

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE INTERCONEXIÓN DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN DE 50 MW CON TECNOLOGÍA SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRACIÓN, EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DEL MUNICIPIO CRUZ SALMERÓN ACOSTA, DEL ESTADO SUCRE

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Nuñez A., Pablo A.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2016

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE INTERCONEXIÓN DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN DE 50 MW CON TECNOLOGÍA SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRACIÓN, EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DEL MUNICIPIO CRUZ SALMERÓN ACOSTA, DEL ESTADO SUCRE

PROF. GUÍA: ING. ALEXANDER CEPEDA
TUTOR INDUSTRIAL: ING. JUAN CARLOS RANGEL

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Nuñez A., Pablo A.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2016

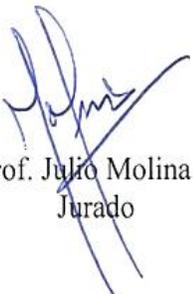
CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 27 de junio de 2016

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Pablo A. Nuñez A., titulado:

“ESTUDIO DE INTERCONEXIÓN DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN DE 50 MW CON TECNOLOGÍA SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRACIÓN, EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DEL MUNICIPIO CRUZ SALMERÓN ACOSTA DEL ESTADO SUCRE”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Julio Molina
Jurado



Prof. Alexander Cepeda
Prof. Guía



Prof. Alexis Barroso
Jurado

DEDICATORIA

Dedicado a mi Dios Todopoderoso, mis espíritus protectores, guardianes y de luz que me guiaron en todo momento hasta la meta final.

A mis padres que me dieron la vida, me criaron y formaron enseñándome valores y principios, logrando la persona que soy hoy en día. A mi madre que estuvo presente tanto físico como espiritual a lo largo de este duro camino. A mi padre aunque no pudo ver la culminación de mi carrera, siempre estará en mi corazón y desde el cielo está disfrutando este triunfo.

A mi abuela Zoila por todo el amor, cariño y cuidado que me brindó en vida, que desde el cielo me bendice. A mi abuela Teodora por todo su cariño, amor y preocupación.

A mi hermana Carolina que siempre será un modelo a seguir. A mi hermano Juan Pablo para que vea que los sueños y metas si se pueden alcanzar con mucho esfuerzo y dedicación, y así él continúe con los suyos. A mi sobrino Emmanuel Alfonso por ser la alegría de la familia.

A mis tías y tíos: Zeide, Zulay, Yasmin, Judith, Vimia, Conrado, Juan Carlos, Franklin, Wilmer, Juan Antonio, Humberto, Luis. A mis primos: Marco, José, Cesar, Conrad, Gustavo, Isveth, Alfonsina, Israel, Conradito. A mi cuñado José Enrique. Gracias a todos ellos por su apoyo y por creer en mí.

A mi esposa Laury, que siempre he recibido respaldo y ayuda incondicional durante toda mi carrera.

RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS

A mis padres y hermanos que siempre me incentivaron a seguir adelante y nunca se rindieron conmigo.

A la Ing. Mónica Guerra por su tiempo y ayuda, que hizo posible la realización y culminación de este trabajo.

A los ingenieros: Ionervy Gedler, Juan Carlos Rangel, Cristian Rodríguez, Luis Suárez, Andrés Velazco, Ángel Sandoval, Francisco Olivera, Francisco Sandoval, José González, Rubén López, Yelitza Moreno, Wilfredo Gómez, Yasmin Girand, Madelaine Rejón, Edgar Contramaestre y Celsa Bermúdez que laboran en las unidades de Planificación de Energías Alternativas, Distribución, Transmisión y Generación de CORPOELEC gracias por toda la ayuda brindada para la realización de este trabajo de grado y por los buenos consejos tanto profesional como personal y de la grata compañía.

A mis amigos: Rómulo Villegas, Erika Uzcátegui, Armando Fajardo, Julio Ordoñez, Daniel Manfre, Vicente López, Irán Macías, José Manuel Ferreira, Raúl Domínguez, José Da Costa, Daniel Lemoine, Luis Yépez. Muchas gracias a todos ellos por los buenos y malos momentos que juntos compartimos. A la Sra. Gioconda Delgado, por tratarme como un hijo más y siempre recibirme con los brazos abiertos.

A mi esposa Laury, Sra. Laura y Winder gracias por todo su apoyo y buenos deseos.

Agradecimiento especial al Dr. Carlos Goyo e Ing. Elena Caraballo por su valioso aporte en este trabajo de grado y que laboran en FUNDELEC.

Nuñez A., Pablo A.

**ESTUDIO DE INTERCONEXIÓN DE UNA PLANTA DE
GENERACIÓN DE 50 MW CON TECNOLOGÍA SOLAR TÉRMICA
DE CONCENTRACIÓN, EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DEL
MUNICIPIO CRUZ SALMERÓN ACOSTA, DEL ESTADO SUCRE**

Profesor Guía: Ing. Alexander Cepeda. Tutor Industrial: Ing. Juan Carlos Rangel. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: CORPOELEC. 2016. 96 h. + anexos.

Palabras Claves: Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional; Generación Termosolar; Energía Alternativa.

Resumen. Se propone el estudio de interconexión de una planta termosolar de 50 MW, para el año horizonte 2019, a diferentes niveles de tensión (34,5 kV; 115 kV y 230 kV). Este proyecto de interconexión se basa en un estudio técnico- económico en donde se realizó un análisis de la red en régimen permanente, a través de estudios de flujo de carga y cortocircuito; así como el análisis dinámico, por medio de estudio de estabilidad transitoria. Verificando el cumplimiento de los estándares de diseño establecidos en las normas y criterios de CORPOELEC. Posteriormente se realizó el estudio económico que se basa en el tipo de subestación, número de celdas, nivel de tensión, transformadores y líneas de transmisión. Finalmente, se obtiene la opción técnico-económica más conveniente.

ÍNDICE GENERAL

CONTENIDO	Pág.
CONSTANCIA DE APROBACIÓN	iii
DEDICATORIA	iv
RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vi
ÍNDICE GENERAL	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	xii
ÍNDICE DE TABLAS	xiii
ÍNDICE DE GRÁFICAS	xiv
ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS	xv
SIGLAS	xvii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
ASPECTOS PRELIMINARES	4
I.1 Antecedentes de la Empresa.....	4
I.2 Planteamiento del Problema.....	4
I.3 Justificación de la Investigación.....	5
I.4 Objetivo General	6
I.4.1 Objetivos Específicos.....	6
I.5 Antecedentes	7
I.6 Marco Metodológico	8
CAPÍTULO II	
MARCO TEÓRICO	10

II.1 Energía Renovable	10
II.1.1 Clasificación de la Energía Renovable	10
II.2 Componentes de la Radiación Solar	11
II.2.1 Radiación Directa	11
II.2.2 Radiación Difusa	11
II.2.3 Radiación Reflejada o Albedo	11
II.3 Energía Solar Térmica de Concentración (ESTC)	11
II.3.1 Tipos de Plantas de Concentración Solar (CSP)	12
II.3.1.1 Los Colectores Reflectores Lineales de Fresnel (LFR)	13
II.3.1.2 Central de Torre o Sistema de Receptor Central (CRS)	13
II.3.1.3 Sistema Disco o Stirling (DS)	14
II.3.1.4 Los Colectores Cilindro-Parabólicos (CCP)	14
II.3.1.4.1 Elementos Principales de un CCP	15
II.3.1.4.1.1 El Reflector	15
II.3.1.4.1.2 El Tubo Absorbente	17
II.3.1.4.1.3 El Sistema de Seguimiento del Sol	18
II.3.1.4.1.4 La Estructura Metálica	20
II.3.1.4.1.5 Configuración del Campo de Colectores	20
II.3.1.4.2 Almacenamiento	21
II.4 Ósmosis Inversa (OI)	22
II.5 Generadores Sincrónicos	23
II.5.1 Clasificación de los Generadores Sincrónicos	23
II.5.1.1 Rotor de Polos Salientes	24
II.5.1.2 Generador Sincrónico de Rotor Cilíndrico	24
II.6 Planificación de la Transmisión	25
II.7 Periodos de Planificación de la Trasmisión	25
II.7.1 Planificación de la Transmisión a Corto y Mediano Plazo	25
II.7.2 Planificación de la Trasmisión a Largo Plazo	26
II.8 DIgSILENT Power Factory	27
II.9 Estudios de Flujos de Carga	27

II.10 Estudios de Cortocircuito	28
II.10.1 Cálculo de Corriente de Falla	30
II.10.2 Tipos de Falla a Simular	30
II.11 Estudios de Estabilidad	32
II.11.1 Estabilidad Transitoria	32
II.11.2 Clasificación del Problema de Estabilidad	33
II.11.2.1 Estabilidad de Ángulo Rotor	34
II.11.2.1.1 Disturbio de Pequeña Señal	34
II.11.2.1.2 Estabilidad de Ángulo Rotor Ante Perturbación Grande o Estabilidad Angular Transitoria (Régimen Transitorio)	34
II.11.2.2 Estabilidad de Tensión	35
II.11.2.2.1 Estabilidad de Tensión a Grandes Perturbaciones (Régimen Transitorio)	36
II.11.2.2.2 Estabilidad de Tensión a Pequeña Señal (Régimen Permanente)	36
II.11.2.2.2.1 Eventos de Corto Tiempo.....	37
II.11.2.2.2.2 Eventos de Largo Tiempo	37
II.11.2.3 Estabilidad de Frecuencia	37
II.12 Cálculo del Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR)	38
CAPÍTULO III	
EJECUCIÓN DEL PROYECTO	39
III.1 Tecnología a Evaluar.....	39
III.2 Ubicación del Proyecto	40
III.2.1 Clima Municipio Cruz Salmerón Acosta.....	41
III.3 Selección del Generador Síncrono.....	41
III.4 Análisis de Criterios y Procedimientos para la Planificación de Sistemas Eléctricos.....	43
III.4.1 Criterios y Premisas Técnicas a Tomar en Cuenta en los Estudios de Planificación	45
III.4.2 Premisas Económicas	46

III.4.3 Criterios Técnicos.....	46
III.5 Elementos de la Planificación de la Transmisión	47
III.6 Estudios de Planificación de la Transmisión.....	47
III.7 Hipótesis Básicas Consideradas en los Estudios de Planificación de la Transmisión.....	48
III.8 Factores Importantes de la Determinación de los Planes de Transmisión	49
III.9 Información Requerida en la Planificación de la Transmisión.....	50
III.9.1 Información Básica Común:	50
III.10 Casos de Estudios del DIgSILENT Power Factory Versión 14.0.520.2.....	50
III.11 Estudios de Flujos de Carga	59
III.11.1 Niveles de Carga a Estudiar	59
III.11.2 Representación del Sistema.....	59
III.11.3 Métodos de Solución	59
III.11.4 Simulación de Flujo de Carga DIgSILENT Power Factory Versión 14.0.520.2	60
III.12 Estudios de Corto Circuito	60
III.12.1 Configuraciones de la Transmisión	60
III.12.2 Simulación de cortocircuito DIgSILENT Power Factory Versión 14.0.520.2	61
III.13 Estudios de Estabilidad	61
III.13.1 Consideraciones Básicas para el Estudio de Estabilidad	61
III.13.2 Tipos de Fallas.....	62
III.13.3 Ubicación de la Fallas.....	62
III.13.4 Simulación de Estabilidad Ángulo en DIgSILENT Power Factory Versión 14.0.520.2	63
CAPÍTULO IV	
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	66
IV.1 Flujo de Carga	66
IV.1.1 Correctivos a los Problemas de Flujo de Carga.....	73
IV.2 Corto Circuito.....	74

IV.2.1 Correctivos a los Problemas de Cortocircuitos	76
IV.3 Estudio de Estabilidad.....	76
IV.3.1 Correctivos a los Problemas de Estabilidad.....	83
CAPÍTULO V	
ANÁLISIS ECONÓMICO	85
V.1 Selección de Alternativas	85
CONCLUSIONES	94
RECOMENDACIONES.....	96
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	97
BIBLIOGRAFÍA	100
GLOSARIO.....	105
ANEXOS	¡Error! Marcador no definido.

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURAS	Pág.
<i>Figura 1.</i> Tipos de Tecnologías de las Plantas de Concentración Solar (CSP)	12
<i>Figura 2.</i> Esquema de un CCP	15
<i>Figura 3.</i> Esquema de un Tubo Absorbente	18
<i>Figura 4.</i> Seguimiento Solar Típico de un CCP.....	18
<i>Figura 5.</i> Dimensiones de un Colector Cilindro Parabólico, Modelo LS3.....	19
<i>Figura 6.</i> Posibles Configuraciones en la Alimentación del Campo de Colectores...	20
<i>Figura 7.</i> Proceso de Ósmosis Inversa (OI).....	23
<i>Figura 8.</i> Estructura de la Máquina Síncrona, Estátor y Rotor	24
<i>Figura 9.</i> Clasificación de Estabilidad de Sistemas de Potencia.....	33
<i>Figura 10.</i> Ubicación del Municipio Cruz Salmerón Acosta, Edo. Sucre.....	40
<i>Figura 11.</i> Vista del Emplazamiento de la CCP en la Península de Araya, Municipio Cruz Salmerón Acosta	40
<i>Figura 12.</i> Diagrama Unifilar de Cumaná, Año 2019	51
<i>Figura 13.</i> Diagrama Unifilar de Cumaná, Año 2019. Opción B Estudio de Estabilidad.....	63
<i>Figura 14.</i> Ventana de los Eventos de Simulación.....	65

ÍNDICE DE TABLAS

TABLAS	Pág.
<i>Tabla 1.</i> Característica de los Sistemas de CSP	13
<i>Tabla 2.</i> Características Técnicas Generador Siemens SGen-100 A-2P	42
<i>Tabla 3.</i> Características Técnicas Generador HITACHI	43
<i>Tabla 4.</i> Proyección de la demanda máxima en MVA del municipio Cruz Salmerón Acosta.....	53
<i>Tabla 5.</i> Estudio de Corto Circuito.....	61
<i>Tabla 6.</i> Análisis de Flujo de Carga, Caso A	67
<i>Tabla 7.</i> Análisis de Flujo de Carga, Casos B y C.	69
<i>Tabla 8.</i> Análisis de Flujo de Carga, Caso D.	70
<i>Tabla 9.</i> Análisis de Flujo de Carga, Caso E.....	72
<i>Tabla 10.</i> Análisis de Flujo de Carga, Caso F.....	73
<i>Tabla 11.</i> Tabla Corto Circuito sin Generación según Norma IEC60909 Año 2001, Caso A.....	75
<i>Tabla 12.</i> Niveles Máximos de Corto Circuitos Simétricos.....	76
<i>Tabla 13.</i> Estimación de Costos, Caso B	87
<i>Tabla 14.</i> Estimación de Costos, Caso C	88
<i>Tabla 15.</i> Estimación de Costos, Caso D.....	89
<i>Tabla 16.</i> Estimación de Costos, Caso E	90
<i>Tabla 17.</i> Estimación de Costos, Caso F	90
<i>Tabla 18.</i> Cálculo del Δ Pérdida, Año 2019	91
<i>Tabla 19.</i> Relación de Opciones con Respecto a la de Menor Costo	92

ÍNDICE DE GRÁFICAS

GRÁFICAS	Pág.
<i>Gráfica 1.</i> Proyección de la demanda máxima en MVA del municipio Cruz Salmerón Acosta.....	53
<i>Gráfica 2.</i> Comportamiento de la Máquina Síncrona Durante el Estudio de Estabilidad Ángulo Rotor.....	77
<i>Gráfica 3.</i> Ángulo del Rotor con Respecto al Ángulo de la Máquina de Referencia en Grados y Magnitud de la Tensiones en las Barras 230 kV en p.u.	79
<i>Gráfica 4.</i> Ángulo del Rotor con Respecto al Ángulo de la Máquina de Referencia en Grados, Evento en la Barra TAEA 230. Magnitud de la Tensión	80
<i>Gráfica 5.</i> Magnitud de la Tensión en las Barras 230 kV en p.u., Evento en la Barra TAEA 230.	81

ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

A: Ampere.

AC ó CA: Corriente Alterna.

AWG: Calibre de alambre estadounidense.

°C: Grados Celsius.

C.A.: Compañía Anónima.

c/u: Cada uno.

Cu: Cobre.

DC ó CC: Corriente Directa.

fp: factor de potencia.

GWh: Gigavatio hora.

Hz: Hertz.

km: Kilómetro.

km²: Kilómetros cuadrados.

KNO₃: Nitrato Potásico

kV: kilovoltio.

kVA: kilovoltampere.

kW: kilovatios.

kWh: kilovatio hora

L/s: Litros por segundo.

m/s: metros por segundo.

m: metro.

m²: metros cuadrados.

m³: metros cúbicos.

mb: milibar.

MCM: Circular mil.
mm: milímetros.
MVA: Megavoltampere.
Mvar: Megavoltampere Reactivo.
MW: Megavatios.
MWh: Megavatio hora.
NANO₃: Nitrato de Sódico.
P: Potencia Activa.
Q: Potencia Reactiva.
rpm: Revolucionese por minutos.
S.A.: Sociedad Anónima.
S/E: Subestación
s: segundos.
SF₆: Hexafluoruro de Azufre.
t: Tonelada.
TWh: Teravatio hora.
W: Vatios.
Wh: Vatio hora.

SIGLAS

ACAR: Conductor de Aluminio con Refuerzo de Aleación.

ANSI: American National Standards Institute.

CADAFE: C.A. de Administración y Fomento Eléctrico.

CCP: Colectores Cilindro-Parabólicos.

CLFRs: Reflectores Lineales Compactos de Fresnel.

CORPOELEC: Corporación Eléctrica Nacional

COVENIN: Comisión Venezolana de Normas Industriales.

CRS: Central de Torre o Sistema de Receptor Central.

CSP: Plantas de Concentración Solar.

DS: Sistema Disco o Stirling.

ESTC: La Energía Solar Térmica de Concentración

FUNDELEC: Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico.

GGPP: Gerencia General de Planificación y Presupuesto.

IEA: International Energy Agency.

IEC: International Electrotechnical Commission.

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

ISO: International Organization for Standardization.

LFR: Reflectores Lineales de Fresnel.

MENPET: Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.

MERCOSUR: Mercado Común del Sur.

MPPEE: Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica.

NEMA: National Electrical Manufacturers Association.

OI: Ósmosis Inversa.

PDVSA: Petróleos de Venezuela S.A.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

SENECA: Sistema Eléctrico Del Estado Nueva Esparta C.A.

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

UPEL: Universidad Pedagógica Experimental Libertador.

VAN: Valor Actualizado Neto o Valor Presente Neto.

VDE: Association for Electrical, Electronic and Information Technologies.

INTRODUCCIÓN

La planificación eléctrica tiene por objeto prever las necesidades del sistema eléctrico para garantizar el suministro de energía a largo, mediano y corto plazo, así como definir las necesidades de inversión en nuevas instalaciones de transporte de energía eléctrica, todo ello bajo los principios de transparencia y de mínimo coste para el conjunto del sistema.

En CORPOELEC la planificación se realiza por la Gerencia General de Planificación (GGP). Esta gerencia busca impulsar y fortalecer el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Su objetivo principal es coordinar y dirigir la gestión corporativa mediante la implementación de políticas, normas, planes, recursos y estrategias necesarias, orientadas al cumplimiento de los propósitos de la corporación. Por otra parte, la planificación a corto, mediano y largo plazo de la expansión de los sistemas de generación, transmisión y distribución, es parte de las actividades que lleva la Gerencia Nacional de Planificación de Expansión del Sistema Eléctrico. Adscrita a esta gerencia, se encuentra la División Nacional de Planificación de Fuentes Alternas y Eficiencia Energética, en cuyos hombros reposa la administración de la gestión energética mediante la elaboración, seguimiento y control de planes y estudios en materia de opciones tecnológicas y fuentes alternativas de energía.

Durante el estudio de interconexión planteado en este trabajo de grado, se interactuó con las distintas Divisiones de Planificación. Además la planificación de la interconexión necesitó tomar en cuenta varios escenarios, sobre la evolución futura de la demanda eléctrica, incluyendo un análisis de sensibilidad en relación con la posible evolución de la demanda ante cambios en los principales parámetros y variables que

la determinan y un análisis de los criterios que conducen a la selección de un escenario como el más probable. Sobre este último no se analizó los recursos necesarios para satisfacer dicha demanda, todo ello en términos que fomenten un adecuado equilibrio entre la eficiencia del sistema, la seguridad, calidad del suministro y la protección del medio ambiente.

Este proyecto está dividido en cinco capítulos en los cuales constan los siguientes temas:

El capítulo I contiene la descripción de la empresa con una breve reseña histórica. Además se presenta el planteamiento del problema, justificación de la investigación, objetivos, antecedentes y marco metodológico.

En el capítulo II constituido por el marco teórico, que consiste en el desarrollar la teoría que va a fundamentar el proyecto.

En el capítulo III se describe las características, componentes, funcionamiento y ubicación de la planta de concentración solar. Por otro lado, se indica las características de los generadores a utilizar como también la planificación de transmisión, criterios y premisas técnicas para la correcta interconexión de la planta. Además, se establecen las herramientas necesarias para realizar la simulación por medio del programa computacional Power Factory DIGSILENT versión 14.0.520.2, referente a los estudios de flujos de cargas, cortocircuitos y estabilidad de ángulo rotor en función de los cumplimientos de los criterios y premisas técnicas.

El capítulo IV se encuentra los análisis de resultados, como también los correctivos de los estudios de flujo de carga, cortocircuito y estabilidad en función de las ventajas y desventajas que realiza la interconexión de la planta solar térmica al SEN.

El capítulo V contiene el análisis económico en donde se indica cual es la opción que presentó el menor costo mediante la selección de alternativa del valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

Y posteriormente se obtuvieron las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO I

ASPECTOS PRELIMINARES

I.1 Antecedentes de la Empresa

CORPOELEC, Empresa Eléctrica Nacional, adscrita al Ministerio del Poder Popular de Energía Eléctrica, es una institución que nació con la visión de reorganizar y unificar el sector eléctrico venezolano a fin de garantizar la prestación de un servicio eléctrico confiable, de calidad y eficiente.

Como es sabido, el Ejecutivo Nacional a través del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería. (MENPET) decidió reorganizar el territorio nacional para el ejercicio de la actividad de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de potencia y energía eléctrica, lo cual quedó establecido en la publicación de la resolución 190 del MENPET, en la Gaceta Oficial N° 38.785 del día 8 de Octubre de 2007. Para ello decidió concentrar esas actividades en la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC).

I.2 Planteamiento del Problema

Debido al aumento de la demanda eléctrica y la desinversión en generación térmica en el oriente del país, que ha traído como consecuencia restricciones del servicio. Por esta razón, CORPOELEC está invirtiendo importantes recursos para ampliar y reforzar el parque de generación y, a la vez, promover el desarrollo de fuentes alternativas de energía, como la eólica o solar.

Debido a la crisis energética que afecta actualmente el país, específicamente en la Parroquia Araya (Municipio Cruz Salmerón Acosta, Estado Sucre), CORPOELEC está buscando incorporar fuentes alternativas, en este caso de concentración solar cilindro parabólica. Partiendo de un estudio de prefactibilidad y un prediseño de la central solar termoeléctrica de concentración con almacenamiento desarrollado por CORPOELEC, el presente Trabajo de Grado busca evaluar el impacto de interconexión, en un punto específico de la red eléctrica en la zona antes indicada.

En base a lo anterior, se plantea las siguientes interrogantes: ¿Cuál es el mejor punto de interconexión?, ¿La energía que se está inyectando es soportada por el sub-sistema de transmisión actual?, ¿Qué beneficios puede traer a la red eléctrica local?, ¿Hay problemas de caída de tensión?, ¿Qué pasaría si la central tiene una falla?

I.3 Justificación de la Investigación

El estudio de la instalación de una central solar termoeléctrica de concentración con almacenamiento en la Parroquia Araya (Municipio Cruz Salmerón Acosta, Estado Sucre, Venezuela) es un proyecto de importancia para CORPOELEC y busca fortalecer la generación eléctrica en la zona y satisfacer la demanda. Además, presenta el beneficio de no producir emisiones de CO₂.

Por otra parte, resulta importante resaltar que la construcción y operación de dicha planta, trae beneficios adicionales como: la generación de empleos directos e indirectos, mejoran la calidad del servicio en la zona, desarrollo de la pequeña y mediana industria en la zona y de otros proyectos que se mencionan a continuación:

- Instalaciones de Superficies para el Manejo de Sólidos y Líquidos de los Campos Junín y Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

- El Astillero PDVSA Naval y el Terminal de Almacenamiento y Embarque Araya.
- El Puerto de Aguas Profundas MERCOSUR.
- Planta Desalinizadora.
- Misión Vivienda.

I.4 Objetivo General

Evaluar el impacto de interconectar una central de generación de 50 MW con tecnología solar térmica de concentración, en el sistema eléctrico del Municipio Cruz Salmerón Acosta, del estado Sucre.

I.4.1 Objetivos Específicos

- Seleccionar los generadores adecuados según el diseño del sistema planteado en el estudio de prefactibilidad.
- Documentar y listar los requerimientos y criterios para interconectar la central a la red eléctrica.
- Realizar el estudio de flujo de carga para analizar el rendimiento en régimen permanente del sistema eléctrico bajo perfiles de cargas predestinados por CORPOELEC y estudiar los efectos de los cambios en la configuración de la red y los equipos.
- Comparar y valorar los distintos escenarios de interconexión (34,5 kV, 115 kV y 230 kV), utilizando el programa computacional DigSILENT PowerFactory.
- Realizar el estudio de corto circuito trifásico según las normativas internas de CORPOELEC basada en la IEC e IEEE, para poder especificar las características de los equipos de protección del Estado Sucre bajo los siguientes escenarios:
 - a. Interconexión Nacional 34,5 kV.
 - b. Interconexión Nacional 115 kV.

c. Interconexión Nacional 230 kV.

- Realizar el estudio de estabilidad de ángulo rotor (en régimen transitorio) en Interconexión Nacional a 230 kV, para observar el comportamiento de los generadores, ante la perturbación de falla en barras.

I.5 Antecedentes

Entre los antecedentes se puede mencionar a Coba (2012); en su trabajo titulado: “Estudio de Prefactibilidad Técnico-Económico para la Instalación de una Central Solar Termoeléctrica de Concentración con Almacenamiento en la Península de Araya, Municipio Cruz Salmerón Acosta, Estado Sucre, Venezuela.”, cuyo objetivo general es evaluar la diversificación de la matriz energética nacional con la inclusión de fuentes alternas, fortaleciendo el sistema eléctrico nacional con tecnologías ambientalmente sustentables. Con este estudio se pretendió realizar una primera aproximación para el diseño de una Central Solar Termoeléctrica de Concentración de 50MW con almacenamiento incluido, estimación de costos de inversión, así como una propuesta de interconexión a red. El presente trabajo es una continuación de estudio presentado por Coba, el cual recomendó realizar un estudio de interconexión a red.

Por otro lado, se tiene el trabajo de Aguirre (2008); en su tesis de pre grado titulado “Estudios Eléctricos de Sistemas de Potencia para la Carrera de Ingeniería Eléctrica Utilizando el Software Power Factory 13.1 de DigSILENT”, cuyo objetivo general fue presentar un resumen de las bases teóricas y desarrollar casos de aplicación de estudios eléctricos a ser incluidos en el pensum de sistemas de potencia con el uso del paquete computacional Power Factory 13.1. Donde se abordaron modelos eléctricos para su simulación en sistemas eléctricos de potencia utilizando el software Power Factory DIgSILENT.

I.6 Marco Metodológico

La metodología de este proyecto factible se desglosó en las siguientes fases de ejecución:

FASE I: Revisión de Aspectos Conceptuales.

En esta fase se recolectó toda la información teórica para la realización del proyecto, tal información abarca los siguientes aspectos:

- Estudio de interconexión a red.
- Corto Circuito.
- Flujo de Carga.
- Estabilidad.

Toda esta información se recolectó a través de medios electrónicos, documentación y explicaciones aportadas por el tutor industrial y el personal asignado al proyecto.

FASE II: DigSILENT PowerFactory

Capacitación y uso de la herramienta DigSILENT PowerFactory. La información fue recolectada de internet, programas, manuales y simulaciones.

FASE III: Levantamiento de Información

Informe de la caracterización del emplazamiento, la cual se basó del proyecto de investigación de la Ing. Liliana Coba “Estudio de Prefactibilidad de la Planta de Concentración Solar de Araya, Municipio Cruz Salmerón Acosta.”, Mediante este proyecto se recolectó toda la información y características de la planta de concentración solar. El informe fue suministrado por la unidad de trabajo de CORPOELEC.

FASE IV: Estudio de Demanda y Caracterización de la Carga

En esta fase del proyecto se realizó las siguientes tareas:

- Visita de Campo.
- Estimación de la Demanda.

FASE V: Estudio de Interconexión y Análisis de Escenarios

Evaluando los escenarios de la red eléctrica presente y la red al año horizonte, se realizó un estudio del impacto a la red eléctrica mediante el análisis de flujo de carga, corto circuito, estabilidad, considerando el nivel de tensión propuesto para la interconexión, números de generadores y características, tipos de línea de interconexión.

FASE VI: Presentación de Resultados y Elaboración de Informe Final.

En esta fase del proyecto se evaluaron los resultados y además se dio una impresión personal de lo que es el trabajo y sus diferentes fases. Posteriormente, se ordenó e interpretó toda la información de las actividades realizadas, dejando constancia en el informe que será presentado.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

II.1 Energía Renovable [1]

Es la que se obtiene de fuentes naturales, inagotables teóricamente, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Entre las energías renovables se tiene la eólica, geotérmica, hidroeléctrica, mareomotriz, solar, undimotriz, la biomasa y los biocombustibles.

II.1.1 Clasificación de la Energía Renovable [1]

Las fuentes renovables de energía pueden dividirse en dos categorías: no contaminantes o limpias y contaminantes. Entre las fuentes no contaminantes se tiene:

- La llegada de masas de agua dulce a masas de agua salada: energía azul.
- El viento: energía eólica.
- El calor de la Tierra: energía geotérmica.
- Los ríos y corrientes de agua dulce: energía hidráulica o hidroeléctrica.
- La marea en los mares y los océanos: energía mareomotriz.
- El Sol: energía solar.
- El movimiento de las olas: energía undimotriz.

Las fuentes contaminantes se obtienen a partir de la materia orgánica o biomasa, y se pueden utilizar directamente como combustible (madera, bagazo, u otra materia vegetal sólida, excremento animal, etc.)

II.2 Componentes de la Radiación Solar [2]

II.2.1 Radiación Directa [2]

Es la radiación que incide sobre la superficie terrestre, iluminada por el sol sin ninguna interferencia y sin cambiar de dirección.

II.2.2 Radiación Difusa [2]

Es una radiación que incide indirectamente como reflejo de la radiación solar absorbida por el polvo y el aire. La dispersión se produce al desviarse los rayos solares, debido a las partículas sólidas y las moléculas, como el vapor de agua, que existe en la atmósfera.

II.2.3 Radiación Reflejada o Albedo [2]

Es la radiación procedente de la reflexión de la radiación directa en los elementos del entorno (cerca del mar y de las zonas con nieve).

II.3 Energía Solar Térmica de Concentración (ESTC) [2]

Los sistemas ESTC producen calor o electricidad mediante el uso de cientos de espejos que concentran los rayos del sol basados en la concentración de la radiación directa, a unas temperaturas que oscilan entre 400 °C y 1000 °C. Existe una gran variedad de formas de espejos, métodos de seguimiento solar y de generar energía útil, pero todos ellos funcionan bajo el mismo principio. En la actualidad, una central de energía solar térmica de concentración tienen una potencia entre 50 y 280 MW y podrían ser de mayor potencia. Estas centrales solares pueden integrarse con almacenamiento o en una operación híbrida con otros combustibles, y ofrecen una potencia firme y energía despachable a demanda.

II.3.1 Tipos de Plantas de Concentración Solar (CSP) [2]

Pueden utilizarse diversas tecnologías para concentrar y recoger la luz del sol y convertirla en calor a alta-media temperatura. Este calor se utiliza después de generar electricidad de forma convencional, por ejemplo, con una turbina de vapor o de gas o un motor Stirling. El calor solar recogido durante el día puede también almacenarse en un medio líquido o sólido, como las sales fundidas, materiales cerámicos, hormigón o mezcla de sales de fase cambiante, y puede extraerse durante la noche del medio de almacenamiento para mantener en funcionamiento la turbina.

Los sistemas de espejos concentradores utilizados en las CSP son sistemas de enfoque puntual o lineal. Los sistemas lineales concentran la radiación unas 100 veces y se obtienen unas temperaturas de trabajo de hasta 550°C, mientras que los sistemas puntuales pueden concentrar mucho más de mil veces y lograr una temperatura de trabajo de más de 1000°C. Existen cuatro tecnologías de ESTC: colector cilindro-parabólico (CCP) y sistemas de concentradores lineales de Fresnel (LFR), que ambos son concentradores lineales; y receptores centrales o centrales de torre (CRS) y sistemas de discos parabólicos o Stirling (DS), que son concentradores puntuales.

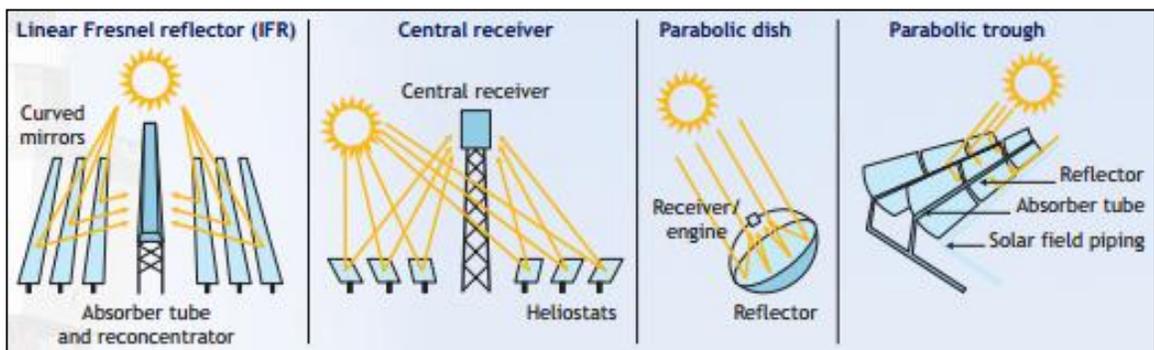


Figura 1. Tipos de Tecnologías de las Plantas de Concentración Solar (CSP)

Tomado de [3].

Tabla 1. Característica de los Sistemas de CSP

	Colector Cilindro - Parabólico	Fresnel	Receptores Centrales	Stirling
Potencia Pico [MW]	30 - 320	1 - 30	10 - 200	5 - 25
Temperatura de Trabajo [C°]	390	285	565	750
Eficiencia Neta Anual [%]	15	8 - 10	20 - 35	20 - 30
Eficiencia Pico [%]	20	10	23	29,4
Grado de Desarrollo	Comercial	Demostración de Prototipo	Demostración a Gran Escala	Demostración de Prototipos
Almacenamiento	Limitado	Limitado	Si	Batería
Coste €/W Instalado	3,7 - 2,5	2,4	4,0 - 2,3	11,7 - 1,2
Ocupación del Terreno	Mucho	Medio	Medio	Poco
Requerimiento de Agua para Enfriamiento[L/W]	3000	3000	2000	Ninguno

Tabla elaborada con los datos de [4].

II.3.1.1 Los Colectores Reflectores Lineales de Fresnel (LFR) [2]

Están conformados por largas filas de espejos planos o ligeramente curvos para reflejar los rayos del sol a un receptor lineal fijo. Un diseño más reciente, conocido como reflectores lineales compactos de Fresnel (CLFRs), utiliza dos receptores en paralelo para cada fila de espejos. La principal ventaja de los sistemas de LFR es que su diseño simple de espejos doblados de forma flexible y receptores fijos requiere menores costos de inversión y facilita la generación directa de vapor (DSG). Las plantas LFR son menos eficientes y es más difícil incorporar el almacenamiento en su diseño.

II.3.1.2 Central de Torre o Sistema de Receptor Central (CRS) [2]

Está compuesta por un sistema colector concentrador o campo de helióstatos, provistos de sistemas de seguimiento en dos ejes, que capta y concentra la componente directa de la radiación solar sobre un receptor que suele instalarse en la parte superior de una torre. El fluido termoportador puede ser, entre otros, aire, vapor de agua, sodio fundido o sales fundidas, según la tecnología escogida. En las de vapor

de agua, éste mueve directamente una turbina. En los otros, el fluido transporta el calor a un generador de vapor de agua, con el que se hace funcionar una turbina que mueve al generador eléctrico.

II.3.1.3 Sistema Disco o Stirling (DS) [2]

Consta de un espejo parabólico de gran diámetro con un motor de combustión externa tipo “Stirling” emplazado en su área focal. El espejo en forma de disco parabólico realiza seguimiento solar continuado, de manera que los rayos solares son reflejados en su plano focal, obteniéndose así un mapa de energía solar concentrada. El motor Stirling lleva acoplado un alternador, de manera que dentro de un mismo bloque situado en el foco del disco concentrador se realiza la transformación de la energía luminosa en electricidad, que se puede inyectar en la red eléctrica o bien destinarla a consumo directo en alguna aplicación próxima al lugar de emplazamiento.

II.3.1.4 Los Colectores Cilindro-Parabólicos (CCP) [2]

Están compuestos por un espejo cilindro parabólico que refleja la radiación solar directa, concentrándola sobre un tubo receptor absorbedor colocado en la línea focal de la parábola. Esta radiación concentrada provoca que el fluido que circula por el interior del tubo (aceite sintético o agua) se caliente hasta valores del orden de los 425°C, éste se conduce a un intercambiador de calor para la generación de vapor que alimenta a una turbina para la obtención de electricidad. El sistema de seguimiento solar más común consiste en un dispositivo que gira los colectores alrededor de un eje.

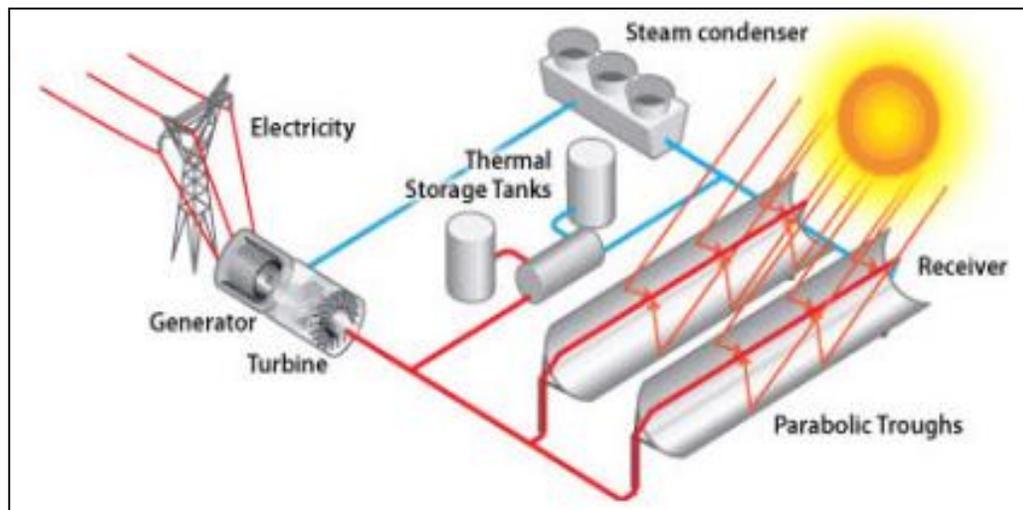


Figura 2. Esquema de un CCP

Tomado de [4].

II.3.1.4.1 Elementos Principales de un CCP [2]

Los componentes o elementos principales de un CCP son:

- El reflector cilindro parabólico.
- El tubo absorbente.
- El sistema de seguimiento del sol.
- La estructura metálica.

II.3.1.4.1.1 El Reflector [2]

Su misión es reflejar y concentrar sobre el tubo absorbente la radiación solar directa que incide sobre la superficie. Se trata en definitiva de un espejo curvado en una de sus dimensiones con forma de parábola, que concentra sobre su línea focal toda la radiación solar que atraviesa su plano de apertura.

Se consigue su superficie especular a base de películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte que le da la suficiente rigidez. En la actualidad se utilizan diferentes medios soportes para la película reflectante:

a) Chapas Metálicas [2]

Suelen usarse chapas de aluminio pulido de alta reflectividad especular (en torno al 80 %) en las que el material soporte actúa a la vez de elementos reflexivo. La principal ventaja de esta opción es su bajo coste, pero su durabilidad es baja, ya que la superficie del aluminio se deteriora con cierta rapidez, disminuyendo la reflectividad, cuando está expuesto a la intemperie, por lo que los reflectores de chapas de aluminio no suelen usarse para aplicaciones industriales de larga duración.

b) Plástico [2]

Consiste en una lámina de material plástico sobre la que se deposita una película de plata o aluminio, de modo que al final lo que se tiene es una fina lámina de plástico reflectante que puede pegarse sobre cualquier sustrato. Como en el caso de los espejos de vidrio delgados, la forma parabólica tiene que ser aportada por un soporte más resistente, sobre el que se pegara la lámina.

c) Vidrio [2]

Los reflectores convencionales formados por una lámina de vidrio de 2 mm a 5 mm de espesor, sobre su cara posterior se depositan una fina película de plata protegida mediante una película de cobre y otra de pintura epoxi. El resultado final es un espejo similar al que se usa en cualquier cuarto de baño.

Si el espesor del vidrio es inferior a 1,5 mm tiene suficiente flexibilidad (si es templado) para curvarse en frío y poder adaptarse a la curva necesaria. Si el espesor está entre 1,5 mm y 3 mm se utilizan vidrios de soda cal. Si el espesor del vidrio es mayor de 3 mm (grueso) tiene que ser curvado en caliente para aprovechar su plasticidad y adaptarlo mediante el uso de un molde a la curva necesaria.

La principal desventaja es su elevada fragilidad y peso, que aumenta las cargas al viento y obliga a una estructura metálica más costosa y pesada, sin embargo presentan una elevada reflectividad, durabilidad y especularidad, por estas razones es la opción elegida en los sistemas de concentración para generación eléctrica.

II.3.1.4.1.2 El Tubo Absorbente [2]

El tubo absorbente, es uno de los elementos fundamentales de todo CCP, puede constar de un tubo ó dos tubos concéntricos. De él depende en gran medida el rendimiento global del colector. En este último caso, el tubo interior, por el que circula el fluido que se calienta, es metálico y el exterior de cristal. El tubo metálico lleva un recubrimiento selectivo que posee una elevada absorción (> 90 %) y una baja emisividad en el espectro infrarrojo (< 30%), lo que proporciona un elevado rendimiento térmico. El tubo de cristal que rodea al tubo interior metálico tiene la doble misión de reducir las pérdidas térmicas por convección en el tubo metálico y de proteger de las inclemencias meteorológicas su recubrimiento selectivo. El tubo de cristal suele llevar también un tratamiento antirreflexivo en sus dos caras, para aumentar su transmisividad a la radiación solar y, consiguientemente, el rendimiento óptico del colector.

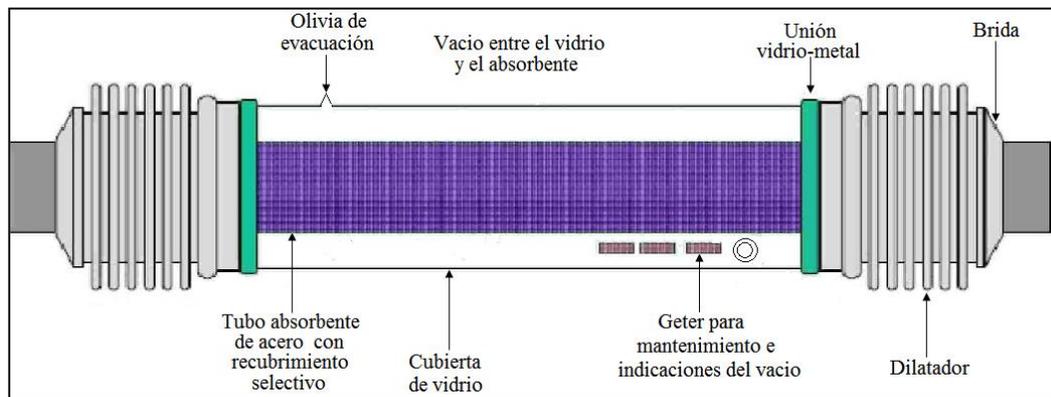


Figura 3. Esquema de un Tubo Absorbente

Tomado de [2]

II.3.1.4.1.3 El Sistema de Seguimiento del Sol [2]

Un CCP solo puede aprovechar la radiación solar directa y esto exige que el colector vaya provisto de un mecanismo de seguimiento solar que lo mueva a lo largo del día conforme el sol describe su trayectoria diaria en el cielo. El sistema de seguimiento solar más común, es un dispositivo que gira los reflectores cilíndricos parabólicos del colector alrededor de un eje. La figura 4 muestra esquemáticamente este tipo de seguimiento solar.

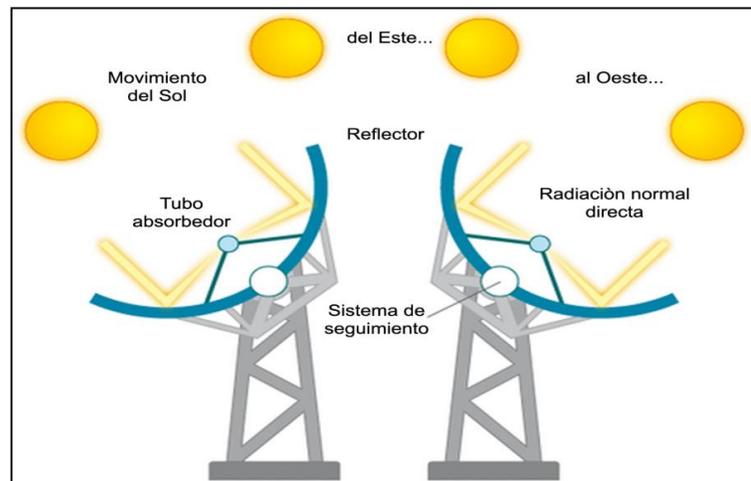


Figura 4. Seguimiento Solar Típico de un CCP

Tomado de [2]

Un CCP completo está formado por varios módulos concentradores cilíndricos parabólicos que están unidos rígidamente en serie y movidos por un mismo mecanismo de seguimiento solar. La rotación del colector requiere un mecanismo de accionamiento, eléctrico o hidráulico que mueva al colector de acuerdo a la posición del sol.

Un CCP completo está formado por aquellos módulos cilíndricos parabólicos que están conectados en serie y operados por un mismo mecanismo de accionamiento. La figura 5 muestra el esquema de un CCP modelo LS-3, que está formado por ocho módulos cilíndrico parabólicos, de 12 m de longitud y 6,75 m de ancho cada uno, unidos rígidamente entre sí de forma que un sistema hidráulico instalado en el soporte central gira simultáneamente los ocho módulos concentradores. Así, un único mecanismo de accionamiento mueve una superficie total de captación de 548,3 m².

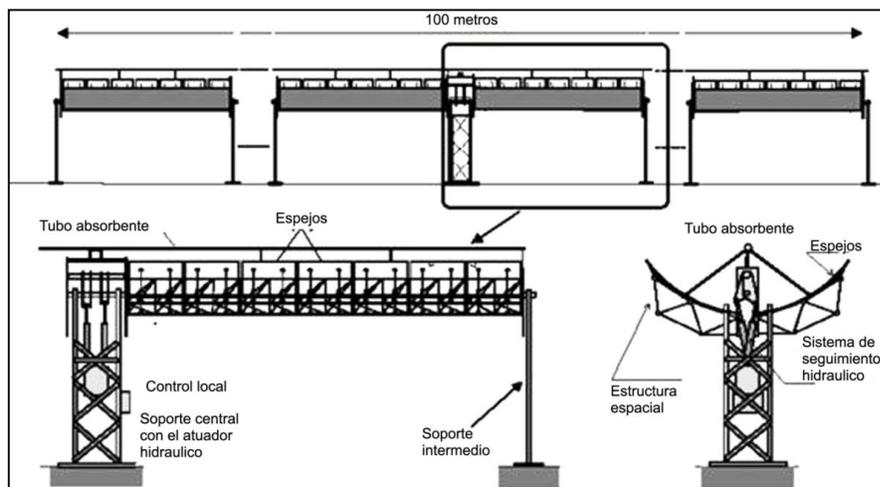


Figura 5. Dimensiones de un Colector Cilindro Parabólico, Modelo LS3

Tomado de [2].

El movimiento del colector está gobernado por un control electrónico de forma que el colector este siempre perfectamente enfocado hacia el sol. El sistema de

control puede basarse tanto en las señales de células fotovoltaicas convenientemente distribuidas por el colector como en la implementación de algoritmos que calculan la posición del sol en cada instante con gran precisión.

II.3.1.4.1.4 La Estructura Metálica [2]

Los colectores CCP actuales usan estructuras metálicas, que en algunos casos son del tipo espacial, y en otros casos están fabricadas con perfiles llenos. La misión de la estructura del colector es la de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen, a la vez que actúa de interfase con la cimentación del colector.

II.3.1.4.1.5 Configuración del Campo de Colectores [2]

Dependiendo de la manera en que se alimente el fluido térmico el campo de colectores, existen tres tipos fundamentales de configuración:

- Retorno directo.
- Retorno invertidos.
- Alimentación central.

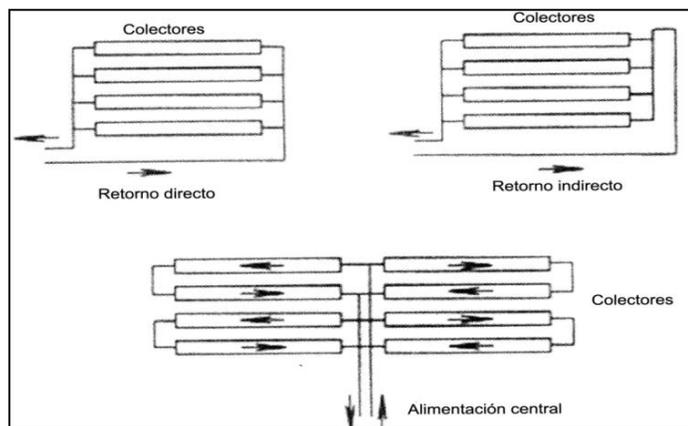


Figura 6. Posibles Configuraciones en la Alimentación del Campo de Colectores.

Tomado de [2].

La configuración retorno directo es la más simple y la que más se ha utilizado. El principal inconveniente que presenta, es el desequilibrio entre las presiones a la entrada y a la salida de cada línea, y por lo tanto, en el flujo que circula por cada una de ellas.

Con la configuración retorno indirecto se consigue balancear el flujo con un menor consumo en la bomba, pero con un coste mayor y un aumento de las pérdidas térmicas debido al aumento de la longitud de las tuberías. La configuración con alimentación central necesita válvulas de homogenización del flujo en las líneas, pero produce la cantidad de conducciones necesarias al eliminar una tubería que recorre la longitud total del campo del colector.

II.3.1.4.2 Almacenamiento [5]

Existen varios tipos de almacenamientos de energía viables para uso comercial:

- Almacenamiento electroquímico en baterías (plomo ácido, ión lítico, níquel cadmio).
- Almacenamiento químico en hidrógeno.
- Almacenamiento mecánico: volantes de inercia, aire comprimido o elevación mediante bombeo de agua en embalses.
- Almacenamiento magnético en superconductores.
- Almacenamiento térmico en forma de calor latente en materiales con cambio de fase o en reacciones químicas reversibles.

Dadas las elevadas temperaturas que se alcanzan en los sistemas de concentración, la última opción es comercialmente viable, principalmente en forma de calor. El almacenamiento térmico es simple, durante todo el día el exceso de calor se desvía a un material de almacenamiento (por ejemplo, sales fundidas). Cuando la

producción se requiere después de la puesta del sol, el calor almacenado se libera en el ciclo de vapor y la planta continua produciendo electricidad.

Si bien el medio más utilizado en la actualidad son las sales fundidas (nitratos) debido fundamentalmente al mayor salto térmico que admite sin cambio de estado, una adecuada capacidad térmica específica y una relativamente elevada densidad media, concretamente una mezcla compuesta por un 60% de nitrato sódico (NaNO_3) y un 40% de nitrato potásico (KNO_3).

II.4 Ósmosis Inversa (OI) [6]

La ósmosis es un proceso natural que ocurre en todas las células vivas. Esta permite la vida de todos los seres tanto animales como vegetales, al inducir que el agua fluya por difusión desde zonas donde se encuentra relativamente pura, con baja concentración de sales, a zonas donde se encuentra con alta concentración a través de una membrana semipermeable. El resultado final es la extracción de agua pura del medio ambiente.

La ósmosis inversa es un proceso inventado por el hombre que invierte el fenómeno natural de ósmosis. El objetivo de la ósmosis inversa es obtener agua purificada partiendo de un caudal de agua que está relativamente impura o salada.

En el caso de la ósmosis inversa, el agua es obligada a pasar por una membrana semipermeable, dejando pasar solo agua pura, por lo que a la inversa del sistema natural, razón por la que este sistema recibió el nombre de inverso el desplazamiento del agua va desde la zona de mayor concentración a la zona de menor concentración. La molécula de agua es tan pequeña que es la única capaz de pasar por los poros de la membrana.

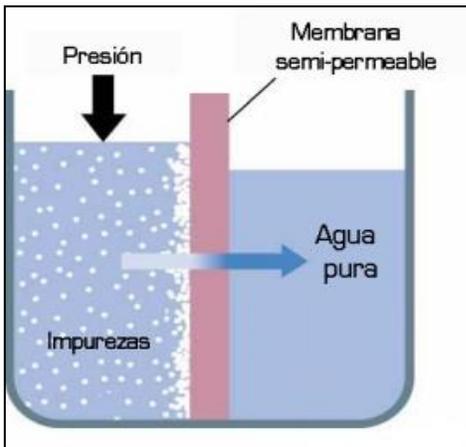


Figura 7. Proceso de Ósmosis Inversa (OI)

Tomado de [6]

II.5 Generadores Sincrónicos [7]

La función principal del generador sincrónico es convertir la energía mecánica en energía eléctrica. Es posible generar una señal adecuada de voltaje a una frecuencia definida manteniendo la velocidad de rotación constante, por lo tanto es necesario que el generador esté acoplado a una turbina, la cual se encargará de regular el flujo de energía primaria para mantener la velocidad constante.

El generador es un elemento electromecánico y dinámico por ende su estudio, aparte de estar relacionado con señales eléctricas, también está relacionado con señales mecánicas.

II.5.1 Clasificación de los Generadores Sincrónicos [7]

De acuerdo a su diseño se pueden encontrar dos tipos de generadores sincrónicos.

II.5.1.1 Rotor de Polos Salientes [7]

Los devanados de este tipo de rotor se encuentran distribuidos en polos salientes que están preparados mecánicamente para brindar soporte de los devanados. Este tipo de generador se caracteriza por trabajar a bajas velocidades y por lo tanto en su rotor tienen distribuidos un número de mayores polos que en la máquina sincrónica de rotor cilíndrico. Este tipo de máquina se utiliza en centrales hidráulicas en las que el flujo de agua puede hacer rotar a la turbina a velocidades menores de 1800 rpm.

II.5.1.2 Generador Sincrónico de Rotor Cilíndrico [7]

Este tipo de generador se caracteriza por tener los devanados uniformemente distribuidos en un rotor cilíndrico elaborado de acero sólido forjado en el cual están elaboradas pequeñas hendiduras en las que se encaminan y sostienen a los conductores. Este tipo de generadores pueden trabajar a grandes velocidades y son utilizados en centrales térmicas de vapor o de gas. Para una frecuencia de 60 Hz la velocidad es de 1800 o 3600 rpm, para el rotor que tiene cuatro y dos polos respectivamente.

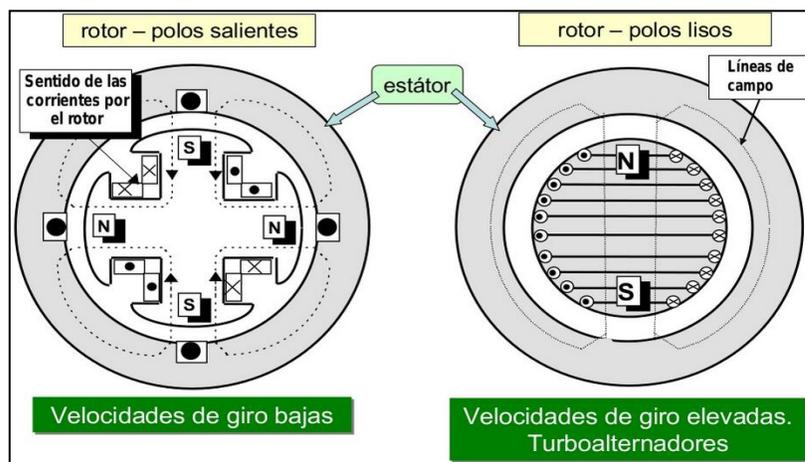


Figura 8. Estructura de la Máquina Sincrónica, Estátor y Rotor

Tomado de [8].

II.6 Planificación de la Transmisión [9]

La planificación de la transmisión es el proceso mediante el cual se determinan las adiciones a la red de transmisión del sistema eléctrico a corto, mediano y largo plazo, de manera de garantizar a los consumidores un servicio eléctrico económico y confiable.

Existen básicamente tres funciones principales de la transmisión:

- Suministrar a la red la energía proveniente de las plantas de generación.
- Alimentar las cargas conectadas en las subestaciones correspondientes al área de servicio.
- Interconectar en forma confiable los sistemas de generación, subestaciones, aéreas y regiones.

II.7 Periodos de Planificación de la Transmisión [9]

II.7.1 Planificación de la Transmisión a Corto y Mediano Plazo [9]

La planificación de la transmisión a corto (3-5 años) y mediano plazo (5-15 años), incluyen los aspectos de la planificación que determinan las ubicaciones específicas, las fechas de entrada en servicio de las instalaciones, y las características técnicas del sistema de transmisión. Estos planes de transmisión por lo general cubren los siguientes aspectos:

- Ubicación de instalaciones de transmisión, incluyendo las rutas de las líneas y los sitios de ubicación de las subestaciones.
- Las características técnicas de las líneas, incluyendo parámetros eléctricos, longitud en km de las probables rutas, el tamaño del conductor, potencia a transmitir en condiciones normales y de emergencia, y la configuración general de construcción de las torres (para uno bien o múltiples circuitos).

- Los niveles de tensión (diseño y operación) de todas las instalaciones de transmisión.
- Los niveles básicos de aislamiento, los cuales determinarán la capacidad del sistema de transmisión para soportar sobretensiones, bien sea por perturbaciones provocadas por fenómenos atmosféricos o por maniobra en los equipos de desconexión.
- Tamaño, valores nominales de transformadores e interruptores, seccionadores, pararrayos, equipos de comunicaciones, transformadores de potencial, transformadores de corriente, aisladores soportes y, en general, todo el equipo que compone una subestación.
- Los arreglos específicos de las barras y configuraciones de las subestaciones.
- El tamaño, valores nominales y ubicación específica de los equipos de compensación reactiva, tales como condensadores e inductores.
- Las características generales de los relés a ser instalados como parte del equipo de protección del sistema de transmisión.

II.7.2 Planificación de la Trasmisión a Largo Plazo [9]

La planificación de la expansión de la transmisión a largo plazo (15-30 años), se define como el proceso que permite plantear estrategias generales de planificación, a diferencia de aquellas especificaciones a corto y mediano plazo. Estas estrategias están basadas en los diferentes escenarios de desarrollo económico que pudiera alcanzar el país.

Las decisiones típicas en este tipo de planificación incluyen aspectos como los siguientes:

- Normalización de las instalaciones y sus principales componentes. Es una práctica muy común en los sistemas eléctricos estandarizar los niveles de tensión de operación de los sistemas, tamaño de los transformadores,

diagramas unifilares de subestaciones, capacidad de interrupción de los disyuntores, conductores y estructuras de las líneas de transmisión, etc.

- Planificación de los corredores de transmisión. La selección de rutas futuras debe hacerse con bastante anticipación, con el fin de asegurar su disponibilidad cuando sean requeridas.

II.8 DIgSILENT Power Factory [10]

Es una herramienta integrada para el análisis de sistemas eléctricos de potencia caracterizando técnicas confiables y flexibles de modelado y algoritmos. DIgSILENT ha sido desarrollado con la nueva tecnología de programación orientada a objetos y lenguaje de programación C++. Teniendo como funciones principales de trabajo: flujos de potencia AC/DC, análisis de corto circuitos, fallas generales, simulación dinámicas (RMS), simulaciones de transitorios electromagnéticos, análisis de Eigenvalores, reducción de redes, coordinación de relés de protección, chequeo de la respuesta de unidades de protección, análisis de armónicos, cálculos de confiabilidad, despacho económico, interface SCADA, lenguaje DSL y DPL, diagramas unifilares del sistema modelado, diagrama de configuración de subestaciones e instrumentos virtuales para visualizar resultados. Todas estas funciones tienen acceso a una base de datos, con un sistema integrado de manejo de casos de estudios y escenarios de sistemas.

II.9 Estudios de Flujos de Carga [10]

Los estudios de flujo de carga son usados para evaluar, en condiciones estacionarias, la capacidad del sistema propuesto para suministrar la demanda especificada, manteniendo las cargas de los equipos y las tensiones dentro de los límites permisibles, tanto en condiciones normales como contingencias.

Cuando un sistema de potencia no está sujeto a perturbaciones severas, su operación debe cumplir las siguientes condiciones:

- La carga de ser alimentada a niveles de tensión dentro de los límites establecidos.
- Las corrientes en cada conductor, línea, cable y transformador no debe excede los valores de régimen establecido.

Todas estas condiciones se pueden analizar mediante las técnicas del flujo de carga, las cuales se usan para determinar si el sistema propuesto ha de satisfacer los criterios de planificación con respecto a las cargas y tensiones del sistema de transmisión durante la operación en estado estacionario.

II.10 Estudios de Cortocircuito [9]

Los estudios de cortocircuito se realizan para determinar si los dispositivos de interrupción existentes en el sistema son capaces de despejar las fallas más desfavorables sin sufrir daños y asegurar que los futuros interruptores a instalar tendrán los valores nominales apropiados, de tal manera que sean capaces de efectuar correctamente sus funciones durante toda su vida útil.

Los cortocircuitos interfieren con el buen servicio y pueden ser peligrosos para la vida y las propiedades de las personas. Cuando la falla viene acompañada por formación de arcos, como usualmente ocurre, se producen temperaturas muy altas, las cuales pueden dar comienzo a incendios, y fundir la cubierta de los cables, o el aislamiento de un motor o generador. El calor que producen los arcos causa la expansión rápida y violenta de los gases generados y del aire circulante. Casi inmediatamente, el arco puede propagarse a otras fases del circuito, o a tierra. Cuando el cortocircuito ocurre en espacios confinados, como en el arrollado de una máquina eléctrica rotativa, o dentro del aceite en un transformador, la presión generada puede causar explosiones.

La cantidad de calor generado y el daño causado por un cortocircuito son función de la intensidad de la corriente y la duración de la misma. Durante el cortocircuito los altos niveles de corriente causan caídas de tensión, las cuales resultan muy a menudo en la reducción de las tensiones en extensas zonas del sistema. Los relés detectores de niveles de tensión bajos pueden causar desconexiones de carga durante estos periodos y producir problema de estabilidad. Todos los circuitos de maniobras que están en serie en un circuito (interruptores, seccionadores, barras, etc.), deben ser capaces de soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos causados por corrientes de cortocircuito de determinada duración.

Para proteger los equipos y mantener el sistema operando, el cortocircuito debe ser interrumpido tan rápido como sea posible. La apertura en ambos lados del circuito donde se localiza la falla, la aísla y desenergiza. Los equipos usados para ello son fusibles y disyuntores, los fusibles se usan en las áreas de menor tensión, donde se puede tolerar una interrupción de varias horas, por su lado los disyuntores pueden restablecer el servicio en forma muy rápida si la falla es temporal.

Los estudios de cortocircuito en general permiten:

- Determinar los niveles de corriente producidas por diferentes tipos de fallas en las barras del sistema.
- Determinar los valores de las componentes simétricas de las corrientes de falla.

Los resultados se utilizan para:

- Especificar el tamaño de los disyuntores.
- Aumentar la capacidad de ruptura en aquellos disyuntores donde sea posible.
- Programar cambios de disyuntores.
- Cambiar si es necesario la configuración del esquema de transmisión.

- Calcular la malla de tierra de las subestaciones.

II.10.1 Cálculo de Corriente de Falla [9]

Los dispositivos de interrupción deben ser capaces de soportar las corrientes máximas esperadas de cortocircuito, en términos de su fortaleza física para soportar los esfuerzos mecánicos asociados con las altas corrientes y su capacidad de soportar los correspondientes incrementos de temperatura. También deben ser capaces de interrumpir la corriente de cortocircuito en el momento de la apertura (la cual no tiene que ser necesariamente la corriente de cortocircuito máxima en ese punto).

La magnitud de la corriente de cortocircuito dependerá de las impedancias entre las fuentes y el punto de falla. Por ejemplo, la corriente de cortocircuito en los terminales del generador está limitada únicamente por su impedancia interna, pero si la falla ocurre en otro lugar, la corriente está limitada por la impedancia interna de la máquina y la del resto del sistema, incluyendo los transformadores. En un sistema típico existe más de una fuente y muchas ramas por las cuales fluyen las corrientes hacia el punto de falla. Las múltiples ramas implican una reducción de la impedancia, y por consiguiente el aumento de la corriente de falla.

II.10.2 Tipos de Falla a Simular [9]

Existen cuatro tipos diferentes de falla:

- Trifásica.
- Monofásica.
- Bifásica.
- Bifásica a tierra.

Aún cuando la frecuencia de ocurrencia de los diferentes tipos de fallas no es la misma los estudios de cortocircuito deben simular las fallas más severas que

puedan ocurrir en el sistema. La falla trifásica es casi siempre la más severa, pero podría ser superada por la monofásica a tierra si la impedancia de secuencia cero es menor que la de secuencia positiva. Si este fuera el caso, debe analizarse la falla monofásica a tierra.

Las frecuencias típicas relativas de ocurrencia de los diferentes tipos de fallas son las siguientes:

- Trifásicas 10%
- Bifásicas 5%
- Bifásicas a tierra 10%
- Monofásica 75%

También es deseable investigar los posibles efectos de fallas más severas para los cuales fue diseñado el sistema. Esta información se utiliza en las revisiones periódicas del tipo de falla a ser simulada. Generalmente se incluyen como fallas muy severas:

- Fallas trifásicas en barras del sistema.
- Fallas permanentes.

De todos los tipos de fallas aproximadamente el 70% son de naturaleza temporal y el 30% son permanentes.

Una falla permanente no puede eliminarse simplemente desenergizando el equipo afectado, y son causadas generalmente por caídas de conductores o contacto de grandes árboles con las líneas, por lo que requieren el trabajo de cuadrillas de reparación para corregir físicamente la falla. Una falla temporal será eliminada con la desenergización del circuito, y son causadas por descargas atmosféricas, pequeños animales, etc. Las fallas temporales se eliminan usando el reenganche automático de los interruptores.

II.11 Estudios de Estabilidad [9]

La consideración de la estabilidad es una parte esencial en la planificación de transmisión. Por razones de seguridad y confiabilidad, es importante que las características de estabilidad de un sistema eléctrico sean bien comprendidas y evaluadas bajo diferentes tipos de contingencias tales como fallas, pérdidas de generación, pérdidas de carga, pérdidas de instalaciones de transmisión, etc. La determinación de la estabilidad de un sistema de potencia es extremadamente complicada, ya que requiere de la representación adecuada de muchos generadores (a menudo varios cientos de ellos junto con equipos de control), el sistema de transmisión asociado y las principales cargas que pueden influenciar la dinámica del sistema durante contingencia.

II.11.1 Estabilidad Transitoria [10]

La estabilidad transitoria describe la capacidad del sistema de sobrevivir al impacto inicial producido en el sistema para recuperar el equilibrio estable de operación luego de ser sometido a una perturbación, ya sea por la pérdida de una unidad importante de generación, circuito de transmisión, transformador, o un cortocircuito.

El periodo transitorio es corto, usualmente menos de cinco segundos. De esta forma se puede decir que los estudios de estabilidad transitoria evalúan la respuesta del sistema a dicha perturbaciones para períodos de hasta cinco segundos. Por lo tanto, el estudio del problema de estabilidad se realiza en función del tiempo.

El componente más importante en el sistema en lo que respecta a los estudios de estabilidad es la máquina sincrónica. Es un hecho reconocido que se requiere la representación más detallada para realizar una simulación adecuada del comportamiento dinámico de las máquinas sincrónicas durante el transitorio. No obstante las diferentes máquinas son afectadas en diversos grados, dependiendo de su

proximidad, desde el punto de vista eléctrico, a la perturbación. De acuerdo con esto, algunos programas muy sofisticados para cálculo de estabilidad tienen opciones para representar las máquinas sincrónicas con varios grados de detalles dependiendo de su ubicación en el sistema.

II.11.2 Clasificación del Problema de Estabilidad [10]

La estabilidad es una condición de equilibrio entre diferentes fuerzas opuestas. Estas fuerzas dependen de la topología de la red, condiciones de operación del sistema y del tipo de perturbación; lo cual trae como consecuencia diferentes escenarios para el análisis de estabilidad y que conlleva a diferentes formas de inestabilidad.

En esta sección, se analizan las diferentes variables que intervienen durante un estudio de estabilidad y se define el tiempo en el cual debe ser realizado su análisis (Régimen Transitorio o Régimen Permanente) de acuerdo al tipo de perturbación involucrada.

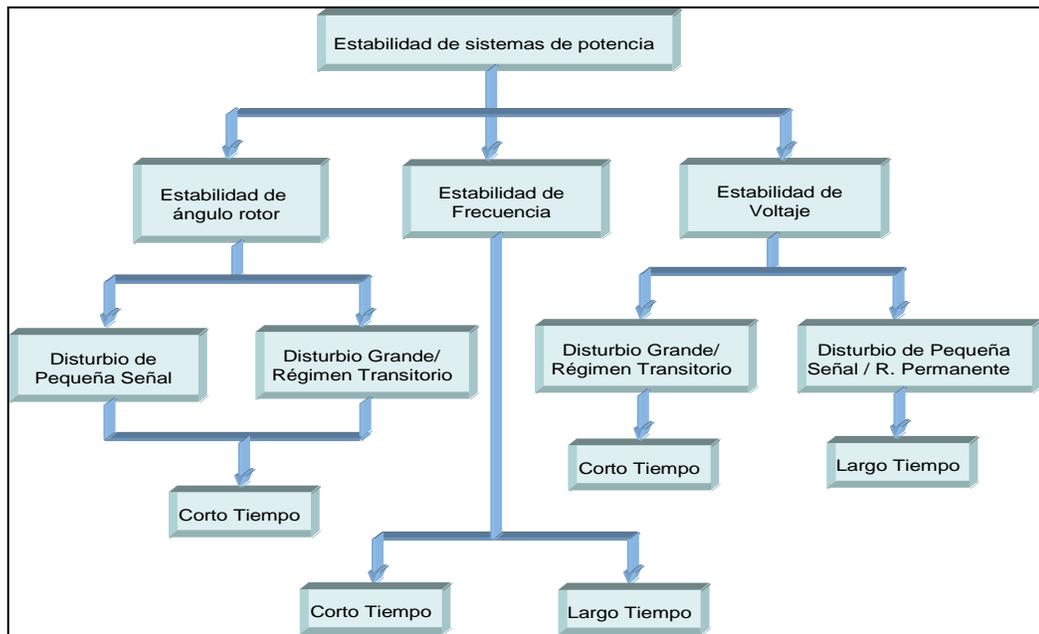


Figura 9. Clasificación de Estabilidad de Sistemas de Potencia.

Tomado de [10].

II.11.2.1 Estabilidad de Ángulo Rotor [10]

La estabilidad de ángulo rotor está definida como la habilidad de las máquinas de un sistema interconectado retomar el sincronismo luego de someter al sistema a una perturbación. Esto es una expresión de la capacidad que tenga para mantener o restaurar el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque electromecánico de cada máquina sincrónica del sistema. Bajo condiciones normales de operación, se encuentra el equilibrio entre la entrada de torque mecánico y la salida de torque electromagnético de cada generador; además la velocidad se mantiene constante.

II.11.2.1.1 Disturbio de Pequeña Señal [10]

La estabilidad de ángulo rotor a pequeña señal depende del estado de operación inicial del sistema y está definida como la habilidad de un sistema en mantener el sincronismo ante pequeños disturbios. Estos disturbios deben ser lo suficientemente pequeños para que el sistema de ecuaciones que describe el comportamiento del sistema pueda ser linealizado. Realmente, el problema de estabilidad de ángulo rotor para pequeña señal está asociado a un insuficiente torque de amortiguación.

II.11.2.1.2 Estabilidad de Ángulo Rotor Ante Perturbación Grande o Estabilidad Angular Transitoria (Régimen Transitorio) [10]

La estabilidad angular transitoria está definida como la capacidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando está sujeto a un disturbio severo, como por ejemplo un corto circuito en una línea de transmisión. La respuesta del sistema que resulta de esta perturbación son largas excursiones angulares y es influenciada por la relación no lineal potencia – ángulo. Estas excursiones ocurren generalmente en la primera oscilación debido a la separación angular por la

insuficiencia del torque sincronizante, pero pueden presentarse de forma creciente en las oscilaciones siguientes, producto de la superposición de oscilaciones angulares de máquinas en distintas áreas del sistema. La estabilidad transitoria depende en gran parte de la condición inicial de operación, de la severidad del disturbio y de la duración del mismo. El tiempo de interés en el estudio de la estabilidad angular transitoria es de 3 a 5 segundos seguidos después de la perturbación. La estabilidad de ángulo rotor tanto para pequeña señal, así como la estabilidad transitoria, se caracterizan como fenómenos de corto plazo.

II.11.2.2 Estabilidad de Tensión [10]

La estabilidad de tensión se refiere a la capacidad de un sistema de potencia eléctrico de mantener las tensiones de todas las barras dentro de límites aceptables de operación, luego de ser sometido a un disturbio. La inestabilidad de tensiones se presenta como un aumento o una caída progresiva e incontrolada del voltaje tras la ocurrencia del disturbio, el cual puede estar descrito como la pérdida de carga en un área o el disparo de una línea de transmisión. Estas fallas, pueden provocar la salida de otros elementos debido a la actuación de las protecciones. Las contingencias que se producen bajo un efecto en cascada, conducen finalmente a la pérdida del funcionamiento de todo el sistema. La manifestación más común del fenómeno corresponde al establecimiento de un bajo perfil de tensión extensivo en el sistema. Sin embargo, también se presentan tensiones altas en algunos nodos que se mantienen por el comportamiento capacitivo de las líneas (común en líneas de extra alta tensión), la acción del sistema de excitación de los generadores y la capacidad de absorción de los elementos controladores de reactivos, como los compensadores sincrónicos, estáticos, etc., que deben absorber el exceso de potencia reactiva. En este caso, la estabilidad está asociada a la capacidad combinada de la generación y el sistema de transmisión en condiciones de baja demanda. El factor principal que contribuye a la inestabilidad es la caída de tensión en las componentes inductivas de la red de transmisión que sucede cuando la potencia activa o reactiva es transmitida.

Este factor limita la capacidad de transmisión de potencia de la red debido al soporte de tensiones.

II.11.2.2.1 Estabilidad de Tensión a Grandes Perturbaciones (Régimen Transitorio) [10]

Estabilidad de la tensión a gran perturbación se refiere a la capacidad del sistema para mantener tensiones estables a grandes perturbaciones tales como fallas en el sistema, la pérdida de generación, o contingencias en el circuito. Esta capacidad se determina por el sistema y las características de la carga, y las interacciones de ambos controles y protecciones continuas y discretas. Determinación de la estabilidad de la tensión a gran perturbación requiere el examen de la respuesta no lineal del sistema de energía durante un período de tiempo suficiente para capturar el rendimiento y las interacciones de dispositivos tales como motores, cambiadores de tomas del transformador de baja carga, y el generador de campo limitadores de corriente. El período de estudio de interés puede extenderse desde unos pocos segundos a decenas de minutos.

II.11.2.2.2 Estabilidad de Tensión a Pequeña Señal (Régimen Permanente) [10]

Es la capacidad del sistema para mantener voltajes dentro de valores aceptables, cuando es sometido a pequeñas variaciones como los constantes cambios en las cargas del sistema. Los voltajes del sistema responden a pequeñas variaciones, por lo que las ecuaciones del sistema pueden ser linealizadas para su análisis. Sin embargo, no todos los efectos pueden ser linealizados como los cambiadores de tomas de los transformadores. Por lo tanto, una combinación de análisis lineal y no lineal es usada de manera complementaria. El tiempo de interés para el análisis de estabilidad de voltaje para pequeña señal involucra eventos de largo tiempo.

II.11.2.2.1 Eventos de Corto Tiempo [10]

Es la inestabilidad de voltaje envuelta por los fenómenos dinámicos de rápida actuación, como las cargas compuestas por motores de inducción, los controladores electrónicos de las cargas y los convertidores DC. El período de estudio está en el orden de varios segundos y el análisis da una solución apropiada de sistema de ecuaciones diferenciales. El modelo dinámico de la carga es esencial y el efecto de los cortos circuitos cercanos a la carga es importante. Es recomendado que el término estabilidad de voltaje transitorio no sea utilizado.

II.11.2.2.2 Eventos de Largo Tiempo [10]

Esta definición envuelve a los eventos de actuación más lenta, como los cambiadores de tomas de los transformadores, las cargas térmicas y los limitadores de corriente de campo del generador. El período de estudio puede extenderse por varios minutos. La inestabilidad es el resultado de la pérdida de sincronismo a largo tiempo por la actuación de un pequeño disturbio inestable.

II.11.2.3 Estabilidad de Frecuencia [10]

La estabilidad de frecuencia se define como la capacidad del sistema en mantener la frecuencia dentro de ciertos rangos aceptables de funcionamiento, luego de una perturbación severa en el sistema que produzca un desbalance entre la generación y la carga. Esta depende de la habilidad en mantener o restaurar el equilibrio entre el sistema de generación y carga con la pérdida mínima de carga. La inestabilidad se presenta como oscilaciones de frecuencia, flujos de potencia, voltajes y otras variables del sistema que llevan a la pérdida de unidades de generación y/o cargas. Generalmente los problemas de estabilidad de frecuencia están asociados con respuesta inapropiada de los equipos, dependiendo de la coordinación y control de los equipos de protección o insuficiente reserva de generación.

II.12 Cálculo del Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR)

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{f_t}{(1+i)^t} \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

f_t : Representa los flujos de caja en cada período t (ingresos menos egresos).

I_0 : Es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n : Es el número de periodos considerados.

i : Tasa de descuento.

El TIR es aquella tasa de descuento que hace el VAN igual a cero.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{f_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad \text{Ec. 2}$$

CAPÍTULO III

EJECUCIÓN DEL PROYECTO

III.1 Tecnología a Evaluar

En el análisis de los distintos componentes y las experiencias a nivel mundial, se consideró diseñar y dimensionar la central utilizando concentradores cilindros parabólicos (CCP), con una potencia nominal de 50 MW.

Para su construcción se requiere un terreno plano con un área aproximada de 200 hectáreas. En cuanto a la configuración de las filas del campo, se opta por la alimentación central ya que es la configuración con menores pérdidas de carga y pérdidas térmicas. Entre las ventajas se tiene que minimiza la longitud de tuberías y facilita las labores de mantenimiento, ya que todas las filas de colectores son accesibles con vehículos, sin necesidad de enterrar ninguna tubería. Se obtuvo un campo solar formado por 396 filas paralelas de 2 colectores en serie, lo que significa un total de 792 colectores con una superficie de captación de 519.552 m².

Fue necesario incorporar un sistema de almacenamiento a la central solar para producir electricidad durante la noche y los días nublados, logrando así la continuidad del servicio eléctrico y la calidad del mismo. En virtud de la experiencia mundial se optó por dos tanques, un tanque caliente con temperatura de 384 °C y un tanque frío de 291 °C cada uno con una capacidad de 13.847 m³ y 24.321 T de sales fundidas compuesta de nitrato de sodio (NaNO₃) y nitrato potásico (KNO₃) al 60% y 40%. Se dimensionó la producción nocturna con una energía almacenada de 973 MW con una autonomía de 7 horas a potencia nominal (50 MW). Además la CCP contará con una planta de desalinización por ósmosis inversa la cual producirá 630 L/s y el consumo energético total de la planta solar y desalinizadora será de 8,4 MW.

III.2 Ubicación del Proyecto

El proyecto de la Central Solar Termoeléctrica de Concentración de 50 MW con almacenamiento estará ubicado en el Municipio Cruz Salmerón Acosta, Parroquia Araya, en la Península de Araya, estado Sucre. Limitando al nor-oeste con el mar Caribe, al este con el municipio Ribero y al sur con el golfo de Cariaco.

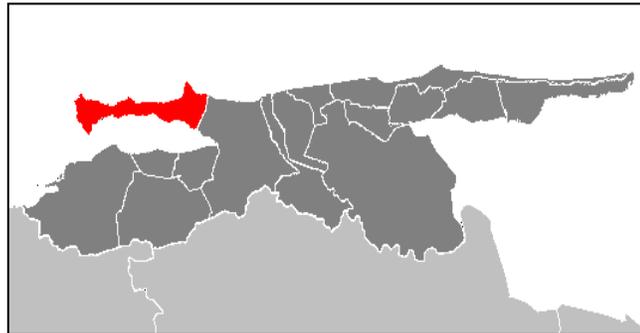


Figura 10. Ubicación del Municipio Cruz Salmerón Acosta, Edo. Sucre

Tomado de [12]



Figura 11. Vista del Emplazamiento de la CCP en la Península de Araya, Municipio Cruz Salmerón Acosta

Tomado de [13]

III.2.1 Clima Municipio Cruz Salmerón Acosta

El clima de la región, corresponde al tipo semidesértico con influencia marítima. En la Península de Araya se muestran las más bajas precipitaciones del estado Sucre, con lluvias muy escasas, breves y distanciadas en el tiempo, cercanas a los 250 mm., en general, en los meses de julio y agosto se presentan los máximos valores, y en febrero y marzo las mínimas cantidades de precipitación. Las temperaturas oscilan entre 26 y 27 °C, y son consideradas bajas para esta zona. La evaporación es bastante alta durante todo el año, superior a los 2000 mm al año y la oscilación de la presión atmosférica es limitada (5 – 10 mb). Predominan los vientos Alisios que soplan del noreste, cuyas velocidades están comprendidas entre de 2 a 5 m/s.

III.3 Selección del Generador Síncrono

La generación eléctrica debe adaptarse en todo momento a la potencia demandada y en las condiciones que marque el sistema al cual está conectada, siguiendo los criterios de calidad del suministro, que en el caso de Venezuela están regulados por CORPOELEC. Es particularmente importante, asegurar la continuidad del suministro y la calidad del mismo, tanto en el valor eficaz de la tensión de suministro ($\pm 5\%$) y la frecuencia (60 Hz $\pm 1\%$), que deben permanecer dentro de los márgenes marcados, como en la forma de la onda que debe ser lo más parecida posible a una onda sinusoidal.

El generador síncrono está conectado a una red de potencia infinita, por tanto el valor eficaz de las tensiones y la secuencia de fases deben ser idénticos en el alternador y en la red, así como la frecuencia, ello obliga a incorporar un sistema de regulación y control que asegure estas condiciones en todo momento.

El tipo de generador sincrónico a utilizar según Coba (2010) es el generador enfriado por aire Siemens Series SGen6-100A -2P debido a que fue el que se utilizó en Andasol 2, que es una planta termosolar cilindro parabólicas de 50 MW ubicadas en Granada, España. Sus características técnicas se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Características Técnicas Generador Siemens SGen-100 A-2P

Frecuencia [Hz]	Modelo	Factor de Potencia	Potencia Aparente [MVA]	Eficiencia [%]	Tensión en Bornes [kV]
50	SGen5-100A-2P	0,80 a 0,85	25 a 300	> 98,7	6,3 a 16
60	SGen6-100A-2P	0,80 a 0,85	25 a 300	> 98,7	6,3 a 16

Tabla elaborada con los datos de [14]

El generador Siemens modelo SGen-100A-2P se rige por la norma internacional IEC 60034-3 “Máquinas eléctricas rotatorias, parte 3: reglas específicas para generadores síncronos conectados a turbinas de vapor o turbinas de combustión de gas”, y clase de aislamiento F (ver Anexo N° 3).

El turbogenerador es de rotor cilíndrico o polos lisos, con el inducido en el estator (c.a. trifásica) y el inductor en el rotor (c.c.), devanado para dos polos ($p=1$), el eje turbina-alternador en horizontal, accionado directamente desde un extremo por el módulo de baja presión y desde el otro extremo, vía reductora, por el módulo de alta presión de la turbina. Su velocidad de rotación está impuesta por la red de donde se obtiene su valor según la ecuación:

$$\eta = \frac{60 * f}{p} = \frac{60 * 60}{1} = 3600 \text{ rpm} \quad \text{Ec. 3}$$

Donde:

η : Velocidad de giro del motor [rpm]

f: frecuencia [Hz]

p: pares de polos

A través de CORPOELEC se solicitó información de los generadores de 25 MW de polos lisos, tensión de 13,8 kV que estuviesen instalados en el SEN para completar los parámetros necesarios para la simulación, sin embargo en Venezuela no hay plantas termoeléctricas con esta capacidad de generación ya que se tiene Planta Centro con una capacidad instalada de generación de 2000 MW (5 generadores de 400 MW c/u) y Tocoa con una capacidad instalada de 1200 MW (3 generadores de 400 MW c/u). es por ello que se escogió la data de los generadores de la planta de gas Luisa Cáceres de Arismendi, ubicada en el Estado Nueva Esparta, debido que cumplieran con las características descritas anteriormente y por encontrarse operando en una temperatura y área semejante a la del Municipio Cruz Salmerón Acosta. Las características técnicas del generador a utilizar se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Características Técnicas Generador HITACHI

Frecuencia [Hz]	Factor de Potencia	Potencia Aparente [MVA]	Tipo de Rotor	Tensión en Bornes [kV]	Velocidad Sincrónica [rpm]	Reactancia Sincrónica [p.u.]	Conexión
60	0,85	30,313	Polos Liso	13,8	3600	1,81	YN

Tabla elaborada con los datos de [15]

III.4 Análisis de Criterios y Procedimientos para la Planificación de Sistemas Eléctricos

Los sistemas de potencia se planifican para soportar un amplio rango de posibles condiciones de operación (normal y de emergencia), tanto en régimen permanente como transitorio. El establecimiento de los criterios de planificación es producto de la cuantificación de los riesgos y consecuencias de las perturbaciones.

Las contingencias asumidas corresponden con uno de los siguientes eventos:

- Salida de servicio de cierta cantidad de generación.
- Pérdidas de algún enlace de transmisión.
- Pérdidas de una subestación completa o de una porción importa de ella.

- Pérdidas de carga.
- Pérdidas de compensación reactiva.

Dependiendo de las contingencias definidas, es necesario establecer los refuerzos requeridos en el sistema. Para ello se debe encontrar un equilibrio entre los siguientes factores: probabilidad de ocurrencia de la contingencia, calidad y contingencia del servicio, costos de generación y transmisión.

Es necesario reconocer que en la realidad muchas de las contingencias simuladas bajo estos criterios, ocurren con muy poca frecuencia, sin embargo los equipos instalados bajo estos criterios proporcionarán al sistema la capacidad para soportar cualquier tipo de contingencia que ocurra.

La gerencia de planificación de sistemas eléctricos examina diferentes métodos alternativos para reforzar el sistema eléctrico, basándose en la proyección de la demanda y en la simulación del sistema (instalaciones existentes y futuras) para corroborar su capacidad de atender en forma segura las cargas pronosticadas. Existe una relación íntima entre los criterios y los costos necesarios para mantener dichos criterios (capacidad financiera de la empresa), lo cual implican que algunas veces que los planes sean ajustados para garantizar el suministro del servicio eléctrico con calidad.

El propósito principal de los criterios de planificación es establecer pautas que permitan diseñar la evolución del sistema eléctrico, de manera tal que la oferta de servicio eléctrico cumpla con los niveles adecuados de calidad y confiabilidad exigidos por la carga. Dichos criterios se establecen con la intención de especificar amplios principios o lineamientos.

III.4.1 Criterios y Premisas Técnicas a Tomar en Cuenta en los Estudios de Planificación

Para la realización de este proyecto se tomó en cuenta una serie de premisas y criterios técnicos, las cuales se presentan a continuación.

- Se establece como condición normal de operación aquella en la que se encuentran disponibles y en servicio todos los elementos de generación y transmisión previstos en el año de estudio.
- Se establece como condición de emergencia de operación aquella en la que se encuentra indisponible un elemento de transmisión ó generación del sistema y durante la cual no se admiten botes de carga.
- Las cargas serán modeladas:
 - En régimen permanente: 100% potencia activa y reactiva.
 - En régimen transitorio: 60 % potencia activa y reactiva.
- El factor de potencia de las cargas del sistema será de 90%.
- Se consideran en operación los proyectos estructurantes de generación y transmisión en las fechas previstas por CORPOELEC.
- El diseño del sistema de transmisión asociado a la conexión de centrales y el cálculo de los niveles de cortocircuito en las subestaciones de conexión de planta y aledañas, Para el análisis de contingencias se consideró:
 - En centrales de generación una unidad en mantenimiento o falla, es decir, (n-1).
 - En líneas de transmisión, equipos de compensación reactiva y unidades de transformación se considerará la salida de un sólo elemento (n-1).
- En los análisis de cortocircuito se consideran fallas en barra de la subestación del tipo: trifásica, bifásica, monofásica y bifásica a tierra, con impedancia entre fases y fase a tierra de cero ohmios.
- En los análisis de régimen transitoria las contingencias a simular será la siguiente:

- Fallas bifásicas a tierra a 230 kV con un tiempo de despeje de 6 ciclos (100 mseg).

III.4.2 Premisas Económicas

- Para los costos de las pérdidas y los de operación y mantenimiento se considera el tiempo de vida útil de los equipos (25 años).
- Se considera como costo fijo de operación y mantenimiento el 2,5 % de la inversión de la obra a partir del año siguiente a su puesta en servicio.
- Se considera una tasa de descuento del 10,20 % para el cálculo del valor presente neto.
- Se considera para la valoración de las pérdidas de transmisión un costo de la energía de 78,76 US\$/MWh, según el informe denominado “Costo de la Generación de Energía para la Valoración de las Pérdidas de Transmisión”, realizado por CORPOELEC.

III.4.3 Criterios Técnicos

- En condiciones normales de operación:
 - Las tensiones deben permanecer entre 95 % y 105 % de la tensión nominal.
 - No se permite sobrecarga de ningún elemento del sistema de potencia.
- En condiciones de emergencia (contingencia simple) de operación:
 - Las tensiones deben permanecer entre 95 % y 105 % de la tensión nominal para todas las barras del sistema.
 - Se permiten la sobrecarga de 20 % en líneas de transmisión.
 - No se permite sobrecarga de transformadores.
- Los análisis de cortocircuito, se realizarán con la norma IEC60909.
- En régimen transitorios

- La tensión post-falla instantánea deberá ser mayor ó igual a 0,8 p.u. en barras cuyo nivel de tensión es mayor o igual a 230 kV.
- La tensión post-falla no deberá ser menor ó igual a 0,9 p.u. durante un intervalo de tiempo mayor a 1 segundo, en barras cuyo nivel de tensión es mayor o igual a 230 kV.
- Las diferencias angulares entre generadores no deben aumentar con el tiempo.
- Las respuestas de tensiones, potencias y ángulos deben mostrar un comportamiento atenuado.

III.5 Elementos de la Planificación de la Transmisión

La planificación de la transmisión comienza con la estimación de la demanda, incluyendo información no solo concerniente a la demanda total del sistema, si no a la carga esperada (activa y reactiva) en cada una de las barras. La predicción de la demanda también proporciona información para determinar las demandas de potencia en las barras en condiciones diferentes a las máximas cargas. Las diversas condiciones de cargas serán luego combinadas junto con los datos de transmisión y generación del sistema existente con la finalidad de representar o reflejar las diferentes condiciones bajo las cuales puede operar el sistema eléctrico.

Uno de los elementos importantes en el desarrollo del plan de transmisión, es la determinación de los costos asociados a las diferentes alternativas que pueden ser consideradas. Estos costos son combinados como parte de la evolución económica, la cual determinará la mejor opción bajo este punto de vista.

III.6 Estudios de Planificación de la Transmisión

El estudio planificación de la transmisión es un proceso en el cual se plantea un cierto número de alternativas de expansión, las cuales deben satisfacer los

requerimientos técnicos del sistema para luego establecer la correspondiente comparación económica.

El sistema es probado mediante modelación para determinar si satisfará los niveles de calidad de servicio. Las pruebas técnicas consisten en estudios de flujo de carga, cortocircuito y estabilidad transitoria y, en algunas ocasiones, estudios de sobretensiones, cálculos probabilísticos de confiabilidad y optimización matemática. Cuando una alternativa no satisface los requerimientos se incorporan cambios o adiciones (generación y/o transmisión) y el sistema resultante se prueba de nuevo. Finalmente, los planes técnicamente aceptables se comparan sobre las mismas bases económicas, y los resultados de estas comparaciones son utilizadas en el proceso de toma de decisiones. A continuación se indican diferentes tipos de estudios que se realizan:

- Flujo de Carga
- Corto circuito
- Estabilidad

III.7 Hipótesis Básicas Consideradas en los Estudios de Planificación de la Transmisión

En todos los estudios de planificación de la transmisión es necesario asumir una serie de condiciones de operación del sistema, entre las cuales están:

- ¿Qué transmisión esta fuera de servicio por falla ó mantenimiento?
- ¿Cuál es el nivel de carga del sistema?
- Condiciones particulares de los sistemas eléctricos vecinos.

El comportamiento aceptable del sistema bajo las suposiciones descritas especificado en los criterios de planificación.

III.8 Factores Importantes de la Determinación de los Planes de Transmisión

Los sistemas de transmisión tienen diferentes características debido principalmente a las condiciones de operación, a las diferentes densidades de cargas, al tamaño y tipo de plantas de generación, y subestaciones.

En general se puede decir que el proceso de planificación se convierte en la comparación de las posibles cargas de los componentes individuales (obtenidos de la simulación con modelos de flujo de carga), con los valores de capacidad de carga de los equipos. Las restricciones de tensión y estabilidad deben verificarse cuidadosamente, aunque por lo general no son estos los factores determinantes.

Los valores de capacidad de carga o de régimen de los equipos son de dos tipos:

- De régimen normal.
- De régimen de emergencia.

En la selección de estos valores de régimen se deben considerar una serie de factores tales como la temperatura ambiente, velocidad de viento, daños térmicos aceptables a pérdidas de vida útil de los equipos, elongación de los conductores, etc. Para algunos equipos, tales como cables y transformadores, las condiciones de carga son un factor determinante de los valores de régimen.

Otro parámetro limitante en los sistemas de transmisión es el nivel de corto circuito. Las limitaciones de corto circuito modifican en la mayoría de los casos el diseño con las capacidades de interrupciones de la red para cumplir con las capacidades de interrupción de los equipos y con las restricciones de diseño mecánico.

La instalación de grandes unidades de generación en lugares distantes de los centros de carga hace que las consideraciones de estabilidad se conviertan en un factor importante. En la solución de los problemas de estabilidad transitoria se aplican una serie de métodos, tales como: subestaciones intermedias, disparos transferidos, despeje rápido de fallas, maniobras monofásicas, compensación con condensadores en serie en las líneas de transmisión, válvulas de operación rápida en las turbinas, y el uso de resistencias de frenado dinámico en los generadores. La solución óptima deberá ser consistente con las condiciones específicas del sistema y las restricciones económicas.

III.9 Información Requerida en la Planificación de la Transmisión

Los estudios de planificación de transmisión requieren en la mayoría de los casos de una información común a todos ellos, además de los requerimientos especiales que tengan cada tipo de estudio.

III.9.1 Información Básica Común:

- Planos y diagramas unifilares.
- Líneas de transmisión.
- Transformadores de potencia.
- Compensación reactiva instalada.
- Carga del sistema y de las subestaciones.
- Unidades de generación.
- Diagramas unifilares de las subestaciones.

III.10 Casos de Estudios del DIgSILENT Power Factory Versión 14.0.520.2

Se tomaron en consideración seis opciones cada una de ellas en el mismo año de estudio 2019 (ver Figura 12).

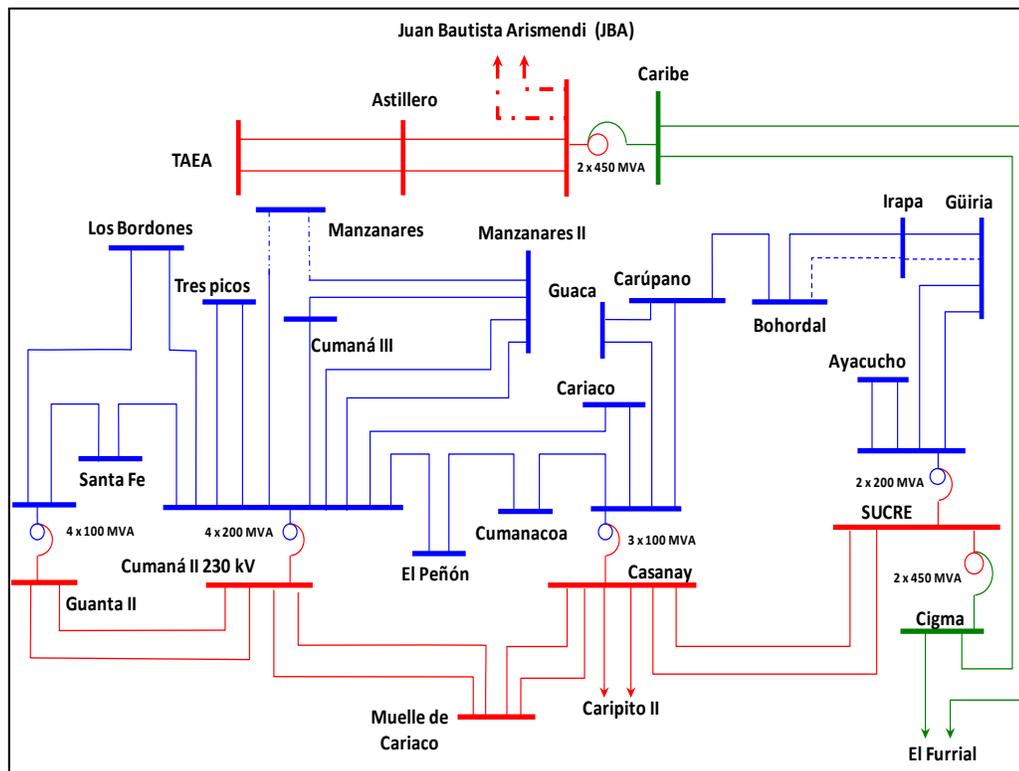


Figura 12. Diagrama Unifilar de Cumaná, Año 2019

Tomado de [16]

- **Caso A: Conexión 34,5 kV (Interconexión Subestación Tres Picos ver Anexo N° 5)**

El Power Factory es un programa que utiliza la unidad de planificación de transmisión para el diseño y aplicación de los criterios técnicos expuestos anteriormente. Esta unidad hace uso de cargas concentradas para los niveles de tensión menores a 115 kV al igual que los estudios que realiza el departamento de demanda de CORPOELEC que son hasta dicho nivel de tensión. Al estar por debajo de la tensión de 115 kV corresponde a la unidad de planificación de distribución, por lo que para este caso, con la ayuda del personal de operaciones de la zona del estado Sucre y con la ayuda del Atlas eléctrico de CADAFE año 2005, se simuló desglosando la carga concentrada ubicada en la subestación Tres Picos. Para ello se necesitó la demanda no coincidente de esa subestación, la cual la entregó la unidad de

demanda como se muestra el Anexo N° 6, está tiene el histórico hasta el año 2008 y un pronóstico hasta el año 2030, sin embargo para el caso de estudio es hasta el año 2019.

Como la carga está concentrada se necesita la demanda por alimentador para así desglosar esa carga como aparece en el Anexo N° 7.

Los alimentadores que se necesitan en este caso son Cumanacoa y Araya que representan las cargas en 34,5 kV. Como no se sabe cuánto es la demanda de Cumanacoa y Araya, la unidad de distribución aplica un método para ver el porcentaje de cada alimentador. Sin embargo, la demanda no es lineal, este tipo de técnica no se puede aplicar para más de 10 años. [17]

Como se observa en el Anexo N° 7, se tienen las corrientes máximas mensuales medidas en los alimentadores de la subestación de Tres Picos en el año 2008. Para determinar los porcentajes se tomo la corriente máxima de Cumanacoa y Araya que representaría la demanda máxima, y se aplicó la siguiente fórmula: [17]

$$S = \sqrt{3} * V * I_{Max} \quad \text{Ec. 4}$$

Al aplicar la ecuación 4 en los alimentadores Cumanacoa y Araya se obtiene:

$$S_{Cumanacoa} = \sqrt{3} * 34,5kV * 200A = 11,94 \text{ MVA}$$

$$S_{Araya} = \sqrt{3} * 34,5kV * 120A = 7,16 \text{ MVA}$$

Se suman ambas potencias ya que representaría 100 % de la demanda (S_{Total}).

$$S_{Total} = S_{Cumanacoa} + S_{Araya} \quad \text{Ec. 5}$$

$$S_{Total} = 11,94 \text{ MVA} + 7,16 \text{ MVA} = 19,10 \text{ MVA}$$

Los porcentajes de cada alimentador son:

$$S_{\text{Araya}} = \frac{7,16 * 100\%}{19,10} = 37,50\%$$

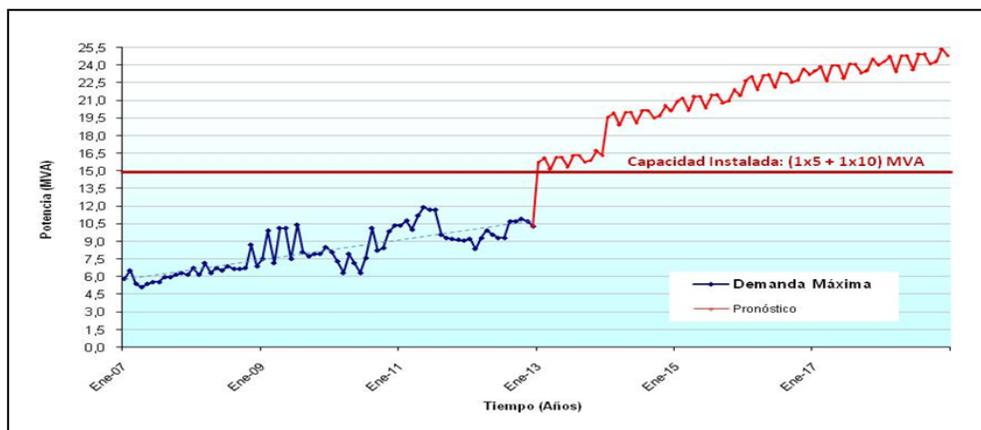
$$S_{\text{Cumanacoa}} = S_{\text{Total}} - S_{\text{Araya}} = 100\% - 37,50\% = 62,50 \%$$

Después de obtener dicho resultado, se multiplicó cada porcentaje por cada demanda de 34,5 kV y se obtuvo la demanda anual en Cumanacoa y Araya, respectivamente. Sin embargo, el personal de operaciones de la zona envió el histórico del Municipio Cruz Salmerón Acosta hasta el año 2012 y un pronóstico hasta el 2016 como lo muestra la Tabla 4.

Tabla 4. Proyección de la demanda máxima en MVA del municipio Cruz Salmerón Acosta

HISTORIA							PRONÓSTICOS			
AÑO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Dmáx	6,57	8,71	10,44	10,39	11,94	10,92	16,72	20,54	21,88	23,70
%Crec.	-	32,7%	19,9%	-0,6%	14,9%	-8,5%	53,1%	22,9%	6,5%	8,3%
%Crecimiento Interanual Promedio 2012-2016							21,4%			

Tomado de [18]



Gráfica 1. Proyección de la demanda máxima en MVA del municipio Cruz Salmerón Acosta

Tomado de [18]

El personal de la zona dio a conocer las cargas conectadas actualmente del alimentador Araya, las cuales son: Carga Araya, Carga Ensal I, Carga Ensal II y Carga Manicuare. Se realizó el mismo procedimiento anterior para obtener el porcentaje por cada carga y se obtuvo la demanda de las cargas del alimentador Araya (ver Anexo N° 8). También se multiplicó por el factor de potencia (0,9) para obtener la demanda en MW.

Posteriormente, al obtener esta información se procedió con la ayuda del Atlas de CADAFE y de operaciones de la zona del Estado Sucre para simular el caso. Se colocó la carga de 34,5 kV en Tres Picos que representa a Cumanacoa, además de un circuito de 34,5 kV de Cobre 2/0 AWG con una longitud de 21,8 km hasta llegar a la barra FIPACA (no es una subestación es simplemente una barra de transferencia donde llega línea aérea y cambia a cable submarino) se tiene un circuito de cable submarino de 34,5 kV de Cobre 4/0 AWG con una longitud de 7 km hasta llegar a la barra Punta Arena (esta barra tiene la misma función que la barra de FIPACA) y posteriormente de un circuito de 34,5 kV de Cobre 2/0 AWG con una longitud de 9 km hasta llegar a la subestación Araya 34,5 kV Radial II que es una subestación encapsulada (debido a la contaminación de la zona y la cercanía a la mina de sal). La subestación Araya cuenta con dos transformadores 34,5/13,8 uno con una capacidad de 10 MVA y tienes las cargas de Araya, Ensal I y Ensal II y otro transformador tiene una capacidad de 5 MVA y contiene la carga de Manicuare.

La subestación Araya es encapsulada y no se dispone de espacio físico para aumentar la capacidad de la misma. Sólo cuenta con dos transformadores, uno de 5 MVA y el otro de 10 MVA. Según la NORMA “ESPECIFICACIONES PARTICULARES SUBESTACIÓN RADIAL II” de CADAFE, para una subestación de 34,5 kV la capacidad máxima de los transformadores son dos unidades con una capacidad máxima de 20 MVA. Debido al aumento de la demanda energética, causado por los desarrollos urbanísticos, industriales y turísticos, se

propone colocar una subestación nueva de 34,5 kV con una capacidad máxima de 20 MVA (dos transformadores de 10 MVA), así como desarrollar un circuito adicional de 34,5 kV de Cobre 2/0 AWG de Tres Picos hasta llegar a la barra de FIPACA, un circuito de cable submarino en paralelo a la que se encuentra actualmente con las mismas característica de cable de cobre 4/0 AWG que conecta a FIPACA 34,5 kV con Punta Arena 34,5 kV, y de Punta Arena un circuito adicional de 34,5 kV de Cobre 2/0 AWG hasta llegar a la nueva subestación Nueva Araya que es una subestación encapsulada 34,5 kV Radial II, de tal forma que se tenga un servicio de calidad, confiable y eficiente. La subestación Nueva Araya cuenta con dos transformadores 34,5/13,8 kV cada uno con una capacidad de 10 MVA. Y se realizó una distribución de carga en un transformador se tienen las cargas de Araya y Ensal I mientras que en el otro transformador se tienen las cargas de Manicuaire y Ensal II. Además, se conectó un interruptor entre las barras, el cual está generalmente abierto y cierra sus contactos al momento de una falla para no perder las cargas. Cabe destacar que la subestación es una radial II debido a que es la más robusta de su categoría (34,5 kV).

Posteriormente, se modelaron las subestaciones según el portafolio de inversiones de CORPOELEC. Dichas subestaciones estaban programadas para el año 2019 y en la data del Power Factory estaban planificados para el año 2030, por lo cual se procedió a pasar todas las subestaciones específicamente las del estado Sucre al año correspondiente (en este caso 2019). Dichas subestaciones fueron Cigma 400 kV, El Furrial 400 kV, Caribe 400 kV, Caribe 230 kV, Astillero 230 kV y TAEA 230 kV. Y finalmente se obtiene el caso A. Para este caso se colocaron los dos generadores de 30,313 MVA y un factor de potencia de 0,85 y dos transformadores de 34,5/13,8 kV de 30 MVA en la subestación de Nueva Araya 34,5 kV.

- **Caso B: Conexión 230 kV (Interconexión Subestación TAEA, ver Anexo N° 9)**

Para el caso B se tomó el caso anterior (caso A), manteniendo así todas las demandas y cambios que se necesitaban, en la subestación Tres Picos 115 kV. Todo el sistema que se desglosó anteriormente para obtener el sistema de distribución, se convirtió en una carga concentrada de 115 kV. La S/E Cigma 400 kV tiene una línea de 190 km de 400 kV ACAR 1024,5 MCM hasta la S/E Caribe y una línea de 250 km de 400 kV ACAR 1024,5 MCM. La S/E El Furrial tiene una línea de 140 km de 400 kV ACAR 1024,5 hasta la S/E Caribe 400 kV. La S/E Caribe 400 kV tiene dos autotransformadores de 400/230 kV con una capacidad de 450 MVA c/u, dos líneas de 26 km de 230 kV ACAR 1100 MCM hasta la S/E Astillero 230 kV. En la S/E Astillero 230 kV se tienen dos líneas de 40 km de 230 kV ACAR 1100 MCM hasta llegar a la S/E TAEA 230 kV. Este caso depende de las subestaciones Cigma 400 kV, El Furrial 400 kV, Caribe 400 kV, Astillero 230 kV y TAEA 230 kV perteneciente a PDVSA. En la S/E TAEA 230 kV cuenta con una carga industrial que lleva el nombre de TAEA 230 kV, se colocaría dos autotransformadores de 230/34,5 kV con una capacidad de 55 MVA c/u que proporciona un patio de 34,5 kV que se encontrarían las cargas Manicuare y TAEA 34,5 kV (carga urbanística), luego dos líneas de 16 km de 34,5 kV Cobre 2/0 AWG que llegan a la subestación Nueva Araya 34,5 kV radial II. La subestación Nueva Araya cuenta con dos transformadores 34,5/13,8 kV c/u con una capacidad de 10 MVA, donde se encuentran las cargas Araya, Ensal I y Ensal II.

Para este caso se simularon los dos generadores de 30,313 MVA y un factor de potencia de 0,85 y dos transformadores de 230/13,8 kV de 30 MVA en la subestación de TAEA 230 kV.

- **Caso C: Conexión 34,5 kV (Interconexión Subestación TAEA, ver Anexo N° 10)**

Este caso C es el mismo que el caso B la única diferencia es que se colocaron los dos generadores de 30,313 MVA cada uno con un factor de potencia de 0,85 y dos transformadores de 34,5/13,8 kV de 30 MVA en la subestación de TAEA en la barra de 34,5 kV.

- **Caso D: Conexión 115 kV (Interconexión Subestación TAEA, ver Anexo N° 11)**

Este caso es parecido a los dos caso anteriores (B y C) con la diferencia que TAEA de 230 kV cambia el patio de 34,5 kV a una de 115 kV dicha opción se sugiere que se incluya de una reunión con las unidades de Planificación de Transmisión, Distribución y Energía Alternativas de CORPOELEC. Para este caso se colocaron en la subestación de TAEA dos autotransformadores de 230/115 kV con una capacidad de 100 MVA cada uno luego dos líneas de transmisión de 16 km ACSR 336,4 MCM para luego llegar a la subestación Nueva Araya 115 kV que es una subestación encapsulada Nodal 115 TD. Nueva Araya 115 kV tiene dos patio, uno de 34,5 kV que tiene dos transformadores de 115/34,5 kV de 16 MVA cada uno tiene la carga de Manicuaire con una tensión de 34,5 kV y es de este nivel de tensión debido a que la carga está muy alejada de la subestación produciendo caídas de tensión, por lo tanto aumentando el nivel de tensión ahí menos pérdidas. Hay otro patio de 13,8 kV con dos transformadores de 115/13,8 kV de 36 MVA c/u que tiene tres cargas que son Araya, Ensal I y Ensal II. En este caso, se colocó dos generadores de 30,313 MVA y un factor de potencia 0,85 y los dos transformadores de 115/13,8 kV de 30 MVA en la subestación de Nueva Araya 115 kV.

- **Caso E: Conexión 115 kV (Interconexión Subestación Manzanares, ver Anexo N° 12)**

Esta opción propuesta por la unidad de operaciones de la zona, distribución y energía alternativa, y se tomó esta decisión debido a que en la subestación Tres Picos no tenían más disponibilidad para expansión por lo que la unidad de operaciones propone la interconexión en la subestación Manzanares. Por lo que se colocó dos líneas de transmisión de 3 km de 115kV ACSR 336,4 MCM hasta la barra FIPACA que es una barra de transferencia luego dos líneas tripolar de cable submarino de 7 km 115 kV 500 MCM hasta Punta Arena que es otra una barra de transferencia. Después de Punta Arena dos líneas de transmisión de 9 km de 115kV ACSR 336,4 MCM hasta la subestación Nueva Araya 115 kV, dicha subestación tiene las misma conexiones y característica que el caso D.

- **Caso F: Conexión 115 kV (Interconexión Subestación Chacopata, ver Anexo N° 13)**

Se colocaron dos líneas de transmisión de 55 km de 115kV ACSR 336,4 MCM desde la subestación de Chacopata 115 kV hasta Nueva Araya 115 kV que es una subestación Nodal 115 TD. Nueva Araya 115 kV tiene dos patio uno de 34,5 kV, posee dos transformadores de 115/34,5 de 16 MVA cada uno y contiene el circuito Manicuaré. El otro patio de 13,8 kV tiene dos transformadores de 115/13,8 kV de 36 MVA cada uno, y contiene tres circuitos Araya, Ensal I y Ensal II. Al igual que los caso D y E se colocó los dos generadores de 30,313 MVA y un factor de potencia 0,85 y los dos transformadores de 115/13,8 30 MVA en la subestación de Nueva Araya 115 kV.

III.11 Estudios de Flujos de Carga

III.11.1 Niveles de Carga a Estudiar

Se evaluará la operación del sistema en condiciones normales y de emergencia con demanda máxima.

III.11.2 Representación del Sistema

El sistema representado en los estudios de flujo de carga corresponde algunas veces a una porción del sistema total. La empresa al realizar la planificación de transmisión primario, una porción de las interconexiones vecinas, y quizás una parte del sistema de distribución. La razón para incluir cualquier parte del sistema total responde a la necesidad de representar todas las instalaciones que afectan o que son afectadas por las decisiones tomadas acerca del sistema de transmisión. En el caso de CORPOELEC es usual representar el sistema desde el nivel de 115 kV en adelante.

Algunas veces es necesario incluir el sistema equivalente de una porción del sistema al realizar el flujo de carga. Esto generalmente se hace con la finalidad de simplificar la representación del sistema de distribución o los sistemas vecinos. Al seleccionar las áreas para realizar los equivalentes debe tenerse en cuenta la carga de las líneas individuales, las tensiones en las barras y los requerimientos locales de reactivos.

III.11.3 Métodos de Solución

El requerimiento básico para cualquier algoritmo de flujo de carga es una convergencia rápida y confiable. Esto es particularmente importante ya que ningún método conocido, es lo suficientemente rápido para aplicaciones rutinarias, puede garantizar una solución en cada caso estudiado. Adicionalmente es importante que el

método no deje de converger para ninguna condición en la cual el sistema sea físicamente operable.

Para soluciones generales del flujo de carga, el método de Newton-Raphson es sin dudas el más versátil, por lo que es considerado como el método estándar en la industria hoy en día. Ello se debe principalmente a sus características de convergencia y al desarrollo de técnicas eficientes de programación.

III.11.4 Simulación de Flujo de Carga DIGSILENT Power Factory Versión 14.0.520.2

Una vez que se ha configurado toda la red y seleccionado todas las variables de interés se procedió a calcular el flujo de carga.

Dichas variables se muestran a continuación:

- **Barras:** Tensión [kV], Tensión [p.u.], Potencia Activa [MW] y Potencia Reactiva [Mvar].
- **Cargas:** Potencia Activa [MW] y Potencia Reactiva [Mvar].
- **Generadores, Líneas y Transformadores:** Potencia Activa [MW], Potencia Reactiva [Mvar] y Cargabilidad ó Factor de Utilización [%].

III.12 Estudios de Corto Circuito

III.12.1 Configuraciones de la Transmisión

La configuración del sistema de transmisión a utilizar debe ser la que se use normalmente a demanda máxima.

III.12.2 Simulación de cortocircuito DIgSILENT Power Factory Versión 14.0.520.2

De los seis casos que se simularon se seleccionaron las barras a las cuales se realizó el estudio de corto circuito mediante las Normas IEC 60909-2001 y IEEE/ANSI C37.5, y se aplicó las cuatros fallas como se muestra en la tabla 5.

Tabla 5. Estudio de Corto Circuito

Central Solar Termoelectrica de Concentración con Almacenamiento: Sin Conexión a Red y Con Conexión a Red					
Barras	NORMA IEC60909-2001	Falla Trifásica (3F)	Falla Bifásica (2F)	Falla Monofásica (1F)	Falla Bifásica a Tierra (2F-T)
	IEEE /ANSI C37.5				

Tomado de [19]

Debido a que las tensiones prefalla por la norma IEC $V_{pf} = c * V_n$ donde c es la constante de tensión como lo muestra en el Anexo N° 14 que se escogió como peor condición, se tomará la constante máxima que para tensiones por arriba de 1 kV es de 1,1 como efectivamente es el caso, para la norma ANSI/IEEE $V_{pf} = V_n$ la tensión es igual a 1 p.u.; sin embargo como se realizó el estudio para ambas normas se seleccionó la misma tensión prefalla de la norma IEC que es la peor condición de tensión prefalla ya que estos nos asegurará que el sistema estará protegido por cualquier tipo de falla así sea improbable.

III.13 Estudios de Estabilidad

III.13.1 Consideraciones Básicas para el Estudio de Estabilidad

En general es necesario llegar a un compromiso para satisfacer los requerimientos del flujo de carga, cortocircuito y estabilidad, ya que en general las soluciones para mejorar el flujo de carga y estabilidad no son adecuadas desde el punto de vista de cortocircuito y viceversa.

Cuando se investiga la estabilidad deben considerarse las siguientes condiciones:

- 1) Condiciones estacionarias antes de la falla.
- 2) Transitorios durante la falla.
- 3) Estado estacionario (dinámico) después de eliminar la falla.

Generalmente las condiciones estacionarias antes de la falla no son críticas, pero la estabilidad transitoria durante la falla sí suele ser crítica y los límites del estado estacionario después de la falla pueden ser críticos en algunas ocasiones.

III.13.2 Tipos de Fallas

Para este trabajo de grado el tipo de falla a evaluar se define en los criterios de planificación. Para un nivel de tensión de 230 kV una falla en barra bifásica a tierra con tiempo de despeje de 6 ciclos (100 ms).

III.13.3 Ubicación de la Fallas

Existen generalmente cuatro ubicaciones de fallas que son importantes al simular el sistema en los estudios de estabilidad:

- 1) Cerca de las barras de las plantas de generación importantes.
- 2) Directamente sobre la barra de una planta de generación
- 3) Cerca de la barras de las subestaciones importantes de transmisión.
- 4) Directamente sobre la barra de las subestaciones de transmisión importantes.

Las fallas directas sobre las barras (2 y 4) usualmente son las más severas ya que requieren que todos los interruptores conectados a la barra se abran para despejar

la falla, las fallas cerca de las barras (1 y 3) se usan para determinar si es adecuado el esquema de relés de protección usado en los interruptores de dichas barras.

La ubicación exacta de la falla más severa dependerá de sistema de protección (configuración de los relés) en la subestación evaluada (diferencia esquemas de barras e interruptores).

III.13.4 Simulación de Estabilidad Ángulo en DigSILENT Power Factory Versión 14.0.520.2

Para los estudios de flujo de carga y corto circuito sí se realizaron las simulaciones utilizando todo el SEN, sin embargo para este caso de estudio, se toma el caso B con la diferencia que se tuvo que colocar una red externa en la barra Caribe 230 que es la barra Slack (ver Figura 13), la red externa se modela como un equivalente de Thévenin, además se agregó una carga concentrada llamada SEN y en la barra JBA 230 también se colocó una carga concentrada que simuló toda la Región Insular que servía la ex-operadora SENECA. Se obtiene así un modelo para realizar el estudio de estabilidad debido a que el caso de estudio se encuentra en el año 2019, donde hay plantas de generación que serán incluidas en el país pero no tienen su sistema de control.

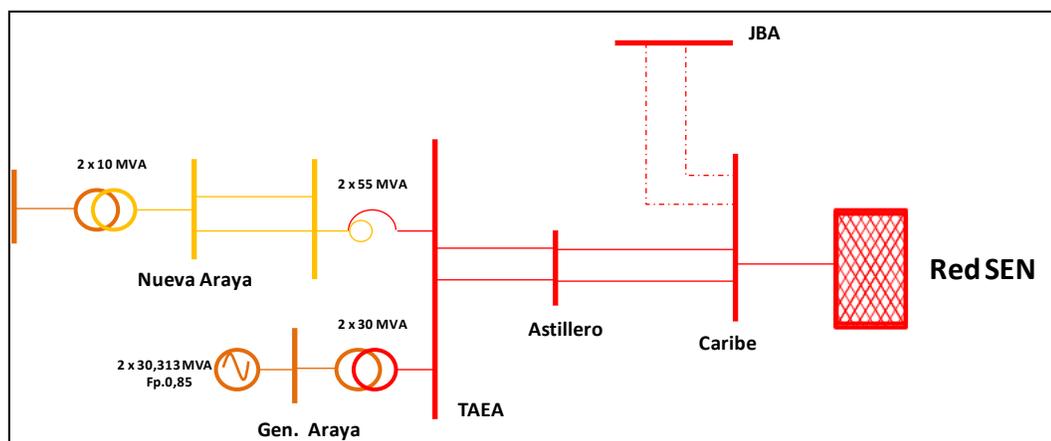


Figura 13. Diagrama Unifilar de Cumaná, Año 2019. Opción B Estudio de Estabilidad

Tomado de [16]

Para realizar el estudio de estabilidad en el simulador todas las máquinas tienen que tener asociado los sistemas de control para poder realizar la corrida, de no hacerse de esta forma simplemente el programa no consigue la convergencia y se queda en un lazo infinito tratando de obtener todos los datos. Al generador se le incorpora los sistemas de control para realizar el estudio dinámico, para ello se necesitó colocar el elemento: “modelo compuesto” en él se introducen el gobernador, la turbina, el generador y el regulador de tensión.

Se realizó el análisis transitorio definiendo tres cosas: el elemento, la variable y los eventos. El elemento en este caso fueron las barras y el generador las variables para las barras la tensión en magnitud p.u. y para el generador el ángulo del rotor con respecto al ángulo de la máquina de referencia en grados.

Se definieron dos eventos por cada barra: En el primer evento se definió el tiempo de ejecución, el cual fue de 0,1 s; en este tiempo ocurrió la falla (corto circuito bifásico a tierra con impedancia entre fases y fase a tierra de cero ohmios), la simulación comenzó en 0 s. El segundo evento fue el despeje de la falla en este caso se realizó en el tiempo de 0,2 s como se indicó en los criterios y premisas técnicas anteriormente se indicó un tiempo de despeje de la falla igual 100 ms (0,1 s). Posteriormente se realizaron los cuatro casos cada una con los dos eventos explicados anteriormente, las fallas en las barras fueron: TAEA 230, Astillero 230, Caribe 230 y SENECA 230. Se realizó una falla a la vez (ver Figura 14).

Eventos de Simulación - Study Cases\Caso de Estudio\Eventos de Simulación :

	Nombre	Tiempo	Objeto StaBar*, ElmTem*,...	Fuera de Ser...	Object modified	Object modified by	
▶	Evento de Corto Circuito	0,1	TAEA 230	<input type="checkbox"/>	20/06/2015 19:37:48	Pablo	▲
▶	Evento de Corto Circuito	0,2	TAEA 230	<input type="checkbox"/>	20/06/2015 19:37:48	Pablo	
▶	Evento de Corto Circuito	0,1	JBA 230	<input checked="" type="checkbox"/>	16/06/2015 22:46:20	Pablo	
▶	Evento de Corto Circuito	0,2	JBA 230	<input checked="" type="checkbox"/>	16/06/2015 22:46:25	Pablo	
▶	Evento de Corto Circuito	0,1	Caribe 230	<input checked="" type="checkbox"/>	16/06/2015 22:50:09	Pablo	
▶	Evento de Corto Circuito	0,2	Caribe 230	<input checked="" type="checkbox"/>	16/06/2015 22:50:13	Pablo	
▶	Evento de Corto Circuito	0,1	Astillero 230(1)	<input checked="" type="checkbox"/>	20/06/2015 19:37:48	Pablo	
▶	Evento de Corto Circuito	0,2	Astillero 230(1)	<input checked="" type="checkbox"/>	20/06/2015 19:37:48	Pablo	

Cerrar

Figura 14. Ventana de los Eventos de Simulación
Tomado de [20]

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

IV.1 Flujo de Carga

Los estudios de flujo de carga se encuentran documentadas en los anexos, en ellas se podrá apreciar las características de cada caso estudiado, es importante acotar que el simulador DIgSILENT PowerFactory asocia un signo a la dirección del flujo de potencia como positivo (+) cuando el flujo sale del elemento de potencia y negativo (-) en caso contrario. De manera que, en las tablas de algunos casos se observará la potencia activa como negativa lo que significa que el flujo está entrando al elemento de potencia (barra, línea, transformador, etc.), sin embargo para la potencia reactiva si es inductiva, será positiva (+) y si es capacitiva, es negativa (-) pero si está el signo negativo (-) de la potencia activa se debe tomar en cuenta que la potencia reactiva si es positiva (+) será capacitiva y si es negativa (-) será inductiva.

Para el caso A se realizó el análisis con las siguientes barras: Planta Cumaná 230 kV, Planta Cumaná 115 kV, Tres Picos 115 kV, Tres Picos 34,5 kV, Tres Picos 13,8 kV, FIPACA 34,5 kV, Punta Arena 34,5 kV, Nueva Araya 34,5 kV, Araya 13,8 kV y Manicuare 13,8 kV. En esta opción se planteó de ocho casos las cuales fueron:

Tabla 6. Análisis de Flujo de Carga, Caso A

#	Central Solar Termoeléctrica de Concentración con Almacenamiento	Falla o Mantenimiento	Anexos
A1	Sin Generación	x	15-16
A2	Con Generación	x	17-18
A3	Con Generación	Generador (G1) de la Planta Termosolar	19 - 20
A4	Con Generación	Línea FIPACA - Tres Picos (L1)	21 -22
A5	Con Generación	Línea de Cable Submarino (L1)	23 -24
A6	Con Generación	Línea Punta Arena - Nueva Araya (L1)	25 -26
A7	Con Generación	Transformador Tres Picos 115/34,5 (T1)	27 -28
A8	Con Generación	Transformador Nueva Araya 34,5/13,8 (T1)	29 -30

Tomado de [19]

En el caso particular A1 se simuló un sistema parecido al actual (año 2016) a diferencia que se colocó un circuito adicional desde Tres Picos hasta Nueva Araya y además se amplió la subestación Nueva Araya a su máxima capacidad para una subestación de 34,5 kV que es de 20 MVA.

En los resultados de las simulaciones, puede verse claramente la caída de tensión para las barras Punta Arena 34,5 kV (0,9386 p.u.), Nueva Araya 34,5 kV (0,9143 p.u.), Araya 13,8 kV (0,8892 p.u.) y Manicuaire 13,8 kV (0,8892 p.u.). Todas las barras anteriores no cumplen con los criterios de planificación de transmisión de CORPOELEC, ya que la tensión no se encuentra entre 0,95 y 1,05 p.u., esto se debe a que la generación más cercana se encuentra en Planta Cumaná lo que hace que la distancia sea larga para dicho nivel de tensión (34,5 kV). Una disminución de tensión significa un aumento de la corriente que circula por la línea, para transportar la misma potencia, y por tanto, aumentan las pérdidas por calentamiento de los conductores y por efectos electromagnéticos. A menor tensión, mayor corriente y, en consecuencia, mayor pérdida energética. Cabe destacar que cuando se realizó el flujo de carga para

dicho caso, se observó un flujo de carga en dirección aguas abajo, hacia las cargas de Araya, Ensal I, Ensal II y Manicuaire.

Para el caso A2 en el cual se conectaron los generadores de la planta termosolar en la subestación Nueva Araya 34,5 kV, mejoraron notablemente los perfiles de tensión sobre todo desde la barra de FIPACA aguas abajo con tensiones superiores a 0,99 p.u., también hay que tener en cuenta que la dirección del flujo de carga cambia desde Nueva Araya 34,5 kV hasta Tres Picos 115kV, lo que indica que los sistemas de protecciones, que antes eran unidireccionales, ahora para ese tramo deben ser bidireccionales. Al conectar los generadores al sistema, este introduce reactivos al SEN y como se observó en los transformadores de Tres Pico 115/34,5 kV hay una disminución de la potencia activa y aumento de la potencia reactiva. La solución para ajustar fue aumentar los taps de dichos transformadores, esto hace que regule la potencia reactiva y mejorar el perfil de tensión, sin embargo cuando se realizó dicho proceso, se aumentaron los taps y no se observó un cambio notable por lo que se recomienda un estudio de compensación.

En el caso A3, la simulación muestra una pequeña caída de tensión sin quebrantar los criterios de planificación en las barras Nueva Araya 34,5 kV, Araya 13,8 kV y Manicuaire 13,8 kV producto de la falla en el generador G1 y en el caso del transformador de tres picos 115/34,5 kV la potencia activa es mayor que la reactiva, producto de la falla en el generador que deja de introducir más reactivos al sistemas. Para los casos con generación y falla la línea FIPACA- Tres Picos L1, con generación y falla la línea de cable submarino L1, con generación y falla la línea Punta Arena-Nueva Araya L1 como dichos casos son fallas en las líneas de 34,5 kV la cargabilidad supera el 100 % más no el 120 % como lo indica el criterio.

En el caso A4 hay un aumento en la potencia activa y reactiva y por lo tanto hay una mayor cargabilidad del transformador paralelo de tres picos 115/34,5 kV; ya que asume su carga más la del transformador fallado.

En el caso A5 se observa una cargabilidad del 147,2674 % del transformador Araya 34,5/13,8 kV T2. Este caso no fue válido debido a que técnicamente no cumple los criterios de planificación por lo tanto hay que desechar esta opción, esto nos indica que la subestación tiene que aumentar su capacidad ya que supera su capacidad máxima para distribución por lo que tienen que emigrar el nivel de tensión a 115 kV.

Para los casos B y C: Se realizó el análisis con las siguientes barras: Caribe 400 kV, Caribe 230 kV, Astillero 230 kV, TAEA 230 kV, TAEA 34,5 kV, Nueva Araya 34,5 kV y Nueva Araya 13,8 kV. Se plantearon ocho casos las cuales fueron:

Tabla 7. Análisis de Flujo de Carga, Casos B y C.

#		Central Solar Termoelectrica de Concentración con Almacenamiento	Falla o Mantenimiento	Anexos	
B1	C1	Sin Generación	x	31 - 32	
B2	C2	Con Generación	x	33 - 34	47 - 48
B3	C3	Con Generación	Generador (G1) de la Planta Termosolar	35 - 36	49 - 50
B4	C4	Con Generación	Línea Caribe - Astillero (L1)	37 - 38	51 - 52
B5	C5	Con Generación	Línea Astillero - TAEA (L1)	39 - 40	53 - 54
B6	C6	Con Generación	Línea TAEA - Nueva Araya (L1)	41 - 42	55 - 56
B7	C7	Con Generación	Autotransformador TAEA 230/34,5 (T1)	43 - 44	57 - 58
B8	C8	Con Generación	Transformador Nueva Araya 34,5/13,8 (T1)	45 - 46	59 - 60

Tomado de [19]

Para el caso D: Se realizó el análisis con las siguientes barras: Caribe 400 kV, Caribe 230 kV, Astillero 230 kV, TAEA 230 kV, TAEA 115 kV, Nueva Araya 115 kV, Nueva Araya 34,5 kV y Nueva Araya 13,8 kV. Se plantearon ocho casos los cuales fueron:

Tabla 8. Análisis de Flujo de Carga, Caso D.

#	Central Solar Termoelectrica de Concentración con Almacenamiento	Falla o Mantenimiento	Anexos
D1	Sin Generación	x	61 - 62
D2	Con Generación	x	63 - 64
D3	Con Generación	Generador (G1) de la Planta Termosolar	65 - 66
D4	Con Generación	Línea Caribe - Astillero (L1)	67 - 68
D5	Con Generación	Línea Astillero - TAEA (L1)	69 - 70
D6	Con Generación	Línea TAEA - Nueva Araya (L1)	71 - 72
D7	Con Generación	Autotransformador TAEA 230/34,5 (T1)	73 - 74
D8	Con Generación	Transformador Nueva Araya 115/34,5 (T1)	75 - 76
D9	Con Generación	Transformador Nueva Araya 115/13,8 (T1)	77 - 78

Tomado de [19]

Estos tres casos son muy parecidos la diferencia entre el caso B y C es la conexión de la planta termosolar que para el primer caso se interconecta en la barra TAEA 230 kV mientras que la C se interconectará en el patio de 34,5 kV de TAEA. Mientras el D tiene un esquema similar, sin embargo, en este caso se colocó un patio de 115 kV en la S/E TAEA 230 kV y la interconexión se realizó en la S/E de Nueva Araya 115 kV. Cabe destacar que para los tres casos la línea El Furrial-Caribe, posee considerable potencia reactiva producto de la capacidad instalada de generación importante en el oriente del país, al igual que las líneas de Chacopata II- JBA que representa la Región Insular. Por lo tanto, para evitar la sobrecarga en las unidades de transformación de la red se debe realizar los estudios de compensación en las barras JBA y El Furrial.

Para los tres casos, cuando no hay generación, el flujo de carga va en dirección a la carga aguas abajo. En el caso B cuando hay generación, la dirección del

flujo de carga se mantiene debido a que la mayoría de energía generada es absorbida por la carga TAEA 230 kV que es una carga industrial y consume 36,337 MW. En el caso C como está conectada la planta en el patio de 34,5 kV de TAEA se observa un cambio de dirección del flujo de potencia hacia el patio de TAEA 230 kV. Al igual que el caso anterior, la carga TAEA 230 kV absorbe toda la potencia debido a la capacidad de dicha carga por lo que hay que cambiar los sistemas de protecciones unidireccional a bidireccional en los autotransformadores TAEA 230/34,5. En la caso D hay un cambio en la dirección del flujo de carga desde la barra Nueva Araya 115 kV que se encuentra la planta hasta la barra de TAEA 230 kV por lo que hay que cambiar los sistemas de protecciones en ese tramo a bidireccionales. En las tres casos se observa un alivio en las líneas de transmisión de aguas arribas lo que hace que la energía que se transmite a ese sector es menor produciendo así un descanso al sistema eléctrico de la Región Oriental. Y para las demás prueba no se presentó mayores inconvenientes.

Para el caso E: Se realizó el análisis con las siguientes barras: Planta Cumaná 230 kV, Planta Cumaná 115 kV, Cumaná III 115 kV, Tres Picos 115 kV, Manzanares II 115 kV, Manzanares 115 kV, FIPACA 115 kV, Nueva Araya 115 kV, Nueva Araya 34,5 kV y Nueva Araya 13,8 kV. Se plantearon ocho casos las cuales fueron:

Tabla 9. Análisis de Flujo de Carga, Caso E.

#	Central Solar Termoelectrica de Concentración con Almacenamiento	Falla o Mantenimiento	Anexos
E1	Sin Generación	x	79- 80
E2	Con Generación	x	81 - 82
E3	Con Generación	Generador (G1) de la Planta Termosolar	83 - 84
E4	Con Generación	Línea Manzanares - FIPACA (L1)	85 - 86
E5	Con Generación	Línea de Cable Submarino (L1)	87 - 88
E6	Con Generación	Línea Punta Arena - Nueva Araya (L1)	89 - 90
E7	Con Generación	Transformador Nueva Araya 115/13,8 (T1)	91 - 92
E8	Con Generación	Transformador Nueva Araya 115/34,5 (T1)	93 - 94

Tomado de [19]

En el caso E1, el flujo de carga tiene las mismas características que los casos anteriores. Además se observó un incremento de la potencia reactiva en el tramo Manzanares hasta Punta Arena. Sin embargo, al colocar la generación, el flujo de carga cambia su dirección desde Nueva Araya, donde se encuentra conectada la planta hasta Manzanares, aliviando así esta última subestación la Región Oriental, se recomienda cambiar los sistemas de protección a bidireccionales para dicho tramo, también se notó un aumento en la cargabilidad de las línea de esos tramos debido que pasa una energía mayor. Para los demás casos no hay mayores inconvenientes.

Para el caso F: Se realizó el análisis con las siguientes barras: Casanay 230 kV, Casanay 115 kV, Chacopata 115 kV, Nueva Araya 115 kV, Nueva Araya 34,5kV, Nueva Araya 13,8 kV. Se plantearon seis casos las cuales fueron:

Tabla 10. Análisis de Flujo de Carga, Caso F.

#	Central Solar Termoelectrica de Concentración con Almacenamiento	Falla o Mantenimiento	Anexos
F1	Sin Generación	x	95
F2	Con Generación	x	96 - 97
F3	Con Generación	Generador (G1) de la Planta Termosolar	98 - 99
F4	Con Generación	Línea Chacopata - Nueva Araya (L1)	100 - 101
F5	Con Generación	Transformador Nueva Araya 115/13,8 (T1)	102 - 103
F6	Con Generación	Transformador Nueva Araya 115/34,5 (T1)	104 - 105

Tomado de [19]

En este caso sin generación el flujo de carga tiene la dirección de la red de distribución (aguas abajo). Mientras que cuando hay generación se tiene que cambiar las protecciones en los tramos Nueva Araya hasta Casanay, debido al que el flujo de carga cambia su dirección en dichos tramos además de aliviar localmente la Región Oriental. Para las demás fallas no hay mayores inconvenientes.

IV.1.1 Correctivos a los Problemas de Flujo de Carga

Los estudios de flujo de carga permiten identificar si el sistema cumple o no, en condiciones estacionarias, con las capacidades de cargas y tensiones permisibles de cada uno de los componentes. El no cumplimiento con los citados niveles, por lo general se resuelve reconfigurando el sistema o añadiendo nuevas instalaciones.

La reconfiguración del sistema puede incluir cambios en la operación de la red de transmisión, cierre de enlaces normalmente abiertos, conexión o desconexión de inductores y condensadores, cambios de tomas de los transformadores, entre otros. Si la planificación es a corto plazo, la reconfiguración se prefiere a la construcción de

nuevas instalaciones debido a que no requiere de gastos adicionales en nuevos equipos.

Las capacidades de carga de los equipos que se excedan después de ocurrida la pérdida de alguna instalación, dependiendo de la configuración de la red (anillada ó mallada) a menudo se corrigen desplazando la generación de un área a otra o abriendo interruptores en las áreas más cargadas dentro del sistema.

Si se presentan tensiones fuera de los límites permisibles, se corrigen desplazando generación, conectando o desconectando inductores y condensadores, o cambiando la toma de los transformadores. La decisión de añadir nuevas instalaciones de transmisión, debe basarse en consideraciones de tipo económico.

IV.2 Corto Circuito

En los seis casos se realizó el estudio de corto circuito como se describió en los criterios técnicos, según las normas:

- Norma IEC 60909-2001.
- Norma ANSI/IEEE C37.5

Con el fin de observar los aportes de corrientes que introduce la planta termosolar al sistema. Sin embargo para realizar el análisis de los valores arrojados por el simulador se necesitó la norma “Condiciones de Servicio del Equipamiento Eléctrico de Subestaciones” de CADAFE como muestra la Tabla 12. La norma indica que dependiendo del nivel de tensión estará asociada a una corriente de corto circuito máxima. Si la peor condición es mayor a la corriente que muestra la norma esto indicará que hay que cambiar el sistema de protección por uno de mayor capacidad.

Sin embargo sólo el caso F se observó una corriente de 77 kA aproximadamente cuando se realizó el corto circuito bifásico a tierra con impedancia cero en la barra Casanay 115 kV, este problema se solucionó cambiando el calibre de las líneas de transmisión de ACAR 700 MCM a ACAR 500 MCM en los tramos Casanay- Carúpano y Casanay-Guaca ya que se realizaron varias pruebas con diferentes calibres lo que indicó que la data del calibre ACAR 700 MCM está errónea, cabe destacar que se utilizó el calibre de ACAR 500 MCM debido la cargabilidad era menor del 26 %. En todas las demás opciones las corrientes estuvieron por debajo de las corrientes máximas, lo que indicó que al interconectar la planta la contribución de los generadores no supera las corrientes máximas, por lo tanto los sistemas de protección no se modificaran en cuanto a magnitud (ver tabla 11 y Anexos N° 106-128).

Tabla 11. Tabla Corto Circuito sin Generación según Norma IEC60909 Año 2001, Caso A

IEC60909 Año 2001 c= 1,1				
Sin Generación	3F [kA]	2F [kA]	1F [kA]	2F-T [kA]
Araya 13,8 kV	3,9769	3,4448	3,9705	3,9883
Manicuare 13,8 kV	3,9769	3,4448	3,9705	3,9883
Nueva Araya 34,5 kV	2,4064	2,0846	2,3831	2,4134
Punta Arena 34,5 kV	3,0796	2,6680	3,0341	3,0812
Tres Picos 34,5 kV	3,4929	3,0262	3,4303	3,4875
FIPACA 34,5 kV	12,6753	10,9917	11,7378	12,4310
Tres Picos 115 kV	15,9151	13,8643	13,2285	15,4167
Planta Cumaná 115 kV	25,8239	22,5728	31,2492	29,8971
Planta Cumaná 230 kV	21,7167	19,1556	27,6219	26,2749

Tomado de [20]

Cuando se observaron los resultados que arrojó el simulador, se pudo apreciar que los estudios de corto circuito realizado por la norma IEC en magnitud son mayores que los ANSI/IEEE además de ser más precisos, es por ello que los criterios de Planificación de Transmisión de CORPOELEC se basan en ellos.

Tabla 12. Niveles Máximos de Corto Circuitos Simétricos

Corto Circuito				
Tensiones 13,8 kV	Tensiones 34,5 kV	Tensiones 115 kV	Tensiones 230 kV	Tensiones 400 kV
31,5 kA	25 kA	40 kA	50 kA	40 kA

Tabla elaborada con los datos [21]

IV.2.1 Correctivos a los Problemas de Cortocircuitos

Si las corrientes de falla superan la capacidad de interrupción del interruptor en una barra determinada, existen posibles soluciones:

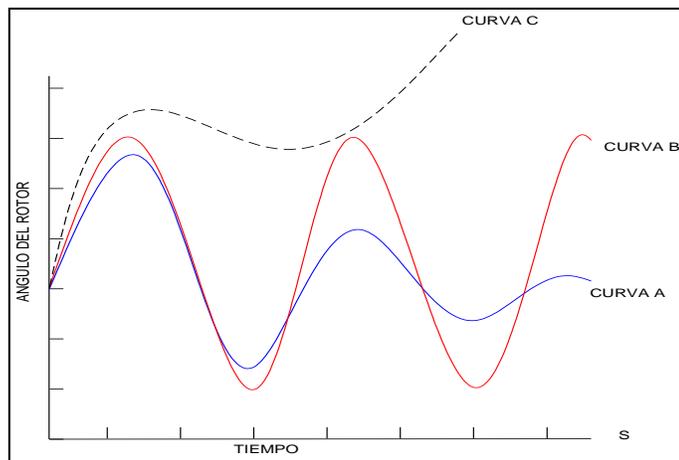
- a) Reconfigurar el sistema de transmisión de manera de reducir las corrientes de cortocircuito. Generalmente estos cambios reducen la corriente, pero agravan los problemas de niveles de tensión y los de estabilidad transitoria.
- b) Inserción de reactores.
- c) Reemplazar el interruptor por otro de mayor capacidad.

IV.3 Estudio de Estabilidad

Para realizar el estudio de estabilidad de ángulo rotor y precisar si un sistema es estable ó no, el criterio es cualitativo no cuantitativo. Después de graficar los ángulos de las máquinas en estudio en este caso el generador Araya G1, el simulador Power Factory realiza las gráficas en términos de la variación de frecuencia entre el

generador Araya G1 y la máquina de referencia, en este caso será representada con la red externa; ya que se encuentra en la barra slack que es Caribe 230. Se graficó en el tiempo y al ocurrir una perturbación hay una modificación en los ángulos y se obtienen curvas como la gráfica 2; si al graficar en el tiempo la curva está como la C (ver gráfica 2) diverge. Esto significa que aún cuando ambas máquinas están girando ellas dos jamás se van a conseguir sino todo lo contrario cada vez se alejan más una de la otra entonces por lo tanto el sistema es inestable y así es el criterio.

En la curva A (ver gráfica 2) las dos se empieza a mover y llega un momento en que ellas tiende a estabilizarse quiere decir que consiguieron entonces un punto de equilibrio entre una y la otra y se estabilizó como la curva A es un sistema estable. Para que un sistema sea estable la curva tiene que ser subamortiguada. La curva B es inestable se conoce como inestabilidad oscilatoria lo que sucede que las máquinas comienzan a dar vueltas y se consiguen en un punto pero jamás se van a quedar quietas, lo que hace es una oscilación permanente.



Gráfica 2. Comportamiento de la Máquina Sincrónica Durante el Estudio de Estabilidad Ángulo Rotor.

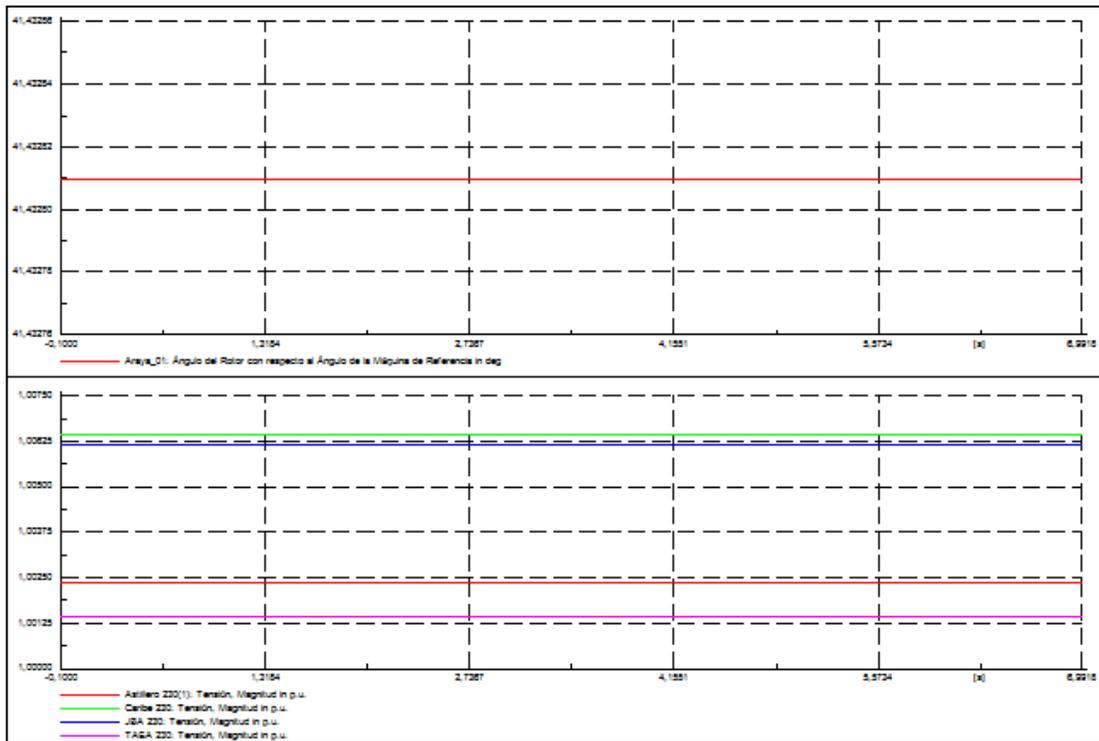
Tomado de [10]

En el caso Venezolano hay un criterio adicional de estabilidad que es el voltaje transitorio se gráfica el voltaje en magnitud [p.u.], y el criterio Venezolano dice: *“Si después de una falla en el sistema, la tensión debe mantenerse siempre por encima de 0,8 p.u. no se permite instantáneamente que caiga en 0,8 y luego tiene que mantenerse por encima de 0,9 p.u. por más de un segundo”*. [22]

Este criterio se debe a la carga hidro de la subestación Santa Teresa que en aquel entonces el SEN no contaba con el nivel de tensión de 765kV si no el 230 kV que llegaba hasta la subestación Santa Teresa. Esta carga en ese entonces era carga esencial y crítica porque de ahí se alimenta el agua de Caracas y para garantizar la continuidad del servicio se creó este criterio adicional: en el transitorio, garantizar que la motobomba no se traben y con eso se está respetando la continuidad del servicio. [22]

Para realizar la simulación dinámica la carga serán modeladas en régimen transitorio el 60 %, por lo que las cargas se colocaron el factor de escala de 0,6 como lo muestran los Anexos N° 129-132. Para este estudio de estabilidad, el flujo de carga es una porción equivalente del SEN simulada por la red externa y las dos cargas: SEN y SENECA (Región Insular).

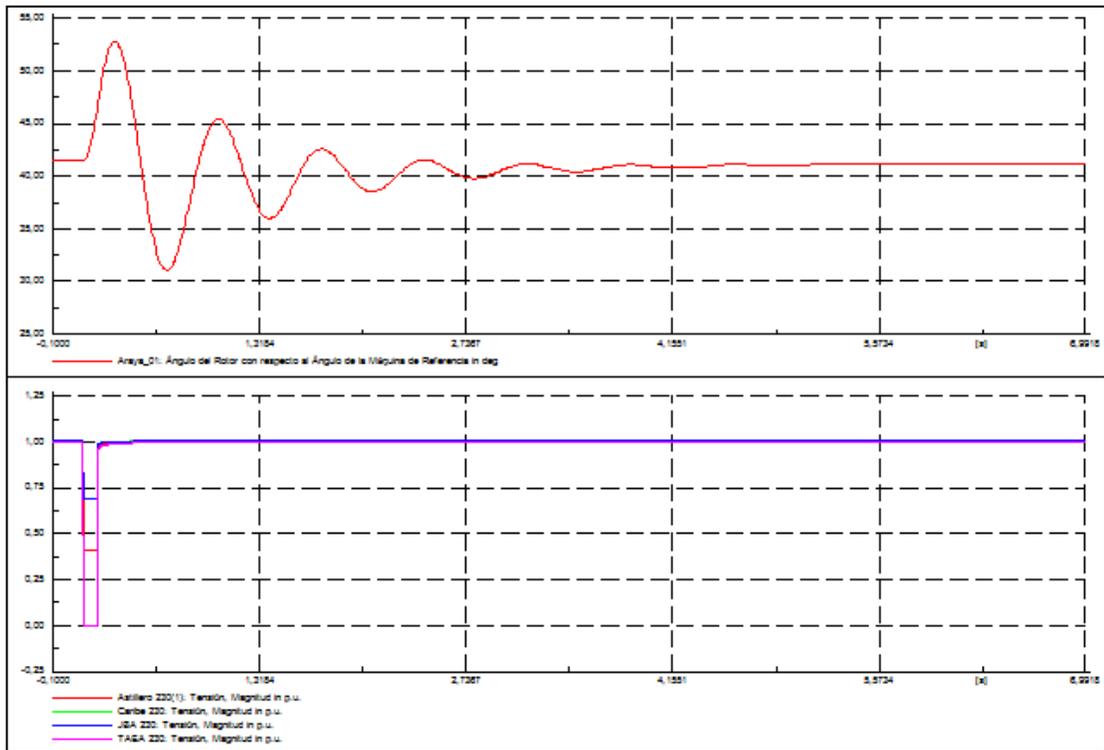
A continuación se muestra la Gráfica 3, se observa el ángulo rotor de la máquina Araya_01 con respecto a la máquina de referencia en este caso la red externa (Red SEN) en 41,433° y la Magnitud de la Tensiones en las Barras 230 kV en Caribe (verde) 1,0064 p.u., JBA (Azul) 1,0062 p.u., Astillero (roja) 1,0024 p.u., TAEA (fucsia) 1,0014 p.u., Ambas gráficas son para condiciones normales (no hay falla).



Gráfica 3. Ángulo del Rotor con Respecto al Ángulo de la Máquina de Referencia en Grados y Magnitud de la Tensiones en las Barras 230 kV en p.u.

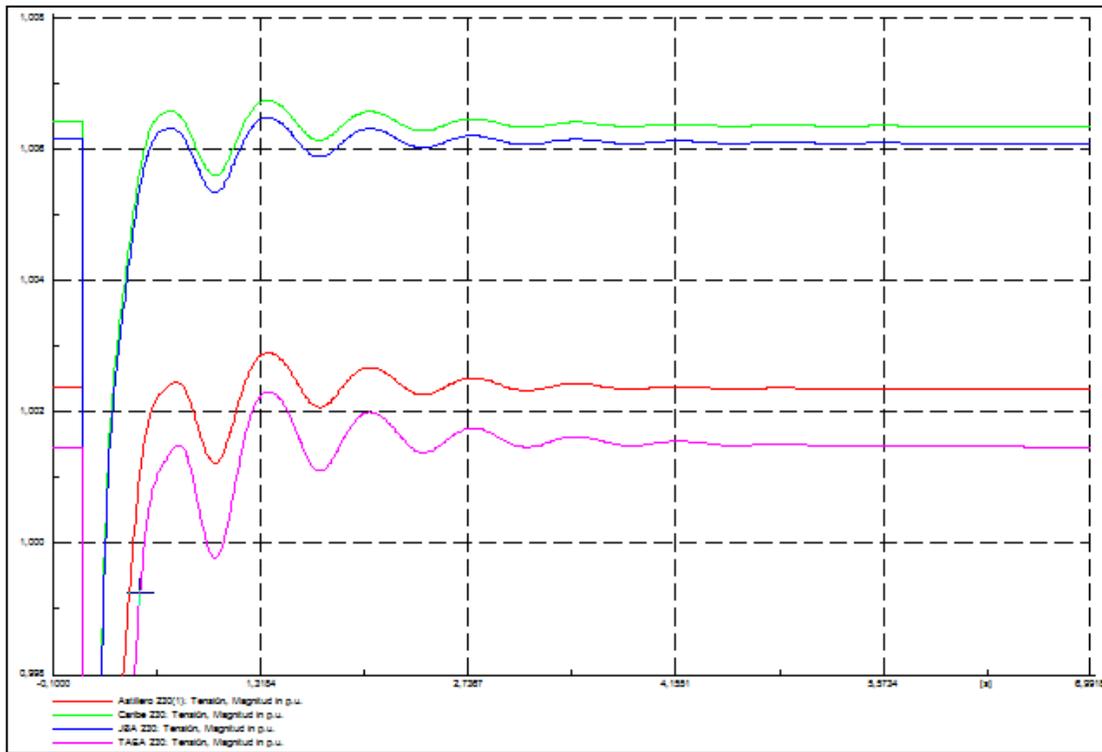
Tomado de [23]

A continuación se muestran las Gráfica 4 y Gráfica 5 referente al evento de corto circuito bifásico a tierra con impedancia cero en la barra TAEA 230 que permitió hacer el análisis durante el régimen transitorio hasta un tiempo de 7 segundos, tiempo en el que se consideró lo suficiente para establecer los análisis correspondientes.



Gráfica 4. Ángulo del Rotor con Respecto al Ángulo de la Máquina de Referencia en Grados, Evento en la Barra TAEA 230. Magnitud de la Tensión en las Barras 230 kV en p.u.

Tomado de [23].



Gráfica 5. Magnitud de la Tensión en las Barras 230 kV en p.u., Evento en la Barra TAEA 230.

Tomado de [23].

En el caso de la Gráfica 4 del ángulo rotor se observó que es una curva subamortiguada, tiene un máximo de $52,794^\circ$ y un mínimo de $31,052^\circ$ y se estabilizó a los 5,8218 s con un valor de $41,169^\circ$. Para todos los eventos simulados en las gráficas de la tensión se realizó un zoom debido a que el sistema se comporta de la misma forma ya que se estabiliza rápidamente, y cada barras tiene un color que se representó en la gráfica: el rojo la barra Astillero 230, la verde Caribe 230, la azul JBA 230 y la fucsia TAEA 230. Las tensiones se encontraron por encima de 1,00 p.u. sin embargo cuando la falla ocurrió a los 0,1 s caen las tensiones debido a que se abrieron todos los interruptores adyacentes a la barra afectada por lo tanto la TAEA estuvo en 0 p.u., Astillero 0,4125 p.u., JBA 0,6877 p.u. y Caribe 0,6877 p.u. después del despeje de la falla a los 0,2 s que es cuando actuaron los sistemas de protección,

entonces empezó el sistema a oscilar, los controles de tensión del sistema eléctrico comenzaron a trabajar rápidamente a tensiones cercanas a su valor que es por encima de 1,00 p.u. y solo tarda 0,0964 s para estabilizarse como lo muestra la Gráfica 5, por lo tanto el sistema es estable y cumple con los dos criterios.

En el evento barra JBA 230, ver los Anexos N° 133 y 134 se cumplió con los criterios de estabilidad, en el caso del ángulo rotor se tuvo un máximo de $51,131^\circ$ y un mínimo de $32,076^\circ$ se estabiliza a los 5,1918 s con un ángulo de $41,117^\circ$. En la gráfica de la tensión, después que ocurre la falla en 0,2 s se empezó a estabilizar hasta los 0,39 s las magnitudes de las tensiones en las barras se encontraron por encima de 1,00 p.u.

En el evento barra Caribe 230, ver los Anexos N° 135 y 136 se observó el ángulo del rotor respecto al ángulo de la máquina de referencia tuvo un máximo de $51,647^\circ$ y un mínimo de $31,696^\circ$ se estabilizó a los 5,6718 s con un ángulo de $41,040^\circ$. Las tensiones de las barras en magnitud después de ocurrir la falla se estabilizaron a los 0,3691 s; las magnitudes de las tensiones en barras estuvieron por encima de 1,00 p.u.

En el evento barra Astillero, ver los Anexos N° 137 y 138 el ángulo del rotor respecto al ángulo de la máquina de referencia tuvo un máximo de $52,338^\circ$ y un mínimo de $31,304^\circ$ se estabilizó a los 5,7718 s con un ángulo de $41,155^\circ$. En el caso de las tensiones de las barras en magnitud se estabilizó a los 0,375 s y todas las magnitudes estuvieron por encima de 1 p.u.

Por lo tanto quedó demostrado que para los cuatro eventos de simulación, el sistema es estable, ya que cumplió con los dos criterios de estabilidad: tanto la del ángulo rotor que son curvas subamortiguadas y la magnitud de la tensión se mantuvieron por encima de 0,9 p.u. por más de un segundo.

IV.3.1 Correctivos a los Problemas de Estabilidad

Los estudios de estabilidad permiten identificar aquellas situaciones bajo las cuales ocurren desbalances entre la carga y la generación del sistema eléctrico, por un periodo de tiempo lo suficientemente largo como para mantener en operación las diferentes porciones del sistema. En consecuencia, existen tres aspectos que desde el punto de vista de estabilidad deben ser estudiadas por el planificador:

- 1) El grado de desbalance entre la carga y la generación.
- 2) El intervalo de tiempo de duración el cual ocurre el mencionado desbalance.
- 3) La fortaleza del sistema de transmisión.

Estos aspectos pueden ser afectados por cambios en el diseño de las plantas de generación, en la configuración del sistema de transmisión y en los conjuntos de relés e interruptores usados.

Los cambios a los diseños de las plantas de generación pueden tener un efecto significativo sobre el desbalance carga/generación en el sentido de que las mayores inercias del grupo de turbinas/generador (H) retardarán la aceleración o desaceleración de la unidad cuando ocurra el desbalance. Las unidades de generación pueden estar equipadas con válvulas rápidas que corten el suministro de vapor o de agua a la turbina en un periodo de tiempo de unos pocos ciclos. Dicha válvulas rápidas reducirán enormemente la potencia mecánica entregada al generador lo cual reducirá la tendencia de la unidad a acelerarse. También se puede añadir resistencia de frenado en aquellas partes del sistema con capacidad excesiva, de modo de limitar la aceleración y facilitar el reenganche exitoso.

Los cambios en la configuración de la transmisión también pueden tener un efecto significativo en la estabilidad del sistema. En general el reforzar el sistema de transmisión reducirá los problemas de estabilidad, pero se aumentaran los niveles de

cortocircuitos lo cual causa otro tipo de problemas. El sistema de transmisión puede reforzar reduciendo su impedancia al insertar condensadores en serie (esto produce problemas de oscilaciones subsincrónicas), usando transformadores de menor impedancia (suelen ser una solución costosa) o cambiando el diseño de las líneas (producen cambios pequeños en las impedancia). La última alternativa es construir instalaciones adicionales que refuercen el sistema.

Existen cambios en la configuración de relés e interruptores que pueden resultar muy efectivos para reducir los problemas de estabilidad. A menudo la solución más fácil es eliminar la falla del sistema lo más rápido posible, es decir simplemente reduciendo el tiempo de retardo en los relés. Si el relé ya está ajustado a su tiempo mínimo, entonces se requerirán modificaciones o cambios en los interruptores de forma de reducir el tiempo de operación (resulta por lo general bastante costoso). También es posible diseñar el sistema de manera de que cada fase tenga un relé y un interruptor independiente (operación monofásica), utilizando este método se abre únicamente la fase afectada mientras las otras dos permanecen cerradas alimentando la carga, con lo que se mantiene un mejor balance carga generación. Es conveniente considerar en todos los casos el reenganche automático ya que usualmente mejora la estabilidad en caso de fallas temporales.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico en general provee la base cuantitativa para la selección final de un plan entre todas las alternativas consideradas. En la mayoría de los casos, el objetivo de un análisis económico, realizado dentro de la planificación del sistema eléctrico, es definir cual alternativa presentará el menor costo de electricidad a los consumidores.

V.1 Selección de Alternativas

Se calculó el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) con el objetivo de comparar algunas reglas de decisión generalmente utilizadas para decidir cuando un proyecto de inversión debe llevarse a cabo o no.

Para el criterio de selección de los proyectos mutuamente excluyentes que se define cuando la realización de uno de ellos no permite llevar a cabo otro. El criterio de elegir aquel proyecto de mayor TIR podría ser contrapuesto al criterio VAN. En estos casos, debería utilizarse el VAN como criterio de selección entre proyectos, o sea elegir aquel proyecto de mayor VAN. Por lo general el mejor indicador para decidir qué proyecto debe llevarse a cabo, es el VAN: invertir en aquellos proyectos que tengan VAN positivo ó seleccionar aquel proyecto de mayor VAN.

De los seis casos de estudios que se tenían, sólo cinco fueron seleccionados: el caso A fue el único que no cumplió con los criterios técnicos de planificación, por lo tanto este caso se descartó. Para realizar el estudio económico, CORPOELEC entregó un documento donde se encuentran los costos en dólares. Primero se tiene que definir el tipo de subestación (ver Anexo N° 139), para obtener las cantidades de

celdas por nivel de tensión y por tipo de subestación, al igual que el calibre del conductor y la longitud de la línea en kilómetros, y la capacidad de transformador en MVA y así obtener los costos directos (inversión) como se muestra a continuación.

CASO B: Para realizar este caso hay que ampliar la subestación Furrial 400/230/115 kV (ver Anexo N° 140) es una subestación de interruptor y medio, según el portafolio de inversiones de CORPOELEC se agregan 3 celdas de 400 kV y 140 km de dos circuitos de línea ACAR 1024 MCM desde la S/E El Furrial hasta la S/E Caribe. Para la subestación encapsulada Caribe 400/230 kV (ver Anexo N° 141) es una S/E interruptor y medio, tiene 5 celdas de 400 kV, 6 celdas de 230 kV, 6 autotransformadores 400/230 kV de 150 MVA c/u y 2 reactores a 230 kV de 100 Mvar c/u. La S/E Cigma 400/230 kV (ver Anexo N° 142) es interruptor y medio y tiene 11 celdas a 400 kV, 8 celdas a 230 kV, 6 autotransformadores 400/230 kV de 150 MVA c/u, 250 km de un circuito de línea ACAR 1100 MCM Cigma- Caribe y 190 km de un circuito de línea ACAR 110 MCM Cigma- El Furrial. La S/E Astillero 230 kV (ver Anexo N° 143) es una subestación de interruptor y medio y está compuesta de 5 celdas a 230 kV, un banco de compensación reactiva de 40 Mvar a 230 kV y 26 km de dos circuitos de líneas ACAR 1100 MCM. La subestación TAEA 230 kV (ver Anexo 144) es una subestación de interruptor y medio con barra principal seccionada para este caso fueron 11 celdas a 230 kV de interruptor y medio, 2 transformadores de 230/34,5 kV de 55 MVA c/u, un banco de compensación reactiva capacitiva de 10 Mvar a 230 kV y 40 km de dos circuitos de línea ACAR 1100 MCM desde S/E TAEA hasta S/E Astillero. Para el patio de 34,5 kV su esquema es de barra principales y de transferencias con barra principal seccionada, tiene 9 celdas a 34,5 kV para las líneas Cu 2/0 AWG y la carga de Manicuaire y 2 celdas a 13,8 kV para los transformadores de los generadores Araya_01 y Araya_02. Para la subestación Radial II Nueva Araya 34,5 kV (ver Anexo N° 145) que es una subestación de un juego de barra y el patio de 13,8 kV, es un juego de barra seccionada se necesitan 4 celdas a 34,5 kV y 6 celdas a 13,8 kV, 2 transformadores de

230/13,8 kV de 30 MVA c/u, 2 transformadores de 34,5/13,8 kV de 10 MVA c/u, 16 km de dos circuitos de línea Cu 2/0 AWG.

Tabla 13. Estimación de Costos, Caso B

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Celdas a 400 kV	17
Celdas a 230 kV	41
Celdas a 34,5 kV	11
Celdas a 13,8 kV	8
Autotransformador 400/230 450 MVA	4
Autotransformador 230/34,5 55 MVA	2
Transformador 230/13,8 30 MVA	2
Transformador 34,5/13,8 10 MVA	2
Reactores de 230 kV de 100 Mvar	2
Banco de Condensadores de 230 kV de 40 Mvar	1
Banco de Condensadores de 230	1
Línea 400 kV, Simple Circuito ACAR 1024,5. 580 km	2
Línea 230 kV, Doble Circuito ACAR 1100. 67 km	1
Línea 230 kV, Cable Submarino Trifásico 800 mm ² . 30 km	2
Línea 34,5 kV, Simple Circuito Cu 2/0 AWG 16 km	2

Tomado de [19].

CASO C: Es parecido al caso B con la diferencia que la interconexión es en el patio de 34,5 kV de la subestación TAEA 230 kV (ver Anexo N° 146); por lo tanto se necesitaron 6 celdas a 34,5 kV para los transformadores de generación, la carga de la planta termosolar, carga Manicuaré y líneas de Cu 2/0 AWG. La subestación Radial II Nueva Araya 34,5 kV es la misma del caso B.

Tabla 14. Estimación de Costos, Caso C

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Celdas a 400 kV	17
Celdas a 230 kV	34
Celdas a 34,5 kV	14
Celdas a 13,8 kV	8
Autotransformador 400/230 450 MVA	4
Autotransformador 230/34,5 55 MVA	2
Transformador 34,5/13,8 30 MVA	2
Transformador 34,5/13,8 10 MVA	2
Reactores de 230 kV de 100 Mvar	2
Banco de Condensadores de 230 kV de 40 Mvar	1
Banco de Condensadores de 230	1
Línea 400 kV, Simple Circuito ACAR 1024,5. 580 km	2
Línea 230 kV, Doble Circuito ACAR 1100. 67 km	1
Línea 230 kV, Cable Submarino Trifásico 800 mm ² . 30 km	2
Línea 34,5 kV, Simple Circuito Cu 2/0 AWG 16 km	2

Tomado de [19].

CASO D: La subestación TAEA 230 kV se modifica el patio de 34,5 kV por uno de 115 kV (ver Anexo N° 147) que es igual al esquema del patio de 34,5 kV, se agregan 5 celdas a 115 kV que comprende los dos autotransformadores 230/115 de 55 MVA c/u, los dos circuitos de líneas de ACAR 500 MCM y una para la barra seccionada. Para la subestación Nodal 115 TD Nueva Araya (ver Anexo N° 148) es un esquema de barras principal y de transferencia, se agregan 10 celdas a 115 kV para los transformadores de generación, la carga de la planta termosolar, 16 km de doble circuito ACAR 500 MCM, dos transformadores 115/13,8 de 36 MVA c/u, dos transformadores de 115/34,5 de 16 MVA c/u y el acople de barra.

Tabla 15. Estimación de Costos, Caso D

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Celdas a 400 kV	17
Celdas a 230 kV	38
Celdas a 115 kV	9
Celdas a 34,5 kV	5
Celdas a 13,8 kV	8
Autotransformador 400/230 450 MVA	4
Autotransformador 230/115 100 MVA	2
Transformador 115/13,8	2
Transformador 115/13,8 36 MVA	2
Transformador 115/34,5 16 MVA	2
Reactores de 230 kV de 100 Mvar	2
Banco de Condensadores de 230 kV de 40 Mvar	1
Banco de Condensadores de 230	1
Línea 400 kV, Simple Circuito ACAR 1024,5. 580 km	2
Línea 230 kV, Doble Circuito ACAR 1100. 67 km	1
Línea 230 kV, Cable Submarino Trifásico 800 mm ² . 30 km	2
Línea 34,5 kV, Simple Circuito Cu 2/0 AWG 16 km	2

Tomado de [19].

CASO E: Desde la subestación Manzanares 115 a FIPACA 115 son 3 km de doble circuito ACAR 500 MCM, desde FIPACA 115 a Punta Arena 115 son 7 km de doble circuito cable submarino 500 MCM, de Punta Arenas 115 a Nueva Araya 115 son 12 km de doble circuito ACAR 500 MCM. Se utilizaron para estos tramos de líneas 12 celdas a 115 kV las barras de transferencia FIPACA 115 y Punta Arena 115 tienen una configuración de un esquema de barra principal y de transferencia (ver Anexo N°149). La subestación y componentes restantes es tal cual la opción D.

Tabla 16. Estimación de Costos, Caso E

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Celdas a 115 kV	22
Celdas a 34,5 kV	4
Celdas a 13,8 kV	8
Transformador 115/13,8 36 MVA	2
Transformador 115/34,5 16 MVA	2
Transformador 115/13,8	2
Línea 115 kV, Doble Circuito ACAR 500 MCM. 12 km	1
Línea 115 kV, Simple Circuito Cable Submarino 500 MCM. 7km	2

Tomado de [19].

CASO F: Desde la subestación Chacopata 115 a Nueva Araya 115 son 55 km de doble circuito ACAR 500 MCM. Se utilizaron 2 celdas a 115 kV en la subestación Chacopata y los demás componentes como la opción D.

Tabla 17. Estimación de Costos, Caso F

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Celdas a 115 kV	12
Celdas a 34,5 kV	4
Celdas a 13,8 kV	8
Transformador 115/13,8 36 MVA	2
Transformador 115/34,5	2
Transformador 115/13,8 30 MVA	2
Línea 115 kV, Doble Circuito ACAR 500 MCM. 55 km	1

Tomado de [19].

Ya obtenidos los costos directo totales se obtiene la inversión para el año cero en este caso (2019). Para obtener los flujos de caja que es la diferencia entre los ingresos y los egresos se hace un estudio a 25 años debido que es la vida útil de los equipos de una subestación según las premisas técnicas. Para obtener los egresos se toma en cuenta las operaciones y mantenimientos que se hacen anualmente a los equipos que son un 2,5 % de los costos directos (inversión). Ya obtenidos los egresos se obtienen los ingresos calculando las pérdidas, para obtener dichas pérdidas el programa muestra un reporte completo donde se escoge el resumen del área en este caso CORPOELEC Región Oriente, en ese reporte se indica las pérdidas en esa área de estudio, este valor de pérdida se obtiene para los cinco casos restantes (de la B hasta la F) para el mismo año, y se hace tomó la diferencia entre la mayor pérdida en este caso PE con respecto a los caso restantes quedando así los ΔB , ΔC , ΔD y ΔF . En el caso del ΔE se selecciona la de mayor pérdida que en ese caso es ella misma con respecto a la segunda mayor pérdida y se obtiene la tabla de cálculo de delta pérdidas (ver Tabla 18), debido a que ya se tenían las simulaciones en el Power Factory para los años 2019 y 2024. Se realizó una interpolación lineal entre el año 2019 y el año 2024; Así mismo una extrapolación lineal del 2024 hasta 2045.

Tabla 18. Cálculo del Δ Pérdida, Año 2019

Año 2019				
	Pérdida [MW]	Δ pérdida (PE-P) [MW]	ΔE [MW]	Caso
PB	119,84	ΔB	0,52	B
PC	119,83	ΔC	0,53	C
PD	119,87	ΔD	0,49	D
PE	120,36	ΔE	0,00	E
PF	119,40	ΔF	0,96	F

Tabla elaborada con los datos de [23].

Las pérdidas son calculadas en potencia, hay que pasar la potencia a energía multiplicando los delta pérdidas en MW por el factor de pérdida que es igual a 0,8 por 8760 que es la cantidad de horas que hay en un año. Al obtener la energía se

multiplica por 78,76 \$/MWh, Ese valor es el costo de pérdida y es a combustible internacional porque esto significa que si el gobierno se ahorra ese diesel que Venezuela produce aquí lo pudiera vender a dicho precio afuera del país. De esta forma se obtienen los ingresos y haciendo la diferencia entre los ingresos y egresos obtenemos los flujos de caja por cada año desde el año uno (2020) hasta el año veinticinco (2045), y aplicando la formula 1 y 2 se obtiene el VAN y TIR de cada opción.

Sin embargos por razones de confidencialidad de la empresa solo se mostrarán los resultados por relaciones entre cada una de las opciones y la opción de menor costo (F), como se muestran en la siguiente Tabla 19.

Tabla 19. Relación de Opciones con Respecto a la de Menor Costo

OPCIÓN [X]	Relación [X/F]
B	8,5895
C	8,1583
D	8,9984
E	1,5550
F	1,0000

Tabla elaborada por [18]

Se realizó una tabla de resumen de los costos directos, VAN y TIR, y como resultado arrojaron que de los cinco casos ninguna de ella es rentable ya que los VAN asociados son negativos esto quiere decir que a los 25 años se obtienen pérdidas, lo mismo demuestra el cálculo del TIR que indica cual es porcentaje para recuperar la inversión en esa cantidad de años (25), en estos casos la tabla de Excel muestra un error debido que los resultados que arroja son negativo por lo tanto son menores que cero, y el número es imaginario.

Ninguno de los casos son rentables, sin embargo hay que tomar una como la mejor opción, ya que es un proyecto de índole nacional, por lo que se procede a tomar opción F como la solución definitiva debido que es el la de mayor VAN, además tiene el menor costo de inversión.

CONCLUSIONES

Debido a que CORPOELEC no posee plantas térmicas convencionales con generadores de 25 MW se escogió la data de los generadores de la planta de gas de Luisa Cáceres de Arismendi, ubicada en el Estado Nueva Esparta, debido que cumplían con los requerimientos y por encontrarse operando en una zona semejante al área de estudio.

El Power Factory es un software utilizado por el Departamento de Planificación de Transmisión de CORPOELEC, ya que emite resultados en base a normas y procedimiento reconocidos internacionalmente, para el cálculo de flujos de potencia, cortocircuitos, estabilidad transitoria, entre otros.

En los estudios de flujo de carga de los seis casos propuestos, sólo fue descartado el caso A ya que no cumplió con el criterio de transmisión, se recomienda emigrar a un nivel de tensión superior, que en este caso es 115 kV. Lo que afectó los estudios fue la dirección del flujo de potencia en algunos tramos, por lo que si antes los sistemas de protecciones eran unidireccionales habría que cambiarlos por protecciones bidireccionales.

La simulación de corto circuitos se realizó en base a las normas internacionales ANSI e IEC. Sólo un caso fue la que mostró como resultado una corriente por arriba de la Norma, la opción F, en la S/E Casanay 115, la solución propuesta fue colocar en las líneas un calibre menor: ACAR 500 MCM. Por otro lado el modelo IEC es más completo y preciso que ANSI es por ello que los criterios de transmisión se basan por dicha Norma.

En los estudios de estabilidad de ángulo rotor y las tensiones transitorias en magnitud se determinó que todos los casos son estables.

Para el estudio económico la mejor opción fue el caso F, debido a su menor costo directo. Por lo tanto, se selecciona un sistema de transmisión a 115 kV ya que satisface los criterios de la empresa estatal CORPOELEC.

RECOMENDACIONES

En base a la propuesta F, se obtienen las siguientes recomendaciones:

Cambiar las protecciones unidireccionales por bidireccionales en los tramos Casanay-Chacopata y Chacopata-Nueva Araya, además de realizar la coordinación de protecciones de la Región Oriente.

Realizar el estudio de compensación en la Región Insular y Región Oriente, para solucionar la gran cantidad de reactivos que presenta la zona en algunos puntos como lo muestran la S/E El Furrial 400 y JBA 230.

Realizar un estudio más profundo de estabilidad donde los sistemas de control (turbina y gobernador) sean de una planta termosolar o en su defecto una planta térmica convencional, además de compararlo con los sistemas de control de la planta de gas del presente trabajo, y así observar el comportamiento en tiempo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] **Energía Renovable.**

<http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_renovable>. [Consulta: Noviembre 2013].

[2] **Carta G., José A.; Calero P., Roque; Colmenar S., Antonio; Castro G., Manuel-A.** Centrales de Energías Renovables: Generación Eléctrica con Energías Renovables, España: PEARSON EDUCACIÓN, S.A., 2009.

[3] <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CSP_Essentials.pdf>; [Consulta: Diciembre 2014].

[4] <<http://www.cap-az.com/documents/meetings/06-24-2014/3.Combined%20Solar%20CSP.pdf>>; [Consulta: Diciembre, 2014].

[5] <http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/14683/PFC_Daniel_Serrano_Garcia.pdf?sequence=1>; [Consulta: Diciembre, 2014].

[6] <<http://purepro.com.ve/osmosis.html>>; [Consulta: Enero 2015].

[7] **Aguirre C., Christian W.** Estudios Eléctricos de Sistemas de Potencia para la Carrera de Ingeniería Eléctrica Utilizando el Software Power Factory 13.1 de DIgSILENT. (Tesis). Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2008.

[8] <<http://es.slideshare.net/davloprez/rectificadores-maquinas>>; [Consulta: Enero 2015].

- [9] **C.A. de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE)**. Análisis de Criterios, Modelos y Procedimientos para una Metodología Integral de Planificación de Sistemas Eléctricos. Metodología Integral de Planificación de Sistemas Eléctricos Volumen II. Caracas. 1984.
- [10] **Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico (FUNDELEC)**. El Programa PowerFactory como Herramienta de Análisis para la Planificación de Sistemas de Potencia, Parte II: Flujo de Carga, Cortocircuito y Estabilidad. Caracas, 03 de Octubre de 2013.
- [11] **IEEE/CIGRE**. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 19, NO, 2004.
- [12] <http://es.wikipedia.org/wiki/Municipio_Cruz_Salmer%C3%B3n_Acosta_%28Sucre%29>; [Consulta: Enero 2015]
- [13] **Coba, Liliana**. Estudio de Prefactibilidad Técnico-Económico para la Instalación de una Central Solar Termoeléctrica de Concentración con Almacenamiento. En la Península de Araya, Municipio Cruz Salmerón Acosta, Estado Sucre, Venezuela. (Trabajo de Ascenso).-- Caracas: CORPOELEC, 2012.
- [14] **Siemens**. Siemens AG, Energy Sector. Alemania, 2013.
- [15] **CORPOELEC**. Caracas, 2010.
- [16] **CORPOELEC**. Caracas, 2012.
- [17] **Ing. Luis Suarez**. *Entrevista realizada en CORPOELEC*. Caracas. Consulta Mayo 2013.

- [18] **CORPOELEC**. Caracas, 2013.
- [19] **Núñez, Pablo**. Caracas, 2016.
- [20] **CORPOELEC**. Caracas, 2014.
- [21] **CADAFE**. Norma Condiciones de Servicio del Equipamiento Eléctrico de Subestaciones. Caracas, 2006.
- [22] **Dr. Carlos Goyo**. *Entrevista realizada en CORPOELEC*. Caracas. Consulta Abril 2015.
- [23] Simulador Power Factory DIgSILENT versión 14.0.520.2. Caracas, 2015.

BIBLIOGRAFÍA

Aguirre C., Christian W. Estudios Eléctricos de Sistemas de Potencia para la Carrera de Ingeniería Eléctrica Utilizando el Software Power Factory 13.1 de DIgSILENT. (Tesis). Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2008.

Coba, Liliana. Estudio de Prefactibilidad Técnico-Económico para la Instalación de una Central Solar Termoeléctrica de Concentración con Almacenamiento. En la Península de Araya, Municipio Cruz Salmerón Acosta, Estado Sucre, Venezuela. (Trabajo de Ascenso).-- Caracas: CORPOELEC, 2012.

C.A. de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE). Atlas eléctrico de CADAFE año 2005.

C.A. de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE). Análisis de Criterios, Modelos y Procedimientos para una Metodología Integral de Planificación de Sistemas Eléctricos. Criterios de Planificación de Sistemas Eléctricos Volumen I. Caracas. 1984.

C.A. de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE). Análisis de Criterios, Modelos y Procedimientos para una Metodología Integral de Planificación de Sistemas Eléctricos. Metodología Integral de Planificación de Sistemas Eléctricos Volumen II. Caracas. 1984.

C.A. de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE). Análisis de Criterios, Modelos y Procedimientos para una Metodología Integral de Planificación de Sistemas Eléctricos. Anexos Volumen III. Caracas. 1984.

Universidad Pedagógica Experimental Libertador (UPEL), Vicerrectorado de Investigación y Posgrado, Manual de Trabajos de Grado de Especialización y Maestría y Tesis Doctorales, Caracas, 2006.

Vásquez, Belkys; Molina, Julio. Instructivo y Normalización para la Elaboración de Trabajos Especiales de Grado. UCV 2008, Caracas.

CADAFE. Atlas Eléctrico de CADAFE año 2005.

CADAFE (137-05:2006). Norma Condiciones de Servicio del Equipamiento Eléctrico de Subestaciones.- Caracas: C.A. de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE).

CADAFE. Subestación Tipo Nodal 115 TD Especificaciones Técnicas, Caracas.- C.A. de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), 1980.

CADAFE. Subestación Tipo Radial II Especificaciones Técnicas, Caracas.- C.A. de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), 1982.

IEC 60909-0. Short- Circuit in Three-Phase A.C, Systems, Suiza.-IEC, 2001

IEEE Std C37.010-1999. Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis, USA.- IEEE, 2000.

IEEE/CIGRE. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 19, NO, 2004.

Barrero, Fermín, Sistemas de Energía Eléctrica, España: Editorial PARANINFO, 2004.

Carta G., José A.; Calero P., Roque; Colmenar S., Antonio; Castro G., Manuel-A. Centrales de Energías Renovables: Generación Eléctrica con Energías Renovables, España: PEARSON EDUCACIÓN, S.A.,2009.

Cavallotti, Jorge A. Disposiciones Constructivas en Subestaciones a la Intemperie en Altas y muy Altas Tensiones Tomo I, Caracas: C.A. de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), 1968.

Grainger, John J.; Stevenson Jr., William D. Análisis de Sistemas de potencia, México: McGraw Hill, 1996

Ing. Juan Carlos Rangel. *Entrevista realizada en CORPOELEC.* Caracas. Consulta Febrero 2013.

Ing. Cristian Rodríguez. *Entrevista realizada en CORPOELEC.* Caracas. Consulta Enero-Marzo 2013.

Ing. Ángel Sandoval. *Entrevista realizada en CORPOELEC.* Caracas. Consulta Abril 2013.

Ing. Luis Suarez. *Entrevista realizada en CORPOELEC.* Caracas. Consulta Mayo 2013.

Ing. Elena Caraballo. *Entrevista realizada en CORPOELEC.* Caracas. Consulta Abril 2015.

Ing. Jose Gonzalez. *Entrevista realizada en CORPOELEC.* Caracas. Consulta Febrero 2016.

Lledó, Pablo. Comparación entre distintos criterios de decisión (VAN, TIR y PRI). Argentina, 2007.

Clase de Aislamiento- Materiales Aislantes.

<<http://www.motortico.com/biblioteca/MotorTico/2013%20AGO%20-%20Clase%20de%20Aislamiento%20-%20Materiales.pdf>> [Consulta: Febrero 2015]

CORPOELEC. <www.corpoelec.gob.ve> [Consulta Noviembre 2012]

Energía Renovable.

<http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_renovable>. [Consulta: Noviembre 2013].

Generadores Refrigerado por Aire Siemens Sgen -100A -2P Series

<http://www.energy.siemens.com/co/pool/hq/power-generation/generators/sgen-100a-2p/siemens-air-cooled-generators-sgen-100a-2p_brochure_en.pdf> [Consulta: Mayo 2013]

International Energy Agency. <www.iea.org> [Consulta Noviembre 2012]

International Energy Agency. <http://www.circleofblue.org/waternews/wp-content/uploads/2010/09/CSP_Brochure.pdf> [Consulta: Diciembre 2012]

Introducción a las Subestaciones Electricas

<<http://myslide.es/documents/tema-1-introduccion-a-las-subestaciones-electricas.html>> [Consulta Marzo 2015]

Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico.

<<file:///C:/Documents%20and%20Settings/Juan%20Pablo%20Nu%C3%B1ez/Mis%20documentos/Downloads/LEY-ORGANICA-DEL-SISTEMA-Y-SERVICIO-ELECTRICO.pdf>> [Consulta: Mayo 2015].

Máquinas Eléctricas Rotativas. <<http://es.slideshare.net/davloprez/rectificadores-maquinas>> [Consulta: Enero 2015]

Municipio Cruz Salmerón Acosta.

<http://es.wikipedia.org/wiki/Municipio_Cruz_Salmer%C3%B3n_Acosta_%28Sucre%29> [Consulta: Enero 2015]

Plantas de Concentración Solar. <<http://www.cap-az.com/documents/meetings/06-24-2014/3.Combined%20Solar%20CSP.pdf>> [Consulta: Diciembre, 2012]

Plataforma Solar de Almería. <www.psa.es/webesp/index.php> [Consulta Noviembre 2012]

Solar Millennium AG.

<http://www.solarmillennium.de/espa%C3%B1ol/tecnologa/referencias_y_proyectos/andaso-espaa/index.html> [Consulta Noviembre 2012]

Turbina de Vapor SST-600 Siemens

<http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/steam-turbines/SST-600/downloads/SST-600_en.pdf> [Consulta: Abril 2013]

GLOSARIO

Análisis de Sensibilidad: Es un término financiero, muy utilizado en las empresas para tomar decisiones de inversión, que consiste en calcular los nuevos flujos de caja y el VAN (en un proyecto, en un negocio, etc.), al cambiar una variable (la inversión inicial, la duración, los ingresos, la tasa de crecimiento de los ingresos, los costes, etc.).

Calidad: Superioridad o excelencia de algo o de alguien. La calidad de un producto o servicio es la percepción que el cliente tiene del mismo, es una fijación mental del consumidor que asume conformidad con dicho producto o servicio y la capacidad del mismo para satisfacer sus necesidades.

Celda de una Subestación: Compartimiento que puede contener: seccionador de puesta a tierra; seccionador de aislamiento de la línea y puesta a tierra del interruptor; terminales de la línea; interruptor automático; transformadores de tensión y corriente; seccionador de barra y puesta tierra del interruptor; embarrado (también conocido como barraje o barra colectora); equipo de accionamiento, operación y maniobra; equipos de protección, medida y telemando.

Confiabilidad: Es el grado de desempeño de los elementos del sistema funcionando como un todo, resultando en el suministro de electricidad a los usuarios dentro de estándares aceptados y en las cantidades requeridas. Se puede medir por la frecuencia, duración y magnitud de eventos adversos al suministro de electricidad. Algunos aspectos tomados para la confiabilidad son: niveles apropiados en voltajes de suministro, redundancia, sistema de protección adecuado para el sistema y los equipos, control y monitoreo y la selección apropiada de equipos confiables.

Confidencialidad: Es la propiedad de la información, por la que se garantiza que está accesible únicamente a personal autorizado a acceder a dicha información.

Cualitativo: Es un adjetivo que se emplea para nombrar a aquello vinculado a la cualidad (el modo de ser o las propiedades de algo). Un análisis cualitativo, por lo tanto, está orientado a revelar cuáles son las características de alguna cosa. De este modo, lo cualitativo se centra en la calidad.

Cuantitativo: Es un adjetivo que está vinculado a la cantidad. Este concepto, por su parte, hace referencia a una cuantía, una magnitud, una porción o un número de cosas.

Demanda Eléctrica: Requerimiento de potencia y energía eléctrica de un usuario, sector o sistema eléctrico.

Demanda Máxima: la demanda máxima de una instalación o sistema, es el mayor valor de todas las demandas, el cual se ha medido durante un periodo de tiempo específico. Por ejemplo puede ser el valor más alto de demanda en una semana, mes, según sea el caso.

Demanda no Coincidente: Son consideradas las máximas demandas individuales.

Distribución: Es una de las actividades del sistema eléctrico que consiste en el suministro de electricidad desde los puntos de entrega de los generadores o la red de transmisión, hasta la acometida en el punto de suministro, mediante el uso de subestaciones, líneas, transformadores, equipos de control, así como otros necesarios para su operación y mantenimiento.

Eficiente: Es un término económico que se refiere a la ausencia de recursos productivos ociosos, es decir, a que se están usando de la mejor manera posible los factores en la producción de bienes o servicios. La eficiencia busca optimizar los

recursos: la materia prima, el tiempo, equipo y el esfuerzo. Trata de hacer más con menos, dando resultados favorables y siempre procurando la calidad.

Eigenvalores: En álgebra lineal, los vectores propios, autovectores o eigenvectores de un operador lineal son los vectores no nulos que, cuando son transformados por el operador, dan lugar a un múltiplo escalar de sí mismos, con lo que no cambian su dirección. Este escalar λ recibe el nombre valor propio autovalor, valor característico o eigenvalor.

Energía eléctrica: Es la potencia eléctrica producida, transmitida o consumida en un período determinado. Se mide y se expresa en vatio hora (Wh) o en sus múltiplos: kilovatio hora (kWh), Megavatio hora (MWh), Gigavatio hora (GWh), Teravatio hora (TWh). Demanda eléctrica: Requerimiento de potencia y energía eléctrica de un usuario, sector o sistema eléctrico.

Generación: Es una de las actividades del sistema eléctrico, que consiste en la producción de potencia y energía eléctrica en centrales de conversión mediante el aprovisionamiento y transformación de energía primaria hasta los puntos de entrada de la red de transmisión, así como todos los equipos necesarios para su operación y mantenimiento.

Generación Distribuida: Es aquella que se conecta a la red de distribución de energía eléctrica y se caracteriza por encontrarse instalada en un punto cercano al consumo. Las ventajas de este tipo de generación son las siguientes: descongestiona los sistemas de transporte de energía, ayuda al suministro de energía en periodos de gran demanda, mejora de la fiabilidad del sistema y de la calidad del servicio eléctrico, evita costo de inversión en transmisión y distribución, reduciendo las pérdidas en la red. Asimismo, la capacidad máxima debe ser de 15 Megavatios.

Gobernador: Los gobernadores y otros controles ayudan a asegurar que el generador siempre gire a la velocidad adecuada.

Interconexión: conexión entre dos o más sistemas de producción y distribución de energía eléctrica para el intercambio de corriente.

Membrana Semipermeable: Estructura que contiene poros o agujeros, al igual que cualquier filtro, de tamaño molecular.

Portafolio de Inversión: También llamado Cartera de Inversión, es una selección de documentos o títulos valores que se cotizan en el mercado bursátil y en los que una persona o empresa deciden colocar o invertir su dinero. Los portafolios de inversión se integran con los diferentes instrumentos que el inversionista haya seleccionado. Para hacer su elección, debe tomar en cuenta aspectos básicos como el nivel de riesgo que está dispuesto a correr y los objetivos que busca alcanzar con su inversión. Por supuesto, antes de decidir cómo se integrará el portafolio, será necesario conocer muy bien los instrumentos disponibles en el mercado de valores para elegir las opciones más convenientes, de acuerdo a sus expectativas.

Potencia Eléctrica: Es la capacidad de producir, transmitir o consumir electricidad para alimentar las instalaciones del usuario en forma instantánea. Se mide y se expresa en vatios (W) o en sus múltiplos: kilovatios (kW), megavatios (MW).

Proyecto: Conjunto de obras destinadas a cumplir unos objetivos específicos dirigidos al mejoramiento ó desarrollo del sistema eléctrico y que son asociables a ciertos beneficios y costos.

Subestación: Es un componente del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) encargado de redistribuir el flujo de energía, garantizando seguridad, confiabilidad y controlabilidad. Es un conjunto de equipos concentrados en un espacio geográfico

dado que, por medio de dispositivos automáticos de control y protección, desempeñan funciones de redirección y redistribución de los bloques de energía eléctrica.

Subestaciones Encapsuladas: En estas subestaciones el equipo se encuentra totalmente protegido del medio ambiente. El espacio que ocupan es la tercera parte de una subestación convencional, todas las partes vivas y equipos que soportan la tensión están contenidos dentro de envolventes metálicos que forman módulos fácilmente conectados entre sí. Estos módulos se encuentran dentro de una atmósfera de gas seco y a presión que, en la mayoría de los casos, es Hexafluoruro de Azufre (SF_6) que tiene la característica de reducir las distancias de aislamiento, comparativamente con las del aire.

Seguridad. Se refiere a la adecuada capacidad de los interruptores y dispositivos de desconexión y bloqueo o desbloqueo, correcta canalización de los conductores energizados, uso de la adecuada conexión a tierra, consideración de áreas peligrosas y colocación de letreros y señales, instalación del alumbrado de emergencia y además, capacitación del personal de operación y mantenimiento.

Tasa Interna de Retorno (TIR). Es la media geométrica de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". En términos simples, la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero. La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión.

Valor Actual Neto (VAN). También conocido como valor presente neto (VNP) es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de

flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual todos los flujos de cajas futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.