1,073,365	1,034,505	1,120,031	1,203,725	13,774,798

Fuente: Creación propia con información de las facturas de CFE de la empresa.



**Figura 5.2. Grafica del consumo de energía eléctrica mensual de la empresa (kWh).**

Fuente: Creación propia.

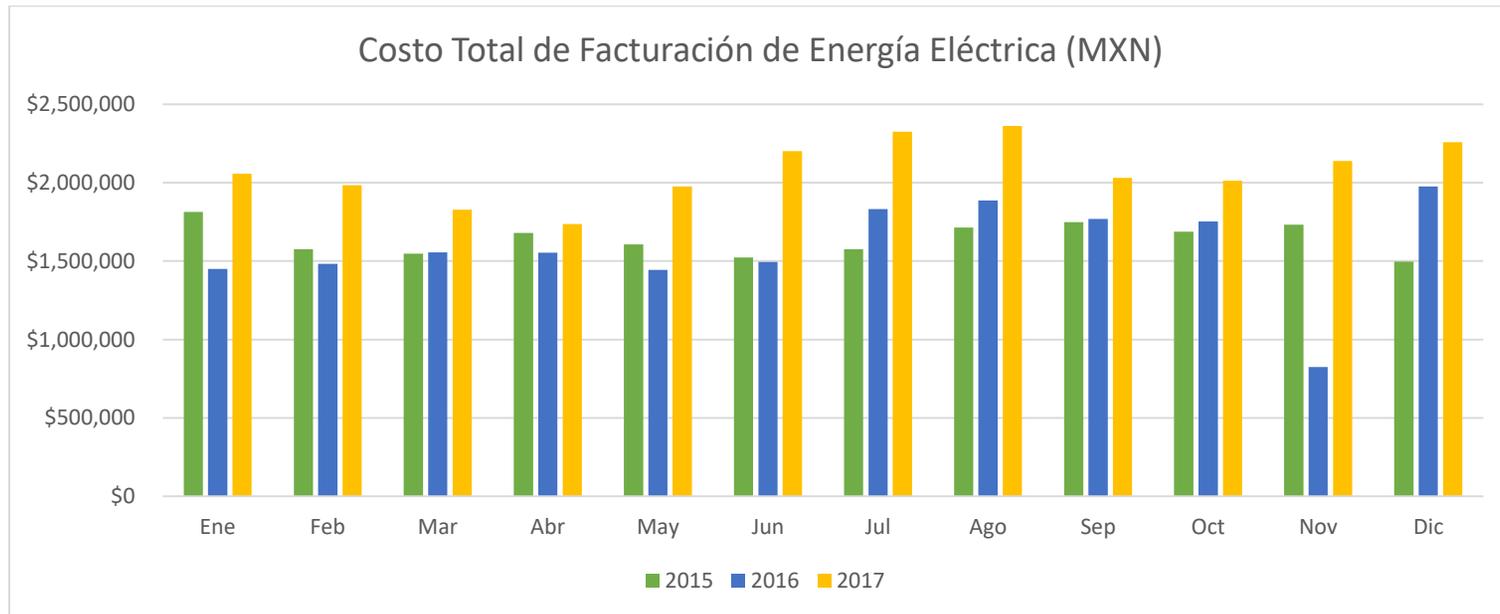
### 5.2.3 Costo total del consumo de energía eléctrica de la empresa

En la siguiente *Tabla 5.5* se muestran las cantidades de dinero que la empresa ha pagado en cada mes de los 3 años anteriores, Estos precios fueron obtenidos de las facturas de energía eléctrica de las empresas que dan el abastecimiento y son la suma de los kWh base, intermedios y punta consumidos más los impuestos: IVA (16%) y el derecho al alumbrado público que cobra la CFE y que equivale a un 2% del subtotal de la factura.

**Tabla 5.5.**  
**Costo total mensual del consumo de energía eléctrica (MXN).**

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
2015	\$1,813,084	\$1,574,508	\$1,546,257	\$1,679,040	\$1,605,071	\$1,522,701	\$1,575,092	\$1,714,550	\$1,748,466	\$1,686,633	\$1,730,936	\$1,495,631	\$19,691,969
2016	\$1,449,457	\$1,481,479	\$1,554,873	\$1,553,723	\$1,443,665	\$1,494,675	\$1,830,488	\$1,887,080	\$1,768,069	\$1,752,262	\$825,299	\$1,975,414	\$19,016,484
2017	\$2,056,553	\$1,982,920	\$1,826,347	\$1,735,488	\$1,974,874	\$2,199,983	\$2,325,033	\$2,360,889	\$2,030,675	\$2,012,161	\$2,138,626	\$2,258,247	\$24,901,795

Fuente: Creación propia con información de las facturas de CFE de la empresa.



**Figura 5.3. Grafica del costo total mensual del consumo de energía eléctrica (MXN).**

Fuente: Creación propia.

#### 5.2.4 Calculo de la bonificación por el Factor de Potencia

En los precios mostrados anteriormente (tabla X) el precio ya incluye IVA que es del 16% y una cuota que cobra la CFE por el derecho al alumbrado público que equivale a un 2% del subtotal. La bonificación que otorga la CFE la hace con respecto al subtotal por lo cual, al costo total de las facturas de cada mes, se les restara tanto el IVA como la cuota por el derecho al alumbrado público, lo cual equivale a un 18%, quedando los datos como se muestran en la siguiente *Tabla 5.6*:

**Tabla 5.6.**  
**Subtotal (Costo de la energía eléctrica antes de impuestos, MXN).**

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
2015	\$1,536,512	\$1,334,329	\$1,310,388	\$1,422,915	\$1,360,230	\$1,290,424	\$1,334,824	\$1,453,008	\$1,481,751	\$1,429,350	\$1,466,895	\$1,267,484	\$16,688,110
2016	\$1,228,353	\$1,255,491	\$1,317,689	\$1,316,715	\$1,223,445	\$1,266,674	\$1,551,261	\$1,599,220	\$1,498,364	\$1,484,968	\$699,406	\$1,674,079	\$16,115,664
2017	\$1,742,841	\$1,680,441	\$1,547,752	\$1,470,752	\$1,673,622	\$1,864,392	\$1,970,367	\$2,000,753	\$1,720,911	\$1,705,221	\$1,812,395	\$1,913,769	\$21,103,216

Fuente: Creación propia con información de las facturas de CFE de la empresa.

La CFE realiza un cargo por bajo factor de potencia y cuando este valor es mayor a 0.90 realiza una bonificación. En ambos casos, el cargo por bajo factor de potencia puede llegar a ser de hasta un 120% del valor de la facturación mensual, en cambio cuando hay una bonificación después de haber instalado un banco de capacitores, cuando el factor de potencia es unitario, la bonificación será del 2.5% del valor de la facturación mensual.

Es importante indicar que el hecho de que exista una bonificación, no quiere decir que hay un ahorro de energía, ya que los kw no cambian sólo cambia la fuente ya que antes se tomaban de CFE y ahora se toman del banco de capacitores.

**Tabla 5.7.**  
**Fórmulas para el cálculo de la bonificación y penalización sobre el factor de potencia.**

CONCEPTO	FÓRMULA	%MÁXIMO APLICABLE
Bonificación	$\frac{1}{4} \left[ 1 - \left( \frac{90}{F.P.} \right) \right] \times 100$	2.5
Penalización	$\frac{3}{5} \left[ \left( \frac{90}{F.P.} \right) - 1 \right] \times 100$	120

Fuente: CFE 2017.

Utilizando los datos del mes de febrero del 2017 tenemos que:

Factor de potencia = 90.24%

Subtotal = \$1,680,441

Sustituyendo estos datos en la fórmula de bonificación de la CFE:

$$\%Bonificacion = \frac{1}{4} \left[ 1 - \left( \frac{90}{90.24} \right) \right] x 100$$

$$\%Bonificacion = 0.0664893$$

Este valor obtenido se multiplica por el subtotal y da como resultado el ahorro que tuvo la empresa gracias a la bonificación que otorga la CFE por el factor de potencia arriba del 90%

$$Ahorro = \$1,680,441 x 0.0664893\%$$

$$\underline{Ahorro = \$1,117.31}$$

Para el caso de las penalizaciones, el único mes que la empresa no cumplió con el mínimo del factor de potencia para la bonificación fue el mes de enero del 2017:

Factor de Potencia = 89.82%

Subtotal = \$1,742,841

Se sustituyen estos datos en la fórmula de penalización de la CFE:

$$\%Penalización = \frac{3}{5} \left[ \left( \frac{90}{89.82} \right) - 1 \right] x 100$$

$$\%Penalización = 0.1202404$$

Se multiplica la penalización por el subtotal para saber la cantidad que costo la penalización a la empresa:

$$Penalización = \$1,742,841 x 0.12\%$$

$$\underline{Penalización = \$2,095.60}$$

Como se puede observar en los resultados anteriores, la cantidad por penalización que aplica la CFE al no llegar al mínimo requerido del factor de potencia es mayor que la bonificación por lo cual este proyecto cobra fuerza para la empresa ya que se garantiza un mínimo del 95% de factor de potencia después de la implantación de los equipos señalados con lo cual no incurriría en penalizaciones y aumentaría la cantidad de descuento sobre el total de su factura gracias a la bonificación que otorga la CFE.

### 5.2.5 Cantidad del ahorro (bonificaciones) sin la implementación de la mejora

En la siguiente *Tabla 5.8* se muestran las cantidades de las bonificaciones o penalizaciones (según sea el caso) de cada factor de potencia que correspondió a cada mes, aplicando las fórmulas anteriores correspondientes:

**Tabla 5.8.**  
***Bonificación o penalización del costo de la energía eléctrica de la empresa (MXN).***

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
2015	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$33,341	\$36,293	\$6,391	\$35,702	\$7,855	\$0	\$119,581
2016	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$2,648	\$37,425	\$37,091	\$17,469	\$4,053	\$98,686
2017	\$2,096	\$1,117	\$944	\$3,119	\$3,915	\$10,033	\$8,234	\$4,462	\$6,914	\$11,163	\$8,933	\$9,432	\$66,170

Fuente: Creación propia con información de las facturas de CFE de la empresa.

### 5.2.6 Cantidad del ahorro (bonificaciones) con la implementación de la mejora.

Para un mejor entendimiento del por qué se creó este proyecto, a continuación, se muestra la cantidad de ahorro que hubiese obtenido la empresa si en los años analizados hubiera tenido instalado el equipo que se menciona en este proyecto. A continuación, se mostrará el ahorro a partir del 95% de factor de potencia, que es el valor mínimo garantizado después de la implementación de este proyecto, hasta llegar al 100% de factor de potencia que es el valor máximo que se puede alcanzar.

- Ahorro con factor de potencia al 95%:

**Tabla 5.9.**  
***Cantidad del ahorro (bonificación) con un valor del factor de potencia del 95% (MXN).***

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
2015	\$20,217	\$17,557	\$17,242	\$18,723	\$17,898	\$16,979	\$17,563	\$19,119	\$19,497	\$18,807	\$19,301	\$16,677	\$219,580
2016	\$16,163	\$16,520	\$17,338	\$17,325	\$16,098	\$16,667	\$20,411	\$21,042	\$19,715	\$19,539	\$9,203	\$22,027	\$212,048
2017	\$22,932	\$22,111	\$20,365	\$19,352	\$22,021	\$24,531	\$25,926	\$26,326	\$22,644	\$22,437	\$23,847	\$25,181	\$277,674

Fuente: Creación propia con información de las facturas de CFE de la empresa.

- Ahorro con factor de potencia al 96%:

**Tabla 5.10.**

***Cantidad del ahorro (bonificación) con un valor del factor de potencia del 96% (MXN).***

<b>Año</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>	<b>Total</b>
2015	\$24,008	\$20,849	\$20,475	\$22,233	\$21,254	\$20,163	\$20,857	\$22,703	\$23,152	\$22,334	\$22,920	\$19,804	\$260,752
2016	\$19,193	\$19,617	\$20,589	\$20,574	\$19,116	\$19,792	\$24,238	\$24,988	\$23,412	\$23,203	\$10,928	\$26,157	\$251,807
2017	\$27,232	\$26,257	\$24,184	\$22,981	\$26,150	\$29,131	\$30,787	\$31,262	\$26,889	\$26,644	\$28,319	\$29,903	\$329,738

Fuente: Creación propia con información de las facturas de CFE de la empresa.

- Ahorro con factor de potencia al 97%:

**Tabla 5.11.**

***Cantidad del ahorro (bonificación) con un valor del factor de potencia del 97% (MXN).***

<b>Año</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>	<b>Total</b>
2015	\$27,721	\$24,073	\$23,641	\$25,671	\$24,540	\$23,281	\$24,082	\$26,214	\$26,733	\$25,787	\$26,465	\$22,867	\$301,074
2016	\$22,161	\$22,651	\$23,773	\$23,755	\$22,072	\$22,852	\$27,987	\$28,852	\$27,032	\$26,791	\$12,618	\$30,202	\$290,747
2017	\$31,443	\$30,317	\$27,923	\$26,534	\$30,194	\$33,636	\$35,548	\$36,096	\$31,047	\$30,764	\$32,698	\$34,527	\$380,728

Fuente: Creación propia con información de las facturas de CFE de la empresa.

- Ahorro con factor de potencia al 98%:

**Tabla 5.12.**

***Cantidad del ahorro (bonificación) con un valor del factor de potencia del 98% (MXN).***

<b>Año</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>	<b>Total</b>
2015	\$31,357	\$27,231	\$26,743	\$29,039	\$27,760	\$26,335	\$27,241	\$29,653	\$30,240	\$29,170	\$29,937	\$25,867	\$340,574
2016	\$25,068	\$25,622	\$26,892	\$26,872	\$24,968	\$25,850	\$31,658	\$32,637	\$30,579	\$30,305	\$14,274	\$34,165	\$328,891
2017	\$35,568	\$34,295	\$31,587	\$30,015	\$34,156	\$38,049	\$40,212	\$40,832	\$35,121	\$34,800	\$36,988	\$39,057	\$430,678

Fuente: Creación propia con información de las facturas de CFE de la empresa.

- Ahorro con factor de potencia al 99%:

**Tabla 5.13.**  
**Cantidad del ahorro (bonificación) con un valor del factor de potencia del 99% (MXN).**

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
2015	\$34,921	\$30,326	\$29,782	\$32,339	\$30,914	\$29,328	\$30,337	\$33,023	\$33,676	\$32,485	\$33,339	\$28,806	\$379,275
2016	\$27,917	\$28,534	\$29,947	\$29,925	\$27,806	\$28,788	\$35,256	\$36,346	\$34,054	\$33,749	\$15,896	\$38,047	\$366,265
2017	\$39,610	\$38,192	\$35,176	\$33,426	\$38,037	\$42,373	\$44,781	\$45,472	\$39,112	\$38,755	\$41,191	\$43,495	\$479,619

Fuente: Creación propia con información de las facturas de CFE de la empresa.

- Ahorro con factor de potencia al 100%:

**Tabla 5.14.**  
**Cantidad del ahorro (bonificación) con un valor del factor de potencia del 100% (MXN).**

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
2015	\$38,413	\$33,358	\$32,760	\$35,573	\$34,006	\$32,261	\$33,371	\$36,325	\$37,044	\$35,734	\$36,672	\$31,687	\$417,203
2016	\$30,709	\$31,387	\$32,942	\$32,918	\$30,586	\$31,667	\$38,782	\$39,981	\$37,459	\$37,124	\$17,485	\$41,852	\$402,892
2017	\$43,571	\$42,011	\$38,694	\$36,769	\$41,841	\$46,610	\$49,259	\$50,019	\$43,023	\$42,631	\$45,310	\$47,844	\$527,580

Fuente: Creación propia con información de las facturas de CFE de la empresa.

### 5.2.7 Comparativa de la diferencia de la cantidad de bonificación con y sin la implementación de la mejora.

En la siguiente *Tabla 5.15* se muestra la diferencia en la bonificación que existe entre los datos obtenidos antes de la mejora y los datos después de la mejora con cada factor de potencia desde el 95%:

**Tabla 5.15.**  
**Diferencia en la cantidad del ahorro (bonificación) con los diferentes factores de potencia (MXN).**

Año	Bonificación sin F.P. corregido	F.P. al 95%		F.P. al 96%		F.P. al 97%		F.P. al 98%		F.P. al 99%		F.P. al 100%	
		Bon.	Dif.	Bon.	Dif.								
2015	\$119,581	\$219,580	\$99,999	\$260,752	\$141,171	\$301,074	\$181,493	\$340,574	\$220,993	\$379,275	\$259,694	\$417,203	\$297,622
2016	\$98,686	\$212,048	\$113,362	\$251,807	\$153,121	\$290,747	\$192,061	\$328,891	\$230,205	\$366,265	\$267,579	\$402,892	\$304,206
2017	\$66,170	\$277,674	\$211,504	\$329,738	\$263,568	\$380,728	\$314,558	\$430,678	\$364,508	\$479,619	\$413,449	\$527,580	\$461,411
<b>Total</b>			<b>\$424,866</b>		<b>\$557,860</b>		<b>\$688,112</b>		<b>\$815,706</b>		<b>\$940,722</b>		<b>\$1,063,238</b>

Fuente: Creación propia con información de las facturas de CFE de la empresa.

### 5.3 Proyecciones

Como se mencionó anteriormente, la CFE realiza las bonificaciones con base en el subtotal de la factura, por tal motivo se tomaron los datos de la *Tabla 5.6* para hacer las proyecciones de los costos de los siguientes 5 años.

#### 5.3.1 Consumo de energía eléctrica proyectado

Para las proyecciones del consumo de energía eléctrica de la empresa se utilizó el método de análisis de tendencia, también conocido como “el método de mínimos cuadrados”, cuyas fórmulas que se utilizan son las de la siguiente *Tabla 5.16*.

**Tabla 5.16.**  
**Ecuaciones mínimos cuadrados.**

Ecuación de la recta	Ecuación para calcular “a”	Ecuación para calcular “b”
$y = a + bx$	$a = \frac{\sum y - b\sum x}{N}$	$b = \frac{N\sum xy - \sum x\sum y}{N\sum x^2 - (\sum x)^2}$

Fuente: Álgebra Lineal Numérica, Mínimos Cuadrados y Optimización. Dr. Héctor Juárez.

Para poder resolver las ecuaciones anteriores se utilizaron los datos de la *Tabla 5.6* y se obtuvo la siguiente *Tabla 5.17*:

**Tabla 5.17.**  
**Datos para la solución de las ecuaciones de métodos cuadrados.**

Año	x	y	x <sup>2</sup>	y <sup>2</sup>	(x)(y)
Enero 2015	1	1,536,512	1	2,360,869,620,953	1,536,512
Enero 2016	2	1,228,353	4	1,508,851,030,150	2,456,706
Enero 2017	3	1,742,841	9	3,037,495,282,121	5,228,523
<b>Total</b>	<b>6</b>	<b>4,507,706</b>	<b>14</b>	<b>6,907,215,933,224</b>	<b>9,221,742</b>

Fuente: Creación propia.

Se reemplazan los datos en las fórmulas.

En primer lugar:

$$b = \frac{3(9,221,742) - (6)(4,507,706)}{3(14) - (6)^2} = 103,165$$

En segundo lugar:

$$a = \frac{4,507,706 - (103,165)(6)}{3} = 1,296,239$$

Con lo cual la recta ajustada por mínimos cuadrados para el mes de enero de los siguientes 5 años es:

$$y = 1,296,239 + 103,165(x)$$

$$y_{2018} = 1,296,239 + 103,165(4) = \$1,708,898$$

$$y_{2019} = 1,296,239 + 103,165(5) = \$1,812,062$$

$$y_{2020} = 1,296,239 + 103,165(6) = \$1,915,227$$

$$y_{2021} = 1,296,239 + 103,165(7) = \$2,018,391$$

$$y_{2022} = 1,296,239 + 103,165(8) = \$2,121,55$$

Este mismo procedimiento se realizó para obtener las proyecciones de cada mes de los siguientes 5 años. La siguiente *Tabla 5.18* muestra el resultado de los datos proyectados:

**Tabla 5.18.**  
***Datos proyectados del subtotal (Costo de la energía eléctrica antes de impuestos, MXN).***

<b>Año</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>	<b>Total</b>
2018	\$1,708,898	\$1,769,532	\$1,629,307	\$1,451,298	\$1,732,491	\$2,047,798	\$2,254,360	\$2,232,072	\$1,806,169	\$1,815,717	\$1,671,732	\$2,264,729	\$22,384,103
2019	\$1,812,062	\$1,942,588	\$1,747,989	\$1,475,216	\$1,889,187	\$2,334,782	\$2,572,132	\$2,505,945	\$1,925,749	\$1,953,653	\$1,844,483	\$2,587,871	\$24,591,656
2020	\$1,915,227	\$2,115,643	\$1,866,672	\$1,499,135	\$2,045,882	\$2,621,766	\$2,889,903	\$2,779,817	\$2,045,330	\$2,091,588	\$2,017,233	\$2,911,014	\$26,799,209
2021	\$2,018,391	\$2,288,699	\$1,985,354	\$1,523,053	\$2,202,578	\$2,908,750	\$3,207,675	\$3,053,690	\$2,164,910	\$2,229,524	\$2,189,983	\$3,234,156	\$29,006,763
2022	\$2,121,556	\$2,461,755	\$2,104,036	\$1,546,972	\$2,359,274	\$3,195,734	\$3,525,446	\$3,327,562	\$2,284,490	\$2,367,459	\$2,362,733	\$3,557,299	\$31,214,316

Fuente: Creación propia en base con la información de las facturas de CFE de la empresa.

### 5.3.2 Cantidad del ahorro (bonificaciones) proyectado sin la implementación de la mejora.

Para las proyecciones del costo de la energía eléctrica sin la implementación de la mejora se tomó como base el promedio del factor de potencia que hubo en los años 2015, 2016 y 2017 tal como se muestra en la siguiente *Tabla 5.19*:

**Tabla 5.19.**  
***Factor de potencia promedio anual (Porcentaje).***

<b>Año</b>	<b>Factor de Potencia.</b>
2015	92.79%
2016	92.62%
2017	91.14%
<b>Promedio total</b>	<b>92.18%</b>

Fuente: Creación propia en base con la información de las facturas de CFE de la empresa.

Aplicando el promedio total del factor de potencia anual a los datos del subtotal proyectado de las facturas se obtuvo la siguiente *Tabla 5.20* donde se muestra la cantidad de ahorro que se tendría si la empresa continuara sin implementar la mejora:

- Ahorro proyectado con factor de potencia al 92.18%:

**Tabla 5.20.**

***Datos proyectados del precio del ahorro sin la implementación de la mejora (MXN).***

<b>Año</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>	<b>Total</b>
2018	\$10,104	\$10,462	\$9,633	\$8,581	\$10,243	\$12,107	\$13,329	\$13,197	\$10,679	\$10,735	\$9,884	\$13,390	\$132,343
2019	\$10,714	\$11,485	\$10,335	\$8,722	\$11,170	\$13,804	\$15,207	\$14,816	\$11,386	\$11,551	\$10,905	\$15,300	\$145,394
2020	\$11,323	\$12,508	\$11,036	\$8,863	\$12,096	\$15,501	\$17,086	\$16,435	\$12,093	\$12,366	\$11,927	\$17,211	\$158,446
2021	\$11,933	\$13,532	\$11,738	\$9,005	\$13,022	\$17,198	\$18,965	\$18,054	\$12,800	\$13,182	\$12,948	\$19,121	\$171,498
2022	\$12,543	\$14,555	\$12,440	\$9,146	\$13,949	\$18,894	\$20,844	\$19,674	\$13,507	\$13,997	\$13,969	\$21,032	\$184,550

Fuente: Creación propia en base con la información de las facturas de CFE de la empresa.

**5.3.3 Cantidad del ahorro (bonificaciones) proyectado con la implementación de la mejora.**

A continuación, se muestra el ahorro proyectado a partir del 95% de factor de potencia que, como mencionamos anteriormente, es el valor mínimo garantizado después de la implementación de este proyecto, hasta llegar al 100% de factor de potencia que es el valor máximo:

- Ahorro proyectado con factor de potencia al 95%:

**Tabla 5.21.**

***Cantidad del ahorro (bonificación) proyectado con un valor del factor de potencia del 95% (MXN).***

<b>Año</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>	<b>Total</b>
2018	\$22,485	\$23,283	\$21,438	\$19,096	\$22,796	\$26,945	\$29,663	\$29,369	\$23,765	\$23,891	\$21,996	\$29,799	\$294,528
2019	\$23,843	\$25,560	\$23,000	\$19,411	\$24,858	\$30,721	\$33,844	\$32,973	\$25,339	\$25,706	\$24,270	\$34,051	\$323,574
2020	\$25,200	\$27,837	\$24,561	\$19,725	\$26,920	\$34,497	\$38,025	\$36,577	\$26,912	\$27,521	\$26,543	\$38,303	\$352,621
2021	\$26,558	\$30,114	\$26,123	\$20,040	\$28,981	\$38,273	\$42,206	\$40,180	\$28,486	\$29,336	\$28,816	\$42,555	\$381,668
2022	\$27,915	\$32,392	\$27,685	\$20,355	\$31,043	\$42,049	\$46,387	\$43,784	\$30,059	\$31,151	\$31,089	\$46,807	\$410,715

Fuente: Creación propia en base con la información de las facturas de CFE de la empresa.

- Ahorro proyectado con factor de potencia al 96%:

**Tabla 5.22.**

***Cantidad del ahorro (bonificación) proyectado con un valor del factor de potencia del 96% (MXN).***

<b>Año</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>	<b>Total</b>
2018	\$26,702	\$27,649	\$25,458	\$22,677	\$27,070	\$31,997	\$35,224	\$34,876	\$28,221	\$28,371	\$26,121	\$35,386	\$349,752
2019	\$28,313	\$30,353	\$27,312	\$23,050	\$29,519	\$36,481	\$40,190	\$39,155	\$30,090	\$30,526	\$28,820	\$40,435	\$384,245
2020	\$29,925	\$33,057	\$29,167	\$23,424	\$31,967	\$40,965	\$45,155	\$43,435	\$31,958	\$32,681	\$31,519	\$45,485	\$418,738
2021	\$31,537	\$35,761	\$31,021	\$23,798	\$34,415	\$45,449	\$50,120	\$47,714	\$33,827	\$34,836	\$34,218	\$50,534	\$453,231
2022	\$33,149	\$38,465	\$32,876	\$24,171	\$36,864	\$49,933	\$55,085	\$51,993	\$35,695	\$36,992	\$36,918	\$55,583	\$487,724

Fuente: Creación propia en base con la información de las facturas de CFE de la empresa.

- Ahorro proyectado con factor de potencia al 97%:

**Tabla 5.23.**

***Cantidad del ahorro (bonificación) proyectado con un valor del factor de potencia del 97% (MXN).***

<b>Año</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>	<b>Total</b>
2018	\$30,831	\$31,925	\$29,395	\$26,183	\$31,256	\$36,945	\$40,671	\$40,269	\$32,586	\$32,758	\$30,160	\$40,859	\$403,837
2019	\$32,692	\$35,047	\$31,536	\$26,615	\$34,083	\$42,122	\$46,404	\$45,210	\$34,743	\$35,246	\$33,277	\$46,688	\$443,664
2020	\$34,553	\$38,169	\$33,677	\$27,046	\$36,910	\$47,300	\$52,137	\$50,151	\$36,900	\$37,735	\$36,393	\$52,518	\$483,491
2021	\$36,414	\$41,291	\$35,818	\$27,478	\$39,737	\$52,477	\$57,870	\$55,092	\$39,058	\$40,223	\$39,510	\$58,348	\$523,318
2022	\$38,275	\$44,413	\$37,959	\$27,909	\$42,564	\$57,655	\$63,603	\$60,033	\$41,215	\$42,712	\$42,627	\$64,178	\$563,145

Fuente: Creación propia en base con la información de las facturas de CFE de la empresa.

- Ahorro proyectado con factor de potencia al 98%:

**Tabla 5.24.**

***Cantidad del ahorro (bonificación) proyectado con un valor del factor de potencia del 98% (MXN).***

<b>Año</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>	<b>Total</b>
2018	\$34,875	\$36,113	\$33,251	\$29,618	\$35,357	\$41,792	\$46,007	\$45,552	\$36,861	\$37,055	\$34,117	\$46,219	\$456,818
2019	\$36,981	\$39,645	\$35,673	\$30,106	\$38,555	\$47,649	\$52,492	\$51,142	\$39,301	\$39,870	\$37,643	\$52,814	\$501,871
2020	\$39,086	\$43,176	\$38,095	\$30,595	\$41,753	\$53,505	\$58,978	\$56,731	\$41,741	\$42,685	\$41,168	\$59,408	\$546,923
2021	\$41,192	\$46,708	\$40,517	\$31,083	\$44,951	\$59,362	\$65,463	\$62,320	\$44,182	\$45,500	\$44,694	\$66,003	\$591,975
2022	\$43,297	\$50,240	\$42,940	\$31,571	\$48,148	\$65,219	\$71,948	\$67,909	\$46,622	\$48,315	\$48,219	\$72,598	\$637,027

Fuente: Creación propia en base con la información de las facturas de CFE de la empresa.

- Ahorro proyectado con factor de potencia al 99%:

**Tabla 5.25.**

***Cantidad del ahorro (bonificación) proyectado con un valor del factor de potencia del 99% (MXN).***

<b>Año</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>	<b>Total</b>
2018	\$38,839	\$40,217	\$37,030	\$32,984	\$39,375	\$46,541	\$51,235	\$50,729	\$41,049	\$41,266	\$37,994	\$51,471	\$508,730
2019	\$41,183	\$44,150	\$39,727	\$33,528	\$42,936	\$53,063	\$58,458	\$56,953	\$43,767	\$44,401	\$41,920	\$58,815	\$558,901
2020	\$43,528	\$48,083	\$42,424	\$34,071	\$46,497	\$59,586	\$65,680	\$63,178	\$46,485	\$47,536	\$45,846	\$66,159	\$609,073
2021	\$45,873	\$52,016	\$45,122	\$34,615	\$50,059	\$66,108	\$72,902	\$69,402	\$49,202	\$50,671	\$49,772	\$73,504	\$659,245
2022	\$48,217	\$55,949	\$47,819	\$35,158	\$53,620	\$72,630	\$80,124	\$75,626	\$51,920	\$53,806	\$53,698	\$80,848	\$709,416

Fuente: Creación propia en base con la información de las facturas de CFE de la empresa.

- Ahorro proyectado con factor de potencia al 100%:

**Tabla 5.26.**

***Cantidad del ahorro (bonificación) proyectado con un valor del factor de potencia del 100% (MXN).***

<b>Año</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>	<b>Total</b>
2018	\$42,722	\$44,238	\$40,733	\$36,282	\$43,312	\$51,195	\$56,359	\$55,802	\$45,154	\$45,393	\$41,793	\$56,618	\$559,603
2019	\$45,302	\$48,565	\$43,700	\$36,880	\$47,230	\$58,370	\$64,303	\$62,649	\$48,144	\$48,841	\$46,112	\$64,697	\$614,791
2020	\$47,881	\$52,891	\$46,667	\$37,478	\$51,147	\$65,544	\$72,248	\$69,495	\$51,133	\$52,290	\$50,431	\$72,775	\$669,980
2021	\$50,460	\$57,217	\$49,634	\$38,076	\$55,064	\$72,719	\$80,192	\$76,342	\$54,123	\$55,738	\$54,750	\$80,854	\$725,169
2022	\$53,039	\$61,544	\$52,601	\$38,674	\$58,982	\$79,893	\$88,136	\$83,189	\$57,112	\$59,186	\$59,068	\$88,932	\$780,358

Fuente: Creación propia en base con la información de las facturas de CFE de la empresa.

### 5.3.4 Comparativa de la diferencia proyectada de la cantidad de bonificación con y sin la implementación de la mejora

En la siguiente *Tabla 5.27* se muestra la diferencia en la bonificación que existe entre los datos proyectados antes de la mejora y los datos de cada factor de potencia después de ella desde el 95%:

**Tabla 5.27.**

#### Diferencia en la cantidad del ahorro (bonificación) proyectado con los diferentes factores de potencia (MXN).

Año	Bonificación sin F.P. corregido	F.P. al 95%		F.P. al 96%		F.P. al 97%		F.P. al 98%		F.P. al 99%		F.P. al 100%	
		Bon.	Dif.	Bon.	Dif.	Bon.	Dif.	Bon.	Dif.	Bon.	Dif.	Bon.	Dif.
2018	\$132,343	\$294,528	\$162,185	\$349,752	\$217,409	\$403,837	\$271,494	\$456,818	\$324,476	\$508,730	\$376,387	\$559,603	\$427,260
2019	\$145,394	\$323,574	\$178,180	\$384,245	\$238,850	\$443,664	\$298,270	\$501,871	\$356,476	\$558,901	\$413,507	\$614,791	\$469,397
2020	\$158,446	\$352,621	\$194,175	\$418,738	\$260,291	\$483,491	\$325,045	\$546,923	\$388,476	\$609,073	\$450,627	\$669,980	\$511,534
2021	\$171,498	\$381,668	\$210,170	\$453,231	\$281,733	\$523,318	\$351,820	\$591,975	\$420,477	\$659,245	\$487,747	\$725,169	\$553,671
2022	\$184,550	\$410,715	\$226,165	\$487,724	\$303,174	\$563,145	\$378,595	\$637,027	\$452,477	\$709,416	\$524,866	\$780,358	\$595,808
<b>Total</b>		<b>\$970,875</b>		<b>\$1,301,457</b>		<b>\$1,625,224</b>		<b>\$1,942,382</b>		<b>\$2,253,134</b>		<b>\$2,557,670</b>	

Fuente: Creación propia en base con la información de las facturas de CFE de la empresa.

## 5.4 Ahorro por eficiencia al mejorar la calidad de la energía eléctrica

Al mejorar la calidad energía eléctrica podemos obtener un ahorro del 5% al 10%. Este es un fenómeno que se ha dado al colocar dispositivos similares al de este proyecto que aumentan la calidad en el suministro de energía eléctrica en otras plantas refresqueras.

### 5.4.1 Producción

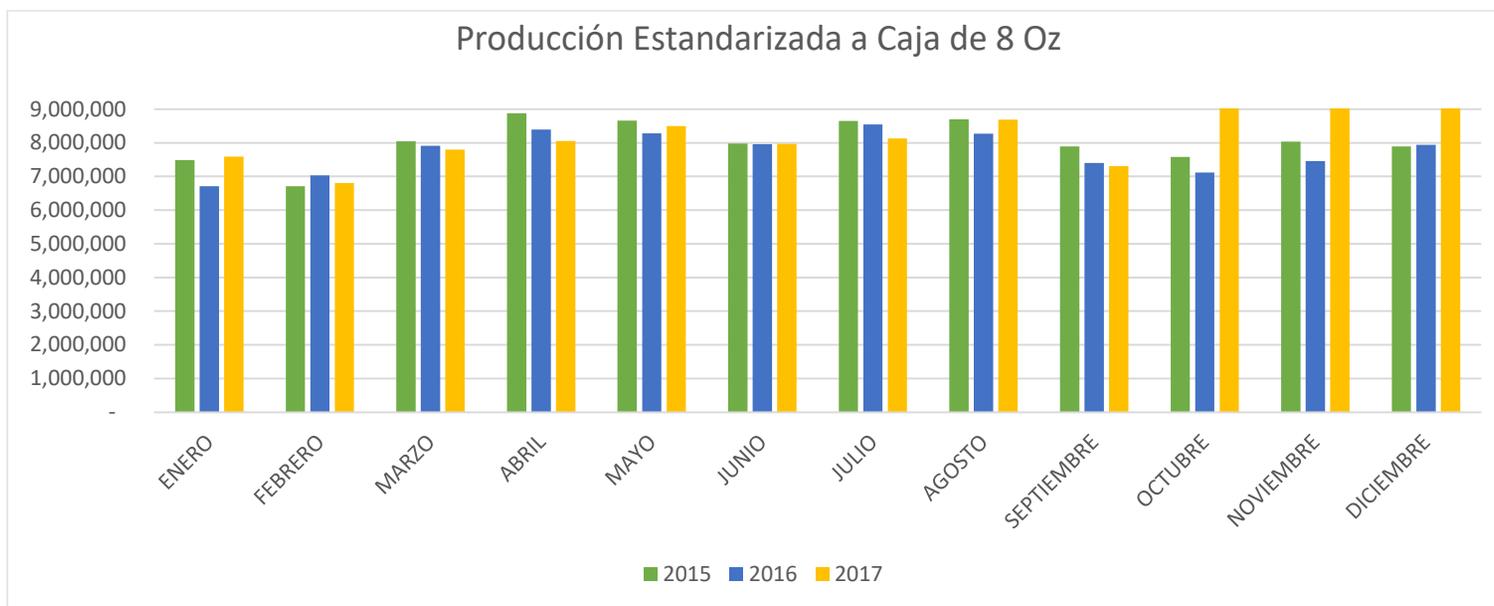
Desde el punto de vista de la economía, la producción es la actividad que aporta valor agregado por creación y suministro de bienes y servicios, es decir, consiste en la creación de productos o servicios y, al mismo tiempo, la creación de valor. Es la actividad que se desarrolla dentro de un sistema económico. Más específicamente, se trata de la capacidad que tiene un factor productivo para crear determinados bienes en un periodo determinado.

**Tabla 5.28.**

#### Producción Estandarizada a Caja de 8 Oz

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
2015	7,485,984	6,713,404	8,045,818	8,870,876	8,660,647	7,978,672	8,644,957	8,700,451	7,891,225	7,577,357	8,036,414	7,892,232	96,498,036
2016	6,712,782	7,031,109	7,912,809	8,394,038	8,276,268	7,957,530	8,541,874	8,274,054	7,401,387	7,119,596	7,454,200	7,936,870	93,012,517
2017	7,590,631	6,808,273	7,796,462	8,054,459	8,501,883	7,965,926	8,129,257	8,681,918	7,301,267	9,985,728	10,687,892	11,297,772	102,801,468

Fuente: Creación propia con información de las producciones de la empresa.



**Figura 5.4. Grafica de la producción estandarizada a caja de 8 Oz.**

### 5.4.2 Índice de consumo de energía eléctrica

El índice de consumo de energía eléctrica son los kwh consumidos en el mes por cada caja de 8 onzas producida, este parámetro nos indica que tan eficiente es el uso de la energía eléctrica en la planta. El cálculo del indicador se realiza a través de la siguiente fórmula:

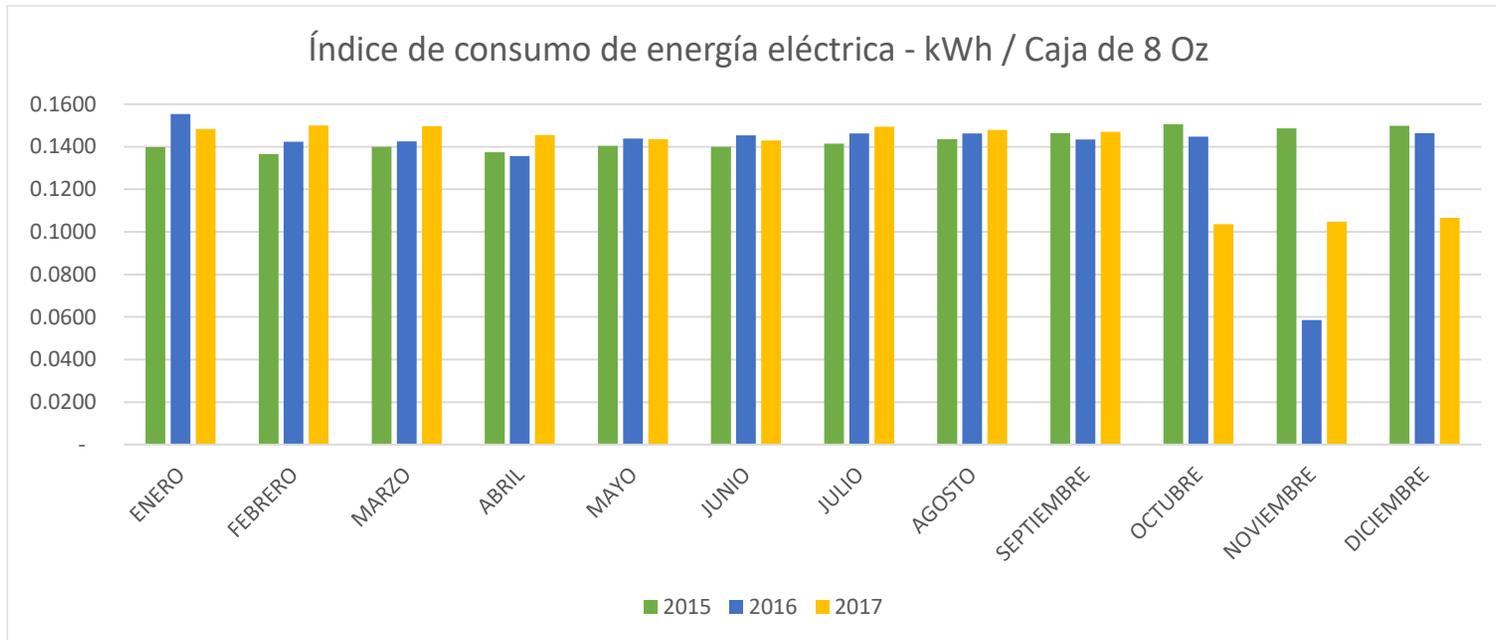
$$\text{Índice de consumo EE} = \frac{\text{Consumo EE (kwh)mes}}{\text{Producción (8 Oz)mes}}$$

**Tabla 5.29.**

#### **Índice de consumo de energía eléctrica.**

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
<b>2015</b>	0.1398	0.1365	0.1399	0.1374	0.1404	0.1399	0.1414	0.1436	0.1464	0.1506	0.1486	0.1498	1.7142
<b>2016</b>	0.1554	0.1423	0.1425	0.1356	0.1439	0.1453	0.1462	0.1462	0.1434	0.1447	0.0586	0.1464	1.6503
<b>2017</b>	0.1484	0.1499	0.1496	0.1455	0.1436	0.1429	0.1494	0.1479	0.1470	0.1036	0.1048	0.1065	1.6392

Fuente: Creación propia con información de la empresa.



**Figura 5.5. Grafica del Índice de consumo energía eléctrica.**

- Ahorro proyectado con una mejora de calidad de la energía eléctrica al 5% con un promedio de la tarifa actual a diciembre de 2017 de \$1.4892 (MXN) :

Proyectamos nuevamente por mínimos cuadrados la tabla de Producción y tabla de Consumo de energía eléctrica para sacar los índices de los 5 años siguientes:

**Tabla 5.30.****Datos proyectados del Índice de consumo de energía eléctrica.**

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
2018	0.1563	0.1560	0.1540	0.1482	0.1459	0.1457	0.1540	0.1503	0.1462	0.0905	0.0741	0.0967	1.6178
2019	0.1605	0.1624	0.1592	0.1534	0.1475	0.1473	0.1586	0.1525	0.1465	0.0768	0.0635	0.0859	1.6141
2020	0.1647	0.1687	0.1646	0.1592	0.1493	0.1488	0.1635	0.1547	0.1469	0.0656	0.0548	0.0773	1.6182
2021	0.1689	0.1749	0.1702	0.1657	0.1510	0.1503	0.1688	0.1569	0.1473	0.0563	0.0477	0.0704	1.6286
2022	0.1730	0.1811	0.1760	0.1731	0.1528	0.1519	0.1745	0.1592	0.1477	0.0485	0.0417	0.0648	1.6442

Fuente: Creación propia en base con la información de la empresa.

Multiplicamos por el 5% de mejora en la calidad de energía eléctrica los índices de la *Tabla 5.30* anterior:

**Tabla 5.31.****Datos proyectados del Índice de consumo de energía eléctrica al 5%.**

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
2018	0.0078	0.0078	0.0077	0.0074	0.0073	0.0073	0.0077	0.0075	0.0073	0.0045	0.0037	0.0048	0.0809
2019	0.0080	0.0081	0.0080	0.0077	0.0074	0.0074	0.0079	0.0076	0.0073	0.0038	0.0032	0.0043	0.0807
2020	0.0082	0.0084	0.0082	0.0080	0.0075	0.0074	0.0082	0.0077	0.0073	0.0033	0.0027	0.0039	0.0809
2021	0.0084	0.0087	0.0085	0.0083	0.0076	0.0075	0.0084	0.0078	0.0074	0.0028	0.0024	0.0035	0.0814
2022	0.0086	0.0091	0.0088	0.0087	0.0076	0.0076	0.0087	0.0080	0.0074	0.0024	0.0021	0.0032	0.0822

Fuente: Creación propia en base con la información de la empresa.

Multiplicamos por la tarifa actual y la producción proyectada al 2022:

**Tabla 5.32.****Datos proyectados del ahorro al 5%.**

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
2018	\$85,739	\$80,681	\$87,914	\$84,133	\$90,376	\$86,323	\$90,841	\$95,497	\$75,561	\$71,632	\$62,777	\$89,664	\$1,001,138
2019	\$88,702	\$84,564	\$89,430	\$82,402	\$90,545	\$87,157	\$90,523	\$96,796	\$72,516	\$67,669	\$60,028	\$90,471	\$1,000,803
2020	\$91,665	\$88,447	\$90,947	\$80,671	\$90,713	\$87,991	\$90,205	\$98,095	\$69,472	\$63,705	\$57,280	\$91,278	\$1,000,469
2021	\$94,628	\$92,330	\$92,463	\$78,939	\$90,882	\$88,826	\$89,887	\$99,394	\$66,427	\$59,741	\$54,531	\$92,086	\$1,000,135
2022	\$97,591	\$96,213	\$93,979	\$77,208	\$91,051	\$89,660	\$89,569	\$100,693	\$63,382	\$55,777	\$51,783	\$92,893	\$999,800

Fuente: Creación propia en base con la información de la empresa.

## **Conclusión del capítulo**

Con la información proporcionada de las facturas del gasto que representa la energía eléctrica en la empresa se obtuvieron los datos del gasto económico que se tiene, también se calculó el factor de potencia y bonificación que se tendría con el aumento de este y los beneficios económicos que representaría analizando los diferentes escenarios aun tomando en cuenta el peor escenario, igualmente con el índice de energía se sacaron los kilowatts consumidos para ver el efecto que se tendría con el aumento del 5% de eficiencia en la calidad de energía, obteniendo un monto que suma al ahorro de bonificación haciendo este sea mayor.

## Capítulo VI Estudio financiero

### 6.1 Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. También se conoce como Valor neto actual (VNA), valor actualizado neto o valor presente neto (VPN).

En la siguiente *Tabla 6.1* se calculará el VAN del proyecto con la Tasa de Rendimiento Mínimo Aceptable (TREMA) que tiene la empresa refresquera para este tipo de proyectos que es del 63.25% y se considerara el peor escenario teniendo como mínimo un 95% de factor de potencia más el 5% de ahorro en la producción por la mejora de calidad en el aprovechamiento de la energía eléctrica:

**Tabla 6.1.**  
**Cantidad total anual proyectada de dinero con un F.P. del 95%.**

<b>Año</b>	<b>Bonificación total F.P. 95%</b>	<b>Ahorro en la producción del 5%</b>	<b>Total</b>
2018	\$294,528	\$1,001,138	\$1,295,666
2019	\$323,574	\$1,000,803	\$1,324,377
2020	\$352,621	\$1,000,469	\$1,353,090
2021	\$381,668	\$1,000,135	\$1,381,803
2022	\$410,715	\$999,800	\$1,410,515

Fuente: Creación propia.

Con estos datos y recordando que la inversión inicial es de \$1,469,492.05, se calculó el VAN haciendo las operaciones correspondientes y se obtuvieron los resultados que se muestran en la siguiente *Tabla 6.2*:

**Tabla 6.2.**  
**Calculo del VAN.**

<b>TASA = 63.25%</b>		<b>CORRIENTES</b>		<b>VALOR ACTUAL</b>		<b>VALOR ACTUAL</b>
<b>FACTOR</b>	<b>AÑO</b>	<b>COSTOS</b>	<b>INGRESOS</b>	<b>COSTOS</b>	<b>INGRESOS</b>	<b>NETO</b>
1.0000	0	\$1,469,492.05	\$0.00	\$1,469,492.05	\$0.00	-\$1,469,492.05
0.6126	1	\$0.00	\$1,295,666.00	\$0.00	\$793,669.83	\$793,669.83
0.3752	2	\$0.00	\$1,324,377.00	\$0.00	\$496,941.48	\$496,941.48
0.2298	3	\$0.00	\$1,353,090.00	\$0.00	\$311,004.82	\$311,004.82
0.1408	4	\$0.00	\$1,381,803.00	\$0.00	\$194,550.96	\$194,550.96
0.0862	5	\$0.00	\$1,410,515.00	\$0.00	\$121,649.90	\$121,649.90
<b>SUMAS:</b>		<b>\$1,469,492.05</b>	<b>\$6,765,451.00</b>	<b>\$1,469,492.05</b>	<b>\$1,917,816.99</b>	<b>\$448,324.94</b>

Fuente: Creación propia.

Como se puede observar en la *Tabla 6.2* el resultado del VAN es de \$448,324.94 por lo que el proyecto se considera rentable.

## 6.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión, es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.

A continuación, se presenta la TIR de este proyecto en la siguiente *Tabla 6.3* con los mismos criterios con los que se obtuvo el VAN:

**Tabla 6.3.**  
**Calculo de la TIR.**

TASA = 63.25%	FACTOR	AÑO	CORRIENTES		FLUJO NETO	VALOR ACTUAL		VAN	
			INVERSIÓN	COSTOS	INGRESOS	CORRIENTE	COSTOS		INGRESOS
	1.0000	0	\$1,469,492.05		-	-1,469,492.05	1,469,492.05	-	-1,469,492.05
	0.6126	1		-	\$1,295,666.00	1,295,666.00	-	793,669.83	793,669.83
	0.3752	2		-	\$1,324,377.00	1,324,377.00	-	496,941.48	496,941.48
	0.2298	3		-	\$1,353,090.00	1,353,090.00	-	311,004.82	311,004.82
	0.1408	4		-	\$1,381,803.00	1,381,803.00	-	194,550.96	194,550.96
	0.0862	5		-	\$1,410,515.00	1,410,515.00	-	121,649.90	121,649.90
	SUMAS:		1,469,492.05		6,765,451.00	5,295,958.95	1,469,492.05	1,917,816.99	448,324.94
								<b>TIR =</b>	<b>85.94%</b>

Fuente: Creación propia.

El criterio de selección será el siguiente teniendo como TREMA un 63.25%.

- Si  $TIR > TREMA$ , el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- Si  $TIR = TREMA$ , estaríamos en una situación similar a la que se producía cuando el VAN era igual a cero. En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
- Si  $TIR < TREMA$ , el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.

En este caso el resultado fue de 85.94% el cual es mayor a la TREMA de la empresa que es de 63.25%, por lo cual podemos concluir que el proyecto es aceptable. Cabe recordar que estos resultados son considerando el peor escenario en el cual el mínimo factor de potencia garantizado es del 95%, por lo cual, el proyecto puede resultar aún más rentable.

### 6.3 Periodo de Recuperación (PR)

Para obtener el periodo de recuperación se aplica la siguiente formula:

$$PR = a + \left( \frac{b - c}{d} \right)$$

Donde:

- a = año anterior inmediato al que se recupera la inversión = 2
- b = Inversión inicial = \$1,469,492.05
- c = Suma de los flujos de efectivo anteriores = \$793,670+ \$496,942
- d = Flujo Neto de Efectivo del año en que se satisface la inversión = \$311,005

Por lo tanto, sustituyendo en la formula tenemos que:

$$PR = 2 + \left( \frac{1,469,492.05 - 1,290,611}{311,005} \right) = 2.58 \text{ años}$$

#### Conclusión del capítulo

Se calcularon los valores del valor actual neto y la tasa de retorno de inversión, con lo cual se puede notar que se tiene un retorno al año 3 después de haber realizado la inversión, y una tasa de retorno de inversión mayor a la tasa de rendimiento mínima aceptable para un proyecto por 22.69%, lo cual no es suficiente desde la perspectiva de la empresa, ya que al hacer el cálculo de periodo de recuperación el tiempo que toma es de 2.58 años lo que rebasa los 1.5 años que la empresa considera para el retorno de la inversión.

## Conclusiones

Al realizar la evaluación económica se notó que financieramente el proyecto no luce de forma atractiva ya que los resultados arrojados nos indican que la inversión inicial no se recuperaría en un lapso corto y esto podría ser un factor importante para tomar la decisión de implementar este proyecto pues viéndolo desde el punto de vista empresarial les resultaría más sencillo absorber estos impuestos tomando la decisión de reducir su personal.

Para evitar que se lleve a cabo dicha reducción y evitar que ésta sea la principal solución, se evaluó económicamente equipo como filtros activos para eliminar armónicos en consideración a las especificaciones del proyecto y con la finalidad de obtener la mejor solución para los problemas detectados bajo el factor de potencia y por ende los altos niveles armónicos registrados que la empresa haya registrado en los últimos años, considerando al precio más económico se conoció a la empresa ABB que, recomendó diversos filtros para poder obtener la mejor eficiencia eléctrica de la planta con el fin de disminuir como objetivo principal los costos de producción y mitigar el impuesto que afecta directamente al producto de bebidas azucaradas (IEPS) disminuyendo un 10% el impacto generado por la producción.

Cabe mencionar que también hay más aspectos positivos en esta innovación tecnológica, pues, al implementar éste filtro armónico en la maquinaria de la empresa, cumple el objetivo principal planteado al inicio de este proyecto, que es reducir los costos de producción, por otro lado es muy importante mencionar el aspecto de normalización a la empresa, ya que la norma ISO 50001 ayudará a cumplir la legislación vigente en materia de eficiencia energética y con ello mantener el prestigio de ser una empresa responsable con calidad en sus servicios. Además, que con esta certificación promueve las mejores prácticas de gestión energética valorando y priorizando la implementación de nuevas tecnologías.

Económica y financieramente se llega a la conclusión de que se tiene un periodo de tiempo de retorno muy por arriba de lo esperado que es de 2.58 años contra los 1.5 años que se tienen para recuperar la inversión ya que como es bien sabido el dinero tienen mayor valor hoy en día que mañana, lo cual es un riesgo bastante grande para la empresa, ya que al pasar más tiempo de retorno de la inversión sale mejor tecnología y con costos en ocasiones más bajos.

## Bibliografía

Joaquín Coldwell, P., Beltrán, L., Hernández, C.E., Flores, A., Brasdefer, G., Alexandri, R., Avilés, V.M. (2016). Prospectiva del Sector Eléctrico 2016 - 2030. (Base de datos). Recuperado de <https://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico>

Joaquín Coldwell, P., Beltrán, L., Hernández, C.E., Flores, A., Brasdefer, G., Alexandri, R., Avilés, V.M. (2015). Prospectiva del Sector Eléctrico 2015 - 2029. (Base de datos). Recuperado de <https://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico>

Gobierno Federal, (2017). Criterios Generales de Política Económica para la Iniciativa de Ley de Ingresos y el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación Correspondientes al Ejercicio Fiscal 2018. (Base de Datos). Recuperado de [http://finanzaspublicas.hacienda.gob.mx/work/models/Finanzas\\_Publicas/docs/paquete\\_economico/cgpe/cgpe\\_2018.pdf](http://finanzaspublicas.hacienda.gob.mx/work/models/Finanzas_Publicas/docs/paquete_economico/cgpe/cgpe_2018.pdf)

.Flores Parra Bravo, O. U., Delgado, N. R., Hernández, D., Muciño, J. I., Lara, A., Garcia, A. D., Aguirre, G., Orta, J. A., Badillo, R. (2017). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. (Base de datos). Recuperado de <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>

Endesa. (3 octubre 2017). Cómo se produce la energía eléctrica. Recuperado de <https://www.endesaclientes.com/blog/electricidad-como-se-produce-1>

Twenergy. Energía eléctrica. Recuperado de <https://twenergy.com/energia/energia-electrica>

Título: Gestión de la eficiencia energética: cálculo del consumo, indicadores y mejora

Autores: Antonio Carretero Peña y Juan Manuel García Sánchez

Año: 2012

4 MEGA-TENDENCIAS QUE PODRÍAN CAMBIAR EL MUNDO EN 2030. (2017, 4 septiembre). Recuperado de <http://www.bolsamania.com/capitalbolsa/noticias/gurus-de-mercado/4-mega-tendencias-que-podrian-cambiar-el-mundo-en-2030--2841317.html>

ENTORNO EMPRESARIAL Y MACROECONOMÍA. (2015). Recuperado de <http://www.eumed.net/cursecon/libreria/cl-mm-macro/11.html>

José Dariel Arcila. (2015). ARMÓNICOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS. 2018, de INGENIERÍA ESPECIALIZADA S.A. Sitio web: [http://ingenieros.es/files/proyectos/Armonicos\\_en\\_sistemas\\_electricos](http://ingenieros.es/files/proyectos/Armonicos_en_sistemas_electricos)

L.E.F. Roberto Ruíz Pérez. (2013). Aplicación de la Evaluación Financiera: Periodo de Recuperación de la Inversión. 2018, de Instituto Tecnológico de Sonora Sitio web: [http://biblioteca.itson.mx/oa/contaduria\\_finanzas/oa1/planeacion\\_evaluacion\\_financiera/p11.htm](http://biblioteca.itson.mx/oa/contaduria_finanzas/oa1/planeacion_evaluacion_financiera/p11.htm)

GALLEGO, S. G. (2016, 20 enero). CAUSAS DEL CALENTAMIENTO GLOBAL. Recuperado de <https://www.meteorologiaenred.com/cuales-son-las-principales-causas-del-calentamiento-global.html>

CAMBIO CLIMÁTICO. (2017). Recuperado de <https://www.greenfacts.org/es/glosario/abc/cambio-climatico.htm>

Economía Simple. (2016). Definición de Valor Actual Neto (VAN). 2017, de Economía Simple Sitio web: <https://www.economiasimple.net/glosario/valor-actual-neto>

ARQHYS. (05 de 2017). Revista ARQHYS.com. Recuperado el 11 de 2017, de [http://www.arqhys.com/tipos\\_de\\_cargas\\_electricas.html](http://www.arqhys.com/tipos_de_cargas_electricas.html)

CFE. (s.f.). CFE. Obtenido de <http://www.cfe.gob.mx/Industria/AhorroEnergia/Lists/Ahorro%20de%20energia/Attachments/3/Factordepotencia1.pdf>

Fluke. (2012). Analizadores de la energía y de la calidad eléctrica 435 Serie II Fluke. 2018, de Fluke Sitio web: <http://www.fluke.com/fluke/mxes/medidores-de-calidad-de-la-energia-electrica/logging-power-meters/fluke-435-series-ii.htm?pid=73939>

Congreso de los Estados Unidos Mexicanos. (s.f.). Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios. Obtenido de [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=4862905&fecha=30/12/1980](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4862905&fecha=30/12/1980)

Energía, C. N. (2015). Reforma energética. Ciudad de México.

Polo, J. R. (2000). Circuitos eléctricos monofásicos y trifásicos. Universidad Lleida.

## Glosario

### A

**Analizadores de espectro:** Es un equipo de medición electrónico que permite visualizar en una pantalla las componentes de frecuencias y las señales presentes en la entrada, pudiendo ser ésta cualquier tipo de ondas eléctricas, acústicas u ópticas

### C

**Cargas inductivas:** una carga es cualquier dispositivo que absorbe energía en un sistema eléctrico. Los electrodomésticos y aparatos eléctricos en general se dividen en dos grandes grupos de cargas: resistivas e inductivas

**Cargas reactivas:** También conocida como potencia reactiva. Esta potencia no se consume ni se genera en el sentido estricto (el uso de los términos “potencia reactiva generada” y/o o “potencia reactiva consumida” es una convención en circuitos lineales sólo aparece cuando existe bobinas o condensadores.

**CEFP:** Centro de Estudios de las Finanzas Públicas.

**CENACE:** Centro Nacional de Control de Energía.

**CENAGAS:** Centro Nacional de Control del Gas Natural.

**CGPE:** Criterios Generales de Política Económica.

**CMNUCC:** Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

**Compresor recíprocante:** Es una máquina que comprime el gas mediante el desplazamiento de un pistón dentro de un cilindro, la descarga del gas comprimido es 100%. En la realidad, los equipos de compresión no son perfectos, ni se puede pensar en una corrección ideal, por lo que es mejor analizar el ciclo real que sucede en un compresor recíprocante, modelo más conocido en el campo petrolero.

**CONAPO:** Consejo Nacional de Población.

**Corriente alterna (CA):** es aquel tipo de corriente eléctrica que se caracteriza porque la magnitud y la dirección presenta una variación de tipo cíclico. En tanto, la manera en la cual este tipo de corriente oscilará en forma sinodal, es decir una curva que va subiendo y bajando continuamente. Gracias a esta forma de oscilación la corriente alterna logrará transmitir la energía de manera más eficiente.

**Corriente continua (CC):** es un tipo de intensidad eléctrica que se caracteriza por no cambiar de sentido con el correr del tiempo. También conocida como corriente directa, la corriente continua implicará el flujo constante e incesante de electrones a partir de un conductor eléctrico entre dos puntos que observan diferente potencial. En este tipo de corriente las cargas eléctricas siempre transitan en la misma dirección y esto es posible porque los terminales son siempre iguales, tanto aquel de menor potencial como el que presenta un potencial mayor.

**Corrientes de Eddy:** La corriente de Foucault (corriente parásita también conocida como “corrientes torbellino”, o Eddy current en inglés) es un fenómeno eléctrico descubierto por el físico francés León

Foucault en 1851. Se produce cuando un conductor atraviesa un campo magnético variable o viceversa

Corriente RMS: La corriente alterna y los voltajes (cuando son alternos) se expresan de forma común por su valor efectivo o RMS (Rude Mean Square/ raíz media cuadrática). Cuando se dice que en nuestras casas tenemos 120 o 220 Volts, estos son valores RMS o eficaces.

CPS: Current Policy System (Escenario con Políticas Actuales).

## F

Factor de potencia: parámetro utilizado para indicar la cantidad de energía que se ha convertido en trabajo. Es utilizado para indicar la cantidad de energía que se ha convertido en trabajo.

Filtros armónicos: Las cargas no lineales tales como: rectificadores, inversores, variadores de velocidad, hornos, etc. Absorben de la red corrientes periódicas no sinusoidales. Estas corrientes están formadas por una componente fundamental de frecuencias 50 o 60 Hertz, más una suma de corrientes superpuestas, de frecuencias múltiplos de la fundamental, que denominamos ARMÓNICOS. El resultado es una deformación de la corriente, y como consecuencia de la tensión, que conlleva una serie de efectos secundarios.

Filtros de calidad de la energía (PQFM): Los armónicos causados por cargas eléctricas no lineales, tales como dispositivos de velocidad variable, rectificadores, ordenadores, aparatos de televisión, etc. Son un problema creciente, tanto para los suministradores de electricidad como para los usuarios, el filtro PQFMES es un diseño para la eliminación de los armónicos y onda senoidal limpia vista desde el transformador de alimentación.

## I

IEPS: Impuesto especial sobre producción y servicios.

ISO: Organización internacional de normalización. (International organization of standardization por siglas en inglés). Deriva de la palabra griega "ISOS", que significa "igual". ISO es el eje central para la calidad.

IMP: Instituto Mexicano del Petróleo.

## K

KVAR: Es la medida del flujo de potencia reactiva que se produce cuando la tensión y la corriente no están totalmente sincronizados o en fase.

KWh: Kilovatio hora, es cuando hablamos de precios y tarifas y las comparamos mezclando diferentes terminologías dentro del suministro eléctrico. Un KW es una unidad de medida de potencia. Su unidad básica es el vatio (W) y equivale a un julio por segundo ( $1000W = 1Kw$ ) el KW mide sólo potencia el Kilovatio hora (KWh) calcula el consumo y se define para ver la potencia utilizada durante un periodo de tiempo, en este caso 1 hora.

## N

NPS: New Policies System (Escenario con Nuevas Políticas).

## O

OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.

## P

Point of common coupling PCC: Punto de acoplamiento común (PCC por sus siglas en inglés).

PEMEX: Petróleos Mexicanos.

PRODESEN: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

## S

Sinusoidal: También conocida como onda sinodal representan el valor de la tensión a través de un tiempo continuamente variable. Onda sinodal representa el valor de la tensión de la corriente alterna a través de un tiempo continuamente variable, en un par de ejes cartesianos marcados, en amplitud y tiempo.

SENER: Secretaria de Energía.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

## T

THD: La distorsión total por armónicos en la intensidad de entrada se define como:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1}$$

Donde  $I_1$  es el valor eficaz de la intensidad de frecuencia fundamental. La THD en la tensión puede calcularse de forma similar.

TIR: Tasa Interna de Retorno; tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.

## U

UNAM: Universidad Nacional Autónoma de México.

## V

VPN: Valor Presente Neto; método para evaluar proyectos de inversión a largo plazo, nos permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero: maximizar la inversión.

## W

WEO: World Economic Outlook (Panorama Económico Mundial).