



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL  
ESTADO DE MORELOS

---

---

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL  
ESTADO DE MORELOS**

---

---

**FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS E INGENIERÍA**

**SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y  
SU APLICACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO  
MEXICANO PARA EL CUMPLIMIENTO DEL  
CÓDIGO DE RED**

**TESIS**

**PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO**

**PRESENTA:**

**EDGAR GUTIERREZ TAPIA**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS**



Facultad de Ciencias  
Químicas e Ingeniería

CUERNAVACA, MORELOS

FEBRERO 2022

---



---

## ÍNDICE

RESUMEN .....	9
ABSTRACT .....	10
NOMENCLATURA .....	11
CAPITULO 1 .....	14
INTRODUCCIÓN .....	14
1.1. Introducción.....	14
1.2. Justificación.....	15
1.3. Objetivo.....	16
1.3.1. Objetivo general.....	16
1.3.2. Objetivo específico .....	16
1.4. Estado del Arte.....	16
1.4.1 Energías renovables: Sistemas Fotovoltaicos .....	16
1.4.2 Marco normativo .....	18
1.5. Estructura de la tesis.....	19
CAPITULO 2 .....	21
EL NUEVO MERCADO ELÉCTRICO MEXICANO, REFORMAS Y REGLAMENTOS.....	21
2.1. Introducción.....	21
2.2. Reforma Energética de México .....	21
2.3. La Ley de la Industria Eléctrica .....	23
2.3.1 Mercado Eléctrico Mayorista.....	23
2.3.2 Energías limpias en el mercado.....	26
2.3.3 Centrales eléctricas: Generación.....	27
2.4. Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.....	27
2.5. Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red .....	28
2.5.1 Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al SEN.....	30
CAPÍTULO 3 .....	45

---

---

LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA .....	45
3.1 Introducción.....	45
3.2 La radiación solar .....	45
3.3 El efecto fotovoltaico.....	46
3.4 La celda solar .....	47
3.4.1 Estructura de una celda solar .....	49
3.4.2 Tipos de celdas fotovoltaicas .....	51
3.5 Orientación y posicionamiento de los módulos fotovoltaicos.....	54
3.6 Disturbios en los sistemas eléctricos fotovoltaicos.....	56
CAPÍTULO 4 .....	58
PARAMETROS ELECTRICOS DE LA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA .....	58
4.1 Introducción.....	58
4.2. Calculo para la determinar la potencia de generación de los paneles solares .....	62
4.2.1 Energía producida por un módulo fotovoltaico.....	63
4.3. Componentes para la protección de sistemas fotovoltaicos.....	64
4.4. Inversores .....	65
4.4.1 Clasificación de los inversores.....	66
4.4.2 Tipos de configuración de los inversores.....	68
4.4.3 Seguimiento del punto de máxima potencia .....	69
4.4.4 Consideraciones para la conexión de inversores a la red .....	70
4.4.5 Dimensionamiento del inversor.....	70
4.5. Componentes armónicos .....	71
4.5.1 Distorsión armónica total, distorsión de demanda total y espectro armónico .....	73
4.5.2 Efectos de los armónicos.....	74
4.5.1 Resonancia armónica .....	75
CAPÍTULO 5 .....	77
CASO PRÁCTICO DE MEDICIÓN DE LOS PARAMETROS ELÉCTRICOS DE UN PARQUE DE GENERACIÓN SOLAR .....	77
5.1. Descripción de la planta de generación .....	77
5.2 Requerimiento del Código de Red para la central eléctrica fotovoltaica ..	78
5.3 Características de los componentes eléctricos de la instalación fotovoltaica.....	83

---

---

---

---

5.4	Resultados obtenidos del periodo de medición.....	84
5.4.1	Mediciones de los parámetros eléctricos.....	84
5.5	Conclusiones y recomendaciones.....	89
5.6	Gráficos eléctricos obtenidos durante el periodo de medición .....	92
CAPÍTULO 6	.....	108
CONCLUSIONES Y PROPUESTAS DE TRABAJOS FUTUROS.....		108
6.1	Introducción.....	108
6.2	Conclusiones generales.....	108
6.2.1	Propuestas de trabajos futuros .....	110
ANEXO I.....		111
GLOSARIO .....		111
REFERENCIAS.....		113

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Evolución histórica de la energía fotovoltaica .....	18
Figura 2. Marco legal de la participación de las energías renovables .....	23
Figura 3. Participantes del MEM .....	24
Figura 4. Diagrama V-P-Q/P <sub>máx</sub> de una Central Eléctrica Síncrona .....	34
Figura 5. Diagrama V-P-Q/P <sub>máx</sub> de una central eléctrica asíncrona tipo B, C o D35	
Figura 6. Requerimiento de respuesta de las centrales eléctricas síncronas tipo B y C (zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla)....	36
Figura 7. Requerimiento de respuesta de las centrales eléctricas asíncronas tipo B y C (zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla)....	37
Figura 8. Requerimiento de respuesta de las centrales eléctricas síncronas tipo D (zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla). .....	39
Figura 9. Requerimiento de respuesta de las centrales eléctricas asíncronas tipo D (zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla) .....	39
Figura 10. Bandas de energía del electrón en los aislantes, semiconductores y conductores.....	47
Figura 11. Celda, modulo, panel y arreglo solar.....	47
Figura 12. Juntura n-p en equilibrio.....	48
Figura 13. Curva característica I-V del diodo .....	49
Figura 14. Estructura de una celda solar.....	50
Figura 15. Estructura de un módulo fotovoltaico .....	51
Figura 16. Tipos de celdas fotovoltaicas .....	52
Figura 17. Método de Czochralsky.....	52
Figura 18. Celdas monocristalinas y policristalinas .....	53
Figura 19. Angulo zenit .....	55
Figura 20. Angulo de inclinación de un módulo fotovoltaico.....	56
Figura 21. Punto de máxima potencia para la celda solar.....	59
Figura 22. Curva característica de la celda solar-factor de llenado.....	60
Figura 23. Circuito equivalente simplificado de una celda solar .....	61
Figura 24. Curva V-I respecto a la temperatura de la celda solar .....	61
Figura 25. Curva V-I respecto a la irradiancia .....	62
Figura 26. Generación de distintas formas de onda AC de salida a partir de una entrada DC.....	67
Figura 27. Inversor central .....	68
Figura 28. Inversores modulares.....	69
Figura 29. Inversores integrados al módulo FV.....	69
Figura 30. Formas de onda fundamental y con armónicos .....	72
Figura 31. Reactancia inductiva y capacitiva de carga pasiva vs frecuencia .....	75
Figura 32. Barrido de la impedancia presentando una resonancia en serie y paralelo .....	76
Figura 33. Diagrama general del sistema fotovoltaico dimensionado para 130 MW pico y ubicación de la conexión del equipo de medición Metrel .....	77

---

---

Figura 34. Requerimientos V-P-Q/P <sub>máx</sub> que debe de cumplir la central eléctrica asíncrona tipo D .....	80
Figura 35. Perfil de tensión entre fases.....	92
Figura 36. Perfil de variaciones de tensión entre fases.....	93
Figura 37. Perfil de frecuencia.....	94
Figura 38. Perfil de corrientes .....	95
Figura 39. Perfil de potencia real por fase.....	96
Figura 40. Perfil de potencia real trifásica .....	97
Figura 41. Perfil de potencia reactiva por fase .....	98
Figura 42. Perfil de potencia reactiva trifásica.....	99
Figura 43. Perfil de potencia aparente por fase.....	100
Figura 44. Perfil de potencia aparente trifásica .....	101
Figura 45. Perfil de factor de potencia.....	102
Figura 46. Perfil de distorsión armónica total de tensión por fase.....	103
Figura 47. Perfil de espectro armónico de tensión .....	104
Figura 48. Perfil de espectro interarmónico de tensión .....	104
Figura 49. Perfil de desbalance de tensión de secuencia negativa.....	105
Figura 50. Perfil de desbalance de tensión de secuencia cero .....	105
Figura 51. Perfil de flicker de tiempo corto por fase .....	106
Figura 52. Perfil de flicker de tiempo largo por fase .....	107

---

---

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Centrales de generación solar 2015 (MW, GWh) .....	17
Tabla 2. Clasificación de una central eléctrica según su capacidad instalada neta .....	30
Tabla 3. Tiempos mínimos en los que una central eléctrica debe operar con frecuencias de red diferentes del valor nominal, sin desconectarse .....	31
Tabla 4. Valores de operación sin desconectarse de la red para centrales eléctricas .....	33
Tabla 5. Valores tensión y tiempo de la Figura 6 para la capacidad de respuesta de centrales eléctricas síncronas tipo B y C ante condiciones dinámicas o de falla ..	36
Tabla 6. Valores de tensión y tiempo de la Figura 7 para la capacidad de respuesta de centrales eléctricas asíncronas de tipo B y C ante condiciones dinámicas o de falla.....	37
Tabla 7. Valores de tensión y tiempo de la Figura 8 para la capacidad de respuesta de centrales eléctricas síncronas tipo D ante condiciones dinámicas o de falla....	38
Tabla 8. Valores de tensión y tiempo de la Figura 9 para la capacidad de respuesta de centrales eléctricas asíncronas tipo D ante condiciones dinámicas o de falla..	39
Tabla 9. Límites permisibles de severidad de parpadeo para centrales tipo B .....	41
Tabla 10. Límites permisibles de severidad de parpadeo para centrales tipo C y D .....	42
Tabla 11. Niveles armónicos en la tensión para centrales eléctricas de tipo B .....	43
Tabla 12. Niveles armónicos en la tensión para centrales eléctricas de tipo C y D .....	44
Tabla 13. Tipo de central eléctrica para análisis de Código de Red.....	78
Tabla 14. Requerimientos de frecuencia que debe de cumplir la central eléctrica evaluada en este caso práctico .....	79
Tabla 15. Requerimientos de tensión que debe de cumplir la central eléctrica evaluada en este caso práctico .....	79
Tabla 16. Requerimientos de severidad de parpadeo que debe de cumplir la central eléctrica evaluada en este caso práctico.....	81
Tabla 17. Requerimientos de distorsión armónica de tensión que debe de cumplir la central eléctrica evaluada en este caso práctico .....	82
Tabla 18. Parámetros eléctricos correspondientes al módulo fotovoltaico .....	83
Tabla 19. Parámetros eléctricos correspondientes al inversor fotovoltaico .....	83
Tabla 20. Parámetros eléctricos correspondientes al transformador principal del parque fotovoltaico .....	83
Tabla 21. Características eléctricas correspondientes a la línea de transmisión instalada del parque fotovoltaico .....	84
Tabla 22. Magnitudes de tensiones entre fases .....	85
Tabla 23. Magnitudes de frecuencia .....	85
Tabla 24. Magnitudes de corriente .....	86

---

---

Tabla 25. Magnitudes de potencia real por fase.....	86
Tabla 26. Magnitudes de potencia real trifásica .....	86
Tabla 27. Magnitudes de potencia reactiva por fase .....	86
Tabla 28. Magnitudes de potencia reactiva trifásica.....	87
Tabla 29. Magnitudes de potencia aparente por fase .....	87
Tabla 30. Magnitudes de potencia aparente trifásica .....	87
Tabla 31. Magnitudes de factor de potencia trifásico .....	87
Tabla 32. Magnitudes de la distorsión armónica total de tensión .....	88
Tabla 33. Magnitudes de desbalance de tensión de secuencia negativa y cero ...	88
Tabla 34. Magnitudes de flicker de tiempo corto por fase .....	89
Tabla 35. Magnitudes de flicker de tiempo largo por fase .....	89



## RESUMEN

En esta tesis se describen los principales elementos que conforman los sistemas de generación fotovoltaica, siendo uno de los métodos de generación eléctrica a base de energías renovables con un mayor crecimiento en el mercado eléctrico mexicano. Además, se presenta la descripción del comportamiento de los parámetros eléctricos de una central eléctrica con tecnología solar fotovoltaica de 100 MW, determinando si la central eléctrica cumple con los requerimientos estipulados en Calidad de la potencia que establece el Código de Red como parte de las obligaciones que deben de acatar las centrales eléctricas; en el caso de presentar incumplimientos del Código de Red, las centrales eléctricas serán merecedoras a las sanciones correspondientes en conformidad con la Ley de la Industria Eléctrica.

El análisis de la Calidad de la potencia se aplica mediante la realización de mediciones de los parámetros eléctricos propios de la central generadora, los cuales son obtenidos utilizando un equipo analizador de redes.

En base a las mediciones, se realiza la representación gráfica de las magnitudes y tendencias de los resultados obtenidos. Los resultados de los parámetros eléctricos medidos indican el comportamiento eléctrico de la central eléctrica con tecnología solar fotovoltaica mostrando las magnitudes de la energía eléctrica generada, y las perturbaciones eléctricas existentes que afectan a la eficiencia del sistema eléctrico.

Se elabora un análisis de los parámetros eléctricos medidos, observando las perturbaciones presentes en el sistema eléctrico de la central generadora y comparándolos contra los límites permisibles que estipula el Código de Red en Calidad de la potencia, demostrando que la interconexión de la central eléctrica solar fotovoltaica cumple con los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red.

## ABSTRACT

This thesis describes the main elements that make up photovoltaic generation systems, being one of the methods of electricity generation based on renewable energies with the greatest growth in the Mexican electricity market. In addition, the description of the behavior of the electrical parameters of a power plant with photovoltaic solar technology of 100 MW is presented, determining if the power plant complies with the requirements stipulated in power Quality established by the Network Code as part of the obligations that power plants must comply with; in the case of non-compliance with the Network Code, the power plants will be deserving of the corresponding sanctions in accordance with the Electricity Industry Law.

The analysis of the power Quality is applied by making measurements of the electrical parameters of the generating plant, which are obtained using a network analyzer equipment.

Based on the measurements, the graphic representation of the magnitudes and trends of the results obtained is made. The results of the measured electrical parameters indicate the electrical behavior of the power plant with photovoltaic solar technology showing the magnitudes of the electrical energy generated, and the existing electrical disturbances that affect the efficiency of the electrical system.

An analysis of the measured electrical parameters is elaborated, observing the disturbances present in the electrical system of the generating plant and comparing them against the permissible limits stipulated in the Network Code in power Quality, demonstrating that the interconnection of the photovoltaic solar power plant meets the criteria of efficiency, quality, reliability, continuity, security and sustainability of the National Electric System: Network Code.

---

---

## NOMENCLATURA

A	Amperes
AC	Corriente alterna
ACSR	Conductor de aluminio con refuerzo de acero
AR	Antirreflejante
C	Capacitancia
CdTe	Teluro de Cadmio
CEL	Certificado de Energía Limpia
CEM	Condiciones Estándar de Medica
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DC	Corriente directa
DFT	Derechos Financieros de Transmisión
DOF	Diario Oficial de la Federación
eV	Electrón volt
EVA	Etil Vinil Acetato
f	frecuencia
FF	Facto de llenado
FV	Fotovoltaico
GaAs	Arseniuro de galio
GFV	Generador fotovoltaico
GTO	Tiristores desconectables
h.s.p	Horas de sol pico
Hz	Hertz
IEM	Interferencia electromagnética
IGBT	Transistores Bipolares de Puerta Aislada

---

---

INTG	Disposiciones Generales de Interconexión para Generadores
Isc	Corriente de corto circuito
J	Joule
km	Kilometro
L	Inductancia
LFC	Luz y Fuerza del Centro
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
LTE	Ley de Transición Energética
m	metro
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
mm	milímetros
MOSFET	Transistor de Efecto de Campo de Metal Oxido Semiconductor.
MPP	Punto de Máxima Potencia
$\eta$	Eficiencia de conversión energética
ONAF	Sistema de Enfriamiento de Aceite y de Aire Forzado
ONAN	Sistema de Enfriamiento de Aceite y de Aire Natural.
PEMEX	Petróleos Mexicanos
$P_{it}$	Flicker de tiempo largo
PSS	Sistema de Estabilidad de Potencia
$P_{st}$	Flicker de tiempo corto
PWM	Modulación por Ancho de Pulso
R	Resistencia
RAT	Regulado Automático de Tensión
RGD	Redes Generales de Distribución
RMS	Valor Eficaz
RNT	Red Nacional de Transmisión
Rsh	Resistencia en paralelo

---

---

Rs	Resistencia en serie
s	segundo
Se	Selenio
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaria de Energía
Si	Silicio
SPMP	Seguimiento del Punto de Máxima Potencia
TDD	Distorsión de Demanda Total
THD	Distorsión Armónica Total
UTR	Unidades Terminales Remotas
UV	Ultravioleta
V	Tensión
VA	Volt-Amper
VAR	Volt-Amper-Reactivo
Voc	Tensión de circuito abierto
W <sub>0</sub>	velocidad angular
W	Watt
Wh	Watt*hora
Xc	Reactancia capacitiva
Xl	Reactancia inductiva
Z	Impedancia
°C	Grado Celsius

# CAPITULO 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1. Introducción

En los últimos años, la demanda de energía eléctrica en México de parte de los usuarios finales se ha incrementado de forma considerable, aunado a la instalación de nuevos centros de carga, lo cual ha ocasionado en algunas regiones la saturación de circuitos eléctricos de las redes de transmisión de energía eléctrica. Además, las centrales de generación de energía eléctrica estaban a punto de ser rebasadas en capacidad de generación para satisfacer las necesidades de los centros de carga. Debido a esto, el gobierno de México propuso unas reformas constitucionales que permitieran la apertura del sector energético en el país.

Con el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía (Reforma Energética) [1], publicada el 20 de diciembre de 2013 en el Diario Oficial de la Federación (DOF), se modificó de forma muy importante el sector eléctrico, permitiendo la creación de un nuevo mercado eléctrico con una oportunidad de competencia e inversión. Derivado de esta Reforma Energética, se publicaron Leyes y una serie de documentos legales en materia energética.

El 11 de agosto de 2014 se publicó en el DOF la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) [2], con el objetivo de promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes. La LIE establece la aplicación del nuevo mercado eléctrico: el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), como un mercado que promueva el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad.

Por otra parte. El 24 de diciembre de 2015, fue publicado en el DOF la Ley de Transición Energética (LTE) [3], teniendo como objetivo regular el aprovechamiento sustentable de la energía, así como las obligaciones en materia de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la industria eléctrica, manteniendo la competitividad de los sectores productivos.

Derivado de la necesidad de incrementar la potencia de generación de energía eléctrica y al mismo tiempo dar cumplimiento a la LIE y LTE, en México se ha incrementado la instalación de centrales eléctricas con tecnologías solar y eólica (fuentes renovables), lo cual brindará a México un apoyo considerable para mitigar la cantidad de recursos no renovables que se utiliza actualmente para satisfacer la demanda eléctrica. Además, ayudará a implementar un medio de generación de energía, el cual no sea perjudicial para el medio ambiente.

Considerando lo establecido en el artículo 12, fracción XXXVII de la LIE, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) expidió las “Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red” [4], y su objetivo es permitir e incentivar que el SEN, como área estratégica, exclusiva del Estado en su control, se desarrolle, mantenga, opere, amplíe y modernice de manera coordinada con base en los requerimientos técnicos-operativos, y de una manera eficiente, viable, factible y económica en beneficio del interés general. La primera versión del Código de Red fue publicada en el DOF el 8 de abril de 2016 (versión abrogada), teniendo una actualización en su versión 2.0, la cual fue publicada en el DOF el 31 de diciembre de 2021.

Uno de los puntos más importantes a analizar del Código de Red Mexicano para las centrales de generación eléctrica, es el “Manual regulatorio de requerimientos técnicos para la interconexión de centrales eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional”, en el cual se indican las condiciones de operación que deberán acatar las centrales eléctricas para interconectarse a la red eléctrica, manteniendo en todo momento la confiabilidad y seguridad del SEN, así como garantizar condiciones justas de competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista.

En este capítulo se presenta la justificación de esta tesis, indicando el objetivo del presente trabajo, el estado del arte de las centrales eléctricas fotovoltaicas en México, el marco normativo en el sector energético en México y los capítulos a desarrollar.

## **1.2 Justificación**

En 2013, se promulgó la Reforma Energética en México, la cual permitió la participación del sector privado en la generación de energía eléctrica, y desde entonces se han incorporado una cantidad importante de sistemas de generación a base de energías renovables, principalmente eólicas y solares.

La interconexión de este tipo de plantas a la red eléctrica nacional puede introducir efectos negativos en las redes de transmisión, tales como inyección de corrientes armónicas, esto debido a que los parques eólicos y solares utilizan convertidores e inversores, respectivamente, los cuales son fabricados a base de equipos semiconductores (electrónica de potencia), cuya operación provoca la generación de armónicos tanto en las señales de corriente como en las señales de tensión.

Debido al incremento de parques eólicos y solares instalados en México, la Comisión Reguladora de Energía emitió el Código de Red, en el cual se indican los límites de operación de los parámetros eléctricos que deben de cumplir las centrales eléctricas para la correcta operación del Sistema Eléctrico Nacional.

El Código de Red contiene un anexo llamado “Manual regulatorio de requerimientos técnicos para la interconexión de centrales eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional”,

en el cual se establecen los límites de los parámetros eléctricos que tienen que acatar las centrales eléctricas para su interconexión al SEN, entre los que se encuentran la estabilidad de la frecuencia, estabilidad de la tensión, Calidad de la potencia (Desbalance máximo de tensión, severidad de parpadeo, variaciones rápidas de la tensión, armónicos e inyección de DC ), entre otros.

### **1.3 Objetivo**

#### **1.3.1. Objetivo general**

Analizar los parámetros eléctricos de una central de generación eléctrica con tecnología solar fotovoltaica de 100 MW, para el cumplimiento del Código de Red Mexicano en Calidad de la potencia.

#### **1.3.2. Objetivo específico**

Describir los principales elementos que conforman un sistema eléctrico con tecnología solar fotovoltaica, y evaluar los requerimientos técnicos para la interconexión de una central eléctrica solar con una capacidad de generación de 100 MW al Sistema Eléctrico Nacional.

### **1.4. Estado del Arte**

#### **1.4.1 Energías renovables: Sistemas Fotovoltaicos**

La revolución industrial de 1786, marco el comienzo para la modernización y expansión de las actividades de la industria, incorporando al sector eléctrico, el cual a mediados del siglo XX y principios del siglo XXI, una de las energías más utilizadas fue la compuesta por combustibles fósiles, siendo el carbón y el petróleo los principales recurso que fomentaron la generación de energía eléctrica; sin embargo, el uso de estos combustibles, presentaba inconvenientes para el sector energético, con el aumento de la demanda de energía provocado principalmente por el mismo crecimiento y expansión de la industria, la escasas futura del petróleo y con mejores costos de equipos con electrónica de potencia; se buscaron nuevas fuentes para generar energía eléctrica, dando apoyo a la introducción de las energías renovables.

La energía solar como fuente sustentable de energía, ha sido una alternativa para la generación eléctrica mediante la implementación de sistemas fotovoltaicos.

La creación de la tecnología fotovoltaica comenzó en el año 1838, con el descubrimiento del efecto fotovoltaico, por el físico francés Alexandre Edmond Becquerel, cuyo principio consiste en utilizar materiales semiconductores para la transformación de la luz natural proveniente del sol en electricidad.

En el año de 1877, William Grylls Adams y Richard Evans Day, descubren que es posible generar electricidad si se expone el selenio (Se) a la luz solar.



Dichos aportes contribuyeron a la creación de la primera celda fotovoltaica (basada en selenio), creada en el año 1894 por Charles Fritts, dicha celda fotovoltaica contaba con una eficiencia energética de hasta 1%.

Posteriormente en 1953, Gerald Pearson desarrollo y patentó la primera célula fotovoltaica a base de silicio (Si), logrando una tecnología con una mayor eficacia a comparación de las células basadas en selenio; otros personajes los cuales realizaron un aporte a la tecnología solar fotovoltaica fueron Daryl Chaplin y Calvin Fuller, los cuales mejoraron la eficiencia de las células fotovoltaica de silicio [5,6].

El uso de celdas fotovoltaicas a base de silicio fue el punto de partida para el desarrollo de tecnologías más eficientes, que aprovechen mejor la radiación solar; en la actualidad existen diferentes tipos de tecnologías de celdas fotovoltaicas a base de silicio, tales como el silicio monocristalino, policristalino y amorfo; sin embargo, la problemática que se presenta al usar diferentes tipos de tecnologías es que la eficiencia y el costo varían de forma inversa. Hoy en día se busca desarrollar celdas, que no solo presenten un alto porcentaje de aprovechamiento para la generación eléctrica, si no que tengan un costo accesible en el mercado.

La modernización de los sistemas fotovoltaicos a lo largo del tiempo ha mejorado tanto las aplicaciones de la tecnología fotovoltaica para la generación eléctrica a pequeña escala, como la producción de energía eléctrica utilizando sistemas fotovoltaicos de parques generadores de gran capacidad, los cuales pueden interconectarse a las redes eléctricas de transmisión y distribución alrededor del mundo.

El potencial de la energía solar fotovoltaica se ha extendido en los últimos años de forma importante.

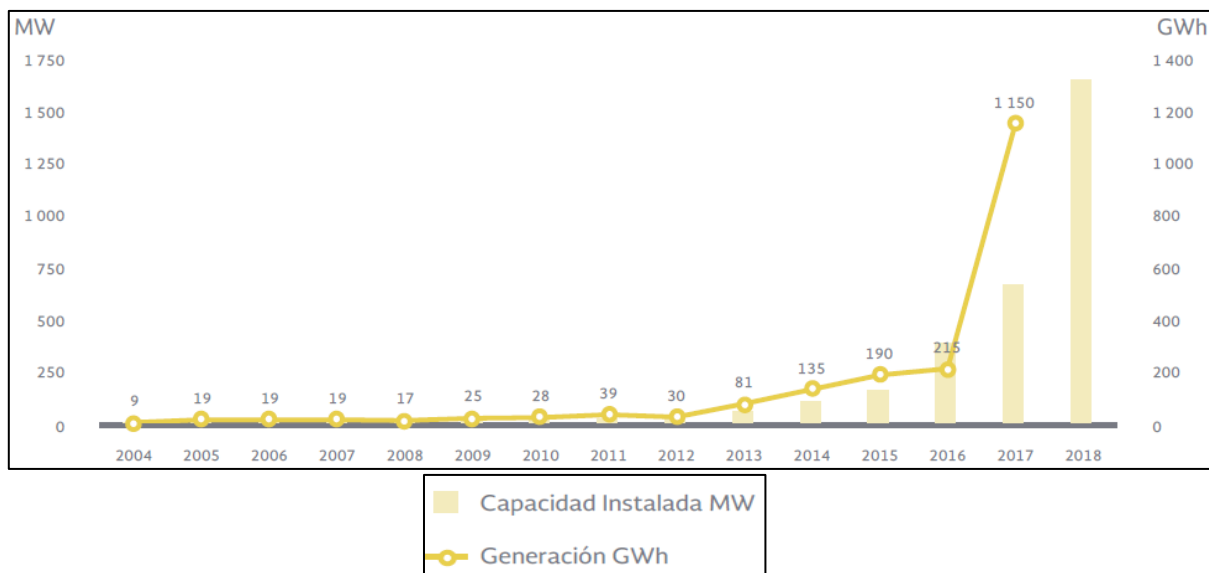
De acuerdo con el documento: Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030; en México, en el 2015 se reportaron 9 centrales de generación con energía solar fotovoltaica, que en su conjunto suman 56.0 MW de capacidad, y generaron 78.0 GWh de energía eléctrica, como se muestra en la Tabla 1 [7].

**Tabla 1. Centrales de generación solar 2015 (MW, GWh)**

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
1	Autoabastecimiento Renovable, S. A. de C. V.	AGS	03-Occidental	AUT.	0.8	0.8	3.2
2	Coppel, S. A. de C. V.	SON	04-Noroeste	AUT.	1.0	1.0	0.7
3	Generadora Solar Apaseo, S. A. P. I. de C. V.	GTO	03-Occidental	AUT.	1.0	1.0	0.0
4	Iusasol Base, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	AUT.	0.9	0.9	0.0
5	Plamex, S. A. de C. V.	BC	08-Baja California	AUT.	1.0	1.0	1.8
6	Tai Durango Uno, S. A. P. I. de C. V.	DGO	05-Norte	AUT.	15.6	15.2	29.5
7	Cerro Prieto	BC	08-Baja California	CFE	5.0	5.0	10.7
8	Sta. Rosalía (Tres Vírgenes)	BCS	10-Mulegé	CFE	1.0	1.0	2.0
9	Servicios Comerciales de Energía, S. A. de C. V. (Aura Solar)	BCS	09-Baja California Sur	P.P.	30.0	29.8	30.4
<b>Total</b>					<b>56.3</b>	<b>55.8</b>	<b>78.2</b>

<sup>1/</sup> AUT: Autoabastecimiento; CFE: Comisión Federal de Electricidad; P.P: Pequeña Producción. <sup>2/</sup> Centrales con contrato de interconexión con el CENACE (S/C: sin contrato de interconexión).  
Fuente: SENER.

En la Figura 1, se muestran los datos anuales de generación (incluyendo generación distribuida con sistemas fotovoltaicos) y capacidad instalada de generación fotovoltaica; para el año 2018 únicamente se muestra la capacidad instalada (MW) de junio, y no se muestra la generación (GWh) [8].



**Figura 1. Evolución histórica de la energía fotovoltaica**

Como se muestra en la gráfica de la Figura 1, la generación de energía eléctrica con tecnología fotovoltaica en los últimos 4 años (2014-2018) ha tenido un avance significativo, posicionándose como una de las principales fuentes de energías renovables, mostrando desde el año 2016 que el porcentaje de capacidad instalada (MW), obtuvo un crecimiento considerable.

El progreso de los sistemas fotovoltaicos ha sido impulsado por los avances tecnológicos de los últimos años para el desarrollo de tecnologías fotovoltaicas más eficientes para la generación eléctrica, sin embargo, su crecimiento también involucra la reducción en el costo de esta tecnología, permitiendo que este método de generación sea más competitivo y rentable dentro del mercado eléctrico.

#### 1.4.2 Marco normativo

El impulso de las energías renovables en México tuvo lugar con la introducción de la Reforma Energética de 2013, en la cual se establecieron cambios radicales en la estructura del sector energético de la Nación, modificando la industria eléctrica y del petróleo, regidas anteriormente por un monopolio a consecuencia de su nacionalización.

La nacionalización del petróleo dio inicio en el año de 1938, con la primera Reforma Energética, promulgada por el presidente Lázaro Cárdenas del Río, la cual tenía como objetivo otorgar el control de los recursos naturales del territorio a la propia

Nación, es decir, sin la intervención de empresas extranjeras; dando origen a Petróleos Mexicanos (PEMEX) para el manejo y control del petróleo.

En el caso de la industria eléctrica, el presidente Adolfo López Mateos, estableció su nacionalización en 1960. Otorgando el manejo de la industria eléctrica, en conformidad a la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), a la Comisión Federal de Energía (CFE) y, a la empresa de Luz y Fuerza del Centro (LFC), como empresas de la Nación.

La Reforma Energética de 2013, cambio al sector energético, pasando de un enfoque de nacionalización, a permitir la participación de la iniciativa privada; con la cual se establecieron leyes y documentos que permitieron modificaciones para todo el sector eléctrico; con la caída de los monopolios y la creación de un nuevo mercado eléctrico, se adecuaron los lineamientos y regulaciones que establecía la LSPEE para regir un nuevo mercado eléctrico, dando origen a la Ley de la Industria Eléctrica.

El impulso y expansión de la energía solar, junto con otras fuentes de energías renovables fue apoyado con lo propuesto por la Secretaria de Energía, como un plan de crecimiento y desarrollo energético, mediante la aplicación de energías por fuentes limpias en México; el cual se establece por medio de la Ley de Transición Energética, estipulado en el transitorio tercero:

La Secretaria de Energía fijará como meta una participación mínima de energías limpias en la generación de energía eléctrica del 25% para el año 2018, del 30% para 2021 y del 35% para 2024 [3].

## **1.5. Estructura de la tesis**

### Capítulo 1:

Se presenta una breve introducción al desarrollo del proyecto que se realiza en el presente trabajo de tesis, comenzando con una descripción del proceso normativo por el cual se modificó la estructura del mercado eléctrico, además de las consideraciones para la correcta operación de las centrales eléctricas con el Sistema Eléctrico Nacional. Del mismo modo, se presenta la importancia y aplicación de las energías renovables, proporcionando información sobre la energía solar fotovoltaica.

### Capítulo 2:

Se da a conocer la parte normativa que rige al nuevo mercado eléctrico mexicano, la introducción de la Reforma Energética, y los lineamientos establecidos por el Código de Red para la interconexión de centrales eléctricas.

Capítulo 3:

Se describen los sistemas de generación fotovoltaica, explicando a detalle su funcionamiento y los componentes eléctricos de un sistema fotovoltaico, incluyendo la explicación de los disturbios eléctricos presentes en los sistemas fotovoltaicos.

Capítulo 4:

Se describen los cálculos para determinar la generación eléctrica de los sistemas fotovoltaicos, el funcionamiento de los inversores incluyendo sus características y configuraciones, además de la explicación de los componentes armónicos.

Capítulo 5:

Se presenta la recopilación de la información obtenida de la medición de los parámetros eléctricos de un sistema de generación fotovoltaica de gran escala aplicado a un caso práctico de un parque de 100 MW, mostrando el análisis de los parámetros eléctricos del sistema para verificar el cumplimiento a los lineamientos de Calidad de la potencia del Código de Red Mexicano para sistemas de generación interconectados a la Red Nacional de Transmisión.

Capítulo 6:

Se presentan las conclusiones generales de esta tesis y las propuestas de trabajos futuros que puedan seguir para el sistema fotovoltaico interconectado al Sistema Eléctrico Nacional.

## **CAPITULO 2**

### **EL NUEVO MERCADO ELÉCTRICO MEXICANO, REFORMAS Y REGLAMENTOS**

#### **2.1. Introducción**

En los siguientes apartados, se describe el contenido de la Reforma Energética en materia de energía eléctrica, incluyendo los alcances, operación y la organización que rigen el actual mercado eléctrico; del mismo modo se describe la resolución: Código de Red, indicando los requerimientos técnicos para la interconexión de centrales eléctricas que tienen que cumplir los generadores.

Se dan a conocer los cambios en la estructura y organización del sector energético a partir de la aprobación de la Reforma Energética.

En materia de energía eléctrica, se describe, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), como un nuevo mercado diseñado para cumplir con los lineamientos de la Reforma Energética, es decir, se incorpora un nuevo mercado, resultado de la planeación para un sistema más eficiente, con una oportunidad de crecimiento tecnológico, social y económico.

#### **2.2. Reforma Energética de México**

La Reforma Energética de 2013, fue la base para la transformación del sector energético en México con la modificación de los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (aprobado por el Congreso de la Unión), cambiando el modo de operación de la industria eléctrica, la industria del petróleo y el manejo de hidrocarburos.

A continuación, se muestran los cambios en los artículos constitucionales en materia de energía eléctrica [1,9]:

- El artículo 25 crea el concepto de Empresas Productoras del Estado, y se define el termino de competencia como el conjunto de condiciones para generar un mayor crecimiento económico, promover la inversión y generación de empleos.
  
- El artículo 27 establece que la planeación y el control del SEN, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica corresponde exclusivamente a la Nación, indicando la forma en la que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica.

- El artículo 28 indica que no se constituirán monopolios a las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva, tales como la planeación y el control del SEN, el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica. Del mismo modo, se establece que el poder ejecutivo contara con el órgano regulador coordinado en materia de energía denominado Comisión Reguladora de Energía (CRE).

La Reforma Energética tiene por objetivo impulsar el crecimiento y desarrollo del país mediante el sector energético; permitiendo la colaboración de las empresas nacionales e internacionales, es decir, se aprueba la competencia entre los sectores públicos y privados, al permitir la participación de las empresas privadas en el sector energético.

Ante los cambios realizados por la Reforma Energética, se establece que, a pesar de la participación del sector privado en el área energética, las empresas de PEMEX y CFE seguirán siendo exclusivamente de la Nación, por lo que no serán privatizadas, resaltando que los recursos del suelo y el manejo de la industria eléctrica seguirán siendo pertenecientes a la Nación.

En el sector eléctrico, solo se les permite a las empresas privadas su participación en las áreas de generación y comercialización de energía, en el caso de la transmisión y distribución de energía eléctrica, continuarán siendo actividades de la Nación. Los generadores, tanto de empresas públicas como privadas, competirán por la producción de electricidad a bajos costos, como consecuencia se optarán por procesos de generación más eficientes, que permitan las actividades de compra y venta en el mercado con costos más accesibles para los consumidores, fomentando métodos de generación que aprovechen los recursos renovables con tecnologías que no produzcan un impacto agresivo al medio ambiente.

La legislación secundaria de la Reforma Energética cuenta con 21 leyes (9 leyes nuevas y 12 modificadas), que establecen los alcances, lineamientos y la forma de operación del sector energético, incluyendo los lineamientos para el uso de energías renovables.

En la Figura 2 se muestra el marco legal de las energías renovables de la Reforma Energética [7].



**Figura 2. Marco legal de la participación de las energías renovables**

### 2.3. La Ley de la Industria Eléctrica

Ante la nueva estructura y organización del sector eléctrico, propuesto por la Reforma Energética, se publicó el 11 de agosto de 2014 la LIE, como una de las leyes de la legislación secundaria que regula las actividades de la industria eléctrica e impulsa su desarrollo.

La LIE en su artículo segundo, indica que la industria eléctrica comprende las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) [2]. Los integrantes de la industria eléctrica deberán cumplir las disposiciones que establezca la LIE, dichos integrantes son: el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), los Transportistas, Distribuidores, Generadores, Comercializadores, Suministradores y Usuarios Calificados Participantes del Mercado, así como los Importadores y Exportadores [10].

La LIE, estipula que el control y planeación del SEN, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía será realizado por el Estado, sin embargo, las actividades de generación y comercialización de energía serán de carácter competitivo, permitiendo la participación de particulares en el Mercado Eléctrico Mayorista.

#### 2.3.1 Mercado Eléctrico Mayorista

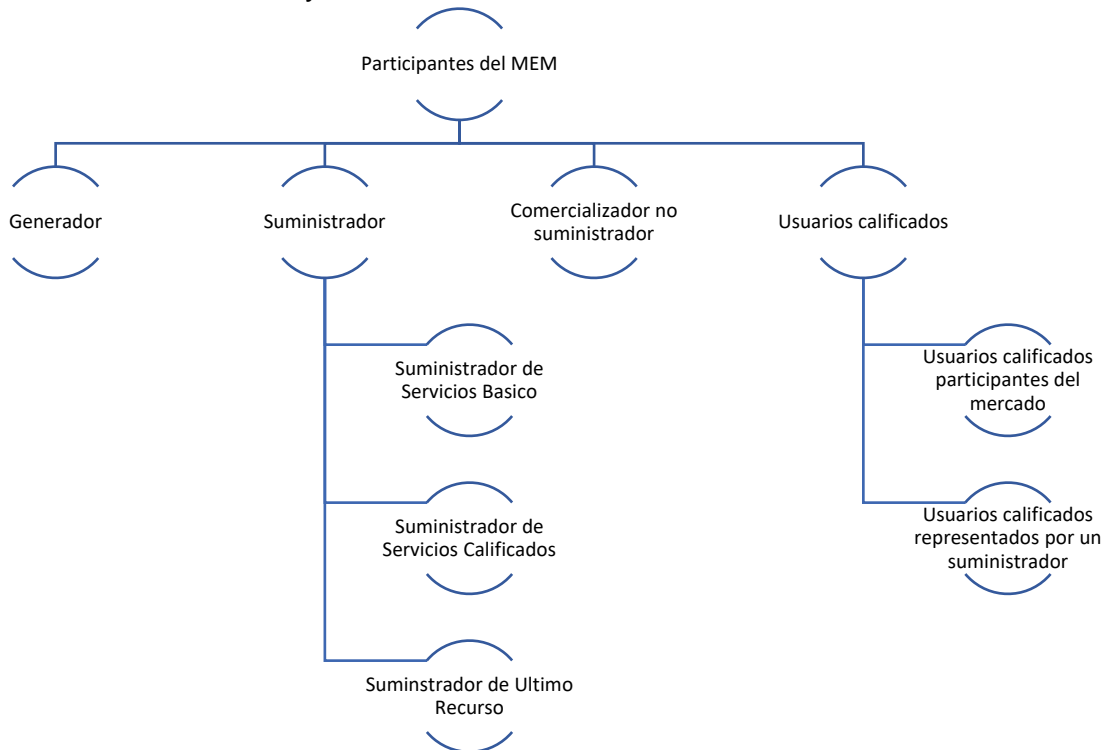
El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es un nuevo mercado para las actividades de compra y venta de energía eléctrica (MWh), Potencia, Certificados de Energías Limpias (CEL), Derechos Financieros de Transmisión (DFT) y servicios conexos. El MEM se caracteriza por otorgar a los grandes centros de carga la oportunidad de

escoger como adquirir el servicio eléctrico, es decir, adquirirlo por sí mismo o seleccionar el proveedor que ofrezca el costo más conveniente para él consumidor. El nuevo mercado eléctrico tiene la función de promover la libre competencia entre sus participantes, impulsando el desarrollo del sector eléctrico, mediante el uso de nuevas tecnologías (energías limpias) y mejores costos en el mercado eléctrico, que se adecuen a las necesidades de los consumidores y participantes del MEM para la adquisición de productos o servicios conexos.

Los servicios conexos del mercado son los servicios vinculados a la operación del SEN y que son necesarios para garantizar su calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad [2]. Los servicios conexos se dividen en dos tipos; los incluidos en el mercado y los no incluidos en el mercado, este último, en conformidad con las Bases del Mercado Eléctrico, las tarifas de este tipo de servicios conexos serán establecidas por la CRE [11].

El CENACE es el encargado de operar al Mercado Eléctrico Mayorista, siendo un organismo público descentralizado, que tiene a su cargo el Control Operativo del SEN y el acceso abierto no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) [2].

El MEM, es el resultado de los objetivos de la Reforma Energética para modernizar el sector eléctrico por medio de un mercado competitivo entre participantes particulares y públicos. Los participantes que integren al MEM serán registrados en varias modalidades. En la Figura 3 se muestra las modalidades de los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista.



**Figura 3. Participantes del MEM**



Los integrantes del MEM podrán participar en el mercado, el cual está dividido en diferentes secciones dependiendo del producto y la actividad de compraventa. El MEM se puede clasificar en:

- *Mercado de Energía a Corto Plazo:*

Permite realizar transacciones de compra/venta de energía y servicios conexos, donde la entrega de estos productos es determinada en distintos tiempos de operación.

En el mercado se presentan precios variables por la energía, beneficiando al consumidor en seleccionar al proveedor más conveniente; la energía eléctrica al no ser una fuente de energía que pueda ser acumulada, el mercado opera en un sistema en el cual la oferta se considera con un mismo nivel que la demanda.

El Mercado de energía a corto plazo, está conformado por las siguientes modalidades [11]:

- a) Mercado en día en adelanto: Se realiza la entrega o recepción de energía y servicios conexos en el día siguiente a la realización del mercado del día de adelanto.
- b) Mercado en tiempo real: Se realizará la entrega o recepción física de energía y servicios conexos en el mismo día de la realización del mercado de tiempo real.
- c) Mercado a una hora de adelanto: Se realizará la entrega o recepción de energía y servicios conexos en la hora siguiente a la realización del mercado de una hora en adelanto.

- *Mercado para el Balance de Potencia:*

La Potencia es el compromiso para mantener la capacidad instalada de generación y ofrecerla al mercado de corto plazo, distinguiéndose de la potencia (p minúscula), la cual se refiere a la tasa de producción de energía en un momento dado [11].

Este tipo de mercado tiene la finalidad de mantener la confiabilidad y continuidad, proporcionando la potencia requerida que soliciten los centros de carga de los generadores, más una reserva.

Operará anualmente para el año inmediato anterior con el propósito de realizar transacciones de compraventa de Potencia no cubierta o comprometida a través de contratos de cobertura eléctrica [11].

- *Mercado de Certificados de Energías Limpias:*

Permite que las entidades responsables de carga satisfagan las obligaciones establecidas por la CRE para adquisición de dichos certificados. El CENACE operara un mercado spot de CEL cuando menos una vez al año o con la frecuencia

que corresponde al periodo de obligación establecido por la Secretaría de Energía. Los requisitos para la adquisición de CEL serán establecidos por la SENER [2,11].

- Subastas:

Las subastas serán realizadas por el CENACE con la finalidad de establecer contratos para DFT, energía, Potencia y Certificados de Energías Limpias con las entidades responsables de carga (representantes de los centros de carga). Las subastas del MEM serán clasificadas dependiendo del producto o servicio, y del periodo de vigencia del contrato.

Las subastas que comprenden los contratos de cobertura de energía, Potencia y CEL, serán realizadas anualmente en 2 tipos [11]:

- a) Subastas de mediano plazo: Permitirán anualmente, la adquisición de contratos con una vigencia de 3 años para Potencia y energía.
- b) Subastas de largo plazo: Permitirá anualmente, la adquisición de contratos con una duración de 15 años para Potencia y energías limpias, y con un periodo de 20 años para Certificados de Energías Limpias.

La adquisición de Derechos Financieros de Transmisión será otorgada a través de subastas, sin embargo, se llevarán a cabo en periodos de tiempo diferentes de las subastas de mediano y largo plazo.

- Subastas de Derechos Financieros de Transmisión:

Los DFT otorgan a su titular el derecho a cobrar o la obligación de pagar la diferencia de los componentes de congestión marginal de los precios marginales locales del mercado del día en adelante, entre un nodo de destino y un nodo de origen. Se implementarán subastas de primera etapa (anualmente con plazos de vigencia de un año), y segunda etapa (mensualmente, introduciendo plazos mensuales y para el resto del año en curso) [11].

El CENACE es el encargado de operar al MEM, sin embargo, no es el único organismo que interviene en el mercado.

De acuerdo con el artículo 95 de la LIE, se establece que la CRE emitirá las Bases del Mercado Eléctrico, y el CENACE emitirá las Disposiciones Operativas del Mercado. Además, la CRE establecerá mecanismos para la autorización, revisión, ajuste y actualización de las Disposiciones Operativas del Mercado [2].

### **2.3.2 Energías limpias en el mercado**

Los Certificados de Energías Limpias (1 CEL por cada MWh) son títulos emitidos por la CRE, que acreditan la producción de un monto determinado de energía

eléctrica a partir de Energías Limpias y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los centros de carga [2]. Los CEL son adquiridos por los participantes del mercado, sin embargo, su compra es una obligación de los grandes centros de carga.

Los Certificados de Energías Limpias se crearon como una iniciativa para promover e impulsar una generación eléctrica sustentable, con el objetivo de que las centrales eléctricas reduzcan el porcentaje de combustibles fósiles para cumplir con las metas de eficiencia energética y energías limpias establecidas en la LTE.

### **2.3.3 Centrales eléctricas: Generación**

Una central eléctrica es una instalación y equipo que, en un sitio determinado, permite generar energía eléctrica y productos asociados [2].

La generación de energía eléctrica ha cambiado de manera importante a través del tiempo, tanto los procesos de generación como el crecimiento y expansión de las líneas de transmisión y distribución para el transporte de la energía eléctrica. La generación eléctrica se ha modificado, pasando de concentrar la producción de energía de grandes centrales eléctricas, a centrales en diferentes puntos en la red eléctrica, es decir, la generación distribuida.

Con este tipo de generación de energía, se emplea también el uso de energías limpias, dando lugar al concepto de generación limpia distribuida. La cual ha tenido un crecimiento notorio en los últimos años.

La generación distribuida permite la reducción de costos derivados de la expansión de los sistemas de transmisión y distribución, además permite la reducción de pérdidas eléctricas, y mejora la continuidad del sistema debido a la generación de energía en varios puntos, es decir, la descentralización de la generación permitiendo la generación en sitio [12].

La generación distribuida y generación distribuida limpia, es realizada por un generador excepto (generador que no requiere ni cuenta con permiso para generar energía eléctrica en términos de la LIE, cuya capacidad de generación es menor a 0.5 MW) [2].

## **2.4. Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga**

El Manual para la interconexión de centrales eléctricas y conexión de centros de carga, publicado el 9 de febrero de 2018 en el DOF, tiene el objetivo general de establecer el procedimiento que observara el CENACE para la atención de las solicitudes de interconexión y conexión en sus distintas modalidades correspondientes, así como el proceso para la realización física de la interconexión de centrales eléctricas o conexión de centros de carga en sus distintas modalidades a la RNT y RGD; con base en los principios de eficiencia, transparencia y objetividad y garantizando el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT [13].

Una de las actividades que realiza el CENACE es llevar a cabo los estudios (además de las solicitudes) correspondientes para la interconexión de centrales eléctricas y conexión de centros de carga.

Los estudios realizados por el CENACE requerirán información técnica de los proyectos que pretenden interconectarse o conectarse a las RNT o a las RGD, dicha información será suministrada por el solicitante de la interconexión de la central eléctrica o conexión del centro de carga.

Los estudios realizados por el CENACE tienen como objetivo determinar las características específicas de la infraestructura requerida y las necesidades de ampliación y modernización en las RNT y las RGD, para llevar a cabo la interconexión de centrales eléctricas o conexión de centro de carga, el incremento de capacidad instalada o carga contratada y cambio del punto de interconexión o conexión.

Además, el Manual para la interconexión de centrales eléctrica y conexión de centros de carga establece que las características específicas de la infraestructura requerida deberán asegurar el cumplimiento de las Disposiciones administrativas de carácter general expedidas por la CRE, Código de Red y las Disposiciones operativas del mercado vigentes [13].

La información requerida para llevar a cabo los estudios de interconexión del CENACE dependerá del tipo de tecnología empleada en la central eléctrica.

## **2.5 Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red**

El Código de Red es un conjunto de requerimientos técnicos mínimos para el desarrollo eficiente de los procesos de Planeación, Control Operativo, Control Físico, acceso y uso de la infraestructura eléctrica [4].

Los integrantes de la industria eléctrica deberán cumplir con los lineamientos establecidos en el Código de Red, el cual contiene las Disposiciones Generales (lineamientos y reglas de carácter general), y las Disposiciones Operativas (manuales, bases operativas, guías, lineamientos, procedimientos y demás disposiciones del CENACE) del SEN, emitidas a través de la resolución RES/550/2021; en caso de su incumplimiento, los integrantes de la industria eléctrica que dejen de observar, de manera grave a juicio de la CRE, las disposiciones establecidas en el Código de Red, serán sancionados en conformidad con el artículo 165 de la LIE.

Dicho artículo estipula que los usuarios podrán ser merecedores de multas en base a una cantidad de salarios mínimos o a un porcentaje (2% al 10%) de los ingresos brutos percibidos del año pasado [2,4].

De acuerdo con la publicación de la primera versión del Código de Red (Código de Red 1.0) el 8 de abril de 2016 en el DOF, los nuevos centros de carga y centrales

eléctricas (posteriores al 8 de abril de 2016) tiene la obligación de cumplir con los requerimientos establecidos en el Código de Red 1.0, sin embargo, para las instalaciones ya existentes se les otorgo un plazo de 3 años para su cumplimiento, es decir, los requerimientos técnicos que deben cumplir los centros de carga y centrales eléctricas (existentes antes del mes de abril de 2016) fueron exigibles por la CRE a partir del 9 de abril de 2019.

En el caso de la versión más reciente del Código de Red (Código de Red 2.0) publicada en el DOF el 31 de diciembre de 2021 y siendo de carácter obligatorio desde el 1 de enero de 2022; estipula que los centros de carga en media tensión con una demanda contratada mayor o igual a 1 MW se les otorgara un tiempo no mayor de 2 años a partir de la fecha de la publicación del Código de Red (31 de diciembre de 2021) para cumplir los requerimientos establecidos de factor de potencia y Calidad de la potencia, considerando que los centros de carga ya realizaron el cumplimiento de los lineamientos de la primera versión del Código de Red , en caso de no cumplir con el tiempo establecido en el Código de Red 2.0 los centros de carga deberán presentar un plan de trabajo ante la CRE.

El Código de Red 2.0 establece que las centrales eléctricas tendrán un plazo de 18 meses a partir su fecha de publicación en el DOF para cumplir con los lineamientos correspondiente mientras cumplan los requerimientos para dicho plazo.

Cabe señalar que las actualizaciones de Código de Red serán realizadas por el Comité Consultivo de Confiabilidad el cual es un organismo que apoya con los procesos de revisión, normalización, actualización y de consulta pública de los lineamientos que conforman el Código de Red.

Las centrales eléctricas y centros de carga deberán de cumplir con los requerimientos técnicos que indica el Código de Red, en caso de algún incumplimiento, se deberá presentar ante la CRE un plan de trabajo para ser evaluado, especificando las acciones a realizar y el cronograma de actividades para cumplir los requerimientos faltantes, indicando que dichas actividades estarán en vías de cumplimiento; en caso de ser notificado por la CRE de algún incumplimiento se tendrá un plazo no mayor de 30 días hábiles a partir de la notificación de la CRE para presentar el plan de trabajo.

El formato para que los centros de carga puedan realizar el plan de trabajo y el formato para solicitarlo se encuentra contenido en el Código de Red 2.0. En el caso de las centrales eléctricas una unidad de inspección deberá certificar con el cumplimiento del Código de Red, además de que será monitoreada y evaluada por el CENACE para verificar su cumplimiento con los requerimientos técnicos requeridos.

Además, el Código de Red indica que es responsabilidad tanto de las centrales eléctricas como de los centros de carga el implementar, coordinar y mantener los sistemas de protecciones en conformidad con el manual de requerimientos técnicos correspondiente para cada usuario; incluyendo cumplir con los requisitos para implementar medios de comunicación.

Por lo cual se le recomienda realizar los estudios de corto circuito y coordinación de protecciones propios de las instalaciones. Se menciona que los medios de

comunicación para los centros de carga serán definidos por el manual de TIC en caso de ser requerido.

Los requerimientos que exige el Código de Red serán evaluados en el punto de conexión de los centros de carga, y en el punto de interconexión de las centrales eléctricas.

La medición de los parámetros eléctricos para llevar a cabo los estudios que evalúan el cumplimiento del Código de Red deberá de realizarse en el punto de conexión o interconexión, de no ser posible se podrán realizar mediciones aguas abajo del sistema eléctrico utilizando softwares adecuados para la simulación del sistema eléctrico, y poder evaluar en los puntos de conexión o interconexión.

El Código de Red estipula los requerimientos y límites de los parámetros eléctricos que las centrales eléctricas deberán de acatar para su interconexión al SEN, los requerimientos para la interconexión serán aquellos relacionados con la: Estabilidad de la frecuencia, estabilidad de la tensión, condiciones dinámicas o de falla, restauración del SEN, administración del SEN y de Calidad de la potencia.

### 2.5.1 Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al SEN

El Código de Red establece las Disposiciones Generales de Interconexión para Generadores (INTG); además contiene en las Disposiciones Operativas, el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional los cuales indican el modo de interconexión y las condiciones que deberán cumplir las centrales generadoras, tales como las plantas de generación fotovoltaicas para su correcta operación al interconectarse a la red eléctrica.

El manual regulatorio de requerimientos técnicos para la interconexión de centrales eléctricas al SEN clasifica a las centrales eléctricas de acuerdo con su capacidad instalada neta, como se muestra en la Tabla 2.

**Tabla 2. Clasificación de una central eléctrica según su capacidad instalada neta**

Sistema interconectado	Central Eléctrica tipo A	Central Eléctrica tipo B	Central Eléctrica tipo C	Central Eléctrica tipo D
Sistema Interconectado Nacional	$P < 0.5 \text{ MW}$	$0.5 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$10 \text{ MW} \leq P < 30 \text{ MW}$	$P \geq 30 \text{ MW}$
Sistema Baja California	$P < 0.5 \text{ MW}$	$0.5 \text{ MW} \leq P < 5 \text{ MW}$	$5 \text{ MW} \leq P < 20 \text{ MW}$	$P \geq 20 \text{ MW}$
Sistema Baja California Sur	$P < 0.5 \text{ MW}$	$0.5 \text{ MW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$3 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$
Sistema Interconectado Mulegé	$P < 0.5 \text{ MW}$	$0.5 \text{ MW} \leq P < 1 \text{ MW}$	$1 \text{ MW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$P \geq 3 \text{ MW}$

Las centrales eléctricas tipo A (con capacidad menor a 500 kW) deberán cumplir con los requerimientos que estipula el Código de Red, el cual indica que este tipo

de centrales deberá acatar lo establecido en el “Manual de interconexión de centrales de generación con capacidad menor a 0.5 MW”.

Entre los tipos de centrales eléctricas que indica el Código de Red se establecen 2 tipos de centrales eléctricas: Síncronas y asíncronas.

Ambos tipos de centrales cumplen la función de generar electricidad, sin embargo, difieren en ciertos aspectos que distinguen a un tipo de central de otra.

La diferencia de ambos tipos de centrales radica en que [4]:

Una central eléctrica síncrona es el conjunto de instalaciones y equipos que generan energía eléctrica para que la frecuencia de la tensión generada, la velocidad de la unidad de generación y la frecuencia de la tensión de la red mantengan un valor constante, es decir, estén sincronizadas.

Las centrales eléctricas asíncronas es la unidad o conjunto de unidades que genera electricidad, que están interconectadas asíncronamente a la red, o que están interconectadas mediante electrónica de potencia.

**Requerimientos para la interconexión de centrales eléctricas:**

Entre los lineamientos que indica el Código de Red, se encuentran los requerimientos de interconexión para los parámetros eléctricos de frecuencia, tensión y potencia reactiva.

➤ **Requerimientos de estabilidad de la frecuencia [4]:**

Ante variaciones de baja o alta frecuencia las centrales eléctricas deberán ser capaces de aumentar o disminuir su potencia activa, en respuesta a la frecuencia.

En la Tabla 3, se indican los rangos y tiempos de operación de la frecuencia para las centrales eléctricas.

**Tabla 3. Tiempos mínimos en los que una central eléctrica debe operar con frecuencias de red diferentes del valor nominal, sin desconectarse**

Área Síncrona	Rango de frecuencias	Tiempo mínimo acumulado de operación
Sistema Interconectado Nacional y Sistema Interconectado Baja California	$61.8 \text{ Hz} \leq f < 62.4 \text{ Hz}$	15 minutos
	$61.2 \text{ Hz} \leq f < 61.8 \text{ Hz}$	30 minutos
	$58.8 \text{ Hz} \leq f < 61.2 \text{ Hz}$	Ilimitado
	$58.2 \text{ Hz} \leq f < 58.8 \text{ Hz}$	30 minutos
	$57.0 \text{ Hz} \leq f < 58.2 \text{ Hz}$	15 minutos
Sistema Interconectado Baja California Sur y Sistema Interconectado Mulegé	$61.8 \text{ Hz} \leq f < 63.0 \text{ Hz}$	15 minutos
	$61.2 \text{ Hz} \leq f < 61.8 \text{ Hz}$	30 minutos
	$58.8 \text{ Hz} \leq f < 61.2 \text{ Hz}$	Ilimitado
	$58.2 \text{ Hz} \leq f < 58.8 \text{ Hz}$	30 minutos
	$57.0 \text{ Hz} \leq f < 58.2 \text{ Hz}$	15 minutos

El Código de Red establece diferentes requerimientos para variaciones de frecuencia, los cuales dependerán del tipo de central eléctrica de acuerdo a su capacidad de generación. A continuación, se muestran algunos requerimientos establecidos por el Código de Red:

- *Centrales eléctricas tipo B:*

Para variaciones de la frecuencia, las centrales eléctricas tipo B deben de mantenerse interconectadas a la red y operar ante razones de cambio de la frecuencia respecto al tiempo, de hasta 2.5 Hz/s, medidas en una ventana de tiempo de 200 milisegundos.

Como respuesta ante altas y bajas frecuencias, las centrales deben de activar un control de la potencia activa en respuesta a esta condición en un tiempo menor a 2 segundos y con los rangos indicado en el Código de Red (en caso de no ser técnicamente factible este tiempo debe ser razonablemente justificado).

Además, la central eléctrica deberá operar en el modo de control primario de frecuencia dentro del rango de frecuencia de 59.8 Hz a 60.2 Hz a excepción de las centrales interconectadas al Sistema Internacional de Mulegé que será entre un rango de 59.7 Hz a 60.3 Hz con una característica de regulación seleccionable entre 3% y 8%.

Se menciona que, en el caso de altas frecuencias, dependiendo de la tecnología de la central eléctrica el rango de regulación de potencia activa en relación con la potencia de referencia variara en conformidad con lo indicado en el Código de Red; las centrales eléctricas con tecnología fotovoltaica tendrán un rango de regulación de la potencia activa entre el 0-100%.

En caso de bajas frecuencias la respuesta de potencia activa estará limitada por la capacidad instalada neta de la central eléctrica, la cual puede ser afectada por condiciones ambientales y operativas.

Las centrales eléctricas tipo B deberán acatar con los demás puntos indicados en el Código de Red en relación a la estabilidad de la frecuencia tales como la restricción parcial o total de potencia activa a solicitud del CENACE, control de potencia activa y su rango de control, mantener la potencia activa constante respecto a cambios de frecuencia, condiciones para reconexión automática, desconexión ante baja frecuencia, entre otros.

- *Centrales eléctricas tipo C y D:*

Las centrales eléctricas tipo C deberán de cumplir con los mismos requerimientos que las centrales eléctricas tipo B.

En el caso de las centrales eléctricas tipo D aplicarán los requerimientos para las centrales eléctricas tipo C, relativo al monitoreo en tiempo real del control primario y secundario de frecuencia.

Adicionalmente, el Código de Red establece requerimientos específicos para el control secundario de la frecuencia y, el monitoreo de tiempo real del control primario y secundario de la frecuencia, que las centrales eléctricas tipo C y D deberán de acatar.



➤ **Requerimientos ante variaciones de tensión [4]:**

Los requerimientos ante variaciones de tensión dependerán de la capacidad instalada de la central eléctricas.

En la Tabla 4 se indican los requerimientos de interconexión ante variaciones de tensión para las centrales eléctricas con capacidades mayores a 500 kW (tipo B, C y D).

**Tabla 4. Valores de operación sin desconectarse de la red para centrales eléctricas**

Área síncrona	Rango de tensión del Punto de Interconexión	Tiempo mínimo de operación
Sistemas Interconectados: Nacional, Baja California, Baja California Sur y Mulegé	$1.05 \text{ pu} < V < 1.10 \text{ pu}$	30 minutos
	$0.95 \text{ pu} \leq V \leq 1.05 \text{ pu}$	Ilimitado
	$0.90 \text{ pu} < V < 0.95 \text{ pu}$	30 minutos

➤ **Requerimientos de control de tensión y potencia reactiva [4]:**

Los requerimientos de potencia reactiva que establece el Código de Red se dividen para central generadora síncronas y asíncronas.

- Centrales Eléctricas Síncronas:

Las centrales eléctricas síncronas tipo B, C y D deberán tener la capacidad de mantener su potencia reactiva en el punto de interconexión en un rango de factor de potencia de al menos 0.95 en atraso y adelanto.

En la Figura 4 se ejemplifica el requerimiento de potencia reactiva para una central eléctrica síncrona C y D tanto para la potencia máxima  $P_{\text{máx}}$ , como para una potencia activa menor a  $P_{\text{máx}}$  y hasta  $P_{\text{min}}$ .

La zona obligada se encuentra en blanco, acotada por los valores máximos y mínimos del rango de tensión (además de un factor de potencia de 0.95 en atraso y adelanto). La zona gris no es obligatoria, sin embargo, si para alguna tecnología resulta factible no debe limitarse.

La central eléctrica deberá limitarse a las zonas permitidas por el tiempo definido por el CENACE.

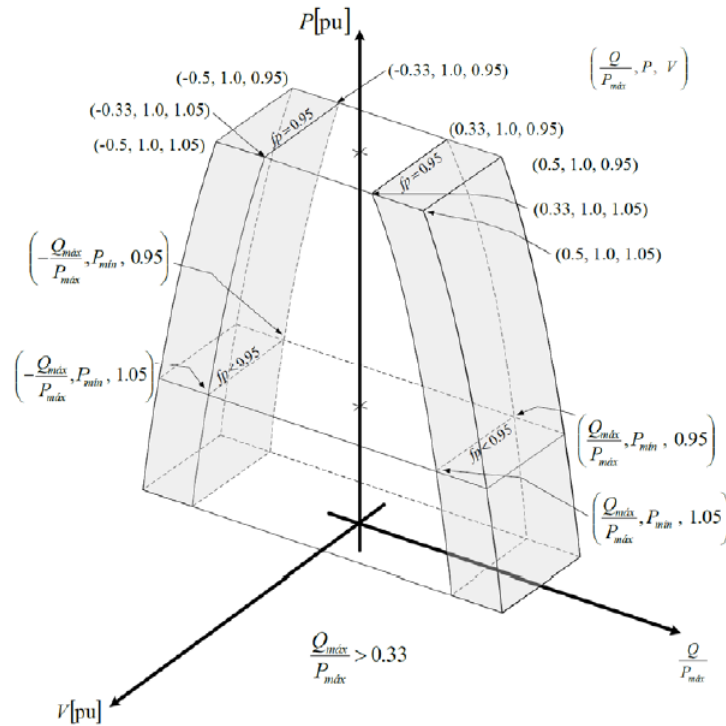


Figura 4. Diagrama V-P-Q/ $P_{\text{máx}}$  de una Central Eléctrica Síncrona

El Código de Red establece para el requerimiento de control de tensión que, las centrales eléctricas tipo B deberán contar con un sistema de control automático de excitación permanente para conservar una tensión constante en el punto de interconexión a una consigna seleccionable, sin causar inestabilidad en todo el rango de operación de su curva de capacidad.

En el caso de las centrales tipo C, los parámetros y ajustes de los componentes del sistema de control de tensión serán determinados por el CENACE, es decir, las especificaciones y el rendimiento del regulador automático de tensión (RAT) con respecto al comportamiento en régimen permanente y transitorio, incluyendo las especificaciones y el rendimiento del sistema de control de excitación el cual debe incluir: un limitación de ancho de banda de la señal de salida, un limitado de baja excitación, limitador de sobreexcitación y la funcionalidad del sistema de estabilidad de potencia (PSS).

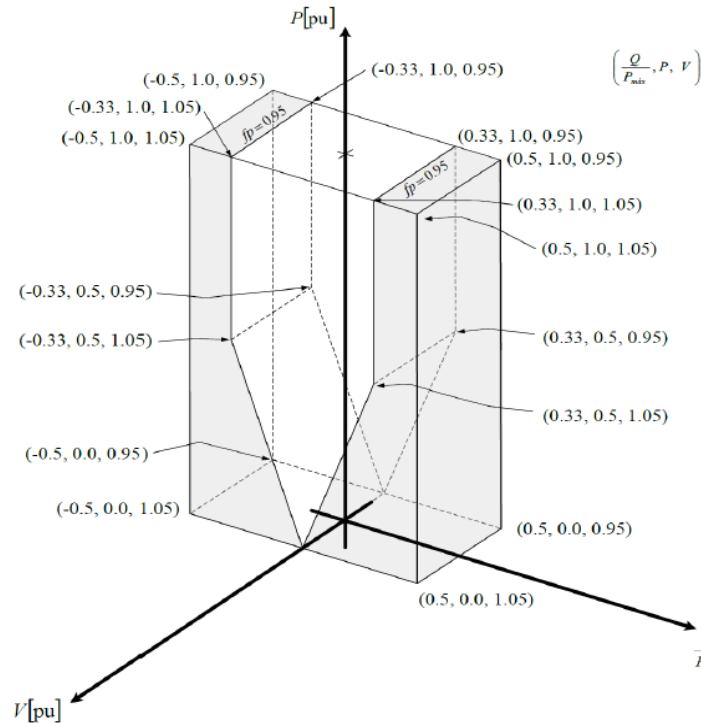
Las centrales eléctricas síncronas tipo D además de cumplir con los requerimientos de control de la tensión para las centrales tipo C, deberán de contar con un regulador automático de tensión de respaldo y un sistema estabilizador de potencia de doble entrada.

- Centrales Eléctricas Asíncronas:

La central eléctrica asíncrona tipo B, C y D, debe tener la capacidad de mantener su potencia reactiva en un rango de factor de potencia de al menos 0.95 en atraso y adelanto en el punto de interconexión.

La Figura 5 indica los puntos de operación en donde deben mantenerse las centrales eléctricas asíncronas tipo B, C y D por el tiempo que defina el CENACE. Cuando se opere a potencia activa por debajo de la potencia máxima ( $P < P_{\text{máx}}$ ) y hasta la  $P_{\text{min}}$  la central eléctrica asíncrona debe proporcionar la potencia reactiva en cualquier punto de operación dentro de la zona blanca. En caso de que alguna de las unidades de la central eléctrica no esté técnicamente disponible, es decir, que estén fuera de servicio por mantenimiento u otra indisponibilidad, se permite una capacidad reducida de potencia reactiva, teniendo en cuenta las disponibilidades técnicas.

La zona gris no es obligatoria, sin embargo, si para alguna tecnología resulta factible no deberá limitarse.



**Figura 5. Diagrama V-P-Q/ $P_{\text{máx}}$  de una central eléctrica asíncrona tipo B, C o D**

Las centrales eléctricas asíncronas tipo B, C y D deberán de cumplir con los requerimientos para los modos de control de potencia reactiva, los cuales el Código de Red establecer que se debe proporcionar potencia reactiva automáticamente por cualquiera de los siguientes modos de control:

- 1-Control de tensión
- 2-Control de potencia reactiva
- 3-Control de factor de potencia

Se menciona que el CENACE especificara el modo de control primario durante los estudios de interconexión y en la validación de requerimientos técnicos, incluyendo durante fallas. Además, si es solicitado por el CENACE la central eléctrica asíncrona contribuirá a amortiguar las oscilaciones de potencia.

Cabe señalar que el CENACE también especificara la respuesta de corriente ante fallas simétricas y asimétricas.

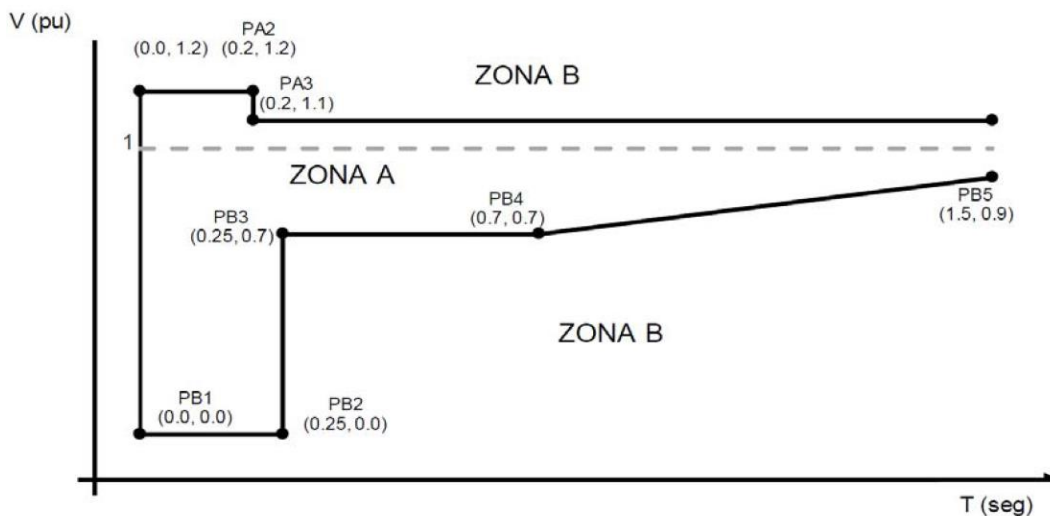
En el caso de las centrales eléctricas fotovoltaicas el CENACE enviara a la UTR de la central eléctrica las consignas para el factor de potencia, potencia reactiva y tensión, en donde la central se interconectará al SEN con la última consigna del factor de potencia, potencia reactiva o tensión que tenga registrada en su UTR.

➤ **Requerimientos de control de tensión en condiciones dinámicas o de falla [4]:**

Las centrales eléctricas tipo B y C tanto síncronas como asíncronas, deberán seguir operando ante la respuesta de condiciones dinámicas o de falla, mientras se encuentre dentro de los límites establecidos de tensión y tiempo, los cuales se muestran en la zona A referentes a la Tabla 5 y Figura 6 para las centrales eléctricas síncronas, y en la Tabla 6 y Figura 7 para las centrales eléctricas asíncronas.

**Tabla 5. Valores tensión y tiempo de la Figura 6 para la capacidad de respuesta de centrales eléctricas síncronas tipo B y C ante condiciones dinámicas o de falla**

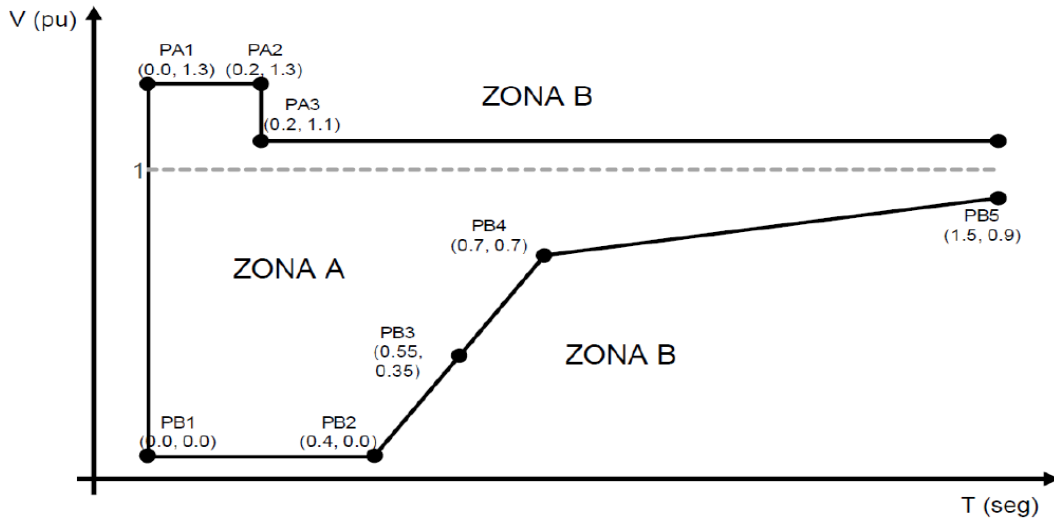
Punto de operación	Parámetros de tiempo t [segundos]	Parámetros de tensión V [pu]
P <sub>B1</sub>	0.00	0.00
P <sub>B2</sub>	0.25	0.00
P <sub>B3</sub>	0.25	0.70
P <sub>B4</sub>	0.70	0.70
P <sub>B5</sub>	1.50	0.90
P <sub>A1</sub>	0.00	1.20
P <sub>A2</sub>	0.20	1.20
P <sub>A3</sub>	0.20	1.10



**Figura 6. Requerimiento de respuesta de las centrales eléctricas síncronas tipo B y C (zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla).**

**Tabla 6. Valores de tensión y tiempo de la Figura 7 para la capacidad de respuesta de centrales eléctricas asíncronas de tipo B y C ante condiciones dinámicas o de falla**

Punto de operación	Parámetros de tiempo t [segundos]	Parámetros de tensión V [pu]
P <sub>B1</sub>	0.00	0.00
P <sub>B2</sub>	0.40	0.00
P <sub>B3</sub>	0.55	0.35
P <sub>B4</sub>	0.70	0.70
P <sub>B5</sub>	1.50	0.90
P <sub>A1</sub>	0.00	1.30
P <sub>A2</sub>	0.20	1.30
P <sub>A3</sub>	0.20	1.10



**Figura 7 Requerimiento de respuesta de las centrales eléctricas asíncronas tipo B y C (zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla)**

La zona de operación permitida (zona A) debe estar expresada entre el límite inferior y superior de las tensiones de fase a fase del sistema, durante una falla, en función del tiempo, antes, durante y después de la falla.

Cabe señalar que el esquema de protecciones deberá estar considerado para asegurar la continuidad y no comprometer la respuesta de la central ante condiciones dinámicas o de falla.

En caso de ser necesario el CENACE podrá solicitar tiempos mayores en ciertos puntos ante liberaciones de fallas para las centrales eléctricas síncronas con tensiones inferiores a 230 kV.

Las centrales eléctricas tipo B y C deberán contar para cumplir con el requerimiento de recuperación de potencia activa post falla, con equipos de control para ajustar los tiempos y rampas para la entrega de potencia activa post falla, en conformidad con las especificaciones y requerimientos del CENACE.

Además las centrales eléctricas tipo B y C deberán cumplir con los requerimientos de estabilidad en estado estable el cual indica que en caso de oscilaciones de potencia, se deberá de mantener la estabilidad de estado estable cuando se opere en cualquier punto operativo de la curva de capacidad; y deberá permanecer interconectada y funcionar sin reducción de potencia, siempre que la tensión y la frecuencia permanezcan dentro de los límites de las Tablas 3 y 4 sujetos a la disponibilidad en tiempo real de la fuente primaria de energía.

Se indica que las centrales eléctricas síncronas tipo B y C deberán cumplir con los requerimientos de capacidad de aportación de corriente en donde para las centrales eléctricas con tensiones mayores a 69 kV deben tener capacidad de corto circuito ante fallas cercanas al punto de interconexión mayor a 2 veces la corriente nominal de la central. En caso de que no ser económica y técnicamente factible esta capacidad de corto circuito para alguna tecnología debe ser razonablemente justificada.

Para las centrales eléctricas asíncronas debe tener una capacidad de corto circuito de al menos la corriente previa al corto circuito respecto a la Potencia de referencia y, si por las características tecnológicas de la central son económica y técnicamente factibles aportaciones mayores a la corriente de corto circuito respecto a lo indicado anteriormente, estos no deberán limitarse y podrán ser solicitados por el CENACE.

Las centrales eléctricas tipo D, deberán cumplir con los mismos requerimientos que establece el Código de Red para el control de la tensión en condiciones dinámicas o de falla de las centrales eléctricas tipo B y C, a excepción de los parámetros de tiempo y tensión para la capacidad de respuesta ante fallas, las cuales para las centrales eléctricas síncronas tipo D se indican en la Tabla 7 y Figura 8, y en la Tabla 8 y Figura 9 para las centrales asíncronas tipo D.

**Tabla 7. Valores de tensión y tiempo de la Figura 8 para la capacidad de respuesta de centrales eléctricas síncronas tipo D ante condiciones dinámicas o de falla**

Punto de operación	Parámetros de tiempo t [segundos]	Parámetros de tensión V [pu]
P <sub>B1</sub>	0.00	0.00
P <sub>B2</sub>	0.25	0.00
P <sub>B3</sub>	0.25	0.25
P <sub>B4</sub>	0.45	0.25
P <sub>B5</sub>	0.70	0.50
P <sub>B6</sub>	1.50	0.90
P <sub>A1</sub>	0.00	1.20
P <sub>A2</sub>	0.20	1.20
P <sub>A3</sub>	0.20	1.10

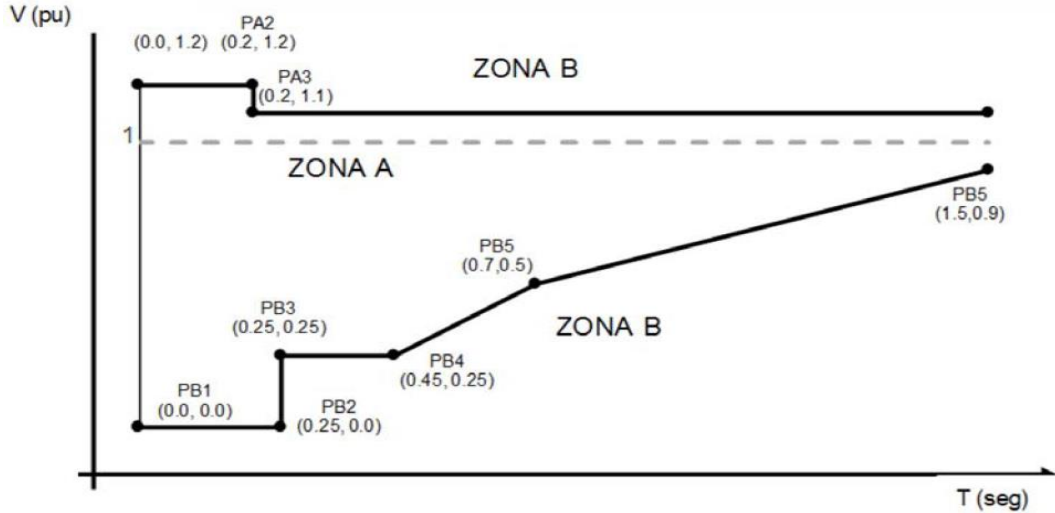


Figura 8 Requerimiento de respuesta de las centrales eléctricas sincronas tipo D (zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla).

Tabla 8. Valores de tensión y tiempo de la Figura 9 para la capacidad de respuesta de centrales eléctricas asincronas tipo D ante condiciones dinámicas o de falla

Punto de operación	Parámetros de tiempo $t$ [segundos]	Parámetros de tensión $V$ [pu]
P <sub>B1</sub>	0.00	0.00
P <sub>B2</sub>	0.25	0.00
P <sub>B3</sub>	0.35	0.00
P <sub>B4</sub>	0.45	0.00
P <sub>B5</sub>	1.05	0.45
P <sub>B6</sub>	1.50	0.90
P <sub>A1</sub>	0.00	1.30
P <sub>A2</sub>	0.20	1.30
P <sub>A3</sub>	0.20	1.10

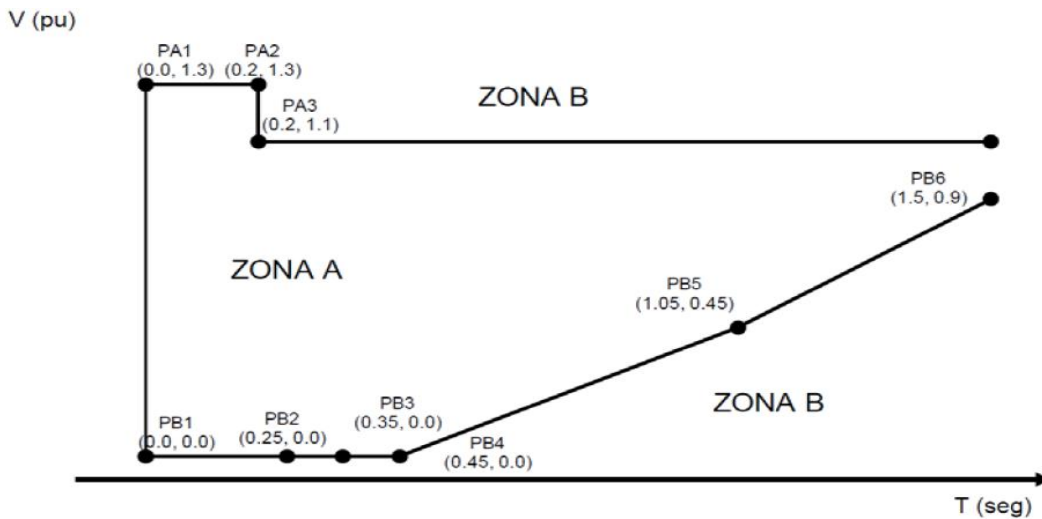


Figura 9. Requerimiento de respuesta de las centrales eléctricas asincronas tipo D (zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla)

De ser necesario el CENACE podrá solicitar tiempos mayores en determinados puntos ante liberaciones de fallas para las centrales eléctricas síncronas tipo D con tensiones inferiores a 230 kV.

Adicionalmente, en virtud de los estudios que realice el CENACE, podrá solicitar a la central eléctrica requerimientos específicos (valores mínimos y máximos) de reactancia de las unidades de la central eléctrica, reactancia del transformador, razón de corto circuito, así como otras variables que limiten la respuesta de la central eléctrica ante condiciones dinámicas o de falla que pongan en riesgo la estabilidad del sistema, siendo un requerimiento para la estabilidad de la unidad de las centrales eléctricas tipo D.

➤ **Requerimientos generales de restauración del SEN [4]:**

Los requerimientos para la restauración del sistema solo son aplicables para las centrales eléctricas síncronas.

Las centrales eléctricas síncronas tipo B deberán de cumplir con el requerimiento de reconexión después de un evento. En donde el CENACE especificara las condiciones bajo las cuales la central eléctrica debe reconectarse después de una desconexión del SEN.

Las centrales eléctricas síncronas tipo C y D deberán de cumplir con el mismo requerimiento para restauración del sistema de las centrales eléctricas síncronas tipo B, además de incluir con los requerimientos ante operaciones de arranque de emergencia, operación en isla y resincronización rápida.

➤ **Requerimientos generales de administración del SEN [4]**

Las centrales eléctricas tipo B deberán de cumplir con los siguientes requerimientos generales en relación con la administración del SEN: Esquemas de control y ajuste, esquemas de protección y ajustes, prioridad de protección y control, intercambio de información, instrumentación y modelos de simulación.

En el caso de las centrales eléctricas tipo C deberán de cumplir con los mismos requerimientos generales de administración del SEN que las centrales eléctricas tipo B, adicionalmente deberán de cumplir los requerimientos para pérdida de estabilidad o control angular, equipos para operación o seguridad de sistema, tasas de cambio de la potencia activa y método de aterrizado del neutro.

Las centrales eléctricas tipo D, además de cumplir con los requerimientos generales de administración del SEN para las centrales eléctricas tipo B y C, deberán de cumplir con los requerimientos de sincronización indicados en el Código de Red.

➤ **Requerimientos generales de Calidad de la potencia:**

El Código de Red indica, que las centrales eléctricas deberán realizar un análisis de la Calidad de la potencia para cumplir con los rangos y valores definidos en operación normal, con la finalidad de una correcta interconexión para inyectar energía a la red eléctrica.



Los parámetros para el análisis de Calidad de la potencia son los siguientes:

- 1-Desbalance máximo de tensión
- 2- Severidad de parpadeo
- 3-Variaciones rápidas de tensión
- 4-Contenido armónico máximo
- 5-Inyección de corriente directa

A continuación, se muestran los valores y rangos de los parámetros eléctricos para el cumplimiento del Código de Red respecto a la Calidad de la potencia [4]:

- **Requerimientos de desbalance máximo en la tensión**

Los límites del parámetro eléctrico de desbalance de tensión serán evaluados cada 10 minutos por un periodo de tiempo mínimo de una semana. Adema las centrales eléctricas deberán considerar el límite indicado para los percentiles 95% y 99% que establece el Código de Red.

Las centrales eléctricas tipo B, no deben exceder el 1.8% para el desbalance máximo de tensión en estado estable (componente de desbalance de secuencia negativa) indicando que el percentil 95% de las mediciones no debe excede el 1.8 %, y el percentil 99% de las mediciones no deberá exceder 1.5 veces ese mismo límite.

En el caso de las centrales eléctrica tipo C y D el requerimiento de desbalance máximo de tensión tendrá un límite máximo de 1.4%, aplicando para este límite los mismos criterios del percentil 95% y 99% que la central eléctrica tipo B.

- **Requerimientos de severidad del parpadeo**

En conformidad con el Código de Red, las centrales eléctricas deben operar dentro de los límites establecidos de severidad de parpadeo considerando el valor mayor para cada fase, también las centrales eléctricas deberán considerar las condiciones para los percentiles.

Las centrales eléctricas tipo B no deberán superar el límite establecido de variaciones periódicas de amplitud de la tensión individuales que se indica en la Tabla 9. Cabe señalar que el percentil 95% de las mediciones de al menos una semana no deberá exceder estos límites; en el caso del percentil 99% de las mediciones de al menos una semana no deberá exceder 1.5 veces del límite.

**Tabla 9. Límites permisibles de severidad de parpadeo para centrales tipo B**

Indicador	Limite
$P_{st}$	0.90
$P_{lt}$	0.70

El límite permisible de severidad de parpadeo para las centrales eléctricas tipo C y D se indica en la Tabla 10, en donde se deberán aplicar los mismos criterios de los percentiles 95% y 99% de las centrales eléctricas tipo B, pero considerando los límites de la Tabla 10.

**Tabla 10. Límites permisibles de severidad de parpadeo para centrales tipo C y D**

Indicador	Límite
$P_{st}$	0.80
$P_{lt}$	0.60

- **Variaciones rápidas en la tensión**

Las variaciones rápidas en la tensión serán calculadas de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\frac{\Delta V}{V_{max}}, \% \quad (1)$$

Las centrales eléctricas tipo B, no debe ocasionar más de 5 variaciones rápidas por día en la tensión superiores al |5 %|, y |4 %| para las centrales tipo C y D.

- **Contenido armónico máximo**

La distorsión armónica establece la magnitud del contenido armónico presente en una señal tanto de corriente como de tensión, la cual se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula (representando la magnitud de tensión):

$$THD = \sqrt{\frac{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + \dots + V_n^2}{V_1}} \quad (2)$$

Donde:

*THD= Distorsión Armónica Total.*

*V<sub>n</sub>= Magnitud de cada componente armónica.*

*V<sub>1</sub>=Magnitud de la componente fundamental.*

La operación e interconexión de la central eléctrica al SEN no debe ocasionar la circulación de corrientes armónicas que ocasionen violaciones a los límites de distorsión armónica en la tensión.

Los límites de distorsión armónica total e individual y los interarmónicos individuales serán evaluados cada 10 minutos por un periodo mínimo de una semana. El percentil 95% de las mediciones no deberá exceder los límites definidos para cada tipo de central eléctrica. En el caso del percentil 99% de las mediciones no deberá exceder 1.5 veces los límites definidos.

- **Centrales eléctricas tipo B:**

Los valores máximos de THD en la forma de onda de la tensión es de 5%, considerando hasta la 50va armónica.

El valor máximo de interarmónicos individuales de tensión no debe exceder el 0.2% respecto de la fundamental.

Los límites de distorsión armónica de la tensión individual se indican en la Tabla 11.

**Tabla 11. Niveles armónicos en la tensión para centrales eléctricas de tipo B**

Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)	Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)
3	4.00	2	1.80
5	5.00	4	1.00
7	4.00	6	0.50
9	1.20	8	0.50
11	3.00	10	0.47
13	2.50	12	0.43
15	0.30	14	0.40
17	1.70	16	0.38
19	1.50	18	0.36
21	0.20	20	0.35
23	1.20	22	0.33
25	1.09	24	0.32
27	0.20	26	0.32
29	0.91	28	0.31
31	0.84	30	0.30
33	0.20	32	0.30
35	0.72	34	0.29
37	0.67	36	0.29
39	0.20	38	0.29
41	0.59	40	0.28
43	0.55	42	0.28
45	0.20	44	0.28
47	0.49	46	0.27
49	0.46	48	0.27
		50	0.27

- *Centrales eléctricas de tipo C y D:*

Los valores máximos permitidos de THD en la forma de onda de la tensión es de 3%, considerando hasta la 50va armónica.

Los valores máximos de interarmónicos individuales de tensión no deben exceder el 0.2% respecto de la fundamental.

Los límites de distorsión armónica de la tensión individual se indican en la Tabla 12.

**Tabla 12. Niveles armónicos en la tensión para centrales eléctricas de tipo C y D**

Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)	Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)
3	2.00	2	1.40
5	2.00	4	0.80
7	2.00	6	0.40
9	1.00	8	0.40
11	1.50	10	0.35
13	1.50	12	0.32
15	0.30	14	0.30
17	1.20	16	0.28
19	1.07	18	0.27
21	0.20	20	0.26
23	0.89	22	0.25
25	0.82	24	0.24
27	0.20	26	0.23
29	0.70	28	0.23
31	0.66	30	0.22
33	0.20	32	0.22
35	0.58	34	0.22
37	0.55	36	0.21
39	0.20	38	0.21
41	0.50	40	0.21
43	0.47	42	0.21
45	0.20	44	0.20
47	0.43	46	0.20
49	0.42	48	0.20
		50	0.20

- **Inyección de corriente directa**

Las centrales eléctricas de cualquier tipo de clasificación (A, B, C y D) no tiene permitido la inyección de corriente directa en el punto de interconexión.

## CAPÍTULO 3

# LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

### 3.1 Introducción

Las energías renovables se han implementado como una alternativa de la generación convencional basada en combustibles fósiles. Una de las energías con más oportunidad de aplicación y desarrollo, es la energía solar, la cual es un recurso inagotable que puede ser utilizado para aplicaciones térmicas, es decir, la generación de calor (energía solar térmica) o para la generación de electricidad (energía solar fotovoltaica), sin la emisión de residuos sólidos o gases contaminantes.

En el presente capítulo se mostrará el comportamiento interno y estructura de la celda solar, al igual que las características que presenta la tecnología solar fotovoltaica y las consideraciones para su instalación.

### 3.2 La radiación solar

La energía solar fotovoltaica es un método eficiente de generación, el cual consiste en transformar la energía proveniente del sol en electricidad, es decir, aprovecha la radiación solar con el uso de semiconductores (efecto fotovoltaico).

La radiación solar son las diferentes radiaciones electromagnéticas que provienen del sol en distintas longitudes de ondas.

Existen tres tipos de radiación solar [14]:

- Radiación directa: Constituida por los haces de rayos que se reciben en línea recta por el sol.
- Radiación difusa: Procedente de todo el cielo excluyendo el disco solar, debido a los rayos no directos y dispersados por la atmósfera en la dirección del receptor.
- Radiación del albedo: Procede del suelo, debido a la reflexión de la radiación incidente en él.

La magnitud que determina la potencia de la radiación solar es la irradiancia, medida en unidades de ( $W/m^2$ ). Al considerar el tiempo en la irradiancia (irradiancia\* tiempo), se determina como, la energía que incide en una superficie ( $J/m^2$ ), es decir, la irradiación.

### 3.3 El efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico es un proceso de transformación de energía utilizando la luz solar por medio de dispositivos semiconductores.

Este proceso de transformación de la energía se lleva a cabo mediante el efecto fotoeléctrico, es decir, la formación y liberación de partículas eléctricamente cargadas (electrones) que se producen en la materia cuando es irradiada con luz u otra radiación electromagnética [15].

La luz solar está compuesta por fotones, los cuales son las partículas que transportan la energía proveniente del sol. Los fotones tienen la propiedad de comportarse tanto como onda (al ser reflejados), como de partícula (al ser absorbidos).

La celda solar aprovechará la energía proveniente de los fotones para la excitación de los electrones, dicha energía deberá ser suficiente para liberar al electrón del último nivel de energía del átomo. La energía que aporta cada fotón a la celda solar difiere con respecto al tipo de onda electromagnética.

La escala de la longitud de onda en el espectro solar puede convertirse en energía del fotón.

La siguiente fórmula determina la energía proveniente del fotón [6]:

$$Energia_{foton} = \frac{hc}{\lambda} [eV] \quad (3)$$

Donde:

$h$  = Constante de Planck ( $6.625 \cdot 10^{-34}$  js)

$c$  = Constante de la velocidad de la luz ( $3 \cdot 10^8$  m/s)

$\lambda$  = Longitud de onda (m)

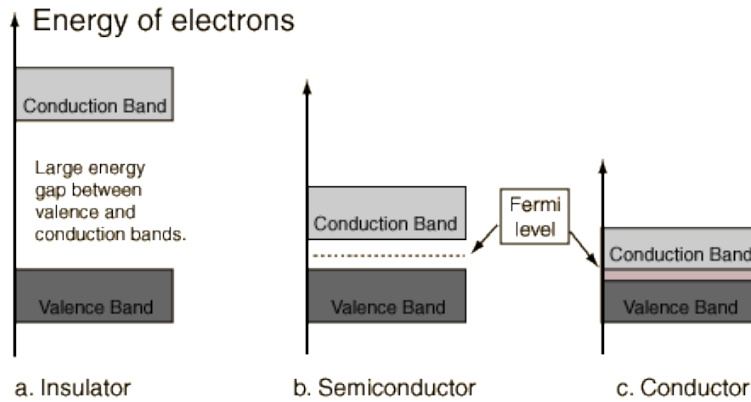
Para producir un movimiento de electrones dentro del semiconductor, estos deben de absorber energía para poder acceder a una banda de energía capaz de provocar este flujo.

La cantidad de energía necesaria para desalojar a un electrón de su enlace covalente y permitir que se convierta en parte de un circuito eléctrico es la banda prohibida o de gap [16].

Dependiendo del tipo de material semiconductor, se requerirán diferentes niveles de energía para liberar al electrón del último nivel de energía del átomo, es decir, que se traslade de la banda de valencia a la banda de conducción pasando por un nivel de energía (banda prohibida).

El silicio cristalino tiene una banda prohibida de 1.1 eV. Las energías de banda prohibida de otros semiconductores eficientes está entre 1.0 a 1.6 eV, rango en el cual los electrones pueden ser liberados sin crear calor adicional [16].

Las bandas de energía (valencia, conducción y prohibida) también se les incluye a los materiales aislantes y conductores. A continuación, se muestran en la Figura 10 las bandas de energía de los diferentes materiales.



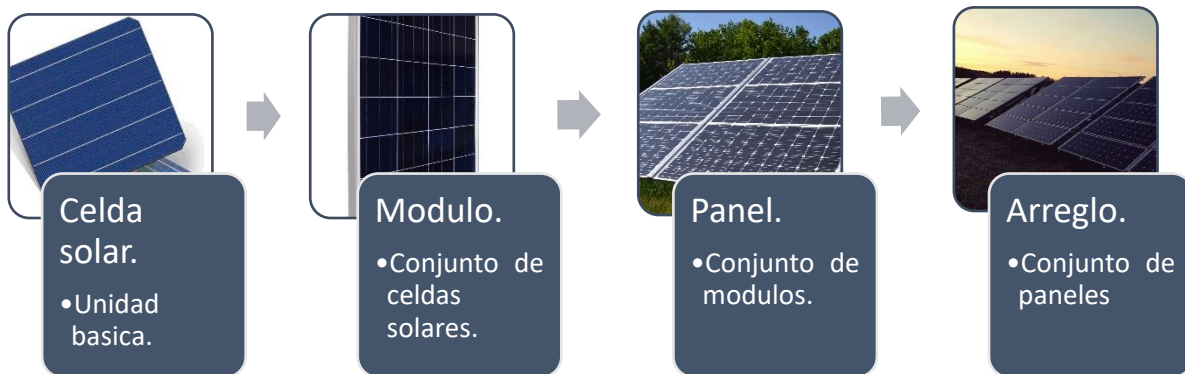
**Figura 10. Bandas de energía del electrón en los aislantes, semiconductores y conductores.**

El efecto fotovoltaico, dirige a los electrones libre en el material semiconductor aplicando campos eléctricos, la tecnología en la cual se lleva a cabo este efecto se le denomina celda solar.

### 3.4 La celda solar

Una celda solar es el componente principal encargado de llevar a cabo la generación de energía mediante el efecto fotovoltaico. En el caso de la generación de energía a gran escala, los parques solares necesitan contar con un gran número de celdas para obtener la generación de energía eléctrica requerida.

Dependiendo del número de celdas solares, el nombre para identificar el conjunto de celdas varía como se muestra en la Figura 11.



**Figura 11. Celda, modulo, panel y arreglo solar**

Una celda solar está conformada por varias capas, para llevar a cabo el proceso de transformación. Entre las capas que posee una celda solar, se encuentran los semiconductores, que realizan el efecto fotovoltaico.

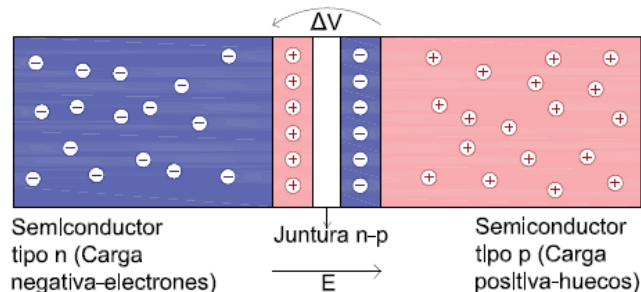
Los semiconductores que posee una celda solar son hechos generalmente de silicio en estado puro. El silicio es un elemento que cuenta con 4 electrones de valencia, comportándose como un aislante en temperatura ambiente y sin ser expuesto a estímulos externos; los átomos de silicio comparten sus electrones de valencia entre sí, para estabilizar al átomo con un total de 8 electrones de valencia.

En una celda solar, el semiconductor de silicio es dopado con un elemento que cuente con 5 electrones de valencia, como el fósforo, para obtener un semiconductor con exceso de electrones, es decir un semiconductor tipo n (semiconductor extrínseco n); y es dopado con un elemento con 3 electrones de valencia, como el boro, para obtener un semiconductor con deficiencia de electrones o huecos, es decir, un semiconductor tipo p (semiconductor extrínseco p).

Se menciona que el semiconductor de silicio en estado puro antes de ser dopado se le conoce como semiconductor intrínseco.

La unión de ambos semiconductores forma una unión tipo n-p, en donde se lleva a cabo el efecto fotovoltaico. El espacio que separa ambas zonas es la juntura de transición.

Las cargas mayoritarias en una zona se desplazan hacia la de baja densidad en la zona opuesta. El desplazamiento de las cargas negativas y positivas deja a la zona de la juntura totalmente libre de cargas. Las zonas adyacentes a la misma tienen concentración de cargas minoritarias: cargas negativas en el lado P y cargas positivas en el lado N. La acumulación de estas cargas a ambos lados de la juntura crea una diferencia de tensión, con su campo eléctrico, que impide la continuación del desplazamiento inicial. Se dice entonces que la juntura n-p ha alcanzado el estado de equilibrio [15].

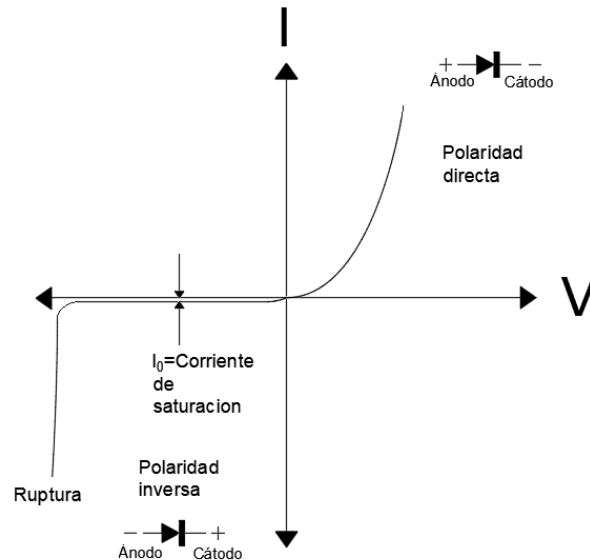


**Figura 12. Juntura n-p en equilibrio**

La unión de los semiconductores tipo n y tipo p, asemeja la función de los diodos al tener la propiedad de dirigir los electrones, es decir, permitir el paso de la corriente en un solo sentido.



Al aplicar una tensión externa con polarización directa, se permite el flujo de electrones, reduciendo a su vez el campo eléctrico interno del semiconductor. En caso contrario al aplicar una tensión con polaridad inversa, se incrementa el campo eléctrico interno del semiconductor, provocando que los electrones no fluyan a través del semiconductor (presentando un flujo de corriente casi nulo). A continuación, se presenta en la Figura 13 la curva característica del diodo.



**Figura 13. Curva característica I-V del diodo**

La transformación de la energía solar a energía eléctrica comienza con la absorción de fotones, es decir con la absorción de energía que produce el sol. Los fotones que son absorbidos en una celda fotovoltaica impactan en los semiconductores, produciendo una excitación en los electrones.

Los electrones de valencia al tener suficiente energía son capaces de liberarse del último nivel de energía del átomo, dejar hueco y comenzar a fluir libremente en el semiconductor. El campo eléctrico interno creado por la unión n-p, dirige a los electrones y huecos a lados opuestos del semiconductor, es decir, dirige los electrones excitados a los extremos del semiconductor tipo n y los huecos al semiconductor tipo p, creando una diferencia de potencial (con una tensión DC), en ambos extremos del material, la cual es la energía resultante de la transformación de la radiación solar en electricidad.

### 3.4.1 Estructura de una celda solar

La celda solar además de estar conformada por los semiconductores tipo n y tipo p, también está compuesta por varias capas, cuyas características tienen la función de proteger a la celda, y facilitar la transformación de energía, aumentando su eficiencia.

La estructura de una celda solar está conformada por [16]:

- Contactos eléctricos:

Cuya función es ser el puente de conexión entre el material semiconductor y la carga eléctrica externa.

Los 2 contactos eléctricos de la celda están ubicados en la parte inferior y superior de su estructura:

1-Los contactos inferiores de la celda ubicada en el lado más lejano donde inciden los rayos solares consisten generalmente en una capa de metal de aluminio que cubre de forma completa la cara posterior de la celda.

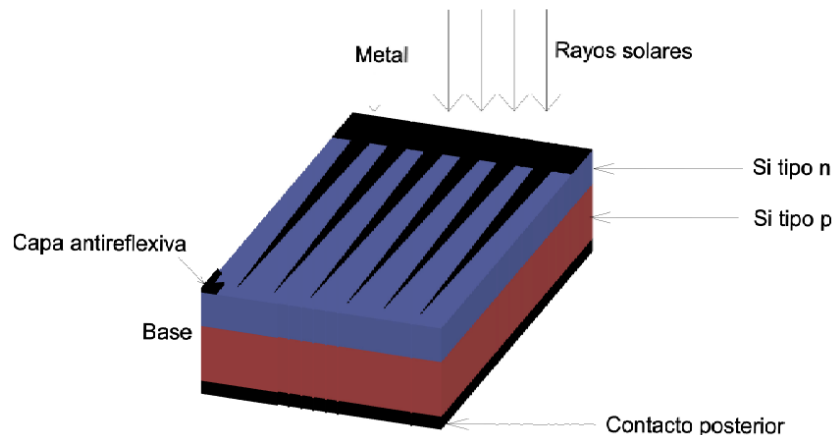
2-El contacto delantero de la celda, en la cual residen los rayos solares, deberá de tener un diseño adecuado para reducir la presencia de pérdidas por resistencia eléctrica, y para evitar obstruir el paso de los rayos solares.

- Capa antirreflectante.

El silicio es un material gris brillante que puede actuar como un espejo, reflejando más del 30% de la luz que incide sobre él. Por lo que utilizar una capa antirreflectante mejorara la eficiencia de la celda.

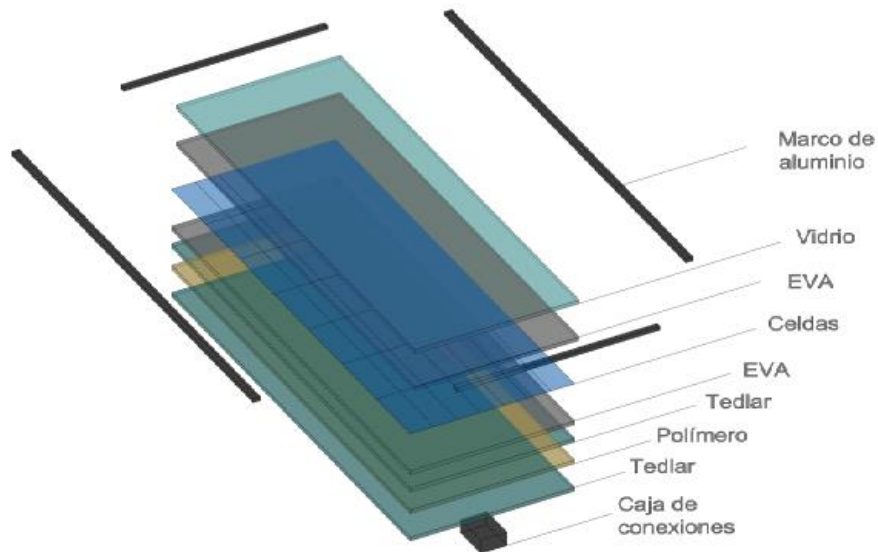
- Semiconductores:

El cuerpo de la celda solar será conformado por los semiconductores tipo n y tipo p.



**Figura 14. Estructura de una celda solar**

En el caso de los modulo fotovoltaico, se muestran como un conjunto de celdas interconectadas entre sí. Los módulos poseen varias capas que aumentan la eficiencia y protección de las celdas individuales como se muestra en la Figura 15.



**Figura 15. Estructura de un módulo fotovoltaico**

Las capas que cubren a las celdas solares tienen la función de proteger y otorgar soporte a la estructura de los módulos fotovoltaicos.

La primera capa de vidrio es una protección para la intemperie, proporcionando al módulo una mayor resistencia y rigidez mecánica; también el marco de aluminio que poseen la mayoría de los módulos fotovoltaicos ayuda a mejorar su rigidez y soporte mecánico.

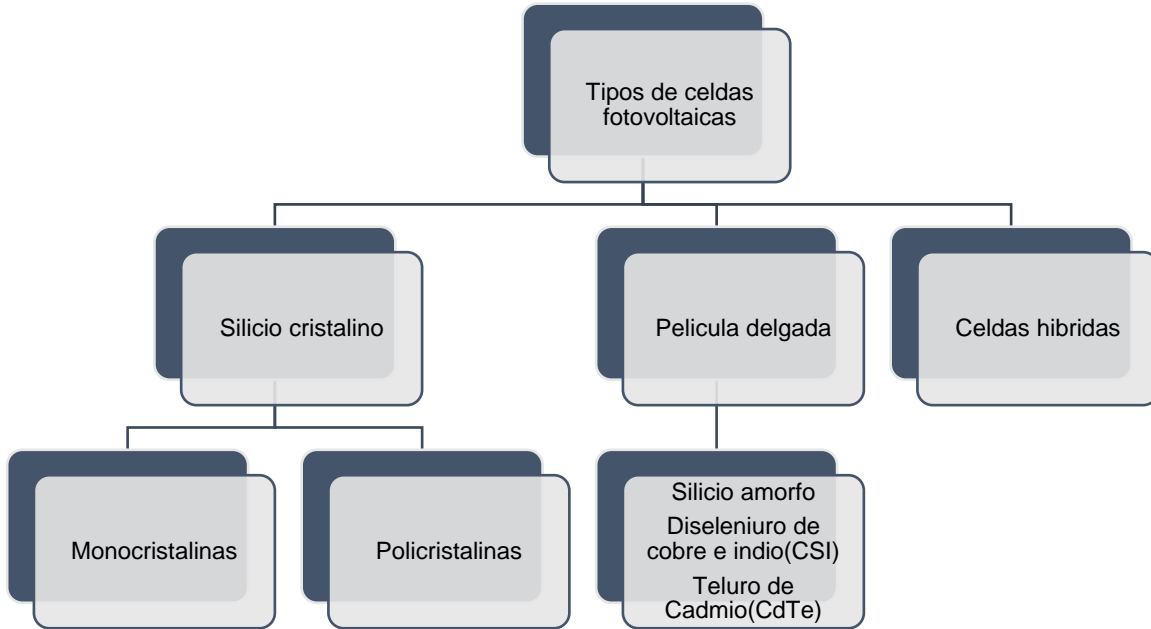
El Etil-Vinil-Acetato (EVA) es una de las capas que protegen a las células solares, el cual se caracteriza por ser un material que permite el paso de la radiación solar y presenta una alta resistencia a la radiación ultravioleta (UV). La capa de fluoruro de polivinilo (nombre comercial Tedlar) es un recubrimiento que protege a las celdas solares de la degradación provocada por los rayos ultravioleta y, en conjunto con el polímero, tiene la función de reflejar la luz solar no absorbida. Estos 3 tipos de capas que integran al módulo fotovoltaico tienen la propiedad de ser un aislante eléctrico, y otorgar un mejor soporte mecánico al cuerpo del módulo.

La caja de conexiones de los módulos fotovoltaicos comprende la conexión del sistema eléctrico y sus protecciones, basada en fusibles y diodos (bypass). En el caso de los arreglos fotovoltaicos, la estructura del sistema fotovoltaico puede incluir un sistema de posicionamiento.

### 3.4.2 Tipos de celdas fotovoltaicas

La tecnología fotovoltaica abarca diferentes tipos de celdas, de los cuales se diferencian por su método de fabricación y materiales utilizados.

En la Figura 16 se muestran los diferentes tipos de celdas fotovoltaicas [17].



**Figura 16. Tipos de celdas fotovoltaicas**

Las celdas basadas en silicio cristalino (celdas monocristalinas y policristalinas) son las más comunes. Sin embargo, aunque ambos tipos de celdas procedan del mismo material, sus características eléctricas y físicas son ligeramente diferentes, debido al método de fabricación.

Las celdas de silicio monocristalino son fabricadas empleando el método de Czochralsky, indicado en la Figura 17, el cual consiste en fundir el silicio a una temperatura de 1400°C con la finalidad de purificar el elemento (en esta parte del proceso el silicio es dopado con boro).

Posteriormente mientras el silicio se encuentra a una temperatura elevada, se introduce una semilla de silicio monocristalino, la cual lentamente se levanta, dando una forma cilíndrica, y ordenando la estructura de cristal del silicio.

***Cristalización, método de Czochralsky***



**Figura 17. Método de Czochralsky**

Una vez enfriado el cilindro de silicio (dopado con boro), comienzan los procesos de limpieza y corte (oblas con 0.3 mm de espesor).

Las obleas se introducen en hornos especiales, en donde una vez elevada la temperatura, se funden átomos de fósforo que se depositan sobre una cara de la oblea, alcanzando una cierta profundidad en su superficie. Posteriormente y antes de realizar la serigrafía para las interconexiones superficiales, se recubren con un tratamiento antirreflexivo de bióxido de titanio o zirconio [14].

Las celdas monocristalinas cuentan con un rendimiento del 15% al 18%. La mayoría tiene dimensiones de 10x10cm, 12.5x12.5cm o 15x15cm con formas tanto cuadradas, semicuadradas o redondas, su estructura es homogénea y posee un color de azul oscuro a negro (con AR), o gris (sin AR) [17]. Las celdas monocristalinas, poseen un costo mayor en comparación de las celdas policristalinas, debido al proceso de fabricación.

La fabricación de celda policristalinas es similar a las monocristalinas, sin embargo, se diferencian en el método de purificación del silicio.

El proceso de elaboración más usado para la obtención de silicio policristalino es el procedimiento de fusión en bloques [17]. En el caso de las celdas policristalinas, no se utiliza la semilla de silicio para ordenar la estructura cristalina del elemento y otorgarle forma cilíndrica; en su proceso de purificación solo se funde el silicio dopado con boro en un contenedor cuadrado, el cual finaliza con la obtención de bloques de silicio policristalino.

Este proceso es menos laborioso y por lo tanto tiene un menor costo, sin embargo, la eficiencia de la celda policristalina disminuye.

Las celdas policristalinas cuentan con un rendimiento entre el 13% y 15%, tienen forma cuadrada, con dimensiones iguales a la de las celdas monocristalinas. Por el proceso de fusión en bloques se forman cristales con diferentes orientaciones otorgando una apariencia distintiva a la celda (estructura de flor del hielo). Su color es azul (con AR) y gris plata (sin AR) [17]. En la Figura 18 se muestra los diseños de las celdas monocristalinas y policristalinas.



**Figura 18. Celdas monocristalinas y policristalinas**

De los dos tipos de celdas, el monocristalino es más eficiente. Si se utilizan un sistema de seguimiento de la posición del sol, o sistemas de baja concentración de la radiación, se recomiendan módulos monocristalinos frente a los policristalinos [17].

Las celdas de silicio amorfo poseen eficiencias alrededor de un 6%. Se construyen a base de evaporar encima de un cristal, el material semiconductor o fotoreactivo, y colocar un par de electrodos en cada una de las unidades correspondientes. Generalmente son utilizadas en pequeños aparatos electrónicos [14].

Además del silicio amorfo, las celdas solares de película delgada son fabricados de otros materiales que presentan una alta eficiencia en generación eléctrica (incluso más que el silicio) como el arseniuro de galio (GaAs), el telururo de cadmio (CdTe) y el diseleniuro de indio-cobre. Sin embargo, estos materiales presentan varias desventajas, tales como la alta toxicidad que presenta el arsénico, y al alto costo en el mercado de los elementos de galio y telurio.

### **3.5 Orientación y posicionamiento de los módulos fotovoltaicos**

Los sistemas fotovoltaicos deben aprovechar todos los parámetros posibles para aumentar la eficiencia de generación de energía. Durante la instalación de un sistema solar fotovoltaico, los parámetros que afectan la eficiencia del sistema son: el tipo de celda fotovoltaica, y el posicionamiento del módulo.

Los módulos fotovoltaicos tienen una mayor eficiencia cuando la radiación solar (luz solar) inciden de forma perpendicular en la superficie del módulo. Siendo durante el mediodía, el punto donde el sol se encuentra en su altura máxima, es decir, la hora del día con mayor irradiancia. Uno de los factores a considerar para la generación de energía es que las horas aprovechables de luz varían durante el año, teniendo más horas de luz en el solsticio de verano que en el de invierno.

La eficiencia de un sistema fotovoltaico consiste en aprovechar la mayor radiación solar disponible para convertirla en energía eléctrica, por lo cual se debe posicionar correctamente un módulo fotovoltaico para que reciba la mayor cantidad de radiación solar posible.

En los arreglos fotovoltaicos se puede considerar la instalación de sistemas de posicionamiento para mejorar el aprovechamiento de la radiación solar. En caso contrario se necesita considerar su orientación e inclinación, lo cual aplica para la mayoría de los sistemas de generación fotovoltaicos.

La orientación de un módulo será determinada por el hemisferio en el que se encuentre la instalación, en el hemisferio norte el módulo se orientará apuntando al sur, y viceversa, en el hemisferio sur el módulo apuntará al norte.

El ángulo de desviación del sol respecto a la tierra en el plano ecuatorial es llamado declinación ( $\delta$ ). Si el ángulo resulta al norte de la línea ecuatorial es positivo, si resulta al sur es negativo, entonces en cualquier día del año la declinación se define como [18]:

$$\delta = 23.45^\circ \operatorname{sen}\left[\frac{360(n-80)}{365}\right] \quad (4)$$

Donde  $23.45^\circ$  es el ángulo de inclinación de la Tierra y  $n$  es el número del día del año.

Otro parámetro importante en la geografía solar es el concepto zenit o cenit, definido como una línea perpendicular a la tierra, cuyo ángulo zenit está definido como el ángulo formado entre el sol y el zenit [18]. En la Figura 19 se muestra una representación del ángulo zenit.

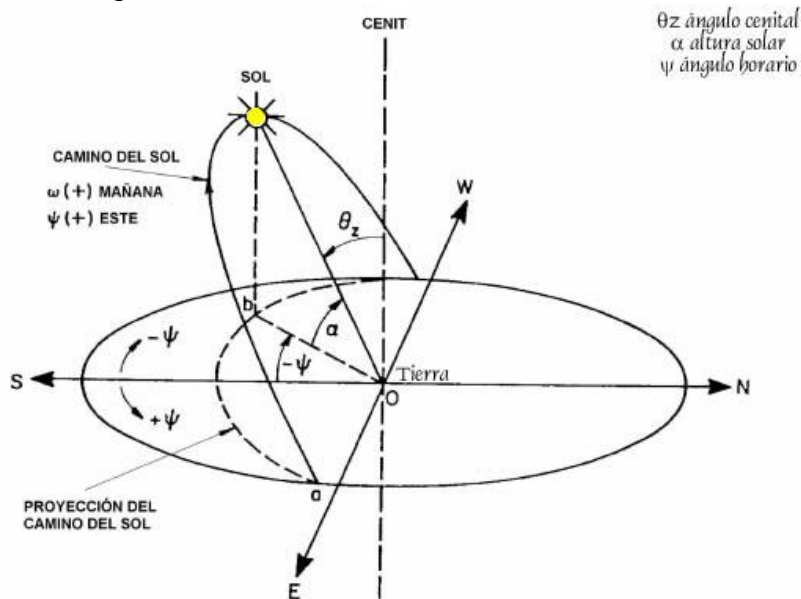


Figura 19. Ángulo zenit

A continuación, se muestra la expresión para determinar el ángulo de inclinación. El cual es representado en la Figura 20 indicando la ubicación del ángulo.

$$\theta_z = \phi - \delta \quad (5)$$

Donde,  $\phi$  es la latitud del lugar.

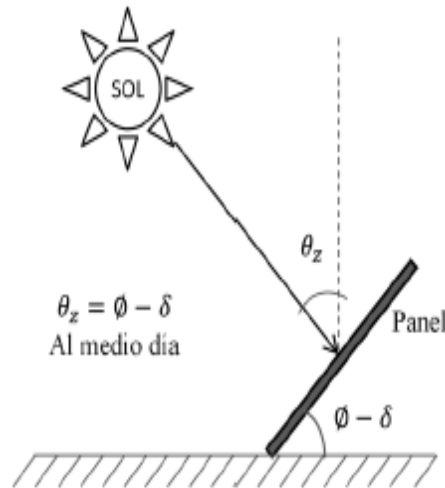


Figura 20. Ángulo de inclinación de un módulo fotovoltaico

### 3.6 Disturbios en los sistemas eléctricos fotovoltaicos

Los sistemas eléctricos pueden ser afectados por disturbios causados por factores tanto internos como externos, que afectan la Calidad de la potencia, es decir, alteran el comportamiento de los parámetros eléctricos propios del sistema, causando pérdidas de energía.

Los disturbios eléctricos pueden causar pérdidas en la red eléctrica, por lo que el Código de Red estipula los requerimientos de Calidad de la potencia con la finalidad de mantener los parámetros eléctricos dentro de los límites establecidos para el correcto funcionamiento de los sistemas interconectados.

En el caso de los sistemas fotovoltaicos se pueden presentar disturbios eléctricos causados tanto por componentes eléctricos del mismo sistema, como por causas externas a este, provocando pérdidas.

Las pérdidas internas corresponden a factores del mismo sistema fotovoltaico como:

La eficiencia de la celda solar, el rendimiento del inversor y pérdidas en los conductores (por lo que se utilizar un conductor especial resistente al medio ambiente).

En el caso de las pérdidas externas se pueden considerar como aquellas producidas por el medio.

A continuación, se muestran los factores que afectan la eficiencia de la tecnología fotovoltaica [14]:

- Dispersión de potencia:

La potencia de los módulos fotovoltaicos no es exactamente la misma, aunque dos módulos tengan la misma potencia, puede ser que sus tensiones e intensidades



sean diferentes. Esto provoca que al conectarse en serie módulos con diferentes características eléctricas exista una pérdida de potencia. Para minimizar este efecto los módulos se clasifican por su intensidad. Las pérdidas por dispersión de potencia pueden ser estimadas en un 1%.

- *Perdidas por temperatura:*

La temperatura es uno de los factores principales que afecta la eficiencia del módulo, debido a que a mayor temperatura la eficiencia disminuye.

La temperatura de la célula se calcula de la siguiente manera:

$$T_c = \frac{T_{amb} + I_{rr}(TONC(^{\circ}C) - 20)}{800} \quad (6)$$

Donde:

$T_c$  = Temperatura real de trabajo de la célula

$T_{amb}$  = Temperatura ambiente

$I_{rr}$  ( $W/m^2$ ) = Irradiancia

$TONC$  = Temperatura de operación nominal de la célula, que es de  $47^{\circ}C$  cuando se somete al módulo a una irradiancia de  $800 W/m^2$ , a una temperatura ambiente de  $20^{\circ}C$

- *Perdidas por suciedad:*

Este tipo de pérdidas se evitarán con el correcto mantenimiento de los módulos, por lo que no se presentarán pérdidas mayores al 1%, salvo en condiciones extremas.

- *Perdidas por sombreado, azimut e inclinación:*

Este tipo de pérdidas se evitarán con la correcta instalación de los módulos fotovoltaicos, procurando que las pérdidas sean nulas, a excepción de pérdidas por sombras, las cuales pueden ser ocasionadas por causas de fuerza mayor.

- *Perdidas por degradación fotovoltaica:*

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el panel fotovoltaico, siendo las pérdidas aproximadamente al 1%.

## CAPÍTULO 4

# PARAMETROS ELECTRICOS DE LA TECNOLOGIA FOTVOLTAICA

### 4.1 Introducción

Una sola celda solar es capaz de producir alrededor de 0.5 V de DC, sin embargo, las características de la generación eléctrica de una celda son determinados por factores como la irradiancia que recibe la celda, su temperatura y la eficiencia de la tecnología fotovoltaica.

La curva de I-V representa las características eléctricas de una celda solar, en el caso de considerar condiciones ideales, la característica I-V de una celda solar se describen en la siguiente ecuación [6]:

$$I(V) = I_{SC} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{qV}{\gamma kT}\right) - 1 \right] \quad (7)$$

Donde:

$I(V)$ =Corriente proporcionada por una celda solar

$I_{SC}$ = Corriente de corto circuito (Valor máximo de corriente generada)

$I_0$ = Corriente de saturación en polarización inversa en la oscuridad

$q$ = Carga del electrón

$V$ = Tensión

$\gamma$ = Factor de calidad del diodo o factor ideal. Para un diodo perfecto  $\gamma = 1$  (el rango puede variar de 1 a 2)

$m$ =Factor de idealidad del diodo (parámetro adimensional con valores típicos entre 1 y 2)

$k$ =Constante de Boltzmann.

$T$ =Temperatura absoluta.

En base a la ecuación anterior, se puede obtener la tensión de circuito abierto (cuando  $I=0$ ), mostrada a continuación [6].

$$V_{OC} = \frac{\gamma kT}{q} \left( \frac{I_{SC}}{I_0} + 1 \right) \quad (8)$$

Otros factores para terminar las características eléctricas en la operación de la tecnología solar son [19]:

➤ Punto de máxima potencia (MPP):

La potencia de una celda solar está dada por el producto de la corriente y la tensión de esta. El punto de máxima potencia (MPP, Maximun Power Point), es el producto de la tensión y la corriente en el punto máximo ( $V_{mpp}$  e  $I_{mpp}$ ) para los cuales la potencia obtenida del arreglo fotovoltaico es máxima ( $P_{mpp}$ ). Cabe señalar que los valores de la corriente y tensión en el punto máximo no son lo valores de la corriente de corto circuito y la tensión de circuito abierto. En la Figura 21 se muestra una representación gráfica del punto de máxima potencia de la celda solar.

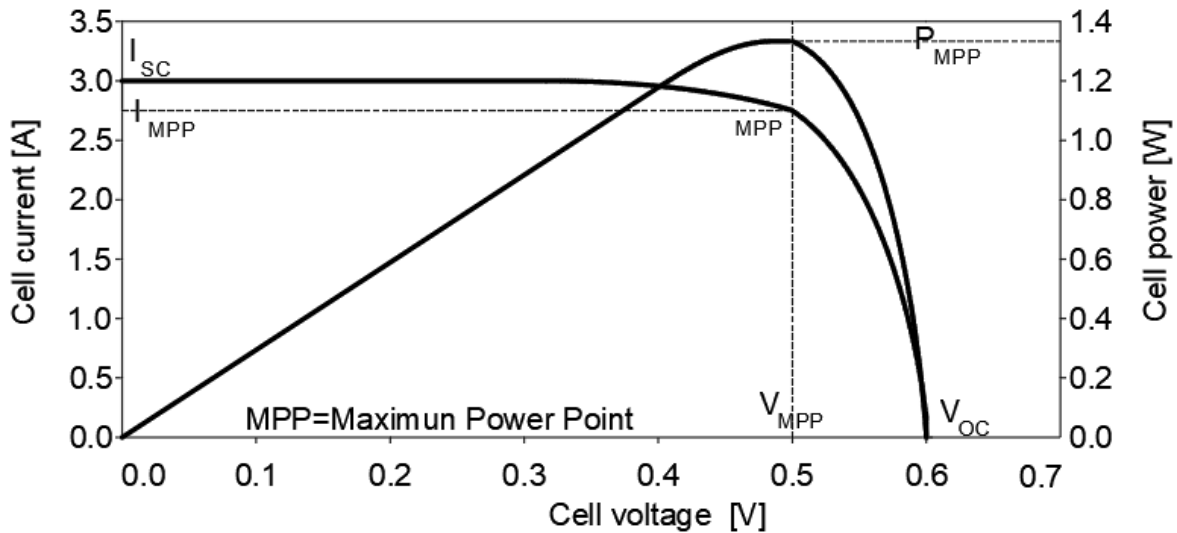


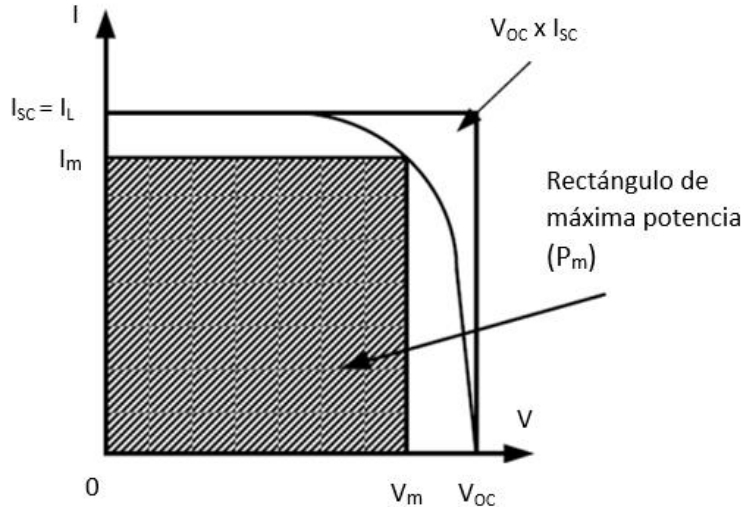
Figura 21. Punto de máxima potencia para la celda solar

➤ El facto de llenado (FF):

Es la relación entre el máximo punto de potencia dividido entre la tensión en circuito abierto ( $V_{oc}$ ) y la corriente en cortocircuito ( $I_{sc}$ )

$$FF = \frac{V_{mp} * I_{mp}}{V_{oc} * I_{sc}} \quad (9)$$

El factor de llenado, cuanto más se aproxima la relación a 1, significa que la potencia real de la celda se acerca a la potencia ideal de la misma, denotando un índice de mayor calidad en la celda. Al tener un factor de llenado bajo, indica que existen un elevado nivel de pérdidas. En la Figura 22 se muestra el factor de forma de una celda solar.



**Figura 22. Curva característica de la celda solar-factor de llenado**

➤ Eficiencia de la celda solar ( $\eta$ ):

Se expresa como el porcentaje de potencia convertida en energía eléctrica de la luz solar total absorbida por un panel, cuando una celda solar está conectada a un circuito eléctrico.

Donde:

$$\eta = \frac{\text{Potencia máxima eléctrica}}{\text{Potencia solar incidente}} = \frac{V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF}{A \cdot G} = \frac{V_m \cdot I_m}{A \cdot G} \quad (10)$$

Donde:

$A$  = Área donde incide la irradiación solar ( $m^2$ )

$G$  = 1000 W/ $m^2$

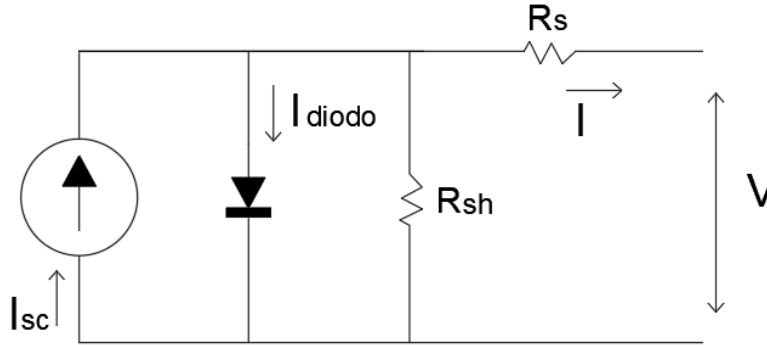
En otras palabras, la ecuación número 10 indican la magnitud de energía de la radiación solar que es aprovechada en energía eléctrica.

La ecuación 7, describe el comportamiento de una celda solar en condiciones ideales, sin embargo, en condiciones reales, se consideran las pérdidas resistivas debido a las resistencias en serie y shunt.

La resistencia en serie ( $R_s$ ) que presentan las celdas solares se debe a la conductividad de los materiales y el grosor de las capas. La resistencia shunt ( $R_{sh}$ ) se debe a los trayectos de corto circuito que permite a los portadores de carga recombinarse antes de que puedan ser colectados en los contactos y forzados a realizar trabajo en un circuito externo [6].

Es de importancia en la estructura de una celda solar contar con una baja magnitud en la resistencia en serie, debido a que se podría impedir el flujo de corriente generada; en caso contrario la resistencia shunt, a comparación de la resistencia en serie, deberá tener una magnitud mayor, con la finalidad de evitar crear un camino secundario de baja resistencia donde pueda fluir la corriente.

En la Figura 23 se muestra el circuito equivalente de una celda fotovoltaica considerando sus pérdidas (resistencias  $R_s$  y  $R_{sh}$ ).



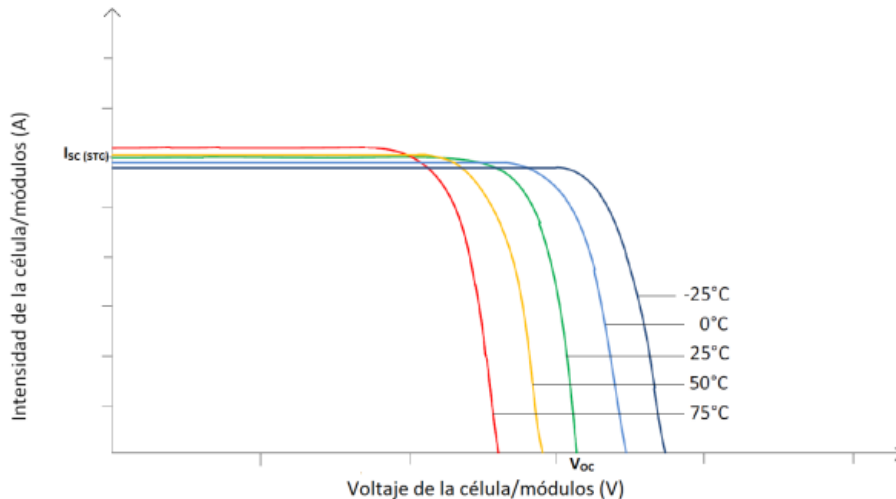
**Figura 23. Circuito equivalente simplificado de una celda solar**

Se obtiene la siguiente ecuación I-V de la celda solar, la cual muestra el comportamiento real de una celda solar (basada en la ecuación 7), al considerar las pérdidas por las resistencias [6]:

$$I(V) = I_{SC} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{q*V - I*R_s}{\gamma*k*T}\right) - 1 \right] - \frac{V + I*R_s}{R_{sh}} \quad (11)$$

Considerando el factor de la temperatura, las curvas características de la celda fotovoltaica se ven afectadas a partir de los 25°C (temperatura estándar); el módulo pierde tensión a razón aproximada de 83 mV por cada grado Celsius que aumenta la temperatura de la celda, por lo tanto, el módulo pierde potencia a razón aproximada de 0.5% por grado Celsius que aumenta la temperatura [19].

En la Figura 24 se muestra el comportamiento de la curva V-I en relación con la temperatura de la celda.



**Figura 24. Curva V-I respecto a la temperatura de la celda solar**

La celda solar tiene la función de captar y aprovechar la mayor cantidad de irradiación posible, sin embargo, durante este proceso se genera calentamiento.

Como se observa en la Figura 24 la eficiencia de la celda se ve afectada por el aumento de la temperatura, sin embargo, la corriente presenta una pérdida nula a comparación de la tensión.

En la Figura 25 se muestra la curva V-I respecto a la irradiancia, en donde se observa un comportamiento inverso en comparación a la curva V-I ante variaciones de temperatura. Debido a que la corriente es proporcional a la irradiancia, mientras que la tensión no presenta variaciones significativas.

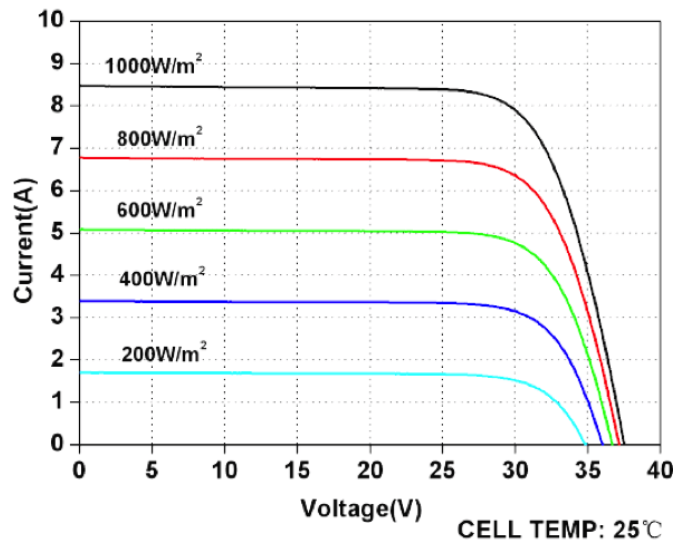


Figura 25. Curva V-I respecto a la irradiancia

#### 4.2. Cálculo para la determinar la potencia de generación de los paneles solares

Los sistemas de generación fotovoltaica interconectados a la red son aquellos sistemas eléctricos cuya potencia generada es inyectada a la red eléctrica.

Dependiendo de la potencia que se desea suministrar a la red, se dimensionara el parque fotovoltaico con la finalidad de cumplir con las condiciones de generación deseadas con el numero adecuado de módulos fotovoltaicos.

Se menciona que varios módulos conectados en serie son conocidos como cadenas o string y varios string conectados en paralelo constituyen un arreglo fotovoltaico [12].

Para determinar el número de paneles o módulos fotovoltaicos necesarios en la instalación eléctrica, se debe considerar la generación eléctrica deseada y la potencia generada de cada módulo fotovoltaico.

Además, se deberá considerar el tipo de conexión de los módulos, debido a que en las conexiones en paralelo se mantendrán la misma magnitud de tensión, pero variara la magnitud de la corriente, siendo lo contrario en el caso de conexiones en serie.

La siguiente ecuación describe la potencia pico del parque [14]:

$$Pp = \frac{P1}{np*ni} \quad (12)$$

Donde:

*Pp*=Potencia pico del parque

*P1*= Potencia a inyectar a red

*np*=Rendimiento medio del parque fotovoltaico

*ni*= Rendimiento del inversor

Una vez conociendo el valor de la potencia pico del parque, utilizando la ecuación anterior, el número total de paneles fotovoltaicos a instalar, es determinado por la siguiente expresión [14]:

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{Pp}{Ppp} \quad (13)$$

Donde:

*N° paneles*= Número total de paneles a instalar

*Pp*=Potencia pico del parque

*Ppp*= Potencia pico de la placa fotovoltaica

#### 4.2.1 Energía producida por un módulo fotovoltaico

La energía que produce un panel fotovoltaico es definida por el tiempo en el cual recibe radiación solar, es decir, por el número de horas de sol pico (h.s.p) que recibe en su superficie. Las h.s.p se definen como el tiempo (horas) durante el día donde la irradiancia que reside en el panel fotovoltaico es de 1000 W/m<sup>2</sup> (condiciones estándar).

Donde [14]:

$$\text{Horas de sol pico} = \text{Irradiacion diaria total} \left( \frac{kWh}{\text{dia}} \right) \quad (14)$$

Para calcular la energía teórica de un módulo fotovoltaico, se aplica el concepto de las horas de sol pico, en donde:

$$1 \text{ hora de sol pico (h.s.p)} = 1000W * \frac{1h}{m^2} * \frac{3600s}{1h} * \frac{1J}{1W} = 3.6 \frac{MJ}{m^2} = 1 \frac{kWh}{m^2} \quad (15)$$

La energía producida por un módulo fotovoltaico en un día se obtiene de la multiplicación de las h.s.p de la zona donde se encuentra el módulo por la potencia nominal del módulo, es decir, potencia por tiempo.

$$EM (kWh) = h.s.p * p \quad (16)$$

Donde *p* es la potencia nominal del módulo.

Para calcular la energía que produce un parque fotovoltaico diario, se deberá multiplicar el resultado de la ecuación anterior por el número de módulos instalados en el parque y multiplicarlo por el factor de pérdidas.

$$\text{Energía del parque (kWh)} = EM * n * \mu \quad (17)$$

Donde  $n$  es el número de módulos y  $\mu$  es el factor de pérdidas

La energía mensual que produce un módulo fotovoltaico o, todo el parque fotovoltaico, se obtiene de los resultados de las ecuaciones 16 y 17 (energía del parque o del módulo fotovoltaico) multiplicados por el número de días del mes deseado.

$$\text{Energía mensual (kWh)} = \text{potencia (kW)} * h.s.p * \text{días del mes} * \text{factor de pérdidas} \quad (18)$$

En el caso de calcular la energía mensual de un módulo (aplicando la ecuación 16), se necesita considerar el factor de pérdidas.

### 4.3. Componentes para la protección de sistemas fotovoltaicos

Las protecciones eléctricas tienen la función de detectar y aislar las diferentes fallas que pueden ocurrir en el sistema eléctrico, tanto para preservar la seguridad de los equipos como la de los usuarios. Los sistemas de generación fotovoltaica deben contar con protecciones eléctricas tanto en el lado de corriente directa como en el de alterna.

Los módulos fotovoltaicos cuentan con fusibles y diodos de paso (bypass) en el lado de DC. Los diodos bypass se utilizan para aliviar la disipación de energía en los módulos fotovoltaicos causada por el sombreado parcial o total de uno o varios de ellos, se debe de utilizar por lo menos un diodo en paralelo con cada módulo. Además de los diodos bypass en una instalación, se deben de contar con diodos de bloqueo para evitar el flujo inverso de corriente hacia la fuente, los cuales se deben de utilizar en cada rama del arreglo adicionalmente a las protecciones por sobrecorriente [20].

El flujo de corriente inverso es uno de los efectos negativos que puede presentar la tecnología fotovoltaica en el sistema eléctrico, el cual es causado cuando las celdas o en su conjunto los módulos solares se comportan como una carga, al absorber energía en lugar de entregarla. Este efecto puede apreciarse en los momentos en que la tecnología fotovoltaica deja de generar energía eléctrica (al no absorber la radiación solar) debido a que la resistencia en sus componentes provoca que actúe como una carga.



En conformidad con la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, cuyo objetivo es establecer las especificaciones y lineamientos de carácter técnico que deben satisfacer las instalaciones destinadas a la utilización de la energía eléctrica, a fin de que ofrezcan condiciones adecuadas de seguridad para las personas y sus propiedades [21]; se establece en el artículo 690 las especificaciones requeridas para los sistemas solares fotovoltaicos, entre los cuales se encuentran las protecciones necesarias que deberán contar este tipo de sistemas, tales como protecciones contra falla a tierra, protecciones de falla de arco y protecciones contra sobrecorriente.

La instalación solar fotovoltaica deberá contar con un adecuado sistema de tierra, el cual tendrá la función de proteger el sistema eléctrico ante sobretensiones que pueden ser causados por descargas atmosféricas.

Las fallas a tierra en los circuitos del generador fotovoltaico (GFV) son potencialmente peligrosas debido a que pueden producir arcos eléctricos y como consecuencia incendios, siendo esencialmente fuentes de corriente capaces de producir arcos eléctricos por tiempos prolongados [20].

El sistema fotovoltaico deberá contar con un medio de desconexión de todos los conductores portadores de corriente continua, al igual que medios de desconexión para equipos como inversores, baterías, controladores de carga y similares [21]. Los medios de desconexión en el sistema eléctrico podrán proporcionar protección contra la operación en modo isla.

#### **4.4. Inversores**

La energía eléctrica que se inyectan a la red no es basada en los parámetros eléctricos de la tecnología fotovoltaica, si no de las características eléctricas de la salida del inversor.

El inversor es un equipo que se utiliza para cambiar el nivel de tensión o la forma de onda o ambas, de la energía eléctrica. En general un inversor es también un dispositivo que cambia una entrada de corriente continua en una salida de corriente alterna. Los inversores también pueden funcionar como cargadores de baterías que emplean la corriente alterna de otra fuente y la convierten en corriente continua para cargar las baterías [21].

La tecnología fotovoltaica genera corriente directa, siendo el inversor un componente eléctrico base para la inyección de energía a la red eléctrica nacional (la cual es corriente alterna AC). El inversor no solo se implementa para la interconexión a la red eléctrica, en el caso de sistemas autónomos (aislados de la red eléctrica) la energía se almacena en un sistema de baterías como DC, no

obstante, para utilizar la energía generada, debido a que la mayoría de la tecnología se basa en el uso de corriente alterna, el uso de los inversores en la tecnología fotovoltaica es fundamental.

La eficiencia de la generación de energía de un sistema fotovoltaico además de depender de la eficiencia que posee la tecnología fotovoltaica es afectada en gran medida por las características de los inversores, debido a que, si el inversor no cuenta con una alta eficiencia, no se aprovechara la energía generada a su máxima potencia. Un inversor que cuente con una alta eficiencia será aquel cuya potencia de salida sea lo más aproximado a la potencia de entrada (sin pérdidas de energía).

#### **4.4.1 Clasificación de los inversores**

Los inversores pueden ser clasificados por su principio de funcionamiento o por el tipo de onda que presenta en la salida del inversor.

El funcionamiento general de un inversor está basado en puentes de interruptores de semiconductores de potencia con ciclo controlado de apertura y cierre generando ondas de pulsos variables (cuantos más pulsos menor distorsión armónica y mayor proximidad a la onda pura senoidal).

Los inversores pueden ser clasificados en 3 tipos en función a la forma de onda que presenta la salida del inversor [22]:

➤ Inversores de onda cuadrada:

Los inversores de onda cuadrada cuentan con muy poca modulación o filtrado. La onda resultante tiene un gran contenido de armónicos generando alrededor de un 40% de THD, y presentando un rendimiento entre el 50% y 60%.

La mayoría de los inversores funcionan haciendo pasar la corriente continua a través de un transformador, primero en una dirección y luego en otra, este proceso se realiza mediante un dispositivo de conmutación que cambia la dirección de la corriente con rapidez. Este tipo de inversores son los más baratos y menos eficientes.

➤ Inversores de onda semi-senoidal:

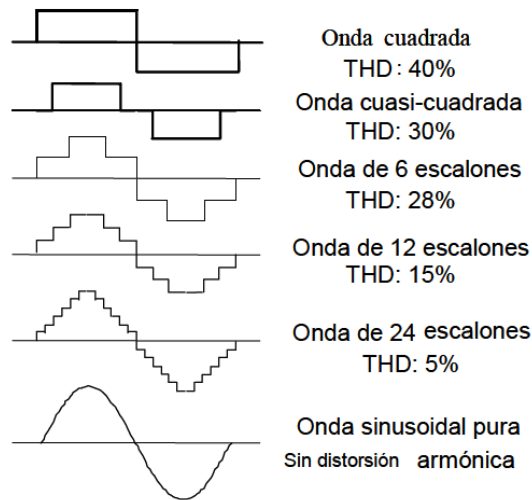
Presentan una THD del 20% con un rendimiento mayor del 90%. Este tipo de inversor, aunque genera una onda de salida senoidal presenta una considerable deformación.

Son utilizados generalmente en electrificación rural para alimentar electrodomésticos.

➤ Inversores de onda senoidal:

Tienen un cuidadoso filtrado de la señal generada, no presentan problemas en relación con la THD o estabilidad de la tensión. En caso de instalaciones conectadas a la red, es necesario utilizar este tipo de inversores para obtener la misma forma de onda que presenta la red eléctrica (onda senoidal).

En la Figura 26 se observan las ondas resultantes de corriente alterna con diferentes niveles de impureza, indicando que el porcentaje de THD se reduce mientras la forma de onda se vuelve más pura o senoidal.



**Figura 26. Generación de distintas formas de onda AC de salida a partir de una entrada DC.**

Considerando el principio de funcionamiento, los inversores pueden ser clasificados en 2 grupos: inversores conmutados por la red y autoconmutados. El termino de conmutación se considera como el proceso de transición de los interruptores de potencia a cambiar de estado (encendido y apagado).

➤ Inversores conmutados por la red [22,23]:

Los inversores desarrollados en las primeras épocas de conexión de red de sistemas fotovoltaicos solían ser conmutados por la red.

Este tipo de inversores (controlados por la red), funcionan como una fuente de corriente, utilizando un puente de tiristores para su funcionamiento. Solo pueden funcionar como fuentes de corriente siendo solo utilizados para conexiones a la red.

Los inversores conmutados por la red, a comparación con los inversores autoconmutados, tienen la ventaja tener un costo menor, sin embargo, este tipo de inversores requiere un sistema de compensación de potencia reactiva y sistemas de filtrado, debido a que los inversores presentan problemas en el nivel de corriente

reactiva, generando un bajo factor de potencia y alto contenido armónico, además de presentar fallos de conmutación en caso de que se produzcan fallas en la red.

➤ Inversores autoconmutados [22,23]:

Se basan en un puente de materiales semiconductores que se pueden conectar y desconectar (tipo PWM con interruptores controlables). El uso de dispositivos semiconductores mejora el proceso de conmutación, por ejemplo, con el uso de IGBTs (transistores bipolares de puerta aislada), GTO (tiristores desconectables), y MOSFETs (transistores de efecto de campo de metal oxido semiconductor).

Pueden funcionar como fuentes de tensión o fuentes de corriente. Siendo utilizados tanto para instalaciones autónomas como para instalaciones conectadas a la red. La regulación de tensión suele realizarse por modulación del ancho de pulso (PWM). Normalmente conmutan a alta frecuencia con lo que la señal de salida suele ser muy senoidal con contenido de armónicos de muy alta frecuencia.

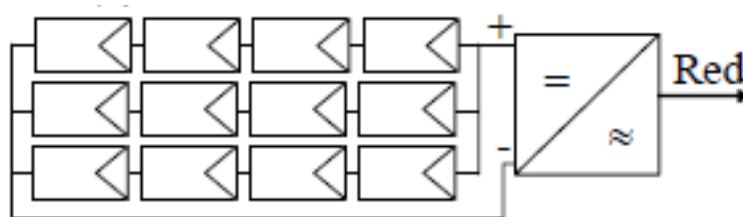
Este tipo de inversores, en su conexión a red, no demanda potencia reactiva ya que puede generar la señal de corriente totalmente en fase con la tensión de red, aunque también puede usarse para compensar potencia reactiva modificando el factor de potencia.

**4.4.2 Tipos de configuración de los inversores**

Los inversores pueden ser configurados al sistema de diferentes formas, su configuración puede clasificarse en [22]:

➤ Inversores centrales.

En la Figura 27 se muestra el diagrama general de un inversor central. Este tipo de inversores maneja potencias elevadas, entre 20 y 400 kW, caracterizando este tipo de inversor por ser el único en una instalación fotovoltaica.

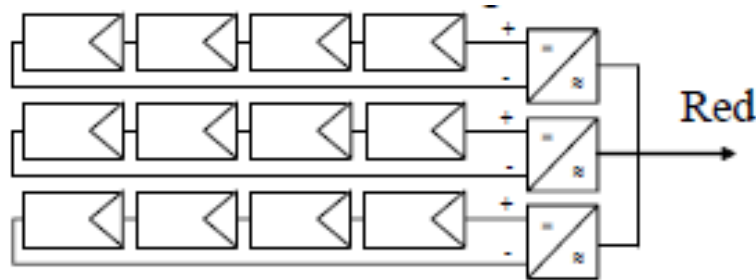


**Figura 27. Inversor central**

➤ Inversores modulares o string inverters.

La configuración de este tipo de inversor consiste en conectar las ramas de los arreglos fotovoltaicos a diferentes inversores, como se muestra en la Figura 28. La

potencia del inversor es menor que del tipo anterior, teniendo potencias entre un rango de 1 a 5 kW.



**Figura 28. Inversores modulares**

➤ Inversores integrados en módulos FV o módulos AC

Como se muestra en la Figura 29 este tipo de inversor como su nombre lo indica, se encuentra integrado en cada módulo fotovoltaico.



**Figura 29. Inversores integrados al módulo FV**

**4.4.3 Seguimiento del punto de máxima potencia**

El seguidor del punto de máxima potencia es uno de los factores más importantes en un inversor. Su función es acoplar la entrada del inversor a los valores de potencia variables que produce el generador, obteniendo en todo momento la mayor cantidad de energía disponible, la máxima potencia [23].

El inversor tiene la función de mantener la máxima potencia, sin embargo, la potencia generada de un sistema fotovoltaico es variable debido a factores externos que afectan al módulo fotovoltaico (temperatura, irradiancia, factores ambientales).

El inversor se encarga de ajustar esas variaciones de carga realizando un seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) o Maximum Power Point Tracking (MPPT). Es decir, según varían esas condiciones, el sistema barre las

diferentes posibilidades hasta encontrar la mejor solución posible, aquella que le permita operar en el MPP [23].

El inversor para operar en el MPP deberá llevar a cabo una serie de algoritmos los cuales le permitirán manejar la tensión de operación del generador fotovoltaico. En el caso de inversores conectados a la red los algoritmos más comunes son los de perturbación y observación, y conductancia incremental. Otros tipos de algoritmos son: De capacidad, voltaje constante, voltaje corregido con la temperatura, lógica difusa, etc [23].

#### 4.4.4 Consideraciones para la conexión de inversores a la red

Los inversores deben cumplir los requerimientos necesarios de Calidad de la potencia para asegurar que la energía inyectada a la red no cause perturbaciones, es decir, se deberá suministrar la máxima potencia de generación sin presentar problemas de THD, interferencia electromagnética (IEM), factor de potencia, entre otros.

Los inversores al ser considerados una fuente de armónicos pueden generar perturbaciones, por lo que se deberán mitigar los armónicos producidos antes de llegar a red eléctrica.

Los inversores se pueden utilizar tanto en sistemas fotovoltaicos autónomos como en sistemas conectados a la red eléctrica, lo cual algunos de los requerimientos más comunes para los inversores son [22]:

- 1-Operar en un amplio rango de voltaje DC de entrada
- 2-Poseer autoprotecciones y seguridad hacia el usuario
- 3-Regular la tensión y la frecuencia de salida
- 4-Proporcionar potencia AC a las cargas o a la red eléctrica con una determinada calidad de suministro
- 5-Realizar el seguimiento del punto de máxima potencia si están directamente conectados al generador fotovoltaico
- 6-Operar en un amplio rango de condiciones ambientales de temperatura y humedad relativa
- 7-Poseer interfases con otros controles del sistema o controlar el sistema
- 8-Satisfacer las necesidades de seguridad exigidas en la conexión a red

#### 4.4.5 Dimensionamiento del inversor

En el caso de dimensionar el número de inversores necesarios para un sistema fotovoltaico se debe considerar las características del inversor, y la configuración de los módulos fotovoltaicos (conexiones en serie y paralelo).

La siguiente expresión determina el número de inversores necesarios en la instalación de un sistema fotovoltaico [14]:

$$N^{\circ} \text{ de inversores} = \frac{P_1}{P_{io}} \quad (19)$$

Donde:

$P_1$ = Potencia inyectada en la red

$P_{io}$ = Potencia de salida del inversor

El número de paneles interconectados en serie se determina con la finalidad de no sobredimensionar la entrada del inversor. El inversor trabaja con un rango mínimo y máximo de tensión C.C. Para conocer el número de paneles conectados en serie se considera la siguiente expresión [14]:

$$N^{\circ} \text{ de paneles/serie} = \frac{V_{mppi}}{V_{mppp}} \quad (20)$$

Donde:

$V_{mppi}$ =Tensión en el punto de trabajo de máxima potencia del inversor.

$V_{mppp}$ = Tensión en el punto de trabajo de máxima potencia del panel.

Del mismo modo que se considera la conexión en serie de los paneles, se debe determinar la conexión en paralelo de estos. El número máximo de filas que puede conectarse a la entrada del inversor estará limitado por la intensidad máxima de entrada del inversor [14].

$$N^{\circ} \text{ filas} = \frac{I_{cc \max}}{I_{m \text{ pp}}} \quad (21)$$

Donde:

$I_{cc \max}$ = Corriente continua máxima admisible en el inversor

$I_{m \text{ pp}}$ = Intensidad en el punto de trabajo de máxima potencia del panel

#### 4.5. Componentes armónicos

Un armónico es una señal de corriente o tensión múltiplo de la frecuencia fundamental. Una señal que posee componentes armónicas es el resultado de la suma de la señal senoidal pura de corriente o de tensión más las señales de las diferentes armónicas, ocasionando que la señal original sea deformada.

Una de las principales características de los armónicos, es que esta perturbación en la señal eléctrica se repite en cada ciclo. En la Figura 30 se muestra la representación gráfica de una forma de onda fundamental y unos ejemplos de diferentes formas de onda con determinados componentes armónicos.

Es posible descomponer una señal en sus diferentes niveles de armónicos aplicando la ecuación de Fourier, mostrada a continuación [24]:

$$f(t) = a_0 + \sum_{k=1}^{\infty} (a_k \cos(kw_0t) + b_k \text{sen}(kw_0t)) \quad (22)$$

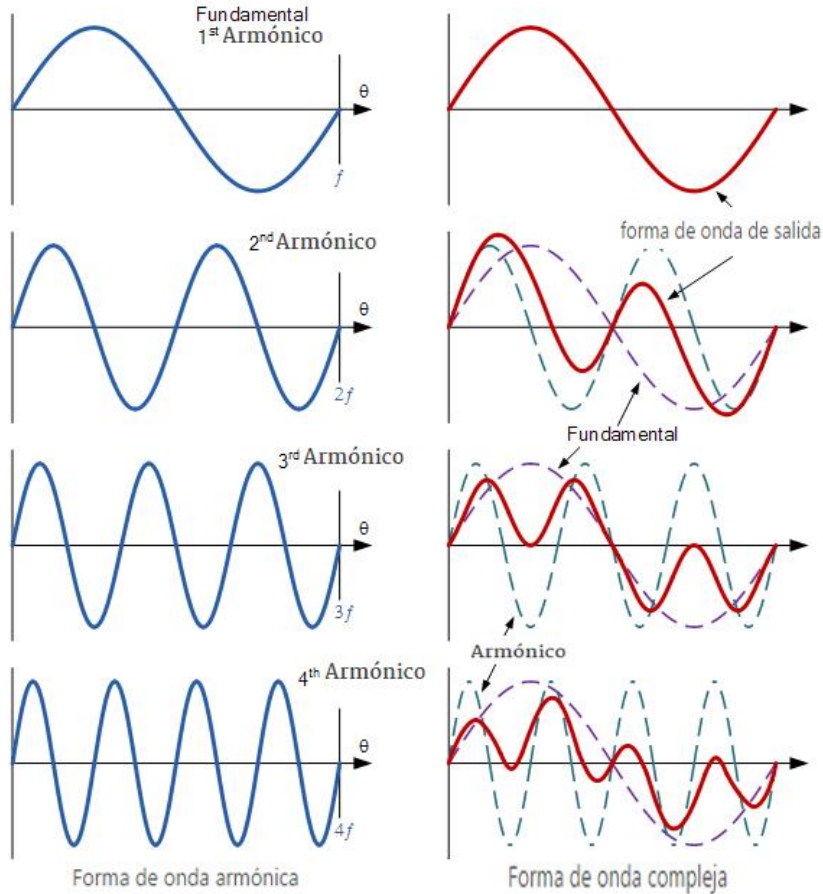
$$w_0 = 2\pi f \quad (23)$$

Donde:

$$a_k = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(t) \cos kt \, dt, \quad (k = 1, 2, 3, \dots, n) \quad (24)$$

$$b_k = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(t) \sin kt \, dt, \quad (k = 1, 2, 3, \dots, n) \quad (25)$$

Los coeficientes de los armónicos  $a_k$  y  $b_k$  representan los valores pico de la frecuencia armónica individual en términos de periodos no lineales representados por  $f(t)$ , y  $w_0$  es la velocidad angular de la señal periódica.



**Figura 30. Formas de onda fundamental y con armónicos**

Una señal eléctrica sin perturbaciones oscila con una frecuencia de 60 Hz (frecuencia fundamental en México), correspondiente a la forma de una onda senoidal. Los diferentes armónicos en una señal se diferencian por la frecuencia de cada armónico individual (orden de armónicos), los cuales pueden presentar diferentes niveles de magnitud.

El orden de los armónicos se refiere a la frecuencia del armónico en referencia al número entero por el cual es múltiplo de la frecuencia fundamental. Por ejemplo, el segundo y tercer armónico corresponden a una frecuencia de 120 Hz y 180 Hz respectivamente, siguiendo de este modo el orden de los armónicos.



Otra clasificación que se les otorga a las armónicas junto con su orden de armónicos es al grupo de secuencia al que pertenecen, es decir, al grupo de secuencia positiva, negativa o cero.

Para identificar a que secuencia pertenece una armónica se seguirá un orden de las secuencias, comenzado con la armónica uno o fundamental siendo de secuencia positiva, la armónica dos de secuencia negativa, la tercera armónica de secuencia cero y la cuarta armónica volviendo ser de secuencia positiva, repitiendo este orden de secuencias hasta “n” armónicas múltiplos de la frecuencia fundamental.

Los armónicos son producidos en un sistema eléctrico por la conexión de cargas no lineales, siendo las cargas no lineales aquellas donde la señal de corriente no tiene una forma senoidal a diferencia de las cargas lineales que si conservan esta forma. La mayoría de los armónicos son producidos generalmente por la conexión de equipo electrónico (electrónica de potencia), debido a que los componentes electrónicos trabajan a altas frecuencias, generando corrientes armónicas, las cuales estando conectadas en un sistema eléctrico generan a su vez tensiones armónicas (considerando la ley de ohm); dicho efecto ocasiona que la señal de tensión se distorsione.

Otra de las fuentes en las cuales se pueden producir armónicos, son en los dispositivos que pueden llegar a producir un arco eléctrico y en dispositivos ferromagnéticos.

En un sistema de generación fotovoltaica los componentes electrónicos de los inversores se comportan como una fuente de armónicos.

En un sistema eléctrico se pueden producir tanto armónicos como interarmónicos. Los interarmónicos son componentes de frecuencia de una cantidad periódica que no es un múltiplo entero de la frecuencia a la que está funcionando el sistema de suministro (por ejemplo, 50 Hz, 60 Hz) [25]. Es decir, los interarmónicos al igual que los armónicos pueden presentarse en las señales de tensión o corriente, pero en diferentes frecuencias, por ejemplo, los interarmónicos será un componente cuya frecuencia se encuentre entre el segundo y el tercer armónico (una frecuencia entre 120 Hz y 180 Hz).

#### **4.5.1 Distorsión armónica total, distorsión de demanda total y espectro armónico**

Es posible evaluar el contenido armónico de una señal por medio de la distorsión armónica total (THD), la cual representa la cantidad de armónicos en la señal de tensión o corriente. En el caso de los armónicos individuales es posible descomponer la onda en las diferentes señales de armónicos que la conforman. El espectro armónico es una gráfica de barras que indica los armónicos individuales (orden del armónico, frecuencia, magnitud).

La distorsión de demanda total (TDD) se aplica para el análisis de la distorsión de corriente debido a las corrientes armónicas que fluyen en el sistema. El TDD es

igual a la raíz cuadrada de la suma de las distorsiones de corriente armónica elevadas al cuadrado (rms), en porcentaje de la corriente de carga de demanda máxima [24,25]. La siguiente expresión determina el valor del TDD.

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} I_h^2}}{I_L} \quad (26)$$

Donde:

$I_h$ =Corriente armónica RMS

$I_L$ =Valor máximo de corriente de demanda máxima.

#### 4.5.2 Efectos de los armónicos

Los armónicos que se presentan en los sistemas eléctricos al distorsionar las señales de tensión y por ende de la corriente (dependiendo de su magnitud) pueden ocasionar diversos problemas en los sistemas eléctricos, tales como [26]:

➤ Calentamiento:

Se puede producir un calentamiento en los devanados de los transformadores, motores, conductores y especialmente en el hilo de neutro. Debido al efecto piel, a medida que la frecuencia de la tensión o corriente aumenta, esta tiende a circular por el exterior del conductor desaprovechando parte de la sección, y aumentando la resistencia del cable.

Se indica que entre más alta sea la frecuencia (armónicos de mayor orden) la corriente fluirá más cerca del exterior del conductor.

➤ Salto de protecciones:

Las señales con armónicos pueden tener un valor de corriente eficaz rms muy pequeño y sin embargo alcanzar un valor de pico muy grande. Este hecho hace que equipos de protección, magnetotérmicos y diferenciales puedan saltar.

➤ Vibraciones y acoplamiento:

Las altas frecuencias de los armónicos y las subidas y bajadas rápidas de las señales distorsionadas provocan interferencias electromagnéticas que pueden ser radiadas o conducidas. Las interferencias electromagnéticas pueden provocar: vibraciones en cuadros eléctricos y transformadores, y/o acoplamientos en redes de comunicación.

Otros de los efectos ocasionados por los armónicos es la reducción de la vida útil de los equipos, problemas en dispositivos electrónicos sensibles como los equipos de comunicaciones, y efectos de resonancia armónica.

Una solución para mitigar los niveles de armónicos presentes en los sistemas eléctricos es mediante la instalación de filtros.

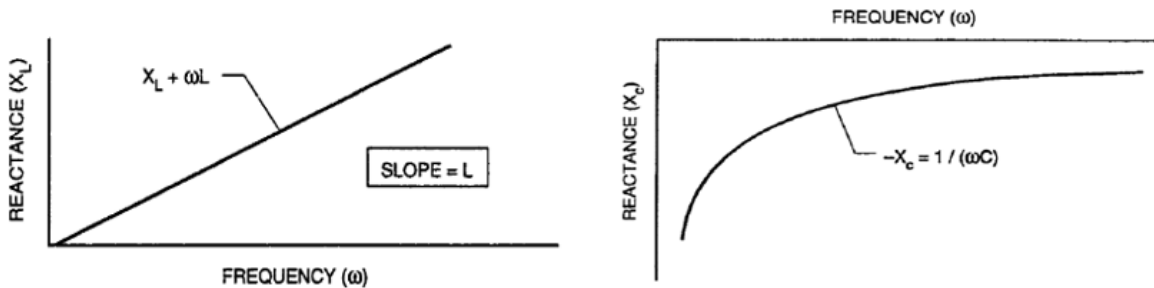
#### 4.5.1 Resonancia armónica

La resonancia armónica es un fenómeno presente en un sistema eléctrico que cuenta con elementos capacitivos e inductivos (como el caso de bancos de capacitores y transformadores, respectivamente), sin embargo, la resonancia armónica se presenta cuando la reactancia capacitiva ( $X_c$ ) e inductancia ( $X_l$ ) se igualan.

El principal problema en las industrias ante el efecto de la resonancia armónica es el mal funcionamiento de bancos de capacitores. Un ejemplo es que un sistema eléctrico industrial se coloquen bancos de capacitores sin tener en cuenta la presencia de los armónicos en el sistema eléctrico, lo cual puede provocar una resonancia de armónicos la cual dañara a los elementos y equipos eléctricos.

En la Figura 31 se muestra el comportamiento de la reactancia ante las variaciones de frecuencia, indicando que tanto la reactancia inductiva ( $X_l = \omega L + 0$ ) como capacitiva ( $X_c = -1/\omega C$ ) varía con respecto a la frecuencia.

La reactancia inductiva ( $X_l$ ) aumenta linealmente con la frecuencia, y la reactancia capacitiva ( $X_c$ ), se comporta como una función hiperbólica [27].



**Figura 31. Reactancia inductiva y capacitiva de carga pasiva vs frecuencia**

Ambos tipos de reactancias dependen de la frecuencia. La frecuencia de la resonancia ( $\omega_0 = 2\pi f_0$ ) de un circuito particular se puede determinar mediante la siguiente ecuación [27].

$$\omega_0 = 2\pi f_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (27)$$

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (28)$$

Donde:

$L$ =Magnitud de la inductancia

$C$ =Magnitud de la capacitancia.

$f_0$ =Frecuencia.

La resonancia armónica se divide en dos tipos: resonancia armónica en serie y en paralelo.

➤ Resonancia armónica en paralelo.

Se presenta cuando a una determinada frecuencia, los valores de reactancia en capacitores conectados en paralelo se igualan con la reactancia inductiva del sistema y el transformador. La impedancia tendera a incrementarse provocando una obstrucción del paso de la corriente provocada a dicha frecuencia.

Este efecto puede crear condiciones de ruptura de voltaje en conductores y componentes dentro o conectados al circuito [24,27].

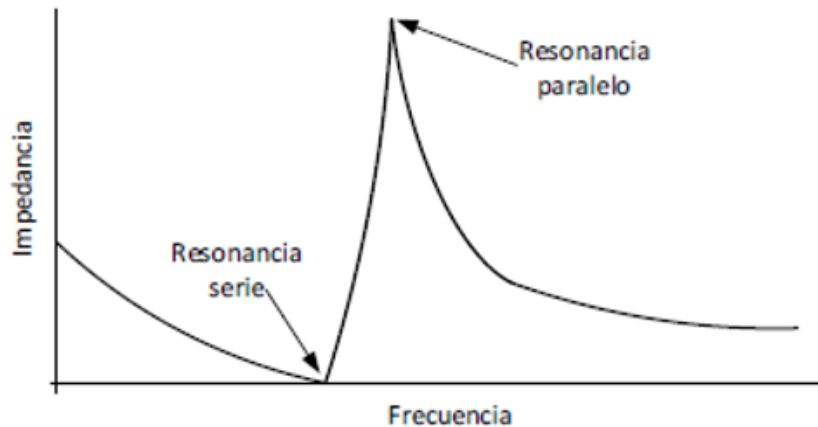
➤ Resonancia armónica en serie.

Se presenta cuando la reactancia capacitiva junto con la reactancia inductiva se anula, es decir, la resonancia en serie ocurre a la frecuencia donde  $|X_L| = |X_C|$ , por lo que el circuito se hace puramente resistivo.

La resonancia en serie actúa como una ruta de baja impedancia para las corrientes armónicas a la frecuencia sintonizada del circuito. Además, la resonancia en serie puede causar problemas de sobretensión.

A medida que la frecuencia de resonancia coincida con los armónicos del sistema, la corriente incrementará su valor debido a que el circuito será puramente resistivo [24,27].

En la Figura 32 se muestra el comportamiento de la resonancia en serie y paralelo en función a la frecuencia y la impedancia, donde se puede observar que la resonancia en serie y en paralelo tienen un comportamiento inverso ante diferentes condiciones de impedancia [24].



**Figura 32. Barrido de la impedancia presentando una resonancia en serie y paralelo**

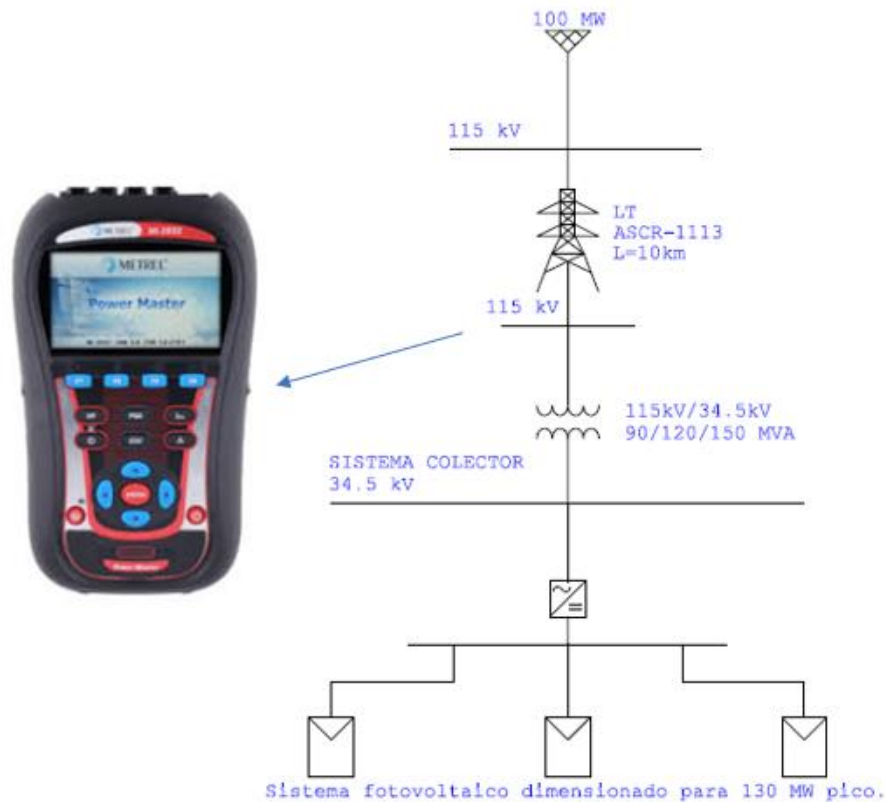
## CAPÍTULO 5

# CASO PRÁCTICO DE MEDICIÓN DE LOS PARAMETROS ELÉCTRICOS DE UN PARQUE DE GENERACIÓN SOLAR

### 5.1. Descripción de la planta de generación

El sistema de generación solar fotovoltaico suministra 100 MW de energía a la red eléctrica en un nivel de alta tensión.

En la Figura 33 se presenta el diagrama eléctrico general del sistema solar fotovoltaico; el cual genera y suministra energía por medio de arreglos fotovoltaicos, posteriormente mediante un transformador de 90/120/150 MVA se eleva la generación de un nivel de tensión de 34.5 kV a 115 kV; a su vez se indica la ubicación en donde se realizó la conexión del equipo de medición eléctrica.



**Figura 33. Diagrama general del sistema fotovoltaico dimensionado para 130 MW pico y ubicación de la conexión del equipo de medición Metrel**

En el caso de esta central generadora, se considera como una central eléctrica asíncrona, debido a que, durante el proceso de generación fotovoltaica, la energía generada es inyectada a la red pasando primero por el inversor central, es decir, mediante electrónica de potencia.

## 5.2 Requerimiento del Código de Red para la central eléctrica fotovoltaica

En conformidad con el manual regulatorio de requerimientos técnicos para la interconexión de centrales eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional indicado en la última versión del Código de Red publicado el 31 de diciembre de 2021, la central eléctrica deberá de cumplir con los requerimientos de Calidad de la potencia indicados a continuación, del mismo modo deberá de cumplir con los lineamientos establecidos para los parámetros eléctricos de tensión, frecuencia y potencias.

Los límites que se establecen en el Código de Red para esta central eléctrica serán determinados por la clasificación a la cual corresponda, dependiendo de su capacidad instalada neta.

### ➤ Clasificación de la central eléctrica:

En la Tabla 13 se muestra la clasificación de las centrales eléctricas de acuerdo con su capacidad instalada neta considerando el área del Sistema Interconectado Nacional.

El parque solar fotovoltaico el cual se realizará el análisis correspondiente para el cumplimiento del Código de Red en Calidad de la potencia se considera dentro de la clasificación de “Central Eléctrica tipo D” debido a que posee una capacidad instalada de 100 MW.

**Tabla 13. Tipo de central eléctrica para análisis de Código de Red**

<b>Sistema interconectado</b>	<b>Central Eléctrica tipo A</b>	<b>Central Eléctrica tipo B</b>	<b>Central Eléctrica tipo C</b>	<b>Central Eléctrica tipo D</b>
Sistema Interconectado Nacional	$P < 0.5 \text{ MW}$	$0.5 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$10 \text{ MW} \leq P < 30 \text{ MW}$	$P \geq 30 \text{ MW}$

### ➤ Requerimientos ante variaciones de frecuencia:

En conformidad con el manual regulatorio, la central eléctrica deberá operar de manera normal y mantenerse en un rango de frecuencia entre  $58.8 \text{ Hz} \leq f < 61.2 \text{ Hz}$  durante un tiempo ilimitado como se indica en la Tabla 14. Sin embargo, ante variaciones de frecuencia se le permitirá a la central eléctrica operar en diferentes rangos durante tiempos determinados.

**Tabla 14. Requerimientos de frecuencia que debe de cumplir la central eléctrica evaluada en este caso práctico**

Área síncrona	Rango de frecuencias	Tiempo mínimo acumulado de operación
Sistema Interconectado Nacional y Sistema Interconectado Baja California.	$61.8 \text{ Hz} \leq f < 62.4 \text{ Hz}$	15 minutos
	$61.2 \text{ Hz} \leq f < 61.8 \text{ Hz}$	30 minutos
	$58.8 \text{ Hz} \leq f < 61.2 \text{ Hz}$	Ilimitado
	$58.2 \text{ Hz} \leq f < 58.8 \text{ Hz}$	30 minutos
	$57.0 \text{ Hz} \leq f < 58.2 \text{ Hz}$	15 minutos

➤ **Requerimientos ante variaciones de tensión**

De acuerdo con el manual regulatorio, la central eléctrica deberá mantener la estabilidad de los niveles de tensión ante variaciones dentro de los rangos para las centrales eléctricas tipo D, y seguir conectado a la red eléctrica, como se indica en la Tabla 15.

En operación normal la central eléctrica deberá operar en un rango de tensión en el punto de interconexión entre  $0.95 \text{ pu} \leq V \leq 1.05 \text{ pu}$  durante un tiempo de operación ilimitado, en el caso de presentar valores diferentes fuera de este rango, la central podrá operar durante los periodos de tiempos que permite el Código de Red, siempre que la magnitud de tensión este entre los rangos permitidos.

**Tabla 15. Requerimientos de tensión que debe de cumplir la central eléctrica evaluada en este caso práctico**

Áreas síncronas	Rango de tensión del punto de interconexión	Tiempo mínimo de operación
Sistema Interconectado: Nacional, Baja California, Baja California Sur y Mulegé.	$1.05 \text{ pu} < V < 1.10 \text{ pu}$	30 minutos
	$0.95 \text{ pu} \leq V \leq 1.05 \text{ pu}$	Ilimitado
	$0.90 \text{ pu} < V < 0.95 \text{ pu}$	30 minutos

➤ **Requerimientos de potencia reactiva**

De acuerdo con lo establecido en el Código de Red las centrales eléctricas asíncronas tipo D deberán:

Estar dentro del rango permitido de operación (zona en blanco) el cual corresponde a un rango  $Q/P_{\text{máx}}$  constante de  $\pm 0.33$  hasta una potencia activa de 0.5 pu o mayor. Para potencias activas menores a 0.5 pu, el requerimiento de potencia reactiva disminuye desde  $\pm 0.33$  hasta cero con la pendiente como se muestra en la Figura 34.

Cabe señalar que la central debe ser capaz mantener su potencia reactiva para operar con un factor de potencia de al menos 0.95 en atraso y adelanto.

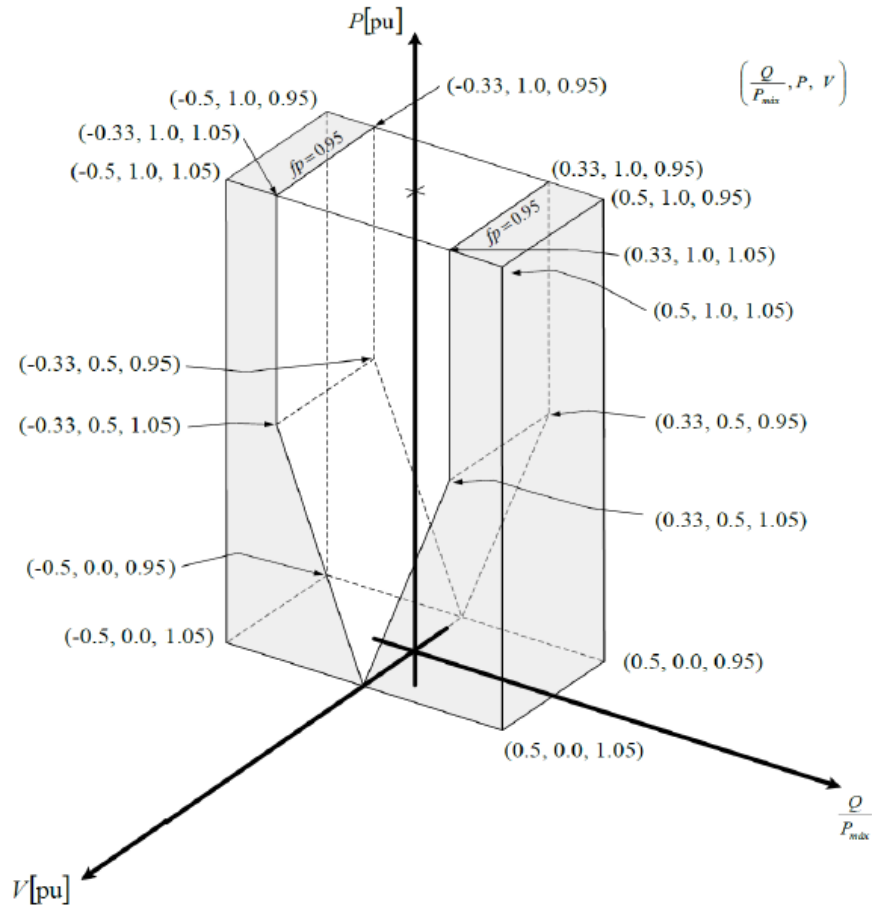


Figura 34. Requerimientos V-P-Q/Pmáx que debe de cumplir la central eléctrica asíncrona tipo D

- **Requerimientos que debe cumplir la central eléctrica para cumplir con los lineamientos de Calidad de la potencia**

**Desbalance máximo de tensión:**

De acuerdo con el manual regulatorio de requerimientos técnicos para la interconexión de centrales eléctricas al SEN que establece el Código de Red, las centrales eléctricas tipo D no deben de exceder el 1.4% del desbalance máximo de tensión (componente de desbalance de secuencia negativa), además de considerar los requerimientos para los percentiles 95% y 99%.

El desbalance tanto de tensión como de corriente de la secuencia negativa y secuencia cero es calculado de acuerdo con las siguientes ecuaciones [28]:

Calculo para el desbalance de secuencia negativa:

$$D_2 = \left| \frac{CA+a^2*CB+a*CC}{CA+a*CB+a^2*CC} \right| * 100 \quad (29)$$

Calculo para el desbalance de secuencia cero:



$$D_0 = \left| \frac{CA+CB+CC}{CA+a*CB+a^2*CC} \right| * 100 \quad (30)$$

Donde:

CA, CB, CC= Componentes fasoriales de frecuencia fundamental de las fases A, B y C.

$D_0$ = Desbalance calculado con la relación de secuencia cero referida a la secuencia positiva.

$D_2$ = Desbalance calculado con la relación de secuencia negativa referida a la secuencia positiva

$a = -0.5 + j0.866$ ;  $a^2 = -0.5 - j0.866$

### Severidad del parpadeo:

De acuerdo con el Código de Red, la central eléctrica deberá de cumplir con los límites establecidos para la severidad de parpadeo y las consideraciones para los percentiles correspondientes.

En la Tabla 16 se muestran los límites para las magnitudes de  $P_{st}(10 \text{ min})$  y  $P_{lt}(2\text{hrs})$  para las centrales eléctricas tipo D.

**Tabla 16. Requerimientos de severidad de parpadeo que debe de cumplir la central eléctrica evaluada en este caso práctico**

Indicador	Limite
$P_{st}$	0.80
$P_{lt}$	0.60

### Variaciones rápidas en la tensión:

El Código de Red indica para el requerimiento de variaciones rápidas en la tensión, que la central eléctrica (tipo D) no deberá presentar más de 5 variaciones rápidas por día en la tensión superiores al  $|4\%|$ .

### Contenido armónico máximo:

En el caso de las centrales eléctricas tipo D, el límite para los valores máximos de THDV, no serán superiores al 3% (considerando hasta la 50va armónica), y para el caso de los interarmónicos individuales el porcentaje no será superior al 0.2%. Se menciona que la central eléctrica deberá de acatar los requerimientos para los percentiles correspondientes.

En la Tabla 17, se indican los porcentajes que deberá cumplir la central para armónicos individuales.

**Tabla 17. Requerimientos de distorsión armónica de tensión que debe de cumplir la central eléctrica evaluada en este caso práctico**

Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)	Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)
3	2.00	2	1.40
5	2.00	4	0.80
7	2.00	6	0.40
9	1.00	8	0.40
11	1.50	10	0.35
13	1.50	12	0.32
15	0.30	14	0.30
17	1.20	16	0.28
19	1.07	18	0.27
21	0.20	20	0.26
23	0.89	22	0.25
25	0.82	24	0.24
27	0.20	26	0.23
29	0.70	28	0.23
31	0.66	30	0.22
33	0.20	32	0.22
35	0.58	34	0.22
37	0.55	36	0.21
39	0.20	38	0.21
41	0.50	40	0.21
43	0.47	42	0.21
45	0.20	44	0.20
47	0.43	46	0.20
49	0.42	48	0.20
		50	0.20

**Indicaciones de DC:**

El Código de Red establece que, para el parque de generación fotovoltaica (tipo D), no le es permitido la inyección de DC.

### 5.3 Características de los componentes eléctricos de la instalación fotovoltaica

En las Tablas 18-21, se describen los componentes eléctricos que conforman al sistema eléctrico fotovoltaico, en el cual se llevara a cabo el análisis para el cumplimiento del Código de Red en Calidad de la potencia.

**Tabla 18. Parámetros eléctricos correspondientes al módulo fotovoltaico**

<b>Datos del módulo fotovoltaico</b>	
Numero de células	36
Potencia	170 kW
I (punto de máxima potencia)	6 A
Isc	6.6 A
V (punto de máxima potencia)	30 V
Tensión de circuito abierto	35.5 V
Eficiencia	99%

**Tabla 19. Parámetros eléctricos correspondientes al inversor fotovoltaico**

<b>Datos del inversor</b>	
Tensión(entrada/salida)	800 VDC/550 VAC
Corriente (entrada/salida)	300 DC/250 AC
Eficiencia	99%
Frecuencia	60 Hz
Tipo de inversor	Central

**Tabla 20. Parámetros eléctricos correspondientes al transformador principal del parque fotovoltaico**

<b>Datos del transformador</b>	
MVA	90/120/150
kV	115/34.5
Impedancia	8.5 Z%
Fases	3
Frecuencia	60 Hz
Tipo de enfriamiento	ONAN/ONAF
Tipo de conexión	Delta-Estrella

**Tabla 21. Características eléctricas correspondientes a la línea de transmisión instalada del parque fotovoltaico**

<b>Datos de la línea de transmisión</b>	
Área de la sección transversal del acero	39.03 mm <sup>2</sup>
Área de la sección transversal del aluminio	563.96 mm <sup>2</sup>
Nivel de tensión	115 kV
Tipo de conductor	ACSR
Numero de alambres de aluminio	45
Numero de alambres de acero	7
Calibre	1113
Longitud	10 km

#### **5.4 Resultados obtenidos del periodo de medición**

Se recopiló y analizó la información de Calidad de la potencia obtenida mediante la conexión de un equipo analizador de redes, instalado en el equipo de medición propio de la central eléctrica, el cual está ubicado en lado del devanado primario del transformador, es decir, en lado de alta tensión (115 kV) de la instalación.

La medición de los parámetros eléctricos se realizó del 11 al 17 de enero de 2020, utilizando un equipo de mediciones eléctricas que cumpla con los estándares de precisión; en este caso se utilizó un equipo analizador de redes marca Metrel, modelo MI 2892, clase A.

La configuración que se realizó en el equipo analizador de redes fue una conexión de 4 hilos, es decir, 3 hilos para cada fases y 1 hilo para el neutro.

En el caso particular de esta conexión, al llevarse a cabo en un equipo de medición propio de la central eléctrica, se configuró la relación de transformación de la tensión y corriente, configurando una relación de transformación de tensión de 1 V:1000 V y una relación de transformación de corriente de 5 A:2000 A.

Se configuró el equipo de medición a una tensión nominal de 66,300 V L-N, y a una frecuencia nominal de 60 Hz.

##### **5.4.1 Mediciones de los parámetros eléctricos**

Se obtuvieron las magnitudes y gráficos de los parámetros eléctricos medidos durante el periodo de medición de la planta generadora.

Las magnitudes de cada parámetro eléctrico se presentan en las siguientes tablas; en el apartado 5.6 del presente trabajo de tesis, se muestran las gráficas de los parámetros eléctricos medidos, los cuales se muestran desde la Figura 35 hasta la Figura 52.

A continuación, se enlistan los parámetros eléctricos medidos.

1. Tensión
2. Frecuencia
3. Corriente
4. Potencia real

5. Potencia reactiva
6. Potencia aparente
7. Factor de potencia
8. Distorsión armónica total de tensión (THDV)
9. Desbalance de tensión
10. Flicker de corto y largo tiempo

➤ **Tensión**

La tensión es uno de los parámetros eléctricos que es evaluado por el Código de Red, por lo que evaluar su comportamiento es necesario para determinar si la generación eléctrica se encuentra dentro de los límites establecidos para la interconexión a la red eléctrica.

En la Tabla 22, se registraron las magnitudes máximas, mínimas y promedios de la tensión entre fases durante el periodo de medición de la central eléctrica.

**Tabla 22. Magnitudes de tensiones entre fases**

<b>Parámetro</b>	<b>Fases A-B (kV)</b>	<b>Fases B-C (kV)</b>	<b>Fases C-A (kV)</b>
Tensión mínima	113.76	114.34	113.68
Tensión promedio	114.93	115.54	114.90
Tensión máxima	116.10	116.74	116.13

➤ **Frecuencia**

Se realizaron mediciones de las magnitudes máximas, mínimas y promedios de la frecuencia para determinar su comportamiento durante los tiempos de operación de la planta de generación eléctrica, los cuales se indican en la Tabla 23.

Cabe señalar que la magnitud de la frecuencia es de gran importancia debido a que la interconexión de la central eléctrica deberá de sincronizarse con la frecuencia de la red eléctrica, siendo en México una frecuencia de 60 Hz.

**Tabla 23. Magnitudes de frecuencia**

<b>Parámetro</b>	<b>Mínima (Hz)</b>	<b>Promedio (Hz)</b>	<b>Máxima (Hz)</b>
Frecuencia	59.91	60.00	60.09

➤ **Corriente**

La medición de este parámetro eléctrico es de importancia para conocer las magnitudes de las corrientes que circulan por el transformador, determinando de este modo su porcentaje de cargabilidad e incluso determinar que la ampacidad de los principales conductores eléctricos sea adecuada para soportar la energía eléctrica generada. Las magnitudes de corriente registradas durante el periodo de medición se muestran en la Tabla 24.

**Tabla 24. Magnitudes de corriente**

Parámetro	Fase A (A)	Fase B (A)	Fase C (A)
Corriente mínima	6.95	9.98	4.48
Corriente promedio	290.88	292.72	282.73
Corriente máxima	574.82	575.46	560.99

➤ **Potencia real**

Se llevo a cabo la medición de la magnitud de la potencia real, la cual es la potencia que transforma la energía eléctrica en trabajo útil. En las Tablas 25 y 26, se muestran las magnitudes de la potencia real medida en MW, tanto la medición por fases como la magnitud de la potencia real trifásica.

**Tabla 25. Magnitudes de potencia real por fase**

Parámetro	Fase A (MW)	Fase B (MW)	Fase C (MW)
P mínima	-38.05	-38.20	-37.23
P promedio	-18.87	-19.16	-18.33
P máxima	0.31	-0.13	0.56

**Tabla 26. Magnitudes de potencia real trifásica**

Parámetro	P total (MW)
P mínima	-113.48
P promedio	-56.56
P máxima	0.36

➤ **Potencia reactiva**

La potencia reactiva, a diferencia de la potencia real, es energía que no produce trabajo útil, sin embargo, es necesario conocer el comportamiento de este parámetro, debido a que la potencia reactiva es requerida para el consumo de cargas inductivas para llevar a cabo el fenómeno de la inducción electromagnética, siendo de importancia saber la magnitud de la potencia inyectada a la red.

Se realizo la medición de la potencia reactiva generada en la central eléctrica, la cual fue medida en MVAR.

En las Tablas 27 y 28, se muestran las magnitudes de la potencia reactiva tanto la medición por fases como la magnitud de la potencia reactiva trifásica.

Se puede observar durante el periodo de medición, el registro de dos eventos en los cuales la magnitud de la potencia reactiva disminuye a un valor promedio de -6 MVAR en cada fase y de -18 MVAR trifásicos, sin embargo, estos eventos se presentaron durante un corto periodo de tiempo.

**Tabla 27. Magnitudes de potencia reactiva por fase**

Parámetro	Fase A (MVAR)	Fase B (MVAR)	Fase C (MVAR)
Q mínima	-1.53	-1.26	-1.89
Q promedio	0.83	0.81	0.46
Q máxima	3.19	2.88	2.82

**Tabla 28. Magnitudes de potencia reactiva trifásica**

Parámetro	Q total (MVAR)
Q mínima	-3.57
Q promedio	1.70
Q máxima	6.97

➤ **Potencia aparente**

Se llevo a cabo la medición de la potencia aparente, medida en MVA. La potencia aparente es la sumatoria vectorial de la potencia real más la potencia reactiva y nos indica la energía total generada por la central eléctrica solar fotovoltaica. A continuación, se obtuvieron las magnitudes de las potencias aparentes por fase y la potencia aparente trifásica, mostradas en las Tablas 29 y 30.

**Tabla 29. Magnitudes de potencia aparente por fase**

Parámetro	Fase A (MVA)	Fase B (MVA)	Fase C (MVA)
S mínima	-38.07	-38.21	-37.24
S promedio	-19.16	-19.21	-18.74
S máxima	-0.26	-0.21	-0.24

**Tabla 30. Magnitudes de potencia aparente trifásica**

Parámetro	S total (MVA)
S mínima	-113.52
S promedio	-57.20
S máxima	-0.88

➤ **Factor de potencia**

De acuerdo con las mediciones realizadas, se muestra en la Tabla 31 las magnitudes mínimas y máximas del factor de potencia trifásico.

**Tabla 31. Magnitudes de factor de potencia trifásico**

Parámetro	FP total
PF mínima	-0.99
PF máxima	1.00

➤ **Distorsión armónica total de tensión**

La distorsión armónica se puede hacer presente tanto en las señales de corriente, como en las de tensión, y su presencia se debe principalmente a la operación de cargas no lineales.

Tener un alto nivel de armónicos en el sistema eléctrico, puede producir efectos negativos en la instalación eléctrica, desde el calentamiento y la mala operación en los equipos eléctricos, hasta el mal funcionamiento de las protecciones.

En el caso de las centrales eléctricas es prioritario mantener una mínima generación de armónicos debido a que su inyección en la red eléctrica puede ocasionar a los centros de carga perturbaciones en su sistema eléctrico.

El conocer la presencia de armónicos en la señal eléctrica es de importancia debido a que las magnitudes de armónicos deberán encontrarse dentro de los límites establecidos en el Código de Red; por lo cual se realizó la medición correspondiente con la finalidad de evaluar si la central eléctrica inyecta perturbaciones a la red; en caso de tener presencia de altos niveles de armónicos, se deberán tomar las medidas necesarias para mitigarlas.

Se realizaron mediciones tanto de la distorsión armónica total de tensión (THDV) como se muestra en la Tabla 32, como del espectro armónico de tensión, el cual registra la presencia de armónicas individuales en la señal eléctrica, realizando una medición hasta la 50va armónica, es decir, a una señal múltiplo de la frecuencia fundamental con una frecuencia de 3000 Hz.

Cabe señalar que las armónicas individuales de tensión de mayor magnitud son la 3ra(1.20%) y 4ta(0.87%); en el caso de los interarmónicos individuales de tensión, los que presentan una mayor magnitud son Uia2(0.151%) y Uia3(0.156%).

**Tabla 32. Magnitudes de la distorsión armónica total de tensión**

Parámetro	Fase A (%)	Fase B (%)	Fase C (%)
THDV mínima	0.33	0.30	0.45
THDV promedio	0.73	0.70	1.16
THDV máxima	1.14	1.10	1.87

➤ **Desbalance de tensión**

El desbalance de tensión es producido cuando en los sistemas trifásicos existe una diferencia entre las magnitudes de las fases o de sus ángulos.

De acuerdo con las mediciones realizadas, se obtuvieron las magnitudes de los desbalances de secuencia negativa y desbalances de secuencia cero de tensión. En la Tabla 33 se observan las magnitudes mínimas y máximas de este parámetro eléctrico.

**Tabla 33. Magnitudes de desbalance de tensión de secuencia negativa y cero**

Parámetro	Mínimo (%)	Máximo (%)
Des. V Sec. Neg. (%)	0.12	0.48
Des. V Sec. Cero (%)	0.001	0.10

➤ **Flicker**

La severidad de parpadeo o flicker son distorsiones en la forma de onda de la tensión. La magnitud del flicker se representa en dos parámetros, los cuales son expresados dependiendo del periodo de tiempo:

El flicker de tiempo largo ( $P_{lt}$ ) corresponde a un periodo de 2 horas y el flicker de tiempo corto ( $P_{st}$ ) a un periodo de 10 minutos.

En la Tabla 34 y 35, se presentan las magnitudes de flicker de tiempo corto y largo por fase obtenidos durante el periodo de medición.



**Tabla 34. Magnitudes de flicker de tiempo corto por fase**

Parámetro	Fase A	Fase B	Fase C
P <sub>st</sub> mínimo	0.03	0.03	0.01
P <sub>st</sub> máximo	0.44	0.62	0.36

**Tabla 35. Magnitudes de flicker de tiempo largo por fase**

Parámetro	Fase A	Fase B	Fase C
P <sub>lt</sub> mínimo	0.13	0.15	0.15
P <sub>lt</sub> máximo	0.27	0.32	0.27

## 5.5 Conclusiones y recomendaciones

Se realizaron mediciones en el lado primario del transformador principal de la central eléctrica solar fotovoltaica. A continuación, se presentan las conclusiones y resultados de los análisis realizados de los diferentes parámetros eléctricos.

### ➤ Tensión

Se realizaron las mediciones de la tensión entre fases obteniendo los resultados mostrados anteriormente. Del mismo modo se muestran gráfica de esta tendencia en el apartado 5.6 del presente trabajo de tesis.

El periodo de operación normal de la central eléctrica fotovoltaica presenta un rango de tensión entre 113.68 kV y 116.74 kV, es decir, que se presentaron variaciones de tensión menores al  $\pm 2\%$  referentes a la tensión nominal; el Código de Red establece que la central eléctrica deberá operar durante un tiempo ilimitado en un rango de tensión en el punto de interconexión de  $0.95 \text{ pu} \leq V \leq 1.05 \text{ pu}$ .

De acuerdo con las mediciones realizadas se concluye que, el parámetro eléctrico de tensión se encuentra dentro de los límites establecidos por el Código de Red, manteniendo una tensión promedio de 115 kV.

En el caso del requerimiento de variaciones rápidas de tensión, se puede observar en las mediciones realizadas un porcentaje máximo de 1.35%, permaneciendo por debajo del límite permitido.

### ➤ Frecuencia

De acuerdo con las mediciones mostradas anteriormente, el parámetro eléctrico de la frecuencia presenta una magnitud mínima de 59.91 Hz, y una magnitud máxima de 60.09 Hz. Concluyendo que la frecuencia se encuentra dentro de los límites establecidos por el Código de Red, el cual estipula que la frecuencia deberá encontrarse dentro un rango de  $58.8 \text{ Hz} \leq f < 61.2 \text{ Hz}$ , durante un tiempo ilimitado.

➤ **Corriente**

Se realizaron las mediciones de la corriente en cada fase del sistema, obteniendo las magnitudes y graficas correspondientes.

Se puede observar que se registró una corriente máxima de 575.46 A; magnitud registrada durante el día, debido a que la tecnología solar fotovoltaica solo genera energía eléctrica por la captación de la radiación solar, por lo tanto, se observan magnitudes nulas durante la noche.

La irradiancia que puede ser aprovechada en el día difiere dependiendo de la hora, teniendo una mayor magnitud alrededor del mediodía, considerando condiciones ideales.

Se puede observar en las mediciones realizadas que la generación de energía eléctrica comienza de las 7:30 horas hasta las 18:30 horas aproximadamente, presentando las magnitudes más elevadas entre las 11:30 horas y 13:00 horas.

➤ **Potencia real, reactiva y aparente**

Como se puede apreciar en las gráficas y tablas de los parámetros eléctricos de las potencias, la central eléctrica genera una potencia máxima de -113.48 MW.

Considerando la potencia máxima inyectada a la red, el transformador de la central eléctrica presenta una cargabilidad máxima de 75.68%, por lo cual el transformador de la central no presenta problemas de sobrecarga.

De acuerdo con el diagrama V-P-Q/P<sub>máx</sub> para centrales eléctricas asíncronas, la central eléctrica deberá de operar en un rango Q/P<sub>máx</sub> constante de  $\pm 0.33$  (3 MVAR en el caso de esta central), mientras la potencia activa opere a un valor igual o mayor de 0.5 pu.

De acuerdo con las mediciones realizadas, la potencia reactiva se encuentra a una magnitud máxima de 6.97 MVAR, la cual se encuentra fuera del rango Q/P<sub>máx</sub>.

Cabe resaltar que el CENACE podrá enviar consignas del factor de potencia, potencia reactiva o tensión. La central eléctrica solar deberá acatar las instrucciones emitidas por el CENACE.

➤ **Factor de potencia**

Se registro el parámetro del factor de potencia durante el periodo de medición de la central eléctrica, donde se puede observar que durante el tiempo en que la central eléctrica se encuentra en operación, el factor de potencia presenta una magnitud de 1.0, presentando en cortos periodos de tiempo un factor de potencia capacitivo (-0.99).

Se menciona que el Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE) enviará la consigna para el control del factor de potencia.

➤ **Distorsión armónica total de tensión**

Se realizaron mediciones de THDV (en cada fase) en el lado primario del transformador principal de la central eléctrica, registrando una magnitud máxima de 1.87%, y registrando un percentil del 95% y 99% máximo de 0.92% y 0.97%,

respectivamente. Concluyendo que las magnitudes de THDV se encuentran dentro de los límites establecidos del Código de Red (3% como porcentaje permitido).

Del mismo modo, se registraron las armónicas individuales de tensión, donde se puede observar que la armónica de mayor presencia en el sistema es la 3ra armónica con un porcentaje del 1.20%; la cual se encuentra dentro de los límites del Código de Red para armónicos individuales, permitiendo para la 3ra armónica un porcentaje máximo del 2.00%. Sin embargo, los armónicos individuales de la 4ta(0.87%) y 6ta(0.64%) armónica sobrepasan el porcentaje límite de 0.80% y 0.40%, respectivamente. Se indica que los percentiles 95% y 99% se encuentran por debajo de lo establecido en el Código de Red para cada armónico individual hasta la 50va armónica.

En el caso de los interarmónicos la magnitud máxima registrada se encuentra por debajo del límite de 0.20% del Código de Red para interarmónicos individuales de tensión, teniendo como el interarmónico de mayor presencia a Uia3(0.156%), es decir, entre las frecuencias de 180 Hz y 240 Hz.

Cabe señalar que el requerimiento de los percentiles 95% y 99% para los interarmónicos sobrepasa el límite del Código de Red, teniendo un percentil de 95% de Uia2(0.33%) y Uia6(0.26%), y un percentil de 99% de Uia2(0.37%) y Uia6(0.39%).

➤ **Desbalance de tensión de secuencia negativa y cero**

Se realizaron mediciones del desbalance de tensión de secuencia negativa y cero, observando que este parámetro se encuentra dentro de los límites establecidos del Código de Red, debido a que el desbalance de tensión de secuencia negativa máximo registrado no superaba el 0.50%.

En el caso de los percentiles de 95% y 99% del desbalance de tensión de secuencia negativa se obtuvieron magnitudes de 0.45% y 0.47%, respectivamente. Concluyendo que la central eléctrica cumple con los requerimientos del percentil.

➤ **Flicker**

Como se puede observar en las gráficas y tablas de este parámetro eléctrico, se presentan magnitudes dentro de los límites establecido del Código de Red tanto para  $P_{st}$  como para  $P_{lt}$ , registrando magnitudes máximas de  $P_{lt}$  (0.32) y  $P_{st}$  (0.62). En el caso de los percentiles se obtuvo un percentil del 95% de  $P_{lt}$  (0.32) y de  $P_{st}$  (0.31); y un percentil del 99% de  $P_{lt}$  (0.32) y de  $P_{st}$  (0.35).

Se menciona que, en caso de tener magnitudes elevadas de este parámetro, el flicker puede ser originado por arcos eléctricos, los cuales pueden estar presentes en las centrales eléctricas solares.

### 5.6 Gráficos eléctricos obtenidos durante el periodo de medición

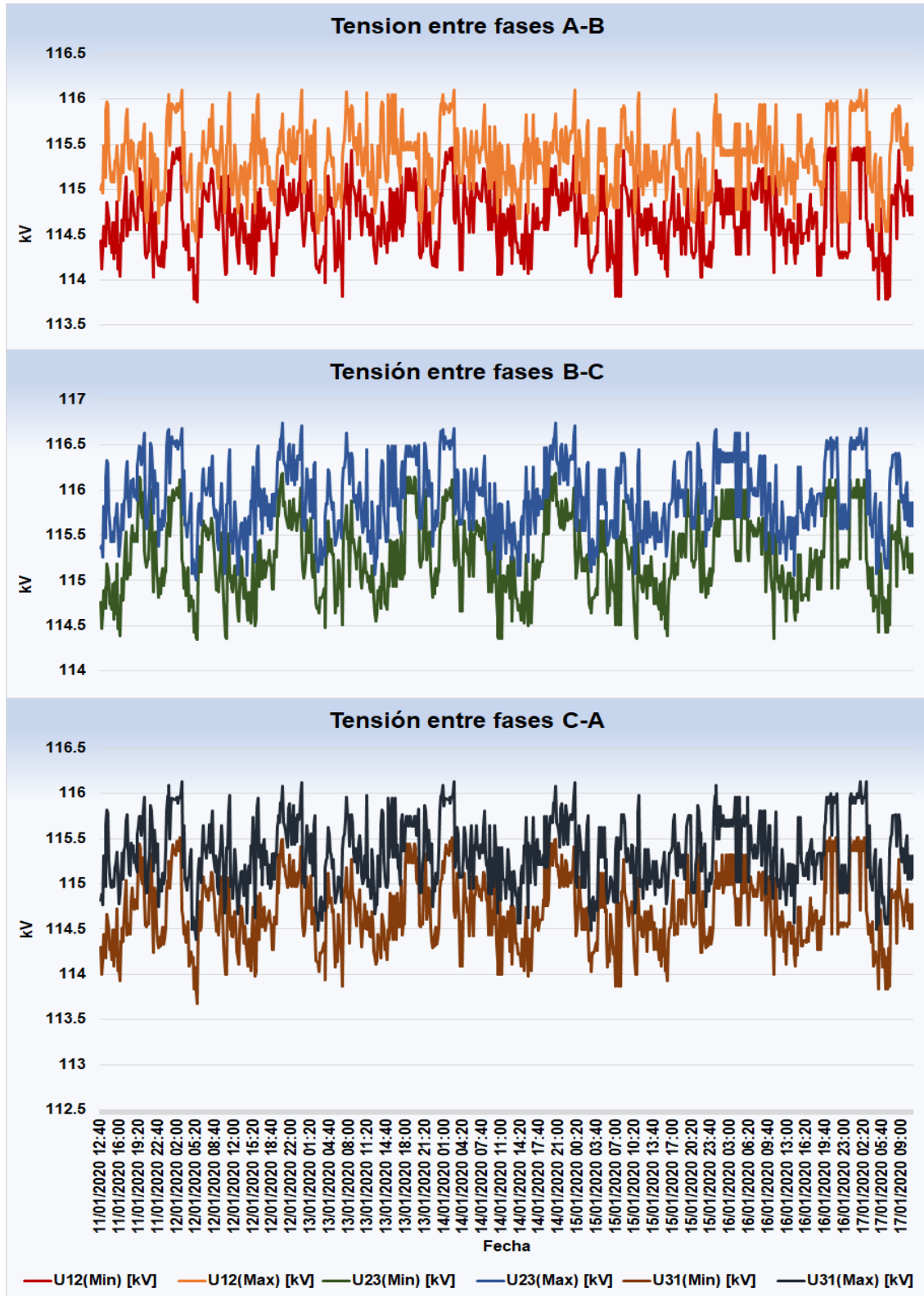


Figura 35. Perfil de tensión entre fases

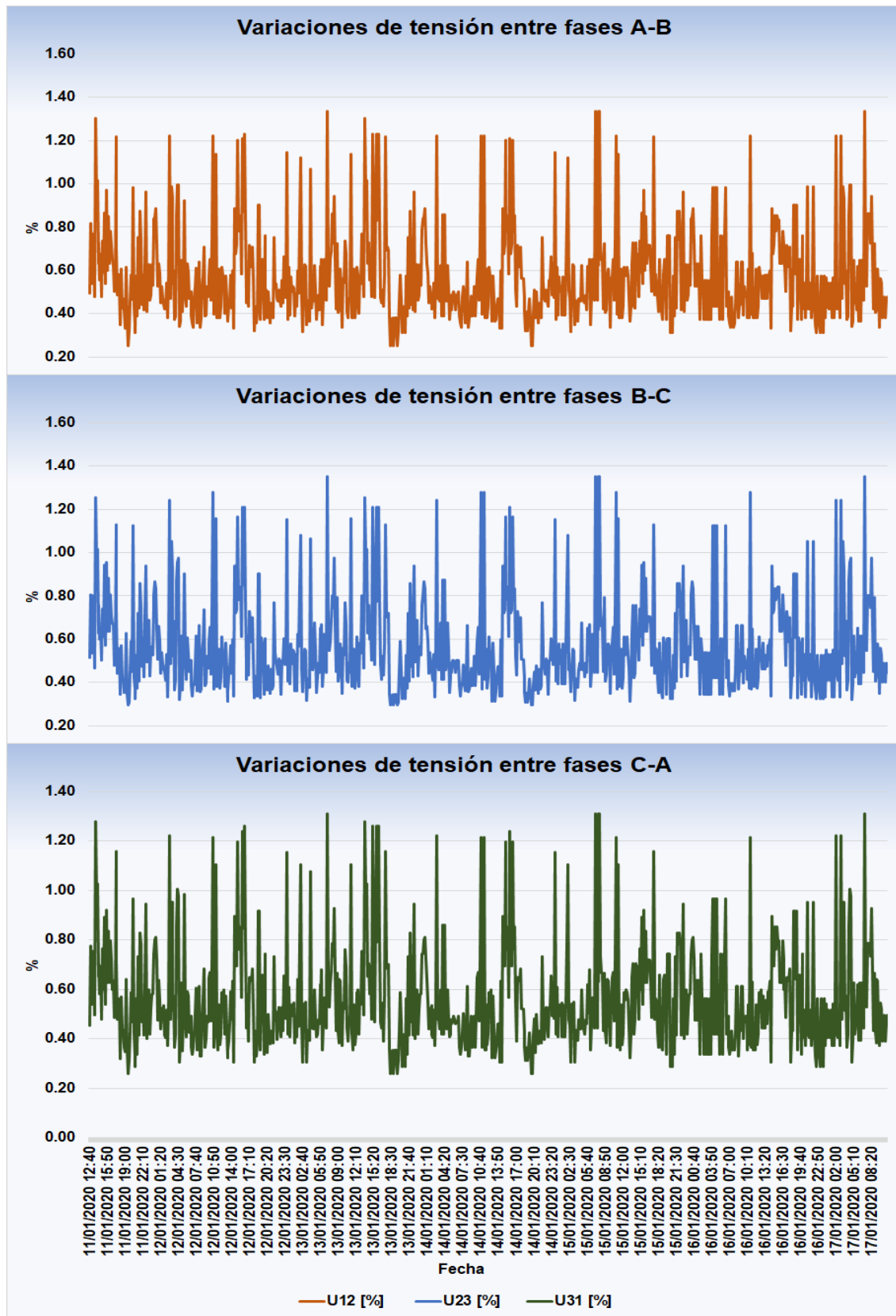


Figura 36. Perfil de variaciones de tensión entre fases

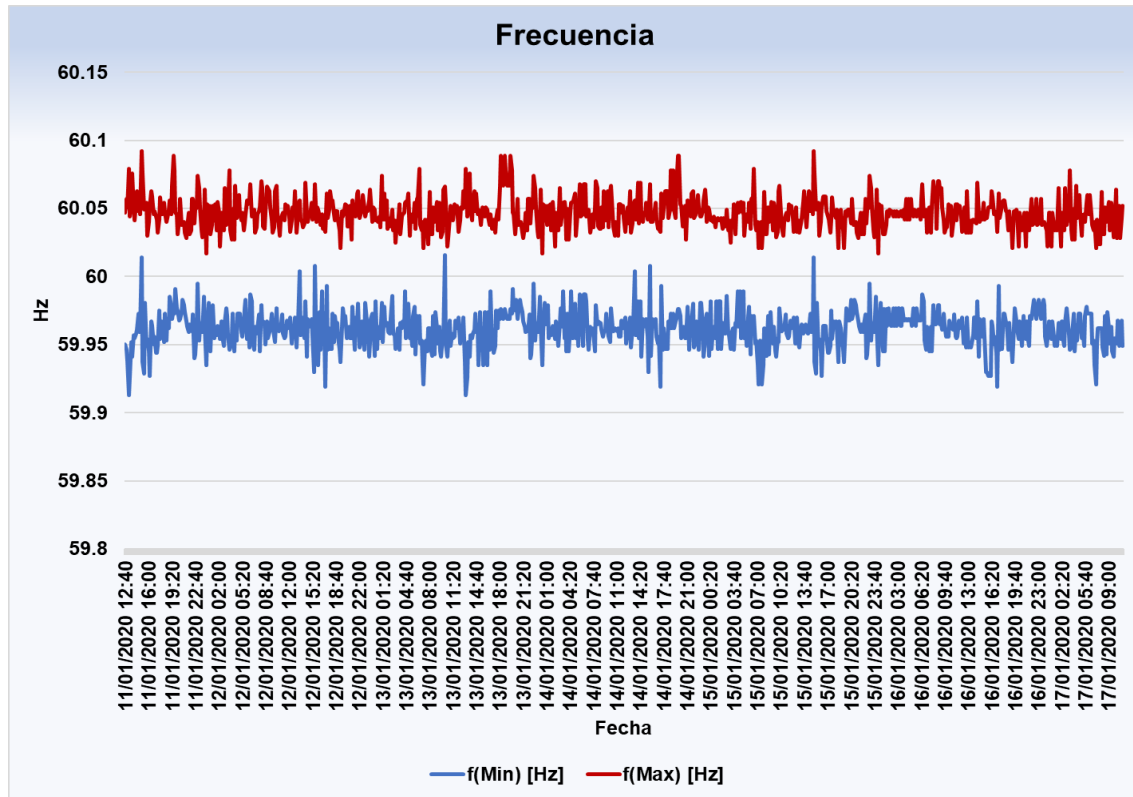


Figura 37. Perfil de frecuencia

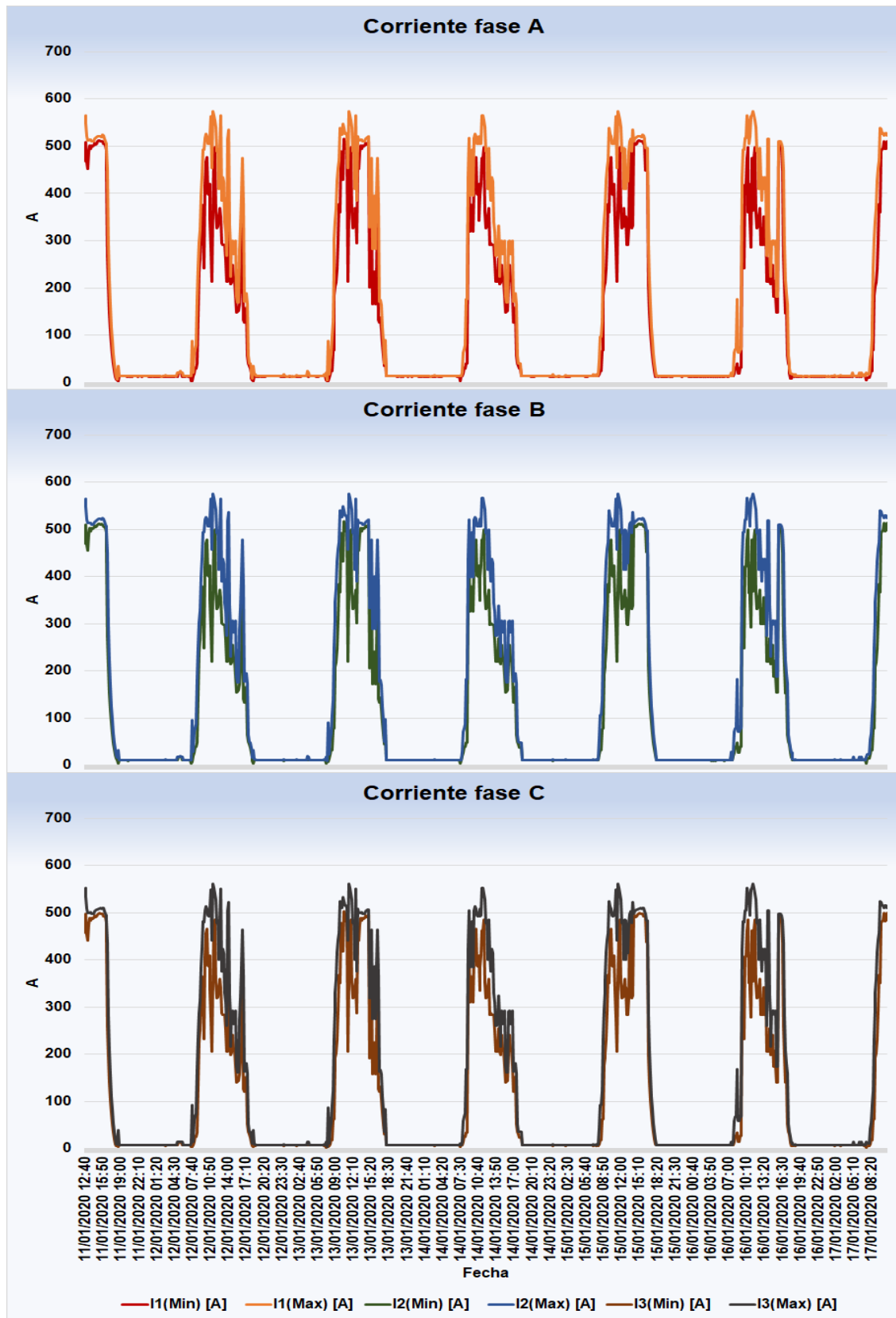


Figura 38. Perfil de corrientes

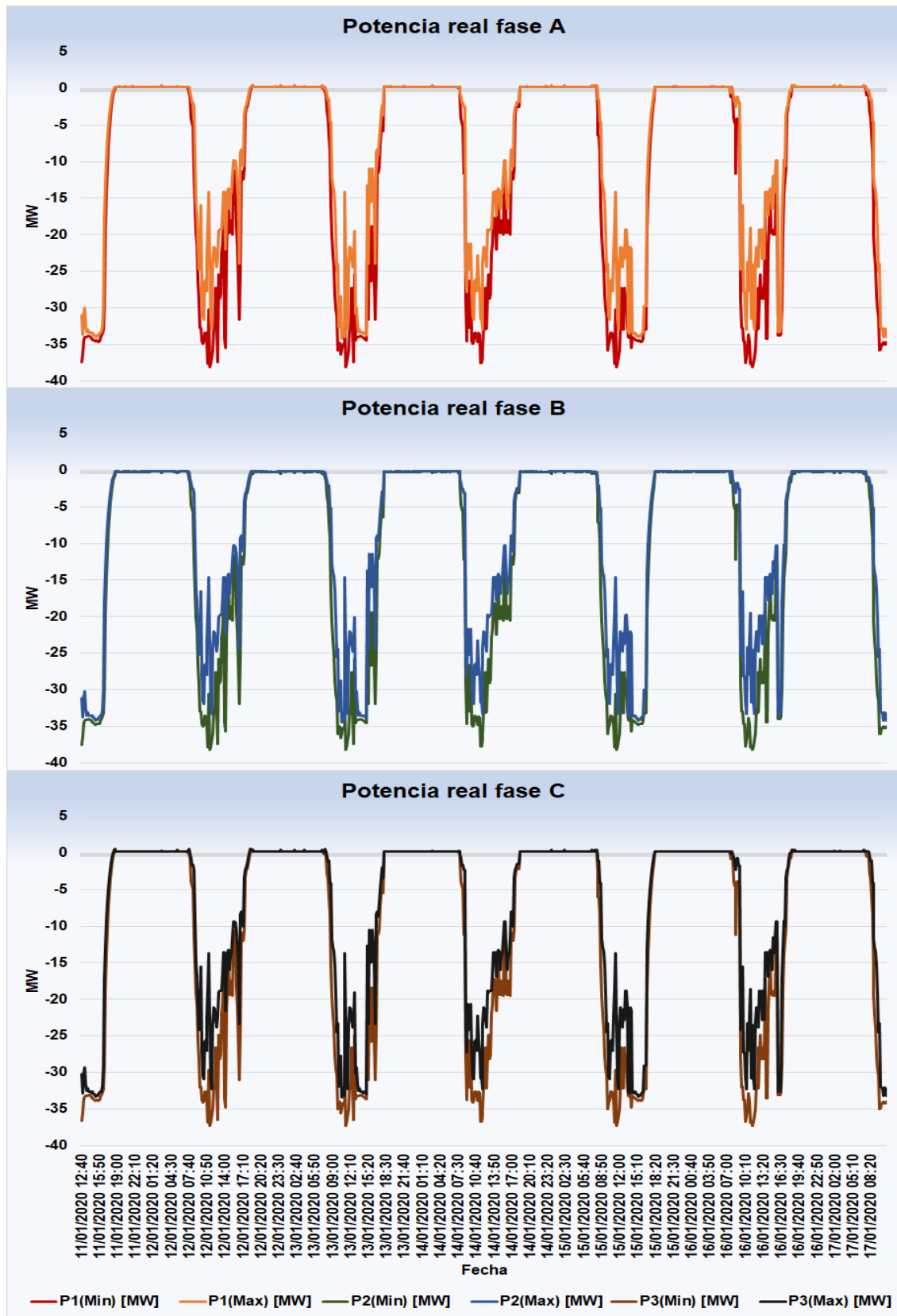


Figura 39. Perfil de potencia real por fase



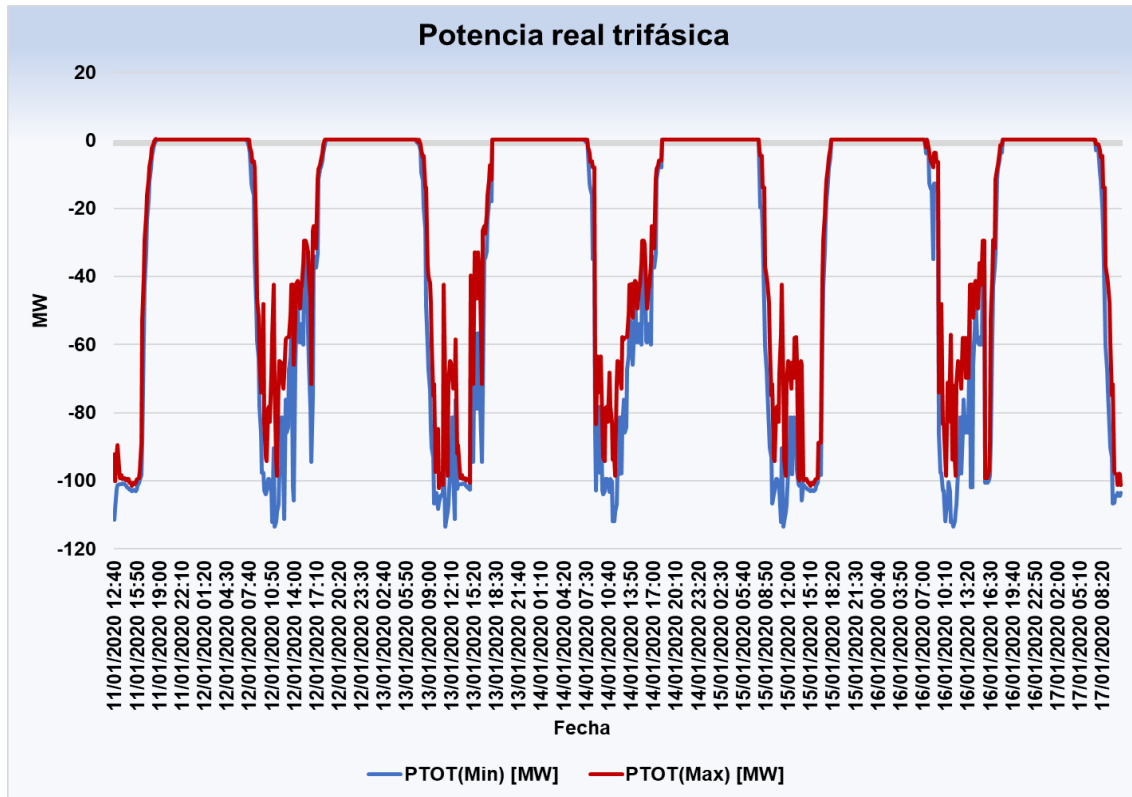


Figura 40. Perfil de potencia real trifásica

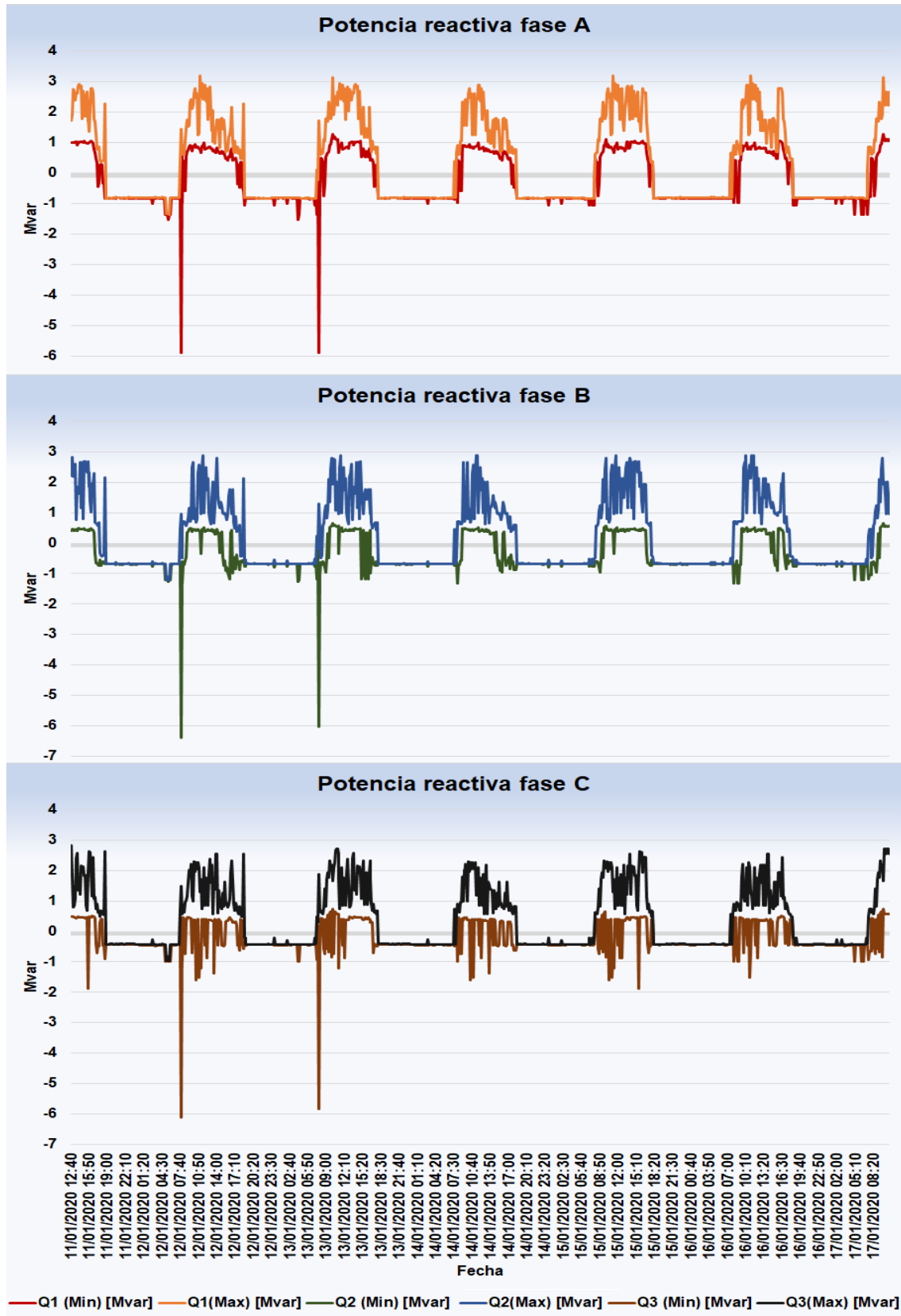


Figura 41. Perfil de potencia reactiva por fase

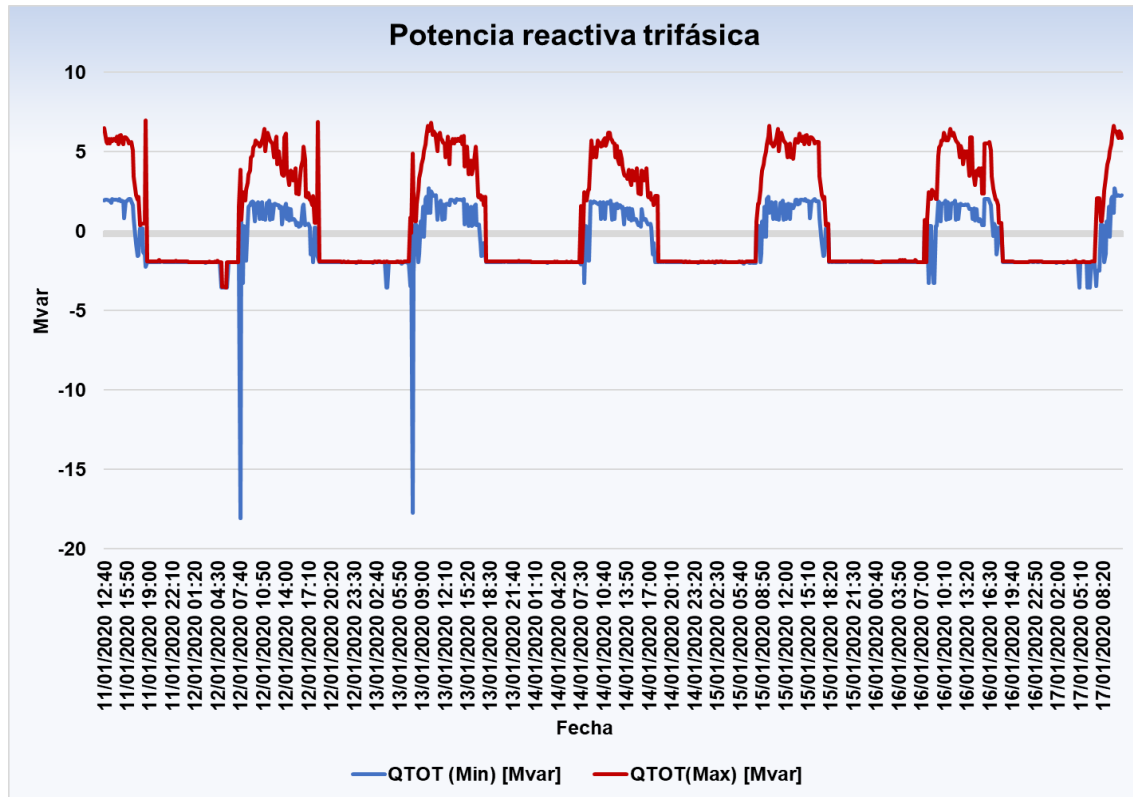


Figura 42. Perfil de potencia reactiva trifásica

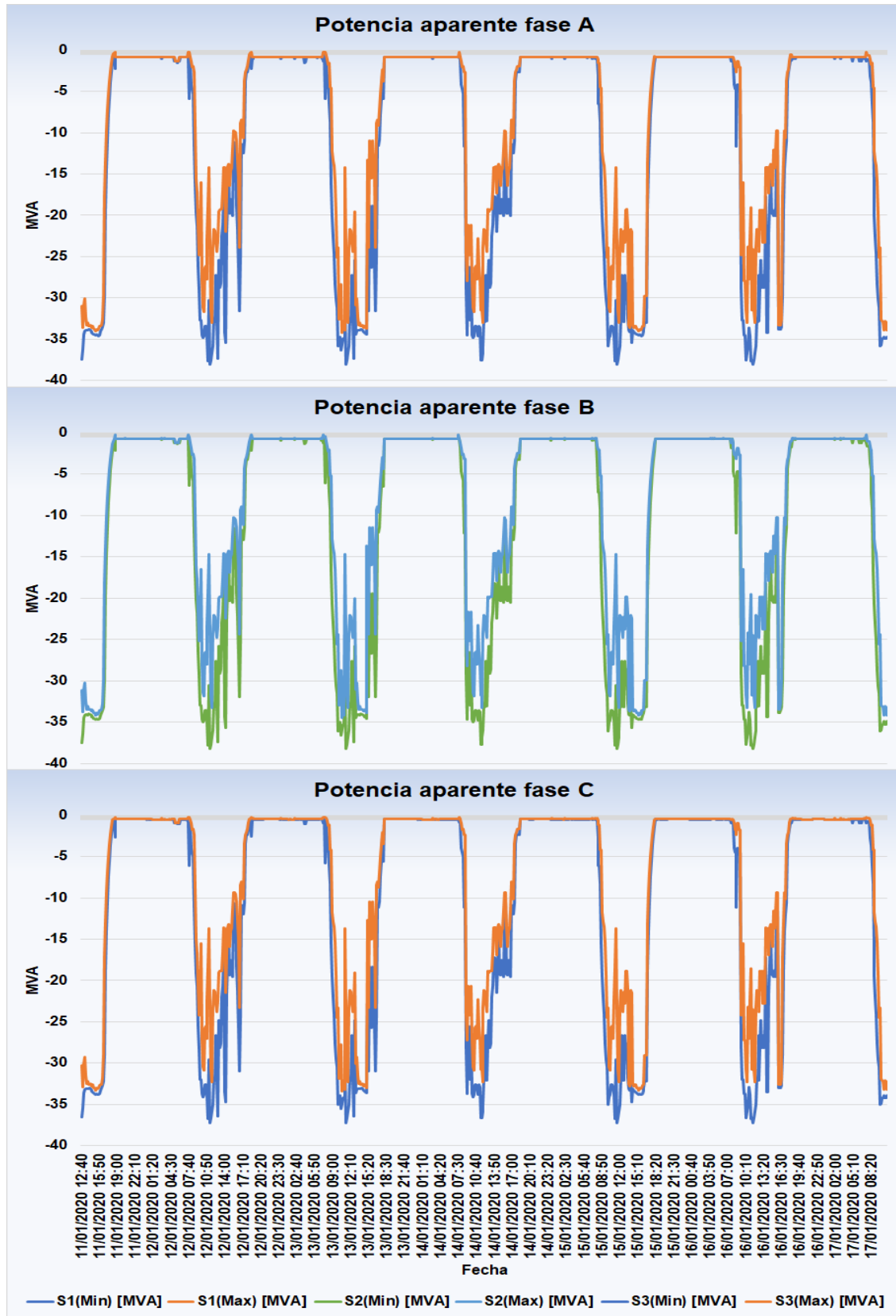


Figura 43. Perfil de potencia aparente por fase

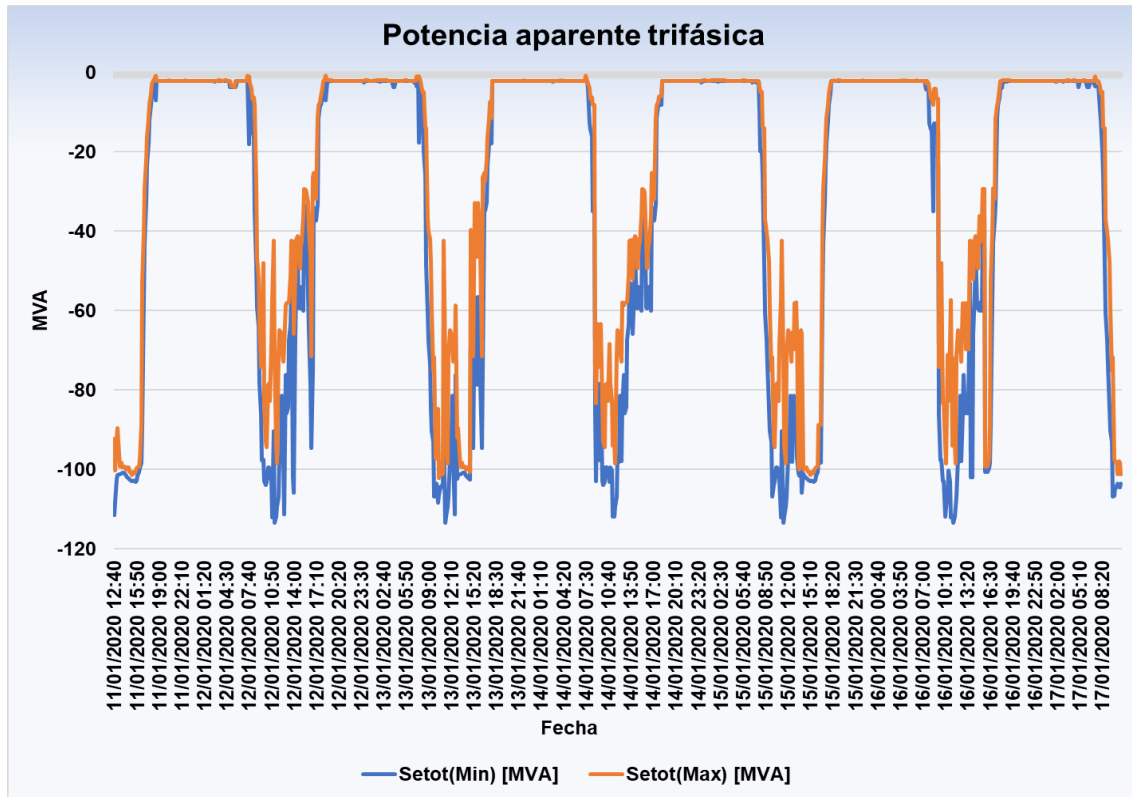


Figura 44. Perfil de potencia aparente trifásica

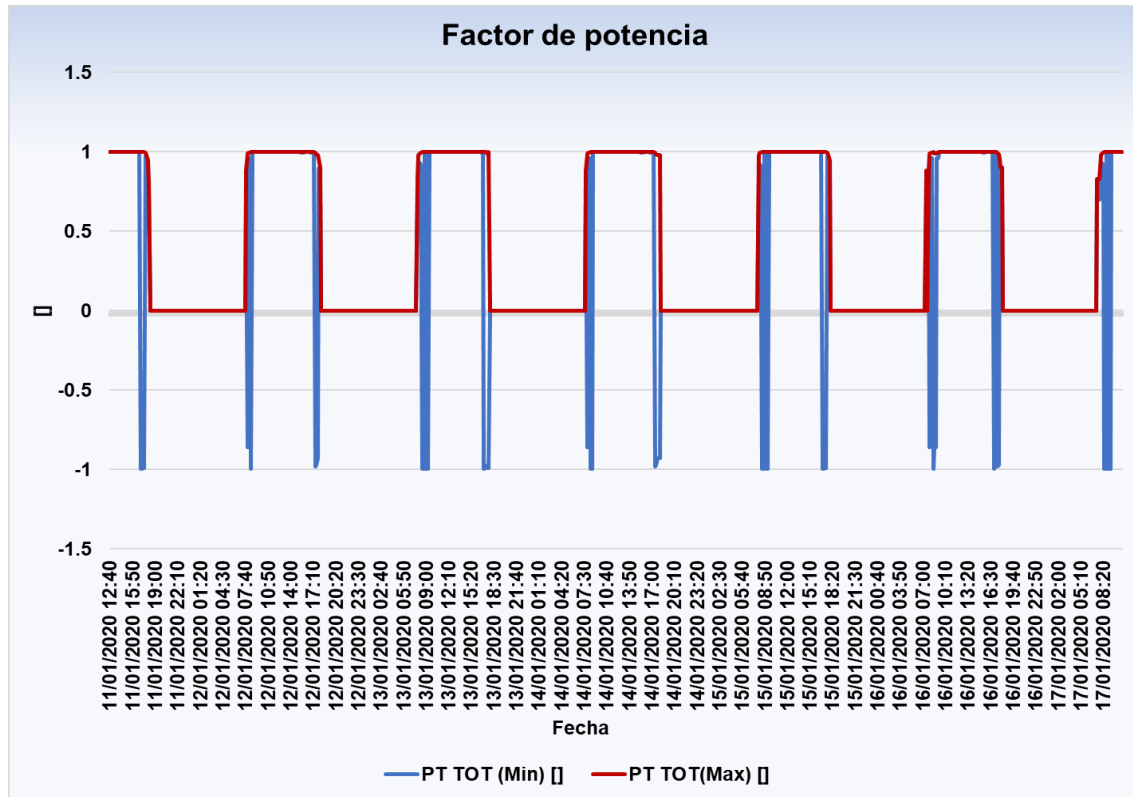


Figura 45. Perfil de factor de potencia

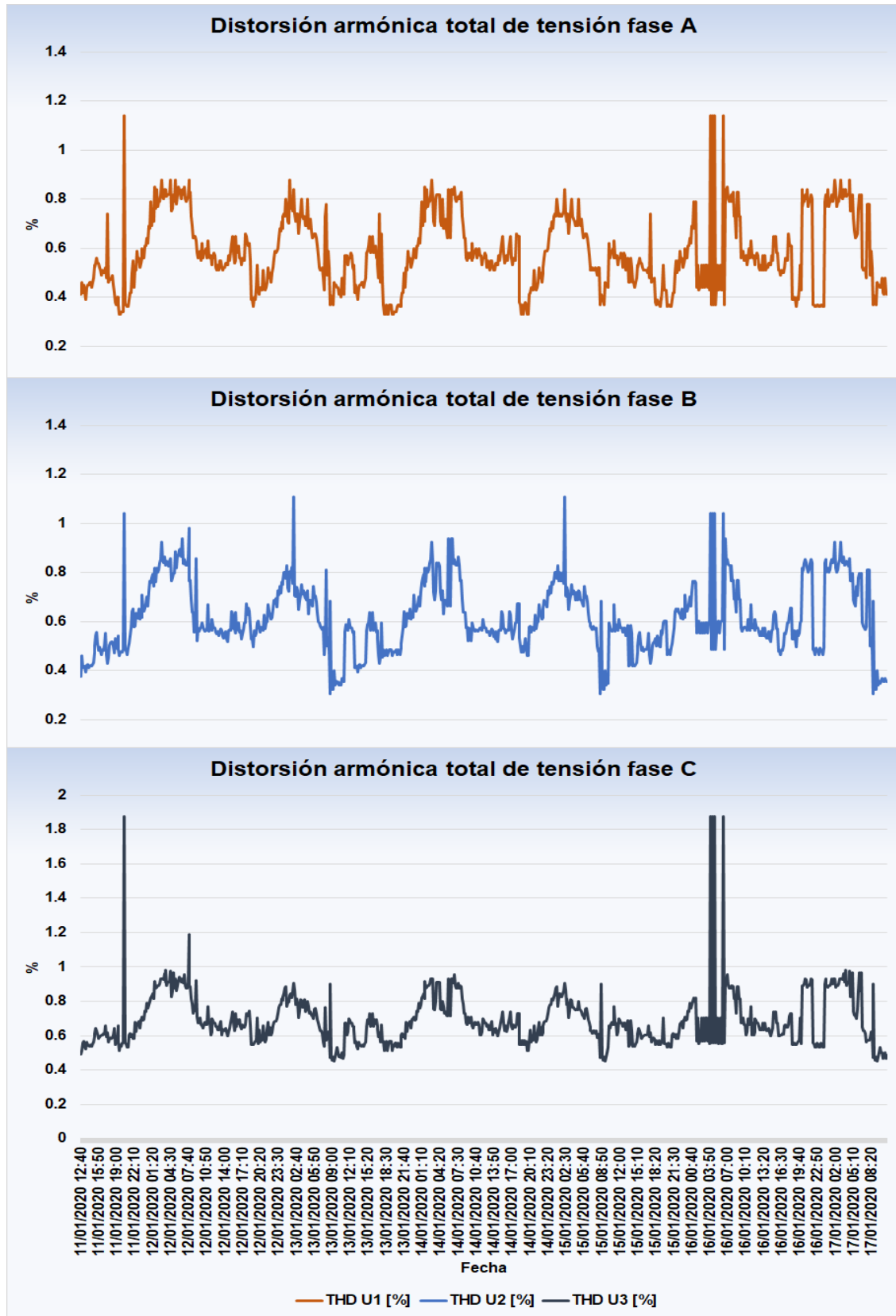


Figura 46. Perfil de distorsión armónica total de tensión por fase

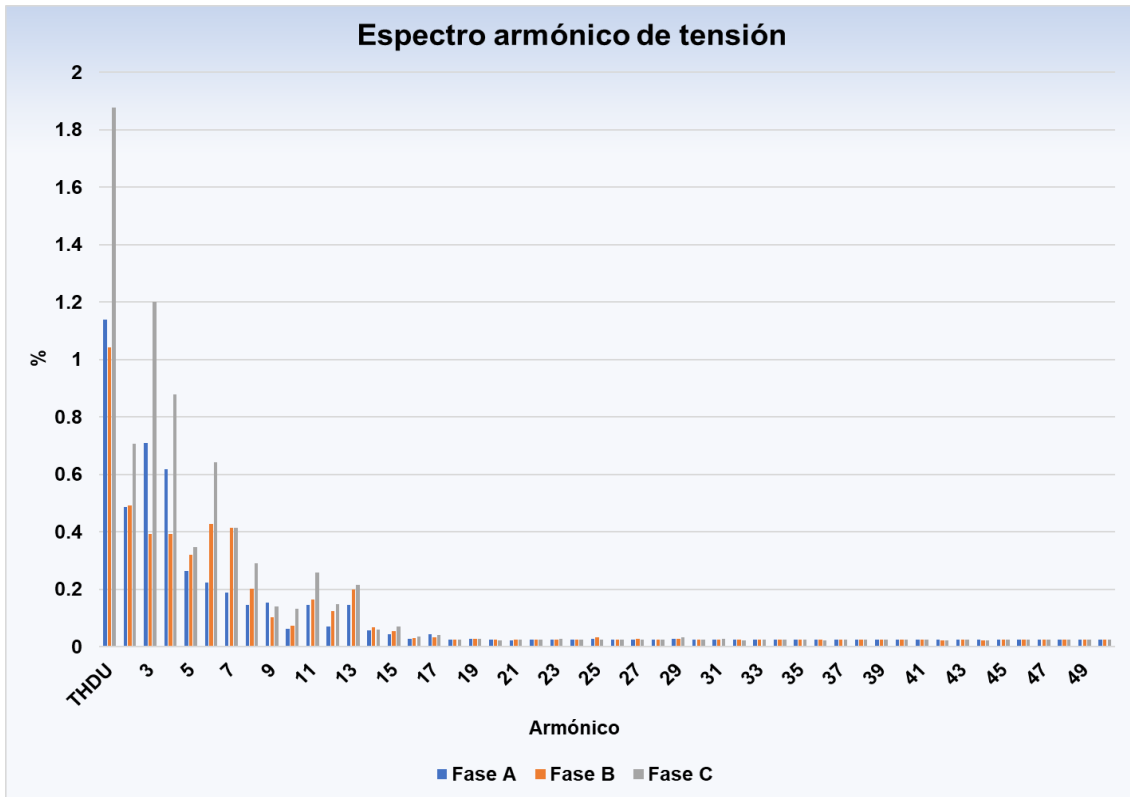


Figura 47. Perfil de espectro armónico de tensión

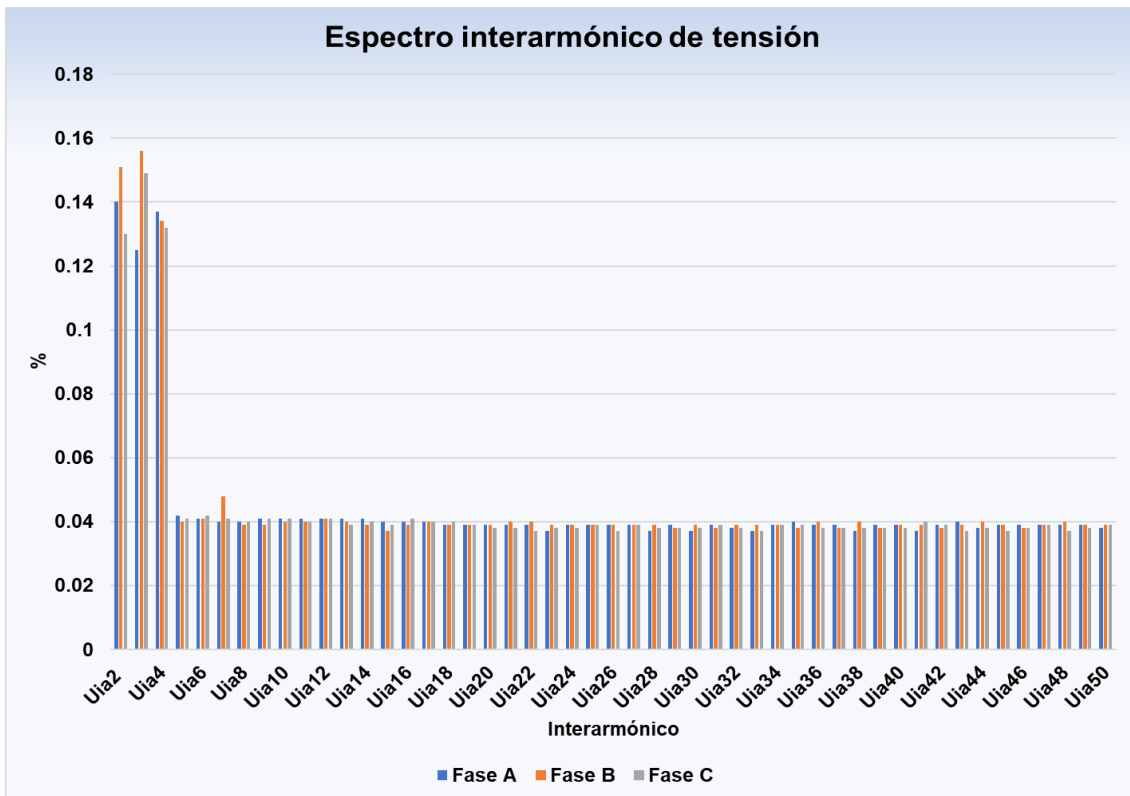


Figura 48. Perfil de espectro interarmónico de tensión



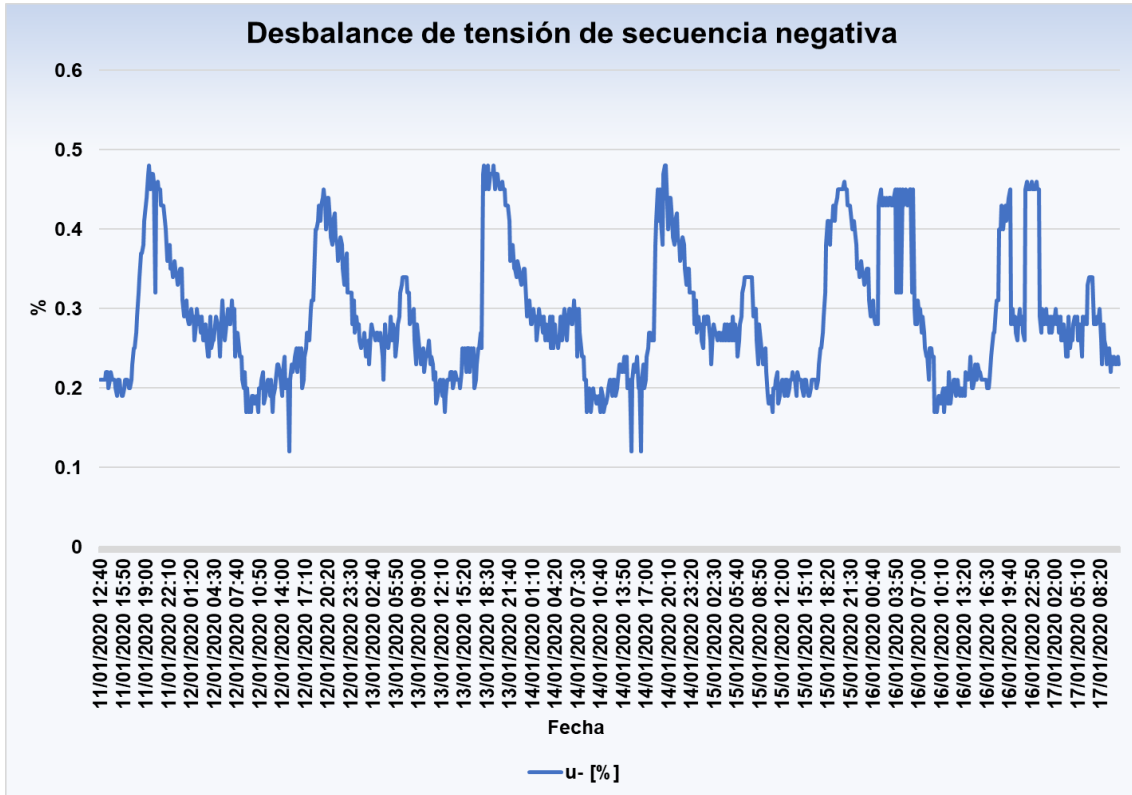


Figura 49. Perfil de desbalance de tensión de secuencia negativa

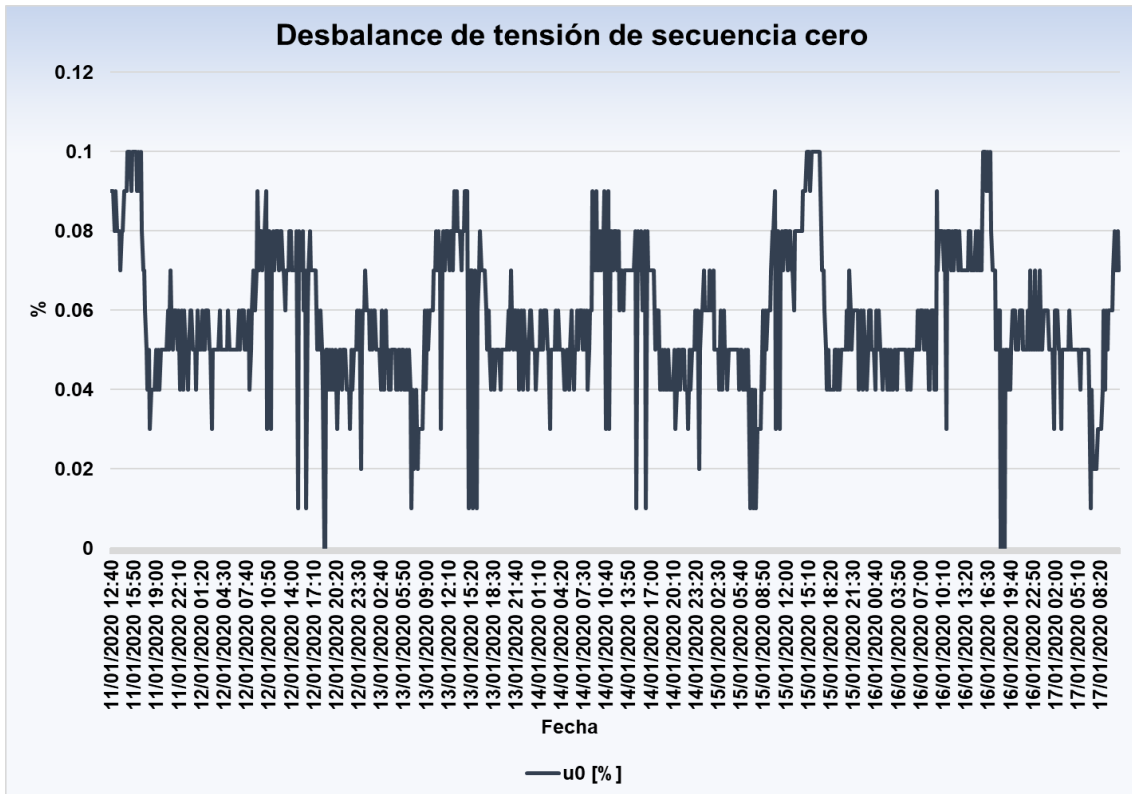


Figura 50. Perfil de desbalance de tensión de secuencia cero

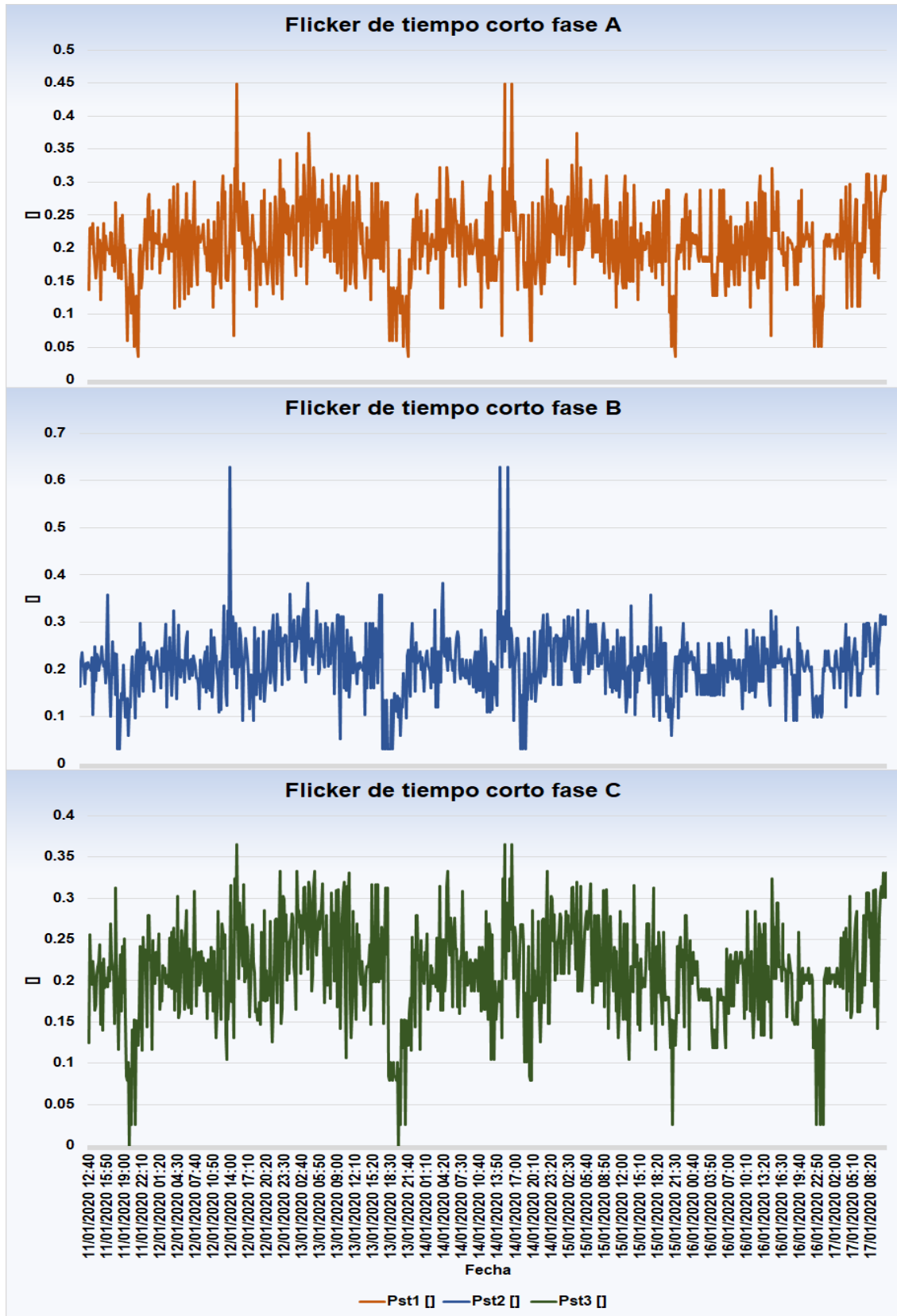


Figura 51. Perfil de flicker de tiempo corto por fase



Figura 52. Perfil de flicker de tiempo largo por fase

## **CAPÍTULO 6**

# **CONCLUSIONES Y PROPUESTAS DE TRABAJOS FUTUROS**

### **6.1 Introducción**

El crecimiento del Sistema Eléctrico Nacional, al igual que las modificaciones del sector eléctrico derivadas de la Reforma Energética de 2013, dieron origen a una nueva estructura del mercado eléctrico, más competitivo y abierto a la iniciativa de fuentes de energías renovables.

La resolución: Código de Red, es el resultado de la recopilación de recomendaciones, manuales y leyes, teniendo como objetivo brindar confiabilidad, calidad, continuidad y sustentabilidad al SEN, el cual se encuentra en constante expansión.

El Código de Red establece requerimientos técnicos para los integrantes de la industria eléctrica, incluyendo a todos los usuarios conectados en un nivel de media y alta tensión, tanto para centros de carga como de centrales eléctricas.

El cumplimiento del Código de Red será de carácter obligatorio (respaldado por la LIE), para todos los centros de carga y centrales eléctricas (nuevas y existentes); entre los requerimientos que estas entidades deberán acatar, se encuentran los lineamientos en Calidad de la potencia.

En esta tesis, se evaluó el cumplimiento del Código de Red en Calidad de la potencia aplicando el caso de una central eléctrica con tecnología solar fotovoltaica, siendo este tipo de tecnología una de las fuentes renovables de energía eléctrica que ha tenido un mayor crecimiento y desarrollo en los últimos años.

### **6.2 Conclusiones generales**

En esta tesis, se aplicaron los lineamientos de Calidad de la potencia que estipula el Manual regulatorio de requerimientos técnico para la interconexión de centrales eléctricas al SEN. Los análisis de Calidad de la potencia se basaron en las mediciones realizadas con un equipo analizador de redes clase A, instalado en el punto de interconexión de una central eléctrica solar de gran capacidad (100 MW). Los parámetros eléctricos medidos son: Tensión, frecuencia, corriente, potencias, factor de potencia, armónicos, flicker y desbalance de tensión de secuencia negativa y cero.

Posteriormente, se analizó y se describió el comportamiento de cada parámetro eléctrico con el objetivo de determinar si existe algún incumplimiento.

El estudio realizado de Calidad de la potencia permitirá a la central eléctrica comprobar ante la CRE que su operación se encuentra bajo cumplimiento del Código de Red, demostrando en el caso de tener perturbaciones en la red eléctrica, que la central generadora no es la responsable de inyectar dichas perturbaciones, evitando de este modo las sanciones correspondientes.

En caso contrario, la central eléctrica ante algún incumplimiento deberá de presentar ante la CRE un plan de trabajo detallando las actividades a realizar para su correcta operación.

Cabe resaltar que el estudio de Calidad de la potencia permite analizar el comportamiento de los parámetros eléctricos con la finalidad de aumentar la eficiencia del sistema eléctrico, identificar las perturbaciones eléctricas y llevar a cabo un plan de acción para mitigarlas.

En el caso de una central eléctrica solar, la electrónica de potencia es un factor que puede ocasionar perturbaciones en el sistema eléctrico, alterando la calidad del suministro de energía a los usuarios conectados.

Se menciona que, a pesar de la creciente tendencia de la interconexión de centrales eléctricas con energías renovables, en el caso de las centrales eléctricas solares, su generación de energía eléctrica se presenta como un proceso intermitente, por lo que se requerirá de otra fuente de energía para mantener un suministro de energía continuo a la red eléctrica.

La central eléctrica solar para llevar a cabo el cumplimiento total del Código de Red deberá de acatar los requerimientos estipulados (además del apartado en Calidad de la potencia) ante variaciones y control primario y secundario de la frecuencia, variaciones de tensión, control de tensión en condiciones dinámicas o de falla, restauración del SEN, y requerimientos generales de administración del SEN.

El cumplimiento del Código de Red tiene la finalidad de salvaguardar la integridad del SEN, al indicar a los centros de carga lineamientos para un consumo adecuado de la energía sin provocar perturbaciones al sistema, e indicaciones a las centrales eléctricas para entregar un suministro de energía con los estándares establecidos.

En conformidad con los resultados obtenidos de las mediciones eléctricas, la central de generación solar fotovoltaica cumple con los requerimientos de Calidad de la potencia que establece el Código de Red; presentando una magnitud de tensión promedio de 115 kV, manteniéndose en un rango de operación de  $0.95 \text{ pu} \leq V \leq 1.05 \text{ pu}$ , un porcentaje de THDV máximo de 1.87%, y un porcentaje máximo de 0.48% en desbalance de tensión de secuencia negativa.

Sin embargo, dos parámetros eléctricos superan los límites establecidos: Los armónicos individuales de tensión y los interarmónicos; por lo cual se deberá analizar y llevar a cabo las medidas necesarias para mitigar estos parámetros eléctricos para asegurar el cumplimiento del Código de Red.

### **6.2.1 Propuestas de trabajos futuros**

Durante la realización de este trabajo de tesis, se plantean los siguientes puntos en los cuales la central eléctrica podrá asegurar el cumplimiento de los lineamientos del Código de Red, además de mejorar la eficiencia de su sistema eléctrico.

1.-Se deberá de llevar a cabo un estudio de Calidad de la potencia, en el caso de aumentar la capacidad de generación, incluyendo la sustitución del inversor.

La electrónica de potencia que constituyen los inversores puede inyectar perturbaciones al sistema eléctrico, tales como armónicos, por lo que se recomienda considerar las características eléctricas antes de seleccionar algún inversor.

2.-Ante nuevas actualizaciones del Código de Red se deberá asegurar que se cumpla cualquier requerimiento adicional o modificado.

3.-Se deberá implementar el correcto mantenimiento a los módulos fotovoltaicos, debido a que la tecnología solar fotovoltaica al ser expuesta a la intemperie es más susceptible ante daños o degradación, afectando la eficiencia de la generación.

Además, se deberá mantener el correcto funcionamiento de las protecciones eléctricas llevando a cabo el estudio correspondiente de corto circuito y coordinación de protecciones.

---

---

## ANEXO I

### GLOSARIO

**Bases del Mercado Eléctrico:** Disposiciones administrativas de carácter general que contiene los principios del diseño y operación del MEM, incluyendo las subastas a que se refiere esta ley (LIE).

**Capacidad Instalada:** La cantidad de potencia que una Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable está diseñada para producir o dejar de consumir; también conocida como la capacidad de placa. La Capacidad Instalada se verificada por la CRE.

**Comercializador no Suministrador:** Es un Participante del Mercado. Comercializadores que no presten el Suministro Eléctrico y, por lo tanto, no requieran permiso. Los comercializadores no suministradores, deberán registrarse ante la CRE.

**Desbalance de Tensión:** Condición en un sistema trifásico en que las magnitudes de las tensiones y/o las diferencias angulares relativas no son iguales.

**Distribuidor:** Los organismo o empresas productivas del Estado o sus empresas productivas subsidiarias, que presentan el Servicio Público de Distribución de Energía.

**Energías Limpias:** Aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan.

**Energías Renovables:** Aquellas cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por el ser humano, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, y que al ser generadas no liberan emisiones contaminantes.

**Operación en Modo Isla (en generación FV):** Operación continua de una instalación de generación FV con cargas locales después que el suministro de energía de la red eléctrica ha sido interrumpido.

**Precio Marginal Local:** Precio de la energía eléctrica en un nodo determinado del Sistema Eléctrico Nacional para un periodo definido, calculado de conformidad con las Reglas del Mercado y aplicable a las transacciones de energía eléctrica realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista.

**Productos Asociados:** Productos vinculados a la operación y desarrollo de la industria eléctrica necesarios para la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, entre los que se encuentran: potencia, Servicios Conexos, Certificados de Energías Limpias,

Derechos Financieros de Transmisión, servicios de transmisión y distribución y Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, así como los otros productos y derechos de cobro que definan las Reglas del Mercado.

**Suministrador de Servicios Básicos:** Permisionario que ofrece el Suministro Básico a los Usuarios de Suministro Básico y representa en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Generadores Exentos que lo soliciten.

**Suministrador de Servicios Calificados:** Permisionario que ofrece el Suministro Calificado a los Usuarios Calificados y puede representar en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Generadores Exentos en un régimen de competencia.

**Suministrador de Último Recurso:** Permisionario que ofrece el Suministro de Último Recurso a los Usuarios Calificados y representa en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Generadores Exentos que lo requieran.

**Suministrador:** Comercializador titular de un permiso para ofrecer el Suministro Eléctrico en la modalidad de Suministrador de Servicios Básicos, Suministrador de Servicios Calificados o Suministrador de Último Recurso y que puede representar en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Generadores Exentos.

**Suministro Básico:** El Suministro Eléctrico que se provee bajo regulación tarifaria a cualquier persona que lo solicite que no sea Usuario Calificado.

**Suministro Calificado:** El Suministro Eléctrico que se provee en un régimen de competencia a los Usuarios Calificados.

**Suministro de Último Recurso:** El Suministro Eléctrico que se provee bajo precios máximos a los Usuarios Calificados, por tiempo limitado, con la finalidad de mantener la Continuidad del servicio cuando un Suministrador de Servicios Calificados deje de prestar el Suministro Eléctrico.

**Transportista:** Los organismos o empresas productivas del Estado, o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica.

**Usuario Final:** Persona física o moral que adquiere, para su propio consumo o para el consumo dentro de sus instalaciones, el Suministro Eléctrico en sus Centros de Carga, como Participante del Mercado o a través de un Suministrador.

**Usuario Calificado:** Es un Usuario Final que cuenta con el registro ante la CRE para adquirir el Suministro eléctrico como Participante del Mercado o mediante un Suministrador de Servicios Calificados.



---

---

## REFERENCIAS

- [1] Diario Oficial de la Federación (2013, 20 de diciembre). Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía (Reforma Energética). México.
- [2] Diario Oficial de la Federación (2014, 11 de agosto). Ley de la Industria Eléctrica. México.
- [3] Diario Oficial de la Federación (2015, 24 de diciembre). Ley de Transición Energética. México.
- [4] Diario Oficial de la Federación (2021, 31 de diciembre). Resolución RES/550/2021: Código de Red. México. México: CRE.
- [5] Oviedo Salazar J.L., Badii M.H., Guillen A., Lugo Serrato O. (2015). Historia y uso de energías renovables. Daena: International Journal of Good Conscience. UANL. N.L. México. ISSN 1870-557X
- [6] Huerta Mascotte E., Mata Chávez R.I., Estudillo-Ayala J.M., Sierra Hernández J.M., Guryev I., Lizárraga Morales R.A. (2016). Estudio de las características de una celda fotovoltaica para el uso eficiente de la energía solar. Acta universitaria. 26(NE-1). 30-34. doi:10.15174/au.2016.868
- [7] Secretaria de Energía (2016). Prospectiva de energías renovables 2016-2030. México. México: SENER.
- [8] Secretaria de Energía (2018). Reporte de avance de energías limpias. Primer semestre 2018. México. México: SENER.
- [9] Diario Oficial de la Federación (2019). Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. México.
- [10] Diario Oficial de la Federación (2014, 31 de octubre). Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica. México.
- [11] Diario Oficial de la Federación (2015, 8 de septiembre). Bases del mercado eléctrico. México. México: SENER.
- [12] Escobar Mejía A., Andrés Torres C., Hincapie Isaza R.A. (2010). Conexión de un sistema fotovoltaico a la red eléctrica. Universidad Tecnología de Pereira. ISSN 0122-1701.

- 
- 
- [13] Diario Oficial de la Federación (2018, 9 de febrero). Manual para la interconexión de centrales eléctricas y conexión de centros de carga. México. México: SENER.
- [14] Molina Boza O., Alepuz Menéndez S. (2009). Diseño de un parque solar fotovoltaico de 100 kW. Proyecto de inversión/impacto ambiental. Escuela Universitaria Politécnica de Mataró.
- [15] Murillo González R. (2005). Evaluación de la inserción de sistemas fotovoltaicos a la red pública de Costa Rica. Universidad de Costa Rica- Facultad de Ingeniería-Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ciudad Universitaria Rodrigo Facio.
- [16] Pereda Soto I.E. (2005). Celdas fotovoltaicas en generación distribuida. Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería. Santiago de Chile.
- [17] Morató Moreno S. (2006). Diseño de una central fotovoltaica de 100 kW. Universitat Rovira i Virgili. Escola Tècnica Superior d'Enginyeria.
- [18] Arrieta Paternina M., Olmos Villalba L.C., Izquierdo Nuñez J.L., Álvarez López R.A. (2012). Design of an solarphotovoltaic system prototype optimizing the slope angle of the solar panels. Prospect. Vol. 10. Págs. 97-107.
- [19] Herrera Salcedo R. (2013). Modelado y caracterización de paneles fotovoltaicos. Tesis para obtener el grado de maestro. Centro de investigación en materiales avanzados. S.C. Chihuahua.
- [20] Comisión Federal de Electricidad. (2008, agosto). Interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30 kW. Especificación CFE G0100-04. México.
- [21] Diario Oficial de la Federación (2012, 29 de noviembre). Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012. Instalaciones Eléctricas (utilización). México.
- [22] Alonso Abella M. (s.f). Sistemas fotovoltaicos. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT). Madrid.
- [23] Ormaechea Ballesteros C. (2012). Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos de conexión a red con potencia igual o superior a 100 kW. Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Tecnología Electrónica. Madrid.
- [24] Blas Pérez M. (2015). Metodología para analizar el impacto de los armónicos generados por las centrales eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de

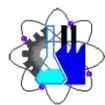
potencia. Tesis para obtener el grado de maestro. Instituto Politécnico Nacional. México.

[25] Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. IEEE. (2009, June). IEEE Recommended practice for monitoring electric power quality. IEEE Std 1159-2009. USA.

[26] Horikoshi I. (2009). Análisis de las componentes armónicas de los inversores fotovoltaicos de conexión a red. Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Tecnología Electrónica. Leganés.

[27] Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. IEEE. (2005, December). IEEE Recommended practice for powering and grounding electronic equipment. IEEE Std 1100-2005. USA.

[28] Comisión Federal de Electricidad (2005, Enero). Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica. Especificación CFE L0000-45. México.



Cuernavaca, Mor., a 26 de enero de 2022

**DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS**  
**ING. VICTOR HERNÁNDEZ OSORIO**  
**DR. MARIO LIMÓN MENDOZA**  
**DR. OUTMANE OUBRAM**  
**DR. JOSE GERARDO VERA DIMAS**  
**P R E S E N T E**

Me permito comunicarles que han sido designados integrantes del **COMITÉ REVISOR** del trabajo de: **TESIS**

**Titulado:**

**SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y SU APLICACIÓN EN EL MERCADO  
ELÉCTRICO MEXICANO PARA EL CUMPLIMIENTO DEL CÓDIGO DE RED**

Que presenta (el) o (la) **C. GUTIERREZ TAPIA EDGAR**, del programa educativo de **INGENIERÍA  
ELÉCTRICA-ELECTRÓNICA**.

**A T E N T A M E N T E**  
*Por una humanidad culta*

**DRA. VIRIDIANA AYDEÉ LEÓN HERNÁNDEZ**  
**DIRECTORA**

Se anexa firma electrónica

---

**D I C T A M E N**

**DRA. VIRIDIANA AYDEÉ LEÓN HERNÁNDEZ**  
**DIRECTORA DE LA FCQeI**  
**P R E S E N T E**

En respuesta a su amable solicitud para emitir DICTÁMEN sobre el trabajo que se menciona, me permito informarle que nuestro voto es:

VOTO	NOMBRE	FIRMA
	<b>DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS</b>	
	<b>ING. VICTOR HERNÁNDEZ OSORIO</b>	
	<b>DR. MARIO LIMÓN MENDOZA</b>	
	<b>DR. OUTMANE OUBRAM</b>	
	<b>DR. JOSE GERARDO VERA DIMAS</b>	

***El voto del comité es aprobatorio, se anexan firmas electrónicas***  
VALH/fjbg



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL  
ESTADO DE MORELOS

Se expide el presente documento firmado electrónicamente de conformidad con el ACUERDO GENERAL PARA LA CONTINUIDAD DEL FUNCIONAMIENTO DE LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS DURANTE LA EMERGENCIA SANITARIA PROVOCADA POR EL VIRUS SARS-COV2 (COVID-19) emitido el 27 de abril del 2020.

El presente documento cuenta con la firma electrónica UAEM del funcionario universitario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de su elaboración y es válido de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE ESTADO DE MORELOS emitidos el 13 de noviembre del 2019 mediante circular No. 32.

### Sello electrónico

**VIRIDIANA AYDEE LEON HERNANDEZ** | Fecha:2022-01-27 21:07:07 | Firmante

ILRu87WizjW0oyKAq151Oh3rsXPkr2JwlyhkxG3ZTr9fo4vXxv10vvPHx5n70byiEn0OIBmhWACMQ2kzNcCGpb7Jc7dnlKzJJVyhT7pi9etWUDcBnil5UJGFTXApI3TDOaFjLBShV  
MvvnMs5mxB71fBldE7XknC5cMFB334rr2/bZ0WfW9IHYi19hMRDb5u55gUeCHWvjxmFWjQS1ks0knVo74f4+0xI3jByfGXgdAeNvt2OvgwDFuWJZLZBKFI/IWhNE8rfGjpsAoZ2I2Zy  
shPEApHQ8fi3Qt4jJUV3oZ2TpE2MxTGqfxqhht3E9KE2YDw4qyCvsQmU398b2EuVA==

Puede verificar la autenticidad del documento en la siguiente dirección electrónica o  
escaneando el código QR ingresando la siguiente clave:



**n0PUDIBht**

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/gsXva0meOV8Ahn1AVIA3rmMPWmZFG4II>





UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL  
ESTADO DE MORELOS

Se expide el presente documento firmado electrónicamente de conformidad con el ACUERDO GENERAL PARA LA CONTINUIDAD DEL FUNCIONAMIENTO DE LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS DURANTE LA EMERGENCIA SANITARIA PROVOCADA POR EL VIRUS SARS-COV2 (COVID-19) emitido el 27 de abril del 2020.

El presente documento cuenta con la firma electrónica UAEM del funcionario universitario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de su elaboración y es válido de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE ESTADO DE MORELOS emitidos el 13 de noviembre del 2019 mediante circular No. 32.

### Sello electrónico

**JOSE GERARDO VERA DIMAS | Fecha:2022-01-28 11:13:41 | Firmante**

DP8oRLqFKbj1TM0KEbvZ7ep2nVCjBQGQfWkzgfYIK1r99sxxwJyVoLS1CAhcYRb5a+mo/ffXoJ6rambfx+3+P1wQv/fjFUKEPMunQDWp6qpExijlc86CcEgkKvV2k2n2ZLz8K/eJeoKKP95ZdzkWSs2kmnt3o0aheR58elGn3uoaLpyLHLt0ZhOp/dShjCi8DZqO8EZue8d8YtRPDg/8ayZ+lqLzAKB7WMHv3wupFBjuF9CWBKV8Gbog7VIGzzk+H7wXppX9K4p5PvBOJ92wc1tVhi+3H7oJsnY40cPKfZU0ZcpV0mc4uaJlilZ9TTdg32agt90gyacFZ+cU9xocLiA==

**MARIO LIMON MENDOZA | Fecha:2022-01-28 11:39:39 | Firmante**

filNnuhwS/H1OaA3lmmZYGJW/5/zycSK3zwMrl5dvWN5mqQmS2/UsJMTImyKd7NdSvf5NZ3Nm7g2MJQzFT9TA5R6cn81nCG75tkUn4c3DwD200EkS4AGBgxJSbT1Bg0ULMsMn4LRxBHxkwE4mRzh8yNGQPdg7zHyiomfrDpRLprs5QbzBD2+w4xqUcBWZ6RAuefXJQRBVewWByek6KLMWktKuivmX5utXkPfrj4iCtW749ZFd3DBDzS0cltHY11KshehO2EJLR6TOIIGmdR4mXkOgc4NDI/1ji/mSR7GZBKcJ9jv8DsYc9hy6CIY8S+rCFzhG6gugAf5+p6MA==

**LUIS CISNEROS VILLALOBOS | Fecha:2022-01-28 12:14:45 | Firmante**

UuziHymG4KbQTFMD32ZxQ80/mo40C0mBxWM34gkBVjZ4fiAQ9RIAiiUuaBMJXJGEw1B7WSievLXcvxmIXCcCnOck02Sia9+gRNs+WyuUN0/3flSegaQEYs08Tg8r0LU40lozX4nty83UcOgnBV5f3GK+wU7hDeAZhMqxJiL/Tnjj057cz2R4ikl56lUinaaBC9ttVyaWbwdqmhq2PBrT+uXByQysOGWUEIGXQ0UHUu3gydpFR7oEv6MnXaHj4dm2LQMpyNAYhd78RhRcbP0DxfIP1fbjk32ulXw0ve8N6De9D9jxUX7DQl617BO8OEYUokrEbOc/+PfvXmF8GQ==

**OUTMANE OUBRAM | Fecha:2022-01-28 19:25:48 | Firmante**

gaRqQxrQdJ21W8i6ezzGoN9FSSjmLjvmhj/iSMKCMgWszG4VgvWUEYSO/VUJAWd9JXbwy1yHHGcWxav2+/iEjzLcvhF0gdc89YUHH4/IN8Q17yxUWth5wjzYWew4WuKjE/zE2BhV3EODwAIO1FEExSvz4+4ImSerSkONUupqu5yqP5MAH0OdhOYEx2KxuaVJrPMQR7NkkircYWIRfKRXXOsi+MjMqI6Q026GNQN2c7BE5wOj9cweUaO6mUV//QKbw9DXhwaeMI1/loHAHTUINfrUlnGVLQp8+8Xkwue2lqHwcfkY1RZoaPU2ljkIZ9EVCyew6AFPDDNcRN0DuleA==

**VICTOR HERNÁNDEZ OSORIO | Fecha:2022-01-31 23:34:41 | Firmante**

Xn34/XJ8nacyZjzISzD6Lps6Sw5CXIXGzjuHrq99/bnh0JcrX+4NOApAh5FDDzvn01PPSaHhp2QW5s/CmKvGol+8QP4mBhVfmmQYys0DgTGMUrIY9+KPJ12cwMmucHGO+9l2vtw1lOnYQHB9i05v5DWwWhrCTdfY37rs77/rriqYQ9qWhNoMkopWFkkm/+lamvJsYiFuNCUMKwN+YU6nMK3IQmBBfCvc4ixr2+UbM4e+oTcPppkWxBH1uQoBbOM7Fgeidf9z7QqM+l4gJu5dz5A98uZw7E82hwVZYVU8w4wBI1yOxmX+ZXnTXS8MiqDGSdYJCFyZGIZHqnveViyoeQ==

Puede verificar la autenticidad del documento en la siguiente dirección electrónica o escaneando el código QR ingresando la siguiente clave:



pn9DCIjLs

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/NXLns2prcKtNGtv9FCcEsnUd5i3eBKlr>

