



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA - FUENTES RENOVABLES

Análisis del sistema eléctrico del IER operando como una micro red

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA EN ENERGÍA

PRESENTA:

ING. RODIBERTO PEÑA RUÍZ

DIRECTOR DE TESIS:

DR. HÉCTOR GARCÍA VIVEROS
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Sánchez Juárez Aarón

Secretario: Dr. Rodríguez Hernández Osvaldo

Vocal: Dr. García Viveros Héctor

1er. Suplente: Dr. Flores Prieto José Jassón

2do. Suplente: M. en E.S. Ortega Cruz José

Instituto de Energías Renovables, Temixco, Morelos

TUTOR DE TESIS:

Dr. García Viveros Héctor

FIRMA

Dedicatorias

Dedico este trabajo a Dios y a mi familia.

Agradecimientos

Agradezco al Dr. Aarón Sánchez Juárez y M.E.S. José Ortega Cruz por compartirme sus conocimientos y experiencias. Al técnico Ricardo Dominguez Cuevas por todo su apoyo brindado durante las mediciones.

Resumen

En los últimos años ha incrementado considerablemente la penetración de sistemas fotovoltaicos en el circuito eléctrico del Instituto de Energías Renovables (IER), llegando a representar el 14 % de la carga total instalada en el instituto. Ante esto, surge la necesidad de un análisis detallado del sistema eléctrico, el cuál nos muestre el comportamiento de la red ante la generación de energía por fuentes distribuidas, como sistemas fotovoltaicos y generadores diésel.

En esta tesis se proponen y analizan escenarios para la operación del sistema eléctrico del IER bajo el concepto de micro red con fuentes de generación distribuida por sistemas fotovoltaicos. A partir de modelado y simulación se obtienen una serie de requerimientos que permiten transformar el circuito eléctrico actual en una micro red interconectada. Dicha simulación se realiza utilizando software especializado que permite usar modelos validados de generadores de energía, cargas eléctricas y sistemas de almacenamiento; los cuales se caracterizan con mediciones realizadas experimentalmente en el instituto, obteniendo datos como voltaje, corriente, consumo de energía, factor de potencia, etc.

Índice general

Dedicatorias	III
Agradecimientos	V
Resumen	VII
Índice general	VIII
Índice de cuadros	X
Índice de figuras	XI
1. Introducción	XV
1.1 Antecedentes	1
1.2 Justificación	4
1.3 Objetivo	4
1.4 Metas	5
1.5 Metodología	5
1.6 Estructura De La Tesis	6
1.7 Flujo De Carga	6
1.8 Conceptos	11
1.9 Operación De Sistemas Eléctricos	12
2. Sistema Eléctricos	15
2.1 Demanda Eléctrica	15
2.2 Generación Eléctrica	16
2.3 Micro Red Eléctrica	20
2.4 Calidad De Potencia	21
3. Instituto De Energías Renovables	25
3.1 Sistema Eléctrico Del IER	25

ÍNDICE GENERAL IX

3.2 Análisis Del Sistema Eléctrico Ante La Integración De SFV 28

4. Resultados y Análisis **39**

4.1 Análisis General del Sistema Eléctrico 39

4.2 Análisis De Las Fuentes De Generación FV 65

Conclusiones **69**

Bibliografía **71**

Índice de cuadros

1.	Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero TSG-II.	41
2.	Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero FF.	42
3.	Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero Del Horno Solar.	44
4.	Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero TGE De Posgrado.	45
5.	Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero TGN De Posgrado.	47
6.	Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero SA.	48
7.	Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero SB.	50
8.	Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero SC.	51
9.	Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero SD.	53
10.	Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero SS112.	54
11.	Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero SS15.	56
12.	Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero QD Logic Del Edificio 3.1.	58
13.	Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero Principal TSGA.	60
14.	Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero Principal TSGB.	61
15.	Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero Principal TSGC.	63
16.	Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero Principal TSGD.	65
17.	Rendimiento Térmico De Los Sistemas Fotovoltaicos.	68

Índice de figuras

1.	Dirección de flujo de potencia en cuatro cuadrantes.	7
2.	Circuito equivalente de un generador síncrono.	17
3.	Circuito equivalente de un arreglo solar FV.	17
4.	Diagrama esquemático de un sistema de alimentación interrumpida, UPS.	19
5.	Triangulo De Potencia Para Sistemas Eléctricos Sin Distorsión Armónica.	23
6.	Triangulo De Potencia Para Sistemas Eléctricos Con Distorsión Armónica.	23
7.	Diagrama unifilar simplificado del IER.	26
8.	Analizador de calidad de energía Hioki PW3198	27
9.	Analizador de calidad de energía AEMC 3945-B	27
10.	Curva de potencia activa demanda durante una semana hábil sin sistemas FV. Del viernes 27 y lunes 30 de abril al jueves 3 de mayo.	29
11.	Curva de potencia activa demanda durante una semana hábil con sistemas FV. Del viernes 11 y lunes 14 de mayo al jueves 17 de mayo.	30
12.	Potencia activa demanda durante un fin de semana sin sistemas FV.	30
13.	Potencia activa demanda durante un fin de semana con sistemas FV.	31
14.	Curva de potencia reactiva demanda durante una semana hábil sin sistemas FV. Del viernes 27 y lunes 30 de abril al jueves 3 de mayo.	31
15.	Curva de potencia reactiva demanda durante una semana hábil con sistemas FV. Del viernes 11 y lunes 14 de mayo al jueves 17 de mayo.	32
16.	Curva de potencia reactiva demandada durante un fin de semana sin sistemas FV. Del sábado 28 al domingo 29 de abril.	32
17.	Curva de potencia reactiva demandada durante una fin semana hábil con sistemas FV. Del sábado 12 al 13 de mayo.	33
18.	Curva de factor de potencia durante una semana hábil sin sistemas FV. Del viernes 27 y lunes 30 de abril al jueves 3 de mayo.	33
19.	Curva de factor de potencia durante una semana hábil con sistemas FV. Del viernes 11 y lunes 14 de mayo al jueves 17 de mayo.	34

20.	Curva de factor de potencia durante un fin de semana sin sistemas FV. Del sábado 28 al domingo 29 de abril.	35
21.	Curva de factor de potencia durante una fin semana hábil con sistemas FV. Del sábado 12 al 13 de mayo.	35
22.	(a) Perfil de corriente RMS demandada por el sistema eléctrico del IER, cuando no operan los SFV. (b) Perfil de distorsión armónica total en la corriente cuando no operan los SFV.	36
23.	(a) Perfil de corriente RMS demandada por el sistema eléctrico del IER, cuando operan los SFV. (b) Perfil de distorsión armónica total en la corriente, cuando operan los SFV.	37
24.	Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero TSG-II.	40
25.	Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero TSG-II.	40
26.	Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero FF.	41
27.	Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero FF.	42
28.	Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero Del Horno Solar.	43
29.	Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero Del Horno Solar.	43
30.	Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero TGE-4.	44
31.	Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero TGE-4.	45
32.	Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero TGN-4.	46
33.	Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero TGN-4.	46
34.	Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero SA.	47
35.	Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero SA.	48
36.	Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero SB.	49
37.	Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero SB.	49
38.	Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero SC.	50
39.	Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero SC.	51
40.	Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero SD.	52
41.	Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero SD.	52
42.	Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero SS112.	53
43.	Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero SS112.	54
44.	Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero SS15.	55
45.	Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero SS15.	56
46.	Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero Distribuidor QD Logic.	57
47.	Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero Distribuidor QD Logic.	58
48.	Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero Principal TSGA.	59
49.	Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero Principal TSGA.	59

50.	Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero Principal TSGB.	60
51.	Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero Principal TSGB.	61
52.	Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero Principal TSGA.	62
53.	Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero Principal TSGC.	63
54.	Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero Principal TSGD.	64
55.	Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero Principal TSGD.	64
56.	Curva De Irradiancia Solar Directa Durante Las Fechas De Medición De La Generación FV.	65
57.	Curva De Temperatura Ambiente Durante Las Fechas De Medición De La Generación FV.	66
58.	Curva De Temperatura Ambiente Durante Las Fechas De Medición De La Generación FV.	68

1. Introducción

Hoy en día los efectos del cambio climático son evidentes y existen estudios que muestran el impacto de la actividad humana. En México, el 6 de junio de 2012 se publicó en el DOF (Diario Oficial de la Federación), la Ley General de Cambio Climático (LGCC), la cual en el Artículo Segundo Transitorio de la LGCC se plantea una meta inspiradora para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero al 2020 en un 30 % con respecto a la línea base. Así, como un 50 % de reducción de emisiones al 2050 en relación con las emitidas en el año 2000. Por otra parte, en el Artículo Tercero, "La Secretaría de Energía en coordinación con la Comisión Federal de Electricidad y la Comisión Reguladora de Energía, promueven que la generación eléctrica proveniente de fuentes de energía limpias alcance por lo menos 35 % para el año 2024. [1].

En este contexto cobra fuerza el concepto de micro red para la integración de sistemas renovables de generación eléctrica. Ya que de acuerdo con el Departamento de Energía de los Estados Unidos (U.S. Department of Energy, DOE), se define una micro red como un grupo de cargas y fuentes de generación distribuida, las cuales se ubican dentro de límites eléctricos y geográficos bien definidos; la micro red debe ser controlable independiente de la red principal y puede ser capaz de operar en modo interconectado o aislado de la red [2].

Un elemento clave para el desarrollo de micro redes lo constituyen los sistemas de generación, integrados bajo el esquema de generación distribuida. La generación distribuida se puede definir como pequeñas centrales generadoras (con una capacidad menor a 50 MW) ubicadas en sitios cercanos a los centros de consumo, en lugar de grandes sistemas de generación centralizada [EPRI, DOE]. Por otra parte, la generación distribuida por fuentes renovables es un enfoque relativamente nuevo en la industria eléctrica que ha permitido potenciar el desarrollo de dichos sistemas de generación.

La implementación de sistemas fotovoltaicos (SFV) contribuye a la reducción de gases de efecto invernadero, ya que disminuye la generación de energía a través de combustibles fósiles. Sin embargo, debido a la intermitencia en generación de energía, las fuentes de energías

renovables por si mismas no pueden lograr una penetración del 100 % en los sistemas eléctricos, lo cual afecta directamente la confiabilidad de los sistemas eléctricos. En México la energía fotovoltaica ha crecido de manera significativa, pasando de 17.6 MW en el 2006 a 388.6 MW en el 2016 y el ejercicio de planeación estima se adicione un total de 7,685 MW para el 2031 [3]. Una alta penetración FV en los sistemas de distribución implica como reto mantener los niveles de tensión dentro de los límites permitidos; además, la intermitencia de la energía fotovoltaica requiere de una gestión energética la cual garantice el suministro de energía a los consumidores.

En este sentido, el concepto de micro red con fuentes de generación distribuida por sistemas fotovoltaicos representa una opción viable para solucionar el problema de la intermitencia de las energías renovables, pues la micro red permite integrar diferentes fuentes de generación distribuida, de tal manera que una micro red puede contener; cargas, fuentes de energía renovable, sistemas de almacenamiento de energía y generadores síncronos, en forma distribuida, con el objetivo de respaldar el sistema fotovoltaico ante un escenario de bajo recurso solar y/ó demandas excesivas de energía. Por ello, las micro redes tienen la capacidad de incrementar la eficiencia energética y el nivel de confiabilidad de la red ante la demandada de los consumidores [4].

1.1 Antecedentes

El concepto de micro red se comenzó a investigar a finales de los 90s; a principios del 2000 el Prof. R. H. Lasseter definió el concepto de Micro Red como un grupo de cargas y pequeñas fuentes de energía operando como un solo sistema controlable, la cual puede proveer potencia y calor a un área local [5].

Dependiendo de la geografía del lugar, el concepto de micro red se divide en dos áreas de aplicación; la primera son las micro redes en áreas remotas también conocidas como micro redes autónomas las cuales permiten electrificar una región aislada de la red eléctrica principal, esta topología ofrece la ventaja de fijar y controlar los niveles de tensión y frecuencia requeridos por el sistema eléctrico. Por otra parte, la segunda aplicación conocida como "micro red conectada a la red" tiene la ventaja de operar en paralelo con la red principal, viéndola como un sistema de respaldo o almacenamiento de energía. En esta configuración la micro red debe tener control para mantener los niveles de frecuencia y voltaje durante y después de la conexión/desconexión de la red. Además, ante fallas o disturbios eléctricos, la

micro red debe ser capaz de desconectarse de la red y realizar la transición a modo autónomo o isla de tal manera que no afecte la estabilidad del resto del sistema [6].

Actualmente las micro redes están siendo implementadas en universidades, principalmente con propósitos de investigación. Ya que el concepto de micro red se encarga de hacer sinergia entre el consumo energético, las fuentes de energía renovables y los sistemas de almacenamiento de energía. A continuación se presenta un breve resumen de diferentes universidades que modernizaron su circuito eléctrico a una micro red.

- **Universidad de California, San Diego (UCSD):** Está conectada a la red San Diego Gas and Electric (SDG&E); la UCSD posee una subestación de transmisión a 69 KV y cuatro subestaciones de distribución a 12 KV. La planta central de servicios (CUP, central utility plant), administra las necesidades energéticas del campus. El campus satisface sus requerimientos de energía, con gas natural y electricidad suministrado por (SDG&E), diésel y energía solar. La UCSD, tiene aproximadamente 1.5 MW de sistemas FV (Fotovoltaico), instalados de manera distribuida.

También cuenta con una planta central de servicios (CUP, Central Utility Plant), donde se lleva a cabo el despacho de energía primaria para transformarse en servicios finales: agua caliente, agua fría o electricidad. La CUP, suministra energía a dos generadores de gas natural de 13.5 MW, un generador de vapor de 3 MW, tres enfriadores impulsados por vapor (10,000 ton de capacidad total) de aproximadamente 35.170 MW, cinco enfriadores eléctricos (7,800 ton de capacidad total) de aproximadamente 27.433 MW y un tanque de almacenamiento de energía térmica de 3.8 millones de galones [7].

- **Universidad de New York, NYU:** La NYU hizo una transición de tecnología alimentadas por petróleo a modernas instalaciones de calor y electricidad combinado con tecnología a base de gas natural. El sistema de calor y electricidad combinado (CHP, combined heat and power), tiene una capacidad de 13.4 MWy ha estado operando desde el 2011. Suministra electricidad a 22 edificios y calor a 37 a lo largo del campus. El costo de esta modernización fue \$126 millones de???

La micro red de la NYU consta de dos turbinas de gas de 5.5 MW para generar electricidad, junto con generadores de vapor de recuperación de calor y una turbina de vapor de 2.4 MW. La micro red esta conectada a la red de distribución 'Con Edison' y solamente compra la electricidad cuando el consumo supera la generación de energía eléctrica.

Los beneficios de la modernización de la planta ha traído beneficios económicos y ambientales. La NYU, ha evaluado los ahorros en los costos totales de energía entre \$5 y \$8 millones por año. También ha logrado reducir las emisiones locales de la NYU

un 68 %, conforme a los criterios de contaminantes (NO_x, SO_x, CO) de la agencia de protección ambiental (EPA). Y un 23 % en cuanto a gases de efecto invernadero.

Además, pudo operar de manera aislada durante el huracán Sandy, suministrando energía confiable a gran parte del campus NYU [8].

- **Universidad de Hangzhou Dianzi:** Localizada al extremo sur del Gran Canal de China, donde se construyó un campo demostrativo en asociación con Shimizu Corporation en 2007. Situado en el campus universitario, dicho sistema es alimentado principalmente por energía solar fotovoltaica (120 kW de potencia pico) y complementado con un pequeño generador diésel de 120 kW y celdas de combustible. El sistema fotovoltaico consiste en 728 módulos, los cuales ocupan un área de 942 m². Siendo así, la primer micro red del mundo con una tasa de penetración fotovoltaica del 50 %.

Junto con un banco de capacitores de 100 kW y una batería de almacenamiento de 50 kW, el sistema tiene como objetivo mantener un flujo constante de energía eléctrica en el punto de acoplamiento con la red. La fluctuación real durante la operación, fue disminuida a menos de 5 kW por encima o por debajo del flujo de potencia tope. La micro red de la universidad de Hangzhou Dianzi, es un gran ejemplo de una micro red estable con alta penetración de energías renovables intermitentes [9].

- **Universidad Tecnológica de Eindhoven, TUE:** Tiene objetivos ambiciosos para reducir su consumo de energía y producir hasta el 50 % de la demanda de energía mediante, fuentes de energías renovables instaladas en el campus para el 2030. En el 2010, el consumo de energía eléctrica de la universidad fue de 52 GWh y un consumo de gas natural aproximado de 79 GWh. LA TUE incremento el almacenamiento de energía de aguas termales de 20 MW a 30 MW.

Adicionalmente, se instalo en el campus un sistema solar fotovoltaico de 10.5 MWp (70,000 m²), los cuales fueron instalados de manera distribuida en los espacios disponibles en los techos de los edificios. Con lo cuál generan aproximadamente 10.1 GWh/a de energía eléctrica. Además, pequeñas contribuciones para satisfacer la demanda de energía eléctrica y térmica serán proporcionada por micro unidades CHP (capacidad instalada 105 kW), y dos prototipos de turbina eólica integrados en el techo (20 kW). La red eléctrica de distribución de la universidad es una micro red privada, interconectada con la red de distribución en media tensión municipal, a través de una subestación ubicada en el campus. Para la transición a micro red la red en media tensión fue re modelada, en esta nueva configuración la micro red consistirá de 44 buses de media tensión dispuestos en una malla de 9 anillos radiales. Estos anillos alimentaran noventa estaciones de transformadores de media tensión a baja tensión, ubicados en diferentes puntos del campus. Cada una de estas subestaciones tiene una capacidad diferente,

dependiendo del tamaño y función de cada edificio, dado a que la red esta limitado a 12 MVA [10].

1.2 Justificación

Siendo un instituto de energías renovables, el IER ha implementado diferentes estrategias para que, como comunidad universitaria nos adaptemos a las necesidades ambientales presentes hoy en día; por ejemplo, la separación de basura es un reto que se ha implementado en toda la UNAM. En pro de su filosofía, el IER ha instalado fuentes de energías renovables, las cuales han tenido un impacto positivo tanto en lo económico como en lo ambiental; sin embargo, esto ha implicado un decremento en la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico en el instituto.

Debido a que el IER cuenta con fuentes de generación distribuida (GD), cargas de uso especial que demandan grandes cantidades de energía y un circuito eléctrico de distribución en baja tensión, surge la necesidad de implementar acciones que garanticen un suministro de energía eléctrica segura y de calidad para todos los usuarios. Una alternativa natural para solventar estos retos, es el diseño e implementación de una microred en el sistema eléctrico del instituto. Otro factor que influye en la necesidad de una micro red, es la intermitencia de las fuentes renovables, en este caso el IER genera su propia energía a partir de sistemas fotovoltaicos (SFV), por lo cual estamos a expensas de la variabilidad del clima.

La propuesta de una micro red en el IER resulta de gran importancia, ya que además de mejorar la operación del sistema eléctrico, una vez implementado el campus servirá como un laboratorio de pruebas. Con una micro red en el IER, se impulsa el desarrollo de otras líneas de investigación como monitoreo en tiempo real, automatización y administración de la energía, entre otros.

1.3 Objetivo

Determinar los requerimientos mínimos para la transición de la red eléctrica del IER a una micro red inteligente y establecer las acciones a seguir para su establecimiento.

Desarrollar una propuesta para modernizar la red eléctrica del IER a una micro red con fuentes de generación distribuida por sistemas fotovoltaicos. Esta micro red debe contar con la capacidad de mantener niveles de voltajes apropiados y garantizar el correcto funciona-

miento de los equipos, además de operar de manera segura durante interrupciones de la red de distribución a la cual se conecta.

1.3.1 Objetivos Específicos

- Obtener un panorama general de las necesidades y características eléctricas del circuito del IER.
- Evaluar el estado actual de la red eléctrica del IER.
- Determinar los requerimientos de equipo operativo y de monitoreo para lograr la transición a una micro red eléctrica.

1.4 Metas

Identificar tableros principales de distribución, fuentes de generación de energía eléctrica, fuentes de almacenamiento de energía eléctrica y equipos de gran consumo dentro de la red del IER.

Diagnosticar la calidad de potencia en cada uno de los tableros principales de distribución y en el tablero general de distribución antes y después de la integración de sistemas FV.

Medir el flujo de potencia eléctrica demandada de manera general y de manera específica para cada uno de los tableros de distribución, así como la inyección de potencia de los distintos sistemas de generación distribuida y almacenamiento.

1.5 Metodología

Al no existir información actualizada y confiable respecto al sistema eléctrico del IER, se comienza realizando un levantamiento de carga, con el objetivo de recabar información necesaria para el modelado y análisis. Con la información recabada se realiza el diagrama unifilar del sistema eléctrico del instituto y la caracterización de los tableros principales a partir de analizadores de calidad de potencia.

El análisis propuesto se basa en el estudio de flujo de cargas o flujo de potencia, el cual es esencial para conocer el comportamiento de una red eléctrica. Su objetivo es determinar

el conjunto de voltajes nodales (magnitud y ángulo de fase), los cuales junto con las impedancias de la red calculan el flujo de potencia para cada bus o nodo del circuito. El estudio de flujo de carga, suele emplearse para: analizar la carga en equipos o líneas, obtener los perfiles de voltaje de los buses (tableros principales), analizar los flujos de potencia activa y reactiva, evaluar pérdidas de potencia en el sistema y determinar la configuración adecuada del equipo conectado a la red.

De igual manera, analizar el flujo y calidad de potencia de los sistemas fotovoltaicos, comparándolo con los datos de irradiancia y temperatura obtenidos del monitoreo que se lleva a cabo en la estación meteorológica del Instituto (IER esolmet-ier - UNAM, esolmet.ier.unam.mx/).

1.6 Estructura De La Tesis

Este trabajo presenta en el capítulo 1 los antecedentes de micro redes en instituciones y el marco teórico del trabajo realizado. El capítulo 2 contiene una breve explicación de los sistemas eléctricos así como fuentes de generación y cargas. El capítulo 3 presenta una descripción del trabajo realizado, como se llevo a cabo, las fechas de medición y las mediciones obtenidas. Finalmente en el capítulo 4 se realiza un análisis para cada uno de los tableros y su requerimiento para operar con un mejor factor de potencia, a demás se presentan los resultados obtenidos.

1.7 Flujo De Carga

El estudio de flujo de cargas o flujo de potencia, es esencial para conocer el comportamiento de una red eléctrica. El flujo de potencia en una red es determinada por, el voltaje en cada bus del circuito, y la impedancia de las líneas entre buses. El objetivo del flujo de potencia, es determinar el conjunto de voltajes; magnitud y angulo de fase (notación fasorial), los cuales junto con las impedancias de la red, producen el flujo de carga, para cada bus o nodo del circuito. En este tipo de análisis se asume como potencias constantes, con componentes de potencia activa y reactiva. El estudio de flujo de carga, suele emplearse para; analizar la carga en equipos o líneas, obtener los perfiles de voltaje de los buses, analizar los flujos de potencia activa y reactiva, evaluar pérdidas de potencia en el sistema y determinar la configuración adecuada del tap del transformador.

1.7.1 Dirección Del Flujo De Potencia

La dirección del flujo de potencia indica hacia donde se esta consumiendo o generando potencia, ya sea potencia activa, reactiva o ambas.

De acuerdo con la IEEE Std. 1459-2010, la potencia aparente es una cantidad compleja en la cual la potencia activa es la parte real y la potencia reactiva es la parte imaginaria.

En la figura 1 (R.H. Stevens) se muestran las direcciones de flujo de potencia interpretadas convencionalmente en la literatura, en la cual cada uno de los cuadrantes indica la dirección del flujo de potencia.

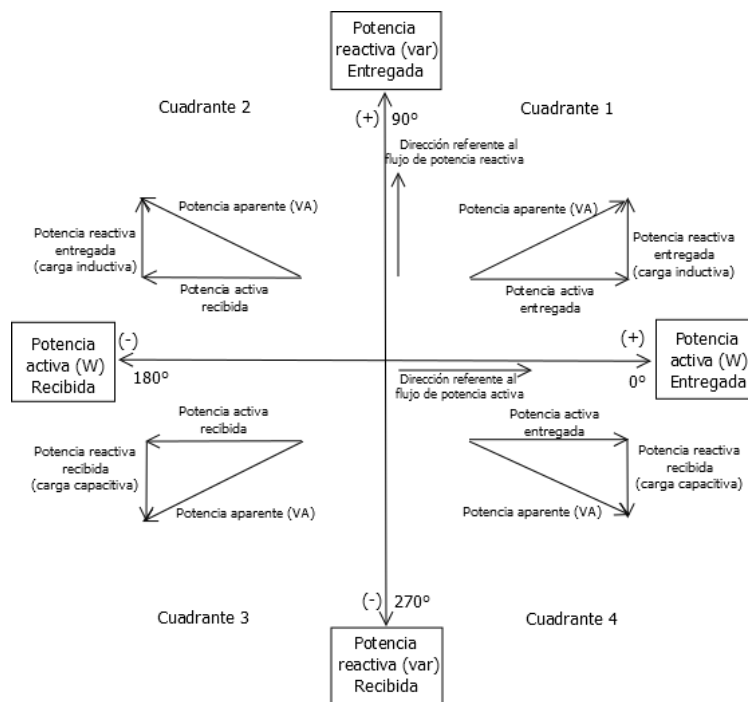


Figura 1: Dirección de flujo de potencia en cuatro cuadrantes.

Para el primer cuadrante, indica que el nodo esta entregando potencia activa y reactiva. De tal forma que, las cargas que demandan potencia reactiva son cargas inductivas, las cuales convierten la corriente en campos magnéticos, tal es el caso de los motores y transformadores.

El segundo cuadrante, indica que el nodo esta recibiendo potencia activa pero continua entregando potencia reactiva. Por lo que las cargas conectadas a ese nodo se consideran inductivas. Este caso es mas parecido a cuando hay un generador FV en un nodo de distribución, ya que el nodo recibe la potencia activa excedente generada por el SFV, mientras

que las cargas conectadas a dicho nodo continúan demandando potencia reactiva para operar.

El tercer cuadrante, indica que el nodo esta recibiendo potencia activa y reactiva. Este nodo puede representar el punto de acoplamiento de un generador síncrono, el cual genera potencia activa y reactiva.

El cuarto cuadrante, indica que el nodo esta entregando potencia activa a las cargas pero esta recibiendo potencia reactiva. La dirección de la potencia reactiva en este cuadrante, se debe a que las cargas son capacitivas. Las cargas capacitivas pueden ser bancos de capacitores y moteres síncronos.

1.7.2 Modelado Matemático Para El Flujo De Potencia

Para llevar a cabo el análisis de sistemas de potencia, la red eléctrica toma la forma de una matriz de admitancias, denominado como matriz Y_{bus} . La admitancia es el reciproco de la impedancia, la cual suele usarse en análisis nodales de una red eléctrica, en lugar de las impedancias ramales. Para una red de n-buses, la matriz de admitancias es expresada de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{2n} \\ \cdot & & & & & \cdot \\ \cdot & & & & & \cdot \\ \cdot & & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ Y_{1n} & Y_{2n} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ V_n \end{bmatrix}$$

$$[I] = [Y_{bus}] [V]$$

Cada elemento de la diagonal principal de la matriz Y_{bus} , es la suma de las admitancias conectadas a ese nodo, se conoce como admitancia del punto de conexión. Por otra parte, los elementos fuera de la diagonal principal de la matriz de admitancias, se les conoce como admitancia mutua o de transferencia, y es igual al valor negativo de la admitancia entre los dos nodos. [11]

Por otra parte, el sistema buses representan diferentes parámetros de la red eléctrica:

- **Bus de carga (bus PQ)**

En los buses de esta clasificación se especifica la potencia total inyectada ($P_i + jQ_i$) y se consideran cargas constantes como una muestra representativa de las cargas conectadas a ese bus, las cargas no son afectadas por pequeñas variaciones de voltaje. Este tipo de bus son utilizados para determinar los valores de magnitud y ángulo de voltaje.

- **Bus slack (bus Swing)**

También es conocido como bus de referencia del sistema ($V + j0$), ya que la magnitud de voltaje $|V|$ y ángulo δ (normalmente 0) son conocidos. Este tipo de bus proporciona potencia activa y reactiva adicional, para suministrar las pérdidas en líneas de transmisión. Cualquier bus generador puede considerarse en esta categoría.

- **Bus controlado por voltaje (bus PV)**

Este tipo de bus, mantiene la magnitud de voltaje $|V|$ a un valor determinado, controlando la inyección de potencia reactiva, además se especifica la potencia activa inyectada P_i .

En cualquier problema de flujo de potencia, se requiere de cuatro variables para cada bus i del sistema, por ejemplo: la potencia activa P_i , la potencia reactiva Q_i , la magnitud de voltaje V_i y el ángulo de fase del voltaje δ_i . Conociendo dos de estas cuatro variables, la solución del flujo de cargas proporciona las dos variables desconocidas de cualquier bus. La potencia compleja inyectado al bus, esta determinado por:

$$S_i = V_i I_i^* \quad (1)$$

Dónde V_i expresado de manera fasorial es:

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i \quad (2)$$

Siendo la potencia aparente igual a la suma de la potencia activa y reactiva, definida como;

$$S_i = P_i + jQ_i \quad (3)$$

Puede reescribirse la potencia compleja ecu.(1), tal que, $S_i^* = V_i^* I_i$, por consiguiente, la ecuación que describe la potencia compleja de manera explícita, esta dada por:

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1}^N Y_{ik} V_k = \sum_{k=1}^N |Y_{ik} V_i V_k| \angle (\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad (4)$$

Separando la parte real de la parte imaginaria de la ecu.(4), obtenemos:

$$P_i = \sum_{k=1}^N |Y_{ik} V_i V_k| \cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad (5)$$

$$Q_i = - \sum_{k=1}^N |Y_{ik} V_i V_k| \sin(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad (6)$$

Las ecuaciones 5 y 6, representan en forma polar, el flujo de potencia en estado estacionario (steady-state load flow equation, SLFE), la solución de estas ecuaciones proporcionan la potencia activa y reactiva suministrada en cualquier bus i .

Cada bus i tiene una ecuación P (5) y una ecuación Q(6), las cuales requieren ser resueltas para determinar los voltajes desconocidos en otros buses. Para resolver las ecuaciones, se requiere de algún método iterativo, el cual a partir de un voltaje inicial, en los buses con voltajes desconocidos, inicie una primera iteración, actualizando los datos por cada iteración hasta lograr una convergencia numérica. Así, cuando la variación ΔP y ΔQ en todos los buses de una red eléctrica, se reducen a un valor inferior al de una tolerancia establecida, entonces el ciclo iterativo finaliza, lo que implica que las ecuaciones convergen.

Existen varios métodos iterativos para resolver los cálculos de flujo de carga, por ejemplo, el método de Gauss-Seidel ($G - S$), el método de Newton-Raphson ($N - R$) y el método desacoplado rápido (Fast Decoupled Load Flow, $FDLF$). Estos son los métodos numéricos más empleados para la solución de circuitos eléctricos de potencia. En este trabajo se empleara el método de $N - R$.

Se escoge el método de *Newton - Raphson*, debido a su convergencia cuadrática. Para un sistema de n -nodos, las ecuaciones (5) y (6) que lo describen de manera numérica; representan un conjunto de ecuaciones simultaneas no lineales. A partir de valores iniciales, el método de $N - R$ comienza a iterar, entonces, para pequeñas variaciones en δ y $|V|$, una relación lineal es obtenida a partir de las siguientes ecuaciones diferenciales parciales:

$$\Delta P_i = \sum_{k=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} \Delta \delta_k + \sum_{k=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial |V_k|} \Delta |V_k| \quad (7)$$

$$\Delta Q_i = \sum_{k=1}^N \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} \Delta \delta_k + \sum_{k=1}^N \frac{\partial Q_i}{\partial |V_k|} \Delta |V_k| \quad (8)$$

Estas ecuaciones resolverán el flujo de potencia a partir de las condiciones iniciales, los resultados son validos para un instante dado. Para cada estado de la red a lo largo de un día, un flujo de carga determinara los valores de parámetros eléctricos en cada uno de los nodos.

1.8 Conceptos

En esta sección, se establecen los significados de los conceptos más relevantes mencionados en esta tesis. Para los cuales se cito más de una fuente confiable, a partir de la cual se pudiera entender un concepto amplio.

1.8.1 Micro Red, MR

- El departamento de energía (Department of Energy, DOE) define las micro redes como, "un grupo de cargas interconectadas y fuentes de energía distribuidas dentro de límites eléctricos claramente definidos que actúa como una única entidad controlable con respecto a la red. Una micro red puede conectarse y desconectarse de la red para permitir que opere conectada a la red o en modo isla" [2].
- CIGRÉ C6.22 Working Group, Microgrid Evolution Roadmap define que "las micro redes son sistemas de distribución de electricidad que contienen cargas y fuentes de energía distribuidos (como generadores distribuidos, dispositivos de almacenamiento o cargas controlables) las cuales pueden operarse de forma controlada y coordinada, ya sea mientras están conectadas a la red de alimentación principal o mientras se encuentran aisladas" [12].

1.8.2 Generación Distribuida, GD

- En vigor a la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), artículo 3 fracción XXIII reconoce como GD a la generación de energía eléctrica que cumple con las siguientes características [13]:
 - a) Se realiza por un Generador Exento en los términos de esta Ley, y

Generador Exento: Propietario o poseedor de una o varias Centrales Eléctricas que no requieren ni cuentan con permiso para generar energía eléctrica en términos de esta Ley.
 - b) Se realiza en una Central Eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las Reglas del Mercado.
- La IEEE Std 1547.4-2011, define como fuente distribuida a las "fuentes de energía eléctrica que no están conectadas directamente a un sistema de transmisión de energía

masiva. Las fuentes distribuidas incluyen tanto generadores como tecnologías de almacenamiento de energía” [14].

- Thomas Ackermann et Al, sugieren como definición que ”la generación distribuida es una fuente de energía eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en el medidor del cliente” [15].

1.8.3 Sistema Fotovoltaico, SFV

- De acuerdo con la norma oficial mexicana (NOM-001-SEDE-2012) describe un sistema fotovoltaico solar como; ”el total de componentes y subsistemas que, combinados, convierten la energía solar en energía eléctrica adecuada para la conexión a una carga de utilización”. Donde el término componentes hacen referencia a módulos fotovoltaico como unidad generadora de energía de corriente continua, inversor como acondicionador de potencia y señales eléctricas, medios y elementos de protección eléctrica. El término subsistemas se refiere a la configuración serie y paralelo de uno o varios arreglos dentro de un mismo sistema.

1.8.4 Sistema Eléctrico Nacional, SEN

- La ley de la industria eléctrica define como sistema eléctrico nacional al sistema integrado por:
 - a) La red nacional de transmisión;
 - b) Las redes generales de distribución;
 - c) Las centrales eléctricas que entregan energía eléctrica a la red nacional de transmisión o a las redes generales de distribución;
 - d) Los equipos e instalaciones del CENACE utilizados para llevar a cabo el control operativo del sistema eléctrico nacional, y
 - e) Los demás elementos que determine la Secretaría;

1.9 Operación De Sistemas Eléctricos

Los objetivos principales de la operación de sistemas eléctricos son la seguridad, confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico. La operación del sistema comprende actividades necesarias para garantizar el cumplimiento de los objetivos, así como la correcta coordinación entre el sistemas de generación y los consumidores finales.

El sistema eléctrico se divide en tres secciones; la primera es generación, normalmente la generación de energía sin importar su clasificación (renovables, limpias, convencionales, etc.) es de manera centralizada por lo cual se requiere de la segunda sección, la cual es la parte de transmisión esta se encarga de transportar la energía hasta una estación de reparto en la cual se incluye la tercera sección; la de distribución, es la que se encarga de suministrar la energía a los usuarios finales, dígase cliente industrial o residencial.

Hoy en día, debido a la integración de fuentes de energías renovables se ha logrado descentralizar la generación de energía, dando paso a la **generación distribuida (GD)**. Los **sistemas fotovoltaicos (SFV)**, son una de las principales fuentes de generación distribuida y esto se debe a que actualmente es muy práctico instalar SFV en los techos, estacionamientos, etc. Con ello, la energía eléctrica generada es consumida inmediatamente por el circuito eléctrico próximo, sin ser percibida por el sistema eléctrico nacional.

A diferencia del **sistema eléctrico nacional (SEN)**, una **micro red (MR)** puede integrar las fuentes de energías renovables con mayor confiabilidad, ya que las tendencias de consumo locales (cargas pequeñas) son más estables y pueden ser abastecidas fácilmente mediante algún sistema de almacenamiento. Además, una micro red puede incluir esquemas de desprendimiento de cargas para casos de emergencia garantizando la seguridad y operación de la red. Por otra parte, el concepto de micro red permite aumentar la eficiencia del sistema eléctrico, debido a que reduce las pérdidas por largas distancias de transporte de energía eléctrica.

1.9.1 Arquitectura De Redes De Distribución

La red de distribución es una parte importante en la operación de los sistemas eléctricos, ya que es quien se encarga de distribuir energía eléctrica a las cargas conectadas al sistema. Existen diferentes topologías de redes de distribución, las cuales presentan ventajas y desventajas; a continuación se describen las arquitecturas de redes más implementadas en sistemas eléctricos.

1.9.1.1 Red Radial

La red radial es una topología que puede alimentar cargas de manera directa, es decir el flujo de energía va del bus alimentador hacia el bus de carga. Además, si al incrementar las cargas en el circuito las caídas de voltaje se salen del rango permitido para que operen algunos equipos, esta topología permite aplicar técnicas de corrección de voltaje (compensación de potencia reactiva) fácilmente. Aunque, su sencillez implique bajos costos, esta arquitectura se ve limitada en cuanto a flexibilidad de crecimiento de no ser que se haya sobre dimensionado. Por otra parte, la confiabilidad en este tipo de red es baja, ya que si ocurre una falla

en algún punto de la red, implicaría que el resto del circuito aguas abajo estaría deshabilitado.

1.9.1.2 Red En Anillo

La red en anillo enlaza a un conjunto de cargas y regresa a la fuente. Lo cual quiere decir que todos los nodos en la red están conectados entre sí, de modo que forman una estructura de lazo cerrado, confinando un área donde alimentan transformadores de distribución o centros de carga. Existe un punto nulo, lo que implica que una red en anillo es básicamente una red radial dinámica con cambio en el punto abierto. Esto permite mayor flexibilidad de la red ante operaciones de mantenimiento o fallas en el sistema, ya que otro alimentador dentro del anillo pueden mantener operando las cargas enlazadas a este nodo, incrementando la confiabilidad en la red. Además, al ser un lazo cerrado permite recorridos mas cortos ofreciendo una mejor estabilidad en los niveles de voltaje y reducir pérdidas de energía. Por otra parte, las protecciones son mas complejas de calcular y los seccionadores requieren de automatización. Esto conlleva a tener una red más segura pero a un costo mayor comparado con la red radial.

1.9.1.3 Red En Malla

La red en malla es una topología en la que los nodos se conectan a tantos nodos como sea posible, es decir sigue la estructura radial pero incluye líneas adicionales a las líneas principales. La cual permite suministrar energía a un nodo por diversas rutas de manera eficiente, ya que al tener líneas redundantes, un nodo de carga puede alimentarse del bus alimentador más cercano, lo cual la convierte en una red muy confiable. Además, la red en malla mantiene un perfil de tensión más equilibrado en comparación con las topologías anteriores garantizando seguridad en la operación del circuito, esto gracias a los múltiples enlaces y compartimiento de cargas en buses alimentadores. Por otro lado, este tipo de red es recomendable para niveles de media y alta tensión. En efecto de sus múltiples líneas redundantes, la red en malla requiere de varios elementos de protección y automatización, lo que conlleva a incrementar los costos en cuanto a mantenimiento.

2. Sistema Eléctricos

Un sistema eléctrico es una infraestructura compleja, la cual esta formado principalmente por generadores síncronos, líneas de transmisión y distribución (Cargas). Otros dispositivos como transformadores, interruptores y banco de capacitores, complementan el sistema eléctrico para garantizar su funcionamiento y protección.

A pesar de los avances tecnológicos, los sistemas eléctricos continúan operando bajo los mismos esquemas. Debido a que los sistemas eléctricos actuales no contienen sistemas de almacenamiento cercano a los consumidores, este debe mantener un balance energético igual a cero, entre la energía generada por las centrales eléctricas y la consumida por las cargas.

2.1 Demanda Eléctrica

En esta sección, hablo acerca de la demanda de potencia eléctrica por las cargas de un sistema de distribución. De tal forma que, la potencia total requerida por las cargas eléctricas, son quienes fijan la demanda máxima posible de energía. Por lo que, la demanda energética de un sistema es la intensidad de corriente o potencia absorbida por dichas cargas durante un intervalo de tiempo.

Por otra parte, las cargas son modeladas como cargas estáticas mediante la relación que existe entre el nodo de voltaje o frecuencia y la potencia absorbida. Ya que para un instante de tiempo una carga demandará una cantidad específica. Así, las ecuaciones 9 y 10, describen el consumo de potencia activa y reactiva respectivamente, tomando en cuenta variaciones de frecuencia y voltaje.

$$P_L = P_{L0} \left[a_P \left(\frac{V_L}{V_{L0}} \right)^2 + b_P \left(\frac{V_L}{V_{L0}} \right) + c_P \right] \quad (9)$$

$$Q_L = Q_{L0} \left[a_Q \left(\frac{V_L}{V_{L0}} \right)^2 + b_Q \left(\frac{V_L}{V_{L0}} \right) + c_Q \right] \quad (10)$$

En un sistema eléctrico a nivel distribución operan diferentes tipos de cargas. Las cargas eléctricas se dividen en dos categorías, cargas lineales y cargas no lineales.

Las cargas lineales son aquellos equipos los cuales al recibir una onda senoidal de tensión a través de una resistencia constante, resulta en una corriente con forma de onda senoidal pura. Se dice que una carga lineal no distorsiona la forma de onda de la corriente.

Por otra parte, las cargas no lineales son aquellos dispositivos que producen un cambio en la forma de onda de corriente y/o tensión. La forma de onda se distorsiona, debido a que la impedancia no es constante y al cambiar la impedancia con la tensión aplicada se genera una onda de corriente distorsionada, aun cuando la forma de onda de la tensión sea senoidal.

Las cargas que integran circuitos electrónicos son los principales causantes de introducir distorsión al sistema eléctrico, ya que estas modifican la forma de onda de la señal eléctrica, estas cargas pueden ser desde simples lamparas con balastro hasta maquinas de soldadura de arco.

2.2 Generación Eléctrica

En esta sección se habla acerca de los diferentes tipos de generación de potencia eléctrica existente en el IER, así como el sistema de almacenamiento de energía de mayor capacidad instalado en el circuito del IER.

2.2.1 Generación Diésel:

Un generador diésel, es un motor diésel acoplado a un generador síncrono usualmente llamado alternador, el cual se utiliza para generar energía eléctrica. Se emplea como generador de emergencia, debido a su rápida respuesta en el orden de los segundos, lo cual permite suministrar energía a las cargas ante un corte del servicio eléctrico.

El generador síncrono puede suministrar potencia reactiva cuando se sobre excita pero absorbe cuando se subexcita. Por ello, normalmente son equipados con reguladores de voltaje automatizado para mantener operando como una fuente de voltaje.

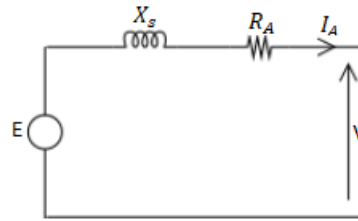


Figura 2: Circuito equivalente de un generador síncrono.

Las siguientes ecuaciones describen la potencia entregada por un generador síncrono.

$$P = \frac{3VE}{X_S} \sin \delta \quad (11)$$

$$Q = \frac{3VE}{X_S} \cos \delta - \frac{3V^2}{X_S} \quad (12)$$

Donde P y Q son la potencia activa y reactiva respectivamente; la tensión de corto circuito es representada por la letra E. Mientras que la tensión en las terminales es representada por la letra V.

2.3.2 Generación Fotovoltaica FV:

Para comenzar a hablar acerca de la generación FV, se introduce el modelo matemático de un arreglo FV. En la figura 3 se muestra el circuito equivalente de un arreglo FV.

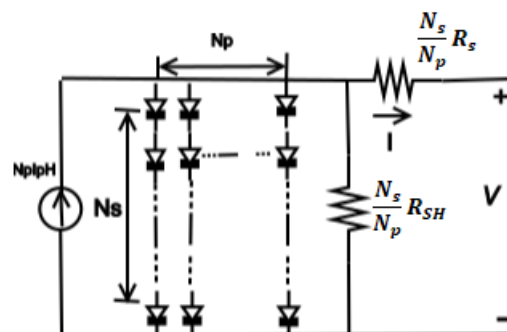


Figura 3: Circuito equivalente de un arreglo solar FV.

Dicho circuito es modelado como fuente de corriente, esto se debe a que un arreglo solar FV la corriente es directamente proporcional a la irradiancia, mientras que la tensión es un

un logaritmo de esta. Es decir que a bajas irradiancias un arreglo solar puede estar dando la tensión nominal. Por otra parte, la ecuación 13 describe la corriente de salida de un arreglo FV, la cual esta en función de la cantidad de módulos en serie N_S y en paralelo N_P .

$$I = N_p \cdot I_{ph} - N_p \cdot I_0 \cdot \left[\exp \left(\frac{\frac{V}{N_S} + I \cdot \frac{R_S}{N_P}}{n \cdot V_t} \right) - 1 \right] - I_{sh} \quad (13)$$

Donde I_{ph} es la corriente foto generada, la I_0 es la corriente de saturación, V es el voltaje a circuito abierto, R_S es la resistencia en serie, n es el factor de idealidad, V_t es el voltaje térmico del diodo y I_{sh} es la corriente a través de la resistencia shunt.

Así entonces, un sistema fotovoltaico es integrado por conductores eléctricos, medios de des conexión, dispositivos de protección, acondicionador de potencia (inversor) y arreglo FV. El arreglo FV, esta conformado por módulos FV, los cuales son conectados en serie (N_S) para alcanzar la tensión nominal de acoplamiento con el inversor, formando una cadena FV. A su vez, dos o mas cadenas FV pueden ser conectadas en paralelo (N_P) para aumentar la corriente y aproximarse a la corriente máxima en CD del inversor.

El inversor requiere de características eléctricas bien definidas por diseño, el consumo de energía por la electrónica de potencia y la eficiencia de conversión (η_{inv}) de corriente continua a alterna se expresa mediante el rendimiento del inversor (R_{inv}). Además, el cableado es calculado para garantizar un rendimiento (R_w) superior al 97%. Basado en lo anterior, la potencia generada por el SFV en función del tiempo estará definida por:

$$P_{SFV}(t) = N_{MFV} \cdot P_{nom_{MFV}} \cdot R_{inv} \cdot R_w \cdot RT_{MFV}(t) \quad (14)$$

Donde N_{MFV} es la cantidad de módulos FV del sistema, $P_{nom_{MFV}}$ es la potencia activa nominal del MFV y RT_{MFV} es el rendimiento de los MFV, el cual varia con respecto a las condiciones meteorológicas y por lo tanto en función del tiempo.

$$RT_{MFV} = 1 + \frac{cP \cdot \left[T_{amb} + \left(\frac{T_{NOCT} - 20^\circ C}{800 \frac{W}{m^2}} \cdot Irr \right) - 25^\circ C \right]}{100} \quad (15)$$

De la ecuación 15, tenemos como variables la temperatura ambiente (T_{amb}) y la irradiancia global incidente (Irr). Por otra parte, cP representa el coeficiente de potencia del MFV y T_{NOCT} es la temperatura de operación de la celda, ambos son constantes y se determinan

mediante experimentación.

2.2.3 Almacenamiento De Energía:

En un sistema eléctrico el almacenamiento de energía eléctrica puede llevarse a cabo mediante diferentes equipo. El más común es el uso de suministro de potencia interrumpida, por sus siglas en ingles UPS. El esquema mostrado en la figura 4, muestra los componentes de un UPS, el cual es alimentado principalmente por la línea en corriente alterna, la cual es rectificadora a directa para almacenar la energía en un banco de baterías, el flujo de potencia en el UPS sale a través de un inversor el cual convierte las señal eléctrica en corriente continua a alterna para finalmente alimentar a un conjunto de cargas. Todo el proceso es controlado por un interruptor estático.

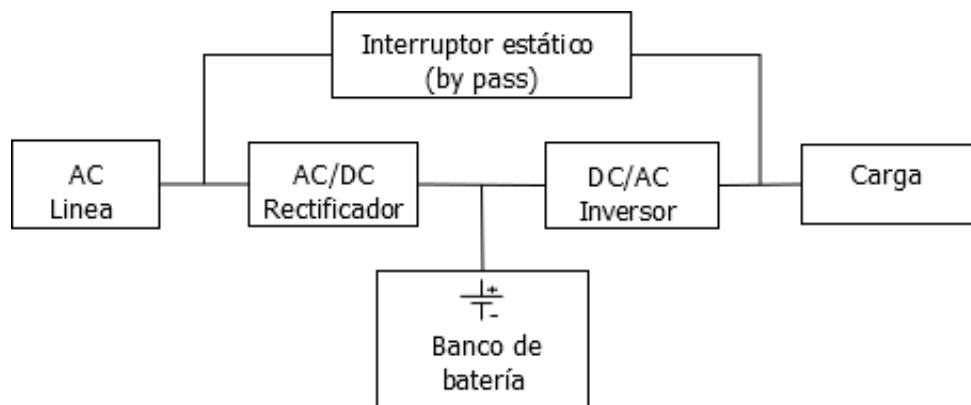


Figura 4: Diagrama esquemático de un sistema de alimentación interrumpida, UPS.

El UPS debe ser diseñado para suplir la potencia aparente demandada por las cargas críticas durante operación normal del sistema. Las cargas críticas son todas aquellas a las cuales se requiere proteger de los transitorios ocurridos ante una des conexión de la red principal. Mientras el UPS opera en modo normal, la potencia requerida por las cargas es suministrada a través del rectificador y del inversor. Es decir el flujo de potencia va desde un nodo alimentador, la línea de CA, rectificador, inversor y finalmente las cargas. La ecuación 16 describe la potencia activa de salida en relación con la de entrada:

$$P_{UPSsal} = V_{ent} \cdot I_{ent} \cdot \cos \varphi \cdot \eta_{rect} \cdot \eta_{inv} \quad (16)$$

De igual forma, la potencia reactiva de salida estará definida como en la ecuación 17

$$Q_{UPSsal} = V_{ent} \cdot I_{ent} \cdot \sin \varphi \cdot \eta_{rect} \cdot \eta_{inv} \quad (17)$$

Para ambas ecuaciones V_{ent} e I_{ent} , son la tensión y corriente de entrada respectivamente al UPS. Mientras que η_{rect} y η_{inv} son las eficiencias de conversión del rectificador y del inversor respectivamente.

2.3 Micro Red Eléctrica

Una micro red es un conjunto de cargas locales, fuentes de generación distribuida y sistemas de almacenamiento. El reto mas grande de una micro red es la integración de las fuentes de generación de energía renovable, debido a la intermitencia energética. La micro red debe cumplir con su filosofía principal, la cual es mantener en operación aún cuando la red eléctrica de servicio falle (operar en modo isla). Además, una micro red debe ser capaz de controlar y gestionar las fuentes de generación distribuida. Por ello un análisis de flujo de potencia, es un estudio que brinda información acerca del estado en que se encuentra operando una micro red.

Para una micro red conectada a la red y con fases balanceadas, el análisis de flujo de carga se aplica de igual forma que en los circuitos convencionales, tomando como bus slack al punto de acoplamiento común (PAC) con la red del SEN y las fuentes de GD son controlados como buses PV o PQ. Así, la literatura menciona estas dos estrategias de control en modo isla ya que en este caso no existe algún bus infinito (bus slack) que reemplace la red principal. [16].

Cuando la fuente de GD opera en modo PV, significa que estará inyectando una cantidad determinada de potencia activa P_{GD_i} y requerirá de una cantidad reactiva para mantener la magnitud de voltaje establecido $|V_{(i,esp)}|$, de tal forma que se compararan los límites superiores e inferiores de potencia reactiva generada con el consumo de potencia reactiva en el bus y de estar fuera de estos límites cambiara a modo PQ.

$$P_{GD_i} - P_{Li} = P_i(\omega, |V_{(i,esp)}|, |V_k|, \delta_i, \delta_k) \quad (18)$$

$$|V_i| = |V_{(i,esp)}| \quad (19)$$

Cuando las fuentes de GD operan en modo PQ la potencia activa ($P_{GD_i,esp}$) y reactiva ($Q_{GD_i,esp}$) generada, se mantienen inyectando a un valor especificado. De tal manera que para cada bus PQ las ecuaciones estan definidas como:

$$P_{GD_i,esp} = P_{Li}(\omega, |V_i|) + P_i(\omega, |V_i|, |V_k|, \delta_i, \delta_k) \quad (20)$$

$$Q_{GD_i,esp} = Q_{Li}(\omega, |V_i|) + Q_i(\omega, |V_i|, |V_k|, \delta_i, \delta_k) \quad (21)$$

Los subíndices i y k significan el bus donde esta el GD y el bus inmediato aguas abajo.

2.4 Calidad De Potencia

El análisis de calidad de potencia es uno de los estudios principales realizados para sistemas eléctricos modernos. Debido al incremento de cargas no lineales en el sistema, la forma de onda de corriente y voltaje dejan de tener una forma sinusoidal.

Normalmente la deficiencia en la calidad de potencia se debe a perturbaciones en las líneas de alimentación. Estas perturbaciones son variaciones en el voltaje (sag y swell), desbalances de corriente y voltaje, interrupciones momentáneas y distorsión armónica.

2.4.1 Distorsión Armónica

Los armónicos en un sistema eléctrico, son ondas de voltaje o corriente con frecuencias de múltiplos enteros de la frecuencia fundamental. La frecuencia fundamental, es a la cual fue diseñado el sistema para operar, usualmente 50 o 60 Hz.

Por otra parte, la forma de onda de la frecuencia fundamental producida por un generador de CA ideal, es senoidal pura. De tal manera, que para una forma de onda distorsionada puede descomponerse en una suma de la frecuencia fundamental y las de frecuencias de las armónicas presentes en la onda distorsionada.

La distorsión armónica en una señal eléctrica es la desviación entre una forma de onda pura senoidal y una distorsionada. Esta medida puede ser representada por el término distorsión armónica total (DAT), la cual indica la proporción de la fundamental o el factor de distorsión (FD).

La distorsión armónica total es la proporción de la suma de las frecuencias de orden superior a la primera entre la fundamental.

$$V_{DAT[i]} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{50} V_{Arm}[i][n]^2}}{V_{Arm}[i][1]} \quad (22)$$

$$I_{DAT[i]} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{50} I_{Arm}[i][n]^2}}{I_{Arm}[i][1]} \quad (23)$$

Donde $V_{DAT[i]}$ y $I_{DAT[i]}$, indican la DAT en la tensión y corriente eléctrica respectivamente, para la fase i . V_{Arm} y I_{Arm} representan la tensión y corriente armónica. Finalmente, n define el orden de armónico, mientras que 1 indica la fundamental o primer orden de armónico.

En cuanto al factor de distorsión, representa la proporción del valor RMS.

$$V_{FD[i]} = \frac{\sqrt{\frac{1}{2} \sum_{n=2}^{50} V_{Arm}[i][n]^2}}{V_{rms}[i]} \quad (24)$$

$$I_{FD[i]} = \frac{\sqrt{\frac{1}{2} \sum_{n=2}^{50} I_{Arm}[i][n]^2}}{I_{rms}[i]} \quad (25)$$

Donde $V_{FD[i]}$ y $I_{FD[i]}$ representan el factor de distorsión en la tensión y corriente respectivamente. La $V_{rms}[i]$ y $I_{rms}[i]$ representan la tensión y corriente RMS medida en la fase i .

2.4.2 Factor De Potencia

El factor de potencia (FP), es la razón de la potencia absorbida entre la potencia máxima demandada por una carga o conjunto de cargas.

$$\cos \varphi = FP = \frac{P}{S} \quad (26)$$

La capacidad de una carga para absorber potencia activa (P) define el tipo de carga. Ya que una carga resistiva demandara una cantidad de potencia activa y nada de reactiva (Q) a una tensión (V) definida, lo que dará como resultado un $FP = 1$, debido a que la potencia activa sera igual a la aparente (S).

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (27)$$

Por otra parte, una carga inductiva o capacitiva, requerirá de una cantidad de potencia activa y de reactiva para operar. Por lo tanto, la potencia aparente sera mayor que la activa y así el $FP < 1$.

$$\cos \varphi = FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (28)$$

Cuando no hay presencia de armónicos en el sistema eléctrico, la relación anterior define muy bien el factor de potencia. Por lo tanto el $\cos \varphi$ y el FP son iguales debido a la relación geométrica mostrada en la figura 5.

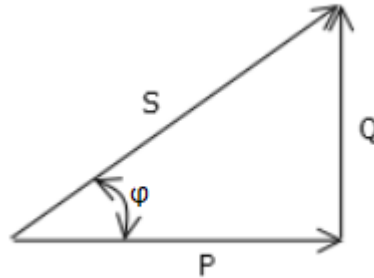


Figura 5: Triangulo De Potencia Para Sistemas Eléctricos Sin Distorsión Armónica.

Sin embargo, cuando hay presencia de armónicos la situación cambia, ya que la potencia reactiva es directamente proporcional a la frecuencia, lo cual al existir frecuencias de diferente orden demandaran potencia reactiva adicional. Como se observa en la figura 6, la componente de potencia activa es constante ya que es la que puede ser absorbida, mientras que la potencia reactiva incrementa en función de la componente de distorsión (D).

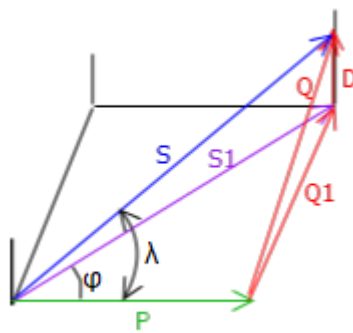


Figura 6: Triangulo De Potencia Para Sistemas Eléctricos Con Distorsión Armónica.

Entonces el factor de potencia en un sistema eléctrico con distorsión armónica estará definido como se expresa en la ecuación 29.

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} \quad (29)$$

De tal forma que, para un sistema con un valor conocido de distorsión armónica total en la corriente, el factor de potencia distorsionado sera definido como en 30.

$$FP_{dis} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{I_{DAT}(\%)}{100}\right)^2}} \quad (30)$$

Por lo tanto, multiplicando la ecuación 28 y 30 se obtiene el factor de potencia con presencia de armónicos.

$$FP = \cos \varphi \cdot FP_{dis} \quad (31)$$

De esta forma $\cos \varphi$ representa el factor de potencia sin distorsión y FP_{dis} el factor de potencia distorsionante. Y el producto de estos dos el factor de potencia con distorsión armónica.

3. Instituto De Energías Renovables

El Instituto de Energías Renovables IER-UNAM, fue inaugurado en 1985 como Laboratorio de Energía Solar (LES), posteriormente en 1996 en centro de Investigación en Energía (CIE). Finalmente el 27 de noviembre del 2012, se presenta la propuesta de transformación del CIE en Instituto de Energías Renovables.

El IER tiene diferentes actividades académicas, principalmente como instituto la formación a nivel licenciatura. Por otro lado, la investigación y difusión en materia de energías renovables son actividades importantes llevadas a cabo. Como parte de la difusión y fomento de las energías renovables, se imparten cursos para el diseño de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red.

Los cursos impartidos utilizan como material didáctico los sistemas FV instalados, con los cuales visualizan los componentes y requerimientos de diseño.

3.1 Sistema Eléctrico Del IER

La red eléctrica del IER presenta una topología radial, la cual consta de 33 nodos principales. Esta red es alimentada principalmente por Comisión Federal de Electricidad (CFE), la cual suministra potencia eléctrica a 23 kV en tarifa HM. Además, para casos de emergencia, la red del IER cuenta con una planta diésel de 300 kW que mediante un tablero de transferencia respalda a la red de CFE. Cabe mencionar que, el IER cuenta con siete sistemas fotovoltaicos distribuidos en operación sumando un total de capacidad instalada de 160.88 kW.

Por otra parte, se cuenta con un banco de capacitores de 150 kVAr conectado en paralelo con la red en el tablero general, a través del cual se compensa los reactivos necesarios para que CFE no penalice por mal factor de potencia.

El bajo factor de potencia se debe principalmente a motores los cuales se concentran principalmente en el taller mecánico y cuartos de maquinas para bombeo de agua e hidroneumáticos. Además, en el IER los equipos instalados son en su mayoría cargas no lineales, los cuales son equipos de computo y oficina, acondicionadores de aire y equipos de laborato-

rio. Un levantamiento realizado por ECOPUMA en el 2017 identifico alrededor de 1,100 kW como potencia instalada. De los cuales alrededor de 200 kW de potencia pico son demandados en días de mayor consumo.

Originalmente, el sistema eléctrico del IER fue diseñado con un transformador principal de 750 kVA el cual continua en operación, este reduce la tensión de 23 kV a 220 V, alimentando al tablero general de distribución. A su vez, del tablero general se derivan varios tableros principales; estos tableros principales distribuyen la energía a los diferentes edificios como se observa en la figura 7.

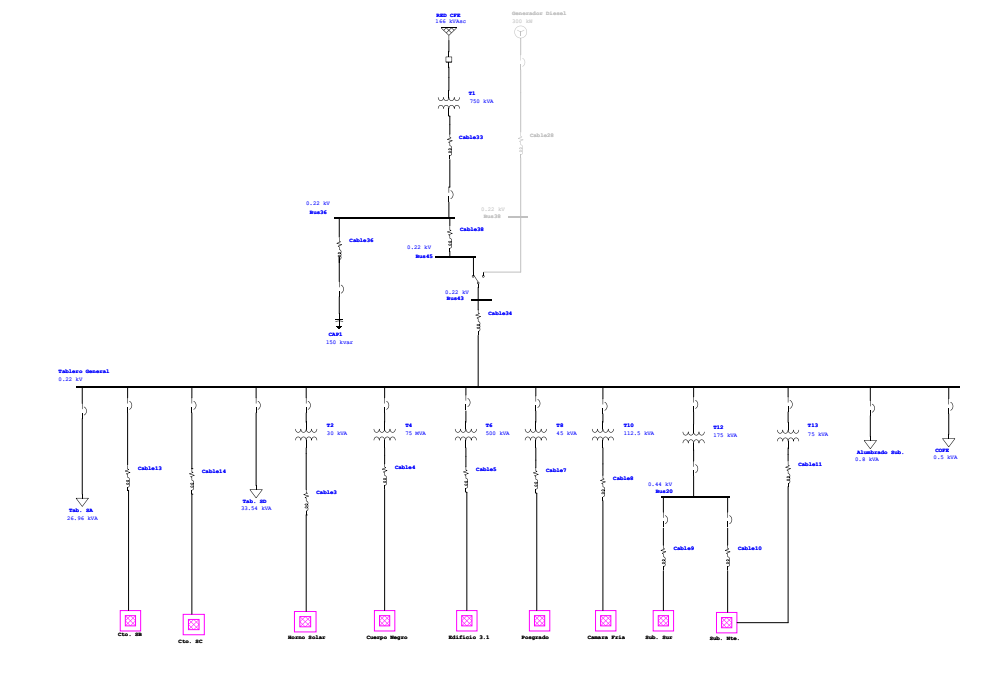


Figura 7: Diagrama unifilar simplificado del IER.

Los edificios mas recientes están relativamente alejados de la subestación principal, los cuales son alimentados desde el tablero general de distribución. Para transmitir la energía eléctrica desde la subestación hacia los edificios se aumenta el voltaje de 220 V a 480 V y posteriormente para la distribución a las cargas el voltaje nuevamente se reduce a 220 V. Los equipos de laboratorio son las principales fuentes de consumo, con un total aproximado de 425 kW. Muchos de estos equipos resultan ser susceptibles a la mala calidad de potencia. De hecho, en el instituto se han detectado casos de equipos que debido a la mala calidad de potencia tienen fallas constantes o problemas de conexión. Por otra parte, cuando la red opera en modo emergencia los niveles de tensión caen por

debajo del valor nominal. Esto se debe a que el generador diésel no logra abastecer la demanda requerida, lo que provoca que ante una demanda excesiva la tensión en los nodos mas alejados salgan del rango de operación y por lo tanto las fuentes de generación distribuida se desconecten.

En cumplimiento con los objetivos, se llevo un estudio de calidad de energía mediante un analizador Hioki PW3198 Clase A, en el punto de acoplamiento común. Con el cual se monitorio la red del IER desde septiembre hasta diciembre del 2017, en este periodo la red pudo ser analizada operando en diferentes modos (sin sistemas fotovoltaicos, con sistemas FV y modo emergencia).



Figura 8: Analizador de calidad de energía Hioki PW3198

Adicional a esto, se utilizaron dos analizadores AEMC 3945-B clase B, con los cuales se analizaron los tableros principales derivados del tablero general, esto para caracterizar cada uno de los nodos de distribución en la red.



Figura 9: Analizador de calidad de energía AEMC 3945-B

Con los equipos mencionados se midieron parámetros eléctricos, indicadores de calidad de potencia, eventos y formas de onda de corriente y voltaje. A partir de dichas mediciones se desarrolla un análisis del sistema eléctrico presentado a continuación.

3.2 Análisis Del Sistema Eléctrico Ante La Integración De SFV

Recientemente el sistema eléctrico del IER integro fuentes de generación distribuida (solar fotovoltaica), con ello los costos de facturación se vieron reducidos, esto resulta ser un caso de éxito el cual promueve la implementación de energías renovables. Sin embargo, bajo estas condiciones el sistema eléctrico aún no puede operar como una micro red, ya que el concepto de micro red requiere de confiabilidad, calidad y despachabilidad en el suministro de la energía.

Para lograr una transición de la red eléctrica actual a una micro red, se realiza una evaluación del sistema eléctrico sin presencia de los sistemas FV y posteriormente una evaluación integrando las fuentes de generación distribuida. Con ello determinar los efectos causados por la integración de tecnología solar FV. Por otra parte determinar perfiles de consumo típicos en los tableros principales de distribución. Además, evaluar el comportamientos de los indicadores de calidad de energía y finalmente el desempeño de los sistemas FV.

La red eléctrica sin sistemas FV, esto se llevo a cabo desconectando todos los sistemas FV del instituto durante una semana, del 27 de abril al 3 de mayo del 2018. En este periodo se mantuvo el analizador PW3198 conectado en el punto de acoplamiento común (PAC), para registrar el comportamiento de la red. A partir de este estudio se identificaron las características eléctricas e indicadores de calidad de energía, generadas unicamente por las cargas y la operación de la red.

La red eléctrica con Sistema FV, este estudio se llevo a cabo para evaluar el impacto de los sistemas fotovoltaicos en la red eléctrica del IER, en este caso los sistemas FV operaron de manera regular. Dicho análisis consistió en un periodo de tiempo de una semana, del 11 al 17 de mayo del 2018, durante el cual se obtuvo el comportamiento del sistema eléctrico del IER en conjunto con los sistemas FV.

A continuación se presenta la comparación detallada del sistema eléctrico del IER en ambos escenarios, antes y después de la integración de sistemas fotovoltaicos. Dichos sistemas generan únicamente potencia activa durante el día. El instituto cuenta con alrededor de 142 kWp instalados de tecnología FV. En las siguientes gráficas podemos observar el comportamiento en una semana para los casos en cuestión, en ellas se aprecia el efecto de los sistemas fotovoltaicos cuando operan.

La figura 10, muestra un perfil de demanda de potencia activa cuando los sistemas FV no están operando. En ella observamos que por las noches se tiene un requerimiento de 65 kW debido a luminarias en su mayoría. Posteriormente, la demanda incrementa a partir de las 7 a.m hasta las 9 p.m, alcanzando demandas máximas entre las 11 a.m y 2 p.m. de hasta 190 kW.

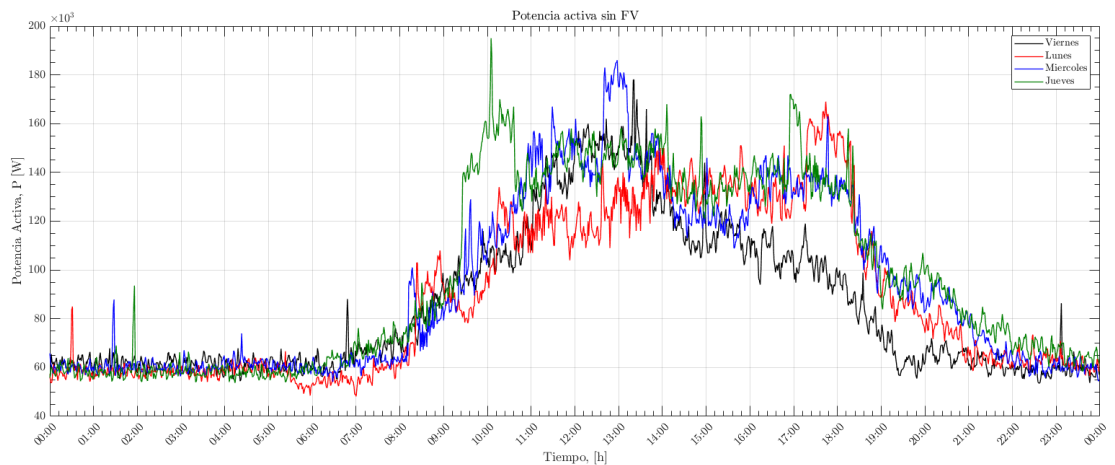


Figura 10: Curva de potencia activa demanda durante una semana hábil sin sistemas FV. Del viernes 27 y lunes 30 de abril al jueves 3 de mayo.

Por otra parte, comparado con el perfil de demanda de potencia activa cuando se integran los sistemas FV (figura 11), podemos observar el mismo comportamiento durante las noches e incluso las primeras horas solares debido a la baja irradiancia. Pero a partir de las 9 a.m la potencia generada por los sistemas FV aumenta y por lo tanto la demanda de potencia activa por el sistema es mantenido por debajo de los 100 kW. De tal forma que, al medio día solar la demanda es disminuida alrededor de un 40%, pasando de una demanda promedio de 150 KW a 60 KW. Tomando como curva típica el día jueves a la 1 p.m.

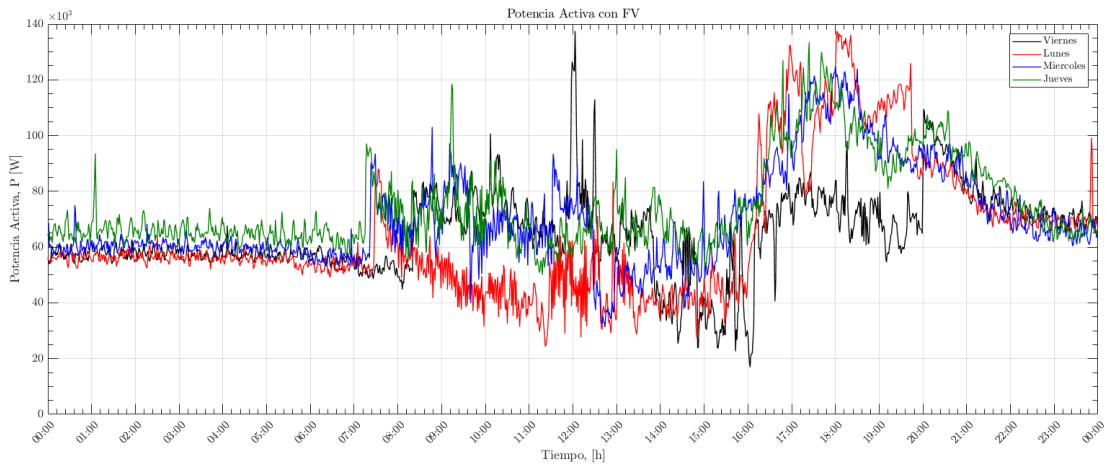


Figura 11: Curva de potencia activa demanda durante una semana hábil con sistemas FV. Del viernes 11 y lunes 14 de mayo al jueves 17 de mayo.

Las siguientes gráficas (figura 12 y 13) muestran la demanda de potencia activa durante un fin de semana, entre ellas podemos contrastar el efecto del sistema FV en la red. El cual es mas notorio, ya que la poca demanda de cargas operando permite que la inyección de energía a la red se lleve a cabo. Como podemos observar, en la figura 12 a la 1 p.m se tiene una demanda de 45 KW en promedio cuando no hay generación FV. Por lo contrario, a esa misma hora cuando los sistemas FV están operando el sistema eléctrico inyecta a la red 50 KW.

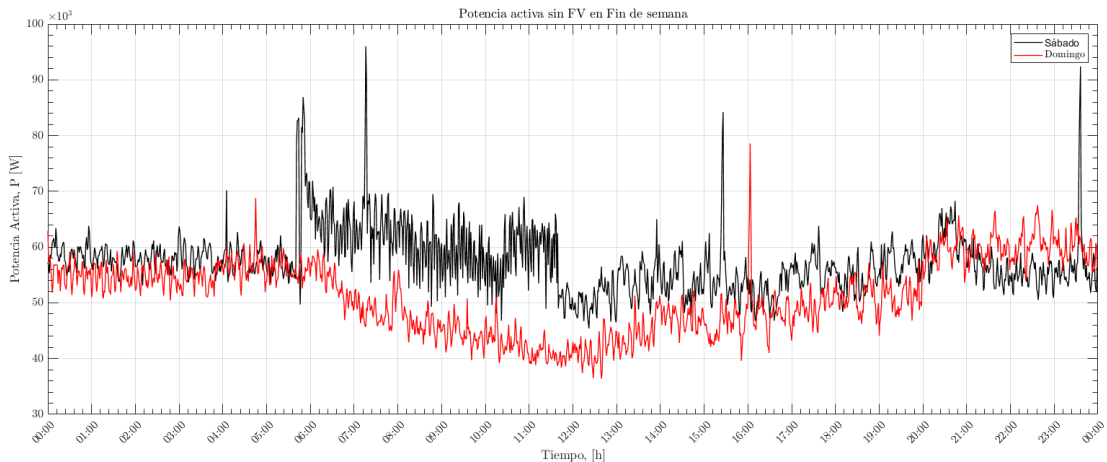


Figura 12: Potencia activa demanda durante un fin de semana sin sistemas FV.

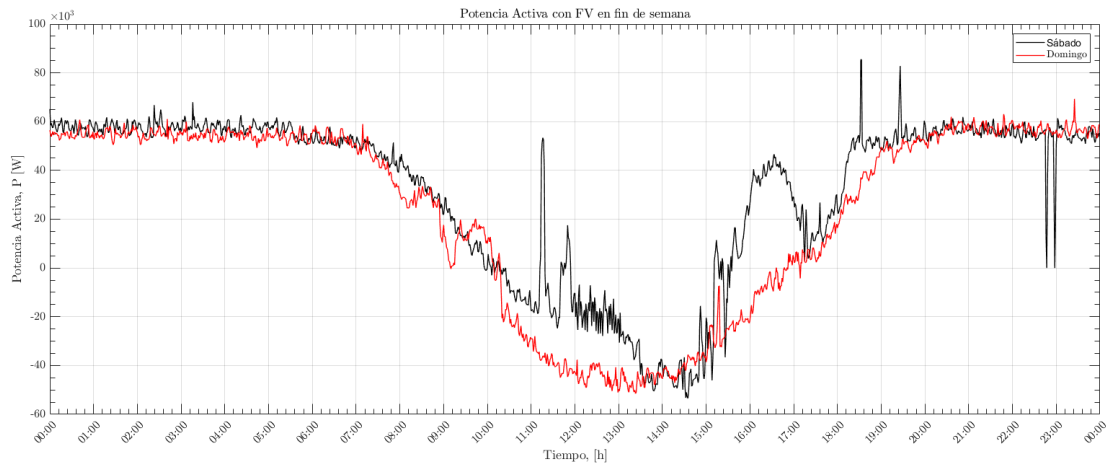


Figura 13: Potencia activa demanda durante un fin de semana con sistemas FV.

Por otra parte, la potencia reactiva es un indicador del tipo de carga conectada. En la figura 14 cuando no hay generación FV, podemos observar un perfil con comportamiento similar a lo largo de la semana. En este caso el sentido negativo de la potencia reactiva indica que la demanda se debe a cargas capacitivas. Las cargas capacitivas hacen referencia a balastos de luminarias, equipo de computo, variadores de velocidad, etc. De los cuales en el IER se tienen identificado alrededor de 70 kW en luminarias, 94 kW en cuanto a equipo de computo y alrededor de 900 kW de equipos acondicionadores de aire.

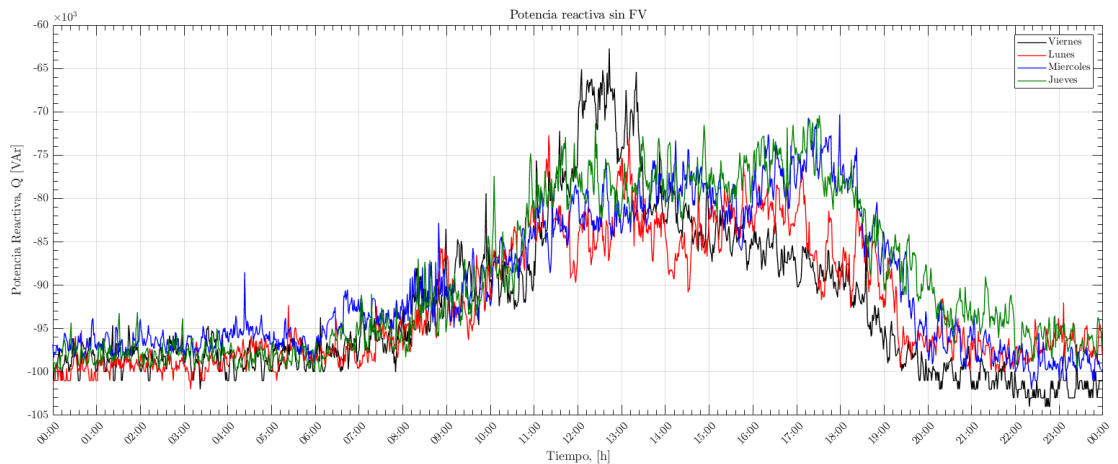


Figura 14: Curva de potencia reactiva demanda durante una semana hábil sin sistemas FV. Del viernes 27 y lunes 30 de abril al jueves 3 de mayo.

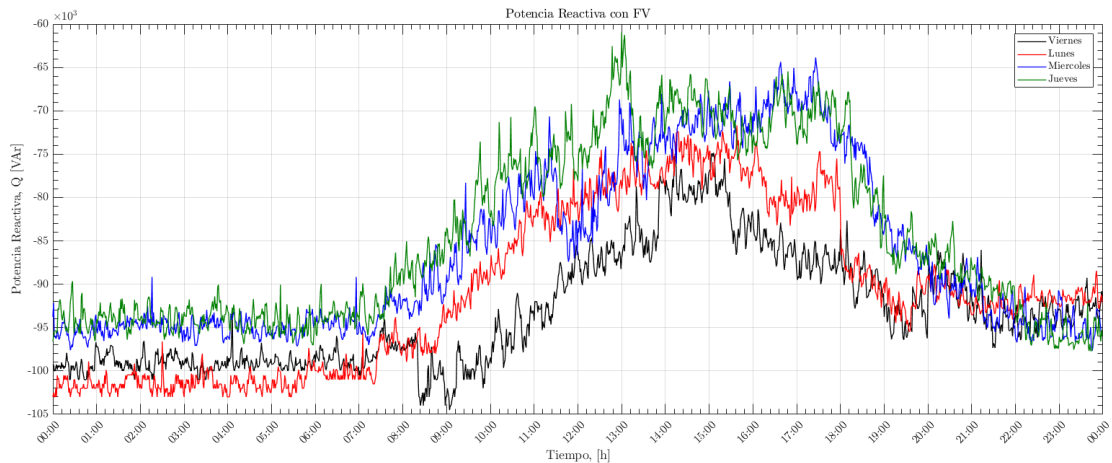


Figura 15: Curva de potencia reactiva demanda durante una semana hábil con sistemas FV. Del viernes 11 y lunes 14 de mayo al jueves 17 de mayo.

Comparando las gráficas anteriores observamos que en una semana hábil sin sistemas FV, la demanda de potencia reactiva es muy parecida a la demanda cuando operan los sistemas FV. Esto se debe a que la potencia reactiva no es utilizada para realizar realizar trabajo, sino para generar los campos magnéticos y eléctricos de los equipos en operación.

Pero lo que se sucede en un fin de semana es totalmente diferente, comparando las siguientes gráficas (16 y 17) podemos observar el comportamiento cuando no hay sistemas FV (figura 16) el banco de capacitores compensa entre 90 y 102 kVAr.

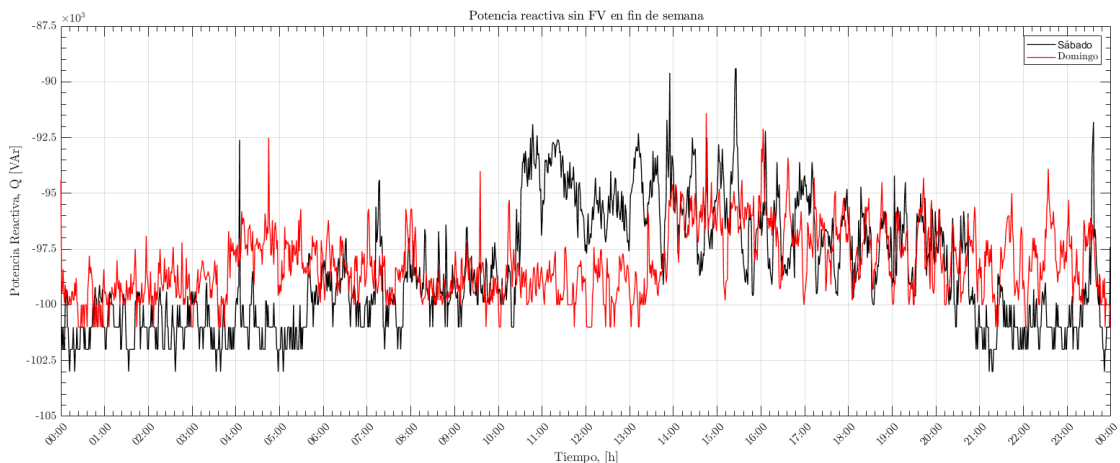


Figura 16: Curva de potencia reactiva demandada durante un fin de semana sin sistemas FV. Del sábado 28 al domingo 29 de abril.

Mientras cuando operan los sistemas FV, la potencia reactiva cambia de sentido al comenzar a inyectar a la red (ver figura 17). Este cambio de sentido y magnitud en la potencia

reactiva mostrada en la figura 17, se da cerca las 10 a.m y posteriormente alrededor de las 5 p.m. El sistema eléctrico del IER pasa de compensar 100 kVAr a requerir 40 kVAr de la red.

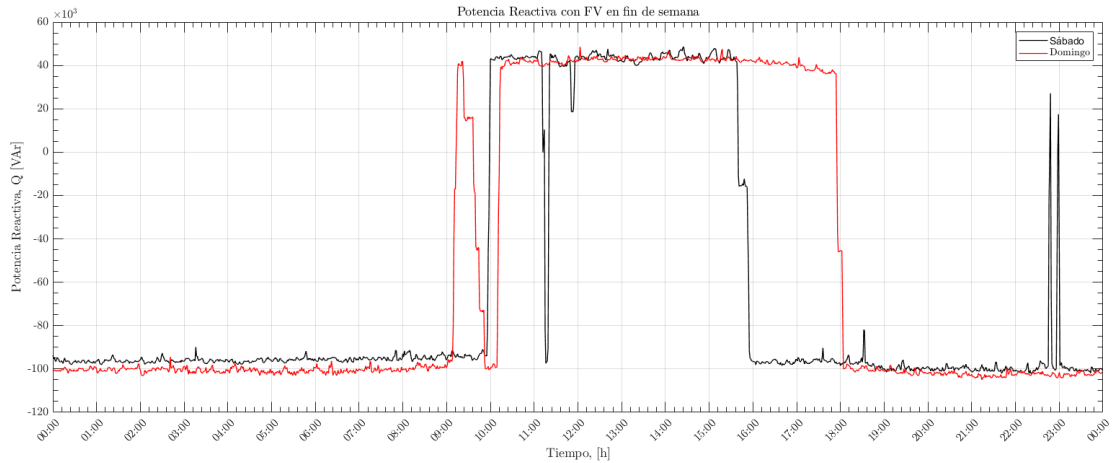


Figura 17: Curva de potencia reactiva demandada durante una fin semana hábil con sistemas FV. Del sábado 12 al 13 de mayo.

Sin embargo, a pesar de tener la compensación del banco de capacitores el sistema eléctrico del IER tiene bajo factor de potencia. En la figura 18, observamos el comportamiento del factor de potencia cuando no están operando los sistemas FV. Durante las noches el FP oscila entre -0.5 y -0.55, posteriormente a partir de las 7 hasta las 10 a.m el factor de potencia incrementa a -0.8, mientras que de las 10 a.m hasta las 6 p.m aumenta alrededor de -0.9 y finalmente disminuye hasta oscilar de nuevo alrededor de -0.5.

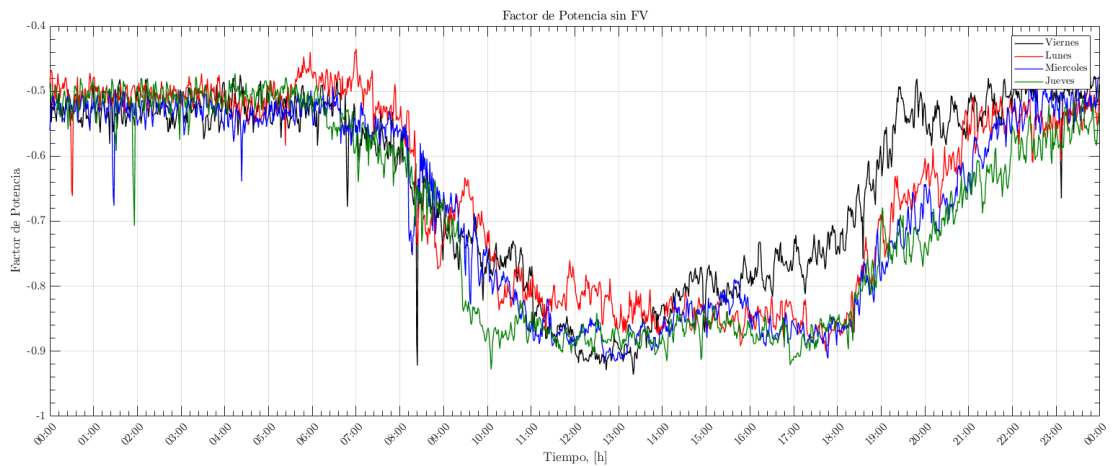


Figura 18: Curva de factor de potencia durante una semana hábil sin sistemas FV. Del viernes 27 y lunes 30 de abril al jueves 3 de mayo.

Por otra parte, la figura 19 muestra el comportamiento cuando los sistemas FV están

operando. En dicha gráfica podemos observar que a partir de las 7 a.m hasta las 4 p.m, el factor de potencia se mantiene entre -0.7 y -0.8. Posteriormente, después de las 4 p.m el factor de potencia aumenta hasta máximos de -0.88, a partir de las 6 p.m el factor decrece hasta -0.6 en promedio.

Contrastando ambas gráficas podemos observar que es evidente el problema por factor de potencia, esto se debe a que la generación de potencia activa por los sistemas FV más la potencia reactiva demandada por los equipos y operación del sistema, supera la compensación por parte del banco de capacitores para mantener un buen factor de potencia.

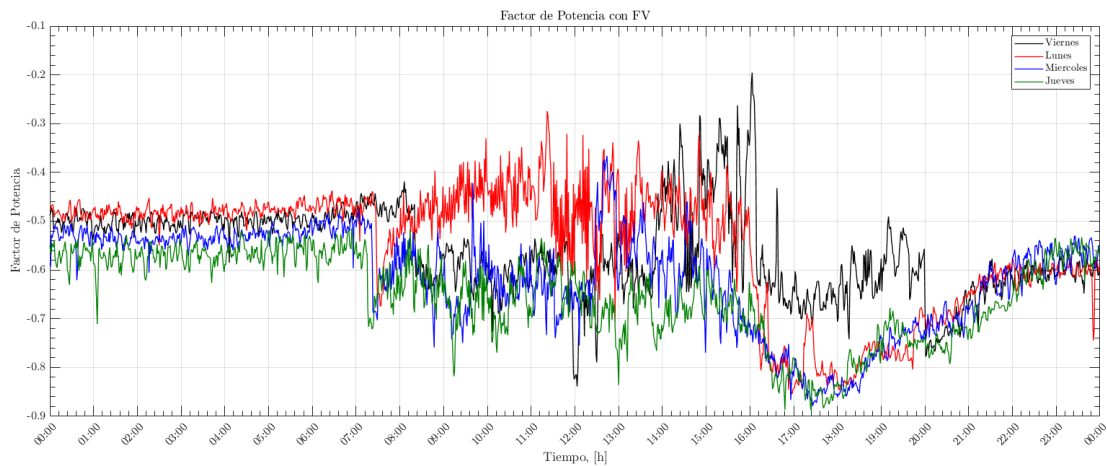


Figura 19: Curva de factor de potencia durante una semana hábil con sistemas FV. Del viernes 11 y lunes 14 de mayo al jueves 17 de mayo.

Con respecto al fin de semana, la figura 20 podemos observar que durante las noches el factor de potencia se mantiene igual que entre semana, mientras que durante el día el factor disminuye. Esto se debe a que demanda de potencia activa en relación a la reactiva es poca. Este efecto es mas notorio en domingo que en sábado ya que las actividades son casi nulas en domingo, por lo que el factor de potencia decrece hasta alcanzar -0.35.

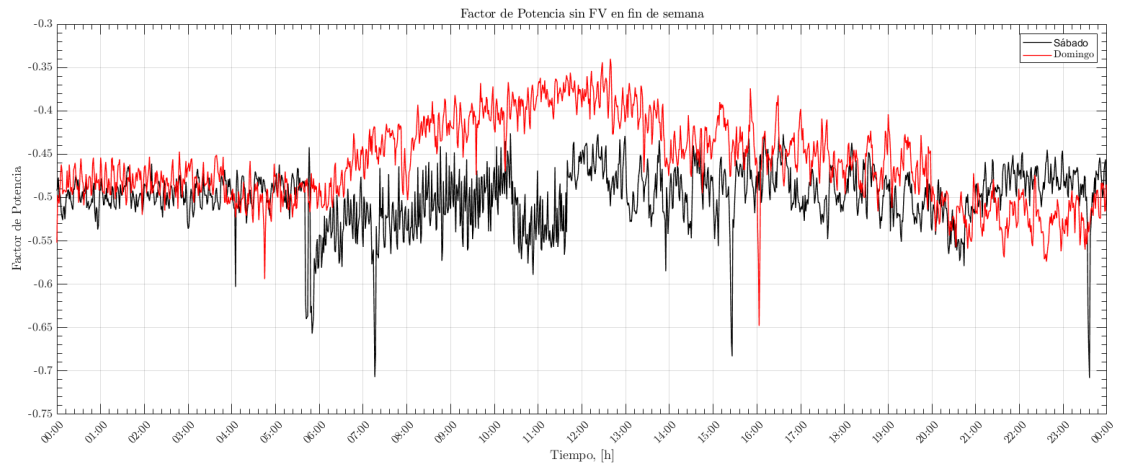


Figura 20: Curva de factor de potencia durante un fin de semana sin sistemas FV. Del sábado 28 al domingo 29 de abril.

A su vez, cuando operan los sistemas FV, el factor de potencia en fin de semana se ve mejorado. Como podemos ver en la figura 21,

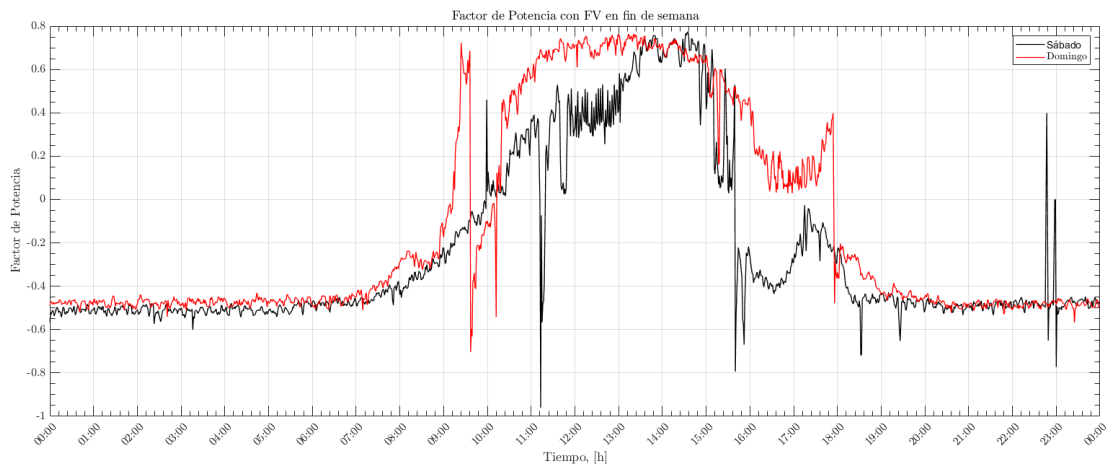
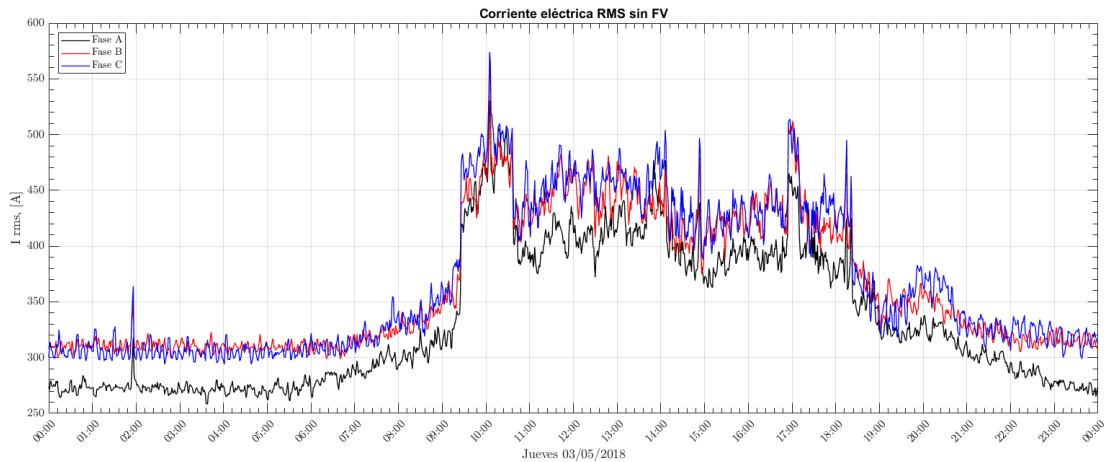


Figura 21: Curva de factor de potencia durante una fin semana hábil con sistemas FV. Del sábado 12 al domingo 13 de mayo.

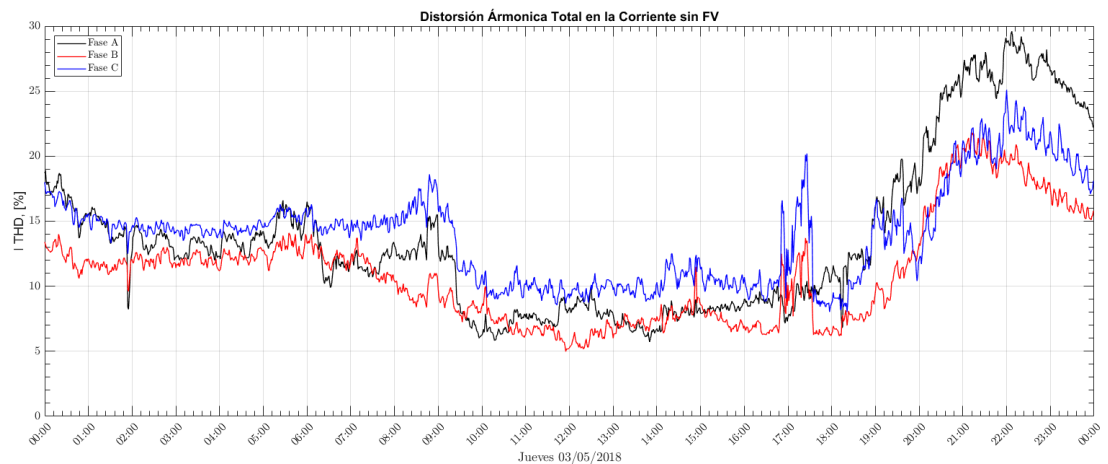
Conclusión

Una vez comparando los perfiles de diferentes parámetros eléctricos sin y con sistemas FV, se toma como curva típica los valores obtenidos para el día Jueves 3 y 17 de Mayo del 2018 respectivamente. Con el cual a continuación comparamos la curva de corriente RMS demanda y la de distorsión armónica total en la corriente cuando los sistemas FV no están operando (3/05/2018). Tal como se muestra en la figura 22, se observa que cuando la

corriente es mínima la distorsión aumenta, mientras que cuando la corriente RMS aumenta pasa lo contrario, ya que la DAT se ve disminuida.



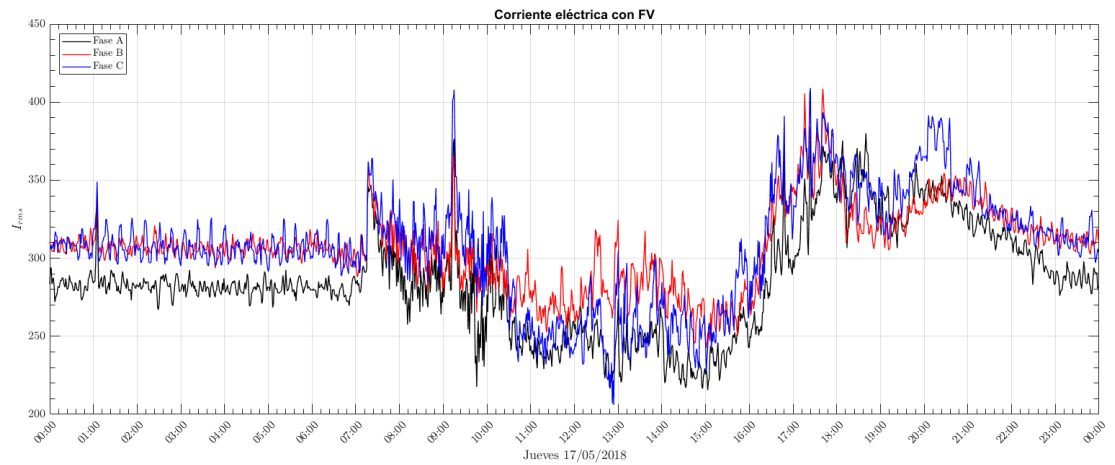
(a)



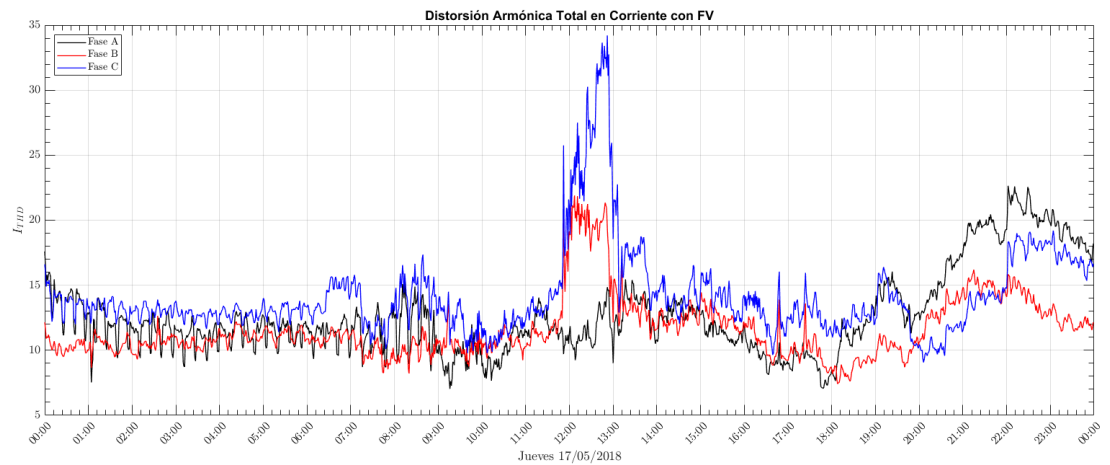
(b)

Figura 22: (a) Perfil de corriente RMS demandada por el sistema eléctrico del IER, cuando no operan los SFV. (b) Perfil de distorsión armónica total en la corriente cuando no operan los SFV.

Por otra parte, cuando los sistemas FV están operando (17/05/2018), la figura 23 muestra que el comportamiento es muy similar a cuando los SFV no operan, pero durante el medio día solar aumenta 20% más del registrado sin SFV.



(a)



(b)

Figura 23: (a) Perfil de corriente RMS demandada por el sistema eléctrico del IER, cuando operan los SFV. (b) Perfil de distorsión armónica total en la corriente, cuando operan los SFV.

4. Resultados y Análisis

4.1 Análisis General del Sistema Eléctrico

En esta sección se habla acerca del análisis general del sistema eléctrico, en el cual se describen las mediciones registradas en los tableros principales. Las mediciones hechas se llevaron a cabo con el analizador AEMC3945-B, el cual se colocó durante una semana en cada uno de los tableros. Dicho monitoreo tuvo una duración total de cuatro meses, durante los cuales se consideraba que la semana de medición fuera laborable, sin días festivos ni periodos vacacionales.

A continuación, se presentan los perfiles de consumo en cada uno de los tableros principales de distribución para los cuales se realizan cálculos para estimar la potencia reactiva a compensar en cada tablero para un factor de potencia requerido de 0.999.

Tablero Pincipal TSG-II

El tablero principal TSG-II, es alimentada por el transformador F de 75 kVA ubicado en la subestación norte. Dicho tablero suministra potencia, principalmente a un compresor, alumbrado y contactos del área de comedores y vestidores de los trabajadores del sindicato y siete circuitos mas que se derivan de este.

En la figura 24, se observa el perfil de consumo típico de potencia aparente por las cargas conectadas a este tablero. También se observa el desbalance de cargas entre fases, lo cual indica una mala distribución.

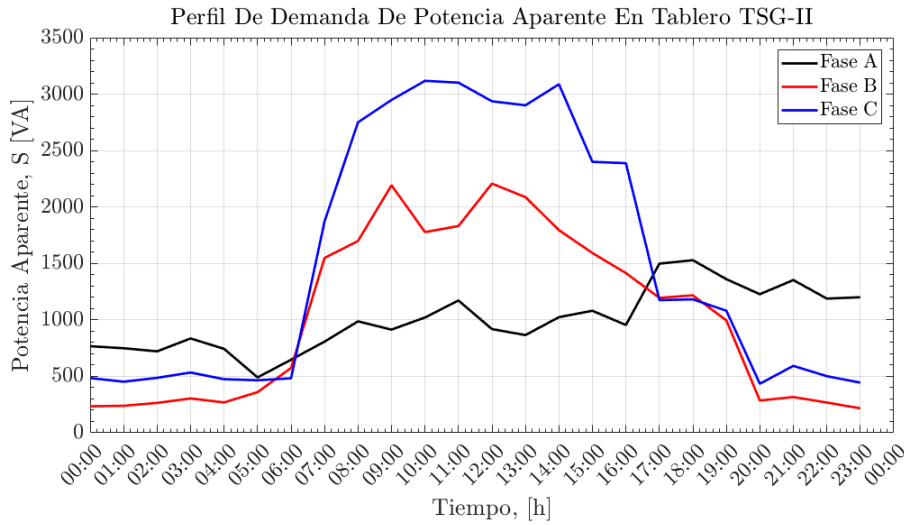


Figura 24: Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero TSG-II.

Por otra parte, la figura 25 muestra el factor de potencia en ese tablero el cual es bueno ya que durante las máximas demandas se mantiene cercano a la unidad. Pero durante las noches a medida que disminuye la potencia aparente demandada decrece el factor de potencia.

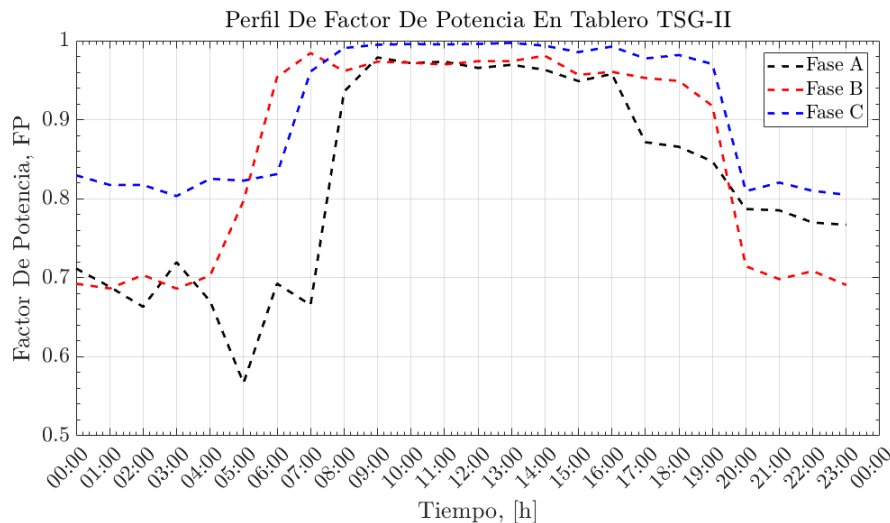


Figura 25: Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero TSG-II.

Esto se debe a que por las noches operan pocas luminarias que usan balastos, los cuales requieren de potencia reactiva. Así, la tabla 1 muestra la potencia reactiva requerida cuando se tiene el máximo y mínimo factor de potencia.

	FP_{MAX}	Q_{Req}	FP_{MIN}	Q_{Req}
Fase A	0.994	49 VAr	0.162	134 VAr
Fase B	0.997	97 VAr	0.47	239 VAr
Fase C	0.998	46 VAr	0.773	208 VAr

Cuadro 1: Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero TSG-II.

Tablero principal FF

Este tablero es alimentado por un transformador de 75 kVA y actualmente opera a un 30 % de su capacidad nominal. Dicho tablero distribuye la potencia a diferentes cargas ubicadas en su mayoría en el taller mecánico, de los cuales podemos encontrar equipo como tornos, plantas de soldar, fresadoras entre otras.

En la figura 26 podemos observar que el consumo durante las noches es de unos 200 VA, mientras que a las 11:00 a.m alcanza picos entre 6.5 y 8 kVA. Debido a que el taller opera en función de los trabajos solicitados, el perfil de demanda cambia constantemente.

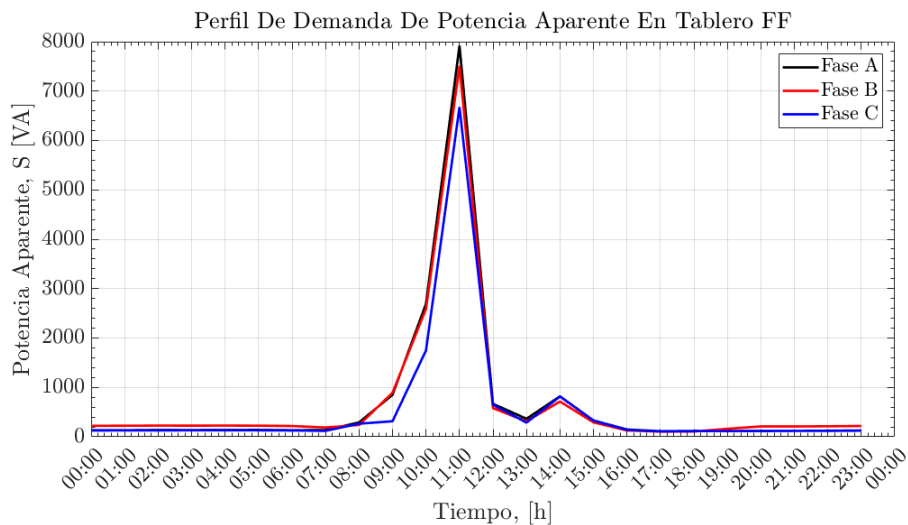


Figura 26: Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero FF.

Con respecto al factor de potencia, este tablero presenta mayores problemas y esto es lógico ya que en su mayoría operan motores y plantas de soldar las cuales afectan directamente el FP. Como se observa en la figura 27 el FP máximo es alrededor de 0.85 cuando la demanda es máxima mientras que cuando disminuye el FP empeora.

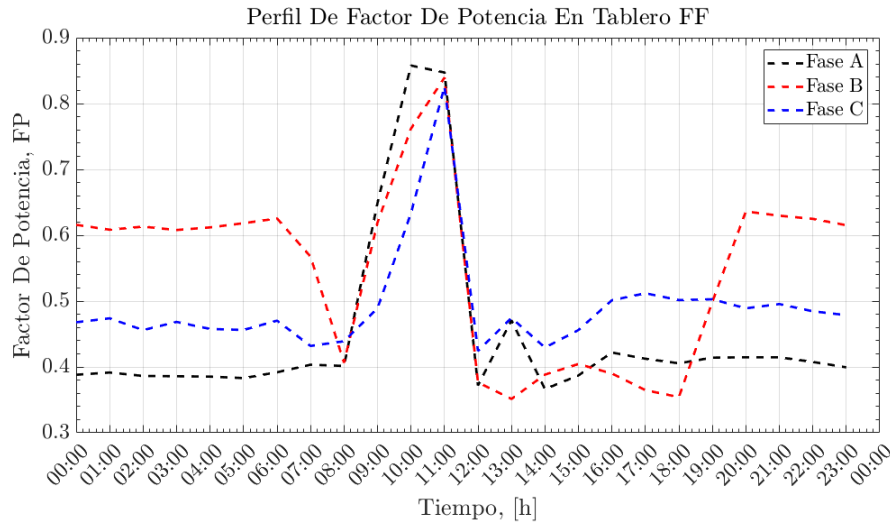


Figura 27: Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero FF.

La tabla 2 muestra la potencia capacitiva a compensar para mejorar el factor de potencia en este tablero, en ella se indica la Q requerida cuando el FP es máximo y mínimo.

	FP_{MAX}	Q_{Req}	FP_{MIN}	Q_{Req}
Fase A	0.994	725 VAr	0.177	1,492 VAr
Fase B	0.993	772 VAr	0.021	460 VAr
Fase C	0.993	803 VAr	0.296	1,487 VAr

Cuadro 2: Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero FF.

Tablero principal horno solar

Este tablero es alimentado por un transformador de 30 kVA, el cual se encarga de distribuir la potencia eléctrica a cargas requeridas en el edificio del Horno Solar. Dichas cargas son en su mayoría son motores, equipos de laboratorio y computo. Este transformador se encuentra a un 22% de la capacidad nominal del transformador.

La figura 28 muestra el perfil de consumo de potencia aparente en cada una de las fases que alimentan al edificio del horno solar, en ella se observa un desbalance de unos 300 VA entre las fases A y C con respecto a la fase B. Además, es notorio que en el edificio del horno solar muchos equipos quedan operando 24 horas, ya que el consumo mínimo en la fase B es de unos 900 VA, mientras que en las fases A y B se mantiene por encima de los 1,700 VA hasta los 2,200 VA por fase.

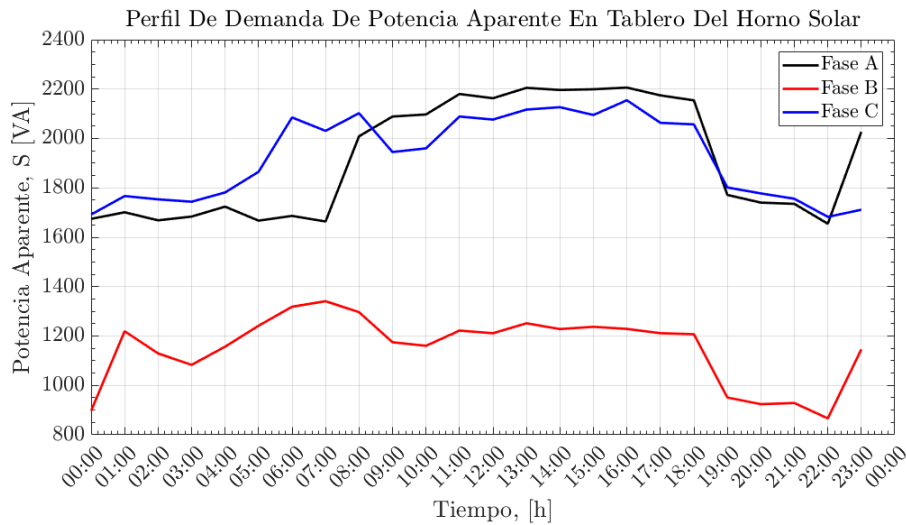


Figura 28: Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero Del Horno Solar.

Por otra parte, la figura 29 muestra el comportamiento del factor de potencia a lo largo del día. En ella se observa que aún durante la demanda máxima el factor de potencia es inferior a 0.9, por lo que este tablero es un nodo el cual requiere de compensación de potencia reactiva.

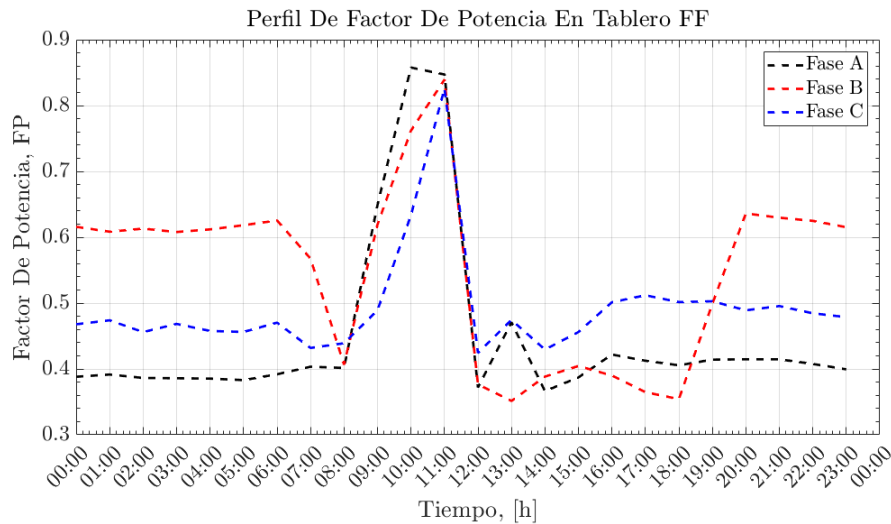


Figura 29: Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero Del Horno Solar.

En la tabla 3 se indica la potencia reactiva requerida para mejorar el factor de potencia, en el tablero principal del horno solar. En dicha tabla se muestra la potencia reactiva a compensar cuando el factor de potencia es máximo, también se muestra la Q requerida cuando el FP es mínimo.

	FP_{MAX}	Q_{Req}	FP_{MIN}	Q_{Req}
Fase A	0.924	627 VAr	0.694	1,280 VAr
Fase B	0.963	345 VAr	0.219	889 VAr
Fase C	0.978	1,379 VAr	0.203	1,615 VAr

Cuadro 3: Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero Del Horno Solar.

Tablero Posgrado TGE-4

Este tablero es alimentado mediante un transformador de 45 kVA, actualmente se encuentra operando a un 20 % de su capacidad nominal. El tablero TGE-4 se deriva en varios tableros entre ellos, TGTR, TSGN-4, HID; los cuales suministran potencia a los motores de las bombas del sistema hidroneumático, acondicionadores de aire, equipo de computo, entre otros.

La figura 30 muestra el comportamiento de la potencia aparente que se consume en las cargas conectadas al tablero TGE-4 o los tableros que se derivan de este. También se observa que algunas cargas operan las 24 horas.

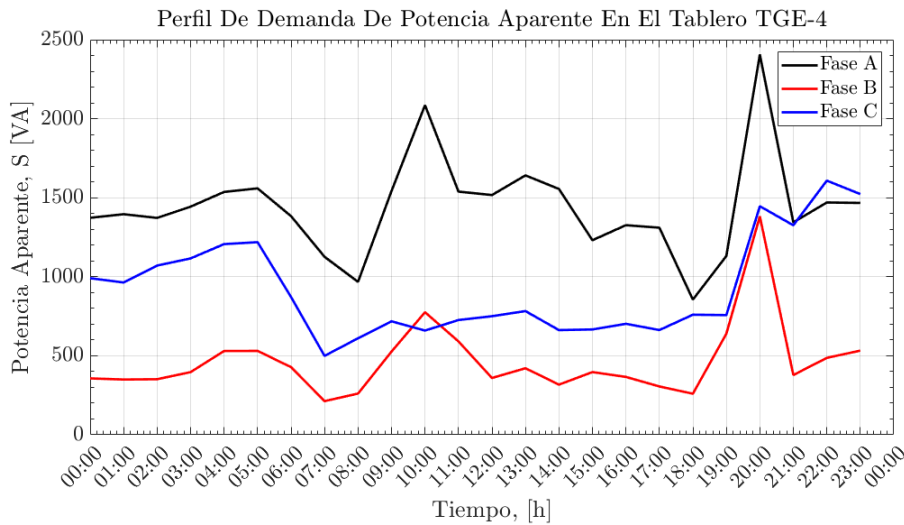


Figura 30: Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero TGE-4.

La figura 31 muestra el comportamiento del factor de potencia durante un día típico, el cual va desde un FP mínimo de 0.6 hasta un máximo de 0.95, en ella podemos observar que las tres fases están operando con un mal factor de potencia.

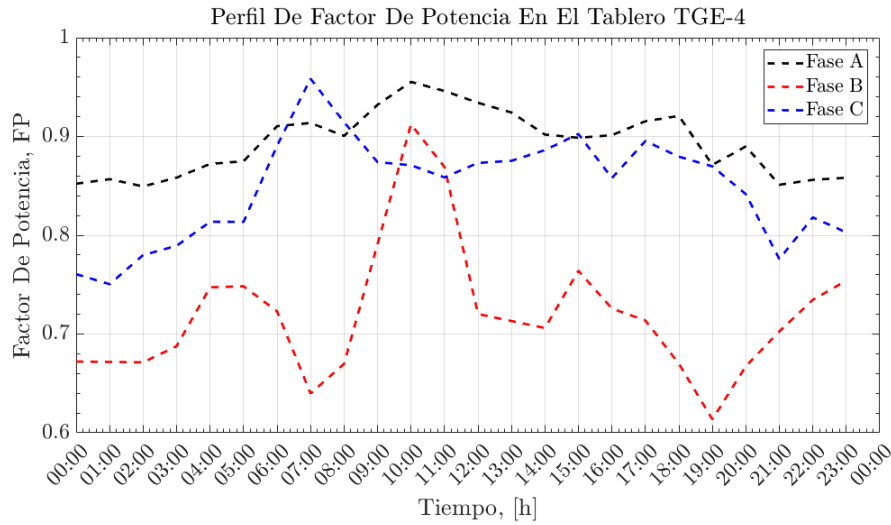


Figura 31: Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero TGE-4.

En la tabla 4 se indica la potencia reactiva requerida en cada una de las fases. En dicha tabla observamos que se requiere alrededor de 3.5 kVAr entre las tres fases, esto con el fin de mejorar el comportamiento del factor de potencia.

	FP_{MAX}	Q_{Req}	FP_{MIN}	Q_{Req}
Fase A	0.991	226 VAr	0.343	1,827 VAr
Fase B	0.978	361 VAr	0.073	1,361 VAr
Fase C	0.999	0 VAr	0.565	319 VAr

Cuadro 4: Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero TGE De Posgrado.

Tablero Posgrado TGN

Este tablero está conectado a un transformador de 112.5 kVA el cual se encuentra a un 20% de su capacidad nominal. En este tablero se encuentran conectados cargas importantes como la cámara climática, acondicionadores de aire y laboratorios.

La figura 32 muestra el perfil de consumo de potencia aparente, en la cual se ve un consumo base durante las noches de 1 kVA y como demanda punta 5.8 kVA.

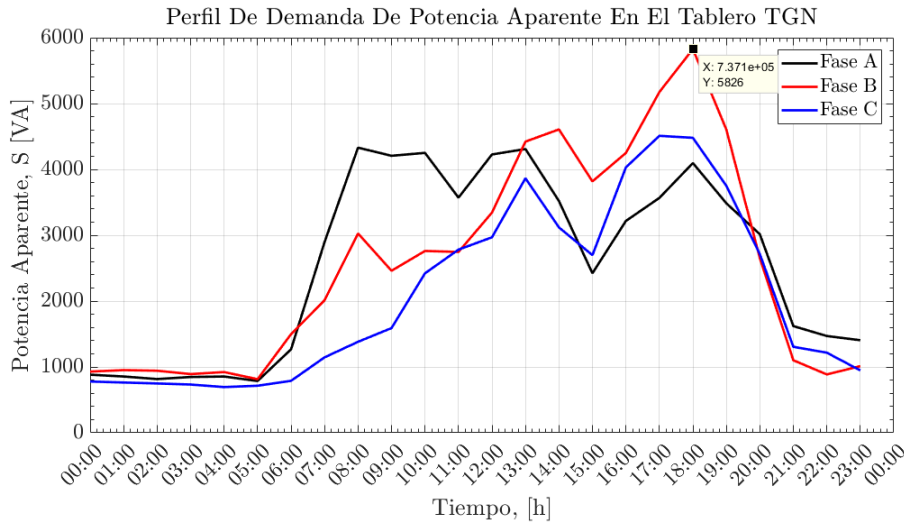


Figura 32: Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero TGN-4.

Por otra parte, la figura 33 muestra la curva de comportamiento del factor de potencia en dicho tablero. Si observamos, aunque el consumo de potencia aparente por las noches es similar, el factor de potencia es diferente; esto se debe a que las cargas conectadas a cada una de las fases son distintos por lo cual producen diferentes flujos de potencia reactiva.

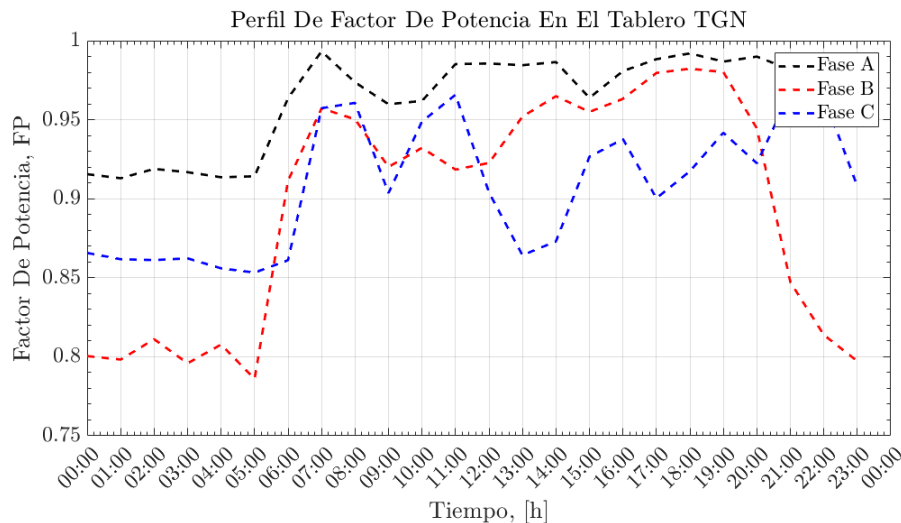


Figura 33: Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero TGN-4.

Por lo tanto, para mejorar el factor de potencia en este tablero la tabla 5 muestra la potencia reactiva a compensar, para los casos de FP máximo y mínimo. A partir de esta compensación se puede determinar el tamaño del banco de capacitores y el paso para la

compensación dinámica.

	FP_{MAX}	Q_{Req}	FP_{MIN}	Q_{Req}
Fase A	0.997	89 VAr	0.838	253 VAr
Fase B	0.995	257 VAr	0.701	807 VAr
Fase C	0.993	214 VAr	0.754	2,823 VAr

Cuadro 5: Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero TGN De Posgrado.

Tablero principal SA

El tablero SA, es uno de los cuatro tableros que se encuentran operando desde el 85 y esta ubicado en el laboratorio de foto catálisis. Este tablero proviene del general de distribución; este fue modificado debido a su antigüedad, algunos circuitos como son los del SITE fueron incluidos .

La figura 34 presenta el perfil de demanda de potencia aparente, durante un día típico, en este podemos observar que la fase B tiene una demanda base de 2 kVA y punta de 4 kVA, mientras que las fases A y C tienen una demanda base de 5 kVA y punta de 8.5 kVA en promedio.

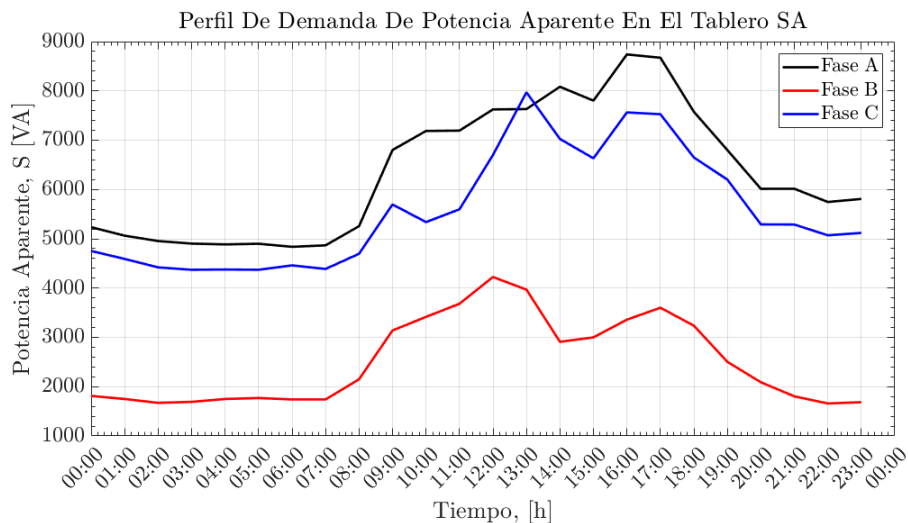


Figura 34: Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero SA.

La figura 35 muestra que el factor de potencia durante las noches disminuye a factor de potencia de 0.96, mientras que en las horas hábiles solamente la fase A mejora a casi 0.99 de factor de potencia.

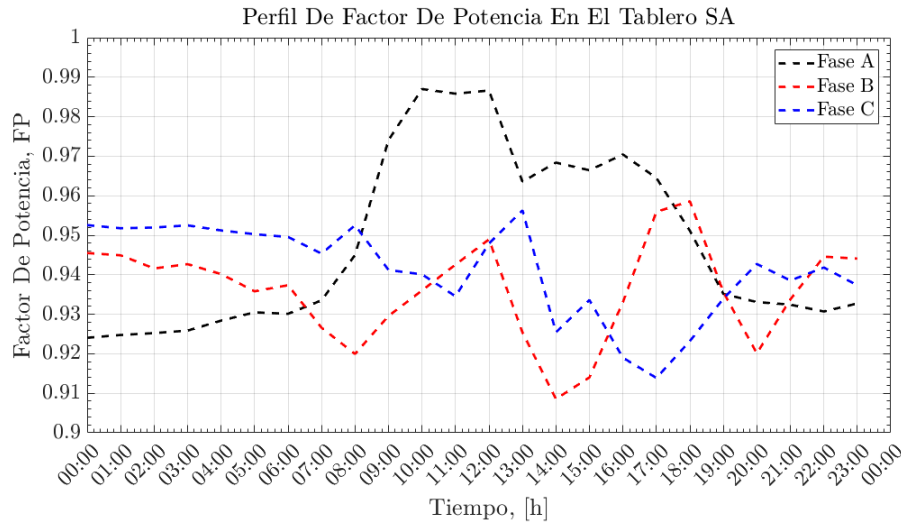


Figura 35: Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero SA.

La tabla 6 muestra la potencia reactiva requerida para compensar y así mejorar el factor de potencia. En dicha tabla se muestra la potencia reactiva requerida cuando el factor de potencia es máximo, en esta parte se ve que la cantidad de Q es mínima. Por otra parte cuando el FP es mínimo la cantidad de Q es mayor.

	FP_{MAX}	Q_{Req}	FP_{MIN}	Q_{Req}
Fase A	0.995	515 VAr	0.908	2,045 VAr
Fase B	0.985	760 VAr	0.88	850 VAr
Fase C	0.988	887 VAr	0.852	3,214 VAr

Cuadro 6: Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero SA.

Tablero principal SB

Este tablero ha sido modificado para continuar operando, ya que esta considerado en el sistema eléctrico desde el 85. Dicho tablero se encarga de distribuir potencia eléctrica principalmente a los circuitos de dirección, cubículos (A, B, C y D) . Actualmente, este nodo es el punto de acoplamiento con la red del sistema FV Tonatiuh.

Por otra parte podemos observar en la figura 36 una carga base durante las noches aproximadamente de 2 kVA por fase, esto se debe seguramente a luminarias y algunos equipos que quedan operando. También se observa que a partir de las 8:00 a.m el consumo de potencia incrementa debido al inicio de labores administrativas, alcanzando un máximo de entre 7 y 8 kVA en promedio. Posterior a las 14:00 la demanda disminuye hasta las 16:00 después incrementa de nuevo y vuelve a disminuir a las 18:00; Este comportamiento es típico ya que

coincide con los horarios de comida y de salida.

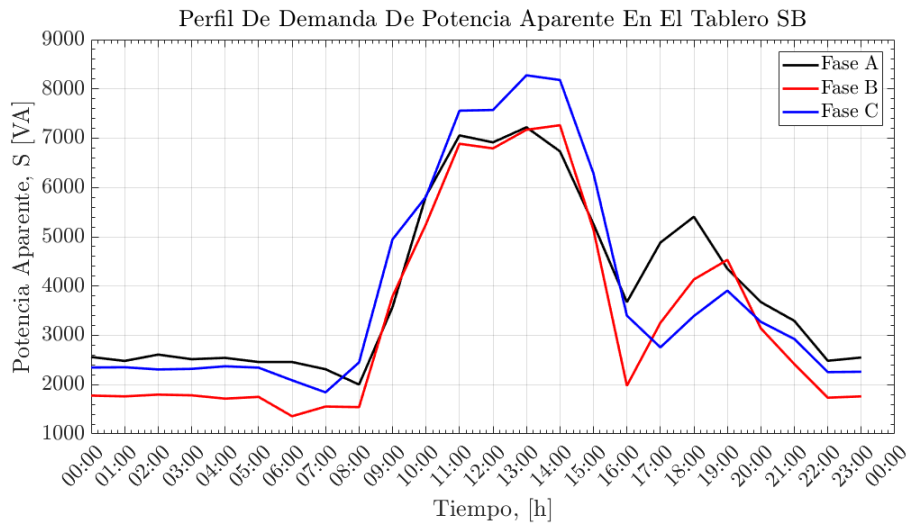


Figura 36: Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero SB.

La figura 37 muestra el comportamiento que tiene el factor de potencia en el tablero SB; a diferencia de los tableros anteriores, en este el factor de potencia por la noche es mejor que el que esta durante el día.

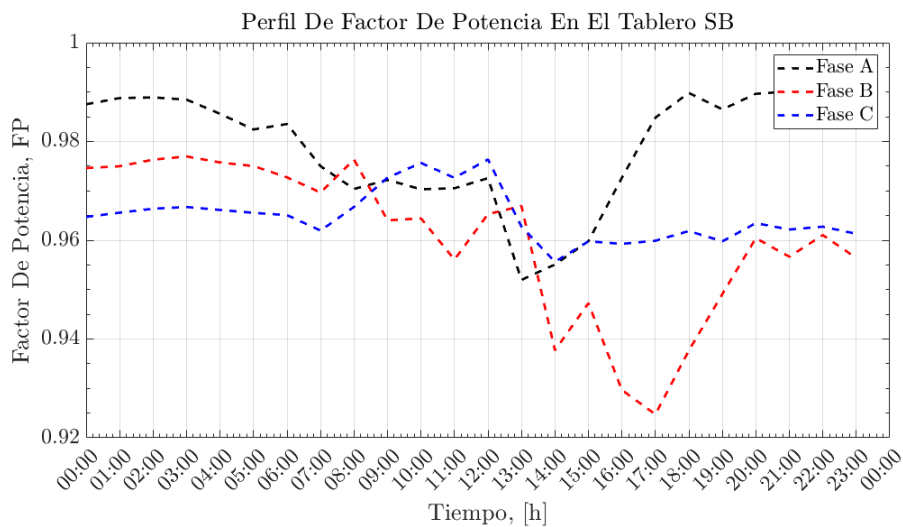


Figura 37: Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero SB.

En la table 7 se muestra la cantidad de potencia reactiva requerida para mejorar el factor de potencia. En ella se muestra la Q requerida cuando el factor de potencia es máximo y mínimo. Lo que provee el rango de operación del banco de capacitores requeridos para la

compensación.

	FP_{MAX}	Q_{Req}	FP_{MIN}	Q_{Req}
Fase A	0.931	1,158 VAr	0.008	1,105 VAr
Fase B	0.98	795 VAr	0.003	32 VAr
Fase C	0.975	931 VAr	0.002	1,516 VAr

Cuadro 7: Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero SB.

Tablero principal SC

Este tablero se encuentra ubicado en el área de termo ciencias y sus principales cargas son los circuitos de los laboratorios de refrigeración y la planta piloto de refrigeración.

La figura 38 muestra el perfil de consumo de potencia aparente demandada por las cargas conectadas al tablero SC, en la cual podemos observar que durante las noches el consumo es casi 0 VA. Mientras que, a partir de las 4:00 a.m la demanda incrementa hasta un máximo de 5 kVA posteriormente a las 9:00 a.m disminuye a 1.5 kVA. Este comportamiento puede ser algún equipo que se activa de manera automática.

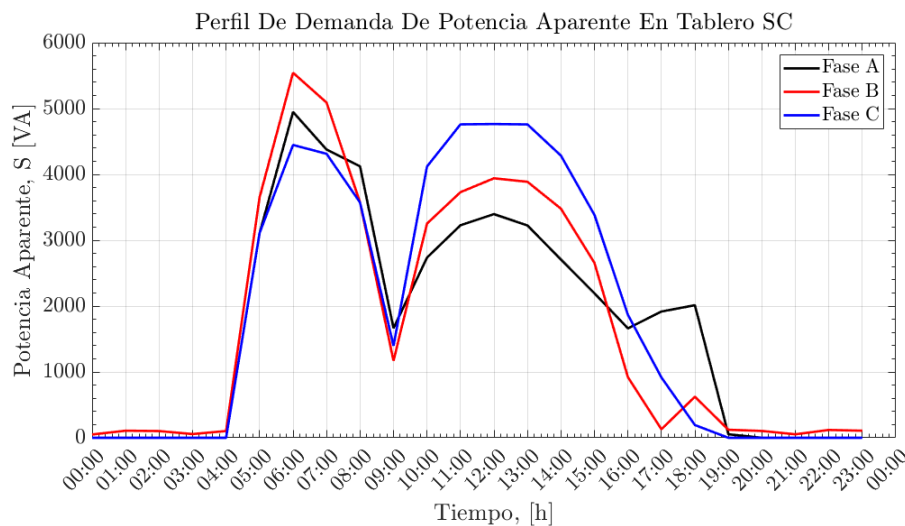


Figura 38: Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero SC.

La figura 39 muestra el comportamiento del factor de potencia, en ella se puede observar como el factor de potencia cambia de positivo a negativo, de acuerdo con la dirección de flujo de potencia indica que la carga cambia de capacitiva a inductiva. También observamos que la fase A esta opuesta a las fases B y C.

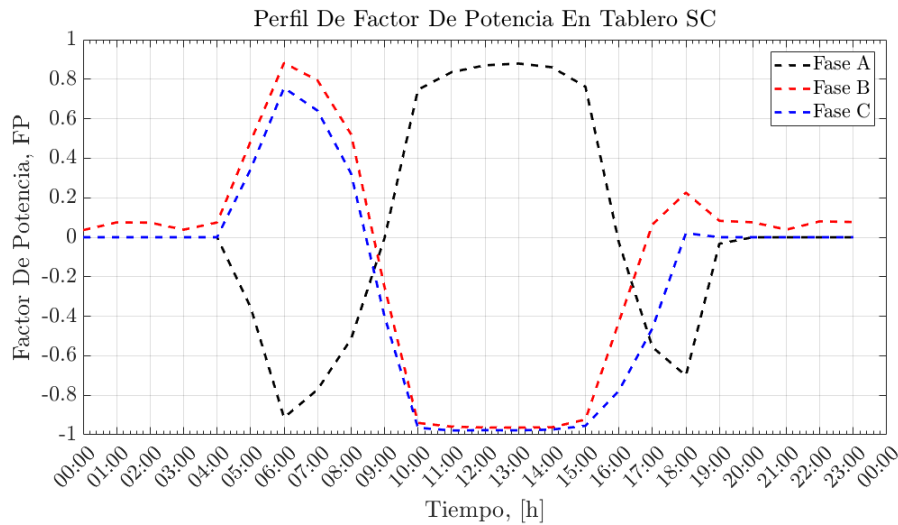


Figura 39: Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero SC.

La tabla 8 muestra la cantidad de potencia reactiva que requiere para mejorar el factor de potencia, en la tabla se muestra que la fase A es quien mayor compensación requiere.

	FP_{MAX}	Q_{Req}	FP_{MIN}	Q_{Req}
Fase A	0.913	1,011 VAr	0.034	1,403 VAr
Fase B	0.993	810 VAr	0.002	19 VAr
Fase C	0.992	850 VAr	0.018	117 VAr

Cuadro 8: Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero SC.

Tablero principal SD

Este tablero está ubicado en el laboratorio de celdas solares y distribuye la energía eléctrica a las cargas de los laboratorios de almacenamiento electrodinámico, plasma, Fotovoltaicos I y II.

La figura 40 muestra el perfil de demanda de potencia aparente en la cual se observa que durante las noches, se tiene un consumo aproximado de 1.5 kVA a 3 kVA por fase. La demanda incrementa a partir de las 8:00 a.m. alcanzando un máximo en la fase A de casi 9kVA, la fase B un máximo de 6 kVA y para la fase C pico de 5.5 kVA; el desbalance entre fases es notorio y sobre todo para la fase A.

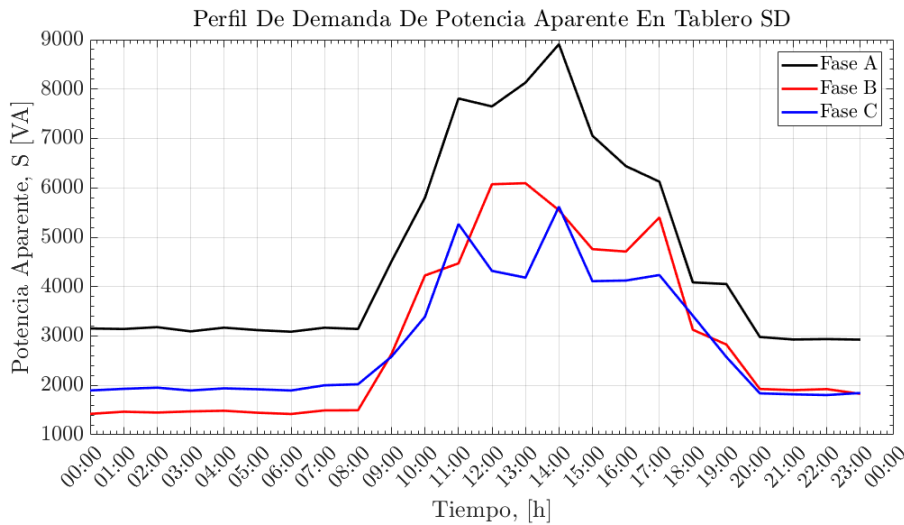


Figura 40: Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero SD.

La figura 41 muestra el perfil de factor de potencia para cada una de las fases en dicho tablero. En ella se puede observar que durante las noches el factor de potencia es bajo, ya que va desde 0.65 hasta 0.75. Por otra parte, cuando la potencia demandada es máxima la fase B presenta un buen FP cercano a 0.99, sin embargo la fase A y C se encuentran por debajo de 0.90.

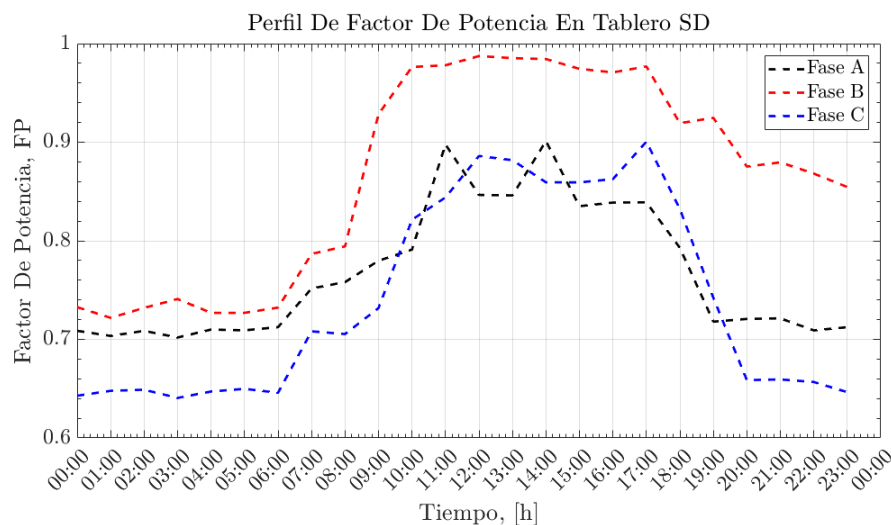


Figura 41: Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero SD.

En la tabla 9 se observa la potencia reactiva que se requiere compensar para mejorar el factor de potencia. En ella se relaciona cuando el factor de potencia es máximo y mínimo. Con ello determinar el tamaño óptimo del banco de capacitores requerido y los pasos de

compensación.

	FP_{MAX}	Q_{Req}	FP_{MIN}	Q_{Req}
Fase A	0.979	1,215 VAr	0.661	3,100 VAr
Fase B	0.992	556 VAr	0.664	1,014 VAr
Fase C	0.975	960 VAr	0.611	2,031 VAr

Cuadro 9: Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero SD.

Tablero principal SS112

Este tablero se encuentra ubicado en la subestación sur y es alimentado mediante un transformador de 112.5 kVA, del cual solo un 15% de su capacidad nominal esta ocupado para alimentar las cargas; las cuales son equipo de computo, el laboratorio de hidrógeno, la planta piloto y otros tableros secundarios.

En la figura 42 se observa la curva típica de demanda de dicho tablero, en ella podemos notar que las tres fases tienen un consumo base de 2 kVA en la fase A, 1.5 kVA en la fase B y 3.5 en la fase C. Posteriormente cada fase (A, B, C) tienen una demanda punta de 6.35 kVA, 6.4 kVA y 3.8 kVA respectivamente.

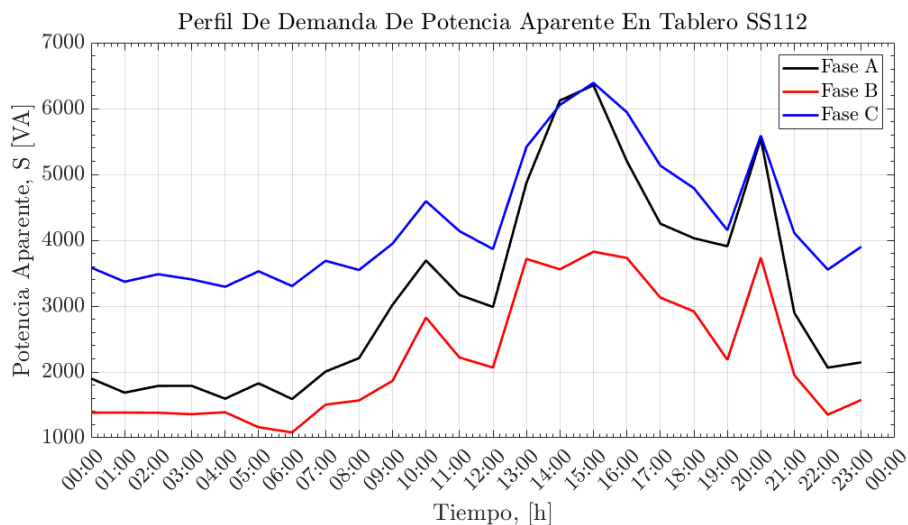


Figura 42: Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero SS112.

Por otra parte, la figura 43 muestra el comportamiento del factor de potencia producido en dicho tablero. En la cual podemos observar que la fase A presenta un bajo factor de potencia ya que va desde 0.6 hasta 0.86 por lo que se requiere compensación. Para la fase B

observamos un factor de potencia mas estable durante las noches, pero disminuye a partir de las 6:00 a.m.

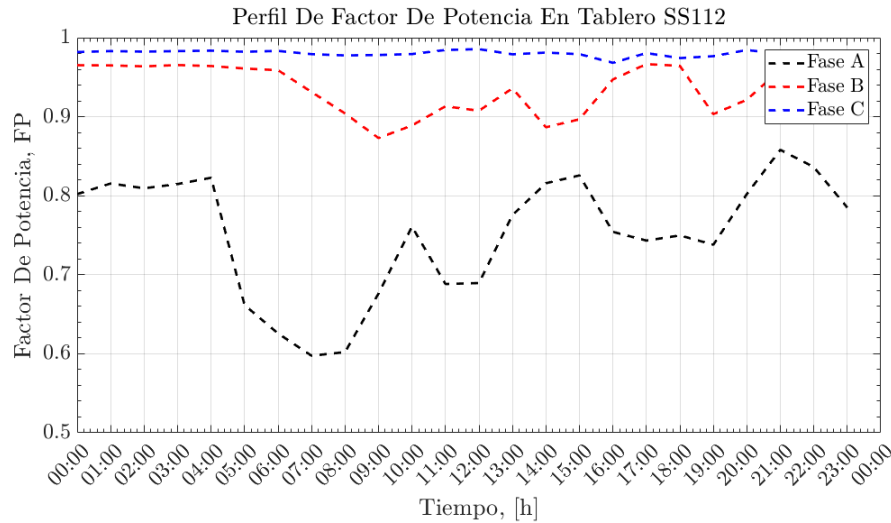


Figura 43: Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero SS112.

La tabla 10 muestra la potencia reactiva requerida para compensar y así mejorar el factor de potencia en cada una de las fases en el tablero.

	FP_{MAX}	Q_{Req}	FP_{MIN}	Q_{Req}
Fase A	0.959	201 VAr	0.298	662 VAr
Fase B	0.994	148 VAr	0.63	266 VAr
Fase C	0.998	93 VAr	0.672	349 VAr

Cuadro 10: Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero SS112.

Tablero principal SS15 El tablero SS15 es alimentado por un transformador de 15 kVA el cual esta a un 54 % de su capacidad nominal. Este se encuentra ubicado en la subestación sur del IER. Dicho tablero alimenta a cargas importantes como cubículos y contactos de fuerza ubicados en la plataforma solar.

La figura 44 muestra el perfil de demanda de potencia aparente, en ella podemos observar que se tiene una consumo base en la fase A de 1,200 VA, en la fase B 400 VA y en la fase C de unos 600 VA. Además, la demanda punta en la fase A es de 3,700 VA, en la fase B de 2,700 VA y en la fase C de unos 1,800 VA. Gran parte de este consumo se debe a equipos en espera; como computadoras, UPS, alumbrado, entre otros.

Por otro lado, la demanda punta en este tablero se lleva a cabo al rededor de las 13:00 horas, donde observamos que la fase A tiene un consumo de mas de 3.5 kVA; a esa misma hora la fase B demanda 1.7 kVA, mientras que la fase C un máximo de 2.7 kVA.

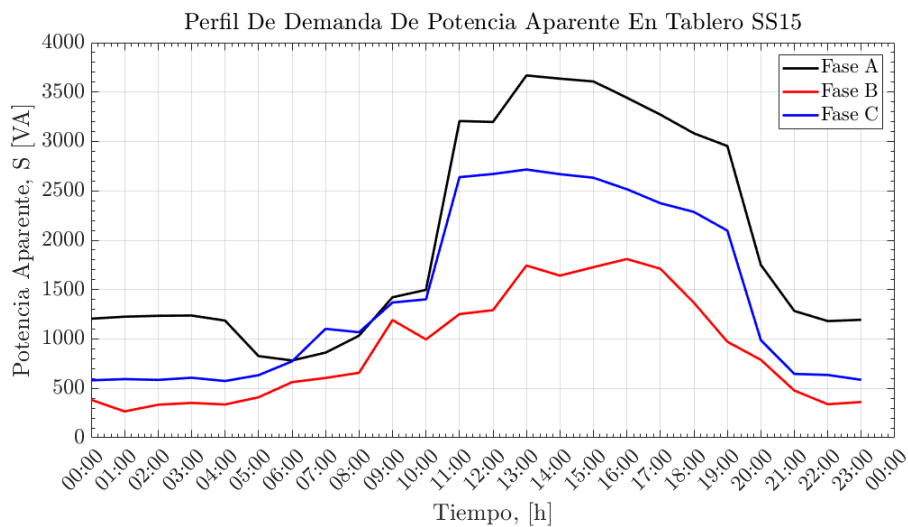


Figura 44: Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero SS15.

La figura 45 describe de manera gráfica el comportamiento del factor de potencia, producido por las cargas en cada una de las fases. De tal forma, vemos que a partir de las 10:00 hasta las 19:00 horas el factor de potencia está por encima de 0.95. Mientras que antes de las 10:00 horas, el FP disminuye. De igual forma, después de las 19:00 horas el FP también disminuye. Este comportamiento se debe a que la potencia activa P disminuye en relación con la aparente S .

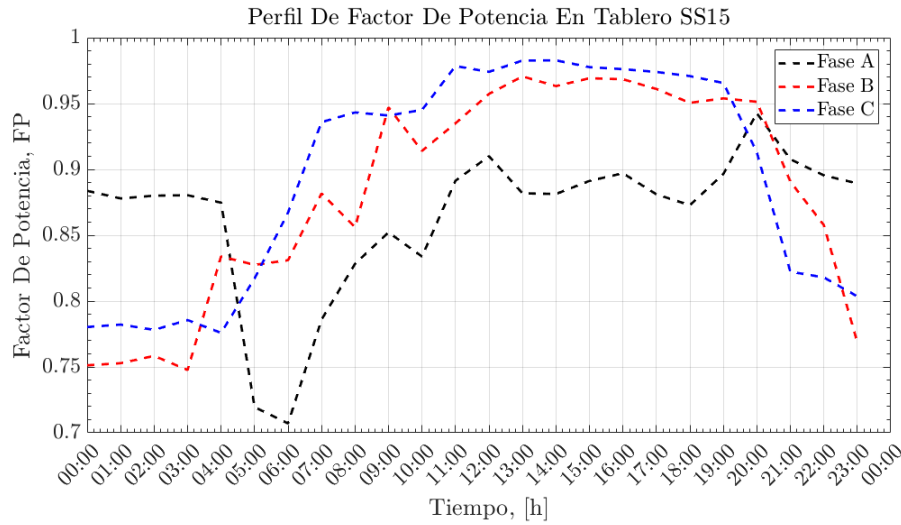


Figura 45: Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero SS15.

En la tabla 11 se muestra la cantidad de potencia reactiva, requerida para mejorar el factor de potencia. Como vemos la cantidad requerida para cuando se produce el FP máximo es inferior a 416 VAR, mientras que cuando se produce el mínimo FP la cantidad a compensar es entre 536 VAR y 267 VAR.

	FP_{MAX}	Q_{Req}	FP_{MIN}	Q_{Req}
Fase A	0.953	416 VAR	0.635	536 VAR
Fase B	0.994	66 VAR	0.705	298 VAR
Fase C	0.994	202 VAR	0.737	267 VAR

Cuadro 11: Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero SS15.

3.4 Análisis Del Sistema Eléctrico Del Edificio 3.1.

En esta parte se lleva a cabo el caso de estudio del edificio LIFYCS mejor conocido como 3.1, el cual contiene diferentes laboratorios de diferentes áreas de investigación. Dicho edificio es alimentado eléctricamente desde la subestación principal, mediante un transformador de 500 kVA; el cual eleva la tensión a 480 V para transmitir hasta el edificio y a través de otro transformador de la misma capacidad reduce la tensión a 220 V para la distribución. Este transformador se encuentra a un 12% de su capacidad nominal.

Inmediato al transformador esta un tablero tipo QD Logic de 1,600 A, el cual distribuye energía a la planta piloto, el UPS y los cuatro tableros para cada uno de los niveles (TS-GA, TSGB, TSGC y TSGD).

El primer nivel es identificado como sótano 2 y corresponde al tablero principal TSGA, el

sótano 1 en alimentado por el tablero principal TSGB, el primer piso pertenece al tablero principal TSGC y el primer piso al tablero principal TSGD.

Principal Edificio LIFYCS 3.1

A continuación se muestran los perfiles de consumo y el comportamiento del factor de potencia en todo el edificio 3.1. En el podemos observar la característica de potencia demandada por el edificio y otras cargas ajenas a este; tal es el caso de la planta de tratamiento y la cancha de fútbol.

La potencia aparente demandada por en el QD Logic se muestra en la figura 46, en ella observamos una carga base de 6 kVA desde las 21:00 hasta las 7:00 horas; esto se debe principalmente a equipos que quedan en modo espera durante las noches hasta el siguiente día.

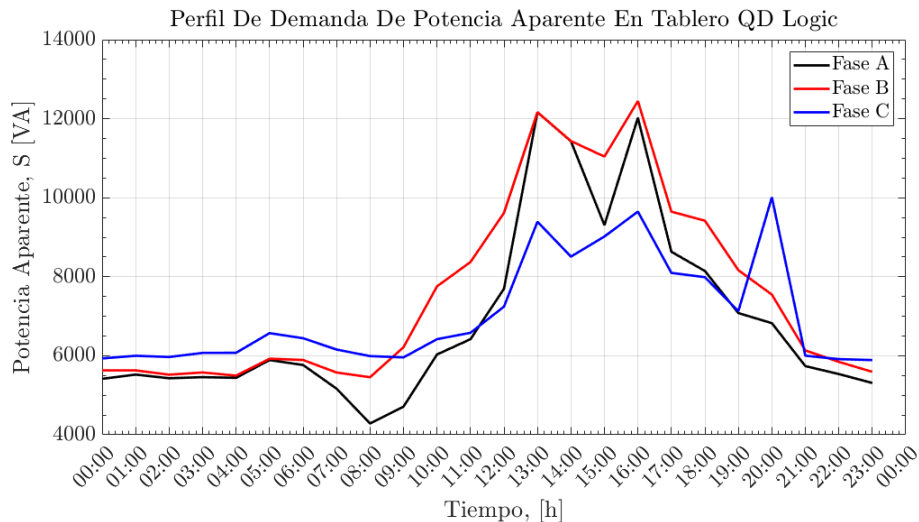


Figura 46: Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero Distribuidor QD Logic.

Por otra parte, el factor de potencia se ilustra en la figura 47; la cual muestra el comportamiento a lo largo de un día típico. Se observa que durante las noches y madrugada el factor de potencia está por encima de 0.9, mientras que durante el día las fases B y C se mantienen entre 0.9 hasta 0.8. Sin embargo, la fase A disminuye hasta casi 0.7 de FP cuando se demanda un aproximado de 6 kVA.

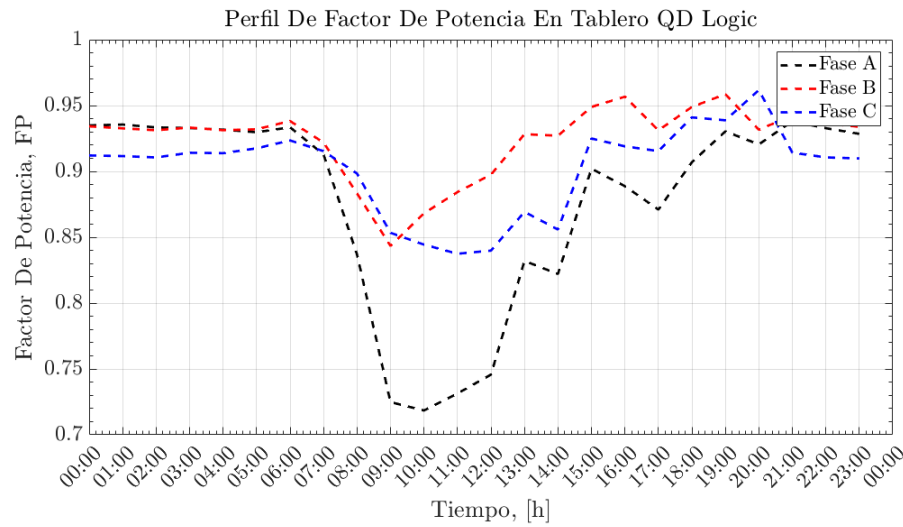


Figura 47: Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero Distribuidor QD Logic.

A partir de las gráficas anteriores, se determinó la compensación de reactivos para mantener un mejor factor de potencia en ese tablero; por lo cual en la tabla 12 se muestra la potencia reactiva requerida para mejorar el FP cuando la razón P/S es máxima y mínima.

	FP_{MAX}	Q_{Req}	FP_{MIN}	Q_{Req}
Fase A	0.962	1,445 VAr	0.562	4,483 VAr
Fase B	0.975	3,081 VAr	0.781	3,374 VAr
Fase C	0.971	2,064 VAr	0.71	3,764 VAr

Cuadro 12: Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero QD Logic Del Edificio 3.1.

Tablero TSGA

Este tablero distribuye la energía a diferentes cargas ubicadas en el sótano 2, las cargas son principalmente equipos de laboratorio como simuladores solar, espectroscopio, equipo de rayos láser y motores para campanas.

La potencia aparente que se demanda en este nodo representa el 22% de la potencia máxima demandada por los tres tableros principales. En la figura 48 podemos observar que existe una demanda base inferior a 2,600 VA y un des balance de 500 VA. Por otra parte la demanda punta se da entre las 15:00 y 16:00 horas, en la cual se consume al entre 4,250 VA y 4,700 VA.

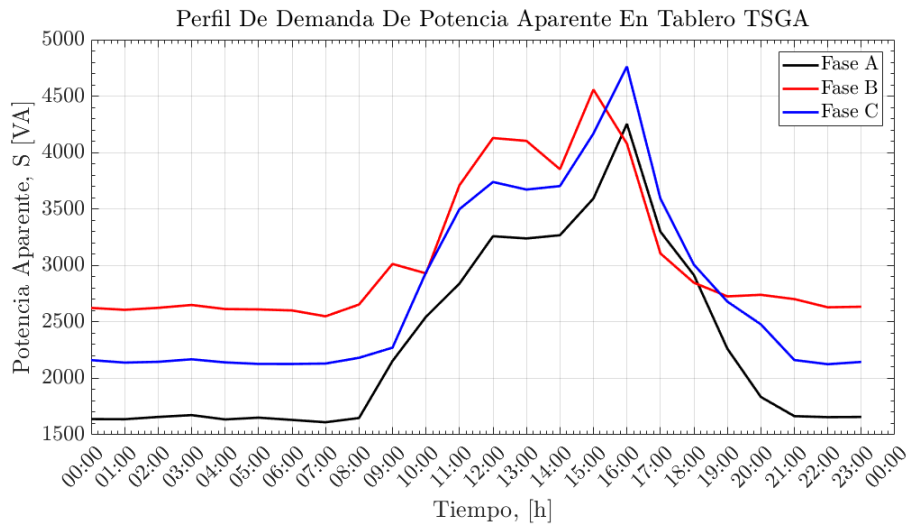


Figura 48: Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero Principal TSGA.

El comportamiento del factor de potencia se observa en la figura 49, en ella vemos que el FP en la fase A está por encima de 0.8 durante las noches. Sin embargo las fases B y C están por debajo de 0.7 desde las 21:00 hasta las 7:00 horas. Mientras que a lo largo del día laboral el FP se mantiene entre 0.7 y 0.95, esto se traduce a un bajo factor de potencia.

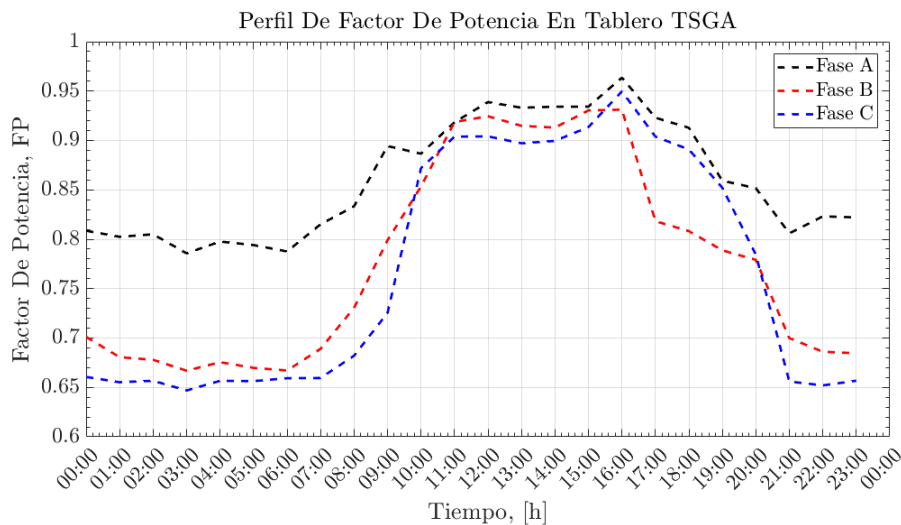


Figura 49: Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero Principal TSGA.

Por otra parte, la tabla 13 muestra la cantidad de potencia reactiva requerida para mejorar el factor de potencia. En ella observamos que la fase A requiere de 598 VAR cuando se tiene el máximo FP, sin embargo cuando se tiene el FP mínimo de requiere de 2,306 VAR para mejorar el FP acercándolo a la unidad.

De igual forma la fase B requiere de 1,020 VAr a 3,119 VAr, cuando aparecen el factor de potencia máximo y mínimo respectivamente. En cuanto a la fase C requiere entre 839 VAr y 2,408 VAr cuando ocurre el factor de potencia máximo y mínimo respectivamente.

	FP_{MAX}	Q_{Req}	FP_{MIN}	Q_{Req}
Fase A	0.988	598 VAr	0.496	2,306 VAr
Fase B	0.977	1,020 VAr	0.482	3,119 VAr
Fase C	0.985	839 VAr	0.498	2,408 VAr

Cuadro 13: Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero Principal TSGA.

Tablero TSGB Este tablero esta ubicado en el sótano 1 donde se encarga de distribuir la energía eléctrica a las cargas de los diferentes laboratorios, como son el laboratorio de celdas híbridas, síntesis, departamento de termo ciencias entre otros. Representa el 10 % de la demanda total de los otros 3 pisos del edificio. La cual es consumida principalmente por motores, equipo de computo y otras cargas no lineales.

En la figura 50 podemos observar que los requerimientos durante la noche y madrugada son prácticamente nulos. Sin embargo vemos que las labores inician desde las 8:00 hasta las 23:00 horas, con una demanda punta de potencia aparente que apenas supera los 2,000 VA.

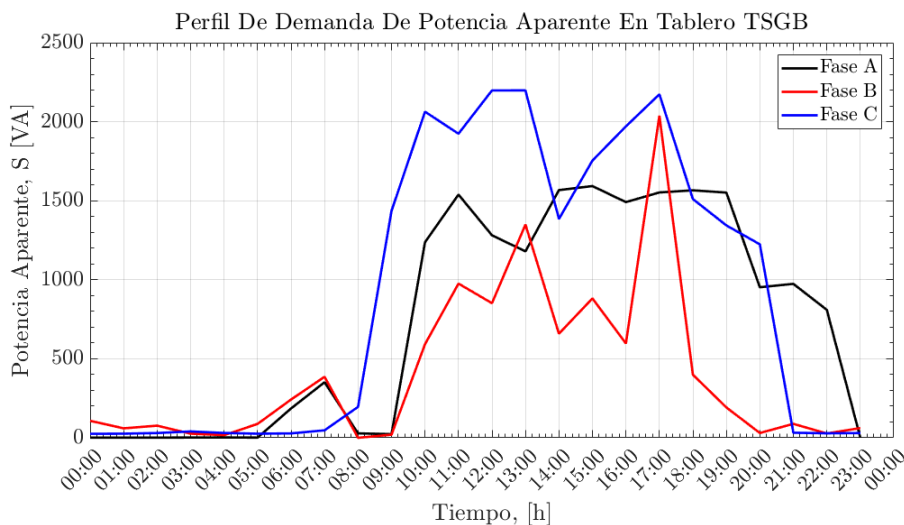


Figura 50: Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero Principal TSGB.

El comportamiento del factor de potencia en este tablero se observa en la figura 51, en ella vemos como al fase A opera a un factor de potencia superior a 0.8 cuando esta a plena carga. Sin embargo la fase B nunca supera 0.8 aun cuando la demanda es máxima. Mientras

la fase C muestra un comportamiento mejor que la fase B, con respecto a la A esta mal, a pesar de ser la fase C quien mas demanda tiene el factor de potencia en bajo. Lo cual representa poca potencia activa demandada en comparación con la aparente.

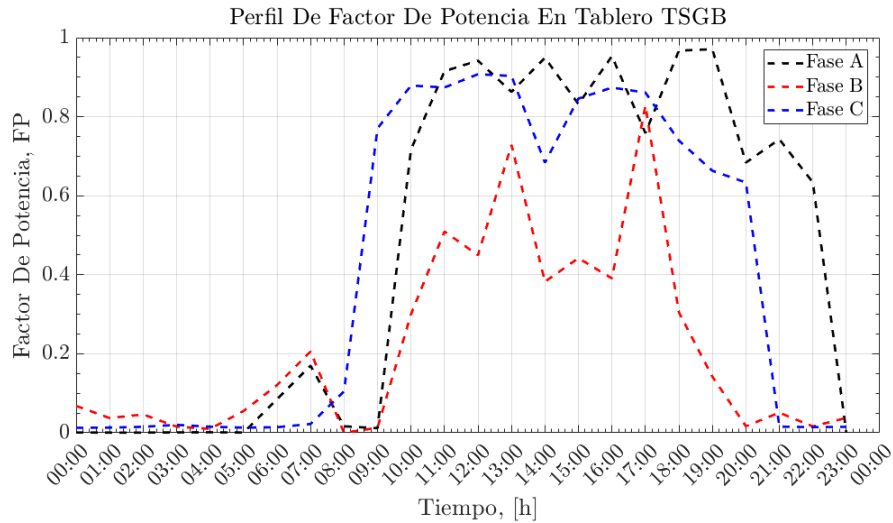


Figura 51: Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero Principal TSGB.

Así, en la tabla 14 podemos observar que la cantidad de potencia reactiva requerida, es poca entre 40 VAR y 186 VAR para la fase A. La fase B requiere entre 58 VAR y 338 VAR y la fase C necesita compensar entre 51 VAR y 726 VAR.

	FP_{MAX}	Q_{Req}	FP_{MIN}	Q_{Req}
Fase A	0.991	186 VAR	0.044	40 VAR
Fase B	0.973	338 VAR	0.015	58 VAR
Fase C	0.979	726 VAR	0.021	51 VAR

Cuadro 14: Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero Principal TSGB.

Tablero TSGC

Ubicado en la planta baja del edificio 3.1 el tablero TSGC se encarga de suministrar energía eléctrica a 6 unidades de condensadoras para aire acondicionado, un compresor para el hidroneumático, un condensador para el SITE, el laboratorio de celdas solares, alumbrado, entre otras.

La demanda de este tablero representa el 55 % de la potencia aparente demandada por el edificio. En la figura 52 se observa que hay una demanda base entre 1,000 VA y 1,500 VA, mientras que la demanda punta en las fases A y C se encuentra al rededor de 3,200 VA. Por otra parte la fase B tiene una demanda punta de casi 4,500 VA, la cual comienza desde las 10:00 hasta las 17:00 horas.

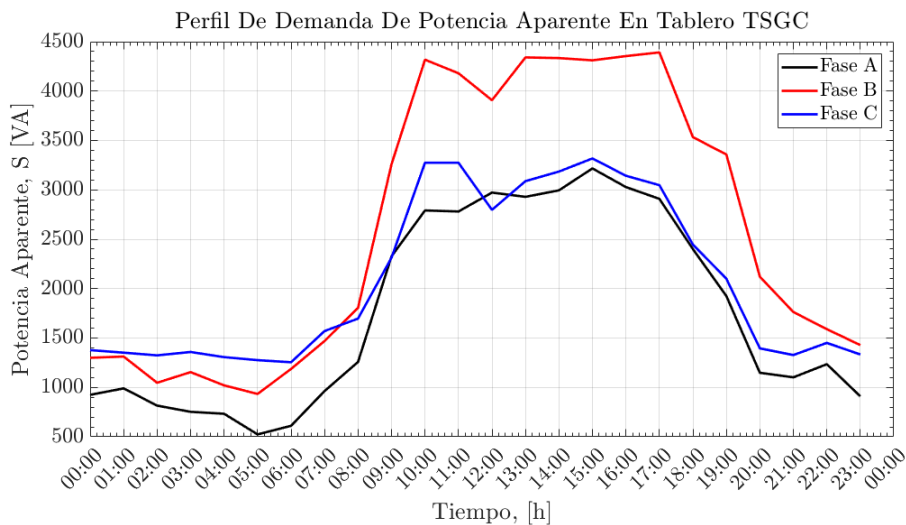


Figura 52: Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero Principal TSGA.

La curva de factor de potencia se muestra en la figura 53, en la cual podemos observar que durante las noches cuando se tiene la demanda base, el factor de potencia es bajo ya que la fase A y C es inferior a 0.6. Mientras que la fase B se mantiene por debajo de 0.7. Esto puede ocurrir debido a cargas en espera que consumen mayor cantidad de potencia reactiva que de activa.

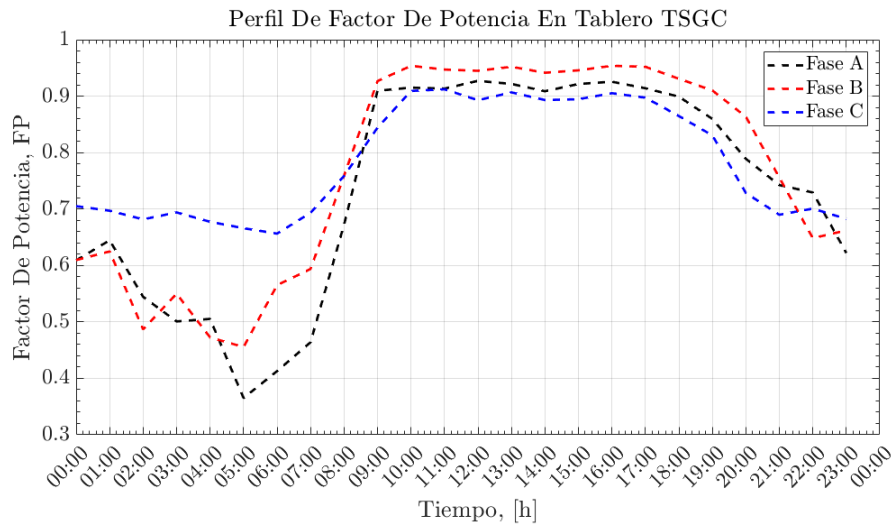


Figura 53: Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero Principal TSGC.

En la tabla 15 se muestra la potencia reactiva requerida para mejorar el factor de potencia, acercando el FP actual a un valor unitario.

	FP_{MAX}	Q_{Req}	FP_{MIN}	Q_{Req}
Fase A	0.971	809 VAr	0.031	53 VAr
Fase B	0.975	1,041 VAr	0.029	46 VAr
Fase C	0.952	3,765 VAr	0.391	600 VAr

Cuadro 15: Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero Principal TSGC.

Tablero TSGD

Este tablero está ubicado en la planta alta del edificio 3.1, en el se encuentran los laboratorios de Eólica, estructuras, aislamiento eléctrico, entre otros. Las cargas importantes son dos unidades de condensadores, equipo de cómputo, un equipo de impacto por granizo, entre otros. Todas las cargas conectadas a este tablero representan un 12% de la demanda total del edificio.

En la figura 54 observamos que tanto la fase A como la B, no tiene carga base. Sin embargo la fase C tiene alrededor de 1,500 VA. Por otra parte, la demanda punta en las fases A y B es de alrededor de 2,400 VA, mientras que la fase C es de 3,400 VA.

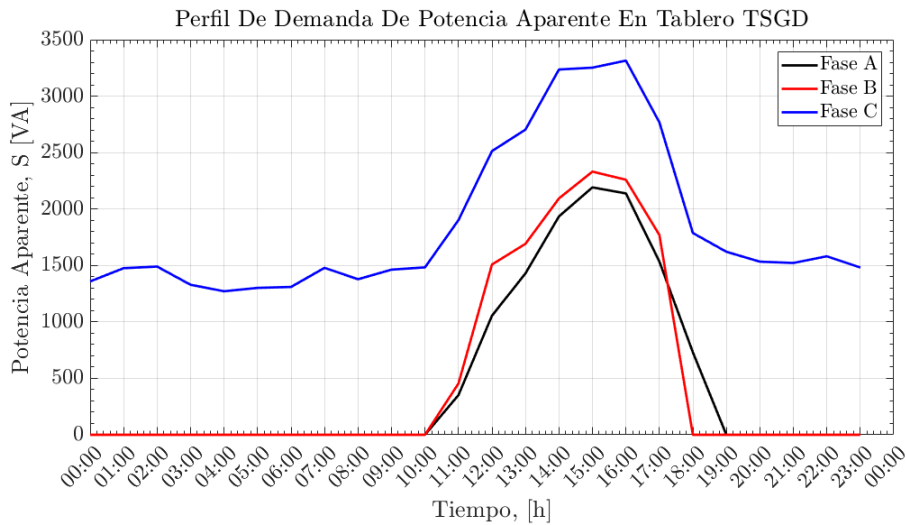


Figura 54: Curva Típica De Potencia Aparente En El Tablero Principal TSGD.

En cuanto al comportamiento del factor de potencia, la figura 55 muestra que tanto la fase A y B pasan de un FP de 0 a 0.9 de las 10:00 a las 12:00 horas. Por otra parte, la fase C mantiene un factor de potencia de 0.6 durante la noches y madrugadas, mientras que a partir de las 12:00 17:00 horas mantiene un FP de 0.9 y posteriormente descende.

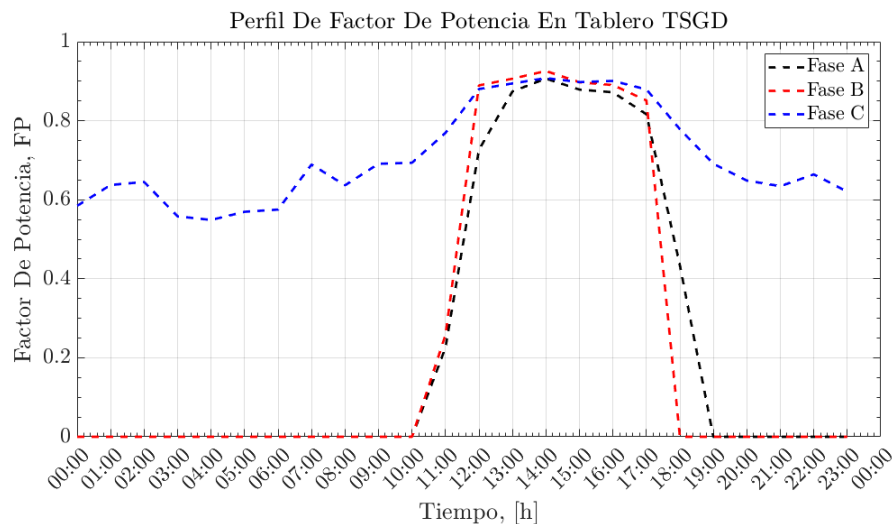


Figura 55: Curva Típica De Factor De Potencia En El Tablero Principal TSGD.

A partir de las gráficas anteriores se determina la cantidad de potencia que se requiere compensar, en la tabla 16 podemos observar la potencia reactiva para cada una de las fases. En ella vemos que la fase A requiere entre 127 VAR y 41 VAR para cuando ocurre el FP máximo y mínimo respectivamente. Por otra parte, la fase B requiere entre 725 VAR y 40 VAR cuando el FP es máximo y mínimo. Finalmente, la fase C requiere de 1,145 VAR cuando

se tiene el factor de potencia máximo y 50 VAr cuando el FP es mínimo.

	FP_{MAX}	Q_{Req}	FP_{MIN}	Q_{Req}
Fase A	0.993	127 VAr	0.037	41 VAr
Fase B	0.95	725 VAr	0.041	40 VAr
Fase C	0.951	1,145 VAr	0.023	50 VAr

Cuadro 16: Potencia Reactiva a Compensar En El Tablero Principal TSGD.

4.2 Análisis De Las Fuentes De Generación FV

En esta sección se habla acerca de la generación de potencia eléctrica a partir de las fuentes distribuidas solar FV; de acuerdo con la ecuación 15 en el capítulo 2, un sistema fotovoltaico produce potencia activa en función de parámetros climatológicos como son la irradiancia, temperatura ambiente e índice de claridad.

La figura 56 muestra la irradiancia directa registrada por la estación meteorológica ESOLMET-IER. Cada una de las curvas fue registrada en la fecha correspondiente a la medición de cada uno de los sistemas FV. En la gráfica podemos observar que hay variaciones en las curvas, esto debido que a lo largo del día las nubes, partículas suspendidas y otros disminuyen la irradiancia directa.

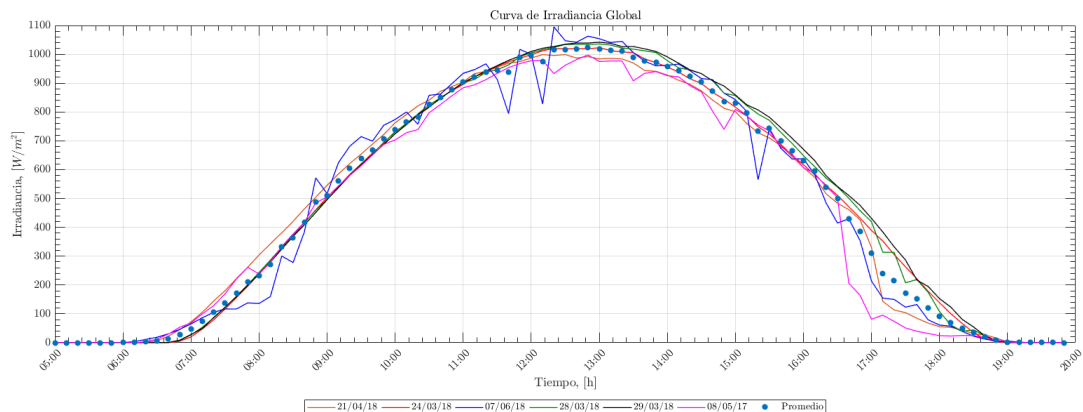


Figura 56: Curva De Irradiancia Solar Directa Durante Las Fechas De Medición De La Generación FV.

Por otra parte, la figura 57 muestra la temperatura ambiente registrada en la fecha correspondiente a la medición de los sistemas FV. En la gráfica observamos que durante la madrugada; a partir de las 00:00 hasta las 07:00 horas, la temperatura se mantiene entre 24°C y 19°C . Sin embargo, desde las 07:00 hasta las 17:00 horas la temperatura aumenta y alcanza un máximo de 33°C .

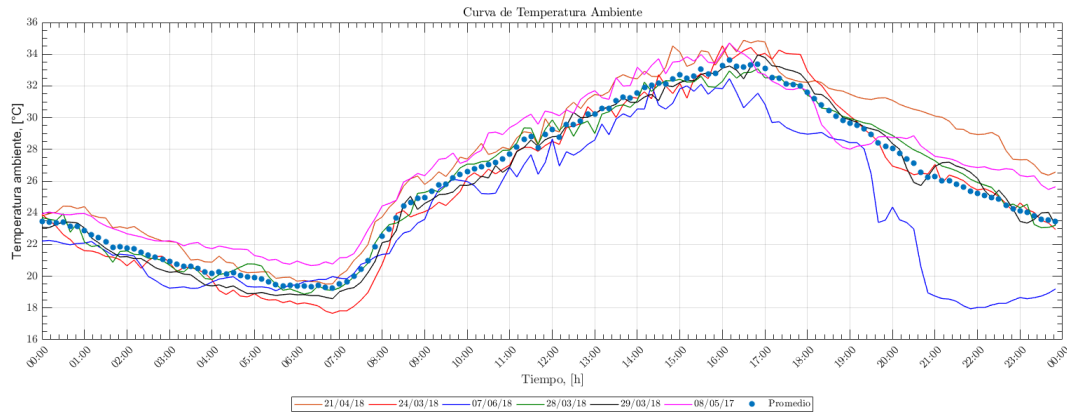


Figura 57: Curva De Temperatura Ambiente Durante Las Fechas De Medición De La Generación FV.

De acuerdo con las gráficas anteriores se determino que a las 13:00 horas, la irradiancia promedio máxima es de $1,000\text{ W}/\text{m}^2$ y la temperatura ambiente promedio a esa misma hora es de alrededor de 30°C por lo cual da como resultado una temperatura de la celda de 61°C . De tal forma que para módulos de silicio el rendimiento térmico sera de aproximadamente 80%.

A continuación se presenta una breve descripción de la configuración de los sistemas FV, instalados de manera distribuida en el IER.

SFV Edificio D

Este sistema fotovoltaico fue diseñado para operar con tres inversores SMA-SB4000US los cuales son monofásicos dos hilos, fueron conectados entre si en una configuración delta formando un sistema trifásico. El arreglo FV tiene distintas configuraciones ya que se emplearon tres diferentes tecnologías para cada inversor; los módulos de CdTe sonde la marca Calyxo CX3 de 75 W los cuales están configurados ocho en serie por cinco en paralelo (8Sx5P). Por otra parte, tecnología de CIGS es de la marca tsmc Solar del modelo TS-150C2 de 150 W de potencia, se encuentran conectados en configuración 5Sx4P.

Finalmente los módulos de silicio policristalino son de la marca ITS Modules Desing Black 250 W, los cuales estan configurados 12 en serie por 1 en paralelo.

SFV Simulador

Al igual que el sistema anterior, esta configurado por tres inversores SMA-SB7000 el cual es de una potencia nominal de 7 kW. Los tres inversores son monofásicos dos hilos estos son conectados formando un circuito de tres fases en delta.

El arreglo FV esta diseñado con módulos de 260 W de la marca Astronergy en configuración de 14 MFV en serie por 2 cadenas FV en paralelo para cada inversor, dando un total de 84 módulos y una potencia total de 21.84 kW.

SFV Palapas

Los sistemas FV Palapas 1 y 2 estan ubicados a un costado de la cancha de fútbol. La palapa 1 esta diseñada con un inversor Fronius IG Plus V10-3 de 10 kW. A este se acopla un arreglo FV de módulos de la marca Solartec S60PC-250 de 250 W, los cuales están en configuración de 12 en serie por 3 cadenas FV en paralelo, dando un total de 9 kW instalados.

Por otra parte, la palapa 2 tiene un inversor con las mismas características del anterior (Fronius IG Plus V10-3). El arreglo FV esta conformado por módulos SolarEver P260 de 260 W, los cuales se conectan 12 en serie por 3 cadenas FV en paralelo dando un total de 9.36 kW de potencia pico instalada.

SFV Edificio 3.1

En el edificio 3.1 se tienen dos sistemas FV (Ala Norte y Ala Sur) de inversor central instalados, ambos sistemas tienen la misma configuración eléctrica y mismos equipos. Así, los inversores utilizados por ambos sistemas son Fronius Symo 12.0-3 de 12 kW. A cada inversor se le acopla un arreglo FV constituido por 48 módulos solartec S60PC-250 de 250 W en una configuración de 12 en serie por 4 en paralelo, dando una capacidad por sistema de 12 kW instalados.

SFV Tonatiuh

Este sistema FV esta instalado en el techo del auditorio Tonatiuh para esto se utilizan dos inversores ABB Trio 20.0-TL-OUTD de 20 kW; debido a que operan a 480 V en corriente alterna se conectan a un transformador de 45 kVA. Por otra parte, el arreglo FV acoplado a cada inversor esta conformado por módulos SolarEver P260 y Yingli Solar YGE260P ambos son de 260 W y tecnología policristalino. La configuración del arreglo FV es de 14 en serie por 6 cadenas FV en paralelo, lo que da como resultado una potencia total instalada de 21.84 kW en cada inversor.

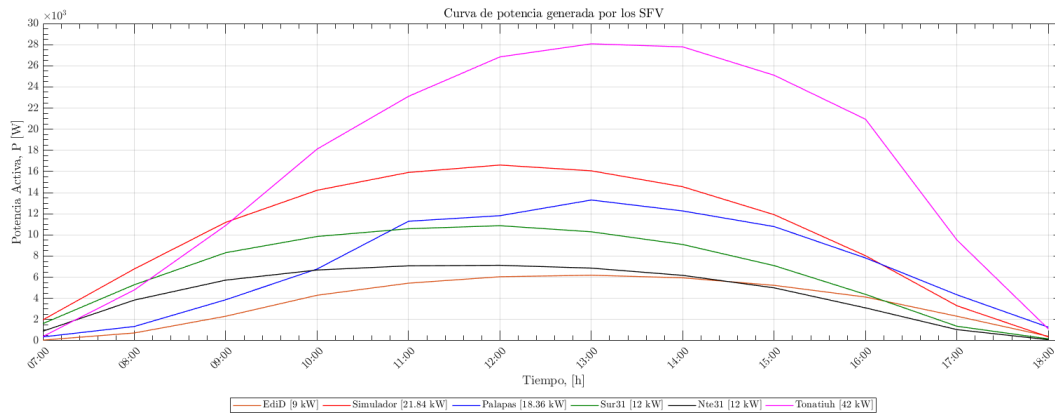


Figura 58: Curva De Temperatura Ambiente Durante Las Fechas De Medición De La Generación FV.

En la figura 58, se observa la curva de potencia activa generada por cada sistema, en ella podemos observar la potencia máxima que genera el sistema en función de la irradiancia y temperatura ambiente. De tal forma que, la eficiencia de cada sistema sera diferente debido a parámetros como inclinación, orientación y tipo de tecnología.

Tecnología	Edificio D	Simulador	Palapas	Edificio 3.1	Tonatiuh
CIGS	0.89	-	-	-	-
CdTe	0.91	-	-	-	-
Si-Poli	0.86	0.85	0.82/0.85	0.82/0.81	0.85

Cuadro 17: Rendimiento Térmico De Los Sistemas Fotovoltaicos.

Conclusiones

En este trabajo de tesis se analiza el comportamiento de la red eléctrica del IER, tanto del de flujo de potencia como de los parámetros de calidad de potencia. Dicho análisis fue realizado con el fin de determinar los requerimientos de equipos de compensación para que la red eléctrica del IER opere como una micro red estable.

Para que la red eléctrica del IER se transforme en una micro red se requiere de confiabilidad; esto indica que se requiere de sistemas que suministren potencia suficiente para operar las cargas aun cuando exista una falla en el sistema eléctrico de CFE es decir cuando se opere en modo isla. A demás, se requiere de compensación de reactivos ya que al tener sistemas FV y UPS como fuentes de potencia activa la reactiva no pueden ser generado por estos mismos componentes o resulta muy caro hacerlo.

Por otra parte, una micro red garantiza calidad en el suministro de energía, por ello un medio de compensación en el factor de potencia y filtrado en la cantidad de distorsión armónica total es necesario para asegurar la integridad de aparatos susceptibles a estas variaciones.

Finalmente la flexibilidad que ofrece una micro red promueve una correcta integración de fuentes renovables, ya que permite diferentes modos de operación, garantizando que estando conectado a la red o en modo isla todos los componentes de la micro red siempre operen de forma optima.

Bibliografía

- [1] Cámara de Diputados. Ley General de Cambio Climático. *Diario Oficial de la Federación*, pages 1–44, 2012.
- [2] Dan T Ton and Merrill A Smith. The us department of energy’s microgrid initiative. *The Electricity Journal*, 25(8):84–94, 2012.
- [3] Secretaría de Energía. Prospectiva de Energías Renovables 2017-2031. Technical report, 2017.
- [4] Robert H Lasseter. Smart distribution: Coupled microgrids. *Proceedings of the IEEE*, 99(6):1074–1082, 2011.
- [5] R.H. Lasseter. MicroGrids. *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*, 1:305–308, 2002.
- [6] Nikos Hatziargyriou, Hiroshi Asano, Reza Iravani, and Chris Marnay. Microgrids. *IEEE power and energy magazine*, 5(4):78–94, 2007.
- [7] P Sreedharan, J Farbes, E Cutter, CK Woo, and J Wang. Microgrid and renewable generation integration: University of california, san diego. *Applied Energy*, 169:709–720, 2016.
- [8] BERKELEY LAB. *Examples of Microgrids: New York University*. [Online]. Available from: <https://building-microgrid.lbl.gov/new-york-university>. [Accessed 28th November 2017].
- [9] BERKELEY LAB. *Examples of Microgrids: Hangzhou Dianzi University*. [Online]. Available from: <https://building-microgrid.lbl.gov/hangzhou-dianzi-university>. [Accessed 29th November 2017].
- [10] George Cristian Lazaroiu, Virgil Dumbrava, Mihnea Costoiu, Mihaela Teliceanu, and Mariacristina Roscia. Smart campus-an energy integrated approach. In *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2015 International Conference on*, pages 1497–1501. IEEE, 2015.

- [11] Kabir Chakraborty and Abhijit Chakrabarti. *Soft Computing Techniques in Voltage Security Analysis*. Springer, 2015.
- [12] Chris Marnay, Spyros Chatzivasileiadis, Chad Abbey, Reza Iravani, Geza Joos, Pio Lombardi, Pierluigi Mancarella, and Jan von Appen. Microgrid evolution roadmap. In *Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST), 2015 International Symposium on*, pages 139–144. IEEE, 2015.
- [13] Diario Oficial de la Federación. *LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA*. [Online]. Available from: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014. [Modified 11/08/2014].
- [14] IEEE Standards Association et al. Ieee guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems. *IEEE std*, pages 1547–4, 2011.
- [15] Thomas Ackermann, Göran Andersson, and Lennart Söder. Distributed generation: a definition. *Electric power systems research*, 57(3):195–204, 2001.
- [16] Morad Mohamed Abdelmageed Abdelaziz, Hany E Farag, Ehab F El-Saadany, and Yasser Abdel-Rady I Mohamed. A novel and generalized three-phase power flow algorithm for islanded microgrids using a newton trust region method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1):190–201, 2013.