



**Impacto en la estabilidad de voltaje en el Sistema Eléctrico de Potencia ante
contingencia N-2 con el ingreso de centrales fotovoltaicas**

Morales Cuásquer, Cindy Dayana y Morillo Carrera, Kevin Andrés

Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería Electromecánica

Trabajo de integración curricular, previo a la obtención del título de Ingeniero Electromecánico

Ing. Masache Almeida, Paul Andrés

16 de agosto del 2023

Latacunga.

Reporte de verificación de contenido



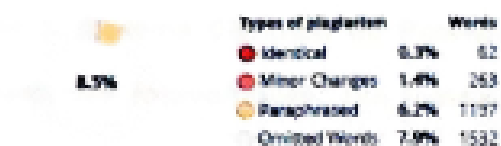
Plagiarism and AI Content Detector Report

TESIS_MORALES_MORILLO_2023.pdf

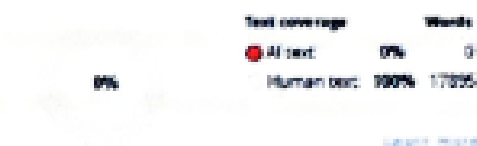
Scan details

Scan time: August 14th, 2023 at 16:34 UTC
 Total Pages: 78
 Total Words: 19427

Plagiarism Detection



AI Content Detection



Alerts: (1)

Cross Language: Same Document Language

Submitted language and cross-language text are the same language. No credits were used.

2/5 Severity

Plagiarism Results: (19)

Estabilidad de Voltaje de Largo Plazo en Sistemas EL... 1.6%

http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=10...

Services-on-Demand Journal SciELO Analytics Google Scholar HBMS (I) ...

Firma:

Masache Almeida, Paúl Andrés

Tutor de tesis



Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería Electromecánica

Certificación

Certifico que el trabajo de integración curricular: **“Impacto en la estabilidad de voltaje en el Sistema Eléctrico de Potencia ante contingencia N-2 con el ingreso de centrales fotovoltaicas”** fue realizado por los señores **Morales Cuásquer, Cindy Dayana y Morillo Carrera, Kevin Andrés**, el mismo que cumple con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, además fue revisado y analizada en su totalidad por la herramienta de prevención y/o verificación de similitud de contenidos; razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que se lo sustente públicamente.

Latacunga, 16 de agosto del 2023

Masache Almeida, Paúl Andrés

Tutor de Tesis

C. C: 1725785552



Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería Electromecánica

Responsabilidad de Autoría

Nosotros, **Morales Cuásquer, Cindy Dayana** con cédula de ciudadanía n°: 0402002372 y **Morillo Carrera, Kevin Andrés** con cédula de ciudadanía n°: 1723882815, declaramos que el contenido, ideas y criterios del trabajo de integración curricular: **"Impacto en la estabilidad de voltaje en el Sistema Eléctrico de Potencia ante contingencia N-2 con el ingreso de centrales fotovoltaicas"** es de nuestra autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos, y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, respetando los derechos intelectuales de terceros y referenciando las citas bibliográficas.

Latacunga, 16 de agosto del 2023

Morales Cuásquer, Cindy Dayana

C.C.: 0402002372

Morillo Carrera, Kevin Andrés

C.C.: 1723882815



Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería Electromecánica

Autorización de Publicación

Nosotros **Morales Cuásquer, Cindy Dayana**, con cédula de ciudadanía n°: 0402002372 y **Morillo Carrera, Kevin Andrés** con cédula de ciudadanía n°: 1723882815, autorizamos a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de integración curricular: Título: "Impacto en la estabilidad de voltaje en el Sistema Eléctrico de Potencia ante contingencia N-2 con el ingreso de centrales fotovoltaicas" en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra responsabilidad.

Latacunga, 16 de agosto del 2023

Morales Cuásquer, Cindy Dayana

C.C.: 0402002372

Morillo Carrera, Kevin Andrés

C.C.: 1723882815

Dedicatoria

El presente trabajo de titulación lo dedico principalmente a mis padres, Susana Cuásquer y Joaquín Morales, ya que, gracias a su esfuerzo, dedicación y trabajo arduo, ahora estoy culminando esta etapa de mi vida. Gracias a ellos por toda la paciencia y comprensión en todo este largo camino y sobre todo por el apoyo incondicional brindado.

A mi otro pilar fundamental en todo este proceso de formación, Cristian Gaibor, mi hermano. Le dedico este logro de mi vida tan importante ya que sin él esto no hubiera sido posible. Él me enseñó el valor del esfuerzo, la dedicación y sobre todo a ser una mujer multifacética. Gracias a que me dejo formar parte de sus proyectos pude sustentar mis estudios y ahora estoy cumpliendo uno de mis sueños.

Por último, a mi compañero de vida y de formación profesional Kevin Morillo, gracias a su apoyo incondicional, por ser la persona que más confió en mí y en mis capacidades, por siempre estar conmigo apoyándome y sobre todo gracias a su paciencia en todo este largo camino. Sin duda alguna sin su apoyo y amor todo este recorrido hubiera sido muy complicado.

Dayana Morales

Dedicatoria

El presente trabajo de titulación lo dedico a mis Padres, Doris Carrera y Raúl Morillo ya que sin su apoyo y esfuerzo durante toda mi vida personal y estudiantil no habría logrado culminar con el proceso de mis estudios en educación superior, así como sin sus consejos y enseñanzas no habría tenido un rumbo claro en mi vida. Les agradezco sobre todo por el amor brindado que, aunque con desacuerdos y errores cometidos nunca dejaron de ser las personas que siempre estarán incondicionalmente en mi vida.

También le dedico este logro a mi hermana Keren Morillo que siempre ha estado a mi lado creciendo y viviendo juntos varias etapas de nuestra vida siendo un apoyo incondicional en ella.

A mi tía Jenny Calderón y mi primo Esteban Galarza por haberme ayudado en varias etapas de mi vida mostrándome siempre el lado más bonito de tener una familia en la cual puedes confiar y amar.

Finalmente dedico este trabajo a mi novia Dayana Morales por haberme apoyado durante la mayor parte de mi vida universitaria siendo uno de las personas que más me supo entender, dándome aliento y soporte en varias etapas con diversos obstáculos de mi vida en las cuales sin ella no habría podido superarlas

Kevin Morillo**Agradecimiento**

Agradezco principalmente a Dios por haberme, dado salud, sabiduría, perseverancia y fuerza para poder salir adelante.

Al toda la carrera de ingeniería electromecánica, principalmente a los docentes que forman parte de ella, ya que, gracias a los conocimientos impartidos por su parte, me pude formar como una buena profesional lista para incursionar en el campo laboral.

Al ingeniero Paúl Masache, mi tutor de tesis. Le agradezco por guiarme en este último paso y estar en toda la elaboración de esta investigación.

Por último, a mis compañeros de universidad por su compañerismo a través de cada nivel.

Dayana Morales

Agradecimiento

Le agradezco a dios por haberme, dado salud, sabiduría, perseverancia y fuerza para poder salir adelante.

Le agradezco a mis padres por siempre estar durante todos los momentos importantes de mi vida y preocuparse constantemente de mí.

Le agradezco a toda mi familia por permitirme compartir momentos muy hermosos de mi vida a su lado.

Al ingeniero Paúl Masache por haber confiado en todo el proceso de la realización de este trabajo y por siempre brindarme su sabiduría.

Al ingeniero Washington Freire por ser un gran docente y siempre ser un modelo de personal y profesional.

Agradezco a mis compañeros de clase con los cuales compartí varios momentos inolvidables y muchas veces me ofrecieron su ayuda incondicional.

Finalmente agradezco a mis amigos de la infancia y adolescencia por ser incondicionales, siempre brindándome apoyo y consejo haciendo de mi vida más bonita

Kevin Morillo

ÍNDICE DE CONTENIDO

Carátula	1
Reporte de verificación de contenido.....	2
Certificación	3
Responsabilidad de Autoría.....	4
Autorización de Publicación	5
Dedicatoria	6
Dedicatoria	7
Agradecimiento.....	8
Agradecimiento.....	9
Índice de contenido	10
índice de figuras	13
índice de tablas.....	15
Resumen.....	16
Abstract	17
Capítulo I: Marco metodológico de la investigación	18
Antecedentes investigativos	18
Justificación, Importancia y Alcance	19
Planteamiento del problema.....	20
Objetivos.....	21
<i>Objetivo general</i>	21
<i>Objetivos específicos</i>	21
Hipótesis	22
Señalamiento de variables.....	22
<i>Variable independiente</i>	22
<i>Variable dependiente</i>	22

Capítulo II: Fundamentación teórica y referencial	23
Sistema eléctrico de potencia	23
Sistema de transmisión	23
Sistema de distribución	25
Estabilidad del sistema eléctrico de potencia	27
Clasificación de la estabilidad	27
<i>Estabilidad de voltaje</i>	28
<i>De corto plazo</i>	28
<i>De largo plazo</i>	28
Estabilidad y colapso de voltaje	28
Métodos de análisis de la estabilidad de voltaje	29
<i>Análisis dinámico</i>	29
<i>Análisis estático</i>	30
<i>Análisis del flujo de potencia</i>	30
<i>Análisis de sensibilidad V-Q</i>	31
<i>Análisis Modal Q-V</i>	33
<i>Curvas P-V</i>	35
<i>Curvas Q-V</i>	43
Energía Renovable	46
Energía Solar Fotovoltaica	46
<i>Centrales fotovoltaicas e impacto ambiental</i>	48
<i>Conexión de las centrales fotovoltaicas al Sistema Eléctrico de Potencia</i> .	49
<i>Modelamiento matemático de una central fotovoltaica</i>	50
Análisis de contingencias	53
<i>Contingencia N-1</i>	53
<i>Contingencia N-2</i>	54

HOMER: Software de desarrollo de energías renovables	54
Método Montecarlo.....	54
Capítulo III: Metodología.....	56
Metodología para el análisis en la estabilidad de voltaje en un Sistema Eléctrico de Potencia ante contingencia N-2 con el ingreso de centrales fotovoltaicas.	56
Capítulo IV: Análisis de resultados de la metodología planteada	73
Análisis del sistema sin contingencias y sin inserción de centrales fotovoltaicas	73
Análisis del sistema con contingencias sin inserción de centrales fotovoltaicos.	77
Análisis del sistema sin contingencias con inserción de centrales fotovoltaicos.	86
Análisis del sistema con contingencias y con implementación de paneles fotovoltaicos.....	88
Comparación de datos de los análisis realizados.....	89
Capítulo V: Conclusiones y recomendaciones	92
Conclusiones.....	92
Recomendaciones.....	95
Bibliografía	96
Anexos.....	100

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1	<i>Imagen de las partes de un sistema eléctrico de potencia.....</i>	<i>23</i>
Figura 2	<i>Imagen de un sistema de transmisión</i>	<i>25</i>
Figura 3	<i>Imagen de un sistema de distribución</i>	<i>26</i>
Figura 4	<i>Cuadro de la clasificación en un sistema de Potencia</i>	<i>27</i>
Figura 5	<i>Matriz Jacobiana</i>	<i>34</i>
Figura 6	<i>Circuito de un sistema radial</i>	<i>36</i>
Figura 7	<i>Triángulo de potencias</i>	<i>37</i>
Figura 8	<i>Curvas P-V.....</i>	<i>41</i>
Figura 9	<i>Margen de cargabilidad de una curva P-V.....</i>	<i>43</i>
Figura 10	<i>Conexión de un dispositivo de compensación</i>	<i>43</i>
Figura 11	<i>Curvas Q-V</i>	<i>44</i>
Figura 12	<i>Margen de potencia reactiva de una curva Q-V.....</i>	<i>46</i>
Figura 13	<i>Conexión de módulos fotovoltaicos a la red</i>	<i>50</i>
Figura 14	<i>Circuito equivalente a un panel solar.....</i>	<i>51</i>
Figura 15	<i>Ubicación geográfica del sistema de 37 nodos.....</i>	<i>65</i>
Figura 16	<i>Datos de los generadores</i>	<i>66</i>
Figura 17	<i>Datos de la demanda</i>	<i>69</i>
Figura 18	<i>Matriz Aleatoria de Montecarlo</i>	<i>71</i>
Figura 19	<i>Sistema de 37 nodos.....</i>	<i>71</i>
Figura 20	<i>Sistema de 37 nodos en óptimas condiciones.....</i>	<i>73</i>
Figura 21	<i>Gráfica de voltajes p. u.....</i>	<i>76</i>
Figura 22	<i>Curvas PV, sin aplicar contingencias.....</i>	<i>76</i>
Figura 23	<i>Línea 11 fuera de servicio</i>	<i>78</i>
Figura 24	<i>Transformador 8 fuera de servicio.....</i>	<i>78</i>
Figura 25	<i>Análisis del sistema con contingencia N-2.....</i>	<i>78</i>

Figura 26 <i>Voltajes p.u. de las barras del sistema</i>	79
Figura 27 <i>Curvas P-V</i>	80
Figura 28 <i>Selección de la barra</i>	82
Figura 29 <i>Escenarios en Homer Pro</i>	83
Figura 30 <i>Escenarios en Homer Pro</i>	83
Figura 31 <i>Gráfica de la potencia anual</i>	85
Figura 32 <i>Curvas P-V con generación fotovoltaica, sin contingencias</i>	86
Figura 33 <i>Curvas P-V con generación fotovoltaica, con contingencias</i>	88

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	<i>Nomenclatura utilizada</i>	56
Tabla 2	<i>Datos de los generadores</i>	58
Tabla 3	<i>Datos de los transformadores</i>	58
Tabla 4	<i>Datos de las cargas</i>	59
Tabla 5	<i>Datos de las líneas, datos por unidad</i>	60
Tabla 6	<i>Datos de las líneas, impedancias reales</i>	62
Tabla 7	<i>Dato de los generadores de Homer Pro</i>	65
Tabla 8	<i>Datos de demandas reales</i>	67
Tabla 9	<i>Datos de demanda ajustados</i>	68
Tabla 10	<i>Barras con carga</i>	72
Tabla 11	<i>Datos de voltaje de cada barra</i>	74
Tabla 12	<i>Datos de voltaje y potencia de cada barra</i>	77
Tabla 13	<i>Consideraciones para que el sistema trabaje en condiciones óptimas</i>	77
Tabla 14	<i>Datos de voltaje y potencia de cada barra</i>	82
Tabla 15	<i>Potencia anual</i>	84
Tabla 16	<i>Cálculo de desviación estándar</i>	86
Tabla 17	<i>Voltajes y potencias de cada barra</i>	88
Tabla 18	<i>Voltajes y potencias de cada barra</i>	89
Tabla 19	<i>Voltajes y potencias de cada barra con y sin generación fotovoltaica</i>	90
Tabla 20	<i>Voltajes y potencias de cada barra con generación fotovoltaica y sin generación</i>	90

Resumen

La presente investigación desarrollará un estudio acerca de la estabilidad de voltaje basado en el criterio de evaluación N-2 (análisis de contingencias) con la implementación de centrales eléctricas fotovoltaicas, para obtener mayor seguridad en el sistema eléctrico. Se inicia realizando una investigación conceptual científica acerca de estabilidad de voltaje, contingencias, centrales fotovoltaicas y curvas PV. Se pretende implementar la propuesta en el software Power Factory DigSilent para analizar la estabilidad de voltaje con el uso de las curvas PV, teniendo en consideración un caso de estudio de la IEEE de 37 nodos, con ayuda del software Homer Pro se determinará la potencia total de la central fotovoltaica a ser implementada en alguna de las barras del sistema de 37 nodos, adicional con el Software Matlab se determinará en que barras se ubicará a la central fotovoltaica, aplicando el Método Aleatorio de Montecarlo. Se realizará un estudio de flujos de potencia en AC para analizar el comportamiento del sistema de potencia y así determinar que cada elemento del sistema trabaje en su capacidad operativa óptima. Considerando dos escenarios, con inserción de una central fotovoltaica y sin la inserción de la misma. Culminando la investigación se realiza una implementación de análisis de estabilidad de voltaje analizando las curvas PV que son usadas como herramientas para evaluar la estabilidad de voltaje y la máxima cargabilidad. Por último, se realiza un análisis de los resultados para dar respuesta a los objetivos planteados.

Palabras clave: contingencia N-2, centrales fotovoltaicas, estabilidad de voltaje, curvas PV, flujos de potencia.

Abstract

The present investigation will develop a study about the stability of voltage based on the evaluation criterion N-2 (contingency analysis) with the implementation of photovoltaic power plants, to obtain greater security in the electrical system. The realization of a conceptual scientific investigation about voltage stability, contingencies, photovoltaic plants and PV curves begins. It is intended to implement the proposal in the Power Factory DigSilent software to analyze the voltage stability with the use of the PV curves, taking into account a case study of the IEEE of 37 nodes, with the help of the Homer Pro software the total power will be determined. of the photovoltaic plant to be implemented in any of the bars of the 37-node system, additionally with the Matlab Software it will be determined in which bars the photovoltaic plant will be located, applying the Monte Carlo Random Method. A study of AC power flows will be carried out to analyze the behavior of the power system and thus determine that each element of the system works in its optimal operating capacity. Considering two scenarios, with the insertion of a photovoltaic plant and without its insertion. At the end of the investigation, an implementation of voltage stability analysis is carried out, analyzing the PV curves that are used as tools to evaluate voltage stability and maximum chargeability. Finally, an analysis of the results is carried out to respond to the objectives set.

Keywords: N-2 contingency, photovoltaic plants, voltage stability, PV curves, power flows.

Capítulo I

Marco metodológico de la investigación

Antecedentes investigativos

Existen estudios a nivel mundial que indican que los sistemas de distribución energética a medida que se incremente la inserción de energías renovables sufrirán de diversas variaciones, por lo cual se están realizando diversos estudios centrados en las variabilidades de las energías renovables y como están afectando la estabilidad de voltaje en los diferentes sistemas de potencia.

Según la investigación realizada por Xiaoyuan Xu et. al (2017) titulada "*Power System Voltage Stability Evaluation Considering Renewable Energy With Correlated Variabilities*" (p.1), muestra un estudio en donde se realiza un método de análisis de sensibilidad global (GSA), teniendo como objetivo la clasificación de las variabilidades de energías renovables y como estas afectan a un sistema de potencia centrándose en la estabilidad de voltaje haciendo uso de una metodología en base a modelos probabilísticos y método de análisis de sensibilidad global, usados para el cálculo de margen de carga y para determinar la afección en la estabilidad de voltaje en dos diferentes casos de estudio de la IEEE de 9 y 118 barras obteniendo como resultados las variables con mayor impacto en la operación de los sistemas de potencia siendo el de mayor precisión el método (GSA), mientras con el método probabilístico se determina que con la alta penetración de energías renovables existen variables críticas.

De igual manera Taípe y Paredes (2022) en la investigación "*Análisis de estabilidad transitoria con fuentes de energía renovable aplicado a un sistema eléctrico de potencia de nueve barras, mediante el software DigSilent Power Factory*" (p.1), realizado en la ciudad de México, tiene como objetivo reemplazar la generación hidráulica por energías renovables como son eólica y fotovoltaica aplicado a un caso de estudio de 9 barras de la IEEE con la finalidad de estudiar el transitorio electromagnético y el comportamiento de la red a partir del análisis de

variables como son: voltaje, ángulo con la estabilidad de frecuencia eléctrica y flujo de energía, para lo cual se hizo uso del Software DigSilent Power Factory en el cual se plantearon 4 diferentes escenarios, considerando en el primer y segundo caso energía eólica y en el tercero y cuarto generación fotovoltaica, tomando como base a la corriente eléctrica de cada escenario y así determinar la estabilidad del sistema, teniendo como resultados la factibilidad del uso de energías renovables como fuente de generación única en el sistema de transmisión y que a mayor aumento en la producción de energías renovables el sistema tiende a ser menos robusto causado por la disminución en las corrientes de cortocircuito y así concluyendo la necesidad de tener como emergente producción eólica o fotovoltaica en caso de no poder suplir la demanda eléctrica con energía convencional.

A nivel nacional el autor Alejandro Sánchez (2018) en la investigación "*Estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de potencia incluyendo curvas de capacidad para líneas de transmisión basado en el método CPF*" (p.1), realizado en la ciudad de Quito, busca realizar un estudio de estabilidad de voltaje en un sistema de transmisión usando método de flujos de potencia continuados (CPF) para conocer el punto de voltaje crítico de operación en las barras del sistema considerando un caso de estudio de la IEEE de 39 barras usando una metodología basada en la aplicación del método de Newton Raphson combinado con el método CPF logrando así obtener curvas de estabilidad de voltaje, obteniendo como resultados las diferentes curvas PV las cuales indican el punto de colapso de voltaje y como incrementa la potencia por cada línea, concluyendo que mediante el método CPF se pueden obtener los puntos críticos de cada barra y cuando el sistema entrara en colapso permitiendo tomar así medidas de operación.

Justificación, Importancia y Alcance

El enfoque principal de la investigación que se va a realizar, es analizar los factores que generan el fenómeno de inestabilidad de voltaje. El estudio del fenómeno de colapso de voltaje

no es algo nuevo, es bastante conveniente que este sea tomado en cuenta ya que al realizar un análisis o monitoreo del sistema permite prevenir posibles ocurrencias de blackouts, sin embargo, existe la necesidad en cuanto al desarrollo e investigación de métodos de estudio de estabilidad de voltaje considerar la inserción de energías renovables en este caso la energía solar fotovoltaica ya que es una de las más usadas actualmente.

La importancia de realizar un estudio de la estabilidad de voltaje y la prevención del mismo, no solo sirve como método de evaluación del sistema, si no que esto permite al investigador u operador conocer los límites máximos y mínimos de operación del sistema, es decir, este análisis permite estar al tanto del punto mínimo de voltaje antes de su colapso, por lo que se considera que es una de las herramientas más importantes para analizar sistemas de potencia.

El presente trabajo de investigación se centrará en realizar inicialmente una investigación científica para un debido análisis y mayor entendimiento, logrando conocer los métodos a utilizar y así a partir de una metodología establecida, también se pretende realizar pruebas mediante simulaciones haciendo uso de diferentes softwares como Homer Pro, Matlab y Power Factory DigSilent, obteniendo información para un caso de estudio de la IEEE de 37 nodos y así realizar un análisis de estabilidad de voltaje para contingencias N-2, comprobando que los resultados obtenidos estén dentro de los estándares de funcionamiento permitidos y aceptados, realizando un análisis de resultados y conclusiones para verificar que se cumplan con los objetivos planteados.

Planteamiento del problema

Las centrales de generación convencional, en la actualidad están siendo reemplazadas por sistemas de generación renovable que tienen características estáticas y transitorias diferentes a las de las centrales eléctricas síncronas tradicionales, siendo la mayoría tecnología

solar fotovoltaica. La conexión de este tipo de energía renovable tiene diversos grados de impacto en la estabilidad de voltaje de la red eléctrica, lo que involucra que esto sea un impacto para la misma, siendo este ya no solo un problema local, sino también global. Por lo tanto, es necesario llevar a cabo investigaciones sobre la estabilidad de voltaje de los sistemas eléctricos de potencia teniendo en cuenta la conexión a la red de energías renovables en este caso energía solar fotovoltaica.

También es necesario comprender las dificultades que el Sistema Eléctrico de Potencia puede tener, desde su generación hasta su consumo, de esa manera frente a cualquier tipo de falla, seguir operando sus funciones. El análisis de contingencias permite mejorar las condiciones de operación y seguridad de los sistemas eléctricos.

La principal consecuencia al no ser analizados los eventos de contingencias dentro de cualquier sistema eléctrico, es no garantizar el suministro de energía eléctrica durante la ocurrencia de perturbaciones, provocando dos escenarios en la red: el primero, expresa errores en el análisis para encontrar un nuevo punto de equilibrio para el sistema y el segundo, en casos extremos puede llegar a ocasionar un colapso de la red, este puede llegar a ser total o parcial. Por lo tanto, con el fin de brindar una solución a la problemática expuesta se plantea el siguiente tema titulado "Impacto en la estabilidad de voltaje en el Sistema Eléctrico de Potencia ante contingencia N-2 con el ingreso de centrales fotovoltaicas."

Objetivos

Objetivo general

- Analizar el impacto en la estabilidad de voltaje en el Sistema Eléctrico de Potencia ante contingencia N-2 con el ingreso de centrales fotovoltaicas.

Objetivos específicos

- Realizar un análisis de estabilidad en el sistema eléctrico de Potencia.

- Determinar mediante simulación en Power Factory como afecta a la estabilidad de voltaje la inserción de energía solar fotovoltaica.
- Determinar la potencia total de la central fotovoltaica con el Software Homer Pro y la ubicación de la misma en las barras simuladas con el Software Matlab, aplicando el método aleatorio de Montecarlo.

Hipótesis

La estabilidad de voltaje del sistema eléctrico de Potencia ante la inserción de centrales fotovoltaicas y contingencias, se verá afectada u ocasionará que los niveles de voltaje en las barras del sistema incrementen o disminuyan a valores en rangos fuera de los normales para una operación normal los cuales si no se controlan en el momento exacto llegarán a un colapso de voltaje en barras o del sistema completo.

Señalamiento de variables

Variable independiente

Las variables independientes que va a tener la metodología son: Contingencias y Centrales fotovoltaicas.

Variable dependiente

Las variables dependientes que va a tener la metodología son: Estabilidad en el Sistema Eléctrico de Potencia.

Capítulo II

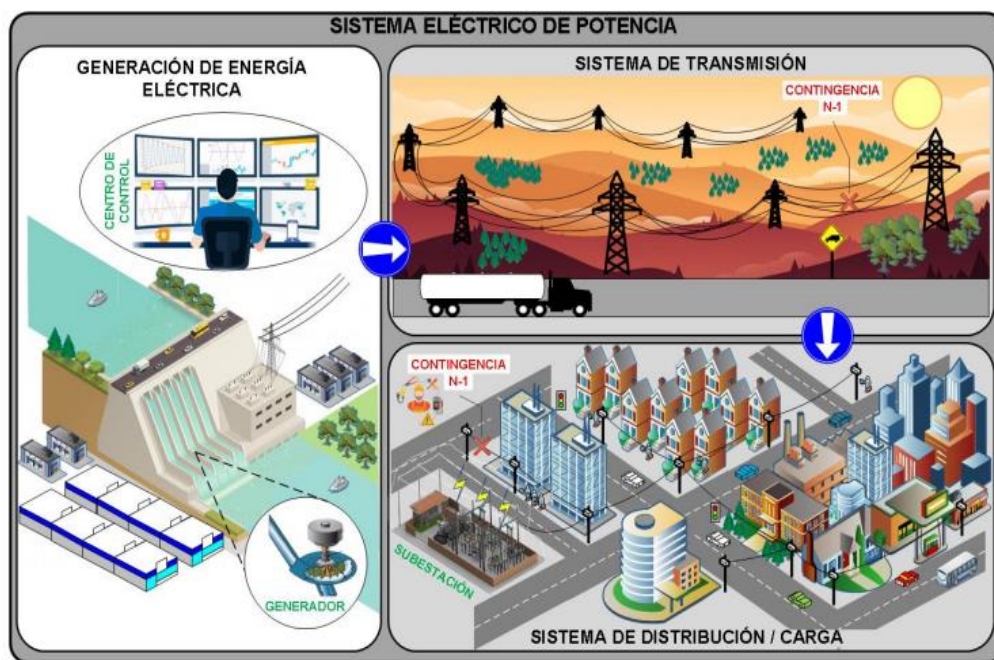
Fundamentación teórica y referencial

Sistema eléctrico de potencia

Los sistemas eléctricos de potencia son un grupo de diferentes elementos, aparatos y maquinas con el fin primordial de transformar, generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica a las regiones ciudades y países hasta su consumo final garantizando estándares de calidad, confiabilidad y seguridad durante los procesos anteriores, siendo un punto importante la parte económica tratando de funcionar al menor costo posible transportando en una gran cantidad de caso los bloques de energía en forma de corriente alterna. (Redondo, 2023, p. 8)

Figura 1

Imagen de las partes de un sistema eléctrico de potencia



Nota. Adaptado de Partes de un sistema eléctrico de potencia, de Israel Fernando Campaña López, 2021, UPS Repositorio (<https://acortar.link/ckS7ax>). Universidad Politécnica Salesiana.

Sistema de transmisión

Los sistemas de transmisión son sistemas de alta tensión que permiten transmitir grandes bloques de energía que son entregadas por las centrales de generación a los

diferentes centros de consumo los cuales pueden ser parques industriales y las diferentes ciudades, así como también cargas de gran consumo, mediante el uso de conductores o también llamada líneas de transmisión para llevar la carga eléctrica que fluye por la misma. (Matulic, 2003, p. 3)

Las líneas de alta tensión también llamadas de transmisión se clasifican en aéreas y subterráneas. Las aéreas están conformadas por un conductor desnudo que por lo general tienen como material base cobre o aluminio. En las líneas subterráneas el conductor eléctrico se encuentra recubierto por cable que proporciona propiedades importantes como aislamiento.

Los sistemas de transmisión están diseñados y construidos a partir de una estructura mallada la cual permite mayor confiabilidad en su operación. (Antonio Levy, 2021, p. 14)

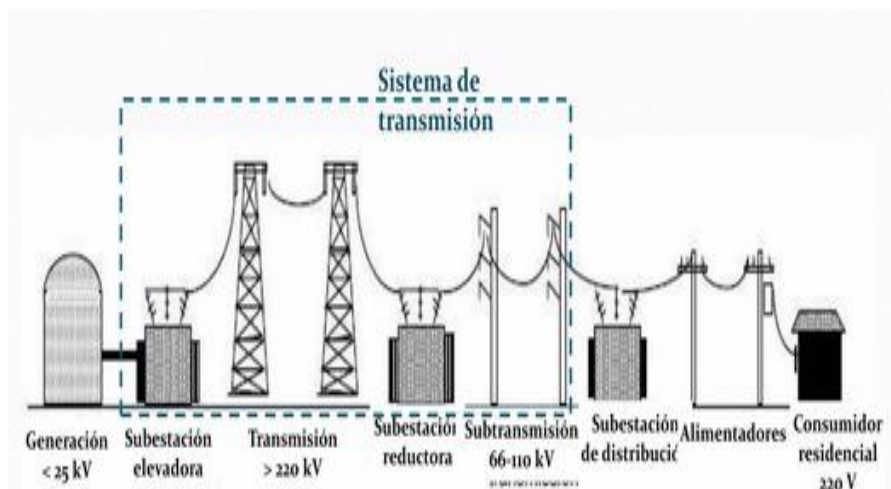
Gracias a esto en caso de existir perturbaciones que obliguen a desconectar una de las líneas de transmisión, el suministro de energía eléctrica podrá ser transportado a través de una línea alterna garantizando así un continuo funcionamiento.

La transmisión de un sistema eléctrico de potencia se lo realiza por medio de líneas de alto voltaje debido a razones de eficiencia ya que si no se realizara a este nivel de voltaje el calentamiento que se generaría en los conductores llegaría a la fundición de los conductores las cuales van a alimentar una red eléctrica de medio voltaje pudiendo realizar esto mediante el uso de subestaciones. (Enriquez, 2006)

En América se tiene un funcionamiento por lo general en las redes de medio voltaje de 2.4 (KV) y 69 KV las cuales sirven como abastecimiento de los millones de redes de bajo voltaje que permiten su funcionamiento a 120V y 600V. (Obando, 2019)

Figura 2

Imagen de un sistema de transmisión



Nota. Adaptado de Sistema de transmisión de un sistema eléctrico de potencia [Ilustración], de José Lizana, 2014, Repositorio Duoc OC (<https://acortar.link/q80j1U>). Slideshare.

Sistema de distribución

Se considera como la etapa final de la red eléctrica al sistema de distribución, debido a que la energía es entregada desde las subestaciones a las industrias y lugares residenciales tomando en cuenta que este sistema estará enlazado a la red de transmisión. (Antonio Levy, 2021, p. 14)

La distribución en los sistemas eléctricos de potencia permite llevar la energía eléctrica a los diferentes lugares para su uso, como son las industrias, hogares, redes de alumbrado público entre otras, lográndose realizar esta meta a partir del uso de redes de distribución y transformadores que reducen los voltajes entregados por motivos de seguridad. (Matulic, 2003, p. 3)

Los sistemas de distribución están conformados por una gran variedad de equipos los cuales permiten energizar una gran cantidad de cargas con diferente nivel de tensión de una

manera segura y con alto grado de fiabilidad por lo cual se puede clasificar a los sistemas de distribución a partir de estos parámetros en Industriales, Comerciales, Urbanos, y Rurales.

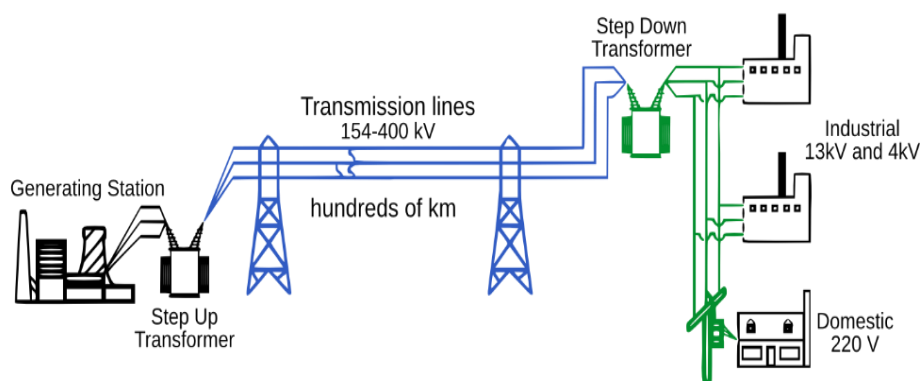
(Jorge Ordoñez, 2010, p. 25)

La distribución toma gran importancia debido a que esta permite llevar energía por bastos y variados territorios a la ubicación de los diferentes tipos de usuarios que existen encontrándose también con cargas de variadas magnitudes haciendo de la distribución un sistema de elevada complejidad.

Según Juárez (1995) desde un punto de vista ingenieril el sistema de distribución está compuesto por una subestación principal de potencia, sistema de subtransmisión, subestación de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución, secundarios y servicios siendo necesarios y utilizados para cualquier tipo de cargas y tipo de redes como son las aéreas y subterráneas. (p. 14)

Figura 3

Imagen de un sistema de distribución



Nota. Adaptado de Sistema de distribución de un sistema eléctrico de potencia con líneas y elementos de color verde [Ilustración], por PNGWINGLE, 2023, PNGWINGLE (<https://acortar.link/Z4e9mX>).

Estabilidad del sistema eléctrico de potencia

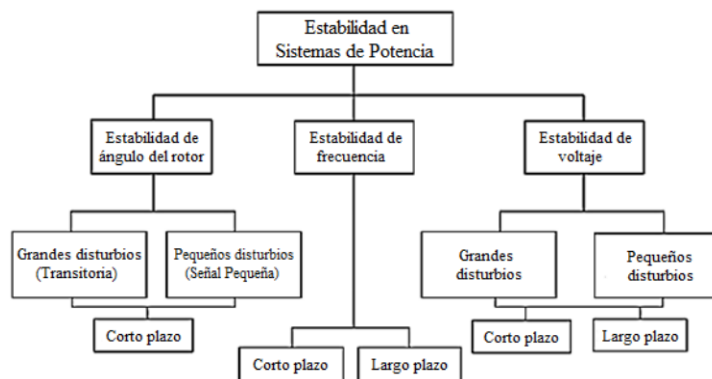
Sánchez (2018) afirma que la estabilidad de un sistema de potencia interviene en las áreas de generación, transmisión y distribución y se define como la capacidad que tenga para recuperar y regresar a su funcionamiento normal de operación al haber atravesado por algún tipo de perturbación, se realizan estudios a la estabilidad debido a que ayudan a aumentar la robustez en el sistema y así evitar los colapsos permitiendo conocer los límites máximos y mínimos a los que puede operar. (p. 4)

Clasificación de la estabilidad

La clasificación de la estabilidad de tensión se lo realiza a partir de ciertas consideraciones las cuales son la naturaleza física del problema de inestabilidad, el tamaño del disturbio y el periodo de tiempo para la evaluación de la inestabilidad dando como resultado el siguiente cuadro.

Figura 4

Cuadro de la clasificación en un sistema de Potencia



Nota. Adaptado de Cuadro de la clasificación en un sistema de Potencia con divisiones y subdivisiones [Cuadro Sinóptico], por Arturo Mejía Romero, 2014, (<https://acortar.link/Z4e9mX>). Universidad Nacional Autónoma de México.

Estabilidad de voltaje

La estabilidad de un SEP (Sistema eléctrico de potencia) es la adaptabilidad y aptitud que posee el mismo para mantener el voltaje a un nivel estable en las barras del sistema bajo los estándares de funcionamiento al existir una perturbación, la cual puede ser originada por el aumento de las cargas o también por diversas contingencias posibles. (P. Kundur, 2004)

De corto plazo. Este tipo de estabilidad llamada de corto plazo es aquella que estudia los diferentes impactos que son causados por los elementos eléctricos que existen en una red como pueden ser motores eléctricos, sincronización de generadores entre otros elementos conectados a la misma, causando variación de voltaje específicamente en el régimen transitorio. (Mithulananthan, 2017)

De largo plazo. Para este tipo de estabilidad en el voltaje existe más de un solo método de estudio siendo de los más utilizados el análisis de las curvas P-V o curvas Q-V. Estos métodos nos permiten observar cual es el comportamiento del voltaje en la barra incrementando de manera porcentual la carga y de esta manera conocer el comportamiento del voltaje hasta su punto crítico analizando la gráfica que se genera variando los valores anteriormente mencionados. (Kanchana Amarasekara, 2017)

Estabilidad y colapso de voltaje

La estabilidad de voltaje en un SEP hace referencia a la habilidad que tiene el sistema de recuperar su normal estado de funcionamiento después de haber sufrido un disturbio físico hasta llegar a su estado inicial de operación teniendo en cuenta los siguientes parámetros: estabilidad del ángulo, frecuencia y voltaje. Se sabe que el sistema de potencia está sujeto a constantes perturbaciones y cambios debido a que es un sistema altamente no lineal en donde existen cargas variables, generadores y parámetros con una gran cantidad de cambios continuos en donde existen perturbaciones pequeñas y grandes, siendo el sistema capaz de adaptarse y seguir en funcionamiento después de las mismas. (Arias, 2012, p. 23)

Se define al colapso de tensión como el proceso en el cual existe una secuencia de sucesos en donde se genera inestabilidad de tensión lo cual conlleva a tensiones bajas y en el peor de los casos la pérdida completa de energía del sector afectado o un lugar significativo del sistema de potencia.

Los colapsos de tensión son tomados como fenómenos los cuales tienen la característica de ser inherentemente no lineales por lo cual se tendrían que usar sistemas de análisis no lineal como es la teoría de bifurcación la cual permite estudiar los colapsos de tensión y la manera de lograr evitarlos pudiendo observar caídas lentas en la magnitud de la tensión hasta llegar un momento de una caída brusca al final extendiéndose este suceso en el rango de segundos hasta los 30 minutos. (Zapata, 1996, p. 3)

Métodos de análisis de la estabilidad de voltaje

Uno de los objetivos principales de la estabilidad de voltaje es encontrar si el sistema está cerca de un punto de colapso, este punto es determinado en función de la carga y también se considera la potencia reactiva, entre otros.

Es importante buscar el punto de inestabilidad ya que esto ayuda a la determinación del margen de cargabilidad del sistema, encontrando o determinando las medidas preventivas a considerar para evitar el denominado fenómeno del colapso, así como también el espacio de tiempo para considerar estas medidas. El análisis de estabilidad de voltaje se puede realizar usando análisis estático o dinámico.

Análisis dinámico

El análisis dinámico se centra en estudiar y conocer la cronología en el cual suceden las diferentes inestabilidades de tensión permitiéndonos conocer los casos específicos en los cuales se efectúan los colapsos del sistema y así analizar el control en los SEP, como también el funcionamiento de los sistemas de protecciones bajo los cuales están funcionando. Este tipo de análisis se los realiza en el dominio del tiempo usando ecuaciones diferenciales. (Mise, 2022, p. 23)

Análisis estático

El análisis estático es utilizado para determinar los límites y localizaciones de áreas que sean problemáticas, este método usa ecuaciones algebraicas para representar las condiciones del sistema. Algunas de las metodologías usadas para este tipo de análisis son:

- Análisis de Flujos de Potencia
- Análisis de Sensibilidad V-Q
- Análisis Modal
- Curvas PV
- Curvas QV

Los criterios de estabilidad de voltaje se expresan generalmente en términos de los márgenes de potencial real y reactiva. Estos márgenes de seguridad de cada área o región deben cumplirse tomando en cuenta las incertidumbres como:

- Crecimientos que sean inesperados en la proyección de la demanda.
- Variaciones en la potencia de despachos de generación producidas en áreas vecinas.

Análisis del flujo de potencia

Los flujos de potencia estáticos o flujos de potencia convencionales según el autor Candelo et al. (2008) son la representación de la variación de los voltajes de todos los nodos del sistema, esto con respecto al cambio de la potencia de carga. (págs. 2-3)

Este tipo de técnica se basa en calcular los límites y márgenes de la estabilidad de voltaje en el sistema de potencia, tanto en estado normal como después de una contingencia. Los resultados del análisis del flujo de potencia son usados para graficar el voltaje versus la potencia y así poder calcular los límites, nodos o elementos débiles del sistema. Varias técnicas han sido desarrolladas para el análisis de flujos de potencia, como: análisis de sensibilidad, análisis por equivalentes de red, también diferencia vectorial, singularidad de la matriz Jacobiana y técnicas basadas en energía.

Análisis de sensibilidad V-Q

La técnica de análisis de sensibilidad V-Q se basa en el análisis de la relación entre el cambio de voltaje con respecto a la potencia reactiva y se representa mediante la ecuación 1.

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (1)$$

Donde:

ΔV = Vector que representa al cambio en el incremento de la magnitud del voltaje en un nodo.

ΔQ = Vector que representa el cambio en el incremento de la inyección de potencia reactiva

J_R = Matriz Jacobiana reducida.

La matriz inversa Jacobiana J_R^{-1} contiene elementos que representan la sensibilidad V-Q.

Las ecuaciones lineales de un sistema de potencia con voltaje en estado estacionario están dadas por le ecuación 2 descrita a continuación:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2)$$

Donde:

ΔP = Cambio gradual de la potencia real en la barra.

ΔQ = Cambio gradual de la inyección de potencia reactiva en la barra.

$\Delta \theta$ = Cambio gradual del ángulo de voltaje en la barra.

ΔV = Cambio gradual de la magnitud de voltaje en la barra.

La estabilidad de voltaje del sistema se ve afectada por el aumento de P y Q. Usando el Método de Flujos de Potencia de Continuación es posible calcular correctamente estas variaciones, específicamente en estudios de cargabilidad ya que se obtiene diferentes puntos de operación ante aumentos de P.

Aplicando análisis Modal en los puntos de operación que se calculan con la curva PV, se puede conservar P constante y así se evalúa la estabilidad de voltaje, tomando en cuenta las variaciones de V ante cambios de Q.

La reducción de la ecuación 2, considerando que $\Delta P = 0$, se realiza utilizando el método de reducción de Kron:

Con:

$$\Delta Q = [J_{QV} - J_{Q\theta}J_{P\theta}^{-1}J_{PV}]\Delta V = J_R\Delta V \quad (3)$$

$$\Delta V = J_R^{-1}\Delta Q \quad (4)$$

Donde:

$$J_R = [J_{QV} - J_{Q\theta}J_{P\theta}^{-1}J_{PV}] \quad (5)$$

J_R es conocida como la matriz Jacobiana reducida del sistema. Esta es la matriz que se relaciona con la magnitud de voltaje y la potencia reactiva en la barra. Eliminando la potencia real y la parte angular de las ecuaciones del sistema en estado estacionario se puede centrar

solo en el estudio de la demanda reactiva, así como tratar el problema de suministro del sistema. (Gómez y Osorio, 2008, p. 27)

Las sensibilidades $V - Q$ son representadas por la matriz Jacobiana reducida J_R^{-1} . Para una interpretación clara del análisis de sensibilidad se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- **Sensibilidad positiva:** La sensibilidad positiva indica que un sistema es estable, entre más pequeño el valor de sensibilidad más estable es el sistema. Lo que deduce que si la estabilidad disminuye la sensibilidad aumenta.
- **Sensibilidad negativa:** La sensibilidad negativa indica que el sistema es inestable, esto quiero decir que, ante aumentos en la inyección de potencia reactiva, los niveles de voltaje van a caer. Por lo tanto, el sistema no es controlable ya que los dispositivos están diseñados para actuar ante un incremento en V , después de un incremento en Q .

Análisis Modal Q-V

Según los autores Patiño y Lomas (2008) “Un análisis modal es una técnica que se basa en el uso de valores propios y vectores propios que pertenecen a la matriz Jacobiana del sistema de potencia” (págs. 38-39)

Este tipo de análisis tiene una ventaja con respecto al análisis de sensibilidad VQ de proporcionar cualquier tipo de información que se relacione con la inestabilidad de voltaje.

Este método se fundamenta en el cálculo de la matriz jacobiana reducida específicamente sus valores propios, en donde se relaciona en forma lineal la potencia reactiva inyectada en la red directamente con los voltajes de los nodos.

Realizar un enfoque en el análisis de los valores propios de la matriz tiene ventajas ya que se puede obtener información acerca del mecanismo de inestabilidad. La magnitud de los valores propios suministra una medida relativa próxima a la inestabilidad. Realizar un análisis

de los valores propios ayuda a identificar los elementos y áreas críticas para la estabilidad de voltaje.

Para el cálculo de los autovalores y auto vectores se hace uso de la matriz Jacobiana reducida, estos valores ayudan a obtener las características de la estabilidad de voltaje.

$$J_R = \xi \Lambda \eta \quad (6)$$

Donde:

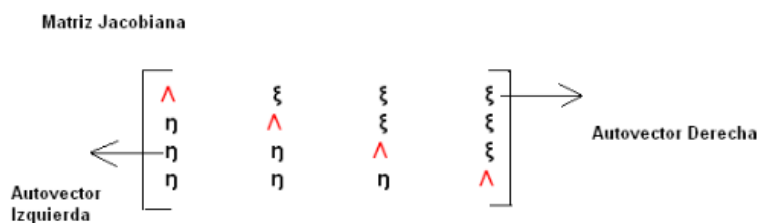
Λ = Matriz diagonal de valores propios

ξ = Vectores propios ubicados a la derecha de la matriz

η = Vectores propios ubicados a la izquierda de la matriz

Figura 5

Matriz Jacobiana



Nota. Matriz Jacobiana de Potencia, de Luis López y Patricia Osorio, 2008, (<https://n9.cl/7xpvz>).

Universidad Tecnológica de Pereira.

Con el uso del análisis Modal la ecuación 4 se transforma en:

$$V = \Lambda^{-1} q \quad (7)$$

Donde:

$V = \eta * \Delta V$ Vector Modal que describe las variaciones de voltaje

$q = \eta * \Delta Q$ Vector Modal que describe las variaciones de potencia reactiva

Se puede observar que entre las ecuaciones 4 y 7 hay una diferencia que está dada por el sentido de Λ^{-1} ya que es una matriz diagonal es decir una matriz cuadrada, en donde todas sus entradas a excepción de la diagonal principal son nulas, mientras que la matriz Jacobiana reducida es no diagonal lo que quiere decir que los valores de η y ξ no existen.

La transformación inversa se describe como:

$$\Delta V = \xi * V \quad (8)$$

$$\Delta Q = \xi * Q \quad (9)$$

- **Autovalores positivos:** Indican que el sistema es estable, los autovalores proporcionan una medida cercana al colapso del voltaje; por lo tanto, entre más cercano a cero se encuentre un autovalor del sistema se visualiza el punto más crítico para el mismo.
- **Autovalores negativos:** Cuando el sistema presenta valores negativos este es inestable en voltaje.

Curvas P-V

Las curvas P-V son aquellas que exponen la relación entre la transferencia de potencia activa, así como el comportamiento del voltaje. Estas sirven para representar aumentos de carga de infinitas maneras, esto dependiendo de cómo se elija las barras en las cuales se desea aumentar la carga activa o reactiva.

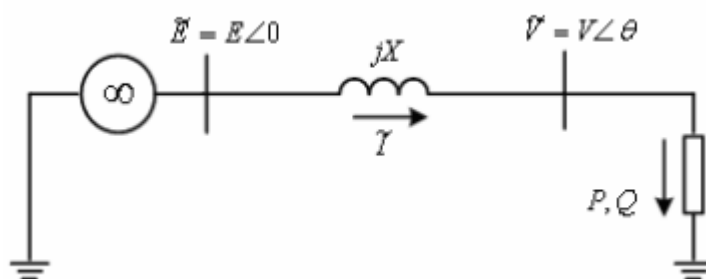
Estas curvas se generan corriendo varios casos de flujos de carga y están directamente relacionadas con el voltaje de los nodos de la carga. Una de las ventajas de este método es

que indica una proximidad al colapso de voltaje del sistema mostrándose a través de un rango de niveles de carga.

Para comprender la importancia de las curvas P-V, se debe comprender a fondo la relación que existe entre la potencia activa y el voltaje. Para ello se debe realizar un análisis basado en el estudio de la figura 6, que es una representación esquemática de un sistema radial y sus parámetros eléctricos. Esta representación está conformada por un nodo de carga, el cual está alimentado por una fuente generadora de potencia infinita, esto a través de una línea de transmisión.

Figura 6

Circuito de un sistema radial



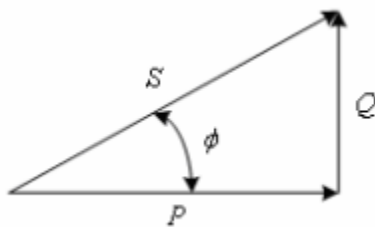
Nota. En la imagen se puede observar el circuito representativo de donde se puede realizar un análisis de las curvas P-V, Adaptado de Análisis de estabilidad de tensión en el sistema de transmisión regional (STR), de Luis López y Patricia Osorio 2008, (<https://n9.cl/7xpvz>).

Universidad Tecnológica de Pereira.

En la imagen 6 se puede observar que los nodos del sistema pueden ser percibidos como nodos de envío y recepción, en donde la transferencia de potencia reactiva y activa, desde la fuente generadora hasta donde se ubica el nodo de carga va a depender de la magnitud del voltaje esto para los nodos de envío y recepción, así como también va a depender de los ángulos de fase. En la figura 7 se puede observar el triángulo de potencias activa, reactiva y aparente que indica al nodo donde se encuentra instalada la carga.

Figura 7

Triángulo de potencias



Nota. En la imagen se puede observar el triángulo de potencias, activa, reactiva y aparente, así como el factor de potencia, de Luis López y Patricia Osorio (Análisis de estabilidad de tensión en el sistema de transmisión regional (STR), 2008, (<https://n9.cl/7xpvz>). Universidad Tecnológica de Pereira.

Donde:

P, Q, S = Son las potencias activa, reactiva y aparente de la carga.

De este triángulo se obtiene la expresión 10 en donde el factor de potencia queda definido por:

$$PF = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos\phi \quad (10)$$

El análisis realizado para este sistema, tiene como objetivo principal encontrar la relación de las potencias P y Q , así como el voltaje V en el nodo de la carga. Para esto el voltaje E es considerado como punto de referencia del sistema siendo un valor constante. Como se observa en la figura 6, la impedancia de la línea se representa por su reactancia en serie jX , deduciendo así que este es un sistema sin pérdidas, considerando también que se desprecia el efecto capacitivo en derivación de la línea. Todos los análisis están en *p. u.*

Pudiendo visualizarse el sistema como el equivalente de Thévenin esto si se ve desde un nodo del SEP.

El voltaje en el nodo de carga queda expresado por:

$$\tilde{V} = \tilde{E} - jX\tilde{I} \quad (11)$$

Expresada en forma compleja, la potencia absorbida por la carga es:

$$S = P + jQ = \tilde{V}I^* = \tilde{V} \frac{E^* - \tilde{V}^*}{-jX} \quad (12)$$

$$S = \frac{j}{X} (EV \cos\theta + jEV \sin\theta - V^2) \quad (13)$$

Separando la ecuación 13 en partes tanto reales como imaginarias:

$$P = \frac{EV}{X} \sin\theta \quad (14)$$

$$Q = \frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos\theta \quad (15)$$

Las ecuaciones 14 y 15 son aquellas que representan los flujos de potencia o también llamados flujos de carga para un sistema sin pérdidas. Estas ecuaciones son resueltas para encontrar valores de las variables V y θ , siendo P y Q valores específicos.

En el caso de SEPs prevalecen los efectos de las reactancias en sistemas de corriente alterna, considerando el análisis de las redes eléctricas. La magnitud de voltaje y potencia reactiva están estrechamente ligadas, al igual que el ángulo de fase y la potencia activa. Esto solo aplica en condiciones normales de operación y no puede ser ampliado en condiciones de carga extrema.

En el análisis realizado se tiene como propósito eliminar el ángulo θ de las ecuaciones 14 y 15. Bajo esta consideración se obtiene la siguiente ecuación:

$$(V^2)^2 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (16)$$

Se obtiene una ecuación de segundo grado con respecto a V^2 . La condición para obtener al menos una solución es:

$$-P^2 - \frac{E^2}{X}Q + \left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 \geq 0 \quad (17)$$

Por lo tanto, se obtienen dos posibles soluciones para la ecuación 16, definidas por:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - QX \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - X^2P^2 - XE^2Q}} \quad (18)$$

De acuerdo al triángulo de potencias mostrado en la figura 7, la potencia reactiva se expresa como:

$$Q = P \tan \phi \quad (19)$$

Después de haber omitido el ángulo ϕ de la formulación planteada, solamente hay un valor desconocido que es la magnitud de voltaje V . Para ello los valores de E y X son constantes. De acuerdo con la ecuación 17, Q va a depender de P . Considerando también un factor de potencia constante, esto da como resultado que V este solo en función de P .

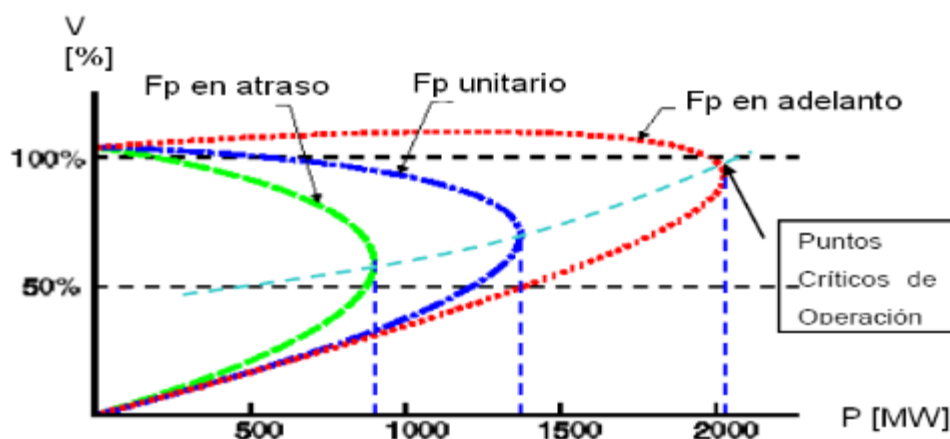
Se concluye por lo tanto que la regulación de voltaje en una sola línea de transmisión resulta ser una función de la potencia reactiva transferida y también de la potencia activa y también el efecto que tiene el factor de potencia sobre las características del sistema. Concluyendo que la estabilidad de voltaje depende de la relación entre, P , Q y V .

Las curvas $P - V$, resultan de las dos posibles soluciones de la ecuación 18. Para un factor de potencia determinado, a continuación, se analizan dichas características.

- El resultado con signo positivo es una condición de operación donde prevalece un nivel de voltaje V elevado y una Corriente I pequeña, estos puntos se pueden observar en la curva de la figura 8 ubicados en la parte de arriba de la línea punteada, normalmente estos puntos indican condiciones de operación satisfactorias.
- La segunda solución se considera resultados con signo negativo, esta solución produce los puntos de operación que se observan en la parte inferior de la curva, el cual indica con nivel de voltaje pequeño y una corriente elevada en magnitud. Lo que significa que las condiciones de operación son inapropiadas, por lo tanto, se concluye que todos los puntos que se encuentran por debajo de la curva indican condiciones de operación inestables.

Figura 8

Curvas P-V



Nota. En la imagen se puede observar las curvas P-V para diferentes factores de potencia, de Luis López y Patricia Osorio (Análisis de estabilidad de tensión en el sistema de transmisión regional (STR), 2008, (<https://n9.cl/7xpvz>). Universidad Tecnológica de Pereira.

A continuación, se mencionan los aspectos más importantes de la figura 8.

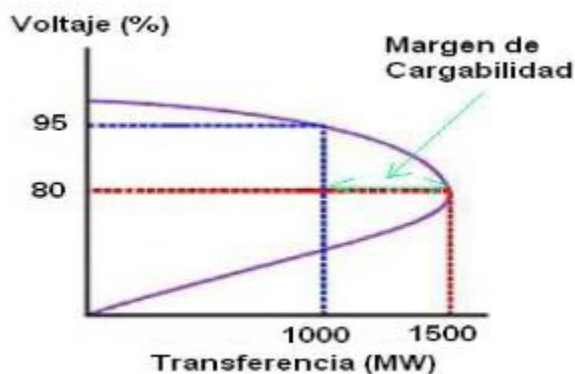
- En la figura 8 se puede observar que cada curva tiene un punto de colapso de voltaje, y no se debe exceder este punto, ya que los voltajes caerán rápidamente y esto provoca que el sistema entre en estado de inestabilidad de voltaje.
- Antes de alcanzar la cargabilidad máxima se puede observar que existen dos puntos posibles de operación, el punto superior indica la estabilidad del sistema y el punto inferior la inestabilidad del mismo.
- En esta curva también se puede observar la importancia del factor de potencia ya que cuando se posee un factor de potencia en atraso o unitario los voltajes disminuyen si se aumenta la potencia activa. Mientras que cuando hay un factor de potencia en adelante el voltaje se comporta casi constante y puede llegar a aumentar conforme la potencia activa aumenta. Este fenómeno ocasiona que se dificulte la determinación del colapso de tensión.

- Cuando se pierde un elemento de compensación capacitiva o un generador ocurre una reducción en el factor de potencia lo que implica un aumento en la potencia reactiva del sistema mientras se mantiene la potencia activa; esto puede causar que el sistema pase de un estado de operación satisfactorio a un punto de una posible inestabilidad o al menos más cercano a la cargabilidad máxima. Por lo tanto, se deduce que entre más lejano se opere al punto de cargabilidad máxima el sistema será más estable.
- Para mejorar el margen que existe entre el punto de operación inicial hasta el punto de colapso, es muy común conectar compensaciones capacitivas, esto con el objetivo de mejorar dicho, por lo que resulta difícil determinar la cercanía al colapso de voltaje ya que ante incrementos de la carga el voltaje va aumentar ligeramente.

Como se mencionó lo más importante que posee esta metodología es suministrar un indicador de la proximidad del SEP a soportar un colapso de voltaje esto gracias a que se puede determinar el margen de cargabilidad, lo que se puede observar en la Figura 9; en esta imagen se observa que la máxima transferencia de potencia activa antes de entrar en una zona de inestabilidad es de 1500 MW. El punto de operación inicial es con una transferencia de potencia activa de 1000 MW, lo que significa que hasta este valor se encuentra en una zona segura o estable, y se concluye que el margen de cargabilidad es de 500 MW, que no es más que la resta del punto de potencia final, con el punto de operación inicial.

Figura 9

Margen de cargabilidad de una curva P-V



Nota. En la imagen se puede observar Margen de cargabilidad de una curva P-V, de Luis López y Patricia Osorio (Análisis de estabilidad de tensión en el sistema de transmisión regional (STR), 2008, (<https://n9.cl/7xpvtz>). Universidad Tecnológica de Pereira.

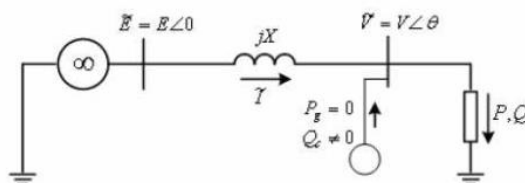
Curvas Q-V

Este es otro método usado para estudiar la estabilidad de voltaje de un sistema radial. Las curvas Q-V son usadas para construir nodos críticos del sistema y se las grafica en función de la potencia reactiva vs el nivel de voltaje. Es importante mencionar que estas curvas se construyen manteniendo constante la potencia activa.

Las curvas tienen su origen en la figura 10, la cual sufre un cambio, ya que se conecta un compensador en derivación con el nodo de carga.

Figura 10

Conexión de un dispositivo de compensación



Nota. En la imagen se puede observar el diagrama conectado a un dispositivo de compensación para analizar las curvas Q-V, de Luis López y Patricia Osorio (Análisis de

estabilidad de tensión en el sistema de transmisión regional (STR), 2008, (<https://n9.cl/7xpvz>).

Universidad Tecnológica de Pereira.

Las curvas V-Q muestran la relación entre la magnitud del voltaje en un nodo de carga V y la potencia reactiva de compensación Q_c , esto en el mismo nodo. A continuación, se describen las técnicas para realizar el cálculo de la curva $P - V$.

$$P = -\frac{EV}{X} \operatorname{sen}\theta \quad (20)$$

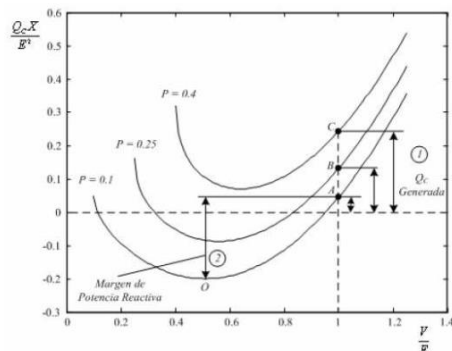
$$Q - Q_c = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \operatorname{cos}\theta \quad (21)$$

Las ecuaciones 20 y 21 son la base para la construcción de las curvas $Q - V$.

En la figura 11 se muestran las 3 curvas características calculadas bajo este procedimiento. Considerando que $\tan\theta = 0.4$, lo que representa un factor de potencia en atraso, adicional se debe asumir diferentes valores de potencia activa de carga para cada paso.

Figura 11

Curvas Q-V



Nota. En la imagen se puede observar las curvas Q-V, de Luis López y Patricia Osorio (Análisis de estabilidad de tensión en el sistema de transmisión regional (STR), 2008,

(<https://n9.cl/7xpvz>). Universidad Tecnológica de Pereira.

Los puntos que se encuentran ubicados en la parte derecha de la curva, son puntos de operación estable y los puntos situados en la parte izquierda están considerados como puntos de operación inestables, esto indica que cuando se inyectan reactivos en el nodo que representa la magnitud del voltaje decae. La línea entrecortada horizontal en el punto cero, representa el caso no compensado, esto quiere decir que el dispositivo de compensación no va a generar ni a consumir reactivos. El punto 0 de gráfica representa el límite de la estabilidad de voltaje, aquí $\frac{dQ}{dV}$ es igual a cero.

De la figura 11 se puede realizar dos tipos de interpretaciones ligados con la estabilidad del sistema.

- En el primer caso, se representa gráficamente la cantidad de potencia reactiva necesaria que debe ser inyectada, esto va a depender del aumento de la carga para así mantener un nivel de voltaje estable, como se lo puede observar en las flechas.
- En el segundo caso, se puede observar un margen de potencia reactiva que posee cierta barra del sistema en donde opera un punto estable, esta interpretación es útil para comprender la cantidad de potencia que se le puede incrementar al sistema sin llegar al punto de colapso de voltaje.

Tanto las curvas P-V como las curvas V-Q tienen una cualidad importante que se utiliza para indicar la proximidad del SEP al punto de colapso de voltaje esto a través de la determinación de potencia reactiva, lo que se explica con ayuda de la figura 12. Aquí se observa que se mantiene constante la transferencia de potencia activa de 1000 MW y que para este punto de operación se tiene un margen de 300 MVAR, antes de entrar a la zona de inestabilidad para ese nivel de transferencia.

Según datos y estudios de la NASA la cantidad de energía que emite el sol por hora, es suficiente para alimentar las necesidades de energía en forma de luz y calor de la población de la tierra por un año, esto corresponde a 120.00 terawatios de irradiación solar, este valor resulta ser 20.000 veces superior a la potencia requerida por el planeta tierra. (Ramirez y Vega, 2014, pág. 358)

El ser humano ha utilizado la energía solar desde el principio de los tiempos de distintas formas, desde su energía lumínica, hasta su calor para confort térmico o el secado de alimentos.

El autor Jiménez M. (2014) establece que en la actualidad existen tres formas para el uso de la energía solar, en su libro Energía Solar fotovoltaica y energía eólica:

- Utilización directa: También se la conoce como energía térmica pasiva, se utiliza este tipo de energía solar a través de la aplicación de acristalamientos, que contienen un nivel másico alto y una alta capacidad de absorción de energía térmica.
- Transformación en calor: La transformación de calor se da con el calentamiento pasivo ocasionada por el sol ya que este calienta objetos sin ayuda adicional. Por ejemplo, el sol calienta directamente a los edificios a través del techo, ventanas y paredes, los edificios en países con temperaturas bajas por lo general pintan las paredes con colores oscuros, negros o grises; esto hace que las superficies puedan absorber la luz y producir energía térmica con mayor eficacia, también hacen uso de un dispositivo llamado colector solar, el cual atrapa la energía del Sol.
- Transformación en electricidad: a través de paneles fotovoltaicos, conversores y baterías, se logra la conversión de la energía solar en eléctrica, la cual puede ser utilizada de forma inmediata de manera residencial o industrial, también puede almacenarse en dispositivos diseñados para tal fin como son las baterías, permitiendo su disposición posterior o también puede incorporarse a la red eléctrica convencional.

Centrales fotovoltaicas e impacto ambiental

El uso desmedido de fuentes de energía de origen fósil ha provocado impactos ambientales significativos en términos globales esto debido al uso de las emisiones de CO_2 , ya que es uno de los principales gases responsables del calentamiento global del planeta o del denominado «efecto invernadero», que es el causante de los cambios climáticos. Según los autores Aristizaba y Ballesteros, (2007) determinan que de un total de 1 trillón de toneladas de CO_2 liberados en el planeta desde inicios de la industrialización, el 80 % corresponde a emisiones de los últimos 50 años.

El impacto ambiental de la energía solar es prácticamente inexistente. Esto ya que no se produce ningún efecto negativo al entorno o medio ambiente al momento de producir electricidad por medio de paneles solares con el uso directo del sol como fuente principal, independientemente de que sean paneles solares para vivienda, bombeo de agua, ordeños mecánicos, maquinaria, así como cualquier otro tipo de panel solar fotovoltaico. La energía solar tiene la ventaja de que para ser producida no necesita de ningún proceso químico, lo que la hace una generación limpia ya que no expulsa contaminantes a la atmósfera. En conclusión, la energía solar no contamina ni contribuye al calentamiento global, considerando que las centrales fotovoltaicas ocupan una gran cantidad de terreno, y que si esta energía pasara a ser la más utilizada desaparecería una gran cantidad de tendidos eléctricos y con ello mejoraría la flora y la fauna de la zona. Por otro lado, se evitaría la utilización de minerales radioactivos que son utilizados en la energía nuclear para la obtención de electricidad, además de disminuir la presencia de grandes fábricas de carbón y gas natural que son usadas para la generación de electricidad, entre otras.

Conexión de las centrales fotovoltaicas al Sistema Eléctrico de Potencia

Los sistemas fotovoltaicos o también conocidos como PV systems, surgen como una opción para el aprovechamiento de los recursos renovables, en este caso el sol como fuente principal, debido a varias ventajas que estos tienen sobre otras fuentes de energía convencional actual. Los avances tecnológicos han permitido que los materiales sean más eficientes para la construcción de paneles solares fotovoltaicos, haciendo de este tipo de energía una de las más importantes para el futuro. (MEJIA, 2010)

La energía solar consiste en una forma limpia y eficiente de emplear una de las fuentes renovables más abundantes en el planeta con el uso de la irradiancia del sol. Esta forma de generar energía surge como alternativa ya que cada vez se busca depender menos de los hidrocarburos con el fin de disminuir la emisión de gases que provocan el calentamiento global.

El aumento de la capacidad y del nivel de voltaje de conexión de las centrales eléctricas de energía renovable tales como la solar hacen que la red eléctrica se vea afectada por la producción de la misma, y el impacto producido es mayor. La implementación a gran escala de la generación de energía con energías renovables en la red eléctrica traza nuevos desafíos para la planificación, el desarrollo y el funcionamiento estable de la red eléctrica. (Xiaoyuan Xu, 2017)

La conexión de un sistema fotovoltaico a la red eléctrica está directamente relacionada con la cantidad de potencia que se desea inyectar y esto se define con la cantidad de módulos fotovoltaicos con los que se cuenta. Los módulos fotovoltaicos conectados en serie se les denomina como una cadena o un string y los módulos conectados en paralelo forman un arreglo o varios strings.

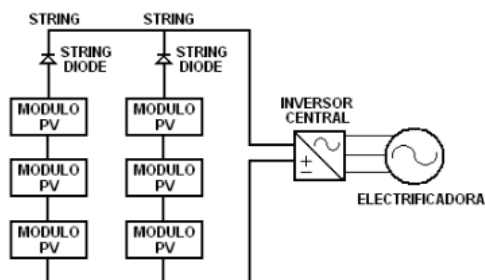
El voltaje generado por los módulos fotovoltaicos es de tipo dc por lo que se requiere hacer uso de un inversor ya que este permite convertir el voltaje generado a ac. Para una mayor eficiencia e incrementación de la potencia entregada al sistema se puede hacer uso de

un MPPT en el inversor, este dispositivo es el encargado de censar señal de la corriente que entrega el panel fotovoltaico, maximizando así la potencia entregada.

En la Figura 13 se puede observar una conexión de módulos fotovoltaicos directo a la red eléctrica. Este esquema tiene como ventaja principal su bajo costo ya que solamente se requiere de un inversor para la conexión a la red. Conectar directamente a la red tiene una desventaja y es que el inversor para poder elevar el voltaje y así garantizar una adecuada conexión a la red. Para esta configuración el inversor es altamente eficiente, todo lo contrario, a la conexión de módulos fotovoltaicos en paralelo, ya que en estos se presentan diferencias de voltaje ocasionarían una disminución en la eficiencia.

Figura 13

Conexión de módulos fotovoltaicos a la red



Nota. En la imagen se puede observar un esquema de conexión de módulos fotovoltaicos a la red, de Escobar Andrés et al. (Conexión de un sistema fotovoltaico a la red, 2009,

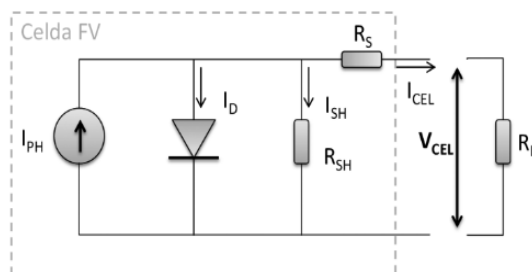
(<https://n9.cl/p6sf4>)

Modelamiento matemático de una central fotovoltaica

El circuito equivalente de un panel solar fotovoltaico consta del modelo matemático ideal de un diodo clásico de unión p-n que, por medio del efecto fotoeléctrico, lo que hace es convertir la radiación solar en energía eléctrica, esto lo realiza con los componentes electrónicos como fuentes y elementos resistivos que emulan las pérdidas que se presentan en un entorno real tal y como se puede observar en la Figura 14. (SÁNCHEZ, 2015)

Figura 14

Circuito equivalente a un panel solar



Nota. En la imagen se puede observar el circuito equivalente de un panel solar, de Guillermo Anderson et al. (Validación de un modelo matemático de un panel solar), 2017, (<https://n9.cl/y6ee2>)

La fuente I_{ph} es la corriente de radiación solar que se genera a partir de un valor fijo, (R_{sh}) es la resistencia shunt en caso de fuga esta representa una pérdida por corriente, (R_s) representa a la resistencia de serie y es la caída de voltaje a la salida, (R_L) es la resistencia de carga que es la carga usada para la medición.

Aplicando la ley de voltaje y corriente de Kirchhoff al circuito de la figura 14, se puede deducir la corriente generada (I_{cel}) por el panel solar, como se muestra en las ecuaciones 22 y 23:

$$I_{cel} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (22)$$

$$I_{cel} = I_{ph} - I_0 \left[\frac{q(V + I_{cel} * R)}{KT * cA} - 1 \right] - \frac{V + I_{cel} * R}{R_{sh}} \quad (23)$$

Donde:

I_{ph} = Corriente fotogenerada

I_o = Corriente de saturación inversa del diodo

q = Carga del electrón ($1.6 \times 10^{-19} C$)

V = Voltaje de la celda solar

K = Constante de Boltzmann ($1.38 \times 10^{-23} J/K$)

T_c = Temperatura de operación de la celda

A = factor de idealidad

La variación la radiación solar y la temperatura de las celdas hacen que varíe la corriente fotogenerada, esto se describe en la ecuación 24.

$$I_{ph} = \frac{R}{R_{ref}} [I_{l_{ref}} + U_{isc}(T_c - T_{c_{ref}})] \quad (24)$$

R es la radiación solar medida en el instante, R_{ref} la radiación solar en condiciones estándar $1000 W/m^2$, $I_{l_{ref}}$ es la corriente fotogenerada en condiciones de referencia tomada como la ecuación 25.

$$I_{panel} = N_p * I_{ph} - N_p * I_o \left[e^{\frac{q \left(\frac{V}{N_s} + \frac{I_{cel} * R_s}{N_p} \right)}{K T_c A}} - 1 \right] - \frac{V \left(\frac{N_p}{N_s} \right) + I_{cel} * R_s}{R_{sh}} \quad (25)$$

La ecuación 25 por lo general se reduce a la ecuación 26, esto debido a que varios autores simplifican la ecuación sin tomar en cuenta la resistencia shunt, esto debido a que no afecta a la eficiencia de una celda solar, por lo que la resistencia tiende a ser muy grande o infinita, así que se puede asumir $R_{sh} = \infty$. Por lo tanto, la ecuación que define a un panel fotovoltaico se describe en 26.

$$I_{panel} = N_p * I_{ph} - N_p * I_0 \left[e^{\frac{q \left(\frac{V}{N_s} + \frac{I_{cel} * R_s}{N_p} \right)}{KTcA}} - 1 \right] \quad (26)$$

Análisis de contingencias

En los análisis de contingencias se estudian principalmente los efectos sobre el sistema y la capacidad de estos, de encontrar un nuevo punto de operación estable, ante la salida intempestiva de un elemento debido a una falla, por lo tanto, se analizan sobrecarga térmica, pérdida de carga, bajos o altos voltajes, corrientes de cortocircuito excesivas, entre otras; en donde se puede definir escenarios de interrupción. (Gallego, 2021)

Contingencia N-1

El análisis de la contingencia N-1, es el proceso mediante el cual se retira un elemento del Sistema Nacional de Transmisión y se verifica los efectos sobre la operación del sistema eléctrico y la capacidad del sistema de encontrar un nuevo punto de operación estable.

El efecto de una contingencia N-1 se puede evaluar mediante índices de afectación, en estos se puede observar los niveles de voltaje y cargabilidades en los elementos que conforman el sistema de transmisión, así como la seguridad de voltaje en cada barra. (Bueno, 2010)

Contingencia N-2

Evento en el cual dos elementos del sistema eléctrico de potencia que pueden ser transformadores, generadores, líneas o cargas salen de servicio debido a alguna perturbación en el sistema. (Aimara, s.f)

HOMER: Software de desarrollo de energías renovables

HOMER (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*) es un software que permite diseñar y simular proyectos de energías renovables, tales como energía solar fotovoltaica, eólica, baterías, hidroeléctrica, calor y energía combinados, biomasa y más.

HOMER es una herramienta utilizada para el análisis de sistemas renovables híbridos, en donde combina ingeniería y economía. Ya que se puede realizar estudios de variables técnicas, así como análisis de precios. En la parte técnica se pueden usar datos de entrada la demanda eléctrica, recursos naturales disponibles y las tecnologías, se puede estudiar cómo varias combinaciones de sistemas renovables siendo sobre todo todas las simulaciones del mundo real ya que se consideran criterios específicos como ubicaciones geográficas, precio y tipo de combustible usado, aumento de carga, etc. (Energypedia, s.f)

Para realizar los cálculos internos Homer usa algoritmos de optimización que ayudan a realizar diversos tipos de cálculos en el sistema, el algoritmo de búsqueda de cuadrícula original simula todas las configuraciones factibles del sistema definidas por el espacio de búsqueda. (homerenergy, s.f)

Método Montecarlo

El método Montecarlo es un método aleatorio con una diversidad de técnicas para llegar a soluciones estadísticas, matemáticas y físicas a partir de la repetición continua de pruebas aleatorias que mediante ecuaciones o fórmulas matemáticas serían difíciles de obtener, teniendo como base para realizar esto la variable aleatoria y también la transformación de una variable continua o una variable aleatoria discreta. Este método permite modelar las diferentes

probabilidades de los diferentes resultados posibles durante un proceso en el cual exista una gran variedad de factores externos o variables aleatorias. (I.M.Sóbol, 1976)

Capítulo III

Metodología

Metodología para el análisis en la estabilidad de voltaje en un Sistema Eléctrico de Potencia ante contingencia N-2 con el ingreso de centrales fotovoltaicas.

Para el desarrollo del trabajo de titulación se realizará un análisis de estabilidad de voltaje ante contingencias N-2, de un caso de estudio de 37 nodos de la IEEE mediante las curvas PV obtenidas en el software Power Factory Digsilent, el cual nos permite realizar un análisis en el ámbito de generación y distribución.

Para complementar la investigación se hace uso de dos herramientas adicionales que son el Software Homer Pro y Matlab. En el primero se determinará la potencia total de la central fotovoltaica a ser implementada y mediante el segundo se hace uso del método aleatorio de Montecarlo para determinar en qué barras del caso de estudio se situará dicha central.

A continuación, se procederá a detallar los pasos seguidos para el desarrollo del tema propuesto.

Tabla de Abreviaturas

Tabla 1

Nomenclatura utilizada

Variable	Descripción
$p.u$	Sistema por unidad
R	Resistencia
X	Reactancia
S	Potencia Aparente
V	Voltaje
Z_{base}	Impedancia base
Z_{pu}	Impedancia por unidad
$P_{Tcargas}$	Potencia total de las cargas
P_{VT}	Potencia total de la central fotovoltaica

Variable	Descripción
$P - CTE$	Potencia constante

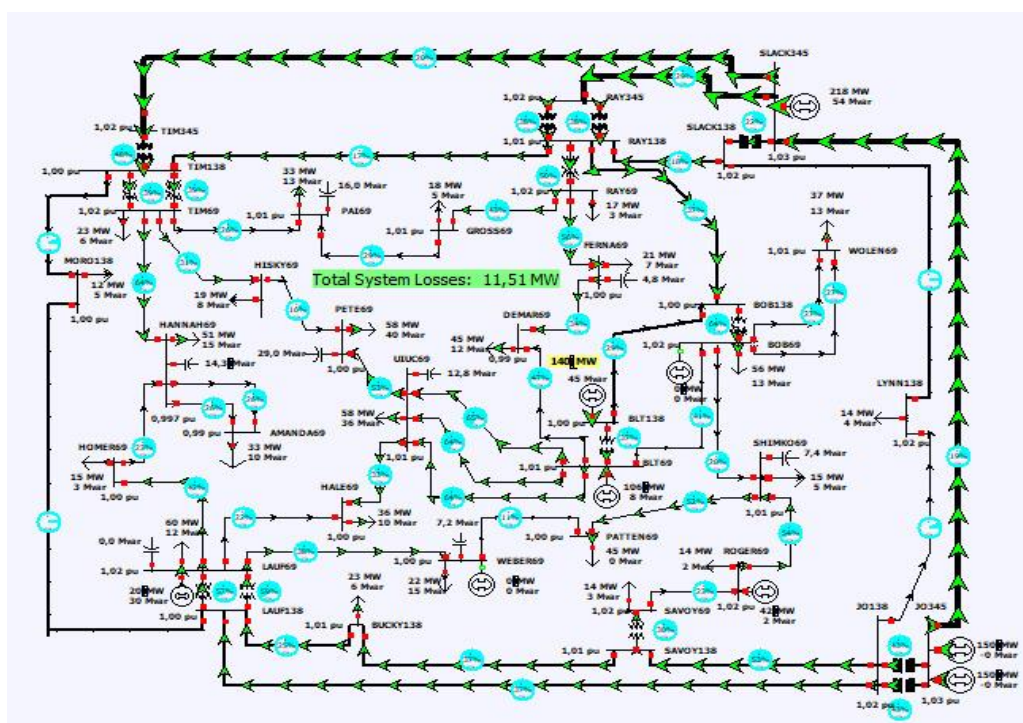
Nota. En la tabla se puede observar todas las variables utilizadas con su respectiva descripción.

Paso 1

Para el desarrollo del tema propuesto se selecciona un caso de estudio de la IEEE de 37 nodos que se puede observar en la figura 15.

Figura 15

Caso de estudio de la IEEE de 37 Nodos



Nota. En la imagen se puede observar la simulación de un sistema eléctrico de potencia de 37 nodos de la IEEE (caso de prueba del libro de Glover's), tomado de Power System Analysis & Design fifth edition (p.342), por J. D. Glover, M. S. Sarma, and T. J. Overbye, 1976, Global Engineering.

Paso 2

A continuación, se realiza una recopilación de datos del caso de estudio de 37 nodos de la IEEE, para esto se tomó como referencia y material de ayuda los documentos en formato Excel y la simulación creada del caso de estudio en el programa PowerWorld Simulator (v. 18), tomados del Libro de Glover's, quinta edición.

Los datos necesarios para la simulación son los siguientes:

Generadores

Tabla 2

Datos de los generadores

Ubicación del generador	Potencia de los Generadores (MW)
WEBER69	0
JO345	150
JO345	150
SLACK345	217.64
LAUF69	20
BOB69	0
ROGER69	42.09
BLT138	140
BLT69	106.08
TOTAL	1347

Nota. En la tabla se puede observar los datos y ubicación de cada generador en las barras del sistema. Tomado de (Power Systems)

Transformadores

Tabla 3

Datos de los transformadores

Ubicación del transformador	Potencia Nominal de los Transformadores (MVA)
BOB69-BOB138	187

Ubicación del transformador	Potencia Nominal de los Transformadores (MVA)
LAUF69-LAUF138	101
RAY69-RAY138	186.7
TIM345-TIM138	250
JO345-JO138	220
TIM69-TIM138	187
RAY138-RAY345	224
BLT69-BLT138	187
SAVOY69-SAVOY138	101
SLACK138-SLACK345	220

Nota. En la tabla se puede observar los datos y ubicación de cada transformador entre las barras del sistema. Tomado de (Power Systems).

Cargas

Tabla 4

Datos de las cargas

Ubicación de las cargas	Potencia aparente (MVA)	Potencia Activa (MW)	TIPO DE CARGA
MORO138	13,28	12,3	P-CTE
HOMER69	15,63	15,3	P-CTE
RAY69	16,98	16,8	P-CTE
TIM69	23,8	22,9	P-CTE
FERNA69	22,26	21,2	P-CTE
WEBER69	26,91	22,2	P-CTE
UIUC69	68,59	58,2	P-CTE
PETE69	70,52	57,8	P-CTE
PAI69	35,25	32,8	P-CTE
HANNAH69	53,41	51,2	P-CTE
GROSS69	18,97	18,3	P-CTE
SHIMKO69	16,1	15,3	P-CTE
WOLEN69	39,54	37,2	P-CTE

Ubicación de las cargas	Potencia aparente (MVA)	Potencia Activa (MW)	TIPO DE CARGA
HALE69	37,76	36,3	P-CTE
HISKY69	21	19,5	P-CTE
BUCKY138	24,21	23,4	P-CTE
SAVOY69	14,32	14	P-CTE
PATTEN69	44,62	34,9	P-CTE
AMANDA69	34,75	33,4	P-CTE
LAUF69	61,05	59,8	P-CTE
BOB69	57,18	55,8	P-CTE
ROGER69	14,24	14,1	P-CTE
BLT138	65,67	59,5	P-CTE
BLT69	13,69	12,43	P-CTE
DEMAR69	46,94	45,3	P-CTE
LYNN138	14,48	14	P-CTE
TOTAL		803.93	

Nota. En la tabla se puede observar los datos y ubicación de las cargas del sistema Tomado de (Systems, Power Systems)

Líneas

En el caso de las líneas del caso de estudio, los datos de la impedancia están dados por unidad como se observa en la tabla 5.

Tabla 5

Datos de las líneas, datos por unidad

Líneas	Desde	Hasta	R (p.u)	X (p.u)	S (MVA)	V (KV)	Distancia (Km)
Línea	TIM69	HANNAH69	0,02747	0,08909	100	69	10,346
Línea 1	HANNAH69	AMANDA69	0,01017	0,00559	100	69	9,457
Línea 2	HANNAH69	AMANDA69	0,01017	0,00559	100	69	9,457
Línea 3	HANNAH69	HOMER69	0,03133	0,07675	100	69	8,532
Línea 4	HOMER69	LAUF69	0,03463	0,08253	100	69	9,138

Líneas	Desde	Hasta	R (p.u)	X (p.u)	S (MVA)	V (KV)	Distancia (Km)
Línea 5	TIM138	MORO138	0,0048	0,0368	100	138	20,58
Línea 6	MORO138	LAUF138	0,00902	0,0571	100	138	22,079
Línea 7	LAUF138	BUCKY138	0,0735	0,04395	100	138	18,489
Línea 8	BUCKY138	SAVOY138	0,00225	0,0134	100	138	5,822
Línea 9	SLACK345	JO345	0,00224	0,03268	100	345	85,048
Línea 10	SAVOY138	JO138	0,0103	0,05681	100	138	24,273
Línea 11	SLACK345	TIM345	0,0017	0,017	100	345	44,233
Línea 12	JO138	LYN138	0,0071	0,0544	100	138	21,789
Línea 13	LYN138	SLACK138	0,01243	0,07847	100	138	30,867
Línea 14	SLACK345	RAY345	0,00075	0,01092	100	345	28,425
Línea 15	SLACK138	RAY138	0,01028	0,07253	100	138	28,412
Línea 16	RAY138	TIM138	0,01161	0,08085	100	138	33,917
Línea 17	TIM69	PAI69	0,02172	0,06935	100	69	9,128
Línea 18	RAY69	GROSS69	0,0405	0,0953	100	69	11,25
Línea 19	GROSS69	PAI69	0,02703	0,03613	100	69	6,76
Línea 20	RAY69	FERNA69	0,03375	0,0789	100	69	7,738
Línea 21	FERNA69	DEMAR69	0,02216	0,0904	100	69	9,858
Línea 22	DEMAR69	BLT69	0,06246	0,08246	100	69	3,955
Línea 23	BLT69	BOB69	0,01473	0,036	100	69	41,155
Línea 24	BLT138	BOB138	0,00204	0,00692	100	138	26,469
Línea 25	BOB69	SHIMKO69	0,02133	0,0521	100	69	5,445
Línea 26	SHIMKO69	PATTEN69	0,02423	0,05862	100	69	6,386
Línea 27	SHIMKO69	ROGER69	0,0424	0,07509	100	69	6,163
Línea 28	ROGER69	SAVOY69	0,0502	0,101	100	69	12,636
Línea 29	PATTEN69	WEBER69	0,02625	0,06429	100	69	6,985
Línea 30	WEBER69	LAUF69	0,04211	0,08545	100	69	50,61
Línea 31	LAUF69	HALE69	0,03993	0,09965	100	69	11,226
Línea 32	TIM69	HISKY69	0,0142	0,07557	100	69	57,631
Línea 33	HISKY69	PETE69	0,00366	0,01312	100	69	19,536
Línea 34	PETE69	UIUC69	0,00753	0,00582	100	69	8,707
Línea 35	HALE69	UIUC69	0,01835	0,02845	100	69	19,94
Línea 36	UIUC69	BLT69	0,00846	0,00465	100	69	7,858

Líneas	Desde	Hasta	$R (p.u)$	$X (p.u)$	$S (MVA)$	$V (KV)$	Distancia (Km)
Línea 37	UIUC69	BLT69	0,00855	0,0047	100	69	7,957
Línea 38	UIUC69	BLT69	0,00859	0,00472	100	69	7,992
Línea 39	BOB69	WOLEN69	0,01824	0,04236	100	69	14,134
Línea 40	BOB69	WOLEN69	0,01829	0,04246	100	69	14,472
Línea 41	RAY138	BOB138	0,00775	0,05244	100	138	22,599
Línea 42	JO138	LAUF138	0,01868	0,1259	100	138	53,239

Nota. En la tabla se puede observar los datos de las líneas del sistema.

Paso 3

En el caso de las líneas de la tabla 6 se procedió a transformar los valores de la impedancia que están dados en el sistema por unidad a valores reales ya que son los parámetros de configuración interna del programa de Power Factory DigSilent, para ello se hizo uso de las siguientes fórmulas que fueron aplicadas en todas las líneas del sistema y se detallan los cálculos en la tabla 6.

$$Z_{base} = \frac{kV^2 base}{MVA_{base}} \quad (27)$$

$$Z_{pu} = \frac{Z}{Z_{base}} \quad (28)$$

Tabla 6

Datos de las líneas, impedancias reales

Z_{Base} (ohm)	$Z = R + jX$ R	X	Distancia ohm/km (R)	Distancia ohm/km (X)	Limite (MVA)	Corriente (KA)
47,61	1,3078467	4,2415749	0,126410854	0,409972443	106	0,88694389

<i>Z Base</i> (ohm)	$Z = R + jX$ R	X	<i>Distancia</i> ohm/km (R)	<i>Distancia</i> ohm/km (X)	<i>Limite</i> (MVA)	<i>Corriente</i> (KA)
47,61	0,4841937	0,2661399	0,051199503	0,028142106	68	0,56898287
47,61	0,4841937	0,2661399	0,051199503	0,028142106	68	0,56898287
47,61	1,4916213	3,6540675	0,174826688	0,428277954	82	0,68612641
47,61	1,6487343	3,9292533	0,180426165	0,429990512	82	0,68612641
190,44	0,914112	7,008192	0,044417493	0,340534111	233	0,97480154
190,44	1,7177688	10,874124	0,077801024	0,492509806	233	0,97480154
190,44	13,99734	8,369838	0,757063119	0,452692844	191	0,79908624
190,44	0,42849	2,551896	0,07359842	0,438319478	191	0,79908624
1190,25	2,66616	38,89737	0,031348885	0,457357845	600	1,00408742
190,44	1,961532	10,8188964	0,080811272	0,445717316	191	0,79908624
1190,25	2,023425	20,23425	0,045744693	0,457446929	597	0,99906699
190,44	1,352124	10,359936	0,062055349	0,475466336	233	0,97480154
190,44	2,3671692	14,9438268	0,076689319	0,484136029	233	0,97480154
1190,25	0,8926875	12,99753	0,031405013	0,457256992	597	0,99906699
190,44	1,9577232	13,8126132	0,068904801	0,486154202	288	1,20490491
190,44	2,2110084	15,397074	0,065188796	0,453963322	233	0,97480154
47,61	1,0340892	3,3017535	0,113287599	0,361717079	82	0,68612641
47,61	1,928205	4,537233	0,171396	0,4033096	72	0,60245245
47,61	1,2868983	1,7201493	0,190369571	0,254459956	72	0,60245245
47,61	1,6068375	3,756429	0,207655402	0,485452184	82	0,68612641
47,61	1,0550376	4,303944	0,107023494	0,436594035	72	0,60245245
47,61	2,9737206	3,9259206	0,7518889	0,992647434	50	0,41836976
47,61	0,7012953	1,71396	0,017040343	0,041646459	93	0,77816775
190,44	0,3884976	1,3178448	0,014677457	0,049788235	185	0,77398406
47,61	1,0155213	2,480481	0,186505289	0,455552066	82	0,68612641
47,61	1,1535903	2,7908982	0,180643642	0,437033855	72	0,60245245
47,61	2,018664	3,5750349	0,327545676	0,580080302	82	0,68612641
47,61	2,390022	4,80861	0,189143875	0,380548433	82	0,68612641
47,61	1,2497625	3,0608469	0,178920902	0,438202849	72	0,60245245
47,61	2,0048571	4,0682745	0,039613853	0,080384795	81	0,67775901
47,61	1,9010673	4,7443365	0,169345029	0,42262039	82	0,68612641

<i>Z Base</i> (ohm)	$Z = R + jX$ R	X	<i>Distancia</i> ohm/km (R)	<i>Distancia</i> ohm/km (X)	<i>Limite</i> (MVA)	<i>Corriente</i> (KA)
47,61	0,676062	3,5978877	0,011730874	0,062429729	112	0,93714826
47,61	0,1742526	0,6246432	0,008919564	0,031973956	112	0,93714826
47,61	0,3585033	0,2770902	0,041174147	0,031823843	91	0,76143296
47,61	0,8736435	1,3545045	0,043813616	0,067929012	74	0,61918725
47,61	0,4027806	0,2213865	0,051257394	0,02817339	68	0,56898287
47,61	0,4070655	0,223767	0,051158163	0,028122031	68	0,56898287
47,61	0,4089699	0,2247192	0,05117241	0,028118018	68	0,56898287
47,61	0,8684064	2,0167596	0,061440951	0,142688524	72	0,60245245
47,61	0,8707869	2,0215206	0,06017046	0,13968495	72	0,60245245
190,44	1,47591	9,9866736	0,065308642	0,441907766	233	0,97480154
190,44	3,5574192	23,976396	0,066819798	0,450353989	191	0,79908624

Nota. En la tabla se puede observar los datos y ubicación de las líneas del sistema, así como la impedancia en valores reales.

Paso 4

Para continuar con la realización del tema propuesto se determina la potencia total de la central fotovoltaica a ser implementada en el caso de estudio.

Esto se lo realiza mediante el Software Homer Pro.

Se inició definiendo las coordenadas geográficas del sistema de 37 nodos, en este caso ubicado en California con coordenadas: 2630 Croydon Drive, Sanger, CA 93657, USA
(36°46.7N, 119°25,1W)

Figura 15

Ubicación geográfica del sistema de 37 nodos



Nota. En la imagen se puede observar la ubicación con coordenadas geográficas del sistema de 37 nodos, tomado del Software Homer Pro.

Posterior a definir la ubicación exacta en base a los documentos, del libro de Glover's, se implementa 3 generadores y uno genérico definido por el mismo Software, la suma de los 3 generadores implementados da como resultado la potencia total de todos los generadores equivalente a 1347MW que forman parte del sistema de 37 nodos. Adicional se configuro el tipo de combustible que es el Gas Natural, usado por los generadores. (CALIFORNIA ISO , 2022a)

Tabla 7

Dato de los generadores de Homer Pro

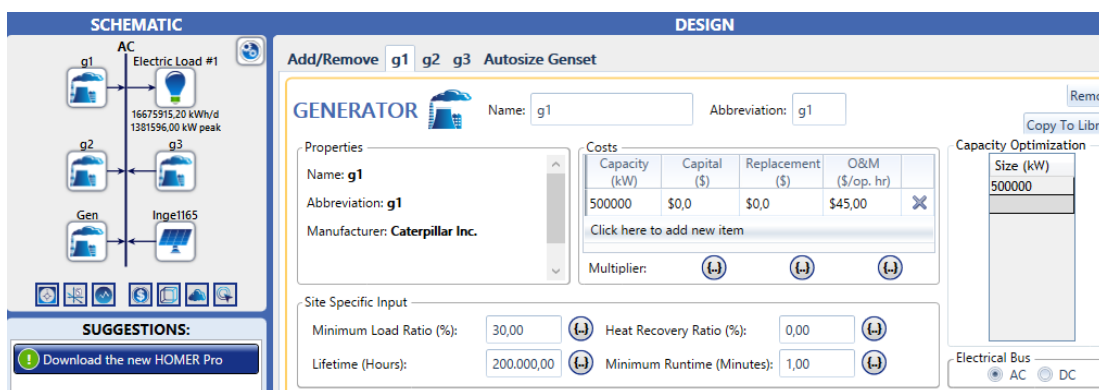
Generadores	Potencia (KW)	Tipo de combustible
Generador 1 (g1)	500.000	Gas Natural
Generador 2 (g2)	347.000	Gas Natural
Generador 3 (g3)	500.000	Gas Natural
Autosize Genset	Genérico	

Generadores	Potencia (KW)	Tipo de combustible
Suma total de potencia	1347000	

Nota. En la tabla se puede observar los valores de potencia de los generadores configurados en Homer Pro.

Figura 16

Datos de los generadores



Nota. En la imagen se puede observar los datos de los generadores añadidos al Software Homer Pro.

Una vez definidos los generadores, se procedió a seleccionar y configurar la carga. Para ello se consideró la potencia total que es el resultado de la suma de todas las potencias de cada carga que conforma el sistema de 37 nodos de la IEEE, este valor es de 803.93 MW, cómo se puede observar en el total de la tabla 4.

Para la obtención de la curva de demanda se tomó datos reales de California usando la página de control de energía eléctrica llamada California ISO. Para ello se obtuvo los registros diarios del primer día de cada mes, del año 2022, desde enero hasta diciembre. Los datos fueron exportados en formato (csv) para luego ser filtrados en Excel, sacando un promedio de cada hora por mes. Así al final se obtuvo la tabla 8 con datos de demanda anual.

Tabla 8*Datos de demandas reales*

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
00:00	22,583	22,18	21,41	21,22	21,47	24,09	27,8	27,8	31,34	24,623	21,77	22,28
01:00	21,701	21,58	20,82	20,43	20,76	23	26,3	26,4	29,83	23,495	21,17	21,51
02:00	21,030	20,94	20,26	19,85	20,06	22,03	25	25,4	28,38	22,431	20,54	20,82
03:00	20,496	20,74	20,05	19,67	19,55	21,31	24,2	24,6	27,24	21,683	20,08	20,5
04:00	20,326	20,81	20,18	19,73	19,25	21,14	23,8	24,5	26,73	21,27	20,17	20,58
05:00	20,508	21,76	21,04	20,45	19,23	21,65	24,1	25	26,85	21,276	20,7	21,41
06:00	21,009	23,37	22,83	21,97	19,34	22,5	24,6	26,3	27,95	21,717	22,13	23,08
07:00	21,630	25,62	24,32	23,7	18,77	23,57	25,7	27,7	29,46	22,477	24,36	25,28
08:00	21,327	25,87	23,51	23,96	18,09	23,87	26,4	29,2	30,3	22,55	24,75	26,35
09:00	20,247	24,84	22,3	23,05	17,25	23,19	26,5	30,4	31,37	22,516	24,81	26,67
10:00	18,882	23,78	21,21	21,74	15,84	22,76	26,5	31,1	32,54	21,928	24,13	26,47
11:00	17,866	22,56	20,57	20,45	15,14	23,03	26,3	31,9	34,06	20,777	24,02	26,28
12:00	17,334	21,76	20,49	19,46	14,87	23,62	27,5	33,2	36,23	20,392	23,86	25,98
13:00	17,258	21,48	20,91	18,88	14,88	24,5	28,5	34,7	38,55	20,997	23,74	25,99
14:00	17,764	21,53	21,69	18,87	15,36	25,81	29,8	36,1	41,17	22,163	23,24	26,14
15:00	19,078	21,86	22,9	19,23	16,25	27,42	31,1	37,1	43,66	23,852	23,23	26,3
16:00	21,204	23,13	24,38	20,06	17,88	28,88	32,6	37,6	45,68	25,716	23,85	26,88
17:00	24,193	25,59	25,8	21,5	19,87	30,39	33,9	38	46,73	27,554	25,1	28,49
18:00	26,189	28,02	27,33	23,4	21,96	31,81	34,8	38,6	46,9	28,753	26,6	29,09
19:00	26,236	27,93	27,44	24,69	24,01	32,12	35	38	45,48	28,884	27,36	28,6
20:00	25,963	27,29	26,62	25,53	25	31,59	33,8	37	43,76	27,985	26,66	28,03
21:00	25,561	26,48	25,57	24,87	24,66	31,05	33,10	36,1	41,65	26,935	25,78	27,14
22:00	24,883	25,35	24,35	24,16	23,71	29,59	31,62	34,3	38,94	25,894	24,82	25,98
23:00	23,596	23,77	22,62	22,75	22,07	27,17	29,45	31,7	35,37	24,445	23,23	24,18

Nota. En la imagen se puede observar los datos de demanda tomados de CALIFORNIA ISO (2022b)

A partir del dato de la suma total de potencias de las cargas, considerando este valor como potencia máxima, se procedió a realizar una regla de tres con cada valor de la tabla 8

para la obtención de datos ajustados al sistema de 37 nodos que se desea simular, estos datos se muestran en la tabla 9.

Tabla 9

Datos de demanda ajustados

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
00:00	692	636,33	627,2	668,1	690,6	603,1	638,79	578,408	537,3	685,33	639,8	615,6
01:00	665	619,15	610	643,2	667,7	575,8	603,45	549,932	511,3	653,94	622,1	594,4
02:00	644,4	600,7	593,6	625,1	645,2	551,3	575,11	528,299	486,5	624,32	603,6	575,3
03:00	628	595,16	587,5	619,4	628,7	533,4	556,37	512,532	466,9	603,5	590	566,6
04:00	622,8	597,22	591,1	621,4	619,2	529,1	547,96	508,871	458,2	592,01	592,8	568,7
05:00	628,4	624,37	616,5	643,9	618,6	541,8	552,93	519,958	460,2	592,18	608,4	591,5
06:00	643,8	670,68	668,9	692	622,1	563,2	566,35	546,063	479,2	604,45	650,2	637,7
07:00	662,8	735,18	712,6	746,3	603,8	589,9	590,53	576,848	505	625,6	715,9	698,5
08:00	653,5	742,35	688,6	754,3	581,9	597,4	607,32	607,945	519,4	627,64	727,3	728,2
09:00	620,4	712,83	653,2	725,9	554,7	580,6	609,94	631,824	537,8	626,69	729,2	737,1
10:00	578,6	682,36	621,3	684,6	509,5	569,6	609,5	646,385	557,8	610,32	709,2	731,4
11:00	547,5	647,38	602,7	643,8	486,8	576,5	605,34	664,003	583,9	578,29	705,8	726,3
12:00	531,2	624,31	600,2	612,7	478,2	591,2	631,02	690,295	621,1	567,57	701,1	718
13:00	528,8	616,42	612,6	594,4	478,6	613,4	655,91	721,205	660,8	584,41	697,5	718,1
14:00	544,3	617,71	635,3	594,3	494,1	645,9	684,32	750,493	705,8	616,86	682,9	722,2
15:00	584,6	627,24	670,8	605,4	522,6	686,4	715,15	771,585	748,5	663,87	682,5	726,8
16:00	649,7	663,56	714,3	631,6	575,2	723	750,37	782,193	783,1	715,76	700,9	742,8
17:00	741,3	734,12	755,7	677,1	639	760,8	778,74	790,41	801,1	766,91	737,7	787,2
18:00	802,5	803,93	800,7	736,8	706,2	796,2	799,72	803,93	803,9	800,28	781,8	803,9
19:00	803,9	801,38	803,9	777,6	772,2	803,9	803,93	789,473	779,6	803,93	803,9	790,4

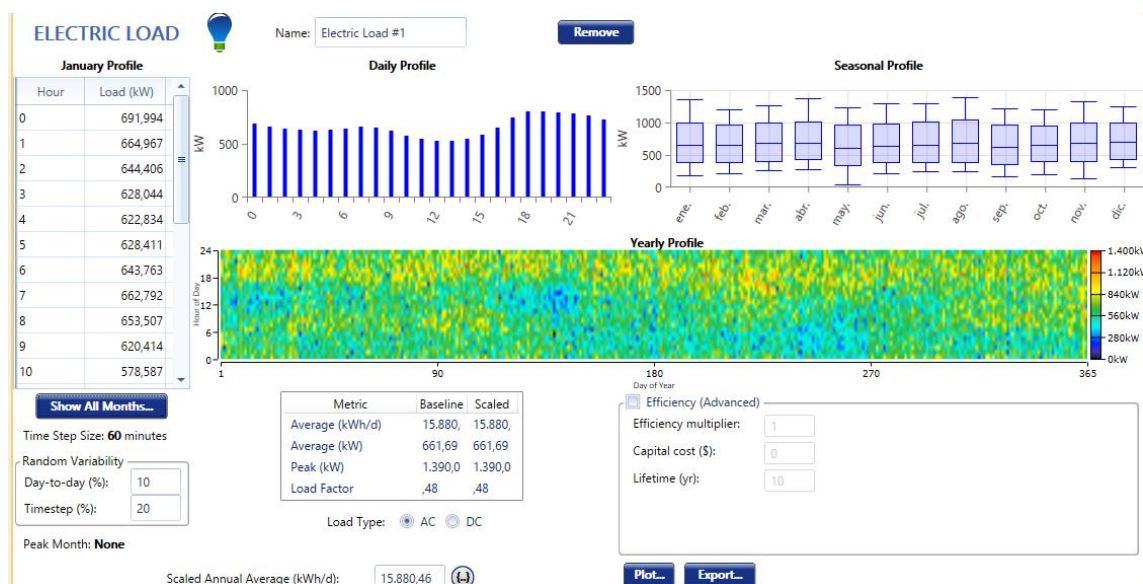
HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
20:00	795,6	783,1	779,7	803,9	803,9	790,8	777,82	769,505	750,1	778,91	783,5	774,6
21:00	783,2	759,77	749,2	783	793	777,3	760,87	750,306	714	749,68	757,6	750
22:00	762,5	727,38	713,3	760,9	762,5	740,6	726,94	712,615	667,6	720,71	729,4	717,8
23:00	723	682,13	662,5	716,4	710	680,1	676,95	658,782	606,4	680,38	682,6	668,2

Nota. En la imagen se puede observar los datos de demanda ajustados listos para el ingreso en Homer Pro.

Con el ingreso de los datos tomados de la tabla 9, se obtiene la curva de demanda diaria y el perfil anual, siendo necesarios estos datos para la obtención de la potencia total de la central fotovoltaica.

Figura 17

Datos de la demanda



Nota. En la imagen se puede observar los datos de las demandas, así como la curva de demanda y el perfil anual, generados por el Software Homer Pro.

Por último, se procedió a añadir la central fotovoltaica, con una potencia de 242.000 KW, este valor se obtuvo considerando el 30% de penetrabilidad de las centrales fotovoltaicas en el

sistema y la potencia total de las cargas, en la ecuación 30 se observa dicho valor.

(CALIFORNIA ISO , 2022c)

$$P_{VT} = (P_{Tcargas})(\%PV) \quad (29)$$

$$P_{VT} = 241.179 \text{ KW} \cong 242.000 \text{ KW} \quad (30)$$

Paso 5

Para definir en qué barras se ubicará la central fotovoltaica se utilizó Matlab, para ello se hizo uso del Método aleatorio de Montecarlo, que se programa en líneas secuenciales de comandos y llamadas de funciones propias de MATLAB, el código se lo puede observar en el anexo A.

La programación consiste en definir el número de iteraciones, en este caso 5000. Luego se define en que barras se desea implementar la central, para ello se crea una base de datos en formato Excel con dichas barras, que posteriormente es cargada al código de programación.

El método consiste en crear una matriz aleatoria binaria en donde se considera el número total de barras que en este caso es 26 y el número de iteraciones, por lo tanto, en cada iteración todas las barras van a tener la misma probabilidad de selección. Como se observa en la imagen 19 el uno indica que esa barra fue seleccionada y el cero indica las barras descartadas. Al final se realiza un conteo y la barra con más selecciones es la elegida y esta es presentada en un histograma para mayor entendimiento.

Figura 18

Matriz Aleatoria de Montecarlo

```
Mdata = 26x5000
```

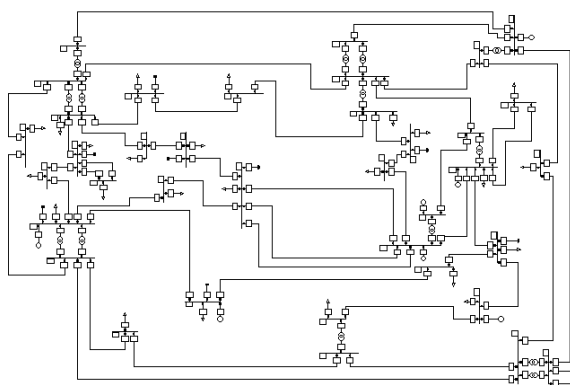
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...
0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
...														
...														

Paso 6

Como paso final, con los datos que se obtiene de las simulaciones anteriormente mencionadas se procede a modelar el sistema de 37 nodos, con y sin central fotovoltaica, en el Software Power Factory DigSilent, para ello se hace uso de los datos de las tablas 2,3,4,5 y 6.

Figura 19

Sistema de 37 nodos.



Nota. En la imagen se puede observar la simulación del sistema de 37 nodos, realizado en el software Power Factory DigSilent.

Se procede a configurar las contingencias N-2 en el Software, para ello se crea un caso para todo el sistema y se considera líneas y transformadores.

Posterior a configurar la contingencia se procede a graficar las curvas PV, para este paso se considera solo las barras con carga. Las curvas PV se grafican mediante el método CPF que es un método de continuación aplicado a flujos de potencia que permite el cálculo de curvas PV haciendo uso de diferentes cálculos basados en ecuaciones no lineales, las cuales derivan en la obtención de ecuaciones de flujos de potencia mediante parámetros de cargabilidad. Al aplicar este método se obtendrán curvas en donde se pueden encontrar puntos de colapsos y puntos de funcionamiento inicial permitiendo un mejor análisis del voltaje en función del aumento de potencia.

Tabla 10

Barras con carga

Barras con carga	
MORO138	WOLEN69
HOMER69	HALE69
RAY69	HISKY69
TIM69	BUCKY138
FERNA69	SAVOY69
WEBER69	PATTEN69
UIUC69	AMANDA69
PETE69	LAUF69
PAI69	BOB69
HANNAH69	ROGER69
GROSS69	BLT138
SHIMKO69	BLT69
LYNN138	DEMAR69

Nota. En la imagen se puede observar todas las barras con cargas en el sistema de 37 nodos.

Capítulo IV

Análisis de resultados de la metodología planteada

Análisis del sistema sin contingencias y sin inserción de centrales fotovoltaicas

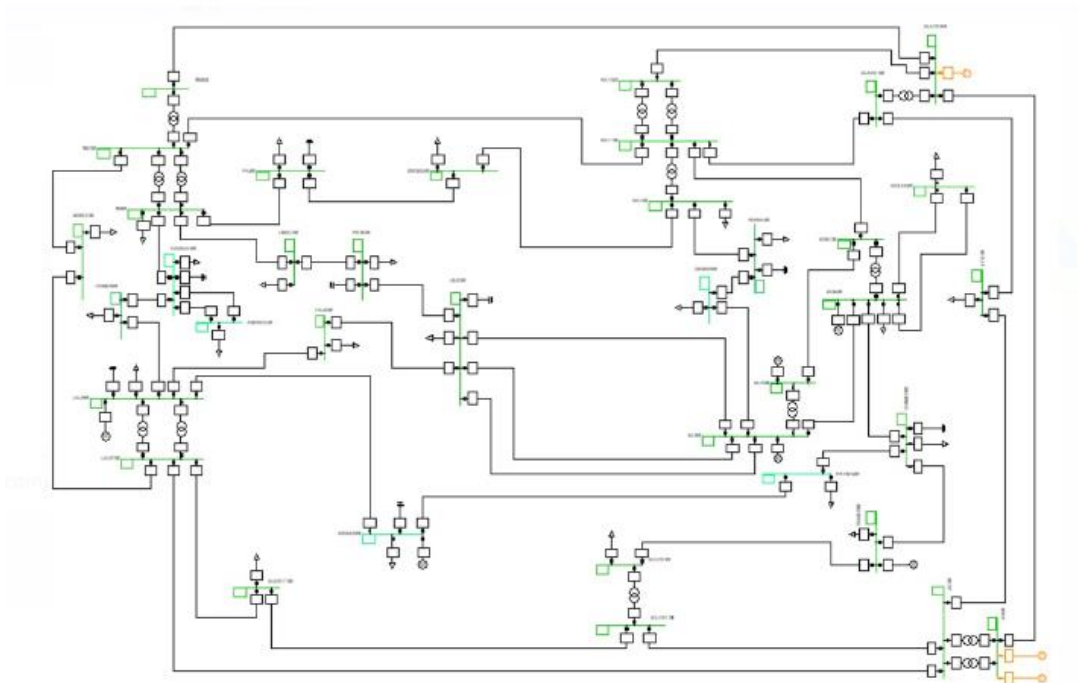
Primer caso

Para el análisis de resultados se considera dos casos de estudio, el primero sin inserción de energía solar fotovoltaica y el segundo con inserción de la misma.

Como se puede observar en la figura 21, el sistema de 37 nodos está trabajando en condiciones óptimas lo que significa que no hay caídas de tensión que afecten al sistema.

Figura 20

Sistema de 37 nodos en óptimas condiciones



Nota. Como se puede observar en la imagen, todas las barras están trabajando en condiciones normales, sin caídas de voltaje.

En la tabla 11 se puede observar todas las barras del sistema y el voltaje ($p.u.$), resultado de los cálculos de análisis de salida.

Tabla 11

Datos de voltaje de cada barra

Barras	Voltaje nominal[kV]	Voltaje [p.u.]	Voltaje de operación [kV]
TIM138	138	0,987	136,26
TIM245	345	0,99	14163
TIM69	69	0,998	68,84
HANNAH 69	69	0,978	67,5
AMANDA69	69	0,976	67,36
HOMER69	69	0,983	67,83
LAUF69	69	0,997	68,78
LAUF138	138	0,989	136,64
MORO138	138	0,987	136,16
BUCKY138	138	1,006	138,84
SAVOY138	138	1,006	138,81
JO138	138	1,008	139,04
JO345	345	0,996	343,45
SLACK345	345	0,995	343,22
LYN138	138	1,005	138,7
SLACK138	138	1,006	138,83
RAY138	138	1,001	138,17
RAY345	345	0,991	341,9
PAI69	69	0,989	68,26

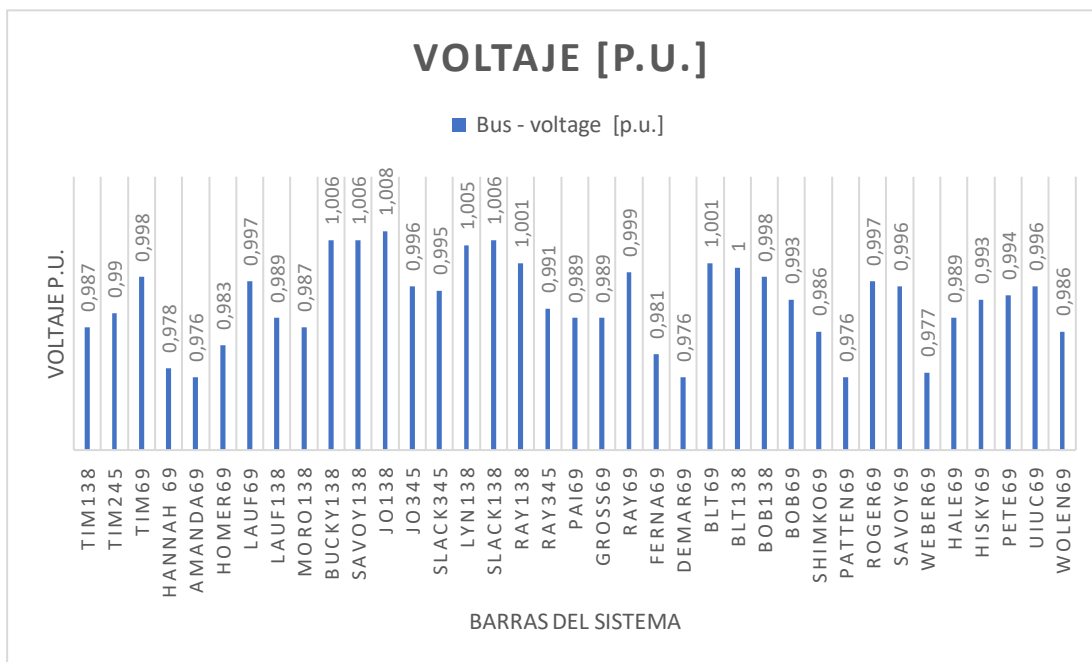
GROSS69	69	0,989	68,27
RAY69	69	0,999	68,95
Barras	Voltaje nominal[kV]	Voltaje [p. u.]	Voltaje de operación [kV]
FERNA69	69	0,981	97,71
DEMAR69	69	0,976	97,33
BLT69	69	1,001	69,04
BLT138	138	1	138
BOB138	138	0,998	137,69
BOB69	69	0,993	68,71
SHIMKO69	69	0,986	68
PATTEN69	69	0,976	67,32
ROGER69	69	0,997	68,76
SAVOY69	69	0,996	68,7
WEBER69	69	0,977	67,42
HALE69	69	0,989	68,26
HISKY69	69	0,993	68,52
PETE69	69	0,994	68,56
UIUC69	69	0,996	68,76
WOLEN69	69	0,986	68,06

Nota. En la tabla se puede observar los voltajes de cada una de las barras del sistema antes de aplicar contingencias es decir el sistema esta trabajado en condiciones iniciales estables.

Como se puede observar en la tabla 11 y en la figura 22 todas las barras se encuentran dentro de los límites establecidos de voltaje, siendo el mínimo 0.95 p. u. y el máximo 1.05 p. u., debido a que las líneas de transmisión poseen un adecuado porcentaje de cargabilidad por lo tanto no hay caídas de voltaje considerables en ninguna de las barras.

Figura 21

Gráfica de voltajes p. u.

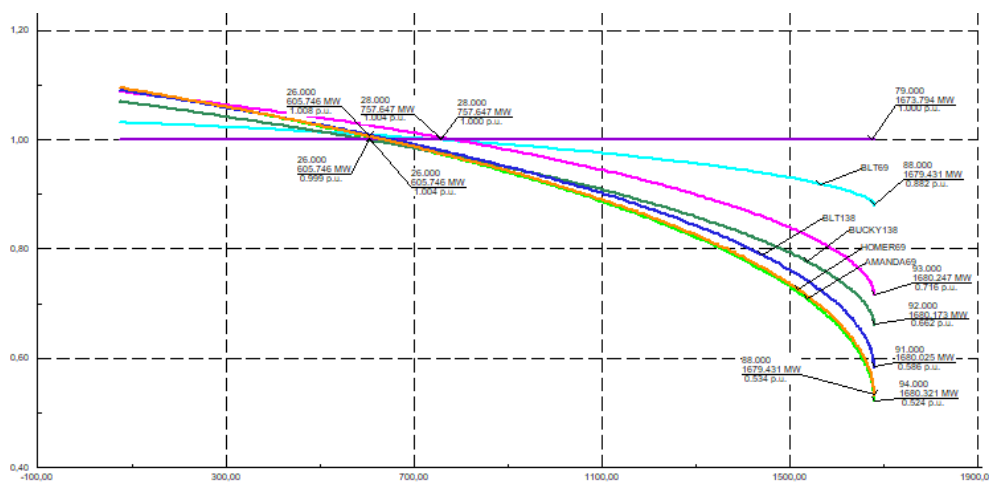


Nota. En la figura se puede observar los voltajes de las barras graficados a partir de la tabla 11.

En la figura 23 se pueden observar las curvas PV del sistema sin aplicar contingencias.

Figura 22

Curvas PV, sin aplicar contingencias



Nota. En la tabla se puede observar las curvas PV del sistema sin aplicar contingencias y tampoco se ha implementado generación fotovoltaica.

En la tabla 12 se pueden observar los valores de operación inicial, voltajes y puntos de colapso del sistema que posteriormente serán analizados para hacer un contraste con los datos de la tabla 14.

Tabla 12

Datos de voltaje y potencia de cada barra

Barras	Punto de operación inicial		Punto de colapso	
	Potencia (MW)	Voltaje (p.u.)	Potencia (MW)	Voltaje (p.u.)
BLT138		1	1680,321	1
BLT69	757,64	1	1680,321	0,882
BUCKY138	757,64	1,004	1680,321	0,716
WEBER69	605,746	0,999	1680,321	0,662
HOMER69	605,746	1,008	1680,321	0,586
HANNAH69	605,746	1,004	1680,321	0,534
AMANDA69	605,746	1,004	1680,321	0,524

Análisis del sistema con contingencias sin inserción de centrales fotovoltaicas.

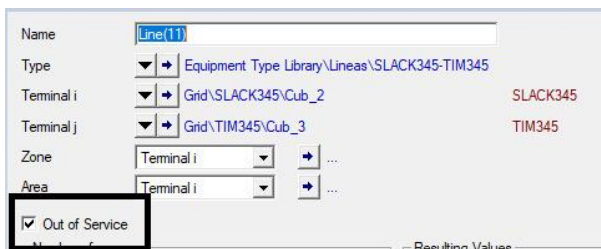
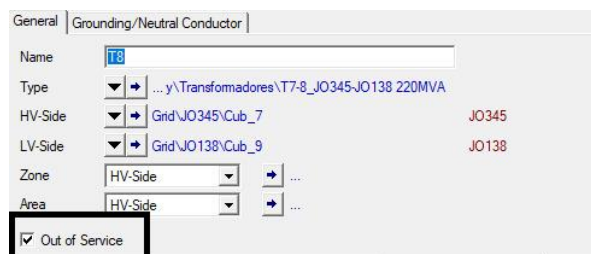
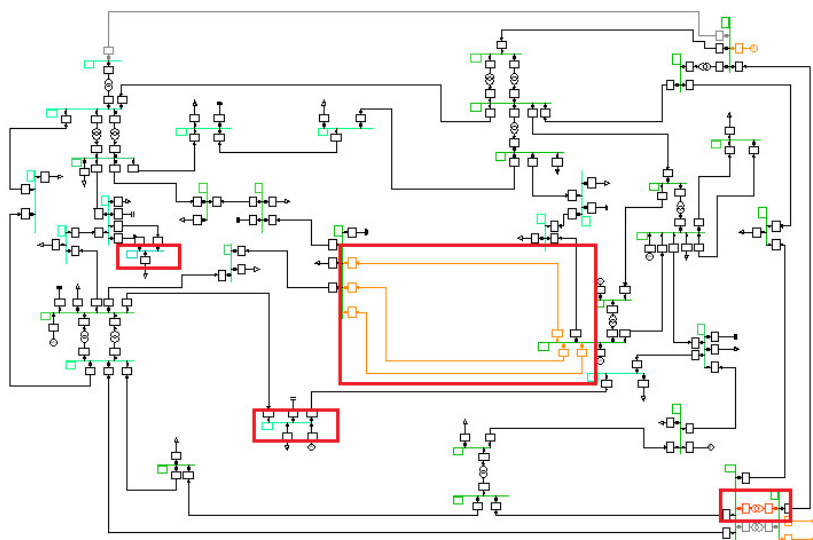
Continuando con el primer escenario, sin generación fotovoltaica se implementa contingencias N-2, considerando únicamente líneas y transformadores.

Para el primer caso se considera a la Línea 11 y transformador T8 fuera de servicio tal y como se observa en la figura 24 y 25. Tomando en consideración los datos de la tabla 13 para que el sistema trabaje en óptimas condiciones.

Tabla 13

Consideraciones para que el sistema trabaje en condiciones óptimas

Variable	Valor
Máxima cargabilidad	80%
Límite mínimo de voltaje	0.95 p.u.
Límite máximo de voltaje	1.05 p.u.
Pasos máximos de voltaje	5%

Figura 23*Línea 11 fuera de servicio***Figura 24***Transformador 8 fuera de servicio***Figura 25***Análisis del sistema con contingencia N-2*

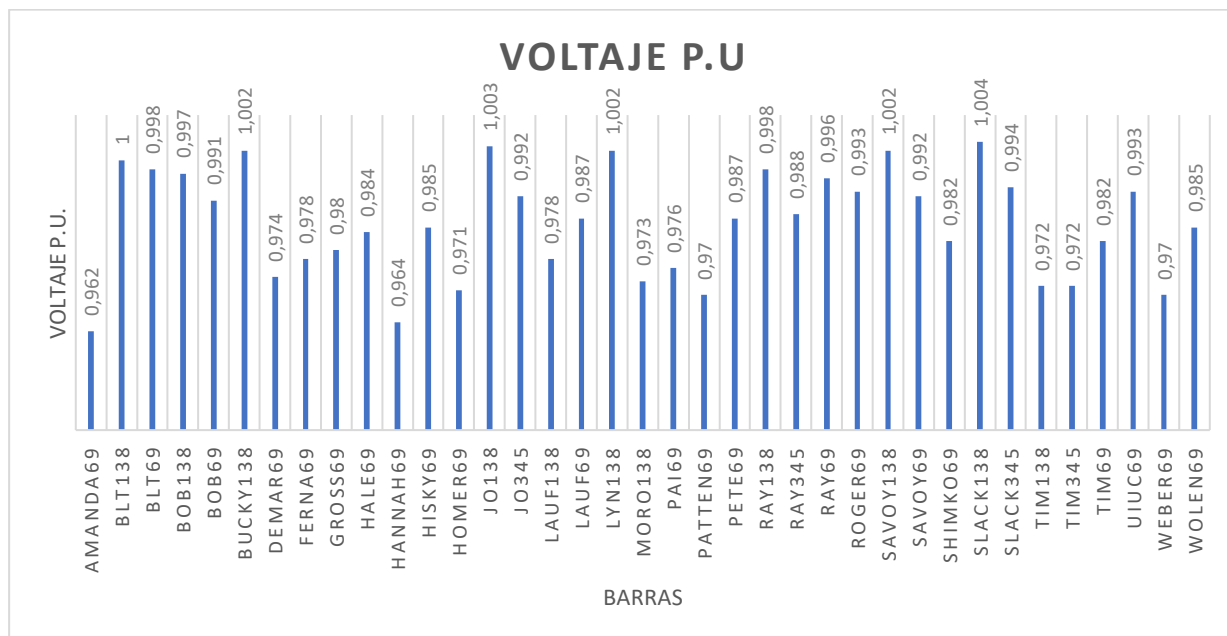
Nota. En la imagen se puede observar la simulación del sistema de 37 nodos, implementado dos contingencias. Se sacó a la línea 11 y T8 de servicio para su posterior análisis.

En la figura 26 se pueden observar que ante la contingencia N-2 aplicada al sistema, existen varios elementos que sufren cambios, como son las líneas 36, 27 y 38 que exceden el límite de cargabilidad, además las barras PATTEN69, AMANDA69 y WEBER69 son propensas a llegar al límite mínimo de voltaje debido a que tienen valores de 0,97 y 0,96 p.u. muy cercano al 0,95 p.u. siendo este su valor crítico, otro elemento del sistema que se encuentra en estado crítico es el transformador 7 el cual tiene una cargabilidad del 88.8%, lo que significa que se encuentra sobrecargado.

Con respecto a las demás barras en la figura 27 se pueden observar sus voltajes que están dentro de los límites óptimos de funcionamiento.

Figura 26

Voltajes p.u. de las barras del sistema



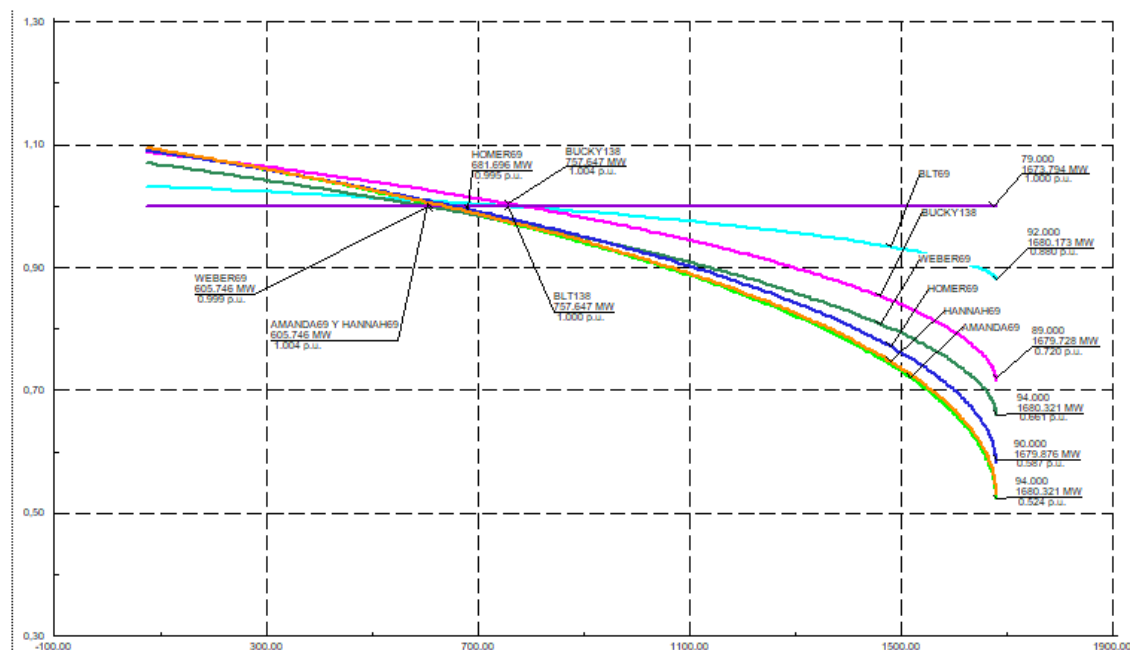
Considerando que la caída máxima de voltaje permitida es el $\pm 5\%$, se observa que no hay caídas significativas en las barras, las que más se acercan a este valor son las barras mencionadas anteriormente.

A continuación, en la figura 28 se puede observar las curvas PV más representativas del sistema, las cuales fueron seleccionadas a partir de las barras con mayor caída de voltaje y

también se tomó como criterio de análisis las barras con carga descartando curvas con el patrón más repetitivo debido a que el análisis sería muy similar entre ellas.

Figura 27

Curvas P-V



Nota. En la imagen se puede observar las curvas P-V ante la salida de la línea 11 y el transformador 8.

Como se puede observar la barra BLT138 se encuentra trabajando dentro de los rangos óptimos de funcionamiento con un valor constante de voltaje de 1 *p.u.* mostrando que no va a ser alterada ante la perturbación presentada sin llegar al punto de colapso de voltaje.

La curva con mejor comportamiento seguida de la BLT138 es la BLT69 y BUCKY138, debido a que el rango de inclinación o pendiente de la curva no es tan pronunciado lo que significa que la barra no tendrá grandes caídas de voltaje hasta su colapso, indicando que desde el punto de operación inicial hasta el punto de colapso un incremento en la transferencia de potencia activa no conllevaría una gran disminución de voltaje en la barra, lo cual da una buena estabilidad de la misma.

Las barras WEBER69 y HOMER69 poseen un rango de inclinación moderado lo que significa que la barra tendrá caídas de voltaje a tomar en cuenta hasta su colapso, indicando que desde el punto de operación inicial hasta el punto de colapso un incremento en la transferencia de potencia activa conllevaría una disminución de voltaje en las barras, conllevando a la inestabilidad del sistema.

Las barras HANNAH89 y AMANDA69, desde el punto de operación hasta el punto de colapso presentan las mayores caídas de tensión en comparación con las demás barras, indicando que ambas tienen la mayor susceptibilidad a ser inestables. Esto se lo puede observar en la tabla 14.

Por último, se observa que la máxima potencia activa antes de entrar en zona de inestabilidad es de 1680,173 MW aproximadamente para todas las barras. Mientras que el punto de operación inicial es con una transferencia de 605.746 MW, para las barras WEBER69, HANNAH69, HOMER69 y AMANDA69 lo que significa que hasta este punto las barras están en una zona segura en donde el incremento de potencia activa no implicara caídas significativas de voltaje, en las barras BUCKY139 y BLT138 el punto de operación inicial es de 757.647MW. El máximo margen de cargabilidad en las barras WEBER69, HANNAH69, HOMER69 y AMANDA69 es de 1074.427 MW indicando que esta es la máxima potencia que se puede transmitir hacia la carga sin producir un colapso de voltaje, para las barras BUCKY139 y BLT69 el margen de cargabilidad es de 922.533 MW.

Con esto se puede deducir que las barras WEBER69, HANNAH69, HOMER69 y AMANDA69 ante más transferencia de potencia activa tienen menor estabilidad de voltaje, mientras que las barras BUCKY139 y BLT69 ante más transferencia de potencia activa tienen mayor estabilidad de voltaje.

En la tabla 14 se puede observar los valores resumidos de la de la figura 28.

Tabla 14

Datos de voltaje y potencia de cada barra

Barras	Punto de operación inicial		Punto de colapso	
	Potencia (MW)	Voltaje (p.u.)	Potencia (MW)	Voltaje (p.u.)
BLT138			1	1
BLT69	757,647		1	0,880
BUCKY138	757,647	1,004		0,720
WEBER69	605,746	0,999		0,661
HOMER69	681,696	0,995		0,587
HANNAH69	605,746	1,004		0,524
AMANDA69	605,746	1,004		0,524

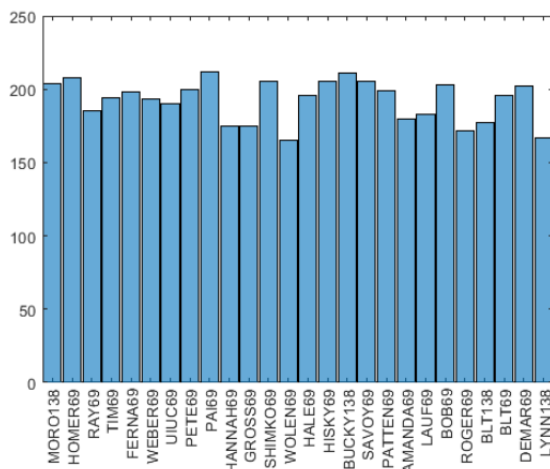
Segundo caso

Para este caso se considera la inserción de energía solar fotovoltaica, para ello se define en que barra del sistema se va a ubicar la central.

Como criterio para la inserción se tomó solo a las barras con carga, aplicando el Método aleatorio de Montecarlo, dando como resultado de selección la barra PAI69 con 212 elecciones de 5000 iteraciones, esto se lo puede observar en la figura 29.

Figura 28

Selección de la barra









ans = "La barra seleccionada es: PAI69 con : 212 veces seleccionada en: 5000 iteraciones"

Nota. En la imagen se puede observar la barra seleccionada, en esta barra se ubicará la central fotovoltaica para su posterior análisis.

Como resultado en el Software Homer Pro, se obtiene 3 escenarios diferentes, en donde se descarta al escenario que no tiene generación fotovoltaica y al escenario que tiene el generador por defecto del programa ya que este no es relevante para la investigación. Por lo tanto, se ha seleccionado el tercer escenario que se puede observar en la figura 30, ya que este cumple con los parámetros requeridos.

Figura 29

Escenarios en Homer Pro

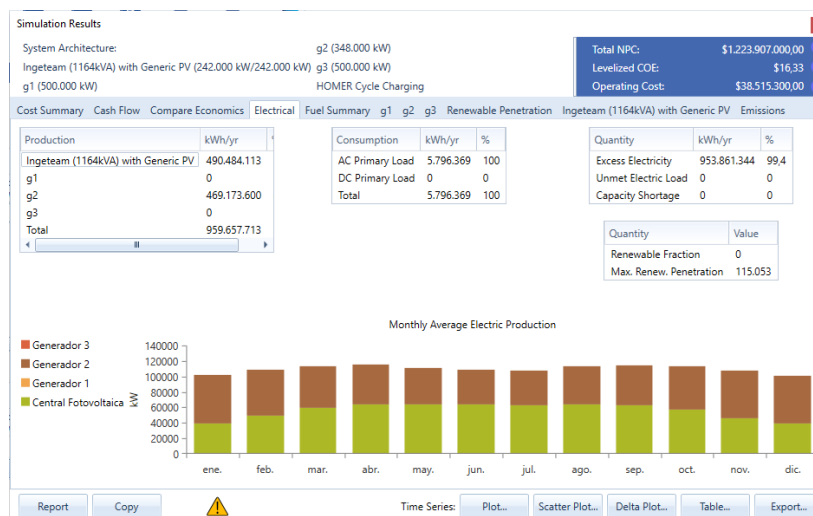
Export...		Optimization Results				
Left Double Click on a particular system to see its deta						
Architecture						
	Central Fotovoltaica (kW)	Central Fotovoltaica-Inv. (kW)	Generador 1 (kW)	Generador 2 (kW)	Generador 3 (kW)	
						
	242.000	242.000	500.000	348.000	500.000	

Nota. En la imagen se puede observar los resultados de los escenarios generados en Homer Pro, y el escenario seleccionado.

El resultado del escenario elegido nos indica que a partir de un solo generador y una planta fotovoltaica se llega a suplir el 100% de la demanda total del caso de estudio, siendo esta 803.93 MW, esto se lo puede observar en la figura 31.

Figura 30

Escenarios en Homer Pro



Con la exportación de datos final, se obtienen 8760 datos de potencia desde el mes de enero hasta el mes de diciembre, esta información es de las 24 horas del día.

En el anexo B se puede observar la filtración de datos haciendo uso de tablas dinámicas, para obtener los datos mensuales de potencia y posteriormente los datos anuales.

En la tabla 15 se puede observar los datos de potencia anual, promediados de cada mes.

Tabla 15

Potencia anual

HORAS	Sumatoria	Promedio
0:00:00	0	0
1:00:00	0	0
2:00:00	0	0
3:00:00	0	0
4:00:00	0	0
5:00:00	19113,74329	1592,81194
6:00:00	217724,0703	18143,6725
7:00:00	769668,1884	64139,0157
8:00:00	1281408,853	106784,071
9:00:00	1726208,367	143850,697
10:00:00	2054025,928	171168,827
11:00:00	2156721,896	179726,825
12:00:00	2179774,838	181647,903
13:00:00	2023813,504	168651,125
14:00:00	1726161,527	143846,794
15:00:00	1283888,857	106990,738
16:00:00	724612,5536	60384,3795
17:00:00	208755,1516	17396,2626
18:00:00	18313,35071	1526,11256
19:00:00	0	0
20:00:00	0	0
21:00:00	0	0

HORAS	Sumatoria	Promedio
22:00:00	0	0
23:00:00	0	0

Nota. En la tabla se puede observar los datos de la potencia anual promediados de cada mes.

Con los datos anuales se procedió a graficar la potencia, esto con el fin de calcular la desviación estándar y obtener la potencia total de la central fotovoltaica a ser implementada. La potencia máxima es de 181647.90 KW tal y como se observa en la figura 32. El promedio, la desviación estándar y poblacional se pueden observar en la tabla 16. De estos valores calculados se elige la desviación estándar muestral $71608,90482 \text{ kW} \cong 72 \text{ MW}$ y este dato de potencia será implementado en el sistema, por lo tanto, se implementarán dos centrales fotovoltaicas de 36 MW cada una. Las dos centrales serán ubicadas en las barras PAI69 y HOMER69 ya que estas fueron seleccionadas a través del Método Montecarlo.

Figura 31

Gráfica de la potencia anual

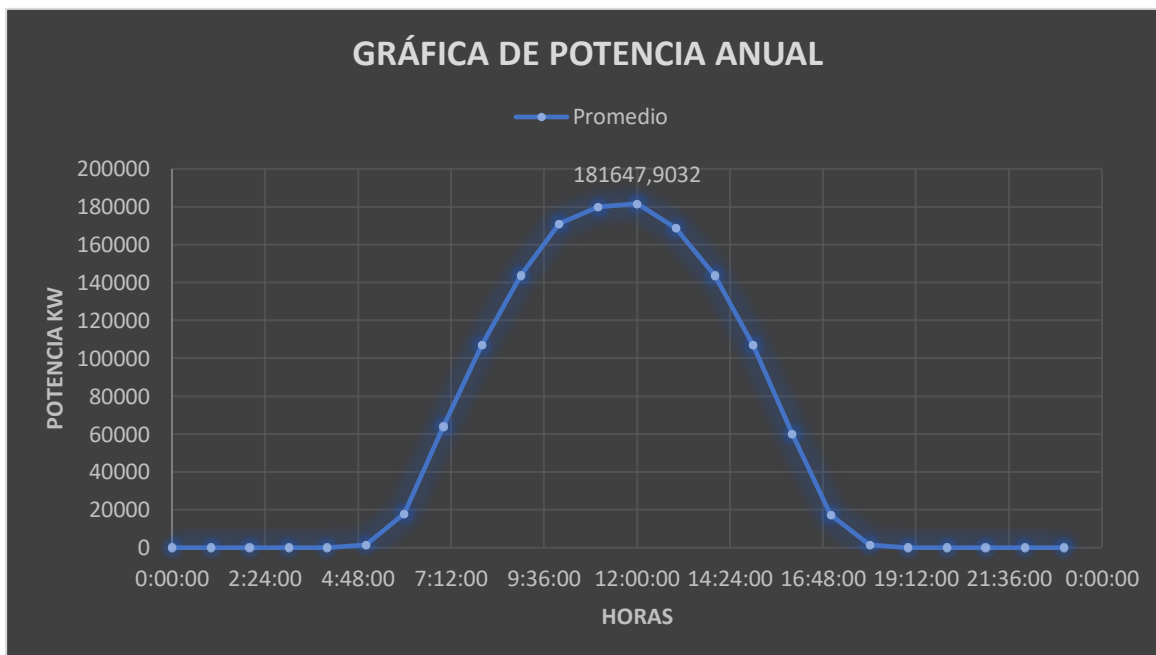


Tabla 16

Cálculo de desviación estándar

Promedio (kW)	Desviación muestral (kW)	Desviación Poblacional (kW)
56910,38482	71608,90482	70101,18007

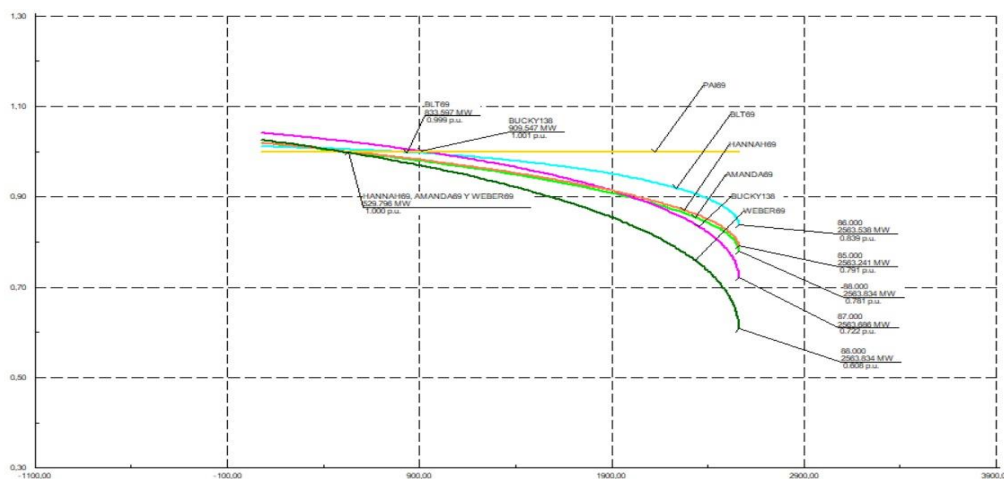
De la implementación de las centrales en las dos barras mencionadas anteriormente se obtuvieron las curvas PV que se observan en la figura 33.

Análisis del sistema sin contingencias con inserción de centrales fotovoltaicas.

A continuación, se muestran los resultados del sistema sin contingencias para ello se genera las curvas PV, mostradas en la figura 33 en donde se observa las mismas barras analizadas en el caso 1 y adicionalmente se analizó la barra PAI69 ya que en esta se implementó la central de generación fotovoltaica.

Figura 32

Curvas P-V con generación fotovoltaica, sin contingencias.



Nota. En la imagen se puede observar las curvas PV, implementado generación fotovoltaica, sin aplicar contingencias. Además, se observa los valores de operación inicial, así como los valores de colapso de voltaje.

Las barras HOMER69 Y PAI69, son aquellas en donde se implementó la generación fotovoltaica dando como resultado curvas PV sin caída de tensión, con un voltaje constante de 1 *p.u* a medida que se transfiere potencia activa.

De las curvas PV graficadas se puede observar que, la barra BLT69 tiene una pendiente poco pronunciada, siendo esta la que tiene mayor estabilidad de voltaje en comparación con las demás barras. El punto de operación inicial de esta barra es de 833,597 *MW* y el punto de colapso para todas las barras es 2563,538 *MW*.

Las barras HANNA69 y AMANDA69, tienen una pendiente medianamente pronunciada y similar lo que significa que las dos tienen caídas de voltaje casi iguales. El punto de operación inicial de las dos barras es el mismo, con una potencia de 529,796 *MW*.

La barra BUCKY138 tiene un punto de operación inicial de 909,547 *MW*, su pendiente es medianamente pronunciada, pero se puede observar que ante la transferencia de potencia activa a partir de 1902 *MW* cae la estabilidad de voltaje abruptamente, lo que provoca una caída de voltaje mayor a las anteriormente nombradas.

Por último, se analiza a la barra WEBER69, se observa que esta barra es la que más pronunciada tienen su pendiente, por lo que su caída de voltaje es la más alta de todas las barras. Su punto de operación inicial es de 529,79 *MW*.

Los rangos de voltaje de la zona estable son, máximo de 1.041 *p.u.* con la barra BUCKY138 y mínimo de 1 *p.u.* para la barra PAI69. La barra con mejor estabilidad de voltaje hasta el punto de operación inicial es la BUCKY138, esto quiere decir que, ante más transferencia de potencia activa, dicha barra no perderá su estabilidad. Lo mismo se puede decir de la barra BLT69 ya que tienen un punto de operación casi similar.

No se puede decir lo mismo de las barras AMANDA69, HANNAH69 y WEBER69 ya que éstas tienen una zona de estabilidad menor hasta el punto de operación inicial de 529.79 *MW*.

En la tabla 17 se puede observar los voltajes y potencias en el punto de operación inicial y en el colapso de voltaje de cada barra.

Tabla 17

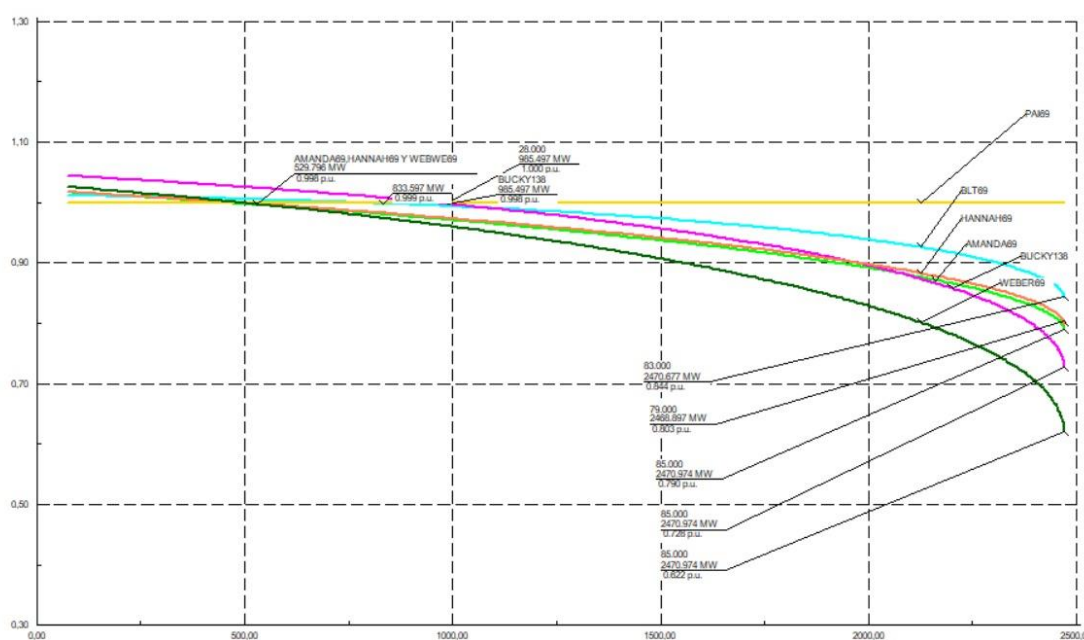
Voltajes y potencias de cada barra

Barras	Punto de operación inicial		Punto de colapso	
	Potencia (MW)	Voltaje (p.u.)	Potencia (MW)	Voltaje (p.u.)
BLT69	833,597	0,999	2563,834	0.839
BUCKY138	909,547	1,001	2563,834	0,722
WEBER69	529,796	1	2563,834	0,608
HANNAH69	529,796	1	2563,834	0,791
AMANDA69	529,796	1	2563,834	0,781

Análisis del sistema con contingencias y con implementación de paneles fotovoltaicos.

Figura 33

Curvas P-V con generación fotovoltaica, con contingencias.



Las barras HOMER69 Y PAI69, no presentan cambios ante las contingencias aplicadas al sistema. Sus valores siguen siendo los mismos descritos anteriormente.

Los puntos de operación inicial de todas las barras son los mismos descritos de la tabla 16, es decir al aplicar contingencias estos valores no han variado. A excepción de la barra BUCKY138 en donde su punto de operación inicial es de 985,497 MW, lo que significa que aumento su rango de estabilidad hasta este punto en comparación con los resultados del sistema sin contingencia.

El punto de colapso en todas las barras es de 2470,974 MW, en comparación con los datos de la tabla 16 se puede observar que disminuyo aproximadamente en 93MW, por lo tanto, al aplicar la contingencia el valor de colapso disminuyo, esto quiere decir que se puede transferir menos potencia activa al sistema. Pero se observa que se tiene menos caída de voltaje, siendo la menor caída en la barra WEBER69 con un valor de 0.62 p.u. y los demás voltajes se los puede observar en la tabla 18.

Tabla 18

Voltajes y potencias de cada barra

Barras	Punto de operación inicial		Punto de colapso	
	Potencia (MW)	Voltaje (p.u.)	Potencia (MW)	Voltaje (p.u.)
BLT69	833,597	0,999	2470,974	0,844
BUCKY138	985,497	1	2470,974	0,728
WEBER69	529,796	1	2470,974	0,622
HANNAH69	529,796	1	2470,974	0,803
AMANDA69	529,796	1	2470,974	0,79

Comparación de datos de los análisis realizados

En la tabla 19 se puede observar los datos de potencia y voltaje de las barras analizadas, con generación y sin generación. Estos datos son el resultado aún, sin aplicar contingencias al sistema, para observar cómo se comporta el mismo ante la implementación de dos centrales fotovoltaicas.

Tabla 19

Voltajes y potencias de cada barra con y sin generación fotovoltaica

BARRAS	Punto de operación inicial, potencia (MW)		Punto de colapso, potencia (MW)		Voltaje	
	SIN PV	CON PV	SIN PV	CON PV	SIN PV	CON PV
BLT69	757,647	833,597	1680,321	2563,834	0,882	0,839
BUCKY138	757,647	909,547	1680,321	2563,834	0,716	0,722
WEBER69	605,746	529,796	1680,321	2563,834	0,661	0,608
HANNAH69	605,746	529,796	1680,321	2563,834	0,586	0,791
AMANDA69	605,746	529,796	1680,321	2563,834	0,534	0,781

Como se puede observar en la tabla 19, se ha realizado una comparación de los resultados de las curvas PV del sistema de 37 nodos sin aplicar contingencias y se observa que el cambio más significativo es el punto de colapso, esto quiere decir que con la implementación de las dos centrales se puede aumentar mayor potencia activa al sistema y este no va a perder estabilidad. Como se observa incluso la estabilidad de voltaje mejora siendo el menor 0,60 cuando sin centrales este valor era de 0,53.

En la tabla 20 se puede observar los datos de potencia y voltaje de las barras analizadas, tanto con generación fotovoltaica como sin generación. Estos datos son el resultado de haber aplicado una contingencia N-2 al sistema.

Tabla 20

Voltajes y potencias de cada barra con generación fotovoltaica y sin generación

BARRAS	Punto de operación inicial, potencia (MW)		Punto de colapso, potencia (MW)		Voltaje	
	SIN PV	CON PV	SIN PV	CON PV	SIN PV	CON PV
BLT69	757,647	833,597	1680,321	2470,974	0,88	0,844
BUCKY138	757,647	985,497	1680,321	2470,974	0,72	0,728
WEBER69	605,746	529,796	1680,321	2470,974	0,661	0,622
HANNAH69	605,746	529,796	1680,321	2470,974	0,587	0,803
AMANDA69	605,746	529,796	1680,321	2470,974	0,524	0,79

Como se puede observar los puntos de colapso sin generación fotovoltaica son $1680,321 MW$ y con generación fotovoltaica es de $2470,974 MW$ indicando que se puede transferir mayor potencia activa al utilizar generadores fotovoltaicos antes de que las barras lleguen al colapso, además la pendiente de las barras será menor al realizar la inserción de generación fotovoltaica. Con respecto a las caídas de voltaje en la mayoría de las barras con generación fotovoltaica, mejoraron teniendo menos caídas. Los puntos iniciales de operación en las barras con mayor caída de voltaje se redujeron con la inserción de generación fotovoltaica mientras que en las barras con los valores mayores de operación inicial aumentaron, mejorando aún más este parámetro.

Capítulo V

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

En el presente trabajo de tesis, se ha presentado una metodología práctica para analizar la estabilidad de voltaje en redes eléctricas al implementar generación por medio de centrales fotovoltaicas, considerando los requerimientos de potencia activa y voltaje.

La técnica utilizada para evaluar la estabilidad de voltaje, basadas en curvas PV, permiten identificar las zonas más propensas a presentar problemas de estabilidad de voltaje.

Al efectuar el análisis en el sistema de transmisión de 37 nodos se logró estabilizar al sistema en los puntos óptimos de estabilidad de voltaje. Las barras en las cuales fueron ubicadas las centrales fotovoltaicas no tienen caídas de voltaje debido a que no hay pérdidas en las líneas de transmisión siendo estas inexistente entre central de generación y barra, al estar conectada directamente, llegando las barras a valores ideales iguales a 1 p.u, teniendo en cuenta también que la generación fotovoltaica al inyectar potencia activa al sistema, las pendientes de las curvas PV analizadas en las barras, son menos inclinadas que el caso en donde no se tiene la generación fotovoltaica indicando menores caídas de voltaje y mayores márgenes de cargabilidad ampliando los valores del punto de colapso en las barras, permitiendo así tener un sistema más estable en el ámbito de potencia activa y caídas de voltaje siendo beneficioso la implementación de este tipo de centrales.

La estabilidad de voltaje en el sistema se vio completamente afectado ante la aplicación de una contingencia N-2, llegando las curvas PV de las barras a valores menores de 0,95 p.u, trabajando en subtensión. Al aplicarse generación fotovoltaica se recuperó algo de estabilidad debido a que, aunque la inclinación, puntos de colapso y márgenes de cargabilidad mejoraron, no llegaron a establecerse dentro de los parámetros óptimos de estabilidad de voltaje con el mayor valor de 0,84 p.u. y el valor más bajo de 0,62 p.u. indicando esto, que se sigue trabajando en valores de subtensión, mejores que sin generación fotovoltaica, pero no alcanza

a llegar a los valores idóneos de trabajo que es el rango de 1.05 a 0,95 p.u. impidiendo una recuperación completa del sistema.

Al analizar el sistema sin contingencias con y sin centrales fotovoltaicas las barras donde se implementó la generación fotovoltaica sin contingencias obtuvieron valores de 1 p.u convirtiéndose en Slack las cuales fueron PAI69 y HOMER69, además al realizar un contraste entre ambas situaciones se observó que aumenta el margen de cargabilidad al implementar las centrales ya que la máxima potencia que se puede inyectar al sistema es de 2563,83MW en comparación que cuando no se tiene esta generación adicional pudiendo inyectar al sistema una potencia menor de 1680,32 MW.

Mediante el uso del software Power Factory Digsilent se pudo realizar la simulación completa de un caso de estudio de 37 nodos permitiendo analizar la estabilidad de voltaje en barras mediante la opción de creación de curvas PV en donde se observa gráficamente el comportamiento de la estabilidad de voltaje en función de los aumentos de potencia, siendo una herramienta que permite analizar puntos de colapso, puntos de operación inicial y márgenes de cargabilidad así como las pendientes de las curvas PV de las barras indicando la estabilidad e inestabilidad en el sistema al aplicar contingencias y generación fotovoltaica.

Para implementar la central de generación fotovoltaica se requirió analizar una base de datos del sector de California, siendo esto necesario para obtener la curva de demanda dando como resultado una curva residencial. El procesamiento de estos datos se los manejo en tablas dinámicas en Excel para simplificar cálculos y obtener una curva final de potencia vs tiempo, tomando en consideración las 24 horas del día dando como resultado una potencia de 72 MW, con una penetración del 30% de generación fotovoltaica. Este método es una herramienta eficaz y confiable en el ámbito de cálculo y simulación.

El método Montecarlo es un método aleatorio idóneo para la selección de puesta de generadores debido a que por la gran cantidad de factores externos que existen en los sistemas eléctricos se hace imposible muchas veces obtener criterios certeros de la

implementación de generación permitiendo y facilitando en gran medida para el proyecto la selección de la ubicación dando las barras PAI69 Y HOMER69 como aquellas con mayor número de selecciones aleatorias para la ubicación de las centrales fotovoltaicas después de 5000 iteraciones realizadas.

Recomendaciones

En base a la investigación realizada y a los resultados que se han obtenido, se puede plantear trabajar en los siguientes puntos, para profundizar en el análisis de estabilidad de voltaje ante la implementación de energía solar fotovoltaica.

En el programa Power DigSilent, donde se realizó la simulación del sistema no se tomó en cuenta variables como la irradiancia o inclinación de los paneles, a mayor irradiancia los paneles aprovechan más este recurso por lo tanto generan más energía en horas pico, se recomienda analizar qué pasaría con el sistema en horas pico de consumo considerando la mayor inyección de potencia por parte de las centrales, haciendo uso de herramientas disponibles en el software en donde es posible considerar estas variables.

En esta investigación solamente se analizó una contingencia N-2 en donde se sacó de servicio la Línea 11 y el transformador T8, por lo tanto, se recomienda aplicar más contingencias al sistema, considerando factores como líneas con más cargabilidad, barras con más caídas de voltaje o algún elemento sobrecargado y ver exactamente qué pasa con estos elementos al implementar generación fotovoltaica mediante la aplicación de estos criterios en la selección de las barras en el programa realizado en el software Matlab del método Montecarlo siendo posible esto a partir de ciertas modificaciones en programación.

Desarrollar simulaciones de desconexión de centrales fotovoltaicas cuando el sistema se encuentre operando en condiciones críticas o de emergencia, considerando que las centrales están operando en condiciones bajas de irradiancia.

Bibliografía

- Aimara, J. (s.f de s.f de s.f). *docplayer.es*. docplayer.es: <https://docplayer.es/227084402-Sistema-de-proteccion-sistemica-considerando-la-expansion-de-generacion-y-transmision-en-el-sistema-ecuatoriano.html>
- Alejandro, S. S. (Julio de 2018). *Repositorio Institucional de la Universidad Politécnica Salesiana*. Repositorio Institucional de la Universidad Politécnica Salesiana: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/15775>
- Antonio Levy, D. M. (2021). *Definiciones del sector eléctrico para la incorporación de las energías renovables variables y la integración regional en América Latina y el Caribe*. CEPAL. <https://doi.org/https://hdl.handle.net/11362/47656>
- Antonio Levy, D. M. (2021). *Definiciones del sector eléctrico para la incorporación de las energías renovables variables y la integración regional en América Latina y el Caribe*. CEPAL. <https://doi.org/https://hdl.handle.net/11362/47656>
- Arias, D. (16 de Agosto de 2012). *repositorio.uchile.cl*. repositorio.uchile.cl: https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/111991/cf-arias_dc.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Aristizaba, H. O. (Diciembre de 2007). *Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM*. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM: <http://www.ideam.gov.co/documents/21021/21138/Gases+de+Efecto+Invernadero+y+el+Cambio+Climatico.pdf>
- Bueno, E. (enero de 2010). *repositorio.utp.edu.co*. repositorio.utp.edu.co: <https://repositorio.utp.edu.co/server/api/core/bitstreams/e52b0504-588f-48d7-8255-b2ed22511280/content>

- Candelo, J. E. (2008). Métodos para el Estudio de la Estabilidad de Voltaje en Sistemas de Potencia. *La Serena*, 19, 2-3. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642008000500011>
- Danie, G. C. (2020). *Estudio e Implementación de un Sistema Fotovoltaico Aplicado a*. Estudio e Implementación de un Sistema Fotovoltaico Aplicado a:
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/18646/4/UPS-GT002920.pdf>
- Energypedia. (s.f de s.f de s.f). *Energypedia*. Energypedia:
https://energypedia.info/wiki/HOMER:_Software_de_desarrollo_de_energ%C3%ADas_renovables
- Enriquez, G. (2006). *Sistemas de Transmisión y Distribución de Potencia Eléctrica*. LIMUSA.
- Gallego, A. E. (25 de Agosto de 2024). *Dialnet*. Dialnet: file:///C:/Users/HP/Downloads/Dialnet-ANALISISESTATICODECONTINGENCIASDEPOTENCIAACTIVAENS-4838668.pdf
- Getial, G. F. (2008). *METODOLOGÍAS PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE*.
METODOLOGÍAS PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE:
<https://core.ac.uk/download/pdf/71396041.pdf>
- Gómez, L. L. (2008). *ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN*. Pereira, Colombia.
- homerenergy. (s.f de s.f). *homerenergy.com*. homerenergy.com:
<https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.10/index.html>
- I.M.Sóbol. (1976). *Método de Montecarlo Lecciones populares de Matemática*. Mir Moscú.
- ISO, C. (2022). *CALIFORNIA ISO*. CALIFORNIA ISO:
<https://www.caiso.com/TodaysOutlook/Pages/supply.html#section-current>
- ISO, C. (Agosto de 2023). *California ISO*. California ISO:
<https://www.caiso.com/TodaysOutlook/Pages/index.html#section-7day-ra-capacity-trend>
- Jiménez, M. (2014). *Energía solar fotovoltaica y energía eólica*. Energía solar fotovoltaica y energía eólica. <https://doi.org/9788494198045>

- Jiménez, M. (2014). *EPN BIBLIOTECAS*. energía solar fotovoltaica y energía eólica / Javier Martín Jiménez.: <https://biblioteca.epn.edu.ec/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=44856>
- Kanchana Amarasekara, L. G. (2017). Characterisation of long-term voltage stability with variable-speed wind power generation. *ET Generation, Transmission & Distribution*, 11(7), 1848-1855. <https://doi.org/https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1961>
- Matulic, I. (23 de Septiembre de 2003). *SciELO Analytics*. SciELO Analytics: http://www.scielo.org.bo/pdf/ran/v2n2/v2n2_a05.pdf
- Matulic, I. (23 de Septiembre de 2003). *SciELO Analytics*. SciELO Analytics: http://www.scielo.org.bo/pdf/ran/v2n2/v2n2_a05.pdf
- MEJIA, A. E. (Abril de 2010). *Universidad Tecnológica de Pereira*. Universidad Tecnológica de Pereira: <file:///C:/Users/HP/Downloads/Dialnet-ConexionDeUnSistemaFotovoltaicoALaRedElectrica-4548810.pdf>
- Mise, C. (10 de Octubre de 2022). *Repositorio Digital Universidad Técnica del Cotopaxi*. Repositorio UTC: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/9558>
- Mithulananthan, N. D. (2017). *Intelligent network integration of distributed renewable generation (Green Energy and Technology)*. Springer International Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1007/978-3-319-49271-1>
- Obando, F. (25 de Marzo de 2019). *dademuchconnection*. dademuchconnection: [https://dademuch.com/2019/03/25/definicion-de-sistema-electrico-de-potencia/#:~:text=Los%20sistemas%20de%20potencia%20el%C3%A9ctrica,\(kilovoltios\)%20y%2069%20KV.](https://dademuch.com/2019/03/25/definicion-de-sistema-electrico-de-potencia/#:~:text=Los%20sistemas%20de%20potencia%20el%C3%A9ctrica,(kilovoltios)%20y%2069%20KV.)
- P. Kundur, J. P. (2004). Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3), 1387-1401. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981>.

- Ramirez, J. C. (s.f.). *FUENTES DE ENERGÍA, RENOVABLES Y NO RENOVABLES - Aplicaciones*. Alfa Omega.
- Redondo, N. (02 de Febrero de 2023). *Stsproyectos*. Stsproyectos:
http://stsproyectos.com/U/S/SIST_01.pdf
- Sánchez, D. (2018). ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA INCLUYENDO CURVAS DE CAPACIDAD PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN BASADO EN EL MÉTODO CPF. *Repositorio Institucional de la Universidad Politécnica Salesiana*, 1.
<https://doi.org/http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/15775>
- SÁNCHEZ, J. E. (Mayo de 2015). *UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA*. UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA:
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/10250/1/UPS-GT001338.pdf>
- Silvia Taipe, D. P. (2022). Análisis de estabilidad transitoria con fuentes de energía renovable . *Ciencia Latina*, 6, 1-18. <https://doi.org/nálisis de estabilidad transitoria con fuentes de energía renovable>
- Systems, P. (s.f.). *Power Systems*. Power Systems: <https://al-roomi.org/power-flow/37-bus-system>
- Systems, P. (s.f.). *Power Systems*. Power Systems: <https://al-roomi.org/power-flow/37-bus-system>
- Torres, M. L. (2017). *Proyecto de diseño e implementación de un sistema*. Proyecto de diseño e implementación de un sistema: <file:///C:/Users/HP/Downloads/TESIS%20MER.pdf>
- Xiaoyuan Xu, Z. Y. (2017). Power System Voltage Stability Evaluation Considering . *IEEE*, 1.
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2784812>
- Zapata, C. (10 de Mayo de 1996). *Repositorio Universidad de Pereira*. Repositorio Universidad de Pereira: <https://academia.utp.edu.co/planeamiento/files/2014/01/cjz-colapsos-voltaje.pdf>

Anexos