

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Computacional

Adaptación de una red local ante una propuesta de alta penetración
renovable usando termogeneradoras como método de estabilidad

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Electricidad

Presentado por:

Carlos Antonio Melgar Chávez

Mario Ismael Erazo Arreaga

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2020

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis abuelitas Jovita Wilches y Juana Magallanes, quienes siempre me apoyaron en este camino, a mis padres, Ing. Carlos Melgar Wilches y Daisi Chávez De Melgar quienes no dudaron de mí y siempre me dieron todo para continuar con mis estudios.

CARLOS MELGAR

Dedico este trabajo a mis padres Edisson Y Daisi, y a mi hermano Daniel, quienes creyeron en mí desde un inicio y me apoyaron en todas mis decisiones al igual que a mis amigos más cercanos.

MARIO ERAZO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por darme cada día de vida para lograr este objetivo, a mis padres y hermanos; Carlos, Daisi, Christopher y Karla por el apoyo y el sacrificio que hacen por mí y a mis amigos; Raúl, Roberto, Luisa, Alexis, Adela, Ana, Valeria, Michelle, Gema, Dalia, Mario, Luis, Kelvin, Jeancarlo, Cindy por todas las fiestas masivas que hemos tenido a lo largo de mi vida universitaria.

Agradezco a Dios por darme la oportunidad de culminar una etapa más en mi vida y no desfallecer a lo largo de estos 5.6 años, a mis padres Edisson Y Daisi, y a mi hermano Daniel, quienes siempre me motivaron a seguir adelante, y con especial cariño a mis amigos Carlos, Luis, Kelvin, Cindy, Jeancarlo por todas esas reuniones suaves que compartimos.

DECLARACIÓN EXPRESA

"Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Carlos Melgar - Mario Erazo* y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"



Carlos Melgar



Mario Erazo

EVALUADORES

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Fernando Vaca", written over a horizontal dotted line.

Nombre del Profesor

Msc. Fernando Vaca

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Iván Endara", written over a horizontal dotted line.

Nombre del Profesor

Msc. Iván Endara

RESUMEN

Ubicado en la provincia de Esmeraldas, la comuna Valdez contiene diversos factores que contribuyen a la problemática de interés del presente proyecto integrador, destacando numerosas anomalías eléctricas, frecuentes desconexiones del sistema eléctrico externo e inestabilidades de voltaje en estado estable. Se piensa que parte de estos inconvenientes son consecuencia del escaso aporte de reactivos por parte de la red ligada a la larga distancia del sistema de distribución eléctrico dirigido hacia la localidad de estudio.

Ante esto el objetivo primordial será garantizar la estabilidad de potencia de estado estable en el sistema e incrementar la confiabilidad de la red al implementar una central fotovoltaica y respaldar la generación mediante una termogeneradora y baterías.

Los componentes de la central renovable como paneles solares, inversores, baterías más adaptables al proyecto se obtuvieron gracias al programa PVSYSYSTEM, quien contiene una librería con una amplia gama de elementos propios de este tipo de arreglos; mientras que para obtener el sistema más eficiente y óptimo tomando las premisas iniciales, se utilizó la herramienta de simulación CYME junto al análisis flujo de carga.

Una vez acoplados los sistemas renovables y de respaldo al sistema en estudio, se logra no sólo el aporte necesario de activos y reactivos para la comuna, además de la eliminación parcial de subtensiones, sino inclusive entregar potencia hacia la red, dando una garantía ante futuras inestabilidades cercanas a la localidad.

Finalmente se termina mejorando la estabilidad, la calidad del servicio eléctrico y la continuidad de este indiferente de la demanda u horario.

Palabras clave: Central fotovoltaica, anomalías, confiabilidad, estabilidad, termogeneradora

ABSTRACT

Located in the province of Esmeraldas, the Valdez commune contains various factors that contribute to the problem of interest of this integrating project, highlighting numerous electrical anomalies, frequent disconnections of the external electrical system and voltage instabilities in steady state. It is thought that part of these drawbacks are a consequence of the scarce contribution of reagents by the network linked to the long distance of the electrical distribution system directed towards the study location.

Given this, the primary objective will be to guarantee the stability of steady-state power in the system and increase the reliability of the network by implementing a photovoltaic plant and supporting generation through a thermogenerator and batteries.

The components of the renewable power plant such as solar panels, inverters, batteries more adaptable to the project were obtained thanks to the PVSYSYSTEM program, which contains a library with a wide range of elements typical of this type of arrangement; while to obtain the most efficient and optimal system taking the initial premises, the CYME simulation tool was used together with the load flow analysis.

Once the renewable and backup systems have been coupled to the system under study, not only the necessary contribution of assets and reagents for the commune is achieved, in addition to the partial elimination of undervoltages, but also to deliver power to the network, giving a guarantee against future instabilities close to the locality. Finally, the stability, the quality of the electricity service and the continuity of this regardless of the demand or schedule are improved.

Keywords: Photovoltaic plant, anomalies, reliability, stability, thermogenerator

INDICE GENERAL

EVALUADORES.....	5
RESUMEN.....	6
<i>ABSTRACT</i>	7
ABREVIATURAS.....	11
SIMBOLOGÍA.....	12
ÍNDICE DE TABLAS.....	14
CAPÍTULO 1.....	16
1. Introducción.....	16
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	16
1.2 OBJETIVOS.....	17
1.2.1 Objetivo general.....	17
1.2.2 Objetivos específicos.....	17
1.3 ALCANCE.....	17
1.4 MARCO TEÓRICO.....	18
1.4.1 Generación eléctrica.....	18
1.4.2 Energías renovables.....	19
1.4.3 Centrales fotovoltaicas.....	20
1.4.4 Centrales térmicas.....	22
1.4.5 Carga y demanda eléctrica.....	23
1.4.6 Estabilidad de sistemas de potencia.....	24
1.4.7 Impacto de la generación fotovoltaica en la estabilidad de SEP.....	25
1.4.8 Instituciones del sector eléctrico en el Ecuador.....	26
1.4.9 Sistemas de Control y Regulación.....	27
1.5 INDICES DE CALIDAD.....	30
1.5.1 Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK) ...	30
1.5.2 Tiempo Total de Interrupción por KVA nominal Instalado (TTIK).....	30

1.5.3	Límites	31
1.6	REGULACIÓN LEGAL ACERCA DE LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE NO CONVENCIONAL.....	32
CAPÍTULO 2.....		34
2.	METODOLOGÍA	34
2.1	ESTUDIO DE LA DEMANDA	34
2.2	ANÁLISIS DE CALIDAD DE SERVICIO ELÉCTRICO	35
2.3	DISEÑO DE CENTRALES GENERADORAS	36
2.3.1	Central Fotovoltaica	40
2.3.2	Central Térmica	41
2.3.3	Baterías	41
2.3.4	Escenario 1: Demanda Promedio Inicial	42
2.3.5	Escenario 2: Demanda con Aumento del 15%.....	44
2.3.6	Escenario 3: Demanda con Aumento del 15% y menor Capacidad Fotovoltaica.....	46
2.3.7	Escenario 4: Demanda con Aumento del 10% y menor Capacidad Fotovoltaica.....	48
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS	51
3.1	RESULTADOS DE ESCENARIO INICIAL.....	51
3.2	ESCENARIO CON DEMANDA AUMENTADA EN UN 10%.....	53
3.2.1	Considerando la demanda en su máximo valor	53
3.2.2	Considerando la demanda en su mínimo valor.....	54
3.2.3	Considerando la generación Fotovoltaica Máxima	56
3.2.4	Considerando el máximo aporte energético de las baterías	57
3.3	ESCENARIO CON DEMANDA AUMENTADA EN UN 15%.....	58
3.3.1	Considerando la demanda en su máximo valor	58
3.3.2	Considerando la demanda en su mínimo valor.....	60

3.3.3	Considerando la generación fotovoltaica máxima.....	61
3.3.4	Considerando el máximo aporte energético de las baterías	62
3.4	RESULTADOS DE CALIDAD Y CONTINUIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO 63	
3.5	SISTEMA DE SCADA IMPLEMENTADO	63
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	68
4.1	CONCLUSIONES.....	68
4.2	RECOMENDACIONES	69
5.	Bibliography	70
6.	APÉNDICES	71
6.1	CODIGO MATLAB.....	71

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
SEP	Sistema Eléctrico de potencia
SNI	Sistema Nacional Interconectado
GNRC	Generación Renovable No Convencional
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
CNEL-EP	Corporación Nacional de Electricidad – Empresa Pública
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
CENACE	Operador Nacional Eléctrico
CONELEC	Mega watt
SERCOEL	Servicios Especializados en Electricidad
PCC	Punto de Conexión Común
PSS	Power System Stabilizer
DC	Corriente directa
AC	Corriente Alterna
FP	Factor de Potencia
SVC	Static Voltage Compensator
OLTC	On Load Tap Changer
FRTC	Fault Ride-Through Capability
FMIK	Frecuencia Media de Interrupciones de Suministro
TTIK	Tiempo Total de Interrupciones de Suministro
SCADA	Supervision Control And Data Acquisition
HMI	Human-Machine Interface
RTU	Remote Terminal Units
RMS	Root Media Square

SIMBOLOGÍA

m	Metro
mm	milímetro
Kg	Kilogramo
°C	Grados Celsius
V	Voltio
kV	Kilo voltio
W	Watt
kW	Kilo watt
MW	Mega watt
Wh	Watt hora
kWh	Kilo watt hora
h	Hora
VAR	Voltio amperio reactivo
kVAR	Kilo Voltio amperio reactivo
VA	Voltio amperio
kVA	Kilo Voltio amperio
Ah	Amperios hora
Hz	Herzios
Cu	Cobre
Ni	Níquel
Cd	Cadmio

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Apariencia física del inductor e inducido	19
Figura 1.2 Energías renovables.....	20
Figura 1.3 Control de un sistema excitatriz de generador	29
Figura 1.4 Transformador con OLTC.....	30
Figura 2.1 Alimentador LIMONES y cargas asociadas al circuito.....	35
Figura 2.2 Etapas de conversión energética para central a instalarse	37
Figura 2.3 Gráfica de generación fotovoltaica real	41
Figura 2.4 Gráfica de generación térmica real.....	41
Figura 2.5 Curva de generación total y demanda.....	44
Figura 2.6 Curva de generación total y demanda.....	46
Figura 2.7 Curva de generación total y demanda.....	47
Figura 2.8 Curva de generación total y demanda.....	49
Figura 3.1 Arreglo Fotovoltaico para la generación en <i>SIMULINK</i>	64
Figura 3.2 Señales de entradas y salidas para la simulación en <i>SIMULINK</i>	65
Figura 3.3 Variables a simularse y evaluarse en SCADA mediante el Scope	66
Figura 3.4 Lectura de las variables asociadas al arreglo fotovoltaico.....	67
Figura 3.5 Lectura de la potencia activa y reactiva proporcionada por el arreglo fotovoltaico	67

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Índices de calidad según CONELEC	31
Tabla 2.1 Número de interrupciones del alimentados Limones	36
Tabla 2.2 Índice Mensual del alimentador Limones.....	36
Tabla 2.3 PANEL SOLAR LONGi 435W LR4-72HPH-435M	38
Tabla 2.4 INVERSOR - PVS-175-TL.....	38
Tabla 2.5 Batería de níquel-cadmio de 24 V 300Ah	39
Tabla 2.6 Batería de litio-ion de 24 V 100Ah	40
Tabla 2.7 Potencia y energía asociada a escenario 1	42
Tabla 2.8 Características del banco de baterías	43
Tabla 2.9 Costos por implementación de central fotovoltaica.....	43
Tabla 2.10 Potencia y energía asociada a escenario 2	44
Tabla 2.11 Características del banco de baterías	45
Tabla 2.12 Costos por implementación de central fotovoltaica.....	45
Tabla 2.13 Potencia y energía asociada a escenario 3	47
Tabla 2.14 Características del banco de baterías	47
Tabla 2.15 Costos por implementación de central fotovoltaica.....	48
Tabla 2.16 Potencia y energía asociada a escenario 4	49
Tabla 2.17 Características del banco de baterías	50
Tabla 3.1 Valores iniciales de parámetros de la Red	51
Tabla 3.2 Anomalías eléctricas en la Red	52
Tabla 3.3 Resultados ante demanda máxima en la Red	53
Tabla 3.4 Nuevas anomalías eléctricas en la Red.....	54
Tabla 3.5 Resultados ante demanda mínima en la Red.....	55
Tabla 3.6 Nuevas anomalías eléctricas en la Red.....	55
Tabla 3.7 Resultados ante Fotovoltaica Máxima en la Red.....	56
Tabla 3.8 Nuevas anomalías en la Red.....	57
Tabla 3.9 Resultados ante máximo aporte de baterías en la Red	57
Tabla 3.10 Nuevas anomalías en la Red.....	58
Tabla 3.11 Resultados ante demanda máxima en la Red	59
Tabla 3.12 Nuevas anomalías en la Red.....	60
Tabla 3.13 Resultados ante Demanda mínima.....	60

Tabla 3.14 Nuevas anomalías en la Red.....	61
Tabla 3.15 Resultados ante máxima generación fotovoltaica	61
Tabla 3.16 Nuevas anomalías en la Red.....	62
Tabla 3.17 Resultados ante el máximo aporte de baterías en la Red	62
Tabla 3.18 Nuevas anomalías en la Red.....	62
Tabla 3.19 Índices de calidad iniciales	63
Tabla 3.20 Comparativa entre índices de calidad iniciales y con generación renovable	63

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

A lo largo de este capítulo se exhibe la problemática a resolver, los objetivos a los que se desea llegar con este estudio, así como también del alcance del mismo. Luego se presentan conceptos de ingeniería a ser aplicados durante todo el estudio con el fin de proporcionar información que sea usada para el entendimiento de este proyecto. Los conceptos que incluyen serán: generación eléctrica, energías renovables, centrales fotovoltaicas, centrales térmicas, carga y demanda eléctrica, estabilidad de sistemas de potencia, instituciones del sector eléctrico en el Ecuador, sistemas de control y regulación, y en cada uno de ellos se ahondarán en los conceptos necesarios para el entendimiento del proyecto.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

A medida que la sociedad avanza hacia el futuro, es necesario aumentar las construcciones como resultado de un incremento en la población, y sabiendo que es totalmente necesario el uso de energía eléctrica, nos vemos en la obligación de generar mucha más energía que en anteriores años.

A esto se le suma el incentivo de los gobiernos y del mundo por inclinarse a elegir fuentes de energía renovable como respuesta prioritaria para reducir el daño ocasionado al medio ambiente y a su vez no desperdiciar los recursos no renovables restantes; más aun conociendo que dicha tecnología ha ido reduciendo constantemente sus costos de implementación, de los equipos a ser utilizados y su mantenimiento.

Nos hace concluir que a un largo y mediano plazo las generadoras locales que son las menos usadas serán desplazadas por la gran acogida que tendrán las generadoras renovables, y con ello la posibilidad de llevar al sistema a una inestabilidad local si no se toman correctivos con tiempo.

Es por ello que este proyecto está orientado a observar y estudiar las fallas o inestabilidades a las que un sistema local pueda verse comprometido con la introducción de generadoras renovables, y finalmente, encontrar una

metodología en la cual se pueda dar solución de dicho problema buscando una optimización y aumentando la confiabilidad del servicio.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo general

Garantizar estabilidad del sistema en esta localidad, al mismo tiempo que incrementar la confiabilidad de la red gracias a la implementación de energía fotovoltaica y generación térmica en las horas de menor aporte de energía renovable.

1.2.2 Objetivos específicos

- Optimizar la generación obtenida por las centrales a diseñarse y minimizar los cortes de energía presentes en la localidad.
- Identificar los diferentes tipos de inestabilidades que podrían darse al momento de introducir una gran generación renovable dentro de una red local mediante el estudio de variaciones en los flujos de potencia de la red.
- Determinar la cantidad de reserva rodante y compensadores sincrónicos que necesite la red, así como la capacidad de potencia térmica requerida para evitar que el sistema pueda sufrir de desconexiones indeseadas.

1.3 ALCANCE

El alcance al que se espera llegar con este proyecto es principalmente observar que inestabilidades y efectos se presentarán al momento de tener una gran penetración de energías renovables en un sistema y donde se verá desplazada las generadoras locales, para luego proporcionar una metodología que cumpla con los requerimientos necesarios para que dentro de una red local se logre mantener los valores de estabilidad nominal tanto de voltaje, corriente, frecuencia, entre otros.

En el caso de haber una contingencia o falla de una parte del sistema, tanto de la generación renovable no convencional o del sistema de distribución, también se logrará alcanzar una estabilidad en el menor tiempo posible.

Para ello se utilizará la ayuda de termogeneradores con el fin de proporcionar reactivos a la red en caso de ser necesario; a su vez disponer de una cantidad de reserva rodante para su uso en los periodos necesarios, con el fin de proporcionar confiabilidad y continuidad al sistema en todas sus etapas y secciones.

Todas estas consideraciones teniendo en cuenta que se encuentren dentro del marco de los requisitos vigentes para este tipo de conexión y maniobra de generadoras renovables, pudiendo proponer una mejora o nuevos lineamientos que podrían ser acogidos por la regulación y por las personas para futuros proyectos de la misma índole.

1.4 MARCO TEÓRICO

1.4.1 Generación eléctrica

Definimos a generación eléctrica como la transformación que tiene que pasar un tipo de energía ya sea química, térmica, cinética, solar, nuclear, en energía eléctrica [1]. Las infraestructuras donde se realiza esta transformación son conocidas como centrales eléctricas, y es aquí donde se inicia el abastecimiento de energía de una región. La parte principal de estas centrales eléctricas son los generadores, los cuales se encargan de la transformación de la energía.

Los generadores eléctricos son máquinas giratorias capaces de transformar la energía mecánica en energía eléctrica, estos generadores constan de dos principales elementos que son el rotor (Inductor) y el estator (Inducido). El rotor es la parte móvil del generador y el estator la parte estática; y su funcionamiento es hacer que una de las partes genere un flujo magnético mientras que el otro lo transforma en electricidad. [2]

Existen dos tipos de generadores: alternos y dinamos, pero para este estudio solo nos centraremos en los generadores alternos. Estos generadores alternos son usualmente sincrónicos, esto quiere decir que la velocidad a la que gira el rotor es la misma velocidad que impone el estator por medio de su campo magnético. A continuación se presenta la ecuación de la velocidad sincrónica [2]:

$$n = 120 * f/p \quad (1.1)$$

Donde:

- f es la frecuencia del sistema
- p es el número de polos del rotor.

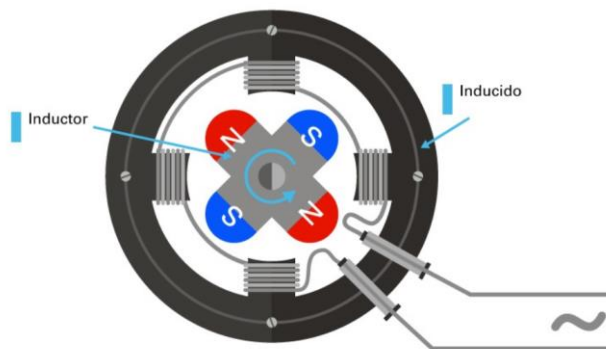


Figura 1.1 Apariencia física del inductor e inducido

Los generadores tienen dos tipos de rotores: el rotor de polos salientes tradicionalmente usados en turbinas hidráulicas y en procedimientos que necesitan velocidades pequeñas; mientras que el rotor de polos lisos que son usados en turbinas de vapor y gas, además de procedimientos que necesitan grandes velocidades.

1.4.2 Energías renovables

Son aquellas que se consiguen desde fuentes naturales virtualmente inagotables, dado que posee una alta cantidad de energía. Entre las energías renovables encontramos a la energía hidroeléctrica, eólica, fotovoltaica, solar, mareomotriz, geotérmica. [3]

La ventaja principal de estas energías es que tienen un bajo o nulo porcentaje de contaminación con el medio ambiente, haciendo de ellas el futuro de la sociedad, llevando así a que en muchos países del mundo cambien su matriz energética productiva.

Dentro de las energías renovables hay dos grandes grupos que son: las energías renovables convencionales y las energías renovables no convencionales. Para las energías renovables convencionales encontramos a la energía hidroeléctrica en mayor nivel y por el lado de las energías renovables no convencionales encontramos a la eólica, geotérmica, fotovoltaica, entre otras. Estas últimas han tenido un desarrollado gradual en el incremento de eficiencia y en reducción de costos de instalación y operación.



Figura 1.2 Energías renovables

1.4.3 Centrales fotovoltaicas

Se define a las centrales fotovoltaicas como el conjunto de elementos o componentes que sirven para obtener energía eléctrica a través de la transformación de la energía solar. [4]

1.4.3.1 Paneles fotovoltaicos

Se encuentra formado de células fotovoltaicas que están hechas de un semiconductor generalmente de silicio y es el encargado de la transformación de energía solar a eléctrica.

1.4.3.2 Regulador

Como su nombre lo indica se encarga de la regulación de la carga en la unión de los paneles solares y las baterías, con el fin de cuidar la vida útil de las baterías al no exponerla a sobrecargas.

1.4.3.3 Central de carga de corriente continua

Es un banco de baterías en el cual se va a almacenar la energía que se ha captado y transformado de los paneles fotovoltaicos, para ser usada cuando el sistema lo amerite.

1.4.3.4 Central de carga de corriente alterna

Elementos donde se almacena la energía de corriente alterna luego de haber pasado por el inversor.

1.4.3.5 Central de transformación

Es la central donde se condicionan los parámetros de voltaje y corriente a valores nominales de la red para que no haya inconvenientes al ser transmitida a los centros de carga.

1.4.3.6 Sala de control

Es la sala en donde se monitorea todo el procedimiento de la central fotovoltaica con el fin de saber la situación en la que se encuentra cada etapa de la central y cada uno de sus componentes.

1.4.3.7 Inversor

Cuando el sistema fotovoltaico está conectado a la red el inversor tiene un papel fundamental, dado que no sólo es el encargado de convertir la corriente continua en corriente alterna, sino también ser el encargado de sincronizar y ajustar la onda eléctrica con la de la red (control de voltaje). Adicional a eso, garantiza la calidad de la electricidad que ingresa en el sistema y de la protección. [4]

La selección de un inversor se da por 4 parámetros:

1.4.3.7.1 Potencia

La cual indicará la potencia máxima que suministrará a la red eléctrica en sus condiciones normales. Varios modelos se pueden conectar en paralelo con el fin de obtener una mayor potencia total de la instalación. [4]

1.4.3.7.2 Fases

Si se requiere para una instalación monofásica la potencia del inversor será menor a 5 kW y para una instalación trifásica la potencia generalmente será mayor a 15 kW. [4]

1.4.3.7.3 Rendimiento energético

Los modelos tienen un rendimiento promedio entorno al 90%. Cuando más próximo estamos a su potencia nominal el rendimiento es mayor. El coincidir la potencia pico del campo fotovoltaico y la potencia nominal del inversor, optimiza el balance energético. [4]

1.4.3.7.4 Protecciones

Entre las protecciones a incorporar deberán estar la de un interruptor automático, funcionamiento “en isla”, limitador de tensión máxima y mínima, limitador de frecuencia máxima y mínima (margen del 2%), protección contra sobrecarga, protección contra cortocircuito, bajos niveles de emisión e inmunidad de armónicos. [4]

1.4.3.8 Banco de baterías

Dado que la generación fotovoltaica no es constante, se necesita de sistemas de respaldo que evitan problemas de estabilidad, como lo son los bancos de baterías para almacenar parte de la generación eléctrica a ser usada posteriormente cuando el sistema fotovoltaico no esté trabajando. Otro sistema de respaldo es la de las centrales termogeneradoras que constan de un generador eléctrico que sirve para ayudar con el control de reactivos y voltaje.

1.4.4 Centrales térmicas

Definimos a las centrales térmicas como aquellas centrales que utilizan la energía calorífica de los combustibles como materia prima para generar electricidad, basado en un proceso térmico con agua y vapor. Estas centrales térmicas se dividen en centrales térmicas convencionales, centrales térmicas de ciclo combinado y centrales nucleares. [5]

1.4.4.1 Caldera

Lugar donde la quema del combustible calienta el agua y así lo lleva a un estado de vapor de alta entropía.

1.4.4.2 Tuberías

Es el camino por donde pasará el agua en estado líquido para interactuar con la energía calorífica que producen los combustibles; así como también existirán tuberías que llevarán el vapor hacia la turbina.

1.4.4.3 Turbina

La encargada de recibir el vapor generado para que golpeando sus álabes se realice un movimiento rotativo en un eje que lo traspasa. Estas turbinas suelen tener varios cuerpos que trabajan a diferentes presiones con el fin de obtener mayor eficiencia del vapor de agua.

1.4.4.4 Generador

Es la máquina que se encarga de convertir la energía mecánica producida por la turbina en energía eléctrica a través de inducción electromagnética. Esto por medio de un rotor y un estator que anteriormente se ha explicado.

1.4.4.5 Bomba

El encargado de regresar el agua a la caldera para volver a realizarse el proceso.

1.4.5 Carga y demanda eléctrica

Se define como carga eléctrica a la parte final de un sistema eléctrico de potencia donde se convierte la energía eléctrica en otro tipo de energía, como por ejemplo en un foco donde la energía eléctrica se transforma en energía lumínica. Estas cargas eléctricas se las pueden dividir en cargas monofásicas y cargas trifásicas.

Las cargas monofásicas son las cargas que necesitan de una sola fase del sistema eléctrico para funcionar, estas cargas normalmente se las encuentran en residencias, alumbrados públicos entre otros. Las cargas trifásicas son las que necesitan las tres fases del sistema eléctrico para funcionar, dichas cargas se las encuentran en industrias y lugares donde se manejan máquinas grandes y de gran potencia eléctrica.

La demanda eléctrica se la define como la potencia eléctrica que se está consumiendo dentro de un sector y en un tiempo determinado. Saber cuánta demanda eléctrica hay en un sector nos ayuda a saber en qué periodo del día

hay más consumo, así mismo nos sirve para desarrollar un estudio previo para la instalación de nuevas centrales de generación y nuevos elementos de transporte de energía del sistema de potencia a ser utilizados con el fin de mejorar el rendimiento.

1.4.6 Estabilidad de sistemas de potencia

Definimos a la estabilidad de sistemas de potencia como la característica que tiene un sistema para volver a un estado de operación estable luego de haber experimentado una anomalía, fallas eléctricas cercanas o lejanas al punto de análisis en cuestión, o bien por un defecto físico y/o mecánico de los elementos y equipos asociados al sistema eléctrico. [6]

Dentro de las perturbaciones eléctricas más comunes se encuentra indudablemente la variación de la demanda, parámetro de suma importancia ante la entrada de un generador renovable no convencional (GRNC), dado que la energía de aporte es fluctuante, por lo que se deberá de estar en perfecto sincronismo con el sistema a fin de que no se originen fallos o cortocircuitos.

Este tipo de inestabilidad en un sistema se logra mitigar mediante la planificación de operación y ajustes que se deban hacer al Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de manera gradual, así también como realizar periódicamente un mantenimiento preventivo ante fallos, con el objeto de tener los dispositivos y equipos en óptimas condiciones ante una situación de inestabilidad real. Con lo último mencionado se hace explícita la dependencia y actualización de un sistema de protección que garantice aislar la sección donde se originó una falla eléctrica del resto del SEP y consecutivamente despejarla por completo.

1.4.6.1 Estabilidad de Voltaje

Referente a la capacidad del SEP para mantener un mismo nivel de tensión en todas las barras del sistema. La inestabilidad de voltaje en el sistema se da a un desbalance de potencia reactiva en donde el sistema no pueda generar dicha potencia o no pueda trasladar potencia reactiva a donde sea necesario. [6]

1.4.6.2 Estabilidad de Angulo

Este término se asocia a los parámetros físicos de los generadores, como son la velocidad angular y el ángulo de diferencia respecto de la referencia que estos deben de tener. Al mantener los generadores la misma velocidad angular, la diferencia angular respecto de la referencia en común será constante, por lo que el sistema en este punto se encontrará en sincronismo y por lo tanto en estado estable

1.4.7 Impacto de la generación fotovoltaica en la estabilidad de SEP

A continuación, se detalla el impacto que tiene en la estabilidad de los SEP el ingreso de alta generación fotovoltaica:

1.4.7.1 Impacto en la estabilidad de frecuencia

En los sistemas fotovoltaicos donde la fuente prima es incierta no hay un impacto considerable en la estabilidad de frecuencia de larga duración, pero para corta duración si lo hay, ya que los inversores fotovoltaicos no tienen una inercia; por lo que al no tener una inercia el cambio de frecuencia es más instantáneo, brusco y profundo.

En el caso de tener una gran penetración solar, estas centrales podrán aportar al control primario y secundario en la medida de la potencia que puedan suministra; no obstante, en horas de poca intensidad solar serán necesarias las plantas convencionales, dado que las baterías de la central fotovoltaica aportara con energía mas no con potencia, ya que la energía entregada se consume con mayor rapidez.

1.4.7.2 Impacto en la estabilidad de voltaje

Debido a la incorporación de una alta generación renovable no convencional, los generadores sincrónicos conectados en el SEP deberán ser desconectados, dando así problemas de estabilidad de voltajes como se detalla a continuación:

Dado que los generadores solares no poseen ni control de reactivos y tampoco un campo electromagnético que pueda ser desviado, no brindarán la capacidad de regular la potencia reactiva. [7]

Sin embargo, esto se puede solucionar instalando compensadores de potencia reactiva, como lo es un banco de capacitores, manera de poder tener el control de reactivos apropiado para la conexión de la central de GNRC al sistema y cumpliendo así los requerimientos del organismo operador.

1.4.7.3 Impacto en la estabilidad de ángulo: Estabilidad transitoria

Dado que los generadores fotovoltaicos no presentan ningún problema de estabilidad transitoria en sí mismos, sus impactos en tiempos de despejes críticos de falla son únicamente indirecto [7], debido a que estos no tienen una característica angular (rotor) con lo cual asociarse al sincronismo que debe de mantener cualquier generador.

1.4.8 Instituciones del sector eléctrico en el Ecuador

El sector eléctrico en el Ecuador se encuentra dividido en dos partes, en una estructura institucional y en una participación empresarial.

Dentro de la estructura institucional tenemos a 4 entidades, las cuales son:

1.4.8.1 Viceministro de Electricidad

Se encarga de la emisión de las políticas y rectoría en el sector eléctrico.

1.4.8.2 Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL)

Encargado de la regulación y control en la prestación del servicio de electricidad. Dentro de ella se encuentra el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) que es la encargada de la planificación para el desarrollo de la energía eléctrica, además de la regulación y observar que se cumplan las disposiciones legales.

1.4.8.3 Operador Nacional Eléctrico (CENACE)

Encargado de operar en condiciones técnicas y económicas el Sistema Nacional Interconectado (SNI)

1.4.8.4 Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energía Renovables (INER)

Contribuye a la toma de decisiones que estén perfiladas a cambios en la matriz productiva, diversificación en la matriz energética y la mitigación del cambio climático.

Dentro de la participación empresarial encontramos una participación pública y otra privada. Dentro de participación pública tenemos 2 corporaciones las cuales son:

1.4.8.5 Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP)

Se encarga de la generación y transmisión del servicio. Opera con una estructura en matriz, 14 unidades de negocio donde 8 son hidroeléctricas, 5 son térmicas y la última es la unidad de negocio TRANSELECTRIC (proyecto de 500KV) y accionista único a Servicios Técnicos Especializados en Electricidad (SERCOEL).

1.4.8.6 Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP)

Tiene por objetivo la distribución y comercialización de energía eléctrica en 10 provincias. Opera con una estructura en matriz, 12 unidades de negocio y 1 gerencia de proyecto.

Para la participación privada se cuenta con 10 empresas eléctricas encargadas de la distribución y comercialización de energía eléctrica en el resto del país.

1.4.9 Sistemas de Control y Regulación

Los sistemas de control en un SEP están presentes para determinar y establecer el balance adecuado entre la potencia entregada o generada y la potencia requerida por la carga o demanda total.

Para lograr este objetivo, existen dos tipos de control fundamental que se priorizan en todo SEP, los cuales son el control de frecuencia nominal y el control de tensión nominal, tal como se aclaró en el inciso anterior.

Los mencionados controles se logran gracias a la implementación de modelamientos matemáticos, mediante fórmulas o ecuaciones parametrizadas, así también como algoritmos de identificación. Generalmente el estudio y elaboración de estos controles se los ejemplifica en el dominio de la frecuencia a manera de poder analizar la estabilidad gracias al aporte de polos y ceros en los diferentes modelamientos planteados.

1.4.9.1 Estatismo

Se define como estatismo a la característica técnica de una planta eléctrica o unidad de generación eléctrica que determina la variación porcentual de la frecuencia por unidad de variación porcentual de la carga. [6]

1.4.9.2 Control de tensión

La estabilidad de un SEP viene ligado al control de tensión, el cual es de naturaleza local, a diferencia del control de frecuencia.

El parámetro por el que se controla la tensión en varios puntos a lo largo del SEP es la inyección o disminución de potencia reactiva Q ; esto con el fin de minimizar las pérdidas a lo largo de las líneas de transmisión, subtransmisión, etc., dado que estas son altamente inductivas; por lo tanto, si existe diferencia de tensión en dos puntos, las pérdidas se incrementarían y no se tendría por ende el flujo de potencia óptimo y puede llegar a un punto crítico de estabilidad en el que puedan colapsar las barras del sistema debido a sus niveles de tensión por debajo de los controlables. [6]

A continuación, se presentan los equipos y dispositivos asociados al control de tensión:

1.4.9.2.1 Generadores síncronos

Estos equipos generalmente están equipados de un control que mantiene una tensión de referencia en el punto donde esté conectado; esto dado que son de suma importancia para el control de tensión pues posee la capacidad de generar o consumir potencia reactiva dependiendo de su excitación.

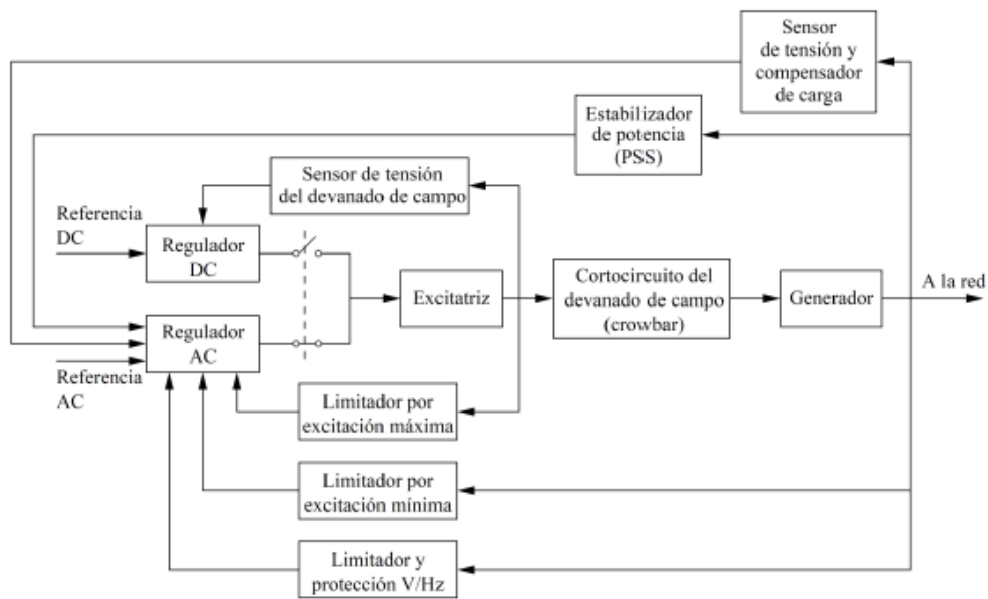


Figura 1.3 Control de un sistema excitatriz de generador

La figura anterior ejemplifica el control del sistema de excitatriz de un generador síncrono, en donde sobresalen dos componentes, el sensor de tensión y el compensador de carga, además del estabilizador de potencia (PSS).

El primer componente controla la tensión generada respecto de la referencia asignada, siendo este un punto físico, como lo serían los bornes del generador u otro generador aguas abajo.

El subsistema de control PSS amortigua las oscilaciones electromagnéticas que puedan dañar al generador.

1.4.9.2.2 Transformadores con cambios de tomas

Implementándose múltiples pasos de bobinado, se puede tener diferentes niveles de voltaje en uno de los lados del bobinado, esto con el fin de que el equipo pueda operar ante distintas situaciones de carga. Se conoce como cambiador de tomas bajo carga, por sus siglas en inglés (OLTC), el cual no operará cuando el equipo esté en funcionamiento.

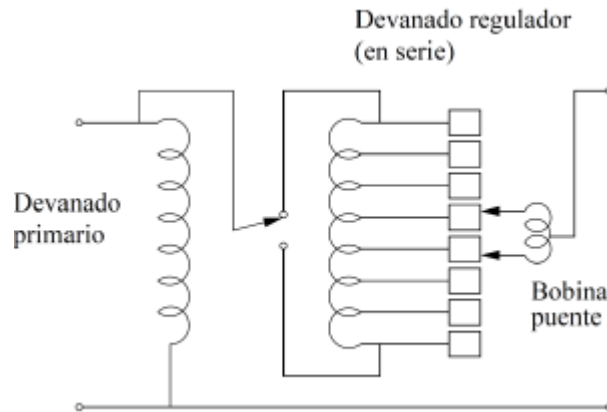


Figura 1.4 Transformador con OLTC

1.5 INDICES DE CALIDAD

1.5.1 Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK)

Denota el número de veces en que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio dentro de un lapso específico. [8]

$$FMIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVA f s_i}{kVA_{inst}} \quad (1.2)$$

$$FMIK_{Aj} = \frac{\sum_i kVA f s_i}{kVA_{instAj}} \quad (1.3)$$

1.5.2 Tiempo Total de Interrupción por KVA nominal Instalado (TTIK)

Denota el tiempo medio en que el kVA no tuvo servicio dentro de un lapso específico. [8]

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVA f s_i * T f s_i}{kVA_{inst}} \quad (1.4)$$

$$TTIK_{Aj} = \frac{\sum_i kVA f s_i * T f s_i}{kVA_{instAj}} \quad (1.5)$$

Donde:

FMIK = Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado, expresada en fallas por kVA.

TTIK = Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

\sum_i = Sumatoria de todas las interrupciones del servicio “i” con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

$\sum_i^{A_j}$ = Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador “Aj” en el período en análisis.

kVAfs_i = Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones “i”.

kVA inst = Cantidad de kVA nominales instalados.

Tfs_i = tiempo fuera de servicio, para la interrupción “i”.

R_d = red de distribución global

A_j = Alimentador primario de medio voltaje “j”

1.5.3 Límites

Se presenta en la Tabla 1.1 los límites admisibles asociados a los índices de calidad del servicio técnico FMIK y TTIK. [8]

Tabla 1.1 Índices de calidad según CONELEC

ÍNDICE	LIM FMIK	LIM TTIK
RED	6.0	8.0
ALIMENTADOR URBANO	7.0	10.0
ALIMENTADOR RURAL	9.5	16.0

1.6 REGULACIÓN LEGAL ACERCA DE LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE NO CONVENCIONAL

En la Regulación No. 004/15 se exponen criterios y requisitos para la conexión y operación de generadoras renovables no convencionales (GRNC).

“La operación comercial de un GRNC está condicionada por el título habilitante que lo faculte para operar en esta actividad, además de cumplir con los requisitos de todo estudio y análisis previo a su inserción”. [9] Adicional a esto, el generador debe contar con la autorización de inicio otorgada por CENACE, al mismo tiempo que ARCONEL deberá tener conocimiento de dicho proceso.

“Para el control de potencia activa se deberá tener un control total de la potencia activa inyectada a la red en el Punto de Conexión Común (PCC), contando por lo tanto con el equipamiento necesario para ajustarse a las exigencias de CENACE; además de tener la capacidad de un amplio rango de rampas de subida o bajada de potencia activa. Se impera que la frecuencia de operación siempre será de 60 Hz”. [9]

En cuanto al control de voltaje y potencia reactiva la GRNC deberá ser capaz de producir, así como de absorber potencia reactiva para la consecuente emisión de potencia activa según lo pida CENACE. “Sin importar el nivel de voltaje, la central deberá tener control del factor de potencia desde 0.95 en atraso hasta 0.95 en adelanto, manteniéndose entre el 20% al 100% de potencia nominal; mientras que en el punto PCC, la respuesta dinámica de control de voltaje será automático bajo criterios de desempeño por CENACE, a fin de no afectar la estabilidad del sistema. El generador operará en el punto de PCC entre 0.95 - 1.05 p.u.” [9]

Se debe garantizar la calidad del servicio prestado por esta planta, centrándose en tres aspectos: flicker, desbalance de voltaje y armónicos, los cuales no deberán de excederse de los límites establecidos; de no ser así, se deberá implementar una alternativa.

Respecto a los desbalances de voltaje se evalúa en base a la norma IEC 61000-4-30, otorgando un desbalance máximo entre fases de 5%. Si el generador que trabaja de forma aislada no está entregando su energía al sistema, en referencia a sus parámetros normales, CENACE no permitirá que dicho generador sea despachado hasta que dichos parámetros sean normalizados. [9]

Finalmente, “la central deberá contar con la capacidad de soporte de fallas ocurridas en la red, Por sus siglas en ingles FRTC, a manera que sus protecciones aseguren la continuidad de servicio pese a los huecos de voltaje que pudieran presentarse, por lo que el generador deberá de ser capaz de aportar la potencia reactiva necesaria para la estabilización del voltaje. Durante y posterior estabilización del sistema, el generador deberá de ceder la mayor corriente reactiva posible, corriente que permanecerá hasta que se hayan alcanzado los valores de voltaje normales de operación, permitiéndose además la reducción de potencia activa de ser necesario. No obstante, no es permitido que el equipo consuma potencia activa reactiva durante la falla.” [9]

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

En este capítulo se hablará sobre la metodología que se llevó a cabo para proporcionar a una red local el abastecimiento de energía eléctrica por medio de diferentes tipos de generación eléctrica; en nuestro caso dicha red local fue el pueblo Valdez, situado en la provincia de Esmeraldas.

Hemos dividido este capítulo en 3 secciones, empezando por el estudio de la demanda del pueblo Valdez, continuando con el análisis de calidad de servicio eléctrico y finalmente elaborando el diseño de las centrales generadoras a introducir en dicho pueblo.

2.1 ESTUDIO DE LA DEMANDA

El pueblo Valdez se encuentra alimentado por el alimentador Limones, que emerge de la subestación eléctrica Borbones 1 perteneciente a CNEL ESMERALDAS. Este alimentador es la única vía existente para energizar a la localidad en estudio.

Según la información entregada por CNEL-EP, la demanda de dicho alimentador es de 0.89 [MW], la cual está distribuida en 67 cargas concentradas que a su vez se desglosan en 33 clientes residenciales, 7 clientes industriales, 7 clientes comerciales y 20 clientes como alumbrado público.

Estos puntos de cargas fueron simulados dentro del software CYME con la finalidad de ejecutar un flujo de carga, a manera de obtener los parámetros de análisis necesarios para el correcto estudio, dimensionamiento, diseño e implementación de la central tanto fotovoltaica como térmica.

La figura 2.1 detalla la ubicación del alimentador limones en conjunto con todos los tipos de cargas repartidos a lo largo del Pueblo Valdez.

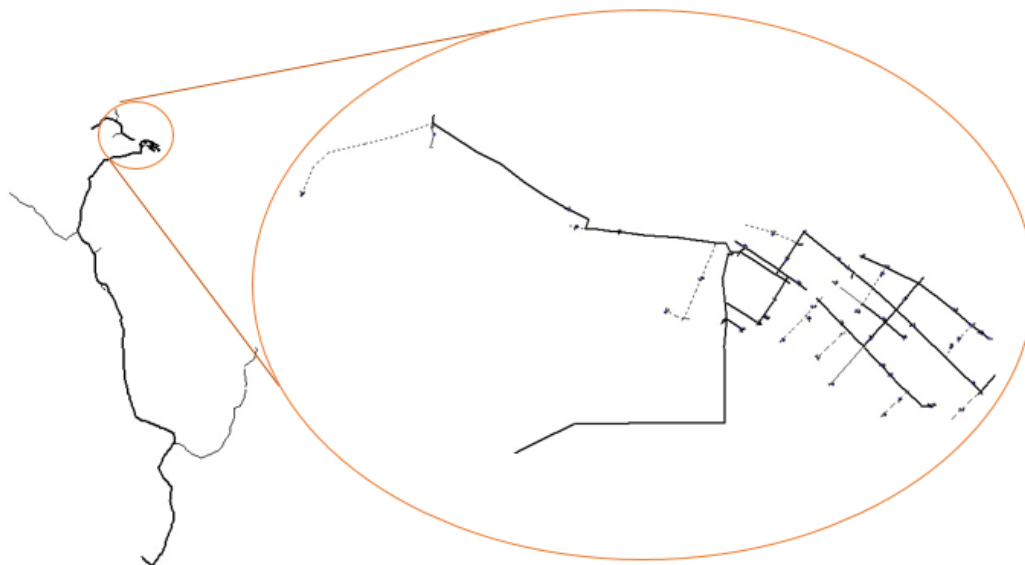


Figura 2.1 Alimentador LIMONES y cargas asociadas al circuito

2.2 ANÁLISIS DE CALIDAD DE SERVICIO ELÉCTRICO

Se procedió a realizar el análisis pertinente de los índices mensuales de FMIK y TTIK del alimentador Limones.

Se debe recalcar que dichos índices de calidad se asocian a las potencias instaladas presentes en el Pueblo Valdez para el año 2019, información proporcionada por CNEL-EP.

El número de interrupciones programadas y no programadas correspondientes al alimentador Limones se detallan en la Tabla 2.1, así como sus índices mensuales en la Tabla 2.2.

Tabla 2.1 Número de interrupciones del alimentados Limones

MES	NÚMERO DE INTERRUPCIONES		
	Internas		Externas
	Programadas	No Programadas	Transmisor
ENERO	3	3	2
FEBRERO	1	0	0
MARZO	0	2	4
ABRIL	0	2	0
MAYO	0	2	0
JUNIO	2	2	0
JULIO	0	4	0
AGOSTO	0	2	0
SEPTIEMBRE	0	0	0
OCTUBRE	1	0	0
NOVIEMBRE	0	4	0
DICIEMBRE	1	2	0

Tabla 2.2 Índice Mensual del alimentador Limones

MES	Potencia Instalada (kVA)	Índice Mensual	
		FMik	TTIk
ENERO	2217.5	6.00	10.04
FEBRERO	2217.5	1.00	2.34
MARZO	2217.5	5.00	6.39
ABRIL	2217.5	2.00	12.62
MAYO	2217.5	1.84	22.61
JUNIO	2217.5	3.84	27.18
JULIO	2217.5	3.20	4.00
AGOSTO	2117.5	2.09	0.72
SEPTIEMBRE	2117.5	-	-
OCTUBRE	2117.5	1.00	3.58
NOVIEMBRE	2080.0	3.96	3.94
DICIEMBRE	2080.0	3.00	5.72
TOTAL		32.94	99.15

2.3 DISEÑO DE CENTRALES GENERADORAS

Debido a que se buscaba maximizar la generación fotovoltaica al mismo tiempo que se minimice el uso de la generación térmica, dado que estas consideraciones se enfocan en la optimización por concepto de gastos

relacionados al diseño, construcción y posterior puesta en servicio de dichos generadores en la localidad del Pueblo Valdez, se optó por elaborar un enfoque de estudio experimental, teniendo control sobre las variables dominantes como lo son la potencia instalada tanto de la central fotovoltaica como de la central térmica, la cual funcionará como respaldo en horas de poca generación renovable, y por último la cantidad de baterías a usarse de manera más óptima en los valles energéticos.

El siguiente gráfico detalla las etapas de la generación fotovoltaica y de la generación térmica, en conjunto con el banco de baterías y la red eléctrica.

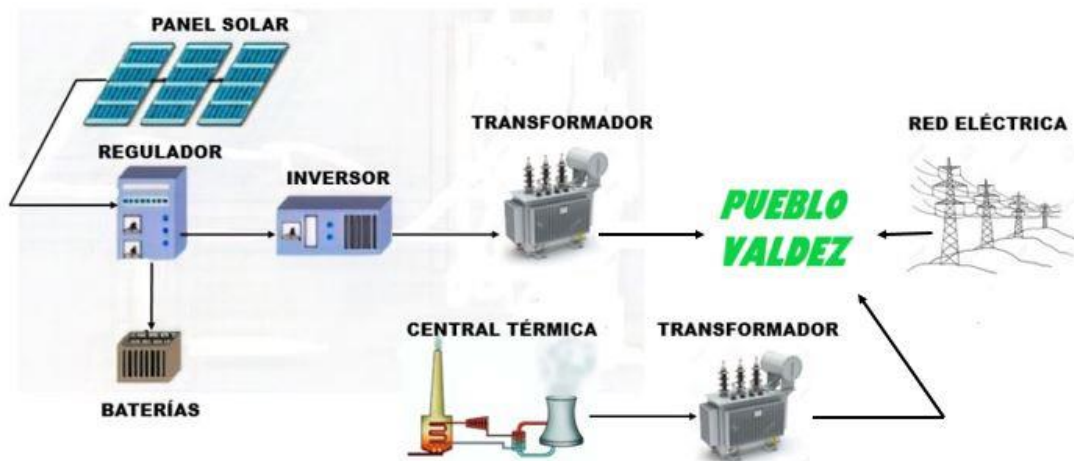


Figura 2.2 Etapas de conversión energética para central a instalarse

Teniendo ya definidas las variables de trabajo, se realizaron múltiples escenarios asociados a la generación eléctrica y su costo por su instalación; inclusive, por temas económicos, se tomó en cuenta la relevancia o no de la colocación de baterías, abriendo paso a la posibilidad de solo depender de la red de servicio en caso de necesitarse en caso de tener un valor de demanda superior al de la generación.

El programa implementado para el diseño y simulación de la central fotovoltaica fue PV SYST, el cual ofreció una amplia variedad de componentes para usarse en cada una de las respectivas etapas de generación eléctrica, estos se detallan en la Tabla 2.3 y Tabla 2.4.

Tabla 2.3 PANEL SOLAR LONGi 435W LR4-72HPH-435M

PANEL SOLAR LONGi 435W LR4-72HPH-435M	
Parámetro técnico	VALOR
Corriente en el punto de máxima potencia (Impp)	10.67 [A]
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmpp)	40.8 [V]
Corriente de cortocircuito en CEP (Isc)	11.26 [A]
Tensión en circuito en CEP (Voc)	49.4 [V]
Coefficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito (asct)	0.057 [%/°C]
Coefficiente de temperatura de la tensión en circuito abierto (Boct)	-0.36 [%/°C]
Temperatura de funcionamiento normal de la pil (NOTC)	45.0 [°C]
Temperatura ambiente de referencia (Ta ref)	25.0 [°C]
Temperatura en CEP (T stc)	25.0 [°C]
Irradiancia en CEP (Gstc)	1000.0 [W/m ²]

Tabla 2.4 INVERSOR - PVS-175-TL

INVERSOR - PVS-175-TL			
Lado de entrada (Campo FV CC)		Lado de salida (Red CA)	
Parámetro técnico	Valor	Parámetro técnico	Valor
Voltaje MPP mínimo	650 [V]	Voltaje de red	800 [V]
Voltaje min. Para PNom	N/A [V]	Potencia de CA nominal	175 [kVA]
Corriente máxima por MPPT	N/A [A]	Potencia CA máxima	185 [kVA]
Voltaje MPP máximo	1100 [V]	Corriente CA nominal	134 [A]
Voltaje FV máximo absoluto	1500 [V]	Corriente CA máxima	134 [A]
Umbral de potencia	925 [W]	Frecuencia	60 [Hz]

Para el banco de baterías se utilizaron dos tipos de baterías: Baterías Níquel-Cadmio y baterías de litio-ion. La Tabla 2.5 y Tabla 2.6 detallan las fichas técnicas de ambos tipos.

Tabla 2.5 Batería de níquel-cadmio de 24 V 300Ah

BATERIA DE NÍQUEL-CADMIO DE 24 V 300Ah	
Tecnología	Fosfato de hierro y litio (LiFePO4)
Tensión nominal	25.6 [V]
Capacidad nominal	100Ah
Potencia nominal	2.6kWh
Peso	30kg
Ratio potencia/peso	86Wh/kg
Dimensiones (lo x an x al)	592x154x278mm
Tensión de corte de la carga a 0.05C	28.8 [V]
Tensión de corte de descarga	20 [V]
Corriente de carga / descarga recomendada	30[A] (0.3C)
Corriente máxima de carga (1C)	100 [A]
Corriente máxima de descarga (1.5C)	150 [A]
Corriente de descarga por pulsación (10s)	500 [A]
Cantidad de ciclos 80% DOD (0.3C)	3000
Temperatura de trabajo para carga	0 +45°C
Temperatura de trabajo para descarga	-20 +55°C
Temperatura de almacenamiento	-20 +45°C

Tabla 2.6 Batería de litio-ion de 24 V 100Ah

BATERIA DE LITIO-ION DE 24 V 100Ah	
Tecnología	Fosfato de hierro y litio (LiFePO4)
Tensión nominal	25.6 [V]
Capacidad nominal	100Ah
Potencia nominal	2.6kWh
Peso	30kg
Ratio potencia/peso	86Wh/kg
Dimensiones (lo x an x al)	592x154x278mm
Tensión de corte de la carga a 0.05C	28.8 [V]
Tensión de corte de descarga	20 [V]
Corriente de carga / descarga recomendada	30[A] (0.3C)
Corriente máxima de carga (1C)	100 [A]
Corriente máxima de descarga (1.5C)	150 [A]
Corriente de descarga por pulsación (10s)	500 [A]
Cantidad de ciclos 80% DOD (0.3C)	3000
Temperatura de trabajo para carga	0 +45°C
Temperatura de trabajo para descarga	-20 +55°C
Temperatura de almacenamiento	-20 +45°C

Para cada uno de los escenarios a presentarse, las características y valores nominales para su implementación se obtuvieron de la siguiente manera:

2.3.1 Central Fotovoltaica

Se tomó en cuenta datos meteorológicos locales dado que PVSystem da curvas idealizadas, lo que no serviría ante un estudio de demanda promedio, ya que ésta puede bien aumentar o disminuir de manera aleatoria.

Interpolando con datos de un proyecto real con meteorología similar, se obtuvieron las curvas más ajustables y reales ante variables aleatorias, como pueden ser incremento espontáneos en la demanda, factores climatológicos adversos, suciedad en paneles, etc.

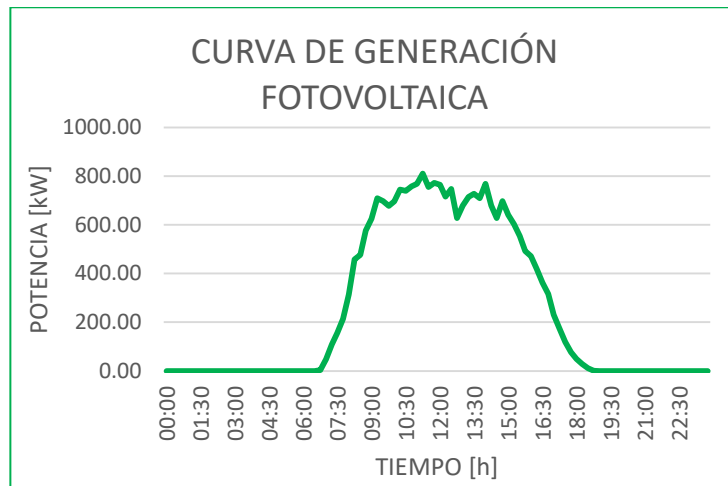


Figura 2.3 Gráfica de generación fotovoltaica real

2.3.2 Central Térmica

Se analiza la curva de demanda promedio para la elección de la cantidad de potencia instalada para la termogeneradora, comparando diferentes escenarios y encontrando la termogeneradora más óptima.

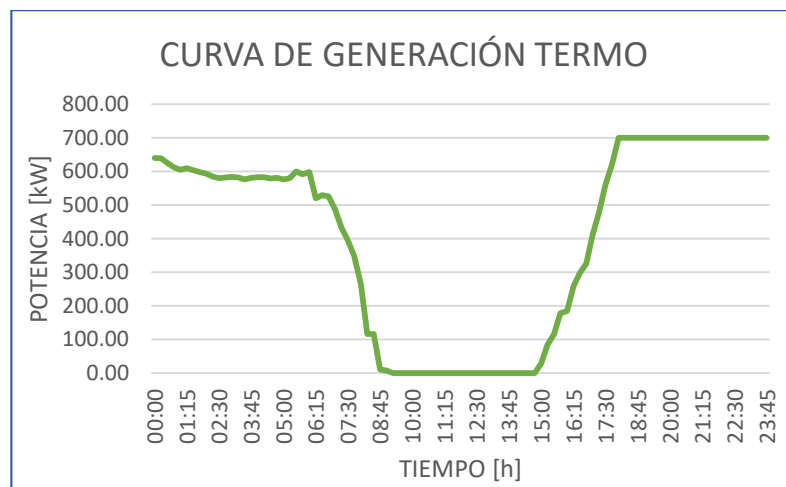


Figura 2.4 Gráfica de generación térmica real

2.3.3 Baterías

Las baterías apropiadas se obtienen analizando la diferencia entre área bajo la curva de la gráfica de generación y de demanda.

Los parámetros y características se determinan empleando las siguientes ecuaciones:

$$C_{nom\ banco} = \frac{Carga\ a\ suplir}{V_{nom\ banco}} \quad (1.6)$$

$$Baterías\ en\ serie = \frac{V_{nom\ banco}}{V_{nom\ bat}} \quad (1.7)$$

$$Número\ total\ de\ baterías = \frac{V_{nom\ banco} * C_{nom\ banco}}{V_{nom\ bat} * C_{nom\ bat}} \quad (1.7)$$

Tener en cuenta que las baterías de manera unitaria tienen un voltaje de 1.2 V, por lo que dentro de cada estudio se tomará de base grupos de dichas baterías de 20, dado que el voltaje de trabajo para cada grupo será de 24 V.

2.3.4 Escenario 1: Demanda Promedio Inicial

Para el primer escenario se consideró una central fotovoltaica de 1.4MW de capacidad instalada, la cual se obtuvo analizando una demanda total promedio obtenida desde una base de datos proporcionada por CNEL-EP. A su vez en las horas de menor generación renovable, se suplirá la carga mediante una central térmica con capacidad instalada de 600kW que fue seleccionada debido a que es mayor a la potencia promedio de la demanda y un banco de baterías conformada por un total de 116 baterías con capacidad unitaria de 300 Ah a 24 V nominales, las cuales tendrán especial actuación en horas de poca luz solar. La Tabla 2.7 muestra la potencia de generación adicional en conjunto producida entre la central fotovoltaica y la termogeneradora; se nota que la generación excede a creces la demanda, por lo que se puede pensar que es más que suficiente; no obstante, se consideró que la información de demanda utilizada es un valor promedio, por lo que este puede incrementar, originando problemas a la estabilidad de la central.

Tabla 2.7 Potencia y energía asociada a escenario 1

POT. ADICIONAL DE GENERACIÓN	POT. DE DEMANDA PICO A SUPLIR	
kW	kW	kWh
5259.37	3342.73	835.68

Ante esto, se plantearon otros casos, de los cuales resaltaron dos por sus características de contingencia y factibilidad, tanto económica como energética, los cuales se detallaran más adelante.

El caso 1 presento un total de 116 baterías, necesarias para suplir el valor de demanda que no podrá ser cubierta por la termogeneradora, siendo de 835682.77 [Wh]; además de tener en conjunto el mismo voltaje que del inversor utilizado. Sin embargo, implementar este caso acarrea grandes costos entre la adquisición de estos y su posterior implementación, como se detalla en la tabla 2.9, donde tan solo las baterías tienen un costo de \$438,480.00. Tenga en cuenta que el voltaje unitario de las baterías es 1,2V y se trabajaron con grupos de 24V, dando como resultado una cantidad total de 2320 baterías de Níquel-Cadmio, tipo de batería que compensa su precio, ya que es del tipo de descarga lenta.

Tabla 2.8 Características del banco de baterías

BANCO DE BATERIAS		Cnom BANCO [Ah]
E_CARGA TOTAL [Wh/dia]	835682.77	619.02
Vnom banco [V]	1350.00	# DE BATERÍAS
Cnom batería [Ah]	300.00	116.07
Vnom batería [V]	24.00	# BAT. EN SERIE
		56.25
		# BAT. EN PARALELO
		2

Tabla 2.9 Costos por implementación de central fotovoltaica

COMPONENTE	PRECIO UNITARIO	CANTIDAD	TOTAL
PANEL SOLAR LONGi 435W LR4-72HPH-435M	\$133.28	3,250	\$433,160.00
INVERSOR PVS-175-TL ABB	\$11,737.00	8	\$93,896.00
1,2 V (24V) 300Ah baja tasa recargable UPS batería de Ni-Cd	\$189.00	2320	\$438,480.00
CABLES Y EQUIPOS	\$200,000.00	1	\$200,000.00
MISCELÁNEOS	\$250,000.00	1	\$250,000.00
TERMOGENERADORA	\$700,000	1	\$700,000
TOTAL CUENTA			\$2,115,536.00

La Figura 2.3 detalla el promedio de la demanda sin excedentes y la generación total a lo largo del día de la central tanto fotovoltaica y térmica.

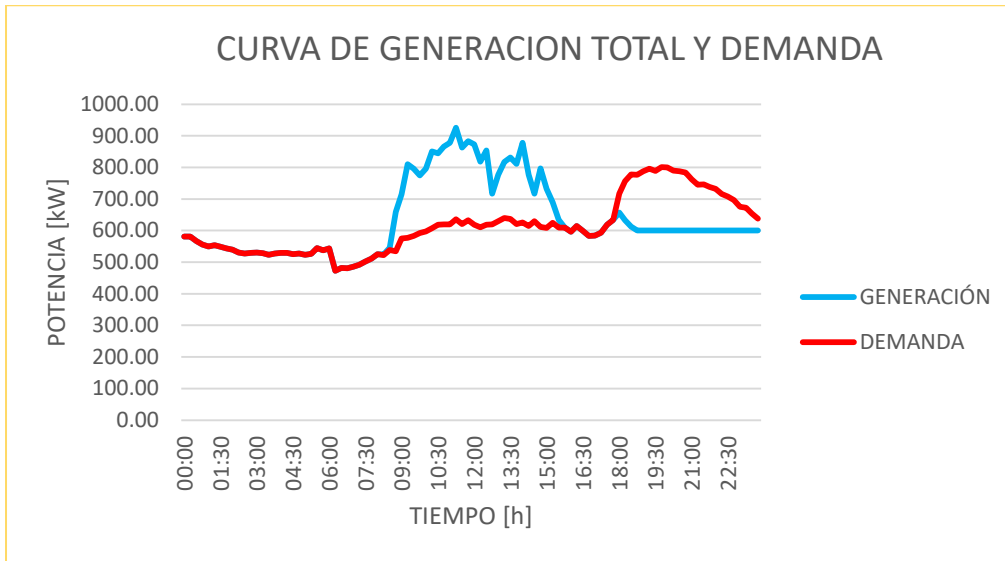


Figura 2.5 Curva de generación total y demanda

2.3.5 Escenario 2: Demanda con Aumento del 15%

Para el segundo escenario se consideró una central fotovoltaica de 1.4MW de capacidad instalada; dicha central buscará cubrir una demanda total promedio obtenida desde una base de datos proporcionada por CNEL, a la cual se la consideró con un incremento del 15%, tomando en cuenta que la carga pueda tener un excedente. A su vez en las horas de menor generación renovable, se suplirá la carga mediante una central termogeneradora con capacidad instalada de 700kW y un banco de baterías conformado por un total de 126 baterías de Níquel-Cadmio con capacidad unitaria de 300 [Ah] a 24 [V] nominales, las cuales tendrán especial actuación en horas de poca luz solar.

Tabla 2.10 Potencia y energía asociada a escenario 2

POT. ADICIONAL DE GENERACIÓN	POT. DE DEMANDA PICO A SUPLIR	
kW	Kw	kWh
2784.96	3619.65	904.91

La Tabla 2.10 muestra la potencia de generación adicional en conjunto producida entre la central fotovoltaica y la termogeneradora; se aprecia que la carga ahora es quien excede a la generación, por lo que su diferencia deberá

de ser suplida en conjunto entre la termogeneradora, quien ha aumentado su valor de capacidad instalada, junto al banco de baterías. Debe tenerse en cuenta que este nuevo caso de estudio no es tan favorable, dado que si existen condiciones atmosféricas adversas a lo esperado, podría no cubrirse la demanda como se debería en horas de generación fotovoltaica; además que el costo por implementar y utilizar una central térmica sumamente caro. A esto se le añade los gastos por la implementación del banco de baterías, los cuales exceden por un aproximado de \$40,000 al valor del caso anterior.

Los costos asociados a la central fotovoltaica se detallan en la Tabla 2.12.

Tabla 2.11 Características del banco de baterías

BANCO DE BATERIAS		Cnom BANCO [Ah]
E_CARGA TOTAL [Wh/dia]	904911.49	670.30
Vnom banco [V]	1350.00	# DE BATERÍAS
Cnom batería [Ah]	300.00	125.68
Vnom batería [V]	24.00	# BAT. EN SERIE
		56.25
		# BAT. EN PARALELO
		2

Tabla 2.12 Costos por implementación de central fotovoltaica

COMPONENTE	PRECIO UNITARIO	CANTIDAD	TOTAL
PANEL SOLAR LONGi 435W LR4-72HPH-435M	\$133.28	3,250	\$433,160.00
INVERSOR PVS-175-TL ABB	\$11,737.00	8	\$93,896.00
1,2 V (24V) 300Ah baja tasa recargable UPS batería de Ni-Cd	\$189.00	2520	\$476,280.00
CABLES Y EQUIPOS	\$200,000.00	1	\$200,000.00
MISCELÁNEOS	\$250,000.00	1	\$250,000.00
TERMOGENERADORA	\$700,000	1	\$700,000
TOTAL CUENTA			\$2,153,336.00

A continuación se muestra la Figura 2.4 asociada a este caso.

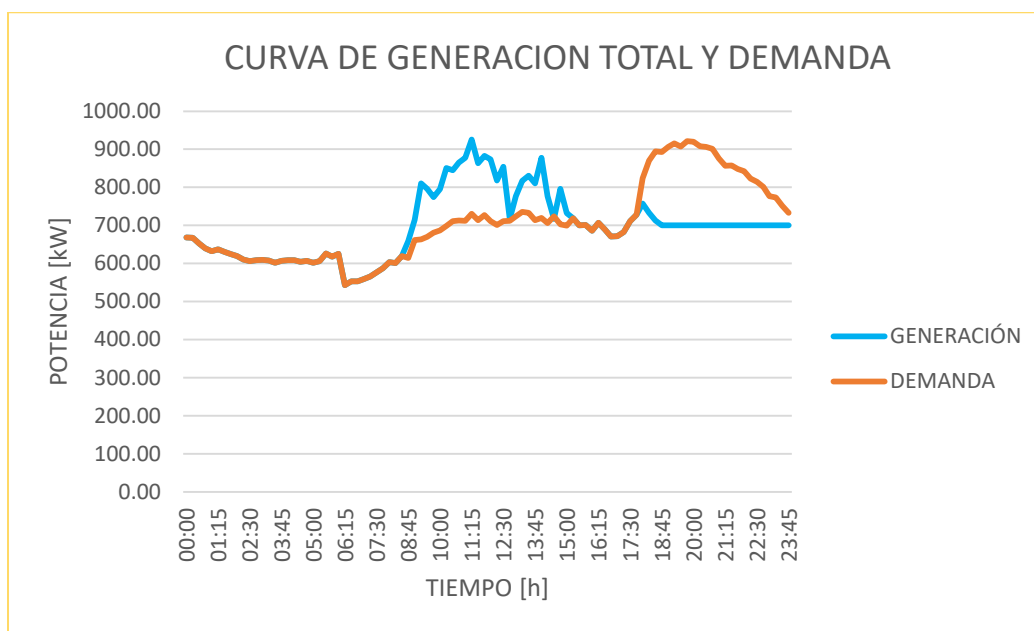


Figura 2.6 Curva de generación total y demanda

2.3.6 Escenario 3: Demanda con Aumento del 15% y menor Capacidad Fotovoltaica

Para el tercer caso se consideró un aumento drástico en la demanda de un 15% del consumo promedio obtenido de los datos de CNEL-EP, dado que al ser una demanda promedio, esta puede ser mayor a lo esperado en un día en específico.

Considerando que tanto en el primer como en el segundo caso la cantidad de baterías es muy elevada, lo cual hace que el costo por su implementación sea cercano al 45% de la inversión total de la central fotovoltaica, se optó por reducir la capacidad instalada de la generadora renovable y en contraste el uso del alimentador Limones para determinadas horas de la noche.

Por tanto se implementó una central fotovoltaica de 1.225MW de capacidad instalada, asociado a un banco de baterías de 57 unidades con capacidad unitaria de 100 [Ah] a 24 [V] nominales, los cuales cubrirán únicamente el consumo durante los valles energéticos durante la tarde, como se aprecia en la Figura 2.5.

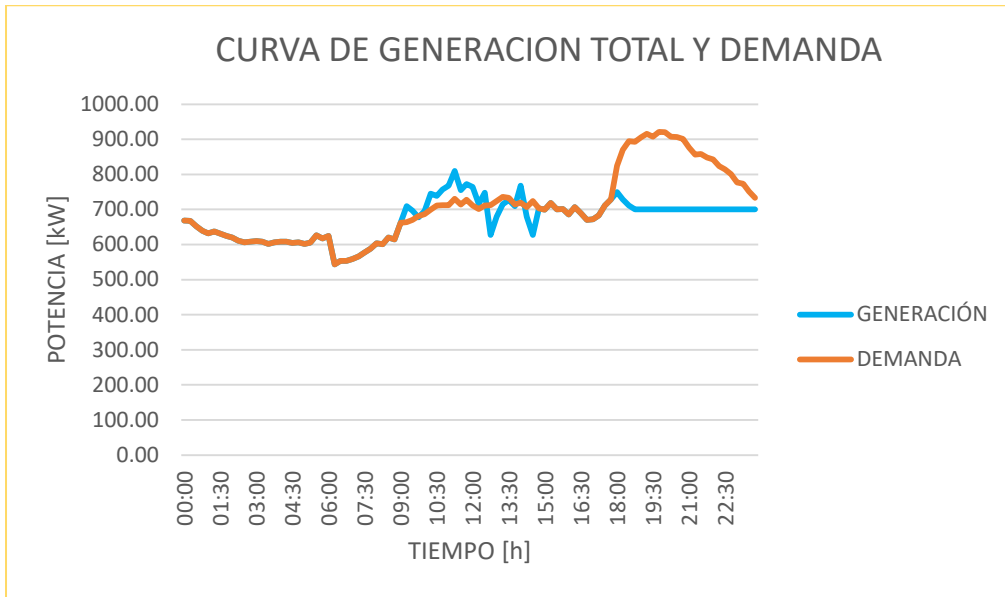


Figura 2.7 Curva de generación total y demanda

Tabla 2.13 Potencia y energía asociada a escenario 3

POT. ADICIONAL	POT. EN VALLES A SUPLIR	
kW	Kw	kWh
573.20	287.54	71.89

Tabla 2.14 Características del banco de baterías

BANCO DE BATERIAS		Cnom BANCO [Ah]
E_CARGA TOTAL [Wh/día]	71886.03	53.25
Vnom banco [V]	1350.00	# DE BATERÍAS
Cnom batería [Ah]	100.00	29.95
Vnom batería [V]	24.00	# BAT. EN SERIE
		56.25

La Tabla 2.13 muestra la generación en conjunto producida entre la central fotovoltaica y la termogeneradora; se nota que la generación vuelve a exceder la demanda; sin embargo, el exceso a considerarse aquí muestra una cualidad peculiar en la gráfica, dando en ciertos instantes valles energéticos, en donde la generación no puede suplir la carga, a pesar de ser horas de gran generación fotovoltaica, por lo que será necesario la inserción de baterías en dichos espacios de interés.

Tabla 2.15 Costos por implementación de central fotovoltaica

COMPONENTE	PRECIO UNITARIO	CANTIDAD	TOTAL
PANEL SOLAR LONGi 435W LR4-72HPH-435M	\$133.28	3,000	\$399,840.00
INVERSOR PVS-175-TL ABB	\$11,737.00	7	\$82,159.00
1,2 V (24V) 300Ah baja tasa recargable UPS batería de Ni-Cd	\$279.00	57	\$15,903.00
CABLES Y EQUIPOS	\$200,000.00	1	\$200,000.00
MISCELÁNEOS	\$250,000.00	1	\$250,000.00
TERMOGENERADORA	\$700,000	1	\$700,000
TOTAL CUENTA			\$1,647,902.00

Para tener un menor gasto, se optó por conectarse a la red en las horas de poca generación fotovoltaica, dependiendo en menor medida de las baterías, las cuales serán únicamente empleadas como ya se explicó en los valles energéticos.

2.3.7 Escenario 4: Demanda con Aumento del 10% y menor Capacidad Fotovoltaica

Las consideraciones previas se asocian a una carga futura lejana, por lo que tomar en cuenta un aumento del 10% en la demanda es un análisis más apropiado, valiéndose de los elementos con las mismas características que el escenario anterior; esto debido a que se necesita el mismo número de baterías debido al voltaje de trabajo entre el inversor y estas deben de ser los mismos. Se mantiene el mismo objetivo de generar el mayor ahorro por tema de costos de implementación, etc.

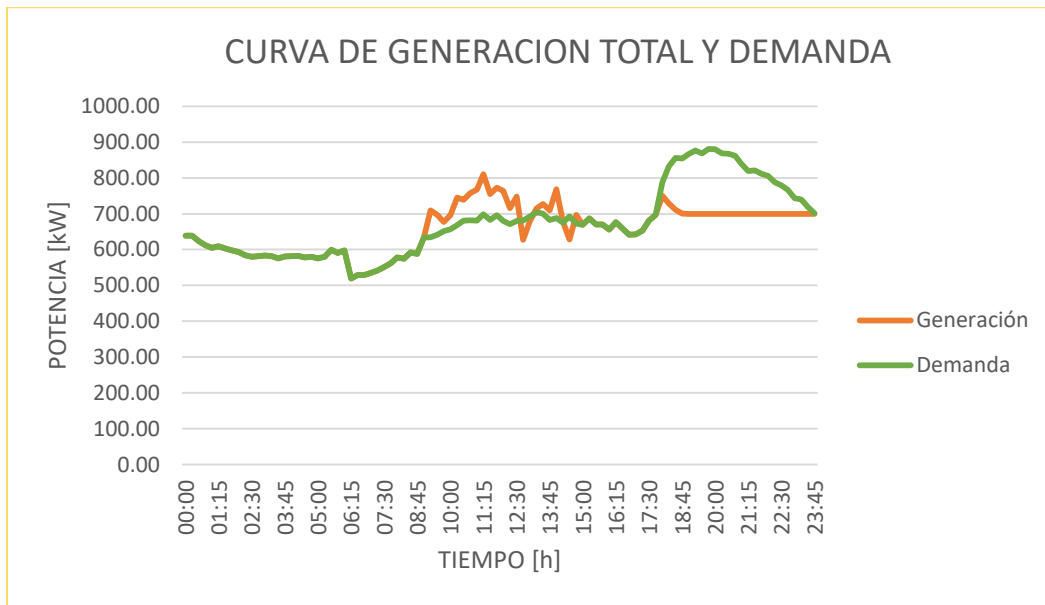


Figura 2.8 Curva de generación total y demanda

Se puede apreciar en la Figura 2.6 que las baterías tendrán menor aporte debido a la reducción de los valles energéticos. Durante horas de la noche, la termogeneradora permanecerá operando a su máxima capacidad de 700 MW en conjunto del aporte de energía por parte del alimentador Limones.

La Tabla 2.16 denota un considerable aumento en la potencia en exceso respecto de la demanda; mientras que los valles muestran un reducción de casi el 50% de su valor inicial, de esta manera hay menor efecto colateral en caso que las baterías no lleguen a cumplir su cometido.

Tabla 2.16 Potencia y energía asociada a escenario 4

POT. ADICIONAL	POT. EN VALLES A SUPLIR	
kW	Kw	kWh
1120.14	131.83	32.96

En la Tabla 2.17 se muestran las características del banco de baterías para este escenario.

Tabla 2.17 Características del banco de baterías

BANCO DE BATERIAS		Cnom BANCO [Ah]
E_CARGA TOTAL [Wh/dia]	32957.59	24.41
Vnom banco [V]	1350.00	# DE BATERÍAS
Cnom batería [Ah]	100.00	13.73
Vnom batería [V]	24.00	# BAT. EN SERIE
		56.25

CAPITULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En esta sección se muestra un análisis de los resultados obtenidos para la implementación de la central fotovoltaica en conjunto con un generador térmico, un banco de baterías y su interconexión con la red. Dichos resultados se presentan en tablas obtenidas a través del software CYME mediante la herramienta de flujo de carga.

El capítulo se dividirá en diferentes secciones: resultados de escenario inicial, resultados de escenario contemplando un aumento del 10% en la demanda y finalmente los resultados considerando un aumento del 15% en la demanda. Adicionalmente se incluye la estructura de primera etapa y los resultados de toma de parámetros de la red para el sistema de comunicación SCADA.

Cabe recalcar que todos los escenarios plasmados acatan lo dispuesto por la regulación CONELEC-004-01, manteniéndose todos los valores de voltaje de los generadores a colocarse para cada uno de los escenarios dentro del rango del $\pm 10\%$ permitido, tomando como base el voltaje de media tensión del alimentador Limones de 13.8kV.

ESCENARIO INICIAL CON DEMANDA AL 100%					
SUMINISTRO	VOLTAJE [V]	POTENCIA [kW]	REACTIVOS [kVAR]	POTENCIA APARENTE [KVA]	PÉRDIDAS TOTALES [kW]
RED	13.7	771	289	823	43.12

Tabla 3.1 Valores iniciales de parámetros de la Red

3.1 RESULTADOS DE ESCENARIO INICIAL

Se procedió a ejecutar un flujo de carga dentro del software CYME para el escenario inicial dado por CNEL-EP, con lo cual se obtuvieron los respectivos valores de voltajes, potencias y pérdidas presentadas en la Tabla 3.1. Además

se presentan las condiciones iniciales de sobrecargas y subtensiones que hay en el sistema.

La Tabla 3.1 muestra el aporte de la red a la carga presente en la localidad del pueblo Valdez, siendo de un total de 771 kW, repartida a cada una de las 33 cargas diversificadas a lo largo de la red, conteniendo además el valor de 43.12kW asociado a pérdidas de potencia a lo largo de las líneas de distribución. A su vez la potencia reactiva generada inicialmente fue de 289 kVAR, cantidad que no parecía ser la adecuada dado que existían 25 anomalías por concepto de subtensiones, las cuales se buscó reducir y de ser posible eliminarlas en su totalidad mediante la implementación del generador térmico de respaldo; mientras que la generación fotovoltaica se encargó de incrementar el aporte de potencia activa hacia las cargas y de ser posible también a la red.

Se debe tomar en consideración que CYME ya contabiliza dentro de los flujos de potencia realizados las pérdidas a través de las líneas y las propias de equipos varios, valores que ya constaban dentro de los datos de demanda dispuestos por CNEL-EP; por ello dichos valores de pérdidas fueron cubiertos por la respectiva unidad de generación.

Tabla 3.2 Anomalías eléctricas en la Red

CONDICIONES DE OPERACIÓN INICIAL	
Sobrecarga	14
Subtensión	25
Sobretensión	0

Previo a la inserción de los sistemas de generación, la red en la localidad de estudio ya contenía problemas en cuanto se refiere a sobrecarga y subtensiones; las sobrecargas se asociaban a los transformadores que operaban por encima de su límite nominal, consecuencia de un posible mal dimensionamiento en la capacidad nominal de dichos equipos. CYME en su reporte de anomalías (Tabla 3.2) detalla la cantidad de sobretensiones preexistentes en la red, con un total de 14.

Las subtensiones se debieron a las caídas de tensión ligadas a la larga distancia en la distribución de la energía desde la subestación Limones hasta las diversas

cargas en el pueblo Valdez; a esto se incluye el limitado aporte de reactivos por parte de la red, parámetro que se mejoró dentro de los escenarios posteriores gracias al sustancial aporte de reactivos como se explicó anteriormente.

3.2 ESCENARIO CON DEMANDA AUMENTADA EN UN 10%

Para estos resultados se usó la curva de demanda con un 10% de aumento, esto en consideración que al ser una curva promedio los valores en ella pueden aumentar o disminuir en un día específico.

Si la demanda es menor al promedio, esta no representa problemas para el sistema; sin embargo, cuando esta llega a ser mayor que el promedio, la situación llega a ser crítica, pudiendo dar paso a inestabilidades en el sistema eléctrico; es por ello que se consideró un incremento porcentual en la demanda, que representaría a los días más críticos durante el año.

Cabe recalcar que los valores de las siguientes tablas serán de las líneas que van hacia cada elemento nombrado.

3.2.1 Considerando la demanda en su máximo valor

Tabla 3.3 Resultados ante demanda máxima en la Red

ESCENARIO 1: DEMANDA MÁXIMA					
SUMINISTRO	VOLTAJE [kV]	POTENCIA [kW]	REACTIVOS [kVAR]	POTENCIA APARENTE [KVA]	PÉRDIDAS TOTALES [kW]
TERMOGENERADORA	13.5	700	882.20	1126.18	53.72
FOTOVOLTAICA	13.5	-2	0	2	
BATERÍAS	13.5	-2	-1	2.23	
RED	13.2	235.83	-408.90	472.04	

La demanda máxima aparece usualmente a las 19h45, en donde la energía generada depende únicamente de la termogeneradora, la cual tiene un aporte de reactivos de 882.20 kVAR, lo suficiente como para entregar los reactivos necesarios para las cargas en la localidad del pueblo Valdez, así como de ser capaz de proporcionar reactivos a la red.

Se puede evidenciar en la Tabla 3.3 que la inclusión de un generador térmico en la red permitió disminuir las subtensiones en el sistema en cinco unidades, teniendo así un mejor control del voltaje y de las anomalías preexistentes. Una sugerencia para reducir la cantidad remanente de subtensiones sería el acople de condensadores en ubicaciones óptimas, a fin de aportar los reactivos necesarios.

No existe aporte de potencia activa por parte de la generadora renovable como de las baterías de almacenamiento y ya que el generador térmico se encuentra operando a su máxima capacidad, el restante de potencia necesaria logra ser cubierta por la red, mediante el alimentador Limones con 235,83 kW. Por lo tanto, en esta condición se hace imperativo que la red se encuentre en condiciones óptimas para abastecer la carga en este momento, asegurando por ende la estabilidad del sistema.

A pesar de mejorar algunos de los parámetros y condiciones en el presente escenario, las sobrecargas no lograron ser resueltas, pudiéndose reemplazar por equipos de mayor capacidad nominal aparente.

Tabla 3.4 Nuevas anomalías eléctricas en la Red

CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL ESCENARIO 1	
Sobrecarga	14
Subtensión	20
Sobretensión	0

3.2.2 Considerando la demanda en su mínimo valor

Ajustando los parámetros necesarios en el caso inicial a fin de satisfacer la demanda mínima, se obtuvieron los resultados de la Tabla 3.5. Siendo las 6h15, la generación térmica se encuentra operando a un 78% de su capacidad nominal, entregando un total de 519.57 kW, lográndose cubrir la demanda de manera certera y sin contingencias.

A esto se le suma la entrega de reactivos a la red proporcionada por éste, llegándose a eliminar por completo las subtensiones preexistentes (Tabla 3.6). Este comportamiento de mayor impacto que el observado ante demanda máxima

se debió a la menor cantidad de reactivos requerido por la carga, pudiéndose tener un mejor control de voltaje en las subtensiones iniciales.

Tabla 3.5 Resultados ante demanda mínima en la Red

ESCENARIO 2: DEMANDA MÍNIMA					
SUMINISTRO	VOLTAJE [kV]	POTENCIA [kW]	REACTIVOS [kVAR]	POTENCIA APARENTE [KVA]	PÉRDIDAS TOTALES [kW]
TERMOGENERADORA	13.6	519.57	739.96	904.15	34.55
FOTOVOLTAICA	13.6	-2	0	2	
BATERÍAS	13.6	-2	-1	2.23	
RED	13.2	0	-380.20	380.20	

Debido a la poca irradiación solar para la hora de análisis, la generación fotovoltaica no tiene aporte de potencia alguna al igual que no existía energía almacenada que entregar por parte de las baterías; a pesar de ello, no resultaron ser necesarias en dicho instante pues la central térmica es capaz de sobrellevar la demanda total, al punto de no tener participación de la red, teniendo un ahorro sustancial en cuanto a energía proveniente del alimentador Limones, pero si costos en cuanto a operación del generador de respaldo.

Entre generación y carga existe una pérdida total de 34.55 kW, las cuales fueron también cubiertas por la termogeneradora, haciéndose evidente por el aumento del valor de voltaje de operación de la termogeneradora, voltaje que está dentro de los parámetros permitidos por CONELEC.

A pesar de tener condiciones de demanda diferente, las sobrecargas previas se mantienen por 14 unidades, por lo que este fenómeno se consideró ajeno a toda mejora que se realizó en el presente trabajo; sin embargo, se sugiere sustituirlos.

Tabla 3.6 Nuevas anomalías eléctricas en la Red

CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL ESCENARIO 2	
Sobrecarga	14
Subtensión	20
Sobretensión	0

3.2.3 Considerando la generación Fotovoltaica Máxima

Cuando la central fotovoltaica se encuentra generando su máximo valor de generación de 810.24kW, dió la posibilidad de contribuirle a la red eléctrica un total de 62.93kW, luego haber cubierto por completo la carga asociada de 756.31 kW a las 11h15, siendo esta central la absoluta responsable por aporte de potencia activa, pues según la Tabla 3.7 el respaldo no abonará potencia activa durante este período.

La termogeneradora juega por lo tanto un rol importante al ser la encargada de aportar todos los reactivos en la simulación, esto con el fin de mantener la estabilidad de voltaje en el sistema, dado que la generadora renovable no es capaz de aportar dicho parámetro eléctrico. El respaldo en generación logra abonar 307.20 kVAR a la red, además de dar paso a la eliminación de un total de 20 anomalías por concepto de subtensiones en la red, teniéndose un remanente de 5 unidades persistente con caída de voltaje, situación que puede solucionarse mediante la aplicación de condensadores.

Si se observa la Tabla 3.8, se puede apreciar que todos los elementos de generación eléctrica en términos de voltaje de operación se encuentran dentro del rango aceptable de operación dictaminado por CONELEC, con la finalidad de poder transmitir la potencia necesaria a lo largo del sistema de distribución eléctrica, de donde se perdió un total de 47.32 kW.

Tabla 3.7 Resultados ante Fotovoltaica Máxima en la Red

ESCENARIO 3: FOTOVOLTAICA MÁXIMA					
SUMINISTRO	VOLTAJE [kV]	POTENCIA [kW]	REACTIVOS [kVAR]	POTENCIA APARENTE [KVA]	PÉRDIDAS TOTALES [kW]
TERMOGENERADORA	13.6	-4	736.29	725	47.32
FOTOVOLTAICA	13.7	810.24	-36	811.04	
BATERÍAS	13.7	-2	-1	2.23	

RED	13.2	-62.93	-307.20	313.58	
------------	------	--------	---------	--------	--

Tabla 3.8 Nuevas anomalías en la Red

CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL ESCENARIO 3	
Sobrecarga	14
Subtensión	5
Sobretensión	0

3.2.4 Considerando el máximo aporte energético de las baterías

Con igual importancia, se analizó el mayor aporte de energía por parte de las baterías solares, condición presente dentro de los valles energéticos cercanos al mediodía, cubriendo un valor de demanda de 64.94 kW; mientras que la central fotovoltaica aporta con los restantes 627,68 kW requeridos por la carga para la hora en estudio, por lo que la potencia activa quedó totalmente despachada.

La generación térmica cumple la misma función que del análisis anterior, aportando los reactivos requeridos por la carga por un valor de 778.51 kVAR, además de ser capaz de entregar reactivos a la red con 366.73 kVAR, lo que se consolidó la reducción de subtensiones en un 80% al igual que en casos anteriores; tomando en cuenta este patrón, garantizar un aporte de reactivos adicional a la red eléctrica da paso a un mejor control de voltaje en la localidad de la red, mejorado así la calidad de servicio eléctrico en el pueblo Valdez.

Tabla 3.9 Resultados ante máximo aporte de baterías en la Red

ESCENARIO 4: APOORTE MÁXIMO DE BATERÍAS					
SUMINISTRO	VOLTAJE [kV]	POTENCIA [kW]	REACTIVOS [kVAR]	POTENCIA APARENTE [KVA]	PÉRDIDAS TOTALES [kW]
TERMOGENERADORA	13.6	-4	778.51	766	45.30
FOTOVOLTAICA	13.6	627.68	-22	628.27	
BATERÍAS	13.6	64.94	-1	64.94	
RED	13.2	0	-366.73	366.73	

Los voltajes se encuentran dentro de lo permitido por CONELEC; no obstante, se tienen pérdidas en el trayecto de distribución de energía por un total de 45.30 kW, siendo esta compensadas eficientemente por la central de energía renovable.

Las sobrecargas permanecen presentes, al igual que para consideraciones anteriores, realizar sustituciones de equipos en cuanto refiere a capacidad nominal de potencia puede solucionar el problema; por su lado, las subtensiones restantes serían eliminadas gracias al aporte de reactivos provenientes de condensadores.

Tabla 3.10 Nuevas anomalías en la Red

CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL ESCENARIO 4	
Sobrecarga	14
Subtensión	5
Sobretensión	0

3.3 ESCENARIO CON DEMANDA AUMENTADA EN UN 15%

Para estos resultados se usó la curva de demanda con un 15% de aumento; dicho incremento representa a la carga futura a tenerse en la red asociada al pueblo Valdez, por lo que se tendría una noción de cómo actuaría el sistema ante un cambio en tal proporción.

Cabe recalcar que los valores de las tablas son de las líneas que van hacia los componentes nombrados.

3.3.1 Considerando la demanda en su máximo valor

Similar a su homólogo con un incremento del 10%, la potencia activa suministrada por la termogeneradora en horas de la noche no logra ser la necesaria a pesar de operar a su máxima capacidad, por lo que a través del alimentador Limones fue posible suplirse los 279.81 kW restantes a la red, cumpliéndose las condiciones para el flujo más óptimo simulado por el software

CYME, el cual detalla además un aporte adicional de potencia reactiva hacia la red por parte del generador de respaldo (417.43 kVAR).

Aunque que la generadora térmica contribuye con reactivos requeridos por la red, estos no logran ser los necesarios para resolver los problemas por subtensiones presentes en el análisis, que se mantienen en 25 unidades con dicha anomalía (Tabla 3.12). Ante esto se puede optar por ubicar capacitores en las ubicaciones que denotan caída de tensión, brindando una mejor calidad de servicio eléctrico a la localidad.

Tabla 3.11 Resultados ante demanda máxima en la Red

ESCENARIO 1: DEMANDA MÁXIMA					
SUMINISTRO	VOLTAJE [kV]	POTENCIA [kW]	REACTIVOS [kVAR]	POTENCIA APARENTE [KVA]	PÉRDIDAS TOTALES [kW]
TERMOGENERADORA	13.5	700	919.42	1155.57	57.59
FOTOVOLTAICA	13.5	2	0	2	
BATERÍAS	13.5	-2	-1	2.23	
RED	13.2	279.81	-417.43	502.53	

Un aumento en la potencia reactiva entregada influenciará en la cantidad de pérdidas que se tendrán en las líneas de distribución, por lo que estas solo llegan a ser de 57.59 kW ante un aporte de 417.43 kVAR hacia la red. En cuanto refiere a los valores de voltaje para los elementos de generación, estos se mantienen al nivel permitido por CONELEC, aunque en menor proporción que la estimación del 10%; esto radica en el aumento de la carga, por lo que una caída de voltaje general sería inevitable, y aunque se mantenga este parámetro dentro de lo permitido, la eficiencia del sistema podría no ser la más óptima.

A raíz del aumento en la demanda, no se lograron eliminar las subtensiones en la misma proporción que para un incremento del 10% en la demanda, ya que los reactivos no son los necesarios para tenerse los mismo resultados.

Tabla 3.12 Nuevas anomalías en la Red

CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL ESCENARIO 1	
Sobrecarga	14
Subtensión	25
Sobretensión	0

Para las sobrecargas bastará con sustituir los transformadores existentes por unos de mayor capacidad nominal.

3.3.2 Considerando la demanda en su mínimo valor

Aportando un total de 750.50 kVAR, la generadora no renovable fue capaz de suplir la potencia reactiva necesaria para la red, así como de disminuir las anomalías por subtensiones encontradas en la red en un total de 20, mejorándose así la calidad de servicio eléctrico en la localidad.

Esto significa que ante una demanda mínima se tendrá un mejor control de voltaje mediante la nueva generadora implementada, gracias a un mayor aporte de reactivos de la red los cuales no serán desplazados en gran cantidad hacia la carga en general, como se ve en la tabla 3.13 con 372.33 kVAR.

El generador fotovoltaico no tendrá participación en esta sección dado que no existirá irradiación solar durante este, mucho menos actuación de las baterías de almacenamiento.

Tabla 3.13 Resultados ante Demanda mínima

ESCENARIO 2: DEMANDA MÍNIMA					
SUMINISTRO	VOLTAJE [kV]	POTENCIA [kW]	REACTIVOS [kVAR]	POTENCIA APARENTE [KVA]	PÉRDIDAS TOTALES [kW]
TERMOGENERADORA	13.6	543.19	750.40	926.37	35.43
FOTOVOLTAICA	13.6	-2	0	2	
BATERÍAS	13.6	-2	-1	2.23	
RED	13.2	0	-372.33	372.33	

Los valores de voltaje se incrementan considerablemente en consecuencia de la disminución de la carga, por lo que las pérdidas se logran disminuir hasta un

valor de 35.43 kW, teniendo un sistema con menores gastos asociados a pérdidas.

Cambiar los transformadores que denotan sobrecarga puede ayudar con el problema que presenta la Tabla 3.14.

Tabla 3.14 Nuevas anomalías en la Red

CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL ESCENARIO 2	
Sobrecarga	14
Subtensión	5
Sobretensión	0

3.3.3 Considerando la generación fotovoltaica máxima

Ante la máxima generación fotovoltaica posible, se evidenció que si se logró abastecer la demanda de potencia activa solicitada en este caso; además que la generadora de respaldo aportó de manera correcta los reactivos apropiados a la red, a fin de evitar una dependencia innecesaria del alimentador Limones y pudiendo así mejorar las condiciones de subtensiones de manera eficaz, dejando solo 5 unidades con anomalías por atender como lo señala la Tabla 3.15.

Tabla 3.15 Resultados ante máxima generación fotovoltaica

ESCENARIO 3: FOTOVOLTAICA MÁXIMA					
SUMINISTRO	VOLTAJE [kV]	POTENCIA [kW]	REACTIVOS [kVAR]	POTENCIA APARENTE [KVA]	PÉRDIDAS TOTALES [kW]
TERMOGENERADORA	13.6	-4	765.13	765.13	49.02
FOTOVOLTAICA	13.7	810.24	-36	811.04	
BATERÍAS	13.7	-2	-1	2.23	
RED	13.2	-29.41	-314.33	315.70	

La central fotovoltaica es capaz de sólo proporcionarle a la red 29.41 kW; mientras que los voltajes se mantienes altos, con la finalidad de minimizar las pérdidas para el caso en estudio siendo de 49.02 kW.

Se sugiere reemplazar los transformadores existentes por unidades de mayor capacidad nominal ante las sobrecargas detectadas.

Tabla 3.16 Nuevas anomalías en la Red

CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL ESCENARIO 3	
Sobrecarga	14
Subtensión	5
Sobretensión	0

3.3.4 Considerando el máximo aporte energético de las baterías

Finalmente ante la aparición de valles energéticos, las baterías solares estarán al resguardo de dichos percances, cubriendo de manera correcta la potencia durante estos por 84.98 kW; mientras que la central de energía renovable contribuye con la potencia activa requerida por la carga con 627.15 kW.

En cuanto concierne a subtensiones, el suministro de potencia reactiva logró reducir las anomalías de subtensiones en 20 unidades debido a la elevada entrega de reactivos por parte de la termogeneradora (Tabla 3.18).

Tabla 3.17 Resultados ante el máximo aporte de baterías en la Red

ESCENARIO 4: APOORTE MÁXIMO DE BATERÍAS					
SUMINISTRO	VOLTAJE [kV]	POTENCIA [kW]	REACTIVOS [kVAR]	POTENCIA APARENTE [KVA]	PÉRDIDAS TOTALES [kW]
TERMOGENERADORA	13.6	-4	777.71	777.72	46.14
FOTOVOLTAICA	13.6	627.15	-21	627.50	
BATERÍAS	13.6	84.98	-2	85	
RED	13.2	0	-365.40	365.40	

Tabla 3.18 Nuevas anomalías en la Red

CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL ESCENARIO 4	
Sobrecarga	14
Subtensión	5
Sobretensión	0

3.4 RESULTADOS DE CALIDAD Y CONTINUIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

Los valores anuales de FMIK y TTIK dados por CNEL-EP se los presenta en la Tabla 3.19

Tabla 3.19 Índices de calidad iniciales

ESCENARIO INICIAL	
VALOR FMIK ANUAL	32.94
VALOR TTIK ANUAL	99.15

El número de interrupciones anuales con las horas de uso de la red y la cantidad de energía dada al sistema son mostradas en la Tabla 3.20, donde se compara el escenario inicial con el escenario luego de introducir nuestro proyecto.

Se obtuvo una reducción del casi 100% de las interrupciones anuales, dado que el uso de horas del alimentador Limones, así como de la energía proporcionada por este, se reducen en un 96%. Y este 4% de uso del alimentador se dará solo en horas de la noche.

Tabla 3.20 Comparativa entre índices de calidad iniciales y con generación renovable

ESCENARIO INICIAL		ESCENARIO FINAL	
INTERRUPCIONES ANUALES	37	INTERRUPCIONES ANUALES	1
HORAS DE USO DE RED	8760	HORAS DE USO DE RED	2190
ENERGÍA USADA DE LA RED [kWh]	5376928.15	ENERGÍA USADA DE LA RED [kWh]	249915.5

3.5 SISTEMA DE SCADA IMPLEMENTADO

Se implementó únicamente la primera etapa de la estructura SCADA, que corresponde a la toma de datos de la red para su respectivo procesamiento por parte de los niveles subsecuentes, entre ellos la interfaz HMI mediante microprocesador y comunicación RTU.

La red de trabajo con sus parámetros asociados se detallan numéricamente en la sección de anexos, donde se muestra el código de matlab empleado para la inserción de datos de la red. Dicho código fue modificado del trabajo de *Prueba del alimentador bajo control PV_Q perteneciente al Dr. Sixifo Falcones*, docente de ESPOL.

Una vez ingresados todos los valores necesarios, el código da paso a la simulación en la herramienta SIMULINK, la cuál contiene la simulación de los arreglos fotovoltaicos en estudio, representados por componentes relacionadas a las variables de entrada y salida como se aprecia en la Figura 3.1, donde cada arreglo tiene una referencia de potencias y factor de potencia; mientras que como variables de salida se tienen las magnitudes de voltaje y potencia activa. A esto se les asocia una referencia de PCC con los demás inversores, a fin de tener un control en conjunto.

Los seccionadores agregados se utilizarán para analizar el comportamiento de dichos arreglos ante un aumento en la demanda.

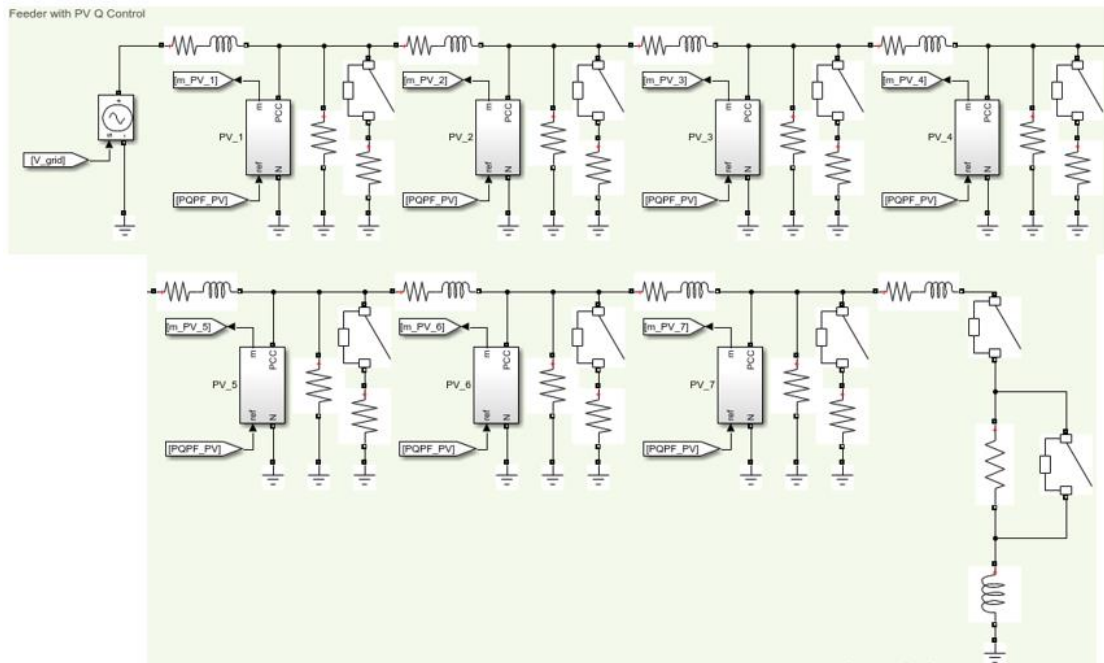


Figura 3.1 Arreglo Fotovoltaico para la generación en *SIMULINK*

En la figura 3.2 se muestra que las referencias están ligadas a señales de tipo escalón, esto con el fin de tener una lectura y análisis de datos mas apegada a la realidad; además que se trabajó con valores discretos.

PV Measurements contiene el desglose de la variable de salida de los inversores en los voltajes y corrientes a usarse para en subsecuente análisis de datos, mediante la lectura contenida en los Scopes.

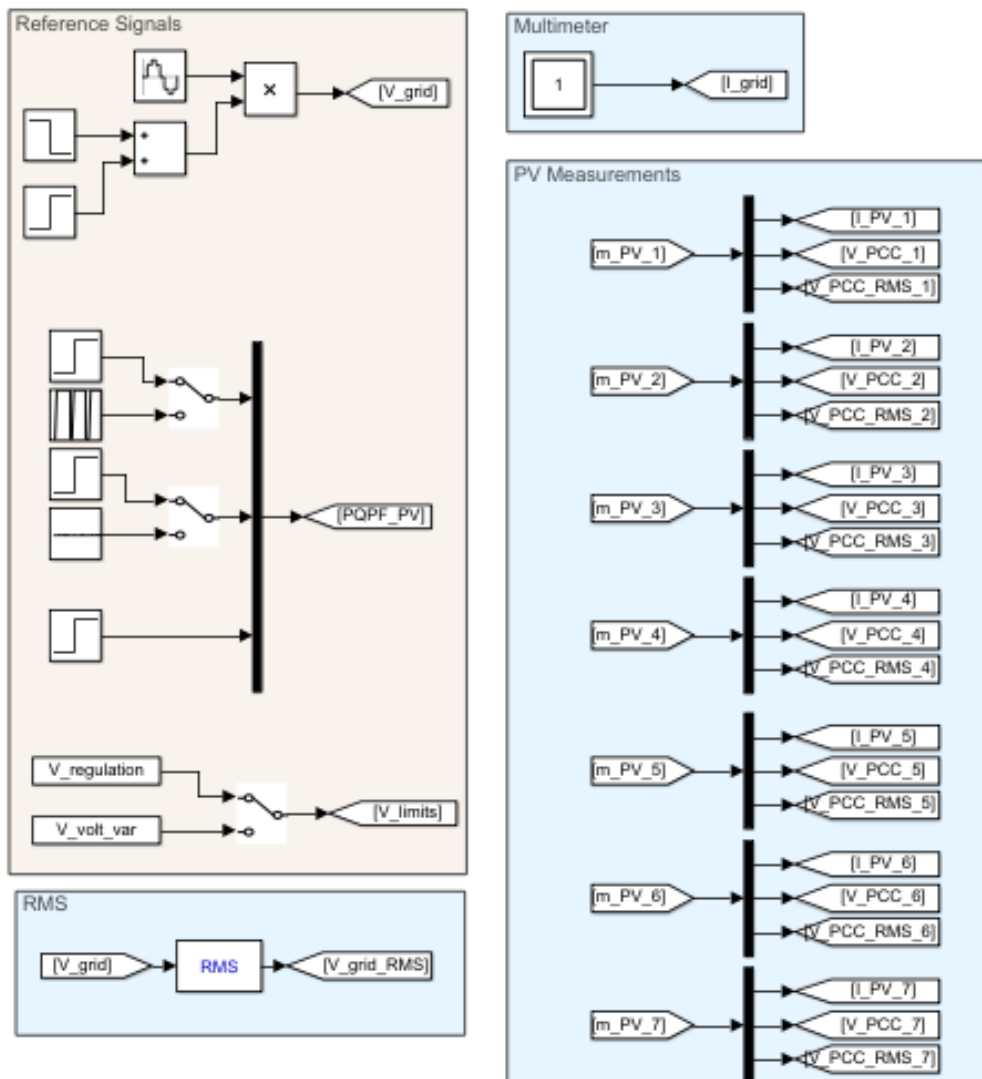


Figura 3.2 Señales de entradas y salidas para la simulación en *SIMULINK*

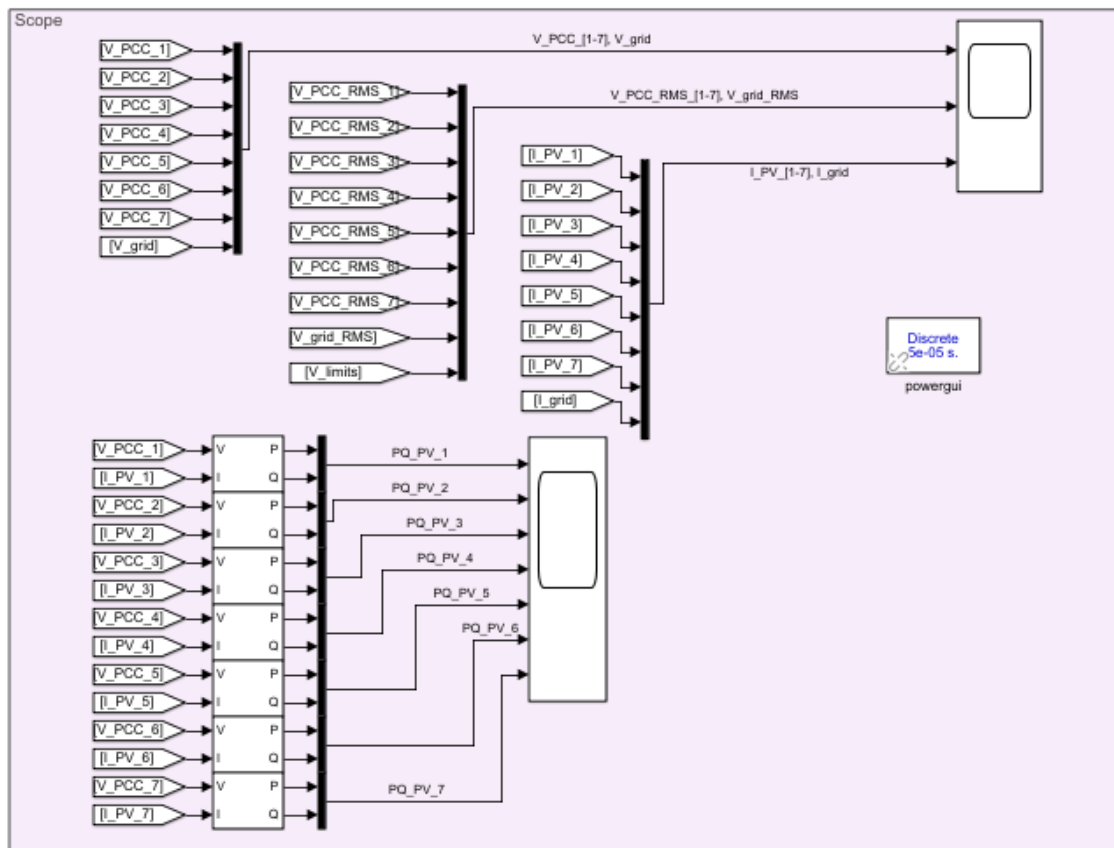


Figura 3.3 Variables a simularse y evaluarse en SCADA mediante el Scope

La estructura de toma de datos de lectura para cada uno de los inversores está detallada en la Figura 3.3, teniéndose dos muestras por pantalla a través de los SCOPE.

El prime Scope (Figura 3.4) muestra lecturas de voltaje en el punto de conexión PCC (primera sección) con un valor pico de 30000 [V]; voltaje RMS en el punto de conexión PCC (segunda sección) de aproximadamente 20000 [V]; y la corriente generada por cada arreglo fotovoltaico (tercera sección), la cual pasado su respectivo transiente llega a un valor pico cercano a 400 [A].

El segundo Scope (Figura 3.5) revela el aporte de potencia activa y reactiva por parte de los inversores, donde evidentemente la potencia reactiva es nula, mientras que la potencia activa llega su pico de 175 kW unitarios.

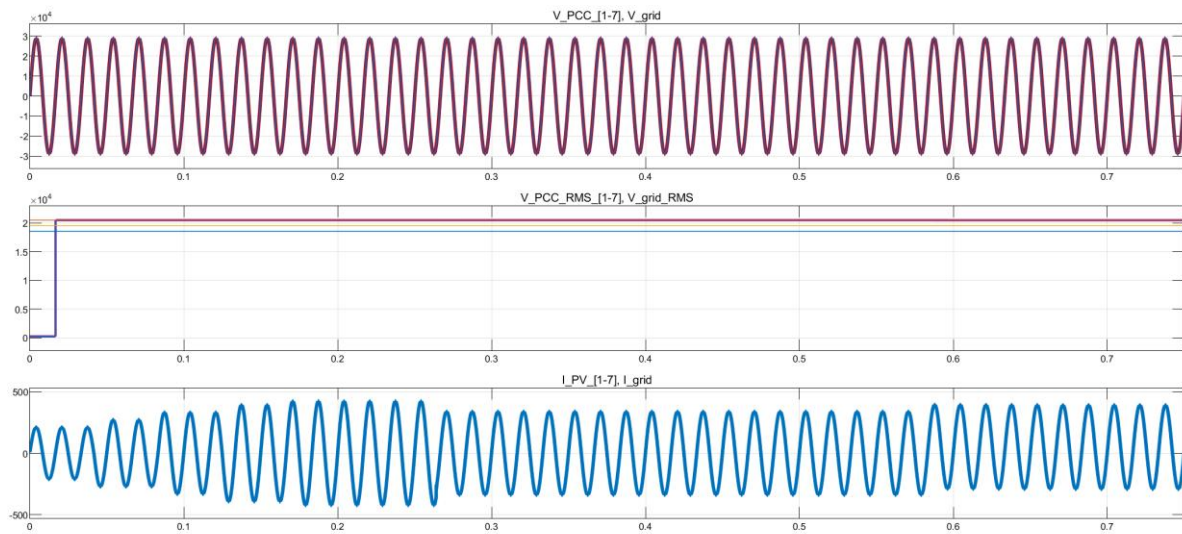


Figura 3.4 Lectura de las variables asociadas al arreglo fotovoltaico

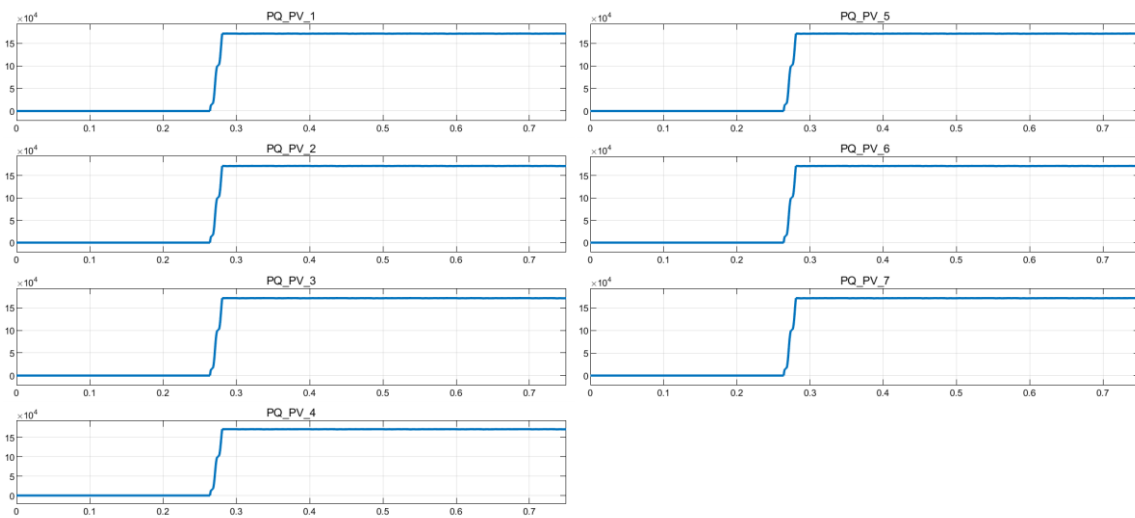


Figura 3.5 Lectura de la potencia activa y reactiva proporcionada por el arreglo fotovoltaico

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

Para el diseño del proyecto es esencial aumentar la curva de demanda usada debido a que dicha curva será un promedio de los días de un mes, es por ello por lo que al ser un promedio la demanda puede ser mayor o menor que la de la curva en un instante específico, y al ser una demanda mayor el punto crítico, se necesitará aumentar esta demanda en un 10% o 15%, con esto se prevea un incorrecto dimensionamiento de las generadoras.

Para el correcto funcionamiento de una red local como alta penetración renovable es esencial que cuente con un método de estabilidad debido a que los reactivos que necesita la red no podrán ser asumidos por la generación renovable debido a que no cuenta con dichas características, además de que al ser una generación que no cuenta con una continuidad en la generación de potencia activa a lo largo de todo el día, no se podrá contar para abastecer la demanda en todo instante, por ello también dependerá de otro componente para estabilizar el sistema al momento de funcionar.

La calidad del servicio eléctrico se verá mejorado debido a la termogeneradora, dado que en la red local aumentará la cantidad de reactivos, con los cuales se podrá reducir las caídas de voltajes en el sistema. Donde el 20% de las subtensiones serán reducidas cuando ocurra la demanda máxima y un 75% hasta 100% de dichas subtensiones se reducirán en todo el día.

La reducción del aporte del alimentador Limones con respecto al tiempo y a la cantidad de energía se reducirá en un 95% con respecto al escenario inicial, dando lugar a la disminución de interrupciones del sistema eléctrico casi en su totalidad, mejorando así la continuidad del sistema en el pueblo Valdez y dependiendo en su totalidad de la generación térmica y la generación fotovoltaica.

Los valles energéticos que aparecen en el día debido a que la generación fotovoltaica no es continua y por el aumento de demanda, se logran suplir con el banco de baterías diseñado para el sistema, quien será cargado con el excedente de generación de la central renovable; con esto se justifica el uso de baterías en una proporción pequeña y puntual para la continuidad y estabilidad

del sistema sin la necesidad de depender del alimentador en las horas del día y de la tarde.

4.2 RECOMENDACIONES

A pesar que se lograron disminuir las subtensiones en gran medida, restan anomalías eléctricas asociadas a sobrecargas en puntos específicos de la red, precisamente hablando de transformadores, para lo cual se sugiere reemplazar los transformadores existentes por unidades de mayor capacidad nominal kVA, como se pudo comprobar en la simulación del sistema en la herramienta CYME. De llegarse a considerar otro tipo de baterías, es preferible que sea del tipo de rápida carga y descarga, garantizando así el funcionamiento más óptimo ante los valles energéticos.

5. BIBLIOGRAPHY

- [1] Á. Cajamarca, Técnicas para la generación de energía, 2014.
- [2] A. B. Benito, Máquinas Eléctricas, 2018.
- [3] L. Jarauta, Las energías renovables, Barcelona: Editorial UOC, 2010.
- [4] mheducation, «mheducation.es,» 23 05 2018. [En línea]. Available: <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>. [Último acceso: 14 06 2020].
- [5] I. F. -. A. Ramón, Centrales de Generación de Energía Eléctrica, Cantabria: Universidad de Cantabria.
- [6] K. Prabha, Power System Stability and Control, Electrical power Research Institute, Power System Engineering Series, New York: Mc Graw Hill Professional, 1994.
- [7] A. A. -. P. M. -. F. G. -. P. Garcés, Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia con Generación Renovable, Quito: Organización Latinoamericana de Energía, 2013.
- [8] ARCONEL, «ARCONEL - ECUADOR,» 28 DICIEMBRE 2018. [En línea]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/01/Regulacion-de-Calidad-Suscrita.pdf>. [Último acceso: 24 SEPTIEMBRE 2020].
- [9] ARCONEL, «Agencia de Regulación y Control de Electricidad - ARCONEL,» 21 10 2015. [En línea]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Regulacion-No.-ARCONEL-004-15.pdf>. [Último acceso: 31 5 2020].

6. APÉNDICES

6.1 CODIGO MATLAB

```
%
%                               ESCUELA SUPERIOR DEL LITORAL
%                               FACULTAD EN INGENIERIA ELECTRICA Y COMPUTACIONAL
%
%                               PROYECTO NTEGRADOR PREVIO A LA OBTENCION DE
TESIS
%
%                               TEMA: Adaptación de una red local ante una propuesta de alta
penetración renovable
%                               usando termogeneradoras como método de estabilidad
%
%                               AUTORES: CARLOS ANTONIO MELGAR CHAVEZ
%                               MARIO ISMAEL ERAZO ARREAGA
%
%                               GUAYAQUIL - ECUADOR
%                               SEPTIEMBRE 2020
%
%                               Parameters for PV_Q_Control_Feeder_Test.slx
%
%Se analizan los parámetros electricos para el respectivo control de
%potencia activa-reactiva y voltaje en el alimentador de interés

clear variables
clc

%% PARAMETROS DEL ALIMENTADOR LIMONES (RED)

V_grid_pk_nom = 13800*2;           % Voltaje pico nominal de la
red en [V]
Tap_grid = 1.05;                 % Seteo del tap de regulacion
de la red
V_grid_RMS_nom = V_grid_pk_nom/sqrt(2); % Voltaje RMS nominal de la
red en [V]
f_1 = 60;                       % Frecuencia fundamental
nominal de la red en [Hz]
w_1 = 2*pi*f_1;                 % Frecuencia fundamental
nominal de la red en [rad/s]

V_delta_percent = 5; % Voltaje maximo en el alimentador en porcentaje
(%) [V]
V_grid_RMS_max = V_grid_RMS_nom*(1 + V_delta_percent/100); % Voltaje
máximo en el alimentador [V]
V_grid_RMS_min = V_grid_RMS_nom*(1 - V_delta_percent/100); % Voltaje
mínimo en el alimentador [V]

Sag_factor = 0.9;               % Voltage sag factor

R_line = 1e-5;                  % Resistencia del segmento de línea [Ohms]
L_line = 1e-4;                  % Inductancia del segmento de línea [H]

R_line_1 = R_line;             % Resistencia del segmento de línea 1[Ohms]
R_line_2 = R_line;             % Resistencia del segmento de línea 2[Ohms]
```

```

R_line_3 = R_line;           % Resistencia del segmento de línea 3[Ohms]
R_line_4 = R_line;           % Resistencia del segmento de línea 4[Ohms]
R_line_5 = R_line;           % Resistencia del segmento de línea 5[Ohms]
R_line_6 = R_line;           % Resistencia del segmento de línea 6[Ohms]
R_line_7 = R_line;           % Resistencia del segmento de línea 7[Ohms]

L_line_1 = L_line;           % Inductancia del segmento de línea 1[H]
L_line_2 = L_line;           % Inductancia del segmento de línea 2[H]
L_line_3 = L_line;           % Inductancia del segmento de línea 3[H]
L_line_4 = L_line;           % Inductancia del segmento de línea 4[H]
L_line_5 = L_line;           % Inductancia del segmento de línea 5[H]
L_line_6 = L_line;           % Inductancia del segmento de línea 6[H]
L_line_7 = L_line;           % Inductancia del segmento de línea 7[H]

PF_load = 800.91/867.60;      % Factor de potencia P/S
S_load = 867.60e3;           % Potencia aparente de la carga [VA]
P_load = S_load*PF_load;     % Potencia activa de la carga [W]
Q_load = 0;                  % Potencia reactiva de la carga [VAR]

Base_P_factor = 0.5;         % Factor base de potencia
activa de la carga
P_base_load = P_load*Base_P_factor; % Base activa de la carga
P_step_load = P_load*(1-Base_P_factor); % Paso de potencia activa de
la carga

P_base_load_1 = P_base_load; % Base de potencia activa para la carga 1
P_base_load_2 = P_base_load; % Base de potencia activa para la carga 2
P_base_load_3 = P_base_load; % Base de potencia activa para la carga 3
P_base_load_4 = P_base_load; % Base de potencia activa para la carga 4
P_base_load_5 = P_base_load; % Base de potencia activa para la carga 6
P_base_load_6 = P_base_load; % Base de potencia activa para la carga 6
P_base_load_7 = P_base_load; % Base de potencia activa para la carga 7

P_step_load_1 = P_step_load; % Paso de potencia aciva de la carga 1
P_step_load_2 = P_step_load; % Paso de potencia aciva de la carga 2
P_step_load_3 = P_step_load; % Paso de potencia aciva de la carga 3
P_step_load_4 = P_step_load; % Paso de potencia aciva de la carga 4
P_step_load_5 = P_step_load; % Paso de potencia aciva de la carga 5
P_step_load_6 = P_step_load; % Paso de potencia aciva de la carga 6
P_step_load_7 = P_step_load; % Paso de potencia aciva de la carga 7

Base_Q_factor = 0.5;         % Factor base de potencia
reactiva de la carga
Q_base_load = Q_load*Base_Q_factor; % Base de potencia reactiva
de la carga
Q_step_load = Q_load*(1-Base_Q_factor); % Pasos de potencia reactiva
de la carga

Q_base_load_1 = Q_base_load; % Base de potencia reactiva para la carga
1
Q_base_load_2 = Q_base_load; % Base de potencia reactiva para la carga
2
Q_base_load_3 = Q_base_load; % Base de potencia reactiva para la carga
3
Q_base_load_4 = Q_base_load; % Base de potencia reactiva para la carga
4

```



```

Q_base_load_5 = Q_base_load; % Base de potencia reactiva para la carga
5
Q_base_load_6 = Q_base_load; % Base de potencia reactiva para la carga
6
Q_base_load_7 = Q_base_load; % Base de potencia reactiva para la carga
7

Q_step_load_1 = Q_step_load; % Paso de potencia reactiva de la carga 1
Q_step_load_2 = Q_step_load; % Paso de potencia reactiva de la carga 2
Q_step_load_3 = Q_step_load; % Paso de potencia reactiva de la carga 3
Q_step_load_4 = Q_step_load; % Paso de potencia reactiva de la carga 4
Q_step_load_5 = Q_step_load; % Paso de potencia reactiva de la carga 5
Q_step_load_6 = Q_step_load; % Paso de potencia reactiva de la carga 6
Q_step_load_7 = Q_step_load; % Paso de potencia reactiva de la carga 7

R_base_load_1 = P_base_load_1/V_grid_pk_nom^2; % Resistencia base con
P.actica para carga 1 [Ohms]
R_base_load_2 = P_base_load_2/V_grid_pk_nom^2; % Resistencia base con
P.actica para carga 2 [Ohms]
R_base_load_3 = P_base_load_3/V_grid_pk_nom^2; % Resistencia base con
P.actica para carga 3 [Ohms]
R_base_load_4 = P_base_load_4/V_grid_pk_nom^2; % Resistencia base con
P.actica para carga 4 [Ohms]
R_base_load_5 = P_base_load_5/V_grid_pk_nom^2; % Resistencia base con
P.actica para carga 5 [Ohms]
R_base_load_6 = P_base_load_6/V_grid_pk_nom^2; % Resistencia base con
P.actica para carga 6 [Ohms]
R_base_load_7 = P_base_load_7/V_grid_pk_nom^2; % Resistencia base con
P.actica para carga 7 [Ohms]

R_on = 0.01; % Resistencia del breaker [Ohms]
R_s = 1e6; % Resistencia del Breaker snubber [Ohms]

%% Parametros del Panel PV

C_decoupling = 0.1e-6; % Capacitancia del desacople [F]

S_nom = 175e3; % Potencia aparente del Panel PV
I_PV_peak_nom = 2*S_nom/V_grid_pk_nom; % Coriente de pico nominal del
Panel PV
I_PV_ph_nom = pi/2; % Fase nominal del Panel PV [rad]

P_ref = 175e3; % Referencia de potencia real del Panel PV
Q_ref = 0; % Referencia de potencia reactiva el Panel PV
PF_ref = 1; % Referencia el factor de potencia del Panle PV (+) Inyección
VAR , (-) Consumo VAR

S_nom_sqr = S_nom^2;

Control_Mode_Q = 1; % Modos de control Q modo: 1) Regulación Q, 2) En
función del factor de potencia, 3) Voltio-VAR
Control_Mode_PF = 1; % Modos de control factor de potencia: 1) Regulación
del FP, 2) FP droop
PQ_priority = 1; % Modo de prioridad: 1) P, 2) Q

%% PLL

```

```

run PLL_Parameters

%% Curva de control Volt-VAR

Q_max = 0; % Maximo intercambio de potencia Q [VAR]
V_1 = 0.90*V_grid_RMS_nom; % Voltaje en la región capacitiva por
saturación Q [V]
V_2 = 0.98*V_grid_RMS_nom; % Voltaje en la región capacitiva por
inyección Q [V]
V_3 = 1.02*V_grid_RMS_nom; % Voltaje en la región inductiva por
inyección Q [V]
V_4 = 1.10*V_grid_RMS_nom; % Voltaje en la región inductiva por
saturación Q [V]
V_5 = 1.12*V_grid_RMS_nom;
V_6 = 1.20*V_grid_RMS_nom;
V_7 = 1.22*V_grid_RMS_nom;
V_max = 2*V_grid_RMS_nom; % Voltaje de desconexión [V]

%% Curva de control del FP Droop

PF_min = PF_ref; % Factor de potencia minimo permitido (-)
P_1 = 0.50*S_nom; % Potencia ante caidas de FP [Watts]
P_2 = 1.00*S_nom; % Potencia ante saturación de FP [Watts]
P_max = 1.20*S_nom; % Maxima potencia activa permitida [Watts]

%% Compensador de VAR pasivo

Comp_factor = 4; % Factor de compensación
Q_comp = P_ref*Comp_factor*1; % S_load, P_load, Q_load, S_PV, P_PV
or Q_PV?

Control_Mode_comp = 1; % Modo del compensador : 0) C, 1) L
Q_comp_L = Q_comp*Control_Mode_comp; % Potencia reactiva del
compensador inductivo
Q_comp_C = Q_comp*(1-Control_Mode_comp); % Potencia reactiva del
compensador Capacitivo
R_comp = 1; % Resistencia del compensador
[Ohms]

%% Parámetros de simulación

T_sample = 50e-6; % Tiempo de la simulacion [s]

N_delay = 1; % Data transfer delay time in samples
T_delay = N_delay*T_sample; % Data transfer delay time in s

N_hold = 160; % Data hold time in samples
T_hold = N_hold*T_sample; % Data hold time in s

T_sim = 45/f_1; % Simulation stop time in s

T_sw_1 = 2.5/f_1*1; % Breaker 1 switching time in s
T_sw_2 = 5/f_1*1; % Breaker 1 switching time in s
T_sw_3 = 7.5/f_1*1; % Breaker 1 switching time in s
T_sw_4 = 10/f_1*1; % Breaker 1 switching time in s
T_sw_5 = 12.5/f_1*1; % Breaker 1 switching time in s

```

```

T_sw_6 = 15/f_1*1;           % Breaker 1 switching time in s
T_sw_7 = 17.5/f_1*1;       % Breaker 1 switching time in s

T_PF = 30/f_1;             % PF mode command time in s

T_delay_comp = 5/f_1;      % Compensator main breaker delay time
in s
T_delay_bypass = 5/f_1;    % Compensator bypass breaker delay
time in s
T_comp = T_PF + T_delay_comp; % Compensator main breaker switching
time in s
T_bypass = T_comp + T_delay_bypass; % Compensator bypass breaker
switching time in s

%% Display Settings

V_volt_var = [V_1 V_2 V_3 V_4 V_5 V_6 V_7]; % Voltage
settings for Volt-VAR control
V_regulation = [V_grid_RMS_max      V_grid_RMS_nom  V_grid_RMS_min
V_grid_RMS_min V_grid_RMS_min V_grid_RMS_min V_grid_RMS_min]; % Voltage
regulation limits

%% Grid State-Space Model

% X = I = [i1 i2 i3 i4]^T
% U = [ipv1 ipv2 ipv3 ipv4 vs]^T
% Y = V = [v1 v2 v3 v4 v5 v6 v7]^T
% dX/dt = A*X + B*U; Y = C*X + D*U;

A = [   -(R_line_1 + R_base_load_1)/L_line_1   R_base_load_1/L_line_1
0                                               0
0                                               0
0;
      R_base_load_1/L_line_2                   -(R_line_2 + R_base_load_1
+   R_base_load_2)/L_line_2                   R_base_load_2/L_line_2
0                                               0
0                                               0;
      0                                         R_base_load_2/L_line_3
-(R_line_3 + R_base_load_2 + R_base_load_3)/L_line_3
R_base_load_3/L_line_3
0                                               0;
      0                                         0
R_base_load_3/L_line_4                   -(R_line_4 +
R_base_load_3 + R_base_load_4)/L_line_4   R_base_load_4/L_line_4
0                                               0;
      0                                         0
0                                         R_base_load_4/L_line_5
-(R_line_5 + R_base_load_4 + R_base_load_5)/L_line_5
R_base_load_5/L_line_5
0                                               0;
0                                         0
R_base_load_5/L_line_6                   -(R_line_6 +
R_base_load_5 + R_base_load_6)/L_line_6   R_base_load_6/L_line_6;
0                                               0
0                                         0
0                                         R_base_load_6/L_line_7
-(R_line_7 + R_base_load_6 + R_base_load_7)/L_line_7 ];

```

```

B = [  -R_base_load_1/L_line_1    0    0    0
      0    0    0    0
      0    -1/L_line_1;
      R_base_load_1/L_line_2    -R_base_load_2/L_line_2    0
      0    0    0    0
      0    0;
      0    0    R_base_load_2/L_line_3    -
R_base_load_3/L_line_3    0    0
      0    0;
      R_base_load_3/L_line_4    -R_base_load_4/L_line_4    0
      0    0    0;
      0    0    0    0
R_base_load_4/L_line_5    -R_base_load_5/L_line_5    0
      0    0;
      0    0    0    0
      0    R_base_load_5/L_line_6    -R_base_load_6/L_line_6
      0    0;
      0    0    0    0
      0    0    0    R_base_load_6/L_line_7
-R_base_load_7/L_line_7    0    ];

```

```

C = [  R_base_load_1    -R_base_load_1    0    0    0
      0    0;
      0    0    R_base_load_2    -R_base_load_2    0    0
      0    0;
      0    0    0    R_base_load_3    -R_base_load_3
      0    0;
      0    0    0    0    R_base_load_4
-R_base_load_4    0    0;
      0    0    0    0    0    -
R_base_load_5    -R_base_load_5    0;
      0    0    0    0    0    0
R_base_load_6    -R_base_load_6;
      0    0    0    0    0    0
      0    R_base_load_7    ];

```

```

D = [  R_base_load_1    0    0    0    0
      0    0    0;
      0    0    R_base_load_2    0    0    0
      0    0;
      0    0    0    R_base_load_3    0    0
      0    0;
      0    0    0    0    0    R_base_load_4
      0    0    0    0    0;
      0    0    0    0    0    0
R_base_load_5    0    0    0    0    0;
      0    0    0    0    0    0
R_base_load_6    0    0;
      0    0    0    0    0    0
      0    R_base_load_7    0    ];

```

```
%% Simulink Model

open PV_Q_Control_Feeder_Test_Old
sim ('PV_Q_Control_Feeder_Test_Old')
```