



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA

ESTRATEGIAS DE RECARGA CONTROLADAS PARA
LA INTEGRACIÓN DEL PARQUE VEHICULAR
ELÉCTRICO EN REDES ELÉCTRICAS DE POTENCIA
USANDO FLUJOS DE POTENCIA ÓPTIMOS

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica

PRESENTA:

Ingeniero en Electrónica Hugo Eduardo Vega Ayala

DIRECTOR DE TESIS:

Doctor en Filosofía en Ingeniería Eléctrica Norberto García Barriga



Morelia, Michoacán, Febrero 2018



ESTRATEGIAS DE RECARGA CONTROLADAS PARA LA INTEGRACION DEL PARQUE VEHICULAR ELÉCTRICO EN LAS REDES ELÉCTRICAS DE POTENCIA USANDO FLUJOS DE POTENCIA ÓPTIMOS

Los Miembros del Jurado de Examen de Grado aprueban la Tesis de Maestría en Ciencias de Ingeniería Eléctrica Opción en Sistemas Eléctricos de Hugo Eduardo Vega Ayala.

Dr. J. Jesús Rico Melgoza
Presidente del Jurado

J. Jesús Rico Melgoza

Dr. Norberto García Barriga
Director de Tesis

Norberto García Barriga

Dra. Elisa Espinosa Juárez
Vocal

Elisa Espinosa Juárez

Dr. Claudio Rubén Fuerte Esquivel
Vocal

Claudio Rubén Fuerte Esquivel

Dr. César Angeles Camacho
Revisor Externo

César Angeles Camacho

Dr. Félix Calderón Solorio
Jefe de la División de Estudios de Posgrado
De la Facultad de Ingeniería Eléctrica. UMSNH
(Por reconocimiento de firmas).

Félix Calderón Solorio

Félix Calderón Solorio

UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLAS DE HIDALGO
Enero de 2018

Agradecimientos

Quiero agradecer a Dios por darme la vida y proporcionarme de las capacidades cumplir con mis objetivos.

Agradecer a mi familia por dejarme aprender tanto de ellos, por ser mis pilares y estar junto a mí en los buenos y en los malos momentos para ofrecerme palabras de aliento y consejos que sólo han hecho de mí una mejor persona.

A mi padre Francisco por ser ese ejemplo de esfuerzo y perseverancia, que ha depositado en mí toda su confianza. A mi madre Luz María por ser mi confidente, por estar junto a mí procurando que nada me haga falta, ofreciéndome su apoyo y cariño incondicional. A mis hermanos Fernando, Omar, Marco Antonio y Azucena por todos los momentos que hemos compartido juntos y por ofrecerme todo su apoyo incondicional.

A mi novia Anabel por ser esa persona especial que llegó a mi vida para llenarla de cariño y afecto, por su invaluable ayuda y por acompañarme durante gran parte de mi formación personal y académica.

Agradecer a la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, a mis compañeros y amigos que han compartido conmigo esta gran etapa de mi vida.

A mis profesores, de los cuales he aprendido y que han contribuido en mi formación académica. Especialmente agradecer al Dr. Norberto García Barriga por darme la oportunidad de trabajar bajo su asesoría, compartiéndome su apoyo y sus conocimientos.

Agradecer al CENACE, a la División Centro Occidente y a la Zona Morelia de la CFE por la valiosa información proporcionada para realizar este trabajo.

Por último, agradecer a CONACYT por su invaluable apoyo para realizar actividades de investigación.

Dedicatoria

El presente trabajo de tesis lo dedico a mi familia, la cual me ha apoyado toda la vida, aportándome todos los medios y los recursos necesarios para poder lograr mis objetivos y mis metas, siempre alentándome a continuar viendo hacia adelante para aspirar a grandes y mejores cosas en la vida.

Resumen

El desarrollo de esta tesis está motivado por el surgimiento en los últimos años de un importante vínculo entre los sectores eléctrico y del transporte. La incorporación del vehículo eléctrico (VE) al parque vehicular existente demanda importantes cambios en ambos sectores y podría contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. En el sector del transporte, se deberá desarrollar una infraestructura de recarga para que los usuarios de VEs se carguen en sus hogares o en estaciones de recarga públicas. En el sector eléctrico, el operador del sistema eléctrico de potencia deberá resolver el reto de incorporar un nuevo tipo de carga que no fue considerada en la planeación y operación del sistema.

El trabajo presentado en esta tesis involucra el desarrollo de estrategias de recarga que permitan maximizar los niveles de penetración de los VEs en las redes eléctricas. Además, se evalúa la capacidad del parque vehicular eléctrico para proveer servicios auxiliares para la regulación de voltajes, reducción de pérdidas y picos de demanda en la red eléctrica.

En esta tesis se implementa un algoritmo de optimización para coordinar la recarga de VEs usando un programa de flujos de potencia óptimos (FPO). En el desarrollo de esta propuesta se consideran los patrones de disponibilidad del parque vehicular y la variabilidad de la carga convencional instalada en la red eléctrica. Esta metodología se aplica para resolver el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y se hace especial énfasis en la red de subtransmisión en 115 kV ubicada en la zona metropolitana de la Ciudad de Morelia. Se utiliza como herramienta principal de simulación el software *Power System Simulator for Engineering* (PSS/E) para evaluar el impacto de la integración de los VEs en la solución de los flujos de potencia en términos de voltajes nodales, niveles de carga en transformadores, niveles de carga y pérdidas de potencia en líneas de subtransmisión y de transmisión. Adicionalmente, se estudia el parque vehicular eléctrico como un sistema de almacenamiento de energía ambulante con la habilidad de intercambiar no sólo potencia activa sino también potencia reactiva. Esta flexibilidad permite evaluar la contribución de los VEs en términos de regulación de voltaje en el sistema eléctrico.

Debido a que PSS/E no cuenta con un modelo del VE, se implementa un modelo propio desarrollado en el lenguaje de programación de Python. El modelo del VE permite determinar la potencia que demandan las baterías del vehículo en función del tipo de

cargador utilizado y del estado de carga inicial de las baterías. Además, el modelo del VE reproduce las etapas de recarga a corriente y voltaje constante.

Los resultados de la estrategia de recarga sin control indican que el anillo de subtransmisión de la ciudad de Morelia tiene la suficiente capacidad para integrar cerca de 30,000 VEs, manteniendo líneas y transformadores dentro de sus valores nominales y satisfaciendo los límites de voltajes. En diversos escenarios presentados en esta tesis se muestra una mejora en la regulación de los voltajes con la presencia de VEs en la red eléctrica. Sin embargo, se observó la sobrecarga de algunos transformadores del anillo de subtransmisión a partir de un nivel de integración de VEs de 9.6 %.

Por otra parte, la utilización de una estrategia de recarga basada en FPO permite incrementar los niveles de penetración de VEs hasta el 77 % evitando la necesidad de realizar nuevas inversiones para actualizar la infraestructura eléctrica. De igual forma, con esta estrategia de recarga optimizada se logra mejorar considerablemente los perfiles de carga en las subestaciones de Morelia, mejorando los índices de regulación de voltaje.

Palabras clave: Vehículos eléctricos, estrategias de recarga controladas, flujos de potencia óptimos, automatización, red de subtransmisión.

Abstract

This thesis is motivated by the emergence in the last years of an important link between the electric and the transportation sectors. The incorporation of the electric vehicle (EV) to the existing vehicle fleet demands important changes in both sectors and may contribute to the reduction of greenhouse gas emissions. In the transport sector, a recharging infrastructure should be developed for EVs users to charge in their homes or in public recharging stations. In the electric power sector, the operator of the electric power system must solve the challenge of incorporating a new type of load, which was not considered in the planning and operation of the system.

The work presented in this thesis involves the development of charging strategies that maximize the levels of penetration of the EVs in the electrical networks. Moreover, the capacity of the EVs fleet to provide auxiliary services for the regulation of voltages, reduction of power losses and peaks of demand in the electrical network is evaluated.

In this thesis, an optimization algorithm to coordinate the recharge of EVs using an optimal power flow (FPO) program is implemented. In the development of this proposal, the vehicle's availability patterns and the variability of the conventional load installed in the electrical network are considered. This methodology is applied to solve the National Inter-connected System (SIN) with special emphasis on the subtransmission network at 115 kV located in the metropolitan zone of the City of Morelia. The software *Power System Simulator for Engineering* (PSS/E) is used as the main simulation tool to evaluate the impact of the integration of the EVs in the power flow solution in terms of nodal voltages, load levels in transformers, load levels and power losses in the subtransmission and transmission lines. In addition, the EV fleet is studied as a moving energy storage system with the ability to exchange not only active power, but also reactive power. This flexibility allows to evaluate the contribution of the VEs in terms of voltage regulation in the electrical system.

The implementation of steady-state simulations using PSS/E requires the development of EV models. In this work, an EV model is developed with a Python programming language. The model of the EV allows to determine the power demanded by the vehicle batteries depending on the type of charger used and the initial state of charge of the batteries. Furthermore, the VE model reproduces the recharge stages at constant current and constant voltage.

Results of the uncontrolled charging strategy indicate that the subtransmission ring located of the metropolitan area of the city of Morelia is able to integrate about 30,000 EVs, keeping lines and transformers within their nominal values and satisfying voltage limits. According to results, the incorporation of EVs to the electric network allows to improve voltage regulation index. However, overload conditions in subtransmission transformers are observed from 9.6% EVs integration.

On the other hand, the use of a controlled charging strategy based on an optimal power flow algorithm allows 77% EVs integration without requiring any upgrades to the existing electricity infrastructure. Similarly, the optimal scheduling of EVs charging improves the load profiles in the substations transformers of Morelia, reducing the values of the voltage deviation index (VDI).

Keywords: Electric vehicles, controlled charging strategies, optimal power flow, automation, subtransmission network.

Contenido

Agradecimientos	III
Dedicatoria	V
Resumen	VII
Abstract	IX
Contenido	XI
Lista de Figuras	XV
Lista de Tablas	XIX
Lista de Símbolos	XXIII
Lista de Acrónimos	XXV
Lista de Publicaciones	XXVII
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	1
1.2. Antecedentes	4
1.2.1. Evolución de las redes eléctricas: <i>Smart Grids</i>	6
1.3. Revisión del estado del arte	7
1.4. Objetivos	13
1.5. Hipótesis	14
1.6. Justificación	14
1.7. Contribuciones	15
1.8. Metodología	16
1.9. Descripción de capítulos	17
2. Conceptos de vehículos eléctricos	19
2.1. Generalidades	19
2.1.1. Concepto G2V (<i>Grid to Vehicle</i>)	20
2.1.2. Concepto V2G (<i>Vehicle to Grid</i>)	20
2.1.3. Concepto V2H (<i>Vehicle to Home</i>)	21
2.1.4. Concepto V2B (<i>Vehicle to Building</i>)	21
2.2. Tipos de vehículos eléctricos	22
2.2.1. Vehículo eléctrico híbrido	22
2.2.2. Vehículo eléctrico híbrido con conexión a la red	23
2.2.3. Vehículo eléctrico puro	24
2.3. Infraestructura de recarga de vehículos eléctricos	24

2.3.1. Clasificación de cargadores	25
2.4. Estrategias de recarga	26
2.5. Sumario	28
3. Modelado del proceso de recarga de un vehículo eléctrico	29
3.1. Modelo del proceso de recarga	30
3.1.1. Banco de baterías	30
3.1.2. Cargador de CA	31
3.1.2.1. Carga a corriente constante	32
3.1.2.2. Carga a voltaje constante	33
3.1.3. Eficiencia y factor de potencia	34
3.2. Validación del modelo	35
3.3. Parámetros del parque vehicular eléctrico	38
3.3.1. Estimación del consumo promedio de energía por VE	39
3.3.2. Escenarios de penetración de VEs	40
3.3.3. Selección de la estrategia de recarga	40
3.3.3.1. Estrategia no controlada	41
3.3.3.2. Estrategia controlada	42
3.4. Modelo del parque vehicular eléctrico	43
3.5. Conclusiones	46
4. Flujos de potencia óptimos	47
4.1. Formulación de flujos de potencia óptimos	47
4.1.1. Función objetivo	48
4.1.2. Variables	49
4.1.3. Restricciones de igualdad	50
4.1.4. Restricciones de desigualdad	50
4.2. Software de simulación PSS/E	51
4.2.1. Herramientas de automatización en PSS/E	51
4.2.2. Flujos de potencia convencionales en PSS/E	53
4.2.3. Flujos de potencia óptimos en PSS/E	55
4.3. Sumario	59
5. Casos de estudio	61
5.1. Experimento de simulación	61
5.1.1. Área geográfica de estudio	62
5.2. Escenarios de penetración de VEs	63
5.2.1. Consumo promedio de energía diario de los VEs	65
5.2.2. Determinación del consumo de carga convencional	66
5.3. Caso de estudio A: estrategia de recarga no-controlada (concepto G2V)	68
5.3.1. Líneas de transmisión	69
5.3.2. Transformadores de transmisión	70
5.3.3. Líneas de subtransmisión	70
5.3.4. Nodos de subtransmisión	71
5.3.5. Transformadores de subestación	73

5.3.6.	Diversos escenarios de penetración de VEs	75
5.4.	Caso de estudio B: estrategia de recarga no-controlada (concepto V2G) . .	78
5.4.1.	Líneas de transmisión	79
5.4.2.	Transformadores de transmisión	80
5.4.3.	Líneas de subtransmisión	80
5.4.4.	Nodos de subtransmisión	82
5.4.5.	Transformadores de subestación	82
5.4.6.	Diversos escenarios de penetración de VEs	85
5.5.	Caso de estudio C: Estrategia de recarga controlada (concepto G2V)	88
5.5.1.	Nodos de subtransmisión	91
5.6.	Caso de estudio D: Estrategia de recarga controlada modificada (concepto G2V)	100
5.6.1.	Nodos de subtransmisión	106
5.6.2.	Transformadores de subestación	110
5.7.	Conclusiones	112
6.	Conclusiones y trabajos futuros	115
6.1.	Conclusiones	115
6.2.	Trabajos futuros	117
	Apéndices	119
A.	Modelo del VE en Matlab	119
B.	Modelo del VE en Python	121
C.	Curvas de demanda de carga convencional en Morelia	125
D.	Programa de automatización para FPC, nodos PQ	133
E.	Programa de automatización para FPC, nodos PV	139
F.	Programa de automatización para FPO	147
G.	Resultados adicionales	155
H.	Archivo de salida de FPO	173
	Referencias	177

Lista de Figuras

1.1.	Estructura de una red eléctrica con presencia de VEs [Yong <i>et al.</i> , 2015]. . .	3
1.2.	Evolución global del parque vehicular eléctrico en todo el mundo para el periodo 2010-16.	5
1.3.	Arquitectura de una red eléctrica inteligente.	8
2.1.	Configuración del tren motriz para diferentes vehículos: a).- CI, b).- VEH, c).- VEHCR y d).- VEB.	23
2.2.	Conector para el Sistema de Carga Combinada SAE-J1772.	25
3.1.	Topología del vehículo eléctrico para propósitos de modelado.	30
3.2.	Circuito equivalente simplificado de la batería.	31
3.3.	Formas de onda del proceso de carga de una batería Li-ion.	32
3.4.	Consumo de potencia durante el proceso de carga del Nissan Leaf 2013 obtenido con pruebas experimentales [USDE, 2014b].	37
3.5.	Simulación en Matlab del proceso de carga para un Nissan Leaf 2013 con cargador de CA Nivel 2.	37
3.6.	Principales factores involucrados en la integración de VEs a la red eléctrica.	39
3.7.	Proyección del porcentaje de penetración de VEs.	41
3.8.	Horario de recarga típico de los usuarios de VEs.	42
3.9.	Patrón de disponibilidad de VEs estacionados durante el día.	43
3.10.	Parque vehicular eléctrico en un intervalo diezminutal Δt : a).- representación detallada y b).- representación equivalente.	44
3.11.	Evolución del parque vehicular eléctrico a través de la simulación.	45
4.1.	Diagrama de flujo del proceso de automatización entre PSS/E, Python y Matlab.	52
4.2.	Diagrama de flujo del proceso de automatización para resolver FPC.	54
4.3.	Ventana de selección de las funciones objetivo para FPO en PSS/E.	56
4.4.	Diagrama de flujo del proceso de automatización para resolver FPO.	57
5.1.	Regiones del Sistema Eléctrico Nacional.	62
5.2.	Diagrama unifilar de la red eléctrica de subtransmisión en la Zona Metropolitana de la Ciudad de Morelia y sus alrededores.	64

5.3. Consumo de potencia activa en la subestación ABS: a).- Primavera, b).- Verano, c).- Otoño y d).- Invierno.	67
5.4. Consumo de potencia reactiva en la subestación ABS: a).- Primavera, b).- Verano, c).- Otoño y d).- Invierno.	67
5.5. Número de VEs conectados por transformador durante el transcurso del día.	69
5.6. Voltajes nodales del anillo de subtransmisión: a).- Caso Base y b).- Caso A.	72
5.7. Comparación de los voltajes nodales en la subestación ABS.	73
5.8. Potencia en el transformador la subestación SNI-2.	74
5.9. Voltajes nodales del anillo de subtransmisión de la ciudad de Morelia: a).- Caso Base y b).- Caso B.	83
5.10. Comparación de los voltajes nodales en la subestación ABS, Caso B.	83
5.11. Comparación de los niveles de potencia en la subestación SNI-2.	84
5.12. Ventana de salida para el estudio de PSS/E-OPF.	89
5.13. Número de VEs conectados como resultado del estudio de FPO con 3.4 % de penetración de VEs.	92
5.14. Número de VEs conectados como resultado del estudio de FPO con 10.5 % de penetración de VEs.	92
5.15. Número de VEs conectados como resultado del estudio de FPO con 29.5 % de penetración de VEs.	93
5.16. Número de VEs conectados como resultado del estudio de FPO con 100 % de penetración de VEs.	93
5.17. Voltajes nodales del anillo de subtransmisión de la Ciudad de Morelia: a).- Caso base y b).- Solución óptima con 3.4 % de penetración de VEs.	95
5.18. Voltajes nodales del anillo de subtransmisión de la Ciudad de Morelia: a).- Caso base y b).- Solución óptima con 10.5 % de penetración de VEs.	96
5.19. Voltajes nodales del anillo de subtransmisión de la Ciudad de Morelia: a).- Caso base y b).- Solución óptima con 29.5 % de penetración de VEs.	97
5.20. Voltajes nodales del anillo de subtransmisión de la Ciudad de Morelia: a).- Caso base y b).- Solución óptima con 100 % de penetración de VEs.	98
5.21. Diferencia del IDV obtenido con la solución óptima con respecto del caso base, con 3.4 % de penetración de VEs.	98
5.22. Diferencia del IDV obtenido con la solución óptima con respecto del caso base, con 10.5 % de penetración de VEs.	99
5.23. Diferencia del IDV obtenido con la solución óptima con respecto del caso base, con 29.5 % de penetración de VEs.	99
5.24. Diferencia del IDV obtenido con la solución óptima con respecto del caso base, con 100 % de penetración de VEs.	99
5.25. Ventana de salida para el estudio de PSS/E-OPF, Caso D.	102
5.26. Número de VEs conectados como resultado del estudio de FPO con 3.4 % de penetración de VEs, Caso D.	103
5.27. Número de VEs conectados como resultado del estudio de FPO con 10.5 % de penetración de VEs, Caso D.	103
5.28. Número de VEs conectados como resultado del estudio de FPO con 29.5 % de penetración de VEs, Caso D.	104

5.29. Número de VEs conectados como resultado del estudio de FPO con 100 % de penetración de VEs, Caso D.	104
5.30. Diferencia de los IDVs obtenido con la solución óptima del Caso D con respecto del Caso Base, para el 3.4 % de penetración de VEs.	107
5.31. Diferencia de los IDVs obtenido con la solución óptima del Caso D con respecto del Caso Base, para el 10.5 % de penetración de VEs.	107
5.32. Diferencia de los IDVs obtenido con la solución óptima del Caso D con respecto del Caso Base, para el 29.5 % de penetración de VEs.	107
5.33. Diferencia de los IDVs obtenido con la solución óptima del Caso D con respecto del Caso Base, para el 100 % de penetración de VEs.	108
5.34. Perfiles de voltaje de la subestación SNI con 3.4 % de penetración de VEs. .	108
5.35. Perfiles de voltaje de la subestación SNI con 10.5 % de penetración de VEs. .	109
5.36. Perfiles de voltaje de la subestación SNI con 29.5 % de penetración de VEs. .	109
5.37. Perfiles de voltaje de la subestación SNI con 100 % de penetración de VEs. .	109
5.38. Curva de demanda del transformador SNI-2 con 3.4 % de penetración de VEs. .	110
5.39. Curva de demanda del transformador SNI-2 con 10.5 % de penetración de VEs. .	111
5.40. Curva de demanda del transformador SNI-2 con 29.5 % de penetración de VEs. .	111
5.41. Curva de demanda del transformador SNI-2 con 100 % de penetración de VEs. .	111
C.1. Curvas de demanda para el transformador IND.	125
C.2. Curvas de demanda para el transformador MEL.	126
C.3. Curvas de demanda para el transformador MOR.	126
C.4. Curvas de demanda para el transformador SNI.	127
C.5. Curvas de demanda para el transformador CPE.	127
C.6. Curvas de demanda para el transformador CPE-2.	128
C.7. Curvas de demanda para el transformador MRD.	128
C.8. Curvas de demanda para el transformador MRD-2.	129
C.9. Curvas de demanda para el transformador MOI.	129
C.10. Curvas de demanda para el transformador MEL-2.	130
C.11. Curvas de demanda para el transformador MOR-2.	130
C.12. Curvas de demanda para el transformador SNI-2.	131
C.13. Curvas de demanda para el transformador SNM.	131
C.14. Curvas de demanda para el transformador SNM-2.	132

Lista de Tablas

2.1. Cargadores para VEs clasificados por su potencia nominal.	26
3.1. Especificaciones del banco de baterías del Nissan Leaf 2013.	35
3.2. Especificaciones del cargador de CA.	36
3.3. Parámetros del modelo del VE implementado en Matlab.	36
3.4. Comparación entre los resultados experimentales y los obtenidos por simulación para el Nissan Leaf 2013 con $72^{\circ}F$ de temperatura ambiente.	38
3.5. Distancia promedio y consumo de energía por VE.	40
4.1. Valores de los coeficientes que definen las funciones objetivo en PSS/E.	58
5.1. Vehículos de motor registrados en 2015.	63
5.2. Potencia y energía requerida para el 100% de penetración de VEs en la Ciudad de Morelia.	65
5.3. Valores de carga y pérdidas para las líneas de transmisión.	69
5.4. Valores de carga máximos obtenidos para los transformadores de transmisión.	70
5.5. Valores de carga máximos obtenidos para las líneas de subtransmisión.	71
5.6. Niveles de carga en los transformadores de subtransmisión.	74
5.7. Índices de desviación de voltaje para los distintos escenarios de penetración de VEs de las cuatro estaciones del año.	75
5.8. Potencia máxima (MVA) en las líneas de subtransmisión del anillo de Morelia en Primavera.	76
5.9. Potencia máxima (MVA) en los transformadores de subestación en Primavera.	77
5.10. Valores de carga y pérdidas de potencia máximos en las líneas de transmisión, Caso B.	79
5.11. Valores de carga máximos obtenidos para los transformadores de transmisión, Caso B.	80
5.12. Valores de carga máximos obtenidos para las líneas de subtransmisión, Caso B.	81
5.13. Niveles de carga máximos en los transformadores de subtransmisión, Caso B.	84
5.14. Índices de desviación de voltaje para los distintos escenarios de penetración de VEs y carga convencional de las cuatro estaciones del año, Caso B.	85
5.15. Potencia máxima (MVA) en las líneas del anillo de subtransmisión en Primavera, Caso B.	86

5.16. Potencia máxima (MVA) en los transformadores de subtransmisión en Primavera, Caso B.	87
5.17. Estado del vector \mathbf{n}_{ini} en el instante $t = 24:00$ horas para diferentes escenarios de penetración de VEs.	94
5.18. Índices de desviación de voltaje para distintos escenarios de penetración de VEs con la solución óptima.	95
5.19. Distribución de la carga convencional en cada transformador de subestación en la ciudad de Morelia.	101
5.20. Estado del vector \mathbf{n}_{ini} en el instante $t = 24:00$ horas para diferentes escenarios de penetración de VEs.	105
5.21. Índices de desviación de voltaje para distintos escenarios de penetración de VEs para el Caso D.	106
G.1. Nivel máximo de potencia en las líneas del anillo de subtransmisión en Verano, Caso A.	155
G.2. Nivel máximo de potencia en las líneas del anillo de subtransmisión en Otoño, Caso A.	156
G.3. Nivel máximo de potencia en las líneas del anillo de subtransmisión en Invierno, Caso A.	157
G.4. Nivel máximo de potencia en los transformadores del anillo de subtransmisión en Verano, Caso A.	158
G.5. Nivel máximo de potencia en los transformadores del anillo de subtransmisión en Otoño, Caso A.	159
G.6. Nivel máximo de potencia en los transformadores del anillo de subtransmisión en Invierno, Caso A.	160
G.7. Nivel máximo de potencia en las líneas del anillo de subtransmisión en Verano, Caso B.1.	161
G.8. Nivel máximo de potencia en las líneas del anillo de subtransmisión en Otoño, Caso B.1.	162
G.9. Nivel máximo de potencia en las líneas del anillo de subtransmisión en Invierno, Caso B.1.	163
G.10. Nivel máximo de potencia en los transformadores de subtransmisión en Verano, Caso B.1.	164
G.11. Nivel máximo de potencia en los transformadores de subtransmisión en Otoño, Caso B.1.	165
G.12. Nivel máximo de potencia en los transformadores de subtransmisión en Invierno, Caso B.1.	166
G.13. Nivel máximo de potencia en las líneas del anillo de subtransmisión en Verano, Caso B.2.	167
G.14. Nivel máximo de potencia en las líneas del anillo de subtransmisión en Otoño, Caso B.2.	168
G.15. Nivel máximo de potencia en las líneas del anillo de subtransmisión en Invierno, Caso B.2.	169
G.16. Nivel máximo de potencia en los transformadores de subtransmisión en Verano, Caso B.2.	170

G.17.Nivel máximo de potencia en los transformadores de subtransmisión en Otoño, Caso B.2.	171
G.18.Nivel máximo de potencia en los transformadores de subtransmisión en In- vierno, Caso B.2.	172

Lista de Símbolos

$\Re(Z)$	Parte real de un número Z .
$\Im(Z)$	Parte imaginaria de un número Z .
η	Eficiencia del sistema de recarga.
Ψ_i	Factor de ajuste de carga.
A	Pendiente de voltaje del sistema de recarga.
B	Voltaje nominal del sistema de recarga.
C_i	Costo de desvío de carga.
E_{prom}	Energía promedio diaria demandada por VE.
FP	Factor de potencia.
I_{bat}	Corriente que fluye a través de la batería.
V_{batm}	Corriente máxima que fluye a través de la batería.
IDV	Índice de desviación de voltaje.
kV	Kilovolts.
kW	Kilowatt.
kWh	Kilowatt-hora.
MVA	Megavolts-ampers.
N_c	Número de corridas para recargar cada VE.
P	Potencia activa.
P_{bat}	Potencia en terminales de la batería.
Q	Potencia reactiva.
Q_{bat}	Capacidad de la batería.
R_i	Resistencia interna de la batería.
SOC	Estado de carga (<i>State of charge</i>).
SOC_0	Estado de carga inicial.
SOC_m	Estado de carga en el punto intermedio.
t_m	Punto intermedio.
t_c	Punto de corte o extinción.
V	Magnitud de voltaje.
V_{bat}	Tensión en terminales de la batería.
V_{batm}	Tensión máxima en terminales de la batería.
V_{ca}	Voltaje de circuito abierto de la batería.

Lista de Acrónimos

API	<i>Application Program Interface</i>
CA	Corriente alterna.
CC	Corriente continua.
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía.
CFE	Comisión Federal de Electricidad.
CI	Combustión interna.
FPA	Flujos de potencia armónicos
FPC	Flujos de potencia convencional
FPO	Flujos de potencia óptimos
G2V	<i>Grid-to-Vehicle.</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
KT	Formulación de Kuhn-Tucker.
LD	Lado derecho de la ecuación.
MCE	Módulo de control electrónico.
PSS/E	<i>Power System Simulator for Engineering.</i>
SEN	Sistema Eléctrico Nacional.
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
SIN	Sistema Interconectado Nacional.
V2B	<i>Vehicle-to-Building.</i>
V2G	<i>Vehicle-to-Grid.</i>
V2H	<i>Vehicle-to-Home.</i>
VE	Vehículo eléctrico.
VEB	Vehículo eléctrico Puro o de Baterías.
VECR	Vehículo eléctrico conectable a la red eléctrica.
VEH	Vehículo Eléctrico híbrido.
VEHCR	Vehículo eléctrico híbrido conectable a la red eléctrica.

Lista de Publicaciones

- * Hugo E. Vega Ayala y Norberto García Barriga, “Simulation of an Electric Vehicle and an AC Level-2 Charger Incorporating Temperature Dependency”, en memorias del 2nd. Electric Vehicles International Symposium (EVIS-2017), Morelia, México, 27-28 de Abril, 2017.
- * H. E. Vega-Ayala y N. García-Barriga, “Study of the impact of electric vehicles fleets in HV electric power grids based on an uncontrolled charging strategy”, en memorias de la ROPEC-2017, Ixtapa, México, 8-10 de Noviembre, 2017, págs 1-6.

Capítulo 1

Introducción

Los vehículos eléctricos (VEs) son considerados como una carga móvil, los cuales tienen la capacidad de establecer un flujo de energía bidireccional con la red eléctrica. Estos intercambios de energía tienen un impacto significativo en las redes eléctricas, lo cual se magnifica si la penetración de los VEs crece a gran escala y su consumo de energía no se administra de manera adecuada.

En este capítulo se realiza una descripción general de la estructura de este trabajo de tesis, comenzando con el planteamiento del problema y la revisión del estado del arte. Posteriormente, se establecen los objetivos, las contribuciones, la justificación y la metodología utilizada en esta tesis. Por último, se presenta una descripción por capítulos.

1.1. Planteamiento del problema

En México, al igual que en muchos otros países, se tiene una gran dependencia a los combustibles fósiles en diversos sectores como en el transporte, en el sector industrial y en los procesos de generación de energía eléctrica. Esto, entre otros factores, ha ocasionado diversos problemas de contaminación ambiental que evidencian la necesidad de desarrollar e implementar nuevas soluciones para contribuir en la reducción de estos problemas.

El desarrollo del vehículo eléctrico conectado a la red eléctrica (VECR) representa una gran alternativa para independizarse del consumo de los combustibles fósiles. En este sentido, las mejoras alcanzadas en la tecnología de baterías y las reducciones significativas

en el costo de estos vehículos hacen también muy viable que este escenario pueda presentarse en un futuro. Sin embargo, la integración masiva de VEs tendrá un impacto significativo en la operación de las redes eléctricas, que puede llegar a derivarse en una repotenciación de múltiples elementos del sistema eléctrico. Debido a esto, resulta imprescindible evaluar el impacto de los VEs en el funcionamiento del sistema, considerando diversos factores tales como el consumo eléctrico convencional, porcentajes de penetración y estrategias de recarga para los VEs, con la finalidad de prever posibles soluciones.

El reto principal en el sector del transporte eléctrico se traduce en desarrollar estrategias de recarga coordinadas que permitan garantizar el suministro eléctrico para la recarga de los VEs, de manera que la operación del sistema eléctrico no se vea afectada. Por otro lado, las oportunidades en el sector eléctrico son múltiples, ya que por medio de estas estrategias de recarga se puede lograr una mejora en la eficiencia y funcionamiento del sistema, además de una mayor integración de las diversas fuentes de energía renovables y la reducción de los picos de demanda. Por lo tanto, es conveniente evaluar su impacto en el funcionamiento del sistema eléctrico mediante el uso de herramientas tales como los Flujos de Potencia Convencionales (FPC), Flujos de Potencia Óptimos (FPO) y Flujos de Potencia Armónicos (FPA).

Desde la perspectiva de los usuarios de VEs, la recarga de sus vehículos es un tema de extrema importancia por todo lo que conlleva el uso del vehículo para satisfacer sus necesidades diarias. No obstante, a medida que la presencia del parque vehicular eléctrico adquiera mayor protagonismo, las estrategias de recarga tomarán una mayor relevancia también desde el punto de vista de la red eléctrica. La causa de ello es que indudablemente un parque vehicular eléctrico más numeroso demandará una mayor cantidad de potencia que pudiera provocar afectaciones en la red si no se distribuye a lo largo del día.

En la Figura 1.1 se muestra la estructura general de una red eléctrica considerando la integración de fuentes renovables de energía y el parque vehicular eléctrico de grandes dimensiones. Como se muestra en esta figura, los parques de VEs pueden ser ubicados en niveles de bajo, medio y alto voltaje [Yong *et al.*, 2015]. En el primer caso, la ubicación de los VEs en la red de baja tensión está orientada principalmente en áreas residenciales con cargadores de recarga lenta (nivel 1) cuya potencia nominal se mantiene alrededor de los

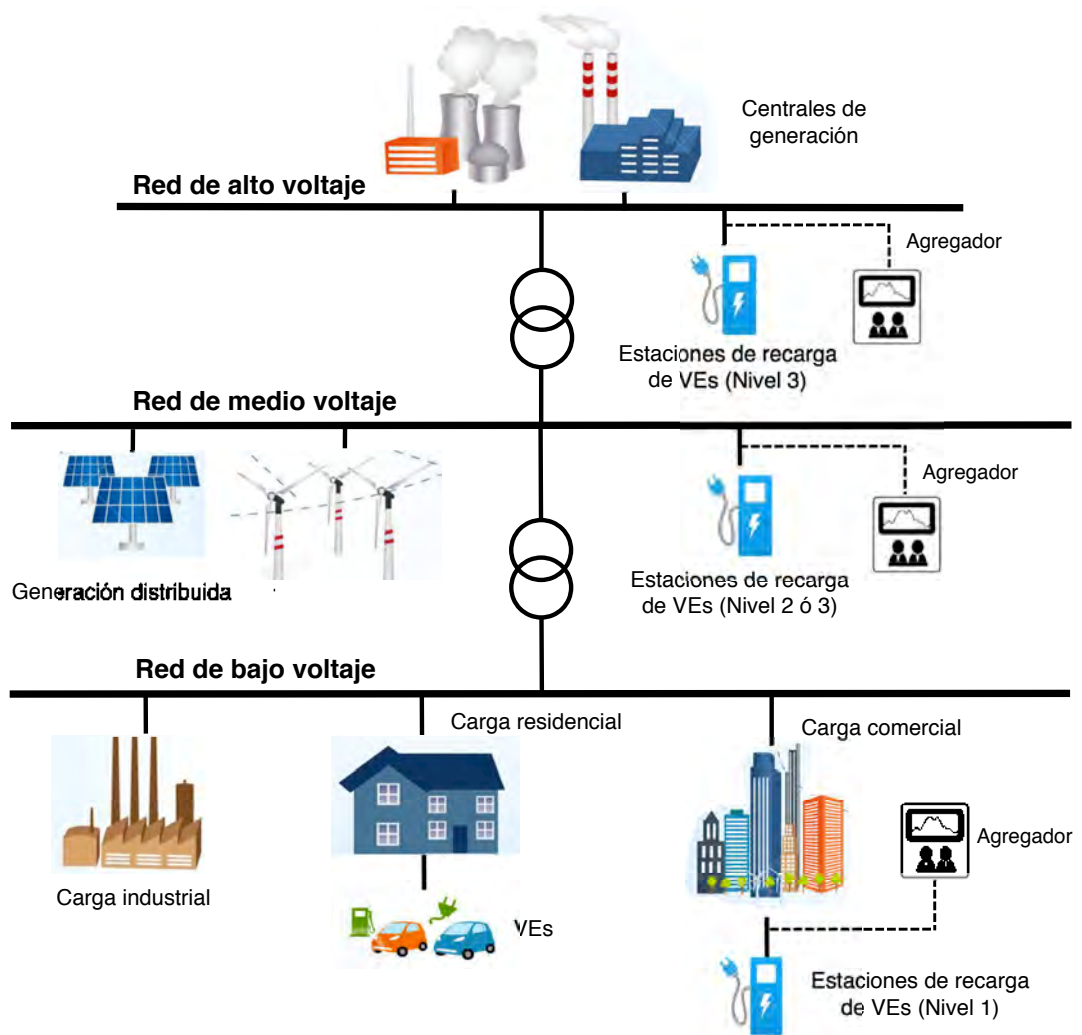


Figura 1.1: Estructura de una red eléctrica con presencia de VE [Yong *et al.*, 2015].

2 kW, tal como se analiza en [Melhem *et al.*, 2017] y [Masoum *et al.*, 2011]. En el segundo caso, un mayor número de VEs intercambian energía en la red de media tensión mediante cargadores de nivel 2, como se presenta en [Wu *et al.*, 2011] y [Eldeeb *et al.*, 2017]. Por último, en el tercer caso se considera la presencia de estaciones de carga rápida (nivel 3) en la red de alto voltaje, como se propone en [McCarthy y Wolfs, 2010] y [Palone *et al.*, 2015]. Debido a la gran demanda de potencia de los cargadores de nivel 3 (hasta 240 kW) es necesario que la infraestructura de recarga se ubique en la red de alto voltaje. Las áreas de estacionamiento de los grandes centros comerciales representan excelentes espacios para la instalación de infraestructura pública de recarga rápida. De hecho, algunos centros comer-

ciales y autopistas ya han instalado puntos de recarga rápida para un número limitado de VEs, siendo alimentados a través de la red local de medio voltaje. Sin embargo, la instalación de un gran número de estaciones de recarga requerirá la conexión a la red de medio y alto voltaje debido a los grandes requerimientos de energía.

En cualquiera de los casos anteriores, los agregadores de VEs juegan un papel clave para la asignación del flujo de potencia y el flujo de información entre los VEs y la red eléctrica. El agregador es un ente de control que puede recopilar toda la información sobre los VEs y el estado de la red, para así poder aplicar las estrategias de recarga. Por lo tanto, el agregador es responsable del control coordinado de agrupar VEs para recargarlos y/o descargarlos [Liu *et al.*, 2013].

En particular, en este trabajo de tesis se presentan los resultados de diversos estudios basados en FPC con el objetivo de determinar el impacto de la integración del parque vehicular eléctrico en una red eléctrica. Se proponen diferentes escenarios de penetración de VEs de hasta 100 %, mediante cargadores de nivel 2. Debido a esto, el punto de conexión de las estaciones de recarga se considera en la red de media tensión del sistema eléctrico analizado. Estos resultados son obtenidos utilizando una estrategia de recarga sin control, basada en un patrón de disponibilidad de los VEs durante el día. Adicionalmente, se propone la implementación de una estrategia de recarga controlada para los VEs basada en el estudio de FPO. Para obtener la solución de los estudios de FPC y FPO, se utiliza el software comercial de simulación *Power System Simulator for Engineering* (PSS/E), que a su vez permite integrar el modelo de inyección de potencia del parque vehicular eléctrico en ambos estudios de flujos de potencia, a través de rutinas de automatización desarrolladas en el lenguaje de programación de Python.

1.2. Antecedentes

Los primeros VEs surgieron como proyectos demostrativos en el año de 1834, mientras que los primeros VEs comerciales, fabricados por compañías europeas y estadounidenses, aparecieron en el mercado hasta finales del siglo XIX. Sin embargo, los VEs desaparecieron casi por completo a partir de 1930 debido a las limitaciones asociadas con

las baterías y con el rápido avance que presentaron los vehículos de motor de combustión interna. No obstante, algunos países retomaron el interés en los VEs a principios de los años setenta, obligados por la crisis energética de aquellos años [Chan, 2007]. Después de muchos años de investigación y desarrollo, la tecnología de los VEs ha madurado, logrando ampliar considerablemente su rango de autonomía y reduciendo el costo de los vehículos gracias a la investigación realizada en el desarrollo de motores de tracción y baterías elaboradas con nuevos compuestos [Chan y Wong, 2002]. De esta manera, para el año 2016 la presencia de los VEs a nivel global superó los 2 millones de unidades, tras haber superado el umbral de 1 millón en 2015 como se puede observar en la Figura 1.2 [IEA, 2017]. De acuerdo con la Organización Internacional de Constructores de Automóviles (OICA), actualmente el número de automóviles en todo el mundo supera los 1,200 millones, por lo que la cifra de 2 millones de VEs registrados en 2016 representa el 0.156 % de todos los automóviles registrados en circulación en todo el mundo.

Como se puede también observar en la Figura 1.2, México no aparece en la lista de los países que poseen un parque vehicular eléctrico importante. Sin embargo, la tendencia en los países con mayor número de VEs puede dar origen al desarrollo de estrategias nacionales que promuevan el uso de VEs en sustitución de los vehículos de combustión interna. Por ejemplo, el descuento en las autopistas de la Ciudad de México para VEs puede considerarse una medida de apoyo para los usuarios o futuros compradores de este tipo de vehículos

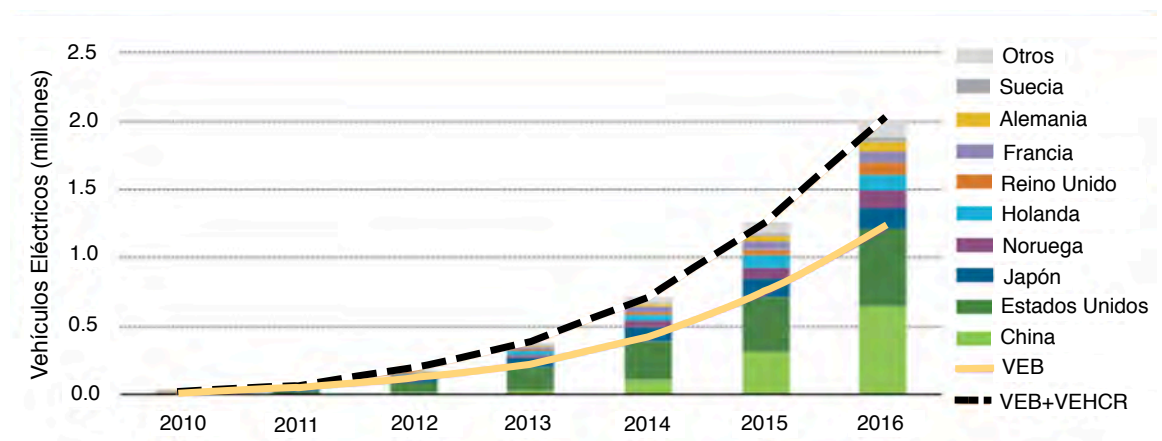


Figura 1.2: Evolución global del parque vehicular eléctrico en todo el mundo para el periodo 2010-16.

que recién ha sido implementada. De igual forma, el Gobierno de la Ciudad de México se plantea reemplazar 10,000 taxis tradicionales por automóviles verdes. A nivel federal, el Gobierno ha llevado a cabo una nueva medida fiscal aprobada a finales de 2016, en la que se permiten deducciones de hasta 250,000 pesos por la compra de un vehículo híbrido o eléctrico en México [Congreso, 2016]. De esta manera, el impacto en la red eléctrica debido a la integración masiva de VEs puede llegar a ser muy considerable, sobretodo considerando los numerosos parques vehiculares que existen actualmente en ciudades como la Ciudad de México (5,725,574), Guadalajara (924,007) y Monterrey (612,422) [INEGI, 2016].

1.2.1. Evolución de las redes eléctricas: *Smart Grids*

El concepto de *Smart Grid* combina una serie de tecnologías y soluciones para el usuario final y aborda una serie de políticas y factores de regulación. Este concepto no tiene una definición única y precisa. Por ejemplo, en [EU, 2006] una *Smart Grid* se define como una red de electricidad que puede integrar de manera inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a ella, generadores, consumidores y aquellos que realizan ambas acciones, a fin de entregar eficientemente suministros de electricidad sostenibles, económicos y seguros. Mientras que [DECCUK, 2009] establece que una *Smart Grid* utiliza medición, procesamiento integrado y comunicación digital para habilitar la red de electricidad para ser observable (capaz de ser medida y visualizada), controlable (capaz de ser manipulada y optimizada), automatizada (capaz de adaptarse y auto-recuperarse) y totalmente integrada (completamente interoperable con sistemas existentes y con la capacidad para incorporar un diverso conjunto de fuentes de energía).

De acuerdo a la literatura, una *Smart Grid* está caracterizada por los siguientes atributos [Ekanayake *et al.*, 2012]:

1. Permite la respuesta a la demanda y la gestión de demanda mediante la integración de medidores inteligentes, dispositivos inteligentes y cargas de consumo, microgeneración y almacenamiento de energía, brindando a los clientes información relacionada con el uso y los precios de la energía. Se prevé que los clientes recibirán información e incentivos para modificar su patrón de consumo para cumplir con algunas de las restricciones del sistema de potencia.

2. Facilita la integración de todas las fuentes de energía renovables, la generación distribuida, la microgeneración residencial y opciones de almacenamiento, reduciendo así el impacto ambiental de todo el sector eléctrico. Proveerá interconexiones simplificadas similares al *plug-and-play*.
3. Optimiza y opera de manera eficiente los activos mediante la operación inteligente del sistema de distribución (reencaminamiento de energía, trabajando de manera autónoma) y persiguiendo una administración eficiente de los activos. Esto incluye utilizar los activos dependiendo lo que se necesita y cuando se necesita.
4. Asegura y mejora la confiabilidad y la seguridad del suministro al ser resistente a perturbaciones, ataques y desastres naturales, anticipando y respondiendo a las perturbaciones del sistema (mantenimiento predictivo), y fortaleciendo la seguridad del suministro a través de capacidades de transferencia mejoradas.
5. Proporciona calidad de la energía.
6. Abre el acceso a los mercados a través de iniciativas de oferta agregada, respuesta a la demanda y prestación de servicios auxiliares.

La Figura 1.3 muestra de manera general la integración de los elementos que conforman una red eléctrica inteligente, en donde los operadores de la red se encargan de controlar los recursos disponibles en los sistemas de generación, transmisión y distribución. Los participantes más relevantes en este concepto de red inteligente son las fuentes renovables de generación, sistemas de almacenamiento de energía y los VEs. En elementos como los VEs el sentido de potencia es bidireccional, los cuales inyectan o demandan potencia de acuerdo a las necesidades en el sistema, mientras que las energías alternativas aportan energía de acuerdo a su capacidad de producción y pueden demandar reactivos de la red, por lo que toman relevancia desde el punto de vista de la red eléctrica.

1.3. Revisión del estado del arte

La revisión de la literatura indica que se han desarrollado diversos trabajos de investigación con el propósito de estudiar el impacto de la integración de VEs en la red eléctrica tal como en [Dharmakeerthi *et al.*, 2011], cuyo trabajo presenta una descripción

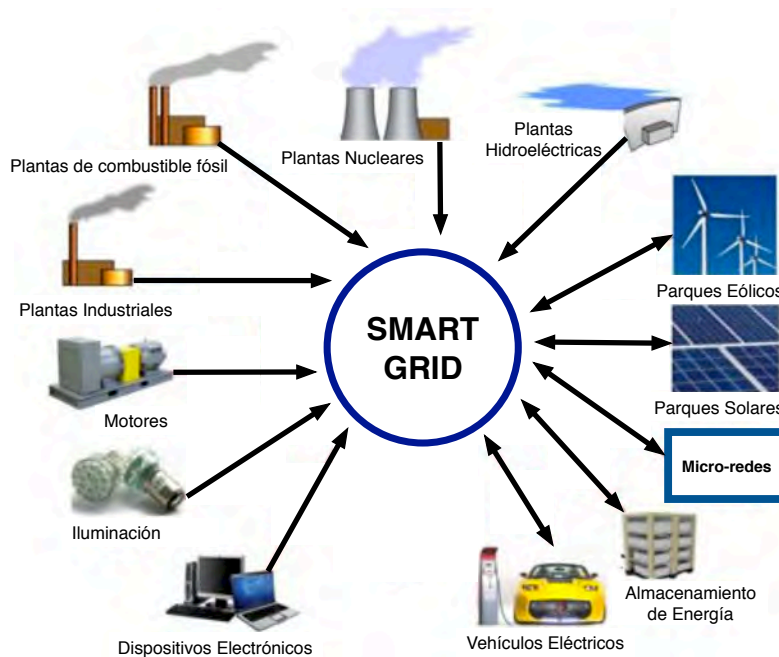


Figura 1.3: Arquitectura de una red eléctrica inteligente.

general de los impactos a la red eléctrica asociados a la presencia de los VECRs en redes eléctricas de media y baja tensión con porcentajes de penetración en 10% y 100%. Se describen diferentes tipos de impacto de la red como pérdidas de potencia en el sistema, estabilidad, regulación de voltaje, armónicos e impactos infraestructurales.

De manera similar, en [Miao *et al.*, 2015a] se hace una revisión del marco de referencia, de beneficios y de retos que se derivan del uso de la tecnología V2G. Este trabajo también resume las principales técnicas de optimización, como Algoritmos Genéticos y Enjambre de Partículas, utilizadas para lograr diferentes funciones objetivo, satisfaciendo al mismo tiempo múltiples restricciones.

Algunos autores han utilizado la formulación de FPC para analizar los efectos de la presencia de VEs en una red eléctrica. Por ejemplo, en [Alkhafaji *et al.*, 2016] se utiliza un enfoque analítico de los flujos de potencia para integrar VEs en una micro-red con el fin de mejorar la estabilidad de voltaje en los nodos de la red. Se utiliza el programa Matpower para formular y realizar el análisis de flujos de potencia. Los resultados obtenidos muestran cuantitativamente el grado en el que la adición de VEs puede mejorar el nivel y la estabilidad de los voltajes en el sistema de estudio.

El uso del software de simulación PSS/E combinado con el lenguaje de programación de Python se sugiere en el trabajo de [Karnama, 2009]. En este trabajo se busca desarrollar e implementar rutinas automatizadas que permitan resolver el estudio de flujos de potencia en sistemas con presencia de VEs. Este método presenta buenos resultados, ya que se pueden ejecutar múltiples simulaciones de manera continua. Además, permite exportar los resultados en un formato CSV para su análisis posterior en Matlab. No obstante, el estudio se limita a la solución de FPC, considerando una estrategia de carga controlada basada en el cálculo de la diferencia de las curvas de demanda con respecto a la potencia promedio diaria. En este trabajo se considera el VE como una potencia de carga constante con cierto factor de potencia, la cual es calculada en función del número de VEs y el consumo de energía promedio al día de cada uno de ellos.

En [Clement *et al.*, 2009] se realiza el análisis de flujos de potencia para evaluar las desviaciones de voltaje y las pérdidas de potencia en una red de distribución para diferentes escenarios de penetración de VEs. Este análisis se basa en el método de barrido hacia atrás y hacia adelante utilizado para calcular las corrientes y los voltajes nodales, así como las corrientes de línea del sistema. El análisis se elabora a partir de datos estocásticos, los cuales reflejan un error en el pronóstico de los perfiles de carga diaria. Además, se utiliza también un modelo de carga de potencia constante. Los resultados muestran que la recarga coordinada de los VEs permite reducir las pérdidas de potencia y las desviaciones de voltaje, ya que se logra recortar los picos de demanda.

Si bien el análisis de FPC permite obtener la solución de estado estacionario de un sistema eléctrico, éste enfoque no considera aspectos de optimización en el sistema, tales como minimizar el costo de generación de potencia activa o las pérdidas de potencia. Debido a esto y a la creciente introducción de VEs en las redes eléctricas durante los últimos años, el análisis de FPO se ha extendido para considerar el efecto de los VEs. Por ejemplo, en [Richardson *et al.*, 2012] se maximiza la cantidad de energía que se puede entregar a todos los VEs en un periodo de tiempo fijo, teniendo en cuenta límites técnicos de la red y el uso de un método de programación lineal. Sin embargo, en esta contribución se considera el análisis en una red de distribución, en el cual no se implementa un modelo a detalle para describir la demanda de los VEs.

En [Chen *et al.*, 2014] se formula el problema de FPO para modelar las restricciones que surgen de la recarga de VEs en diferentes puntos de la red eléctrica. Se propone un enfoque de optimización anidada para descomponer el problema de FPO del problema de carga de VEs. Se propone un algoritmo fuera de línea y un algoritmo descentralizado en línea para caracterizar una estrategia de carga óptima basada en el llenado de valles de las curvas de demanda. Los algoritmos se evalúan en el sistema IEEE de 14 nodos con perfiles reales de carga residencial, y las simulaciones muestran que el algoritmo en línea funciona de manera casi óptima bajo diferentes configuraciones.

En [Cheng *et al.*, 2016] se propone un método de control centralizado en dos etapas para la recarga de VEs. El método es capaz de mitigar las dificultades de regulación de voltaje en sistemas de distribución con alta penetración de energía solar en los instantes en que los VEs inyectan potencia activa al sistema. El método utiliza una programación semidefinida positiva que convierte el problema original no convexo de FPO a un problema convexo para acelerar el cálculo. Los resultados muestran el potencial de colaboración de los VEs con la red eléctrica para realizar una adecuada regulación de los voltajes.

Algunos trabajos como [Azizipanah *et al.*, 2016] involucran variaciones del estudio de FPO original. En este trabajo se diseña un controlador lógico difuso (CLD) para definir la estrategia de recarga y descarga de los VECRs. El controlador propuesto controla la cantidad de potencia que compensarán estos nodos para cumplir con el recorte de picos y reducir las variaciones de voltajes. En este trabajo se coordina la recarga de los VECRs a través de un problema de un FPO dinámico (DOPF) con restricciones de seguridad que tiene como objetivo minimizar al mismo tiempo el costo de operación y las emisiones contaminantes durante periodos de 24 horas.

De igual forma, [Derakhshandeh *et al.*, 2013] presenta un método basado en DOPF para programar la generación de energía y calor coordinando con la recarga de VECRs en una micro red industrial y considerando sistemas de generación fotovoltaica y almacenamientos de energía. El método propuesto considera limitaciones de los VECRs relacionadas con el consumo de energía, con lo cual se busca optimizar la tasa de recarga de los VEs para minimizar el costo asociado con su recarga y para mantener el perfil de voltaje dentro de límites aceptables. Los resultados obtenidos con el software GAMS (*General Algebraic*

Modeling System) muestran la necesidad de implementar estrategias de recarga controlada para mejorar la regulación de los voltajes y evitar la sobrecarga en líneas de transmisión.

Por su parte, en [Zhang *et al.*, 2015] se aborda el problema de regulación de voltaje en redes de distribución con alta penetración de generación distribuida, por ejemplo, generación basada en fuentes renovables de energía y cargas con capacidad de almacenamiento de energía, tales como VEs híbridos conectados a la red (VEHCRs). Este trabajo considera el problema de optimización usando una función objetivo para minimizar las pérdidas en la red sujetas a restricciones en las magnitudes de voltajes nodales, límites en las inyecciones de potencia activa y reactiva y límites térmicos de las líneas de transmisión.

En [Sharma *et al.*, 2014] se presenta un análisis de la recarga de VECRs en sistemas residenciales y de distribución desequilibrados. Se propone un algoritmo de flujos de potencia de distribución inteligente (SDPF) para determinar el patrón de recarga de los VECRs y así resolver las deficiencias de la recarga sin control. Se consideran múltiples funciones objetivo, como la energía extraída por la compañías de distribución local (CDL), las pérdidas totales del alimentador, el costo total de energía extraída por la CDL y el costo total de la recarga de los PEVs. Los resultados muestran que la recarga de PEVs sin control puede ocasionar la violación de restricciones en la red, como los voltajes nodales, y también puede generar picos de demanda. Por lo tanto, en este trabajo se concluye que la recarga controlada a través de estrategias inteligentes es el mejor enfoque para disminuir o evitar las problemáticas que se generan en el estudio sin estrategias de recarga controladas.

En [Acha *et al.*, 2011] se presenta un estudio de FPO coordinado en el tiempo (FPOCT) para modelar la gestión del suministro de energía para VEs. El objetivo de FPOCT presentado en este trabajo es coordinar de manera óptima la recarga de VEs para que puedan tener una integración adecuada y beneficiosa en la red eléctrica. En este trabajo, se desarrollan tres casos de estudios, cada uno con función objetivo diferente: minimizar el costo de energía, minimizar el costo de emisiones y una combinación de las dos anteriores. Los resultados muestran los patrones de recarga óptimos de los VEs en las redes locales a medida que se operan para reducir los costos de energía y emisiones. Además, los resultados muestran que los costos de emisión actuales tienen un peso insignificante en el proceso de optimización en comparación con los costos de energía.

En otros trabajos se desarrollan algoritmos de optimización que no contemplan el estudio de FPO para coordinar la recarga de VEs. Por ejemplo, en [Alonso *et al.*, 2014] se implementa un algoritmo basado en Algoritmos Genéticos (AGs), en el cual se consideran los límites térmicos de las líneas de transmisión, la carga en los transformadores, los límites de voltajes nodales y los patrones de disponibilidad de los VEs. La función objetivo propuesta consiste en minimizar la desviación del perfil de carga mediante la recarga óptima de los VEs. Esta metodología aplica los conceptos de V2G y G2V a un sistema residencial existente de bajo voltaje. Los resultados indican que un programa de recarga inteligente para VEs conduce a un aplanamiento de las curvas de demanda, recorte de las cargas máximas y la prevención del envejecimiento de los elementos del sistema de potencia.

De igual forma, en [Sánchez *et al.*, 2012] se desarrolla una estrategia de gestión de energía para un control de recarga directo de VECRs. El objetivo de este control es maximizar la energía neta suministrada a las baterías y simultáneamente minimizar el costo total de energía incorporando patrones de recarga de los usuarios de los vehículos. Sin embargo, los límites técnicos de la red eléctrica no están incluidos en la formulación del problema. Además, el parque vehicular eléctrico que se analiza en este trabajo únicamente consta de cincuenta vehículos, los cuales son integrados en una pequeña red de distribución con cargadores de nivel 2.

En [Lopes *et al.*, 2011] se presenta un marco conceptual para integrar con éxito los VEs en los sistemas de energía eléctrica. La propuesta de este trabajo abarca dos casos diferentes: la operación técnica de la red y el entorno de los mercados de energía. Además, se presentan varias simulaciones para ilustrar el impacto y los beneficios potenciales que surgen de la integración de VEs en la red eléctrica bajo el marco referido, el cual comprende un análisis de comportamiento dinámico y de estado estacionario. A partir de los resultados, se obtiene que la estrategia de recarga inteligente es el que proporciona mejores resultados ya que hace que la distribución de carga a lo largo del día sea más uniforme, lo que reduce considerablemente los picos de demanda de la red. Es decir, con el enfoque de recarga no-controlada se obtuvo un aumento de la carga máxima de 85% en un escenario con alta penetración de VEs con respecto al escenario sin VEs, mientras que con la estrategia de recarga inteligente la carga máxima sólo aumenta 11%.

En particular, en este trabajo de tesis se estudia el impacto de la integración de VEs en redes eléctricas de potencia. Se propone un análisis de FPC con diferentes escenarios de penetración utilizando el método de Newton-Raphson implementado en el software de PSS/E y rutinas de automatización en Python para la integración de VEs con esquemas de recarga no-controlados. Además, se propone una estrategia de recarga controlada basada en FPO utilizando múltiples funciones objetivo tales como el ajuste de carga, pérdidas de potencia activa y reactiva. Se implementa un modelo del VE basado en el circuito equivalente simplificado de la batería, el cual es validado con mediciones experimentales para un Nissan Leaf 2013 con cargador de CA de Nivel 2. Este cargador se modela conectado a un transformador ideal que se encarga de reducir el voltaje de la red a los niveles de operación de las estaciones de recarga de los vehículos.

1.4. **Objetivos**

El objetivo general de este trabajo es implementar estrategias de recarga controladas para la conexión coordinada de VEs en una red eléctrica. Las estrategias de recarga se basan en el análisis de FPO del sistema eléctrico con integración de VEs y mediciones de consumo eléctrico convencionales en los transformadores de subestación que operan en 13.8/115 kV. El objetivo del problema de optimización es obtener el patrón de recarga óptimo de los VEs a fin de evitar la sobrecarga de los transformadores de subestación y de las líneas de subtransmisión. La solución al estudio de FPO se obtiene mediante el uso del software de simulación PSS/E y se reporta en términos de voltajes nodales, pérdidas y niveles de carga en líneas de subtransmisión y en los transformadores de subestación.

Los objetivos particulares planteados para esta tesis son los siguientes:

- Implementar y evaluar estrategias de recarga controladas basadas en la herramienta de FPO de PSS/E para optimizar el consumo de energía eléctrica total del parque vehicular eléctrico a lo largo del día.
- Analizar los efectos de la presencia de VEs en la red eléctrica, operando bajo el concepto de V2G para determinar el impacto de proveer servicios basados en el intercambio de potencia activa y reactiva.

- Desarrollar un modelo de inyección de potencias que permita simular la demanda de energía de un gran número de VEs en estudios de flujos de potencia, tomando en cuenta el estado de carga de las baterías y el tipo de cargador. El cargador se conectará a las subestaciones por medio de un transformador ideal operando en 0.22/13.8 kV.
- Utilizar las herramientas de automatización de PSS/E para integrar el modelo del VE y mediciones reales de cargas convencionales en las subestaciones para estudios de flujos de potencia, a través del API (*Application Program Interface*) de Python.
- Realizar estudios de FPC y FPO en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para lapsos de 24 horas ante distintos escenarios de penetración de VEs, utilizando el modelo de inyección de potencia del parque vehicular eléctrico conectado en las subestaciones de 13.8/115 kV. Se hace especial énfasis en la red eléctrica de la zona metropolitana de la Ciudad de Morelia.
- Determinar el porcentaje de VEs que se podrá conectar a la red eléctrica sin afectar parámetros importantes de esta última.

1.5. Hipótesis

La incorporación del parque vehicular eléctrico en conjunto con esquemas de recarga controlados tendrá un efector positivo en el sistema eléctrico, permitirá maximizar el nivel de penetración de VEs, minimizar la necesidad de realizar nuevas inversiones en la infraestructura eléctrica y proveer servicios auxiliares, como el control de voltaje y la regulación de frecuencia, que mejoren la operación de las redes eléctricas modernas.

1.6. Justificación

Diversos factores tales como la contaminación ambiental, el incremento en los costos de los combustibles, las mejoras en la autonomía de los VEs y la reducción de los costos de las baterías han provocado un aumento significativo en la oferta de VEs. Esta tendencia se prevee que continúe en aumento durante los próximos años, lo que indudablemente se verá reflejado en la demanda de energía eléctrica.

La infraestructura de la red eléctrica es costosa y, por lo tanto, se debe considerar el potencial desarrollo que puede tener este tipo de carga en el pronóstico de carga y en la planeación del sistema. La tendencia observada durante los últimos años respecto a la introducción de los VEs indica que tomará varias décadas para que se realice un reemplazo total del parque vehicular. Por consiguiente, resulta de gran importancia analizar diferentes escenarios en los que la integración de estos vehículos se vea involucrada, con la finalidad de evaluar las afectaciones o beneficios que se deriven de su conexión masiva en la red eléctrica. Además, es necesario establecer estrategias de recarga coordinadas con el fin de optimizar el funcionamiento del sistema eléctrico, satisfaciendo la necesidad de demanda de los VEs.

En el año 2015, diversos países presentaron ante las Naciones Unidas un documento que detallaba los compromisos que asumían dichos países para contribuir a la reducción del deterioro ambiental [IEA, 2015]. Por ejemplo, la Unión Europea decidió reducir la emisión de gases de efecto invernadero en 40 % por debajo de los niveles de 1990 para el año 2030, mientras que Estados Unidos estableció la reducción entre 26 % y 28 % para el año 2025 en relación a los niveles del 2005. Por su parte, México se propuso reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 25 % para el año 2030. La transición hacia un sector energético sin dependencia del carbón involucra necesariamente el uso de tecnologías como energías renovables, sistemas de almacenamiento de energía y combustibles alternativos para el sector del transporte.

Por su parte, en el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 se establece el compromiso para promover el uso eficiente de la energía, así como el aprovechamiento de fuentes renovables, mediante la implementación de nuevas tecnologías en los diferentes sectores del país [Federal, 2013]. De forma similar, en el Plan de Desarrollo Integral del Estado de Michoacán 2015-2021 se plantea el objetivo de promover una economía baja en carbono y acciones estratégicas de mitigación al cambio climático fomentando el uso eficiente y el ahorro de energía en el transporte [Gobierno, 2015].

1.7. Contribuciones

Las contribuciones de este trabajo de tesis se describen a continuación:

- Desarrollo de estrategias de optimización de recarga controladas para los VEs basadas en el estudio de FPO.
- Análisis de la integración de VEs bajo el concepto G2V y V2G en el SIN con especial énfasis en la red de subtransmisión de la zona metropolitana de la Ciudad de Morelia, para diferentes escenarios de penetración y mediciones reales de consumo eléctrico.

1.8. Metodología

En este trabajo de tesis se resolverán las redes eléctricas de potencia con presencia de VEs haciendo uso de herramientas de solución a frecuencia fundamental como FPC y FPO. En particular, se utilizará el programa comercial PSS/E, el cual integra diversas herramientas para el análisis de sistemas eléctricos de potencia para obtener de forma eficiente la solución de flujos de potencia. No obstante, este software no cuenta con un modelo que describa el comportamiento eléctrico del VE. Por lo tanto, se desarrollará un modelo en el lenguaje de programación de Python que permita simular el parque vehicular eléctrico usando los conceptos G2V y V2G. Este modelo está basado en el circuito equivalente simplificado de una batería. El modelo del VE se validará utilizando mediciones reportadas por el Laboratorio Nacional de Idaho. En particular, el modelo se validará para un Nissan Leaf 2013 y un cargador de CA de Nivel 2 para recargar sus baterías. El modelo se implementará en el lenguaje de programación de Python 2.7, ya que a través de esta plataforma es posible interactuar directamente con PSS/E 33.

Para realizar los estudios en redes de 115 kV, 230 kV y 400 kV del Sistema Interconectado Nacional se integra carga debida al parque vehicular eléctrico con distintos porcentajes de penetración en las subestaciones que forman parte de la red eléctrica de la zona metropolitana de la Ciudad de Morelia, las cuales operan en 13.8/115 kV. Los escenarios de penetración de VEs tomarán en cuenta el número de vehículos registrados en circulación actualmente y una proyección de penetración de VEs hasta el año 2050. Además, los estudios se realizarán incorporando mediciones de consumo de carga convencional reales en las subestaciones proporcionadas por la Comisión Federal de Electricidad para las cuatro estaciones del año. Esta información es proporcionada en intervalos diezminutales y durante

lapsos de 24 horas, por lo que se hará uso de la herramienta de automatización de PSS/E para implementar rutinas que resuelvan el sistema eléctrico para cada instante de tiempo diezminutal durante el día.

Se realizarán comparaciones entre los resultados obtenidos para el caso base sin presencia de VEs y los resultados obtenidos con los diferentes casos de estudio de la integración de los VEs. Los resultados de PSS/E serán almacenados en hojas de Excel que posteriormente serán exportados a Matlab para su análisis y presentación. Estos resultados serán analizados en términos de voltajes nodales, índices de desviación de voltaje y porcentajes de carga en líneas y transformadores.

Por último, se implementará una estrategia de carga controlada basada en el estudio de FPO, la cual buscará optimizar los resultados en términos de voltajes nodales y niveles de potencia en transformadores. En el estudio de FPO se definirán como funciones objetivo la minimización del ajuste de carga y las pérdidas de potencia activa y reactiva. Adicionalmente, este caso de estudio considerará como restricciones la capacidad nominal de transformadores y líneas de transmisión, así como los límites de voltajes nodales en la red eléctrica.

1.9. Descripción de capítulos

El contenido de esta tesis está organizado en seis capítulos, distribuidos de la siguiente manera.

En el Capítulo 1 se presenta la introducción a este trabajo de tesis, en el cual se describe el planteamiento del problema, los antecedentes, la revisión del estado del arte, los objetivos, la hipótesis, la justificación, las contribuciones y la metodología de este trabajo, así como una breve descripción del contenido de cada capítulo.

En el segundo capítulo se presentan diversos conceptos generales relacionados con los VEs, tales como su definición, los tipos de VEs, principales características de las baterías utilizadas en estos dispositivos, así como la clasificación de los cargadores de VEs según los niveles de potencia.

En el tercer capítulo se presenta el modelo matemático para representar el proceso

de carga de un VE. El modelo implementado está basado en el circuito equivalente simplificado de una batería y la topología de un cargador de CA. Además, el modelo se valida con mediciones reportadas en la literatura.

En el Capítulo 4 se presenta el marco teórico de FPO, para lo cual se desarrolla su formulación general, partiendo de la formulación del estudio de FPC. Además, se describe el software de simulación PSS/E utilizado para realizar los estudios de flujos de potencia en este trabajo.

Posteriormente, en el Capítulo 5 se reportan los resultados de los casos de estudio implementados en esta tesis para redes eléctricas con presencia de VEs y esquemas de recarga no-controlados. Además, se reportan los resultados de la implementación de una estrategia de carga controlada basada en FPO con múltiples funciones objetivo.

Por último, en el Capítulo 6 se presentan las conclusiones de este trabajo de investigación. Adicionalmente, se enlistan los trabajos futuros.

Capítulo 2

Conceptos de vehículos eléctricos

Este capítulo tiene la finalidad de presentar algunos conceptos básicos acerca de los VEs, tales como los tipos de vehículos que existen en la actualidad, así como las características que definen a cada uno de ellos, la clasificación de los cargadores para VEs y las principales estrategias de recarga.

Una de las principales características que hace atractivos a los VEs se basa en su capacidad para conectarse e interactuar con una red eléctrica en sus diferentes niveles de tensión. En este sentido, los VECRs poseen dicha característica, lo que los hace de mayor interés desde el punto de vista de la red eléctrica. En las siguientes secciones se describirá la integración de estos vehículos en las redes eléctricas, al igual que los principales estrategias para conectarlos en las mismas.

2.1. Generalidades

Los VEs forman parte importante de las iniciativas a nivel mundial para combatir la contaminación ambiental y contribuir a la reducción de los efectos generados por el calentamiento global. La razón de esto es que estos vehículos son accionados por medio de uno o varios motores eléctricos que se caracterizan por no producir emisiones contaminantes, a diferencia de los vehículos convencionales impulsados por motores de combustión interna (CI) en cuyo caso producen grandes cantidades de gases contaminantes, como el CO_2 . Además de lo anterior, los motores eléctricos permiten a estos vehículos operar de forma

silenciosa. De esta manera, es posible afirmar que también colaboran en la reducción de la contaminación acústica.

Más allá de las ventajas que se han mencionado con el uso de estos dispositivos, su conexión en las redes eléctricas representa un importante objeto de análisis, debido a la demanda de energía que pueden requerir del sistema. Además de esto, los VEs y sus cargadores están formados por diversos elementos de electrónica de potencia que pueden producir fenómenos de calidad de la energía y demanda de potencia reactiva en el sistema, lo cual puede generar diversas afectaciones en las variables del sistema, como por ejemplo la regulación de los voltajes nodales [Muneer *et al.*, 2017].

Existen diversos conceptos que han sido propuestos para describir las posibilidades de interacción de los VEs con las redes eléctricas, los cuales se presentan a continuación.

2.1.1. Concepto G2V (*Grid to Vehicle*)

Cuando los VEs son conectados a la red eléctrica con la finalidad de recargar sus baterías, estos actúan como un nuevo tipo de carga dentro del modo de operación denominado G2V. El G2V surge como una necesidad para satisfacer la demanda adicional debida a la presencia de los VEs en las redes eléctricas. Bajo este concepto, solamente es necesario contar con cargadores unidireccionales que permitan el flujo de energía de la red eléctrica hacia las baterías de los VEs [Miao *et al.*, 2015b].

2.1.2. Concepto V2G (*Vehicle to Grid*)

El concepto V2G se refiere a un modo de operación basado en la interacción entre el VE y la red eléctrica con la ayuda de un sistema de comunicación. En este caso, los operadores de la red eléctrica utilizan las facilidades de comunicación para controlar y gestionar el flujo de energía entre la batería del VE y la red eléctrica [Miao *et al.*, 2015b]. La tecnología V2G supone que si el número de VEs aumenta considerablemente, estos podrían suministrar grandes cantidades de energía, la cual pudiera ser aprovechada por la red eléctrica de manera inmediata, siempre y cuando los vehículos estén estacionados y conectados en alguna de las estaciones de recarga [Mi *et al.*, 2011].

El concepto V2G se fundamenta en el hecho de que gran parte de los vehículos permanecen estacionados cerca de 90 % del tiempo, por lo que sus baterías podrían proveer un cierto porcentaje de su energía a la red eléctrica durante varios lapsos del día. En términos prácticos, la cantidad de potencia extraíble del coche puede ser entre 10 kW y 20 kW, dependiendo de las características y del estado de carga de las baterías del vehículo [Giraldo, 2015].

2.1.3. Concepto V2H (*Vehicle to Home*)

El esquema *Vehicle to Home* (V2H) describe un escenario particular del V2G en el que los VEs no sólo consumen energía de la red eléctrica para recargar sus baterías, sino que también proporcionan energía de reserva para una carga aislada, tal es el caso de una casa habitación. Este funcionamiento se asemeja a la acción que realiza un generador de emergencia autónomo. De esta manera, la batería de los VEs puede funcionar como un almacenamiento de energía que aporta la energía requerida por los electrodomésticos y otros dispositivos en el hogar en horarios de tarifa alta, además de respaldar la energía de fuentes renovables con las que pueda contar el hogar [Miao *et al.*, 2015b].

2.1.4. Concepto V2B (*Vehicle to Building*)

Otro de los conceptos que surgen a partir de la conexión de VEs en la red eléctrica se denomina *Vehicle to Building* (V2B), el cual describe un escenario similar al V2H que se describió anteriormente. Sin embargo, en este esquema el VE tiene la capacidad de proveer parte de la energía almacenada en su banco de baterías para abastecer edificaciones en las cuales éste se conecte.

En lugar de comprar y agregar nuevas baterías para almacenar energía en los edificios, las baterías ya existentes de los VEs pueden ser utilizadas para almacenar la mayor cantidad de energía en horas de tarifa baja. De esta manera, se evitará una gran inversión adicional por parte de los propietarios de los edificios y se utilizará mejor la inversión realizada en la adquisición de los VEs. Además de esto, el concepto V2B genera otros beneficios como energía de reserva y mejoramiento de la calidad de la energía [Pike, 2012].

2.2. Tipos de vehículos eléctricos

Hasta hace algunos años, el vehículo convencional abarcaba casi en su totalidad el mercado del transporte. En la actualidad se han desarrollado diversas alternativas con el objetivo principal de sustituir el combustible utilizado por los vehículos de CI. Es por ello que se ha puesto mayor interés en la fabricación de los VEs, probando diferentes opciones en los diseños de estos vehículos.

Basándose en la fuente de energía utilizada para impulsar el vehículo, los VEs se clasifican en seis tipos: VEs de baterías (VEBs), VEs híbridos (VEHs), VEHs conectados a la red (VEHCRs), vehículos de celdas de combustible de hidrógeno (VCCs), vehículos impulsados directamente por radiación solar, y los VEHs que almacenan energía con medios alternativos como *flywheels* o supercapacitores [Larminie y Lowry, 2012].

La Figura 2.1 muestra la configuración general del tren motriz para los cuatro principales tipos de vehículos existentes en la actualidad. En la Figura 2.1(a) se observa que el vehículo convencional se compone de un motor de CI y el tanque de combustible, comúnmente gasolina. En la Figura 2.1(b), el tren motriz de un VEH combina dos motores (CI y eléctrico) y sus fuentes de energía son un tanque de combustible y un banco de baterías pequeño. En la Figura 2.1(c), se aprecia que el VEHCR tiene la misma configuración del VEH pero con la capacidad de cargar externamente sus baterías, las cuales son de mayor capacidad. La configuración de un VEB se muestra en la Figura 2.1(d), el cual se compone sólo del motor eléctrico y de un banco de baterías de mayor capacidad que los vehículos anteriores y con conexión a la red eléctrica.

2.2.1. Vehículo eléctrico híbrido

Como se observa en la Figura 2.1(b), un VEH tiene dos o más fuentes de energía, lo que le permite tener varias combinaciones posibles. Sin embargo, el tipo más común resulta de la combinación de un vehículo convencional y de un VE.

Existen dos topologías básicas para los VEHs, híbrido en serie y en paralelo. En la configuración de un VEH en serie, únicamente el motor eléctrico proporciona la tracción mecánica a las ruedas del vehículo. Por su parte, en la configuración en paralelo se combina

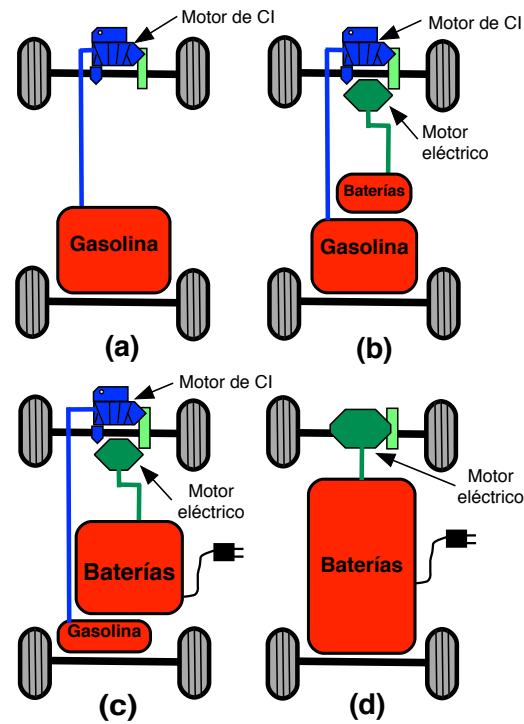


Figura 2.1: Configuración del tren motriz para diferentes vehículos: a).- CI, b).- VEH, c).- VEHCR y d).- VEB.

un motor eléctrico y un motor de CI de manera que ambos motores pueden suministrar la tracción mecánica a través de un acoplamiento mecánico.

Independientemente de la configuración del vehículo, el combustible líquido es la fuente de energía primaria en un VEH. El motor de CI es el convertidor principal que distribuye toda la energía disponible. Además, le proporciona al vehículo un rango de conducción extendido, superando así la autonomía de un VE puro. Por otro lado, el motor eléctrico aumenta la eficiencia del sistema y reduce el consumo de combustible mediante la recuperación de energía cinética durante el frenado regenerativo, y optimiza el funcionamiento del motor de CI durante la conducción normal, ajustando el par y la velocidad [Mi *et al.*, 2011].

2.2.2. Vehículo eléctrico híbrido con conexión a la red

A diferencia del VEH, la versión con conexión a la red puede recargar su batería intercambiando energía con la red eléctrica. Por lo tanto, el consumo de combustible se

reduce considerablemente al adquirir mayor protagonismo la parte eléctrica del vehículo, como se observa en la Figura 2.1(c).

Cualquiera que sea la configuración del tren motriz del VEHCR, aparece otro enlace eléctrico que establece el flujo de energía entre la fuente de alimentación externa y las baterías del vehículo. Este nuevo enlace conecta directamente la red eléctrica con las baterías del VEHCR a través de un transformador de aislamiento y un convertidor/inversor bidireccional, que en determinado momento permita no sólo recargar las baterías, sino que las baterías puedan descargarse para inyectar potencia activa o reactiva a la red eléctrica.

2.2.3. Vehículo eléctrico puro

El VEB se basa en la utilización de energía acumulada en un banco de baterías recargables proveniente de una fuente de alimentación externa como la red eléctrica, la cual es transmitida a uno o más motores eléctricos a través de un sistema de control. La topología del VEB es esencialmente simple como se muestra en la Figura 2.1(d), la cual consta de un banco de baterías para el almacenamiento de energía, el motor eléctrico, una transmisión mecánica y un enlace de conexión a la fuente de alimentación externa.

Es interesante la versatilidad que presenta este tipo de vehículo junto con los VEHCRs en cuanto a su dualidad en el flujo de energía, ya que pueden demandar energía de la red cuando sus baterías están descargadas y también pueden utilizarse como bancos de baterías rodantes, ya que en un momento determinado el flujo de potencia puede fluir del vehículo hacia la red eléctrica. Sin embargo, la vida útil de la batería se puede degradar al aumentar el número de ciclos de carga y descarga.

2.3. Infraestructura de recarga de vehículos eléctricos

Para apoyar la comercialización de los VEs, la infraestructura de recarga es la base subyacente que incluye las instalaciones básicas, cargadores y servicios de apoyo en el funcionamiento de los VEs. Un cargador de VEs es un dispositivo que se encarga de transmitir potencia desde la red eléctrica hasta el banco de baterías del vehículo de manera eficiente, ya que no sólo transmite corriente de CA o de CC, sino que también posee un

puerto de comunicación que le permite tener control durante el proceso de recarga. Por tratarse de tecnologías modernas, son varios los modelos de cargadores para VEs disponibles actualmente en el mercado. Por lo tanto, para tener una mejor idea de su funcionamiento y de las principales características de estos dispositivos de carga, a continuación se describirá el conector SAE-J1772, el cual es uno de los conectores más comunes entre los fabricantes de cargadores y usado en más de 30 vehículos, entre ellos el Nissan Leaf, Chevrolet Volt, Tesla Roadster y Toyota Prius.

Como se puede observar en la Figura 2.2, el conector SAE-J1772 es un conector que dispone de dos terminales de alimentación, fase y neutro, además de una puesta a tierra, como cualquier otro enchufe monofásico. Lo que distingue a este conector, es que posee dos conectores extras en su diseño, uno de ellos determina el estado de conexión o desconexión y otro la comunicación con el vehículo. El grosor y el diseño de su carcasa hace que su aislamiento sea muy seguro, lo cual imposibilita casi por completo el contacto directo con sus terminales y hace más segura la transmisión de corriente sin poner en peligro la seguridad de los usuarios [Pokrzywa, 2011].

2.3.1. Clasificación de cargadores

El diseño de los sistemas de suministro de energía para VEs depende principalmente del nivel de corriente de carga para recargar las baterías del VE. Dicho esto, existen tres niveles principales de cargadores que se dividen en cargadores de CA (*off-board*) y cargadores de CC (*on-board*), como se muestra en la Tabla 2.1 [Yong *et al.*, 2015].

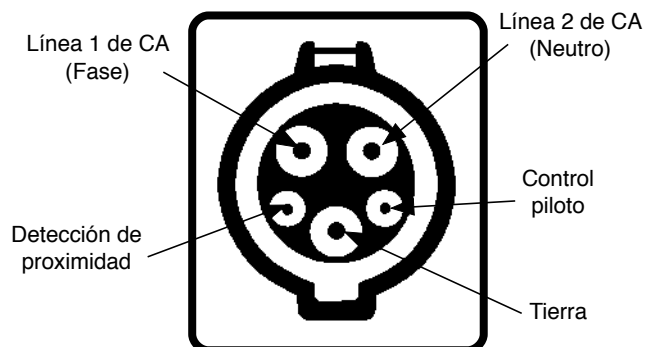


Figura 2.2: Conector para el Sistema de Carga Combinada SAE-J1772.

Tabla 2.1: Cargadores para VEs clasificados por su potencia nominal.

	Cargadores de CA	Cargadores de CC
Nivel 1	120V, 1.4kW @12A	200-450V de CC, hasta 36kW (80A)
	120V, 1.9kW @16A	
Nivel 2	240V, 3.3kW @14A	200-450V de CC, hasta 90kW (200A)
	240V, 7kW @29A	
	240V, 19.2kW @80A	
Nivel 3	Mayor a 20 kW, monofásico y trifásico	200-600V de CC, hasta 240kW (400A)

A pesar de que existen varios tipos de cargadores con diferentes niveles de potencia, los cargadores de CA de nivel 2 han tenido una mayor comercialización, por lo que es más común encontrar estaciones de recarga con estos cargadores, incluso en estaciones de recarga domésticas y en centros comerciales. La razón de esto es que ofrecen un mejor balance entre el tiempo de recarga de los VEs y la potencia demandada a la red eléctrica.

Recientemente, los cargadores de CC de nivel 3 o también conocidos como de carga rápida han tomado mayor interés, precisamente por el reducido tiempo de recarga necesario. Sin embargo, la propuesta para estos cargadores es ubicarlos en sitios estratégicos de manera que sean utilizados para situaciones de emergencia dentro de rutas principales.

2.4. Estrategias de recarga

Las estrategias de recarga son reglas que determinan el consumo óptimo del VE a lo largo del día utilizadas para orientar la recarga de los VEs de manera que el funcionamiento de la red sea adecuado. Las estrategias para el manejo de tarifas en una red eléctrica pueden ajustarse a la estructura del mercado existente. Estos escenarios de recarga pueden ser ejemplificados por medio de cuatro principales estrategias [Wu, 2013]:

1. *Recarga no-controlada*: Para esta estrategia, la recarga de la batería comienza inmediatamente después de la conexión de los vehículos a la red eléctrica. El vehículo se recarga de forma continua hasta obtener la carga completa de la batería, o bien, hasta que el vehículo se desconecta de la estación de recarga.

2. *Recarga basada en un temporizador*: Concepto bastante similar al de la estrategia de recarga anterior, excepto que el tiempo permitido para recargar los VEs se programa a través de un temporizador. El VE se puede conectar a cualquier instante, pero la recarga del mismo no tendrá lugar hasta que el temporizador establezca la conexión a la red. Se considera que el usuario tendrá un contrato con el proveedor, por medio del cual obtenga incentivos.
3. *Recarga basada en una señal de precios*: La estrategia se basa en una señal de precios en línea, en la que el agregador local decidirá si se recargan o no. La recarga continuará mientras el precio sea atractivo y lo hará hasta que la batería esté completamente cargada a menos que el VE sea desconectado. El agregador tiene las señales de precios en línea como un control para influir en las recargas que tienen lugar en sus puntos de recarga. Si el precio aumenta, el consumo disminuirá y viceversa. Además, el proceso de recarga es monitoreado por un medidor de intervalo de lectura remota.
4. *Recarga basada en un operador de despacho del parque vehicular*: En base a los horarios de recarga establecidos en contratos de servicio para los usuarios de VEs, el operador del parque vehicular eléctrico recargará los VEs durante su conexión a la red eléctrica. Estos operadores tienen los horarios de recarga como una referencia para influir en las recargas que tienen lugar en sus puntos de control. Si un usuario de VE modifica su patrón de recarga, el operador puede enviar un nuevo cronograma de recarga a este cliente. Si son muchos los usuarios los que modifican su patrón, entonces éstos tendrán que obtener nuevos horarios con el fin de eliminar los desequilibrios en relación con el plan de consumo provisto por el agregador.

Las últimas tres estrategias de recarga se basan en establecer acuerdos con los usuarios de los VEs, con la intención de tener un control de la demanda de energía debida al parque vehicular eléctrico, pero que de alguna manera los usuarios obtengan ciertos beneficios al realizar estos acuerdos. En particular, la cuarta estrategia combina aspectos de las dos anteriores, en donde se establecen horarios de recarga para cada grupo de VEs. Sin embargo, en esta estrategia existe una comunicación más importante con los usuarios de los VEs con el fin de determinar los horarios de recarga más convenientes.

2.5. Sumario

Los VEs son considerados dispositivos de carga flexible, que se han desarrollado en los últimos años para contribuir con el cuidado del medio ambiente y reducir el consumo de combustibles fósiles. Además, tienen la posibilidad de aportar energía de reserva a la red eléctrica para balancear fluctuaciones de potencia y de voltaje y así mejorar otros aspectos operativos de la red. Esto es posible gracias a su capacidad de flujo de energía bidireccional que les permite intercambiar potencia activa y reactiva con la red eléctrica.

En este sentido, los VEBs presentan un mayor interés de manera general debido a que, desde el punto de vista ecológico, son los VEs más limpios dado que no producen emisiones contaminantes. Adicionalmente, los VEBs tienen mayor capacidad en sus baterías para almacenar energía que en el caso de los VEHCRs, lo que le da mayor autonomía al vehículo y representa una mayor reserva para la red eléctrica.

La integración de los VEs en las redes eléctricas es aún reducida en México. Sin embargo, a medida que los VEs representen un mayor porcentaje del parque vehicular, el número de estaciones de recarga se incrementará también, incluyendo los cargadores de Nivel 1 para su uso en áreas residenciales y de cargadores de Nivel 2 para centros comerciales, principalmente. Por su parte, las estaciones de recarga rápida o Nivel 3 resultan más atractivas para los usuarios de VEs que tienen desplazamientos más extensos, por lo que demandan una autonomía mayor y tiempos de recarga menores.

Por otro lado, es importante tomar en cuenta que la instalación de cargadores que permitan el flujo bidireccional no están permitidos actualmente en nuestro país lo que impide establecer un esquema de V2G en el Sistema Eléctrico Nacional en el corto plazo. Mucho de esto depende de la evolución del sistema eléctrico hacia el concepto de redes eléctricas inteligentes.

Capítulo 3

Modelado del proceso de recarga de un vehículo eléctrico

Este capítulo está dedicado a describir el modelo del proceso de recarga del vehículo eléctrico, para lo cual se consideran las características del banco de baterías de un VE comercial y de un cargador de CA comercial. A fin de estudiar el impacto de los VEs en la red eléctrica, es importante que el modelo de la batería se mantenga lo más simple posible con la finalidad de reducir el esfuerzo de cómputo al simular un gran número de vehículos en la red eléctrica. Además, para determinar el número de VEs que se van a modelar, se consideran aspectos como el consumo de energía promedio diario por VE, escenarios de penetración y estrategias de recarga basadas en patrones de disponibilidad de usuarios de VEs durante el día.

El modelo implementado en este trabajo de tesis es un modelo de inyección de potencias, el cual está basado en el circuito equivalente simplificado de una batería. Este modelo permite calcular la potencia demandada durante el proceso de recarga de un VE considerando parámetros como el tiempo de conexión, la temperatura ambiental y el estado de carga de las baterías. A continuación se presentan las ecuaciones que definen este modelo, así como su respectiva validación con datos experimentales. Posteriormente, se presenta el modelo equivalente para el parque vehicular eléctrico.

3.1. Modelo del proceso de recarga

El modelo de un VE involucra una parte mecánica y otra parte eléctrica. Sin embargo, con la finalidad de analizar la energía y la potencia que demandan los VEs de la red eléctrica, se desarrolla un modelo enfocado únicamente en la parte eléctrica, el cual consiste básicamente en describir el modelo del proceso de recarga de las baterías del VE. Como se describe en la Figura 3.1, el modelo del VE implementado en este trabajo consiste en un banco de baterías y un dispositivo de carga de CA que posee un determinado valor de eficiencia η y un factor de potencia FP . A su vez, el dispositivo de carga se conecta a un transformador ideal con una relación de transformación de 0.22/13.8 kV.

3.1.1. Banco de baterías

La batería es uno de los elementos más importantes de un VE. Es por ello que existe en la literatura una gran variedad de modelos de batería que han sido propuestos con la intención de capturar las distintas características de una batería.

El modelo implementado en esta tesis se basa en la formulación presentada en [Wu *et al.*, 2012], el cual utiliza un circuito equivalente simplificado de la batería, tal como el que se muestra en la Figura 3.2. Este modelo consiste en dos elementos: una fuente de voltaje que representa el voltaje de circuito abierto de la batería V_{ca} y una resistencia en serie con la fuente que representa la resistencia interna de la batería R_i . La solución a este modelo es analítica y se deduce a partir de las siguientes tres ecuaciones,

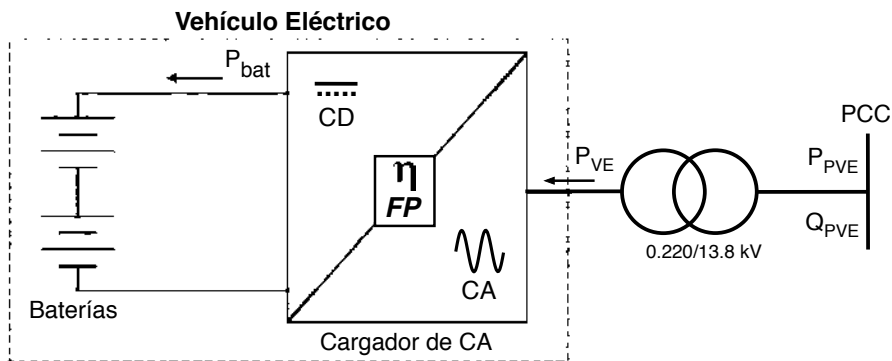


Figura 3.1: Topología del vehículo eléctrico para propósitos de modelado.

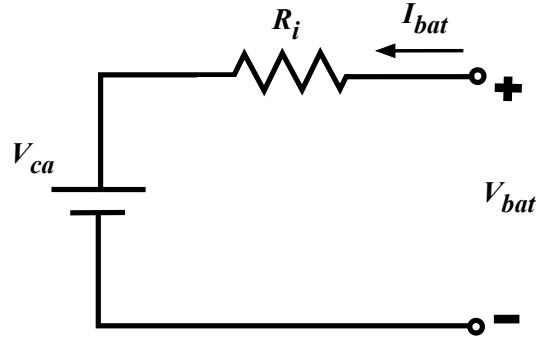


Figura 3.2: Circuito equivalente simplificado de la batería.

$$V_{ca} = A \cdot SOC + B \quad (3.1)$$

$$V_{bat} = V_{ca} + R_i \cdot I_{bat} \quad (3.2)$$

$$\frac{d(SOC)}{dt} = \frac{V_{ca} \cdot I_{bat}}{Q_{bat}} \quad (3.3)$$

en donde A es la pendiente del voltaje, B es el voltaje de offset, SOC es el estado de carga de la batería y Q_{bat} es la capacidad total de la batería. Además, las variables I_{bat} y V_{bat} representan la corriente y el voltaje medido en terminales de la batería, respectivamente.

El SOC provee información sobre el porcentaje de energía disponible en la batería. Esta información permite al usuario determinar la necesidad de comenzar o detener el proceso de recarga de su vehículo, con la intención de evitar posibles fallas como la sobrecarga o la descarga excesiva de las baterías, las cuales pueden afectar la vida útil de los bancos de baterías de los VEs.

3.1.2. Cargador de CA

El proceso de recarga que caracteriza al cargador de CA se basa en mantener la corriente constante hasta que el banco de baterías alcanza su voltaje máximo. Una vez que se alcanza el voltaje máximo en la batería, el voltaje se mantiene constante mientras que la corriente comienza a disminuir.

En la Figura 3.3 se presentan las formas de onda de la potencia y del SOC que se generan durante el proceso de recarga de una batería de Litio-ion y un cargador de Nivel 2.

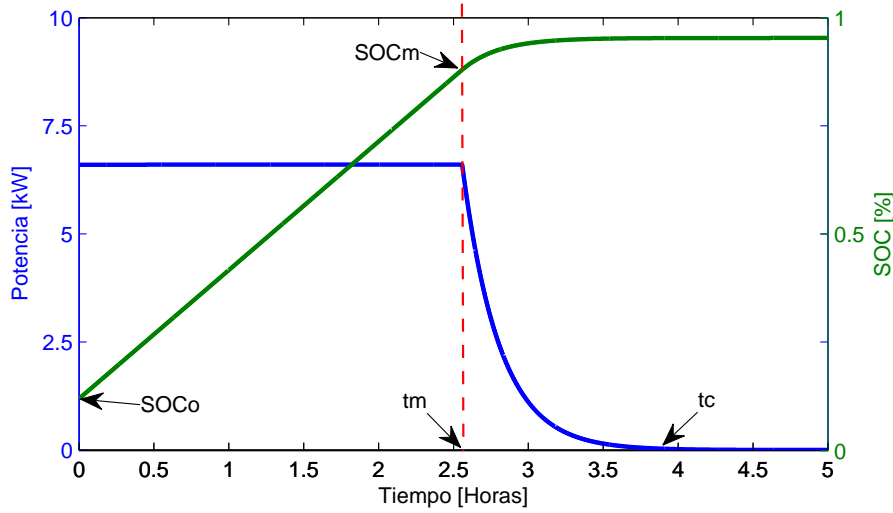


Figura 3.3: Formas de onda del proceso de carga de una batería Li-ion.

En esta figura se puede apreciar que el proceso de recarga está caracterizado por un instante de tiempo específico que se conoce como punto intermedio (t_m), el cual se alcanza alrededor del 90% de SOC . Además, el tiempo t_m define el instante de cambio del modo de carga de corriente constante a voltaje constante.

3.1.2.1. Carga a corriente constante

El primer modo de carga se presenta justo al comienzo del proceso de recarga, es decir, en el instante en que el usuario conecta su vehículo en la estación de recarga. Durante este modo de carga la corriente de la batería permanece constante hasta el instante t_m , el cual corresponde al instante en el cual el voltaje en la batería alcanza su valor máximo.

Cuando el vehículo se carga en el modo de corriente constante, las ecuaciones se reescriben en términos de I_{bat} . Además, se asume que $I_{bat} = I_{batm}$, en donde I_{batm} es la corriente máxima que fluye a través de la batería. Por lo tanto, sustituyendo (3.1) en (3.3),

$$\frac{d(SOC)}{dt} = \frac{(A \cdot SOC + B)I_{batm}}{Q_{bat}} \quad (3.4)$$

Integrando (3.4) de SOC_0 a SOC en el intervalo de tiempo de t_0 a t se tiene,

$$\int_{SOC_0}^{SOC} \frac{Q_{bat}}{(A \cdot SOC + B)I_{batm}} d(SOC) = \int_{t_0}^t dt \quad (3.5)$$

La solución a la integral en (3.5) es,

$$t - t_0 = \frac{Q_{bat}}{A \cdot I_{batm}} \ln \left(\frac{A \cdot SOC + B}{A \cdot SOC_0 + B} \right) \quad (3.6)$$

Reescribiendo (3.6) para obtener la expresión para SOC se tiene,

$$SOC = \left(SOC_0 + \frac{B}{A} \right) \exp \left(\frac{A \cdot I_{batm}(t - t_0)}{Q_{bat}} \right) - \frac{B}{A} \quad (3.7)$$

en donde los parámetros A , B , I_{batm} y Q_{bat} son valores constantes.

La potencia suministrada en las terminales de la batería es entonces,

$$\begin{aligned} P_{bat} &= V_{bat} I_{batm} \\ &= (A \cdot SOC + B + R_i I_{batm}) I_{batm} \end{aligned} \quad (3.8)$$

Estas expresiones sólo son válidas en el modo de corriente de carga constante, es decir, para $t_0 \leq t \leq t_m$ y $SOC_0 \leq SOC \leq SOC_m$.

3.1.2.2. Carga a voltaje constante

A partir del instante t_m , la estrategia de carga cambia al modo de carga de voltaje constante y la corriente comienza a decrecer hasta llegar a extinguirse en el tiempo t_c .

Cuando el proceso de carga de la batería se realiza a voltaje constante, el sistema de ecuaciones se reescriben en términos de V_{bat} . Además, se asume que $V_{bat} = V_{batm}$, con V_{batm} como el valor máximo de voltaje del sistema. Por lo tanto, despejando I_{bat} en (3.2) y sustituyendo en (3.3) se tiene,

$$\frac{d(SOC)}{dt} = \frac{V_{ca}(V_{batm} - V_{ca})}{R_i Q_{bat}} \quad (3.9)$$

Sustituyendo (3.1) en (3.9) se tiene,

$$\frac{d(SOC)}{dt} = \frac{(A \cdot SOC + B)(V_{batm} - A \cdot SOC - B)}{R_i Q_{bat}} \quad (3.10)$$

Resolviendo la integral definida desde SOC_m hasta el SOC en el intervalo de tiempo de t_m a t se tiene,

$$\int_{SOC_m}^{SOC} \frac{R_i Q_{bat}}{(A \cdot SOC + B)(V_{batm} - A \cdot SOC - B)} d(SOC) = \int_{t_m}^t dt \quad (3.11)$$

Por lo tanto, la solución a la integral de (3.11) es,

$$t - t_m = -\frac{R_i Q_{bat}}{A \cdot V_{batm}} \ln \left(\frac{V_{batm} - (A \cdot SOC + B)}{V_{batm} - (A \cdot SOC_m + B)} \cdot \frac{A \cdot SOC_m + B}{A \cdot SOC + B} \right) \quad (3.12)$$

Reescribiendo (3.12) para obtener la expresión para SOC ,

$$SOC = \frac{\frac{V_{batm}}{A}}{1 + \frac{V_{batm} - (A \cdot SOC_m + B)}{A \cdot SOC_m + B} \exp \left(-\frac{A \cdot V_{batm}}{R_i Q_{bat}} (t - t_m) \right)} - \frac{B}{A} \quad (3.13)$$

en donde los parámetros A , B , V_{batm} y Q_{bat} son valores constantes.

La potencia suministrada en terminales de la batería es ahora,

$$\begin{aligned} P_{bat} &= V_{batm} I_{bat} \\ &= V_{batm} \left(\frac{V_{batm} - (A \cdot SOC + B)}{R_i} \right) \end{aligned} \quad (3.14)$$

Estas expresiones sólo son válidas en el rango cuando el voltaje de carga es constante, lo que significa que $t_m \leq t \leq t_c$ y $SOC_m \leq SOC \leq SOC_c$, en donde t_c es el tiempo al final del proceso de recarga cuando la corriente cae a su valor mínimo.

3.1.3. Eficiencia y factor de potencia

Como se observa en la Figura 3.1, el sistema de carga del VE está compuesto por un dispositivo de electrónica de potencia que se encarga de acondicionar la potencia que se intercambia con la red de CA. Por lo tanto, la potencia absorbida o inyectada a la red eléctrica por el cargador se verá afectada en primera instancia por un valor constante de eficiencia η . De esta manera, durante el proceso de recarga de la batería, el VE se modela como una carga que consume una potencia activa P_{VE} definida como [Vargas, 2014],

$$P_{VE} = \frac{P_{bat}}{\eta} \quad (3.15)$$

Si además se considera el caso en que los VEs operan bajo el concepto V2G, se asume que estos tienen la capacidad de inyectar potencia activa y/o potencia reactiva a la red. Si el VE participa en el control de voltaje, entonces éste debe ser modelado con un rango de potencia reactiva para un factor de potencia FP diferente de 1. Esto equivale a fijar límites de potencia reactiva para el VE operando como nodo PV, como se calculan a continuación [Golder, 2006],

$$\begin{aligned}
P_{PVE} &= FP \cdot S_{VE} \\
Q_{max,VE} &= \text{sen}(\cos^{-1}(FP)) \cdot S_{VE} \\
Q_{min,VE} &= -Q_{max,VE} \\
Q_{min,VE} &\leq Q_{PVE} \leq Q_{max,VE}
\end{aligned} \tag{3.16}$$

en donde P_{PVE} y Q_{PVE} son la potencia activa y reactiva debidas al FP del cargador. $Q_{min,VE}$ y $Q_{max,VE}$ son los límites de potencia reactiva mínimo y máximo. Además, S_{VE} es la potencia aparente asociada con la capacidad de transferencia del cargador. Por lo tanto, se debe cumplir $S_{VE} \geq P_{PVE}$.

3.2. Validación del modelo

En esta sección se presenta la comparación de los resultados de simulación en Matlab del consumo de potencia para un vehículo Nissan Leaf 2013 y los resultados experimentales reportados en [USDE, 2014b].

Para realizar la simulación del proceso de recarga se requiere alimentar el modelo implementado en esta tesis con diversos parámetros, los cuales dependen principalmente de las características del banco de baterías del VE y del cargador utilizado para recargar el vehículo. Para este caso en particular, se consideran los valores utilizados para realizar la prueba experimental reportada en [USDE, 2014b]. Por lo tanto, en la Tabla 3.1 se presentan las especificaciones del banco de baterías de un Nissan Leaf 2013.

Además, para realizar la prueba experimental se consideró un cargador de CA de Nivel 2 (6.6 kW), cuyas principales especificaciones se muestran en la Tabla 3.2. Por su parte, la Tabla 3.3 enlista los parámetros utilizados para realizar la simulación del modelo de recarga de baterías implementado en Matlab.

Tabla 3.1: Especificaciones del banco de baterías del Nissan Leaf 2013.

Baterías Li-Ion AESC	
Número de celdas: 96	Voltaje nominal: 360 V
Energía nominal: 24 kWh	Capacidad nominal: 66.2 Ah

Tabla 3.2: Especificaciones del cargador de CA.

Cargador Delta Smart Grid Capable	
Tipo de conector:	J1772
Nivel del cargador:	Nivel 2 de CA
Voltaje de entrada:	208/240 VCA
Corriente máxima de entrada	32 A

Los resultados obtenidos experimentalmente se muestran en la Figura 3.4 para diferentes valores de temperatura ambiente. Por su parte, la Figura 3.5 muestra la curva de recarga de la batería del Nissan Leaf 2013 a una temperatura de $72^{\circ}F$ obtenida por medio de simulación con el modelo implementado en Matlab. El código utilizado para realizar la simulación se reporta en el Apéndice A. Como se puede apreciar, los resultados de la Figura 3.4 y de la Figura 3.5 son muy parecidos, tomando como referencia la temperatura ambiental de $72^{\circ}F$. Este valor se consideró debido que se acerca más a la temperatura ambiental promedio en la ciudad de Morelia.

La comparación de los resultados experimentales y los resultados de simulación obtenidos en Matlab se reportan en la Figura 3.4 y en la Figura 3.5. Si bien no se tiene acceso a los datos experimentales reportados en la Figura 3.4 que permitan hacer una comparación punto a punto con los resultados de simulación de la Figura 3.5, sí se tiene

Tabla 3.3: Parámetros del modelo del VE implementado en Matlab.

Temperatura ambiente, T	$72^{\circ}F$
Pendiente de voltaje, A	$0.1 \text{ V}/SOC$
Voltaje del sistema de recarga, B	208 V
Corriente nominal del cargador, I_{batm}	32 Amp
Energía nominal de la batería, Q_{bat}	24 kWh
Estado de carga inicial del vehículo, SOC_0	0.2
Resistencia interna de la batería a $72^{\circ}F$, R_i	$0.29m\Omega$
Paso de simulación	$100 \mu s$

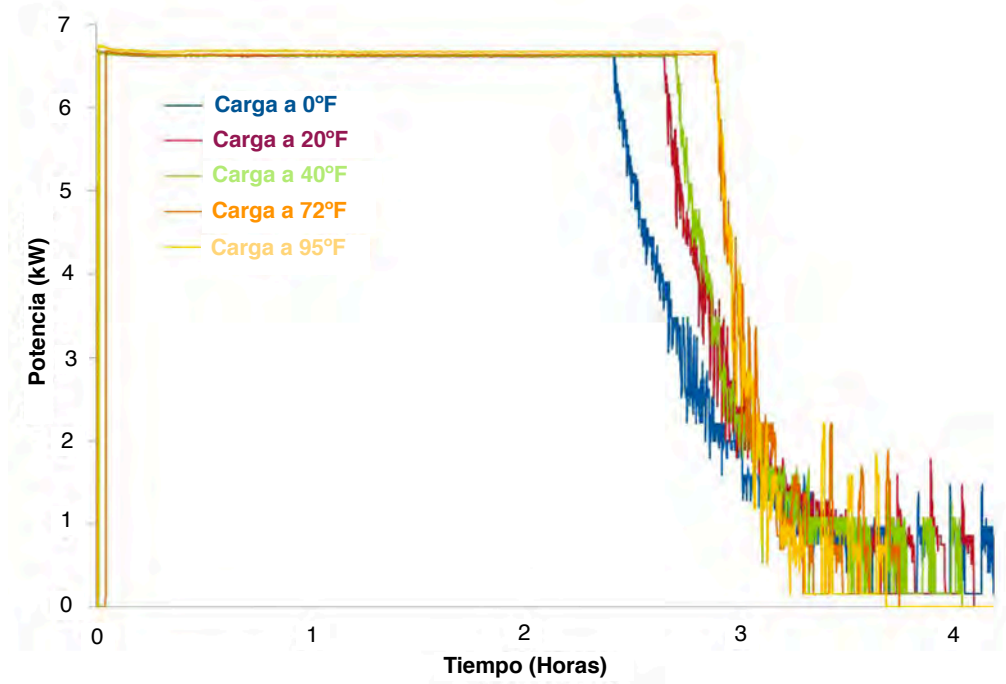


Figura 3.4: Consumo de potencia durante el proceso de carga del Nissan Leaf 2013 obtenido con pruebas experimentales [USDE, 2014b].

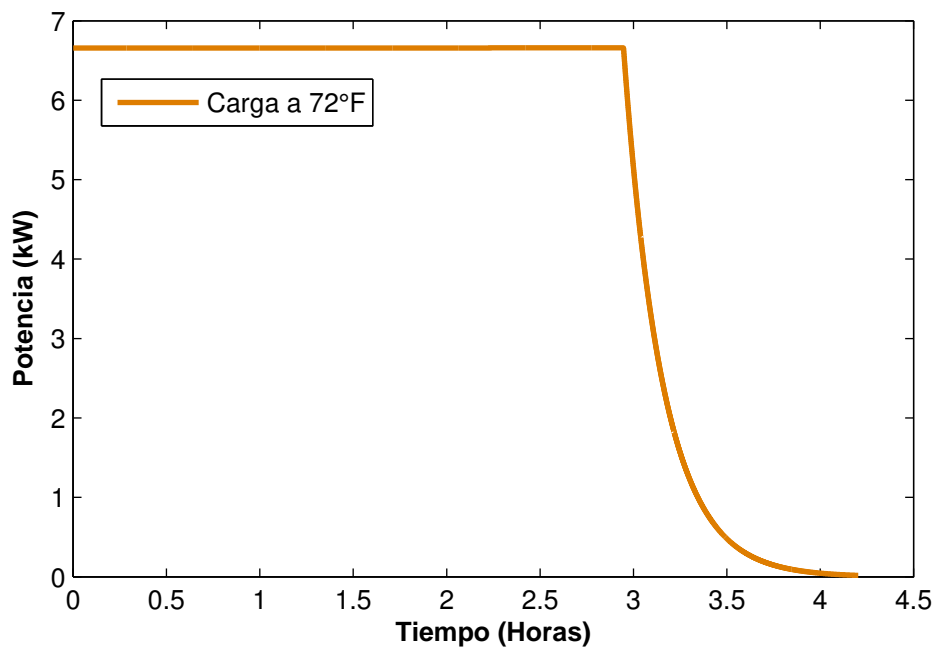


Figura 3.5: Simulación en Matlab del proceso de carga para un Nissan Leaf 2013 con cargador de CA Nivel 2.

Tabla 3.4: Comparación entre los resultados experimentales y los obtenidos por simulación para el Nissan Leaf 2013 con $72^{\circ}F$ de temperatura ambiente.

VARIABLES	Medición	Simulación	Porcentaje de error
P_{max}	6.69 kW	6.65 kW	0.59 %
t_m	2.92 hrs	2.94 hrs	0.68 %
t_c	3.85 hrs	4.15 hrs	7.79 %

conocimiento de la potencia máxima en terminales de la batería y además, a partir de las curvas, es posible determinar el punto intermedio (t_m) y el punto de corte (t_c) para ambos casos. Los resultados comparativos se muestra en la Tabla 3.4, en la cual se puede observar que el porcentaje de error obtenido para la P_{max} y t_m no supera el 0.7 %. Sin embargo, en el caso del t_c se tiene mayor error debido a que por medio de simulación, la corriente tarda más tiempo en extinguirse por completo, pues se calculan valores muy pequeños sin llegar a ser completamente cero.

3.3. Parámetros del parque vehicular eléctrico

La integración de los VEs en las redes eléctricas requiere de la definición de escenarios en donde se consideren el mayor número de factores vinculados con dicha integración. Además, se debe observar que es necesario tomar en cuenta diversas consideraciones debido a que los VEs no han sido incorporados a las ciudades en gran escala. Por lo tanto, en la Figura 3.6 se describen los factores involucrados en la descripción de estos escenarios.

En el mediano plazo, es necesario desarrollar infraestructura de recarga pública con el propósito de resolver la limitada autonomía de los VEs debido a las limitaciones de la tecnología de las baterías actuales. Los estacionamientos públicos en las ciudades altamente urbanizadas y las estaciones de servicio en las autopistas equipadas con infraestructura de recarga de nivel 2 y 3 requerirán conexiones a la red de transmisión y subtransmisión en alto voltaje. Como resultado de estas conexiones, surge la necesidad de realizar estudios que permitan planear el desarrollo de la red eléctrica futura y la reducción del impacto en la red eléctrica actual.

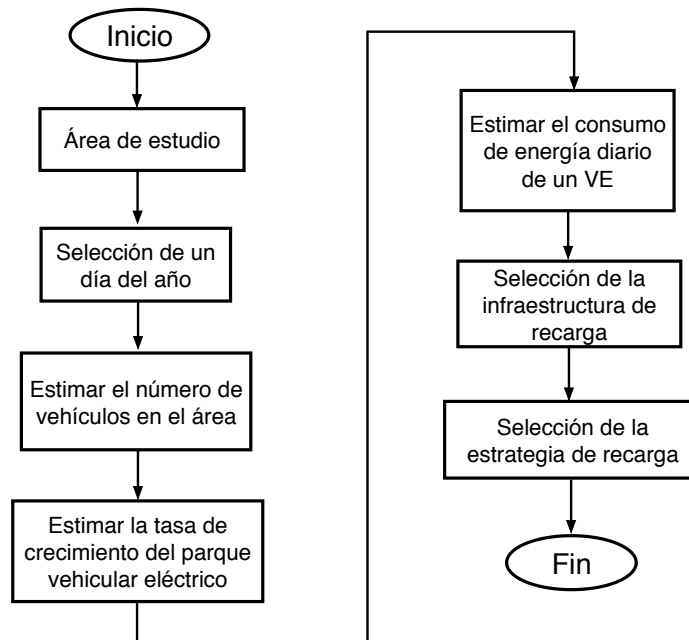


Figura 3.6: Principales factores involucrados en la integración de VEs a la red eléctrica.

3.3.1. Estimación del consumo promedio de energía por VE

Los VEs modernos consumen entre 0.15 kWh y 0.25 kWh de energía por kilómetro recorrido. Desde luego, estos valores dependen ampliamente de diversos factores como la temperatura ambiente, el tipo de motor eléctrico, la marca y el modelo del vehículo. Además, se debe considerar el tipo de uso del vehículo, es decir, manejo en ciudad, carretera o combinado. En particular, en esta tesis se supone el consumo promedio de un Nissan Leaf 2013 para uso en la ciudad.

De acuerdo con la información recabada por el Instituto Nacional de Ecología (INE) en el año 2005, la distancia de desplazamiento promedio anual por vehículo en México fue de 15,000 km, estimando un incremento anual del 0.87% [ITDP, 2012]. Al analizar estos datos, se tiene que para el año 2015 cada vehículo recorre anualmente en promedio 16,305 km, lo que equivale a 44.67 km al día. Además, el promedio de consumo de energía por km para el Nissan Leaf es de 0.167 kWh [USDE, 2014a]. Por lo tanto, cada VE necesita 7.45 kWh de energía diariamente para satisfacer las necesidades de desplazamiento de un usuario promedio. Estas cifras se presentan en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5: Distancia promedio y consumo de energía por VE.

Energía requerida por km recorrido	Distancia promedio de recorrido diario	Energía promedio requerida por día
0.167 kWh	44.67 km	7.45 kWh

En este trabajo de tesis, el consumo promedio de energía de los VEs se considera como parámetro base para realizar el estudio de la integración de VEs en la red eléctrica. Es decir, basado en el desplazamiento promedio de los conductores en el país, se considera que la cantidad de energía que consume al día cada vehículo es la misma para todo el parque vehicular eléctrico. Por lo tanto, cada VE considerado en las simulaciones demandará o inyectará 7.45 kWh de energía de la red eléctrica, lo cual representa la energía promedio utilizada diariamente por cada vehículo, E_{prom} .

3.3.2. Escenarios de penetración de VEs

Los porcentajes de penetración analizados en esta tesis se obtienen como resultado de la proyección de VEs en los países miembros de la International Energy Agency (IEA) que se muestra en la Figura 3.7 [Nemry y Brons, 2011]. Esta gráfica muestra un incremento sostenido con una mayor tasa de crecimiento posterior al año 2035. Como se puede observar, el porcentaje de penetración de VEs apenas alcanza el 1% en el año 2016, mientras que para el año 2050 se espera un porcentaje de 30%. El término $\%VE_p$ será utilizada para representar el porcentaje de penetración de VEs, a partir de la Figura 3.7.

3.3.3. Selección de la estrategia de recarga

Uno de los factores de mayor importancia para realizar el análisis de integración de VEs en una red eléctrica es la estrategia de recarga de estos dispositivos. No obstante, las características de dicha estrategia tienen un alto grado de incertidumbre, ya que dependen en gran medida de las necesidades de cada usuario y la infraestructura de recarga disponible. En particular, para el propósito de esta tesis se asume una infraestructura suficiente para abastecer la demanda por parte de los VEs.

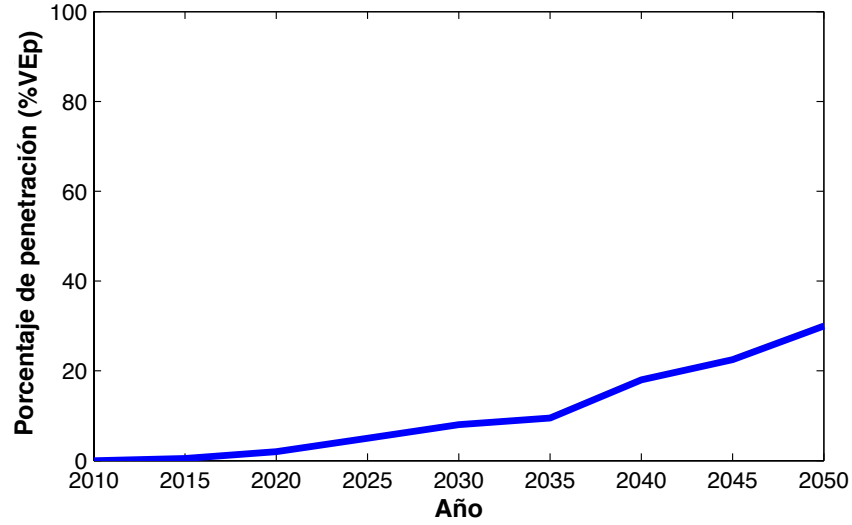


Figura 3.7: Proyección del porcentaje de penetración de VEs.

3.3.3.1. Estrategia no controlada

En el caso de una estrategia de recarga no controlada, se utiliza el horario de recarga típico de usuarios de VEs. En este sentido, en el 2008 el Laboratorio Nacional de Idaho recopiló información sobre las tendencias de conducción y de recarga de los VEs operados por usuarios de VEs en cinco estados de los Estados Unidos [USDE, 2008]. La Figura 3.8 presenta estos datos, en donde se puede observar que la mayoría de usuarios cargan sus VEs posterior a las 18:00 horas, alcanzando el mayor porcentaje entre las 21:00 y 22:00 horas. Este comportamiento resulta similar al de los perfiles de carga convencional, ya que en ambos casos la mayor demanda se presenta en el transcurso de la tarde, en horarios en que la mayoría de las personas terminan su jornada laboral y regresan a sus hogares. Así, el número de VEs que se recargan durante cada instante del día se puede calcular como,

$$N_{VE,\Delta t} = \text{int} \left(\frac{N_T \cdot \frac{\%VE_p}{100} \cdot \frac{\%VE_r}{100}}{N_{trans}} \right) \quad (3.17)$$

en donde $\text{int}()$ es una función que entrega el valor entero del argumento que recibe, $\%VE_p$ es el porcentaje de penetración de VEs y $\%VE_r$ representa el porcentaje de VEs recargándose durante un instante de tiempo Δt . Además, N_T y N_{trans} son el número total de vehículos y el número de transformadores de subestación en el área de análisis, respectivamente.

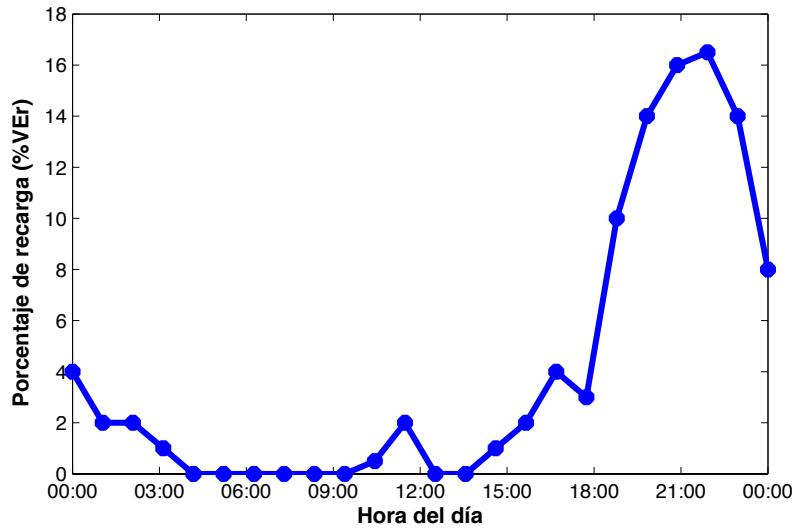


Figura 3.8: Horario de recarga típico de los usuarios de VEs.

3.3.3.2. Estrategia controlada

Para satisfacer la demanda de potencia debida a los VEs de una manera que se pueda mejorar el perfil de carga en las subestaciones de conexión de las estaciones de carga, es necesario establecer el patrón de disponibilidad de VEs que permita que el operador de la red eléctrica determine una posible programación de la recarga de los VEs a lo largo del día. Para los casos de estudio basados en una estrategia controlada, el patrón de disponibilidad de los VEs está dado por [USDE, 2008] y se presenta en la Figura 3.9. En esta figura se presenta el porcentaje de VEs que se encuentran estacionados durante el transcurso del día, en la cual se observa que los vehículos permanecen estacionados la mayor parte del tiempo. Estos datos fueron obtenidos para un estudio de un pequeño parque vehicular eléctrico operando en diferentes regiones de los Estados Unidos durante 5 meses.

Las estrategias controladas que se proponen en este trabajo de tesis están basadas en el estudio de FPO, cuya solución ayudará a determinar el número de VEs que se recargan durante cada instante del día a partir de la siguiente expresión,

$$N_{VE,\Delta t} = \text{int} \left(\frac{P_{optima}}{P_{VE} \cdot \left(\frac{\%VE_{disp}}{100} \right)} \right) \quad (3.18)$$

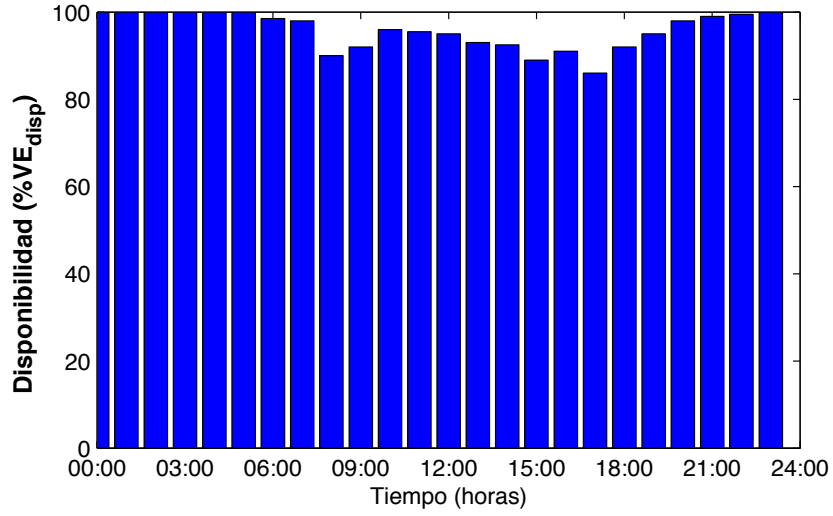


Figura 3.9: Patrón de disponibilidad de VEs estacionados durante el día.

en donde P_{optima} es la potencia de carga en las subestaciones debida a la recarga del parque vehicular eléctrico, la cual es obtenida por medio de la solución de FPO. Además, $\%VE_{disp}$ es el porcentaje de VEs disponible durante cada instante del día para recargarse, de acuerdo con la Figura 3.9.

3.4. Modelo del parque vehicular eléctrico

A partir del modelo implementado para representar el proceso de recarga de un VE, es posible dimensionarlo con el fin de modelar el parque vehicular eléctrico, en función de los parámetros presentados en la sección anterior. La Figura 3.10 muestra la representación de este modelo equivalente en una subestación y para un instante de tiempo. Por lo tanto, si el parque vehicular eléctrico se comienza a recargar en un intervalo diezminutal Δt , el modelo será equivalente a la suma de la potencia demandada durante el proceso de recarga de cada VE. Entonces, la potencia demandada por el parque vehicular eléctrico en la subestación k se puede calcular de la siguiente manera,

$$P_{PVE} = \sum_{i=1}^{N_{VE,\Delta t}} P_{VE,i} = N_{VE,\Delta t} \cdot P_{VE} \quad (3.19)$$

No obstante, para que la ecuación (3.19) sea válida en el estudio, las condiciones

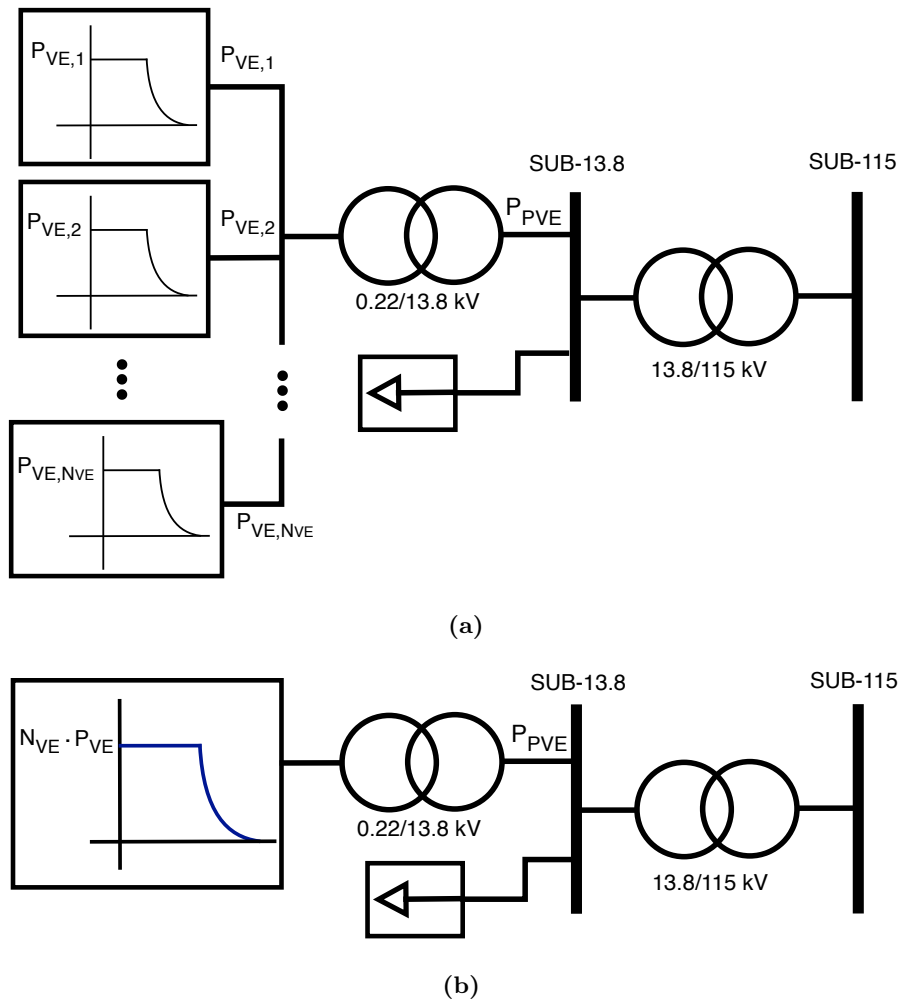


Figura 3.10: Parque vehicular eléctrico en un intervalo diezminutal Δt : a).- representación detallada y b).- representación equivalente.

del proceso de carga de los VEs deben ser las mismas. Por lo tanto, es necesario realizar las siguientes consideraciones:

- *Características de los VEs.* Se consideran VEs Nissan Leaf 2013 debido a que es uno de los modelos más vendidos en todo el mundo. Su popularidad se debe principalmente a su buena relación costo/beneficio que le permite poseer un buen nivel de autonomía y a la vez ser accesible, económicamente hablando.
- *Nivel de los cargadores.* Se asume que las estaciones de recarga se componen de cargadores de CA de Nivel 2. Los cargadores de Nivel 2 son una opción comúnmente utilizada para instalarse en áreas residenciales y comerciales, los cuales no demandan

una potencia tan alta como los cargadores de Nivel 3, pero que tampoco requieren tanto tiempo para recargar los VEs como ocurre con los cargadores de Nivel 1.

Este modelo de inyección de potencias es implementado para realizar estudios de flujos de potencia, cuya solución es obtenida en intervalos diezminutales para un periodo de 24 horas. Es decir, se tiene un total de $N_d = 144$ intervalos por día, en donde cada intervalo tiene asociado un determinado número de VEs recargándose. Por lo tanto, en la Figura 3.11 se presenta un diagrama que describe cómo se modifica el parque vehicular eléctrico a lo largo de la simulación, tomando en cuenta que cada VE permanece N_c intervalos diezminutales recargándose. Para determinar el valor de N_c , se calcula el tiempo en horas requerido para recargar el VE de la siguiente manera,

$$t_{recarga} = \frac{E_{prom}}{P_{VE}} \quad (3.20)$$

en donde E_{prom} es la energía promedio diaria demandada por el VE.

Por lo tanto, considerando que las corridas de flujos de potencia se realizan en intervalos diezminutales, N_c se puede calcular como,

$$N_c = int\left(\frac{t_{recarga} \cdot 60}{10}\right) \quad (3.21)$$

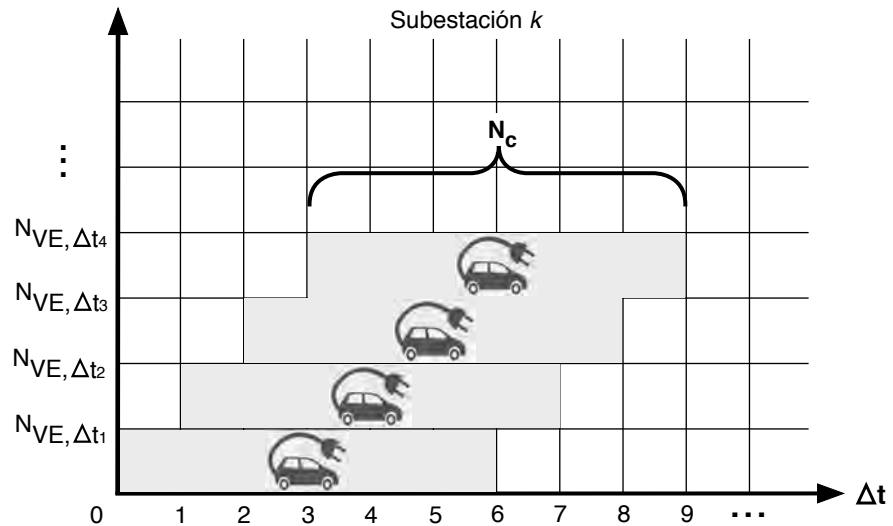


Figura 3.11: Evolución del parque vehicular eléctrico a través de la simulación.

3.5. Conclusiones

En este capítulo se presentó el modelo de inyección de potencias que describe el proceso de recarga de la batería en un VE. El modelo está basado en un circuito equivalente simplificado de una batería. La solución a este modelo es analítica y se deduce a partir de una ecuación diferencial que describe el comportamiento del *SOC* a través del tiempo. La validación de este modelo implementado se llevó a cabo en el software de Matlab, tomando como referencia resultados de pruebas experimentales realizadas en el vehículo Nissan Leaf 2013 alimentado por un cargador de CA de Nivel 2.

Los resultados obtenidos en la simulación del modelo se comparan adecuadamente con respecto a las mediciones de laboratorio, en términos de P_{max} y el t_m . Se observan pequeñas discrepancias, especialmente en el modo de carga a voltaje constante, las cuales están asociadas a las pérdidas y a los efectos de conmutación de los convertidores de electrónica de potencia del cargador, los cuales no son considerados en este modelado.

Posteriormente, se realizó un modelo equivalente para el parque vehicular eléctrico, a fin de poder integrar un gran número de VEs en los estudios. Para lograr esto, se tomaron en cuenta algunos aspectos, tal como el porcentaje de penetración de VEs, las estrategias de recarga y el consumo de energía de cada vehículo.

Capítulo 4

Flujos de potencia óptimos

La solución de FPC es una de las herramientas más utilizada para el análisis de redes eléctricas. Sin embargo, el uso de FPO se ha convertido en una opción cada vez más recurrente, especialmente en la planificación y operación de los sistemas eléctricos. Esto se debe a que FPO permite considerar aspectos de seguridad y económicos del sistema que no se consideran en el estudio de FPC.

En este capítulo se presenta la formulación general del estudio de FPO, así como la implementación de este estudio en el software comercial de PSS/E. PSS/E es un software de simulación que permite realizar diversos estudios en estado estable y dinámico de un sistema eléctrico. En este capítulo, se presenta una breve introducción a este software y se analizan las herramientas que ofrece para resolver FPC y FPO. Además, se describen las opciones para implementar la herramienta de programas de automatización en PSS/E. En particular, el lenguaje de programación Python ha sido elegido para realizar la tarea de automatización en este trabajo de tesis.

4.1. Formulación de flujos de potencia óptimos

El estudio de FPO se considera un problema de programación no lineal multivariable sujeto a múltiples restricciones, en el cual se define una o varias funciones objetivo que son optimizadas sin violar restricciones operativas del sistema. Estas incluyen las ecuaciones de red, las condiciones de carga y límites físicos de generación de potencia activa y reactiva.

La solución de FPO permite determinar el estado óptimo de operación de un sistema eléctrico basado en la optimización de una función objetivo y sujeto a restricciones físicas y operativas del sistema. La función objetivo que se seleccione puede ser de tipo económico, de seguridad o de aspectos ambientales. Las restricciones son debidas a leyes físicas que rigen la generación de energía, disponibilidad de elementos, límites de operación de los dispositivos y estrategias de operación.

Para poder obtener la solución de FPO, las restricciones de igualdad se deben satisfacer incondicionalmente. Además, cuando una o más restricciones de desigualdad violan cualquiera de sus límites, éstas se convierten en restricciones de igualdad que también deben ser satisfechas para obtener una solución óptima. Existen casos en los que la solución de FPO no es factible, lo cual se debe a que alguna de las restricciones no se satisface, entonces se dice que el problema de FPO no tiene solución [Ambriz, 1998].

Para formular el problema de FPO es necesario definir los diversos términos involucrados en el proceso: variables y funciones de control, variables de estado, función objetivo y restricciones de igualdad y desigualdad.

El problema de FPO puede ser formulado de la siguiente manera [Acha *et al.*, 2004],

$$\begin{aligned}
 &\text{Minimizar} && f(\mathbf{x}) \\
 &\text{Sujeto a:} && h(\mathbf{x}) = 0 \\
 &&& g(\mathbf{x}) \leq 0
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

en donde \mathbf{x} es el vector de las variables de estado del sistema, $f(\mathbf{x})$ es la función objetivo, $h(\mathbf{x})$ representa las restricciones de igualdad y $g(\mathbf{x})$ representa las restricciones de desigualdad.

4.1.1. Función objetivo

El objetivo principal de FPO es determinar los ajustes de control y las variables de estado del sistema que optimizan el valor de la función objetivo. La función objetivo es una función escalar de las variables del sistema y depende de las condiciones de operación deseadas. Adicionalmente, las restricciones operativas de la red y las restricciones físicas de diseño de los componentes que la integran ayudan a acotar el problema.

En este trabajo de tesis se selecciona “Minimizar los Ajustes de Carga” como función objetivo para implementar una estrategia de recarga controlada de VEs. En este caso, la carga que representa el parque vehicular eléctrico dentro del problema de flujos de potencia se puede identificar como candidata a carga ajustable. Por lo tanto, la componente constante de MVA de estas cargas se puede ajustar mediante un multiplicador para minimizar la componente de ajuste de carga total de la función objetivo. El multiplicador varía continuamente entre los límites mínimo y máximo predefinidos.

La función objetivo de “Minimizar los Ajustes de Carga” implementada en este trabajo de tesis se representa de la siguiente forma [Siemens, 2013],

$$\begin{aligned} \text{Minimizar} \quad & F(\Psi) = \sum_{i=1}^{N_L} C_i \cdot MW_{0_i} (1 - \Psi_i) \\ \text{Sujeto a:} \quad & \Psi_{\text{mín}_i} \leq \Psi_i \leq \Psi_{\text{máx}_i} \\ & MVA_{L_i} = \Psi_i \cdot MVA_{0_i} \end{aligned} \quad (4.2)$$

en donde MVA_L es la potencia aparente en cada subestación (pu), MVA_0 y MW_0 son la potencia aparente y activa iniciales en pu, respectivamente, Ψ es el factor de ajuste de carga y $\Psi_{\text{mín}}$ y $\Psi_{\text{máx}}$ son los límites mínimo y máximo de los factores de ajuste. Además, C es el costo por desvío de carga y N_L es el número de cargas candidatas a ser ajustadas.

Cuando el parque vehicular eléctrico opera con factor de potencia unitario, MVA_0 y MW_0 son iguales. Este factor de potencia está asociado a la potencia S_{VE} de los cargadores de los VEs. Además, el costo de desvío C_i , es asignado por cada grupo de cargas candidato a realizar ajustes, en unidades de costo por unidad de MW y el ajuste de carga se limita entre el valor mínimo y máximo especificado para Ψ [Siemens, 2013].

4.1.2. Variables

Las variables que pueden ser manipuladas físicamente con la finalidad de obtener la solución óptima son denominadas variables de control. Ejemplos de estas variables son la generación de potencia activa, taps y magnitud de voltaje de los generadores. Las variables de control se toman como cantidades continuas. Dicha representación es bien manipulada mediante la formulación de FPO y proporciona una representación adecuada de los controles con pequeños pasos discretos [Acha *et al.*, 2004]. Las variables de control en el problema de

FPO son controles globales independientes, es decir, todos los controles definidos se ajustan para minimizar la función objetivo global y satisfacer todas las restricciones.

Las variables dependientes son aquellas que dependen de las variables de control, las cuales pueden tomar cualquier valor dentro de los límites establecidos. Ejemplos de estas variables son los ángulos de fase de voltaje en todos los nodos, excepto en el nodo de referencia, magnitud de voltaje en nodos de carga, potencia reactiva en nodos de generación y el flujo de potencia activa y reactiva en líneas de transmisión y transformadores.

Además de las variables dependientes y de control, las cargas de potencia activa y reactiva, los datos y la topología de la red eléctrica forman un conjunto de parámetros fijos que también deben ser especificados al comienzo del estudio [Acha *et al.*, 2004].

La rapidez con la que se obtiene la solución del problema de FPO, depende en gran medida de la cantidad de variables de control seleccionadas para el análisis. Un número pequeño de variables de control simplifica el estudio y la solución se obtiene en un menor número de iteraciones [Ambriz, 1998].

4.1.3. Restricciones de igualdad

Las restricciones de igualdad relacionan las variables de control y estado. Dichas restricciones están representadas principalmente por las ecuaciones de balance de potencia, las cuales proporcionan un medio para calcular el balance de potencia que existe en la red eléctrica durante la operación en estado estacionario [Arrillaga y Arnold, 1990].

Las restricciones de igualdad se deben satisfacer incondicionalmente para poder obtener una solución factible del problema de FPO, ya que dichas restricciones establecen el balance de potencia en todos y cada uno de los nodos que conforman el sistema en cuestión. Si alguna de las restricciones de igualdad no se llega a cumplir, entonces la solución obtenida por FPO no es factible [Ahmad, 1991].

4.1.4. Restricciones de desigualdad

En el análisis de FPO, todas las variables pueden tener límites que representan las condiciones físicas y operativas de los dispositivos que componen el sistema eléctrico. En el estudio de FPO, estos límites se modelan por medio de restricciones de desigualdad.

Las restricciones de desigualdad en variables de control más importantes corresponden a los límites de generación de potencia activa y a los de magnitud de voltaje de cada unidad generadora. Si los límites son desconocidos, se pueden utilizar valores típicos, por ejemplo, el software de PSS/E tiene por defecto asignados los límites de los voltajes nodales mínimo y máximo entre 0.9 y 1.1 pu, respectivamente.

Particularmente, en este trabajo de tesis se consideran tres distintas restricciones para el estudio de FPO, las cuales se enlistan a continuación,

- Límites de magnitud de voltajes nodales en nodos de carga.

$$0.99 \leq V_{nodal} \leq 1.01 \quad (4.3)$$

- Límite superior de flujo de potencia aparente (MVA) en transformadores.

$$|S_{Tr}| \leq S_{Tr}^{max} \quad (4.4)$$

- Límite superior de flujo de potencia aparente (MVA) en líneas de subtransmisión.

$$|S_{linea}| \leq S_{linea}^{max} \quad (4.5)$$

en donde S_{Tr}^{max} es la potencia aparente nominal de cada transformador y S_{linea}^{max} representa la capacidad de carga nominal de cada línea de subtransmisión.

4.2. Software de simulación PSS/E

PSS/E es un software comercial dedicado en el área de ingeniería eléctrica desarrollado por *Power Technologies Inc* (PTI), Siemens. El software se introdujo por primera vez en 1976 y está enfocado en el análisis, la planificación y la operación de sistemas eléctricos de potencia, con estudios en estado estable y dinámico. Es un programa interactivo para simular, analizar y optimizar el rendimiento de un sistema eléctrico. Además, proporciona diversos modelos para realizar un gran número de aplicaciones.

4.2.1. Herramientas de automatización en PSS/E

El software de PSS/E tiene integrada una API (*Application Program Interface*), la cual permite que el usuario pueda realizar múltiples tareas de manera automática. Esta herramienta de automatización con la que cuenta PSS/E ofrece la posibilidad de realizar

llamados a las rutinas construidas dentro de la API a través de diferentes lenguajes de programación: Python, Fortran, IPLAN y Comandos Batch. La mayor parte de las rutinas de la API de PSS/E está definida en el módulo *psspy*.

Por otro lado, a pesar de que la librería de modelos de PSS/E es extensa y permite modelar el comportamiento de una gran cantidad de elementos del sistema de potencia, existen algunos modelos que aún no han sido incorporados en ella. No obstante, en los archivos de automatización es posible modelar estos elementos en alguno de los lenguajes de programación mencionados anteriormente con la finalidad de integrarlos en las simulaciones que se realicen dentro de PSS/E. En el caso particular de este trabajo de tesis, se utiliza el lenguaje de programación Python para ejecutar las herramientas de automatización en PSS/E. El lenguaje Python se caracteriza por ser un lenguaje de alto nivel y de código abierto, cuya sintaxis está muy bien documentada.

La finalidad de utilizar los programas de automatización en esta tesis es implementar el modelo de inyección de potencias del VE que se describió en el Capítulo 3 en el lenguaje de programación de Python. De esta manera, se podrá utilizar este modelo para realizar estudios de FPC y FPO con diferentes escenarios de penetración de VEs. Los resultados obtenidos con PSS/E para estos estudios son exportados en documentos de Excel y posteriormente enviados a Matlab para el análisis de los resultados, como se muestra en la Figura 4.1. En la Figura 4.1 se observa una línea punteada que establece un vínculo entre PSS/E y Python, ya que se requiere alimentar la solución de FPO de PSS/E a la rutina de automatización en Python, a fin de realizar la estrategia de recarga controlada.

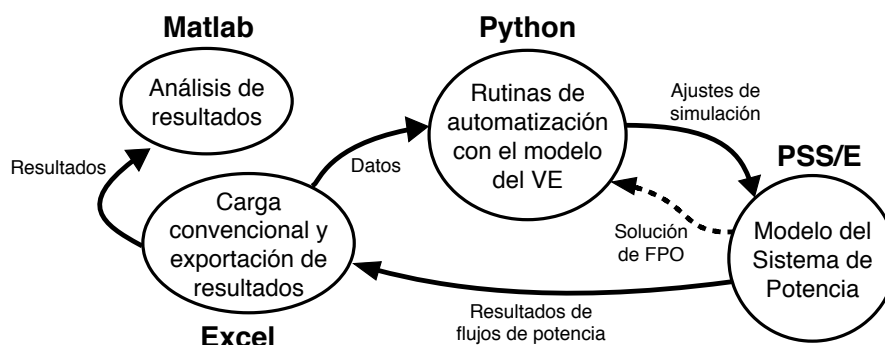


Figura 4.1: Diagrama de flujo del proceso de automatización entre PSS/E, Python y Matlab.

La razón por la cual se eligió incorporar el programa de Excel en el proceso de automatización es la facilidad para el manejo de datos. Además, los datos de las cargas convencionales proporcionados por CFE también están almacenados en Excel.

4.2.2. Flujos de potencia convencionales en PSS/E

Debido a que PSS/E considera la operación del sistema eléctrico de potencia bajo condiciones balanceadas, en donde los voltajes de secuencia cero y de secuencia negativa son cero, el cálculo de flujos de potencia convencionales utilizado en este trabajo considera únicamente los modelos de secuencia positiva de todos los componentes del sistema de potencia [Siemens, 2013].

Con la finalidad de evaluar el estudio de flujos de potencia convencionales, el software de PSS/E incorpora cinco diferentes métodos de solución: Newton-Raphson completo, Newton-Raphson desacoplado, Newton-Raphson desacoplado de pendiente fija, Gauss-Seidel y Gauss-Seidel modificado. En particular, en este trabajo de tesis se utiliza PSS/E para obtener la solución de FPC a través del método de Newton-Raphson.

La Figura 4.2 describe el diagrama de flujo utilizado en este trabajo para realizar la ejecución automatizada del programa de FPC usando Python. La primera parte del diagrama de flujo consiste en la interacción de Python y Excel. Esto es, dentro del programa de automatización de Python se define el porcentaje de penetración de VEs y el perfil de carga utilizado para el caso de estudio. Tomando en cuenta estos datos, se calcula la potencia demandada por los VEs utilizando el modelo del VE, el cual se presenta en el Apéndice B. Además, se exportan a Python las curvas de demanda correspondiente para un día del año, las cuales están almacenadas en datos diezminutales en archivos de Excel. Las rutinas para la interacción de PSS/E con Excel se encuentran definidas en otro módulo de Python llamado *excelpy*.

Utilizando los valores de potencia de demanda debidos al consumo eléctrico $\mathbf{p}_L = [P_{L,1}, P_{L,2}, \dots, P_{L,N_L}]^T$ y a los VEs $\mathbf{p}_{VE} = [P_{PVE,1}, P_{PVE,2}, \dots, P_{PVE,N_L}]^T$ en donde \mathbf{p}_L y $\mathbf{p}_{VE} \in \mathbb{R}^{N_L \times 1}$, se modifican las magnitudes de las cargas en el caso de estudio de PSS/E y se determina la solución de FPC. Cada elemento del vector \mathbf{p}_{VE} corresponde a la potencia demandada por el parque vehicular de cada transformador, la cual se calcula a partir de

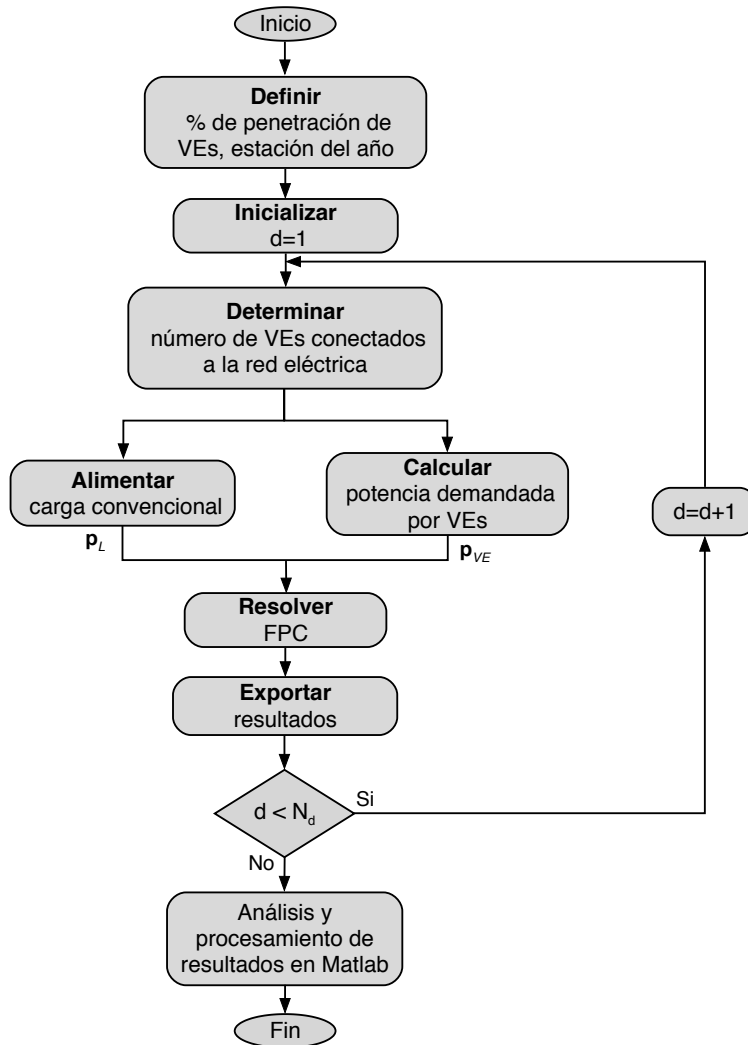


Figura 4.2: Diagrama de flujo del proceso de automatización para resolver FPC.

(3.19). Este proceso se repite para cada uno de los intervalos diezminutales durante 24 horas, es decir, se calculan un total de $N_d = 144$ soluciones de FPC. Los resultados obtenidos en cada simulación se almacenan en un documento de Excel, de acuerdo con los datos de salida solicitados por el usuario. En este caso, se almacenan resultados de voltajes nodales, niveles de carga en las líneas, pérdidas en las líneas y flujo de potencia en transformadores.

Finalmente, una vez que se termina de ejecutar el programa de automatización y se obtienen las múltiples soluciones de FPC para el periodo de 24 horas, la información es exportada a Matlab para proceder al análisis y procesamiento de los resultados.

4.2.3. Flujos de potencia óptimos en PSS/E

La aplicación PSS/E-OPF es una extensión del programa principal de FPC incluida en el software de PSS/E. A diferencia del estudio convencional, FPO proporciona un modelo completamente analítico, el cual cambia automáticamente ciertas variables de control para llegar a la mejor solución con respecto a una o varias funciones objetivo. FPO logra eficientemente este resultado formulando y resolviendo un problema de optimización, definiendo el objetivo como una combinación de funciones objetivo y un conjunto de restricciones para satisfacer.

PSS/E formula y resuelve FPO dentro de las restricciones y actualiza automáticamente cualquier valor de los flujos de potencia afectado por la solución. Una vez completada la solución, los resultados se presentan en uno o más archivos de salida.

Los cinco grupos de parámetros de solución en PSS/E-OPF son los siguientes:

1. **Objetivos.** Lista con las funciones objetivo disponibles. Los valores del coeficiente de costo también se enumeran para aquellos objetivos que tengan un costo asociado.
2. **General.** Lista de opciones de solución general para FPO y directivas de ecuaciones de restricción adicionales que pueden activarse durante el proceso de solución.
3. **Tolerancias.** Lista de valores de tolerancia de solución y parámetros de nivel avanzado que pueden modificarse para influir en el progreso del algoritmo de solución.
4. **Control.** Lista de opciones relacionadas con el tratamiento de controles no optimizados dentro de la declaración de problemas de FPO.
5. **Informes.** Lista de opciones de informes de resultados. Estos deben ser definidos antes del inicio del proceso de solución.

Se puede aplicar más de una función objetivo simultáneamente para formular una función objetivo compuesta en PSS/E. La excepción es minimizar el costo del combustible y minimizar la pérdida de potencia activa simultáneamente, de los cuales ninguno puede resolver su respectivo objetivo si el otro está activo. Así, las diferentes funciones objetivo disponibles en PSS/E se muestran en la Figura 4.3.

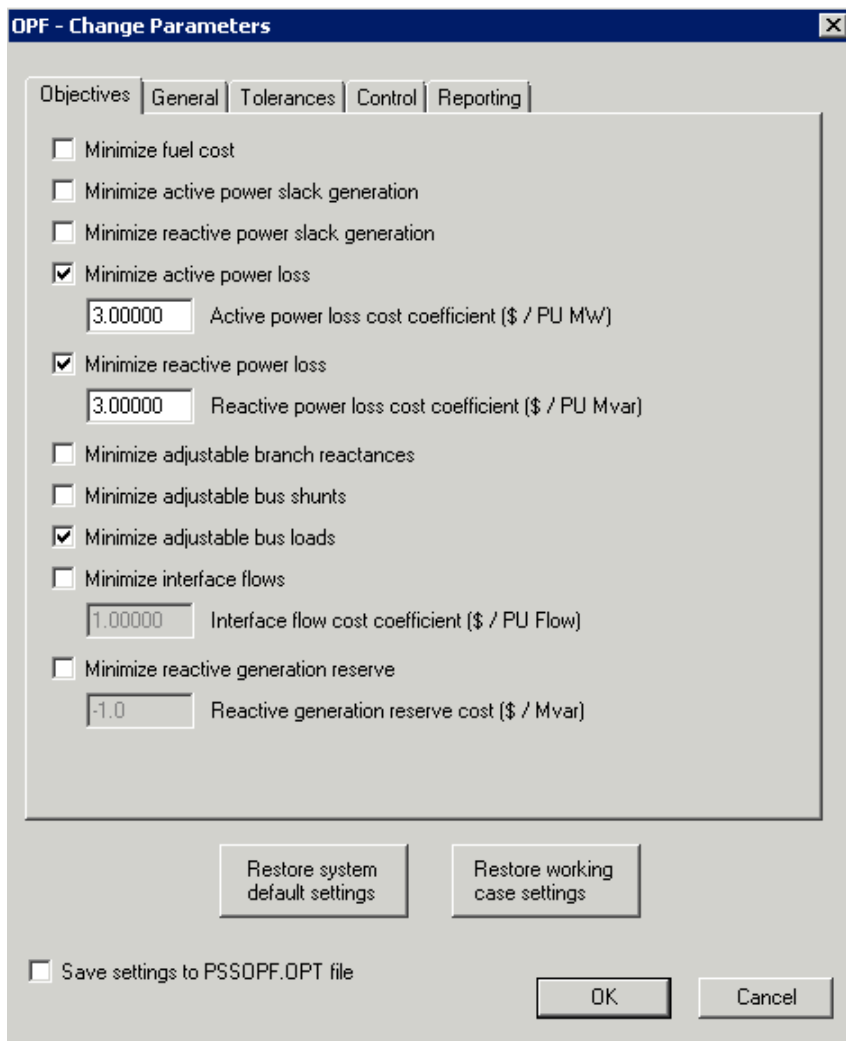


Figura 4.3: Ventana de selección de las funciones objetivo para FPO en PSS/E.

Como se observa en la Figura 4.3, se incorporan al estudio las funciones objetivo de “Minimizar los ajustes de carga”, “Minimizar las pérdidas de potencia activa” y “Minimizar las pérdidas de potencia reactiva”, en donde la primera es la función objetivo principal de este trabajo, mediante la cual se determina la cantidad de VEs que se pueden cargar en cada instante diezminutal del día. La definición de estas funciones objetivo se realiza mediante el programa de automatización utilizando las siguientes instrucciones en Python:

- `psspy.minimize_load_adjustments(1)`
- `psspy.minimize_p_losses(1)`
- `psspy.minimize_q_losses(1)`

Una vez definidas las funciones objetivo, la estrategia para resolver FPO se basa también en el uso de PSS/E y su herramienta de automatización. Por lo tanto, en la Figura 4.4 se presenta el diagrama de flujo utilizado para automatizar la solución de FPO.

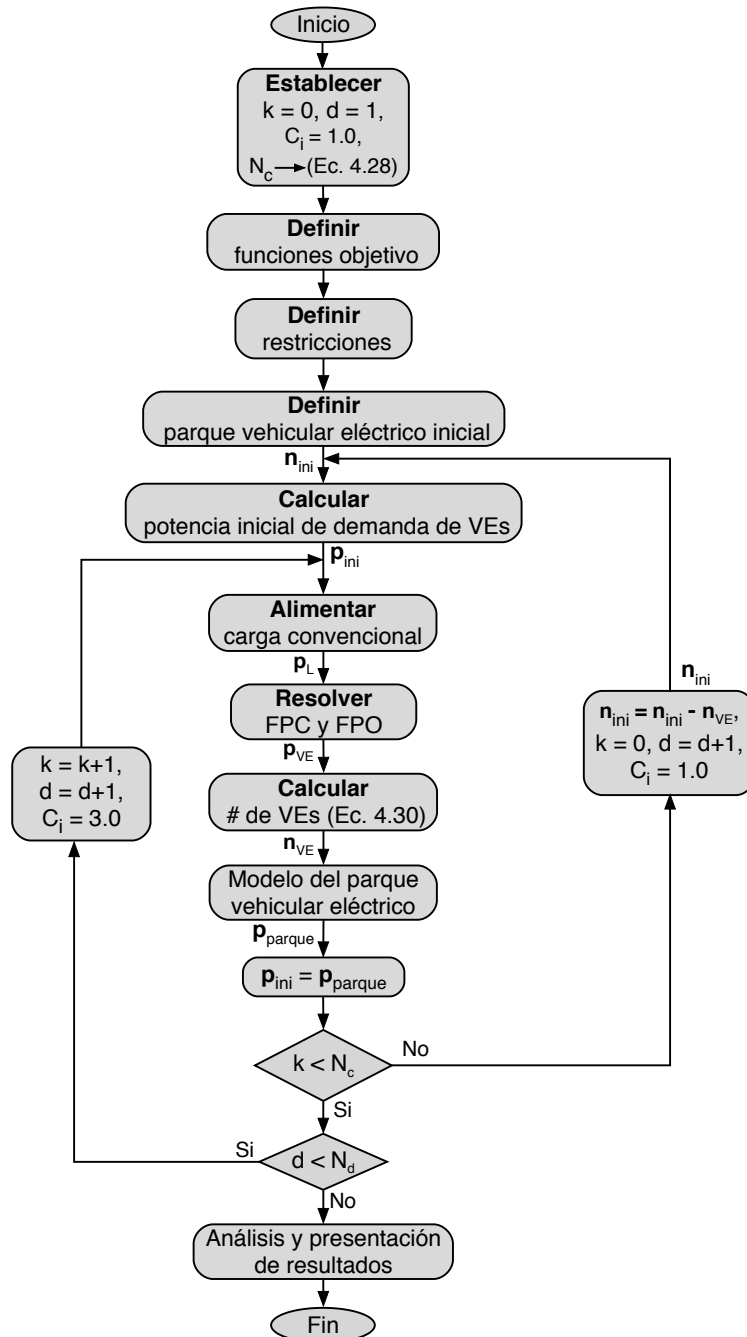


Figura 4.4: Diagrama de flujo del proceso de automatización para resolver FPO.

Al inicio del programa se establecen los valores iniciales de los contadores k y d , en donde k provee información del número de corridas que se recarga el parque vehicular y d del número de corridas de FPO durante toda la rutina. El término N_c se definió previamente en el Capítulo 3 por medio de la ecuación (3.21).

En el programa de automatización se declaran las funciones objetivo del estudio, así como las restricciones que lo complementarán. Las funciones objetivo consideradas en este trabajo son “Minimizar los ajustes de carga”, “Minimizar las pérdidas de potencia activa” y “Minimizar las pérdidas de potencia reactiva”, cuyos coeficientes se enlistan en la Tabla 4.1. Los coeficientes de costo de las pérdidas de potencia activa y reactiva se fijan en 3.0 de manera que sea costoso para el sistema demandar valores altos de pérdidas. Las restricciones que se consideran en esta tesis son límites de voltaje, de flujos de potencia en las líneas y en los transformadores del área de estudio. Estos dos últimos parámetros asociados a las líneas y transformadores se definen más adelante, de acuerdo a los valores nominales proporcionados por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

Posteriormente, se define el parque vehicular eléctrico inicial en los transformadores de las subestaciones $\mathbf{n}_{\text{ini}} = [N_{VE,1}, N_{VE,2}, \dots, N_{VE,N_L}]^T$, en donde $\mathbf{n}_{\text{ini}} \in \mathbb{R}^{N_L \times 1}$. Cada elemento del vector \mathbf{n}_{ini} representa el número de VEs conectados en cada transformador al iniciar la simulación. En base al vector \mathbf{n}_{ini} , se calcula la potencia inicial que demanda el parque vehicular eléctrico,

$$\mathbf{p}_{\text{ini}} = \mathbf{n}_{\text{ini}} \cdot P_{VE} \quad (4.6)$$

en donde $\mathbf{p}_{\text{ini}} \in \mathbb{R}^{N_L \times 1}$, y se vincula con la función objetivo en (4.1) mediante $\mathbf{p}_{\text{ini}} = [\text{MW}_{0,1}, \text{MW}_{0,2}, \dots, \text{MW}_{0,N_L}]^T$.

Tabla 4.1: Valores de los coeficientes que definen las funciones objetivo en PSS/E.

Función objetivo	Costo	Ajuste
Minimizar los ajustes de carga	$C_i = 1.0, 3.0$	$0 \leq \Psi \leq 1$
Minimizar pérdidas de potencia activa	$C_{pl} = 3.0$	N/A
Minimizar pérdidas de potencia reactiva	$C_{ql} = 3.0$	N/A

A continuación se incorpora la demanda de carga convencional en cada transformador de subestación mediante un vector de potencias $\mathbf{p}_L \in \mathbb{R}^{N_L \times 1}$. A partir de estos datos de cargas se resuelven los estudios de FPC y FPO en PSS/E. La solución de FPO determina la potencia óptima de carga de VEs conectados a los transformadores como una fracción de \mathbf{p}_{ini} y lo reporta en el vector de potencias, \mathbf{p}_{VE} . Mediante el vector \mathbf{p}_{VE} se puede determinar el número óptimo de VEs en cada transformador de la siguiente manera,

$$\mathbf{n}_{VE} = \text{int} \left(\frac{\mathbf{p}_{VE}}{P_{VE}} \right) \quad (4.7)$$

en donde \mathbf{n}_{VE} y $\mathbf{p}_{VE} \in \mathbb{R}^{N_L \times 1}$.

Luego de que se determina \mathbf{n}_{VE} , se aplica el modelo del parque vehicular eléctrico para calcular la potencia demandada por este número de VEs durante el tiempo de recarga y se almacena en el vector de potencias $\mathbf{p}_{parque} \in \mathbb{R}^{N_L \times 1}$. Para lograr esto es necesario mantener constante \mathbf{n}_{VE} durante $t_{recarga}$. Por lo cual, se eleva el costo de ajuste de carga C_i a un valor de 3.0 para que FPO no se ajuste. De esta manera, \mathbf{p}_{parque} será el vector de potencias de inicio en las siguientes N_c corridas.

Una vez que el grupo de VEs recarga la energía necesaria, cuando $k \geq N_c$, se inicializa $k = 0$ y se vuelve a disminuir el costo de ajuste de carga C_i al valor de 1.0 para que FPO calcule nuevos valores para $\mathbf{n}_{ini} \leq \mathbf{n}_{ini} - \mathbf{n}_{VE}$, lo cual a su vez generará un nuevo vector de potencias de inicio \mathbf{p}_{ini} . Los resultados se van almacenando en un documento de Excel durante cada corrida. Este proceso se repite aún cuando se hayan recargado todos los VEs en todos los transformadores, ya que a lo largo de la rutina se siguen modificando los valores de \mathbf{p}_L . Por lo tanto, la rutina finaliza hasta llegar a $d = N_d$, en donde $N_d = 144$. Por último, se procede al análisis y presentación de los resultados en Matlab.

4.3. Sumario

El estudio de FPO se considera como un problema de optimización basado en programación no lineal multivariable, el cual permite determinar el estado óptimo de operación de un sistema eléctrico. Para encontrar este estado de operación, FPO se basa en la optimización de una o varias funciones objetivo sujeto a múltiples restricciones físicas y operativas del sistema.

Las funciones objetivo que se seleccionan en un estudio de FPO pueden ser de tipo económico, de seguridad o de aspectos ambientales. Mientras que las restricciones planteadas en el estudio son debidas a leyes físicas en el sistema que rigen la generación de energía, disponibilidad de elementos, límites de operación de los dispositivos y estrategias de operación definidas por los operadores de la red.

La solución de FPO implementada en este trabajo de tesis considera el uso del software de PSS/E. Este software es una herramienta de simulación muy poderosa que permite realizar diversos estudios en estado estable y dinámico de un sistema eléctrico. La herramienta de PSS/E OPF utilizada para obtener la solución de FPO se encarga de resolver el problema no lineal que consiste en una función objetivo y una combinación lineal de restricciones de igualdad para formar una función Lagrangiana. En este trabajo se propone una estrategia de recarga de VEs basada en la función objetivo de minimización de los ajustes de carga, considerando restricciones de voltajes nodales y flujo de potencia en líneas de transmisión y transformadores de subestación.

Con la finalidad de analizar la operación del sistema eléctrico a lo largo de un día, se utiliza la herramienta de automatización de PSS/E. A través de esta herramienta es posible programar en ciertos lenguajes de programación rutinas para ejecutar las aplicaciones de PSS/E de manera repetida y bajo diferentes condiciones. Además, permite integrar en los estudios nuevos modelos de elementos del sistema eléctrico que no se encuentran aún en este software, tal es el caso del VE. En particular, el lenguaje de Python es el utilizado para programar las rutinas de automatización en este trabajo de tesis.

Capítulo 5

Casos de estudio

En este capítulo se reportan diversos casos de estudio para determinar el impacto en la regulación de los voltajes nodales y el flujo de potencia en líneas y transformadores en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) con la presencia de VEs. A fin de acotar el estudio a una zona específica de la red eléctrica, se ha seleccionado la red de subtransmisión de 115 kV ubicada en el área metropolitana de la Ciudad de Morelia, Michoacán. Se analiza el impacto en la red eléctrica bajo escenarios de operación del parque vehicular eléctrico del tipo G2V y V2G. Las simulaciones se realizaron para diferentes escenarios de penetración de VEs en base a proyecciones de la introducción de estos dispositivos en los próximos años y usando curvas de demanda medidas en las subestaciones en la Ciudad de Morelia para las diferentes estaciones del año. Además, se presentan dos casos de estudio utilizando Flujos de Potencia Óptimos con la finalidad de implementar estrategias de recarga controladas para el parque vehicular eléctrico.

5.1. Experimento de simulación

El estudio propuesto en este trabajo de tesis plantea la solución de flujos de potencia en PSS/E durante un periodo de 24 horas con intervalos de tiempo diezminutales. Con el fin de facilitar esta tarea, se implementó un programa de automatización en Python, el cual consiste en un conjunto de instrucciones que se ejecutan de manera secuencial mediante una sola orden de ejecución.

5.1.1. Área geográfica de estudio

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se organiza en nueve regiones que dividen al país como se muestra en la Figura 5.1. La operación de estas nueve regiones se encuentra bajo la responsabilidad de ocho centros de control ubicados en las ciudades de Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mérida y Ciudad de México. Mientras que las regiones de Baja California y Baja California Sur se administran desde Mexicali. En particular, el Centro Nacional (CENAL) en la Ciudad de México, se encarga de coordinar la operación económica y la seguridad del SEN.

Las siete áreas del macizo continental se encuentran interconectadas y forman el SIN. Su objetivo consiste en compartir los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas. Esto hace posible el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto. Las dos regiones de Baja California permanecen como sistemas aislados.

La base de datos del SIN utilizada en este trabajo corresponde a la fecha de Octubre de 2013 con una carga total de 30,353 MW y 670 máquinas instaladas con capacidad de generación total de 31,066 MW. Además, el sistema contiene 7418 líneas de transmisión con un total de 5863 nodos [Vargas, 2014].

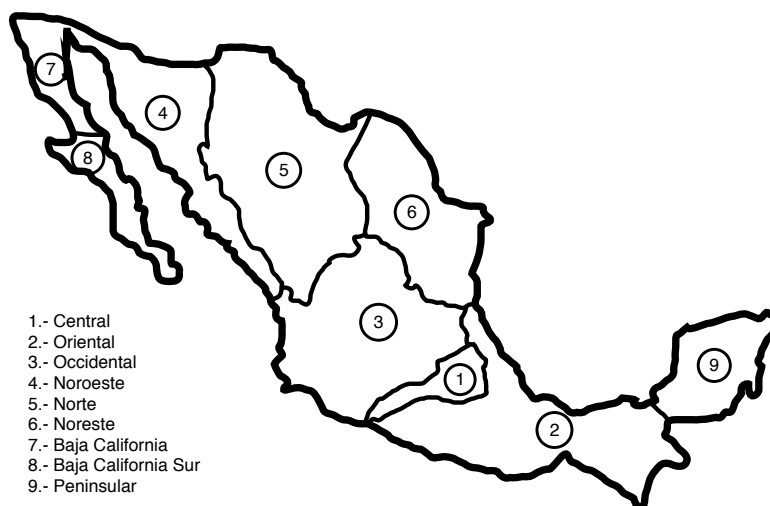


Figura 5.1: Regiones del Sistema Eléctrico Nacional.

Para este trabajo de tesis, se considera que los grupos de VEs se encuentran acoplados al sistema eléctrico en las diferentes subestaciones de la Ciudad de Morelia. La Figura 5.2 muestra el diagrama unifilar de la red eléctrica de subtransmisión de 115 kV ubicada en la Ciudad de Morelia. Esta red eléctrica posee una configuración de anillo con 10 subestaciones, 15 transformadores y 13 líneas de transmisión. Los niveles de tensión en las subestaciones son 13.8/115 kV y la capacidad nominal de cada transformador es de 20 MVA. Además, la red tiene conectado un compensador estático en el nodo SNI con valor nominal de 15 MVAR. En este trabajo de tesis no se considera la red eléctrica de distribución existente después de la subestación.

5.2. Escenarios de penetración de VEs

Con la finalidad de realizar estudios con presencia de VEs apegados a condiciones cercanas a los escenarios reales, se considera el parque vehicular existente al día de hoy en el área de estudio. Es decir, se considera el número de vehículos registrados en la Ciudad de Morelia. En la Tabla 5.1 se presenta el parque vehicular total en el Estado de Michoacán y en la Ciudad de Morelia en el año 2015, clasificados por tipo de vehículo [INEGI, 2016]. En base a esta clasificación, se selecciona el número de automóviles igual a 298,247, ya que corresponde al tipo de vehículo que en mayor medida será sustituido por su versión eléctrica.

A partir del número de vehículos, los escenarios de penetración de VEs se definen como un porcentaje del total de automóviles, y posteriormente se distribuyen de manera uniforme en los 15 transformadores del anillo de subtransmisión de la Figura 5.2. Por ejemplo, considerando el 10% de penetración se tienen 29,824 VEs en la ciudad, lo que corresponde a 1,988 VEs alimentados por cada transformador.

Tabla 5.1: Vehículos de motor registrados en 2015.

	Automóvil	Camión de pasajeros	Transporte de carga	Motocicleta	Total
Michoacán	995,436	12,392	845,098	133,911	1,986,837
Morelia	298,247	3,573	118,752	32,686	453,258

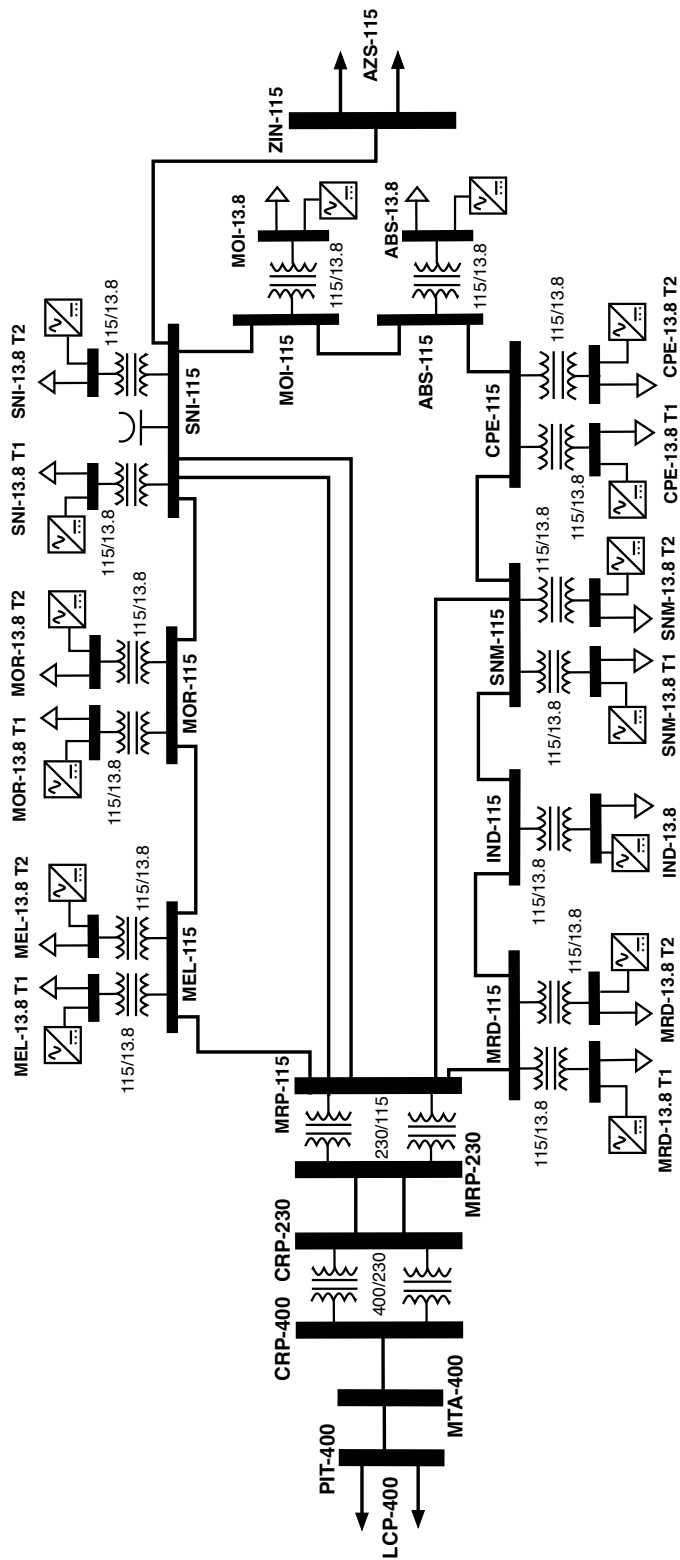


Figura 5.2: Diagrama unifilar de la red eléctrica de subtransmisión en la Zona Metropolitana de la Ciudad de Morelia y sus alrededores.

Posteriormente, los porcentajes de penetración analizados en los diferentes casos de estudio de esta tesis se obtienen como resultado de la proyección de VEs en los países miembros de la IEA que se mostró anteriormente en la Figura 3.7.

5.2.1. Consumo promedio de energía diario de los VEs

En este trabajo de tesis, el consumo promedio de energía de los VEs se considera como parámetro base para analizar el estudio de la integración de VEs en la red eléctrica. Es decir, se considera que la cantidad de energía que consume diariamente cada vehículo es la misma para todo el parque vehicular eléctrico. Por lo tanto, cada VE considerado en el estudio demandará o inyectará, según sea el caso de estudio, 7.45 kWh de la red eléctrica como se calculó en la Tabla 3.5.

En la Tabla 5.2, se considera el escenario de penetración más crítico en donde el 100 % de los automóviles registrados en circulación en la ciudad de Morelia fueran reemplazados por su versión eléctrica. Como resultado de este escenario, se calcula la potencia y la energía requerida para abastecer esa cantidad de vehículos. Se puede apreciar en esta

Tabla 5.2: Potencia y energía requerida para el 100 % de penetración de VEs en la Ciudad de Morelia.

Número de automóviles	298,247
Energía diaria requerida por vehículo	7.45 kWh
Energía diaria requerida	2.22 GWh
Energía anual requerida	811 GWh
Consumo total de energía en México [SENER, 2015]	309.14 TWh
Porcentaje de la energía nacional requerida por los VEs	0.262 %
Potencia diaria requerida	92.54 MW
Capacidad total instalada en México [SENER, 2015]	67.55 GW
Porcentaje de la capacidad instalada nacional requerida por los VEs	0.137 %

tabla que se requiere aproximadamente el 0.262 % de la energía nacional generada en el año 2015 para alimentar todo el parque vehicular eléctrico de la ciudad de Morelia. Además, la conexión de ese número de vehículos en la red eléctrica requeriría de una capacidad de potencia instalada de 92.54 MW para recargar todas las baterías. Esta capacidad de potencia es comparable con la de un parque solar fotovoltaico de aproximadamente 0.6 km², considerando paneles solares fotovoltaicos de 250 W de potencia pico, los cuales cuentan con dimensiones de 1 × 1.6 m² aproximadamente.

5.2.2. Determinación del consumo de carga convencional

Como ya ha sido mencionado, el área de estudio para este trabajo de tesis corresponde a la zona metropolitana de la Ciudad de Morelia, la cual es la capital del Estado de Michoacán y la ciudad más poblada del mismo. De igual forma, Morelia es una de las ciudades en el estado con mayor demanda de energía. Las curvas de demanda en los transformadores de cada subestación de esta área presentan características diferentes ya que cada uno de los transformadores se encarga de alimentar diferentes tipos de cargas: residencial, industrial y comercial.

Los perfiles de carga en los transformadores de las subestaciones de la Ciudad de Morelia se presentan para cuatro distintos días del año, asociando cada uno de estos días con una estación del año. Por lo tanto, para efectos de este trabajo los meses de Enero, Febrero y Marzo se consideran parte del Invierno; Abril, Mayo y Junio como Primavera; Julio, Agosto y Septiembre del Verano y Octubre, Noviembre y Diciembre como meses de Otoño. Los perfiles de carga utilizados en este trabajo para representar la demanda de carga convencional en los transformadores de las subestaciones de la Ciudad de Morelia se reportan en el Apéndice C, en términos de potencia activa y potencia reactiva. A manera de ejemplo, en la Figura 5.3 se presenta el consumo de potencia activa en el transformador de la subestación ABS para las cuatro estaciones del año. Además, la Figura 5.4 muestra el flujo de potencia reactiva para este mismo transformador de subestación en las cuatro estaciones del año.

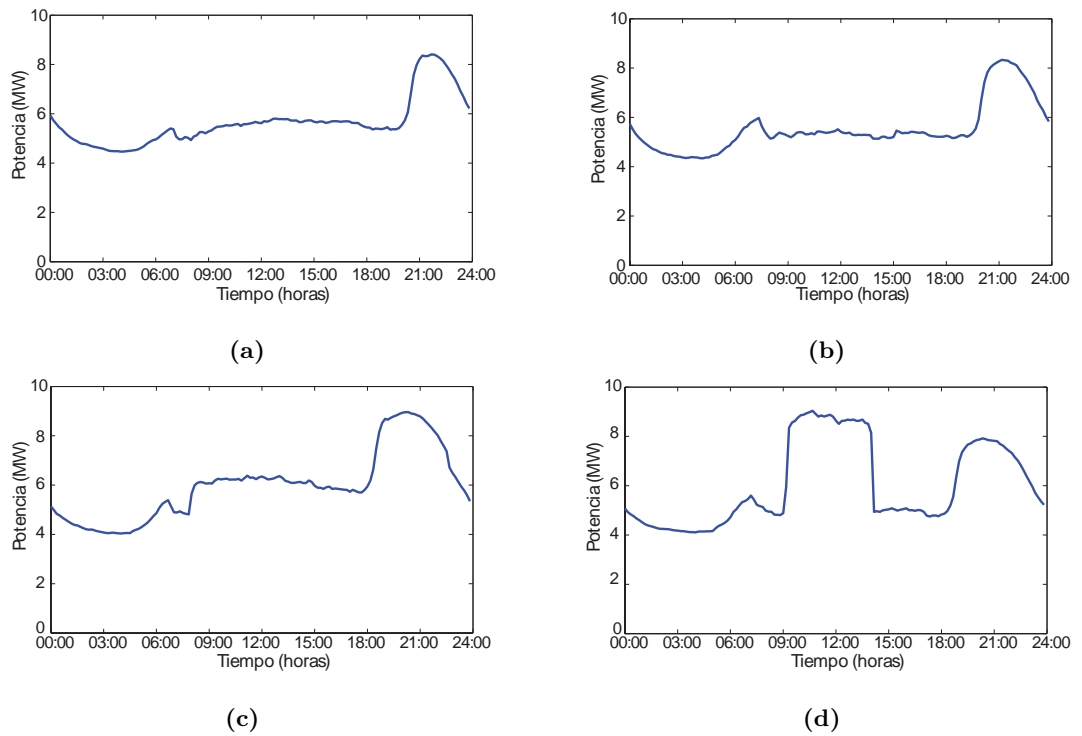


Figura 5.3: Consumo de potencia activa en la subestación ABS: a).- Primavera, b).- Verano, c).- Otoño y d).- Invierno.

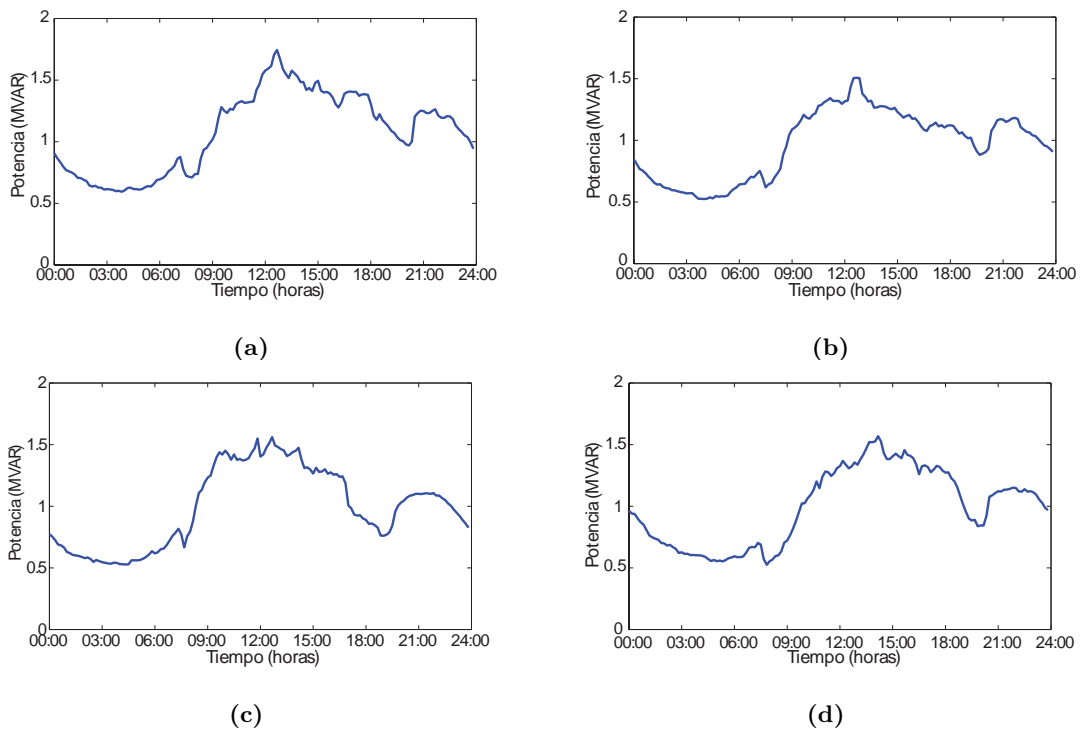


Figura 5.4: Consumo de potencia reactiva en la subestación ABS: a).- Primavera, b).- Verano, c).- Otoño y d).- Invierno.

5.3. Caso de estudio A: estrategia de recarga no-controlada (concepto G2V)

En este caso de estudio se resuelve el SIN considerando los nodos de conexión para recargar los VEs como nodos PQ. Para este caso de estudio se busca estudiar el impacto en la red eléctrica con presencia de parque vehicular eléctrico operando bajo el concepto de G2V. Por lo tanto, en este caso de estudio los VEs sólo demandan potencia activa de la red eléctrica para recargar sus baterías y por lo tanto se opera con un factor de potencia unitario. El programa de automatización de PSS/E implementado en Python para resolver este caso de estudio se presenta en el Apéndice D.

Los datos requeridos para el experimento se mencionaron en la Sección 5.1. A partir de esta información, se considera como escenario principal de análisis el año 2035 con un 10.5% de penetración de VEs, lo que corresponde a 31,316 VEs en la ciudad de Morelia distribuidos uniformemente en los 15 transformadores del anillo de subtransmisión. Se considera la demanda de carga convencional característica de la estación de Primavera y el horario de carga típico de los usuarios de VEs mencionado anteriormente (ver Figura 3.8). Además, considerando un factor de potencia unitario y los datos utilizados para validar el modelo del VE de la Tabla 3.3 con $SOC_0 = 0.5$ el vehículo demandará un valor constante de potencia de 6.6 kW correspondiente al cargador de CA de nivel 2. De esta manera, cada VE requerirá cargarse durante 1.13 horas para recargar la energía requerida para su recorrido diario. Por lo tanto, en la Figura 5.5 se presenta el número de VEs conectados en cada transformador del anillo de subtransmisión en intervalos diezminutales.

Los resultados de la integración de VEs en el sistema eléctrico se presentan a continuación en términos de voltajes nodales, pérdidas de potencia y niveles de carga para el sistema de subtransmisión de 115 kV, los transformadores de subestación de 115/13.8 kV y algunos nodos del sistema de transmisión en 230 kV y 400 kV cercanos al área de estudio. Además, se analizan los siguientes dos escenarios:

- Caso base.- La solución de flujos de potencia del sistema de potencia se calcula sin la presencia de VEs.
- Caso A.- El sistema de potencia se resuelve con la presencia de un 10.5% de penetración de VEs en la Ciudad de Morelia.

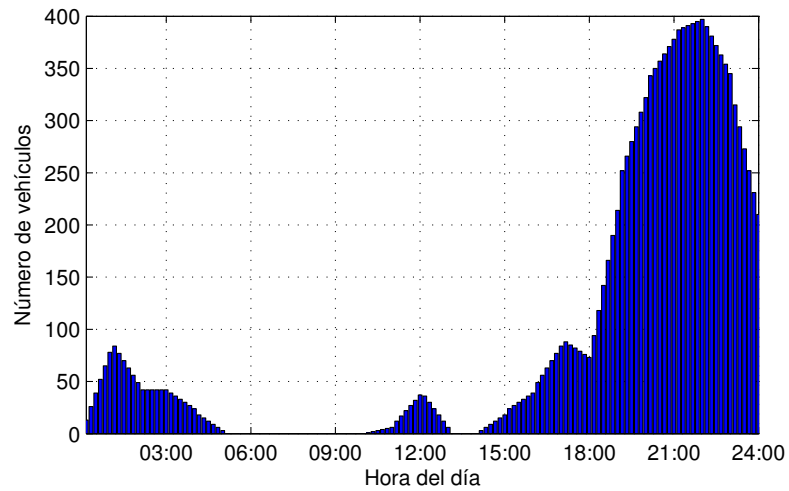


Figura 5.5: Número de VEs conectados por transformador durante el transcurso del día.

5.3.1. Líneas de transmisión

El impacto en el nivel de carga de las líneas de transmisión cercanas al anillo de subtransmisión de la ciudad de Morelia se presenta en la Tabla 5.3. Esta tabla contiene la potencia nominal de las líneas de transmisión analizadas en este estudio. Se observa que las líneas de transmisión no superan el 35 % de su capacidad de carga nominal. También se aprecia que el incremento en las pérdidas de potencia es casi insignificante con la presencia de VEs. Sin embargo, las pérdidas de potencia calculadas para la línea 1 entre el nodo CRP-230 y MRP-230 muestran un incremento de casi 59 % con respecto al caso base.

Tabla 5.3: Valores de carga y pérdidas para las líneas de transmisión.

Circuito	Nodo envío	Nodo recepción	Potencia nominal (MVA)	Demanda		Pérdidas		% de carga	
				Caso Base	Caso A	Caso Base	Caso A	Caso Base	Caso A
1	LCP-400	PIT-400	1070	201.34	201.33	4.12	4.12	18.81	18.81
2	LCP-400	PIT-400	1070	201.34	201.33	4.12	4.12	18.81	18.81
1	PIT-400	MTA-400	1070	362.97	367.24	75.06	76.87	33.92	34.32
1	MTA-400	CRP-400	1070	261.84	267.73	16.84	17.67	24.47	25.02
1	CRP-230	MRP-230	255.7	49.57	62.40	1.85	2.94	19.38	24.40
2	CRP-230	MRP-230	255.7	47.65	59.94	1.77	2.82	18.63	23.44

5.3.2. Transformadores de transmisión

Los valores máximos de demanda en los transformadores de transmisión cercanos al anillo de la ciudad se reportan en la Tabla 5.4. Se puede observar que ninguno de estos transformadores se opera por encima del 65 % de su capacidad nominal. Por lo tanto, es posible concluir que todos estos transformadores tienen la capacidad de soportar la carga convencional más la carga adicional debida al 10.5 % de penetración de VEs en la Ciudad de Morelia. Además, los transformadores más cercanos a la Zona Metropolitana de la Ciudad de Morelia, es decir, los transformadores que conectan con el nodo MRP, muestran un incremento de hasta 24 % con respecto al caso base. Los transformadores de CRP más alejados de la Ciudad de Morelia muestran un incremento de apenas 4.5 %.

5.3.3. Líneas de subtransmisión

El impacto de los VEs en las líneas de subtransmisión que forman el anillo de la Ciudad de Morelia se determina observando los cambios en el porcentaje de carga. En este sentido, la Tabla 5.5 contiene la potencia nominal de las líneas de 115 kV que conforman el anillo, así como los valores de carga y de pérdida de potencia máximos para el caso base y el caso A. Se puede observar que estas líneas no exceden el 33 % de su valor nominal. Sin embargo, la línea que conecta los nodos MRP-115 y MEL-115 muestra el incremento de casi 36 % con respecto al caso base. Además, las pérdidas de potencia que se calculan para esta línea aumentan 86 % con respecto al caso base.

Tabla 5.4: Valores de carga máximos obtenidos para los transformadores de transmisión.

Nodo	Transformador	Potencia nominal (MVA)	Demanda máxima (MVA)		% de carga	
			Caso Base	Caso A	Caso Base	Caso A
MRP	T1:230/115 kV	100	49.4	61.3	49.4	61.3
	T2:230/115 kV	100	50.6	62.8	50.6	60.8
CRP	T1:230/115 kV	375	231.6	241.9	61.7	64.5
	T2:230/115 kV	375	230.8	241.1	61.5	64.2

Tabla 5.5: Valores de carga máximos obtenidos para las líneas de subtransmisión.

Nodo envío	Nodo de recepción	Potencia nominal (MVA)	Demanda máxima (MVA)		Pérdidas (MVA)		% de carga	
			Caso Base	Caso A	Caso Base	Caso A	Caso Base	Caso A
MRP-115	MEL-115	90.6	21.37	29.01	0.0289	0.0538	23.58	32.01
MEL-115	MOR-115	131.5	8.14	8.12	0.0196	0.0195	6.19	6.18
MOR-115	SNI-115	131.5	26.91	28.26	0.0779	0.0856	20.46	21.49
SNI-115	MOI-115	131.5	31.744	31.66	0.2263	0.2252	24.13	24.07
MOI-115	ABS-115	131.5	35.18	40.33	0.1657	0.2201	26.75	30.66
ABS-115	CPE-115	131.5	28.28	30.71	0.2213	0.2595	21.50	23.35
CPE-115	SNM-115	131.5	10.10	10.14	0.0111	0.0111	7.68	7.71
SNM-115	IND-115	131.5	7.30	8.31	0.0055	0.0074	5.55	6.31
IND-115	MRD-115	131.5	9.11	13.66	0.0090	0.0204	6.93	10.38
MRD-115	MRP-115	131.5	31.30	36.57	0.1921	0.2605	23.80	27.80
MRP-115	SNI-115 L1	131.5	10.83	10.77	0.0499	0.0493	8.23	8.19
MRP-115	SNI-115 L2	131.5	10.83	10.77	0.0499	0.0493	8.23	8.19
MRP-115	CPE-115	131.5	9.55	12.16	0.0647	0.1080	7.26	9.24
SNI-115	ZIN-115	180.3	44.32	47.26	2.90	3.31	24.58	26.21
AZS-115	ZIN-115 L1	180.3	49.89	53.09	1.66	1.89	27.67	29.44
AZS-115	ZIN-115 L2	180.3	49.89	53.09	1.66	1.89	27.67	29.44

Adicionalmente, en la misma Tabla 5.5 se presentan los niveles de carga obtenidos como resultado del estudio en las líneas de subtransmisión situadas en las cercanías del anillo de subtransmisión de la Ciudad de Morelia. En especial, las tres líneas de subtransmisión que se encuentran al final de la tabla con capacidad nominal de 180.3 MVA no superan el 30% de su capacidad nominal, con incrementos en sus pérdidas menores a 0.5 MVA.

5.3.4. Nodos de subtransmisión

Los resultados de FPC para los voltajes nodales en el anillo de subtransmisión de la ciudad de Morelia se presentan en la Figura 5.6 para el Caso Base y el Caso A. Como

se muestra en estas dos figuras tridimensionales, la potencia adicional demandada por la recarga de las baterías de los VEs provoca una caída de tensión considerable en cada uno de los nodos del anillo de 115 kV. Por ejemplo, con el 10.5 % de penetración de VEs que ha sido considerado, el voltaje en el nodo ABS disminuye 0.74 %, al pasar de 1.0069 pu para el Caso Base a 0.9994 pu para el Caso A en el instante de tiempo $t = 21:30$ horas.

Para proporcionar una imagen más clara del impacto que genera la energía adicional demandada por los VEs en términos del perfil de voltaje a lo largo del día, en la Figura 5.7 se presenta el comportamiento del voltaje nodal en la subestación ABS a lo largo del día. El comportamiento del voltaje en esta subestación es similar para el resto de las subestaciones del anillo de subtransmisión de la Ciudad de Morelia.

Con el propósito de cuantificar las variaciones en los voltajes nodales del anillo, se calcula el índice de desviación de voltaje (IDV) para cada instante del día, el cual se determina de la siguiente manera [Montoya *et al.*, 2010],

$$\%IDV = 100 \cdot \sum_{s=1}^{SB} \frac{(V_s - V_{ref,s})^2}{V_{ref,s}^2} \quad (5.1)$$

en donde SB es el número de nodos o subestaciones para el cual se calcula el IDV, V_s es la magnitud de voltaje calculada en cada subestación y $V_{ref,s}$ es la magnitud de voltaje de referencia en cada subestación. En este caso, los voltajes de referencia para todas las subestaciones del anillo de la Ciudad de Morelia son iguales a 1.

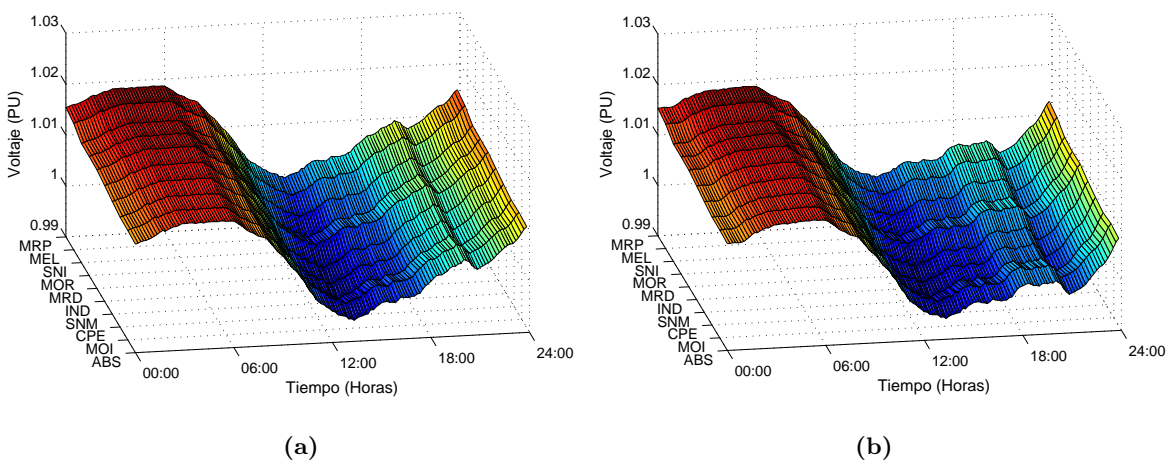


Figura 5.6: Voltajes nodales del anillo de subtransmisión: a).- Caso Base y b).- Caso A.

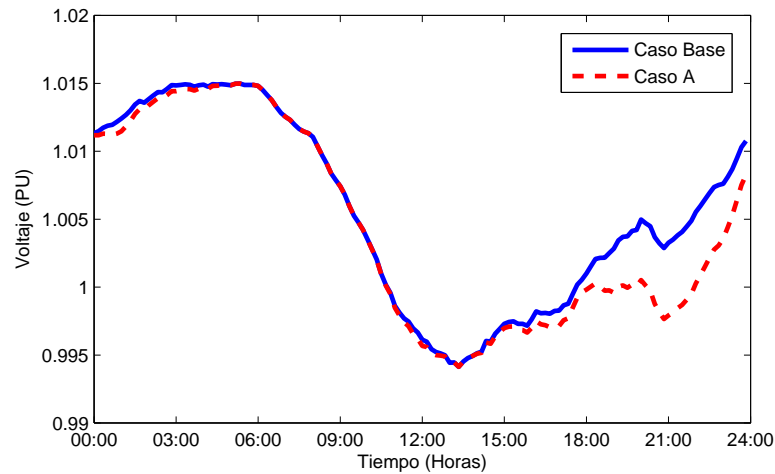


Figura 5.7: Comparación de los voltajes nodales en la subestación ABS.

En este caso de estudio, el horario pico de demanda de energía debida a la recarga de VEs se presenta alrededor de $t = 22:30$ horas. Por lo tanto, calculando el IDV en ese instante del día se obtiene una visible mejoría en la regulación de los voltajes nodales del anillo de subtransmisión al pasar de 0.077 % de IDV en el Caso Base a un 0.018 % para el Caso A.

5.3.5. Transformadores de subestación

De igual forma, se analizan los resultados obtenidos para los niveles de carga en los transformadores de las subestaciones del anillo de subtransmisión. En la Tabla 5.6 se indica la potencia nominal y la carga máxima calculada para los quince transformadores de las subestaciones en la Ciudad de Morelia. Los niveles de tensión en estos transformadores son 115/13.8 kV. A partir de estos resultados, se puede determinar que el 10.5 % de penetración de VEs combinado con una estrategia de carga no controlada provoca que la potencia nominal de los transformadores en las subestaciones CPE y SNI-2 se rebase durante ciertos instantes del día. Para observar los instantes en que estos transformadores sobrepasan sus valores nominales, en la Figura 5.8 se muestra el nivel de carga a lo largo del día para el transformador SNI-2. En esta figura se compara la curva de demanda para la estación de Primavera obtenida para el Caso Base y el Caso A con el 10.5 % de penetración de VEs. Se observa que la sobrecarga del transformador sucede entre las 20:30 y 23:00 horas.

Tabla 5.6: Niveles de carga en los transformadores de subtransmisión.

Nodo	Potencia nominal (MVA)	Demanda máxima (MVA)		% de carga	
		Caso Base	Caso A	Caso Base	Caso A
ABS	20	8.50	11.09	42.54	55.45
IND	20	5.67	7.05	28.36	35.26
MEL	20	8.35	10.93	41.79	54.65
MOR	20	15.73	18.33	78.65	91.65
SNI	20	15.03	17.63	75.15	88.15
CPE	20	17.52	20.04	87.60	100.20
CPE-2	20	12.85	15.46	64.25	77.30
MRD	20	10.06	10.07	50.30	50.35
MRD-2	20	15.49	15.53	77.45	77.65
MOI	20	14.25	14.50	71.25	72.50
MEL-2	20	10.59	13.20	52.95	66.00
MOR-2	20	14.44	14.61	72.15	73.10
SNI-2	20	18.47	21.01	92.35	105.05
SNM	20	5.68	7.05	28.40	35.28
SNM-2	20	1.16	3.61	5.83	18.05

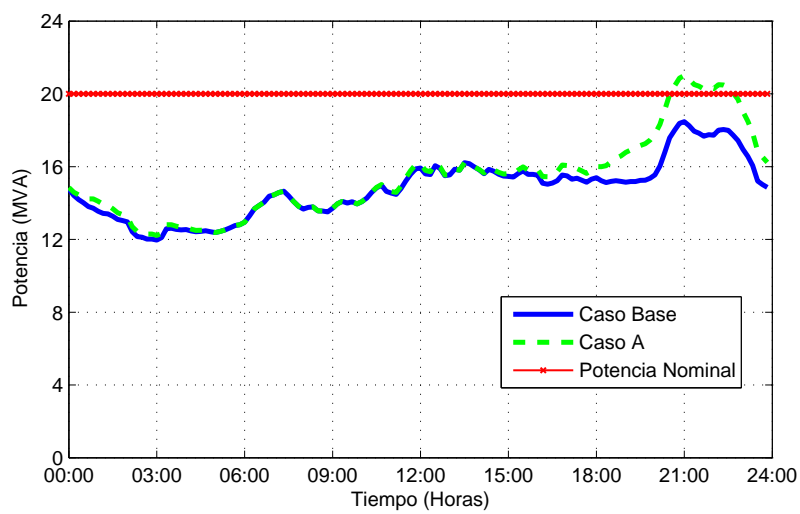


Figura 5.8: Potencia en el transformador la subestación SNI-2.

5.3.6. Diversos escenarios de penetración de VEs

Para complementar este caso de estudio, se ejecuta un conjunto de experimentos de simulación para analizar diferentes escenarios de penetración de VEs. La Tabla 5.7 resume los resultados en términos de IDVs para las cuatro estaciones del año y para un escenario de hasta 100 % de penetración de VEs. El IDV se calcula para el instante del día de mayor demanda de potencia, esto es alrededor de $t = 22:30$ horas. En el caso de Invierno y Otoño, los resultados son parecidos ya que se logra mejorar el IDV con respecto al Caso Base hasta el año 2050, en donde se alcanza la mejor regulación de voltaje. Sin embargo, para Primavera y en Verano el menor IDV se obtiene en el año 2040 y 2045, respectivamente. Finalmente, para el escenario de 100 % de penetración de VEs el IDV es mucho mayor que para el Caso Base.

En la Tabla 5.8 se resumen los valores de potencia máximos que fluyen a través de las líneas del anillo de subtransmisión de la Ciudad de Morelia para los diferentes escenarios de penetración de VEs en la estación del año de Primavera. En el Apéndice E se reportan las respectivas tablas para las líneas de subtransmisión de este caso de estudio con los resultados correspondientes a las otras tres estaciones del año.

Tabla 5.7: Índices de desviación de voltaje para los distintos escenarios de penetración de VEs de las cuatro estaciones del año.

Año	Porcentaje de VEs	Primavera	Verano	Otoño	Invierno
2016	0 %	0.077	0.138	0.164	0.167
2020	3.4 %	0.055	0.108	0.132	0.135
2025	6.0 %	0.039	0.086	0.109	0.111
2030	9.6 %	0.022	0.059	0.078	0.080
2035	10.5 %	0.018	0.054	0.071	0.074
2040	17.9 %	0.003	0.016	0.026	0.027
2045	22.7 %	0.009	0.005	0.009	0.010
2050	29.5 %	0.040	0.010	0.005	0.005
N/A	100 %	4.181	3.390	3.147	3.097

Tabla 5.8: Potencia máxima (MVA) en las líneas de subtransmisión del anillo de Morelia en Primavera.

Línea	Año (% VEs)								
	2016 0 %	2020 3.4 %	2025 6 %	2030 9.6 %	2035 10.5 %	2040 17.9 %	2045 22.7 %	2050 29.5 %	N/A 100 %
MEL-MRP	21.37	23.81	25.63	28.31	29.01	34.56	38.33	43.55	98.81
MEL-MOR	8.14	8.12	8.12	8.12	8.12	8.55	9.58	11.13	29.79
MOR-SNI	26.91	26.93	27.34	28.07	28.26	29.77	30.78	32.17	47.17
MOI-SNI	31.74	31.71	31.71	31.66	31.66	31.60	31.54	31.49	31.47
ABS-MOI	35.18	36.85	38.08	39.87	40.33	44.02	46.47	49.95	87.77
ABS-CPE	28.28	29.02	29.62	30.49	30.71	32.52	33.71	35.38	54.29
CPE-SNM	10.10	10.11	10.11	10.14	10.14	10.85	11.32	11.98	21.15
SNM-IND	7.30	7.27	7.45	8.12	8.31	10.01	11.32	13.25	35.40
MRD-IND	9.11	10.45	11.53	13.21	13.66	17.37	19.98	23.69	64.10
MRD-MRP	31.30	31.30	32.02	35.63	36.57	44.06	49.06	56.02	130.66
MRP-SNI	10.83	10.81	10.81	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	23.67
MRP-SNI2	10.83	10.81	10.81	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77	23.67
CPE-MRP	9.55	9.93	10.70	11.86	12.16	14.66	16.36	18.77	45.36
SNI-ZIN	44.32	45.28	45.98	46.99	47.26	49.38	50.81	52.79	74.46

En la Tabla 5.8 se observa que el comportamiento de los niveles de carga en las líneas de subtransmisión del anillo de la Ciudad de Morelia es muy similar en cualquiera de las estaciones del año. Existen líneas que no sufren cambios significativos con el aumento de carga debido a los VEs hasta el año 2050, véanse las líneas MOI-SNI y las líneas que conectan MRP-SNI. No obstante, líneas como MEL-MRP y MRD-IND incrementan su potencia a más del doble con respecto al Caso Base, 103.79 % y 160.04 % de porcentaje de aumento en Primavera, respectivamente. Esto indica que aunque sólo algunas líneas sufren los efectos de la integración de los VEs, el incremento que llegan a presentar es muy considerable. Si además se considera el escenario de penetración de 100 %, los incrementos de carga son aún mayores e incluso en todas las líneas. Sin embargo, aún en este escenario la única línea que supera su valor nominal es MEL-MRP, la cual tiene un valor nominal de 90.6 MVA y

que aumenta su nivel de carga hasta 98.81 MVA. Además de esta línea, sólo MRD-MRP se acerca a su capacidad de potencia nominal de 131.5 MVA. Las demás líneas tienen un margen amplio para soportar la incorporación de este porcentaje de VEs sin superar su potencia nominal.

En la Tabla 5.9 se presentan los picos de demanda a los que se ven sometidos los transformadores del anillo de subtransmisión de la ciudad de Morelia en Primavera. Se obtuvieron resultados similares para las estaciones de Invierno, Verano y Otoño. Las tablas correspondientes a dichas estaciones del año se muestran en el Apéndice E. Analizando los diferentes escenarios de penetración de VEs, se observa que el aumento de potencia

Tabla 5.9: Potencia máxima (MVA) en los transformadores de subestación en Primavera.

Trafo	Año (% VEs)								
	2016 0%	2020 3.4%	2025 6%	2030 9.6%	2035 10.5%	2040 17.9%	2045 22.7%	2050 29.5%	N/A 100%
ABS	8.51	9.33	9.96	10.87	11.09	12.93	14.17	15.87	33.61
IND	5.67	5.83	6.16	6.84	7.05	8.80	9.94	11.59	28.94
MEL	8.36	9.19	9.81	10.70	10.93	12.75	13.98	15.67	33.33
MOR	15.74	16.57	17.20	18.10	18.33	20.16	21.39	23.08	40.80
SNI	15.03	15.86	16.49	17.41	17.63	19.48	20.72	22.42	40.17
CPE	17.52	18.34	18.94	19.82	20.04	21.84	23.04	24.70	42.25
CPE-2	12.86	13.68	14.32	15.24	15.46	17.30	18.54	20.25	38.00
MRD	10.07	10.07	10.07	10.08	10.07	11.54	12.73	14.39	31.76
MRD-2	15.49	15.51	15.51	15.53	15.53	15.61	16.78	18.41	35.52
MOI	14.25	14.34	14.37	14.50	14.50	15.75	16.82	18.50	36.23
MEL-2	10.60	11.42	12.06	12.97	13.20	15.04	16.28	17.98	35.72
MOR-2	14.44	14.44	14.44	14.44	14.61	16.37	17.54	19.20	36.52
SNI-2	18.47	19.30	19.90	20.78	21.01	22.81	24.02	25.69	43.09
SNM	5.68	5.83	6.17	6.84	7.05	8.80	9.95	11.60	28.97
SNM-2	1.17	1.84	2.47	3.38	3.61	5.45	6.69	8.39	26.11

es el mismo en todos los transformadores y es directamente proporcional al porcentaje de penetración de los VEs. Considerando la capacidad nominal de 20 MVA de estos transformadores, se puede ver que algunos de ellos se comienzan a sobrecargar desde el año 2030, como el transformador SNI-2. Para el porcentaje de penetración del año 2050 se sobrecargan los transformadores MOR, SNI, SNI-2, CPE y CPE-2. Es evidente que a diferencia de las líneas de subtransmisión del anillo, los transformadores no tienen la capacidad para soportar adecuadamente la integración de un 100% de VEs, ya que en este escenario de penetración todos los transformadores se sobrecargan y en algunos casos como MOR, SNI, CPE y SNI-2, el porcentaje de sobrecarga es muy superior a su capacidad nominal.

5.4. Caso de estudio B: estrategia de recarga no-controlada (concepto V2G)

En este caso de estudio se analiza la operación del parque vehicular eléctrico bajo el concepto V2G, ya que se resuelve el SIN modelando los nodos de conexión de VEs como nodos PV. Bajo este concepto, se asume que los VEs tienen la capacidad de inyectar potencia activa y/o reactiva a la red eléctrica.

El programa de automatización utilizado para resolver este caso de estudio se presenta en el Apéndice F. Los parámetros para la simulación se mantienen igual al Caso A presentado en la sección anterior pero considerando $FP = 0.95$. Los resultados de FPC debido a la integración de VEs en el SIN con el escenario de operación del año 2035 en Primavera se reportan en términos de voltajes nodales, pérdidas de potencia y niveles de carga para el anillo de subtransmisión de 115 kV, transformadores de subestación de 13.8/115 kV y algunos nodos de transmisión en 230 kV y 400 kV cercanos al área de estudio.

Particularmente, en este caso de estudio se analizan los siguientes escenarios:

- Caso base.- La solución de FPC del sistema eléctrico de potencia se determina sin la presencia de VEs.
- Caso B.- El SIN se resuelve con el 10.5% de penetración de VEs con $SOC_0 = 0.5$, demandando potencia activa y regulando los voltajes nodales.

5.4.1. Líneas de transmisión

Primeramente, se analizan los elementos en nivel de transmisión. Por lo tanto, el impacto en el nivel de carga de las líneas de transmisión cercanas al anillo de subtransmisión de la ciudad de Morelia se presenta en la Tabla 5.10. Esta tabla contiene los valores de potencia nominal de cada una de las líneas de transmisión analizadas en este estudio. Se observa que la línea de PIT-400 a MTA-400 tiene un nivel de carga muy superior a las demás, por lo que en el Caso Base sus pérdidas de potencia son también altas, principalmente de potencia reactiva. Sin embargo, estas pérdidas de potencia no presentan grandes cambios para el Caso B. De igual forma, las dos líneas que conectan LCP-400 y PIT-400 no muestran cambios significativos en sus niveles de carga, por lo que sus pérdidas de potencia se mantienen igual a las del Caso Base.

Las líneas de transmisión más cercanas al anillo de la ciudad de Morelia conectan con los nodos CRP-230 y MRP-230, las cuales tienen la capacidad nominal de 255.7 MVA. En estas dos líneas se presentan las mayores diferencias entre los casos de estudio. Debido a que en el Caso B sigue habiendo una demanda de potencia activa de los VEs, las líneas conducen un mayor nivel de potencia y por lo tanto, su nivel de carga y de pérdidas de potencia aumentan con respecto al Caso Base.

Tabla 5.10: Valores de carga y pérdidas de potencia máximos en las líneas de transmisión, Caso B.

Circuito	Nodo envío	Nodo recepción	Potencia nominal (MVA)	Carga máxima (MVA)		Pérdidas máximas (MVA)	
				Caso base	Caso B	Caso base	Caso B
1	LCP-400	PIT-400	1070	201.34	201.33	4.12	4.12
2	LCP-400	PIT-400	1070	201.34	201.33	4.12	4.12
1	PIT-400	MTA-400	1070	362.97	367.03	75.06	76.77
1	MTA-400	CRP-400	1070	261.84	267.48	16.84	17.63
1	CRP-230	MRP-230	255.7	49.57	61.75	1.85	2.87
2	CRP-230	MRP-230	255.7	47.65	59.32	1.77	2.75

5.4.2. Transformadores de transmisión

Los valores de carga máximos en los transformadores de nivel de transmisión cercanos al anillo de subtransmisión de la ciudad de Morelia para este caso de estudio se presentan en la Tabla 5.11. Se observa que ninguno de estos transformadores opera por arriba del 65 % de su capacidad nominal. Por lo tanto, estos transformadores tienen la capacidad necesaria para soportar la carga convencional y la carga adicional debida al 10.5 % de penetración del parque vehicular eléctrico en la ciudad de Morelia bajo las condiciones que se plantean en este caso de estudio bajo el concepto V2G.

Además, los transformadores de transmisión en el nodo MRP, que son los más cercanos al anillo de la ciudad de Morelia, muestran un mayor aumento en el porcentaje de carga a los del nodo CRP con respecto al caso base. Ambos transformadores ubicados en MRP aumentan cerca del 11 %, mientras que los de CRP presentan menos del 3 %.

5.4.3. Líneas de subtransmisión

Los resultados de flujos de potencia para las líneas de subtransmisión del anillo de la ciudad de Morelia con la integración de VEs se presentan en la Tabla 5.12. En esta tabla se especifica la potencia nominal de cada línea de 115 kV que conforma el anillo de subtransmisión, así como los valores máximos de carga y de pérdida de potencia en estas líneas para el Caso Base y Caso B.

Tabla 5.11: Valores de carga máximos obtenidos para los transformadores de transmisión, Caso B.

Nodo	Transformador	Potencia nominal (MVA)	Demanda máxima (MVA)		% de carga	
			Caso base	Caso B	Caso base	Caso B
MRP	T1:230/115 kV	100	49.4	60.6	49.4	60.6
	T2:230/115 kV	100	50.6	62.16	50.6	62.16
CRP	T1:230/115 kV	375	231.6	241.4	61.7	64.40
	T2:230/115 kV	375	230.8	240.67	61.5	64.1

Tabla 5.12: Valores de carga máximos obtenidos para las líneas de subtransmisión, Caso B.

Nodo envío	Nodo recepción	Valor nominal (MVA)	Carga máxima (MVA)		Pérdidas máximas (MVA)	
			Caso base	Caso B	Caso base	Caso B
MRP-115	MEL-115	90.6	21.37	29.05	0.0289	0.0539
MEL-115	MOR-115	131.5	8.14	8.12	0.0196	0.0195
MOR-115	SNI-115	131.5	26.91	28.12	0.0779	0.0846
SNI-115	MOI-115	131.5	31.74	31.65	0.2263	0.2253
MOI-115	ABS-115	131.5	35.18	40.25	0.1657	0.2184
ABS-115	CPE-115	131.5	28.28	30.65	0.2213	0.2580
CPE-115	SNM-115	131.5	10.10	10.15	0.0111	0.0112
SNM-115	IND-115	131.5	7.30	7.24	0.0055	0.0054
IND-115	MRD-115	131.5	9.11	12.81	0.0090	0.0178
MRD-115	MRP-115	131.5	31.30	35.73	0.1921	0.2479
MRP-115	SNI-115 L1	131.5	10.83	10.77	0.0499	0.3119
MRP-115	SNI-115 L2	131.5	10.83	10.77	0.0499	0.3119
MRP-115	CPE-115	131.5	9.55	11.63	0.0647	0.4364
SNI-115	ZIN-115	180.3	44.32	47.17	2.90	2.6148
AZS-115	ZIN-115 L1	180.3	49.89	52.96	1.66	1.9532
AZS-115	ZIN-115 L2	180.3	49.89	52.96	1.66	1.9532

Como se puede observar, ninguna de estas líneas supera el 33 % de su valor nominal. De este conjunto de líneas de subtransmisión, la línea que conecta MRP-115 y MEL-115 presenta el mayor aumento en el valor máximo de carga para el Caso B con 35.93 % con respecto al Caso Base, y también es la línea con mayor porcentaje de carga al operar con 32.06 %. En relación a las pérdidas de potencia en las líneas, se obtienen mayores pérdidas para el Caso B en la mayoría de las líneas.

En la Tabla 5.12 también se presentan los niveles de carga máximos de tres líneas de subtransmisión cercanas al anillo de la Ciudad de Morelia en la estación de Primavera.

En estas tres líneas situadas al final de la tabla, se observa que no superan el 30% de su capacidad nominal. Los valores máximos de pérdidas de potencia en estas líneas son considerablemente mayores que las de las otras líneas que forman parte del anillo, siendo menores para el Caso B en la línea entre SNI-115 y ZIN-115, con respecto al Caso Base.

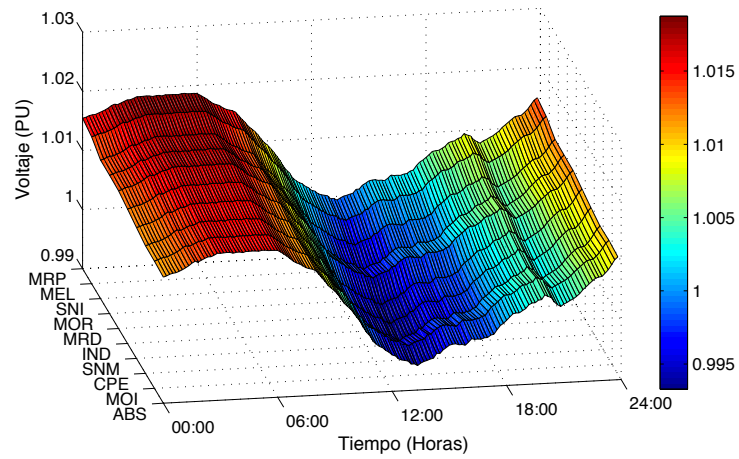
5.4.4. Nodos de subtransmisión

Los resultados en términos de voltajes nodales para las subestaciones de la ciudad de Morelia se presentan en la Figura 5.9 para el Caso Base y el Caso B. En este caso de estudio existe una caída de tensión de los voltajes nodales con respecto al Caso Base que es evidente en el horario posterior a las 18:00 horas. Se puede observar claramente que en la Figura 5.9(b) se obtiene una mejor regulación de voltaje con respecto a la Figura 5.9(a), debido a que durante este lapso de tiempo se cuenta la capacidad de aporte de reactivos por parte de los VEs. Además, como se vio en el Caso A, la demanda de potencia activa también ayuda a mejorar la regulación de voltaje en ciertos instantes del día.

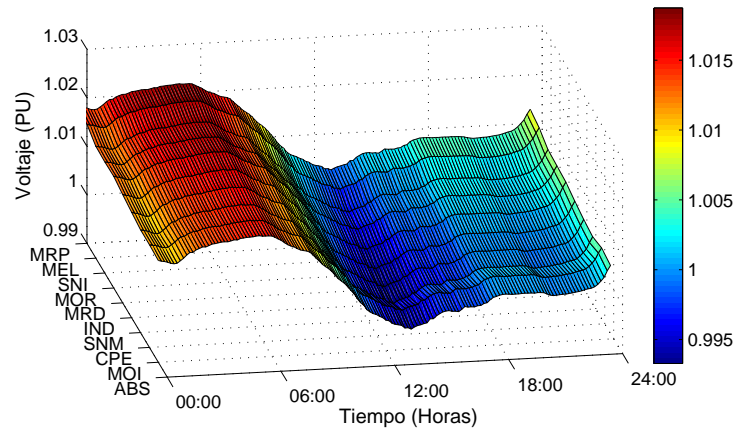
Por ejemplo, se observa que para la subestación ABS en $t = 22:30$ horas se obtiene una disminución en el voltaje de 1.0069 pu en el Caso Base a 1.0004 pu en el Caso B. Es decir, se logra una mejor regulación al acercarse más a la unidad la magnitud del voltaje. Estas diferencias se pueden observar más claramente en la Figura 5.10, en donde se presenta el perfil de voltaje en la subestación ABS a lo largo del día. Además, el cálculo del IDV para las subestaciones del anillo en este mismo instante del día arroja una visible mejora al pasar de 0.077% en el Caso Base a un 0.006% para el Caso B.

5.4.5. Transformadores de subestación

Se analizan los resultados para el nivel de carga en los transformadores de subestación. En la Tabla 5.13 se indica la potencia nominal y la carga máxima para los quince transformadores de subestación en la Ciudad de Morelia. A partir de esta tabla, se puede observar que para el escenario de 10.5% de penetración de VEs operando como nodos PV, la capacidad nominal del transformador SNI-2 se rebasa entre las 20:00 y 23:00 horas para el Caso B. Estos cambios se pueden observar en la Figura 5.11, la cual muestra la curva de demanda en el transformador SNI-2 comparando el Caso Base y el Caso B.



(a)



(b)

Figura 5.9: Voltajes nodales del anillo de subtransmisión de la ciudad de Morelia: a).- Caso Base y b).- Caso B.

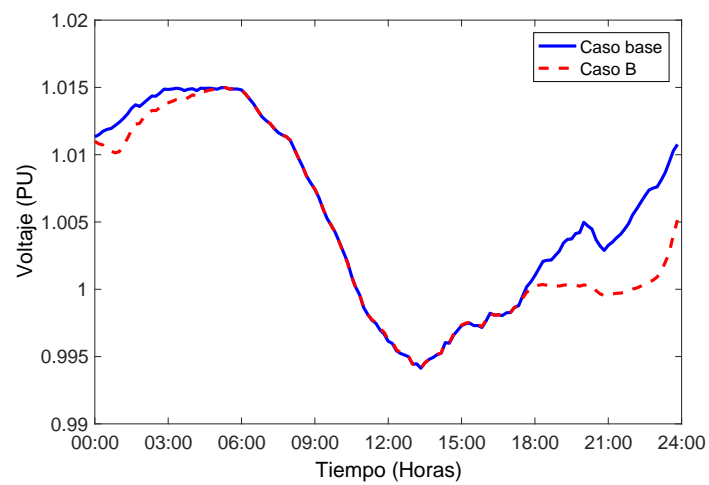


Figura 5.10: Comparación de los voltajes nodales en la subestación ABS, Caso B.

Tabla 5.13: Niveles de carga máximos en los transformadores de subtransmisión, Caso B.

Nodo	Potencia nominal (MVA)	MVA máxima		% de carga	
		Caso base	Caso B	Caso base	Caso B
ABS	20	8.50	10.90	42.50	54.50
IND	20	5.67	7.04	28.35	35.20
MEL	20	8.35	10.90	41.79	54.50
MOR	20	15.73	18.27	78.65	91.35
SNI	20	15.03	17.60	75.15	88.00
CPE	20	17.52	19.80	87.60	99.00
CPE-2	20	12.85	15.26	64.25	76.30
MRD	20	10.06	10.06	50.30	50.30
MRD-2	20	15.49	15.52	77.45	77.60
MOI	20	14.25	14.46	71.25	72.30
MEL-2	20	10.59	13.19	52.95	65.95
MOR-2	20	14.44	14.44	72.15	72.15
SNI-2	20	18.47	20.79	92.35	103.95
SNM	20	5.68	6.89	28.40	34.45
SNM-2	20	1.16	3.60	5.83	18.00

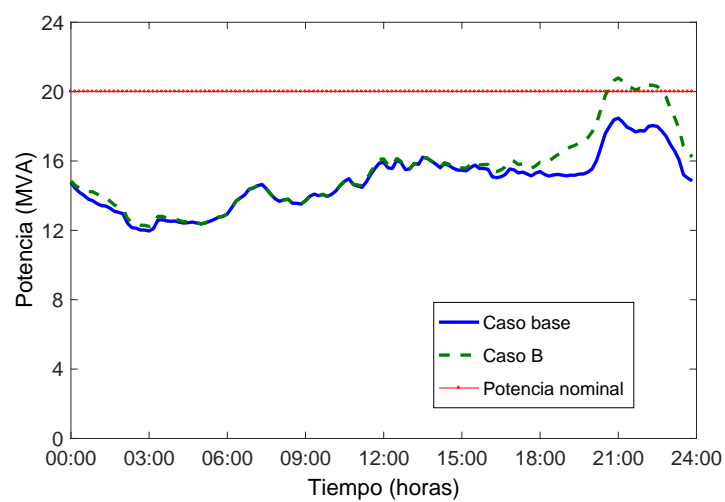


Figura 5.11: Comparación de los niveles de potencia en la subestación SNI-2.

5.4.6. Diversos escenarios de penetración de VEs

A continuación se presentan los resultados para diferentes escenarios de penetración de VEs operando como nodos PV tomando como referencia la proyección de la Figura 3.7. En la Tabla 5.14 se presentan los IDVs para las cuatro estaciones del año y escenarios de penetración de VEs de hasta 100 % para el Caso B. El IDV que se presenta en estas tablas se calcula para el instante del día que registra mayor cantidad de VEs conectados, el cual corresponde al instante de tiempo $t = 22:30$ horas.

Los resultados reportados en la Tabla 5.14 para las cuatro estaciones del año indican que el IDV en el anillo de subtransmisión tiende a disminuir hacia el año 2050. Además, obsérvese que para todos los porcentajes se obtienen valores menores que en el Caso Base. La mejor regulación de voltaje se logra en el año 2050 con un 29.5 % de penetración de VEs para la estación de Primavera. Para el escenario de 100 % de VEs se observa que el IDV aumenta en todas las estaciones con respecto al año 2050. Sin embargo, es importante resaltar que los %IDV son menores en todos los casos a los reportados en la Tabla 5.7 para el Caso A. De esta manera, se puede apreciar que la inyección de reactivos por parte del parque vehicular eléctrico efectivamente ayuda a mejorar la regulación de los voltajes nodales.

Tabla 5.14: Índices de desviación de voltaje para los distintos escenarios de penetración de VEs y carga convencional de las cuatro estaciones del año, Caso B.

Año	Porcentaje de VEs	Primavera	Verano	Otoño	Invierno
2016	0 %	0.077	0.138	0.164	0.167
2020	3.4 %	0.033	0.076	0.096	0.099
2025	6.0 %	0.015	0.040	0.055	0.057
2030	9.6 %	0.007	0.016	0.022	0.019
2035	10.5 %	0.006	0.013	0.016	0.016
2040	17.9 %	0.003	0.005	0.005	0.005
2045	22.7 %	0.003	0.003	0.004	0.004
2050	29.5 %	0.002	0.003	0.003	0.003
N/A	100 %	0.020	0.016	0.014	0.013

Finalmente, en la Tabla 5.15 se resumen los valores de potencia máxima que fluye a través de las líneas del anillo de subtransmisión de la ciudad de Morelia para los diferentes escenarios de penetración de VEs en Primavera del Caso B. En el Apéndice E se presentan las tablas con los resultados correspondientes a las otras tres estaciones del año para este caso de estudio.

Para este caso de estudio, la Tabla 5.15 muestra que el nivel de carga en las líneas crece considerablemente en Primavera con la presencia del 100 % de VEs. A pesar de eso, la

Tabla 5.15: Potencia máxima (MVA) en las líneas del anillo de subtransmisión en Primavera, Caso B.

Línea	Año (% VEs)								
	2016 0 %	2020 3.4 %	2025 6 %	2030 9.6 %	2035 10.5 %	2040 17.9 %	2045 22.7 %	2050 29.5 %	N/A 100 %
MEL-MRP	21.37	23.92	25.74	28.38	29.06	34.42	37.98	42.70	95.56
MEL-MOR	8.14	8.13	8.13	8.13	8.13	8.13	8.54	10.01	28.81
MOR-SNI	26.91	26.93	27.24	27.94	28.13	29.56	30.52	31.85	46.24
MOI-SNI	31.74	31.72	31.71	31.66	31.66	31.59	31.53	31.49	31.47
ABS-MOI	35.19	36.79	38.01	39.79	40.25	43.96	46.40	49.85	86.53
ABS-CPE	28.28	28.98	29.54	30.43	30.66	32.56	33.81	35.52	53.87
CPE-SNM	10.11	10.11	10.11	10.15	10.15	10.66	11.30	12.21	22.54
SNM-IND	7.31	7.29	7.28	7.25	7.25	8.36	9.78	11.71	34.10
MRD-IND	9.12	10.30	11.00	12.45	12.82	15.92	18.40	22.01	62.21
MRD-MRP	31.30	31.30	31.73	34.91	35.74	42.48	47.15	53.76	127.12
MRP-SNI	10.83	10.82	10.82	10.78	10.78	10.77	10.77	10.77	22.84
MRP-SNI2	10.83	10.82	10.82	10.78	10.78	10.77	10.77	10.77	22.84
CPE-MRP	9.56	9.83	10.43	11.38	11.64	13.80	15.36	17.64	43.94
SNI-ZIN	44.33	45.17	45.86	46.90	47.17	49.37	50.86	52.93	74.83
AZS-ZIN	49.89	50.84	51.58	52.67	52.96	55.23	56.75	58.85	81.02
AZS-ZIN2	49.89	50.84	51.58	52.67	52.96	55.23	56.75	58.85	81.02

mayoría de estas líneas no superan el 50 % de su nivel de carga, excepto la línea MRD-MRP que posee una potencia nominal de 131.5 MVA y presenta un flujo de potencia de 127.12 MVA. Además, la línea entre MEL y MRP supera su potencia nominal de 90.6 MVA ya que presenta un flujo de potencia de 95.56 MVA. Estas dos líneas son también las que presentan el mayor incremento de potencia con respecto al Caso Base.

A continuación se presentan en la Tabla 5.16 los resultados obtenidos para los valores máximos de potencia en los transformadores de las subestaciones de la Ciudad de Morelia para el Caso B. Los resultados presentados en esta tabla corresponden a la estación del año de Primavera, mientras que los resultados que se obtuvieron para las otras

Tabla 5.16: Potencia máxima (MVA) en los transformadores de subtransmisión en Primavera, Caso B.

Trafo	Año (% VEs)								
	2016 0 %	2020 3.4 %	2025 6 %	2030 9.6 %	2035 10.5 %	2040 17.9 %	2045 22.7 %	2050 29.5 %	N/A 100 %
ABS	8.51	9.33	9.84	10.69	10.90	12.64	13.83	15.46	32.77
IND	5.67	5.80	6.18	6.87	7.05	8.56	9.70	11.34	28.58
MEL	8.36	9.18	9.79	10.68	10.91	12.73	13.95	15.51	32.27
MOR	15.74	16.55	17.17	18.06	18.28	19.95	21.09	22.68	39.84
SNI	15.03	15.85	16.47	17.37	17.60	19.31	20.45	22.03	39.16
CPE	17.52	18.26	18.80	19.59	19.80	21.45	22.56	24.12	40.90
CPE 2	12.86	13.65	14.20	15.05	15.26	16.99	18.16	19.79	36.96
MRD	10.07	10.07	10.07	10.07	10.07	11.32	12.42	13.99	31.05
MRD 2	15.49	15.50	15.50	15.53	15.53	15.55	16.44	17.98	34.61
MOI	14.25	14.32	14.36	14.47	14.47	15.45	16.43	18.02	35.23
MEL 2	10.60	11.42	12.06	12.97	13.20	15.04	16.22	17.75	34.56
MOR 2	14.44	14.44	14.44	14.44	14.44	16.02	17.09	18.63	35.34
SNI 2	18.47	19.30	19.81	20.58	20.79	22.47	23.59	25.15	41.75
SNM	5.68	5.81	6.05	6.69	6.90	8.58	9.69	11.30	28.43
SNM 2	1.17	1.80	2.41	3.38	3.61	5.46	6.70	8.40	26.10

tres estaciones del año se reportan en el Apéndice E. En primera instancia, la Tabla 5.16 muestra que los resultados de potencia para el Caso B son muy parecidos a los del Caso A, sólo con algunas pequeñas diferencias debidas al factor de potencia, el cual al ser menor a uno reduce la potencia activa demandada por el parque vehicular eléctrico. Para este caso, el transformador que se sobrecarga primero es SNI-2 en el año 2030 con 20.58 MVA. Posteriormente, hasta el año 2040 sólo el transformador CPE supera su potencia nominal con 21.45 MVA. Considerando el 100 % de VEs, es evidente que todos los transformadores se sobrecargan, algunos de ellos como CPE y SNI-2 que alcanzan cerca del 200 % de porcentaje de carga. Por lo tanto, a pesar de que las líneas del anillo de subtransmisión son capaces de lidiar con la presencia del 100 % de VEs, la capacidad nominal de estos transformadores no es suficiente para soportar el impacto de ese porcentaje de penetración de VEs bajo este escenario de estudio.

5.5. Caso de estudio C: Estrategia de recarga controlada (concepto G2V)

Como ya ha sido mencionado a lo largo de este trabajo, las estrategias de recarga controladas que se proponen están basadas en la solución de FPO. Para lo cual, una vez más será utilizado el software de PSS/E y, en este caso, su función objetivo de minimización de los ajustes de carga. La rutina de automatización para realizar el estudio de FPO se describió en la Figura 4.4 y el programa de automatización utilizado para este caso de estudio se presenta en el Apéndice F. Las funciones objetivo y sus parámetros, así como las restricciones se especificaron en el Capítulo 4.

Adicionalmente, es importante definir algunos parámetros propios del estudio de FPO que se requieren para ejecutar la rutina en PSS/E. Recordando (4.2), se tiene que el costo de ajuste de carga C_i será definido como,

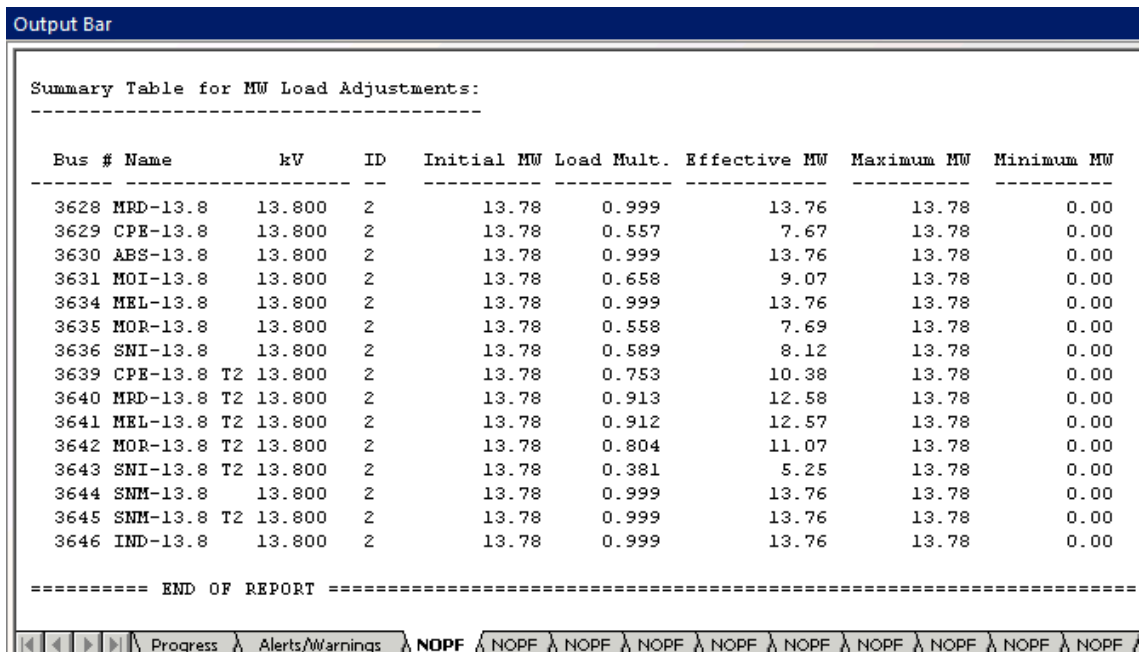
$$C_i = \begin{cases} 1.0 & \text{si } k = 0 \\ 3.0 & \text{si } k \neq 0 \end{cases} \quad (5.2)$$

En base a las funciones objetivo y a las restricciones que se han definido para este caso de estudio, a continuación se presentan los resultados obtenidos en términos de los

perfiles de voltaje nodales y de los niveles de carga en los transformadores de subestación del anillo de subtransmisión de la ciudad de Morelia. La configuración del experimento para este caso de estudio se mantiene con el 10.5% de penetración del parque vehicular eléctrico, considerando la estación de Primavera.

Primeramente, se analiza el factor de ajuste de carga que determina FPO con respecto a la función objetivo, el cual permite determinar el número de VEs que se estarán cargando durante cada instante del día. En la Figura 5.12 se reporta la ventana de salida de PSS/E, en donde se muestran los resultados de la primera corrida de FPO, es decir, en $t = 00:00$ horas. En esta figura se pueden observar varias columnas pero cabe hacer énfasis en tres de ellas: “Initial MW”, “Load Mult.” y “Effective MW”.

La potencia inicial de 13.78 MW que se observa en la columna “Initial MW” de la Figura 5.12 corresponde a la potencia de carga debida a la conexión del 100% de los VEs disponibles a las 00:00 horas según el patrón de disponibilidad mostrado en la Figura 3.9. Los valores de esta columna son asociados al término P_{optima} definido en el Capítulo 3. Además, cada uno de los valores de esta columna corresponde a un elemento del vector de



Output Bar

Summary Table for MW Load Adjustments:

Bus #	Name	kV	ID	Initial MW	Load Mult.	Effective MW	Maximum MW	Minimum MW
3628	MRD-13.8	13.800	2	13.78	0.999	13.76	13.78	0.00
3629	CPE-13.8	13.800	2	13.78	0.557	7.67	13.78	0.00
3630	ABS-13.8	13.800	2	13.78	0.999	13.76	13.78	0.00
3631	MOI-13.8	13.800	2	13.78	0.658	9.07	13.78	0.00
3634	MEL-13.8	13.800	2	13.78	0.999	13.76	13.78	0.00
3635	MOR-13.8	13.800	2	13.78	0.558	7.69	13.78	0.00
3636	SNI-13.8	13.800	2	13.78	0.589	8.12	13.78	0.00
3639	CPE-13.8 T2	13.800	2	13.78	0.753	10.38	13.78	0.00
3640	MRD-13.8 T2	13.800	2	13.78	0.913	12.58	13.78	0.00
3641	MEL-13.8 T2	13.800	2	13.78	0.912	12.57	13.78	0.00
3642	MOR-13.8 T2	13.800	2	13.78	0.804	11.07	13.78	0.00
3643	SNI-13.8 T2	13.800	2	13.78	0.381	5.25	13.78	0.00
3644	SNM-13.8	13.800	2	13.78	0.999	13.76	13.78	0.00
3645	SNM-13.8 T2	13.800	2	13.78	0.999	13.76	13.78	0.00
3646	IND-13.8	13.800	2	13.78	0.999	13.76	13.78	0.00

=====
 ===== END OF REPORT =====
 =====

Progress Alerts/Warnings NOPE NOPE NOPE NOPE NOPE NOPE NOPE NOPE NOPE NOPE

Figura 5.12: Ventana de salida para el estudio de PSS/E-OPF.

potencias \mathbf{p}_{ini} . El número de vehículos asociados a esta cantidad de potencia se determina mediante la expresión,

$$\text{Initial MW} = N_{VE,\Delta t} \cdot P_{VE} \cdot \left(\frac{\%VE_{disp}}{100} \right) \quad (5.3)$$

Tomando en cuenta que cada transformador tiene su respectiva curva de demanda de carga convencional, el factor de ajuste de carga de los VEs calculado (ver columna “Load Mult.”) es diferente en cada uno de los transformadores. En muchos de ellos se obtiene un valor muy cercano a 1, lo que indica que en ese mismo instante se comenzaron a recargar todos los VEs disponibles en su respectivo transformador. Estos valores permanecen constantes durante las siguientes 6 corridas, lo que equivale al tiempo que necesita recargarse en promedio al día cada VE. Posteriormente, se vuelven a modificar estos valores para los transformadores que tienen pendiente recargar VEs, como por ejemplo los transformadores CPE, MOI, MOR y SNI para el escenario de 10.5% de penetración de VEs.

Finalmente, la columna “Effective MW” en la Figura 5.12 muestra el valor óptimo de la potencia asociada al parque vehicular eléctrico en cada uno de los transformadores. De manera que esta columna equivale al vector \mathbf{p}_{VE} dentro del programa de automatización. Adicional a los resultados que arroja PSS/E en la Figura 5.12, se tiene la alternativa de generar un archivo de salida con información más detallada de los resultados de FPO. En el Apéndice H se reporta el contenido del archivo de salida que genera PSS/E para la solución de FPO en términos de convergencia. Se puede apreciar que la solución de FPO requiere de 15 iteraciones para obtener la primera solución óptima del estudio con un valor de tolerancia de convergencia de 0.001 pu.

En las Figuras 5.13, 5.14, 5.15, 5.16 se muestra el factor de ajuste de carga en términos del número de VEs conectados en cada transformador para los porcentajes de penetración de VEs de 3.4%, 10.5%, 29.5% y 100%, respectivamente. En estas figuras se presentan únicamente resultados en las horas del día en el que hay VEs conectados a la red, ya que en horas posteriores no hay más vehículos recargándose. Se distinguen intervalos de 01:10 horas, ya que es el tiempo que requiere recargarse cada grupo de VEs. Por lo tanto, se puede observar que la estrategia trata de recargar todos los VEs en las primeras horas del día, coincidiendo con horas de baja demanda de carga convencional. En el caso de 3.4%

de penetración de VEs se aprecia que prácticamente en la primera hora del día se recargan todos los VEs de todos los transformadores (ver Figura 5.13). Por su parte, las Figuras 5.14 a 5.16 describen claramente que a medida que aumenta el nivel de penetración de VEs se aumenta el intervalo de tiempo requerido para recargar el parque vehicular. La Figura 5.16 indica que al final del día, es decir a las 24 horas, existen algunos VEs que no se han terminado de cargar en su totalidad. Este resultado indica que para el nivel de penetración del 100 % se obtuvieron soluciones factibles óptimas pero no se logró terminar de cargar los vehículos en una ventana de tiempo de 24 horas.

La Tabla 5.17 sintetiza el estado del vector \mathbf{n}_{ini} al ejecutar la última ejecución de la solución de FPO en $t = 24:00$ horas. Este vector contiene el número de VEs que se deben recargar en cada transformador. De esta forma, cuando los elementos del vector \mathbf{n}_{ini} sean todos igual a cero, esto indica que no existen vehículos cargándose. Por el contrario, si algún elemento del arreglo vectorial \mathbf{n}_{ini} es distinto de cero indica que se encuentran cargando un número determinado de vehículos en los transformadores. Por ejemplo, las columnas asociadas a un nivel de penetración de VEs de 29.5 % y 77 % indican que no existen VEs cargándose en ningún transformador. Por el contrario, sí existen VEs cargándose en algunos transformadores al final del día para niveles de penetración de 78 % a 100 %. Por lo tanto, es evidente que la aplicación de la herramienta de FPO permite optimizar la solución de la red eléctrica para cumplir con las funciones objetivo y restricciones para escenarios de penetración de VEs de hasta 77 %.

5.5.1. Nodos de subtransmisión

En las Figuras 5.17, 5.18, 5.19 y 5.20 se presentan los perfiles de voltaje en las subestaciones del anillo de subtransmisión para los porcentajes de penetración de VEs de 3.4 %, 10.5 %, 29.5 % y 100 %, respectivamente. En todos los escenarios se logran atenuar las variaciones de voltaje con respecto al Caso Base. Sin embargo, en porcentajes superiores a 3.4 % la demanda de potencia de los VEs provoca una caída de voltaje considerable en ciertos instantes del día. Esto se debe a que la estrategia implementada trata de recargar la mayor cantidad de VEs desde un inicio. No obstante, a lo largo del día también se mejora la regulación de voltaje debido a que los límites de voltaje se siguen aplicando.

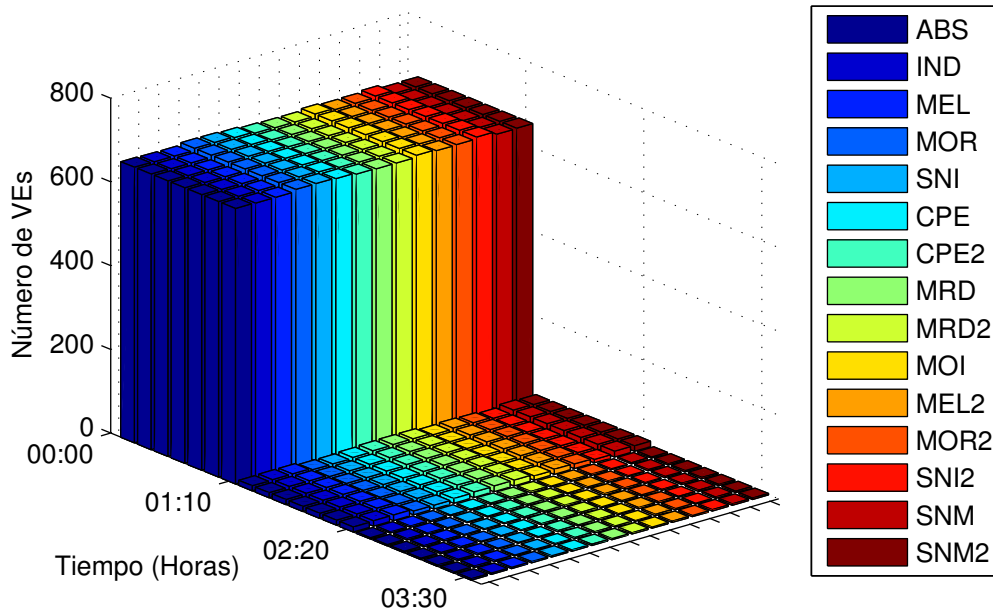


Figura 5.13: Número de VEs conectados como resultado del estudio de FPO con 3.4% de penetración de VEs.

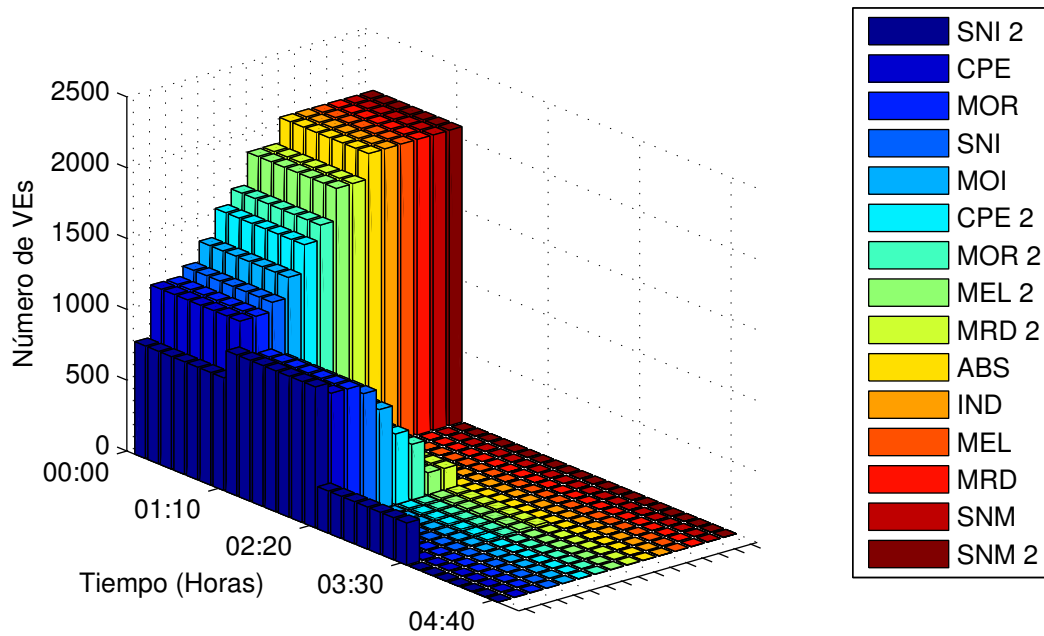


Figura 5.14: Número de VEs conectados como resultado del estudio de FPO con 10.5% de penetración de VEs.

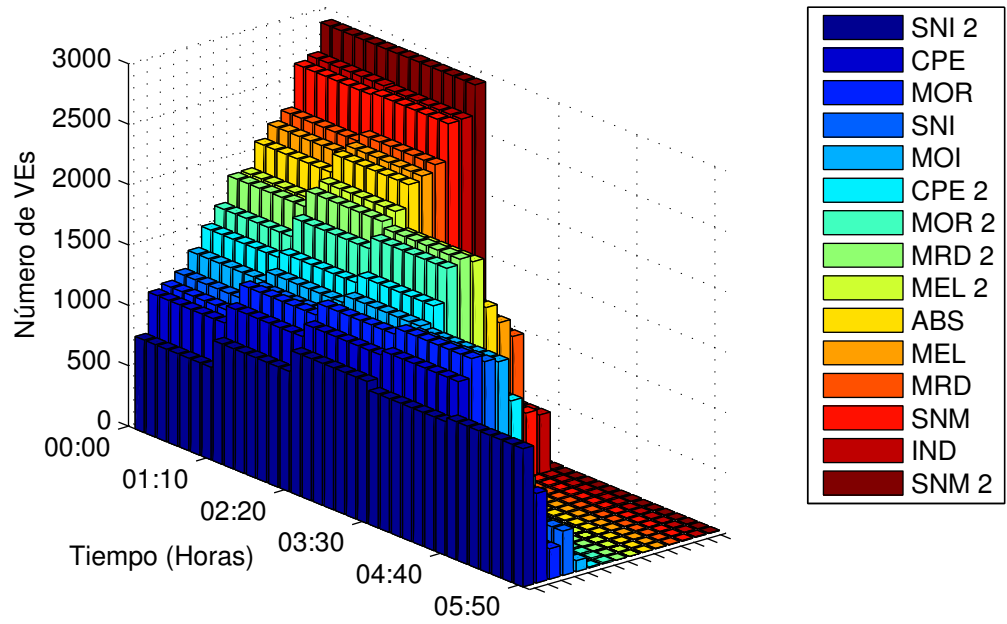


Figura 5.15: Número de VEs conectados como resultado del estudio de FPO con 29.5 % de penetración de VEs.

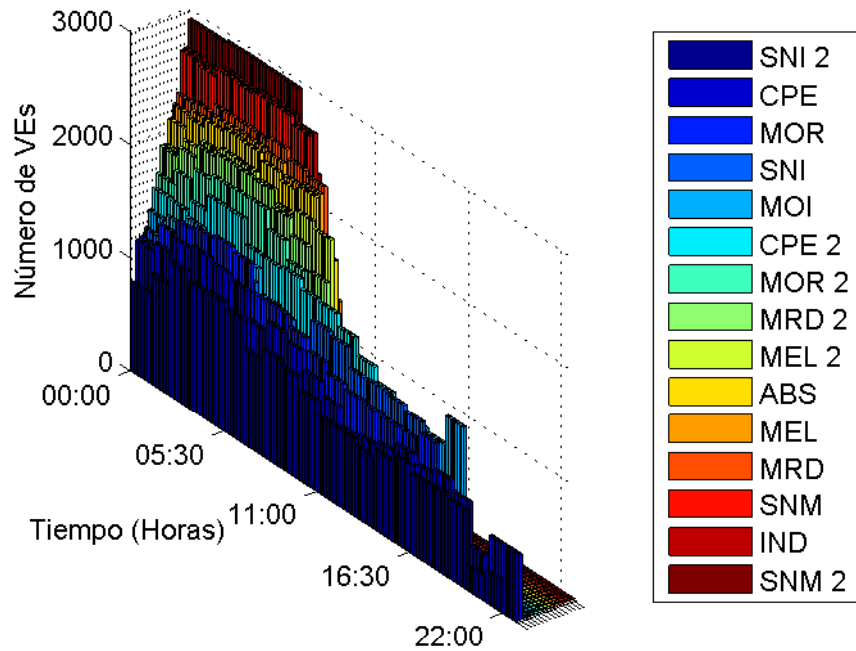
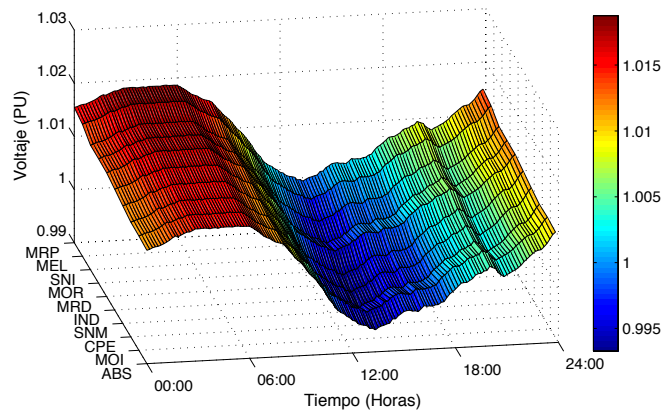


Figura 5.16: Número de VEs conectados como resultado del estudio de FPO con 100 % de penetración de VEs.

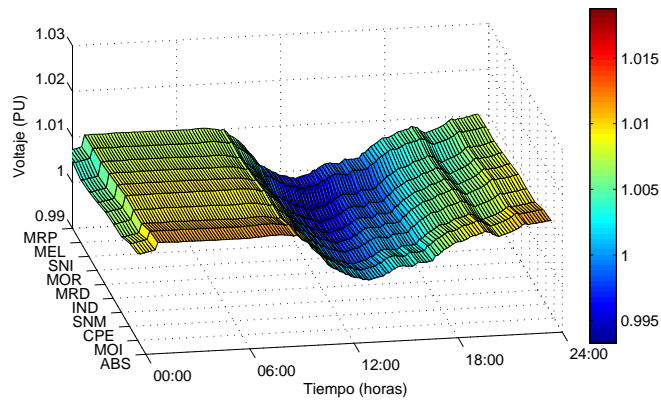
Tabla 5.17: Estado del vector \mathbf{n}_{ini} en el instante $t = 24:00$ horas para diferentes escenarios de penetración de VEs.

Subestación	Año (% VEs)						
	2050	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	29.5 %	77 %	78 %	80 %	85 %	95 %	100 %
ABS	0	0	0	1	0	0	0
IND	0	0	0	1	0	0	0
MEL	0	0	1	1	0	0	0
MOR	0	0	1	1	0	0	1
SNI	0	0	1	1	1	2	2
CPE	0	0	1	1	2	8	2
CPE-2	0	0	0	1	0	1	1
MRD	0	0	1	1	0	0	0
MRD-2	0	0	1	1	1	1	1
MOI	0	0	1	1	0	0	3
MEL-2	0	0	1	1	0	0	0
MOR-2	0	0	1	1	0	1	1
SNI-2	0	0	3	21	450	2835	3427
SNM	0	0	0	1	0	0	0
SNM-2	0	0	0	1	0	0	0

En estas figuras, se puede apreciar la mejora en los perfiles de voltaje de las subestaciones, principalmente en las primeras horas del día. Para el caso de 3.4% penetración del parque vehicular eléctrico (ver Figura 5.17) las variaciones de voltaje son relativamente pequeños en comparación con el Caso Base. Mientras que para el escenario de 100% de penetración (ver Figura 5.20), muestra con mayor claridad los cambios de voltaje con respecto al Caso Base. En general, en este caso de estudio se tienen menos variaciones de voltaje en todas las subestaciones a lo largo del día ya que los voltajes nodales permanecen constantes por un mayor periodo de tiempo. Sin embargo, a diferencia de los casos de estudio anteriores, la magnitud de voltaje en este caso constantemente es menor a 1.



(a)

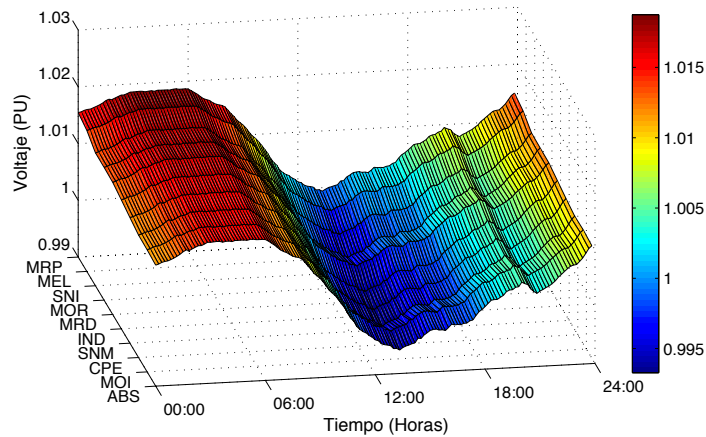


(b)

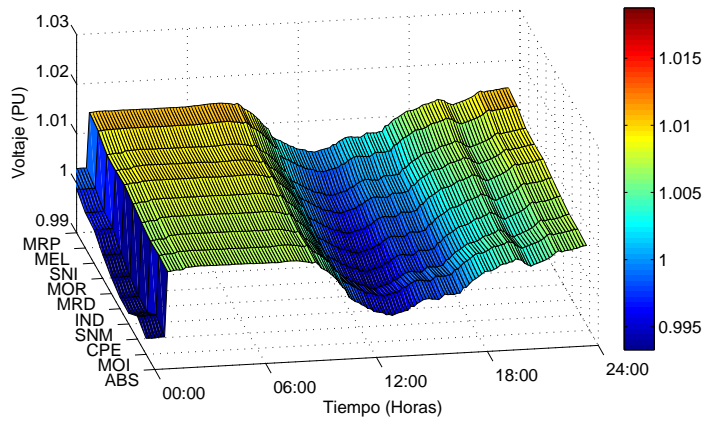
Figura 5.17: Voltajes nodales del anillo de subtransmisión de la Ciudad de Morelia: a).- Caso base y b).- Solución óptima con 3.4 % de penetración de VEs.

Tabla 5.18: Índices de desviación de voltaje para distintos escenarios de penetración de VEs con la solución óptima.

Año	Porcentaje de VEs	Primavera
2016	0 %	0.077
2020	3.4 %	0.036
2035	10.5 %	0.036
2050	29.5 %	0.036
N/A	100 %	0.032



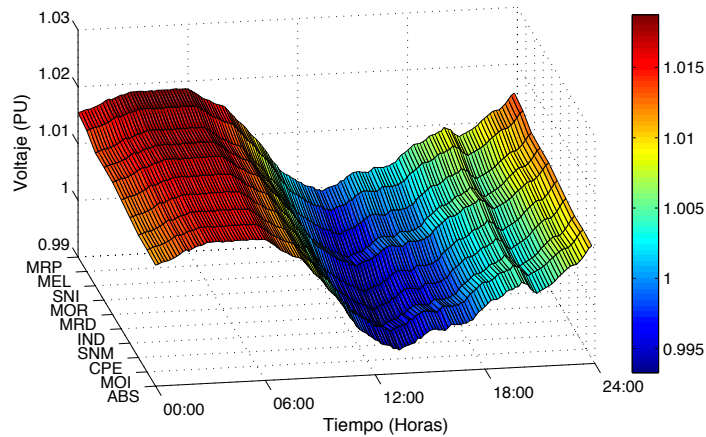
(a)



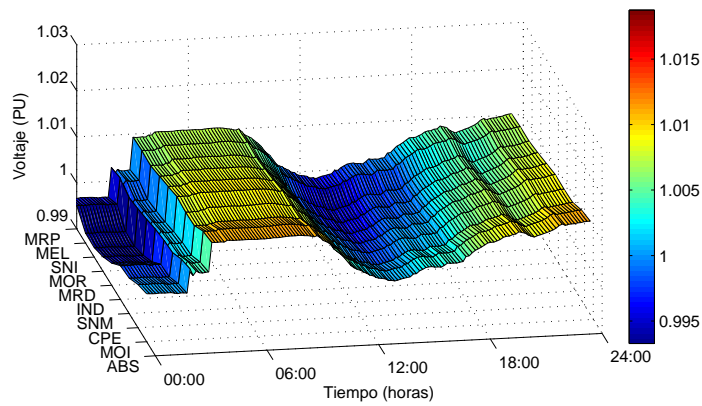
(b)

Figura 5.18: Voltajes nodales del anillo de subtransmisión de la Ciudad de Morelia: a).- Caso base y b).- Solución óptima con 10.5 % de penetración de VEs.

La Tabla 5.18 muestra los porcentajes del IDV para diversos escenarios de penetración del parque vehicular eléctrico. Por medio de esta tabla, se puede observar que el IDV permanece constante hasta el año 2050 debido a que éste se calcula en $t = 22:30$ horas, instante en el que ya no hay VEs conectados a la red. Posteriormente, disminuye un poco para el escenario del 100 % de penetración. Además, en las Figuras 5.21, 5.22, 5.23 y 5.24 se analiza la diferencia de los IDVs obtenidos con el Caso Base comparados con los obtenidos con este estudio para los porcentajes de penetración de 3.4 %, 10.5 %, 29.5 % y 100 %, respectivamente. A pesar de que hay instantes en que la diferencia es negativa, es



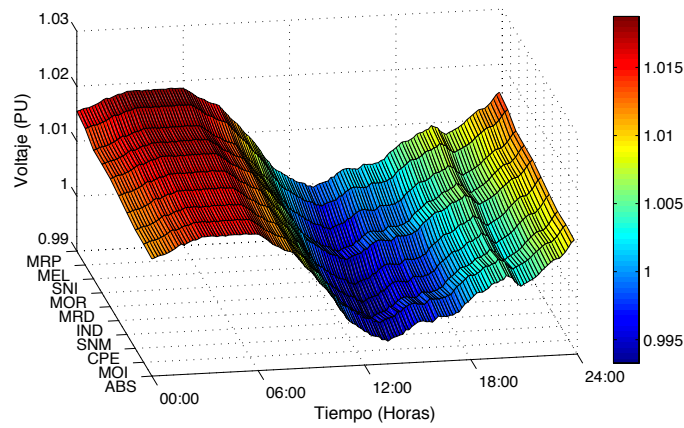
(a)



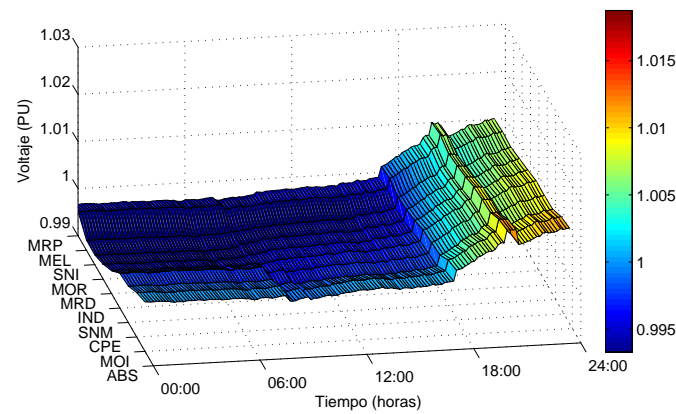
(b)

Figura 5.19: Voltajes nodales del anillo de subtransmisión de la Ciudad de Morelia: a).- Caso base y b).- Solución óptima con 29.5 % de penetración de VEs.

decir, que el IDV es más alto en el Caso C, estos instantes son pocos y con magnitudes muy pequeñas. Además, estos instantes del día coinciden con los picos de demanda de la mayoría de los transformadores, donde los valores del IDV ya eran bajos en el Caso Base. Por el contrario, las diferencias positivas se presentan con mayor frecuencia y en magnitudes mayores que las negativas, lo que demuestra que la regulación de los voltajes en el anillo de subtransmisión se mejora en este caso de estudio. Aún en el escenario de penetración de 100 % este comportamiento se mantiene, únicamente con valores negativos un poco más altos que en los otros escenarios.



(a)



(b)

Figura 5.20: Voltajes nodales del anillo de subtransmisión de la Ciudad de Morelia: a).- Caso base y b).- Solución óptima con 100 % de penetración de VEs.

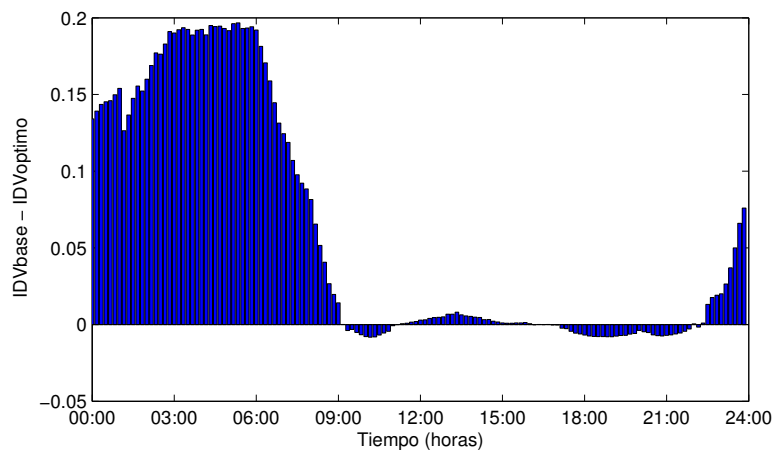


Figura 5.21: Diferencia del IDV obtenido con la solución óptima con respecto del caso base, con 3.4 % de penetración de VEs.

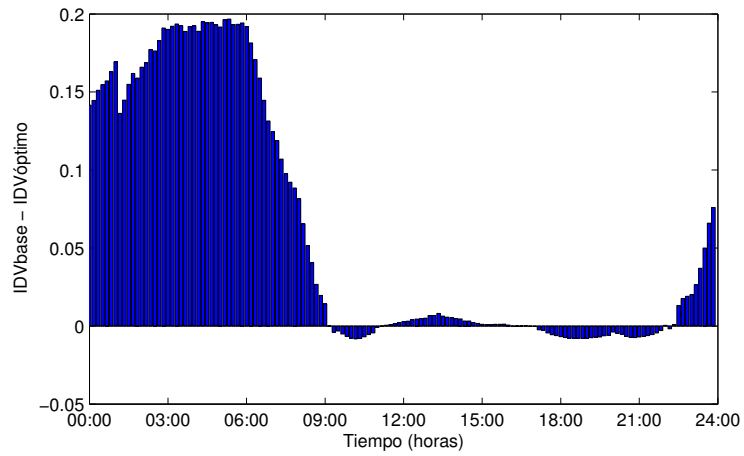


Figura 5.22: Diferencia del IDV obtenido con la solución óptima con respecto del caso base, con 10.5 % de penetración de VEs.

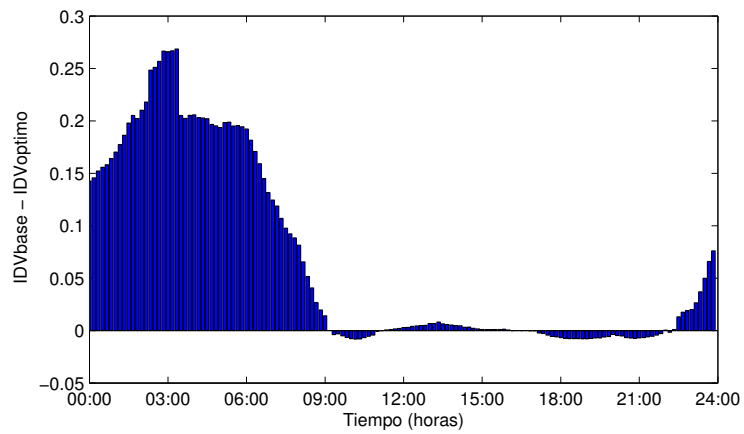


Figura 5.23: Diferencia del IDV obtenido con la solución óptima con respecto del caso base, con 29.5 % de penetración de VEs.

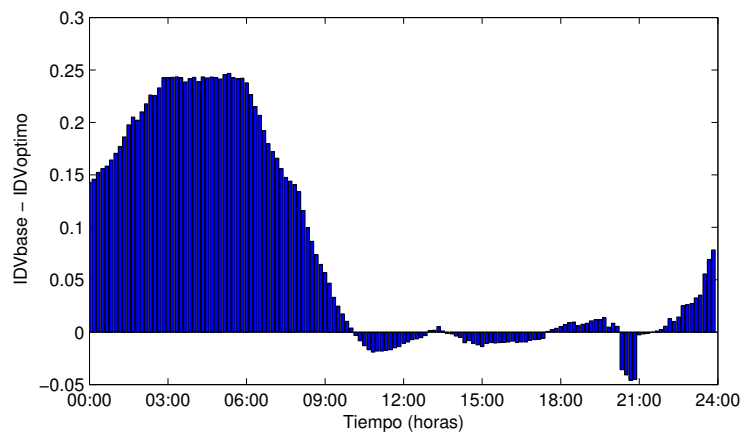


Figura 5.24: Diferencia del IDV obtenido con la solución óptima con respecto del caso base, con 100 % de penetración de VEs.

5.6. Caso de estudio D: Estrategia de recarga controlada modificada (concepto G2V)

En este caso de estudio se considera una estrategia de recarga controlada, similar a la que se presentó en el Caso C, en donde se utiliza la herramienta de FPO con la función objetivo de “Minimización del ajuste de carga” para determinar el número de VEs que pueden ser recargados durante cada instante del día. Sin embargo, los parámetros para este caso de estudio se modifican en los siguientes tres aspectos:

- *Eficiencia de los cargadores.* Se considera una eficiencia de los cargadores de,

$$\eta = 90\% \quad (5.4)$$

- *Límites de voltaje.* Los límites de voltaje en los nodos del anillo de subtransmisión de la ciudad de Morelia son modificados para trabajar en un rango acorde con los lineamientos definidos por la CRE [CRE, 2016]. Por lo tanto, estos se definen de la siguiente manera,

$$0.95 \leq V_{nodal} \leq 1.05 \quad (5.5)$$

- *Distribución de los VEs.* De acuerdo a la información proporcionada acerca del tipo de carga convencional demandada en cada subestación del anillo, el número de VEs se distribuye en la ciudad de Morelia tomando en cuenta como principal referencia el porcentaje de carga residencial (ver Tabla 5.19).

Como se puede apreciar en la Tabla 5.19, la subestación MOI presenta el menor porcentaje de carga residencial. Sin embargo, su potencia aparente promedio por estación del año es considerablemente mayor que otras subestaciones como SNM-2 e IND. Debido a esto, se hace una relación de la potencia promedio de demanda por subestación y de su respectivo porcentaje de carga residencial para distribuir el número de VEs en cada subestación de la ciudad de Morelia, es decir,

$$\%VEs = \frac{P_{prom} \cdot \%Carga_r}{P_{total}} \quad (5.6)$$

en donde P_{prom} es la potencia promedio diaria en cada subestación, $\%Carga_r$ es el porcentaje de carga de tipo residencial de cada subestación y P_{total} es la potencia total diaria de consumo residencial en las subestaciones de la ciudad de Morelia.

Tabla 5.19: Distribución de la carga convencional en cada transformador de subestación en la ciudad de Morelia.

Trafo	P_{prom}	Porcentaje de carga (%)			P_{res}	%VEs
	Primavera	Residencial	Comercial	Industrial		
ABS	8.36	90	8	2	7.53	10.17
CPE	16.82	30	20	50	5.04	6.82
CPE 2	12.52	30	60	10	3.76	5.08
SNM	5.18	25	70	5	1.30	1.75
SNM 2	1.08	25	70	5	0.27	0.37
MRD	8.28	70	20	10	5.80	7.83
MRD 2	13.28	15	80	5	1.99	2.69
MOI	13.06	5	5	90	0.65	0.88
IND	1.08	85	10	5	0.92	1.24
MEL	7.41	70	25	5	5.19	7.01
MEL 2	10.37	65	25	10	6.75	9.11
MOR	15.22	70	25	5	10.66	14.40
MOR 2	13.48	50	25	25	6.74	9.11
SNI	12.02	70	20	10	8.42	11.37
SNI 2	18.03	50	25	25	9.01	12.18
Total					74.03	100

Una vez establecidos las condiciones para resolver el experimento, se procede a obtener la solución de FPO en PSS/E para los escenarios de penetración del parque vehicular eléctrico de 3.4 %, 10.5 %, 29.5 % y 100 %. Además, al igual que en los casos de estudio anteriores, la carga convencional corresponde a la estación del año de Primavera. En particular, la Figura 5.25 muestra una captura de pantalla de la barra de salida de la rutina PSS/E-OPF considerando el escenario de 10.5 % de penetración. En esta figura se puede observar que la potencia inicial (columna “Initial MW”) ya no es igual para todas las subestaciones, como se planteó en el caso anterior, sino que muestra la distribución de los VEs en términos de la potencia nominal que demanda cada uno al conectarse con un cargador de nivel 2.

Output Bar

Summary Table for MW Load Adjustments:

Bus #	Name	kV	ID	Initial MW	Load Mult.	Effective MW	Maximum MW	Minimum MW
3628	MRD-13.8	13.800	2	17.99	0.851	15.30	17.99	0.00
3629	CPE-13.8	13.800	2	15.66	0.490	7.68	15.66	0.00
3630	ABS-13.8	13.800	2	23.36	0.600	14.01	23.36	0.00
3631	MOI-13.8	13.800	2	2.02	0.995	2.01	2.02	0.00
3634	MEL-13.8	13.800	2	16.10	0.914	14.72	16.10	0.00
3635	MOR-13.8	13.800	2	33.07	0.233	7.69	33.07	0.00
3636	SNI-13.8	13.800	2	26.11	0.311	8.12	26.11	0.00
3639	CPE-13.8 T2	13.800	2	11.66	0.891	10.39	11.66	0.00
3640	MRD-13.8 T2	13.800	2	6.18	0.998	6.17	6.18	0.00
3641	MEL-13.8 T2	13.800	2	20.92	0.601	12.57	20.92	0.00
3642	MOR-13.8 T2	13.800	2	20.92	0.530	11.08	20.92	0.00
3643	SNI-13.8 T2	13.800	2	27.98	0.188	5.25	27.98	0.00
3644	SNM-13.8	13.800	2	4.02	0.997	4.01	4.02	0.00
3645	SNM-13.8 T2	13.800	2	0.84	0.988	0.83	0.84	0.00
3646	IND-13.8	13.800	2	2.85	0.996	2.84	2.85	0.00

==== END OF REPORT =====

Progress Alerts/Warnings NOPF NOPF NOPF NOPF NOPF NOPF NOPF NOPF NOPF NOPF

Figura 5.25: Ventana de salida para el estudio de PSS/E-OPF, Caso D.

En las Figuras 5.26, 5.27, 5.28, 5.29 se muestran los resultados del factor de ajuste de carga en términos del número de VEs conectados en cada subestación para los porcentajes de penetración de VEs de 3.4%, 10.5%, 29.5% y 100%, respectivamente. Estas figuras muestran únicamente los resultados de FPO para las horas del día en el que hay VEs recargándose, ya que en horas posteriores el factor de ajuste es igual a cero. Como se mencionó anteriormente, se muestran intervalos de 01:10 horas, ya que es el tiempo que requiere recargarse al día cada VE. En el caso de la Figura 5.26, la mayoría de los VEs se recargan en el primer intervalo del día, a excepción de las subestaciones SNI-2 y MOR, las cuales tienen más VEs asignados en su zona y requieren un intervalo adicional. A medida que aumenta el nivel de penetración, el tiempo para recargar el parque vehicular eléctrico también aumenta. Debido a esto, en la Figura 5.27 se requieren hasta 5 intervalos para recargar los VEs equivalentes al 10.5% de penetración siendo una vez más SNI-2 y MOR las únicas subestaciones con VEs recargando en el último intervalo. Posteriormente, en la Figura 5.28 se observa que debido al porcentaje de penetración el horario con recarga de VEs se extiende hasta las 14:00 horas. Por último, los resultados para el 100% de penetración mostrados en la Figura 5.29 muestran que no se alcanzan a recargar todos los VEs de las subestaciones SNI, SNI-2, MOR, MOR-2 y CPE en una ventana de tiempo de 24 horas.

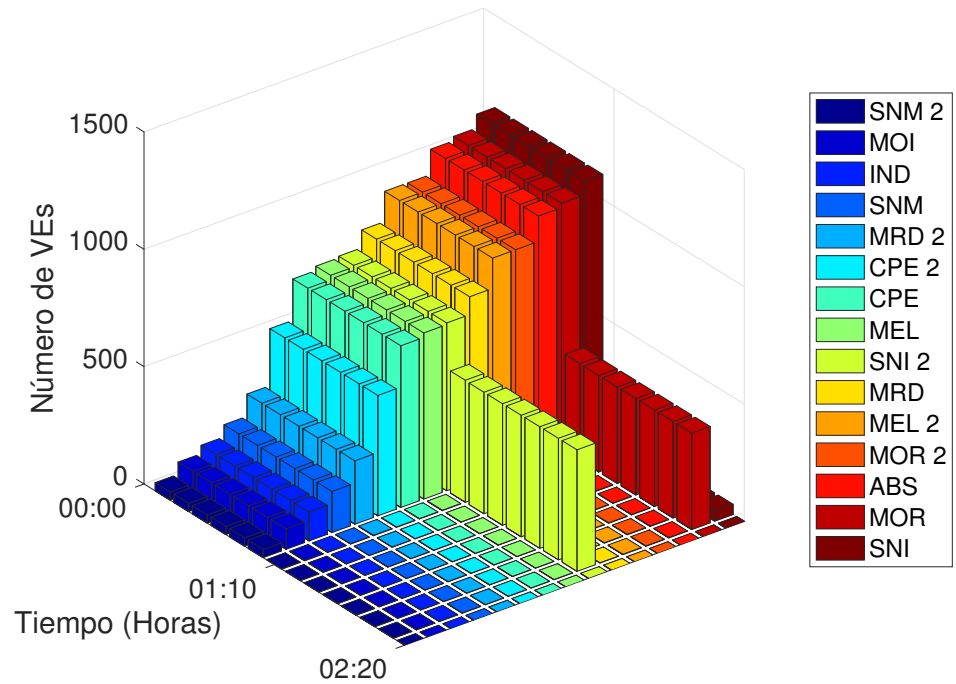


Figura 5.26: Número de VEs conectados como resultado del estudio de FPO con 3.4% de penetración de VEs, Caso D.

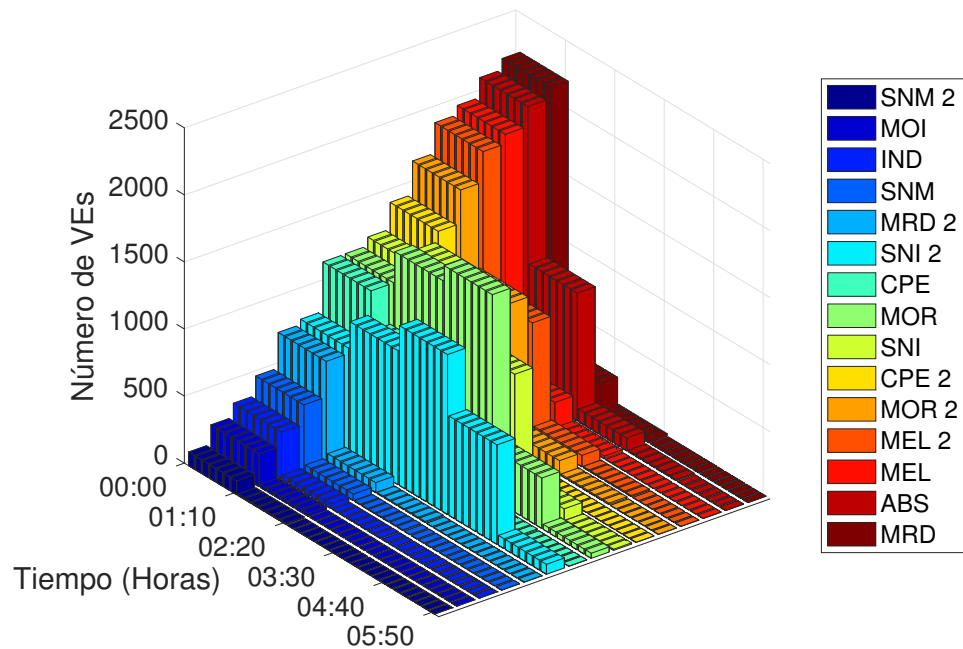


Figura 5.27: Número de VEs conectados como resultado del estudio de FPO con 10.5% de penetración de VEs, Caso D.

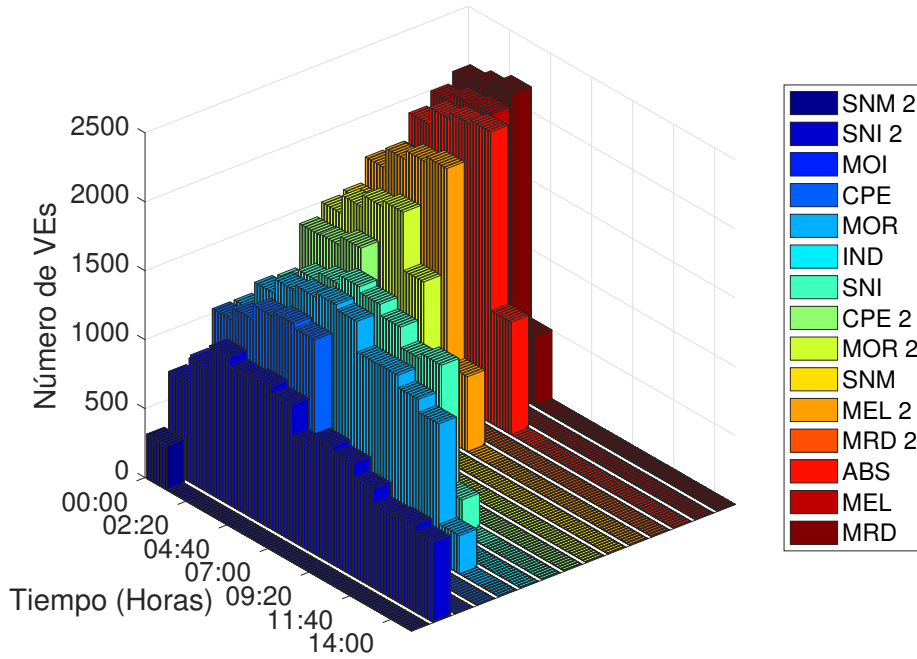


Figura 5.28: Número de VEs conectados como resultado del estudio de FPO con 29.5 % de penetración de VEs, Caso D.

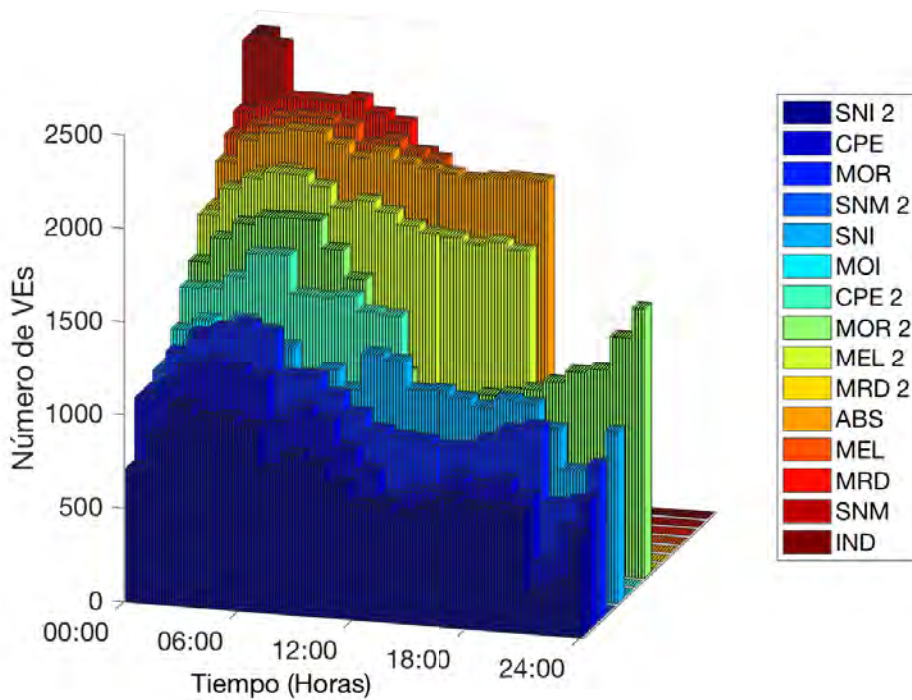


Figura 5.29: Número de VEs conectados como resultado del estudio de FPO con 100 % de penetración de VEs, Caso D.

5.6.1. Nodos de subtransmisión

Los resultados para los nodos del anillo de subtransmisión de la ciudad de Morelia se presentan en términos del IDV, así como la magnitud de los voltajes nodales. Por lo tanto, en la Tabla 5.21 se muestran los porcentajes del IDV en la estación del año de Primavera para cuatro escenarios de penetración del parque vehicular eléctrico y para dos diferentes instantes del día. Se puede observar que los IDVs a las 12:00 horas son menores que los calculados a las 22:30 horas. Además, en el instante de las 22:30 horas el IDV menor se obtiene para el Caso Base. Mientras que para ambos instantes, los IDVs mayores se obtienen con el escenario del 100 % de penetración, los cuales aumentan considerablemente con respecto al Caso Base.

Adicionalmente, en las Figuras 5.30, 5.31, 5.32 y 5.33 se calcula la diferencia de los IDVs obtenidos en el Caso Base con los que se han obtenido en el Caso D para los porcentajes de penetración de VEs de 3.4 %, 10.5 %, 29.5 % y 100 %, respectivamente. En los escenarios de 3.4 %, 10.5 %, 29.5 % la diferencia se visualiza principalmente en los primeros instantes del día, con sólo algunas pequeñas diferencias negativas en las horas restantes. A medida que aumenta el porcentaje de penetración las diferencias son más considerables y durante más instantes del día. Sin embargo, en el escenario de penetración del 100 % se presentan diferencias negativas considerables posteriores al medio día, lo que indica que en esos instantes las variaciones de voltajes son mayores con la presencia de los VEs.

Tabla 5.21: Índices de desviación de voltaje para distintos escenarios de penetración de VEs para el Caso D.

Año	Porcentaje de VEs	Primavera	
		12:00 hrs	22:30 hrs
2016	0 %	0.009	0.077
2020	3.4 %	0.007	0.088
2035	10.5 %	0.007	0.087
2050	29.5 %	0.010	0.086
N/A	100 %	0.126	0.500

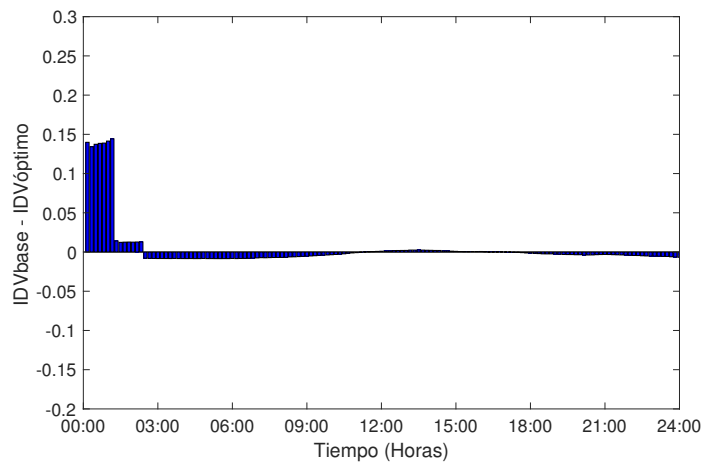


Figura 5.30: Diferencia de los IDVs obtenido con la solución óptima del Caso D con respecto del Caso Base, para el 3.4% de penetración de VEs.

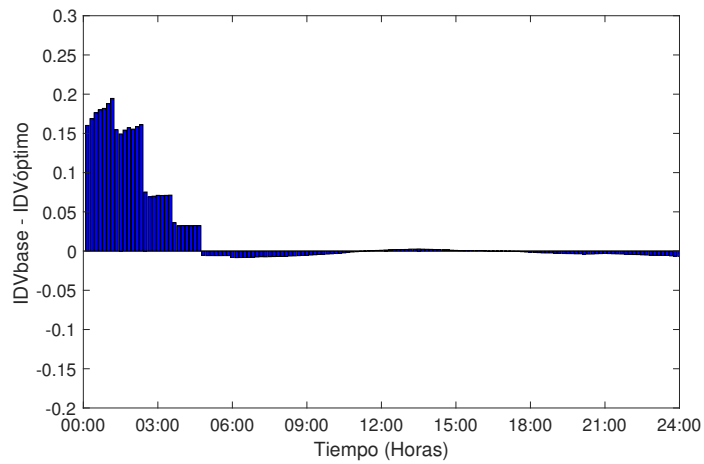


Figura 5.31: Diferencia de los IDVs obtenido con la solución óptima del Caso D con respecto del Caso Base, para el 10.5% de penetración de VEs.

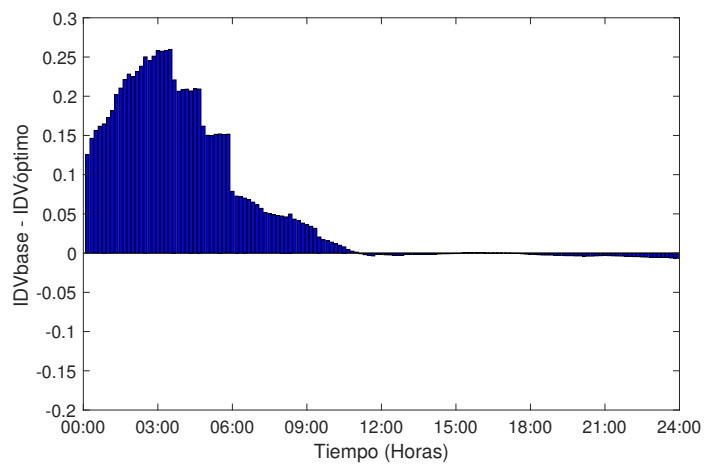


Figura 5.32: Diferencia de los IDVs obtenido con la solución óptima del Caso D con respecto del Caso Base, para el 29.5% de penetración de VEs.

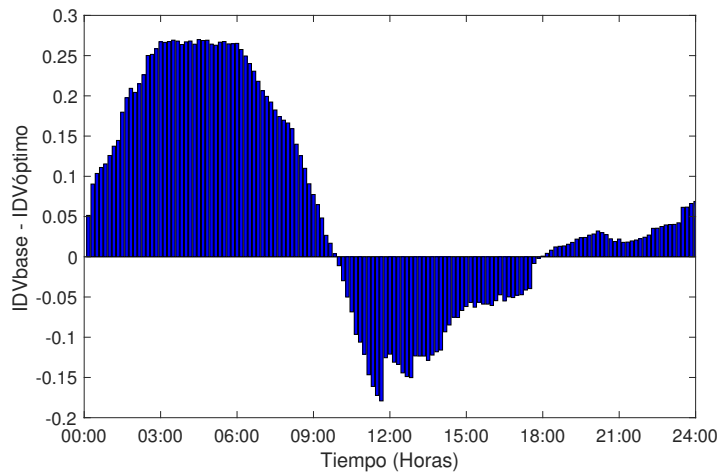


Figura 5.33: Diferencia de los IDVs obtenido con la solución óptima del Caso D con respecto del Caso Base, para el 100 % de penetración de VEs.

A continuación, en las Figuras 5.34, 5.35, 5.36 y 5.37 se comparan los resultados de los diferentes casos de estudio analizados en este trabajo de tesis con los escenarios de penetración de VEs de 3.4 %, 10.5 %, 29.5 % y 100 %, respectivamente. Estas figuras muestran el perfil de voltaje para la subestación SNI en Primavera, la cual tiene el mayor número de VEs para alimentar. En general, la mejor regulación de voltaje se obtiene con el Caso C, pero debido a que los límites de voltaje para esa prueba están muy reducidos. Para los escenarios de 3.4 % y 10.5 % la diferencia de los perfiles del Caso D no presentan tantos

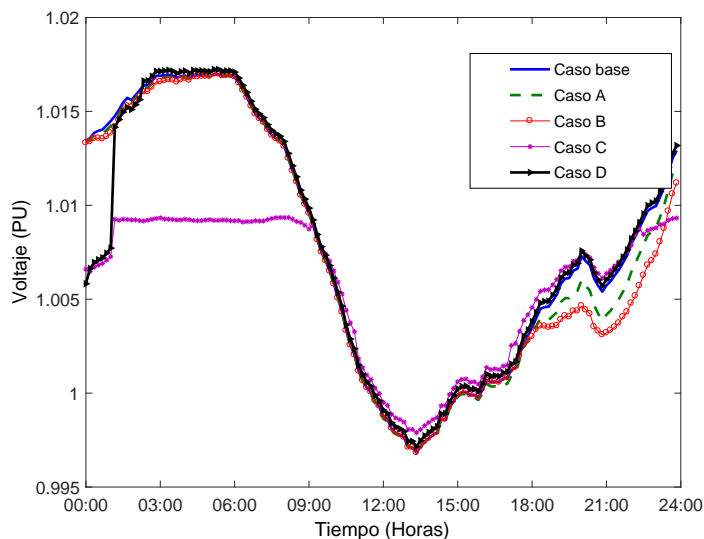


Figura 5.34: Perfiles de voltaje de la subestación SNI con 3.4 % de penetración de VEs.

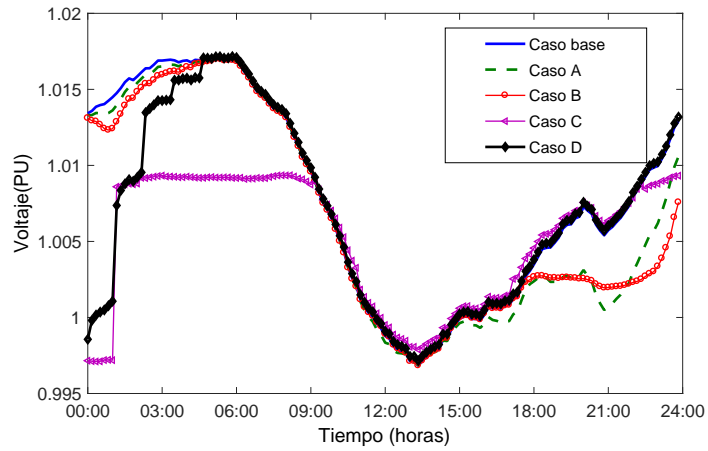


Figura 5.35: Perfiles de voltaje de la subestación SNI con 10.5% de penetración de VEs.

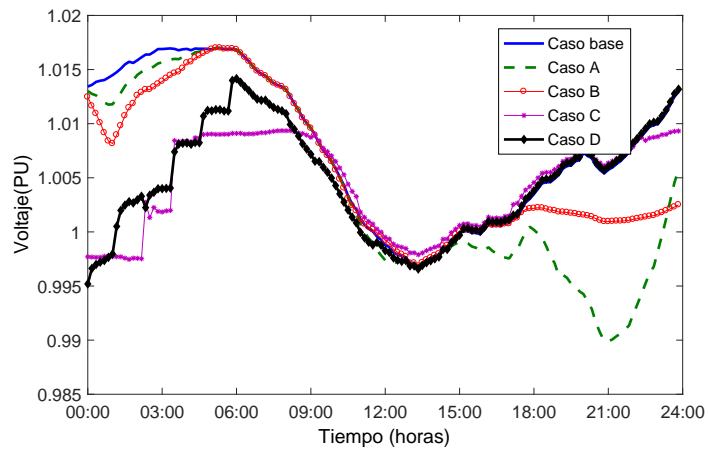


Figura 5.36: Perfiles de voltaje de la subestación SNI con 29.5% de penetración de VEs.

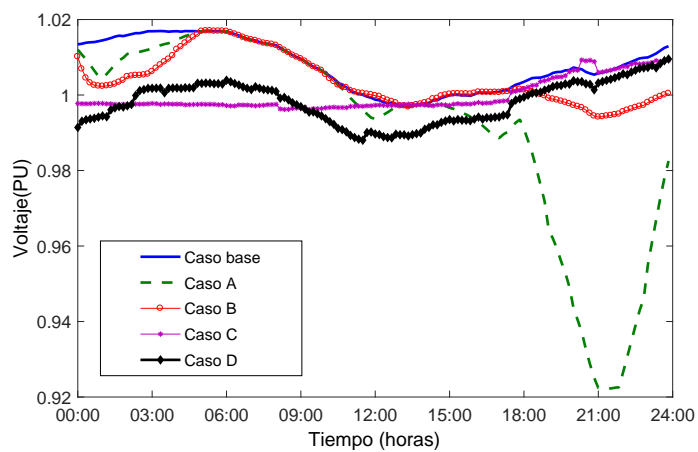


Figura 5.37: Perfiles de voltaje de la subestación SNI con 100% de penetración de VEs.

cambios con respecto al Caso Base, sólo en las primeras horas del día. Sin embargo, para los escenarios de 29.5 % y 100 % el perfil de voltaje tiende a parecerse un poco más al Caso C, aún cuando los límites de voltaje nodal se ampliaron. Por el contrario, el Caso A presenta el comportamiento más deficiente de los cuatro casos al mostrar mayores variaciones de voltaje a lo largo del día, incluyendo algunas caídas de voltaje muy pronunciadas en los instantes de mayor recarga de VEs para ese caso de estudio.

5.6.2. Transformadores de subestación

En las Figuras 5.38, 5.39, 5.40 y 5.41 se presenta la curva de demanda del transformador de la subestación SNI-2, el cual tiene asociado el mayor número de VEs para recargar. Se presentan los resultados para el Caso Base y los casos de estudio A, B, C y D con los escenarios de penetración de VEs de 3.4 %, 10.5 %, 29.5 % y 100 %, respectivamente. Como se puede ver, este transformador es uno de los que se sobrecargó en otros casos de estudio a partir de 9.6 % de penetración de VEs. No obstante, con las restricciones empleadas con FPO en los casos C y D se logra mantener todos los transformadores dentro de su capacidad nominal. A consecuencia de ello, para el Caso D, con porcentajes de penetración del parque vehicular eléctrico mayores al 40 % ya no se alcanzan a recargar todos los vehículos de esta subestación, tal como se mostró en la Tabla 5.20.

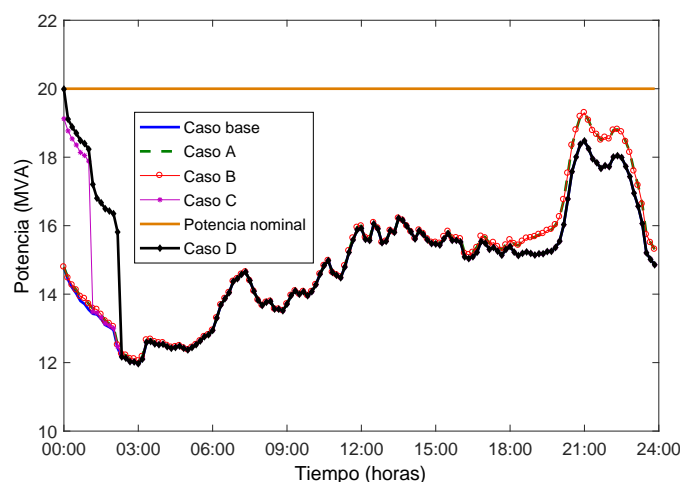


Figura 5.38: Curva de demanda del transformador SNI-2 con 3.4 % de penetración de VEs.

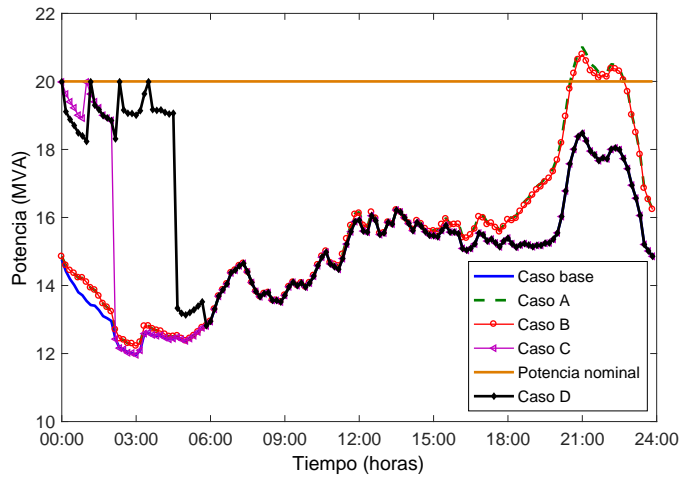


Figura 5.39: Curva de demanda del transformador SNI-2 con 10.5 % de penetración de VEs.

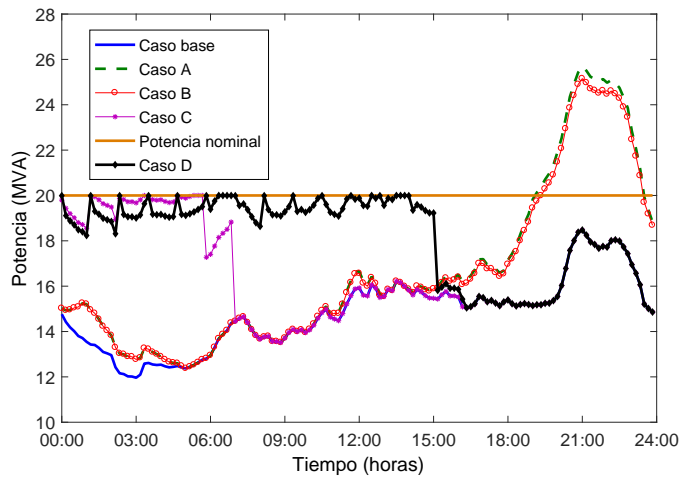


Figura 5.40: Curva de demanda del transformador SNI-2 con 29.5 % de penetración de VEs.

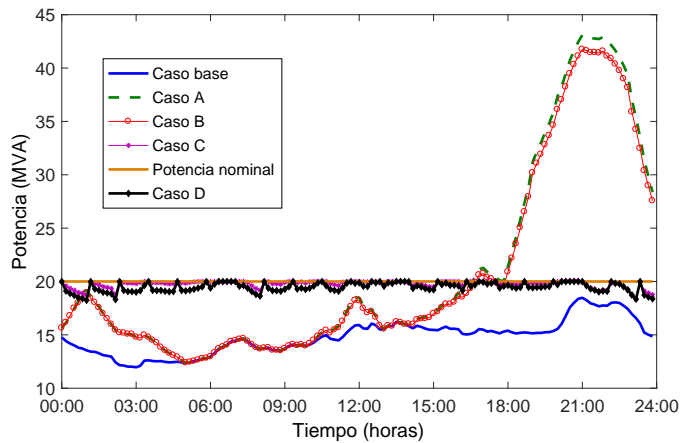


Figura 5.41: Curva de demanda del transformador SNI-2 con 100 % de penetración de VEs.

5.7. Conclusiones

En este capítulo se presentaron diferentes casos de estudio para diferentes escenarios de penetración de VEs con la finalidad de analizar el impacto de la integración de VEs en el SIN y en particular en la red eléctrica del anillo de subtransmisión de la Ciudad de Morelia. Los resultados presentados se analizaron en términos de voltajes nodales y niveles de potencia en transformadores y líneas de subtransmisión y de transmisión, los cuales se obtuvieron con la ayuda de varias herramientas de PSS/E en donde se integró un modelo para el VE implementado en Python.

El efecto en la mejora en los perfiles de los voltajes nodales y la reducción en las pérdidas de potencia y en el nivel de carga de las líneas se presenta únicamente durante los horarios en que se conecta un número considerable de VEs para los casos de estudio A, B. Por ejemplo, con el 10.5 % de penetración se reduce el IDV de 0.077 % en el Caso Base a 0.018 % en el Caso A. En el Caso B se tiene una mejor regulación de voltaje con un IDV de 0.006 %. Sin embargo, los valores de carga en líneas y transformadores en estos dos casos de estudio son muy similares, con múltiples transformadores sobrecargados para porcentajes de penetración igual o mayores a 10.5 %.

A partir del análisis de los resultados para los diferentes casos de estudio, se puede determinar que la estrategia de recarga es uno de los aspectos de mayor impacto en un estudio como el que se plantea en este trabajo. Se observó que una distribución óptima durante el día de la recarga del parque vehicular eléctrico evita escenarios de sobrecarga de elementos de la red eléctrica. Las soluciones óptimas planteada con los FPO comprueban esta idea, ya que en general en todos los aspectos analizados se obtuvieron mejores resultados, manteniendo los elementos de la red dentro de su capacidad nominal y con adecuada regulación de los voltajes nodales. Para los Casos A y B también se obtuvieron buenos resultados para la regulación de los voltajes nodales. Sin embargo, se observó que la potencia en los transformadores supera la capacidad nominal.

Analizar los diferentes casos de estudio para diferentes escenarios de penetración de VEs tiene la finalidad de dar a conocer un panorama general de la capacidad actual de la red eléctrica para soportar la integración masiva de VEs. Por lo tanto, en base a los

resultados se puede determinar que en el Caso A y B la capacidad de la red eléctrica se limita a operar adecuadamente con porcentajes de penetración de VEs menores al 10.5 %, para el Caso C a partir del 77 % y para el caso D sólo hasta el 40 %. Además, partiendo de estos porcentajes de penetración se puede establecer que para los Casos A y B será necesaria una inversión posterior al año 2030 para actualizar la infraestructura eléctrica y soportar la integración del parque vehicular eléctrico del 10.5 %. En los casos C y D esta inversión se prevee en un mayor lapso de tiempo, es decir posterior al año 2050. Estas inversiones van principalmente orientadas a los transformadores de subestación, los cuales presentaron una mayor tendencia a sobrecargarse, a diferencia de las líneas de transmisión cuyas capacidades quedaron con holgura en todos los casos de estudio y aún con el porcentaje de penetración del 100 % sólo una de ellas se sobrecargó.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajos futuros

6.1. Conclusiones

En este trabajo de tesis se presentaron los estudios de FPC y FPO para resolver el SIN considerando la integración del parque vehicular eléctrico en el anillo de subtransmisión de la Ciudad de Morelia. El software de simulación PSS/E fue utilizado para realizar las diversas simulaciones y obtener los resultados de estos estudios.

Dada la falta de información asociada a estudios de campo del uso de VEs en México, en este trabajo se han examinado diversos parámetros asociados a la operación del sistema eléctrico aplicando una versión macro y tomando consideraciones hechas en estudios previos. En este sentido, se requiere realizar investigación para entender cabalmente los patrones de manejo y el desempeño de los VEs en nuestras ciudades.

Se implementó un modelo de inyección de potencias para representar el proceso de recarga de un VE basado en el modelo simplificado de una batería. Este modelo dimensionado permite determinar la potencia demanda por un parque vehicular eléctrico durante su conexión a la red eléctrica, el cual fue implementado en el software de Matlab y validado con mediciones experimentales en un Nissan Leaf 2013. Se observó un desempeño adecuado del modelo, al obtener porcentajes de error bajos entre 0.59 % y 7.79 %.

Posteriormente, el modelo fue implementado en el lenguaje de programación de Python con la finalidad de integrarlo en los estudios de flujos de potencia y también para

realizar rutinas de automatización para ejecutar múltiples simulaciones de la red eléctrica en PSS/E. Los resultados presentados se analizaron para el anillo de subtransmisión de la zona metropolitana de la Ciudad de Morelia en términos de voltajes nodales y niveles de potencia en transformadores y líneas de subtransmisión y de transmisión, así como pérdidas de potencia en las líneas.

Se estudió el comportamiento del sistema eléctrico con el parque vehicular eléctrico operando como nodos PQ (concepto G2V). En este caso de estudio, la mejora de la regulación de los voltajes se observa para las cuatro estaciones del año pero sólo en los instantes en que hay un número considerable de VEs conectados. Por ejemplo, en $t = 22:30$ horas con el 10.5 % de penetración se reduce el IDV de 0.077 % en el Caso Base a 0.018 %. Sin embargo, esto trae consigo el aumento de carga en los transformadores y en las líneas del anillo de subtransmisión de la Ciudad de Morelia, lo cual provocó que para porcentajes de penetración igual o mayores al 10.5 % algunos transformadores superarán su capacidad nominal. En particular, con el 100 % de penetración todos los transformadores se sobrecargan, mientras que sólo una de las líneas del anillo de subtransmisión supera su capacidad nominal.

El concepto V2G también se estudió en este trabajo de tesis mediante la solución del caso de estudio B. En este caso se tiene una mejor regulación de voltaje que en el Caso A, con un IDV de 0.006 % para el 10.5 % de penetración. Sin embargo, los valores de carga en líneas y transformadores de ambos casos son muy similares, presentando múltiples transformadores con sobrecarga para porcentajes de penetración igual o mayores a 10.5 %.

A partir de los resultados obtenidos para los diferentes casos de estudio, se demuestra que la estrategia de recarga es uno de los aspectos de mayor importancia en un estudio como el que se plantea en este trabajo de tesis. Una mejor distribución de la recarga de los VEs a lo largo del día, como la que se planteó con FPO, evita la sobrecarga de elementos de la red eléctrica aún con escenarios con mayores porcentajes de penetración de VEs. Además, sin importar el porcentaje de penetración de VEs, los Casos C y D mejoran los perfiles de voltaje nodales a lo largo del día ya que se mantienen activos los límites de voltaje definidos para resolver FPO. Esto se pudo comprobar con el cálculo del IDV, en donde se obtuvo para el 10.5 % de penetración de VEs un valor mínimo de IDV durante el día de 0.003 %

en el Caso C y de 0.0032 % para el Caso D, a diferencia del Caso Base con 0.077 % y los Casos A y B con 0.018 % y 0.006 %, respectivamente. Mientras que los niveles de carga en líneas y transformadores del anillo de subtransmisión nunca alcanzan sus límites ya que se mantiene el flujo de potencia a través de ellos en su capacidad nominal.

Al analizar los diferentes casos de estudio presentados para diferentes escenarios de penetración de VEs se deducen los límites viables de operación de la red eléctrica al realizar la integración masiva de VEs. Por lo tanto, en base a los resultados se puede determinar que aplicando las estrategias no-controladas con el Caso A la capacidad de la red eléctrica se limita a operar adecuadamente con porcentajes de penetración de VEs menores al 10.5 % y menores a 9.6 % en el Caso B, mientras que para el caso de las estrategias controladas se alcanza a operar adecuadamente con un valor de penetración de 77 % y 40 % para el Caso C y D, respectivamente. Además, partiendo de estos porcentajes se puede establecer que para los Casos A y B con estrategia no-controlada será necesaria una inversión posterior al año 2030 para actualizar la red eléctrica y soportar la integración del parque vehicular eléctrico del 10.5 %. En los casos óptimos esta inversión se prevee en un mayor lapso de tiempo, es decir posterior al año 2050.

Es claro que el incremento adicional en la demanda a largo plazo de la recarga de VEs, en el orden del 0.137 % de la capacidad instalada, no tendrá un impacto significativo en el abasto de energía o en el sistema de transmisión. Sin embargo, el impacto de los VEs en la demanda horaria es un reto para el manejo y operación de la red a mediano plazo. Aunado a lo anterior, debe considerarse la presencia de grandes parques vehiculares en las grandes urbes del país como la Ciudad de México, Guadalajara, León y Monterrey, las cuales cuentan con parques vehiculares en el orden de millones de vehículos.

6.2. Trabajos futuros

A continuación, se enlistan los trabajos futuros que se consideran importantes para desarrollar a partir de este trabajo de investigación:

- Estudiar la capacidad del parque vehicular eléctrico para contribuir al control de la frecuencia.

- Modelar a detalle los convertidores de electrónica de potencia en el cargador del VE para lograr una mejor representación del proceso de carga de los VEs y de las pérdidas por conducción y conmutación.
- Desarrollar un programa de flujos de potencia óptimos para redes de distribución que permita estudiar la integración del parque vehicular eléctrico y fuentes renovables de energía.
- Integrar en los análisis de flujos de potencia cargadores de VEs con diferentes niveles de potencia.
- Desarrollar un esquema en el que se puedan aplicar simultáneamente los conceptos de V2G y G2V, de acuerdo a las necesidades de la red eléctrica.
- Implementar estrategias de recarga controladas para el concepto V2G.


```

SOCc=(Vbatm-B-Rinicial*Icut)/(A+Icut*Kr);
Rfinal=Ri+(Kr*SOCc);
tc=-((Rfinal*Qbat)/(A*Vbatm))*log(((Vbatm-(A*SOCc+B))/(Vbatm-(A*SOCm+B)))*((A*SOCm+B)/(A*SOCc+B)))
+tm;
%%% Tiempos [hr] %%%%%%%%%%%%%%%
paso=0.0001;
t1=to:paso:tm;
t2=tm:paso:tc;
%%% Corriente constante %%%%%%%%%%%
SOC1=(SOCo+(B/A))*exp((A*Ibatm*(t1-to))/(Qbat))-(B/A);
R1=Ri+(Kr*SOC1);
Vbat=A*SOC1+B+R1*Ibatm;
W1=Vbat*Ibatm;
Eo=SOCo*Cmax*B;
E1=Qbat*(SOCo+(B/A))*(exp((A*Ibatm*(t1-to))/Qbat)-1)+R1.*(t1-to)*Ibatm^2+Eo;
Em=E1(end);
%%% Voltaje constante %%%%%%%%%%%
Vbatm=Vbat(end);
SOC2=((Vbatm/A)/(1+((Vbatm-A*SOCm-B)/(A*SOCm+B))*exp(-(A*Vbatm*(t2-tm))/(Rm*Qbat))))-(B/A);
R2=Ri+(Kr*SOC2);
Ibat=(Vbatm-B-A*SOC2)/R2;
W2=Vbatm*Ibat;
K=(Vbatm-(A*SOCm+B))/(A*SOCm+B);
E2=-((Vbatm*Qbat)/A)*log((1+K*exp((-A*Vbatm*(t2-tm))/(R2*Qbat)))/(1+K))+Em;

tiempo=[t1,t2];
E=[E1,E2];
W=[W1,W2];
W=W/1000;

figure
plot(tiempo,W,'r')
ylabel('Potencia_(kW)')
xlabel('Tiempo_(Horas)')

indice=(t/paso)+1;
EC=SOC(1,indice);
Pout=W(1,indice);
end

```

Apéndice B

Modelo del VE en Python

El siguiente código es implementado en Python, y describe el proceso de carga de las baterías de un cierto número de VEs para condiciones de estado de carga, temperatura ambiental y nivel de cargador dadas.

```
##ENTREGA LA POTENCIA DEMANDADA POR LA BATERIA DE UN VEHICULO ELECTRICO EN MW
from VEHICULO_4 import VEHICULO
import math

class CVE:
    def carga_bateria(self, ParqueV, row, T, vehiculo, cargador, NV):
        alfa=0.00435; ##coeficiente de temperatura del litio
        tempK=T+273.15; ##Celsius a Kelvin
        tempRef=295.3722; ##EQUIVALENTE A 72F
        DeltaT=tempRef-tempK;
        r=VEHICULO();
        if vehiculo == 'leaf':
            Qbat, Ri, SOCo, Rini, Kr=r.carga_leaf(alfa, DeltaT);
        elif vehiculo == 'volt':
            Qbat, Ri, SOCo=r.carga_volt(alfa, DeltaT);
        elif vehiculo == 'fusion':
            Qbat, Ri, SOCo=r.carga_fusion(alfa, DeltaT);
        elif vehiculo == 'bmwi3':
            Qbat, Ri, SOCo=r.carga_bmwi3(alfa, DeltaT);
        else:
            print 'Nombre_de_modelo_incorrecto'
            return
        if cargador == 1: ##1.9 kW Nivel 1
            B=110;
            Ibatm=18;
        elif cargador == 2: ##3.3 kW Nivel 2
            B=220
            Ibatm=15
        elif cargador == 3: ##6.6 kW
            B=220
            Ibatm=30
        elif cargador == 4: ##19.2 kW
```

```

        B=220;
        Ibatm=88;
    elif cargador == 5:      ##40 kW      Nivel 3
        B=220;
        Ibatm=180;
    elif cargador == 6:      ##45 kW
        B=220;
        Ibatm=205;
    else:
        B=220
        Ibatm=30

A=0.1;          ##pendiente [V/SOC]
SOCmax=1;
paso=(1.0/6.0);
t=ParqueV*paso;
h=row*paso;     ##Instante del dia
Vbatm=B+A*SOCmax;  ##Voltaje maximo, en el punto intermedio
Eref=7450.0;    ##Energia necesaria para recargar 44.67 km
tfin=Eref/(B*Ibatm);  ##Tiempo requerido para cargar 7.45 kWh

SOCm=(Vbatm-B-Rini*Ibatm)/(A+Ibatm*Kr);
Rm=Ri+(Kr*SOCm)
tm=(Qbat/(A*Ibatm))*math.log((A*SOCm+B)/(A*SOC0+B));
muestra_tm=int(tm*6)+ParqueV;

if tfin > tm:
    Em=B*Ibatm*tm
    K=(Vbatm-(A*SOCm+B))/(A*SOCm+B)
    tfin2 = tm+((-Rm*Qbat*math.log((-1+(1+K)*math.exp(-(A*(Eref-Em))/(Vbatm*Qbat)))/K))/(A*
        Vbatm))
    muestra=int(tfin2*6)
else:
    muestra=int(tfin*6)

Icut=0.1;      ##Corriente de extinsion
SOCc=(Vbatm-B-Rini*Icut)/(A+Icut*Kr);
Rf=Ri+(Kr*SOCc);
tc=-((Rf*Qbat)/(A*Vbatm))*math.log(((Vbatm-(A*SOCc+B))/(Vbatm-(A*SOCm+B)))*((A*SOCm+B)/(A*SOCc
+B))))+tm;
muestra_tc=int(tc*6)+ParqueV;
if row <= muestra+ParqueV:
    if row <= muestra_tm and row >= ParqueV:  ##Corriente constante
        SOC1=(SOC0+(B/A))*math.exp((A*Ibatm*(h-t))/(Qbat))-(B/A);
        Vbat=A*SOC1+B+Ri*Ibatm;
        Pout=Vbat*Ibatm;
        self.data=N*Pout/1000000
    elif row < muestra_tc and row > muestra_tm:  ##Voltaje constante
        SOC2=((Vbatm/A)/(1+((Vbatm-A*SOCm-B)/(A*SOCm+B))*math.exp(-(A*Vbatm*(h-t))/(Ri*Qbat)))
            )-(B/A);
        Ibat=(Vbatm-B-A*SOC2)/(Ri);
        Pout=Vbatm*Ibat;
        self.data=N*Pout/1000000
    else:
        self.data=0
else:
    self.data=0

```


Para utilizar el código anterior, se requiere de una función adicional denominada *VEHICULO.py*, en donde se definen parámetros propios del modelo de VE seleccionado. Esta función se muestra a continuación.

```
## Funcion VEHICULO
import math
class VEHICULO:
    def carga_leaf(self , alfa , DeltaT):
        SOCo=0.5
        Ro=0.0003;
        Kr=90e-6;
        Ri=Ro*(1+alfa*DeltaT);  ##resistencia interna
        Rini=Ri+Kr*SOCo;
        E=24000;
        return E, Ri ,SOCo, Rini , Kr

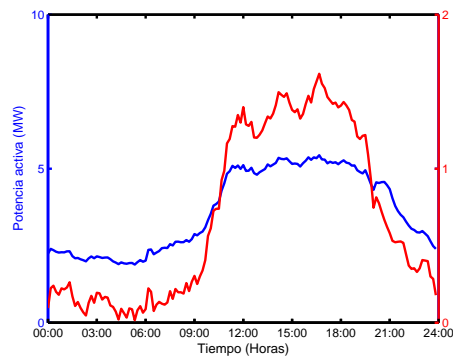
    def carga_volt(self , alfa , DeltaT):
        SOCo=0.10;  ##estado de carga inicial
        Ro=0.0003;
        Kr=80e-6;
        Ri=Ro*(1+alfa*DeltaT);  ##resistencia interna
        E=16500;
        return E, Ri ,SOCo

    def carga_fusion(self , alfa , DeltaT):
        SOCo=0.10;  ##estado de carga inicial
        Ro=0.0003;
        Kr=80e-6;
        Ri=Ro*(1+alfa*DeltaT);  ##resistencia interna
        E=7600;
        return E, Ri ,SOCo

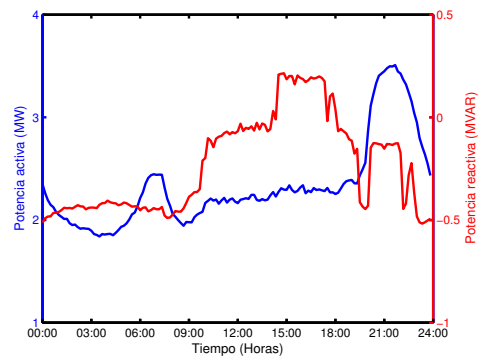
    def carga_bmw3(self , alfa , DeltaT):
        SOCo=0.2;  ##estado de carga inicial
        Ro=0.0003;
        Kr=90e-6;
        Ri=Ro*(1+alfa*DeltaT);  ##resistencia interna
        E=22500;
        return E, Ri ,SOCo
```


Apéndice C

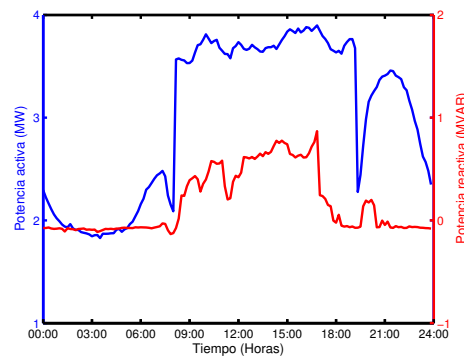
Curvas de demanda de carga convencional en Morelia



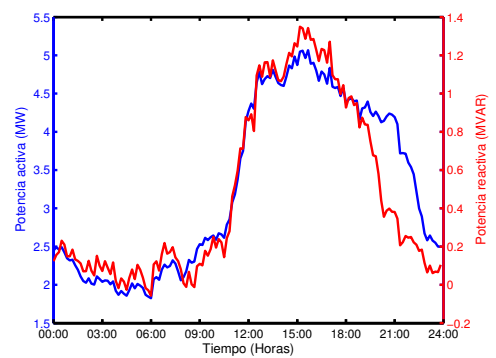
(a) Primavera



(b) Verano

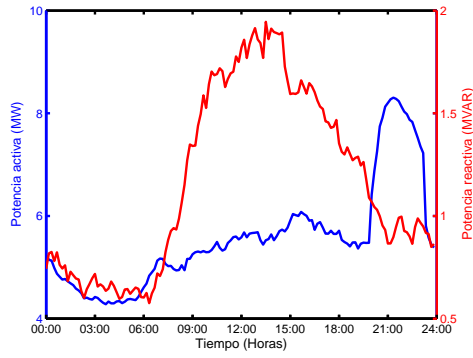


(c) Otoño

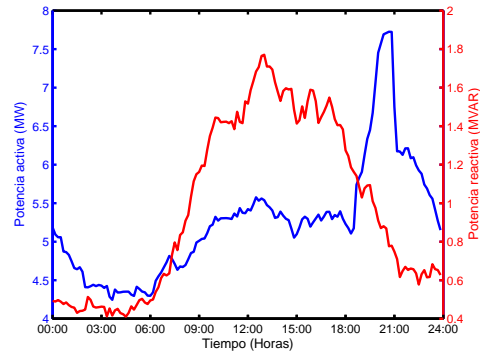


(d) Invierno

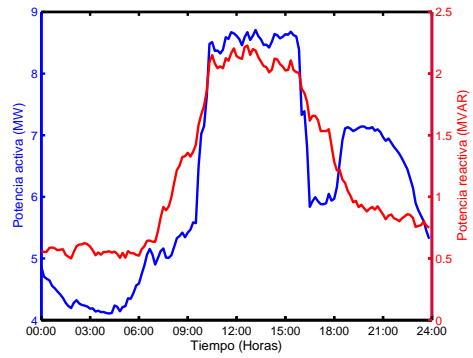
Figura C.1: Curvas de demanda para el transformador IND.



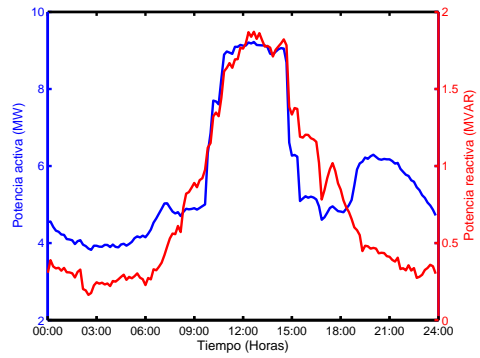
(a) Primavera



(b) Verano

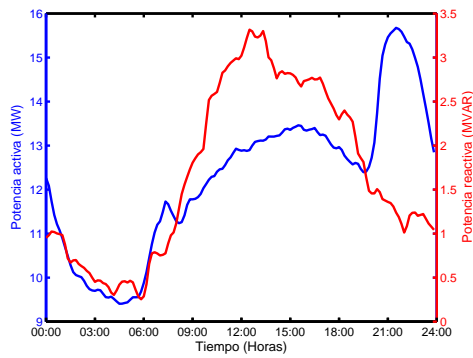


(c) Otoño

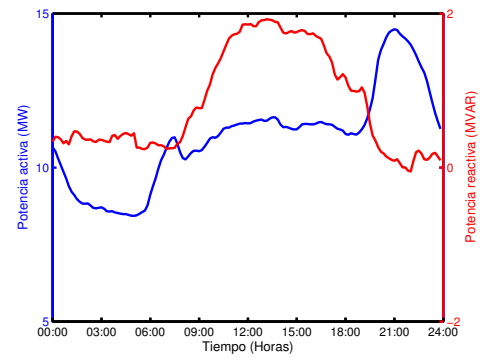


(d) Invierno

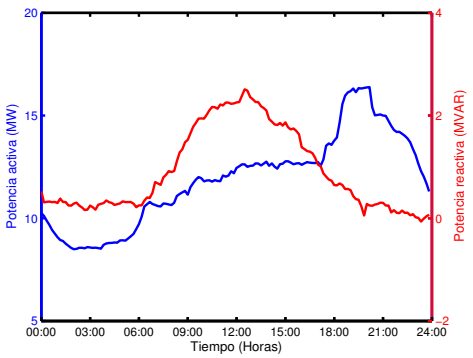
Figura C.2: Curvas de demanda para el transformador MEL.



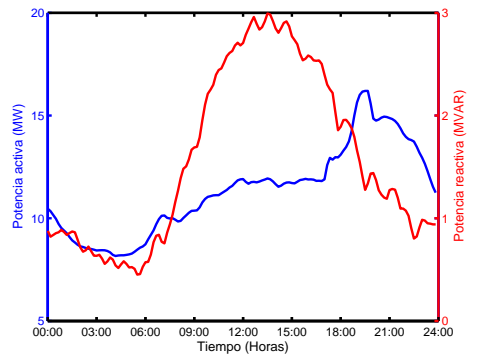
(a) Primavera



(b) Verano



(c) Otoño



(d) Invierno

Figura C.3: Curvas de demanda para el transformador MOR.

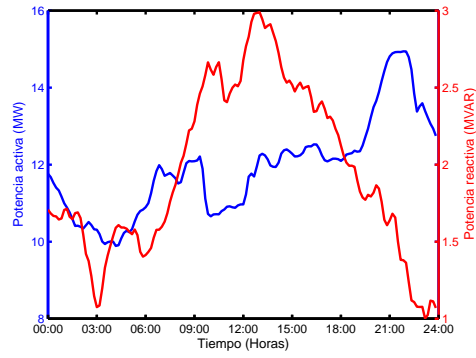
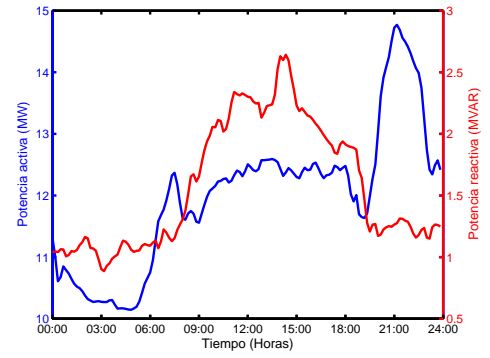
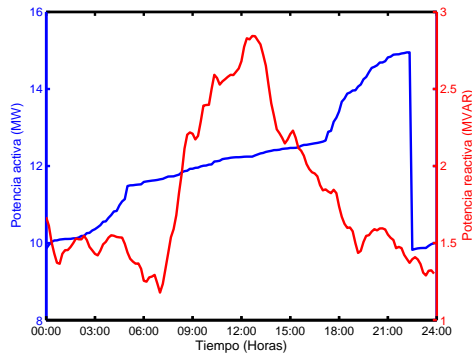
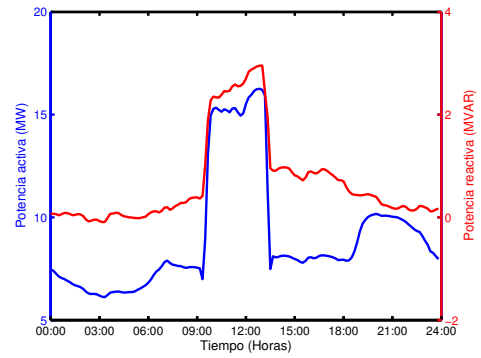
(a) *Primavera*(b) *Verano*(c) *Otoño*(d) *Invierno*

Figura C.4: Curvas de demanda para el transformador SNI.

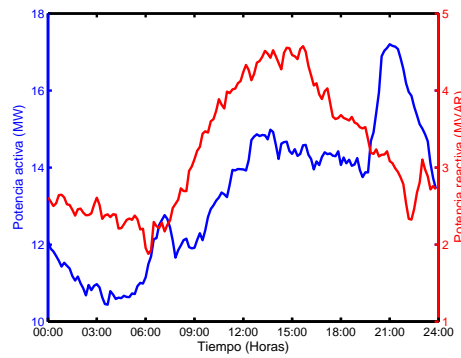
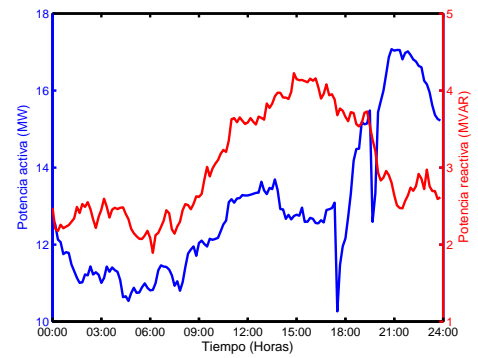
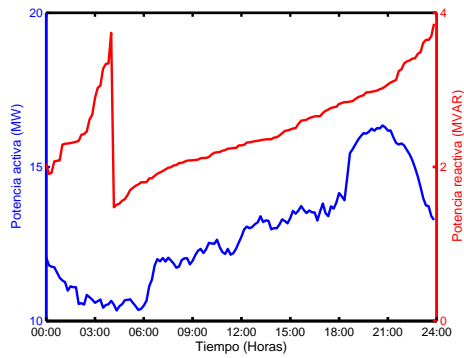
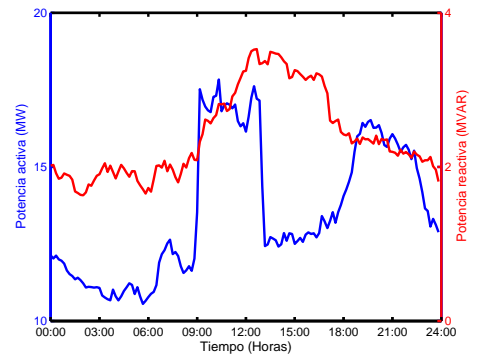
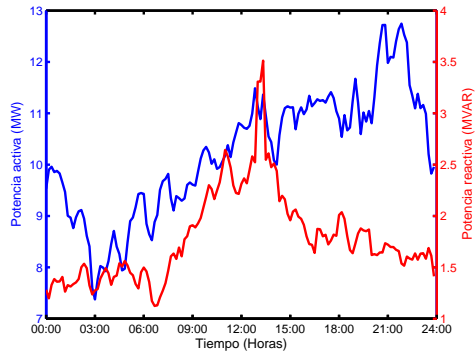
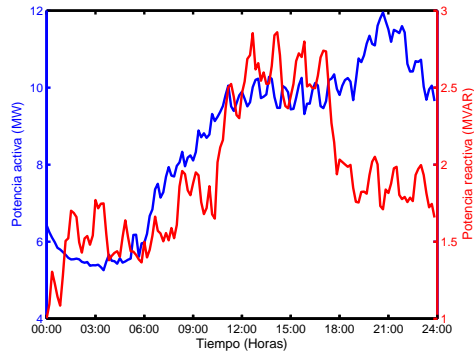
(a) *Primavera*(b) *Verano*(c) *Otoño*(d) *Invierno*

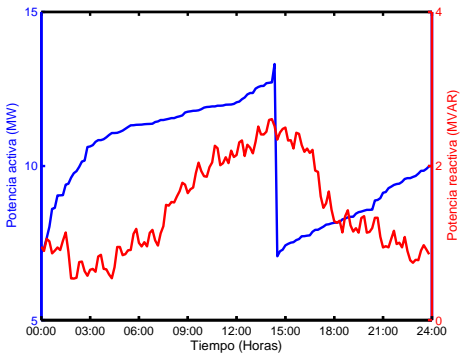
Figura C.5: Curvas de demanda para el transformador CPE.



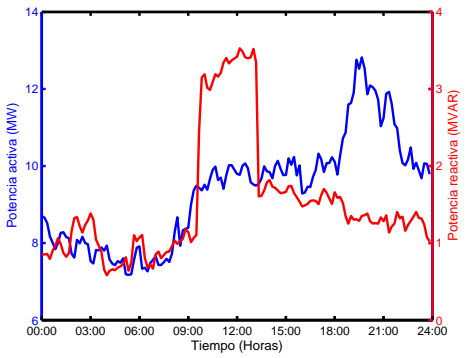
(a) Primavera



(b) Verano

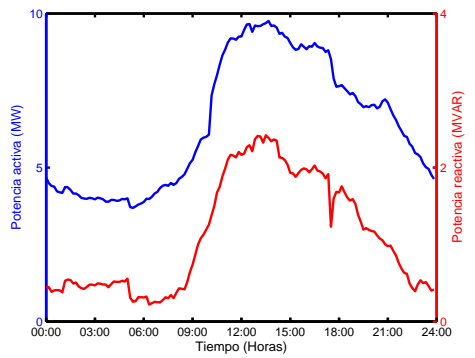


(c) Otoño

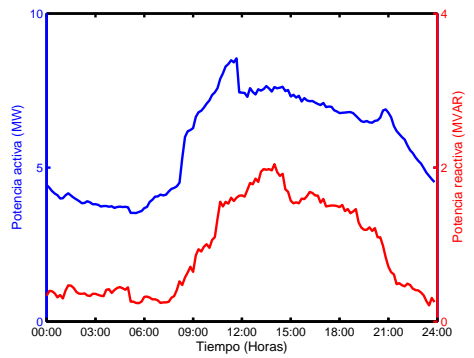


(d) Invierno

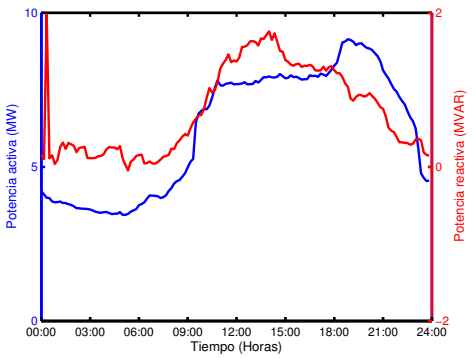
Figura C.6: Curvas de demanda para el transformador CPE-2.



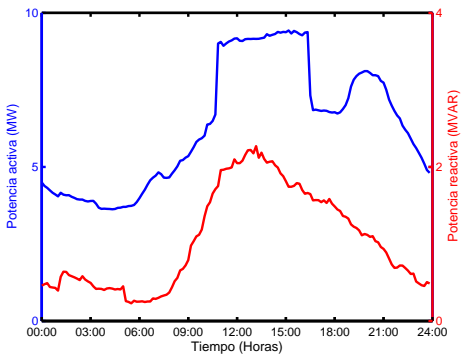
(a) Primavera



(b) Verano

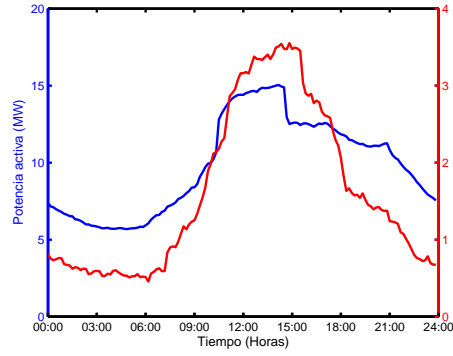


(c) Otoño

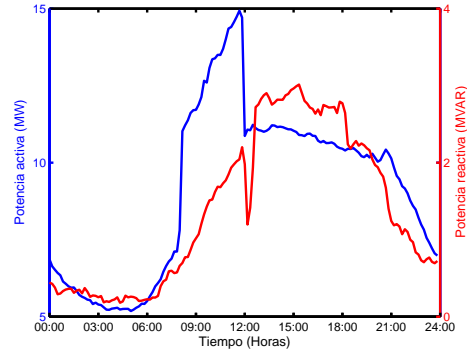


(d) Invierno

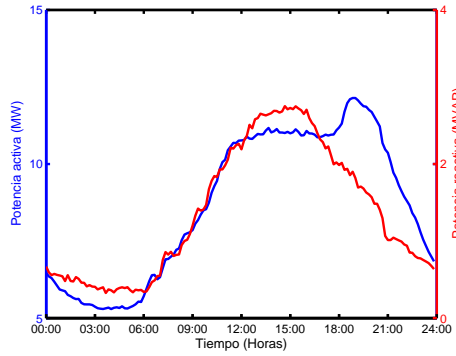
Figura C.7: Curvas de demanda para el transformador MRD.



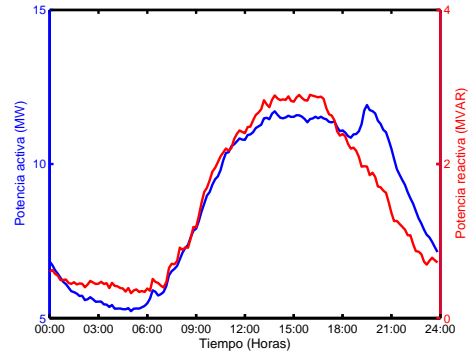
(a) Primavera



(b) Verano

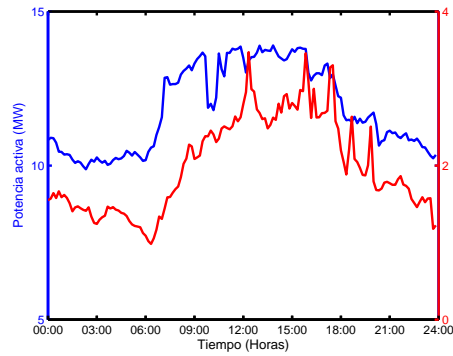


(c) Otoño

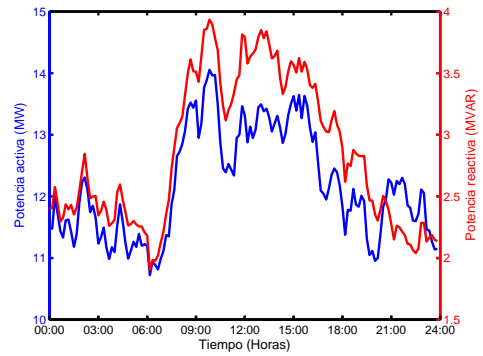


(d) Invierno

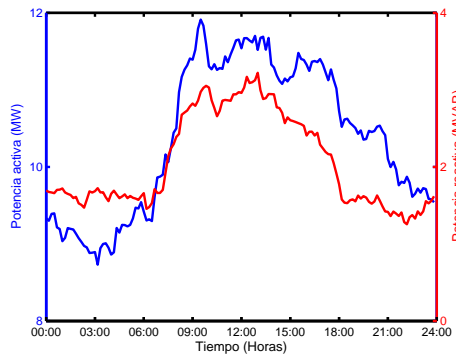
Figura C.8: Curvas de demanda para el transformador MRD-2.



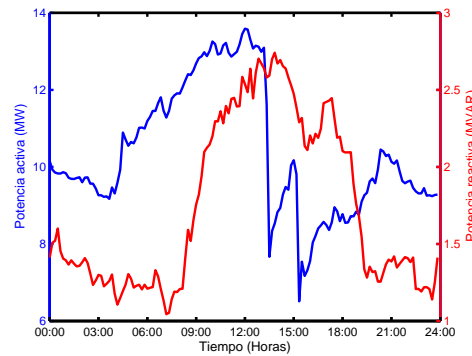
(a) Primavera



(b) Verano

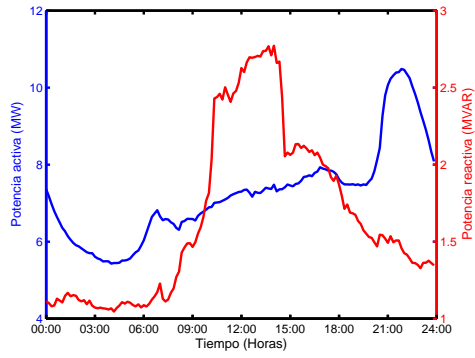


(c) Otoño

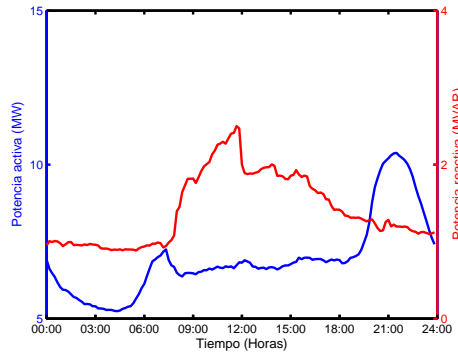


(d) Invierno

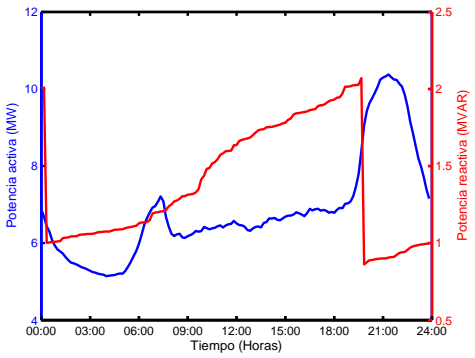
Figura C.9: Curvas de demanda para el transformador MOI.



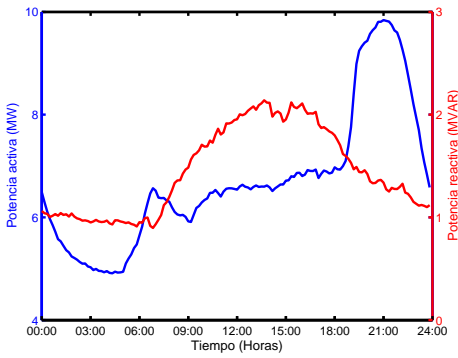
(a) Primavera



(b) Verano

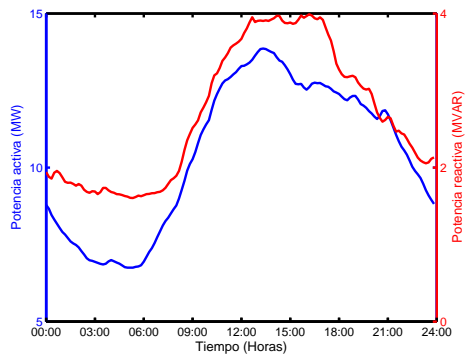


(c) Otoño

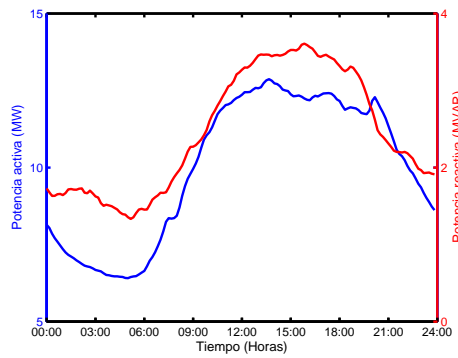


(d) Invierno

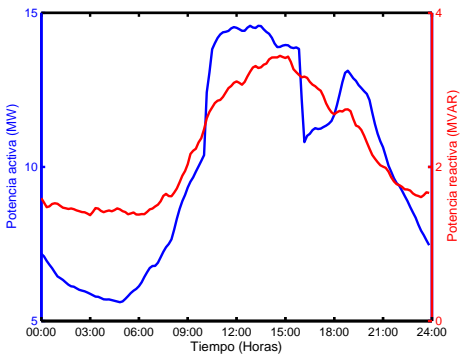
Figura C.10: Curvas de demanda para el transformador MEL-2.



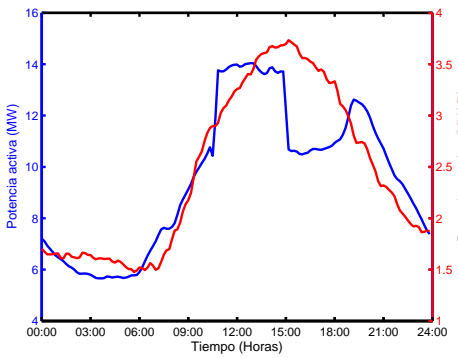
(a) Primavera



(b) Verano

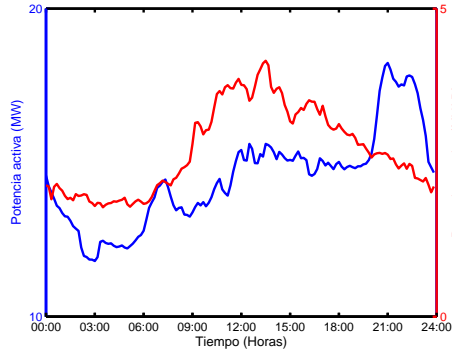


(c) Otoño

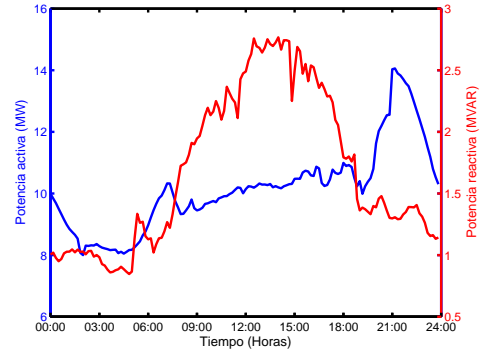


(d) Invierno

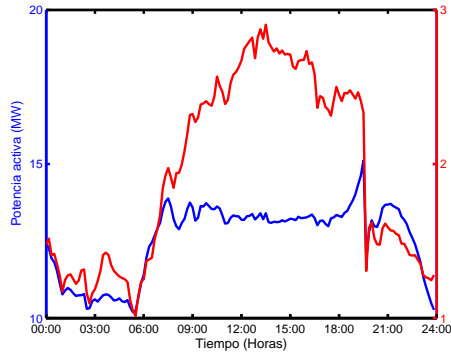
Figura C.11: Curvas de demanda para el transformador MOR-2.



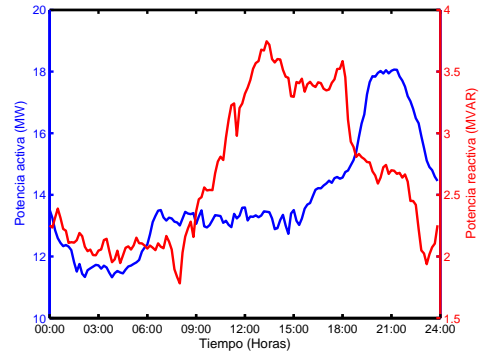
(a) Primavera



(b) Verano

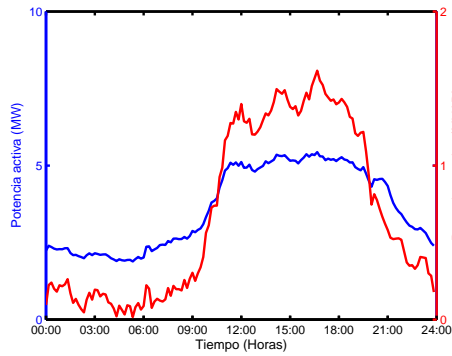


(c) Otoño

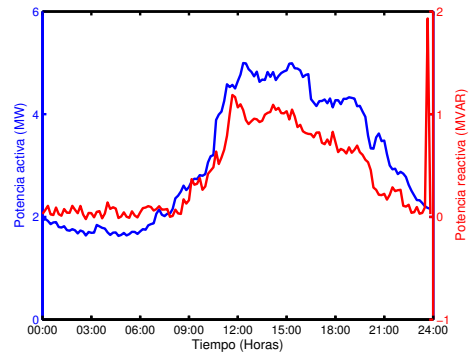


(d) Invierno

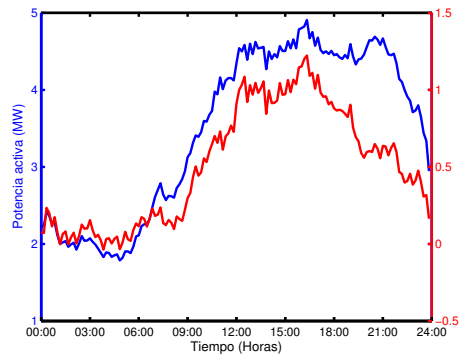
Figura C.12: Curvas de demanda para el transformador SNI-2.



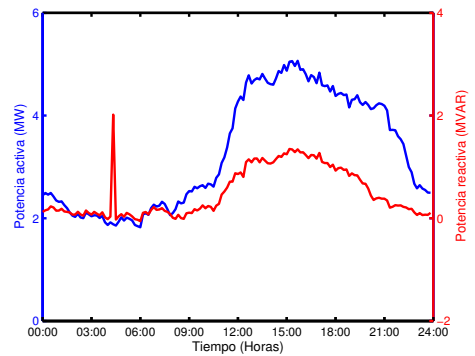
(a) Primavera



(b) Verano



(c) Otoño



(d) Invierno

Figura C.13: Curvas de demanda para el transformador SNM.

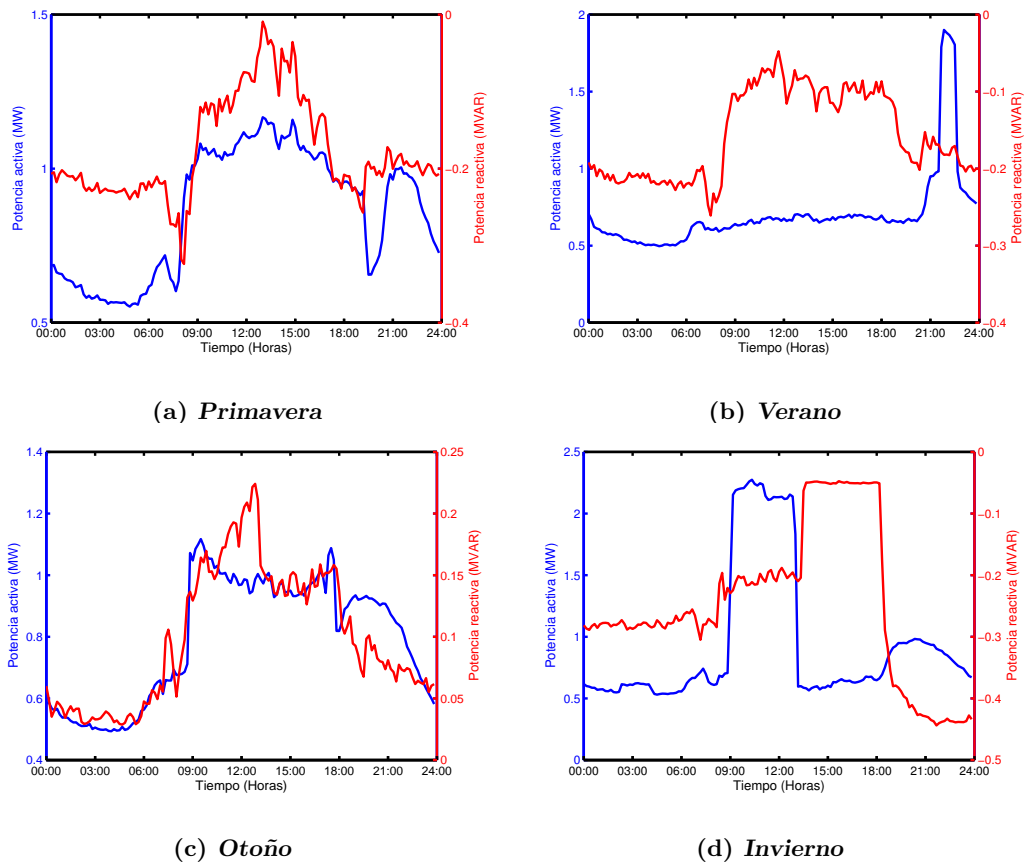


Figura C.14: Curvas de demanda para el transformador SNM-2.

Apéndice D

Programa de automatización para FPC, nodos PQ

```
from CVE_7 import CVE
from xlrd import open_workbook
import sys
if "C:\\Program_Files\\PTI\\PSSE33\\PSSBIN" not in sys.path:
    sys.path.append("C:\\Program_Files\\PTI\\PSSE33\\PSSBIN")
import math
import excelpy
import psspy

NODO_CX = [3628,3629,3630,3631,3634,3635,3636,3639,3640,3641,3642,3643,3644,3645,3646]
ParqueV = range(144);      ##Cada muestra se conectan o desconectan vehiculos
vehiculo = 'leaf';        ##Modelo del vehiculo
cargador = 3;             ##Tipo de cargador

x = CVE();
temporada = 'Primavera'

if temporada == 'Invierno':
    book = open_workbook("C:\\Users\\hvega\\Desktop\\Vehiculo_Electrico\\Curvas_de_demanda\\
        Morelia_Invierno4_3.xls")
elif temporada == 'Primavera':
    book = open_workbook("C:\\Users\\hvega\\Desktop\\Vehiculo_Electrico\\Curvas_de_demanda\\
        Morelia_Primavera4.xls")
elif temporada == 'Verano':
    book = open_workbook("C:\\Users\\hvega\\Desktop\\Vehiculo_Electrico\\Curvas_de_demanda\\
        Morelia_Verano4.xls")
elif temporada == 'Otono':
    book = open_workbook("C:\\Users\\hvega\\Desktop\\Vehiculo_Electrico\\Curvas_de_demanda\\
        Morelia_Otono4.xls")
else:
    print 'Nombre_de_temporada_incorrecto'

Temperatura = [0]*len(ParqueV);
Nvehiculos= [0]*len(ParqueV);
Potencia= [0]*len(ParqueV);
PotenciaCVE=[[0]*len(ParqueV) for i in range(len(ParqueV))]

for j in range(len(ParqueV)):      ##0-143
    for row in range(len(ParqueV)):  ##0-143
        if j == 0:                  ##leer la temperatura y no. de vehiculos solo una vez
            T = book.sheets()[0].cell_value(row+1,1)
            Temperatura[row]=T
            NV = int(book.sheets()[0].cell_value(row+7,4))
```

```

        NVehiculos[row]=NV
        x.carga_bateria(ParqueV[j],row, Temperatura[row], vehiculo , cargador , NVehiculos[j])
        PotenciaCVE[j][row] = x.data
    else:
        x.carga_bateria(ParqueV[j],row, Temperatura[row], vehiculo , cargador , NVehiculos[j])
        PotenciaCVE[j][row] = x.data

for i in range(len(ParqueV)):    ##Sumar los efectos de todas las conexiones de vehiculos
    for j in range(len(ParqueV)):
        Potencia[i] = PotenciaCVE[j][i]+Potencia[i]

#CREANDO EL ARCHIVO DE EXCEL DE SALIDA Y MOSTRANDOLO EN LA PANTALLA
xl = excelpy.workbook()
xl.show()

#LEE EL ARCHIVO DE EXCEL DONDE SE ENCUENTRA LOS PERFILES DE CARGA
#Toma unicamente los numeros de nodo del archivo de Excel
BusNumber = []
for columna in range(book.sheets()[1].ncols-1):    #
    BusNumber.append(book.sheets()[1].cell_value(1,columna+1))    #

#SOLUCION DE FLUJOS PARA INTERVALOS DE TIEMPO DE 10 MINUTOS
for n in range(len(Potencia)):
    psspy.read(0, r"C:\Users\hvega\Desktop\Vehiculo_Electrico\SIN-MOR7.raw")

#CAMBIAR LAS CARGAS PARA CADA BUS
for cl in range(len(BusNumber)):
    if BusNumber[cl] in NODO.CX:
        PLoad = book.sheets()[1].cell_value(n+2,cl+1)+Potencia[n]
    else:
        PLoad = book.sheets()[1].cell_value(n+2,cl+1)
    QLoad = book.sheets()[2].cell_value(n+2,cl+1)
    psspy.load_data_4(int(BusNumber[cl]), r"1", [-i, -i, -i, -i, -i, -i], [PLoad, -f, -f, -f, -f, -f])
    psspy.load_data_4(int(BusNumber[cl]), r"1", [-i, -i, -i, -i, -i, -i], [-f, QLoad, -f, -f, -f, -f])
    psspy.fns1([0,0,0,1,1,1,99,0])

#VOLTAJES NODALES ANILLO DE MORELIA
ierr, rval = psspy.busdat(3634, 'PU')
xl.set_cell((n+2,1), rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3635, 'PU')
xl.set_cell((n+2,2), rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3636, 'PU')
xl.set_cell((n+2,3), rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3629, 'PU')
xl.set_cell((n+2,4), rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3639, 'PU')
xl.set_cell((n+2,5), rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3628, 'PU')
xl.set_cell((n+2,6), rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3640, 'PU')
xl.set_cell((n+2,7), rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3631, 'PU')
xl.set_cell((n+2,8), rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3641, 'PU')
xl.set_cell((n+2,9), rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3642, 'PU')
xl.set_cell((n+2,10), rval)

```

```

ierr , rval = psspy.busdat(3643 , 'PU')
xl.set_cell((n+2,11),rval)
ierr , rval = psspy.busdat(3630 , 'PU')
xl.set_cell((n+2,12),rval)
ierr , rval = psspy.busdat(3644 , 'PU')
xl.set_cell((n+2,13),rval)
ierr , rval = psspy.busdat(3645 , 'PU')
xl.set_cell((n+2,14),rval)
ierr , rval = psspy.busdat(3646 , 'PU')
xl.set_cell((n+2,15),rval)

```

#PERDIDAS EN LAS LINEAS DE TRANSMISION DEL ANILLO DE MORELIA

```

  ickt=str(1)
  cmpval = 0+1j*0
  ierr , cmpval = psspy.brndt2(3605,3610,ickt , 'LOSSES')
  P1=cmpval.real
  Q1=cmpval.imag
  xl.set_cell((n+2,16),P1)
  xl.set_cell((n+2,17),Q1)

  ierr , cmpval = psspy.brndt2(3605,3608,ickt , 'LOSSES')
  P1=cmpval.real
  Q1=cmpval.imag
  xl.set_cell((n+2,18),P1)
  xl.set_cell((n+2,19),Q1)

  ierr , cmpval = psspy.brndt2(3608,3614,ickt , 'LOSSES')
  P1=cmpval.real
  Q1=cmpval.imag
  xl.set_cell((n+2,20),P1)
  xl.set_cell((n+2,21),Q1)

  ierr , cmpval = psspy.brndt2(3607,3614,ickt , 'LOSSES')
  P1=cmpval.real
  Q1=cmpval.imag
  xl.set_cell((n+2,22),P1)
  xl.set_cell((n+2,23),Q1)

  ierr , cmpval = psspy.brndt2(3601,3607,ickt , 'LOSSES')
  P1=cmpval.real
  Q1=cmpval.imag
  xl.set_cell((n+2,24),P1)
  xl.set_cell((n+2,25),Q1)

  ierr , cmpval = psspy.brndt2(3601,3603,ickt , 'LOSSES')
  P1=cmpval.real
  Q1=cmpval.imag
  xl.set_cell((n+2,26),P1)
  xl.set_cell((n+2,27),Q1)

  ierr , cmpval = psspy.brndt2(3603,3617,ickt , 'LOSSES')
  P1=cmpval.real
  Q1=cmpval.imag
  xl.set_cell((n+2,28),P1)
  xl.set_cell((n+2,29),Q1)

  ierr , cmpval = psspy.brndt2(3617,3618,ickt , 'LOSSES')

```

```

P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,30),P1)
xl.set_cell((n+2,31),Q1)

ierr, cmpval = psspy.brndt2(3609,3618,ickt, 'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,32),P1)
xl.set_cell((n+2,33),Q1)

ierr, cmpval = psspy.brndt2(3609,3610,ickt, 'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,34),P1)
xl.set_cell((n+2,35),Q1)

#NIVELES DE CARGA DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DEL ANILLO DE MORELIA
ierr, rval = psspy.brnmsc(3605,3610,ickt, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,36),rval)
ierr, rval = psspy.brnmsc(3605,3608,ickt, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,37),rval)
ierr, rval = psspy.brnmsc(3608,3614,ickt, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,38),rval)
ierr, rval = psspy.brnmsc(3607,3614,ickt, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,39),rval)
ierr, rval = psspy.brnmsc(3601,3607,ickt, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,40),rval)
ierr, rval = psspy.brnmsc(3601,3603,ickt, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,41),rval)
ierr, rval = psspy.brnmsc(3603,3617,ickt, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,42),rval)
ierr, rval = psspy.brnmsc(3617,3618,ickt, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,43),rval)
ierr, rval = psspy.brnmsc(3609,3618,ickt, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,44),rval)
ierr, rval = psspy.brnmsc(3609,3610,ickt, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,45),rval)

# Potencia en cada subestacion
ierr = psspy.bsyo(0, 3601)
ierr = psspy.bsyo(0, 3630)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 3, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,46),rarray)
ierr = psspy.bsyo(0, 3601)
ierr = psspy.bsyo(0, 3630)

ierr = psspy.bsyo(0, 3615)
ierr = psspy.bsyo(0, 3638)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 3, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,47),rarray)
ierr = psspy.bsyo(0, 3615)
ierr = psspy.bsyo(0, 3638)

ierr = psspy.bsyo(0, 3600)
ierr = psspy.bsyo(0, 3632)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 3, 1, 1, 'MVA')

```

```
xl.set_cell((n+2,48),rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3600)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3632)

ierr = psspy.bsyso(0, 3618)
ierr = psspy.bsyso(0, 3646)
ierr, rarray = psspy.atrnreal(0, 1, 3, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,49),rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3618)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3646)

ierr = psspy.bsyso(0, 3605)
ierr = psspy.bsyso(0, 3634)
ierr, rarray = psspy.atrnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,50),rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3605)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3634)

ierr = psspy.bsyso(0, 3608)
ierr = psspy.bsyso(0, 3635)
ierr, rarray = psspy.atrnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,51),rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3608)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3635)

ierr = psspy.bsyso(0, 3614)
ierr = psspy.bsyso(0, 3636)
ierr, rarray = psspy.atrnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,52),rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3614)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3636)

ierr = psspy.bsyso(0, 3603)
ierr = psspy.bsyso(0, 3629)
ierr, rarray = psspy.atrnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,53),rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3603)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3629)

ierr = psspy.bsyso(0, 3603)
ierr = psspy.bsyso(0, 3639)
ierr, rarray = psspy.atrnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,54),rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3603)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3639)

ierr = psspy.bsyso(0, 3609)
ierr = psspy.bsyso(0, 3628)
ierr, rarray = psspy.atrnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,55),rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3609)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3628)

ierr = psspy.bsyso(0, 3609)
ierr = psspy.bsyso(0, 3640)
ierr, rarray = psspy.atrnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,56),rarray)
```

```
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3609)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3640)

ierr = psspy.bsyzso(0, 3621)
ierr = psspy.bsyzso(0, 3633)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 3, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,57), rarray)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3621)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3633)

ierr = psspy.bsyzso(0, 3607)
ierr = psspy.bsyzso(0, 3631)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 3, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,58), rarray)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3607)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3631)

ierr = psspy.bsyzso(0, 3605)
ierr = psspy.bsyzso(0, 3641)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,59), rarray)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3605)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3641)

ierr = psspy.bsyzso(0, 3608)
ierr = psspy.bsyzso(0, 3642)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,60), rarray)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3608)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3642)

ierr = psspy.bsyzso(0, 3614)
ierr = psspy.bsyzso(0, 3643)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,61), rarray)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3614)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3643)

ierr = psspy.bsyzso(0, 3617)
ierr = psspy.bsyzso(0, 3644)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,62), rarray)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3617)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3644)

ierr = psspy.bsyzso(0, 3617)
ierr = psspy.bsyzso(0, 3645)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,63), rarray)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3617)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3645)
```


Apéndice E

Programa de automatización para FPC, nodos PV

```
from CVE.7 import CVE
from xlrd import open_workbook
import sys
if "C:\\Program_Files\\PTI\\PSSE33\\PSSBIN" not in sys.path:
    sys.path.append("C:\\Program_Files\\PTI\\PSSE33\\PSSBIN")
import math
import excelpy
import psspy

##t = 19.5;          ##Instante de carga del vehiculo, 0-24 hrs, 10 min=1/6
##t = [19.0,19.0,19.0,19.0,19.0,19.0,19.0,19.0,19.0,19.0,19.0,19.0,19.0,19.0];
NODO.CX = [3628,3629,3630,3631,3634,3635,3636,3639,3640,3641,3642,3643,3644,3645,3646];##Asumiendo
    que en todas las subestaciones pasa lo mismo
ParqueV = range(144);    ##Cada muestra se conectan o desconectan vehiculos
vehiculo = 'leaf';      ##Modelo del vehiculo
cargador = 3;           ##Numero de cargador
##muestra_t = []
##for i in range(len(t)):
##    muestra_t.append(int(t[i]*6))

x = CVE();
temporada = 'Invierno'

if temporada == 'Invierno':
    book = open_workbook("C:\\Users\\hvega\\Desktop\\Vehiculo_Electrico\\Curvas_de_demanda\\
        Morelia_Invierno4-3.xls")
elif temporada == 'Primavera':
    book = open_workbook("C:\\Users\\hvega\\Desktop\\Vehiculo_Electrico\\Curvas_de_demanda\\
        Morelia_Primavera4.xls")
elif temporada == 'Verano':
    book = open_workbook("C:\\Users\\hvega\\Desktop\\Vehiculo_Electrico\\Curvas_de_demanda\\
        Morelia_Verano4.xls")
elif temporada == 'Otono':
```

```

book = open_workbook("C:\Users\hvega\Desktop\Vehiculo_Electrico\Curvas_de_demanda\
Morelia_Otono4.xls")
else:
    print 'Nombre_de_temporada_incorrecto'

Temperatura = [0]*len(ParqueV);
N Vehiculos= [0]*len(ParqueV);
Potencia= [0]*len(ParqueV);
##PotenciaCVE = [0]*len(ParqueV);
##PotenciaCVE = [PotenciaCVE]*len(PotenciaCVE);
PotenciaCVE=[[0]*len(ParqueV) for i in range(len(ParqueV))]

for j in range(len(ParqueV)):          ##0-143
    for row in range(len(ParqueV)):    ##0-143
        if j == 0:                    ##leer la temperatura y no. de vehiculos solo una vez
            T = book.sheets()[0].cell_value(row+1,1)
            Temperatura[row]=T
            NV = int(book.sheets()[0].cell_value(row+7,4))          ##Dividido entre 15 subestaciones
            NVehiculos[row]=NV
            x.carga_bateria(ParqueV[j],row,Temperatura[row],vehiculo,cargador,NVehiculos[j])
            PotenciaCVE[j][row] = x.data
        else:
            x.carga_bateria(ParqueV[j],row,Temperatura[row],vehiculo,cargador,NVehiculos[j])
            PotenciaCVE[j][row] = x.data

for i in range(len(ParqueV)):        ##Sumar los efectos de todas las conexiones de vehiculos
    for j in range(len(ParqueV)):
        Potencia[i] = PotenciaCVE[j][i]+Potencia[i]

#CREANDO EL ARCHIVO DE EXCEL DE SALIDA Y MOSTRANDOLO EN LA PANTALLA
xl = excelpy.workbook()
xl.show()

#LEE EL ARCHIVO DE EXCEL DONDE SE ENCUENTRA LOS PERFILES DE CARGA
#Toma unicamente los numeros de nodo del archivo de Excel
BusNumber = []
for columna in range(book.sheets()[1].ncols-1): #
    BusNumber.append(book.sheets()[1].cell_value(1,columna+1)) #

#SOLUCION DE FLUJOS PARA INTERVALOS DE TIEMPO DE 10 MINUTOS
for n in range(len(Potencia)):        ##0-143
    psspy.read(0,r"C:\Users\hvega\Desktop\Vehiculo_Electrico\SIN_MOR8.raw")
    FP = 0.95

#CAMBIAR LAS CARGAS PARA CADA BUS
for cl in range(len(BusNumber)):      ##0-18
    if BusNumber[cl] in NODO.CX:
        ##if BusNumber[cl] == NODO.CX:
        ##NODO.CX.index(BusNumber[cl])
        ##indice=NODO.CX.index(BusNumber[cl])
        Pgen = Potencia[n]*FP
        QLim = math.sin(math.acos(FP))*Potencia[n]
        psspy.machine_data_2(int(BusNumber[cl]),r"1"',[ -i, -i, -i, -i, -i, -i ],[ Pgen, -f, -f, -f, -f,
        -f, -f, -f, -f, -f, -f, -f, -f, -f, -f, -f ])
        psspy.machine_data_2(int(BusNumber[cl]),r"1"',[ -i, -i, -i, -i, -i, -i ],[ -f, -f, QLim, -
        QLim, -f, -f, -f, -f, -f, -f, -f, -f, -f, -f, -f ])
        PLoad = book.sheets()[1].cell_value(n+2,cl+1)    ##+Potencia[n]

```

```

else:
    PLoad = book.sheets()[1].cell_value(n+2,c1+1)
    QLoad = book.sheets()[2].cell_value(n+2,c1+1)
    ##Ptotal=abs(Pgen-PLoad)
    ##MVAs=math.sqrt(math.pow(Ptotal,2)+math.pow(QLoad,2))
    ##xl.set_cell((n+2,46+c1),MVAs)
    psspy.load_data_4(int(BusNumber[c1]),r""1"",[-i,-i,-i,-i,-i,-i],[PLoad,-f,-f,-f,-f,-f])
    psspy.load_data_4(int(BusNumber[c1]),r""1"",[-i,-i,-i,-i,-i,-i],[-f,QLoad,-f,-f,-f,-f])
psspy.fnsl([0,0,0,1,1,1,99,0])
##ierr=psspy.lout(0,1)

#VOLTAJES NODALES ANILLO DE MORELIA
ierr, rval = psspy.busdat(3634, 'PU')
xl.set_cell((n+2,1),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3635, 'PU')
xl.set_cell((n+2,2),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3636, 'PU')
xl.set_cell((n+2,3),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3629, 'PU')
xl.set_cell((n+2,4),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3639, 'PU')
xl.set_cell((n+2,5),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3628, 'PU')
xl.set_cell((n+2,6),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3640, 'PU')
xl.set_cell((n+2,7),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3631, 'PU')
xl.set_cell((n+2,8),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3641, 'PU')
xl.set_cell((n+2,9),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3642, 'PU')
xl.set_cell((n+2,10),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3643, 'PU')
xl.set_cell((n+2,11),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3630, 'PU')
xl.set_cell((n+2,12),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3644, 'PU')
xl.set_cell((n+2,13),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3645, 'PU')
xl.set_cell((n+2,14),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3646, 'PU')
xl.set_cell((n+2,15),rval)
##    ierr, rval = psspy.busdat(3638, 'PU')
##    xl.set_cell((n+2,16),rval)
##    ierr, rval = psspy.busdat(3633, 'PU')
##    xl.set_cell((n+2,17),rval)

#PERDIDAS EN LAS LINEAS DE TRANSMISION DEL ANILLO DE MORELIA
ickt=str(1)
cmpval = 0+1j*0
ierr, cmpval = psspy.brndt2(3605,3610,ickt, 'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,16),P1)
xl.set_cell((n+2,17),Q1)

ierr, cmpval = psspy.brndt2(3605,3608,ickt, 'LOSSES')

```

```

P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,18),P1)
xl.set_cell((n+2,19),Q1)

ierr, cmpval = psspy.brndt2(3608,3614,ickt,'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,20),P1)
xl.set_cell((n+2,21),Q1)

ierr, cmpval = psspy.brndt2(3607,3614,ickt,'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,22),P1)
xl.set_cell((n+2,23),Q1)

ierr, cmpval = psspy.brndt2(3601,3607,ickt,'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,24),P1)
xl.set_cell((n+2,25),Q1)

ierr, cmpval = psspy.brndt2(3601,3603,ickt,'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,26),P1)
xl.set_cell((n+2,27),Q1)

ierr, cmpval = psspy.brndt2(3603,3617,ickt,'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,28),P1)
xl.set_cell((n+2,29),Q1)

ierr, cmpval = psspy.brndt2(3617,3618,ickt,'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,30),P1)
xl.set_cell((n+2,31),Q1)

ierr, cmpval = psspy.brndt2(3609,3618,ickt,'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,32),P1)
xl.set_cell((n+2,33),Q1)

ierr, cmpval = psspy.brndt2(3609,3610,ickt,'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,34),P1)
xl.set_cell((n+2,35),Q1)

#NIVELES DE CARGA DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DEL ANILLO DE MORELIA
ierr, rval = psspy.brnmsc(3605,3610,ickt,'MVA')
xl.set_cell((n+2,36),rval)
ierr, rval = psspy.brnmsc(3605,3608,ickt,'MVA')

```

```

xl.set_cell((n+2,37),rval)
ierr , rval = psspy.brnmsc(3608,3614,ickt , 'MVA')
xl.set_cell((n+2,38),rval)
ierr , rval = psspy.brnmsc(3607,3614,ickt , 'MVA')
xl.set_cell((n+2,39),rval)
ierr , rval = psspy.brnmsc(3601,3607,ickt , 'MVA')
xl.set_cell((n+2,40),rval)
ierr , rval = psspy.brnmsc(3601,3603,ickt , 'MVA')
xl.set_cell((n+2,41),rval)
ierr , rval = psspy.brnmsc(3603,3617,ickt , 'MVA')
xl.set_cell((n+2,42),rval)
ierr , rval = psspy.brnmsc(3617,3618,ickt , 'MVA')
xl.set_cell((n+2,43),rval)
ierr , rval = psspy.brnmsc(3609,3618,ickt , 'MVA')
xl.set_cell((n+2,44),rval)
ierr , rval = psspy.brnmsc(3609,3610,ickt , 'MVA')
xl.set_cell((n+2,45),rval)

```

Potencia que fluye a traves de cada subestacion

```

ierr = psspy.bsyo(0, 3601)
ierr = psspy.bsyo(0, 3630)
ierr , rarray = psspy.atrnreal(0, 1, 3, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,46),rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3601)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3630)

ierr = psspy.bsyo(0, 3615)
ierr = psspy.bsyo(0, 3638)
ierr , rarray = psspy.atrnreal(0, 1, 3, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,47),rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3615)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3638)

ierr = psspy.bsyo(0, 3600)
ierr = psspy.bsyo(0, 3632)
ierr , rarray = psspy.atrnreal(0, 1, 3, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,48),rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3600)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3632)

ierr = psspy.bsyo(0, 3618)
ierr = psspy.bsyo(0, 3646)
ierr , rarray = psspy.atrnreal(0, 1, 3, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,49),rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3618)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3646)

ierr = psspy.bsyo(0, 3605)
ierr = psspy.bsyo(0, 3634)
ierr , rarray = psspy.atrnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,50),rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3605)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3634)

ierr = psspy.bsyo(0, 3608)
ierr = psspy.bsyo(0, 3635)

```

```

ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,51), rarray)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3608)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3635)

ierr = psspy.bsyzso(0, 3614)
ierr = psspy.bsyzso(0, 3636)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,52), rarray)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3614)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3636)

ierr = psspy.bsyzso(0, 3603)
ierr = psspy.bsyzso(0, 3629)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,53), rarray)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3603)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3629)

ierr = psspy.bsyzso(0, 3603)
ierr = psspy.bsyzso(0, 3639)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,54), rarray)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3603)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3639)

ierr = psspy.bsyzso(0, 3609)
ierr = psspy.bsyzso(0, 3628)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,55), rarray)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3609)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3628)

ierr = psspy.bsyzso(0, 3609)
ierr = psspy.bsyzso(0, 3640)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,56), rarray)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3609)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3640)

ierr = psspy.bsyzso(0, 3621)
ierr = psspy.bsyzso(0, 3633)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 3, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,57), rarray)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3621)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3633)

ierr = psspy.bsyzso(0, 3607)
ierr = psspy.bsyzso(0, 3631)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 3, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,58), rarray)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3607)
ierr = psspy.bsyzdelo(0, 3631)

ierr = psspy.bsyzso(0, 3605)
ierr = psspy.bsyzso(0, 3641)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')

```

```
xl.set_cell((n+2,59),rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3605)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3641)

ierr = psspy.bsyso(0, 3608)
ierr = psspy.bsyso(0, 3642)
ierr, rarray = psspy.atrnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,60),rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3608)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3642)

ierr = psspy.bsyso(0, 3614)
ierr = psspy.bsyso(0, 3643)
ierr, rarray = psspy.atrnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,61),rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3614)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3643)

ierr = psspy.bsyso(0, 3617)
ierr = psspy.bsyso(0, 3644)
ierr, rarray = psspy.atrnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,62),rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3617)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3644)

ierr = psspy.bsyso(0, 3617)
ierr = psspy.bsyso(0, 3645)
ierr, rarray = psspy.atrnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,63),rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3617)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3645)
```


Apéndice F

Programa de automatización para FPO

```
from CARGADORVE import CARGADOR
from TRAF0 import trafo
from xlrd import open_workbook
import sys
if "C:\\Program_Files\\PTI\\PSSE33\\PSSBIN" not in sys.path:
    sys.path.append("C:\\Program_Files\\PTI\\PSSE33\\PSSBIN")
import math
import excelpy
import psspy
NODO.CX=[3630,3646,3634,3635,3636,3629,3639,3628,3640,3631,3641,3642,3643,3644,3645]
PorcentajeVE=[100,100,100,100,100,100,98,97,92,92,96,95,95,93,92,90,92,88,92,94,97,98,99,100];
    ##Porcentaje de vehiculos estacionados por hora

iteraciones = range(144);    ##Numero de periodos diezminutales
vehiculo = 'leaf';    ##Modelo del vehiculo
cargador = 3;    ##Tipo de cargador

x = CARGADOR();    ##Modelo del vehiculo electrico
nt = trafo();    ##Obtencion de nodos de envio y recepcion de trafos
temporada = 'Primavera'

#LEE EL ARCHIVO DE EXCEL DONDE SE ENCUENTRAN LOS PERFILES DE CARGA
if temporada == 'Invierno':
    book = open_workbook("C:\\Users\\hvega\\Desktop\\Vehiculo_Electrico\\Curvas_de_demanda\\
        Morelia_Invierno4-3.xls")
elif temporada == 'Primavera':
    book = open_workbook("C:\\Users\\hvega\\Desktop\\Vehiculo_Electrico\\Curvas_de_demanda\\
        Morelia_Primavera4.xls")
elif temporada == 'Verano':
    book = open_workbook("C:\\Users\\hvega\\Desktop\\Vehiculo_Electrico\\Curvas_de_demanda\\
        Morelia_Verano4.xls")
elif temporada == 'Otono':
```

```

book = open_workbook("C:\Users\hvega\Desktop\Vehiculo_Electrico\Curvas_de_demanda\
Morelia_Otono4.xls")
else:
    print 'Nombre_de_temporada_incorrecto'

BusNumber = range(18)          ##Toma unicamente los numeros de nodos
Pnodos = [[0]*len(iteraciones) for i in range(len(BusNumber))]
Qnodos = [[0]*len(iteraciones) for i in range(len(BusNumber))]
VEDiezminutal=[]

Penetracion=10.5
NSubestaciones=15
NTVE=int((298247*Penetracion/100)/NSubestaciones)    ##Numero total de vehiculos por subestacion
NVE = [NTVE]*len(NODO.CX)
Veref = [NTVE]*len(NODO.CX)

for row in range(book.sheets()[1].ncols-1): #
    BusNumber[row] = int(book.sheets()[1].cell_value(1,row+1)) #
    for i in range(len(iteraciones)):
        j=0
        VEDiezminutal.append(PorcentajeVE[j]*NTVE/100)          #Numero de vehiculos
                        estacionados durante cada 10 min
        Pnodos[row][i] = book.sheets()[1].cell_value(i+2,row+1) #Potencia activa diezminutal de
                        las 18 subestaciones
        Qnodos[row][i] = book.sheets()[2].cell_value(i+2,row+1) #Potencia reactiva diezminutal de
                        las 18 subestaciones
        if i != 0:
            if (i % 5) == 0:
                j=j+1

#CREANDO EL ARCHIVO DE EXCEL DE SALIDA Y MOSTRANDOLO EN LA PANTALLA
xl = excelpy.workbook()
xl.show()

inicio = 0                    #Determina el instante de carga inicial
contador = 1

#SOLUCION DE FLUJOS PARA INTERVALOS DE TIEMPO DE 10 MINUTOS
for n in range(len(VEdiezminutal)):
    k=1                        #Numero de tabla
    T = book.sheets()[0].cell_value(n+1,1)    #Temperatura diezminutal
    psspy.read(0,r"C:\Users\hvega\Desktop\Vehiculo_Electrico\SIN_MOR9.raw")
    ierr = psspy.newopf()      #Habilitar/Abrir datos de OPF
    ierr = psspy.minimize_load_adjustments(1)  #Definir la funcion objetivo
    ierr = psspy.p_losses_cost_coeff(3.0)
    ierr = psspy.minimize_p_losses(1)
    ierr = psspy.q_losses_cost_coeff(3.0)
    ierr = psspy.minimize_q_losses(1)
    ierr = psspy.use_emergency_volt_limits(1)  #Imponer limites de voltajes
    ierr = psspy.use_emergency_flow_limits(1)  #Imponer limites de flujos en lineas

    for cl in range(len(BusNumber)):
        PLoad = Pnodos[cl][n]
        QLoad = Qnodos[cl][n]
        psspy.load_data_4(BusNumber[cl],r""1"" ,[-i,-i,-i,-i,-i,-i],[PLoad,QLoad,-f,-f,-f,-f])
        #Cargas Nominales
        if BusNumber[cl] in NODO.CX:

```

```

envio, recepcion = nt.nodos_trafo(BusNumber[cl])
ierr = psspy.bsyso(3, BusNumber[cl])          #Crear el subsistema a optimizar

if NVE[k-1] > 0:
    x.carga_bateria(inicio, n, T, vehiculo, cargador, NVE[k-1])
    PVE = x.data
else:
    PVE = 0

psspy.load_data_4(BusNumber[cl], r""2""", [-i, -i, -i, -i, -i, -i], [PVE, -f, -f, -f, -f, -f])
    #Carga de los VEs

if n == 0 or (n%7) == 0:
    costo = 1.0
    Multiplicador = 0.0
    Mmax = 1.0
    Mmin = 0.0
else:
    costo = 3.0
    Multiplicador = 1.0
    Mmax = 1.0
    Mmin = 0.75

#DATOS DE FLUJOS OPTIMOS
ierr = psspy.opf_bus_indv(BusNumber[cl], [1,3], [1.01,0.99,1.01,0.99,-f])
    #Limites de voltajes
ierr = psspy.opf_brlw_brn_indv(int(envio), int(recepcion), r""1""", r""1""",
    , [3,1], [20.000,0.0,20.000,0.0,-f])    #Limites de flujo MVA
ierr = psspy.opf_adjload_tbl(k, [-i, 1, -i], [Multiplicador, Mmax, Mmin, -f, -f, -f, costo])
    #Crear las tablas de ajuste carga
ierr = psspy.opf_load_indv(BusNumber[cl], r""2""", k)
    #Asignar cada tabla a su respectiva carga

if n == ((contador*7)-1):
    if cl == 17:
        inicio = n + 1          #####
    k=k+1
else:
    psspy.load_data_4(BusNumber[cl], r""2""", [-i, -i, -i, -i, -i, -i], [0.0, -f, -f, -f, -f, -f])
        #Carga de los VEs
ierr = psspy.set_opf_report_subsystem(3, 1)
psspy.fns1([0,0,0,1,1,1,99,0])
##if costo == 1:
ierr = psspy.nopf(3,0)          #Resolver OPF

cmpval = 0+1j*0
for m in range(len(NVE)):
    ierr, cmpval = psspy.busdt2(NODO.CX[m], 'TOTAL', 'ACT')    #Obtener las potencias efectivas
        calculadas por OPF
    P1=cmpval.real-(Pnodos[BusNumber.index(NODO.CX[m])][n])
##    if n == 0 or n == inicio:
##        NVE[m] = int(P1/0.0066)
##    else:    ## n <= inicio
##        NVE[m] = NVE[m]-VEref[m]
##    if n == 0 or n == inicio:
##        VEref[m] = int(P1/0.0066)
##    xl.set_cell((n+2,m+1), NVE[m])

```

```

if n == 0:
    VE = int(P1/0.0066)
    NVE[m] = VE
    ##Veref[m] = int(P1/0.0066)
elif n == ((contador*7)-1):
    NVE[m] = Veref[m]-NVE[m]
    Veref[m] = NVE[m]
    if m == 14:
        contador = contador + 1
elif n != 0 and n == inicio:
    VE = int(P1/0.0066)
    NVE[m] = VE
else:
    NVE[m] = NVE[m]
    ##NVE[m] = NTVE-Veref[m]
    ##xl.set_cell((n+2,m+1),NVE[m])
    ##xl.set_cell((n+3,m+1),P1)

#VOLTAJES NODALES ANILLO DE MORELIA
ierr, rval = psspy.busdat(3634, 'PU')
xl.set_cell((n+2,1),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3635, 'PU')
xl.set_cell((n+2,2),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3636, 'PU')
xl.set_cell((n+2,3),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3629, 'PU')
xl.set_cell((n+2,4),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3639, 'PU')
xl.set_cell((n+2,5),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3628, 'PU')
xl.set_cell((n+2,6),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3640, 'PU')
xl.set_cell((n+2,7),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3631, 'PU')
xl.set_cell((n+2,8),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3641, 'PU')
xl.set_cell((n+2,9),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3642, 'PU')
xl.set_cell((n+2,10),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3643, 'PU')
xl.set_cell((n+2,11),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3630, 'PU')
xl.set_cell((n+2,12),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3644, 'PU')
xl.set_cell((n+2,13),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3645, 'PU')
xl.set_cell((n+2,14),rval)
ierr, rval = psspy.busdat(3646, 'PU')
xl.set_cell((n+2,15),rval)

#PERDIDAS EN LAS LINEAS DE TRANSMISION DEL ANILLO DE MORELIA
ickt=str(1)
cmpval = 0+1j*0
ierr, cmpval = psspy.brndt2(3605,3610,ickt, 'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag

```

```
xl.set_cell((n+2,16),P1)
xl.set_cell((n+2,17),Q1)

ierr, cmpval = psspy.brndt2(3605,3608,ickt,'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,18),P1)
xl.set_cell((n+2,19),Q1)

ierr, cmpval = psspy.brndt2(3608,3614,ickt,'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,20),P1)
xl.set_cell((n+2,21),Q1)

ierr, cmpval = psspy.brndt2(3607,3614,ickt,'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,22),P1)
xl.set_cell((n+2,23),Q1)

ierr, cmpval = psspy.brndt2(3601,3607,ickt,'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,24),P1)
xl.set_cell((n+2,25),Q1)

ierr, cmpval = psspy.brndt2(3601,3603,ickt,'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,26),P1)
xl.set_cell((n+2,27),Q1)

ierr, cmpval = psspy.brndt2(3603,3617,ickt,'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,28),P1)
xl.set_cell((n+2,29),Q1)

ierr, cmpval = psspy.brndt2(3617,3618,ickt,'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,30),P1)
xl.set_cell((n+2,31),Q1)

ierr, cmpval = psspy.brndt2(3609,3618,ickt,'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,32),P1)
xl.set_cell((n+2,33),Q1)

ierr, cmpval = psspy.brndt2(3609,3610,ickt,'LOSSES')
P1=cmpval.real
Q1=cmpval.imag
xl.set_cell((n+2,34),P1)
xl.set_cell((n+2,35),Q1)
```

```

#NIVELES DE CARGA DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DEL ANILLO DE MORELIA
  ierr , rval = psspy.brnmsc(3605,3610,ickt , 'MVA')
  xl.set_cell((n+2,36),rval)
  ierr , rval = psspy.brnmsc(3605,3608,ickt , 'MVA')
  xl.set_cell((n+2,37),rval)
  ierr , rval = psspy.brnmsc(3608,3614,ickt , 'MVA')
  xl.set_cell((n+2,38),rval)
  ierr , rval = psspy.brnmsc(3607,3614,ickt , 'MVA')
  xl.set_cell((n+2,39),rval)
  ierr , rval = psspy.brnmsc(3601,3607,ickt , 'MVA')
  xl.set_cell((n+2,40),rval)
  ierr , rval = psspy.brnmsc(3601,3603,ickt , 'MVA')
  xl.set_cell((n+2,41),rval)
  ierr , rval = psspy.brnmsc(3603,3617,ickt , 'MVA')
  xl.set_cell((n+2,42),rval)
  ierr , rval = psspy.brnmsc(3617,3618,ickt , 'MVA')
  xl.set_cell((n+2,43),rval)
  ierr , rval = psspy.brnmsc(3609,3618,ickt , 'MVA')
  xl.set_cell((n+2,44),rval)
  ierr , rval = psspy.brnmsc(3609,3610,ickt , 'MVA')
  xl.set_cell((n+2,45),rval)

# Potencia en cada subestacion
  ierr = psspy.bsyo(0, 3601)
  ierr = psspy.bsyo(0, 3630)
  ierr , rarray = psspy.atnreal(0, 1, 3, 1, 1, 'MVA')
  xl.set_cell((n+2,46),rarray)
  ierr = psspy.bsyo(0, 3601)
  ierr = psspy.bsyo(0, 3630)

  ierr = psspy.bsyo(0, 3615)
  ierr = psspy.bsyo(0, 3638)
  ierr , rarray = psspy.atnreal(0, 1, 3, 1, 1, 'MVA')
  xl.set_cell((n+2,47),rarray)
  ierr = psspy.bsyo(0, 3615)
  ierr = psspy.bsyo(0, 3638)

  ierr = psspy.bsyo(0, 3600)
  ierr = psspy.bsyo(0, 3632)
  ierr , rarray = psspy.atnreal(0, 1, 3, 1, 1, 'MVA')
  xl.set_cell((n+2,48),rarray)
  ierr = psspy.bsyo(0, 3600)
  ierr = psspy.bsyo(0, 3632)

  ierr = psspy.bsyo(0, 3618)
  ierr = psspy.bsyo(0, 3646)
  ierr , rarray = psspy.atnreal(0, 1, 3, 1, 1, 'MVA')
  xl.set_cell((n+2,49),rarray)
  ierr = psspy.bsyo(0, 3618)
  ierr = psspy.bsyo(0, 3646)

  ierr = psspy.bsyo(0, 3605)
  ierr = psspy.bsyo(0, 3634)
  ierr , rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
  xl.set_cell((n+2,50),rarray)
  ierr = psspy.bsyo(0, 3605)
  ierr = psspy.bsyo(0, 3634)

```

```
ierr = psspy.bsyo(0, 3608)
ierr = psspy.bsyo(0, 3635)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,51), rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3608)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3635)

ierr = psspy.bsyo(0, 3614)
ierr = psspy.bsyo(0, 3636)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,52), rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3614)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3636)

ierr = psspy.bsyo(0, 3603)
ierr = psspy.bsyo(0, 3629)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,53), rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3603)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3629)

ierr = psspy.bsyo(0, 3603)
ierr = psspy.bsyo(0, 3639)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,54), rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3603)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3639)

ierr = psspy.bsyo(0, 3609)
ierr = psspy.bsyo(0, 3628)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,55), rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3609)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3628)

ierr = psspy.bsyo(0, 3609)
ierr = psspy.bsyo(0, 3640)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,56), rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3609)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3640)

ierr = psspy.bsyo(0, 3621)
ierr = psspy.bsyo(0, 3633)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 3, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,57), rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3621)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3633)

ierr = psspy.bsyo(0, 3607)
ierr = psspy.bsyo(0, 3631)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 3, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,58), rarray)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3607)
ierr = psspy.bsysdelo(0, 3631)
```

```
ierr = psspy.bsyo(0, 3605)
ierr = psspy.bsyo(0, 3641)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,59), rarray)
ierr = psspy.bsyo(0, 3605)
ierr = psspy.bsyo(0, 3641)

ierr = psspy.bsyo(0, 3608)
ierr = psspy.bsyo(0, 3642)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,60), rarray)
ierr = psspy.bsyo(0, 3608)
ierr = psspy.bsyo(0, 3642)

ierr = psspy.bsyo(0, 3614)
ierr = psspy.bsyo(0, 3643)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,61), rarray)
ierr = psspy.bsyo(0, 3614)
ierr = psspy.bsyo(0, 3643)

ierr = psspy.bsyo(0, 3617)
ierr = psspy.bsyo(0, 3644)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,62), rarray)
ierr = psspy.bsyo(0, 3617)
ierr = psspy.bsyo(0, 3644)

ierr = psspy.bsyo(0, 3617)
ierr = psspy.bsyo(0, 3645)
ierr, rarray = psspy.atnreal(0, 1, 1, 1, 1, 'MVA')
xl.set_cell((n+2,63), rarray)
ierr = psspy.bsyo(0, 3617)
ierr = psspy.bsyo(0, 3645)

ierr = psspy.purge_all_opf_data()
```


Apéndice G

Resultados adicionales

Tabla G.1: Nivel máximo de potencia en las líneas del anillo de subtransmisión en Verano, Caso A.

Año	Potencia en las líneas de subtransmisión (MVA)								
	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	N/A
% de VEs	0 %	3.4 %	6 %	9.6 %	10.5 %	17.9 %	22.7 %	29.5 %	100 %
MEL-MRP	18.05	20.42	22.18	24.77	25.45	30.86	34.47	39.56	94.34
MEL-MOR	8.49	8.48	8.48	8.47	8.47	8.46	8.46	9.01	27.62
MOR-SNI	28.26	28.86	29.33	30.01	30.17	31.55	32.44	33.68	47.90
MOI-SNI	31.72	31.42	31.40	31.38	31.38	31.35	31.33	31.30	31.02
ABS-MOI	35.88	37.51	38.71	40.47	40.91	44.66	47.23	50.77	88.57
ABS-CPE	28.74	29.38	29.88	30.60	30.77	32.56	33.77	35.51	55.23
CPE-SNM	10.17	10.19	10.20	10.24	10.24	10.90	11.38	12.07	20.93
SNM-IND	7.95	7.86	7.81	7.95	8.12	9.69	10.94	12.79	34.77
MRD-IND	7.84	9.11	10.24	11.99	12.45	16.30	19.00	22.78	63.40
MRD-MRP	25.59	26.16	28.60	32.20	33.15	40.80	45.95	53.09	128.90
MRP-SNI	11.06	11.02	11.02	11.01	11.01	10.99	10.99	10.99	21.37
MRP-SNI2	11.06	11.02	11.02	11.01	11.01	10.99	10.99	10.99	21.37
CPE-MRP	7.84	8.78	9.52	10.66	10.97	13.50	15.29	17.79	44.65
SNI-ZIN	45.05	46.02	46.73	47.76	48.03	50.15	51.57	53.53	74.98

Tabla G.2: Nivel máximo de potencia en las líneas del anillo de subtransmisión en Otoño, Caso A.

Año	Potencia en las líneas de subtransmisión (MVA)								
	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	N/A
% de VEs	0 %	3.4 %	6 %	9.6 %	10.5 %	17.9 %	22.7 %	29.5 %	100 %
MEL-MRP	18.86	21.02	22.72	25.27	25.96	31.49	35.22	40.41	95.07
MEL-MOR	8.96	8.88	8.86	8.76	8.76	8.70	8.68	9.72	28.11
MOR-SIN	28.30	28.83	29.25	29.85	29.99	31.30	32.19	33.43	46.97
MOI-SIN	31.82	31.79	31.79	31.76	31.76	31.72	31.68	31.65	31.59
ABS-MOI	34.54	36.23	37.48	39.30	39.78	43.51	46.02	49.50	87.18
ABS-CPE	28.09	28.11	28.28	29.13	29.34	31.09	32.24	34.04	53.85
CPE-SNM	9.98	10.00	10.00	10.11	10.13	10.35	10.69	11.56	22.35
SNM-IND	7.35	7.33	7.33	7.46	7.59	8.95	10.10	11.86	33.65
MRD-IND	7.49	8.46	9.47	11.12	11.56	15.29	17.94	21.69	62.22
MRD-MRP	25.65	27.97	30.31	33.80	34.68	41.96	46.97	54.12	129.12
MRP-SNI	11.54	11.47	11.44	11.33	11.33	11.27	11.23	11.22	21.94
MRP-SNI2	11.54	11.47	11.44	11.33	11.33	11.27	11.23	11.22	21.94
CPE-MRP	7.97	8.70	9.42	10.52	10.82	13.33	15.07	17.53	44.14
SNI-ZIN	43.65	44.12	44.81	45.84	46.11	48.22	49.63	51.60	73.22

Tabla G.3: Nivel máximo de potencia en las líneas del anillo de subtransmisión en Invierno, Caso A.

Año	Potencia (MVA)								
	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	N/A
% de VEs	0 %	3.4 %	6 %	9.6 %	10.5 %	17.9 %	22.7 %	29.5 %	100 %
MEL-MRP	18.69	19.64	21.34	23.94	24.63	30.13	33.84	39.00	93.46
MEL-MOR	9.77	9.75	9.75	9.73	9.73	9.72	9.72	9.72	27.91
MOR-SNI	29.07	29.18	29.53	30.05	30.19	31.31	32.03	33.05	47.21
MOI-SNI	31.95	31.92	31.91	31.85	31.85	31.78	31.73	31.70	31.64
ABS-MOI	36.76	37.21	38.25	39.92	40.38	44.13	46.65	50.13	87.38
ABS-CPE	29.90	29.97	30.03	30.55	30.71	32.31	33.58	35.35	54.81
CPE-SNM	11.23	11.27	11.28	11.34	11.34	11.43	11.51	11.59	21.91
SNM-IND	7.56	7.51	7.49	7.40	7.40	8.40	9.62	11.49	33.46
MRD-IND	9.03	9.07	9.80	11.52	11.99	15.81	18.47	22.21	62.30
MRD-MRP	28.25	28.74	30.93	34.18	35.02	42.35	47.43	54.58	129.41
MRP-SNI	12.40	12.37	12.37	12.33	12.33	12.32	12.32	12.32	21.57
MRP-SNI2	12.40	12.37	12.37	12.33	12.33	12.32	12.32	12.32	21.57
CPE-MRP	9.13	9.15	9.73	10.77	11.05	13.57	15.34	17.81	44.27
SNI-ZIN	44.52	44.66	45.24	46.24	46.51	48.63	50.06	52.03	73.40

Tabla G.4: Nivel máximo de potencia en los transformadores del anillo de subtransmisión en Verano, Caso A.

Potencia en los transformadores de subtransmisión (MVA)									
Año	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	N/A
% de VEs	0 %	3.4 %	6 %	9.6 %	10.5 %	17.9 %	22.7 %	29.5 %	100 %
ABS	8.42	9.25	9.86	10.74	10.97	12.79	14.02	15.70	33.38
IND	3.51	4.34	4.98	5.89	6.12	7.95	9.19	10.88	28.57
MEL	7.77	8.58	9.17	10.03	10.26	12.03	13.20	14.83	31.82
MOR	14.49	15.32	15.93	16.82	17.05	18.86	20.07	21.74	39.25
SIN	14.84	15.67	16.28	17.17	17.40	19.22	20.43	22.11	39.63
CPE	17.34	18.15	18.73	19.63	19.86	21.69	22.92	24.62	42.36
CPE 2	12.09	12.88	13.46	14.31	14.53	16.27	17.42	19.12	36.87
MRD	8.70	8.77	8.80	9.20	9.43	11.20	12.38	14.05	31.42
MRD 2	15.10	15.16	15.20	15.31	15.31	15.49	15.89	17.48	34.83
MOI	14.64	14.64	14.64	14.87	15.10	16.92	18.15	19.84	37.49
MEL 2	10.46	11.29	11.91	12.82	13.05	14.87	16.10	17.78	35.44
MOR 2	13.36	13.36	13.86	14.66	14.86	16.51	17.57	19.05	36.11
SIN 2	14.13	14.96	15.58	16.47	16.70	18.51	19.73	21.40	38.87
SNM	5.11	5.17	5.33	5.98	6.14	7.85	9.06	10.73	28.10
SNM 2	1.91	2.74	3.38	4.29	4.52	6.37	7.61	9.31	27.03

Tabla G.5: Nivel máximo de potencia en los transformadores del anillo de subtransmisión en Otoño, Caso A.

Año	Potencia en los transformadores de subtransmisión (MVA)								
	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	N/A
% de VEs	0 %	3.4 %	6 %	9.6 %	10.5 %	17.9 %	22.7 %	29.5 %	100 %
ABS	9.03	9.78	10.35	11.18	11.40	13.21	14.41	16.08	33.47
IND	3.99	4.30	4.91	5.82	6.05	7.88	9.10	10.80	28.52
MEL	8.99	9.02	9.06	9.38	9.60	11.39	12.61	14.29	31.94
MOR	16.39	17.13	17.69	18.51	18.70	20.38	21.45	22.94	39.73
SIN	15.03	15.84	16.48	17.40	17.63	19.47	20.71	22.41	40.16
CPE	16.66	17.44	18.03	18.87	19.08	20.85	22.06	23.72	41.17
CPE 2	13.58	13.60	13.60	13.64	13.64	13.93	15.17	16.87	34.62
MRD	9.21	9.71	10.21	11.01	11.20	12.89	13.98	15.58	32.78
MRD 2	12.31	12.83	13.22	13.87	14.06	15.70	16.74	18.20	35.04
MOI	12.31	12.31	12.31	12.84	13.05	14.77	15.94	17.57	35.03
MEL 2	10.42	11.25	11.87	12.77	13.00	14.82	16.04	17.72	35.43
MOR 2	14.98	14.98	15.01	15.13	15.13	16.47	17.50	18.96	35.37
SIN 2	15.32	15.93	16.40	17.08	17.25	18.66	19.55	21.07	38.68
SNM	5.06	5.54	6.14	7.03	7.26	9.06	10.27	11.94	29.53
SNM 2	1.13	1.73	2.33	3.22	3.45	5.29	6.53	8.24	25.96

Tabla G.6: Nivel máximo de potencia en los transformadores del anillo de subtransmisión en Invierno, Caso A.

Año	Potencia (MVA)								
	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	N/A
% de VEs	0 %	3.4 %	6 %	9.6 %	10.5 %	17.9 %	22.7 %	29.5 %	100 %
ABS	9.13	9.13	9.33	10.22	10.44	12.25	13.47	15.14	32.62
IND	5.24	5.32	5.64	6.53	6.76	8.56	9.77	11.44	28.81
MEL	9.42	9.46	9.49	9.57	9.57	10.55	11.76	13.43	31.03
MOR	16.27	16.91	17.41	18.13	18.30	19.79	20.72	22.18	39.64
SNI	16.56	16.58	16.58	16.62	16.62	16.68	16.74	17.30	34.92
CPE	18.10	18.10	18.10	18.65	18.84	20.58	21.79	23.46	41.01
CPE-2	12.91	13.55	14.05	14.76	14.94	16.42	17.61	19.29	36.83
MRD	9.61	9.66	9.75	10.25	10.46	12.20	13.35	15.02	32.39
MRD-2	12.10	12.70	13.17	13.86	14.05	15.68	16.72	18.18	35.20
MOI	13.85	13.93	13.97	14.09	14.09	14.67	15.87	17.55	35.06
MEL-2	9.94	10.77	11.37	12.25	12.48	14.29	15.51	17.19	34.82
MOR-2	14.49	14.50	14.51	14.62	14.76	16.32	17.35	18.80	35.47
SNI-2	18.31	19.14	19.75	20.64	20.87	22.68	23.90	25.58	43.12
SNM	5.25	5.32	5.65	6.53	6.76	8.57	9.78	11.45	28.83
SNM-2	2.28	2.28	2.43	3.33	3.56	5.37	6.61	8.31	26.02

Tabla G.7: Nivel máximo de potencia en las líneas del anillo de subtransmisión en Verano, Caso B.1.

Año	Potencia (MVA)								
	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	N/A
% de VEs	0 %	3.4 %	6 %	9.6 %	10.5 %	17.9 %	22.7 %	29.5 %	100 %
MEL-MRP	18.06	20.54	22.38	24.98	25.67	30.99	34.48	39.17	90.91
MEL-MOR	8.49	8.48	8.48	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	26.59
MOR-SNI	28.26	28.82	29.25	29.87	30.02	31.33	32.17	33.35	47.02
MOI-SNI	31.73	31.41	31.40	31.38	31.38	31.35	31.32	31.29	30.99
ABS-MOI	35.89	37.33	38.49	40.23	40.69	44.46	47.05	50.60	87.51
ABS-CPE	28.75	29.28	29.73	30.49	30.64	32.47	33.75	35.54	55.04
CPE-SNM	10.17	10.18	10.18	10.19	10.19	10.16	10.71	11.64	22.73
SNM-IND	7.96	7.93	8.03	8.23	8.28	8.03	8.93	10.99	33.33
MRD-IND	7.85	9.39	10.58	11.80	12.09	15.14	17.56	21.12	61.57
MRD-MRP	25.60	26.34	28.70	32.06	32.92	39.58	44.25	50.93	125.45
MRP-SNI	11.07	11.03	11.03	11.01	11.01	11.00	11.00	11.00	20.48
MRP-SNI2	11.07	11.03	11.03	11.01	11.01	11.00	11.00	11.00	20.48
CPE-MRP	7.85	8.94	9.62	10.48	10.71	12.75	14.34	16.66	43.17
SNI-ZIN	45.05	45.83	46.44	47.41	47.67	49.83	51.32	53.38	75.31
AZS-ZIN	47.69	48.56	49.23	50.28	50.56	52.80	54.31	56.40	78.66
AZS-ZIN2	47.69	48.56	49.23	50.28	50.56	52.80	54.31	56.40	78.66

Tabla G.8: Nivel máximo de potencia en las líneas del anillo de subtransmisión en Otoño, Caso B.1.

Año	Potencia (MVA)								
	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	N/A
% de VEs	0 %	3.4 %	6 %	9.6 %	10.5 %	17.9 %	22.7 %	29.5 %	100 %
MEL-MRP	18.86	21.11	22.86	25.48	26.16	31.60	35.18	40.04	91.68
MEL-MOR	8.96	8.89	8.87	8.78	8.78	8.71	8.69	9.03	27.16
MOR-SNI	28.30	28.79	29.18	29.73	29.86	31.06	31.90	33.08	46.00
MOI-SNI	31.82	31.79	31.79	31.75	31.75	31.71	31.67	31.63	31.59
ABS-MOI	34.54	36.05	37.21	39.06	39.55	43.34	45.86	49.34	86.02
ABS-CPE	28.09	28.11	28.11	28.83	29.06	30.84	32.19	34.10	53.53
CPE-SNM	9.98	9.98	9.98	9.99	9.99	10.00	10.44	11.63	23.70
SNM-IND	7.35	7.35	7.35	7.47	7.55	7.75	7.89	9.92	32.24
MRD-IND	7.49	8.77	9.86	11.00	11.24	14.06	16.44	19.97	60.45
MRD-MRP	25.65	28.10	30.44	33.62	34.39	40.75	45.32	52.00	125.68
MRP-SNI	11.55	11.48	11.45	11.35	11.35	11.29	11.24	11.23	21.13
MRP-SNI2	11.55	11.48	11.45	11.35	11.35	11.29	11.24	11.23	21.13
CPE-MRP	7.97	8.84	9.52	10.32	10.54	12.59	14.15	16.43	42.72
SNI-ZIN	43.65	43.95	44.51	45.46	45.72	47.89	49.37	51.43	73.51
AZS-ZIN	49.82	50.58	51.20	52.17	52.41	54.59	56.10	58.19	80.11
AZS-ZIN2	49.82	50.58	51.20	52.17	52.41	54.59	56.10	58.19	80.11

Tabla G.9: Nivel máximo de potencia en las líneas del anillo de subtransmisión en Invierno, Caso B.1.

Año	Potencia (MVA)								
	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	N/A
% de VEs	0 %	3.4 %	6 %	9.6 %	10.5 %	17.9 %	22.7 %	29.5 %	100 %
MEL-MRP	18.69	19.75	21.54	24.20	24.89	30.21	33.77	38.58	90.05
MEL-MOR	9.78	9.76	9.76	9.74	9.74	9.73	9.73	9.73	26.89
MOR-SNI	29.07	29.16	29.49	29.97	30.09	31.15	31.83	32.80	46.20
MOI-SNI	31.96	31.92	31.91	31.85	31.85	31.75	31.73	31.70	31.64
ABS-MOI	36.76	37.08	38.07	39.72	40.16	43.95	46.49	50.00	86.34
ABS-CPE	29.90	29.96	29.98	30.48	30.64	32.22	33.57	35.46	54.59
CPE-SNM	11.24	11.26	11.26	11.30	11.30	11.31	11.38	11.49	23.33
SNM-IND	7.56	7.52	7.50	7.43	7.43	7.35	7.87	9.92	32.19
MRD-IND	9.04	9.06	10.07	11.22	11.57	14.78	17.14	20.66	60.56
MRD-MRP	28.25	28.88	30.99	33.95	34.70	41.14	45.75	52.43	126.02
MRP-SNI	12.40	12.38	12.38	12.34	12.34	12.33	12.32	12.32	20.70
MRP-SNI2	12.40	12.38	12.38	12.34	12.34	12.33	12.32	12.32	20.70
CPE-MRP	9.13	9.19	9.74	10.58	10.80	12.87	14.44	16.74	42.88
SNI-ZIN	44.52	44.58	45.03	45.88	46.15	48.34	49.83	51.90	73.73
AZS-ZIN	49.21	49.92	50.56	51.54	51.81	53.99	55.50	57.59	79.53
AZS-ZIN2	49.21	49.92	50.56	51.54	51.81	53.99	55.50	57.59	79.53

Tabla G.10: Nivel máximo de potencia en los transformadores de subtransmisión en Verano, Caso B.1.

Año	Potencia en los transformadores de subtransmisión (MVA)								
	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	N/A
% de VEs	0 %	3.4 %	6 %	9.6 %	10.5 %	17.9 %	22.7 %	29.5 %	100 %
ABS	8.42	9.24	9.85	10.61	10.81	12.50	13.68	15.30	32.56
IND	3.51	4.30	4.91	5.80	6.03	7.83	8.91	10.64	28.44
MEL	7.77	8.56	9.15	10.00	10.23	11.99	13.16	14.79	30.68
MOR	14.49	15.29	15.87	16.73	16.95	18.71	19.86	21.42	38.23
SIN	14.84	15.66	16.26	17.14	17.36	19.13	20.22	21.77	38.53
CPE	17.34	18.15	18.65	19.41	19.62	21.32	22.47	24.07	41.07
CPE 2	12.09	12.88	13.39	14.12	14.32	15.95	17.04	18.64	35.80
MRD	8.70	8.77	8.80	9.19	9.41	11.03	12.12	13.68	30.77
MRD 2	15.10	15.16	15.20	15.31	15.31	15.48	15.63	17.04	33.88
MOI	14.64	14.64	14.64	14.74	14.92	16.55	17.71	19.31	36.36
MEL 2	10.46	11.28	11.90	12.80	13.03	14.84	16.07	17.64	34.19
MOR 2	13.36	13.36	13.88	14.70	14.90	16.31	17.22	18.59	35.01
SIN 2	14.13	14.95	15.56	16.44	16.66	18.38	19.48	21.04	37.69
SNM	5.11	5.17	5.33	5.97	6.14	7.64	8.80	10.40	27.68
SNM 2	1.91	2.69	3.31	4.21	4.44	6.34	7.58	9.28	26.97

Tabla G.11: Nivel máximo de potencia en los transformadores de subtransmisión en Otoño, Caso B.1.

Potencia en los transformadores de subtransmisión (MVA)									
Año	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	N/A
% de VEs	0 %	3.4 %	6 %	9.6 %	10.5 %	17.9 %	22.7 %	29.5 %	100 %
ABS	9.03	9.77	10.34	11.04	11.24	12.93	14.08	15.68	32.66
IND	3.99	4.27	4.85	5.74	5.96	7.77	8.83	10.54	28.37
MEL	8.99	9.02	9.06	9.37	9.59	11.37	12.59	14.25	30.75
MOR	16.39	17.10	17.64	18.43	18.62	20.25	21.27	22.66	38.70
SIN	15.03	15.83	16.46	17.37	17.59	19.38	20.49	22.06	39.01
CPE	16.66	17.45	17.88	18.65	18.84	20.45	21.57	23.13	39.79
CPE 2	13.58	13.60	13.60	13.63	13.63	13.67	14.85	16.48	33.79
MRD	9.21	9.70	10.19	10.98	11.18	12.72	13.73	15.22	32.09
MRD 2	12.31	12.83	13.22	13.85	14.00	15.46	16.43	17.80	34.10
MOI	12.31	12.31	12.31	12.76	12.93	14.49	15.59	17.14	34.13
MEL 2	10.42	11.24	11.85	12.73	12.96	14.77	15.98	17.60	34.20
MOR 2	14.98	14.98	15.01	15.14	15.14	16.27	17.20	18.53	34.35
SIN 2	15.32	15.93	16.41	17.09	17.25	18.47	19.28	20.69	37.46
SNM	5.06	5.54	6.14	6.92	7.11	8.82	9.98	11.57	28.96
SNM 2	1.13	1.72	2.32	3.21	3.44	5.24	6.48	8.18	25.88

Tabla G.12: Nivel máximo de potencia en los transformadores de subtransmisión en Invierno, Caso B.1.

Año	Potencia en los transformadores de subtransmisión (MVA)								
	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	N/A
% de VEs	0 %	3.4 %	6 %	9.6 %	10.5 %	17.9 %	22.7 %	29.5 %	100 %
ABS	9.13	9.13	9.33	10.07	10.27	11.97	13.13	14.74	31.83
IND	5.24	5.32	5.62	6.50	6.72	8.52	9.50	11.16	28.52
MEL	9.42	9.46	9.49	9.57	9.57	10.49	11.69	13.36	29.86
MOR	16.27	16.90	17.39	18.10	18.27	19.70	20.54	21.81	38.54
SNI	16.56	16.57	16.58	16.61	16.61	16.67	16.71	17.05	33.89
CPE	18.10	18.10	18.10	18.46	18.64	20.24	21.37	22.95	39.83
CPE 2	12.91	13.54	13.98	14.62	14.78	16.17	17.27	18.88	35.90
MRD	9.61	9.66	9.75	10.25	10.44	12.03	13.08	14.64	31.68
MRD 2	12.10	12.71	13.18	13.78	13.92	15.41	16.38	17.76	34.23
MOI	13.85	13.92	13.96	14.06	14.06	14.40	15.52	17.11	34.18
MEL 2	9.94	10.77	11.37	12.25	12.48	14.28	15.49	17.07	33.55
MOR 2	14.49	14.49	14.50	14.63	14.80	16.08	17.00	18.33	34.38
SNI 2	18.31	19.14	19.75	20.64	20.82	22.40	23.51	25.07	41.75
SNM	5.25	5.33	5.62	6.42	6.63	8.34	9.50	11.09	28.33
SNM 2	2.28	2.28	2.32	3.19	3.42	5.41	6.69	8.39	26.09

Tabla G.14: Nivel máximo de potencia en las líneas del anillo de subtransmisión en Otoño, Caso B.2.

Año	Potencia en las líneas de subtransmisión (MVA)								
	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	N/A
% de VEs	0 %	3.4 %	6 %	9.6 %	10.5 %	17.9 %	22.7 %	29.5 %	100 %
MEL-MRP	18.86	17.80	17.80	17.80	17.80	17.80	17.80	17.80	61.55
MEL-MOR	8.96	9.04	9.07	9.21	9.21	9.85	10.86	12.38	29.68
MOR-SNI	28.30	28.15	28.15	28.15	28.15	28.15	28.15	28.15	28.15
MOI-SNI	31.82	31.85	31.86	31.91	31.91	32.23	32.68	33.29	40.56
ABS-MOI	34.54	33.78	33.78	33.70	33.70	33.63	33.63	33.63	33.63
ABS-CPE	28.09	28.07	28.07	28.03	28.03	27.99	27.95	27.91	27.83
CPE-SNM	9.98	9.94	9.94	9.88	9.88	9.82	9.77	9.73	11.15
SNM-IND	7.35	7.41	7.62	8.16	8.32	9.86	11.09	12.66	33.04
MRD-IND	7.49	7.48	7.48	8.11	8.38	11.20	13.54	16.74	54.81
MRD-MRP	25.65	24.76	24.76	24.76	24.76	24.76	24.76	24.76	87.18
MRP-SNI	11.55	11.63	11.67	11.81	11.81	12.68	13.62	15.06	30.83
MRP-SNI2	11.55	11.63	11.67	11.81	11.81	12.68	13.62	15.06	30.83
CPE-MRP	7.97	7.95	7.95	7.93	7.93	7.93	8.34	9.98	33.90
SNI-ZIN	43.65	43.65	43.65	43.65	43.65	43.65	43.65	43.65	43.65
AZS-ZIN	49.82	48.91	48.36	47.72	47.56	47.43	47.43	47.43	47.43
AZS-ZIN2	49.82	48.91	48.36	47.72	47.56	47.43	47.43	47.43	47.43

Tabla G.15: Nivel máximo de potencia en las líneas del anillo de subtransmisión en Invierno, Caso B.2.

Año	Potencia en las líneas de subtransmisión (MVA)								
	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	N/A
% de VEs	0 %	3.4 %	6 %	9.6 %	10.5 %	17.9 %	22.7 %	29.5 %	100 %
MEL-MRP	18.69	18.62	18.59	18.59	18.59	18.59	18.59	18.59	63.37
MEL-MOR	9.78	9.80	9.80	9.88	9.88	10.09	10.74	12.22	30.02
MOR-SNI	29.07	29.07	29.07	29.07	29.07	29.07	29.07	29.07	29.07
MOI-SNI	31.96	31.98	31.99	32.04	32.09	32.74	33.15	33.73	40.97
ABS-MOI	36.76	36.69	36.65	36.54	36.54	36.50	36.50	36.50	36.50
ABS-CPE	29.90	29.83	29.80	29.68	29.68	29.53	29.39	29.25	28.45
CPE-SNM	11.24	11.19	11.18	11.10	11.10	10.97	10.86	10.75	11.66
SNM-IND	7.56	7.63	7.65	7.76	7.86	9.51	10.66	12.51	33.07
MRD-IND	9.04	8.99	8.97	8.90	8.90	11.03	13.15	16.52	54.73
MRD-MRP	28.25	28.14	28.09	27.92	27.92	27.64	27.53	27.41	87.62
MRP-SNI	12.40	12.43	12.43	12.48	12.48	12.67	13.41	14.84	31.42
MRP-SNI2	12.40	12.43	12.43	12.48	12.48	12.67	13.41	14.84	31.42
CPE-MRP	9.13	9.10	9.08	9.03	9.03	8.94	8.87	10.05	33.93
SNI-ZIN	44.52	44.49	44.47	44.41	44.41	44.30	44.22	44.14	44.02
AZS-ZIN	49.21	48.40	48.36	48.32	48.32	48.29	48.26	48.23	48.12
AZS-ZIN2	49.21	48.40	48.36	48.32	48.32	48.29	48.26	48.23	48.12

Tabla G.16: Nivel máximo de potencia en los transformadores de subtransmisión en Verano, Caso B.2.

Potencia en los transformadores de subtransmisión (MVA)									
Año	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	N/A
% de VEs	0 %	3.4 %	6 %	9.6 %	10.5 %	17.9 %	22.7 %	29.5 %	100 %
ABS	8.42	7.68	7.15	6.41	6.22	6.02	6.02	6.02	16.35
IND	3.51	2.72	2.48	2.48	2.48	2.48	2.58	4.21	21.85
MEL	7.77	7.07	6.57	5.86	5.82	5.82	5.82	5.82	18.19
MOR	14.49	13.71	13.14	12.32	12.12	11.80	11.80	11.80	11.80
SIN	14.84	14.08	13.53	12.82	12.82	12.82	12.82	12.82	12.82
CPE	17.34	16.63	16.11	15.37	15.18	14.29	14.29	14.29	14.29
CPE 2	12.09	11.39	10.87	10.61	10.61	10.61	10.61	10.61	12.89
MRD	8.70	8.65	8.62	8.52	8.52	8.41	8.32	8.23	18.50
MRD 2	15.10	15.04	15.01	14.91	14.91	14.75	14.62	14.49	15.25
MOI	14.64	14.64	14.64	14.64	14.64	14.64	14.64	14.64	14.64
MEL 2	10.46	9.71	9.16	8.38	8.18	7.32	7.32	7.32	14.27
MOR 2	13.36	13.36	13.36	13.36	13.36	13.36	13.36	13.36	14.44
SIN 2	14.13	13.38	12.82	12.03	11.83	10.70	10.68	10.68	11.22
SNM	5.11	5.06	5.04	4.98	4.98	4.93	4.93	4.94	21.41
SNM 2	1.91	1.12	0.71	1.47	1.68	3.44	4.67	6.36	23.95

Tabla G.17: Nivel máximo de potencia en los transformadores de subtransmisión en Otoño, Caso B.2.

Potencia en los transformadores de subtransmisión (MVA)									
Año	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	N/A
% de VEs	0 %	3.4 %	6 %	9.6 %	10.5 %	17.9 %	22.7 %	29.5 %	100 %
ABS	9.03	8.37	7.89	7.39	7.28	6.54	6.54	6.54	16.38
IND	3.99	3.86	3.86	3.83	3.83	3.82	3.81	4.28	21.92
MEL	8.99	8.99	8.99	8.99	8.99	8.99	8.99	8.99	17.67
MOR	16.39	15.80	15.41	14.95	14.83	13.97	13.43	12.95	12.95
SIN	15.03	14.33	13.78	13.15	13.09	12.67	12.67	12.67	13.20
CPE	16.66	15.97	15.47	14.87	14.73	13.88	13.63	13.63	13.63
CPE 2	13.58	13.56	13.56	13.52	13.52	13.48	13.44	13.40	14.94
MRD	9.21	8.81	8.58	8.23	8.15	8.11	8.10	8.10	17.09
MRD 2	12.31	11.91	11.65	11.51	11.51	11.51	11.51	11.51	15.29
MOI	12.31	12.31	12.31	12.31	12.31	12.31	12.31	12.31	14.98
MEL 2	10.42	9.67	9.11	8.32	8.12	7.32	7.32	7.32	14.27
MOR 2	14.98	14.98	14.98	14.98	14.98	14.98	14.98	14.98	15.29
SIN 2	15.32	14.78	14.36	14.05	14.05	14.05	14.05	14.05	14.05
SNM	5.06	4.95	4.88	4.74	4.74	4.74	4.74	4.74	19.93
SNM 2	1.13	1.13	1.13	1.66	1.89	3.71	4.95	6.65	24.38

Tabla G.18: Nivel máximo de potencia en los transformadores de subtransmisión en Invierno, Caso B.2.

Potencia en los transformadores de subtransmisión (MVA)									
Año	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	N/A
% de VEs	0 %	3.4 %	6 %	9.6 %	10.5 %	17.9 %	22.7 %	29.5 %	100 %
ABS	9.13	9.13	9.13	9.10	9.10	9.07	9.04	9.01	17.10
IND	5.24	5.18	5.17	5.08	5.08	4.98	4.95	4.95	21.84
MEL	9.42	9.40	9.38	9.35	9.35	9.34	9.34	9.34	18.54
MOR	16.27	15.71	15.30	14.71	14.57	13.37	12.67	12.33	12.33
SNI	16.56	16.55	16.54	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52
CPE	18.10	18.10	18.10	18.08	18.08	18.06	18.04	18.03	17.82
CPE 2	12.91	12.33	11.90	11.32	11.18	10.45	10.41	10.38	13.57
MRD	9.61	9.58	9.58	9.55	9.55	9.55	9.55	9.55	17.82
MRD 2	12.10	12.09	12.09	12.09	12.09	12.09	12.09	12.09	15.09
MOI	13.85	13.77	13.73	13.62	13.62	13.46	13.44	13.44	15.18
MEL 2	9.94	9.21	8.69	7.97	7.79	6.96	6.96	6.96	14.86
MOR 2	14.49	14.49	14.49	14.49	14.49	14.49	14.49	14.49	15.23
SNI 2	18.31	17.60	17.08	16.39	16.23	14.91	14.11	14.01	14.01
SNM	5.25	5.19	5.17	5.08	5.08	4.98	4.96	4.96	20.66
SNM 2	2.28	2.28	2.28	2.26	2.26	3.48	4.72	6.43	24.16

Apéndice H

Archivo de salida de FPO

Matrix Size		Problem	Size
CM Rows:	8741	Angles	4363
CM Columns:	10853	Voltages	4363
Jacobian elements:	67054	Xformers	1683
KIM elements:	110180	MW gens	1
		MV gens	403
		Bus Shunts	0
		Sw. Shunts	10
		Load Shed	15
		Flows	15
		Interfaces	0
		S. Compen.	0
		R-cap.	0
		Res. Units	0
		Reserves	0
		Area Int.	0
		Lin. Dep.	0
		Segments	0

All data appears to be okay

Note: There were 14 infeasible variables found.
The **sum** of the violations is 0.029915
The largest violation is variable Volt 3634, value: 0.004218

KKT Matrix Factorize statistics...

Symbolic Factors. Opts:	15133	Elements:	12659	Compres:	0	% Fill-in:	25
-------------------------	-------	-----------	-------	----------	---	------------	----

KKT Matrix Factorize statistics...

Symbolic Factors. Opts:	1008199	Elements:	169986	Compres:	1	% Fill-in:	79
Unfactored. Columns:	17845	Elements:	94870	Density:	0.03		
Numeric Factors. 2x2s:	3562	Elements:	169991	Compres:	1	% Fill-in:	79

Neg. Eigenvalues: 8741 Max front: 68 N-Steps : 5021

Iter	Mu	NL Objective	Norm RHS	Mismatch(pu)	Row Equation	Nearest Variable	Step size
1	0	1.73236E+00	5.21E+02	7.76E-01	Qeqn 3617	Shed +2 u	3.19E-02
2x	2	9.23919E+00	2.67E+05	6.15E-01	F-eq 3618	Qgen 3207	2.55E-02
3	1	5.34673E+01	1.69E+05	5.99E-01	F-eq 3618	Qgen 10422	2.12E-01
4x	1	9.72669E+01	1.72E+03	9.54E-01	Qeqn 10422	Qgen 10307	5.36E-01
5	1	7.62541E+01	1.42E+03	2.04E+00	Qeqn 10422	Flow 3618 u	6.66E-01
6	0	5.84206E+01	4.05E+02	1.65E-01	Qeqn 10422	Qgen 10307 u	9.01E-01
7	-1	3.40582E+01	1.09E+02	8.30E-03	Peqn 10422	Qgen 10422 u	8.74E-01
8	-1	1.02652E+01	3.02E+01	3.85E-02	Qeqn 3839	Qgen 2809	8.29E-01
9	-2	4.01257E+00	1.07E+01	1.10E-02	Qeqn 16734	Qgen 10702	8.36E-01
10	-3	1.83850E+00	5.64E+00	3.74E-02	Qeqn 10702	Shed +15 u	6.15E-01
11	-4	9.95209E-01	2.23E+00	1.30E-02	Qeqn 10702	Volt 3629	6.66E-01
12	-4	6.53915E-01	1.57E+00	1.74E-03	Qeqn 10702	Volt 3629	1.70E-01
13x	-4	6.39222E-01	8.48E+01	1.46E-03	Qeqn 10702	Shed +3 u	9.55E-01
14	-4	5.76952E-01	3.91E+00	1.65E-03	Qeqn 2007		1.00E+00
15	-4	5.69916E-01	1.77E-01	6.24E-05	Qeqn 7415		

Optimal Solution Found.

Minimum active power loss objective: 0.0

Minimum reactive power loss objective: 0.125652

Minimum load shed objective: 0.396964

Quadratic Penalty objective: 0.0473

Elapsed time: 0 minutes, 0.6875 seconds.

CPU time: 0 minutes, 0.655204 seconds.

Column	Name	F S	Value	Lower	Upper	Cost
9269	Trns 10022	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.00148
9270	Trns 10022	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.00103
9275	Trns 10022	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.00148
9276	Trns 10141	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00082
9277	Trns 10141	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.00087
9280	Trns 10021	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.00223
9281	Trns 10021	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.00224
9282	Trns 10021	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.00512
9289	Trns 10026	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.00332
9290	Trns 10026	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.00332
9306	Trns 10207	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.00019
9307	Trns 10207	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.00019
9308	Trns 10211	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00008
9309	Trns 10307	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00061
9310	Trns 10307	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00061
9311	Trns 10317	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00298
9312	Trns 10317	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00289

9313	Trns	10317	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00040
9314	Trns	10317	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00040
9315	Trns	10344	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.00026
9320	Trns	10419	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00208
9321	Trns	10420	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00208
9322	Trns	10421	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00207
9323	Trns	10422	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.00673
9324	Trns	10424	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.00041
9325	Trns	10423	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00061
9331	Trns	10600	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.00291
9332	Trns	10610	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00060
9333	Trns	10610	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00060
9334	Trns	10612	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00154
9335	Trns	10612	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00154
9336	Trns	10641	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.01303
9337	Trns	10640	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00035
9338	Trns	10640	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00023
9339	Trns	10640	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00037
9340	Trns	10702	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00053
9341	Trns	10807	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00048
9344	Trns	10921	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00003
9349	Trns	10931	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.04888
9350	Trns	10931	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.04888
9351	Trns	10931	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.04736
9352	Trns	10931	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.04736
9353	Trns	10931	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.00205
9354	Trns	10931	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.01498
9355	Trns	10931	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.01498
9356	Trns	10931	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.01498
9357	Trns	10931	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	0.04356
9358	Trns	10931	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.17006
9359	Trns	10931	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.17014
9361	Trns	10934	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00267
9362	Trns	10934	I 4	1.00000	0.0000	0.0000	-0.00267
9715	Trns	16173	I 4	1.05128	0.0040	0.0048	0.00083
9718	Trns	16184	I 4	1.02500	0.0040	0.0048	0.00049
9719	Trns	16186	I 4	1.00000	0.0040	0.0048	-0.00100
9720	Trns	16186	I 4	1.00000	0.0040	0.0048	-0.00100
9738	Trns	16300	I 4	1.00000	0.0023	0.0028	0.00602
9739	Trns	16300	I 4	1.00000	0.0023	0.0028	0.00602
9740	Trns	16300	I 4	1.00000	0.0023	0.0028	0.00602
9744	Trns	16303	I 4	1.00000	0.0023	0.0028	0.00243
9745	Trns	16303	I 4	1.00000	0.0023	0.0028	0.00243
9746	Trns	16303	I 4	1.00000	0.0023	0.0028	0.00243
9868	Trns	16560	I 4	1.04998	0.0040	0.0048	-0.00278
9895	Trns	16701	I 4	1.00000	0.0023	0.0028	-0.00434
9896	Trns	16701	I 4	1.00000	0.0023	0.0028	-0.00434
9897	Trns	16701	I 4	1.00000	0.0023	0.0028	-0.00434
10015	Trns	16905	I 4	1.02665	0.0040	0.0048	-0.00162
10059	Trns	17100	I 4	1.00000	0.0023	0.0028	0.02471
10188	Trns	17336	I 4	1.05128	0.0040	0.0048	0.00172
10220	Trns	17501	I 4	1.00000	0.0023	0.0028	0.00576
10221	Trns	17501	I 4	1.00000	0.0023	0.0028	0.00576
10290	Trns	17622	I 4	1.05130	0.0040	0.0048	-0.00072
10294	Trns	17625	I 4	1.00000	0.0040	0.0048	-0.00511
10295	Trns	17625	I 4	1.00000	0.0040	0.0048	-0.00511
10296	Trns	17626	I 4	1.00000	0.0040	0.0048	-0.00094

10297	Trns	17626	I 4	1.00000	0.0040	0.0048	-0.00094
10315	Trns	17900	I 4	1.00000	0.0023	0.0028	0.03795
10316	Trns	17900	I 4	1.00000	0.0023	0.0028	0.03795
10317	Trns	17901	I 4	1.00000	0.0023	0.0028	0.02856
10318	Trns	17901	I 4	1.00000	0.0023	0.0028	0.02856
10378	Trns	18061	I 4	1.05130	0.0040	0.0048	0.01320
10382	Trns	18053	I 4	1.00000	0.0040	0.0048	0.00570
Row	Name	Lagrange Mult.					

Referencias

- [Acha *et al.*, 2004] Acha E., Fuerte C.R.E., Ambriz H.P., Ángeles C.C. *FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks*. John Wiley & Sons, Ltd, 1ª edición, 2004.
- [Acha *et al.*, 2011] Acha S., Green T.C., Shah N. “Optimal Charging Strategies of Electric Vehicles in the UK Power Market.” *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011 IEEE PES*, páginas 1–8, 2011.
- [Ahmad, 1991] Ahmad A. *Optimal Power Flow Solution Using Second Order Newton Method*. Tesis Doctoral, Universidad de Manchester, Instituto de Ingeniería y Electrónica, 1991.
- [Alkhafaji *et al.*, 2016] Alkhafaji M.H., Chi-Kwong P.L., Bati A.F. “Integration of electric vehicles within microgrid.” *2016 UKACC 11th International Conference on Control*, páginas 1–6, 2016.
- [Alonso *et al.*, 2014] Alonso M., Amaris H., Gardy-Germain J., Galan J. “Optimal Charging Scheduling of Electric Vehicles in Smart Grids by Heuristic Algorithms.” *Energy Research, Engineering and Policy Journal*, volumen 7:páginas 2449–2475, 2014.
- [Ambriz, 1998] Ambriz H.P. *Flexible AC Transmission Systems Modelling in Optimal Power Flows Using Newton’s Method*. Tesis Doctoral, Universidad de Glasgow, 1998.
- [Arrillaga y Arnold, 1990] Arrillaga J., Arnold C.P. *Computer Analysis of Power Systems*. John Wiley & Sons, Ltd, 1ª edición, 1990.
- [Azizipanah *et al.*, 2016] Azizipanah R., Terzija V., Golestaneh F., Roosta A. “Multiobjective Dynamic Optimal Power Flow Considering Fuzzy-Based Smart Utilization of Mobi-

- le Electric Vehicles.” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, volumen 12:páginas 503–514, 2016.
- [Chan, 2007] Chan C.C. “The State of the Art of Electric, Hybrid, and Fuel Cell Vehicles.” *Proceedings of the IEEE*, volumen 95:páginas 704–718, 2007.
- [Chan y Wong, 2002] Chan C.C., Wong Y.S. “The State of the Art of Electric Vehicles Technology.” *Proceedings of the IEEE*, páginas 46–57, 2002.
- [Chen *et al.*, 2014] Chen N., Wei C.T., Quek T.Q.S. “Electric Vehicle Charging in Smart Grid: Optimality and Valley-Filling Algorithms.” *IEEE Journal of Selected Topics in Signal Processing*, páginas 1073–1083, 2014.
- [Cheng *et al.*, 2016] Cheng L., Chang Y., Huang R. “Mitigating Voltage Problem in Distribution System With Distributed Solar Generation Using Electric Vehicles.” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, páginas 1475–1484, 2016.
- [Clement *et al.*, 2009] Clement K., Haesen E., Driesen J. “Coordinated Charging of Multiple Plug-In Hybrid Electric Vehicles in Residential Distribution Grids.” *IEEE Transactions on Power Systems*, páginas 1–7, 2009.
- [Congreso, 2016] Congreso G.E.U.M. “Decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley del Impuesto sobre la Renta, de la Ley del Impuesto al Valor Agregado, del Código Fiscal de la Federación y de la Ley Federal del Impuesto sobre Automóviles Nuevos.” <http://www.dof.gob.mx/>. Congreso General de los Estados Unidos Mexicanos, 2016. Consulta: Febrero 2018.
- [CRE, 2016] CRE. “Resolución No. 151. Expide las disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red. Diario Oficial de la Federación.” <http://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/AcuerdosCRE/>. Comisión Reguladora de Energía (CRE), 2016. Consulta: Febrero 2018.

- [DECCUK, 2009] DECCUK. “Smarter Grids: The Opportunity.” [http://www.decc.gov.uk/assets/decc\(what%20we%20do/uk%20energy%20supply/futureelectricitynetworks/1_20091203163757_e_smartergridsopportunity.pdf](http://www.decc.gov.uk/assets/decc(what%20we%20do/uk%20energy%20supply/futureelectricitynetworks/1_20091203163757_e_smartergridsopportunity.pdf). Department of Energy and Climate Change, UK, 2009. Consulta: Octubre 2017.
- [Derakhshandeh *et al.*, 2013] Derakhshandeh S., Masoum A., Deilami S., Masoum M., Hamedani M. “Coordination of Generation Scheduling with PEVs Charging in Industrial Microgrids.” *IEEE Transactions on Power Systems*, volumen 28(3):páginas 3451–3461, 2013.
- [Dharmakeerthi *et al.*, 2011] Dharmakeerthi C., Mithulananthan N., Saha T. “Overview of the Impacts of Plug-in Electric Vehicles on the Power Grid.” *Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT), 2011 IEEE PES*, páginas 1–8, 2011.
- [Ekanayake *et al.*, 2012] Ekanayake J., Liyanage K., Wu J., Yokoyama A., Jenkins N. *Smart Grid Technology and Applications*. John Wiley & Sons, Ltd, 1ª edición, 2012.
- [Eldeeb *et al.*, 2017] Eldeeb H.H., Hariri A.O., Mohammed O.A. “Coordinated control for the integration of a large scale electric vehicle park with PV into the MV grid.” *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe*, páginas 1–6, 2017.
- [EU, 2006] EU. “European SmartGrids Technology Platform: Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future.” http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf. European Commission, 2006. Consulta: October 2017.
- [Federal, 2013] Federal G. “Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018.” <http://pnd.ensambledev.com/wp-content/uploads/2013/05/PND.pdf>. Gobierno Federal, México, 2013. Consulta: Octubre 2017.
- [Giraldo, 2015] Giraldo G.A.G. “Estudio del impacto de los vehículos eléctricos en las redes de distribución de energía eléctrica.” Tesis de licenciatura, 2015.
- [Gobierno, 2015] Gobierno E.M. “Plan de Desarrollo Integral del Estado de Michoacán 2015-2021.” <http://siplan.michoacan.gob.mx:8080/pbr->

- sed/Plan.Desarrollo/Pladiem.2015-2021_u.pdf. Gobierno del Estado, Michoacán, 2015. Consulta: Octubre 2017.
- [Golder, 2006] Golder A.S. *Photovoltaic Generator Modeling for Large Scale Distribution System Studies*. Tesis de Maestría, Drexel University, 2006.
- [IEA, 2015] IEA. *Energy and Climate Change, Technical Report*. International Energy Agency, Paris, Francia, 2015.
- [IEA, 2017] IEA. *Global EV Outlook 2017*. International Energy Agency, Paris, Francia, 2017.
- [INEGI, 2016] INEGI. “Vehículos de motor de combustión interna registrados en circulación.” Instituto Nacional de Estadística y Geografía, 2016. Consulta: Agosto 2017.
- [ITDP, 2012] ITDP. “La importancia de reducción del uso del automóvil en México.” mexico.itdp.org/wp-content/uploads/. Instituto de Políticas para el Transporte y el Desarrollo, 2012. Consulta: January 2017.
- [Karnama, 2009] Karnama A. *Analysis of Integration of Plug-in Hybrid Electric Vehicles in the Distribution Grid*. Tesis de Maestría, School of Electrical Engineering at Royal Institute of Technology, 2009.
- [Larminie y Lowry, 2012] Larminie J., Lowry J. *Electric Vehicle Technology Explained*. John Wiley & Sons, Ltd, 2ª edición, 2012.
- [Liu *et al.*, 2013] Liu C., Chau K.T., Wu D., Gao S. “Opportunities and Challenges of Vehicle to-Home, Vehicle-to-Vehicle, and Vehicle-to-Grid Technologies.” *Proceedings of the IEEE*, páginas 2409–2427, 2013.
- [Lopes *et al.*, 2011] Lopes J.A.P., Soares F.J., Almeida P.M.R. “Integration of Electric Vehicles in the Electric Power System.” *Proceedings of the IEEE*, volumen 99(1):páginas 168–183, 2011.
- [Masoum *et al.*, 2011] Masoum A.S., Deilami S., Moses P.S., Masoum M.A.S., Abu-Siada A. “Smart load management of plug-in electric vehicles in distribution and residential

- networks with charging stations for peak shaving and loss minimisation considering voltage regulation.” *IET Generation, Transmission Distribution*, volumen 5(8):páginas 877–888, 2011.
- [McCarthy y Wolfs, 2010] McCarthy D., Wolfs P. “The HV system impacts of large scale electric vehicle deployments in a metropolitan area.” *2010 20th Australasian Universities Power Engineering Conference*, páginas 1–6, 2010.
- [Melhem *et al.*, 2017] Melhem F.Y., Grunder O., Hammoudan Z., Moubayed N. “Optimal Residential Load Scheduling Model in Smart Grid Environment.” *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe*, páginas 1–6, 2017.
- [Mi *et al.*, 2011] Mi C., Abul M., Wenzhong D. *Hybrid Electric Vehicles Principles and Applications with Practical Perspectives*. John Wiley & Sons, Ltd, 1ª edición, 2011.
- [Miao *et al.*, 2015a] Miao K.T., Ramachandaramurthy V.K., Ying J.Y. “Integration of electric vehicles in smart grid: A review on vehicle to grid technologies and optimization techniques.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, páginas 720–732, 2015a.
- [Miao *et al.*, 2015b] Miao K.T., Ramachandaramurthy V.K., Ying J.Y. “Integration of electric vehicles in smart grid: A review on vehicle to grid technologies and optimization techniques.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, páginas 720–732, 2015b.
- [Montoya *et al.*, 2010] Montoya F.G., Baños R., Gil C., Espín A., Alcayde A., Gómez J. “Minimization of voltage deviation and power losses in power networks using Pareto optimization methods.” *Engineering Application of Artificial Intelligence*, páginas 695–703, 2010.
- [Muneer *et al.*, 2017] Muneer T., Lal M.K., Doyle A. *Electric Vehicles: Prospects and Challenges*. Elsevier Inc, 1ª edición, 2017.
- [Nemry y Brons, 2011] Nemry F., Brons M. “Market Penetration Scenarios of Electric-Drive Vehicles.” *Association for European Transport and Contributors 2011*, 2011.

- [Palone *et al.*, 2015] Palone F., Rebolini M., Gentili S., Giannuzzi G., Schembari M., Lauria S. “Connection of very large public charging station to the HV transmission grid.” *Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2015 IEEE 15th International Conference on*, páginas 1–6, 2015.
- [Pike, 2012] Pike R. “Energy Storage, Backup Power, Peak Shaving, and Building Operations Cost Reductions: Market Analysis and Forecasts.” Pike Research, 2012.
- [Pokrzywa, 2011] Pokrzywa J. *SAE International standards work, including communication protocols and connectors, fast charge, batteries*. SAE International, 2011.
- [Richardson *et al.*, 2012] Richardson P., Flynn D., Keane A. “Optimal Charging of Electric Vehicles in Low-Voltage Distribution Systems.” *IEEE Transactions on Power Systems*, páginas 268–279, 2012.
- [Sánchez *et al.*, 2012] Sánchez P.M., Sánchez G., Morales G. “Direct Load Control Decision Model for Aggregated EV Charging Points.” *IEEE Transactions on Power Systems*, páginas 1577–1584, 2012.
- [SENER, 2015] SENER. “Consumo de energía eléctrica por entidad federativa.” <http://sie.energia.gob.mx>. Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía, 2015. Consulta: Agosto 2017.
- [Sharma *et al.*, 2014] Sharma I., Cañizares C., Bhattacharya K. “Smart Charging of PEVs Penetrating Into Residential Distribution Systems.” *IEE Transactions on Smart Grid*, volumen 5(3):páginas 1196–1209, 2014.
- [Siemens, 2013] Siemens. *PSS/E 33.5 Program Operation Manual*. Siemens Power Technologies International, 2013.
- [USDE, 2008] USDE. “Plug-in Hybrid Electric Vehicle Charging Infrastructure Review.” <https://avt.inl.gov/>. US Department of Energy, 2008.
- [USDE, 2014a] USDE. “2013 Nissan Leaf Advanced Vehicle Testing - Baseline Testing Results.” US Department of Energy, 2014a. Consulta: January 2017.

- [USDE, 2014b] USDE. “Advanced Vehicle Testing and Infrastructure.” US Department of Energy, 2014b. Consulta: January 2017.
- [Vargas, 2014] Vargas M.A.C. *Análisis en estado estacionario de sistemas eléctricos de potencia con sistemas de generación fotovoltaica y de almacenamiento de energía*. Tesis de Maestría, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, 2014.
- [Wu, 2013] Wu Q. *Grid Integration of Electric Vehicle in Open Electricity Markets*. John Wiley & Sons, Ltd, 1ª edición, 2013.
- [Wu *et al.*, 2011] Wu Q., Jensen J.M., Hansen L.H., Bjerre A., Nielsen A.H., Ostergaard J. “Impact Study of Electric Vehicle (EV) Integration on Medium Voltage (MV) Grids.” *2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*, páginas 1–7, 2011.
- [Wu *et al.*, 2012] Wu Q., Jensen J.M., Hansen L.H., Bjerre A., Nielsen A.H., Ostergaard J. “EV Portfolio Management and grid impact study.” Edison Consortium, 2012.
- [Yong *et al.*, 2015] Yong J.Y., Ramachandaramurthy V.K., Miao K.T., Mithulananthan N. “A review on the state of the art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 49, páginas 365–385, 2015.
- [Zhang *et al.*, 2015] Zhang B., Lam A., Domínguez A., Tse D. “An Optimal and Distributed Method for Voltage Regulation in Power Distribution Systems.” *IEEE Transactions on Power Systems*, volumen 30(4):páginas 1714–1726, 2015.