



**UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA**

**EFFECTOS DE REQUERIMIENTOS PARA CENTRALES FOTOVOLTAICAS EN LA  
ESTABILIDAD DE TENSIÓN DEL  
SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA**

**CAMILA MARÍA SOTO BERINDOAGUE**

**PROFESOR GUÍA:  
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA**

**MIEMBROS DE LA COMISION  
LUIS VARGAS DÍAZ  
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA**

**SANTIAGO DE CHILE  
ABRIL 2013**

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA  
OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA.  
POR: CAMILA SOTO BERINDOAGUE  
FECHA: 17/04/2013  
PROF.GUÍA: DRA. CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

## **EFFECTOS DE REQUERIMIENTOS PARA CENTRALES FOTOVOLTAICAS EN LA ESTABILIDAD DE TENSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE**

El uso excesivo de combustibles fósiles y la crisis ambiental a nivel mundial han activado una señal de alerta, por lo que los países han comenzado a considerar medidas de mitigación y Chile no es la excepción. Por otro lado, a nivel nacional, existe conciencia de la necesidad de diversificar e independizar la matriz energética considerando fuentes propias de energía y disminuyendo así la dependencia de los combustibles fósiles y los altos precios de la energía en Chile. Por ello se busca desarrollar nuevas alternativas de abastecimiento energético como es generación fotovoltaica en el norte del país. Chile posee gran potencial solar en el norte y de acuerdo al desarrollo de la industria, la tecnología fotovoltaica es cada vez más competitiva. De acuerdo al Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental existe aproximadamente 1 giga watt en proyectos fotovoltaicos aprobados, siendo fundamental la realización de estudios dinámicos con el objetivo de estudiar el efecto de incorporar esta tecnología en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

Considerando lo mencionado anteriormente, el objetivo general del presente estudio consiste en evaluar el impacto en la estabilidad de tensión del SING proyectado al 2020 ante distintos niveles de penetración de generación fotovoltaica y estudiar la incorporación de requerimientos para los generadores fotovoltaicos durante perturbaciones. Más aún, se propone una metodología para establecer la pertinencia de distintas curvas de soporte de huecos de tensión y aporte de potencia reactiva por parte de parques fotovoltaicos durante fallas de forma de apoyar la estabilidad de tensión del sistema. Para cumplir dichos objetivos se llevan a cabo simulaciones dinámicas bajo distintos escenarios, utilizando como herramienta computacional el programa DIGSILENT Power Factory.

Los resultados obtenidos demuestran que la capacidad de soportar huecos de tensión y aportar con potencia reactiva durante la falla es un requerimiento importante si los niveles de penetración de la generación fotovoltaica aumentan en el SING. Por otra parte, al aplicar el requerimiento frente a huecos de tensión existente en la normativa chilena, para generación eólica, conduce a inestabilidad de tensión y frecuencia debido a la desconexión masiva del parque generador fotovoltaico frente a cortocircuito trifásico en el sistema. Por esta razón, se debe considerar reformular la normativa al respecto, estableciendo una curva de capacidad frente a huecos de tensión que permanezca conectado ante tensión en bornes cero, soporte de potencia reactiva durante perturbaciones o esquemas de reconexión después de ser desconectada la falla.

*Para mi familia y todos mis seres queridos.*

## AGRADECIMIENTOS

---

*Gracias a Dios y a todas las personas que me han acompañado en este largo trayecto. No me bastan palabras para agradecer a todos los que me han apoyado en mi paso por la universidad y en la realización de esta memoria.*

*En primer lugar están mis padres, quienes siempre confiaron en mí y me han apoyado incondicionalmente en todas las decisiones que he tomado en mi vida. De no haber contado con su apoyo, el paso por la carrera hubiera sido infinitamente más difícil. Gracias también a mi familia: a mi querida abuelita, a mi hermana, a mis tíos y primas que siempre han creído en mí.*

*Por otra parte, agradezco de todo corazón a la profesora Claudia Rahmann, quien con su vasta experiencia y paciencia ha logrado guiarme en la realización de este trabajo de título. Muchísimas gracias por su buena disposición y apoyo durante todo este tiempo.*

*Agradezco a mi amigo y compañero Roberto Möller, quien tuvo una excelente disposición al responder todas mis consultas y pasar horas y horas (y días y días) dándole vuelta a mis comentarios y dudas. Además, no puedo dejar de mencionar Felipe Castro y a Eduardo Zamora quienes también siempre se dieron el tiempo de ayudarme cuando lo necesité. De verdad mil gracias.*

*Tampoco puedo dejar de mencionar a mi amigo y compañero Pablo Bilbao quien me ha acompañado desde que entré a la universidad hasta finalizar la carrera de Ingeniería Civil Eléctrica. Eres un gran amigo el cual todos quisieran tener. Gracias por todo, por recibirme siempre en tu casa y en especial gracias por todo el apoyo que me has dado este último tiempo.*

*Muchas gracias a mis amigos quienes siempre me apoyaron con sus palabras de ánimo: Claudia Aravena, Sebastián Montero, Claudia Salazar, Nadia Escandar, Macarena Vergara, Carlitos Rivera, y muchos más. Muchas gracias por estar siempre ahí y mandarme sus buenas vibras.*

*También me gustaría agradecer a los chicos de la sala de postgrado, los cuales me recibieron sin problema y me acogieron en la sala como si fuese una de ellos.*

*Por otra parte, me gustaría agradecer a Marcelo Uribe, quien me prestó todas las facilidades para que pudiese trabajar y terminar de entregar este trabajo de título al mismo tiempo. También a mis compañeros de trabajo por apoyarme en todo momento.*

*Finalmente y no menos importante, muchas gracias a Alfredo Castillo, Luis Coronado y Rigoberto Torres, quienes aportaron en forma directa en la realización de este trabajo.*

*Muchas, muchas, muchísimas e infinitas gracias a todos.*

# TABLA DE CONTENIDO

---

|   |     |
|---|-----|
| Tabla de contenido.....   | v   |
| Índice de figuras .....   | vii |
| Índice de tablas .....  | x   |
| Nomenclatura.....   | xi  |
| 1 Introducción.....   | 1   |
| 1.1 Motivación.....   | 1   |
| 1.2 Objetivos .....   | 2   |
| 1.2.1 Objetivo general .....  | 2   |
| 1.2.2 Objetivos específicos.....  | 2   |
| 1.3 Estructura del trabajo.....   | 3   |
| 2 Estabilidad de tensión en SEP .....   | 4   |
| 2.1 La potencia reactiva y su efecto en la tensión .....  | 4   |
| 2.2 Comportamiento del generador síncrono .....   | 6   |
| 2.3 Estabilidad de tensión en SEP considerando altos niveles de penetración FV .....                        | 8   |
| 2.4 Requerimientos en caso de falla para instalaciones FV .....   | 9   |
| 2.4.1 Fault Ride Through y soporte de potencia reactiva.....  | 9   |
| 3 Fundamentos de la Energía Solar Fotovoltaica .....  | 17  |
| 3.1 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red .....  | 17  |
| 3.2 Características I-V.....  | 19  |
| 3.2.1 Seguidor del punto de máxima potencia .....   | 21  |
| 3.3 Influencia de la corriente de la central fotovoltaica sobre la tensión del punto de conexión común..... | 23  |
| 4 Metodología.....  | 27  |
| 4.1 Definición de escenarios .....  | 28  |
| 4.2 Modelación dinámica .....   | 30  |
| 4.3 Selección del peor caso .....   | 30  |
| 4.3.1 Punto de operación .....  | 30  |
| 4.3.2 Perturbación crítica .....  | 31  |

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 4.4   | Selección de los requerimientos .....  | 31 |
| 4.5   | Índices de desempeño.....  | 33 |
| 4.5.1 | Índices de desempeño para la tensión .....   | 33 |
| 4.5.2 | Índices desempeño para la frecuencia.....  | 36 |
| 5     | Modelación dinámica del generador fotovoltaico .....   | 38 |
| 5.1   | Esquema de control del generador FV .....  | 38 |
| 5.1.1 | Ajuste de la capacidad de generación de la central FV.....   | 45 |
| 5.1.2 | Diagrama de operación del generador FV.....  | 46 |
| 6     | Resultados .....   | 47 |
| 6.1   | Sin requerimiento ante huecos de tensión para las centrales FV .....   | 47 |
| 6.2   | Con requerimiento ante huecos de tensión.....  | 48 |
| 6.2.1 | $FRT_1$ : Normativa alemana de soporte ante huecos de tensión .....  | 48 |
| 6.2.2 | $FRT_2$ : Normativa chilena de soporte ante huecos de tensión.....   | 49 |
| 6.2.3 | $FRT_1^Q$ : Normativa alemana de soporte ante huecos de tensión y soporte de Q.....                                      | 51 |
| 6.2.4 | $FRT_2^Q$ : Normativa chilena de soporte ante huecos de tensión y soporte de Q .....                                     | 54 |
| 6.3   | Comparación de resultados .....  | 55 |
| 6.3.1 | Comparación entre $FRT_1$ y $FRT_2$ : Normativa de soporte ante huecos de tensión alemana y chilena.....                 | 55 |
| 6.3.2 | Comparación entre $FRT_1$ y $FRT_1^Q$ : Normativa alemana de soporte ante huecos de tensión sin y con soporte de Q ..... | 56 |
| 6.3.3 | Comparación entre $FRT_2$ y $FRT_2^Q$ : Normativa chilena de soporte ante huecos de tensión sin y con soporte de Q ..... | 58 |
| 7     | Conclusiones .....   | 64 |
| 7.1   | Efectos de los requerimientos sobre la estabilidad del SING .....  | 64 |
| 7.1.1 | Efecto de considerar soporte ante huecos de tensión .....  | 64 |
| 7.1.2 | Efecto de considerar soporte ante huecos de tensión y potencia reactiva.....   | 65 |
| 7.1.3 | Efecto de considerar tiempos de reconexión.....  | 65 |
| 7.2   | Efecto de los niveles de penetración de generación FV en el sistema .....  | 65 |
| 7.2.1 | Trabajo futuro.....  | 66 |
| 8     | Bibliografía .....   | 67 |
|       | Anexos .....   | 70 |

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

|   |    |
|---|----|
| Figura 1-1: Radiación solar en Chile y en el mundo [5] .....  | 1  |
| Figura 2-1: Unilineal SEP .....   | 5  |
| Figura 2-2: Diagrama fasorial de la tensión .....   | 5  |
| Figura 2-3: Diagrama fasorial de la tensión, Q se ha aumentado 1,5 veces. ....  | 6  |
| Figura 2-4: Comportamiento de las corrientes de cortocircuito en cada una de las fases [7] .....  | 7  |
| Figura 2-5: Componentes de la corriente de la fase a del estator [10] .....   | 7  |
| Figura 2-6: Efectos de los límites del generador [7] .....  | 8  |
| Figura 2-7: Esquema de definición de desempeño dinámico del sistema de potencia [12] .....  | 8  |
| Figura 2-8: FRT alemana [19] .....  | 11 |
| Figura 2-9: Requerimientos de inyección de corriente reactiva durante el transcurso de una falla en la red [19] .....   | 11 |
| Figura 2-10: FRT España [20] .....  | 12 |
| Figura 2-11: Área de funcionamiento admisible durante los periodos de falta y de recuperación de tensión, en función de la tensión en el punto de conexión de la red [20] ..... | 13 |
| Figura 2-12: FRT Francia [21] .....   | 14 |
| Figura 2-13: FRT Chile (sólo para parques eólicos) .....  | 14 |
| Figura 2-14: FRT de ENTSOE .....  | 16 |
| Figura 3-1: Efecto de la interconexión de los módulos FV en la curva I-V [22] .....   | 17 |
| Figura 3-2: Montaje Arreglo FV [23] .....   | 18 |
| Figura 3-3: Respuesta ante sobredimensionamiento de inversores [24] .....   | 19 |
| Figura 3-4: Diagrama de planta FV .....   | 19 |
| Figura 3-5: Característica I-V típica [25] .....  | 20 |
| Figura 3-6: Dependencia entre irradiancia solar y la curva I-V [25] .....   | 20 |
| Figura 3-7: Dependencia entre la temperatura y la curva V-I [25] .....  | 21 |
| Figura 3-8: Implementación de la etapa de adaptación con un convertidor DC/DC en modo deslizante [27] .....   | 22 |
| Figura 3-9: Variación de las curvas de potencia en variación de la irradiancia [26] .....   | 22 |
| Figura 3-10: Esquema de sistema FV conectado a la red .....   | 23 |

|   |    |
|---|----|
| Figura 3-11: Tensión en el PCC en relación con la corriente inyectada .....   | 25 |
| Figura 3-12: Incremento de la tensión afectada por el sistema FV .....  | 25 |
| Figura 3-13: Aumento de tensión alcanzado en el PCC .....   | 26 |
| Figura 4-1: Diagrama de Metodología .....   | 27 |
| Figura 4-2: Ubicación de la localización de los proyectos FV en el SING .....   | 29 |
| Figura 4-3: Requerimiento de FRT y soporte de potencia reactiva.....  | 32 |
| Figura 4-4: Índice de hundimiento para la tensión .....   | 33 |
| Figura 4-5: Índice de levantamiento de la tensión.....  | 34 |
| Figura 4-6: Ángulo de pendiente de recuperación de la variable .....  | 34 |
| Figura 4-7: Tiempo de asentamiento .....  | 35 |
| Figura 4-8: Índice de desempeño respecto al caso base .....   | 36 |
| Figura 4-9: Índice de hundimiento para la frecuencia .....  | 36 |
| Figura 4-10: Índice de levantamiento para la frecuencia .....   | 37 |
| Figura 5-1: Esquema de control del sistema FV.....  | 38 |
| Figura 5-2: Modelo radiación solar .....  | 39 |
| Figura 5-3: Modelo de la temperatura .....  | 39 |
| Figura 5-4: Modelo fotovoltaico.....  | 39 |
| Figura 5-5: Circuito equivalente de una celda solar ideal [16].....   | 40 |
| Figura 5-6: Barra DC y condensador.....   | 41 |
| Figura 5-7: Modelo del Controlador.....   | 42 |
| Figura 5-8: Medidor de fase .....   | 43 |
| Figura 5-9: Modelo de fuente de corriente .....   | 44 |
| Figura 5-10: Esquema simplificado de control.....   | 45 |
| Figura 5-11: Diagrama de operación de generador FV .....  | 46 |
| Figura 5-12: Límites de potencia reactiva .....   | 46 |
| Figura 6-1: Tensión en la barra Encuentro 220 kV durante una falla trifásica en la barra Encuentro 220 kV considerando $FRT_1$ .....                      | 48 |
| Figura 6-2: Comparación al no considerar requerimiento y $FRT_2$ en la barra Encuentro 220 kV durante una falla trifásica en barra Encuentro 220 kV ..... | 50 |
| Figura 6-3: Tensión en la barra Encuentro 220 kV durante una falla trifásica en la barra Encuentro 220 kV considerando $FRT_1^Q$ .....                    | 51 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 6-4: Tensión en la barra Lagunas 220 kV durante una falla trifásica en la barra Lagunas 220 kV considerando $FRT_1^Q$ .....   | 53 |
| Figura 6-5: Tensión y frecuencia en la barra Encuentro 220 kV durante una falla trifásica a tierra en la barra Encuentro 220 kV considerando $FRT_2^Q$ .....   | 54 |
| Figura 6-6: Comparación entre $FRT_1$ y $FRT_1^Q$ en la barra Encuentro 220 kV durante una falla trifásica en barra Encuentro 220 kV .....   | 56 |
| Figura 6-7: Comparación entre $FRT_1$ y $FRT_1^Q$ en la barra Encuentro 220 kV después del despeje de una falla trifásica en barra Encuentro 220 kV .....  | 57 |
| Figura 6-8: Respuesta de la tensión en función del tiempo en Lagunas 220 kV durante un cortocircuito trifásico en la misma barra al aplicar distintos tiempos de reconexión, sin soporte de Q .....        | 59 |
| Figura 6-9: Respuesta de la frecuencia del sistema en función del tiempo durante un cortocircuito trifásico en la barra Lagunas 220 kV al aplicar distintos tiempos de reconexión, sin soporte de Q .....  | 59 |
| Figura 6-10: Respuesta de la tensión en función del tiempo en Lagunas 220 kV durante un cortocircuito trifásico en la misma barra al aplicar distintos tiempos de reconexión, con soporte de Q .....       | 60 |
| Figura 6-11: Respuesta de la frecuencia del sistema en función del tiempo durante un cortocircuito trifásico en la barra Lagunas 220 kV al aplicar distintos tiempos de reconexión, con soporte de Q ..... | 61 |
| Figura 6-12: Índices de hundimiento para distintos tiempos de reconexión para $FRT_2$ y $FRT_2^Q$ .  | 62 |
| Figura 6-13: Resumen de índices de levantamiento para distintos tiempos de reconexión para $FRT_2$ y $FRT_2^Q$ .....   | 63 |
| Figura 7-1: Distribución de generación FV en cada uno de los escenarios.....   | 66 |

# ÍNDICE DE TABLAS

---

|   |    |
|---|----|
| Tabla 2-1: Parámetros del perfil de FRT .....   | 16 |
| Tabla 4-1: Escenarios a simular.....  | 29 |
| Tabla 4-2: Capacidad instalada de parques FV en el SING .....   | 29 |
| Tabla 4-3: Factor de planta y Asociación de cada de las barras.....   | 30 |
| Tabla 4-4: Resumen de generación FV y convencional en la hora crítica .....   | 31 |
| Tabla 4-5: Contingencias seleccionadas.....   | 31 |
| Tabla 4-6. Conjunto de requerimientos para generadores FV para cada uno de los escenarios a simular .....   | 31 |
| Tabla 5-1: Parámetros del modelo genérico .....   | 38 |
| Tabla 6-1: Resumen de la potencia FV tras cortocircuito trifásico en Encuentro 220 kV al no considerar requerimiento .....                                      | 48 |
| Tabla 6-2: Indicadores de desempeño en la barra Encuentro 220 kV durante una falla trifásica a tierra en la barra Encuentro 220 kV considerando $FRT_1$ .....   | 49 |
| Tabla 6-3: Tiempos de desconexión de centrales FV en cada uno de los escenarios.....  | 50 |
| Tabla 6-4: Indicadores de desempeño en la barra Encuentro 220 kV durante una falla trifásica a tierra en la barra Encuentro 220 kV considerando $FRT_1^Q$ ..... | 52 |
| Tabla 6-5: Indicadores de desempeño en la barra Lagunas 220 kV durante una falla trifásica a tierra en la barra Encuentro 220 kV considerando $FRT_1^Q$ .....   | 52 |
| Tabla 6-6: Indicadores de desempeño en la barra Lagunas 220 kV durante una falla trifásica a tierra en la barra Lagunas 220 kV considerando $FRT_1^Q$ .....     | 53 |
| Tabla 6-7: Desconexión de generación FV en cada escenario durante falla en Encuentro 220 kV considerando $FRT_2^Q$ .....  | 55 |
| Tabla 6-8: Desconexión de generación FV en cada escenario durante falla en Lagunas 220 kV considerando $FRT_2^Q$ .....  | 55 |
| Tabla 6-9: Tabla resumen comparación $FRT_1$ y $FRT_1^Q$ en barra Encuentro 220 kV durante cortocircuito trifásico en la barra Encuentro 220 kV .....           | 56 |
| Tabla 6-10: Índice de hundimiento de la frecuencia al considerar distintos tiempos de reconexión durante falla trifásica en Lagunas 220 kV .....                | 61 |
| Tabla 6-11: Índice de levantamiento de la frecuencia al considerar distintos tiempos de reconexión durante falla trifásica en Lagunas 220 kV .....              | 63 |

## NOMENCLATURA

---

|                |  |
|----------------|--|
| CDEC           | Centro de Despacho Económico de Carga                              |
| CE-FCFM        | Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas |
| CNE            | Comisión Nacional de Energía                                       |
| DIgSILENT      | Digital SIMuLator for Electrical Network                           |
| EDAC           | Esquema de Desconexión Automático de Carga                         |
| ERNC           | Energías Renovables No Convencionales                              |
| FRT            | Fault Ride Through   |
| FV             | Fotovoltaica   |
| $I_d$          | Índice de desempeño respecto al caso base                          |
| $I_e$          | Índice de establecimiento  |
| $I_h$          | Índice de hundimiento  |
| $I_L$          | Índice de levantamiento  |
| MPPT           | Maximum Power Point Tracker  |
| P              | Potencia Activa  |
| PCC            | Punto de Conexión Común  |
| Q              | Potencia Reactiva  |
| SEIA           | Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental                        |
| SEP            | Sistema Eléctrico de Potencia                                      |
| SING           | Sistema Interconectado del Norte Grande                            |
| $T_a$          | Tiempo de asentamiento   |
| $\theta_{PRV}$ | Ángulo de pendiente de recuperación de la variable                 |

### 1.1 Motivación

En los últimos años se ha observado un gran crecimiento demográfico e industrial, lo cual ha provocado un aumento en la demanda energética. Según proyecciones, se espera que en la próxima década la demanda en Chile se duplique, lo cual debe ser equiparado con nuevas obras de generación eléctrica [1]. El 99% de la generación convencional instalada en el norte grande de Chile ocupa combustibles fósiles como energético primario, los cuales han provocado daños tanto en el medio ambiente como en la sociedad. Esta problemática ha activado una señal de alerta, lo cual marca el comienzo de la búsqueda de nuevas alternativas de fuentes de energía, tales como las energías renovables no convencionales (ERNC). Es por esto que diversos países han comenzado a tomar medidas al respecto y Chile no es la excepción. Algunas de estas medidas son: la ley 20257, la cual tiene como objetivo promover la construcción de centrales basadas en ERNC [2]; el decreto 13 el cual norma la emisión de contaminantes de las centrales termoeléctricas [3]; y la elaboración de la “Estrategia Nacional de Energía 2012-2020” por parte de la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico [1], entre otros.

En el marco nacional Chile presenta un gran potencial del recurso solar en el norte grande, el cual permitiría considerar alternativas de generación como centrales fotovoltaicas (FV) [4].

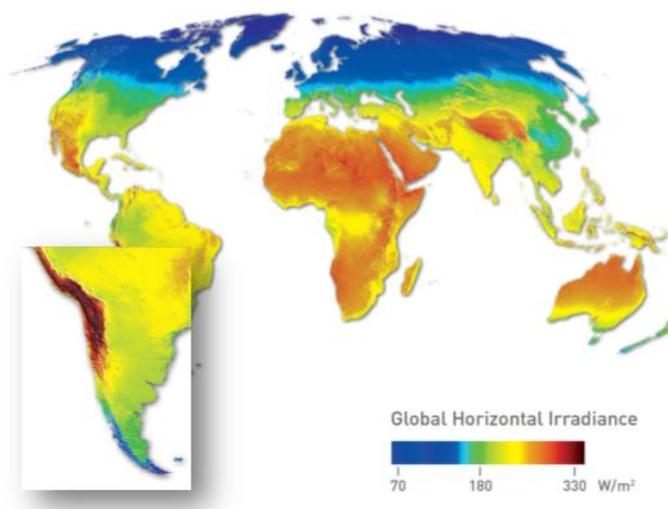


Figura 1-1: Radiación solar en Chile y en el mundo [5]

Las principales razones para considerar la integración de la generación FV en la matriz energética chilena derivan de los siguientes factores: la problemática medioambiental antes mencionada, la dependencia energética que existe por la compra de combustibles procedentes del carbono, los altos precios de la energía en Chile producto de esta dependencia energética y el gran potencial del recurso solar en el norte del país.

Por otra parte, los cambios que enfrenta el sistema eléctrico frente a altos niveles de penetración FV traen consigo nuevos desafíos y necesidades. Los altos niveles de penetración de ERNC en el sistema eléctrico de potencia (SEP) pueden generar inestabilidad si no se considera alguna estrategia de tensión y frecuencia frente a perturbaciones que afecten al sistema. Además, se tiene que el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) presenta problemas de control de tensión debido a la insuficiencia de recursos de compensación reactiva [6].

Considerando lo mencionado anteriormente, este trabajo evalúa el impacto en la estabilidad de tensión en el SING al incluir altos niveles de generación FV.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo general**

El objetivo general del presente estudio consiste en analizar el impacto en la estabilidad de tensión del SING proyectado al 2020 ante distintos niveles de penetración de generación fotovoltaica (FV) así como analizar el efecto de incorporar distintos requerimientos para los generadores FV ante perturbaciones.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

A través del desarrollo del trabajo se pretende alcanzar los siguientes objetivos específicos:

1. Recopilar y revisar bibliografía referente a generación FV, normas de red internacionales y estudios de estabilidad de tensión considerando distintos requerimientos para generación FV en caso de falla.
2. Determinar un modelo adecuado para representar la generación FV en alta tensión.
3. Definir indicadores de desempeño para evaluar el impacto de los distintos escenarios de penetración fotovoltaica y los requerimientos para generación FV en el SING.
4. Proponer una metodología para evaluar el impacto en la estabilidad de tensión del SING al considerar distintos escenarios de penetración y distintos requerimientos.
5. Determinar el impacto de los distintos niveles de penetración y requerimientos para la generación FV sobre el SING.
6. Establecer la pertinencia del soporte de potencia reactiva por parte de los generadores FV en caso de falla.
7. Proponer requerimientos para la generación FV en caso de falla a incluir en la Norma Técnica de Calidad y Servicio.

### **1.3 Estructura del trabajo**

El presente trabajo de título se encuentra dividido en 8 capítulos más anexos. A continuación se presenta una breve reseña de lo que trata cada uno de ellos.

El capítulo 2 trata de la estabilidad de tensión en un sistema eléctrico de potencia (SEP). Posterior a esto, se revisan distintos requerimientos para generación FV de las normas de red internacionales.

En el capítulo 3 se revisa en forma breve los fundamentos de la energía solar fotovoltaica.

En el capítulo 4 se presenta y explica detalladamente la metodología seguida en este trabajo.

En el capítulo 5 se presenta en detalle la modelación dinámica del generador fotovoltaico, desde el esquema de control hasta el generador.

En el capítulo 6 se analiza los resultados obtenidos.

El capítulo 7 presenta las principales conclusiones obtenidas del trabajo realizado.

Finalmente, el último capítulo corresponde a las referencias bibliográficas consultadas en la elaboración del estudio.

### ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN SEP

---

Un objetivo de suma importancia en el control de SEP es mantener las tensiones en todas las barras de la red, tanto en régimen permanente como durante las perturbaciones, dentro de márgenes aceptables que conduzcan a estados de operación seguros [7]. Si la tensión en las barras excede su valor nominal, los equipos pueden resultar dañados por los esfuerzos eléctricos a los que se ven sometidos. Por otro lado, si la tensión en las barras se encuentra por debajo de un nivel de operación nominal, existe el riesgo de inestabilidad y de colapso de tensión.

La principal causa de inestabilidad de tensión es la incapacidad del SEP de cubrir la demanda de potencia reactiva. La inestabilidad de tensión se debe al intento de la carga de restaurar el consumo más allá del límite que impone la capacidad de generación y transmisión del SEP [7].

Los SEP actuales se caracterizan por:

- Plantas de generación distantes de los centros de carga, con lo que se tiene menos puntos de control de tensión en la red.
- Uso masivo de compensación, lo que reduce el límite de estabilidad
- SEP operados cerca de sus límites de operación, afectando los niveles de transferencia de potencia. [7]

Las características antes mencionadas aumentan el riesgo de inestabilidad de tensión de SEP.

Los principales factores que contribuyen a la inestabilidad de tensión son:

- Límites de potencia reactiva de los generadores
- Límites de control de tensión de los generadores
- Característica de la carga de los SEP
- Característica de los equipos de compensación
- Acción de control de tensión de los transformadores con taps [7]

A continuación, para comprender el problema de control de tensión y compensación reactiva se revisan teóricamente los fundamentos de la potencia reactiva y los factores que afectan la estabilidad de tensión de un SEP.

#### 2.1 La potencia reactiva y su efecto en la tensión

La potencia aparente se encuentra conformada por dos componentes: potencia activa y potencia reactiva. La potencia activa ( $P$ ) se define como la potencia útil, es decir, aquella que es capaz de producir trabajo, o que se disipa en forma de calor. Por el contrario, la potencia reactiva ( $Q$ ) se define como la potencia que no es capaz de realizar trabajo útil, que se desplaza continuamente de generador a carga y viceversa. [8]

Para mostrar la influencia de la potencia reactiva en la magnitud de los voltajes nodales se usa el sistema simplificado de la Figura 2-1:

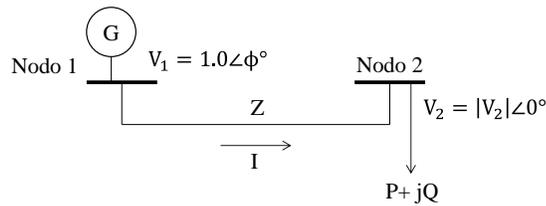


Figura 2-1: Unilineal SEP

La potencia se transmite a través de una línea de transmisión desde la barra 1 hasta el barra 2, la cual posee un consumo ( $P + jQ$ ). Si se considera la tensión de la barra 2 como la barra de referencia y la impedancia de la línea puramente inductiva ( $Z = jX$ ), se tiene que la tensión en la barra de generación es igual a la tensión en el nodo de carga más la caída de tensión a lo largo de la línea:

$$V_1 = V_2 + I \cdot Z \quad (2-1)$$

En donde la corriente en la línea debe satisfacer la siguiente relación:

$$I = \left( \frac{P + jQ}{V_2} \right)^* = \frac{P - jQ}{V_2^*} \quad (2-2)$$

Si el voltaje  $V_2$  se considera como referencia angular se tiene la siguiente ecuación:

$$I = \frac{P - jQ}{V_2 \angle 0^\circ} = \frac{P - jQ}{V_2} \quad (2-3)$$

Sustituyendo la expresión para la corriente en la ecuación anterior y con  $Z = j \cdot X$  se tiene la siguiente expresión:

$$V_1 = V_2 + \frac{P - jQ}{V_2} jX \quad (2-4)$$

$$V_1 = V_2 + \frac{X}{V_2} Q + j \frac{X}{V_2} P \quad (2-5)$$

Esta última expresión se representa mediante el diagrama fasorial de la figura siguiente:

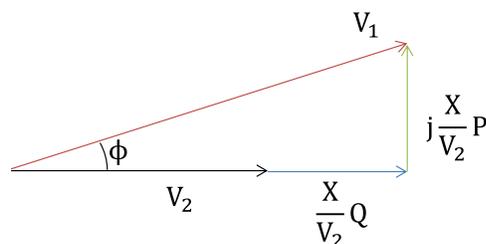


Figura 2-2: Diagrama fasorial de la tensión

De la Figura 2-2 se aprecia que las variaciones de la potencia activa de carga  $P$  se reflejan directamente en la fase  $\phi$  de la tensión en la barra del consumo ( $V_2$ ) y en menor grado en su magnitud.

Si la potencia reactiva  $Q$  sufriera variaciones, éstas se reflejan en mayor medida en la magnitud del voltaje de carga  $V_2$  y en menor medida en el ángulo de fase, tal y como puede apreciarse en Figura 2-3, la cual muestra el diagrama fasorial que resulta al aumentar la potencia reactiva  $Q$  1,5 veces con respecto al de la Figura 2-2.

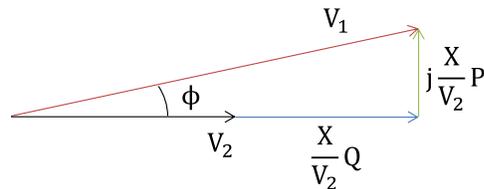


Figura 2-3: Diagrama fasorial de la tensión,  $Q$  se ha aumentado 1,5 veces.

Por lo tanto, se tiene que en un sistema de transmisión, la potencia reactiva juega un papel fundamental en la magnitud de la tensión en un punto del sistema. El balance de la potencia reactiva en un SEP se logra a través de diferentes elementos tales como generadores síncronos, condensadores síncronos, compensadores estáticos de VARs, líneas de transmisión, transformadores desfasadores, entre otros.

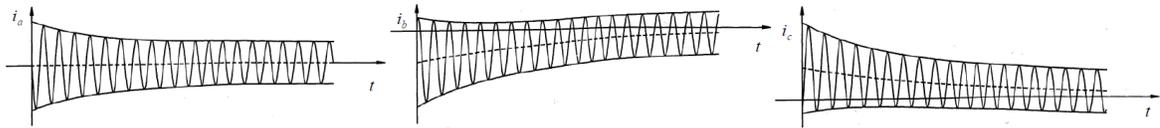
## 2.2 Comportamiento del generador síncrono

Las generadores síncronos son elementos muy importantes en SEP. Además de ser la fuente principal de potencia activa, son los principales elementos de compensación de potencia reactiva. Los generadores síncronos poseen además la habilidad dinámica de responder relativamente rápido a perturbaciones en el sistema a través del sistema de excitación, con el fin de mantener el voltaje del sistema en niveles adecuados [8].

El control sobre la alimentación del rotor de la máquina hace que la generador síncrono pueda operar ya sea absorbiendo o inyectando reactivos a la red, estado subexcitado o sobrexcitado respectivamente. Esta última aplicación es utilizada para mejorar el factor de potencia del sistema eléctrico el cual tiende a ser inductivo debido a las características típicas de los consumos [9].

La condición más severa que puede sufrir un generador síncrono desde el punto de vista de fallas es un cortocircuito en bornes. Durante un cortocircuito intervienen todos los devanados de la máquina: el estator, el de campo y el amortiguador. Existe un régimen transitorio en las corrientes producido por el principio de la constancia del flujo, y por ende de las corrientes, el cual no puede variar instantáneamente. La corriente de cada fase evolucionará hasta alcanzar sus valores en régimen permanente donde varía en forma sinusoidal en el tiempo [7].

La componente de cortocircuito en las 3 fases tendrán dos componentes: una componente fundamental de frecuencia y una de corriente continua.

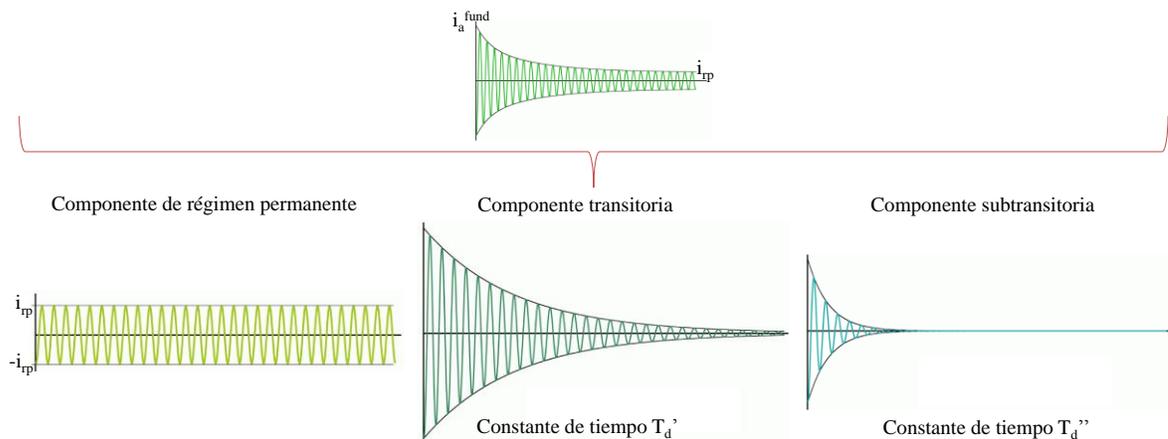


**Figura 2-4: Comportamiento de las corrientes de cortocircuito en cada una de las fases [7]**

La componente fundamental de frecuencia decae inicialmente muy rápido (pocos ciclos) y luego relativamente lento (varios segundos) hasta alcanzar su valor en régimen permanente. Por otro lado, la componente de corriente continua tiene diferentes magnitudes en las tres fases y decaen en el tiempo hasta anularse [10].

La componente alterna de la corriente de cortocircuito en la fase “a” del estator se puede considerar como la suma de tres corrientes: la componente en régimen permanente, la transitoria y la subtransitoria. La componente alterna de frecuencia fundamental decae en el tiempo, y su valor inicial máximo es entre 3 y 10 veces superior al valor permanente [10].

Por otra parte se distinguen las subcomponentes alternas: la componente alterna transitoria y la componente alterna subtransitoria, que se amortiguan con constantes de tiempo  $T_d'$  y  $T_d''$  respectivamente. La componente alterna transitoria es despreciable a los 7 a 10 s y es la que interesa en la mayoría de los estudios dinámicos, mientras que la componente alterna subtransitoria es despreciable a los 150 a 300 ms. [10]



**Figura 2-5: Componentes de la corriente de la fase a del estator [10]**

El regulador de voltaje automático (conocido por sus siglas en inglés como AVR, *Automatic Voltage Regulation*) es la forma más importante para el control de tensión en un SEP. Bajo condiciones de operación normal, el voltaje terminal de los generadores se mantiene constante. Durante condiciones de baja tensión, la demanda de potencia reactiva en los generadores puede exceder sus límites de corriente de campo y/o de armadura. Si se limita la salida de potencia reactiva, el voltaje terminal del generador ya no se mantiene constante [11] (pierde el control de tensión en bornes). Los límites de potencia reactiva del generador reducen en forma significativa los límites de carga del sistema de transmisión.

De acuerdo a la Figura 2-6, si el sistema es perturbado por una falla de tensión existe una mayor exigencia de potencia, por lo que al considerar control AVR aumenta la potencia activa y

el voltaje disminuye a lo largo del arco OA. En el punto A se tiene que el generador alcanza su límite, por lo que se pasa al limitador de sobreexcitación (conocido por sus OEL, *Over Excitation Limiter*) y el voltaje disminuye a lo largo del arco AC. [7]

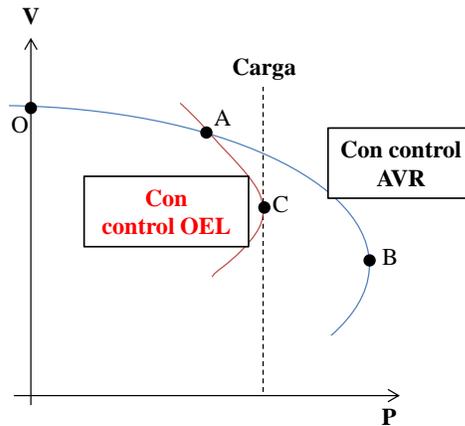


Figura 2-6: Efectos de los límites del generador [7]

### 2.3 Estabilidad de tensión en SEP considerando altos niveles de penetración FV

Como ya se mencionó anteriormente, el desempeño dinámico del SEP se ve fuertemente afectado por las características del sistema. Por otra parte, al considerar centrales FV en los SEP se debe considerar sus características propias, tales como la tecnología empleada, el nivel de penetración de la generación FV y la ubicación en la red. Adicionalmente se deben considerar los requerimientos vigentes en caso de falla, tales como esquemas de control de tensión, regulación o los requerimientos de inyección de potencia reactiva.

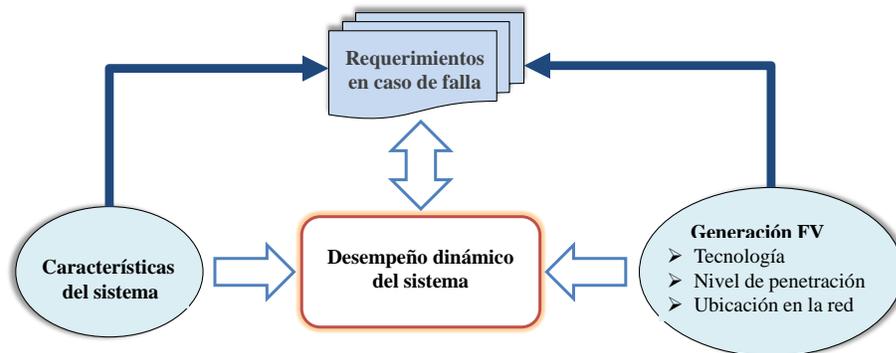


Figura 2-7: Esquema de definición de desempeño dinámico del sistema de potencia [12]

El desempeño dinámico del SEP queda definido por la estabilidad de frecuencia y la estabilidad de tensión del mismo frente a perturbaciones.

La estabilidad de tensión se encuentra condicionada por los puntos de control de tensión del sistema. Durante perturbaciones, se tiene que las centrales convencionales aportan a la estabilidad de tensión del sistema mediante la inyección de corriente reactiva para así lograr aumentar los

niveles de tensión. Sin embargo, casi ninguna norma de red define la inyección de reactivos durante contingencias por parte de los generadores FV.

Los requerimientos que se consideran ante perturbaciones en la red se conocen como requerimientos de *Fault Ride Through* (FRT), en donde se define las condiciones bajo las cuales se permite la desconexión de las unidades del sistema e imponen las características de la corriente reactiva inyectada durante la falla en caso de no desconexión. La desconexión automática de generación no convencional, conectada a través de inversores a la red, está comenzando a ser rechazada a nivel mundial debido a la disminución en los niveles de seguridad pues no aportan corrientes de cortocircuito en el punto de conexión durante la falla por lo que no se apoya la recuperación de tensión del sistema. Los requerimientos de FRT imponen mayores exigencias técnicas a los equipos, lo cual se ve reflejado en mayores costos de inversión en el parque generador [13] [14].

Por otro lado, en el caso que el parque FV se desconecte durante la falla, se produciría un desbalance entre carga y generación, lo cual provocaría problemas de frecuencia. Adicionalmente, lo anterior implica una disminución de corrientes de cortocircuito durante la falla. En este punto es válido considerar la interrogante de cuanto incide un requerimiento en la estrategia de control de tensión frente a distintos niveles de penetración de la generación FV [12].

## **2.4 Requerimientos en caso de falla para instalaciones FV**

### **2.4.1 Fault Ride Through y soporte de potencia reactiva**

Las normas de red definen los requerimientos y directrices para los operadores de red, proyectistas y fabricantes de componentes de red (como los fabricantes de inversores FV), con el objetivo de asegurar la seguridad del sistema. El crecimiento de la generación renovable y la expansión de los generadores distribuidos, ha despertado conciencia en muchos países. Sin embargo, la definición de una norma de red efectiva y justificada es una tarea difícil, principalmente debido a las diferencias existentes entre los distintos SEP [15].

En general, la definición de *Fault Ride Through* (FRT), o Huecos de Tensión, incluye los requerimientos que debe tener una unidad generadora conectada a la red en caso de una caída de tensión debido a falla o cambios repentinos de carga en la red. Los requerimientos son descritos en función del nivel de reducción de tensión y duración de la falla.

En el marco anterior, los escenarios posibles durante una caída de tensión son:

- Desconexión inmediata de la red cuando ocurre la falla (el inversor deberá conectarse después de un tiempo de despejada la falla)
- Permanecer conectado a la red durante la falla.

Dependiendo del escenario que se aplique se tendrán diferentes efectos en el sistema.

Debido a que se prevé una mayor penetración de generación FV dentro de los SEP los requerimientos han sido modificados en varios países. Concretamente, los inversores deben

permanecer conectados a la red y aportar con potencia reactiva, cuando sea necesario, contribuyendo a la estabilidad de tensión. El esquema de desconexión-reconexión es agravante para los componentes del sistema reduciendo posiblemente la vida útil de los inversores o incluso afectando la estabilidad del sistema, especialmente en integración a gran escala. Es más, después de la desconexión de la unidad FV, ésta deberá ser conectada otra vez cuando la red sea estabilizada, implicando que el tiempo que se encuentra desconectado de la red la disminución de potencia FV podrían ser de gran importancia para la estabilidad de frecuencia, especialmente en redes donde la participación de unidades FV es alta [16].

La gran importancia de la inyección de potencia reactiva fue percibida después algunos *blackouts*, por ejemplo el *blackout* del Noreste de Norteamérica el año 2003, los cuales ocurrieron debido a fuertes caídas de tensión [16].

Como se mencionó en el punto anterior, la inyección de reactivos durante contingencias por parte de los inversores FV no está definida casi en ninguna norma en el mundo. El hecho de que los sistemas FV se pueden ubicar cerca de donde la potencia reactiva podría ser necesaria, es una ventaja considerando el hecho que la potencia reactiva no se desplaza por largas distancias en comparación con la potencia activa [16].

Países como Alemania, España, Francia, Italia [17] y China [18], ya cuentan con una normativa de red respecto a la conexión de centrales FV. A continuación se explican brevemente los puntos referidos a generación FV de las normas de red pertenecientes de algunos de estos países.

#### ➤ **Alemania**

Alemania ha introducido en Junio del 2008 una nueva norma referida a la conexión y operación de plantas de generación conectadas a la red en media tensión. Este código fue publicado como consecuencia del *Transmission Code* (Norma de Transmisión) del 2007, el cual cubre los requerimientos de los sistemas conectados a la red de alta tensión (red de transmisión) [12]. Las plantas FV que estuvieron excluidas de las disposiciones del *Transmission Code* se encuentran bajo la norma de red de media tensión la cual norma sus nuevos requerimientos estáticos y dinámicos. Desde el 1 de enero del 2011 todas las plantas FV deben cumplir con esta norma, mientras que las unidades existentes pueden seguir funcionando de acuerdo a los requerimientos existentes en el momento de su conexión.

Los requerimientos de FRT de acuerdo a la norma alemana definen que durante una caída de tensión el generador FV debe permanecer conectada a la red, incluso si la tensión en el punto de conexión común cae a cero. Como se ve en la Figura 2-8 el sistema debe permanecer conectado a la red por 150 ms. El tiempo escogido se relaciona con el tiempo de operación de los relés de protección. Si la tensión continúa menor que 30% de la nominal por más de 150 ms, la unidad puede ser desconectada.

En la Figura 2-8, el límite 1 permite distinguir la operación normal, pues por encima de esta curva las caídas de tensión no pueden generar ningún tipo de inestabilidad por lo que el sistema debe permanecer conectado. Sin embargo, en el área que se encuentra por debajo del límite 2

existe una posibilidad de desconexión de corta o larga duración. En el área que se encierra entre el límite 1 y el límite 2, el generador FV debe permanecer conectado y suministrar potencia reactiva de acuerdo a lo que define el operador de sistema.

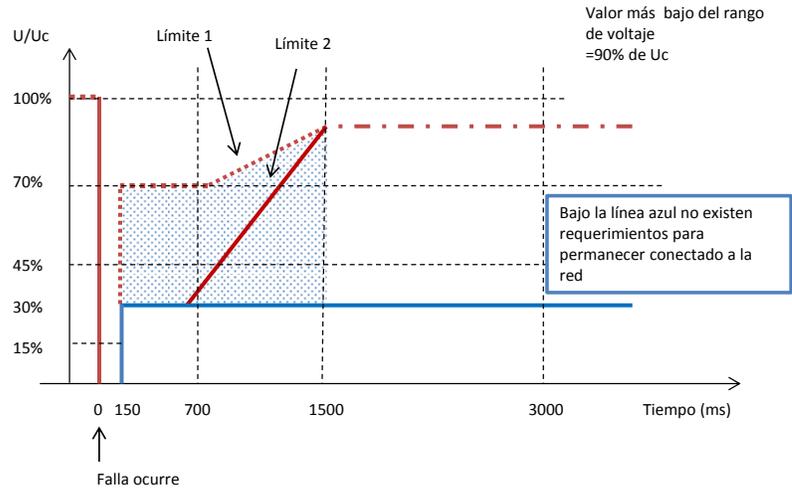


Figura 2-8: FRT alemana [19]

Respecto a los requerimientos de inyección de corriente durante la falla, el sistema FV debe apoyar la estabilidad de tensión mediante la inyección de corriente reactiva tal como se muestra en la siguiente figura:

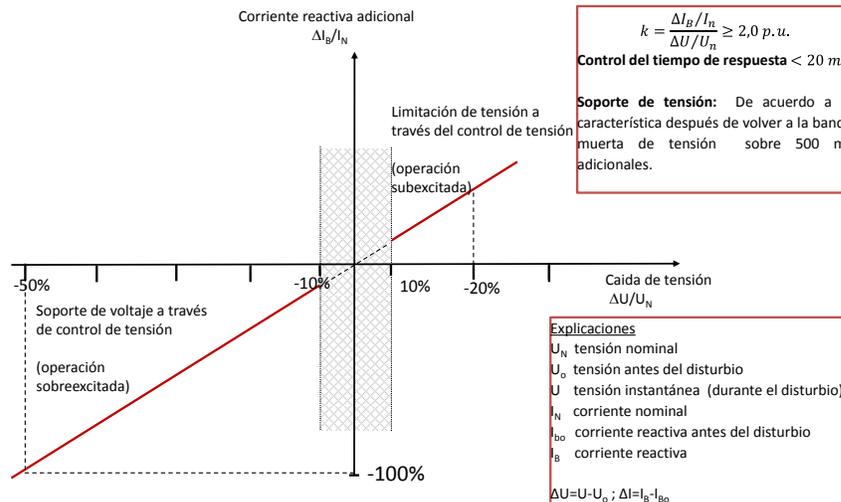


Figura 2-9: Requerimientos de inyección de corriente reactiva durante el transcurso de una falla en la red [19]

En la banda muerta de 10% de variación de tensión no existe requerimiento de inyección de corriente reactiva. El tiempo de respuesta del controlador de potencia reactiva debe ser preferentemente menor de 20 ms (máximo 30 ms). En caso que la falla no sea simétrica, la corriente reactiva no debe provocar aumentos de voltaje sobre el 10% de tensión nominal en las fases sin falla.

## ➤ España

Desde el año 2011 las instalaciones fotovoltaicas de potencia superior a 2 MW están obligadas al cumplimiento de lo dispuesto en el procedimiento de operación “P.O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas”. A continuación se muestra la curva de tensión en función del tiempo que define el área de hueco de tensión en el punto de conexión a red que debe ser soportado por la instalación.

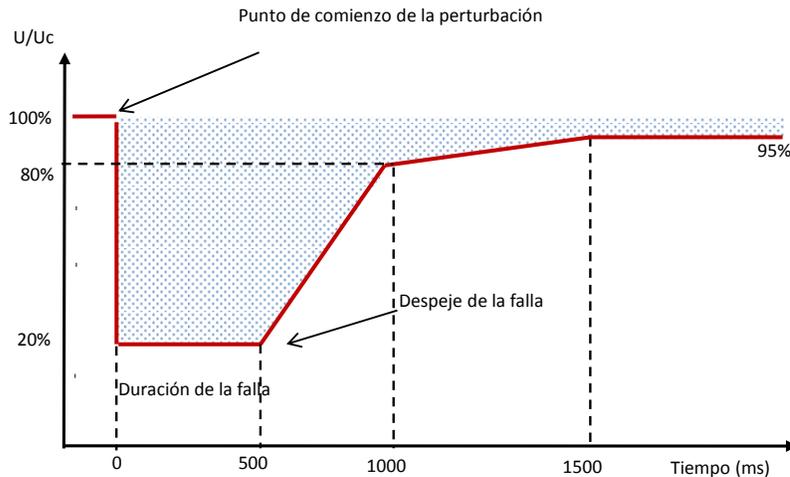


Figura 2-10: FRT España [20]

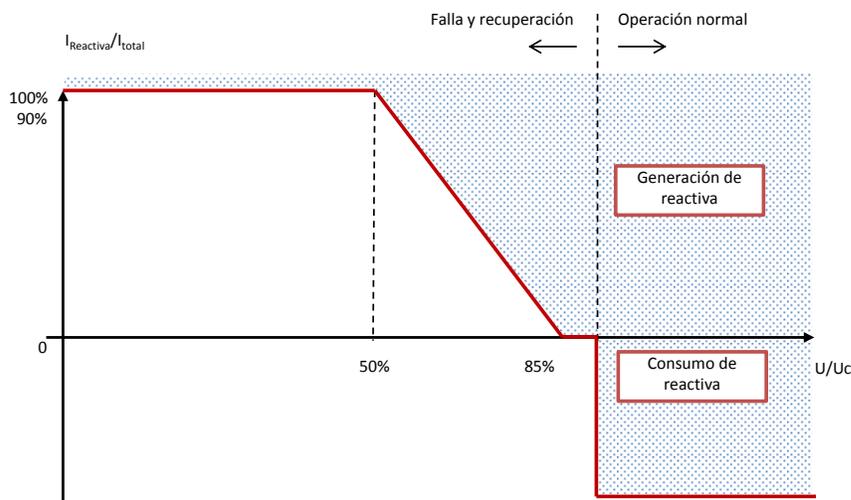
El sistema FV debe cumplir con las medidas de diseño y control necesarias para que todas las instalaciones de generación se mantengan acopladas al sistema eléctrico, sin sufrir desconexión por parte de los huecos de tensión directamente asociados a la existencia de cortocircuitos correctamente despejados que puedan presentarse en el sistema eléctrico. Además, la instalación y todos sus componentes deberán ser capaces de soportar sin desconexión los huecos de tensión, en el punto de conexión de la red, producidos por cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra o monofásicos, con los perfiles de magnitud y duración indicados en la figura anterior. Es decir, no se producirá la desconexión de la instalación para huecos de tensión en el punto de conexión a red incluidos en el área sombreada de la figura.

En el caso de cortocircuitos bifásicos aislados de tierra, el área sombreada del hueco de tensión en la que no se debe producir la desconexión de la instalación será de forma semejante a la mostrada anteriormente, pero estando situado el valor límite inferior de tensión en 0.6 pu en lugar de 0.2 pu.

Durante fallas equilibradas y desequilibradas, tanto durante el periodo de la falla, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma no podrá existir en el punto de conexión a la red consumo de potencia activa y reactiva por parte de la instalación.

Durante el periodo de la falla y posterior recuperación del sistema, los sistemas FV generarán la máxima corriente posible de tal forma que la generación (o consumo) de potencia reactiva del sistema FV permanezca en la zona sombreada de la figura antes de transcurridos 150 ms desde el inicio de la falla o desde el instante de despeje de la falla. Es así que para tensiones inferiores a

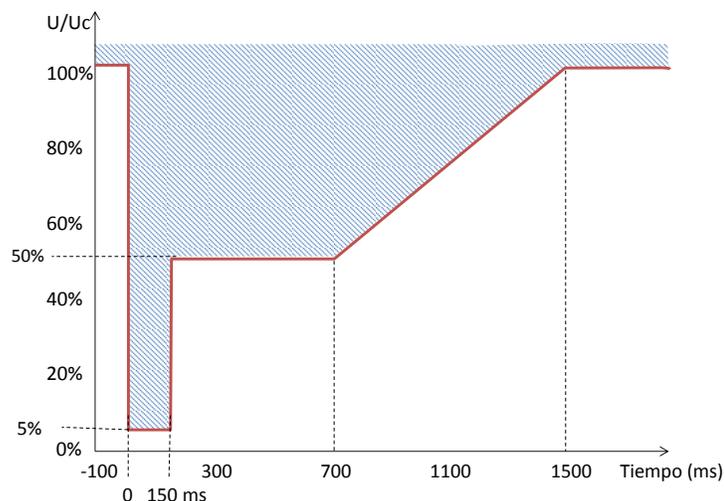
0.85 pu, en el punto de conexión a red, la instalación deberá generar potencia reactiva, mientras que para tensiones comprendidas entre 0.85 pu y el valor de la tensión mínima admisible para la operación normal del sistema eléctrico, la instalación no deberá consumir potencia reactiva. Para valores de tensión superiores a la tensión mínima admisible en operación normal aplicará lo establecido en los procedimientos de operación para dicha operación normal.



**Figura 2-11: Área de funcionamiento admisible durante los periodos de falta y de recuperación de tensión, en función de la tensión en el punto de conexión de la red [20]**

### ➤ Francia

En el decreto ERDF-NOI-RES 13: “*Protections des installations de production raccordées au réseau public de distribution*” (Protecciones de las instalaciones de producción conectadas a la red pública de distribución) [21] se describen las disposiciones que se implementan para la conexión a la red de distribución pública en baja tensión o media tensión de las instalaciones que contienen una o más fuentes de producción de energía. Conforme al decreto del 2008, las instalaciones de generación con una potencia máxima igual o superior a los 5 MW deben tener la capacidad de continuar operando en el rango de frecuencia entre 47 y 52 Hz y durante una caída abrupta de tensión representada en la Figura 2-12:

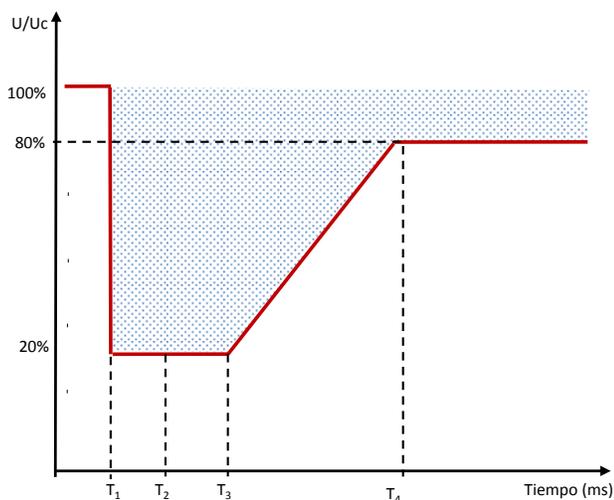


**Figura 2-12: FRT Francia [21]**

➤ **Chile**

La Norma Técnica de Servicio y Calidad de Servicio no hace mención acerca de generación FV, sólo menciona la generación eólica. A pesar de lo anterior, se describirá el requerimiento chileno bajo el supuesto de que se aplique a generación FV en un futuro cercano.

Las unidades de un parque eólico deberán ser diseñadas de modo de asegurar que el parque se mantenga en servicio cuando la tensión en el punto de conexión varíe, a consecuencia de una falla en el sistema de transmisión, dentro de la zona achurada de la Figura 2-13:



**Figura 2-13: FRT Chile (sólo para parques eólicos)**

Siendo:

- $T_1$  :  $T_f$  ms, Tiempo de inicio de la falla.
- $T_2$  : 0.120 ms.
- $T_3$  :  $T_2 + 20$  ms.
- $T_4$  : 1000 ms.

Adicionalmente, se deberá verificar que, operando el parque a plena carga y ante la ocurrencia de un cortocircuito bifásico a tierra en uno de los circuitos del sistema de transmisión al cual se conecta el parque, la absorción neta de potencia reactiva deberá ser nula en tanto la tensión en el punto de conexión al sistema de transmisión se mantenga bajo los 0.9 p.u., a excepción del periodo comprendido entre  $T_2$  y los 30 ms posteriores, periodo en el cual la absorción neta de potencia reactiva del parque no deberá superar el 30% de la potencia nominal de éste.

El diseño de las instalaciones del parque eólico deberá asegurar, para tensiones en el rango de estado normal, que puede operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos, en el punto de conexión al Sistema de Transmisión, en las zonas definidas a continuación:

Zona de operación entregando reactivos:

- a) Potencias activa y reactiva nulas.
- b) La potencia activa máxima y la potencia reactiva nula.
- c) Las potencias activa y reactiva máximas correspondientes a factor de potencia 0.95.

Zona de operación absorbiendo reactivos:

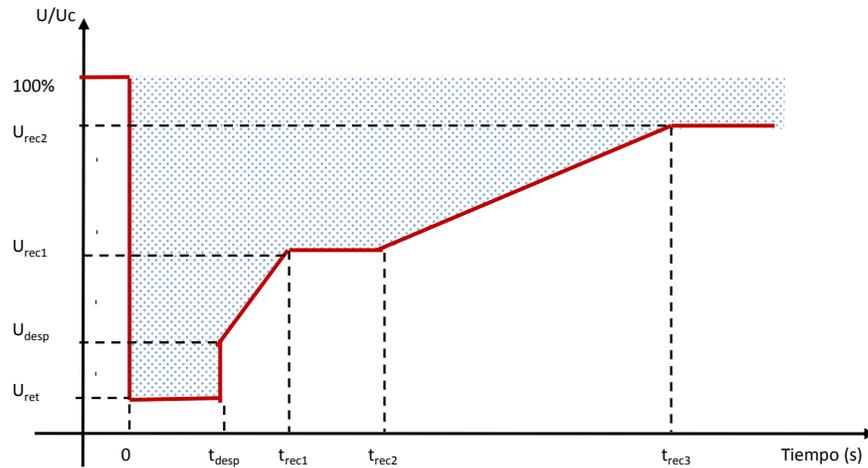
- a) Potencias activa y reactiva nulas.
- b) La potencia activa máxima y la potencia reactiva nula.
- c) Las potencias activa y reactiva máximas correspondientes a factor de potencia 0.95.

➤ **Código de red para requerimientos para conexiones a la red aplicado a todos los generadores (*Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all Generators, Rfg*): ENTSO-E**

Junto con las normas eléctricas propias de cada país, existen un número de estándares mundiales que están siendo desarrollados por organizaciones internacionales con el objetivo de promover requerimientos estándar que faciliten la integración de sistemas FV y renovables en general.

El Código de Red realizado por ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) pretende facilitar la integración de las ERNC a la red y mantener la seguridad de suministro en Europa.

El requerimiento de FRT mostrado a continuación es válido para las unidades de generación eléctrica que se encuentran conectadas a la red sin sincronismo o a través de electrónica de potencia y tienen sólo un punto de conexión común en la red de transmisión o distribución.



**Figura 2-14: FRT de ENTSOE**

El diagrama representa el límite más bajo de tensión, respecto a la curva de tensión en función del tiempo, a través de la tensión en el punto de conexión, expresada a través de la razón de su valor actual y su valor nominal por unidad antes, durante y después de la falla.  $U_{ret}$  es la tensión soportada en el punto de conexión durante la falla,  $t_{clear}$  es el instante cuando la falla ha sido despejada.  $U_{rec1}$ ,  $U_{rec2}$ ,  $t_{rec1}$ ,  $t_{rec2}$  y  $t_{rec3}$  corresponden específicamente a los límites más bajos de recuperación de tensión después de que la falla ha sido despejada.

**Tabla 2-1: Parámetros del perfil de FRT**

| Parámetros de Tensión [p.u.] |                | Parámetros de tiempo [s] |            |
|------------------------------|----------------|--------------------------|------------|
| $U_{ret}$                    | 0.05-0.15      | $t_{desp}$               | 0.14-0.25  |
| $U_{desp}$                   | $U_{ret}-0.15$ | $t_{rec1}$               | $t_{desp}$ |
| $U_{rec1}$                   | $U_{desp}$     | $t_{rec2}$               | $t_{rec1}$ |
| $U_{rec2}$                   | 0.85           | $t_{rec3}$               | 1.5-3.0    |

En relación con priorizar la contribución de potencia activa o reactiva, el operador del sistema de transmisión debe definir si la contribución de potencia activa o reactiva tiene prioridad durante la falla para la cual la capacidad de FRT es requerida. Si se prioriza la contribución de potencia activa, esta provisión debe estar establecida antes de 150 ms del inicio de la falla.

FUNDAMENTOS DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

3.1 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Los sistemas FV conectados a la red pueden corresponder desde instalaciones domiciliarias que inyectan potencia a la red de distribución hasta plantas FV de gran capacidad conectados en alta tensión. Cada uno de estos sistemas FV se encuentra formado principalmente por los componentes descritos a continuación [22]:

- **Arreglo FV:** Los módulos FV se interconectan entre sí formando un sistema FV o arreglo FV. Un sistema FV, el cual se define como una interconexión de módulos FV en serie y en paralelo, tiene su propia curva IV dependiendo de cuantos módulos FV estén conectados en serie y cuantos se encuentren conectados en paralelo. A continuación se puede observar como la curva característica se forma por la adición de módulos FV al sistema.

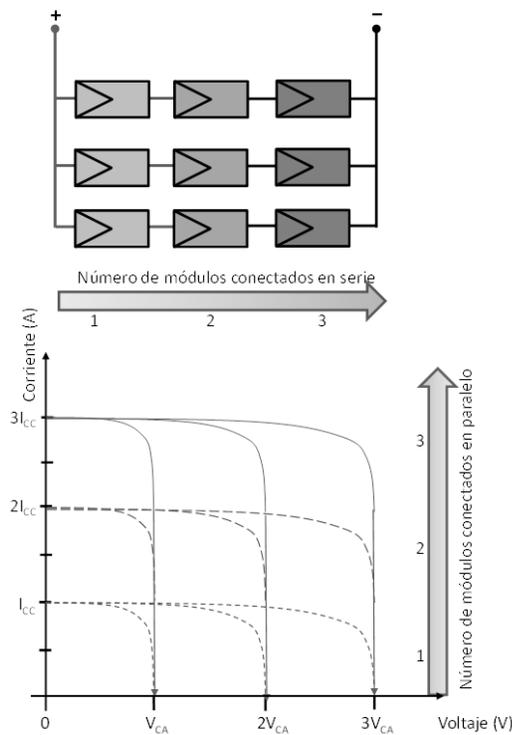


Figura 3-1: Efecto de la interconexión de los módulos FV en la curva I-V [22]

En la Figura 3-1 se observa la curva característica del arreglo FV. Al conectar módulos conectados en serie la curva I-V del arreglo se agranda en dirección vertical puesto que la tensión de circuito abierto del arreglo aumenta al adicionar la tensión de circuito abierto de cada uno de los módulos. De modo similar, al conectar una serie de módulos en paralelo, la curva I-V del arreglo se agranda en dirección horizontal debido a

que la corriente de cortocircuito aumenta al sumar la corriente de cortocircuito de cada uno de los módulos.

- **Sistema de montaje:** En las plantas FV el sistema de montaje se encuentra construido de piedra o una fundación de concreto con soportes de metal o madera unidos a él. El sistema de montaje debe garantizar el ángulo de diseño del sistema FV respecto a la radiación incidente del sol. Cuando el sistema es implementado en condiciones ambientales abiertas, el sistema de montaje debe cumplir con algunos requerimientos por razones ambientales.



Figura 3-2: Montaje Arreglo FV [23]

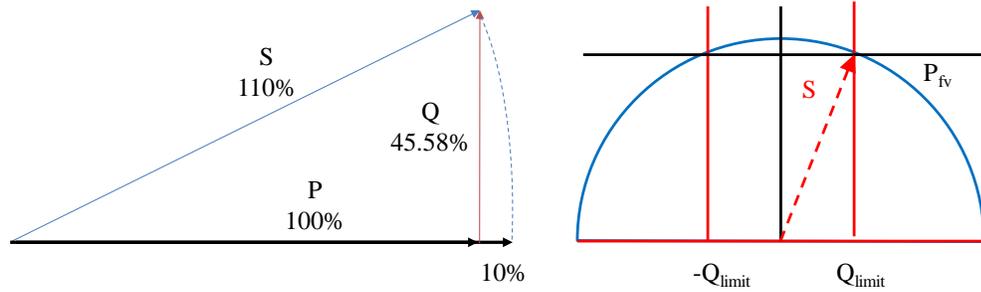
- **Caja de conexiones:** Este es el lugar donde todas las conexiones serie son conectadas entre sí y finalmente terminan en el cable principal de corriente continua. La caja de conexiones contiene también componentes importantes de seguridad como diodos, fusibles, aislamientos y el interruptor principal de corriente continua para proteger al sistema en caso de fallas.
- **Inversor FV:** Su función es transformar la corriente continua a corriente alterna inyectándola al SEP totalmente sincronizada con la red. La importancia de esta componente y sus características técnicas, además del dimensionamiento dentro de la planta FV, es trascendental para el correcto desempeño de la planta FV. Por ejemplo, al sobredimensionar un 10% el convertidor se tiene una capacidad de Q adicional de un 46% en condiciones de máxima inyección de potencia activa:

$$S = 110(\%) \cdot P_{FV_{max}} \Rightarrow \cos \varphi = \frac{P_{FV_{max}}}{S} = 0.91 \quad (3-1)$$

$$Q_{FV_{max}} = \sqrt{S^2 - P_{FV_{max}}^2} \quad (3-2)$$

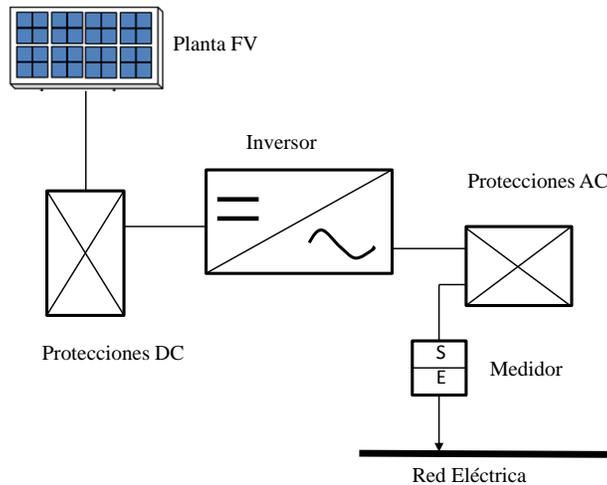
$$Q_{FV_{max}} = \sqrt{(110(\%) \cdot P_{FV_{max}})^2 - P_{FV_{max}}^2} = 45,83[\%] \cdot P_{FV_{max}} \quad (3-3)$$

De la Ecuación (3-1) se tiene un factor de potencia de 0.91 en adelanto y atraso al inyectar P y capacidad de Q en condiciones en las cuales no existe radiación solar (noche) mayores comparado con no considerar sobredimensionamiento del inversor [24]:



**Figura 3-3: Respuesta ante sobredimensionamiento de inversores [24]**

En plantas FV grandes, pueden existir componentes adicionales que mejoren la eficiencia del sistema o aseguren un mejor control y monitoreo, por ejemplo, tubos de refrigeración en la parte posterior del arreglo FV, los cuales reducen la temperatura de operación e incrementa el MPP o monitores remotos que permiten un rendimiento a tiempo real, valores de salida y tasa de fallos mostrada en el ordenador del propietario son algunos de los ejemplos de estos componentes. La figura a continuación muestra el esquema de una planta FV estándar conectada a la red.



**Figura 3-4: Diagrama de planta FV**

### 3.2 Características I-V

La unidad FV, ya sea como celda, módulo o arreglo se caracteriza por una curva de corriente-tensión conocida en la literatura como la curva I-V o curva característica FV. Una forma típica de la curva se muestra en la Figura 3-5, mostrando los puntos básicos de operación, los cuales serán definidos a continuación.

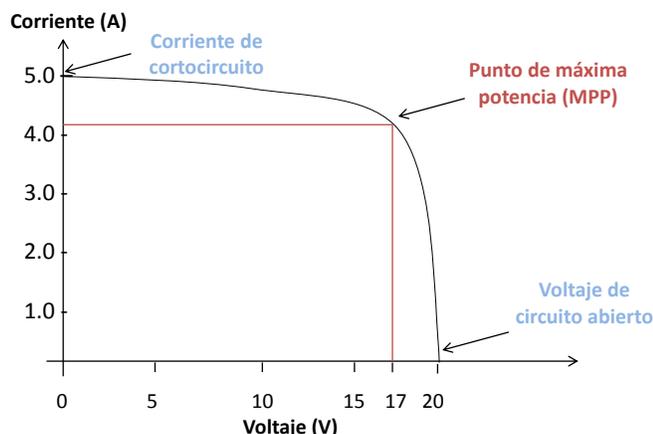


Figura 3-5: Característica I-V típica [25]

- **Punto de máxima potencia (MPP):** es el punto donde la celda, módulo, o arreglo FV aporta la máxima potencia posible. En este punto la tensión y la corriente son definidos como la tensión de potencia máxima ( $V_{mpp}$ ) y la corriente de potencia máxima ( $I_{mpp}$ ) respectivamente. El MPP se encuentra dado por unidades *peak watts* ( $W_p$ ) y es fuertemente afectado por el nivel de irradiancia como la temperatura de operación del sistema FV. Es importante conocer la curva característica para operar en un punto de operación eficiente. Para lograr este objetivo, se utilizan dispositivos tales como el *Maximum Power Point Tracker* (MPPT) o seguidor del punto de potencia máxima, los cuales se explicarán en la siguiente sección.
- **Corriente de cortocircuito ( $I_k$ ):** Es la máxima corriente que puede fluir desde un arreglo FV cuando la tensión entre los terminales es nula. Como se observa en la Figura 3-6, la corriente de cortocircuito se encuentra fuertemente afectada por la irradiancia [22].

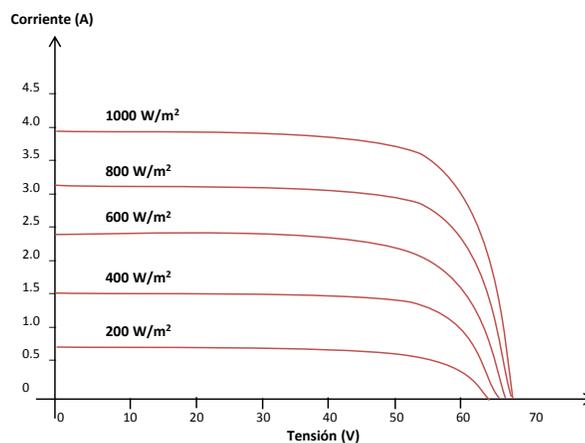


Figura 3-6: Dependencia entre irradiancia solar y la curva I-V [25]

- **Voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ):** Es la tensión entre dos terminales del arreglo FV cuando no existe carga externa conectada a la red. En la Figura 3-7 se observa que el  $V_{oc}$

depende fuertemente de la temperatura de operación del arreglo FV, la cual a su vez se encuentra relacionado con la temperatura ambiente.

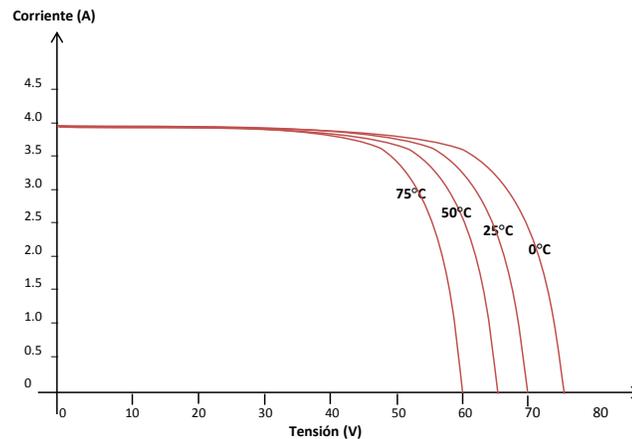
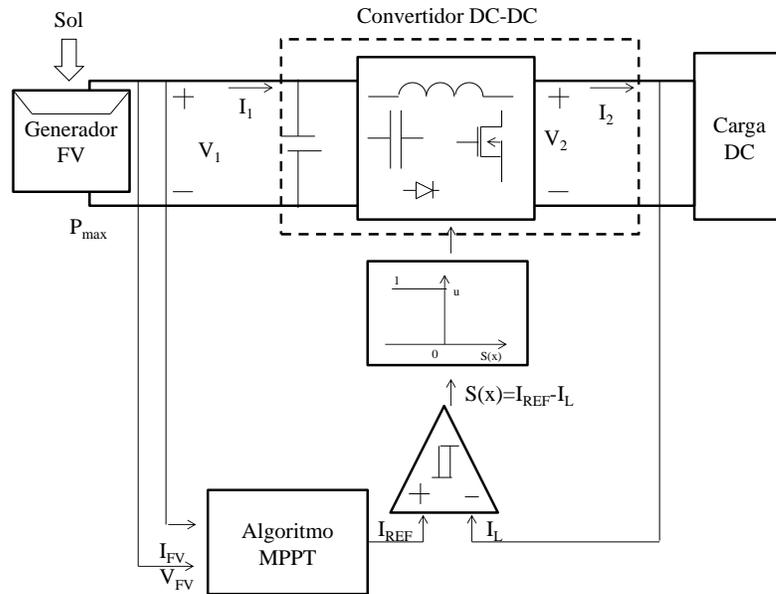


Figura 3-7: Dependencia entre la temperatura y la curva V-I [25]

### 3.2.1 Seguidor del punto de máxima potencia

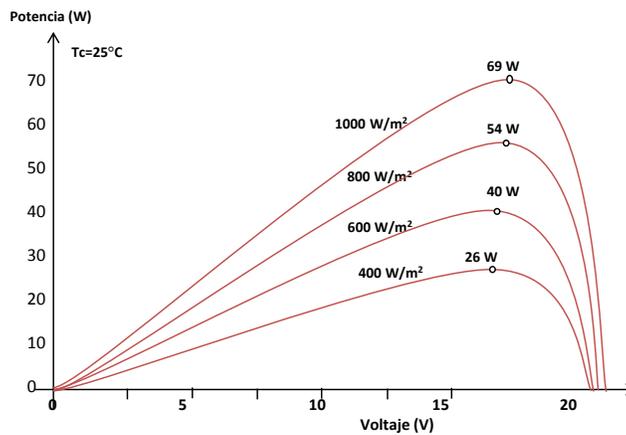
El seguidor del punto de máxima potencia o MPPT, es un sistema electrónico que incorporan el inversor el cual opera a los módulos FV de forma tal de obtener la mayor producción de potencia activa en un punto de operación determinado. El punto de máxima potencia varía constantemente a lo largo del día pues depende de las condiciones del clima, tales como irradiancia y temperatura. Este dispositivo consiste básicamente en un convertidor DC/DC que se conecta delante del inversor y ajusta la tensión de entrada del inversor a la tensión del punto de máxima potencia del generador. Un convertidor DC/DC es un circuito electrónico de potencia que convierte un valor de tensión continua en otro. Este suele ser un circuito conmutado que se forma mediante la asociación de elementos almacenadores de energía, condensadores, inductancias e interruptores electrónicos, tales como transistores o diodos [26]. A continuación se muestra el esquema de control del convertidor DC/DC. [27]



**Figura 3-8: Implementación de la etapa de adaptación con un convertidor DC/DC en modo deslizante [27]**

El control del convertidor se realiza en modo deslizante, lo cual significa que hace variar la corriente de salida del convertidor según una referencia de corriente. Esta referencia la genera el algoritmo MPPT de modo que la potencia abastecida por el generador FV sea la máxima disponible.

La potencia DC que el inversor puede obtener de un arreglo FV depende del punto de trabajo en la curva I-V. El MPPT implica que el generador FV opere siempre en la máxima relación entre tensión/corriente de salida, por lo que para obtener el punto de máxima potencia se implementa un algoritmo de búsqueda de tal forma de obtener el mayor rendimiento cuando se opera bajo condiciones climáticas específicas. El algoritmo MPPT puede ser complejo. En general depende de las condiciones de trabajo o, como por ejemplo, la corriente de referencia de un lazo de control de modo deslizante, dependiente de la evolución de los parámetros de entrada del generador FV ( $I_{FV}$  y  $V_{FV}$ ). [27]



**Figura 3-9: Variación de las curvas de potencia en variación de la irradiancia [26]**

### 3.3 Influencia de la corriente de la central fotovoltaica sobre la tensión del punto de conexión común

Para analizar y cuantificar el efecto de la corriente inyectada por una central FV durante contingencia sobre la tensión en el punto de conexión común (PCC) se emplea un esquema simplificado de la central conectada a la red. La red externa es representada por su equivalente de Thévenin, caracterizada por la impedancia de Thévenin ( $\dot{Z}_R$ ) calculada a partir de la capacidad de cortocircuito de  $S''_{SCR}$  de la red en el PCC. [28]

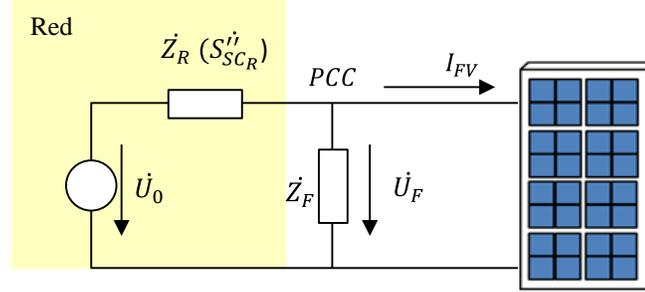


Figura 3-10: Esquema de sistema FV conectado a la red

Suponiendo que  $\dot{Z}_F$  representa la impedancia de falla, la tensión en el PCC durante la falla  $\dot{U}_F$  se define a través de la siguiente expresión:

$$\dot{U}_F = \dot{U}_0 \cdot \frac{\dot{Z}_F}{\dot{Z}_R + \dot{Z}_F} - I_{FV} \cdot \dot{Z}_F \cdot \frac{\dot{Z}_R}{\dot{Z}_R + \dot{Z}_F} \quad (3-4)$$

Nótese que la corriente  $I_{FV}$  va directamente hacia la central FV. Para cuantificar el efecto de la tensión de la central FV la tensión en el PCC, se define el siguiente número complejo:

$$\eta_{FV} = \frac{\dot{U}_F}{\dot{U}_{F0}} \quad (3-5)$$

Donde  $\dot{U}_{F0}$  corresponde a la tensión del PCC sin inyección de corriente reactiva por parte de la central FV, definida por la siguiente expresión:

$$\dot{U}_{F0} = \dot{U}_0 \cdot \frac{\dot{Z}_F}{\dot{Z}_R + \dot{Z}_F} \quad (3-6)$$

La tensión en el PCC puede ser rescrita como:

$$\dot{U}_F = \eta_{FV} \cdot \dot{U}_{F0} \quad (3-7)$$

Alternativamente, el factor puede ser expresado en función de la relación de la corriente de salida del central FV,  $I_{FV}$  y la corriente de cortocircuito en los terminales de la red externa  $I''_{SCR}$  de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$\eta_{FV} = \frac{\dot{U}_F}{\dot{U}_{F0}} = \frac{\left( \dot{U}_0 \cdot \frac{\dot{Z}_F}{\dot{Z}_R + \dot{Z}_F} - \dot{I}_{FV} \cdot \dot{Z}_R \cdot \frac{\dot{Z}_F}{\dot{Z}_R + \dot{Z}_F} \right)}{U_0 \cdot \frac{\dot{Z}_F}{\dot{Z}_R + \dot{Z}_F}} \quad (3-8)$$

$$\eta_{FV} = \frac{\dot{U}_0 \cdot \frac{\dot{Z}_F}{\dot{Z}_R + \dot{Z}_F}}{U_0 \cdot \frac{\dot{Z}_F}{\dot{Z}_R + \dot{Z}_F}} - \frac{\dot{I}_{FV} \cdot \dot{Z}_R \cdot \frac{\dot{Z}_F}{\dot{Z}_R + \dot{Z}_F}}{U_0 \cdot \frac{\dot{Z}_F}{\dot{Z}_R + \dot{Z}_F}} \quad (3-9)$$

Simplificando el factor  $\dot{U}_0$  y  $\frac{\dot{Z}_F}{\dot{Z}_R + \dot{Z}_F}$ :

$$\eta_{FV} = 1 - \dot{I}_{FV} \cdot \frac{\dot{Z}_R}{\dot{U}_0} = 1 - \frac{\dot{I}_{FV}}{I''_{SCR}} \quad (3-10)$$

Sea:

$$\dot{I}_{FV} = I_{FV} \cdot e^{j\varphi_{FV}} \quad (3-11)$$

$$\dot{Z}_R = Z_R \cdot e^{j\varphi_R} \quad (3-12)$$

$$U_0 = U_0 \cdot e^{j\varphi_0} \quad (3-13)$$

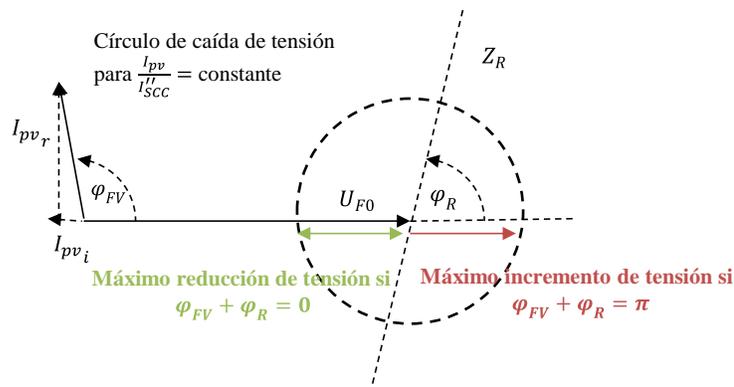
Sustituyendo se obtiene:

$$\eta_{FV} = 1 - \frac{I_{FV}}{I''_{SCR}} \cdot e^{j(\varphi_{FV} + \varphi_R - \varphi_0)} \quad (3-14)$$

Para el caso especial que la impedancia de falla  $Z_F$  y la impedancia equivalente de la red  $Z_R$  tengan el mismo ángulo de fase, se tiene  $\varphi_0 = 0$ , obteniendo:

$$\eta_{FV} = 1 - \frac{I_{CFV}}{I''_{SCR}} \cdot e^{j(\varphi_{FV} + \varphi_R)} \quad (3-15)$$

La ecuación anterior se puede resumir en la Figura 3-11. Considerando la Figura 3-11 se pueden realizar las siguientes observaciones en relación con el efecto de la corriente de central FV sobre la tensión en el PCC. Bajo el supuesto que la red de transmisión comprende elementos puramente inductivos, el máximo incremento de tensión ocurre cuando la central FV inyecta corriente reactiva en adelanto (capacitiva) en el PCC, es decir, cuando el generador opera en el modo sobrecargado, mientras la máxima reducción de la tensión ocurre cuando el generador absorbe corriente puramente inductiva (es decir, durante la operación en modo subcargado). Con respecto a la posición de la fase de la corriente de la central FV, la ecuación anterior muestra que la condición para el soporte máximo de tensión se encuentra dado por la relación  $\varphi_{FV} + \varphi_R = \pi$ , mientras que  $\varphi_{FV} + \varphi_R = 0$  resultando en la máxima reducción de tensión.



**Figura 3-11: Tensión en el PCC en relación con la corriente inyectada**

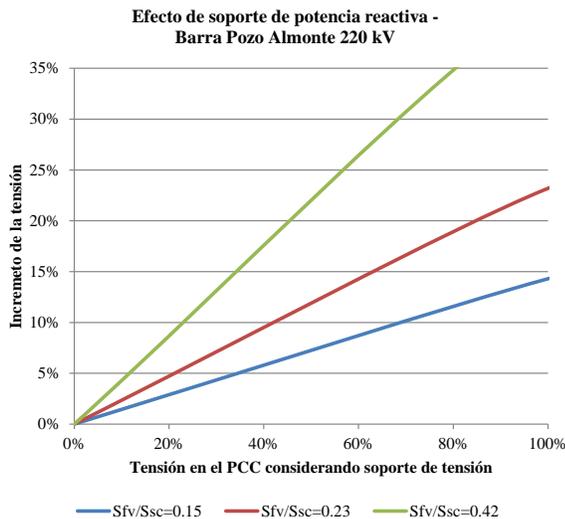
El factor definido anteriormente puede ser expresado como:

$$\eta_{FV} = 1 - \frac{I_{FV}}{I''_{SCR}} \cdot e^{j(\varphi_{FV} + \varphi_R)} = 1 - i_{FV} \cdot \frac{S_{FV}}{S''_{SCR}} \cdot e^{j(\varphi_{FV} + \varphi_R)} \quad (3-16)$$

Donde:

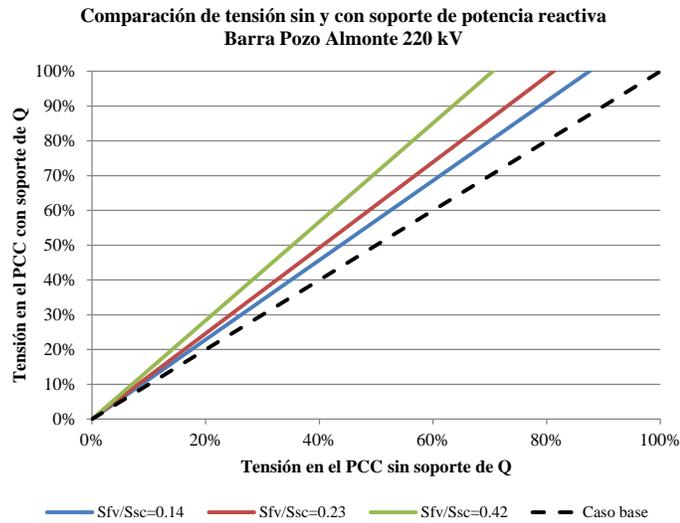
- $i_{FV}$  : Corriente de la central FV por unidad.
- $S_{FV}$  : Potencia nominal aparente de la central FV en VA.
- $S''_{SCR}$  : Potencia de cortocircuito de la red en el PCC en VA.

En la Figura 3-12 se supone arbitrariamente que el generador FV inyecta corriente 1.0 p.u. con el ángulo de fase más favorable en términos de soporte de potencia reactiva, es decir,  $\varphi_{FV} + \varphi_R = \pi$ . La familia de curvas muestra el incremento de la tensión en el PCC por efecto de la inyección de potencia reactiva entregada por la central FV, con  $S''_{SC}$  de la red como un parámetro. Se concluye que el efecto del soporte de potencia reactiva que se entrega depende de la robustez de la red en la cual la central FV se encuentra operando. El apoyo de potencia reactiva se vuelve más y más marginal a medida que la red se vuelve más fuerte (es decir, incrementa  $S''_{SC}$  de la red).



**Figura 3-12: Incremento de la tensión afectada por el sistema FV**

La Figura 3-13 muestra la misma relación básica desde una perspectiva distinta. La línea punteada representa la tensión sin ningún soporte de potencia reactiva por parte del generador FV. Para comparación directa, en cada caso la corriente reactiva inyectada se mantiene en 1.0 p.u. Reafirmando el resultado obtenido, se puede concluir que el soporte de potencia reactiva es más efectivo si la red es débil, y para una red robusta (para un  $S_{FV}/S_{SC}''$  pequeño) el aumento de tensión es marginal. Es más, el soporte de potencia reactiva se encuentra fuertemente relacionado con la localización de la falla. Para fallas cercanas al PCC, el aumento de tensión por efecto del apoyo de potencia reactiva de la central FV es insignificante.



**Figura 3-13: Aumento de tensión alcanzado en el PCC**

El siguiente diagrama presenta un esquema de la metodología de trabajo:

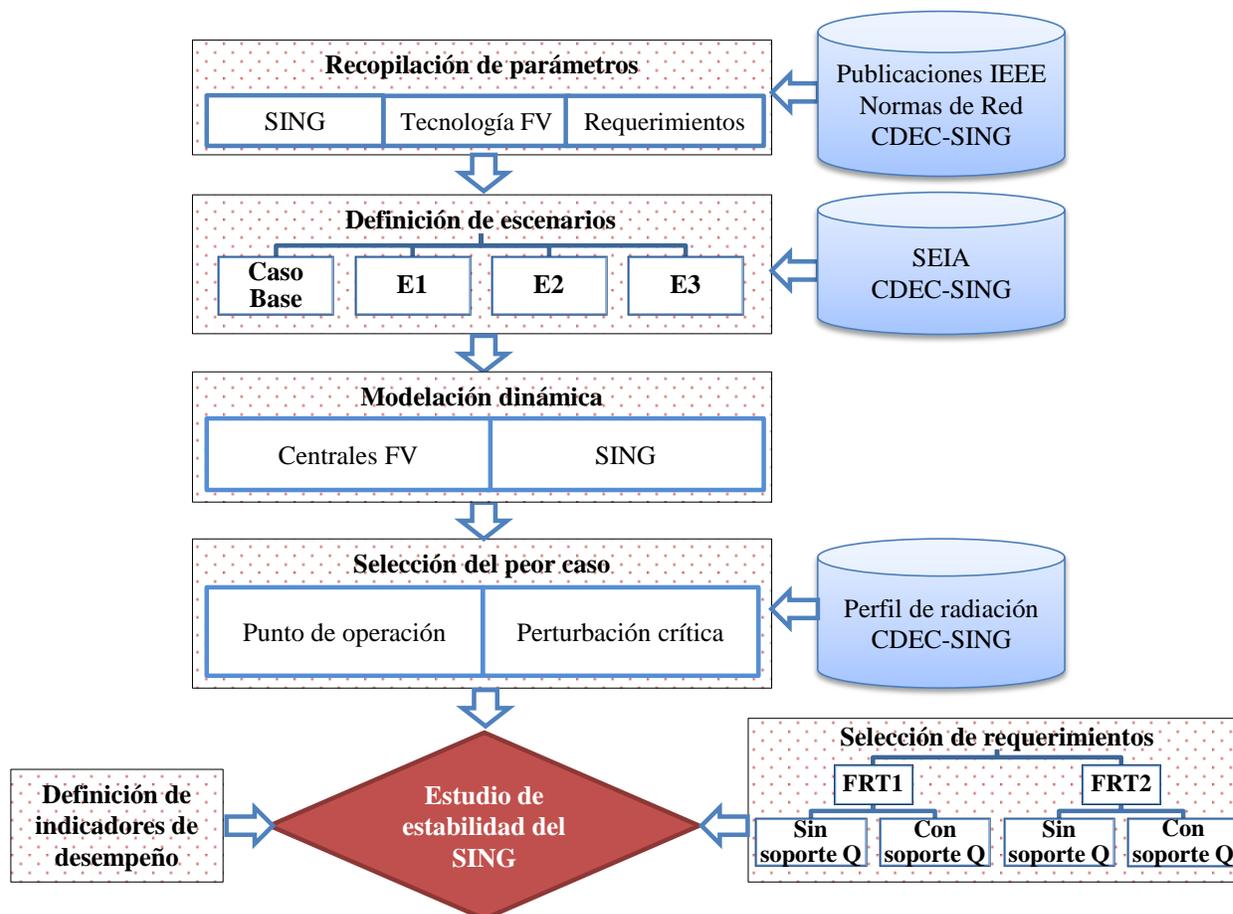


Figura 4-1: Diagrama de Metodología

1. **Recopilación de parámetros:** Corresponde a la recopilación de los parámetros de la tecnología FV, al conjunto de requerimientos existentes en las normas internacionales para dicha tecnología y a la obtención de parámetros necesarios para modelar el SING. Esto se obtiene a partir de publicaciones de *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), normas de red de distintos países y el sitio oficial del Centro de Despacho Económico de Carga del SING (CDEC-SING).
2. **Definición de escenarios:** Corresponde al estudio en el cual se definen la localización y los porcentajes de penetración de generación fotovoltaica en el SING para el año 2020. Lo anterior se realiza a través de datos obtenidos en el Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) y CDEC-SING, los cuales permiten definir puntos de conexión y capacidad de cada una de las centrales a modelar.

3. **Modelación dinámica:** En esta etapa se formulan los modelos dinámicos para cada uno de los componentes del sistema de potencia, para la tecnología FV y la estrategia de control para el conjunto de requerimientos escogidos.

Los modelos dinámicos y las simulaciones son realizados utilizando el software DIgSILENT Power Factory.

4. **Selección de peor caso:** En esta etapa se identifica el peor punto de operación del SING desde el punto de vista de estabilidad de tensión. Se considera que este se encuentra condicionado por la hora de operación del sistema, lo cual depende de la demanda energética y la radiación solar. Por otra parte, se identifican las fallas críticas que puedan afectar en mayor grado la estabilidad de la red.
5. **Selección de requerimientos:** Se escoge un conjunto de requerimientos para realizar el estudio dinámico que se evalúa para cada uno de los escenarios, tales como capacidad de FRT y soporte de potencia reactiva.
6. **Selección de índices de desempeño:** Permiten comparar y analizar el comportamiento dinámico del sistema frente a perturbaciones para cada uno de los escenarios.
7. **Estudio de estabilidad del SING:** Se realiza el estudio de estabilidad de tensión considerando todo lo mencionado anteriormente.

#### 4.1 Definición de escenarios

En esta sección se describe brevemente la definición de escenarios FV con la proyección de la generación FV en cada caso.

A partir de un estudio de planificación realizado en [29] se tiene que la capacidad convencional instalada del SING proyectado al año 2020 corresponde a 5500 MW aproximadamente.

Para la proyección de la demanda se considera nuevamente el trabajo citado en [29], en donde se realiza una proyección de la demanda del año 2011 para el año 2020 considerando un porcentaje de crecimiento vegetativo anual de 4,5% y un crecimiento industrial anual de 6,5% para la proyección de la demanda en promedio.

Por otro lado, de acuerdo a la información consultada en el SEIA y CDEC-SING se tiene que los proyectos de generación FV aprobados suman aproximadamente 1,3 GW en el SING a agosto de 2012.

Considerando que la generación FV corresponde a un 24% aproximadamente de la potencia instalada en el SING al año 2020, se determina el escenario de máxima penetración. Como peor

caso, se supone un tercio aproximadamente de los proyectos que contempla el SEIA, lo cual corresponde a un 8%. Por último, se seleccionó un escenario intermedio con un 17% aproximadamente. Para cada uno de los escenarios, en la Tabla 4-1 se muestra la potencia de generación FV instalada y el nivel de penetración para el año 2020 con respecto a la capacidad total del sistema.

**Tabla 4-1: Escenarios a simular**

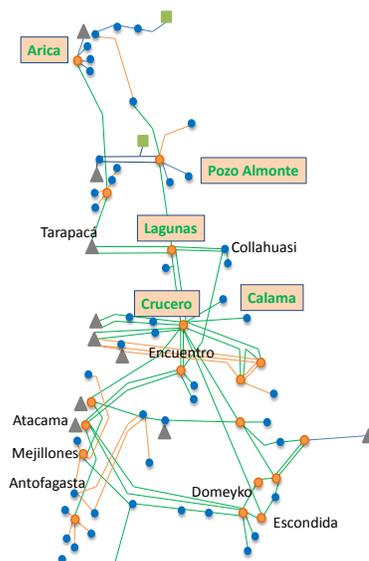
| Escenario        | Potencia FV instalada (MW) | Nivel de penetración (%) |
|------------------|----------------------------|--------------------------|
| <b>Caso Base</b> | 0                          | 0                        |
| <b>E1</b>        | 451                        | 8.2                      |
| <b>E2</b>        | 951                        | 17.3                     |
| <b>E3</b>        | 1287                       | 23.4                     |

En la Tabla 4-2 se muestra el detalle de la capacidad FV instalada en las barras del SING para cada uno de los escenarios, los cuales provienen de los proyectos consultados en el SEIA.

**Tabla 4-2: Capacidad instalada de parques FV en el SING**

| Escenario        | Penetración (%) | Potencia instalada (MW) |              |         |         |        |             |
|------------------|-----------------|-------------------------|--------------|---------|---------|--------|-------------|
|                  |                 | Arica                   | Pozo Almonte | Lagunas | Crucero | Calama | Total       |
| <b>Caso Base</b> | 0               | 0                       | 0            | 0       | 0       | 0      | <b>0</b>    |
| <b>E1</b>        | 8.2             | 0                       | 153          | 280     | 0       | 18     | <b>451</b>  |
| <b>E2</b>        | 17.3            | 30                      | 248          | 430     | 80      | 163    | <b>951</b>  |
| <b>E3</b>        | 23.4            | 136                     | 448          | 430     | 80      | 193    | <b>1287</b> |

En la Figura 4-2 se muestra la ubicación de la selección de proyectos escogida.



**Figura 4-2: Ubicación de la localización de los proyectos FV en el SING**

Para determinar el despacho anual de cada uno de los escenarios se utiliza la medición de radiación solar del año 2010 en Crucero, Pozo Almonte y San Pedro considerando tecnología de

paneles fotovoltaicos con seguimiento de un eje obtenida a partir de mediciones realizadas en el año 2010. La Tabla 4-2 muestra el factor de planta de cada localidad considerada:

**Tabla 4-3: Factor de planta y Asociación de cada de las barras**

|                             | Punto de medición |                                  |           |
|-----------------------------|-------------------|----------------------------------|-----------|
|                             | Crucero           | Pozo Almonte                     | San Pedro |
| <b>Factor de planta (%)</b> | 33,49             | 31,99                            | 33,85     |
| <b>Barras asociadas</b>     | Crucero           | Arica<br>Pozo Almonte<br>Lagunas | Calama    |

## 4.2 Modelación dinámica

Se trabaja con un modelo reducido del SING en DIgSILENT Power Factory realizado por el autor citado en [29] como parte un estudio anterior. El modelo consta de 80 barras y se encuentra proyectado para el año 2020, el cual incorpora las obras en construcción de generación y transmisión obtenidas a partir del plan de expansión resultante de un ejercicio de planificación. El plan de expansión de generación es obtenido a partir de herramientas disponibles en el Centro de Energía de la Universidad de Chile (CE-FCFM).

Además se trabaja con un modelo dinámico FV provisto por DIgSILENT Power Factory el cual es descrito en un capítulo aparte.

## 4.3 Selección del peor caso

Debido la complejidad que surge al desarrollar modelos dinámicos para SEP al suponer potencia FV instalada, lleva a que el análisis de operación sea distinto a las 8760 horas anuales debido a que el energético primario es variable. Además, al considerar las fallas que podrían surgir en el SEP durante su operación, da como resultado un problema irresoluble desde el punto de vista de estabilidad de SEP. Es por esta razón que para estudios dinámicos se consideran los peores casos que podría sufrir el sistema eléctrico, lo cual hace referencia a una hora del año a simular, así como una contingencia específica.

### 4.3.1 Punto de operación

La selección del punto de operación asociado al peor escenario en caso de altos niveles de penetración FV hace referencia a la hora del año a simular dinámicamente. El criterio empleado para la elección de la hora crítica del año corresponde a la hora del año en donde la generación con máquinas convencionales es mínima, es decir, la minimización de la diferencia entre la demanda eléctrica y la generación FV. La hora considerada corresponde a la hora 87 (4 de enero del año 2020, a las 14.00 hrs) en donde la demanda total corresponde a 2110 (MW), lo cual corresponde a un 65.8 % de la de demanda máxima anual para la proyección de demanda considerada.

A continuación se muestra en la Tabla 4-4 un resumen de la energía FV y la convencional generada para cada uno de los escenarios.

Tabla 4-4: Resumen de generación FV y convencional en la hora crítica

| Escenario | Potencia (MW) |              | Porcentaje de generación (%) |              |
|-----------|---------------|--------------|------------------------------|--------------|
|           | Fotovoltaica  | Convencional | Fotovoltaica                 | Convencional |
| E1        | 400.98        | 1709.02      | 19.0                         | 81.0         |
| E2        | 838.51        | 1271.49      | 39.7                         | 60.3         |
| E3        | 1136.66       | 973.34       | 53.9                         | 46.1         |

#### 4.3.2 Perturbación crítica

Dado la extensión del SING se escogieron 2 puntos de falla considerados importantes en cuanto a la estabilidad de tensión. Considerando el criterio del peor caso, la falla considerada corresponde a un cortocircuito, con una impedancia de falla de  $0 \Omega$  y una duración de 140 ms. La primera localización corresponde a Lagunas 220 kV la cual es parte del sistema de transmisión troncal, y uno de los puntos con mayor potencia FV instalada en los escenarios de simulación. Por otra parte se elige Encuentro 220 kV: barra que se encuentra en el centro del SING también perteneciente al sistema de transmisión troncal, por lo que la falla afectará en gran medida el comportamiento dinámico del sistema durante la perturbación.

Tabla 4-5: Contingencias seleccionadas

| N° | Cortocircuito trifásico en barra |
|----|----------------------------------|
| 1  | Lagunas 220 kV                   |
| 2  | Encuentro 220 kV                 |

#### 4.4 Selección de los requerimientos

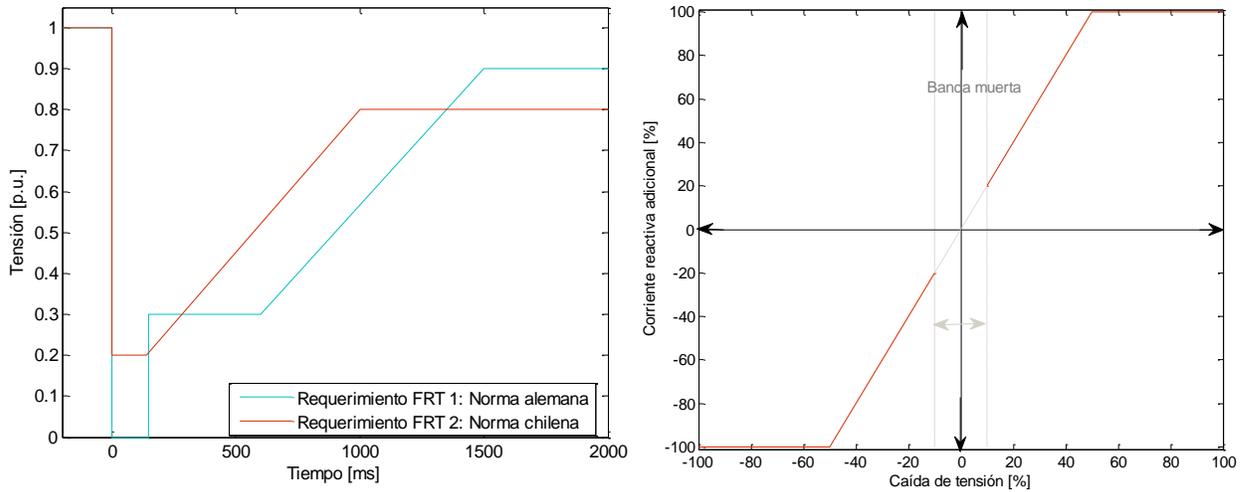
En primer lugar se selecciona el requerimiento de FRT y soporte de potencia reactiva de la normativa alemana, al ser uno de los más antiguos que existe (2006). Por otro lado, se selecciona la normativa chilena, que si bien actualmente sólo considera capacidad de FRT para generación eólica, se espera que esta normativa se extienda a la generación FV en el futuro. La Tabla 4-6 resume los requerimientos a emplear en cada uno de los escenarios de simulación.

Tabla 4-6. Conjunto de requerimientos para generadores FV para cada uno de los escenarios a simular

| Requerimiento                 | Normativa |         | Soporte de potencia reactiva |    |
|-------------------------------|-----------|---------|------------------------------|----|
|                               | Alemana   | Chilena | No                           | Sí |
| FRT <sub>1</sub>              | ✓         |         | ✓                            |    |
| FRT <sub>2</sub>              |           | ✓       | ✓                            |    |
| FRT <sub>1</sub> <sup>Q</sup> | ✓         |         |                              | ✓  |
| FRT <sub>2</sub> <sup>Q</sup> |           | ✓       |                              | ✓  |

$FRT_1$  y  $FRT_2$  corresponden al requerimiento de soporte ante huecos de tensión de la normativa alemana y chilena respectivamente, sin soporte de potencia reactiva. Por otra parte,  $FRT_1^Q$  y  $FRT_2^Q$  son requerimientos que tienen capacidad de soportar huecos de tensión considerando la normativa alemana y chilena respectivamente, y realizan soporte de potencia reactiva sí y sólo sí no se desconecta el generador FV.

A continuación se muestra en la Figura 4-3, a la izquierda, la capacidad de FRT para la norma alemana y la norma chilena, mientras que a la derecha, el soporte de potencia reactiva, extraído de la normativa de red alemana.



**Figura 4-3: Requerimiento de FRT y soporte de potencia reactiva**

En la Figura 4-3 lado izquierdo, el requerimiento de FRT 1 es mucho más exigente que el requerimiento de FRT 2 puesto que en el primer caso este no se desconecta incluso frente a tensión 0 p. en el PCC.

Por otro lado, en la Figura 4-3 lado derecho, en donde se muestra el soporte de potencia reactiva, se tiene la inyección/absorción de corriente reactiva de acuerdo a la siguiente relación:

$$\begin{aligned} \text{Si } du_{ac} \leq -50 [\%] &\Rightarrow i_{reactiva} = -100 \cdot i_{reactiva_{max}} (\%) & (4-1) \\ \text{Si } -50 (\%) \leq du_{ac} \leq 50 [\%] &\Rightarrow i_{reactiva} = m \cdot du_{ac} \\ \text{Si } du_{ac} \geq 50 [\%] &\Rightarrow i_{reactiva} = 100 \cdot i_{reactiva_{max}} (\%) \end{aligned}$$

Donde:

- $du_{ac}$  : Caída de tensión por unidad.
- $i_{reactiva}$  : Corriente reactiva adicional por unidad.
- $m$  : Pendiente, con un valor 2 por unidad en este caso.

La banda muerta corresponde al segmento de  $\pm 10$  % de tensión en donde no existe soporte de potencia reactiva.

## 4.5 Índices de desempeño

Los índices de desempeño se definen para evaluar el desempeño de la respuesta dinámica de un sistema en distintas condiciones. Estos permiten cuantificar la mejora o empeoramiento del desempeño del sistema frente a distintas perturbaciones y/o condiciones de operación. A continuación se presentan y describen los indicadores de desempeño utilizados en este trabajo.

### 4.5.1 Índices de desempeño para la tensión

1. **Índice de hundimiento ( $I_h(\%)$ ):** Caída de tensión respecto al valor inicial de la tensión medido en la mitad del periodo en la falla.

Para mayor claridad, si se tiene una perturbación de duración 100 ms, la cual a los 50 ms tiene caída de tensión de 0.2 p.u., respecto a una tensión inicial de 1 p.u., el  $I_h$  representa un 20% de la tensión inicial.

$$I_h(\%) = \left( \frac{V_h}{V_0} \right) \cdot 100 \quad (4-2)$$

Donde:

$V_0$  : Tensión inicial (por unidad).

$V_h$  : Tensión de hundimiento (por unidad).

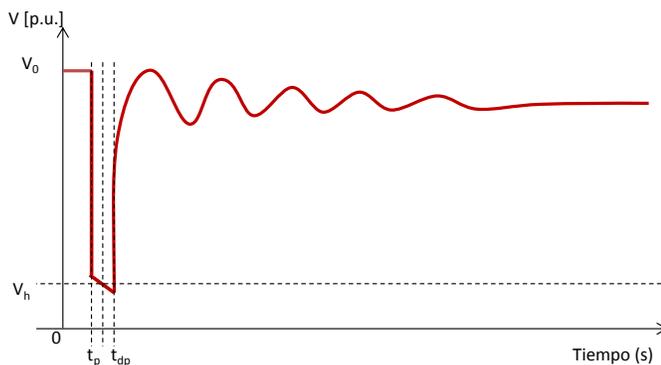


Figura 4-4: Índice de hundimiento para la tensión

2. **Índice de levantamiento ( $I_L[\%]$ ):** Variación que experimenta la tensión durante la perturbación. Permite considerar el porcentaje de variación si la tensión disminuye o aumenta dependiendo de la estrategia de control de tensión que se considere.

Por ejemplo, este índice permite medir el efecto de considerar un requerimiento de soporte de potencia reactiva, y observar el aumento de la tensión durante el transcurso de la perturbación, obteniendo un porcentaje de signo positivo. Al no considerar ningún requerimiento, la tensión disminuiría, por lo que el porcentaje tendría signo negativo.

$$I_L[\%] = \left( \frac{V_f}{V_i} - 1 \right) \cdot 100 \quad (4-3)$$

Donde:

$V_i$  : Tensión inicial durante la perturbación (por unidad).

$V_0$  : Tensión final durante la perturbación (por unidad).

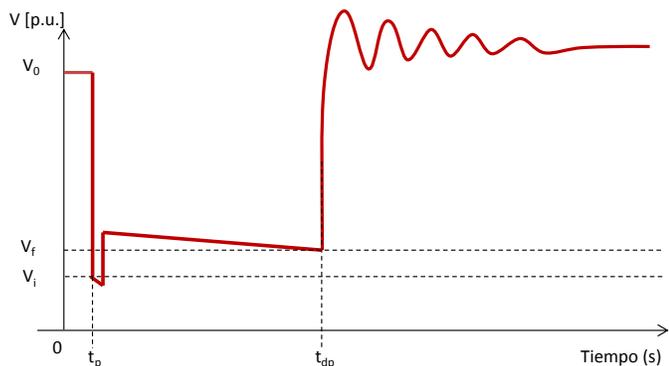


Figura 4-5: Índice de levantamiento de la tensión

3. **Ángulo de pendiente de recuperación de la variable ( $\theta_{PRV}$  [°]):** Ángulo de la respuesta dinámica de la tensión para reestablecer su valor inicial después de haber sido despejada la perturbación.

Permite cuantificar la rapidez del restablecimiento de la tensión después de haber sido despejada la falla. Un caso hipotético: si se obtiene un valor cercano a los 90° la tensión se restablece instantáneamente después de haber sido despejada.

$$PRV = \frac{\partial V}{\partial t} = \frac{V_{dp} - V_r}{t_{dp} - t_r} \quad (4-4)$$

$$\theta_{PRV} [^\circ] = \tan^{-1}(PRV) \quad (4-5)$$

Donde:

$V_{dp}$ : Tensión final durante la perturbación (por unidad).

$V_r$  : Tensión inicial (una vez despejada la falla) (por unidad).

$t_{dp}$ : Tiempo final de duración de la perturbación.

$t_r$  : Tiempo en donde se alcanza la tensión inicial una vez despejada la falla.

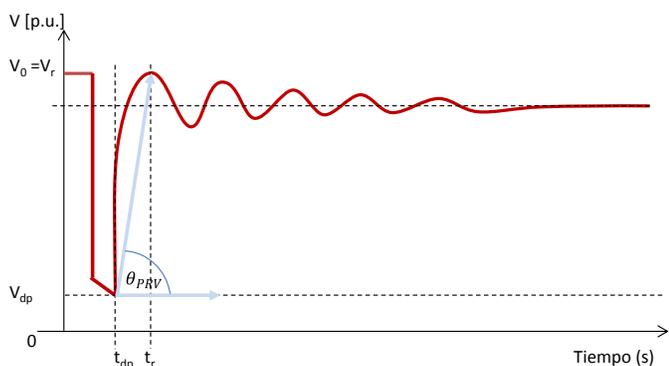


Figura 4-6: Ángulo de pendiente de recuperación de la variable

4. **Tiempo de asentamiento ( $T_a$ ):** Permite saber el tiempo, en segundos, que demora la tensión en alcanzar el régimen permanente después de despejada la falla.

Si la tensión entra en una banda determinada (donde  $\varepsilon$  es el ancho de la banda, en este caso 1 ms) en torno al tensión en régimen permanente ( $V_f$ ) en un tiempo determinado, se define el tiempo de asentamiento.

$$V(t) \leq V_f + \varepsilon \Rightarrow t = T_a \quad (4-6)$$

Donde:

$V_f$  : Tensión una vez alcanzado el régimen permanente (por unidad).

$V(t)$  : Tensión en el tiempo t (por unidad).

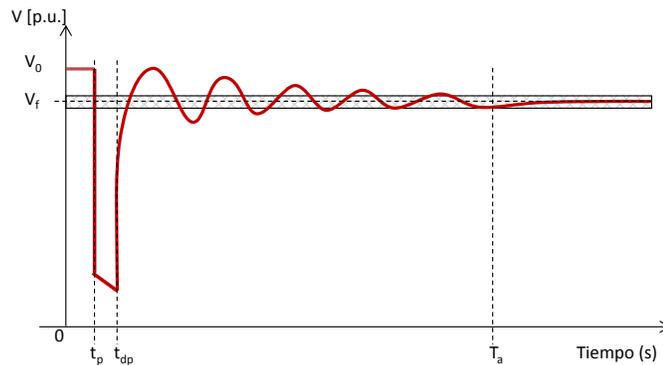


Figura 4-7: Tiempo de asentamiento

5. **Índice de desempeño respecto al caso base ( $I_d(\%)$ ):** Variación que presenta la tensión durante la perturbación respecto al caso en donde no se considera penetración de generación fotovoltaica (escenario base).

Se define como el porcentaje de variación de la tensión respecto al caso base, al final de la perturbación, donde se aprecia un mejoramiento o empeoramiento, porcentaje con signo positivo o negativo respectivamente.

$$I_D[\%] = \left( \frac{V_d}{V_{BASE}} - 1 \right) \cdot 100 \quad (4-7)$$

Donde:

$V_d$  : Tensión una vez terminada la perturbación con requerimiento, (por unidad).

$V_{BASE}$  : Tensión una vez terminada la perturbación sin requerimiento (por unidad).

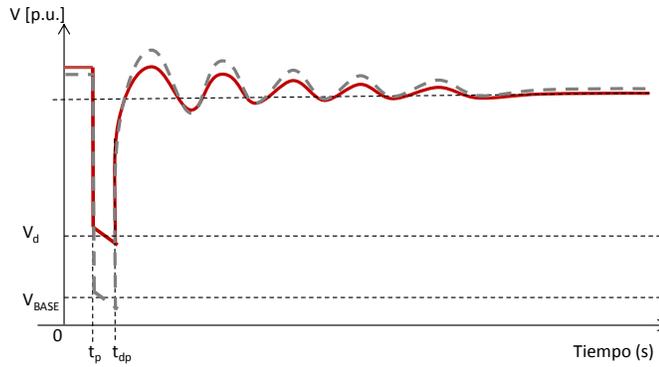


Figura 4-8: Índice de desempeño respecto al caso base

#### 4.5.2 Índices desempeño para la frecuencia

1. **Índice de hundimiento:** Da a conocer la mínima frecuencia alcanzada después de ser despejada la perturbación respecto al valor inicial.

$$I_h[\%] = \left| 1 - \left( \frac{f_h}{f_0} \right) \right| \cdot 100 \quad (4-8)$$

Donde:

$f_h$  : Frecuencia de hundimiento (por unidad)

$f_0$  : Frecuencia nominal (por unidad)

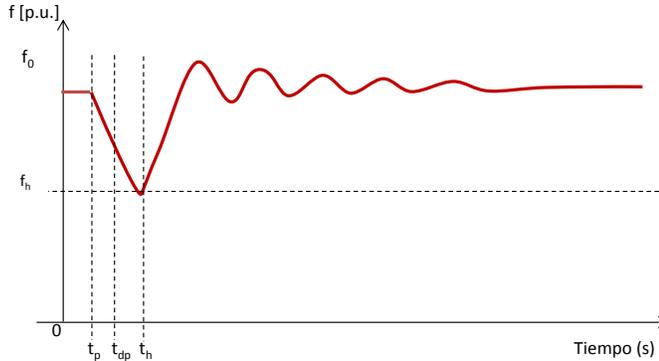


Figura 4-9: Índice de hundimiento para la frecuencia

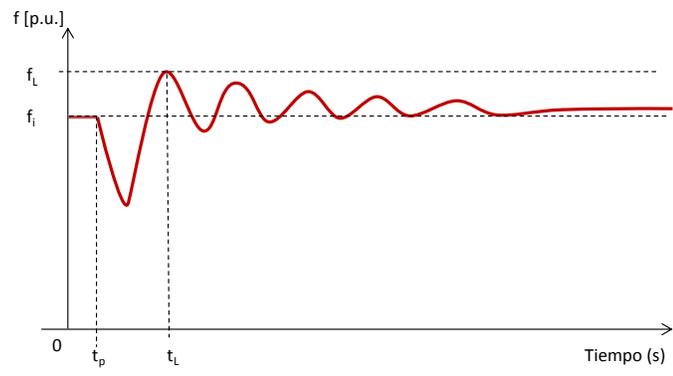
2. **Índice de levantamiento ( $I_L[\%]$ ):** Sobrepasso máximo que experimenta la frecuencia al momento de ser despejada la perturbación.

$$I_L[\%] = \left( \frac{f_L}{f_i} - 1 \right) \cdot 100 \quad (4-9)$$

Donde:

$f_L$  : Frecuencia de levantamiento (por unidad)

$f_i$  : Frecuencia nominal (por unidad)



**Figura 4-10: Índice de levantamiento para la frecuencia**

MODELACIÓN DINÁMICA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

En este estudio se utiliza un modelo genérico para las fuentes fotovoltaicas provisto en el programa computacional DIgSILENT Power Factory. El sistema FV es modelado como un generador estático debido a que su acople al SEP se realiza a través de un inversor.

El *template* del sistema FV consiste en un generador estático con su propio controlador, el cual incluye el arreglo FV, el terminal DC y el inversor FV. Además, el generador FV se encuentra conectado a un terminal de media tensión.

Las características del modelo genérico se muestran a continuación:

Tabla 5-1: Parámetros del modelo genérico

| Parámetro   | Nomenclatura   | Valor  |
|---|----------------|--------|
| Capacidad nominal (MW)                              | $P_n 0.5 MW$   | 0.5    |
| Factor de potencia                                  | $\cos \varphi$ | 0.95   |
| Número de módulos en serie                          | $n_{serie}$    | 20     |
| Número de módulos en paralelo                       | $n_{paralelo}$ | 140    |
| Tensión MPP en condiciones de prueba estándar (V)   | $V_{mpp}$      | 35     |
| Corriente MPP en condiciones de prueba estándar (A) | $I_{mpp}$      | 4.58   |
| Capacidad del Condensador de la barra DC (s)        | $C_{0.5 MW}$   | 0.0172 |

5.1 Esquema de control del generador FV

El esquema de control del sistema FV se muestra en la Figura 5-1. El modelo consiste en 9 bloques, los cuales son descritos a continuación:

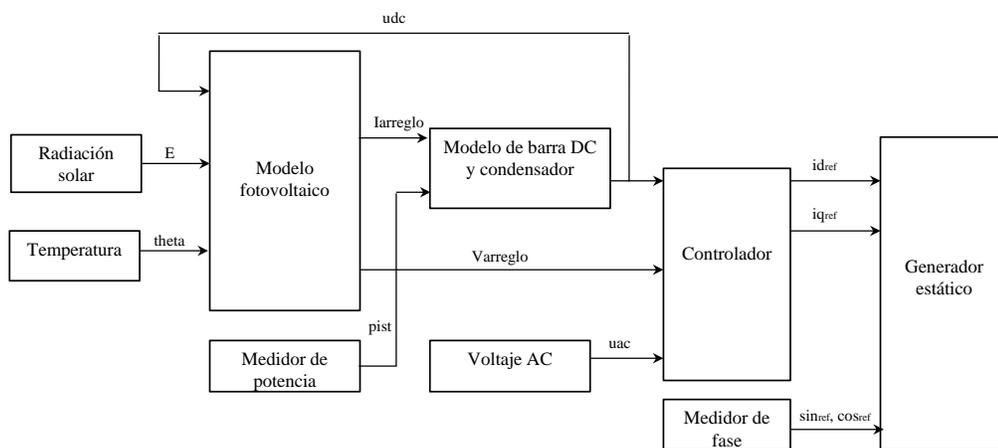


Figura 5-1: Esquema de control del sistema FV

## 1. Radiación solar

La radiación solar es el recurso energético primario que genera la energía inyectada por el generador fotovoltaico. La variable de entrada corresponde a la variación de la irradiancia por segundo, la cual es integrada en un periodo de tiempo determinado. En este trabajo se considera una radiación solar constante pues se considera una hora determinada del año.

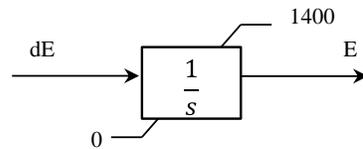


Figura 5-2: Modelo radiación solar

## 2. Temperatura

La temperatura es uno de los factores más importante pues influencia fuertemente la potencia de salida del sistema FV. La variable de entrada corresponde a la variación de temperatura por segundo, la cual ingresa a un bloque integrador para obtener la temperatura resultante. Por la misma razón mencionada en el bloque anterior, esta variable se mantiene constante durante el estudio.

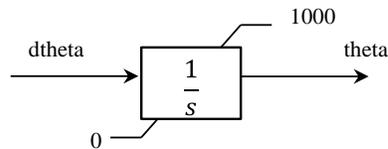


Figura 5-3: Modelo de la temperatura

## 3. Modelo fotovoltaico

Este modelo consiste en 5 bloques. El principal bloque de este modelo es el que describe el módulo FV en sí. Las señales de entrada corresponden a la temperatura de operación “*theta*”, la irradiancia “*E*”, y la tensión medida en la barra DC, denominada  $U_{dc}$ . La tensión en la barra DC pasa a través de un filtro pasa bajos para atenuar las señales de alta frecuencia en caso de operación subnormal, por lo que bajo condiciones normales es desactivado. La tensión filtrada es dividida por el número de módulos que están conectados en serie con el objetivo de obtener la tensión por módulo. Entonces, de acuerdo a la interconexión serie-paralelo de los módulos son calculadas las señales de salida, las cuales corresponden a la corriente y la tensión MPP.

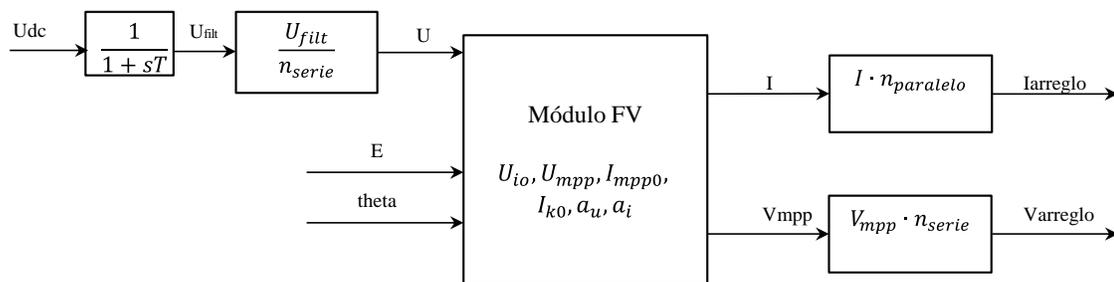


Figura 5-4: Modelo fotovoltaico

En el módulo FV se implementa un algoritmo que calcula la tensión y corriente en el punto de máxima potencia, considerando la dependencia de estas variables en función de la temperatura y la irradiancia. Por lo tanto, debido a que los parámetros del módulo FV se encuentran en condiciones de prueba estándar (donde el valor de  $V_{mpp}$  es igual a 35 V y el de  $I_{mpp}$  es 4,58 A) se debe aplicar un factor de corrección a las tensiones y corrientes,  $c_v$  y  $c_c$ , debido a que la temperatura de operación del módulo afecta a estos parámetros. Los factores de corrección  $a_u$  y  $a_i$  se encuentran entregados por el fabricante y son usados en las siguientes ecuaciones:

$$c_v = 1 + a_u(T - T_{STC}) \quad [16] \quad (5-1)$$

$$c_c = 1 + a_i(T - T_{STC}) \quad [16] \quad (5-2)$$

Donde T es la temperatura de operación y  $T_{STC}$  es igual a 25°. El circuito equivalente para una célula solar ideal el cual permite calcular la corriente de salida se muestra en la Figura 5-5.

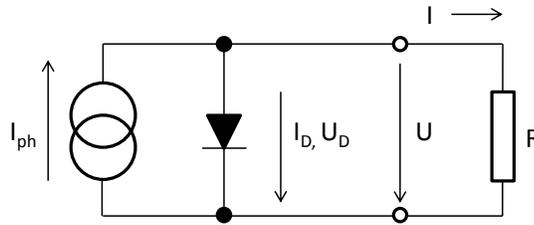


Figura 5-5: Circuito equivalente de una celda solar ideal [16]

$$I = I_{ph} - I_o \left( e^{\frac{U}{U_T}} - 1 \right) \quad [16] \quad (5-3)$$

$$U = U_T \cdot \ln \left( \frac{I_{ph} - I + I_o}{I_o} \right) \quad [16] \quad (5-4)$$

$$I_o = I_k \cdot e^{-\frac{U_{oc}}{U_T}} \quad [16] \quad (5-5)$$

$$I_{ph} = I_k \quad [16] \quad (5-6)$$

Donde:

$I_k$  : Corriente de cortocircuito en Amperes.

$I_o$  : Corriente de saturación de polarización inversa en Amperes.

$U_{oc}$ : Voltaje de circuito abierto en Volts.

$U_T$  : Voltaje termal ( $=kT/q$ ) y es alrededor de 25.85 mV a 300 K.

$R$  : Resistencia de pérdidas en Ohms.

Como se observa, el parámetro R es omitido, pues se considera una celda FV ideal, es decir, no se consideran pérdidas por baja conductividad ni el desempeño de los dispositivos rectificadores.

#### 4. Barra DC y condensador

El modelo consiste en 4 bloques que representan la barra DC en la cual el arreglo FV y el lado DC del inversor se encuentran conectados. Las señales de entrada del modelo corresponden a  $I_{\text{arreglo}}$ , la cual viene del Modelo FV, y la potencia activa  $p_{\text{ist}}$ , la cual proviene del medidor de potencia conectado a la barra de media tensión. La señal de salida, denotada  $U_{\text{dc}}$ , corresponde a la tensión DC, la cual es la señal de entrada del módulo FV y el controlador.

El valor  $I_{\text{dist}}$  corresponde a la corriente medida en Amperes que viene de la barra DC, obtenida a partir de la división entre la potencia activa medida en el punto de conexión y  $u_{\text{dc}}$ . La diferencia entre la corriente del arreglo FV ( $I_{\text{arreglo}}$ ) y la corriente DC da como resultado la corriente diferencial que va hacia el condensador ( $y_i$ ), el cual se encuentra conectado en paralelo con la barra DC. Esta corriente es transformada en p.u. usando la corriente nominal como base. La corriente p.u. ( $y_{i1}$ ) entra a un integrador con el objetivo de calcular la tensión que pasa por el condensador, el cual corresponde a una entrada para el Modelo FV y el Controlador. De acuerdo a la Ecuación (5-7), se integra y se obtiene la tensión, la cual finalmente es transformada en Volts.

$$i(t) = C \frac{du(t)}{dt} \quad (5-7)$$

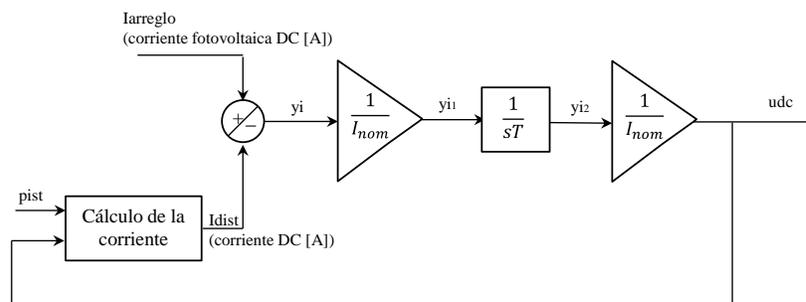
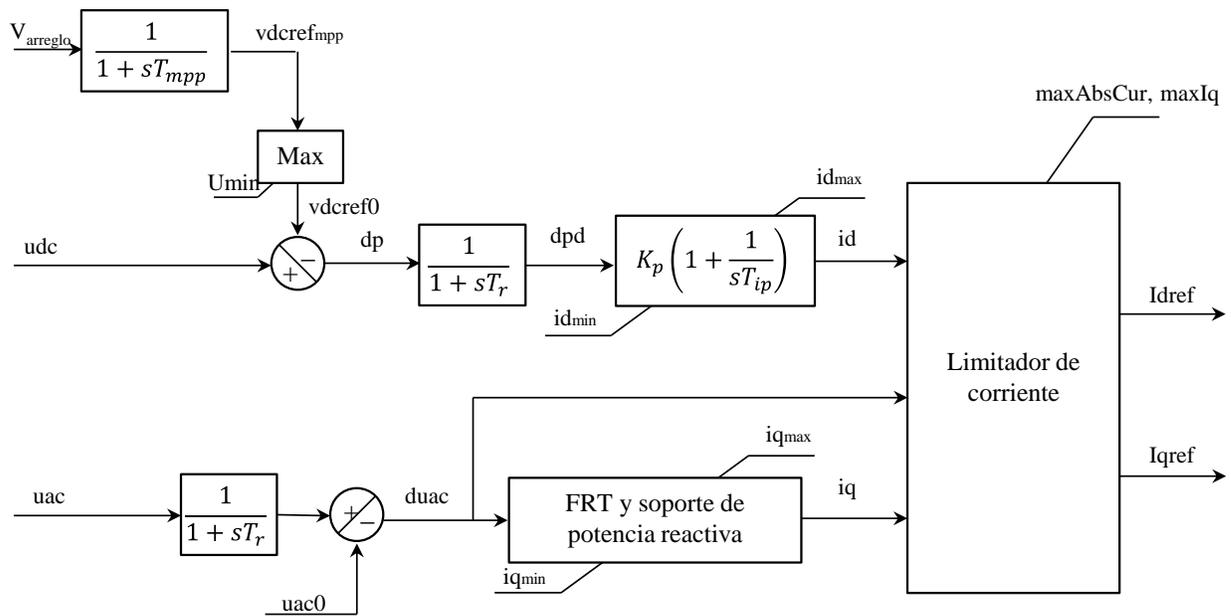


Figura 5-6: Barra DC y condensador

#### 5. Controlador

El controlador FV posee 3 señales de entrada y 2 de salida.



**Figura 5-7: Modelo del Controlador**

La tensión  $V_{arreglo}$  es el valor que fue calculado por el Modelo FV. Este valor pasa a través de un filtro pasa-bajo para atenuar los componentes de alta frecuencia. Dentro del bloque siguiente, es comparado con el mínimo valor de operación del inversor  $U_{min}$ . Dada la existencia de esta comparación, la tensión  $v_{dcref0}$  se encuentra sobre  $U_{min}$ . Este valor se compara con el voltaje actual del lado DC del inversor,  $u_{dc}$ . El resultado de esta comparación (denotado con  $d_p$ ) pasa posteriormente por un filtro pasa bajos. Finalmente, el valor  $d_{pd}$  entra a un controlador PI, calculando la componente  $i_d$  que regula la potencia activa del panel, con el propósito de disminuir y eliminar el error en estado estacionario. La ecuación que define al controlador PI se muestra a continuación:

$$C = K_p \cdot \left( 1 + \frac{1}{s \cdot T_{ip}} \right) = \frac{0.03 + 0.001}{30 \cdot s} \quad (5-8)$$

El controlador PI es limitado por 2 parámetros,  $i_{dmin}$  e  $i_{dmax}$ . Los parámetros representan el mínimo y el máximo de los límites de corriente activa respectivamente.

Por otro lado, el valor  $u_{ac}$ , señal de salida del medidor de tensión, pasa a través de un filtro pasa bajo y es comparado con un valor de referencia,  $u_{ac0}$ , el cual es la tensión en condición de régimen permanente. La comparación da como resultado  $d_{uac}$ , la cual muestra la desviación de la tensión en el punto de conexión del generador FV con respecto al valor en régimen permanente. Esta variación de tensión es la entrada del bloque “FRT y soporte de potencia reactiva”.

El bloque “FRT y soporte de potencia reactiva” controla tanto la capacidad de FRT como el soporte de tensión del generador FV durante contingencias (inyección de Q). Se debe considerar que la tensión se encuentra en valores por unidad y el tiempo en segundos. Los requerimientos del controlador se encuentran descritos en la sección “4.4. Selección de requerimientos” y corresponden a los siguientes:

- **FRT<sub>1</sub>**: FRT alemán
- **FRT<sub>2</sub>**: FRT chileno
- **FRT<sub>1</sub><sup>Q</sup>**: FRT alemán con soporte de potencia reactiva
- **FRT<sub>2</sub><sup>Q</sup>**: FRT chileno con soporte de potencia reactiva

Para el requerimiento 3 y 4 la inyección de potencia reactiva comienza a inyectarse 10 ms después de falla y permanece hasta 10 ms después de despejada la falla.

En el caso en que no se considere requerimiento, el generador FV se desconecta cuando la tensión en bornes disminuye por debajo de 0.8 p.u. (normativa alemana antigua existente para la generación eólica [30]).

Los valores de  $i_q$  e  $i_d$  junto con  $du_{ac}$  entran al bloque “Limitador de corriente” en el cual los valores de referencia de estos componentes son calculados. El limitador establece el valor máximo permitido de la corriente absoluta, en este caso unitario.

Las señales de salida son dos componentes  $i_{d,ref}$  e  $i_{q,ref}$  las cuales son señales de entrada del bloque “Generador estático” donde son usadas por el inversor FV para calcular la corriente de salida.

## 6. Medidor de fase

Este bloque modela el dispositivo que mide la frecuencia y la fase de la tensión del sistema en el punto de conexión. El dispositivo medidor de fase es una estructura de bucle cerrado, el cual contiene un oscilador interno que es sincronizado por el seguimiento de fase de una señal en particular. La estructura básica de un PLL se muestra continuación:

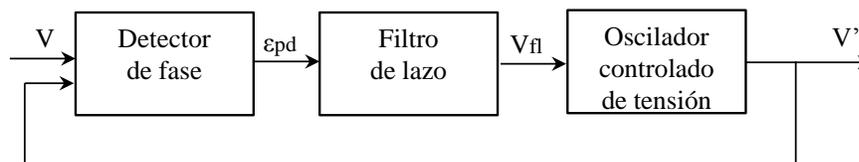


Figura 5-8: Medidor de fase

- **Detector de fase:** genera una señal proporcional a la diferencia de fase entre  $v$  y  $v'$ .
- **Filtro de lazo:** corresponde a un filtro pasa bajo que elimina los componentes AC de alta frecuencia.
- **Oscilador controlado de tensión:** genera una señal AC, en donde la frecuencia se cambia de acuerdo a la comparación con una frecuencia dada, como una función de la señal de entrada, la cual corresponde a la tensión filtrada.

Las señales de salida del medidor de fase corresponden a las fases de la tensión, las cuales corresponden a las variables de entrada del “Generador estático”

## 7. Generador estático

Este bloque corresponde al generador FV, el cual se encuentra modelado como una fuente de corriente [31]. Las señales de entrada del modelo corresponden a  $i_{dref}$ ,  $i_{qref}$ ,  $\cos_{ref}$  y  $\sin_{ref}$ . El modelo del generador estático descrito en detalle en [31], es el siguiente:

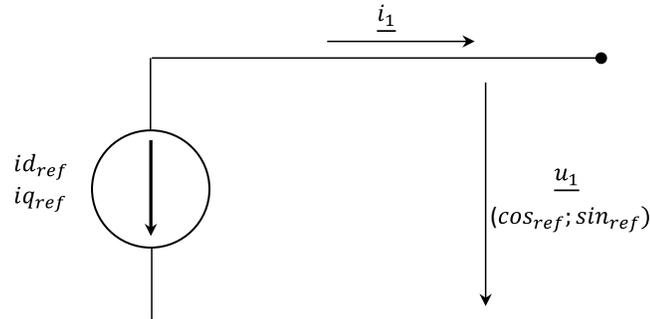


Figura 5-9: Modelo de fuente de corriente

Las ecuaciones que definen el modelo son:

$$\underline{i}_1 = (i_{dref} \cdot \cos ref - i_{qref} \cdot \sin u) + j \cdot (i_{dref} \cdot \sin ref + i_{qref} \cdot \cos u) \quad [31] \quad (5-9)$$

Donde:

$$\cos ref = \cos u = \frac{Re(u_1)}{|u_1|} \quad [31] \quad (5-10)$$

$$\sin ref = \sin u = \frac{Im(u_1)}{|u_1|} \quad [31] \quad (5-11)$$

La mínima tensión de operación del generador FV se establece como 0 p.u. Esta mínima tensión se impone pues si la tensión se encuentra bajo un valor mínimo de operación se tiene que la corriente  $\underline{i}_1$  es igual a 0, pues asume que el generador no se encuentra en funcionamiento debido a esta restricción.

Resumiendo, en la Figura 5-10 se tiene un esquema de la estructura de control en forma simplificada.

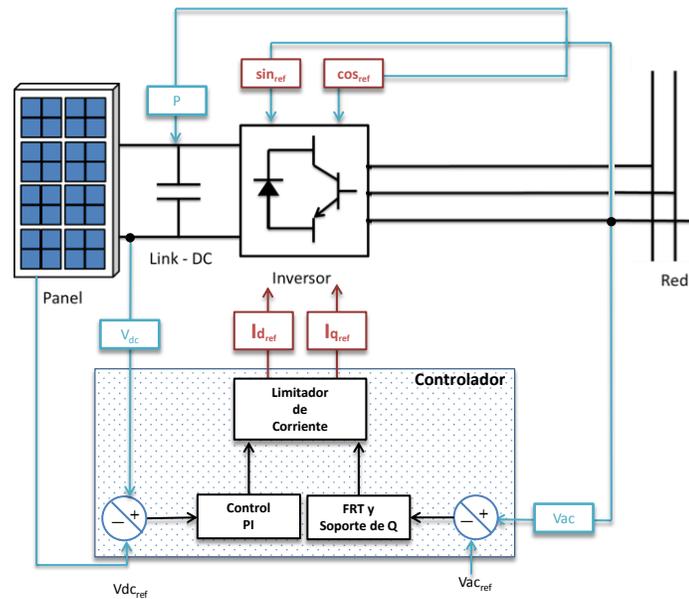


Figura 5-10: Esquema simplificado de control

### 5.1.1 Ajuste de la capacidad de generación de la central FV

El modelo FV corresponde a un modelo genérico, por lo que se puede modificar de acuerdo a lo que se requiera.

A continuación se muestran los pasos a seguir para lograr la capacidad nominal de cada una de las centrales FV.

1. En el bloque “*Photovoltaic model*” (Modelo FV) cambiar el valor de los módulos en paralelo de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$n_{paralelo} = \frac{\cos\varphi \cdot P_n}{n_{serie} \cdot V_{mpp} \cdot I_{mpp}} \quad (5-12)$$

2. En el bloque “*DC Busbar and Capacitor*” (Barra DC y condensador) cambiar el valor de la capacitancia del condensador por el valor dado por la fórmula a continuación:

$$C_n = C_{0.5 MW} \cdot \frac{P_n 0.5 MW}{P_n} \quad (5-13)$$

Donde,  $P_n$  corresponde a la potencia nominal de la planta en MW.

3. Cambiar en “*Static Generator*” (Generador Estático) la potencia nominal y el factor de potencia en la pestaña “*Basic Data*”. Por otra parte, cambiar la potencia despachada y la potencia máxima en la pestaña “*Load Flow*” de acuerdo al estudio particular.

### 5.1.2 Diagrama de operación del generador FV

Los límites de potencia reactiva del inversor, estos están definidos por la capacidad de la curva que se observa en la Figura 5-11.

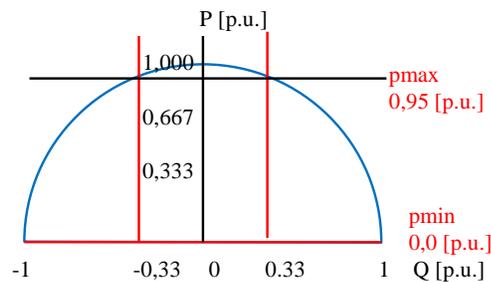


Figura 5-11: Diagrama de operación de generador FV

El eje de las abscisas corresponde a la potencia reactiva en p.u., mientras que el eje de las ordenadas corresponde a la potencia activa en p.u.. La línea azul corresponde a los límites de potencia activa del inversor. La potencia inyectada se encuentra limitada por la corriente nominal del inversor, lo que significa que es imposible operar al máximo de potencia activa y reactiva al mismo tiempo. De la misma forma, la línea negra corresponde al límite de inyección de potencia activa limitado por el factor de potencia. Finalmente, la línea roja corresponde a los límites posibles de inyección de potencia reactiva, los cuales son definidos por el fabricante y se encuentran dados por los tres niveles de voltaje que se observan en la Figura 5-12:

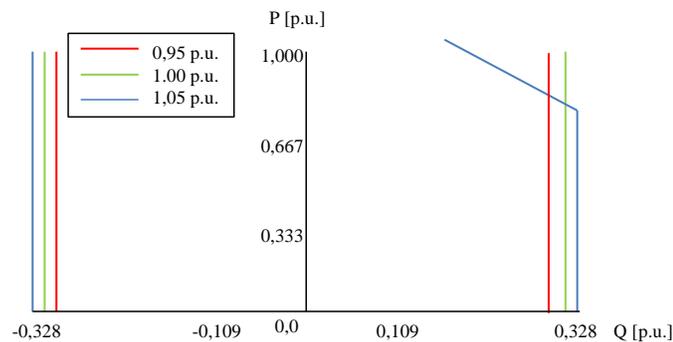


Figura 5-12: Límites de potencia reactiva

La línea verde de la Figura 5-12 determina la tensión nominal, mientras que las líneas azul y roja determinan los límites de operación máximos y mínimos, respectivamente, en régimen permanente. Con respecto a la curva de capacidad de potencia reactiva, se establece para ésta un control de tensión local considerando un *setpoint* (0,95 p.u., 1 p.u. o 1,05 p.u.) y realizando cálculos de flujo de potencia respetando la capacidad de potencia reactiva. El generador estático trata de alcanzar el *setpoint* a través de la inyección o absorción de potencia reactiva hasta que la tensión lo alcanza o la potencia reactiva se encuentra fuera de su límite.

A continuación se muestran los resultados de las simulaciones efectuadas para los distintos escenarios y contingencias definidas en el capítulo anterior. La primera sección de este capítulo corresponde al análisis obtenido al no considerar requerimientos para las centrales FV; en la segunda sección se muestran los resultados separados de acuerdo a los requerimientos escogidos y; finalmente, en la tercera sección se muestra la comparación de los resultados considerando criterio de soporte ante huecos de tensión, soporte de potencia reactiva y efectos de los tiempos de reconexión.

#### **6.1 Sin requerimiento ante huecos de tensión para las centrales FV**

En este punto no se imponen requerimientos específicos ante huecos de tensión para las centrales FV, sólo desconexión automática de la central FV cuando la tensión en sus bornes se encuentra por debajo de 0.8 p.u. Al simular una falla trifásica en la barra Encuentro 220 kV es de esperar que el sistema resulte inestable tanto en tensión como en frecuencia para todos los escenarios en donde existe penetración FV. La razón principal es la desconexión intempestiva de grandes bloques de generación FV, la que es desconectada en su totalidad después de ocurrida la perturbación (201 ms) en todos los escenarios. Esta desconexión ocurre debido a que no se consideran requerimientos ante caídas de tensión, lo cual desencadena una inestabilidad de frecuencia la cual afecta en forma inherente a la estabilidad de tensión.

Respecto a la estabilidad de frecuencia, ésta se ve afectada por la diferencia entre generación y demanda. La frecuencia disminuye con mayor velocidad a medida que la pérdida de bloques de generación es de mayor tamaño pues la generación no puede abastecer la demanda total del sistema, lo cual genera una inestabilidad de frecuencia, a pesar de la activación de esquemas de desconexión automática de carga (EDACs) por subfrecuencia.

Del mismo modo, la desconexión de todas las centrales FV tras la falla disminuye las corrientes de cortocircuito capaces de recuperar la tensión a valores cercanos a los de régimen permanente en el SEP, lo que disminuye la capacidad de mantener la tensión dentro de los rangos aceptables generando inestabilidad de tensión.

En la Tabla 6-1 se muestra un resumen de la potencia disponible tras la falla. En la primera columna se muestra la potencia en megawatts (MW) de generación FV desconectada y en la segunda columna el porcentaje de la generación FV desconectada respecto a la demanda (para este punto de operación la demanda corresponde a 2110 MW).

Tabla 6-1: Resumen de la potencia FV tras cortocircuito trifásico en Encuentro 220 kV al no considerar requerimiento

| Escenario | Potencia (MW) |         | Generación FV respecto a la demanda (%) |
|-----------|---------------|---------|---|
|           | Generación FV | Demanda |   |
| 1         | 401           | 2110    | 19.0                                    |
| 2         | 838           |         | 39.7                                    |
| 3         | 1136          |         | 53.9                                    |

## 6.2 Con requerimiento ante huecos de tensión

### 6.2.1 FRT<sub>1</sub>: Normativa alemana de soporte ante huecos de tensión

En la Figura 6-1 se tiene la respuesta dinámica de la tensión en la barra Encuentro 220 kV durante un cortocircuito trifásico en la misma barra, para cada uno de los escenarios considerando la curva de FRT alemana sin inyección de Q durante la falla (FRT<sub>1</sub>). El gráfico superior corresponde a un acercamiento durante la falla mientras que el gráfico inferior permite una visibilidad de la tensión después de despejada la falla.

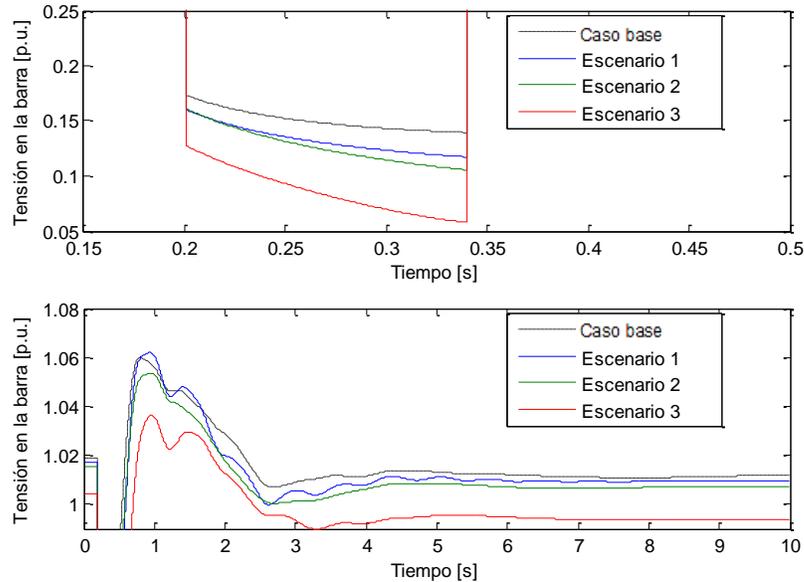


Figura 6-1: Tensión en la barra Encuentro 220 kV durante una falla trifásica en la barra Encuentro 220 kV considerando FRT<sub>1</sub>

Se aprecia que al aumentar el nivel de penetración FV la tensión durante la perturbación disminuye. Esto se explica debido a la disminución de la capacidad del sistema para controlar tensión, pues en este caso no se exige a los generadores FV inyectar corriente reactiva, por lo que los generadores sólo se mantienen conectados durante la falla. La Tabla 6-2 contiene los indicadores de desempeño, los cuales permiten comparar la respuesta dinámica para cada uno de los escenarios.

**Tabla 6-2: Indicadores de desempeño en la barra Encuentro 220 kV durante una falla trifásica a tierra en la barra Encuentro 220 kV considerando FRT<sub>1</sub>**

| <b>Escenarios</b> | <b>I<sub>h</sub> (%)</b> | <b>I<sub>L</sub> (%)</b> | <b>θ<sub>PRV</sub> (°)</b> | <b>T<sub>a</sub> (s)</b> | <b>I<sub>d</sub> (%)</b> |
|-------------------|--------------------------|--------------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------|
| <b>E0</b>         | 0.145                    | -0.195                   | 74.348                     | 8.351                    | 0.000                    |
| <b>E1</b>         | 0.128                    | -0.269                   | 72.292                     | 5.174                    | -12.175                  |
| <b>E2</b>         | 0.122                    | -0.348                   | 72.882                     | 5.327                    | -16.222                  |
| <b>E3</b>         | 0.083                    | -0.547                   | 68.639                     | 5.918                    | -43.877                  |

De la Tabla 6-2 se puede inferir que E0 posee el mejor desempeño en comparación con los otros escenarios: la tensión durante la falla disminuye en menor porcentaje en comparación con los otros escenarios (I<sub>h</sub> e I<sub>L</sub>) y se restablece en forma rápida (θ<sub>PRV</sub>). La explicación se debe al requerimiento de las centrales FV (FRT<sub>1</sub>), pues no considera inyección de corriente de cortocircuito durante la falla. Por otro lado, si bien E0 demora un poco más en lograr una tensión sin variaciones (T<sub>a</sub>), al observar el índice de desempeño negativo (I<sub>d</sub>) de E1, E2 y E3, se observa un empeoramiento en comparación al caso E0.

Fijarse en que la mayoría de los índices de desempeño disminuye a medida que aumenta el nivel de penetración (I<sub>h</sub>, I<sub>L</sub>, T<sub>a</sub>, I<sub>d</sub>), debido a la generación convencional es remplazada por centrales FV las que carecen de capacidad de soporte de Q durante contingencias por lo que disminuye las corrientes de cortocircuito durante la falla.

## **6.2.2 FRT<sub>2</sub>: Normativa chilena de soporte ante huecos de tensión**

En esta simulación se considera la curva de FRT chilena sin inyección de corriente reactiva durante la falla (FRT<sub>2</sub>). Se observa, tal como la situación en donde no se considera requerimiento ante huecos de tensión, todas las centrales FV se desconectan en forma intempestiva. Esto se explica pues de acuerdo al FRT<sub>2</sub> la mínima tensión que el generador soporta conectado ante un hueco de tensión es 0.2 p.u., por lo que al alcanzar 0.16 p.u. la desconexión de las centrales FV es evidente en cada uno de los escenarios que presentan generación FV.

A continuación se muestra el detalle de la tensión en la barra Encuentro 220 durante la falla en la misma barra al no considerar requerimiento sobre la generación FV y al considerar FRT<sub>2</sub>. El gráfico superior corresponde a la respuesta al no imponer requerimiento, mientras que el gráfico inferior se impone FRT<sub>2</sub>.

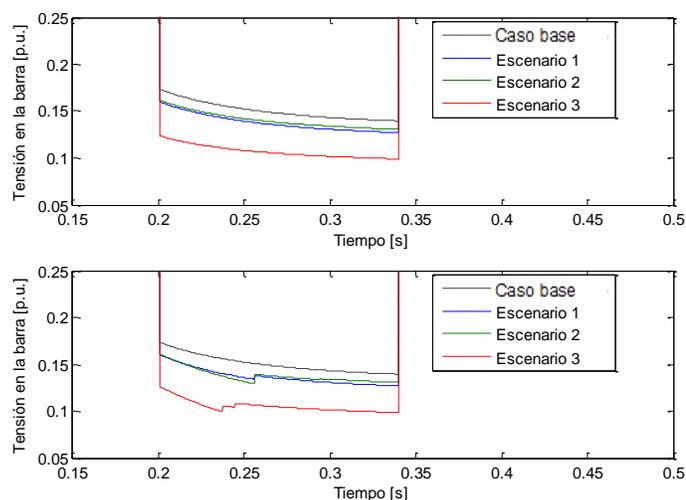


Figura 6-2: Comparación al no considerar requerimiento y  $FRT_2$  en la barra Encuentro 220 kV durante una falla trifásica en barra Encuentro 220 kV

Respecto a la Figura 6-2 se pueden observar leves diferencias durante la falla, las cuales tienen que ver con el momento en que se desconectan las centrales FV tras el cortocircuito. La tensión en barras del sistema disminuye respecto al caso base debido a la mayor inserción de centrales FV en cada uno de los escenarios, las que en este caso no cuenta con soporte Q, por lo que existen menores corrientes de cortocircuito durante la perturbación.

La Tabla 6-3 tiene por objeto indicar el tiempo de desconexión para cada una de las centrales FV durante la falla al implementar  $FRT_2$  y la ubicación en donde se encuentra cada central.

Tabla 6-3: Tiempos de desconexión de centrales FV en cada uno de los escenarios

| Barra de conexión   | Central FV           | Tiempos de desconexión [s] |              |              |
|---------------------|----------------------|----------------------------|--------------|--------------|
|                     |                      | E1                         | E2           | E3           |
| Crucero 220 kV      | Coya                 | -                          | 0.201        | 0.201        |
| Lagunas 220 kV      | Lagunas              | 0.252                      | 0.256        | 0.237        |
| Lagunas 220 kV      | Atacama Solar        | 0.256                      | 0.256        | 0.237        |
| Lagunas 220 kV      | Planta Solar Lagunas | -                          | 0.256        | 0.237        |
| Pozo Almonte 110 kV | Almonte              | -                          | 0.256        | 0.237        |
| Pozo Almonte 220 kV | Pozo Almonte 1 2 y 3 | <b>0.241</b>               | 0.256        | 0.237        |
| Pozo Almonte 220 kV | Salar Huasco         | 0.256                      | 0.256        | 0.237        |
| Pozo Almonte 220 kV | Pica                 | 0.256                      | 0.256        | 0.237        |
| Pozo Almonte 220 kV | Wara 3               | -                          | 0.256        | 0.237        |
| Pozo Almonte 220 kV | Pozo Almonte         | -                          | -            | 0.237        |
| Chuquicamata 220 kV | San Pedro de Atacama | -                          | 0.256        | 0.237        |
| Chuquicamata 220 kV | Usya                 | -                          | 0.322        | 0.237        |
| Chuquicamata 220 kV | Calama Solar 1 y 2   | 0.284                      | 0.323        | <b>0.201</b> |
| Chuquicamata 220 kV | Calama Sur           | -                          | -            | 0.237        |
| Arica 110 kV        | Dos Cruces           | -                          | <b>0.294</b> | 0.244        |
| Arica 110 kV        | Arica 2              | -                          | -            | 0.244        |
| Arica 110 kV        | San Miguel           | -                          | -            | 0.244        |

Se observa en la tabla anterior que las zonas alejadas del punto de falla (Arica, Chuquicamata), corresponden a los puntos que se desconectan milisegundos después de haber ocurrido la falla. No es así las centrales localizadas cercanas a la falla (Crucero, Lagunas), las cuales se desconectan milisegundos después de haber ocurrido el cortocircuito trifásico. Los recuadros en gris corresponden a excepciones producidas por la condición de operación del parque generador (tap del transformador elevador en el límite, por ejemplo).

Es importante destacar las implicaciones de adoptar la normativa chilena de FRT, actualmente para generación eólica, para generación FV. Observando los resultados obtenidos se tiene que pueden surgir situaciones conflictivas desde el punto de vista de estabilidad de sistema. Particularmente, se evidencia una mayor activación de EDACs (esperable frente a desconexiones intempestivas de generación) y empeoramiento en el desempeño del sistema en cuanto a la regulación de tensión en la zona norte del SING.

### 6.2.3 $FRT_1^Q$ : Normativa alemana de soporte ante huecos de tensión y soporte de Q

En la Figura 6-3 se tiene la respuesta dinámica de la tensión en la barra Encuentro 220 kV durante un cortocircuito trifásico en la misma barra, para cada uno de los escenarios en estudio, considerando la curva de FRT alemana con inyección de Q durante la falla ( $FRT_1^Q$ ). El gráfico superior corresponde a un acercamiento durante la falla mientras que el gráfico inferior permite una visibilidad de la tensión después de despejada la falla.

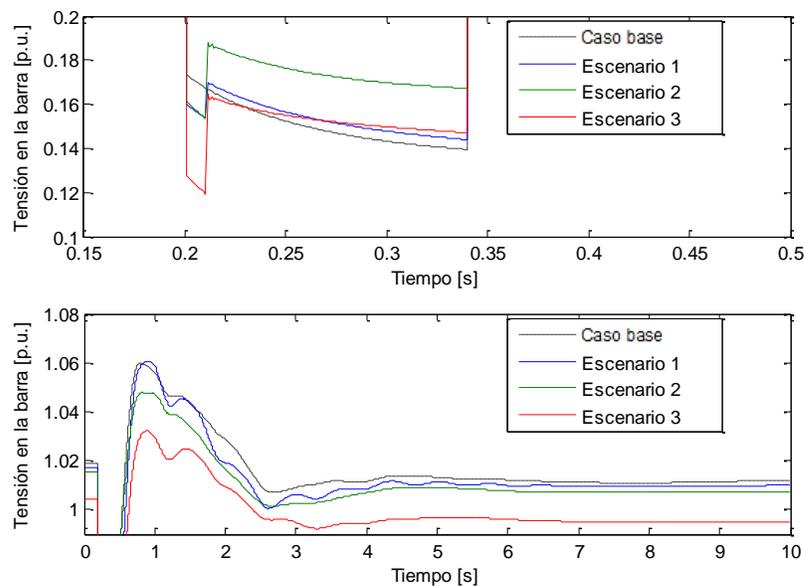


Figura 6-3: Tensión en la barra Encuentro 220 kV durante una falla trifásica en la barra Encuentro 220 kV considerando  $FRT_1^Q$

Se puede observar que el requerimiento de soporte de Q es activado durante la falla, lo cual aumenta la tensión **durante** la perturbación. En la Tabla 6-4 se presentan los indicadores de desempeño para cada uno de los escenarios.

**Tabla 6-4: Indicadores de desempeño en la barra Encuentro 220 kV durante una falla trifásica a tierra en la barra Encuentro 220 kV considerando FRT<sub>1</sub><sup>Q</sup>**

| Escenarios | I <sub>h</sub> (%) | I <sub>L</sub> (%) | θ <sub>PRV</sub> (°) | T <sub>a</sub> (s) | I <sub>d</sub> (%) |
|------------|--------------------|--------------------|----------------------|--------------------|--------------------|
| <b>E0</b>  | 0.145              | -0.195             | 74.348               | 8.351              | 0.000              |
| <b>E1</b>  | 0.150              | -0.102             | 72.144               | 5.187              | 2.962              |
| <b>E2</b>  | 0.170              | 0.034              | 73.187               | 5.481              | 16.983             |
| <b>E3</b>  | 0.152              | 0.150              | 70.287               | 6.105              | 3.038              |

A nivel general, se presenta un mejoramiento de la respuesta de la tensión **durante** la perturbación respecto a E0 (I<sub>d</sub>) producto de la inyección de Q.

Al mirar los escenarios en donde existe penetración FV se tiene que E2 presenta el mejor desempeño pues, durante la perturbación, la tensión disminuye menos en comparación con los otros escenarios (I<sub>h</sub>, I<sub>L</sub>, I<sub>e</sub>) y además, posterior al despeje de falla, la respuesta de la tensión es más rápida (θ<sub>PRV</sub>, T<sub>a</sub>).

Lo anterior antes mencionado se explica debido a la distribución y el nivel de penetración de las centrales FV en E2 en comparación a E1 y E3. Si se compara el nivel de penetración FV entre E1 y E2 se tiene que E2 presenta una mayor generación FV y una mayor corriente de cortocircuito durante la falla para este caso, por lo que la tensión durante la falla aumenta más respecto a E1. Por otro lado, la falla en Encuentro 220 kV es menos severa en E2 debido a la distribución de la generación FV (centro del SING), por lo que al ocurrir la falla en Encuentro 220 kV las centrales FV son capaces de detectar situación de falla e inyectar Q. No obstante, al comparar E3 con los demás escenarios, el soporte de Q mejora considerablemente la tensión durante la perturbación (I<sub>L</sub>).

Con el objetivo de validar lo antes mencionado, en la Tabla 6-5 se muestran los índices de desempeño para la barra Lagunas 220 kV durante la falla en Encuentro 220 kV, esperando obtener un desempeño similar de cada uno de los escenarios.

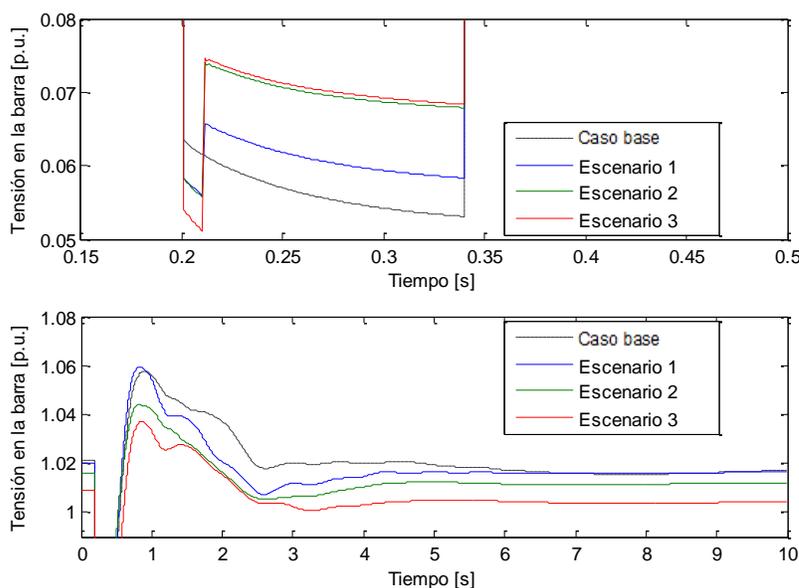
**Tabla 6-5: Indicadores de desempeño en la barra Lagunas 220 kV durante una falla trifásica a tierra en la barra Encuentro 220 kV considerando FRT<sub>1</sub><sup>Q</sup>**

| Escenarios | I <sub>h</sub> (%) | I <sub>L</sub> (%) | θ <sub>PRV</sub> (°) | T <sub>a</sub> (s) | I <sub>d</sub> (%) |
|------------|--------------------|--------------------|----------------------|--------------------|--------------------|
| <b>E0</b>  | 0.232              | -0.251             | 71.983               | 8.682              | 0.000              |
| <b>E1</b>  | 0.256              | 0.018              | 69.231               | 5.185              | 10.047             |
| <b>E2</b>  | 0.312              | 0.212              | 68.980               | 5.476              | 33.586             |
| <b>E3</b>  | 0.267              | 0.261              | 66.890               | 6.140              | 13.577             |

Del mismo modo, se observa una tendencia similar a la barra Encuentro 220 kV: el E1 mejora levemente al caso base, el E2 posee un mejor desempeño durante la perturbación pues su tensión durante la falla es mayor en comparación a los otros escenarios y la tensión durante falla de E3 presenta un mayor aumento al considerar soporte de Q (todo esto debido a las razones antes mencionadas). Con respecto a la rapidez de la respuesta de la tensión después de haber sido despejada la falla, se puede observar que esta disminuye a medida que aumenta cada uno de los escenarios de penetración puesto que después de ser despejada la falla, la central FV deja de

inyectar Q y pesa el control de la generación convencional, siendo más rápida la restauración de la tensión en E0 ( $\theta_{PRV}$ ).

En la Figura 6-4 se muestran los resultados de la respuesta dinámica de la tensión de la barra Lagunas 220 kV durante una falla trifásica en la misma barra. El gráfico superior corresponde a un acercamiento durante la falla mientras que el gráfico inferior permite una visibilidad de la tensión después de despejada la falla.



**Figura 6-4: Tensión en la barra Lagunas 220 kV durante una falla trifásica en la barra Lagunas 220 kV considerando  $FRT_1^Q$**

En líneas generales, se tiene que el soporte de Q mejora la tensión en la barra. Si bien el E1 presenta una mejora en cuanto a la tensión respecto a E0, ésta no se equipara con la respuesta del E2 y E3, los cuales presentan un mejoramiento notorio en el desempeño. La razón de este mejoramiento es la adición del requerimiento de soporte de Q.

**Tabla 6-6: Indicadores de desempeño en la barra Lagunas 220 kV durante una falla trifásica a tierra en la barra Lagunas 220 kV considerando  $FRT_1^Q$**

| Escenarios | $I_h$ (%) | $I_L$ (%) | $\theta_{PRV}$ (°) | $T_a$ (s) | $I_d$ (%) |
|------------|-----------|-----------|--------------------|-----------|-----------|
| <b>E0</b>  | 0.054     | -0.164    | 74.569             | 8.958     | 0.000     |
| <b>E1</b>  | 0.059     | 0.000     | 75.911             | 4.115     | 8.934     |
| <b>E2</b>  | 0.069     | 0.164     | 75.604             | 4.090     | 25.224    |
| <b>E3</b>  | 0.070     | 0.264     | 73.017             | 4.063     | 26.281    |

Al comparar los índices de desempeño de los 3 escenarios, se observa que el E3 presenta el mejor desempeño en cuanto a la respuesta de tensión ( $I_h$ ,  $I_L$ ,  $T_a$ ,  $I_d$ ). La razón de esto es que presenta un mayor nivel de penetración FV en Lagunas 220 kV, el cual corresponde al punto de falla, por lo que aumenta la corriente de cortocircuito durante la falla en comparación a E2.

Del mismo modo, E2 presenta índice de hundimiento y de desempeño bastante similares al E3 ( $I_h$ ,  $I_d$ ). La distinción que se observa corresponde a índice de levantamiento, tiempo de

recuperación de la tensión nominal y tiempo de asentamiento después de ser despejada la falla ( $I_h$ ,  $\theta_{PRV}$ ,  $T_a$ ). Esto se explica nuevamente debido a la concentración de la generación FV en torno al punto de falla (Lagunas 220 kV), por lo que Q es inyectado directamente en barra, recuperando en forma más rápida la tensión nominal después de ser despejada la falla ( $\theta_{PRV}$ ), más la acción de la generación convencional. Por otro lado, el tiempo de asentamiento ( $T_a$ ), disminuye a medida que aumenta el nivel de penetración debido a la inyección localizada de la Q estabiliza en forma más rápida la tensión en la barra.

#### 6.2.4 $FRT_2^Q$ : Normativa chilena de soporte ante huecos de tensión y soporte de Q

En la Figura 6-5 se muestra la respuesta de tensión y frecuencia durante una falla trifásica a tierra en la barra Encuentro 220 kV, considerando la curva de FRT chilena con inyección de corriente reactiva durante la falla ( $FRT_2^Q$ ). En este caso, se tiene que el soporte de Q mejora considerablemente la tensión en la barra, manteniendo las tensiones sobre el límite para que la central FV no sea desconectada (0.2 p.u.). Respecto a la estabilidad de frecuencia, se tiene que la desconexión de centrales no llega a representar más de 100 MW de potencia perdida para el sistema, por lo que la frecuencia no disminuye más allá de 0.995 p.u. (49,75 Hz) implicando que no se produce activación de los EDACs.

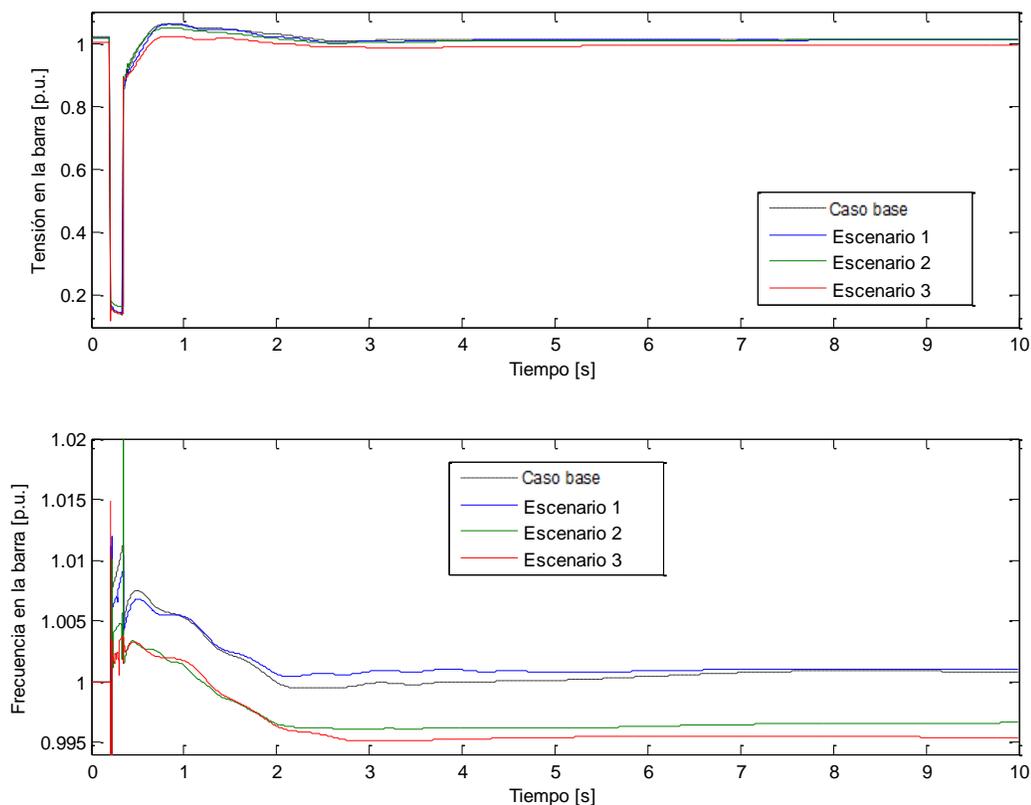


Figura 6-5: Tensión y frecuencia en la barra Encuentro 220 kV durante una falla trifásica a tierra en la barra Encuentro 220 kV considerando  $FRT_2^Q$

La Tabla 6-7 muestra que sucede en cada uno de los escenarios, detallando la potencia FV desconectada total en cada uno de los escenarios y el porcentaje de la generación FV desconectada respecto a la falla en Encuentro 220 kV.

**Tabla 6-7: Desconexión de generación FV en cada escenario durante falla en Encuentro 220 kV considerando FRT<sub>2</sub><sup>Q</sup>**

| Escenario | Potencia (MW) |         | Generación FV respecto a la demanda (%) |
|-----------|---------------|---------|---|
|           | Generación FV | Demanda |   |
| 1         | -             | 2.110   | -                                       |
| 2         | 71            |         | 3,4                                     |
| 3         | 87            |         | 4,1                                     |

Al considerar la Figura 6-5 y la Tabla 6-7 queda en evidencia que E3 presenta la mayor desviación en frecuencia (línea roja) pues el bloque de potencia FV desconectada es mayor.

Con el objetivo de analizar si esto ocurre en todos los puntos del sistema se simula un cortocircuito trifásico en Lagunas 220 kV. Contrario a los resultados obtenidos para la falla anterior, la respuesta de frecuencia es inestable para E1, E2 y E3 producto de la desconexión intempestiva de las centrales FV. La tensión en bornes de las centrales FV corresponde un valor menor a 0.2 p.u., logrando así la desconexión de la mayor parte de parques FV para cada uno de 3 escenarios. De igual modo, en cada uno de los escenarios se activan EDACs de subfrecuencia al descender la frecuencia por debajo de los 0.97 p.u. (49 Hz)

En la Tabla 6-8 se muestra que sucede en cada uno de los escenarios tras la falla Laguna 220 kV, detallando la potencia FV desconectada total y el porcentaje de la generación FV desconectada.

**Tabla 6-8: Desconexión de generación FV en cada escenario durante falla en Lagunas 220 kV considerando FRT<sub>2</sub><sup>Q</sup>**

| Escenario | Potencia (MW) |         | Generación FV respecto a la demanda (%) | Activación EDACs (s) |
|-----------|---------------|---------|---|----------------------|
|           | Generación FV | Demanda |   |                      |
| 1         | 401           | 2.110   | 19,0                                    | 2.460                |
| 2         | 838           |         | 39,7                                    | 1.587                |
| 3         | 1.136         |         | 53,9                                    | 1.281                |

### 6.3 Comparación de resultados

#### 6.3.1 Comparación entre FRT<sub>1</sub> y FRT<sub>2</sub>: Normativa de soporte ante huecos de tensión alemana y chilena

Al comparar ambos requerimientos se observa a simple vista que el desempeño de la capacidad de FRT<sub>1</sub> (FRT alemán) tiene el mejor desempeño puesto que, tanto en tensión como en frecuencia, el sistema permanece estable. Por el contrario, se tiene el caso del FRT<sub>2</sub> (FRT chileno) en donde **todas** las centrales FV son desconectadas frente a un cortocircuito en Encuentro 220 kV puesto que la mínima tensión soportable corresponde a 0.2 p.u., por lo que el sistema tiende a ser inestable al considerar un aumento en el nivel penetración de generación FV.

En consecuencia, se puede concluir que el requerimiento de capacidad FRT debe ser exigir soportar tensiones de hasta 0 p.u. en bornes pues, en caso contrario, el sistema podría volverse inestable frente a ciertas perturbaciones.

### 6.3.2 Comparación entre $FRT_1$ y $FRT_1^Q$ : Normativa alemana de soporte ante huecos de tensión sin y con soporte de Q

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en la barra Encuentro 220 kV durante una falla trifásica en la misma barra al considerar el requerimiento de capacidad de **FRT alemán sin y con soporte de Q** para cada uno de los escenarios.

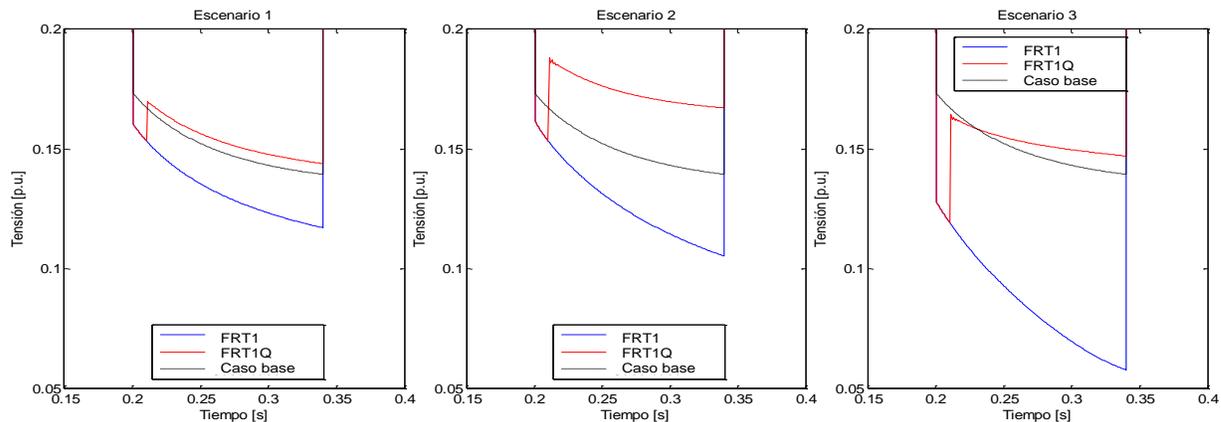


Figura 6-6: Comparación entre  $FRT_1$  y  $FRT_1^Q$  en la barra Encuentro 220 kV durante una falla trifásica en barra Encuentro 220 kV

A simple vista se aprecia que la respuesta dinámica, respecto al caso base, mejora cuando se considera soporte de Q. Más aún, se tiene que al considerar sólo el requerimiento de capacidad de FRT y aumentar el nivel de penetración, la respuesta dinámica empeora respecto a E0 puesto que la potencia de demanda cubierta por centrales FV es mayor, las cuales carecen del soporte de Q durante la falla.

En la Tabla 6-9 se tiene un resumen de los indicadores para estos requerimientos durante la perturbación antes mencionada.

Tabla 6-9: Tabla resumen comparación  $FRT_1$  y  $FRT_1^Q$  en barra Encuentro 220 kV durante cortocircuito trifásico en la barra Encuentro 220 kV

| Esc. | $I_h$ (%) |           | $I_L$ (%) |           | $\theta_{PRV}$ (°) |           | $T_a$ (s) |           | $I_d$ (%) |           |
|------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|      | $FRT_1$   | $FRT_1^Q$ | $FRT_1$   | $FRT_1^Q$ | $FRT_1$            | $FRT_1^Q$ | $FRT_1$   | $FRT_1^Q$ | $FRT_1$   | $FRT_1^Q$ |
| E1   | 0.128     | 0.150     | -0.269    | -0.102    | 72.292             | 72.144    | 5.174     | 5.185     | -12.175   | 2.962     |
| E2   | 0.122     | 0.170     | -0.348    | 0.034     | 72.882             | 73.187    | 5.327     | 5.476     | -16.222   | 16.983    |
| E3   | 0.083     | 0.152     | -0.547    | 0.150     | 68.639             | 70.287    | 5.918     | 6.140     | -43.877   | 3.038     |

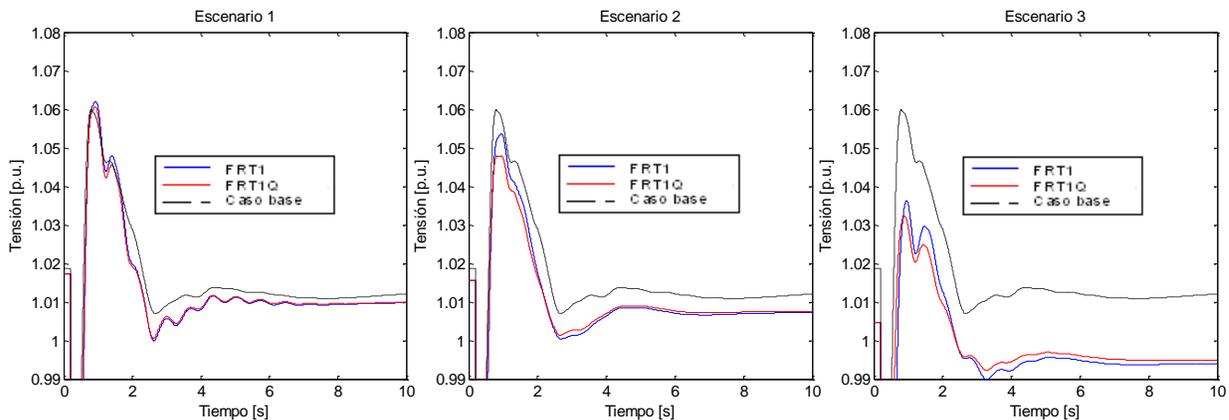
En primer lugar, se tiene el índice de hundimiento ( $I_h$ ) es mayor al considerar  $FRT_1^Q$  (soporte de Q) producto de la inyección de corriente reactiva.

Además, el índice de levantamiento ( $I_L$ ) resulta mayor para el E3 puesto que la respuesta de E3 con soporte de Q aumenta en forma notable debido a la inyección de Q en torno al punto de falla.

Al considerar el tiempo de asentamiento ( $T_a$ ) se tiene que este aumenta a medida que se incrementa el nivel de penetración dado que la respuesta dinámica de tensión de las centrales FV es mucho más rápida que la de las máquinas convencionales. Al comparar la tasa de asentamiento en cada uno de los escenarios, con y sin soporte de Q, se tiene que este se mantiene casi inalterable.

Por otra parte, se tiene que el desempeño del sistema al considerar soporte de Q es mejor en el E2 que en el E3, debido a que la ubicación en la generación FV en el E2 se encuentra cercano a la barra Encuentro 220 kV, por lo que las centrales FV son capaces de detectar la falla e inyectar Q. Se tiene que en E3 el mayor nivel de penetración de la generación FV en norte del SING perjudica la respuesta de tensión del sistema al considerar una falla en el centro del SING. En síntesis,  $FRT_1^Q$  en el E2 presenta la mejor respuesta de tensión.

En la Figura 6-7 se muestran los resultados obtenidos en la barra Encuentro 220 kV **después de haber sido despejada** la falla trifásica en la misma barra considerado el requerimiento de capacidad de FRT alemán sin y con soporte de Q para cada uno de los escenarios.



**Figura 6-7: Comparación entre  $FRT_1$  y  $FRT_1^Q$  en la barra Encuentro 220 kV después del despeje de una falla trifásica en barra Encuentro 220 kV**

De la figura anterior se puede observar que la variación respecto a considerar soporte de Q o no en cada uno de los escenarios es leve puesto que la inyección de Q transcurre solamente durante la perturbación, por lo que al ser despejada la falla se deja de inyectar y actúa el control de tensión de cada una de las máquinas (síncronas y FV) despachadas en cada uno de los escenarios.

### **6.3.3 Comparación entre $FRT_2$ y $FRT_2^Q$ : Normativa chilena de soporte ante huecos de tensión sin y con soporte de Q**

Comparando ambos requerimientos ante la falla en Encuentro 220 kV se tiene que el  $FRT_2$  presenta serias deficiencias en cuanto a la respuesta dinámica en tensión y frecuencia, pues el sistema inestable. Cabe señalar, que al considerar soporte de Q durante la falla en Encuentro 220 kV la respuesta de la tensión mejora considerablemente dado que la inyección de Q restablece la tensión en un rango superior a los 0.2 p.u. de tensión, no obstante existe pérdida de generación FV por lo que la frecuencia presenta una leve desviación en E2 y E3.

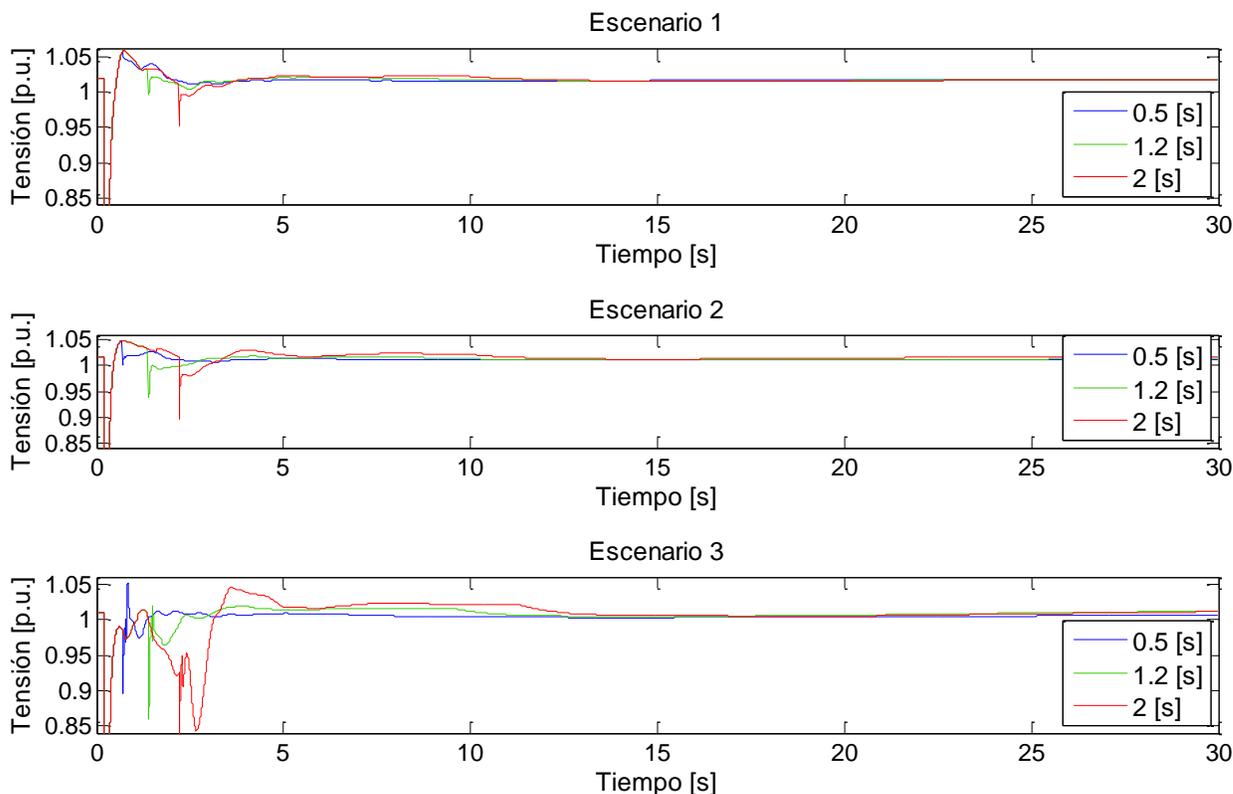
Por otro lado, al considerar  $FRT_2$  y  $FRT_2^Q$  durante la falla en Lagunas 220 kV las centrales FV se desconectan en su mayoría en todos los escenarios y, nuevamente, se tiene una respuesta deficiente en cuanto a estabilidad de tensión y frecuencia. Cabe mencionar que el requerimiento de soporte de Q no aporta a la estabilidad de tensión si las centrales FV se desconectan y se produce disminución en la frecuencia: la inestabilidad del sistema en este caso se debe a la frecuencia.

#### **6.3.3.1 Efecto de tiempos de reconexión para $FRT_2$ y $FRT_2^Q$**

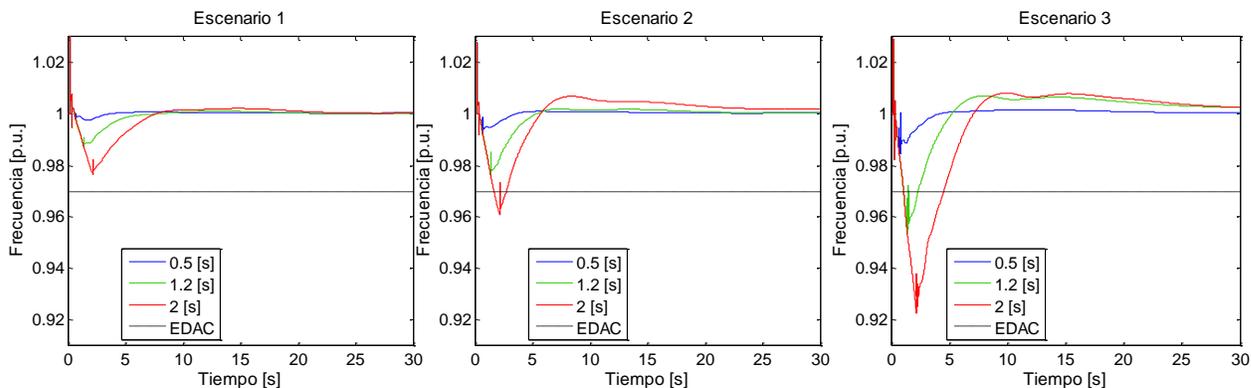
Producto de lo mencionado anteriormente, en esta sección se estudia la respuesta dinámica del sistema al considerar la reconexión de la central FV después de una desconexión al considerar el soporte ante huecos de tensión de la norma chilena ( $FRT_2$  y  $FRT_2^Q$ ). Se realizó una falla en **Lagunas 220 kV** la cual corresponde a una de las barras más crítica al ocurrir una falla debido a la masiva desconexión de parques FV que conlleva. Para evaluar, se supusieron 3 tiempos de reconexión distintos después de despejada la falla: 0.5 s, 1.2 s y 2 s.

##### **➤ $FRT_2$ : Normativa chilena de soporte ante huecos de tensión**

En la Figura 6-8 y en la Figura 6-9 se presenta el perfil de tensión y frecuencia, respectivamente, en la barra Lagunas 220 kV durante un cortocircuito trifásico en la misma barra para cada uno de los escenarios considerando los 3 tiempos de reconexión con  $FRT_2$ .



**Figura 6-8: Respuesta de la tensión en función del tiempo en Lagunas 220 kV durante un cortocircuito trifásico en la misma barra al aplicar distintos tiempos de reconexión, sin soporte de Q**



**Figura 6-9: Respuesta de la frecuencia del sistema en función del tiempo durante un cortocircuito trifásico en la barra Lagunas 220 kV al aplicar distintos tiempos de reconexión, sin soporte de Q**

A simple vista, al considerar 0.5 s como tiempo de reconexión (línea azul), se observa que E1, E2 y E3 presentan una respuesta dinámica de la tensión estable y la activación de EDACs por subfrecuencia no se activa. Por otro lado, al considerar un tiempo de reconexión mayor se tiene diferencias en cada uno de los escenarios.

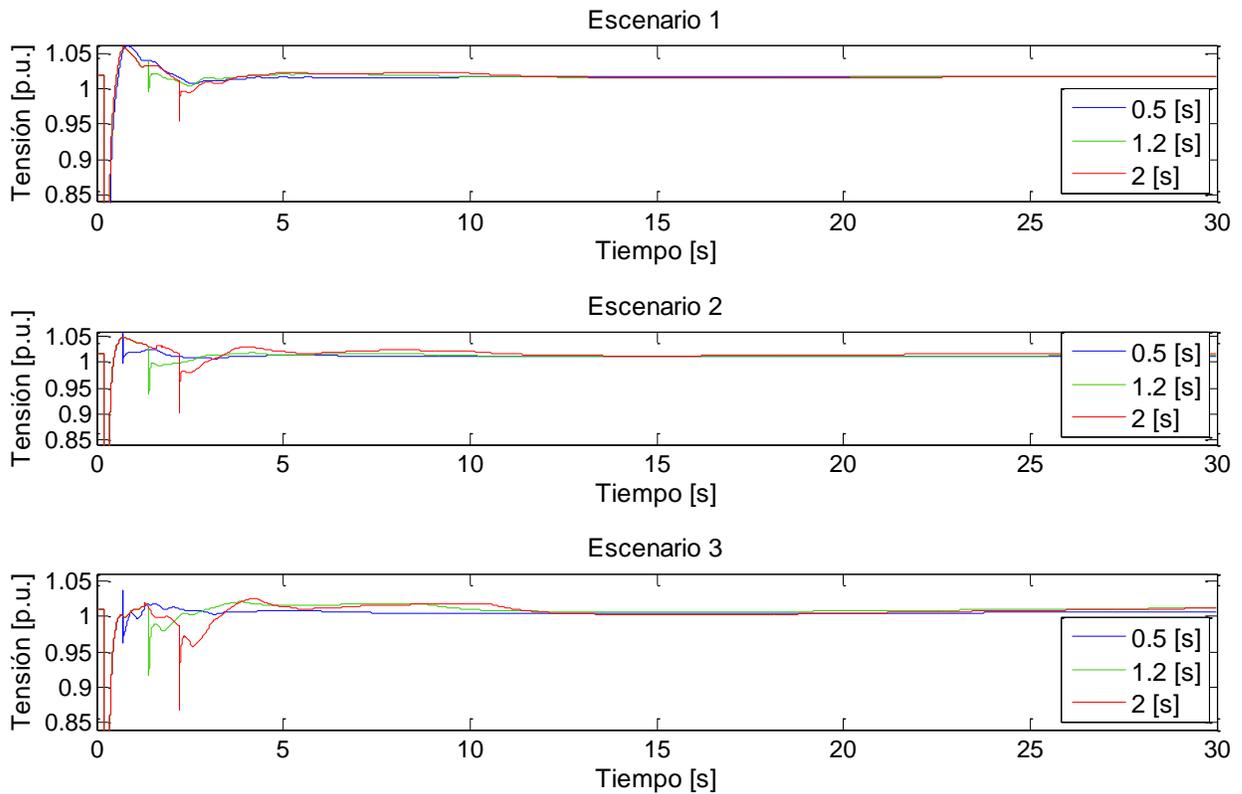
Para E1, la estabilidad, tanto de tensión como de frecuencia, se logra para todos los tiempos de reconexión principalmente debido al bajo nivel de penetración.

Al analizar E2 se tiene que el mayor tiempo de reconexión (2 s) presenta activación de EDAC por subfrecuencia y una mayor oscilación en la tensión.

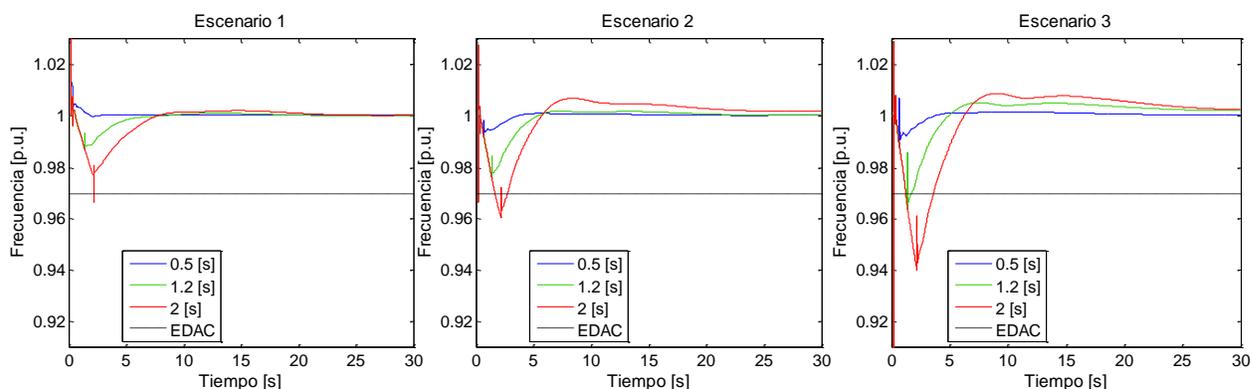
Finalmente, el E3 presenta oscilaciones importantes para cada uno de los tiempos de reconexión, sobre todo para los tiempos 1.2 s y 2 s. La razón principal de esto es debido a la inestabilidad alcanzada antes de la reconexión, producto de la desconexión de la generación FV.

➤ **FRT<sub>2</sub><sup>Q</sup>: Normativa chilena de soporte ante huecos de tensión y soporte de Q**

Por otro lado, en la Figura 6-10 y en la Figura 6-11 se muestra el perfil de tensión y frecuencia, respectivamente, en la barra Lagunas 220 kV durante un cortocircuito trifásico en la misma barra para cada uno de los escenarios considerando los 3 tiempos de reconexión con FRT<sub>2</sub><sup>Q</sup>. Cabe aclarar que el soporte de Q ocurre sí y sólo sí la central FV no se desconecta.



**Figura 6-10: Respuesta de la tensión en función del tiempo en Lagunas 220 kV durante un cortocircuito trifásico en la misma barra al aplicar distintos tiempos de reconexión, con soporte de Q**



**Figura 6-11: Respuesta de la frecuencia del sistema en función del tiempo durante un cortocircuito trifásico en la barra Lagunas 220 kV al aplicar distintos tiempos de reconexión, con soporte de Q**

Del mismo modo, las oscilaciones de tensión se mantienen después de ser despejada la falla. Cabe notar que en el E3 las oscilaciones en torno a la tensión disminuyen en comparación al  $FRT_2$ .

Es posible notar que la tensión se mantiene dentro de márgenes aceptables una vez despejada la falla. En el E1 y E2 no se aprecia una mayor variación después de ser despejada la falla (0.340 ms) pues no se activa el soporte de Q, debido que se encuentra en la banda muerta de tensión (0.9 p.u.). Por el contrario, en el E3 el efecto sobre la tensión es evidente, ya que en el momentos después de ser despejada la falla la tensión alcanza 0.9 p.u. y el generador FV inyecta Q, reestableciendo la tensión cercana a su valor nominal (línea roja).

### 6.3.3.2 Comparación de requerimiento $FRT_2$ y $FRT_2^Q$

Al comparar ambos requerimientos, se observa que la respuesta en frecuencia es parecida en ambos casos para cada uno de los escenarios. Cabe notar, a pesar de lo anterior, la curva de E3 se contrae en torno a la frecuencia nominal al considerar soporte de Q.

Para realizar un análisis más acabado, en la Tabla 6-10 se presenta el índice de hundimiento para cada uno de los escenarios al considerar los tiempos de reconexión.

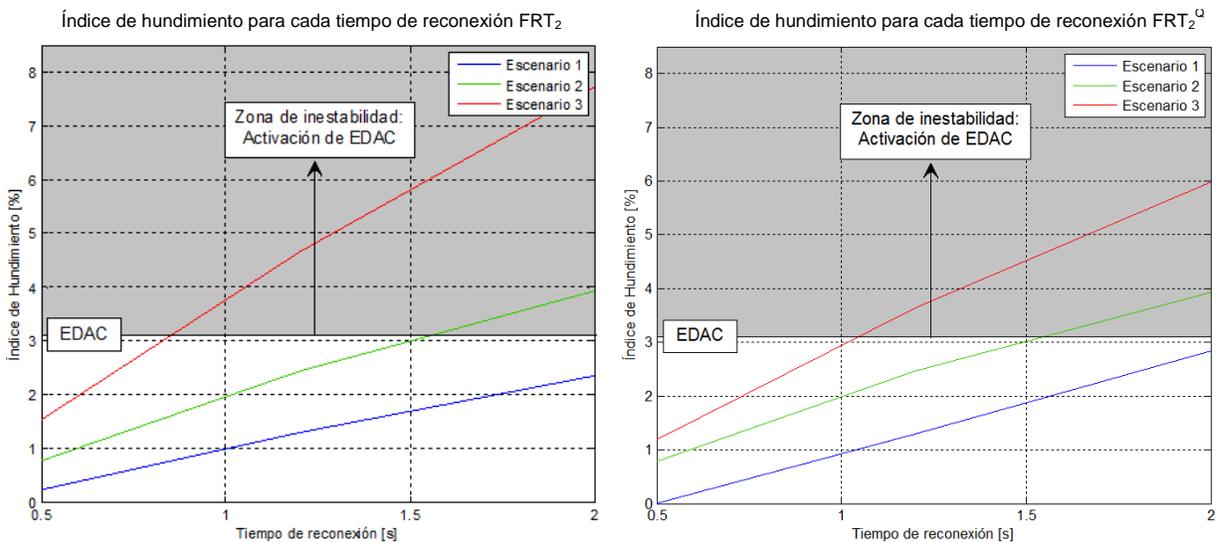
**Tabla 6-10: Índice de hundimiento de la frecuencia al considerar distintos tiempos de reconexión durante falla trifásica en Lagunas 220 kV**

| Escenario | Índice de hundimiento (%) |             |             |                                   |             |             |
|-----------|---------------------------|-------------|-------------|-----------------------------------|-------------|-------------|
|           | FRT <sub>2</sub> (%)      |             |             | FRT <sub>2</sub> <sup>Q</sup> (%) |             |             |
|           | Tiempo de reconexión (s)  |             |             | Tiempo de reconexión (s)          |             |             |
|           | 0.5 s                     | 1.2 s       | 2 s         | 0.5 s                             | 1.2 s       | 2 s         |
| <b>E1</b> | 0.23                      | 1.29        | 2.35        | 0.01                              | 1.29        | 2.84        |
| <b>E2</b> | 0.77                      | 2.44        | <b>3.93</b> | 0.80                              | 2.46        | <b>3.93</b> |
| <b>E3</b> | 1.54                      | <b>4.65</b> | <b>7.73</b> | 1.20                              | <b>3.64</b> | <b>5.98</b> |

Los valores en **negrita** corresponden a valores, donde se activa el EDAC de 49 Hz. A nivel general, al aumentar el nivel de penetración y el tiempo de reconexión, el índice de hundimiento aumenta.

Se evidencia para el E1 que el soporte de Q aumenta al índice de hundimiento al considerar tiempos de reconexión de 2 s en forma marginal, puesto que al reconectar la condición es levemente distinta. Contrariamente, para E3 los resultados mejoran claramente, a la razón de 1.01% para un tiempo de reconexión de 1.2 s y 1.75% para un tiempo de reconexión de 2 s. Se espera que para un tiempo de reconexión entre 0.5 y 1.2 s, exista una diferencia al considerar inyección de corriente reactiva, puesto que demarcará la activación de EDAC por subfrecuencia.

Resumiendo, al considerar un menor nivel de penetración, el soporte de Q no afecta realmente en el desempeño de la respuesta en frecuencia. Por el contrario, el soporte de Q juega un papel importante al considerar un mayor nivel de penetración pues mejora la estabilidad de tensión del sistema y la respuesta de frecuencia pudiendo ser importante en la activación de EDACs por subfrecuencia en vista que se desconectan una menor capacidad de generación FV. Finalmente, para E2 se tiene que la frecuencia no se ve afectada fuertemente debido a la presencia del soporte de Q. En síntesis, la imagen siguiente muestra lo antes mencionado.



**Figura 6-12: Índices de hundimiento para distintos tiempos de reconexión para  $FRT_2$  y  $FRT_2^Q$**

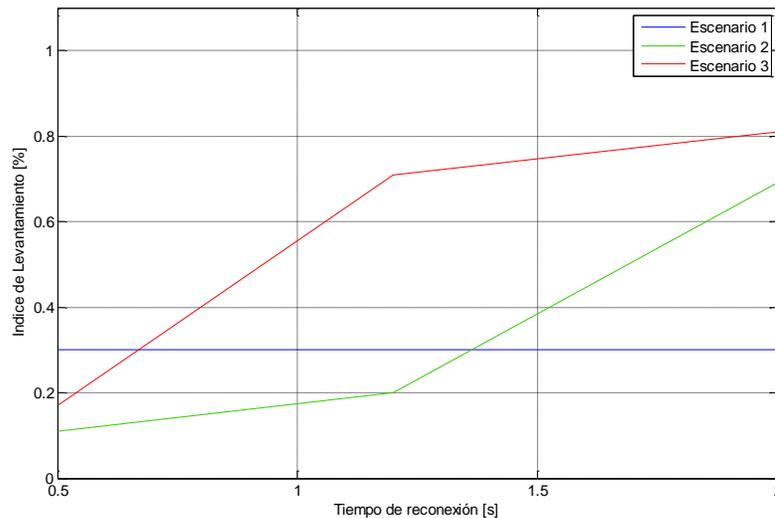
Por otra parte, en la Tabla 6-11 se presenta el índice de levantamiento para cada uno de los escenarios.

**Tabla 6-11: Índice de levantamiento de la frecuencia al considerar distintos tiempos de reconexión durante falla trifásica en Lagunas 220 kV**

| Escenario | Índice de hundimiento (%) |       |      |                               |       |      |
|-----------|---------------------------|-------|------|-------------------------------|-------|------|
|           | Tiempo de reconexión (s)  |       |      | Tiempo de reconexión (s)      |       |      |
|           | FRT <sub>2</sub>          |       |      | FRT <sub>2</sub> <sup>Q</sup> |       |      |
|           | 0.5 s                     | 1.2 s | 2 s  | 0.5 s                         | 1.2 s | 2 s  |
| <b>E1</b> | 0.30                      | 0.30  | 0.30 | 0.30                          | 0.30  | 0.30 |
| <b>E2</b> | 0.11                      | 0.20  | 0.69 | 0.11                          | 0.20  | 0.69 |
| <b>E3</b> | 0.17                      | 0.71  | 0.81 | 0.17                          | 0.71  | 0.81 |

A nivel general, el soporte de Q no es un factor que diferencie el índice de levantamiento entre escenarios. Cabe añadir que en el E1 el índice de levantamiento permanece imperturbable al comparar la situación sin y con soporte de Q. La explicación de ambos resultados es debido a que el soporte de Q no afecta al índice de levantamiento puesto que la reconexión ocurre dentro de la banda muerta, es decir, entre los 0.9 y 1.1 p.u. de tensión. Está claro que en la banda muerta no existe inyección de Q, por lo que los resultados no varían uno del otro al considerar este requerimiento de control de tensión adicional.

Para registrarlo gráficamente, en la Figura 6-13 se muestra un resumen de lo antes mencionado.



**Figura 6-13: Resumen de índices de levantamiento para distintos tiempos de reconexión para FRT<sub>2</sub> y FRT<sub>2</sub><sup>Q</sup>**

En el presente trabajo de título se realiza un estudio sobre el impacto en la estabilidad de tensión del SING proyectado al 2020 al aplicar distintos requerimientos de las centrales FV durante perturbaciones considerando un punto de operación del sistema de interés (mínima generación convencional). Los requerimientos analizados corresponden a 4 en total, los cuales corresponden a considerar dos esquemas de soporte ante huecos de tensión, curva alemana y chilena, con y sin soporte de potencia reactiva. Asimismo, el análisis se realiza sobre 4 escenarios, los cuales corresponden al 0, 8, 17 y 23% de penetración FV con respecto a la capacidad total del SING instalada para el año 2020, obtenida a partir de un estudio de planificación. La perturbación que se estudia corresponde a la falla trifásica en la barra Encuentro 220 kV y Lagunas 220 kV, las cuales se caracterizan por ser barras críticas para la estabilidad de tensión del sistema.

#### **7.1 Efectos de los requerimientos sobre la estabilidad del SING**

Considerando el peor caso, se tiene que ante la ausencia de requerimiento para centrales FV frente a los huecos de tensión la respuesta dinámica del sistema empeora gradualmente a medida que aumenta el nivel de penetración FV. La razón de esto es debido a que las centrales convencionales son remplazadas por las centrales FV, las cuales no cuentan con ningún requerimiento para inyectar las corrientes de cortocircuito necesarias para elevar la tensión de las barras del SEP.

##### **7.1.1 Efecto de considerar soporte ante huecos de tensión**

Por el contrario, al aplicar la norma alemana de soporte ante huecos de tensión se tiene que la exigencia es lo suficientemente alta como para soportar la perturbación estudiada. No obstante, se tiene una disminución de tensión durante la falla mayor que en el caso base, lo cual se debe a la ausencia de aporte potencia reactiva por parte de las centrales FV durante la falla.

Al considerar la norma chilena de soporte ante huecos de tensión para generación eólica se tiene una respuesta similar al peor caso, debido a la desconexión masiva de los parques generadores frente a la falla. La capacidad de soporte ante huecos de tensión de la normativa chilena, la cual es aplicada actualmente sólo para generación eólica, no es lo suficientemente rigurosa para soportar este tipo de perturbación. Claramente se observa la capacidad de soporte ante huecos de tensión de la normativa alemana corresponde al mejor requerimiento para el caso de una falla pues se mantienen conectadas las centrales.

### **7.1.2 Efecto de considerar soporte ante huecos de tensión y potencia reactiva**

Al evaluar la norma alemana de soporte ante huecos de tensión y soporte de potencia reactiva alemana, se tiene que la respuesta dinámica de la tensión aumenta durante y después de ser despejada la falla trifásica, por lo que se aplica una mejor estrategia de control de tensión en comparación a no considerar inyección de potencia reactiva.

Se tiene que al evaluar la norma chilena de soporte ante huecos de tensión para generación eólica y norma alemana de soporte de potencia reactiva la respuesta dinámica de la tensión empeora sólo para situaciones de máxima penetración. Por otra parte, la frecuencia empeora a una menor tasa que al no considerar soporte de potencia reactiva. Al considerar una falla que afecta los bornes del parque FV se tiene una respuesta poco satisfactoria puesto que, como se mencionó anteriormente, la capacidad de soporte ante huecos de tensión de la normativa chilena no es capaz de soportar tensiones por debajo de los 0.2 p.u. Es válido considerar una curva de soporte ante huecos de tensión más exigente (como la alemana) o reconectar segundos después de haber sido despejada la falla. Finalmente, las medidas sobre la tensión en caso de falla pueden pasar a segundo plano si algunas centrales FV se desconectan en forma intempestiva, pues lo que la inestabilidad del sistema se origina por la inestabilidad de frecuencia producto de la pérdida de bloques de generación FV, independiente si las centrales FV que no se han desconectado se encuentran inyectando potencia reactiva en bornes.

### **7.1.3 Efecto de considerar tiempos de reconexión**

Si se extiende la aplicación de la normativa actual en Chile de soporte ante huecos de tensión de generación eólica a generación FV, se produce inestabilidad en el sistema así como una mayor activación de los EDAC. Al aplicar el criterio de no desconexión incluso en caso de cortocircuitos severos que incluso lleven a tensión cero en el punto de conexión, se logra buen desempeño dinámico del sistema.

Cabe señalar el estudio de tensión y frecuencia que se realizó al considerar 3 tiempos de reconexión distintos en cada uno de los escenarios. Para el escenario con un mayor nivel de penetración FV, el soporte de potencia reactiva mejora los resultados en forma importante, tanto en la respuesta de tensión como en frecuencia. Se observa que al considerar un rango de tiempo de reconexión entre 0.5 y 1.2 s puede ser crítico en la activación de EDAC por subfrecuencia. Por el contrario, si se considera un menor nivel de penetración FV, sólo basta con los tiempos de reconexión, sin ser necesario el requerimiento de soporte de potencia reactiva.

## **7.2 Efecto de los niveles de penetración de generación FV en el sistema**

A nivel general se tiene que a mayores niveles de penetración de generación FV la estabilidad de tensión y frecuencia depende de los requerimientos escogidos más fuertemente. De acuerdo al soporte ante huecos de tensión, si este soporta tensión en bornes cero, la tensión presenta una mayor disminución si es que no existe soporte de potencia reactiva. El efecto positivo del soporte de potencia reactiva durante una falla depende de la distribución y el nivel de penetración de las

centrales FV y de la localización de esta falla. Más allá de 900 MW instalados (E3) el sistema comienza a presentar un desempeño menor en cuanto a estabilidad en comparación a los otros escenarios.

Por otro lado, se puede observar que en el centro del SING (barra Encuentro 220 kV) la respuesta de la tensión mejora en un mayor porcentaje en el escenario 2, debido a la que los parques FV se encuentran en torno a la falla por lo que el efecto de soporte de potencia reactiva es mayor. Por el contrario en el escenario 3, la generación FV concentrada en el norte del SING principalmente, como se aprecia en Figura 7-1, percibe la falla en Encuentro 220 kV de forma distinta por lo que la inyección de Q en el punto de falla en este caso es menor. Por ende, es legítimo pensar que existe la alternativa de solucionar problemas de control de tensión en el norte del SING al ocurrir fallas de este tipo en el norte del sistema.

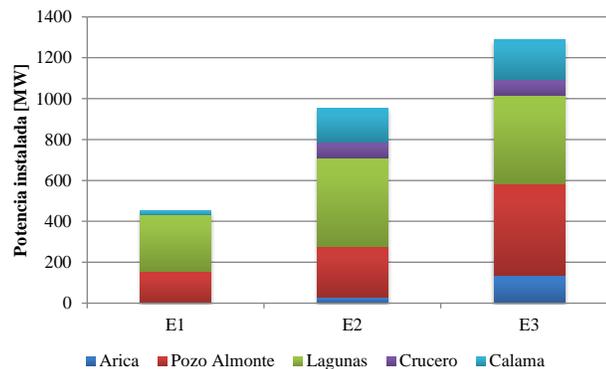


Figura 7-1: Distribución de generación FV en cada uno de los escenarios

### 7.2.1 Trabajo futuro

- Diseñar un esquema de control FV más completo, el cual sirva tanto para fallas balanceadas como desbalanceadas.
- Evaluar económicamente la aplicación de distintos requerimientos, considerando los efectos a nivel sistémico.
- Realizar un análisis técnico-económico detallado para una central FV específica, al considerar distintos requerimientos sobre éste.

Para finalizar las conclusiones, es necesario mencionar que los requerimientos técnicos impuestos a las centrales FV tienen efectos importantes sobre la estabilidad del SEP. Es válido preguntarse que estos requerimientos conlleven a una mayor inversión al considerar, por ejemplo: sobredimensionamiento de inversores, sistemas de desconexión-reconexión automáticos, esquemas de control más complejos. La situación anterior revela un problema importante necesario de abordar en el marco de los sistemas eléctricos nacionales en caso de una posible integración masiva de ERNC. Si la estrategia a nivel nacional se basa en elaborar medidas que incentiven una incorporación de ERNC en la matriz energética nacional, entonces la normativa en caso de falla para tecnologías ERNC debe ser analizada y evaluada detenidamente y elaborada considerando tanto las características de la tecnología ERNC como las características del SEP.

- 
- [1] Ministerio de Energía, «Estrategia Nacional de Energía 2012-2030,» Febrero 2012. [En línea]. Disponible en: <http://www.minenergia.cl/documento/descargar/id/5805>. [Último acceso: 1 Diciembre 2012].
- [2] F. y R. Ministerio de Economía, «Ley 20257,» 8 Abril 2008. [En línea]. Disponible en: [http://centralenergia.cl/uploads/2009/12/Ley\\_ERNC\\_LEY-20257.pdf](http://centralenergia.cl/uploads/2009/12/Ley_ERNC_LEY-20257.pdf). [Último acceso: 1 Diciembre 2012].
- [3] Ministerio de Medio Ambiente, «Decreto 13,» 26 junio 2011. [En línea]. Disponible en: [http://centralenergia.cl/uploads/2011/06/Norma\\_emision\\_centrales\\_termoelectricas\\_Decreto\\_13.pdf](http://centralenergia.cl/uploads/2011/06/Norma_emision_centrales_termoelectricas_Decreto_13.pdf). [Último acceso: 17 enero 2013].
- [4] SYSTEP, «Desarrollo de Generación Solar en el SING,» 26 Diciembre 2012. [En línea]. Disponible en: <http://www.centralenergia.cl/2012/12/26/desarrollo-de-generacion-solar-en-el-sing/>. [Último acceso: 3 Marzo 2013].
- [5] 3TIER, «Global Mean Solar Irradiance,» 2010. [En línea]. Disponible en: <http://www.3tier.com/en/support/resource-maps/>.
- [6] CDEC-SING, «Estudio de control de tensión y requerimientos de potencia reactiva,» 31 Mayo 2012. [En línea]. Disponible en: [http://www.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_reg\\_estudios\\_pub.baja\\_archivo?p\\_id\\_publica=317](http://www.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_reg_estudios_pub.baja_archivo?p_id_publica=317). [Último acceso: 1 Marzo 2013].
- [7] C. Rahmann, *Estabilidad de tensión - Apuntes del Curso Fenómenos dinámicos en Redes Eléctricas*, Santiago: Universidad de Chile, 2011.
- [8] J. Hernández, «Planificación de la compensación reactiva mediante programación evolutiva,» Monterrey, Univerisidad Autónoma de Nueva León, 2000, pp. 8-16.
- [9] L. Vargas y J. Romo, *Apunte Conversión Electromecánica de la Energía*, Santiago: Universidad de Chile, 2010.
- [10] C. Rahmann, *Generadores Sincrónicos II -Apuntes del Curso Sistemas de Energía y Equipos Eléctricos*, Santiago: Universidad de Chile, 2012.
- [11] N. Granda, «Análisis de estabilidad de voltaje del sistema nacional interconectado,» Escuela Politécnica Nacional, agosto 2006. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/286>. [Último acceso: 11 noviembre 2012].
- [12] C. Rahmann, *ERNC y su impacto en los SEP - Apuntes del Curso Fenómenos dinámicos en Redes Eléctricas*, Santiago: Universidad de Chile, 2012.
- [13] T. Stetz, J. Künschner, M. Braun y B. Engel, «Cost optimal sizing of photovoltaic inverters- influence of new grid codes and cost reductions,» 2010. [En línea]. Disponible

en: [http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-A/publication/2010/2010\\_Stetz\\_Pvsec.pdf](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-A/publication/2010/2010_Stetz_Pvsec.pdf).

- [14] Institut fuer Solare Energieversorgungstechnik e. V. (ISET), «Reactive power supplied by PV inverters - Cost-benefit-analysis,» Septiembre 2007. [En línea]. Disponible en: [http://renknownet2.iwes.fraunhofer.de/pages/photovoltaics/data/2007\\_Braun\\_PVSEC.pdf](http://renknownet2.iwes.fraunhofer.de/pages/photovoltaics/data/2007_Braun_PVSEC.pdf).
- [15] R. Teodorescu, M. Liserre y P. Rodríguez, «Grid Converters for Photovoltaic and Wind,» United Kingdom, Wiley, 2011.
- [16] I.-T. K. Theologitis, «Comparison of existing PV models and possible integration under EU grid specifications,» Master of Science Thesis, Division of Electrical Power Systems, Royal Institute of Technology (KTH), Suecia, 2011.
- [17] Trova M., «Le novità per la connessione alle reti BT e MT degli impianti fotovoltaici.» Grupo Imprese Fotovoltaiche Italia,» 29 marzo 2012. [En línea]. Disponible en: <http://www.gifi-fv.it/cms/it/lavora-nel-fotovoltaico/eventi/convegno-milano-29-marzo-2012/trova-connessi>. [Último acceso: agosto 17 2012].
- [18] J. Zhang, R. Ju, X. Qin, S. Zhu y C. Niu, «Latest Technical Specifications & Testing Procedures for Grid-connected Photovoltaic Power Station in China,» China, 2012.
- [19] E. Troester, *New German Grid Codes for Connecting PV Systems to the Medium Voltage Power Grid*, Darmstadt, Germany: 2nd International Workshop on Concentrating Photovoltaic, 2009.
- [20] Red eléctrica Española, «P.O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas,» 26 octubre 2006. [En línea]. Disponible en: [http://www.ree.es/operacion/pdf/po/PO\\_resol\\_12.3\\_Respuesta\\_huecos\\_eolica.pdf](http://www.ree.es/operacion/pdf/po/PO_resol_12.3_Respuesta_huecos_eolica.pdf). [Último acceso: 17 julio 2012].
- [21] «ERDF,» 23 abril 2010. [En línea]. Disponible en: [http://www.erdfdistribution.fr/medias/DTR\\_Racc\\_Prod/ERDF-NOI-RES\\_13E.pdf](http://www.erdfdistribution.fr/medias/DTR_Racc_Prod/ERDF-NOI-RES_13E.pdf). [Último acceso: 15 julio 2012].
- [22] The German Energy Society, *Planning & Installing Photovoltaic Systems – A guide for Installers, architects and engineers*, UK: Earthscan, 2008.
- [23] A. S. AG, «ArchiExpo,» [En línea]. Disponible en: [http://img.archiexpo.es/images\\_ae/photo-g/sistema-de-fijacion-en-suelo-para-instalacion-fotovoltaico-82814-1739561.jpg](http://img.archiexpo.es/images_ae/photo-g/sistema-de-fijacion-en-suelo-para-instalacion-fotovoltaico-82814-1739561.jpg).
- [24] Á. Ruiz, «System aspects of large scale implementation of a photovoltaic power plant,» Master Thesis, Stockholm, Sweden, 2011.
- [25] J. Haas, L. Reyes y L. Vargas, *Apuntes del curso Generación de Energía Eléctrica con fuentes renovables*, Santiago: Universidad de Chile, 2010.
- [26] V. Merino, «Análisis de seguimiento de punto de máxima potencia de los inversores fotovoltaicos de conexión a red,» Madrid, Escuela Politécnica Superior, 2009, pp. 58-60.
- [27] V. G. Pérez, «Seguimiento del punto de máxima potencia de un panel solar para la carga de baterías de sistemas portátiles,» Tarragona, Universidad Rovira i Virgili, 2008, p. 13.

- [28] I. Erlich, F. Shewarega, S. Engelhardt y J. Kretschm, «Effect of Wind Turbine Output Current during Faults on Grid Voltage and the Transient Stability of Wind Parks,» 2009. [En línea]. Disponible en: <http://ieeexplore.ieee.org/Xplore/>. [Último acceso: 8 febrero 2010].
- [29] R. Möller, «Estrategias de Regulación Primaria de Frecuencia en Generadores Eólicos,» Memoria para optar a título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, Santiago, 2012.
- [30] Erlich I., «Grid Code Requirements Concerning Connection and Operation of Wind Turbines in Germany,» p. 2, 2005.
- [31] S.Weigel, *Technical Documentation - Static Generator*, Gomaringen, Alemania: DIgSILENT, 2009.

Los anexos de trabajo se presentan en un CD-ROM adjuntado en la parte posterior del documento. En este podrán encontrar las siguientes carpetas las cuales contienen los archivos mencionados a continuación.

**Anexo A – Modelo DIgSILENT:** Se encuentra el modelo de cada uno de los escenarios como también el modelo FV empleado en cada una de las simulaciones.

- PV\_requerimientos.pfd
- SING\_2020\_base.pfd
- SING\_2020\_E1.pfd
- SING\_2020\_E2.pfd
- SING\_2020\_E3.pfd

**Anexo B – Detalle de proyectos de generación para cada escenario de penetración:** El primer archivo comprende del listado de proyectos consultados para la elaboración de cada uno de los escenarios, mientras que el segundo archivo contiene los detalles de los proyectos seleccionados.

- Listadoproyectos.xls
- Proyectos de generación FV.doc

**Anexo C – Proyección de la generación y la demanda:** Contiene los archivos necesarios para la elaboración del despacho económico. El primero archivo comprende del predespacho de las centrales, considerando la medición solar. El archivo “Predespacho.xls” muestra el predespacho utilizado para cada uno de los escenarios. Por último las carpetas “Despacho Escenario X” contienen los resultados obtenidos para la elaboración del predespacho antes mencionado.

- Despacho FV.xls
- Medición solar.xls
- Predespacho.xls
- Despacho Escenario Base
- Despacho Escenario 1
- Despacho Escenario 2
- Despacho Escenario 3

**Anexo D - Oferta de mercado de inversores que cumplen con requerimientos de FRT:** Esta carpeta contiene un archivo en el cual se realiza una breve descripción de los inversores que cumplen con los requerimientos de FRT.

- Oferta de inversores.doc