



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

LIBRERÍA DE MODELOS DINÁMICOS EMT PARA LÍNEA HVDC

KIMAL-LO AGUIRRE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

CATALINA FERNANDA KLAUSEN GAETE

PROFESOR GUÍA:

CÉSAR COLIGNON MOLINA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

JOSÉ CORNEJO BARREDO

PATRICIO MENDOZA ARAYA

SANTIAGO DE CHILE

2024

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE: Ingeniera Civil Eléctrica
POR: Catalina Klausen Gaete
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: César Colignon Molina

LIBRERÍA DE MODELOS DINÁMICOS EMT PARA LÍNEA HVDC
KIMAL-LO AGUIRRE

El presente trabajo tiene como objetivo desarrollar una biblioteca de modelos dinámicos para los componentes clave del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile, con el fin de facilitar la integración de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y líneas de transmisión de corriente continua de alta tensión (HVDC), como el proyecto Kimal-Lo Aguirre. En el contexto del cambio climático y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, la transición hacia una matriz energética más limpia y eficiente ha ganado relevancia global, especialmente en Chile, donde las ERNC han crecido significativamente en los últimos años. Sin embargo, esta transición presenta desafíos técnicos, ya que la incorporación de ERNC, como la energía solar y eólica, afecta la estabilidad del sistema eléctrico debido a problemas relacionados con la estabilidad de frecuencia y voltaje.

El trabajo se centra en la creación de modelos dinámicos que permitan realizar simulaciones de transitorios electromagnéticos (EMT), las cuales son necesarias para analizar el comportamiento del sistema durante perturbaciones rápidas, como cortocircuitos o fluctuaciones de carga. Dado que tecnologías como los inversores de baterías y las líneas HVDC no aportan inercia al sistema, es crucial estudiar estos fenómenos para garantizar la robustez y confiabilidad del SEN. El objetivo es estandarizar estos modelos en diferentes plataformas de simulación, como DIgSILENT y PSCAD, utilizando modelos estándar IEEE, lo que permitirá realizar estudios más detallados sobre la estabilidad del sistema y las respuestas dinámicas ante la creciente penetración de ERNC.

A través de la extracción y análisis de datos de generadores síncronos, plantas fotovoltaicas y parques eólicos, así como de otros elementos clave del SEN, se desarrollarán bancos de prueba para confirmar la eficiencia y precisión de los modelos propuestos. El objetivo es apoyar la toma de decisiones en la planificación y operación del sistema eléctrico, contribuyendo a la transición energética en Chile y a la implementación de soluciones más sostenibles. El trabajo se enfoca en proporcionar una base sólida para futuros estudios de EMT, permitiendo un análisis más profundo de los comportamientos dinámicos de los sistemas eléctricos y asegurando una mayor eficiencia en la integración de energías renovables y nuevas tecnologías de transmisión de energía.

Para la estrella más brillante del cielo, que nunca dejó de brillar para mí, aún en los días más oscuros.

Agradecimientos

Me gustaría partir agradeciendo a mi mamá por enseñarme a tener coraje frente a las adversidades y por sobre todo a ser resiliente. A mi papá, por enseñarme a no rendirme nunca y que el lograr mis metas depende sólo de mí. Y a ambos por todo el sacrificio que significó sacarnos adelante a mi hermana y a mí.

A mi hermana, por regalarme su compañía, risas y abrazos. Por estar conmigo en las últimas batallas, hasta que pude salir victoriosa. Gracias por enseñarme a que las heridas pueden sanar.

A mi estrella y pelusa, que fueron siempre la luz de mis días y mi soporte cuando todo se venía abajo, gracias por siempre acompañarme en las noches de estudio y enseñarme que el amor existe.

Gracias a mi profesor Joe, por ser el primero en creer en mí y por ser inigualable, por enseñarme a que la vocación existe y que no vale la pena hacer nada sin ella, gracias por hacer por nosotras más de lo que nadie hizo nunca.

A mi profesor guía César por apoyarme en este proceso, sobre todo por regalarme su conocimiento y tiempo cuando no encontraba el camino, y por siempre explicarme con paciencia todas las veces que fue necesario.

También, agradecer a Joaquina por su incondicionalidad y amistad infinita. A Erika por regalarme un rayo de luz, que me guio y a acompañó sin pedir nada a cambio.

A todos los espacios de la universidad donde pude crecer no sólo académicamente, sino como persona.

Por último, me gustaría agradecer a mi Mati por entregarme su amor en los momentos en que creía que no lo merecía. Por estar cuando nadie más estuvo y por creer en mí cuando sentía que no podía dar un paso más. Gracias por darme la mano cuando no podía levantarme, y por siempre sacarme una sonrisa en mis días más grises. Por amarme más que nadie, espero algún día devolverte toda la vida que me diste, pero sobre todo por ser mi hogar.

Y a Taylor, por enseñarme que puedo lograrlo con el corazón roto.

Tabla de contenido

Capítulo 1	Introducción	1
1.1.	Motivación	1
1.2.	Objetivos	4
1.2.1.	Objetivo general.....	4
1.2.2.	Objetivos específicos.....	4
1.3.	Alcances y estructura del documento	5
Capítulo 2	Revisión de la literatura	6
2.1.	Estudios Dinámicos	6
2.2.	Índices de fortaleza de red.....	14
2.2.1.	SCR (Short Circuit Ratio):	14
2.2.2.	Inercia Sistémica.....	17
2.3.	Modelamiento de bancos de prueba	19
2.3.1.	Líneas.....	19
2.3.2.	Máquinas sincrónicas	24
2.3.3.	Transformadores	29
2.3.4.	Red infinita	30

2.4.	Modelos de control de una máquina síncrona.....	31
2.4.1.	AVR.....	34
2.4.2.	PSS.....	35
2.4.3.	OEL: Limitador de sobre excitación	37
2.4.4.	UEL (Underexcitation Limiter).....	37
2.4.5.	Governor.....	38
2.5.	Modelos IEEE.....	47
2.6.	Modelo WECC Planta Solar	57
2.7.	Modelo IEC Planta eólica.....	63
2.8.	Norma técnica Seguridad y Calidad de Servicio [30].....	67
2.8.1.	Artículo 8-7.....	67
2.8.2.	Artículo 8-8.....	68
2.8.3.	Artículo 8-9.....	69
Capítulo 3	Metodología.....	70
3.1.	Filtrado de máquinas	72
3.2.	Creación de bancos de prueba	74
3.2.1.	Planta solar	74
3.2.2.	Planta eólica.....	76

3.2.3. Máquinas sincrónicas.....	77
3.2.3. Turbina a gas	80
3.3. Modelos de planta	81
3.3.1. Planta solar.....	81
3.3.2. Planta eólica.....	85
3.3.3. Hidráulica de embalse	88
3.3.5. Vapor	98
3.3.6. Gas.....	102
3.4. Sintonización bloques.....	106
3.4.1. Sintonización Planta Solar.....	106
3.4.2. Sintonización planta eólica.....	109
3.4.3. Sintonización Hidro pasada Alfalfal.....	112
3.4.4. Sintonización Hidroeléctrica embalse Pangué	117
3.4.5. Sintonización Máquina a vapor	123
3.4.6. Sintonización Máquina a gas.....	127
Capítulo 4: Resultados	133
4.1. Planta Solar Sol del desierto	133
4.1.1. Escalón Potencia Activa	133

4.1.2.	Escalón de potencia reactiva.....	134
4.1.3.	Cortocircuito	134
4.2.	Planta eólica Cerro Tigre	136
4.2.1.	Escalón de potencia activa.....	136
4.2.2.	Escalón de potencia reactiva.....	136
4.3.3.	Cortocircuito	137
4.3.	Hidráulica de embalse Pangué	138
4.3.1.	Escalón de tensión sin PSS	138
4.3.2.	Escalón de tensión con PSS encendido	140
4.3.3.	Cortocircuito	141
4.3.4.	Prueba de subexcitación	142
4.3.5.	Prueba de sobreexcitación	142
4.3.6.	Prueba de desviación de frecuencia.....	143
4.4.	Hidráulica de pasada Alfalfal.....	144
4.4.1.	Escalón de tensión sin PSS	144
4.4.2.	Escalón de tensión con PSS encendido	145
4.4.3.	Cortocircuito	145
4.4.4.	Prueba de sobreexcitación	146

4.4.5. Prueba de subexcitación	146
4.4.6. Prueba de variación de frecuencia	147
4.5. Resultados Turbina a vapor	147
4.6. Resultados turbina a gas	153
Capítulo 5 Conclusiones.....	160
Bibliografía.....	162

Índice de Figuras

Figura 1: Aumento de las emisiones de CO2 en la atmósfera [2]	1
Figura 2: Proyección de Participación de Energías Renovables Variables (ERV) anual y máxima instantánea [42].....	2
Figura 3. Tipos de estudios realizados en los Sistemas Eléctricos de Potencia [10].....	8
Figura 4. Rango de tiempo en que se aplican los estudios RMS y EMT [16].....	9
Figura 5. Comparación de la dinámica de respuesta entre los estudios EMT y RMS [15].....	9
Figura 6. Dinámica de respuesta de una planta solar ante una variación en la frecuencia [16].	10
Figura 7. Representación EMT y RMS de la respuesta dinámica de una línea HVDC ante una falla sistémica. [16].....	11
Figura 8. Ejemplo de modelamiento del Black-out de Australia utilizando simulaciones HSM, EMT y RMS [16].	12
Figura 9. Modelo de red conectada a un dispositivo VSC [15].....	12
Figura 10. Polos de una red ante un desbalance de potencia activa, en los modelos EMT y RMS [15].	13
Figura 11. Cuadro comparativo entre las distintas métricas de estudio [13].....	17
Figura 12. Comparación de la caída inicial de la frecuencia de un sistema con baja y alta inercia ante una falla [13].	18
Figura 13. Curvas características de frecuencia para distintos niveles de inercia [13].	19

Figura 14. Transposición de fases de una línea de transmisión [10].	20
Figura 15. Parámetros eléctricos que describen una línea de transmisión [20].	21
Figura 16. Efecto pelicular en un conductor [20].	22
Figura 17. Relación X/R para distintos niveles de tensión [10].	23
Figura 18. Tipos de construcción del rotor de una máquina síncrona [20].	25
Figura 19. Ejes d y q de la Transformada de Park [20].	25
Figura 20. Variables de control de un SEP [10].	26
Figura 21. Diagrama de operación de un generador síncrono [10].	27
Figura 22. Representación de un cortocircuito trifásico en bornes del generador [21].	28
Figura 23. Circuito equivalente de un transformador real [20].	29
Figura 24. Circuito equivalente de un generador operando como una fuente de tensión [20].	30
Figura 25. Comportamiento de la potencia activa de un generador ante cambios en el ángulo de carga [10].	31
Figura 26. Esquema del sistema de control de un SEP [23].	32
Figura 27. Sistema de control de un generador síncrono [24].	33
Figura 28. Esquema de operación de un AVR [25].	34
Figura 29. Principio de operación de un PSS [26].	35
Figura 30. Diagrama de bloques de un PSS [24].	36
Figura 31 Efecto de variar la constante de tiempo del washout [10].	36

Figura 32. Corriente de campo vs tiempo [26].	37
Figura 33. Funcionamiento del UEL [26].	38
Figura 34. Rango de tiempo en que actúan los controles de frecuencia [10].	39
Figura 35. Diagrama de control de frecuencia [10].	40
Figura 36. Regulador de velocidad isócrono [26].	40
Figura 37. Variación de la velocidad del rotor ante cambios en la potencia mecánica [26].	41
Figura 38. Diagrama de bloques de regulación con estatismo de velocidad [26].	42
Figura 39. Variación de la velocidad del rotor ante cambios en la potencia mecánica [26].	42
Figura 40. Lazo de retroalimentación en una turbina hidráulica [24].	43
Figura 41. Diagrama de bloques del sistema de regulación de velocidad de una turbina hidráulica [24].	44
Figura 42. Cambios en la ganancia y la fase ante cambios en la frecuencia con un sistema de compensación [24].	44
Figura 43. Gubernadores hidroeléctricos con controladores PID [23].	45
Figura 44. Sistema de control de una turbina a vapor [23].	46
Figura 45: Frame modelo máquina síncrona [27].	47
Figura 46: Equivalencias entre modelos de reguladores de voltaje automático [27].	48
Figura 47: Estructura modelo ST6C.	49
Figura 48: Estructura modelo PSS2B.	50

Figura 49: Variables de interés modelo PSS2B [27].	51
Figura 50 Variables de interés modelo PSS2B [27].	52
Figura 51: Estructura modelo OEL3C.	52
Figura 52 Estructura modelo UEL2.	53
Figura 53: Frame regulador de velocidad Hidráulicas.	54
Figura 54: Estructura del modelo PID (controlador proporcional, integral y derivativo)	54
Figura 55: Estructura modelo de turbina para modelo máquina hidráulica.	55
Figura 56: Estructura modelo GT1 turbina a gas.	56
Figura 57: Estructura modelo IEEEG1 turbina a vapor.	57
Figura 58: Estructura modelo WECC [28].	57
Figura 59 Frame modelo WECC DIgSILENT.	58
Figura 60: Controlador de planta modelo WECC DIgSILENT.	59
Figura 61: Controlador de planta modelo WECC DIgSILENT	59
Figura 62: Opciones de controlador de planta del modelo WECC [28].	60
Figura 63: Valores para el bloque de potencia activa del controlador [28].	60
Figura 64 Estructura controlador PQ modelo WECC.	61
Figura 65: Estructura Inversor modelo WECC	62
Figura 66: Frame modelo IEC planta eólica.	63
Figura 67: Controlador de planta modelo IEC para máquina eólica.	64

Figura 68: Controlador de potencia reactiva del estándar IEC para planta eólica.	65
Figura 69: Modelo controlador de potencia activa del estándar IEC para plantas eólicas.	66
Figura 70: Metodología para lograr la creación de la librería.	71
Figura 71. Plantas encendidas para el escenario planteado.	73
Figura 72. Máquinas seleccionadas por tecnología.	74
Figura 73: Estructura banco de prueba planta solar [31].	74
Figura 74: Banco de prueba planta solar.	75
Figura 75: Esquema banco de prueba Parque eólico Cerro Tigre	76
Figura 76: Diagrama unilineal Hidráulica de embalse.	77
Figura 77: Estructura banco de prueba Hidráulica de pasada	78
Figura 78: Estructura banco de prueba Turbina vapor.	79
Figura 79: Estructura banco de prueba turbina gas.	80
Figura 80: Frame Sol del desierto.	81
Figura 81: Control PQ planta Sol del desierto.	82
Figura 82: Inversor Sol del desierto.	83
Figura 83: Frame controlador de planta Sol del desierto.	83
Figura 84: Control de planta Sol del desierto.	84
Figura 85: Frame Controladores Cerro tigre	85
Figura 86: Frame controlador de planta cerro tigre.	86

Figura 87: Controlador de potencia reactiva Planta Eólico Cerro tigre.	87
Figura 88: Controlador de planta- potencia activa Cerro Tigre.....	88
Figura 89: Frame controlador de hidráulica de embalse Pangué.....	89
Figura 90: AVR hidráulica de embalse Pangué.....	90
Figura 91: PSS hidráulica de embalse Pangué.	90
Figura 92: OEL hidráulica de embalse Pangué.	91
Figura 93: UEL hidráulica de embalse Pangué.	91
Figura 94: Regulador de velocidad hidráulica de embalse Pangué.	92
Figura 95: Frame controlador de hidráulica de pasada Alfalfal.	93
Figura 96: AVR de hidráulica de pasada Alfalfal.	94
Figura 97: PSS de hidráulica de pasada Alfalfal.	95
Figura 98: OEL de hidráulica de pasada Alfalfal.	95
Figura 99: UEL de hidráulica de pasada Alfalfal.	96
Figura 100: Governor de hidráulica de pasada Alfalfal.	97
Figura 101: Frame de controlador de central de vapor Cochrane.	98
Figura 102: AVR de central de vapor Cochrane.	99
Figura 103: PSS de central de vapor Cochrane.	100
Figura 104: OEL de central de vapor Cochrane.	100
Figura 105: UEL de central de vapor Cochrane.	101

Figura 106: Governor de central de vapor Cochrane.	101
Figura 107: Frame de controlador de central de gas Kelar.....	102
Figura 108: AVR de central de gas Kelar.....	103
Figura 109: PSS de central de gas Kelar.	104
Figura 110: OEL de central de gas Kelar.	104
Figura 111: UEL de central de gas Kelar.	105
Figura 112: Governor de central de gas Kelar.....	105
Figura 113: Resultados escalón de potencia activa planta solar.....	133
Figura 114: Resultados escalón de potencia reactiva planta solar.....	134
Figura 115: Resultados cortocircuito planta solar.	135
Figura 116: Resultados escalón de potencia activa planta eólica.....	136
Figura 117: Resultados escalón de potencia reactiva planta eólica.....	137
Figura 118: Resultados cortocircuito planta eólica.	138
Figura 119: Resultados tensión y corriente a un escalón de tensión sin PSS hidráulica de embalse. ...	139
Figura 120: Resultados potencia activa y reactiva a un escalón de tensión sin PSS hidráulica de embalse.	139
Figura 121: Resultados tensión y corriente a un escalón de tensión con PSS hidráulica de embalse. .	140
Figura 122: Resultados potencia activa y reactiva a un escalón de tensión con PSS hidráulica de embalse.	140

Figura 123: Resultados tensión y corriente a un cortocircuito hidráulica de embalse.	141
Figura 124: Resultados potencia activa y reactiva a un cortocircuito hidráulica de embalse.	141
Figura 125: Resultados prueba de subexcitación hidráulica de embalse.	142
Figura 126: Resultados prueba de sobreexcitación hidráulica de embalse.	142
Figura 127: Resultados prueba de desviación de frecuencia hidráulica de embalse.	143
Figura 128: Resultados tensión y corriente a un escalón de tensión sin PSS hidráulica de pasada.	144
Figura 129: Resultados tensión y corriente a un escalón de tensión con PSS hidráulica de pasada. ...	145
Figura 130: Resultados tensión y corriente a un cortocircuito hidráulica de pasada.	145
Figura 131: Resultados prueba de sobreexcitación hidráulica de pasada.	146
Figura 132: Resultados prueba de subexcitación hidráulica de pasada.	146
Figura 133: Resultado prueba de variación de frecuencia hidráulica de pasada.	147
Figura 134: Resultados tensión y corriente a un escalón de tensión sin PSS turbina a vapor.	148
Figura 135: Resultados tensión y corriente a un escalón de tensión con PSS turbina a vapor.	148
Figura 136: Resultados potencia activa y reactiva a un escalón de tensión con PSS turbina a vapor. .	149
Figura 137: Resultados tensión y corriente a un cortocircuito turbina a vapor.	149
Figura 138: Resultados potencia activa y reactiva a un cortocircuito turbina a vapor.	150
Figura 139: Resultados prueba de sobreexcitación turbina a vapor.	151
Figura 140: Resultados prueba de subexcitación turbina a vapor.	152
Figura 141: Resultados prueba de variación de frecuencia turbina a vapor.	152

Figura 142: Resultados tensión y corriente a un escalón de tensión sin PSS turbina a gas.	153
Figura 143: Resultados tensión y corriente a un escalón de tensión con PSS turbina a gas.	154
Figura 144: Resultado potencia activa a un escalón de tensión con PSS turbina a gas.....	154
Figura 145: Resultados tensión y corriente a un cortocircuito turbina a gas.....	155
Figura 146: Resultados potencia activa y reactiva a un cortocircuito turbina a gas.....	156
Figura 147: Resultados de tensión y corriente prueba de subexcitación turbina a gas.	157
Figura 148: Resultados de potencia activa y reactiva prueba de subexcitación turbina a gas.	157
Figura 149: Resultados prueba de sobreexcitación turbina a gas.....	158
Figura 150: Resultados prueba de variación de la frecuencia turbina a gas.....	158

Índice de Tablas

Tabla 1: Datos bloque REPC_A Plant Control	107
Tabla 2: Datos bloque REEC_B Electrical Control Model.....	108
Tabla 3: Datos bloque REGC_A Generator-Converter Model	109
Tabla 4: Valores para control de planta de potencia activa-Banco Planta eólica.....	110
Tabla 5: Tabla para variación de potencia reactiva-Banco de planta eólica	110
Tabla 6: Valores de controlador de Potencia activa-Banco parque eólico.	111
Tabla 7: Relación entre la variación de potencia activa con respecto a una variación en la tensión ...	112
Tabla 8: Valores modelo ST6C para planta Alfalfal	113
Tabla 9: Valores PSS para homologación del bloque Alfalfal.	114
Tabla 10: Valores OEL para sintonización bloque Alfalfal.	115
Tabla 11: Variables UEL para la sintonización del limitador para la Alfalfal.	116
Tabla 12: Valores Turbina para sintonización de Hidráulica Alfalfal.....	116
Tabla 13: Valores para Governor Hidroeléctrica Alfalfal.	117
Tabla 14: Valores AVR para Hidráulica Embalse Pangue.....	118
Tabla 15: Valores para sintonización PSS de hidráulica Pangue	119
Tabla 16: Valores sintonización governor Hidráulica de embalse Pangue	122
Tabla 17: Valores turbina sintonización turbina Hidroeléctrica Pangue.....	122

Tabla 18: Valores AVR sintonización máquina vapor Cochrane.....	123
Tabla 19: Valores controlador PSS para homologación máquina vapor Cochrane	124
Tabla 20: Valores limitador OEL para homologación máquina vapor Cochrane	125
Tabla 21: Valores limitador UEL para homologación máquina vapor Cochrane	126
Tabla 22: Valores Governor para homologación máquina vapor Cochrane	127
Tabla 23: Valores AVR para homologación de máquina a vapor Kelar.	128
Tabla 24: Valores PSS para homologación de máquina a vapor Kelar.	129
Tabla 25: Valores limitador OEL para homologación de máquina a vapor Kelar.	130
Tabla 26: Valores UEL para homologación de máquina a vapor Kelar.	131
Tabla 27: Valores Governor para homologación de máquina a vapor Kelar.	132

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

El calentamiento global y el cambio climático son desafíos críticos a nivel mundial, y están directamente relacionados con las emisiones de dióxido de carbono provocadas principalmente por la quema de combustibles fósiles y la deforestación. Si bien estos procesos han sido fundamentales para el desarrollo de los sistemas de producción y generación de energía, también son los principales responsables de la intensificación del efecto invernadero [1]. Como consecuencia, la concentración de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera ha aumentado significativamente, tal como se muestra en la Figura 1.

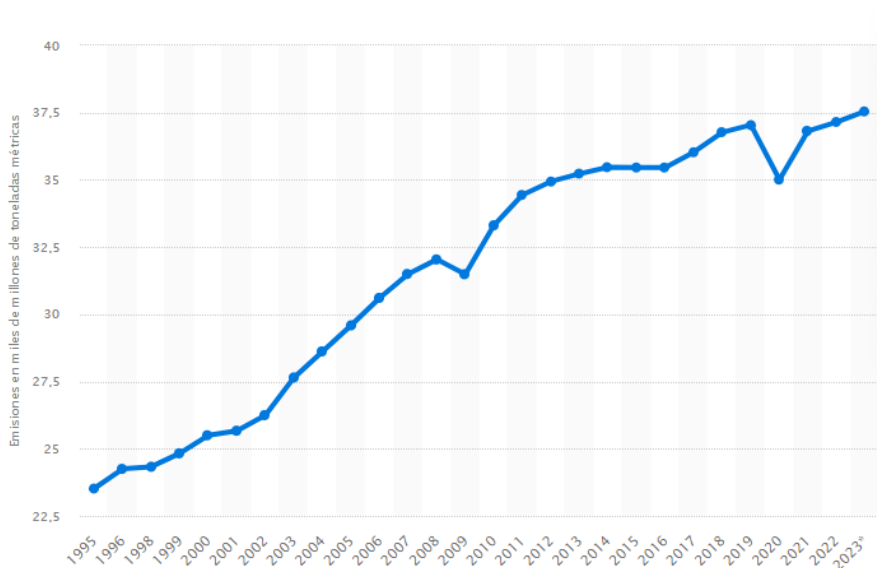


Figura 1: Aumento de las emisiones de CO2 en la atmósfera [2]

En ese contexto, es importante identificar cuáles son los sectores productivos que tienen mayor influencia en la emisión de CO₂. El sector energético es el principal responsable de las emisiones globales de gases de efecto invernadero, representando alrededor del 70% de las emisiones [3]. Por lo tanto, es crucial implementar políticas que promuevan la transición hacia un sistema energético más sostenible, capaz de reducir este impacto ambiental. En particular, en Chile, el desarrollo y crecimiento de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) ha jugado un rol clave en la diversificación de la matriz energética, impulsada inicialmente por la Ley de Impulso a las Energías Renovables No

Convencionales (Ley 20/25) en 2010. Desde ese entonces, el país ha experimentado un aumento considerable en la capacidad instalada de las ERNC, con una disminución global de los costos de tecnologías como la solar fotovoltaica, que ha reducido sus costos en un 82% en la última década [4]. Esta evolución ha permitido que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) haya incrementado alrededor de un 15% de capacidad instalada de ERNC en sólo 4 años [5], con una proyección ambiciosa que apunta alcanzar un 100% de participación de ERNC para 2030, según estudios del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). La proyección, ilustrada en la Figura 2 muestra que, mediante una estrategia de transición energética acelerada, se busca facilitar la integración de nuevas tecnologías en la red, con el objetivo de alcanzar la carbono neutralidad.

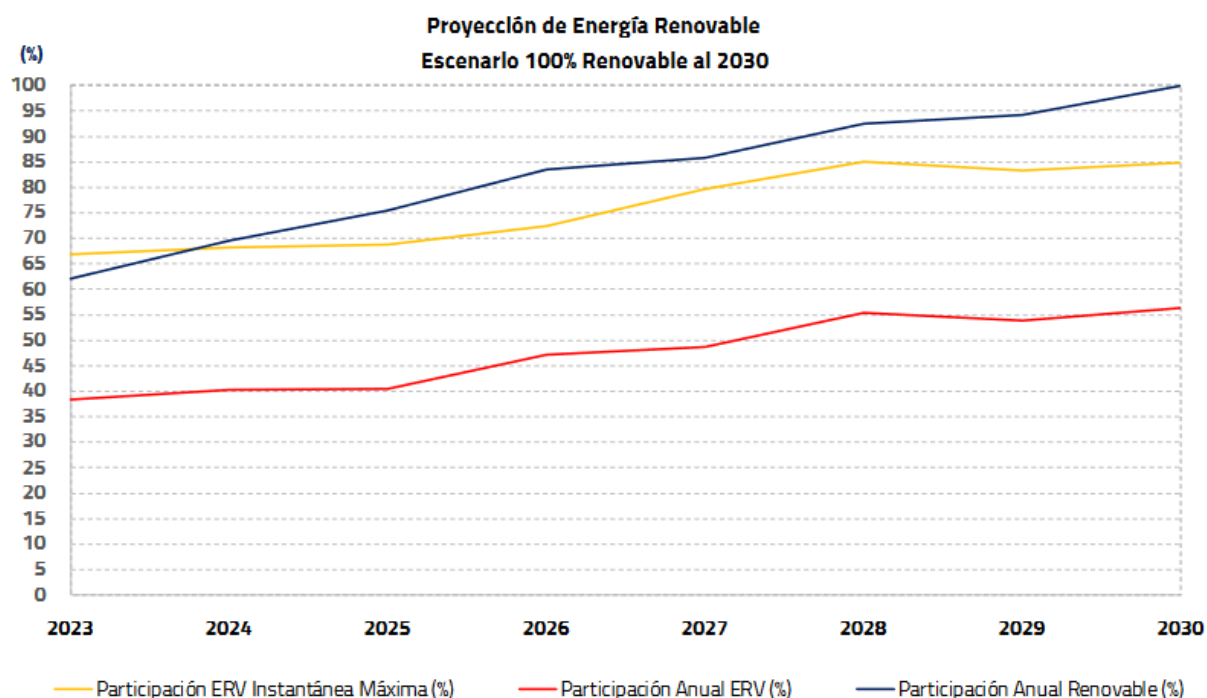


Figura 2: Proyección de Participación de Energías Renovables Variables (ERV) anual y máxima instantánea [42].

Sin embargo, la transición energética enfrenta desafíos técnicos importantes. Problemas como la congestión de las líneas de transmisión, el bajo aporte de inercia al sistema, y dificultades en el control de frecuencia, son algunos de los obstáculos que deben abordarse. En particular, la saturación de las líneas de transmisión ha generado complicaciones, como las experimentadas por las plantas fotovoltaicas en el norte del país, donde inyectan energía a precio cero, pero para llegar a sus clientes finales de la zona centro-sur deben retirar en la zona a un precio mucho más alto [6].

Una de las soluciones propuestas para mitigar este problema es la construcción de nuevas líneas de transmisión, destacando el proyecto Kimal-Lo Aguirre, el cual será la primera línea de transmisión de alto voltaje en corriente continua (HVDC) de Chile, con 2.000 kilómetros de extensión desde la región de Antofagasta hasta la región Metropolitana. Este tipo de tecnología permite una transmisión de energía

más eficiente y con menores pérdidas, siendo una gran alternativa para la integración de ERNC a gran escala.

Si bien la transmisión de energía eléctrica en corriente alterna (AC) ha sido masivamente utilizada debido principalmente al desarrollo del transformador, el cual permite que la generación y transmisión de energía eléctrica se realicen en los niveles de tensión más económicos y adecuados para cada uso específico, además de permitir que este transporte de energía a largas distancias tenga menores pérdidas, las líneas de transmisión en corriente continua de alto voltaje (HVDC) desempeñan un papel importante en el sistema eléctrico actual, ya que facilitan la integración de fuentes de energía renovable desde partes aisladas hasta la red principal, con pérdidas de energía menores y una eficiencia de transmisión más alta. Además, la transmisión en DC permite la interconexión de sistemas de corriente alterna de diferentes frecuencias, creando una red más inteligente y robusta [7].

Para garantizar el éxito de estas iniciativas, existe una necesidad de estudiar los fenómenos rápidos de convertoras de electrónica de potencia, esto dado el aumento de las ERNC junto con la incorporación de líneas HVDC, con las cuales se pierde solidez del sistema dado que implica una disminución considerable de la inercia del sistema, lo cual se traduce en problemas con la frecuencia. Es por esto que es necesario realizar estudios detallados utilizando simulaciones avanzadas de transitorios electromagnéticos (EMT), las cuales permiten analizar con precisión los fenómenos asociados a la operación de sistemas complejos como los de transmisión en HVDC y la integración de nuevas tecnologías como los condensadores síncronos.

En este contexto, los modelos estándar IEEE e IEC juegan un papel crucial, ya que proporcionan descripciones claras y ampliamente estudiadas del comportamiento de los bloques de control de tecnologías sincrónicas y ERNC respectivamente. Estos modelos permiten una representación uniforme de las dinámicas de los sistemas eléctricos, lo que facilita la homologación entre diferentes plataformas de simulación, como DIgSILENT y PSCAD.

Dentro de este contexto, el software PowerFactory DIgSILENT representa una herramienta clave en este proceso, ya que permite la modelación dinámica de los componentes del sistema, asegurando un funcionamiento seguro y eficiente en diversas condiciones operativas. Sin embargo, dado que DIgSILENT utiliza un enfoque de simulación basado en Root Mean Square (RMS), es fundamental complementar este análisis con simulaciones EMT en softwares como PSCAD para capturar fenómenos transitorios y subtransitorios con mayor precisión. Este trabajo se centrará exclusivamente en la homologación de respuesta dinámica entre los componentes del SEN y sus equivalentes provenientes de la librería IEEE e IEC. De esta forma, se establecerán las bases para que en estudios futuros se puedan realizar simulaciones EMT utilizando la parametrización de estos modelos, facilitando análisis más detallados en torno a los comportamientos dinámicos del sistema.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Elaborar una librería de modelos dinámicos estandarizados de los componentes involucrados en áreas con tendencia inestable que constituyen al Sistema Eléctrico Nacional chileno a partir de una base de datos del coordinador eléctrico nacional en PowerFactory DIgSILENT [8]. Dichos modelos deben ser lo suficientemente representativos, de tal forma que se puedan realizar simulaciones en cualquier software de naturaleza EMT.

1.2.2. Objetivos específicos

1. Determinar un criterio que permita poder identificar las zonas críticas en materia de estabilidad dentro del Sistema Eléctrico Nacional.
2. Identificar y caracterizar las limitaciones impuestas por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio frente a eventos sobre distintos elementos que componen el sistema.
3. Extraer los modelos dinámicos de generadores síncronos, plantas fotovoltaicas, etc. Identificar modelos estándar, en particular modelos dinámicos genéricos, que pueden ser aplicado en estudios de estabilidad de sistemas de potencia.
4. Realizar bancos de prueba que permitan realizar pruebas de homologación entre los modelos estándar y los extraídos de la base de datos.
5. Ejecutar pruebas dinámicas que permitan evaluar el desempeño de los modelos, de forma de que se puedan realizar validaciones aisladas de los elementos conocidos, y los estandarizados.

Para lograr los objetivos expuestos, se procederá a extraer desde la base del coordinador eléctrico nacional, los modelos de las máquinas más relevantes al momento de estudiar la robustez del sistema, junto con los elementos estáticos asociados, como lo son transformadores de poder, impedancias de vinculación, colectores equivalentes para unidades renovables, etc. Luego, con estos elementos se procederá a montar los bancos de prueba y sobre ellos pruebas de homologación entre los elementos extraídos y los modelos estandarizados, para analizar su respuesta dinámica.

1.3. Alcances y estructura del documento

1. Utilizar la herramienta computacional de modelación DIgSILENT para la creación de los bancos de prueba y la posterior homologación de los elementos.
2. Crear una librería en formato estándar de aquellos elementos cruciales para futuros estudios de estabilidad en zonas de baja robustez dentro del sistema.
3. Estudiar efectos en la estabilidad sobre los elementos de control de las máquinas, mediante el análisis de su dinámica ante fallas.
4. Permitir el traspaso de las variables de cada controlador a un software especializado en estudios EMT en relación uno a uno, de tal forma de poder implementar los estudios necesarios.

Capítulo 2

Revisión de la literatura

Con la intención de demarcar el trabajo a realizar, en el presente capítulo se muestran los fundamentos teóricos que justifican el desarrollo y validación de los modelos, así como la elección de estos. Además, se presentan las pruebas realizadas en cada uno de ellos y su debida justificación.

Con el objetivo de considerar los elementos con componente dinámica que son esenciales del SEN y que se estudiaran para este proyecto, se realizó un filtrado determinado por índices de fortaleza de red, cuya justificación y especificaciones se detallará más adelante en este capítulo, y son lo que se tomarán en consideración para poder crear una librería que se adecúe a las necesidades existentes del SEN [9].

Dentro de las consideraciones, están las limitaciones y normas vigentes dadas por la norma técnica para cada uno de estos elementos, junto con los métodos y cálculos en los que se basa el software Digsilent para realizar las pruebas.

2.1. Estudios Dinámicos

Un sistema eléctrico debe tomar en consideración varios elementos para garantizar entregar un servicio seguro y confiable. Para eso, debe asegurarse de mantener el correcto funcionamiento de los elementos del sistema y sus variables más relevantes parametrizadas dentro de rangos determinados. Dentro de las variables más relevantes a tener monitoreadas, está el valor de frecuencia y tensión, los cuales deben mantenerse dentro de una estrecha banda alrededor del valor nominal.

Históricamente, los generadores sincrónicos han sido responsables de mantener los niveles de inercia y corriente de cortocircuito del sistema, de tal forma que permita mantener los valores de frecuencia y voltaje respectivamente, en torno a su valor nominal, y de esta forma entregar seguridad y fortaleza a la red [10]. Es por esta y muchas más razones que el desplazamiento de las unidades generadoras tradicionales por unidades con fuente de ERNC, trae consigo un gran número de desafíos, relacionados particularmente con los niveles de estabilidad de los SEP.

La incorporación de ERNC y tecnologías de electrónica de potencia como las líneas de corriente continua, traen consigo insuficiente fortaleza del sistema en sus puntos de conexión, lo que afecta la operación ininterrumpida y la estabilidad necesaria para despejar fallas. Lo que trae como consecuencia

un sistema más propenso a inestabilidades, y por ende el control de este, más complejo. Es aquí donde se hace más relevante el concepto de robustez de un sistema eléctrico, el cual hace referencia a la capacidad de un SEP(Sistema eléctrico de potencia) de mantener la estabilidad ante contingencias, tales como lo son la pérdida de generación o corto circuitos [11]. Los sistemas que poseen una baja robustez lidian con variaciones de frecuencia grandes, lo cual presenta un problema ya que una mala regulación de frecuencia puede llevar a la desconexión intempestiva de carga por el accionamiento de relés de baja frecuencia o esquemas de desconexión automática de carga (EDAC). Además, el tener frecuencias en el sistema que estén alejados del valor nominal pueden resultar en corrientes de magnetización muy altas que afectarían principalmente a motores de inducción y transformadores. Además, la incorporación de tecnologías como lo son las líneas HVDC, trae consigo el uso de convertidores de fuente de voltaje (VSC), los cuales no aportan inercia al sistema, ya que están basadas en electrónica de potencia. Esto puede causar problemas de estabilidad de frecuencia y tensión, especialmente en sistemas donde predominan las fuentes de energía renovable o en sistemas débiles con poca inercia [12]. Además, las líneas HVDC pueden introducir fenómenos de resonancia y armónicos en la red AC, los cuales pueden afectar negativamente la estabilidad del sistema. Los armónicos generados por los convertidores pueden interactuar con la red y causar resonancias indeseadas, aumentando la posibilidad de inestabilidad si no se implementan adecuadamente filtros y métodos de mitigación.

En el caso chileno, es de suma importancia la realización de estudios que vayan de la mano con las características propias del SEN, el cual es un sistema poco enmallado, con bajos niveles de inercia(sin considerar el aumento de energías renovables en la matriz energética) y posee dinámicas correspondientes a una red aislada [13]. Además, de incorporar estudios que tomen en consideración los nuevos elementos que son parte de la transición energética, como el aumento considerable de ERNC, que va de la mano con el plan de descarbonización al 2050 y la implementación de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre [14].

Dentro de este contexto, es que los estudios que se realicen en la materia de planificación y desarrollo de normativa tienen que estar relacionadas a los fenómenos dinámicos que se quieran estudiar. Los estudios que se realizan van a depender de que aspecto técnico se quiera evaluar, lo cual se puede evidenciar en la Figura 3.

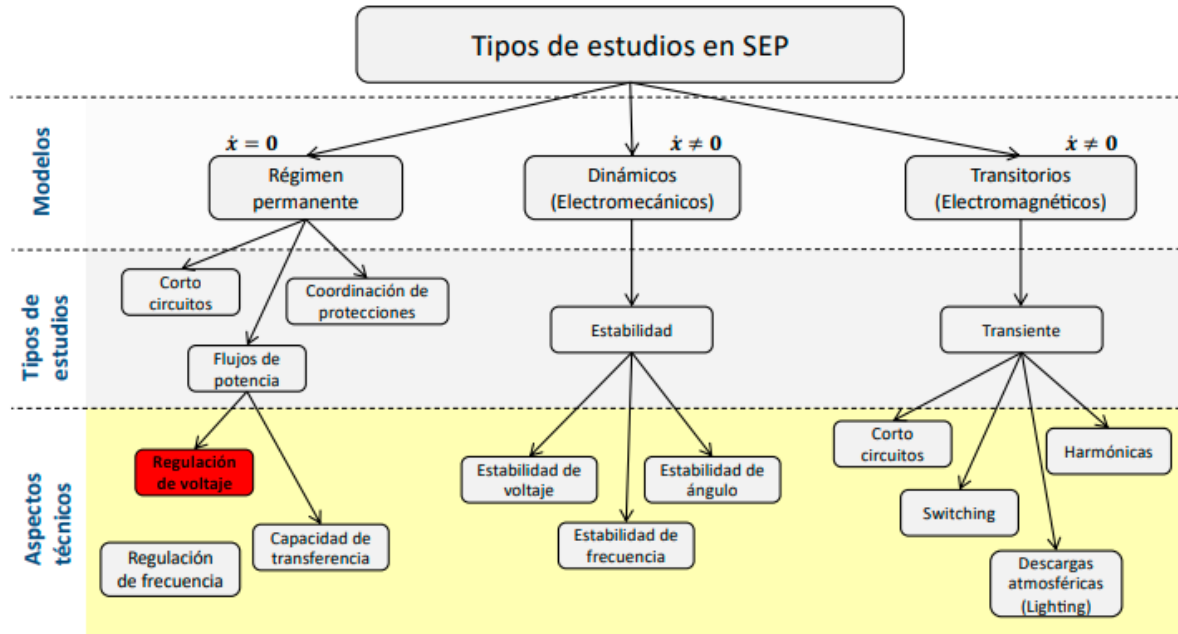


Figura 3. Tipos de estudios realizados en los Sistemas Eléctricos de Potencia [10].

En particular, los estudios dinámicos y de transitorios electromagnéticos son los más relevantes, dado que son los que se requieren para poder evaluar la estabilidad del sistema. Dentro de estos estudios, se pueden destacar los RMS y EMT, los que difieren en la rapidez en que ocurren los fenómenos que analizan. Como se puede muestra en la Figura 4, si se quieren estudiar fenómenos más rápidos es necesario estudios EMT que contemplen un rango de tiempo determinado. Los estudios EMT son necesarios para evaluar la estabilidad del sistema cuando se considera la incorporación de elementos de electrónica de potencia, tales como los inversores, quienes poseen controladores de alta frecuencia, los cuales tienen respuestas rápidas y complejas ante eventos transitorios como los cortocircuitos o variaciones de carga. Además de los efectos que trae consigo la propia interacción que existe entre ellos, como lo son las oscilaciones subsíncronas y las resonancias de alta frecuencia los cuales no son detectables con modelos simplificados de estabilidad transitoria. Esta dinámica se puede ver acentuada ante condiciones de red débiles, como lo es el caso chileno, donde los estudios RMS pueden subestimar problemas de estabilidad [15].

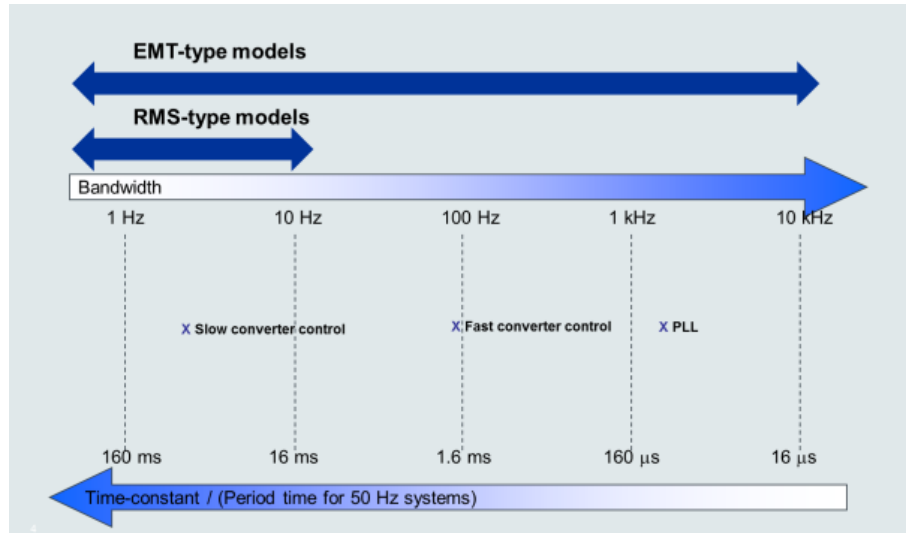


Figura 4. Rango de tiempo en que se aplican los estudios RMS y EMT [16].

La diferencia que existe en los métodos de cálculo de cada uno, tiempo del paso de simulación, simplificaciones y rango de frecuencia en el que los modelos son acertados en cuanto a la representación de la dinámica de la respuesta, se pueden observar en la Figura 5.

	Electromagnetic Transient Programs	Transient Stability Programs
Solution method	— Instantaneous values of variables are calculated by solving the differential equations	— Variables are represented by phasors and sometimes only solved for positive sequence values
Assumptions	— No implicit assumptions	— Variables do not deviate significantly from nominal frequency
Frequency range of accuracy	— Wide frequency range, depending on choice of models	— Only accurate around nominal frequency
Simulation time step	— Microseconds	— Few milliseconds

Figura 5. Comparación de la dinámica de respuesta entre los estudios EMT y RMS [15].

En la Figura 6, se puede observar el comportamiento de una planta solar, ante una falla con frecuencia inferior a 10 Hz, donde se puede ver que la simulación RMS es insuficiente para representar la falta de amortiguación de la respuesta transitoria, y las fluctuaciones de tensión se ven en la respuesta.

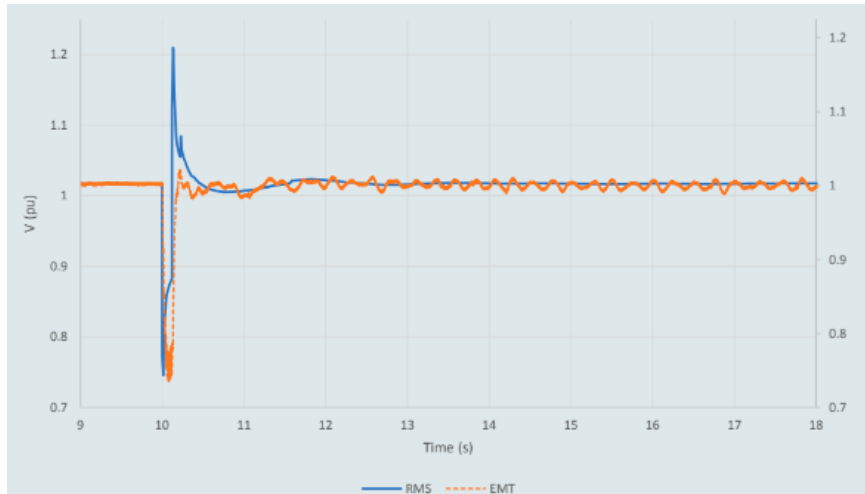


Figura 6. Dinámica de respuesta de una planta solar ante una variación en la frecuencia [16].

Por otro lado, en la Figura 7, se puede ver la diferencia que tienen ambos estudios en la representación de los efectos que tiene sobre una línea HVDC una falla sistémica. Se puede observar que el modelo RMS no predice fallas de conmutación sostenidas ni la desconexión subsiguiente del enlace LCC HVDC. El modelo RMS, debido a su naturaleza simplificada, no captura adecuadamente los efectos rápidos de los transitorios y las complejas interacciones de control que pueden conducir a una falla de conmutación sostenida. Por lo tanto, no es capaz de predecir la ocurrencia de estos eventos y su impacto en la estabilidad global del sistema.

Para evaluar correctamente el riesgo de fallas de conmutación sostenidas y la desconexión de enlaces LCC HVDC, es necesario utilizar modelos más detallados y precisos, como modelos EMT, que ofrecen una representación más granular de los componentes del sistema, los transitorios rápidos y las respuestas del sistema de control. Estos modelos permiten un análisis más detallado del comportamiento dinámico del sistema eléctrico ante perturbaciones severas, proporcionando una mejor comprensión de los posibles riesgos para la estabilidad del sistema y las acciones de mitigación necesarias.

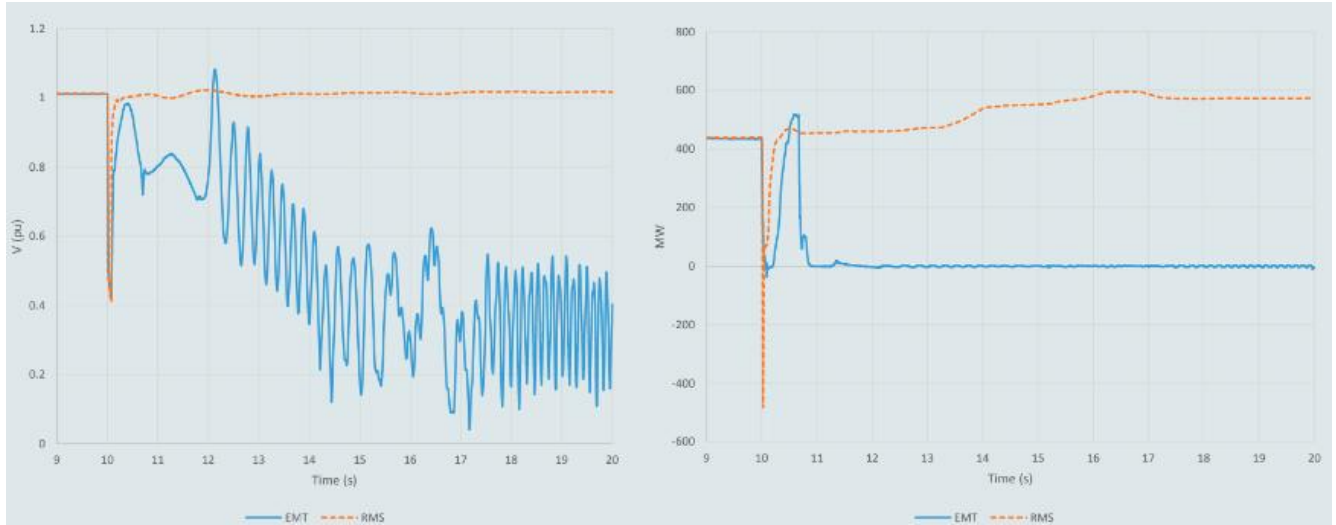


Figura 7. Representación EMT y RMS de la respuesta dinámica de una línea HVDC ante una falla sistémica. [16]

Por último, se puede ver en la Figura 8 el modelamiento del Black-out que ocurrió en Australia del Sur, el cual afectó a más de 850,000 personas dejándolas sin electricidad. La representación se hace mediante distintos softwares de simulación, donde se tiene que:

- HSM: Representa el modelo basado en simulaciones de alta fidelidad (HSM).
- PSCAD: Representa el modelo de simulación de transitorios electromagnéticos (EMT) realizado en PSCAD.
- PSSE: Representa el modelo RMS realizado en PSSE.

En la figura, se evidencia que cuando el sistema de Australia del Sur se vuelve "isla" (aislado del resto de la red), las curvas de potencia de los modelos PSCAD y PSSE divergen, es decir, el modelo RMS deja de funcionar tan pronto como el sistema de Australia del Sur se aísla cortando la simulación. Esto se debe a las limitaciones que tiene el modelo RMS para manejar eventos transitorios extremos o dinámicas rápidas que ocurren durante un aislamiento del sistema.

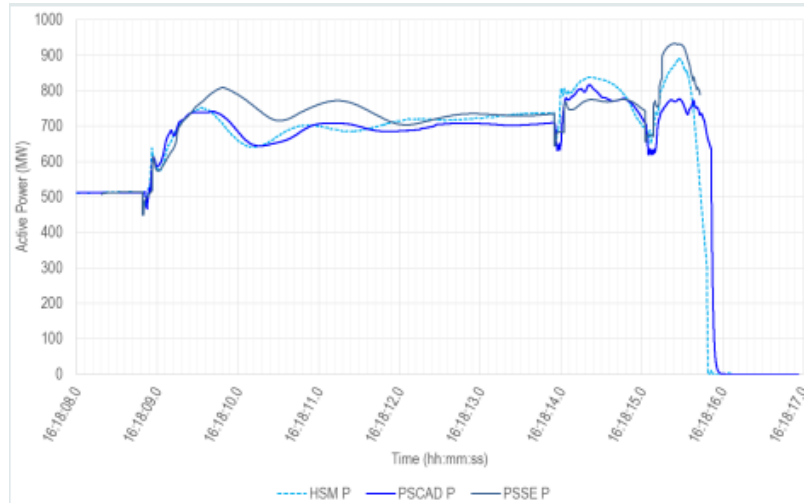


Figura 8. Ejemplo de modelamiento del Black-out de Australia utilizando simulaciones HSM, EMT y RMS [16].

Por último, dado que el SEN es una red débil y poco enmallada, es necesario ver la relevancia que tienen estos estudios en un sistema eléctrico como el chileno, por lo que a continuación se detallan los efectos que tiene sobre una red débil, la conexión de un dispositivo Voltage Source Converter (VSC). Para esto se considera el modelo de prueba de la Figura 9.

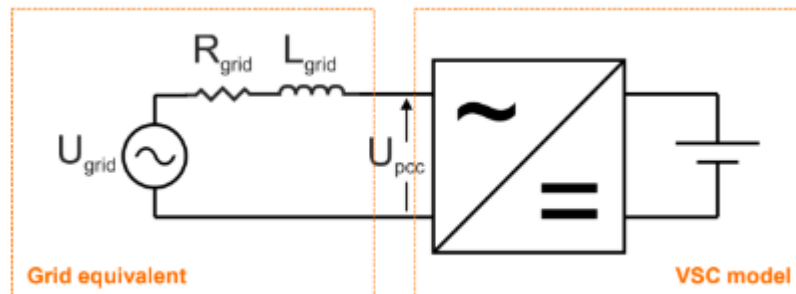


Figura 9. Modelo de red conectada a un dispositivo VSC [15].

En la Figura 10, se muestran los polos para una red débil en lazo cerrado, con SCR=1,3 (índice de cortocircuito, del cual se detallará más adelante en este capítulo) ante un pequeño desbalance de potencia activa.

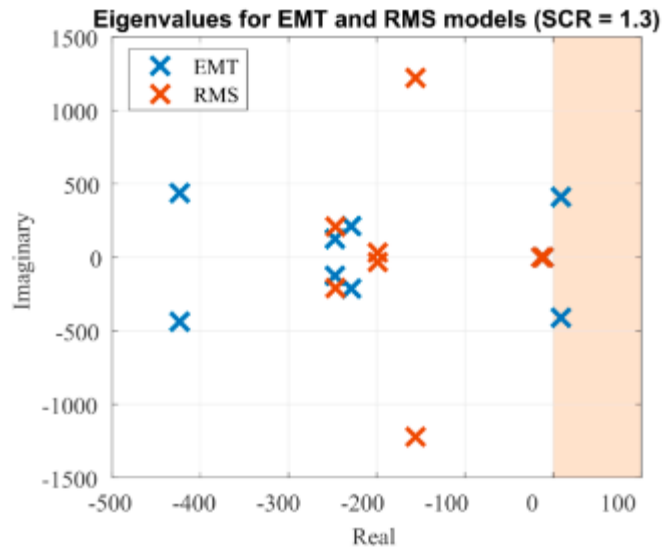


Figura 10. Polos de una red ante un desbalance de potencia activa, en los modelos EMT y RMS [15].

En la respuesta anterior se puede ver que, en condiciones de red débil, los problemas de estabilidad pueden verse minimizados si se hacen estudios RMS, ya que como se observa en la imagen sólo existen los polos inestables en el semiplano derecho del lugar geométrico de la raíz cuando se hizo la simulación EMT y no en el RMS, donde las restricciones dada por el asumir un modelo cuasi estacionario, repercuten en la falta de dinámica [17].

Es por esto, que los estudios EMT son necesarios para poder diseñar y validar modelos de electrónica de potencia, para que estos sean capaces de cumplir su función de proporcionar soporte relacionado con aportar con niveles de voltaje y frecuencia. Además, de poder instalar a tiempo equipos de compensación como condensadores sincrónicos y compensadores estáticos para así poder mejorar la fortaleza de la red y mitigar las inestabilidades del sistema ante perturbaciones [18].

Como conclusión se tiene que es vital la representación EMT de los elementos de la red, para realizar estudios sobre:

1. Conexión de elementos basados en electrónica de potencia, como los inversores al sistema eléctrico.
2. Determinación de fortaleza de la red y requisitos de inercia.
3. Efectos de retiro de generadores para una correcta planificación.
4. Estabilidad del sistema ante perturbaciones, como sobretensiones temporales, rayos, switches, efectos ferro resonantes, resonancia subsíncrona, etc.

2.2. Índices de fortaleza de red

Los indicadores más usados para establecer los niveles de robustez de un sistema son el nivel de cortocircuito y la inercia. A continuación, se detallarán cada uno de ellos, y las justificaciones teóricas de cada uno, y su uso en la industria.

2.2.1. SCR (Short Circuit Ratio):

Es el indicador más común para determinar la fortaleza o robustez de la red en cada una de las barras del sistema, representa a desviación de la tensión en dicha barra al momento de pequeñas perturbaciones. La fortaleza del sistema se evalúa calculando la relación de cortocircuito en el punto de interconexión de un recurso específico (POI). Esta relación (SCR) se utiliza para entender las implicaciones en la confiabilidad del sistema y para evaluar los riesgos relacionados con la alta integración y penetración de inversores dentro del sistema eléctrico interconectado (BESS). Al momento de medir la rigidez del voltaje, este se va a comportar de manera diferente cuando se ven involucradas tecnologías basadas en inversores en comparación con la generación tradicional. El SCR actúa como una herramienta de evaluación preliminar para detectar posibles áreas vulnerables de la red en puntos específicos del sistema, por lo que en un sistema que incluye múltiples generadores y líneas de transmisión, el SCR será distinto en cada barra. Es importante destacar, que este parámetro se utiliza para determinar la solidez o rigidez que tiene un área determinada del sistema en cuanto a estabilidad y control de tensión.

Este parámetro depende de la distancia eléctrica de la barra a los centros de generación convencional, debido a que los generadores sincrónicos aportan hasta casi 10 veces su corriente nominal al momento de aportar corriente de falla [19], por lo cual es necesario determinar los efectos sistémicos que tendrá la disminución de esta corriente en las distintas áreas del sistema, lo cual tendrá como consecuencia la necesidad de realizar estudios más exhaustivos que evidencien estos efectos.

También depende del nivel de enmallamiento del sistema, ya que mientras más enmallado esté un sistema, ayuda a mantener una impedancia serie baja en un sistema de transmisión, lo que termina por mejorar la eficiencia, estabilidad y seguridad del suministro de energía.

El valor del SCR se determina en una barra i como sigue:

$$SCR_i = \frac{Skssi}{P_i}$$

Donde:

- Sk_{ssi} : Potencia subtransiente de cortocircuito en MVA en el nodo i sin considerar las corrientes de ERNC-CC.
- P_i : Potencia nominal en MVA de la instalación basada en inversores conectada al nodo.

Ahora, se ha demostrado que este parámetro tradicionalmente usado en los sistemas de potencia ha tenido resultados optimistas, específicamente en áreas débiles del sistema con alta incorporación de ERNC-CC, ya que ignora las interacciones dinámicas que hay entre inversores en nodos eléctricamente cercanos al nodo i , lo que se espera en un escenario de alta inserción de generación con ERNC, ya que en tales circunstancias, la potencia de cortocircuito Sk_{ssi} resultará “compartida” entre los inversores conectados a nodos eléctricamente cercanos. Es por esto por lo que ha mutado dada la necesidad de incorporar dichas interacciones ERNC-CC, tal como es el caso de este trabajo. Los nuevos índices que se han definido a partir de este han sido los que se presentan a continuación [13].

1. WSCR (Weighted Short Circuit Ratio): Este parámetro presenta mayor precisión para evaluar el efecto de varios convertidores conectados en puntos eléctricamente cercanos dentro de un área determinada, ya que considera las interacciones entre ellos. Lo hace otorgándole al SCR un ponderador dado por los pesos a cada convertidor. Se define como el cociente entre la suma de niveles de cortocircuito de un conjunto de N barras involucradas en el área definida, sin considerar la interacción con ERNC-CC, ponderados por la potencia nominal de las ERNC-CC conectadas, sobre la suma de la potencia nominal de cada uno al cuadrado.

$$WSCR = \frac{\sum_i^N SCMVA_i \cdot P_{PCCi}^{ERNC-CC}}{\left(\sum_i^N P_{PCCi}^{ERNC-CC}\right)^2}$$

2. CSCR(Compound Short Circuit Ratio): Este parámetro es similar al anterior, pero se define como el cociente entre los niveles de cortocircuito de una barra dentro del área definida, sin considerar la interacción con ERNC-CC, sobre la suma de la potencia nominal de las ERNC-CC conectadas en las N barras que se encuentran dentro del área definida.

$$CSCR = \frac{SCMVA_{PCC}}{\sum_i^N MW_{ERNC-CC}^i}$$

A pesar de que estos dos parámetros involucran la interacción ERNC-CC, el desafío es encontrar el área de interés y como delimitarla. Es por esto por lo que es relevante definir el nuevo concepto

de ESCR(Equivalent Short Circuit Ratio), el cual presenta la ventaja de presentar con mayor precisión las interacciones entre las barras y entre convertidores ya que permite analizar plantas individuales dentro de un área de interés, el parámetro se define como sigue.

3. ESCR: Índice de fortaleza de red en un punto determinado, que relaciona el nivel de cortocircuito trifásico considerando la influencia que tiene la incorporación de generación renovable relacionada con inversores, acoplamiento entre barras cercanas y otros elementos no activos de la red como lo son los compensadores sincrónicos o estáticos, y su influencia en dicho punto. Este indicador se calcula como el cociente entre nivel de cortocircuito de una barra i sobre la potencia nominal de la ERNC-CC conectada en dicha barra más la potencia de un conjunto de N ERNC-CC ponderadas por un factor de interacción entre sus barras respectivas (IF_{ji}). Esto último presenta una ventaja importante ya que se puede representar la interacción entre las distintas barras de un sistema.

$$ESCR_i = \frac{SCMVA_i}{\sum_i^N IF_{ji} \cdot P_j + P_i}$$

Donde IF_{ji} es el denominado índice de flexibilidad, y representa la variación de tensión que experimenta la barra i cuando ocurre una perturbación en la barra j , el cual se calcula como sigue:

$$IF_{ji} = \frac{\Delta v_i}{\Delta v_j}$$

Un valor de $IF_{ji} \approx 1$ significa que las dos barras están muy conectadas entre sí y tienen una alta proximidad eléctrica. En cambio, un valor de $IF_{ji} \approx 0$ indica que no hay una interacción significativa entre las dos barras.

A modo de síntesis, la Figura 11 muestra la comparación entre las distintas métricas mencionadas.

Métrica	Calculo simple mediante programa de cortocircuito	Considera equipamiento IBR cercano.	Proporciona métrica común para gran volumen de ERV	Considera acoplamiento débil entre plantas generadoras de una misma zona	Considera otros elementos "no activos" basados en inversores (e.g. STATCOM)	Permite analizar plantas individuales dentro de un área más grande.
SCR	✓✓	X	X	X	X	X
CSCR	✓	✓✓	✓✓	X	X	X
WSCR-MW	✓	✓✓	✓✓	✓	X	X
WSCR-MVA	✓	✓✓	✓✓	✓	✓✓	X
ESCR	X	✓✓	X	✓✓	✓✓	✓✓

Figura 11. Cuadro comparativo entre las distintas métricas de estudio [13].

2.2.2. Inercia Sistémica

El nivel de inercia de los SEP tiene relación directa con las desviaciones de frecuencia ante perturbaciones como un desbalance de carga-generación. La tasa de cambio de la frecuencia durante los primeros segundos después de una falla depende directamente de la ecuación del swing, que depende a su vez de la inercia de cada unidad generadora. Dicha ecuación, se muestra como sigue:

$$J \cdot \frac{dw}{dt} = T_m - T_e$$

Donde:

- ω : velocidad angular del rotor [rad/s mecánicos]
- T_m : torque mecánico [Nm]
- T_e : torque eléctrico [Nm]
- J : momento de inercia de la maquina (generador + turbina) [kg.m²]

Es esta ecuación la que describe la dinámica del generador al momento de una falla, lo cual es posible gracias al acople que hay entre las unidades generadoras.

Si se asume un comportamiento uninodal y se desprecia la amortiguación que pueden llegar a generar las cargas donde la potencia mecánica se iguala a cero, el rango de cambio de frecuencia (ROCOF) de una máquina debido a perturbaciones entre generación-carga se da por la siguiente ecuación.

$$\Delta \dot{f} = -\frac{f_0}{2H_{sys}} \Delta P_L$$

Donde se ve que el porcentaje de desviación de frecuencia se ve afectado directamente por la inercia. Por lo tanto, en SEP poco robustos, que tienen valores de inercia muy bajos es fundamental determinar índices de robustez en cuanto a niveles de inercia. En particular, este parámetro determina que tanto amortiguan las masas giratorias de los generadores los cambios de frecuencia ante desbalances de carga generación, lo que se conoce como respuesta inercial de los generadores. En la Figura 12 se ilustra lo esencial que es la inercia al momento de una falla.

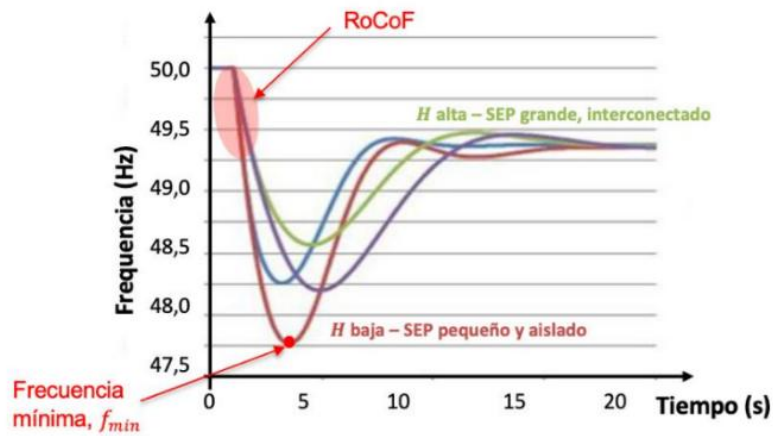


Figura 12. Comparación de la caída inicial de la frecuencia de un sistema con baja y alta inercia ante una falla [13].

En este sentido, la respuesta inercial de los GS en los primeros segundos tras un desbalance es fundamental para el funcionamiento de los SEP ya que no solo ayuda a reducir la velocidad de cambio de la frecuencia y evita la activación de esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) o generación (EDAG), sino que también desacelera la variación de la frecuencia, facilitando su regulación.

Es a partir de la ecuación mostrada anteriormente que se puede determinar la curva característica de la frecuencia en función de la potencia disponible, lo cual permite determinar los valores límites de ROCOF para garantizar una operación estable.

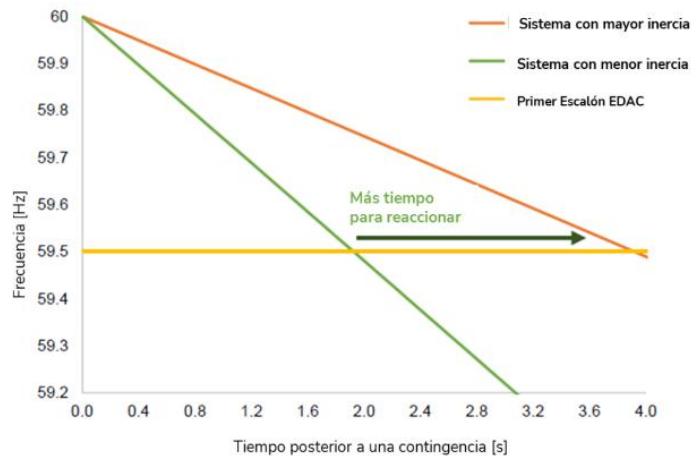


Figura 13. Curvas características de frecuencia para distintos niveles de inercia [13].

Las diferencias de curva característica para valores de inercia considerablemente distintos se pueden ver en la Figura 13, donde se evidencia claramente que un sistema con mayor inercia es capaz de darle un rango de tiempo de accionamiento mayor al sistema ante desviaciones de frecuencia.

2.3. Modelamiento de bancos de prueba

Para poder evaluar la estabilidad del sistema eléctrico en puntos determinados de la red, es necesario crear bancos de prueba con los elementos resultantes de los estudios de estabilidad, de tal forma que permitan realizar pruebas dinámicas de manera de poder homologar los modelos. A continuación, se detallarán las variables de construcción de los elementos que son requeridos para testear la dinámica de los elementos que resultan del filtrado anteriormente mencionado.

2.3.1. Líneas

Para esta sección se hablará específicamente de los parámetros relevantes a la hora de definir las variables de interés para modelar una línea. Para el propósito de modelar el colector equivalente en los bancos de prueba de las plantas solar y eólica. En el contexto de la construcción del colector equivalente de una planta solar, la transposición en líneas de transmisión tiene un rol importante para asegurar el balance en la distribución de corriente y minimizar las pérdidas.

En muchas ocasiones la intensidad de corriente que debe transportar una línea es elevada y se necesita de más de un conductor por fase. Esto puede significar un desafío, ya que los conductores en las líneas

de transmisión no siempre están dispuestos de manera simétrica, por lo que inducirá diferencias en los flujos magnéticos entre las fases. Esto tiene como consecuencia que las inductancias y capacitancias sean distintas para cada fase, creando un circuito asimétrico. Como resultado, las tensiones pueden estar desbalanceadas al final de la línea de transmisión, incluso si las corrientes están balanceadas al inicio.

Para esto se utiliza la transposición de los conductores, mediante el intercambio de sus posiciones a intervalos regulares a lo largo de la línea de transmisión. De este modo, cada conductor pasa por las posiciones que ocupaban originalmente los otros conductores, asegurando que todos tengan, en promedio, la misma inductancia y capacitancia a lo largo del recorrido de la línea. En la Figura 14 se puede ver la trasposición de los conductores de forma gráfica.

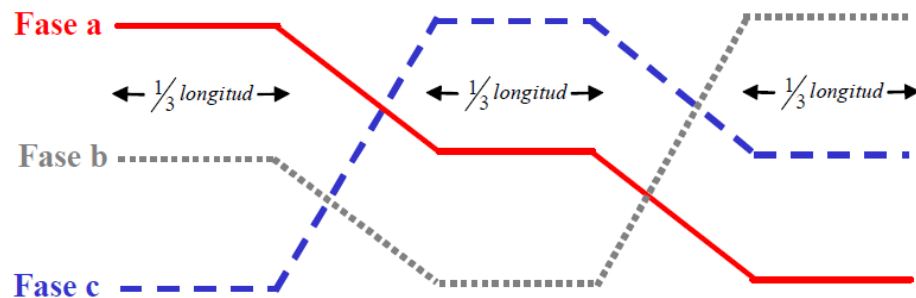


Figura 14. Transposición de fases de una línea de transmisión [10].

Con esto en consideración, es importante también tener en cuenta los parámetros eléctricos que representan los distintos fenómenos involucrados en la transmisión de energía, que se pueden reducir a cuatro, como se muestra en la Figura 15.

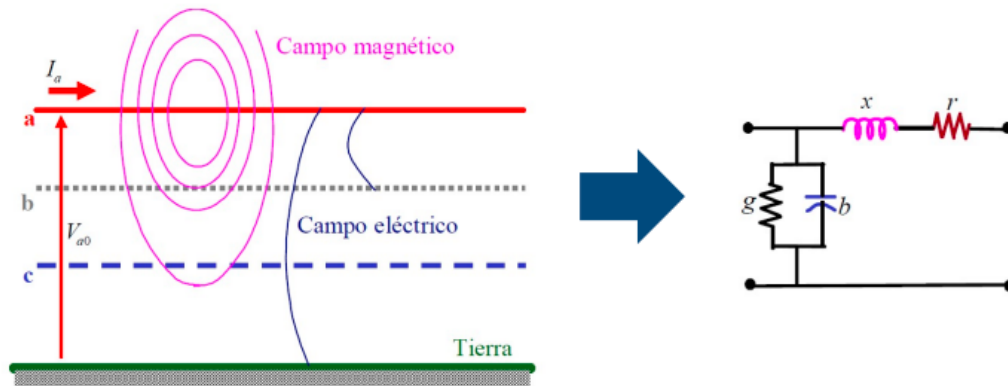


Figura 15. Parámetros eléctricos que describen una línea de transmisión [20].

Para entender el comportamiento de la línea, se detallan a continuación cada uno de ellos sin considerarla conductancia en paralelo G , ya que es el menos relevante de los parámetros y usualmente se le desprecia por su valor relativamente pequeño.

2.3.1.1. Resistencia Serie (R)

Es el parámetro más relevante al momento de modelar una línea, en particular se tiene que condicionar la pérdida de potencia activa, dado el flujo de corriente eléctrica a través de los conductores que presentan una resistencia al paso de esta. Este valor depende de la resistividad del material que varía linealmente con la temperatura, las dimensiones del conductor y la frecuencia de la corriente, de tal forma que el valor de resistencia está determinado por la siguiente fórmula:

$$R = \rho \frac{L}{S} f(T) \Phi(f)$$

En particular, las pérdidas que se consideran son aquellas dadas por:

1. Efecto pelicular: En corriente continua, la densidad de corriente es similar en todo el conductor, pero en corriente alterna se observa que hay una mayor densidad de corriente en la superficie que en el centro tal como se puede ver en la Figura 16. Este fenómeno se conoce como efecto pelicular. Este fenómeno hace que la resistencia efectiva sea mayor que la resistencia óhmica-*arochiana* o de corriente elevada. Este efecto es el causante de la variación de la resistencia eléctrica en corriente alterna de un conductor debido la variación de la frecuencia de la corriente eléctrica que circula por éste.

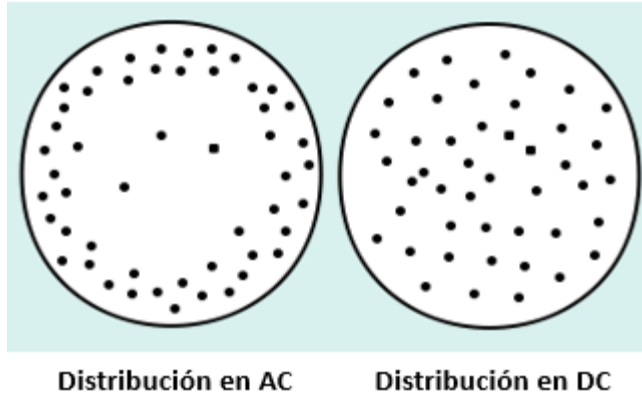


Figura 16. Efecto pelicular en un conductor [20].

El efecto pelicular se debe a que la variación del campo magnético es mayor en el centro, lo que da lugar a una reactancia inductiva mayor, y, debido a ello, a una intensidad menor en el centro del conductor y mayor en la periferia.

Este efecto es apreciable en conductores de grandes secciones. Aumenta con la frecuencia. En frecuencias altas los electrones tienden a circular por la zona más externa del conductor en vez de hacerlo por toda su sección, con lo que disminuye la sección efectiva por la que circulan estos electrones aumentando la resistencia del conductor. Este fenómeno es muy perjudicial en las líneas de transmisión que conectan dispositivos de alta frecuencia. Si la potencia es elevada se producirá una gran pérdida en la línea debido a la disipación de energía en la resistencia de esta.

2.3.1.2. Reactancia Serie (X)

La reactancia serie X' o inductancia serie L' tal que $X' = j\omega L'$ tiene una gran importancia para líneas aéreas, incluso más que la resistencia serie para líneas de transmisión. Esto se debe principalmente a que su valor depende directamente de la frecuencia, y por lo tanto tiene incidencia en la capacidad de transmisión de potencia de la línea.

El valor de la Inductancia queda determinado por la siguiente relación:

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln\left(\frac{D}{r'}\right) [H / m]$$

Donde los valores típicos considerados, dependiendo del valor de tensión considerado en la línea son los que se muestran en la Figura 17.

Tensión [kV]	13,8	66	110	154	220	500	750
Relación X/R	0,3 a 0,5	0,5 a 0,7	1,5 a 3	2 a 3	4 a 6	10 a 15	25 a 30

Figura 17. Relación X/R para distintos niveles de tensión [10].

2.3.1.3. Susceptancia Capacitiva (B)

La susceptancia capacitiva representa la capacidad de una línea de transmisión para almacenar energía en el campo eléctrico que se genera entre los conductores. Esto ocurre debido a la diferencia de tensión entre los conductores, similar al funcionamiento de un condensador, de manera que, ante un voltaje aplicado entre dos conductores, estos se cargan de manera opuesta, creando un campo eléctrico entre ellos.

La susceptancia depende principalmente de la frecuencia de la corriente que circula por la línea y, en menor medida, del tipo de conductor y de cómo están dispuestas las fases. En términos matemáticos, la susceptancia capacitiva se expresa como sigue:

$$B = \frac{4\pi^2 \varepsilon_0 f}{\ln\left(\frac{D_{eq} \cdot H_{eq}}{r \cdot S_{eq}}\right)}$$

Donde:

- ε_0 : Permitividad dieléctrica en vacío
- f : Frecuencia angular
- D_{eq} : Distancia equivalente o distancia media geométrica entre fases
- H_{eq} : Altura equivalente de la línea
- S_{eq} : Profundidad equivalente de imagen
- r : Radio del conductor

Este parámetro, cambia en función de las dimensiones físicas de la línea, pero en la práctica, para frecuencias de 50 Hz, su valor suele variar entre 2,8 y 3 $\mu\text{S}/\text{km}$, independientemente del tipo de conductor o del voltaje aplicado.

La presencia de esta capacitancia significa que, incluso cuando la línea transportando potencia (sin corriente circulando), si se le aplica una tensión, se generará una pequeña corriente de excitación debido a la capacitancia inherente del sistema.

2.3.2. Máquinas sincrónicas

Las máquinas sincrónicas son un tipo de máquina de corriente alterna que se caracteriza por tener una velocidad del eje relacionada de manera proporcional con la frecuencia de las variables eléctricas [20]. Son fundamentales al momento de construir sistemas eléctricos, y tienen la capacidad de operar como motor o como generador, lo que permite que puedan ajustarse a las distintas necesidades del sistema. En esta sección se abordará su operación como generador en los sistemas eléctricos de potencia.

Un generador síncrono está compuesto de 2 piezas fundamentales:

1. Rotor o campo: Es la pieza giratoria de la máquina. Su bobina se excita con corriente continua, generándose un campo magnético estático con respecto al rotor, el cual induce tensiones trifásicas en el estator.
2. Estator o armadura: Es la pieza fija de la máquina, compuesta por tres devanados desplazados espacialmente en 120° eléctricos. Cuando se le conecta una carga, circula corriente alterna por sus bobinas, generando un campo magnético rotatorio girando a velocidad síncrona con respecto al rotor.

El rotor tiene dos formas constructivas:

1. Rotor de polos salientes: Se utiliza principalmente para máquinas de baja velocidad, por lo que poseen un gran número de polos. Su uso principal se da en centrales hidráulicas.
2. Rotor cilíndrico: Utilizado en máquinas de alta velocidad, por lo que tiene pocos polos, y se utiliza generalmente en turbinas de gas o vapor.

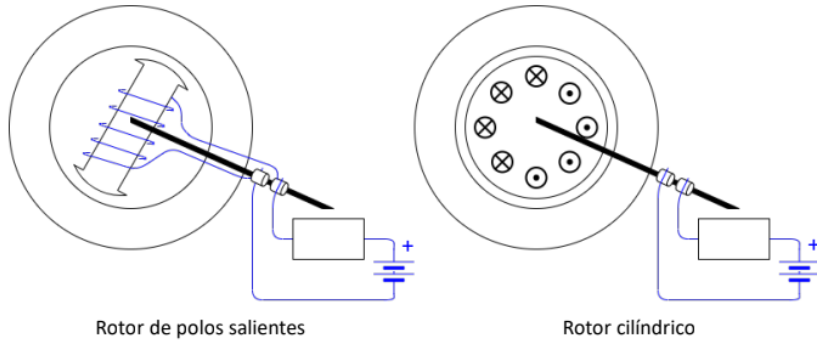


Figura 18. Tipos de construcción del rotor de una máquina síncrona [20].

Además, en el rotor de polos salientes se ubican los circuitos amortiguadores, que se encargan de amortiguar las oscilaciones de velocidad durante los transitorios en el sistema cuando la carga en el generador cambia.

Para analizar el comportamiento del generador, se asumen dos devanados ficticios. El devanado de cuadratura, también llamado eje q, y el devanado de eje directo o eje d. Este es un nuevo sistema de referencia giratorio solidario con el rotor, que reemplaza los ejes de cada fase del estator, reduciendo el número de variables del sistema. Esta transformación es conocida como transformada de Park y se ilustra en la Figura 19.

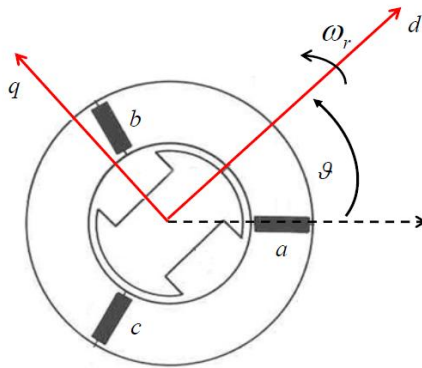


Figura 19. Ejes d y q de la Transformada de Park [20].

Cuando un generador opera en régimen permanente, la velocidad mecánica del rotor es igual a la velocidad angular del campo magnético producido por el estator. La velocidad síncrona está dada por la siguiente ecuación.

$$n = \frac{120 f}{p} \text{ [rev/min]}$$

Donde f es la frecuencia en Hertz y p es el número de polos de la máquina.

Como se mencionó anteriormente, el generador síncrono es uno de los elementos principales y más importantes de un sistema eléctrico, y para esto debe trabajar en paralelo con otros generadores, con dos principios básicos. El primero hace referencia a que debe girar a la misma velocidad y en igual sentido que los otros generadores del sistema, y el segundo, que su tensión en bornes debe ser igual a la tensión que tiene la barra a la cual se conecta. Con estos dos principios, los parámetros que describen la operación del generador síncrono son la magnitud de la tensión y potencia aparente en bornes y su frecuencia. Dichas variables que describen la operación son controladas por dos variables de control de la misma máquina, su torque mecánico en el eje y la corriente de excitación. En la Figura 20 se puede observar una representación del control de un generador síncrono.

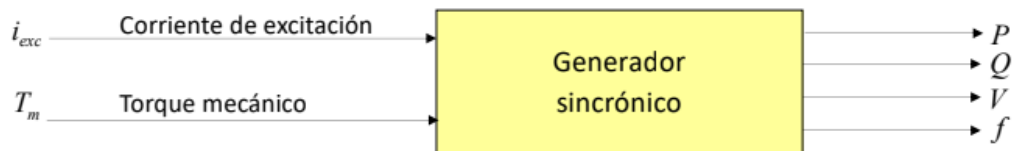


Figura 20. Variables de control de un SEP [10].

El generador, al estar conectado a un sistema eléctrico considerablemente más grande, lo ve como una barra infinita, por lo que variaciones en el torque mecánico y en la corriente de excitación de la máquina no afectarán a los valores de la frecuencia y la tensión respectivamente, por lo que las variables de salida se reducen únicamente a la potencia activa y reactiva.

Las condiciones de operación de un generador conectado a un sistema comparativamente grande son representadas gráficamente en un diagrama de operación. Estos son curvas de igual excitación, calculados para una frecuencia y tensión constantes, y representadas en un sistema de ejes cartesianos P-Q como se muestra en la Figura 21.

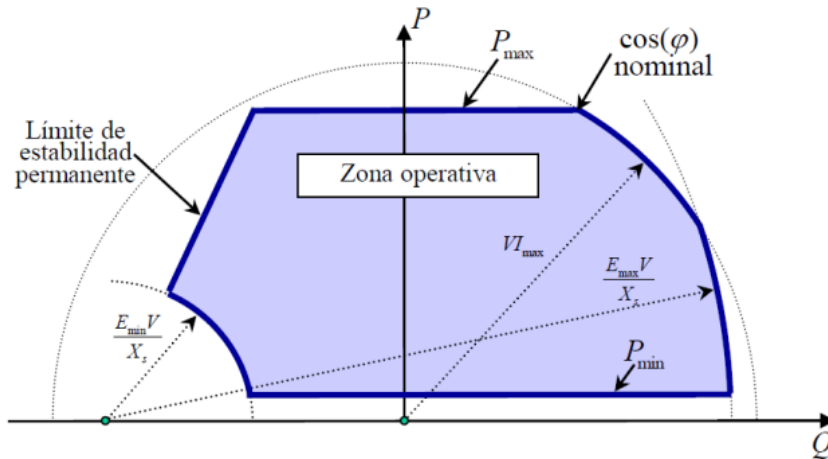


Figura 21. Diagrama de operación de un generador síncrono [10].

Los limitadores, que determinan finalmente los valores factibles de operación son los siguientes:

1. Límite de estabilidad permanente: El generador tiene un límite teórico en donde pierde su estabilidad, el cual se produce al alcanzar un ángulo de carga igual a 90° , por lo que en la práctica se opera con ángulos menores que garanticen su estabilidad. Este límite se representa por una recta con origen en el punto $(\frac{-V^2}{x_s}, 0)$ y un ángulo arbitrario de 70° respecto del eje Q.
2. Máxima y mínima potencia activa: Las máquinas térmicas, por razones de manejo del fuego, no pueden operar por debajo de una potencia mínima, por lo que se fija este límite inferior en torno al 30% de su potencia nominal. Por otro lado, se tiene un límite de potencia activa máxima asociado a las limitaciones propias de la turbina, que le impiden entregar más de dicha potencia.
3. Máxima corriente de armadura: Este límite es impuesto por el calentamiento del estator y la vida útil del aislamiento, el cual corresponde a una circunferencia con centro en el origen y radio VI_{max}
4. Máxima y mínima corriente de excitación: El calentamiento del rotor o las características propias de la excitatriz imponen un valor máximo para la corriente de excitación, el cual es representado por una circunferencia de centro $(\frac{-V^2}{x_s}, 0)$ y radio $\frac{VE_{max}}{x_s}$. Por otro lado, en la práctica no es factible alcanzar el límite teórico por mínima excitación, ya que no es posible anular los flujos residuales en la excitatriz. Este límite está dado por una circunferencia de centro $(\frac{-V^2}{x_s}, 0)$ y radio $\frac{VE_{min}}{x_s}$.

Hasta ahora, se ha representado la operación de un generador síncrono en régimen permanente, sin embargo, es fundamental analizar su desempeño en régimen transitorio, el cual surge cuando existe una perturbación en la operación normal de la máquina, donde los flujos y la corriente no pueden variar

instantáneamente por el principio de la constancia del flujo total concatenado. Es por esto que la corriente de cada fase del estator evoluciona desde un valor inicial hasta alcanzar nuevamente un régimen permanente donde la corriente varía sinusoidalmente en el tiempo.

La situación más crítica que puede enfrentar un generador síncrono es un cortocircuito en bornes. Un cortocircuito ocurre cuando hay un contacto entre dos o más elementos, que fuerza la diferencia de potencial entre ellos a ser igual o cercana a cero. Los principales tipos de cortocircuito son: cortocircuito trifásico, bifásico, bifásico a tierra y monofásico a tierra. Para efectos del presente trabajo, se estudiará el cortocircuito trifásico, ya que son los más severos, generando corrientes muy elevadas y reduciendo a cero la capacidad de transmisión de una línea. En este tipo de cortocircuito, se produce un contacto eléctrico simultáneo entre las tres fases de un sistema eléctrico, como se muestra en la Figura 22.

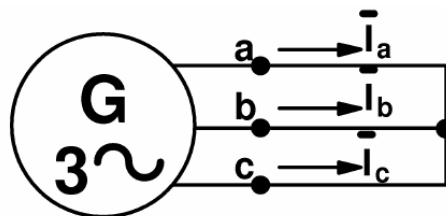


Figura 22. Representación de un cortocircuito trifásico en bornes del generador [21].

Cuando ocurre un cortocircuito en bornes del generador, la amplitud del campo magnético en el entrehierro de la máquina variará en función del tiempo, por lo que los devanados del rotor ven un campo magnético variable en el tiempo, surgiendo fems inducidas en los devanados del rotor y amortiguador que producirán corrientes transitorias en ellos. Así, durante el transitorio del cortocircuito la corriente en una fase del estator será la suma de la corriente de régimen permanente más las debidas a los efectos de los devanados amortiguador, campo y estator.

Las corrientes originadas en cada una de las fases tendrán dos componentes. Una componente alterna a frecuencia fundamental que inicialmente decae rápidamente hasta alcanzar su valor de régimen permanente, la cual se genera por el efecto de los devanados del rotor. Y una componente de corriente continua que decae en el tiempo hasta anularse, esta es originada por el devanado del estator.

Cada una de estas corrientes de cortocircuito que se originan, tienen distintos componentes que permiten describirlas [22]:

- a) Corriente de cortocircuito simétrica inicial: Valor r.m.s de la corriente inicial de cortocircuito, esta se mantiene si la impedancia no varía durante el fenómeno transitorio.

- b) Corriente peak de cortocircuito: Es el valor instantáneo máximo que alcanza la corriente de cortocircuito.
- c) Corriente de cortocircuito de régimen permanente: Valor r.m.s que se mantiene después del régimen transitorio.
- d) Componente DC: Es la componente aperiódica que decae en el tiempo hasta anularse.
- e) Corriente de cortocircuito simétrica de ruptura: Valor r.m.s de un ciclo completo de la componente AC al realizar la separación de polos de un dispositivo de interrupción.

2.3.3. Transformadores

Para el modelamiento de un transformador real, se deben considerar variables como la resistencia de los conductores en las bobinas, las pérdidas por los flujos magnéticos de dispersión, la corriente de excitación no nula debido a la permeabilidad finita del núcleo, así como los efectos de la histéresis y las corrientes parásitas. Aunque en algunos casos las capacitancias de los devanados pueden influir en condiciones transitorias, este análisis se limitará al régimen permanente. Al incorporar estos fenómenos al momento de modelar, se pueden representar mediante resistencias e inductancias conectadas en serie y en paralelo (shunt), formando el circuito equivalente del transformador real. En la Figura 23, se muestra el circuito equivalente de un transformador real.

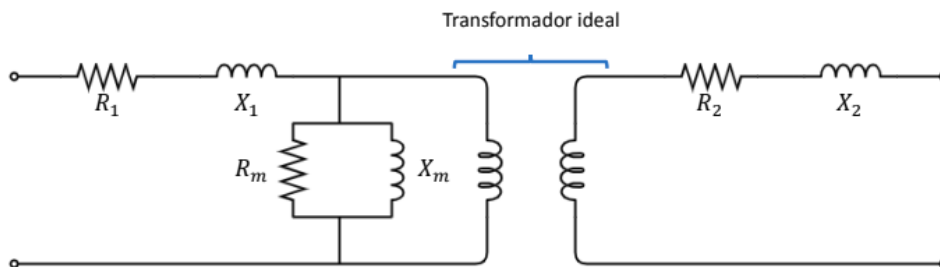


Figura 23. Circuito equivalente de un transformador real [20].

El flujo magnético total generado por las bobinas, se divide en dos componentes: el flujo común o mutuo y el flujo de fuga o de dispersión. Este último induce una tensión desde un devanado al otro que se suma al producido por el flujo común. Este efecto se ve representado por X_1 y X_2 , denominadas reactancia por dispersión de un embobinado sobre el otro. Los efectos del flujo común radican en inducir corrientes

en el núcleo ferromagnético, las cuales se conocen como corrientes parásitas o de Foucault, las cuales producen pérdidas en el hierro, que se ven representados por la resistencia de magnetización R_m . Además, de los efectos de histéresis que consumen energía para cambiar la posición de los momentos magnéticos que son representados por la reactancia de magnetización X_m .

Además, se tiene que R_1 y R_2 representan la resistencia de las bobinas al paso de la corriente cuando contemplan un número importante de vueltas en los enrollados, las cuales generan pérdidas de energía por efecto Joule que deben considerarse.

2.3.4. Red infinita

Cuando un sistema al que se conecta la máquina es muy grande, se puede considerar que la red es un generador sincrónico de inercia infinita. Esto se debe a que la inercia tiene relación directa con frecuencia, y dado un sistema tan grande se puede asumir que incluso al modificar el torque mecánico de la máquina, la red no variará su frecuencia. Lo mismo ocurre cuando se piensa en una variación con respecto a la excitación de la máquina, la reactancia propia del sistema no variará. Por lo tanto, las variables de salida relevantes son P y Q en los bornes del generador.

En la Figura 24, se muestra el circuito equivalente cuando el generador se comporta como una fuente de tensión, con una impedancia de vinculación con resistencia cero.

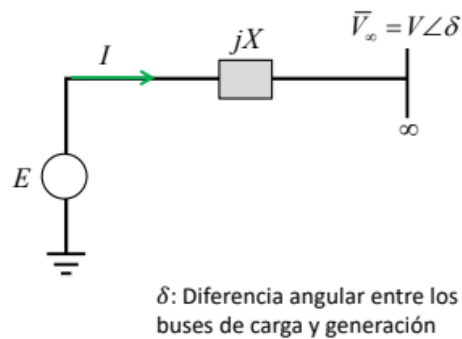


Figura 24. Circuito equivalente de un generador operando como una fuente de tensión [20].

Dado que el voltaje de la barra infinita queda determinado por una diferencia angular, posee una parte real y una imaginaria. Donde, si se descompone la potencia activa y reactiva entregada a la red, se tiene lo siguiente.

$$\Rightarrow P = -\frac{EV \sin \delta}{X}$$

$$\Rightarrow Q = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV \cos \delta}{X}$$

$Q < 0$ Máquina subexcitada
 $Q > 0$ Máquina sobreexcitada

Como se indicó anteriormente, existe un valor teórico que limita el diagrama de operación de un generador, dado por el ángulo $\delta = 90^\circ$. Esto es resultado de que a pesar de que haya un aumento de la diferencia angular, la potencia eléctrica se satura y empieza a disminuir, como se puede ver en la Figura 25.

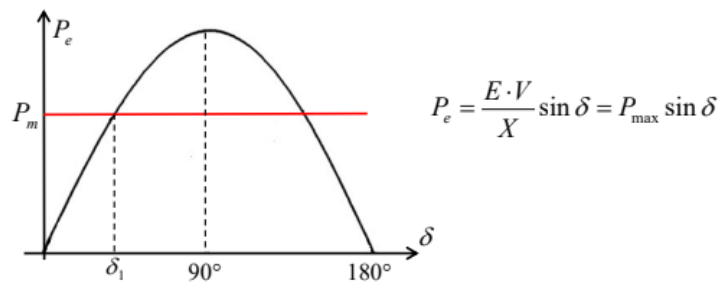


Figura 25. Comportamiento de la potencia activa de un generador ante cambios en el ángulo de carga [10].

Es por esta simetría, que la potencia activa se ve afectada directamente por la diferencia angular aun cuando la reactiva no se verá afectada ante cambios de esta variable.

2.4. Modelos de control de una máquina síncrona

Un sistema de potencia tiene como rol fundamental satisfacer la demanda variable de las cargas, para lo cual debe mantener reservas de potencia, las cuales serán cruciales al momento de responder ante fallas. Es por esto, que hay varias variables que deben ser monitoreadas en todo momento para así lograr un suministro eficiente y confiable, lo que se logra manteniendo los valores de frecuencia y tensión en torno a las bandas establecidas. Un sistema de control típico es como el que se muestra en la Figura 26, donde se pueden ver las variables monitoreadas y de las que dependerá la activación de los distintos bloques de control que son parte del sistema. Los bloques de control más relevantes de una máquina síncrona son aquellos relacionados con la maquina primaria y los controles de excitación. En la Figura 26 se pueden ver más en detalle las variables y elementos involucrados.

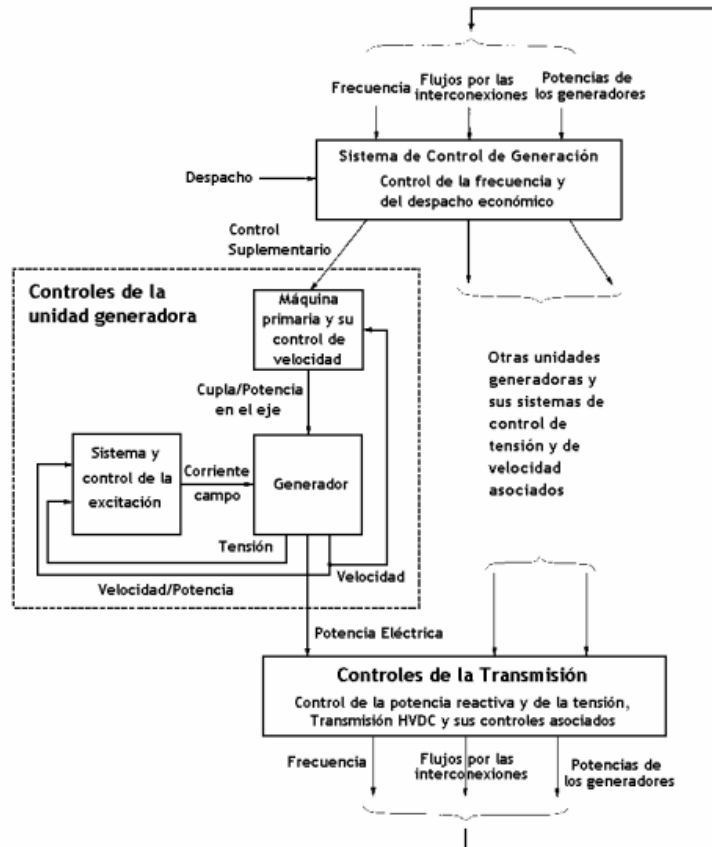


Figura 26. Esquema del sistema de control de un SEP [23]

Entre las principales funciones de los generadores sincrónicos se encuentran la inyección de potencia para abastecer las cargas del sistema. Pero su rol no sólo está relacionado con el nivel de confiabilidad del sistema de abastecer la demanda, sino que también es relevante al momento de responder ante una contingencia. Esto ya que aporta al control de tensión mediante la inyección de corriente de cortocircuito y al control de frecuencia con la inercia de sus masas rotatorias. A continuación, se detallará sobre cada uno de los bloques de control que poseen los generadores, y sus efectos en los aportes de estabilidad del sistema eléctrico.

En particular, se tiene que el sistema de control de los generadores sincrónicos es como el que se ve en la Figura 27.

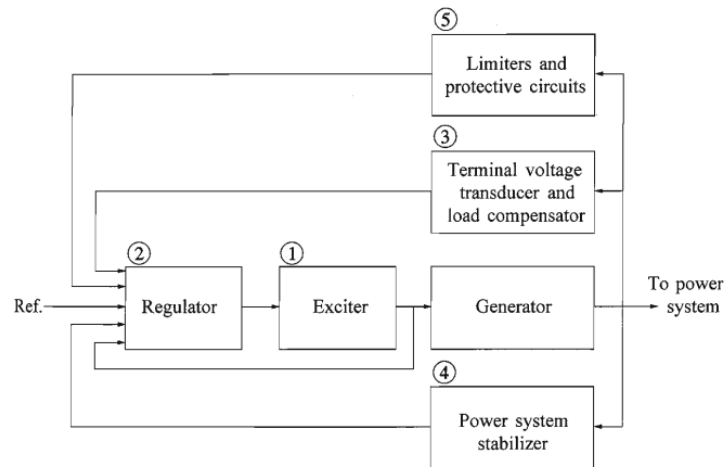


Figura 27. Sistema de control de un generador síncrono [24].

Los bloques tienen distintas funciones que permiten que la máquina funcione dentro de los rangos esperados, a grandes rasgos se pueden desglosar como sigue.

1. Excitador: Inyecta corriente continua al devanado de campo de la máquina síncrona, encargándose de la potencia en el sistema de excitación.
2. Regulador: Procesa y amplifica las señales de control de entrada a un nivel y forma apropiada para el control del excitador. Esto incluye tanto funciones de regulación como funciones estabilizadoras del sistema de excitación como lazo de retroalimentación o compensación con bloques de adelanto-retraso.

Transductor de voltaje terminal y compensador de carga: Detecta el voltaje en bornes del generador, lo rectifica y lo filtra a corriente continua, para luego compararlo con la referencia. Además, puede proporcionarse compensación de carga si se desea mantener un voltaje constante en algún punto eléctricamente remoto del terminal del generador.

Estabilizador del sistema de potencia: Proporciona una señal de entrada adicional al regulador para amortiguar las oscilaciones del sistema de potencia. Tales oscilaciones son las relacionadas con la desviación de velocidad del rotor, potencia acelerada y desviación de frecuencia.

Limitadores y circuitos de protección: Incluyen una amplia gama de funciones de control y protección que aseguran que no se excedan los límites de capacidad del excitador y del generador síncrono. Algunas de las funciones comúnmente utilizadas son limitar la corriente de campo o voltaje el nivel máximo de excitación o como protección ante una subexcitación en el sistema. Normalmente, estos circuitos están

conectados a las terminales de salida de los excitadores y su función es evitar condiciones de operación inadecuadas.

Para efectos de este trabajo, se detallarán los modelos de control del punto 4 y 5 para poder entender la dinámica y funcionalidades de cada uno de ellos.

2.4.1. AVR

El objetivo del regulador de voltaje, es mantener la tensión en un punto eléctrico distinto al de los bornes del generador. Su esquema típico se muestra en la Figura 28

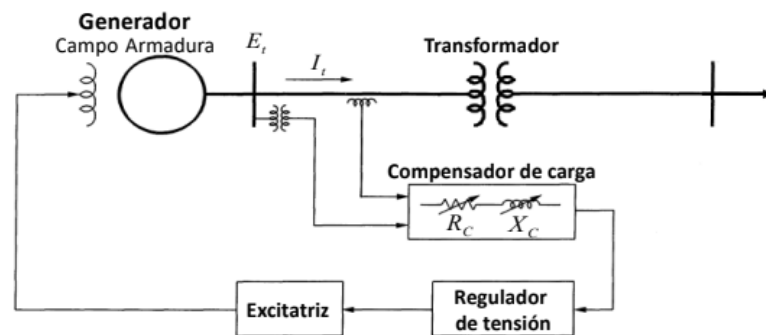


Figura 28. Esquema de operación de un AVR [25].

Con valores positivos de R_c y X_c , la caída de tensión en el compensador se suma a la tensión terminal. El compensador ajusta la tensión en un punto dentro del generador, lo que genera una caída de tensión. Este mecanismo se utiliza para asegurar un equilibrio adecuado en la distribución de potencia reactiva entre varios generadores que comparten un transformador elevador común. Este tipo de arreglo es común en unidades generadoras hidroeléctricas y en plantas térmicas con ciclo combinado y acoplamiento cruzado. La función del compensador como regulador de potencia reactiva crea una conexión artificial entre los generadores. Sin esta función, un generador podría intentar controlar la tensión terminal ligeramente por encima de los demás, lo que llevaría a que uno de ellos suministre toda la potencia reactiva mientras que los otros tratan de absorber potencia reactiva hasta alcanzar sus límites de subexcitación.

Por otro lado, con valores negativos de R_c y X_c , el compensador ajusta la tensión en un punto más allá de los terminales de la máquina. Esta modalidad de compensación se utiliza para corregir la caída de tensión a través del transformador de conexión cuando dos o más unidades comparten un único transformador. Generalmente, se compensa entre el 50% y el 80% de la impedancia del transformador, garantizando que la caída de tensión en el punto de conexión en paralelo permita una operación eficiente de los generadores en paralelo. Este dispositivo es conocido como compensador de caída en la línea, aunque en la práctica se usa principalmente para compensar la caída de tensión en el transformador.

2.4.2. PSS

Los estabilizadores de sistema de potencia se utilizan en la industria para añadir amortiguamiento a las oscilaciones del rotor del generador, generando un torque eléctrico en fase con las desviaciones de velocidad del AVR. Los PSS se enmarcan en los tipos de control para amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas existente más rentable debido a que la amplificación de potencia necesaria se encuentra incorporada en el GS mismo. En la Figura 29 se puede ver el principio de acción de un PSS.

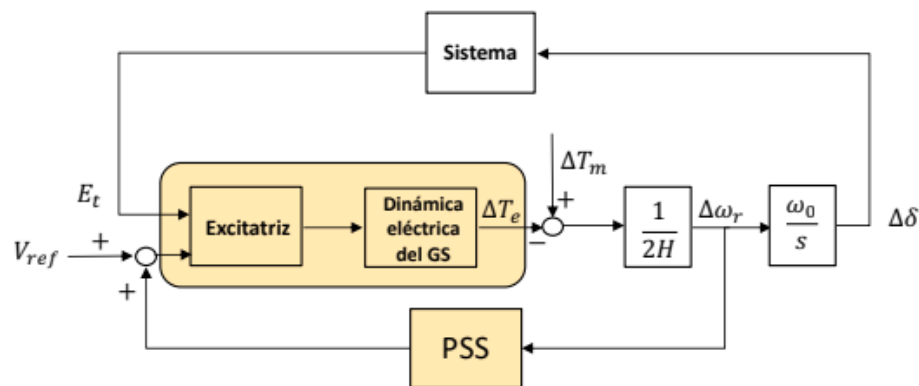


Figura 29. Principio de operación de un PSS [26].

Ahora, el diagrama de bloques de un PSS puede tener la estructura que se ve en la Figura 30, donde se tiene que la entrada pasa primero por un filtro pasa alto o wash out, el cual elimina el régimen permanente de la entrada, evitando que al momento de existir cambios de la velocidad en régimen permanente no se modifique el voltaje en bornes de la máquina.

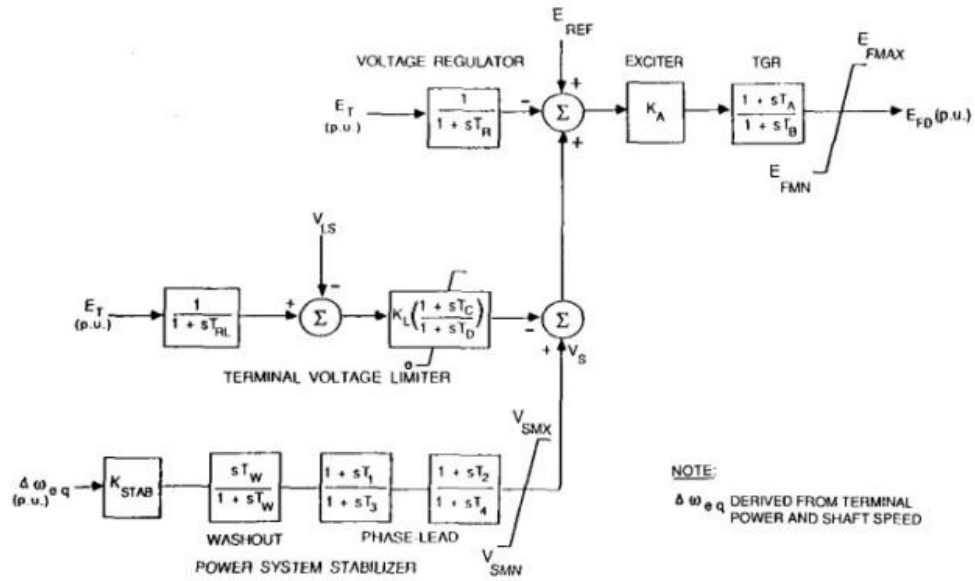


Figura 30. Diagrama de bloques de un PSS [24].

En la Figura 31, se pueden ver las consecuencias de variar la constante de tiempo del washout T_w , y la dinámica que se genera al variar la ganancia del controlador, lo cual lleva a un mejor amortiguamiento de las oscilaciones del rotor, pero a un empeoramiento en la estabilidad del first swing.

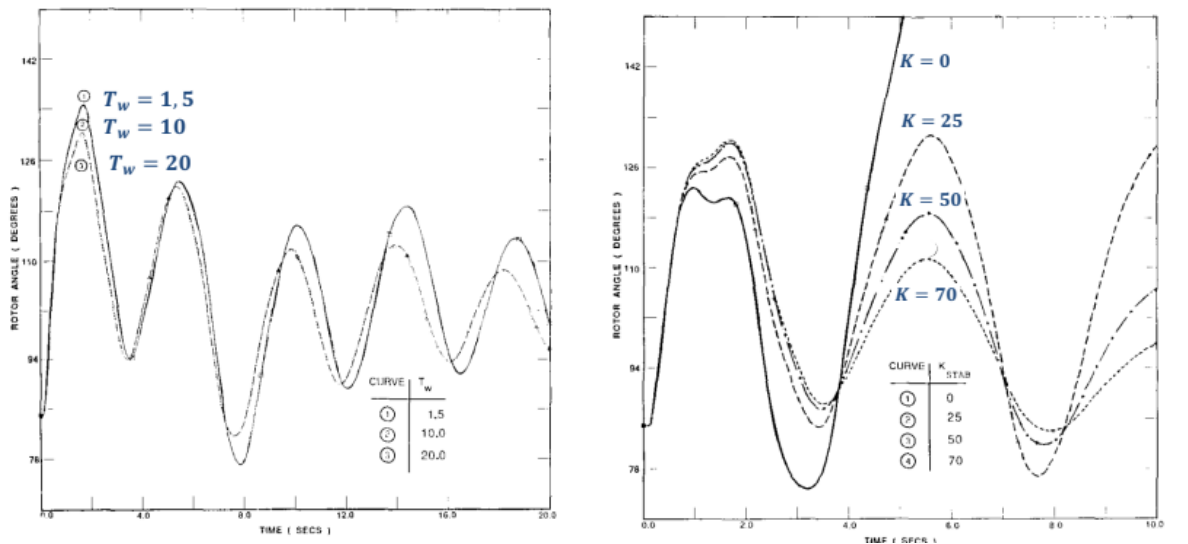


Figura 31 Efecto de variar la constante de tiempo del washout [10].

2.4.3. OEL: Limitador de sobre excitación

Es el encargado de proteger el devanado de campo del GS del sobrecalentamiento, puesto que, durante grandes perturbaciones como cortocircuitos, para mejorar la estabilidad de ángulo, se permite que el voltaje y corriente de campo aumenten a valores máximos por un cierto tiempo limitado. Donde, típicamente la corriente de campo alcanza el doble de la corriente en régimen normal por un breve período de tiempo, ya que no puede sostener estos niveles de corriente por mucho tiempo, tal como se muestra en la Figura 32.

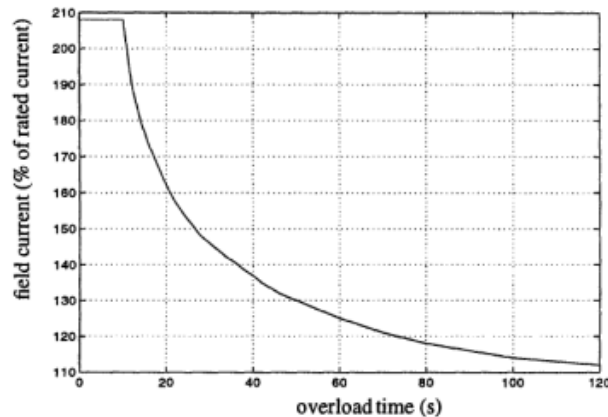


Figura 32. Corriente de campo vs tiempo [26].

2.4.4. UEL (Underexcitation Limiter)

Este limitador actúa cuando existe una subexcitación del AVR de la planta, su intención es evitar que la excitación del generador descienda por debajo de un nivel que pueda comprometer la estabilidad de pequeña señal (en estado estacionario) o que sobrepase el límite de calentamiento del núcleo del estator.

La señal de control del UEL se deriva de una combinación de corriente y voltaje o de la potencia activa y reactiva del generador sincrónico. El límite de la señal se determina por la magnitud de la señal excediendo un nivel de referencia.

Las distintas implementaciones de UEL va a depender de la variable sobre la que actúa el control, si actúan sobre la señal de error del regulador automático de voltaje (AVR); cuando se alcanza el límite establecido por el UEL, un elemento no lineal, como un diodo, comienza a conducir, y la señal de salida del limitador se combina con otras señales que controlan el sistema de excitación. En aplicaciones más avanzadas, el UEL toma control del sistema de excitación hasta que la señal del limitador se encuentre por debajo del límite establecido.

Para configurar el UEL, las características deben estar basadas en las necesidades de protección, como la estabilidad del sistema o el calentamiento del núcleo del estator. Además, el desempeño del limitador debe estar coordinado con la protección de pérdida de excitación del generador. La característica del UEL se puede representar en un plano P-Q y su curva característica varía dependiendo de las señales de voltaje y corriente que se utilicen como entrada.

En la Figura 33, se muestra cómo funciona la coordinación de este limitador y la pérdida de excitación de la máquina para mantener la estabilidad de pequeña señal en la tensión con respecto a la desviación angular de la máquina.

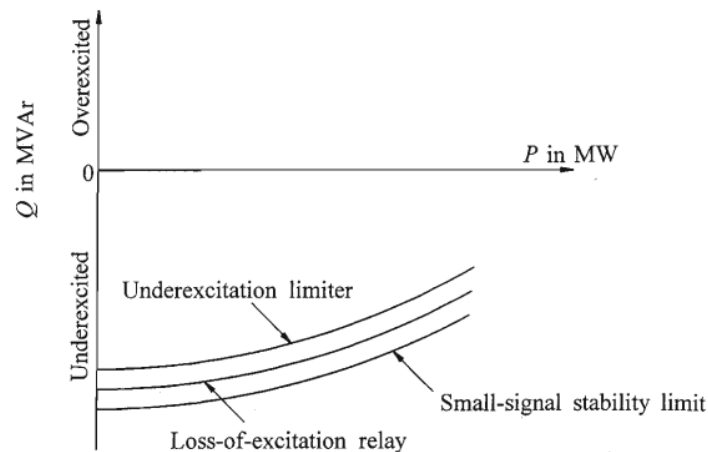


Figura 33. Funcionamiento del UEL [26].

2.4.5. Governor

En los Sistemas Eléctricos de Potencia es fundamental tener un buen control de frecuencia, ya que con esto se puede mantener la estabilidad y seguridad del sistema ante perturbaciones tales como variaciones de carga o generación. Las consecuencias de una mala regulación de frecuencia pueden afectar varios aspectos del funcionamiento del sistema de manera negativa, tal como la desconexión de carga por el accionamiento de relés de baja frecuencia o Esquemas de Desconexión Automática de Carga (EDAC), lo que a su vez tiene como consecuencia que el sistema deja de abastecer una parte de la demanda por su mala preparación ante las variaciones antes mencionadas. También, cuando existen alteraciones de la frecuencia alejadas del valor nominal estas pueden provocar el mal funcionamiento de diversos equipos industriales o domésticos. Esto sumado a que las caídas de frecuencia importantes pueden resultar en corrientes de magnetización altas en motores de inducción y transformadores, lo que también afecta a su funcionamiento y por lo tanto a toda la red. Por último, también puede afectar a generadores y turbinas

ya que su diseño se realiza a valores de frecuencia nominal, por lo que una mala práctica en el control de frecuencia podría destruir estos equipos.

Además, es importante destacar que debido a las propiedades fluctuantes e inciertas de potencia de salida de las fuentes de energía renovable y el incremento de su participación en la generación de energía hace que este ámbito tenga muchos más requerimientos e importancia, por la naturaleza estocástica de estas y la ausencia de inercia debido al desacoplamiento al sistema mediante electrónica de potencia. Sin embargo, hay ciertas metodologías tales como, agregar lazos de control o en el caso de los aerogeneradores se puede agregar volantes de inercia y en el de los paneles solares tener una central de concentración solar, con lo que se podría simular una especie de inercia virtual que permitiría tener algún grado de inercia mecánica. Sin embargo, con todo lo anterior sigue siendo importante tener un buen control de frecuencia para tener un sistema seguro y estable, lo que hace que la preparación ante distintos escenarios sea fundamental para que las consecuencias mencionadas anteriormente no ocurran.

Para los generadores sincrónicos, la frecuencia en el estator está relacionado con la velocidad de giro de sus masas rotatorias. Esto se debe a que, al acelerar o desacelerar, hay un cambio en el flujo enlazado por la bobina y como consecuencia directa de la ley de Faraday, se va a inducir una fuerza electromotriz. Es por esto por lo que el tener un control sobre la turbina es importante para poder mantener los niveles de frecuencia en un rango determinado con respecto al valor de frecuencia nominal. El bloque que está directamente relacionado con controlar este funcionamiento, es el Regulador de velocidad o Governor, el cual actúa frente a cambios en la consigna demanda-generación, y es luego de la respuesta inercial, en el control primario de frecuencia que el generador actúa sobre la variación del torque eléctrico, generando un cambio en la posición de las válvulas de la turbina de forma tal de cambiar el torque mecánico de la misma. El rango de tiempo en el que actúa se puede ver en la Figura 34.

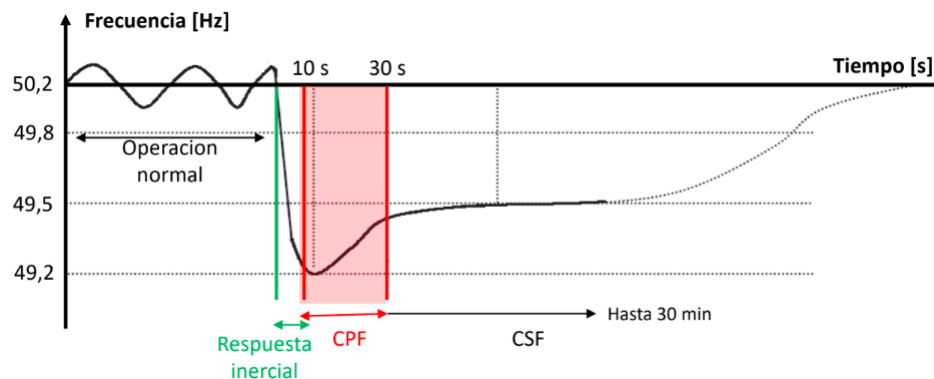


Figura 34. Rango de tiempo en que actúan los controles de frecuencia [10].

El control primario, se encarga de mantener el balance instantáneo entre carga y generación frente a pequeñas variaciones de la demanda con respecto al estimado en régimen permanente, y también durante desconexiones o conexiones imprevistas de carga. Este controlador actúa de forma local, y para ello debe haber un porcentaje de generación de reserva o lo conocido como servicios auxiliares, de tal forma que regula la potencia mecánica o de salida de los generadores para mantener constante la velocidad de los generadores y mantener sincronismo con la red.

A modo de ejemplo, se muestra en la Figura 35 un diagrama de control, con el regulador de velocidad representador por $G(s)$ y un generador sin constante de amortiguamiento, con inercia igual a Hs .

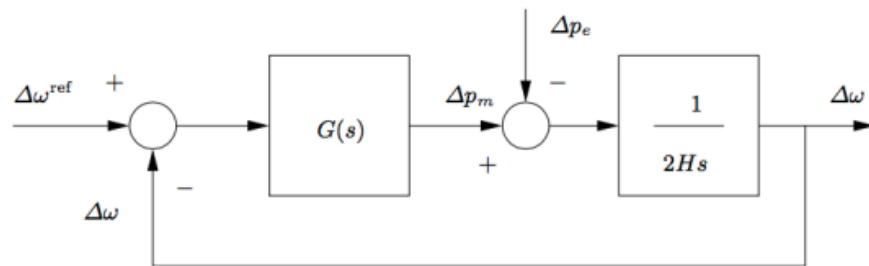


Figura 35. Diagrama de control de frecuencia [10].

Existen distintos tipos de reguladores de velocidad, los cuales se detallarán a continuación.

1. Isócrono

Es de los más básicos, su consigna es mantener la velocidad de las masas giratorias del generador constante, ante un desbalance entre la potencia eléctrica y la mecánica, con lo cual, mediante el ajuste de las válvulas, va a buscar frenar la disminución de la velocidad de giro de la máquina. El diagrama de bloques se muestra en la Figura 36.

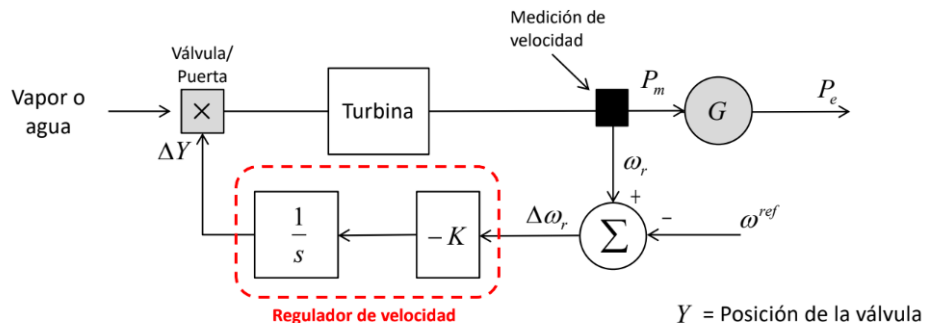


Figura 36. Regulador de velocidad isócrono [26].

En la Figura 37, se puede ver cómo se compensa la velocidad del rotor mediante un aumento o disminución de la potencia mecánica que entrega la máquina. Y debido a que tiene una acción integradora, es que en régimen permanente tiene error estacionario cero.

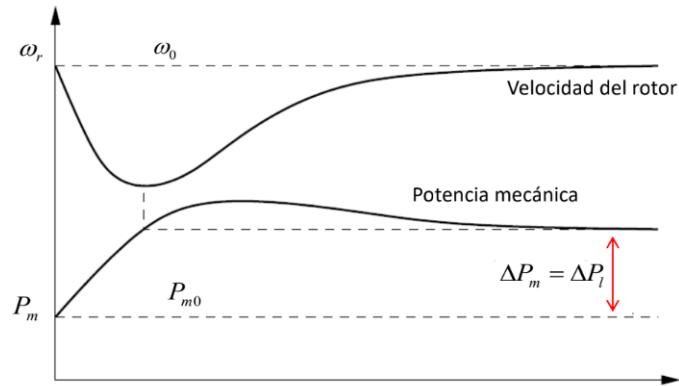


Figura 37. Variación de la velocidad del rotor ante cambios en la potencia mecánica [26].

2. Estatismo de velocidad.

El caso anterior, no era posible el control de frecuencia con varios generadores actuando en paralelo, ya que, en ese caso se tiene que no sería posible el control simultáneo ya que cada una de las máquinas querría llevar la frecuencia al valor de referencia propio, y eso generaría inestabilidad en el sistema. Para corregir eso, es que se puede agregar un lazo de referencia en lazo cerrado con el integrador y la ganancia que estaban en el caso anterior, para que se establezca una referencia propia y de esta forma controlar la proporción con la que cambia la frecuencia con respecto a la potencia mecánica. Su diagrama de bloques se ilustra en la Figura 38.

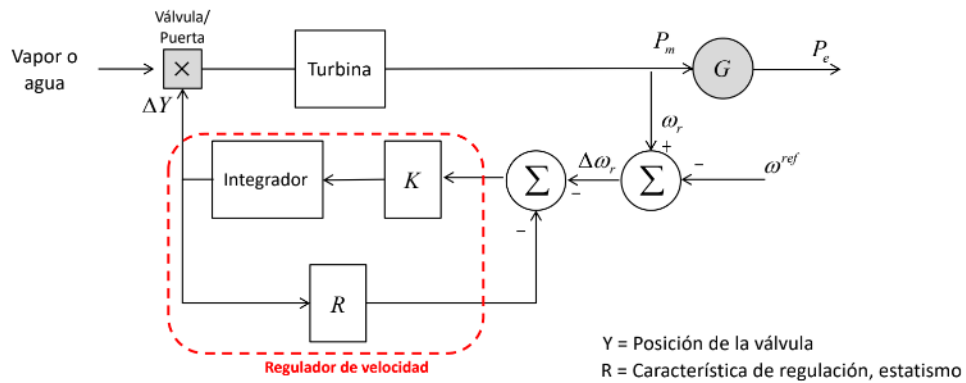


Figura 38. Diagrama de bloques de regulación con estatismo de velocidad [26].

Al incorporar la ganancia R, se tendrá que es la pendiente de variación de frecuencia con respecto al cambio en la potencia de salida, tal como se puede ver en la Figura 39. Donde existe, en régimen permanente una desviación de frecuencia de la cual se tiene que hacer cargo el control secundario de frecuencia.

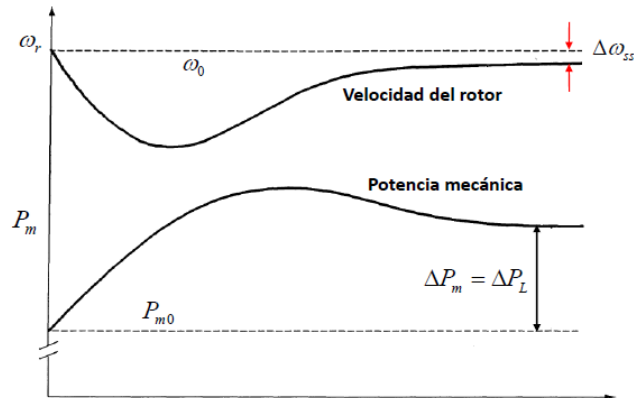


Figura 39. Variación de la velocidad del rotor ante cambios en la potencia mecánica [26].

2.4.5.1. Modelo Governor Hidráulica.

El control de las turbinas hidráulicas es insatisfactorio cuando posee un regulador de velocidad que está basado sólo en estatismo permanente, ya que no considera los efectos de la inercia del agua, el cual ante un cambio en la posición de la compuerta produce un cambio en la potencia inicial de la turbina opuesto

al deseado. Para contrarrestar esto, se debe agregar un transitorio temporal muy grande. El bloque que logra este efecto es el lazo de retroalimentación de la siguiente imagen Figura 40.

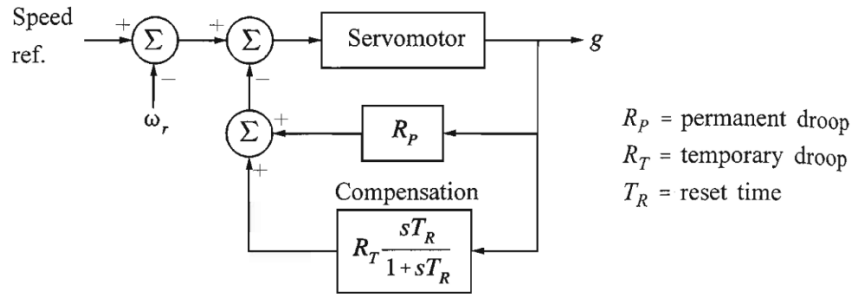


Figura 40. Lazo de retroalimentación en una turbina hidráulica [24].

Los modelos de gobernador se pueden categorizar en dos tipos, hidromecánico e hidroeléctrico. Los governors modernos diseñados para turbinas hidráulicas utilizan sistemas hidroeléctricos, ya que los componentes eléctricos proporcionan mayor flexibilidad y un mejor rendimiento en términos de bandas muertas y tiempos de retardo. Esto posee ventajas en términos de control ya que es capaz de detección de velocidad, el "droop" permanente, el "droop" temporal y otras funciones de medición y cálculo se realizan de forma eléctrica. Las características dinámicas de los gobernadores eléctricos generalmente se ajustan para ser esencialmente similares a las de los gobernadores mecánico-hidráulicos. Es por esto último por lo que para efectos de este trabajo se detallará el funcionamiento de los governors hidroeléctricos.

A modo de ejemplo, en la Figura 41 se presenta el diagrama de bloques del sistema de regulación de velocidad de una unidad hidráulica suministrando a una carga aislada. La representación del regulador de velocidad incluye una compensación de caída transitoria $G_c(s)$, una pendiente permanente de caída R_p y una constante de tiempo del regulador T_G . El generador está representado por su ecuación de movimiento con un tiempo de arranque mecánico T_M , y un coeficiente de amortiguamiento del sistema KD . Además, posee variables que funcionan como actuadores sobre la turbina como el tiempo de inicio de paso del caudal de agua T_w .

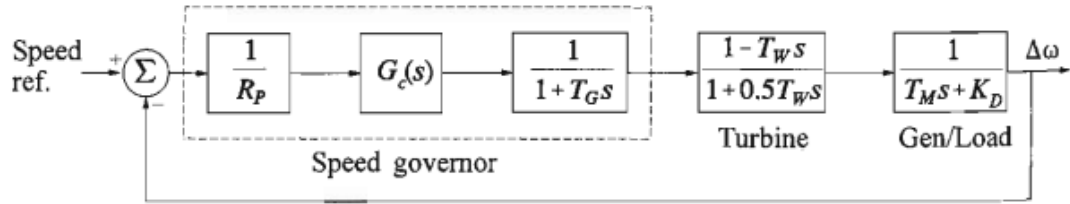


Figura 41. Diagrama de bloques del sistema de regulación de velocidad de una turbina hidráulica [24].

En la Figura 42, se muestran las ventajas del sistema de compensación de la caída transitoria para el caso de la turbina hidráulica. El agregar un estatismo grande, retarda o limita el movimiento de la compuerta hasta que el flujo del agua y la potencia mecánica de salida se “sincronizan”. El resultado es un regulador que presenta un estatismo grande (baja ganancia) para desviaciones rápidas de velocidad (transitorios rápidos) y un estatismo normal (alta ganancia) en régimen permanente (cambios lentos). El estatismo temporal en turbinas hidráulicas tiene valores entre 35-70%.

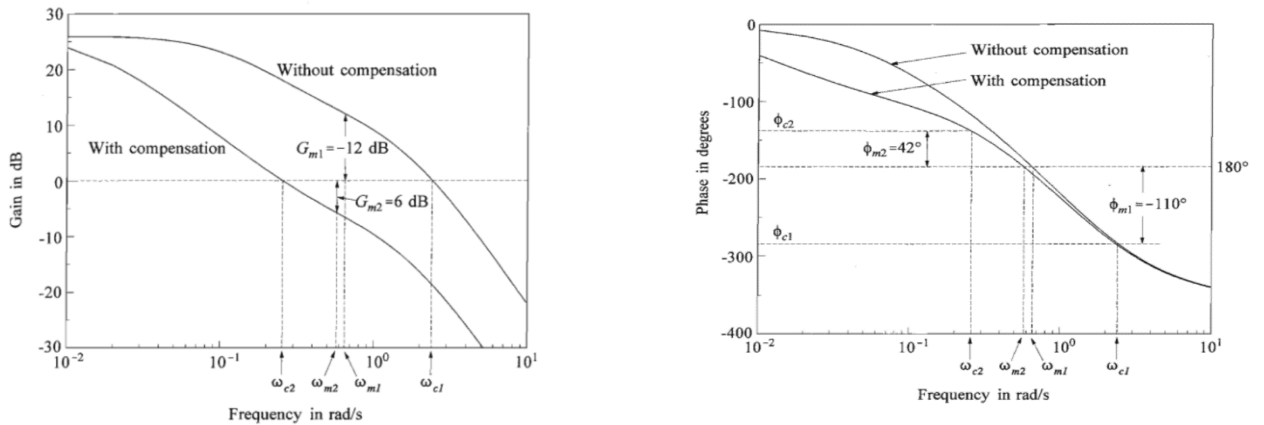


Figura 42. Cambios en la ganancia y la fase ante cambios en la frecuencia con un sistema de compensación [24]

Ahora, algunos governors hidroeléctricos poseen controladores proporcionales derivativos (PID), tal como se ve en la Figura 43 lo cual permite al sistema tener una ganancia más grande, aportando a la respuesta transitoria ya que puede aumentar o disminuir la ganancia transitoria del sistema. Usar una alta ganancia para la parte derivativa puede generar efectos oscilatorios indeseados en la máquina, junto con posibles inestabilidades

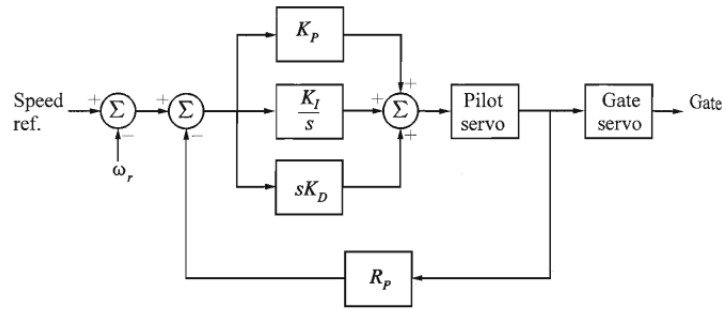


Figura 43. Goversors hidroeléctricos con controladores PID [23].

2.4.5.2. Modelo Goversor turbinas de vapor.

Un modelo general que puede acomodar esencialmente a todas las características significativas de las diferentes formas de controles de turbina de vapor se muestra en la Figura 44. Este permite la representación de lógicas especiales de control tales como el relé de desbalance de potencia de carga (PLU), disparo de las válvulas IV, cierre rápido, controles limitadores de aceleración y sobre velocidad sensitivos a la velocidad. Este también incluye facilidades para representar la realimentación, así como compensaciones serie linealizantes para las alinealidades de las válvulas, y la compensación del ángulo de fase. Los controles de las CV e las IV tiene facilidades para representar las constantes de tiempo asociadas con estados adiciones de amplificación de potencia, y el modelo del control de velocidad puede contabilizar las constantes de tiempo del transductor y del filtro. Los efectos de las bandas muertas pueden ser representados en cinco localizaciones diferentes.

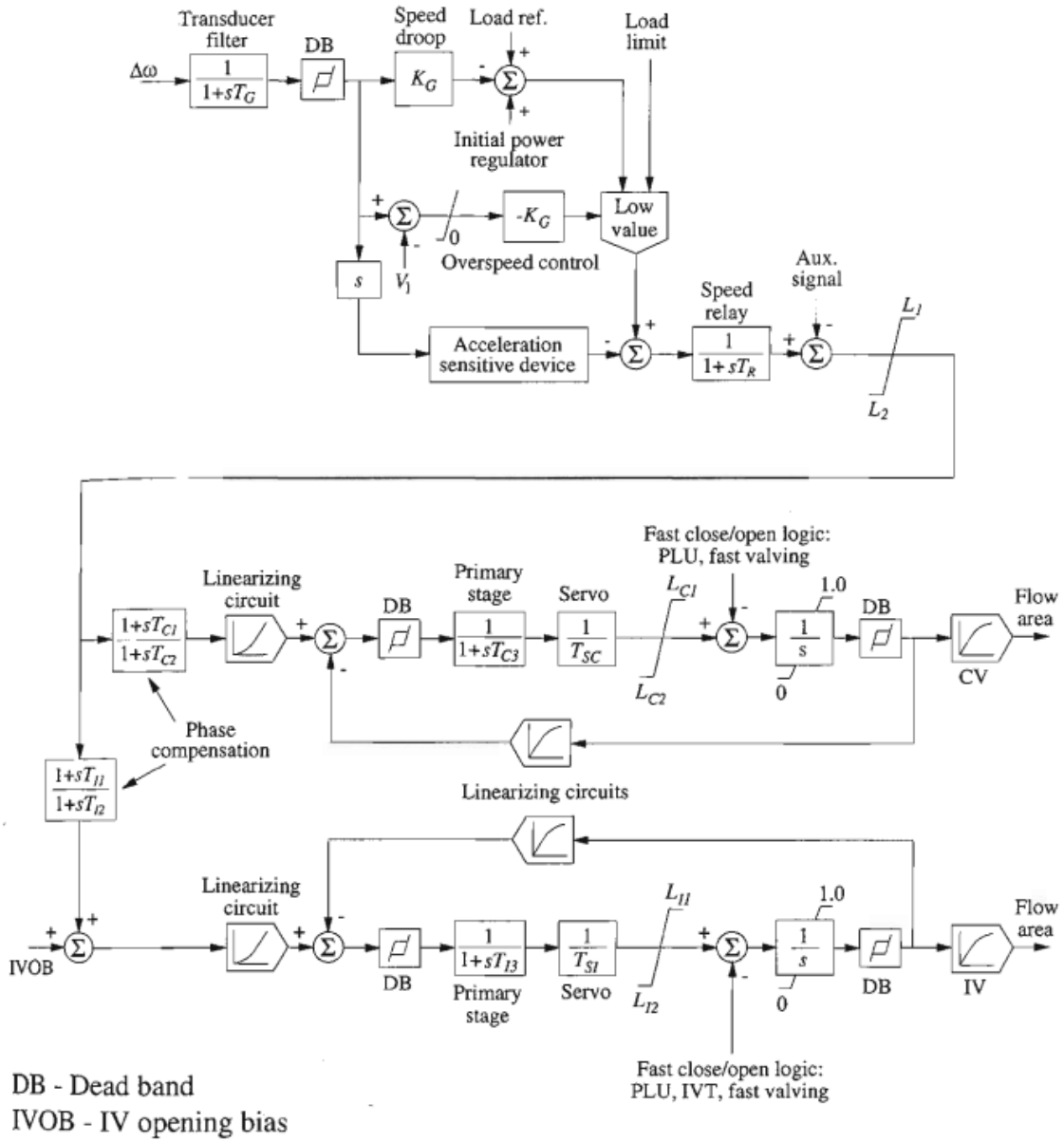


Figura 44. Sistema de control de una turbina a vapor [23].

Dentro del frame que se observa en la Figura 45: Frame modelo máquina síncrona, se tienen distintos limitadores los cuales se detallarán a lo largo de esta sección.

1. Regulador de voltaje automático (AVR).

Para los modelos de AVR se consideró el ST6C, el cual corresponde a una evolución de modelos como el ST6B. El utilizar modelos estándar presenta una ventaja en el modelamiento de cualquier máquina síncrona, ya que cualquier modelo posterior que incorpore nuevos elementos, va a contemplar las mismas variables con algunas modificaciones que el mismo estándar explicita para hacer la homologación entre un modelo y su versión anterior. En particular el modelo ST6C introduce nuevas opciones si se compara con el modelo ST6B, ya que incorpora una conexión del limitador de subexcitación en el punto de suma y el limitador de sobreexcitación de toma de control. Además, el modelo ST6C incorpora un modelo modificado para representar la fuente de alimentación del rectificador controlado.

La homologación entre este modelo y sus versiones anteriores se puede ver en la Figura 46: Equivalencias entre modelos de reguladores de voltaje automático [27].

Table 3—Summary of changes in IEEE Std 421.5 Type ST models

Model name			Changes
Version of IEEE Std 421.5			
2016	2005	1992	
ST1C	ST1A	ST1A	Additional options for connecting OEL input
ST2C	ST2A	ST2A	Additional options for connecting OEL and UEL inputs, modified parameters for the representation of the power source, and additional PI control block
ST3C	ST3A	ST3A	Additional options for connecting OEL and UEL inputs, modified position for the block representing the rectifier bridge dynamic response, and additional PI control block
ST4C	ST4B	n/a	Additional options for connecting OEL and UEL inputs and additional block with time constant, T_A . Additional time constant, T_G in the feedback path with gain, K_G
ST5C	ST5B	n/a	Additional options for connecting OEL and UEL inputs
ST6C	ST6B	n/a	Additional options for connecting OEL and UEL inputs and additional block with time constant T_A
ST7C	ST7B	n/a	Additional time constant T_A
ST8C	n/a	n/a	New model
ST9C	n/a	n/a	New model
ST10C	n/a	n/a	New model

Figura 46: Equivalencias entre modelos de reguladores de voltaje automático [27].

2. Estabilizadores de potencia (PSS).

Para el bloque de control correspondiente al PSS se consideró para homologar desde la librería el PSS2B, el cual tiene la siguiente configuración.

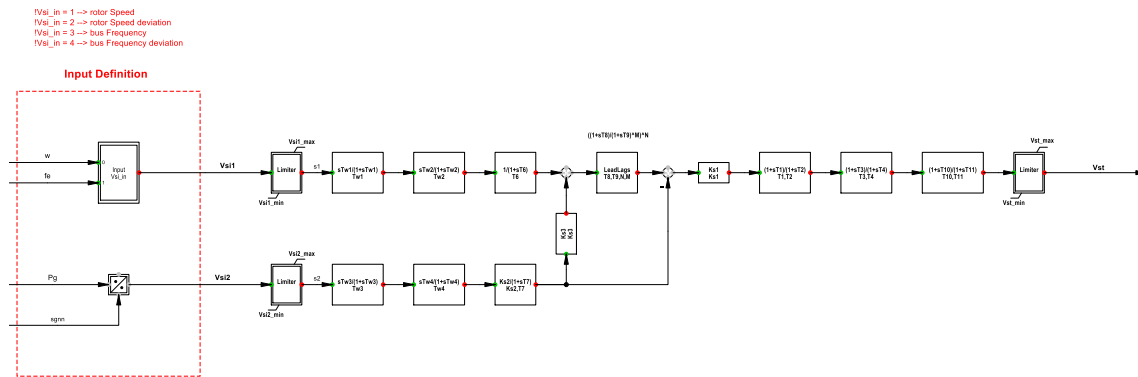


Figura 48: Estructura modelo PSS2B.

En los últimos tres bloques se puede observar la dinámica de amortiguamiento del PSS.

En los siguientes bloques se tiene que, en la parte superior del diagrama, se hace un control de potencia activa y en la inferior de frecuencia. En la siguiente tabla se muestran las variables de interés para el diseño de este modelo.

PSLF pss2b Model		
Name	Value	Description
Tr	0.02	Voltage transducer time constant, sec.
Vimax	0.126	Maximum error, p.u.
Vimin	-0.109	Minimum error, p.u.
Tc	3	Lead time constant, sec.
Tb	35.0	Lag time constant, sec.
Ka	1000	Gain, p.u. (> 0.)
Vsi1max	999	Stabilizer output max limit, p.u.
Vsi1min	-999	Stabilizer output min limit, p.u.
Tw1	2.0	First washout on signal #1, sec.
Tw2	2.0	Second washout on signal #1, sec.
Vsi2max	999	Stabilizer output max limit, p.u.
Vsi2min	-999	Stabilizer output min limit, p.u.
Tw3	2.0	First washout on signal #2, sec.
Tw4	0.0	Second washout on signal #2, sec.
T6	0.0	Time constant on signal #1, sec.
T7	2.0	Time constant on signal #2, sec.
Ks2	0.297	Gain on signal #2
Ks3	1.0	Gain on signal #2 input before ramp-tracking filter
T8	0.6	Lead of ramp tracking filter
T9	0.12	Lag of ramp tracking filter
n	1	Order of ramp tracking filter
m	5	Denominator order of ramp tracking filter
Ks1	7.0 _{GE} 24.0 _{L&S}	Stabilizer gain
T1	0.2	Lead/lag time constant, sec.
T2	0.04	Lead/lag time constant, sec.
T3	0.15	Lead/lag time constant, sec.
T4	0.04	Lead/lag time constant, sec.
T10	1	Lead/lag time constant, sec.

Figura 49: Variables de interés modelo PSS2B [27].

PSLF pss2b Model		
Name	Value	Description
T11	1	Lead/lag time constant, sec.
Vstmax	0.05	Stabilizer output max limit, p.u.
Vstmin	-0.05	Stabilizer output min limit, p.u.
a	1	Lead/lag num. gain. (not in IEEE model)
Ta	1	Lead/lag time constant, sec. (not in IEEE model)
Tb	1	Lead/lag time constant, sec. (not in IEEE model)
Ks4	1.0	Gain on signal #2 input after ramp-tracking filter (not in IEEE model)

Figura 50 Variables de interés modelo PSS2B [27].

3. Limitador de sobreexcitación (OEL)

Para el OEL, se estudió el modelo estándar OEL3C, el cual tiene la siguiente configuración.

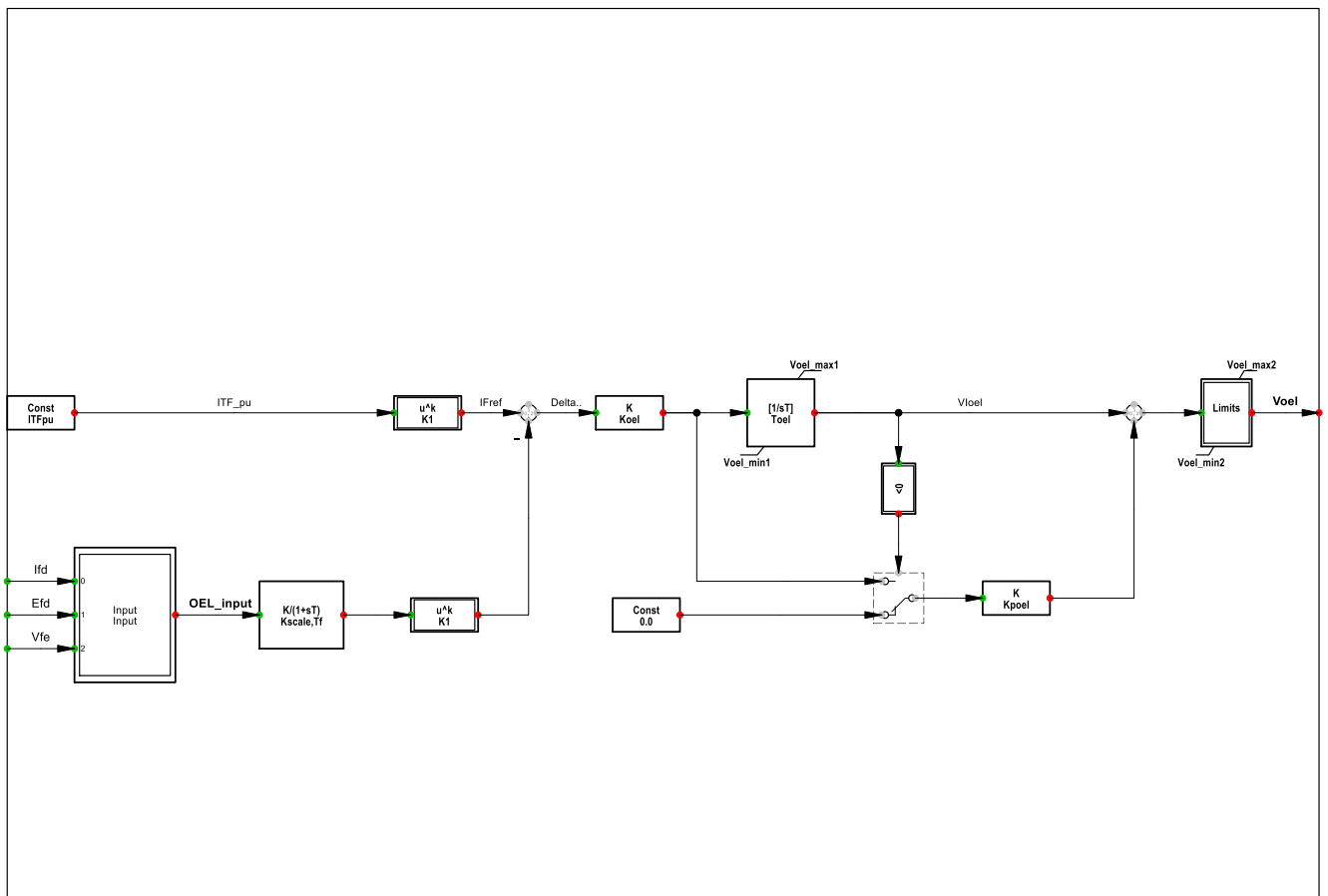


Figura 51: Estructura modelo OEL3C

4. Limitador de subexcitación (UEL)

El modelo de Under excitation Limiter a estudiar fue el UEL2, extraído desde la librería de modelos dinámicos de la IEE, y su configuración de bloques sigue la siguiente estructura:

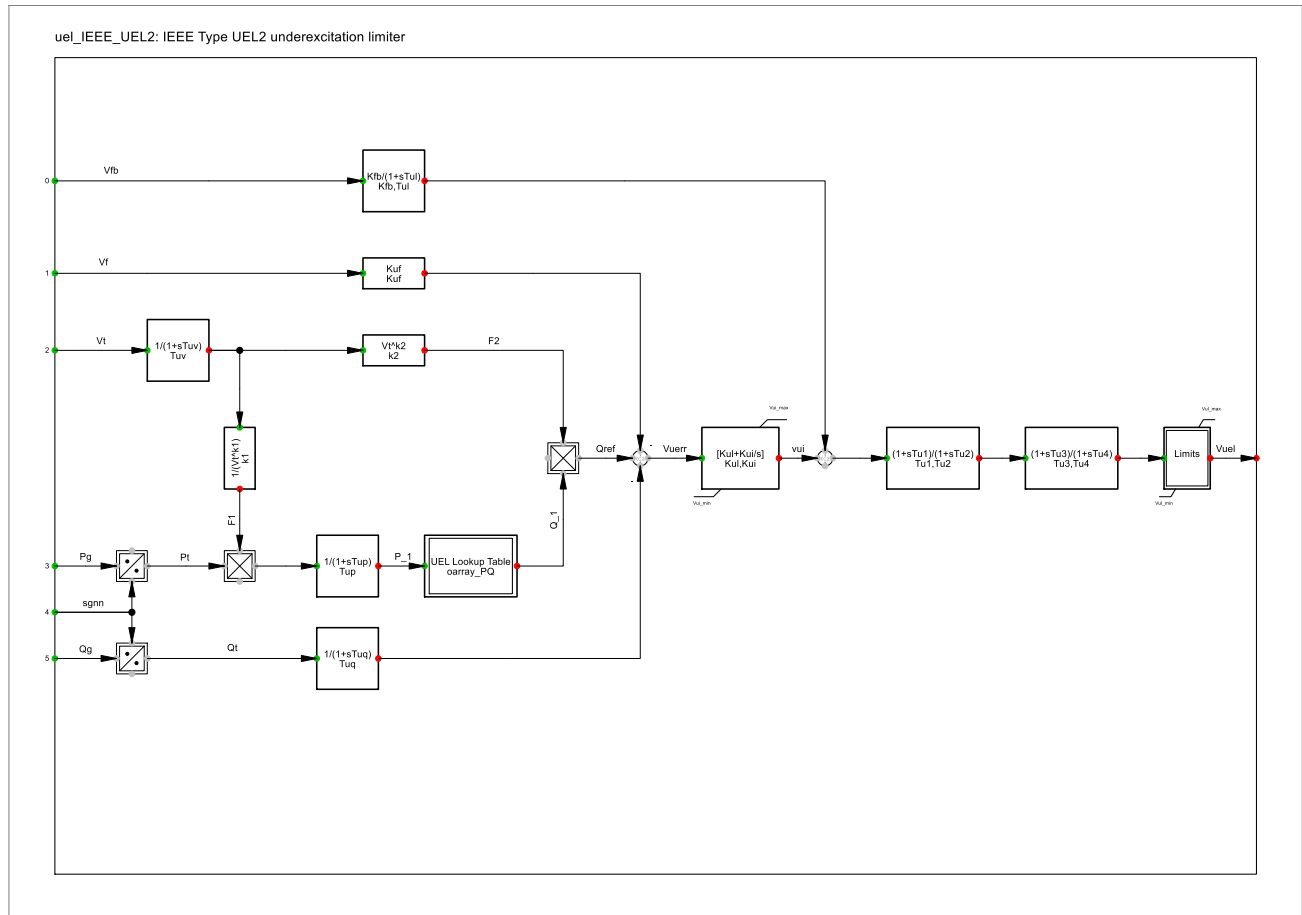


Figura 52 Estructura modelo UEL2.

5. Governor y turbina.

Para homologar el comportamiento de Governor y turbina se estudiará el comportamiento dependiendo del tipo de tecnología que se está considerando.

a) Hidroeléctricas

Para los modelos de turbina hidroeléctrica se considerará el siguiente modelo de regulador de velocidad, conformado por un frame para la turbina y otro para el governor.

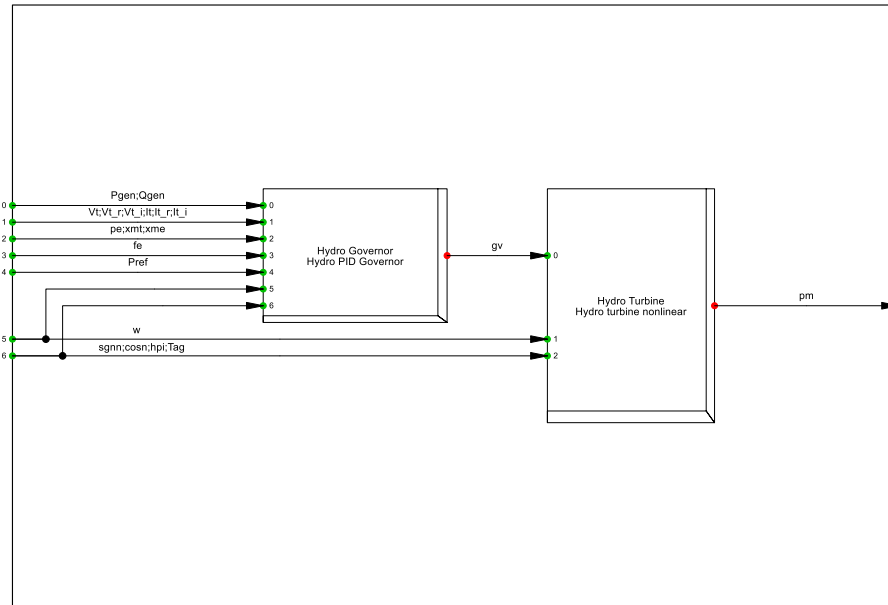


Figura 53: Frame regulador de velocidad Hidráulicas.

Donde se tiene que cada uno de los bloques que se pueden observar en la imagen de la Figura 53, se detallan a continuación.

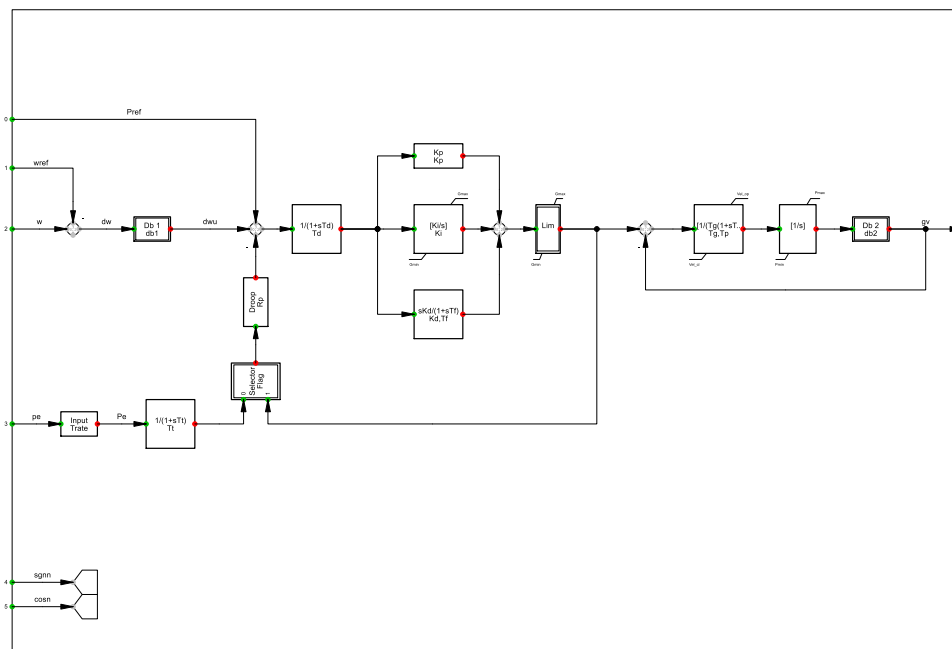


Figura 54: Estructura del modelo PID (controlador proporcional, integral y derivativo)

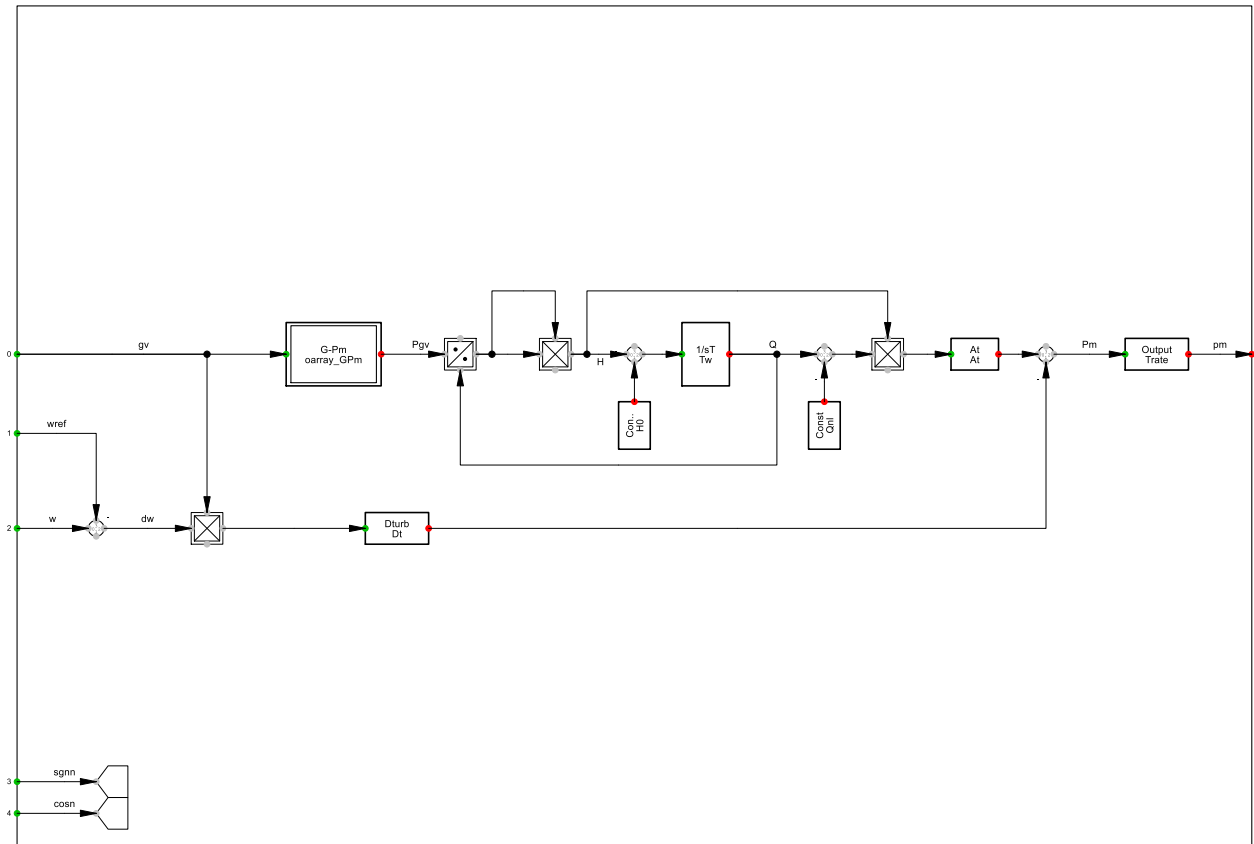


Figura 55: Estructura modelo de turbina para modelo máquina hidráulica.

b) Gas

Para la homologación del modelo de turbina a gas, se estudiará el comportamiento del modelo IEEE GT1, el cual tiene la estructura de la figura 56.

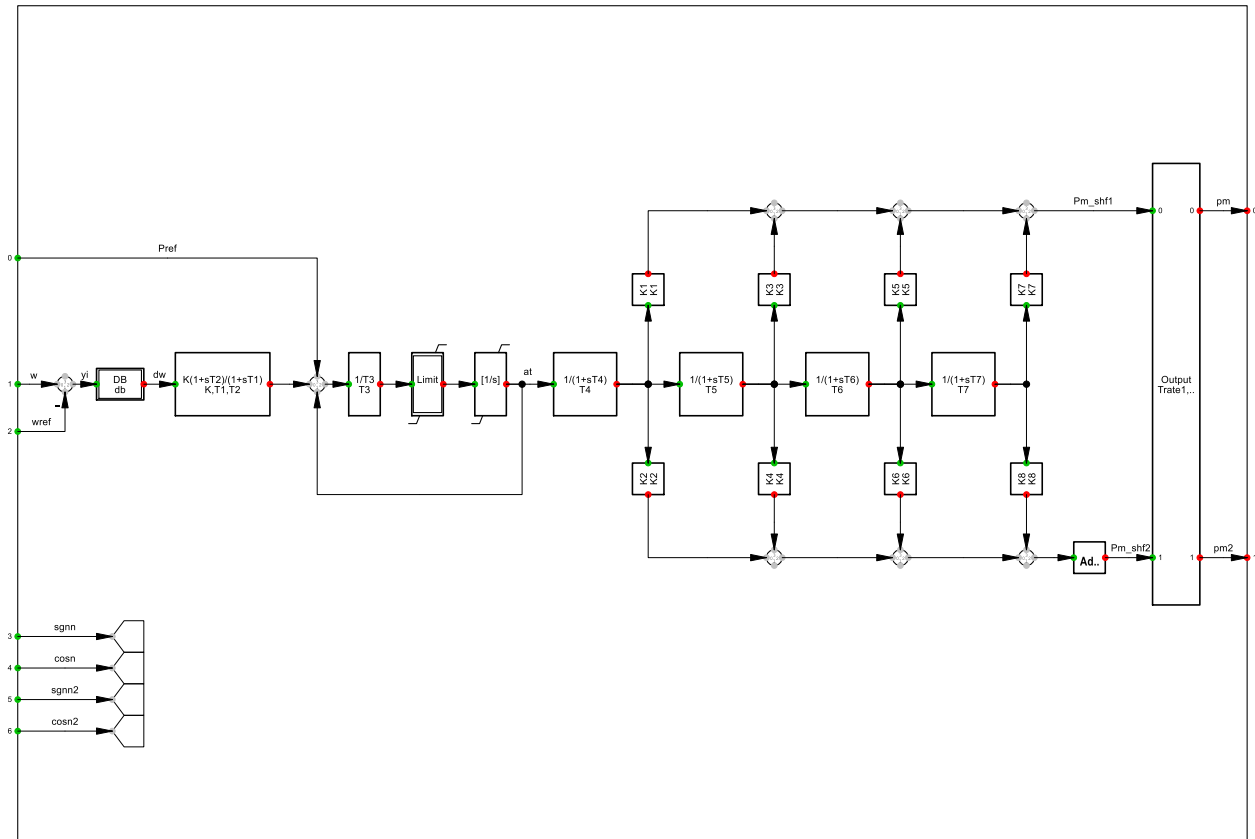


Figura 57: Estructura modelo IEEE1 turbina a vapor.

2.6. Modelo WECC Planta Solar

Para modelamiento de los controladores de planta del banco de prueba se estudió el siguiente modelo, correspondiente al estándar WECC Large-scale PV Plant 110MVA 50Hz, utilizado para plantas solares y eólicas donde se pueden ver que posee la siguiente estructura [28].

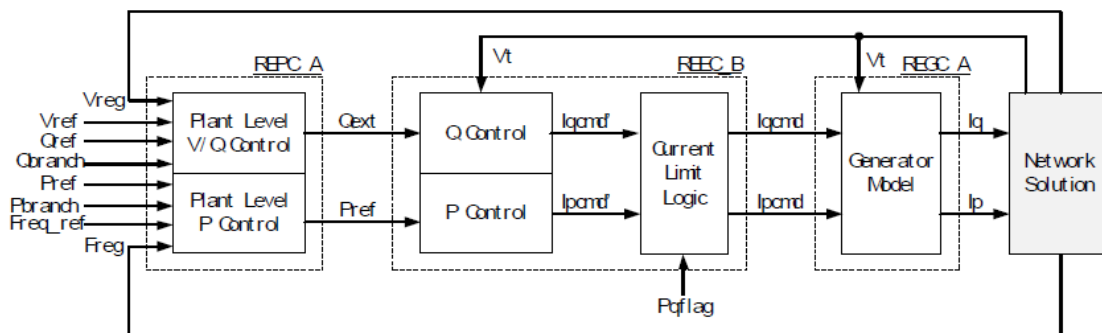


Figura 58: Estructura modelo WECC [28].

Donde:

- REPC_A: módulo utilizado para representar el Controlador de la Planta. Procesa la salida de voltaje y potencia reactiva para emular el control de voltios/var a nivel de la planta. También procesa la frecuencia y la salida de potencia activa para emular el control de potencia activa. Este módulo proporciona comandos de potencia activa y reactiva al módulo REEC_B.
- REEC_B: módulo utilizado para representar los controles eléctricos de los inversores. Actúa sobre la referencia de potencia activa y reactiva del módulo REPC_A, con retroalimentación de la tensión terminal y la salida de potencia del generador, y proporciona comandos de corriente real y reactiva al módulo REGC_A. El módulo REEC_B es una versión simplificada del módulo REEC_A utilizado en los modelos de energía eólica.
- REGC_A: módulo utilizado para representar la interfaz del Generador/Convertidor (inversor) con la red. Procesa los comandos de corriente real y reactiva y proporciona la inyección de corriente real y reactiva en el modelo de la red.

En PowerFactory, este frame se ve como sigue.

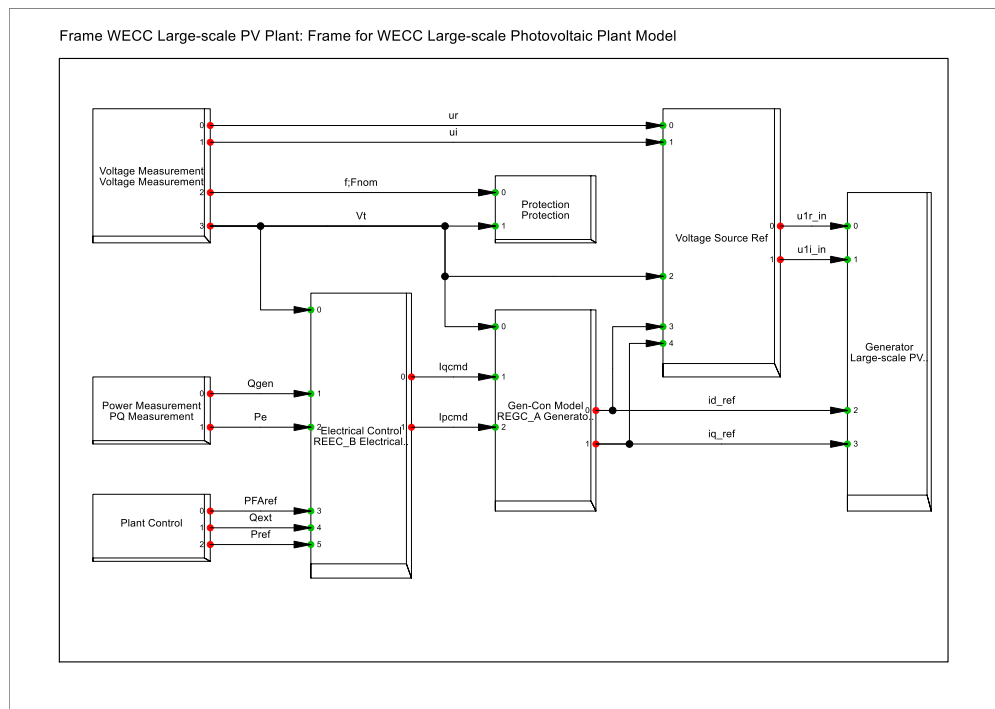


Figura 59 Frame modelo WECC DIgSILENT.

Dentro del cual se tiene el siguiente controlador de planta:

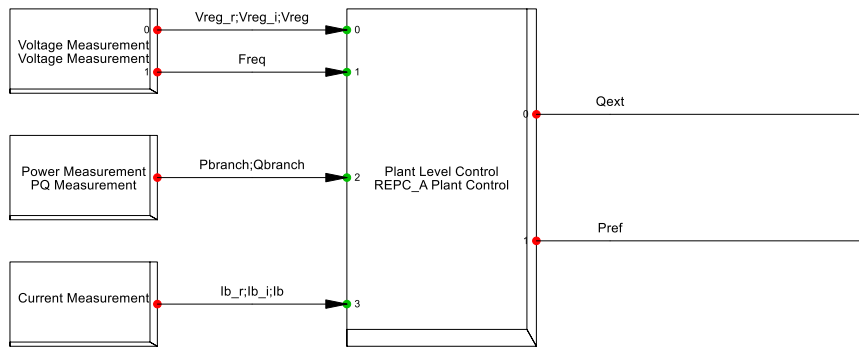


Figura 60: Controlador de planta modelo WECC DiGSILENT.

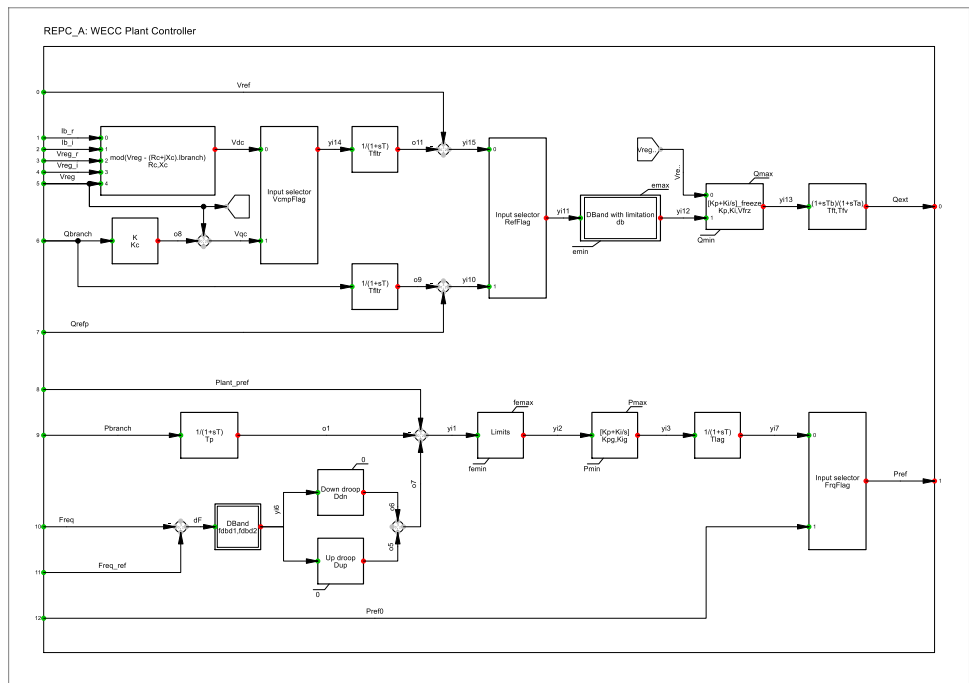


Figura 61: Controlador de planta modelo WECC DiGSILENT

Este modelo de planta utiliza un regulador Volt/VAR, el cual permite representar distintos modos de control dependiendo del valor determinado en las variables detalladas en la tabla anterior.

Se pueden lograr varias combinaciones de control reactivo a nivel de planta e inversor configurando los parámetros y conmutadores adecuados. La tabla que sigue muestra a continuación detalla una lista de opciones de control, y los modelos y conmutadores que estarían involucrados. La entrada "N/A" indica que el estado del interruptor no afecta el modo de control indicado.

Reactive Power Control Options for large-scale PV plant generic model

Functionality	Models Needed	PfFlag	Vflag	Qflag	RefFlag
Constant local PF control	REEC_B	1	N/A	0	N/A
Constant local Q control	REEC_B	0	N/A	0	N/A
Local (gen terminals) V control	REEC_B	0	0	1	N/A
Local coordinated V/Q control	REEC_B	0	1	1	N/A
Plant level Q control	REEC_B, REPC_A	0	N/A	0	0
Plant level V control	REEC_B, REPC_A	0	N/A	0	1
Plant level Q control + local coordinated V/Q control	REEC_B, REPC_A	0	1	1	0
Plant level V control + local coordinated V/Q control	REEC_B, REPC_A	0	1	1	1

Figura 62: Opciones de controlador de planta del modelo WECC [28].

Ahora, si se quiere ver los módulos y valores correspondientes en sus respectivas variables para el control de potencia activa, se tiene lo que sigue:

Active Power Control Options

Functionality	Models Needed	Freq_flag	Ddn	Dup
No governor response	REGC_A, REEC_B	0	N/A	N/A
Governor response with down regulation, only	REGC_A, REEC_B, REPC_A	1	> 0	0
Governor response with up and down regulation	REGC_A, REEC_B, REPC_A	1	> 0	> 0

Figura 63: Valores para el bloque de potencia activa del controlador [28].

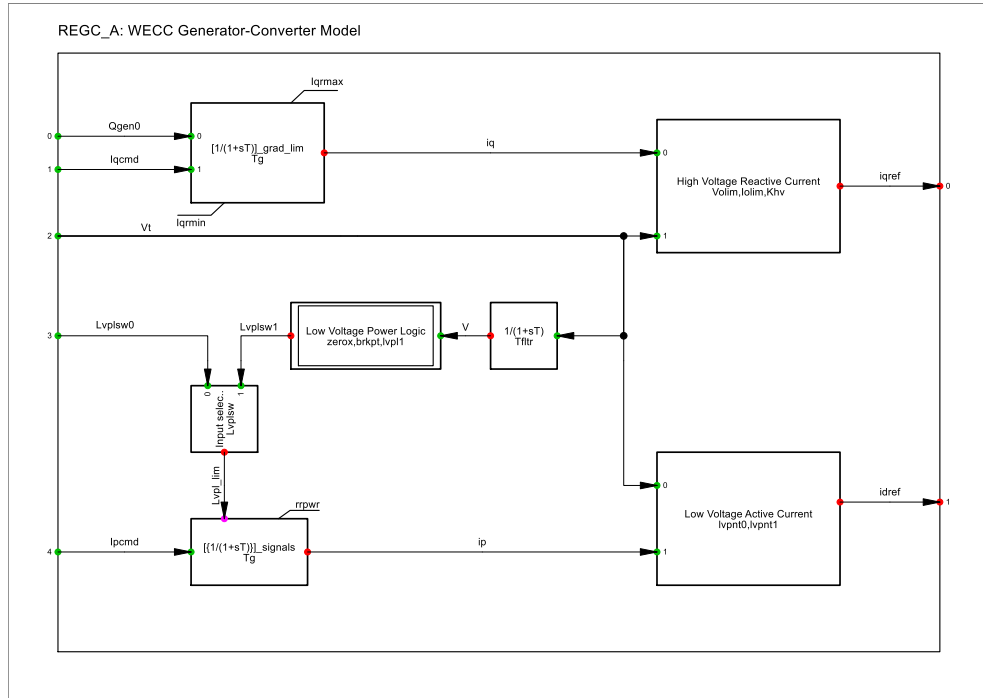


Figura 65: Estructura Inversor modelo WECC

2.7. Modelo IEC Planta eólica

De acuerdo con el estándar IEC 61400-27-1 [29], se tiene que se puede modelar una turbina eólica mediante la modificación de variables correspondientes al siguiente frame.

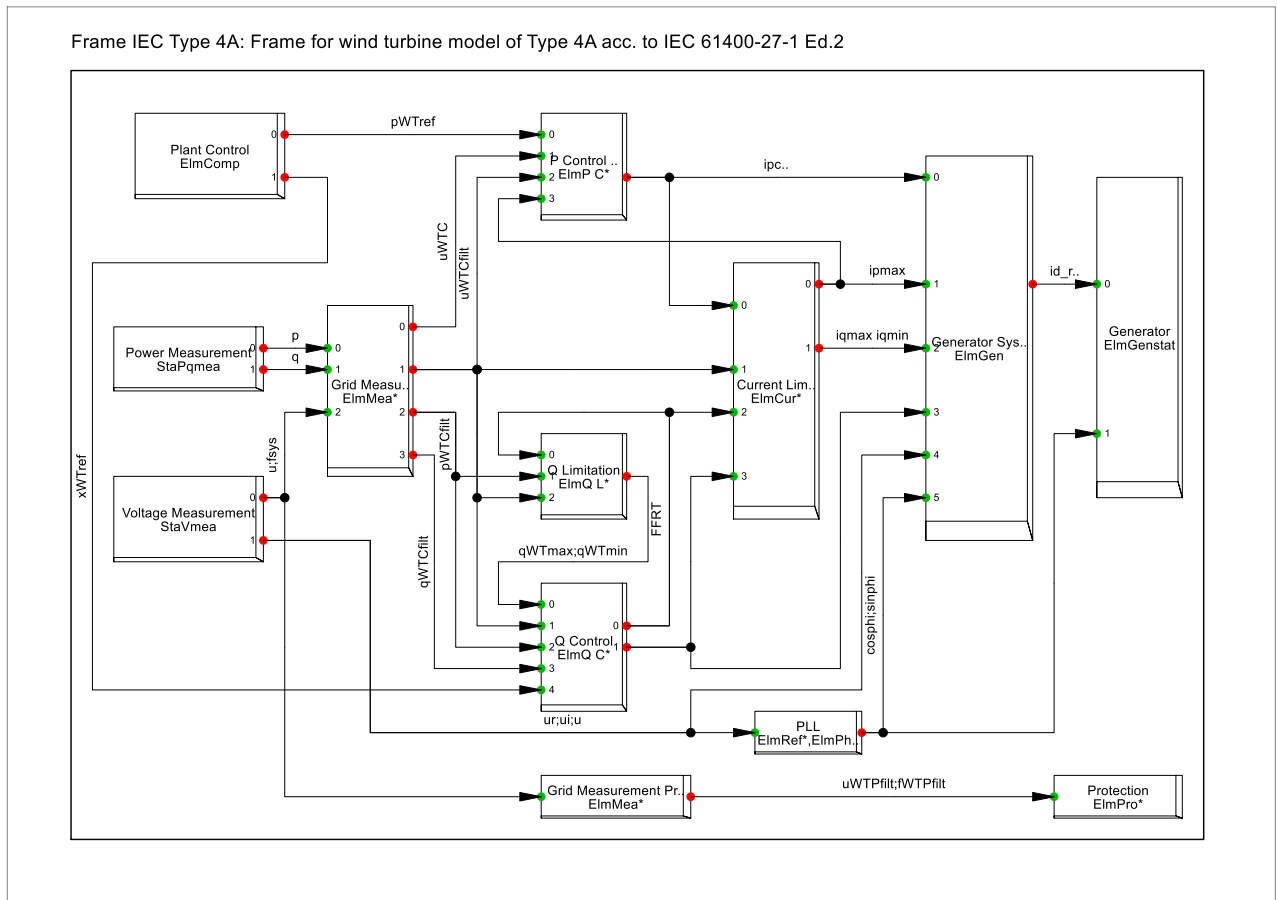


Figura 66: Frame modelo IEC planta eólica.

Con un controlador de planta como se ve en la Figura 67.

Frame IEC Wind Power Plant Control: Frame for wind power plant level control model acc. to IEC 61400-27-1 Ed.2

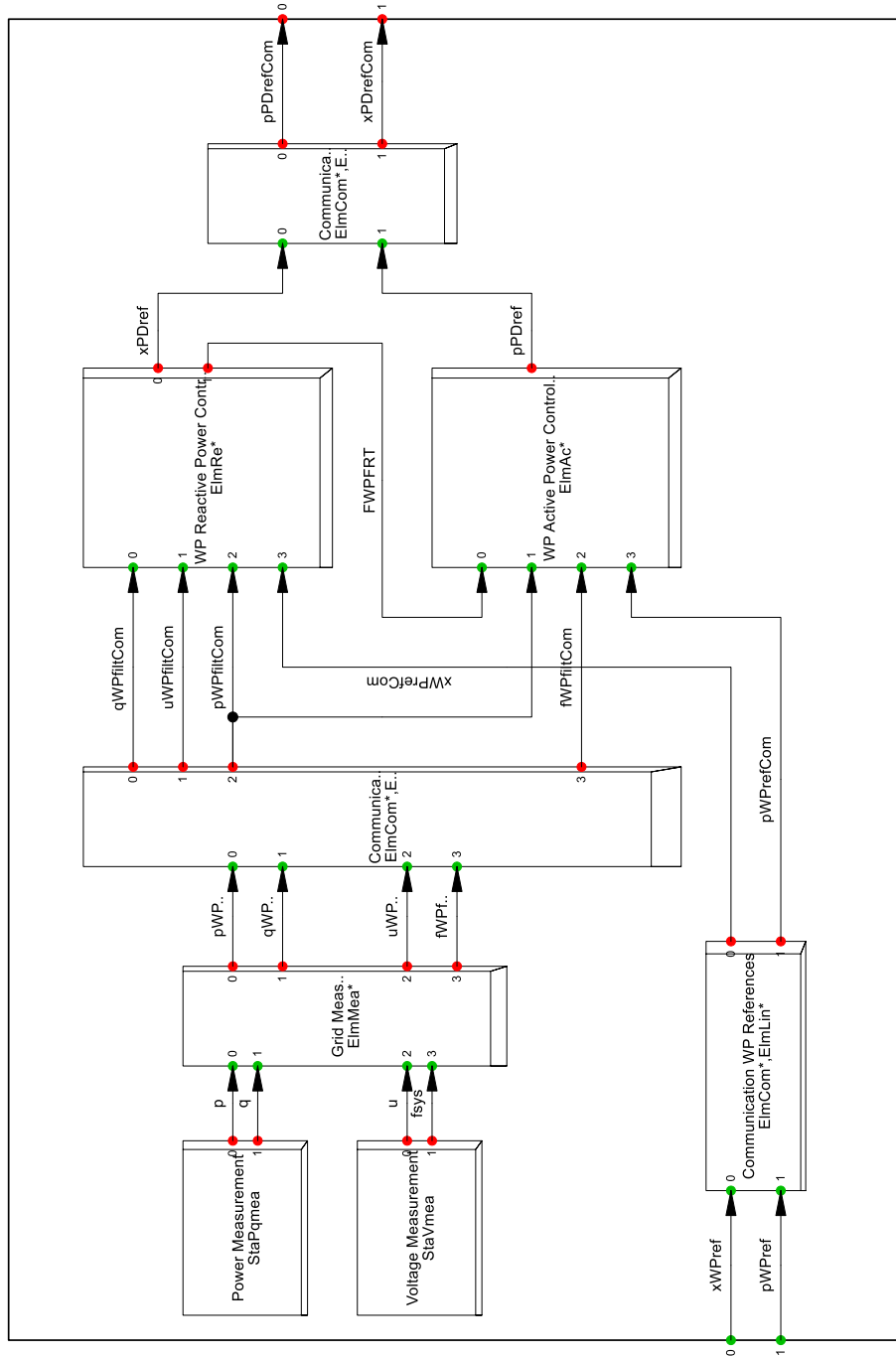


Figura 67: Controlador de planta modelo IEC para máquina eólica.

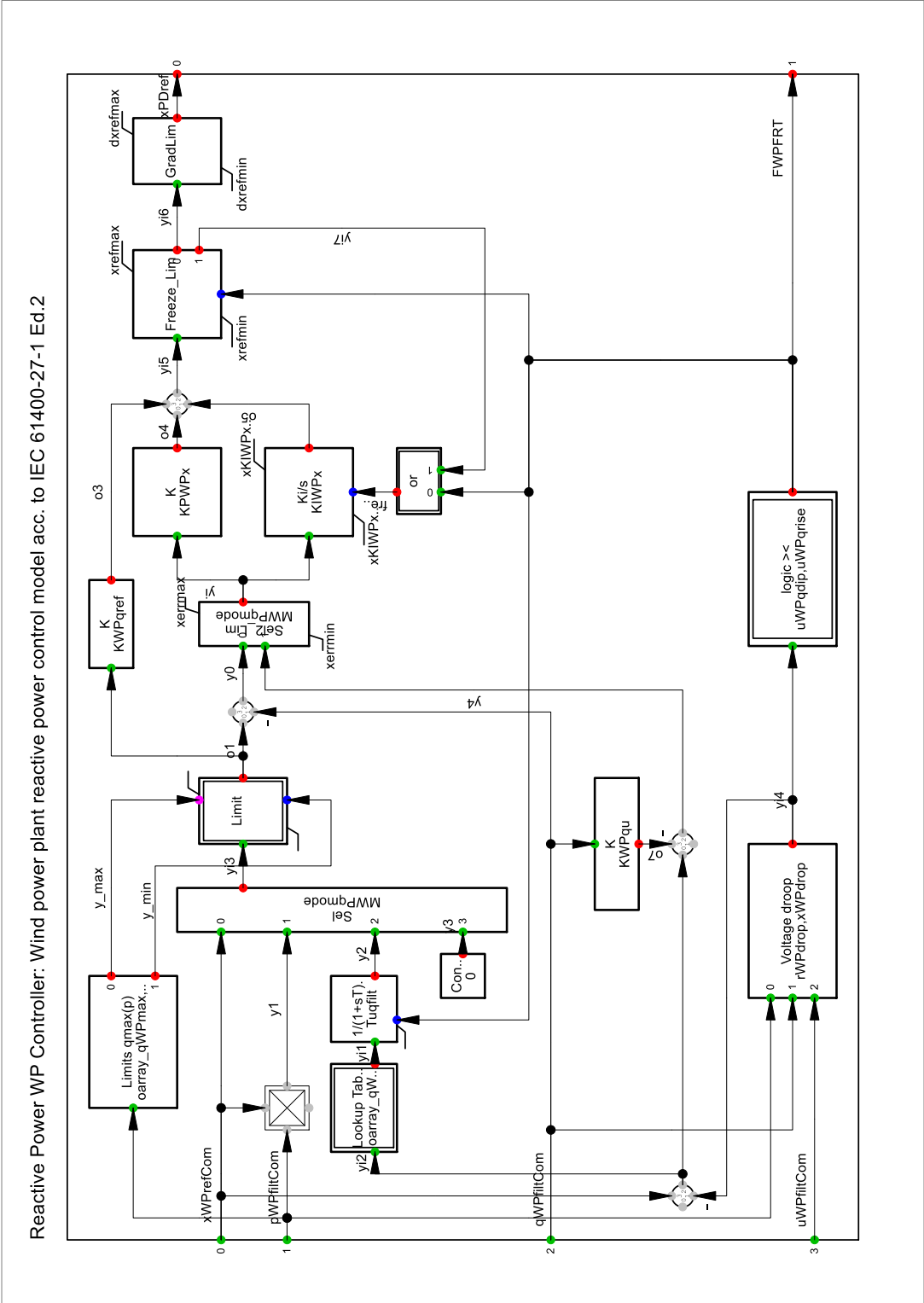


Figura 68: Controlador de potencia reactiva del estándar IEC para planta eólica.

2.8. Norma técnica Seguridad y Calidad de Servicio [30]

2.8.1. Artículo 8-7

Para la verificación de los requisitos técnicos de los sistemas de excitación y PSS de una unidad generadora, los respectivos Coordinados deberán realizar pruebas y/o mediciones a efectos de verificar que:

- a. Se verificó la respuesta de los controles incorporados al sistema de excitación de la unidad generadora (controlador de tensión y limitadores del sistema de excitación) y se identificaron los parámetros y lazos de control que permiten homologar el modelo para simulaciones de transitorios electromecánicos ante grandes perturbaciones en el Sistema Eléctrico.
- b. Las protecciones permiten operar a la unidad generadora dentro de los límites de operación en sobretensión y subtenensión establecidos para el Sistema Eléctrico en el de Capítulo 5 de la presente norma.
- c. La respuesta de la unidad ante variaciones rápidas de la tensión, y frente a fallas en la red de transmisión, cumple con las exigencias mínimas establecidas en el Artículo 3-12.
- d. El sistema de excitación de toda unidad generadora sincrónica de potencia nominal igual o superior a 50 [MW] cuenta con un limitador de mínima excitación, que en operación normal impida que la corriente de campo del generador descienda hasta valores que puedan causar la pérdida de sincronismo o la actuación de la protección de pérdida de excitación de acuerdo a lo establecido en el Artículo 3-14 de la NTSyCS.
- e. El sistema de excitación de toda unidad generadora sincrónica de potencia nominal igual o superior a 50 [MW] cuenta con un estabilizador del sistema de potencia (PSS) correctamente calibrado, que mejora el amortiguamiento de los modos de oscilación electromecánicos (Artículo 3-14 de la NTSyCS), sin afectar significativamente la regulación de tensión. A este último efecto, mediante pruebas se deberá probar que el lazo de regulación automática de velocidad presenta una muy baja participación en la banda de frecuencias correspondientes a las oscilaciones electromecánicas.
- f. Las unidades generadoras sincrónicas pertenecientes a centrales eléctricas de potencia nominal total igual o mayor a 50 [MW] con dos o más unidades, deberán disponer de un sistema de excitación que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión de la central a un valor ajustado por el operador y efectuar una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades generadoras que se encuentren operando.
- g. En el caso que exista más de una central eléctrica que inyecta su energía a una misma barra del Sistema Eléctrico y que la suma de sus potencias individuales sea superior a 200

[MW], el referido control podrá ser exigido a las centrales que el Coordinador determine, si los estudios específicos justifican la necesidad de implementar un control conjunto de su tensión.

2.8.2. Artículo 8-8

Mediante mediciones en terreno, se requiere identificar la respuesta de los controladores que intervienen en el lazo de control de la excitación de la unidad generadora, y verificar los parámetros que permitirán “homologar” los modelos de estos controladores para estudios de transitorios electromecánicos y/o electromagnéticos frente a pequeñas y grandes perturbaciones en el Sistema Eléctrico. A este fin se requiere:

- a. Identificar/Verificar la función de transferencia del controlador de tensión.
- b. Evaluar la respuesta temporal del lazo de regulación de tensión, con el generador operando en vacío y no sincronizado a la red:
 - i. Medición del tiempo de crecimiento - Intervalo de tiempo que demora la tensión en los terminales de la unidad generadora para aumentar del 10 al 90 % de su valor final, luego de la aplicación de un pequeño escalón en la referencia de tensión del controlador de tensión.
 - ii. Medición del tiempo de establecimiento del controlador de tensión - Intervalo de tiempo que demora la tensión en los terminales de la unidad generadora para ingresar y permanecer dentro de una banda de $\pm 5\%$ en torno a su valor final o de régimen, luego de aplicación de un pequeño escalón en la referencia de tensión del controlador de tensión.
 - iii. Medición de tensiones máximas o extremas de corriente o tensión de campo del generador (techos de excitación) y límites electrónicos del controlador de tensión.
- c. Evaluar la respuesta temporal del lazo de regulación con el generador operando en carga, en sincronismo con el Sistema Eléctrico sobre la base de:
 - i. La evaluación del amortiguamiento del “modo local de oscilación electromecánico” de la unidad generadora sin PSS.
 - ii. La evaluación de la respuesta del sistema de excitación del generador bajo el control del/los limitador/es de subexcitación, en caso de disponer de los mismos.
 - iii. La evaluación de la respuesta del sistema de excitación del generador bajo el control del/los limitador/es de sobreexcitación, en caso de disponer de los mismos.
- d. Verificación de estados operativos de régimen permanente extremos del diagrama de capacidad P-Q del generador en operación normal y de alerta.

2.8.3. Artículo 8-9

Toda unidad generadora de potencia nominal igual o superior a 50 [MW], o que requiera estar equipada con PSS según establece el Artículo 3-14 de la NTSyCS, que se conecte al Sistema Eléctrico, adicionalmente deberá realizar las pruebas y/o mediciones siguientes:

- a. Evaluación de la respuesta del sistema de excitación del generador bajo el control del/los limitador/es de subexcitación y sobreexcitación.
- b. Evaluación de la respuesta del sistema de excitación del generador frente a la actuación del limitador de sobreflujo magnético (Volt/Hz).
- c. Obtención de la respuesta en frecuencia de la función de transferencia del PSS.
- d. Evaluación del amortiguamiento del “modo local” de oscilación electromecánico con PSS.
- e. Respuesta temporal del lazo de regulación de tensión con el generador operando en carga, en sincronismo con el Sistema Eléctrico y el PSS conectado. Evaluación del amortiguamiento del “modo local de oscilación electromecánico” de la unidad generadora.
- f. Determinación de la ganancia máxima del PSS y ajuste de la ganancia óptima.
- g. Evaluación del efecto del controlador de velocidad de turbina sobre el control de la tensión de la unidad generadora debido al PSS.
- h. Evaluación del desempeño del PSS en bajas frecuencias de oscilación (modos interáreas).
- i. Determinación de los efectos de las variaciones rápidas de la potencia mecánica de la máquina motriz sobre el desempeño del PSS.

Capítulo 3

Metodología

En el presente capítulo se detalla la metodología que se siguió para poder cumplir con los objetivos mencionados. Para el estudio se utilizó la base de datos del SEN modelado a enero del 2024, en formato DIgSILENT PowerFactory, la cual se encuentra públicamente disponible en la página del Coordinador Eléctrico Nacional. Además, se dividió el trabajo en 5 etapas que se detallan a continuación:

1. Identificación de elementos esenciales para el modelamiento del SEN: Se utilizó el ESCR como índice de fortaleza de red para determinar las barras del sistema involucradas directamente con la robustez del sistema, con la intención de a cabo la representación detallada de los elementos a modelar y sus limitaciones físicas. Aunque se necesita modelar una porción más reducida del sistema, se debe hacer de manera precisa y detallada.
2. Extraer los modelos de la base de datos PF: Se extrajo desde las barras de interés los modelos de unidades generadoras y equipos que están conectados en la misma barra donde el nivel de ESCR sea crítico, incluidos los modelos de control de planta y sus limitadores.
3. Creación de banco de pruebas: Se construirán bancos de prueba para cada elemento de forma que se puedan observar los comportamientos dinámicos de cada uno en PF. Para esto, se deben conocer las limitaciones y requerimientos especificados en el punto 1 para lo cual se debe escoger un punto de operación aceptable.
4. Homologación estática de modelos: Se realizó la validación de los elementos mediante el estudio de flujo de potencia, considerando como variables de interés en la entre otras para estudiar el comportamiento estático de los modelos.
5. Homologación dinámica de modelos: Para estudiar el comportamiento dinámico del sistema, se modelarán distintos eventos, tales como la conexión y desconexión de carga, falla monofásica, etc. de forma que permita validar el modelo dinámicamente.

Eventos máquinas sincrónicas:

1. Escalón de tensión sólo con el controlador de planta activado
2. Escalón de tensión con el controlador de planta y PSS activado

3. Corto circuito en bornes del transformador de planta.
4. Escalón de tensión en el controlador de planta con limitador de sobretensión activado
5. Escalón de tensión en el controlador de planta con el limitador de subtensión activado
6. Escalón de frecuencia en el regulador de velocidad.

Eventos ERNC:

- d) Escalón de Potencia Activa
- e) Escalón de Potencia Reactiva
- f) Corto circuito en bornes en el lado de alta del transformador principal.

A modo de resumen de lo explicado, se tiene el siguiente diagrama metodológico.

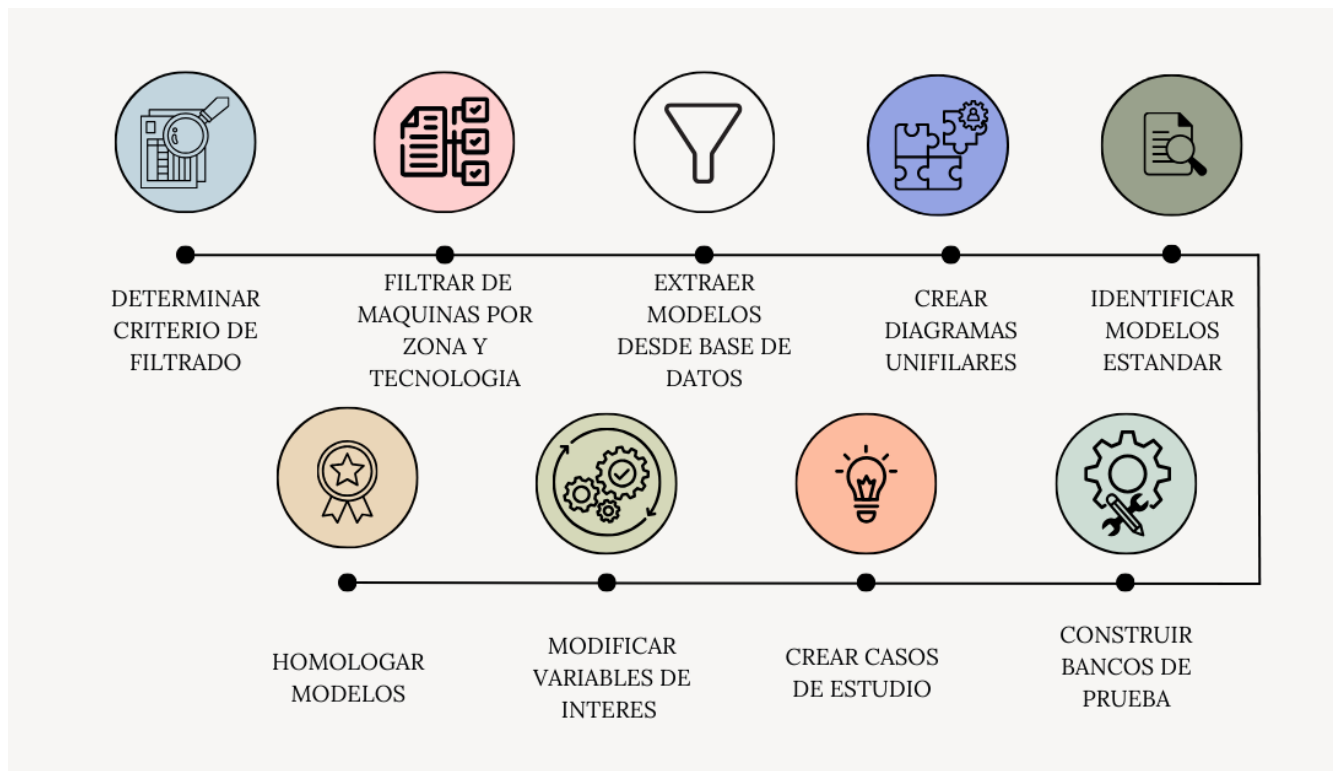


Figura 70: Metodología para lograr la creación de la librería.

3.1. Filtrado de máquinas

Para el filtrado de máquinas, se utilizó el estudio de análisis y definición de requerimientos mínimos del SEN para el año 2025, donde se realizó el cálculo completo de cortocircuito en Power Factory, determinando el factor de interacción IF_{ji} a partir del cociente entre las diferencias de tensión antes y después de corto del nodo j y del nodo i , respectivamente.

Se considera para esto que la potencia de cortocircuito (en MVA) en cualquier nodo del sistema se corresponde con la máxima corriente que puede circular si hay una falla de cortocircuito en ese nodo. Además, no se incluyó la contribución a la corriente de falla de la generación basada en inversores en la determinación de los requerimientos de fortaleza de red. Por lo tanto, se determina la potencia de cortocircuito como aquella proporcionada por las máquinas sincrónicas, con exclusión de la generación ERV basada en inversores GFL.

Como resultado de este estudio, se concluyó que, para la planificación de la red, es necesario alcanzar una relación de cortocircuito $ESCR \geq 1.5$ en barras de alta tensión de la red. De esta forma, la estabilidad de nueva generación ERV conectada al sistema podrá alcanzarse mediante una sintonización específica del control del inversor con un estudio detallado (estudio EMT con modelos específicos de usuario del controlador). Con respecto a este valor, se tienen que realizar estudios exhaustivos sólo en el caso de escenario de demanda alta de día, ya que en los de demanda baja de noche en cualquiera de los casos se obtiene un ESCR de 2. Los resultados para la demanda de día concluyen:

- El índice de fortaleza de red resulta demasiado bajo (< 1) en numerosas barras de 220 kV e incluso en barras de 500 kV de la región del Norte Grande y Atacama. La baja fortaleza de la red se explica por la alta generación ERV (fundamentalmente solar PV) en la zona para atender la demanda alta durante el día, frente a generación sincrónica muy baja o incluso casi nula en la misma zona.
- Hacia el centro y sur del sistema el índice de fortaleza de red aumenta y es en todo caso mayor que 1,5.
- Este índice bajo permite prever problemas de fortaleza de la red en la zona del Norte Grande y Atacama, lo que requiere la definición de medidas adicionales. La generación sincrónica residual en la zona no será suficiente para mantener la amplitud y fase de la tensión en dichas barras tal que los inversores seguidores de red (GFM) de la generación ERV puedan sincronizarse adecuadamente.

A partir de esto, se obtuvieron las plantas que se encontraban encendidas en ese escenario de operación mencionado. Lo cual se muestra en la Figura 71.

Nombre Central	Tecnología	Potencia Aparente MVA	Plan de descarbonización
TER ATACAMA	Gas	165	En servicio
GEO CERRO PABELLON	Geotérmica	32,471	En servicio
HP CHAPIQUIÑA	Hydro	6,2	En servicio
TER COCHRANE	Carbón	330	Importante
TER GUACOLDA	Carbón	176,5	Importante
TER NORGENER	Carbón	156,5	Retiro
TER ANGAMOS	Carbón	330	Reconversión de la planta
TER PAM	Biogas	31,2	En servicio
TER ANDES GENERACION	Oil	16,925	En servicio
TER ANDINA U1	Carbón	206,3	Reconversión de la planta a gas natural
TER IEM	Carbón	442	Reconversión de la planta a gas natural
TER TOCOPILLA	Gas	27,941	En servicio
TER KELAR	Gas	225	En servicio
TER TALTAL	Gas	165	En servicio

Figura 71. Plantas encendidas para el escenario planteado.

Las cuales se agruparon según el tipo de tecnología que utiliza la turbina, seguido por el procedimiento de modelación y homologación de instalaciones del SEN donde señala que, para la etapa de estudios previos a la puesta en servicio, se requiere que los estudios dinámicos tanto RMS como EMT presentados al Coordinador, sean realizados con el modelo dinámico de la instalación previamente validado mediante pruebas de fábrica o laboratorio (se recomienda el desarrollo de pruebas tipo HIL). En esta etapa de desarrollo de la instalación, se espera que el modelo sea derivado a partir de información específica del fabricante de los equipos originales (OEM) y corresponda al diseño final que tendrá la instalación a conectarse al SEN. Para el caso de aquellas instalaciones que, como parques eólicos o solares, están compuestas por múltiples y similares componentes que agregados conformarán la instalación final en terreno, el modelo podrá derivarse y validarse con pruebas en fábrica o laboratorio de aquellos componentes individuales similares.

En la Figura 72 se muestran las máquinas que fueron seleccionadas para cada tecnología. Donde a pesar de que ambas hidroeléctricas no están dentro del filtrado de máquinas, y Chapiquiña es muy pequeña, se quiso representar de igual forma las hidroeléctricas, dada su relevante rol de mantener la seguridad del sistema, y la variabilidad del recurso hídrico el último tiempo. Junto con la integración de una central eólica y una solar, dado su relevancia dentro del sistema eléctrico nacional en el marco del plan de descarbonización.

Nombre Central	Turbina
TER KELAR	Gas
TER COCHRANE	Vapor
HE PANGUE	Hidroeléctrica Embalse
HP ALFALFAL	Hidroeléctrica Pasada
SOL DEL DESIERTO	-
CERRO TIGRE	-

Figura 72. Máquinas seleccionadas por tecnología.

3.2. Creación de bancos de prueba

Con el filtrado ya hecho, se procedió a la realización de los bancos de prueba de cada uno de los casos, considerando la extracción de los modelos desde la base de transformadores, controladores y parámetros de las máquinas. A continuación, se muestran los bancos de prueba para cada uno de los casos de estudio.

3.2.1. Planta solar

Para la creación del banco de prueba de la planta solar, se realizó una réplica del modelo típico de una planta solar, el cual es como sigue.

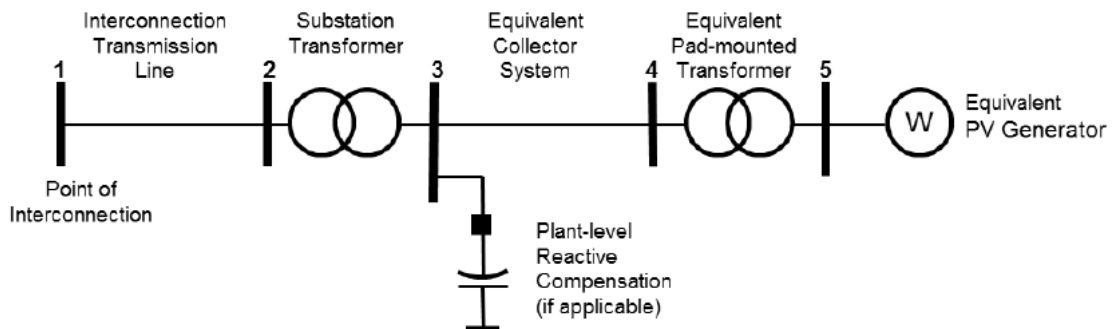


Figura 73: Estructura banco de prueba planta solar [31].

Posee un colector equivalente, un transformador principal y de planta, la línea de conexión que en este caso es una impedancia equivalente de potencia aparente de 1 MVA.

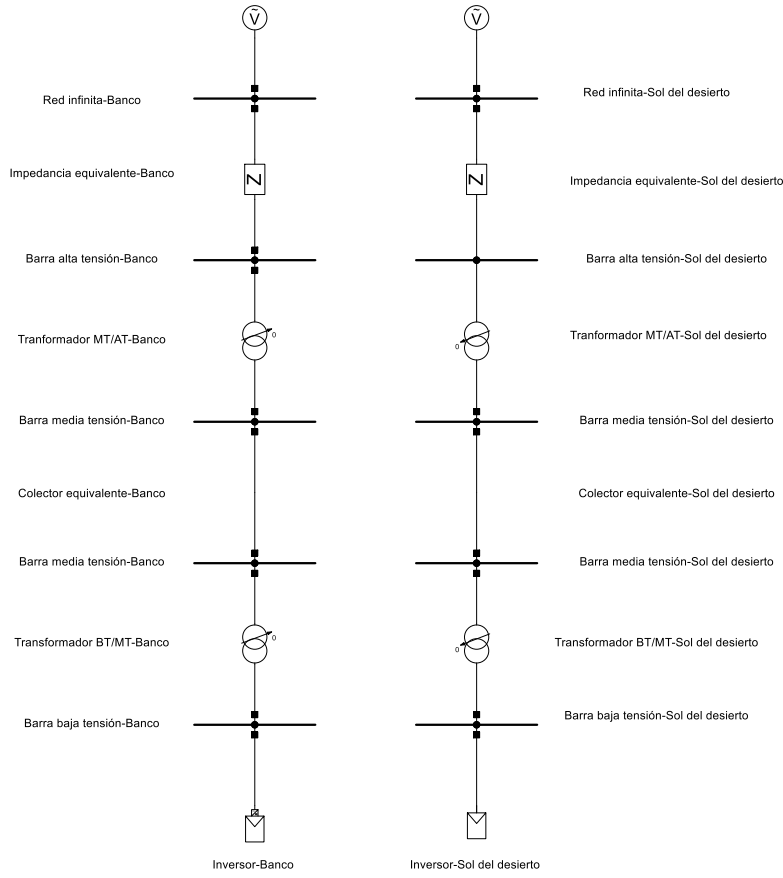


Figura 74: Banco de prueba planta solar.

3.2.2. Planta eólica

Para el banco de prueba, se construyó el siguiente sistema cuyo diagrama unilineal se muestra a continuación.

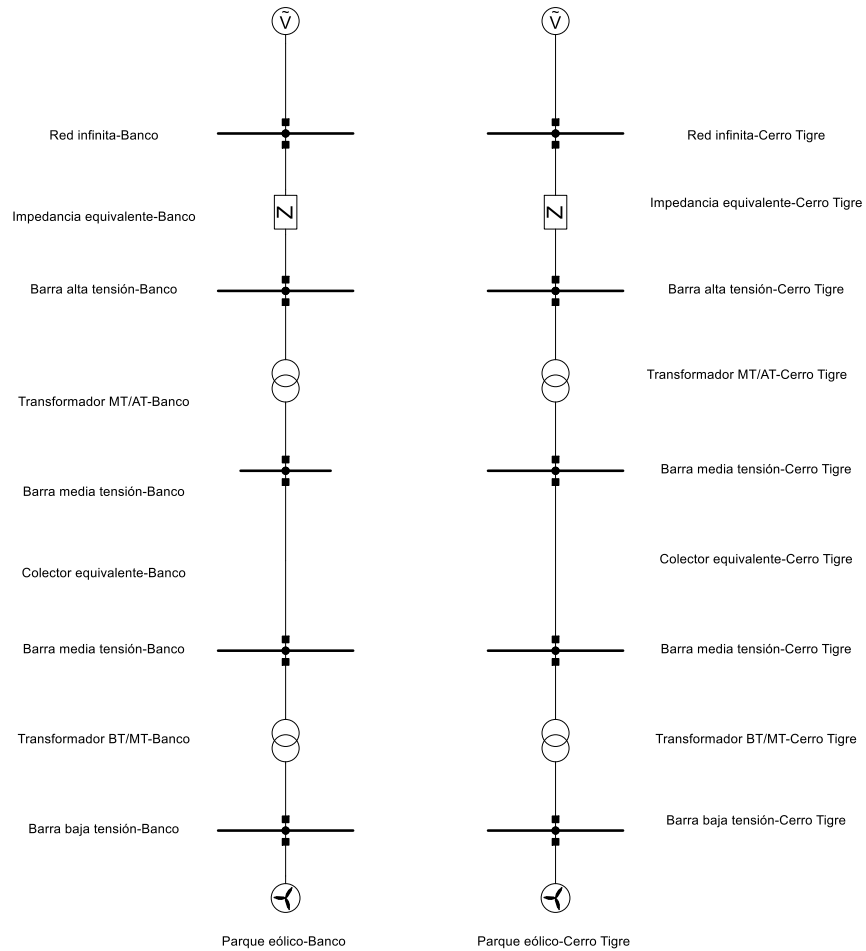


Figura 75: Esquema banco de prueba Parque eólico Cerro Tigre

3.2.3. Máquinas sincrónicas.

3.2.3.1. Hidráulica de embalse

Para modelar los bancos de prueba, se utiliza una red de potencia infinita cuando se trata de un SEP muy grande comparado con la máquina de estudio, la cual es representada en este caso por una fuente de tensión con impedancia de salida 0, y un valor de tensión en p.u. que determina si la maquina está absorbiendo o inyectando reactivos.

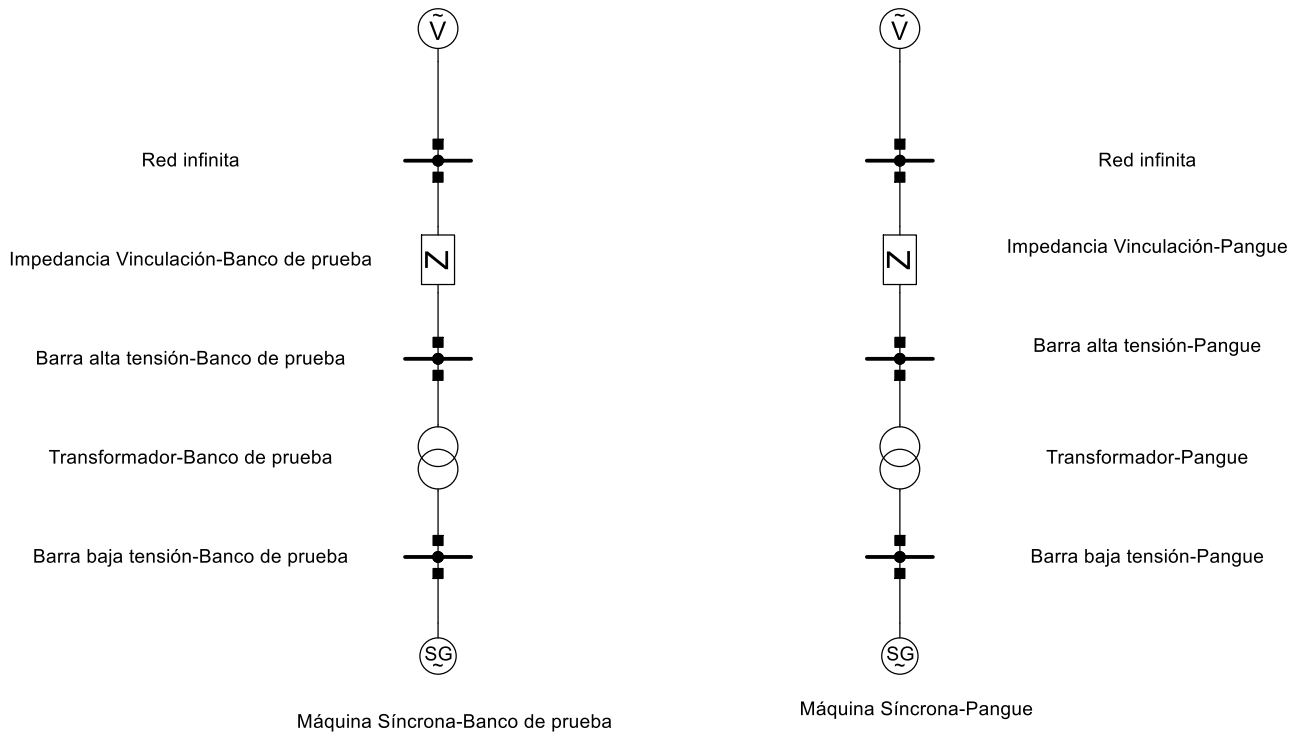


Figura 76: Diagrama unilineal Hidráulica de embalse.

3.2.3.2. Hidráulica de pasada

Para la sintonización de la hidráulica de pasada, se utilizó la planta Alfalfal, la cual posee la siguiente estructura.

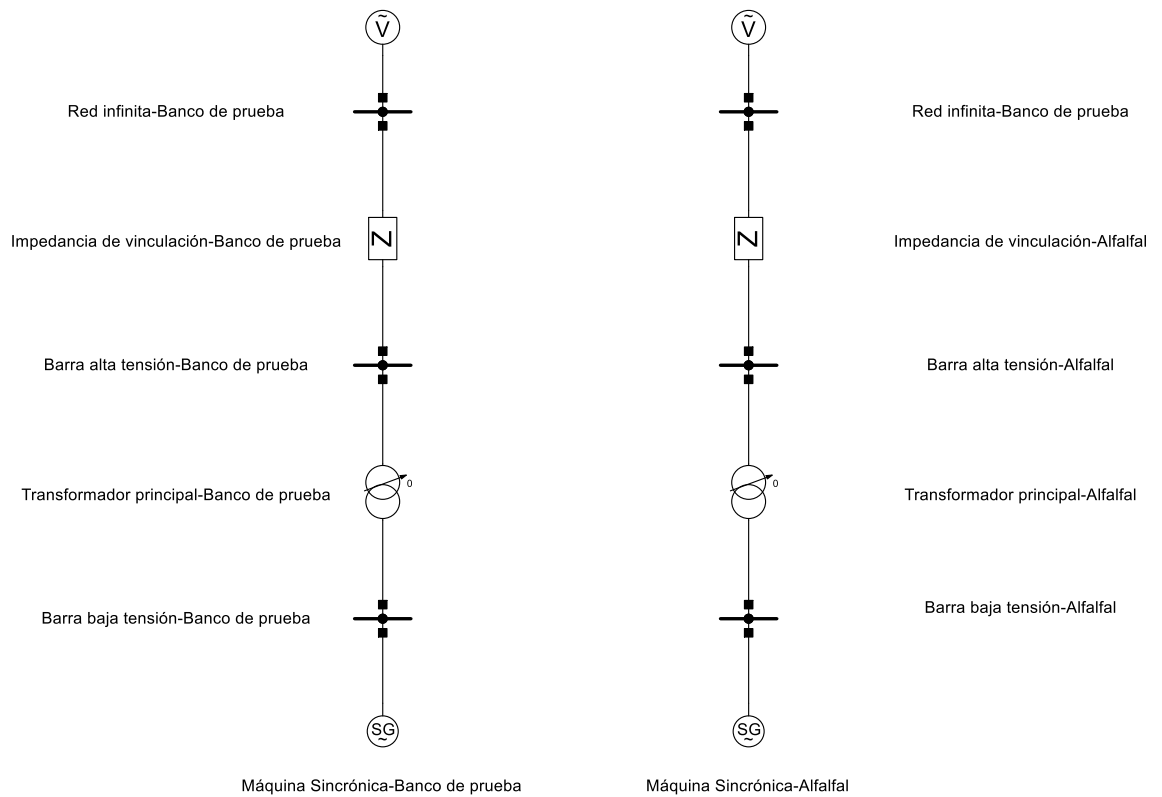


Figura 77: Estructura banco de prueba Hidráulica de pasada

3.2.3.3. Turbina a vapor

Para este caso, se creó el siguiente banco de prueba para la Turbina a vapor

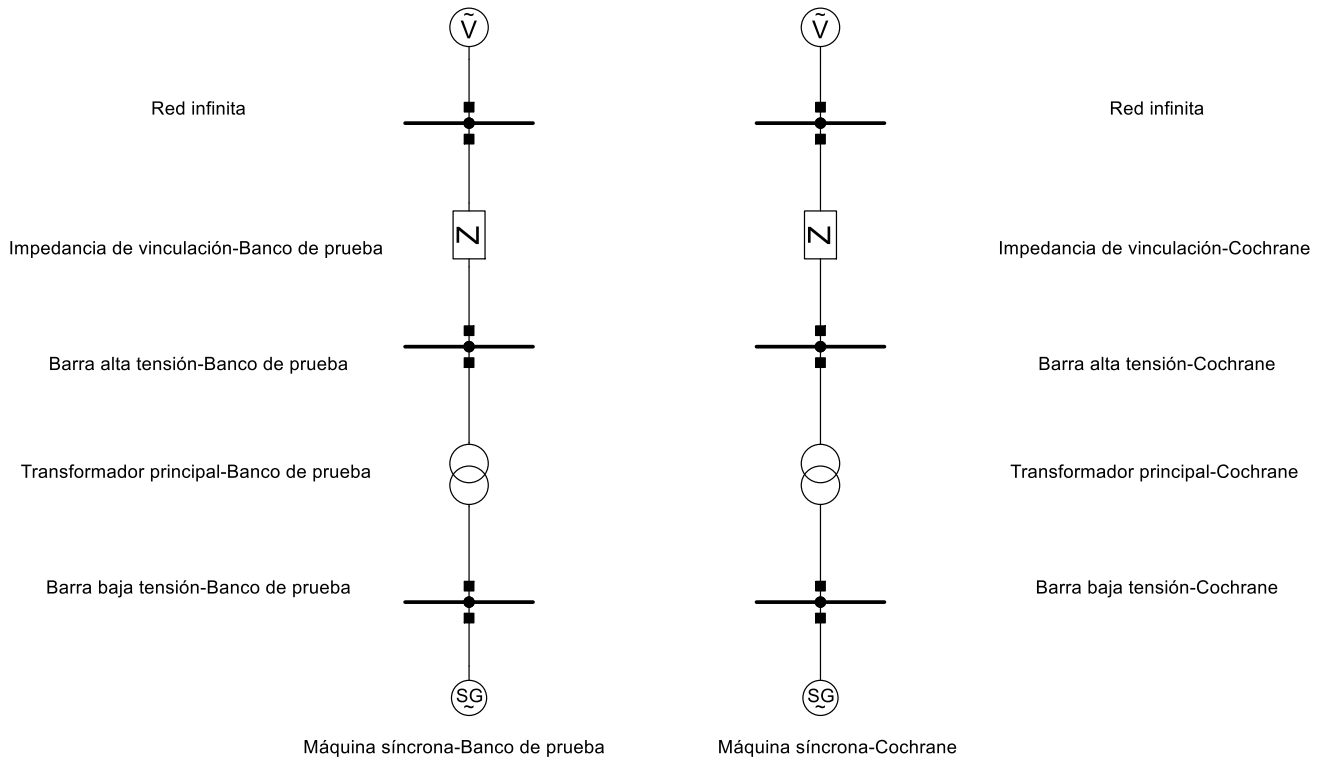


Figura 78: Estructura banco de prueba Turbina vapor.

3.2.3. Turbina a gas

El diagrama unilineal del sistema utilizado para la prueba se ve a continuación.

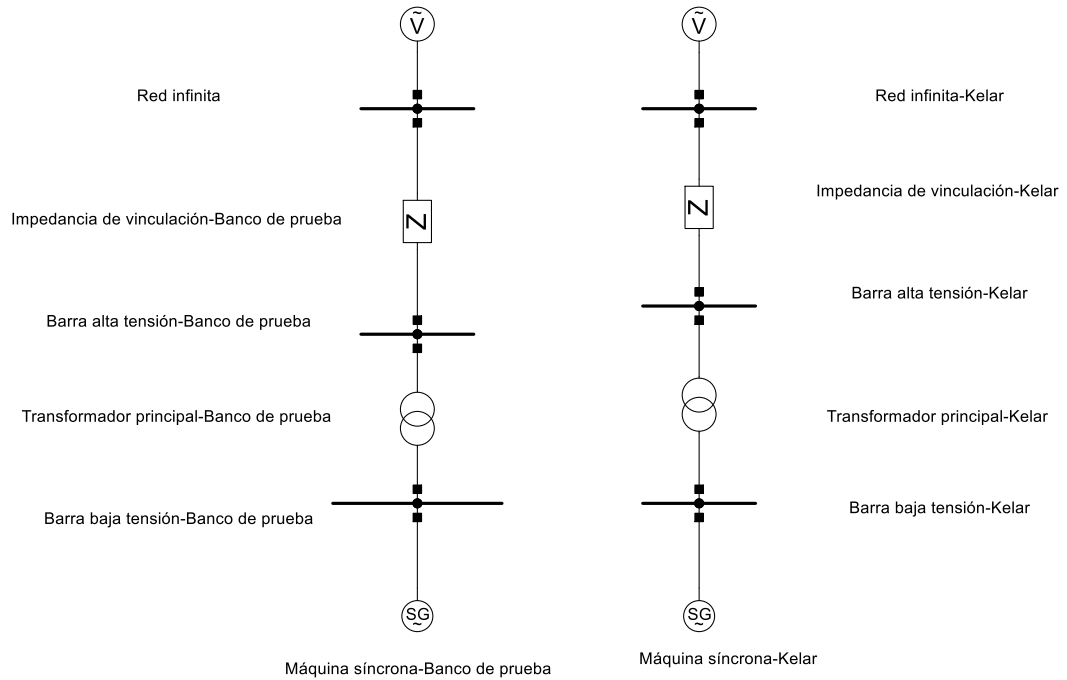


Figura 79: Estructura banco de prueba turbina gas.

3.3. Modelos de planta

3.3.1. Planta solar

La planta que se utilizó como base llamada Sol del desierto, posee el siguiente marco convertidor o de inversor.

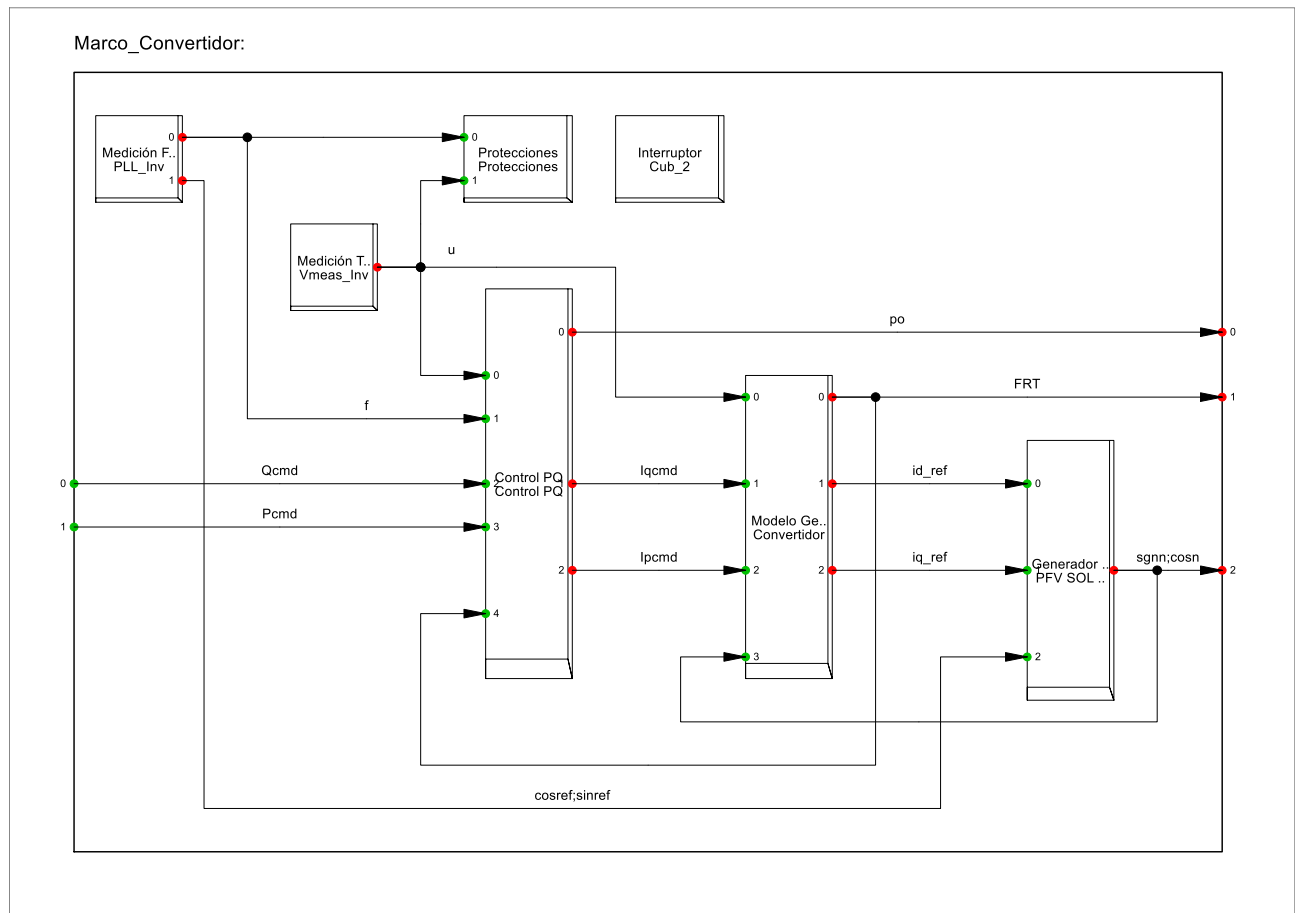


Figura 80: Frame Sol del desierto.

El cual posee dos bloques de control, dentro del esquema mostrado en la Figura 80. Los cuales corresponden a el control PQ e inversor de la planta que se pueden ver, respectivamente en las siguientes figuras.

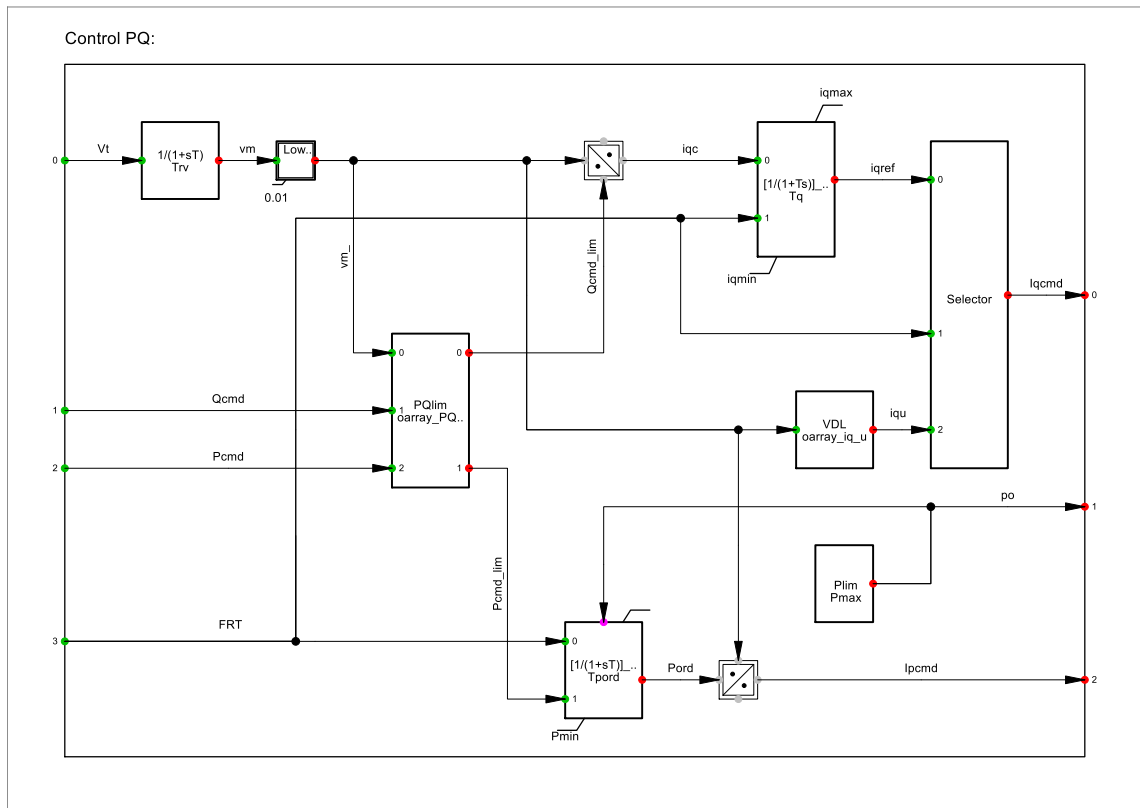


Figura 81: Control PQ planta Sol del desierto.

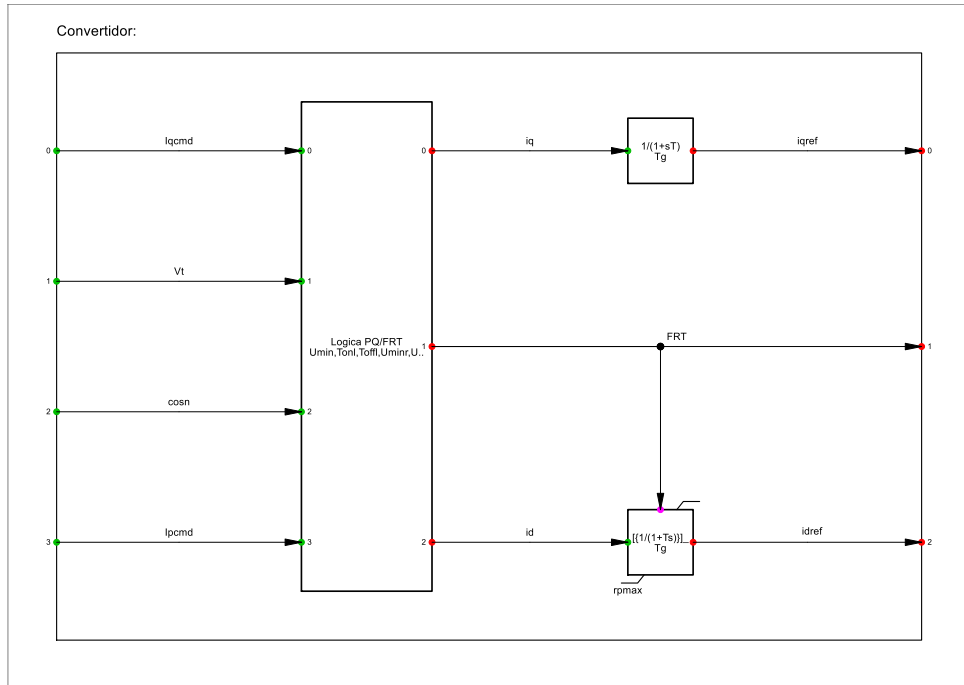


Figura 82: Inversor Sol del desierto.

Además de lo anteriormente mencionado se tiene el siguiente control de planta para la planta.

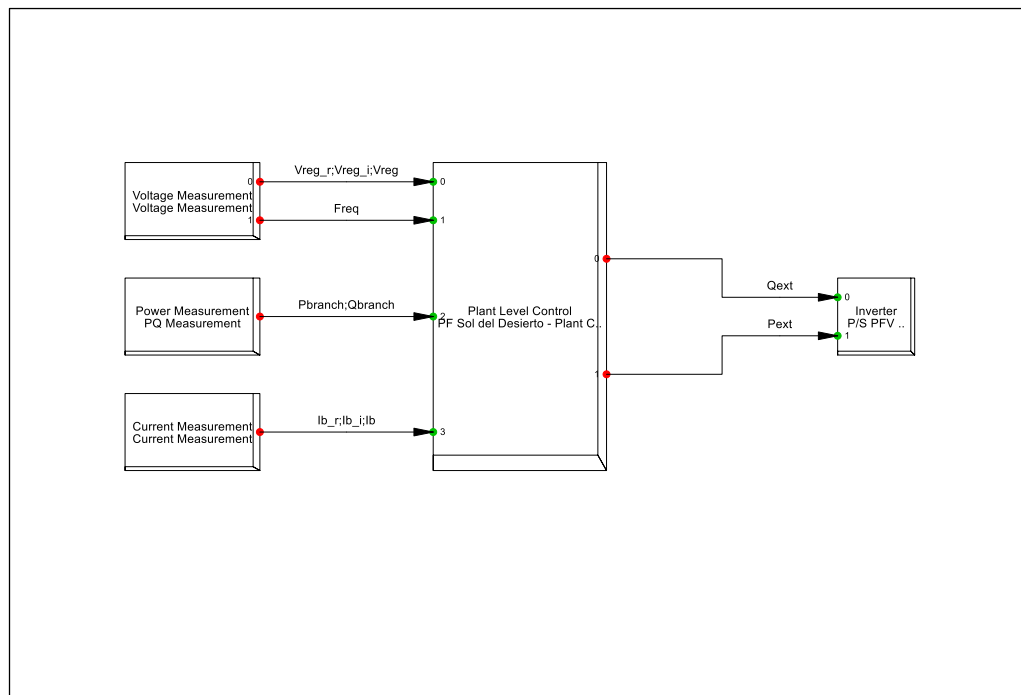


Figura 83: Frame controlador de planta Sol del desierto.

Donde un detalle de la estructura del control de planta se puede ver a continuación:

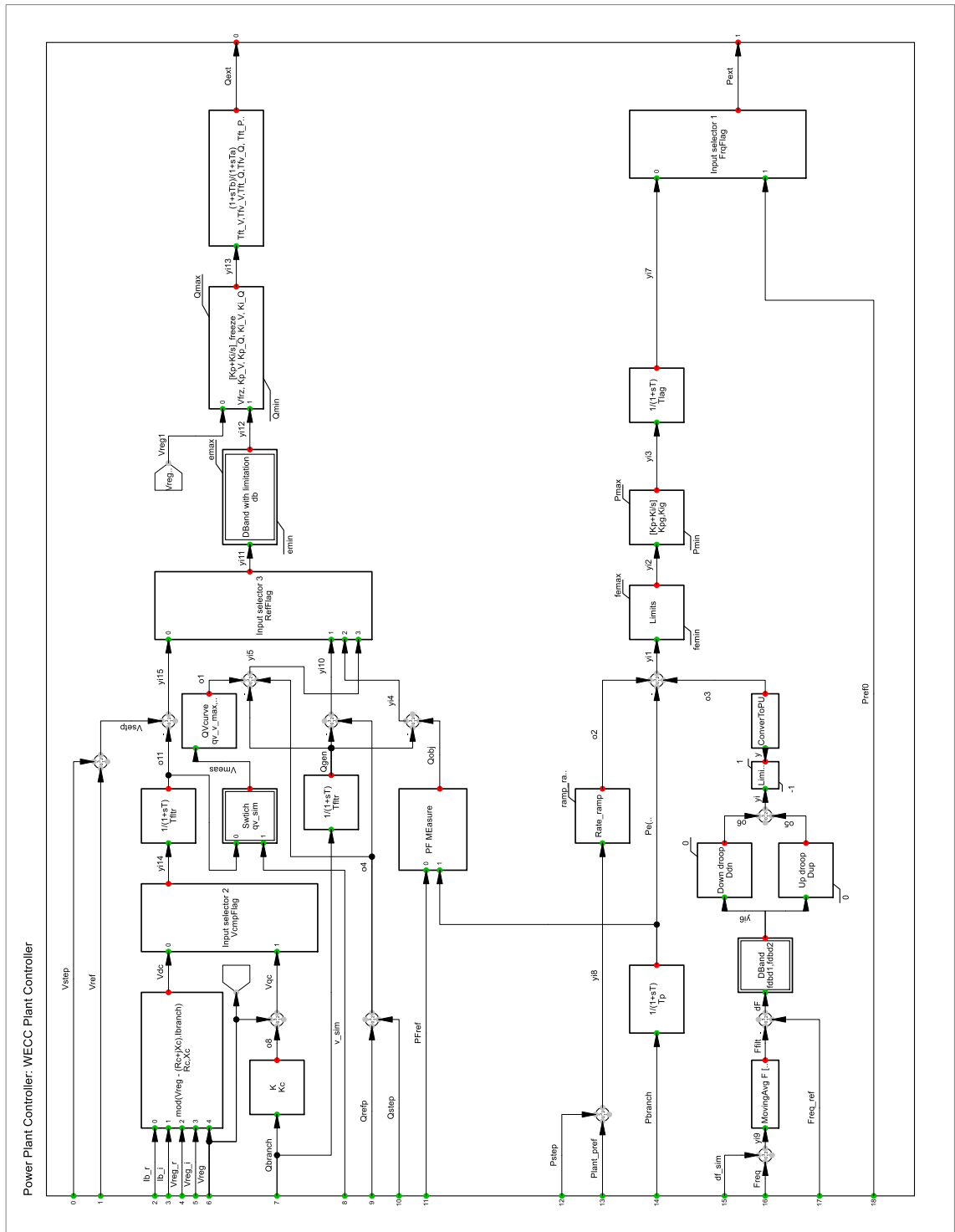


Figura 84: Control de planta Sol del desierto.

3.3.2. Planta eólica

La planta que se utilizó como base, fue Cerro Tigre, la cual tiene la siguiente estructura para sus controladores.

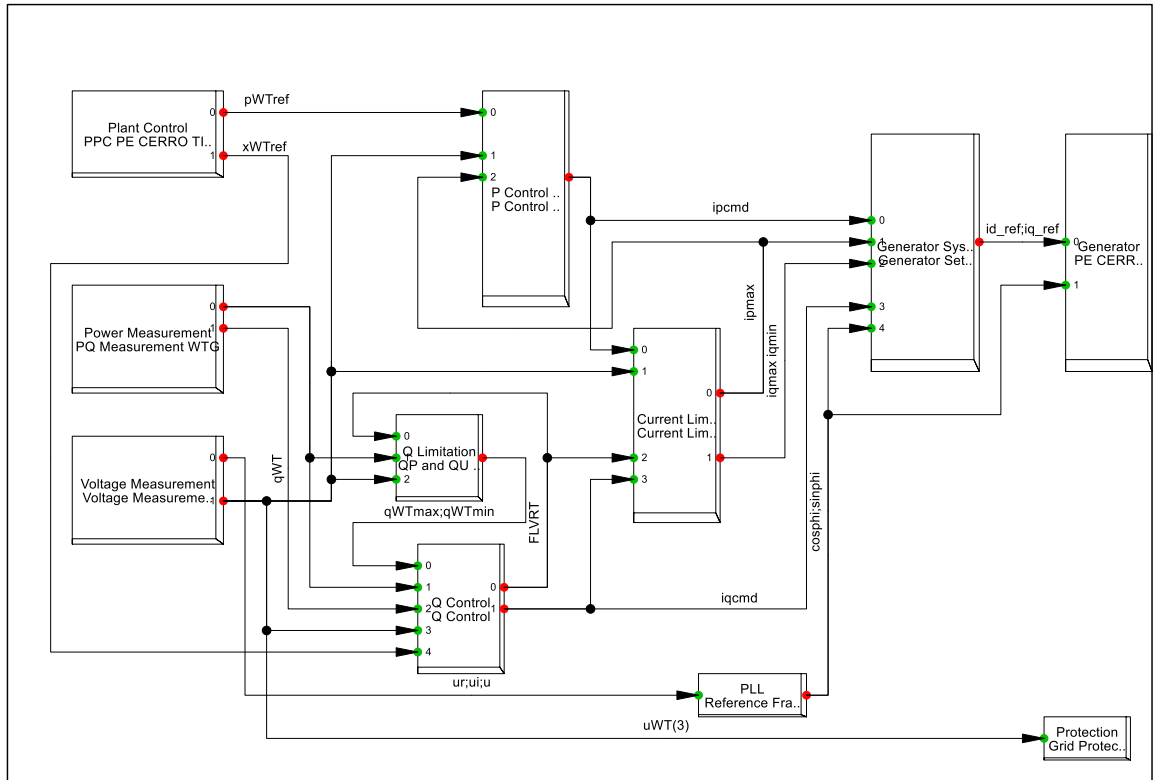


Figura 85: Frame Controladores Cerro tigre

El controlador de planta se puede ver en la Figura 85 como PPC Cerro tigre, tiene la distribución de bloques que se observa en la Figura 86.

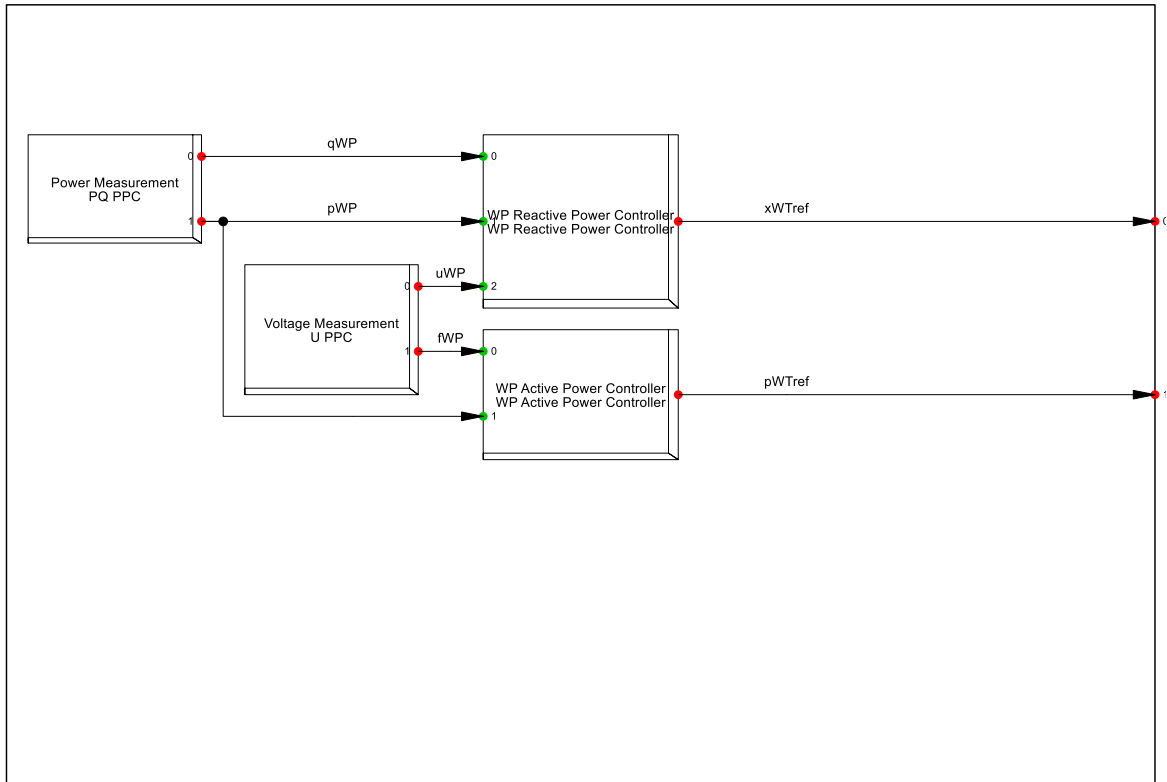


Figura 86: Frame controlador de planta cerro tigre.

Como se observa en la Figura 86, el controlador de planta de Cerro tigre está conformado por dos bloques de control de potencia, tanto activa como reactiva. Los componentes de ambos se pueden ver en las figuras Figura 87.

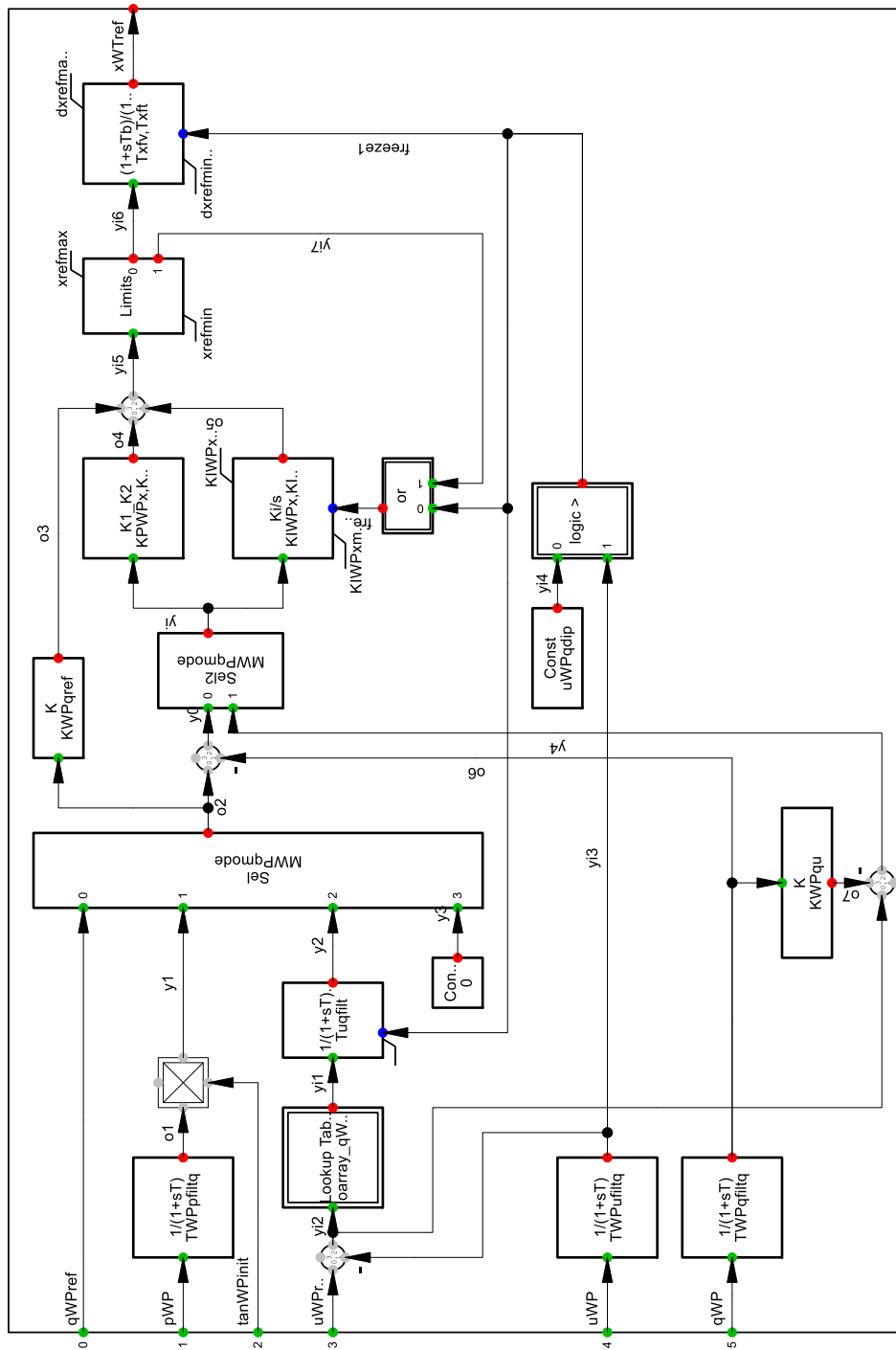


Figura 87: Controlador de potencia reactiva Planta Eólico Cerro tigre.

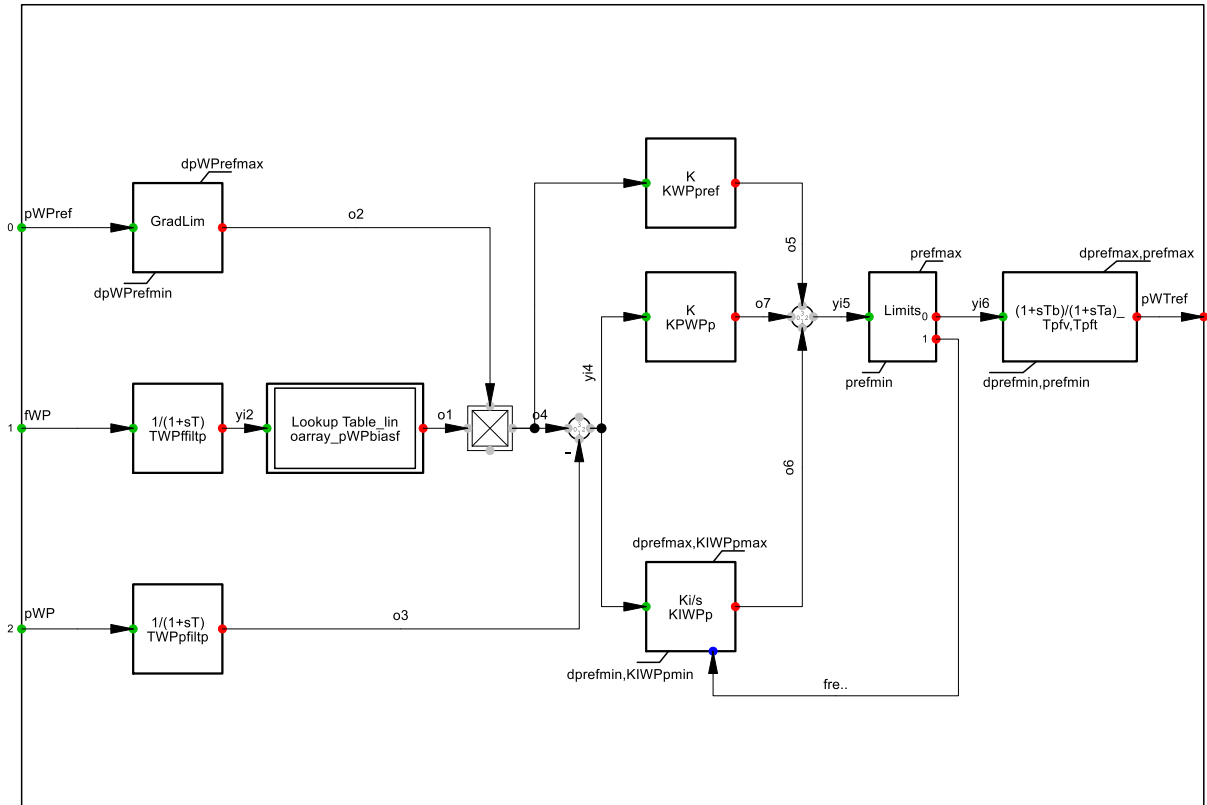


Figura 88: Controlador de planta- potencia activa Cerro Tigre.

3.3.3. Hidráulica de embalse

La planta que se utilizó como base, fue la central hidráulica de embalse Pangué. Cuyo modelo de controlador de la máquina original es el que se muestra a continuación.

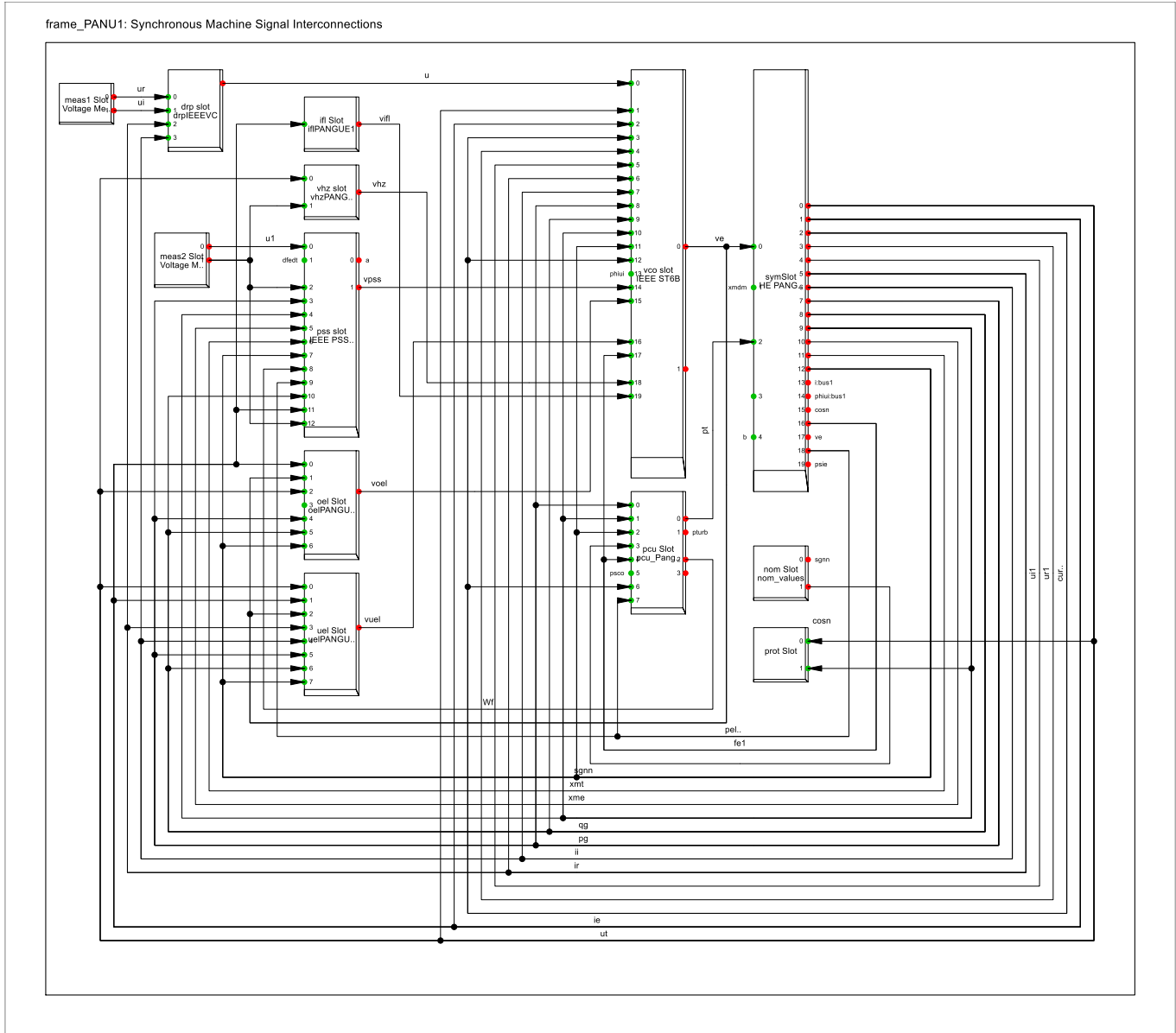


Figura 89: Frame controlador de hidráulica de embalse Pangué.

Los subsistemas que conforman este frame, se muestran a continuación.

3.3.3.1. AVR

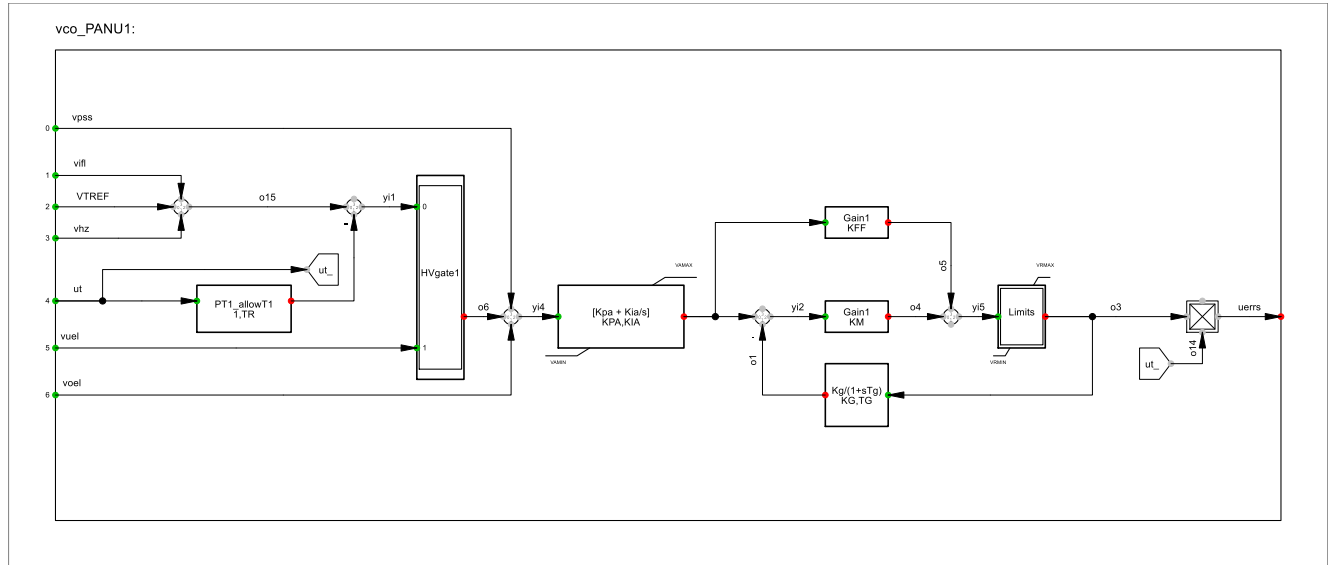


Figura 90: AVR hidráulica de embalse Pangue.

3.3.3.2. PSS

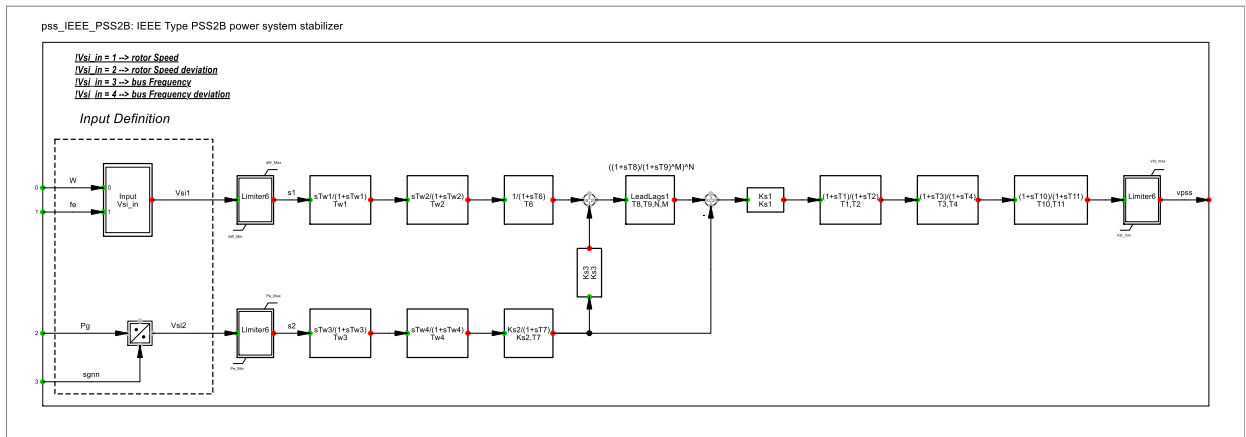


Figura 91: PSS hidráulica de embalse Pangue.

3.3.3.3. OEL

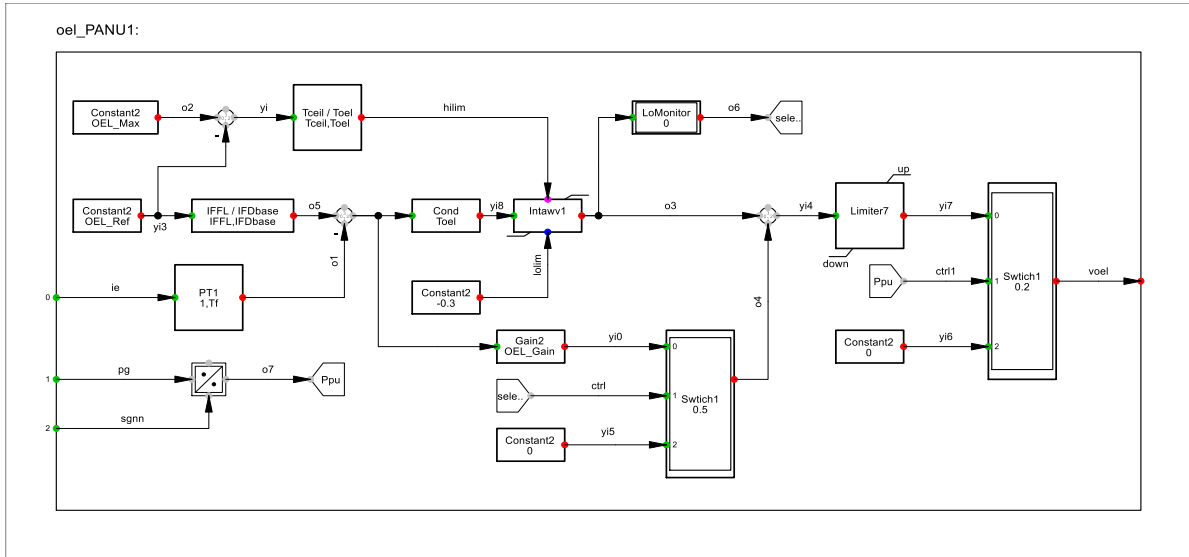


Figura 92: OEL hidráulica de embalse Pangue.

3.3.3.4. UEL

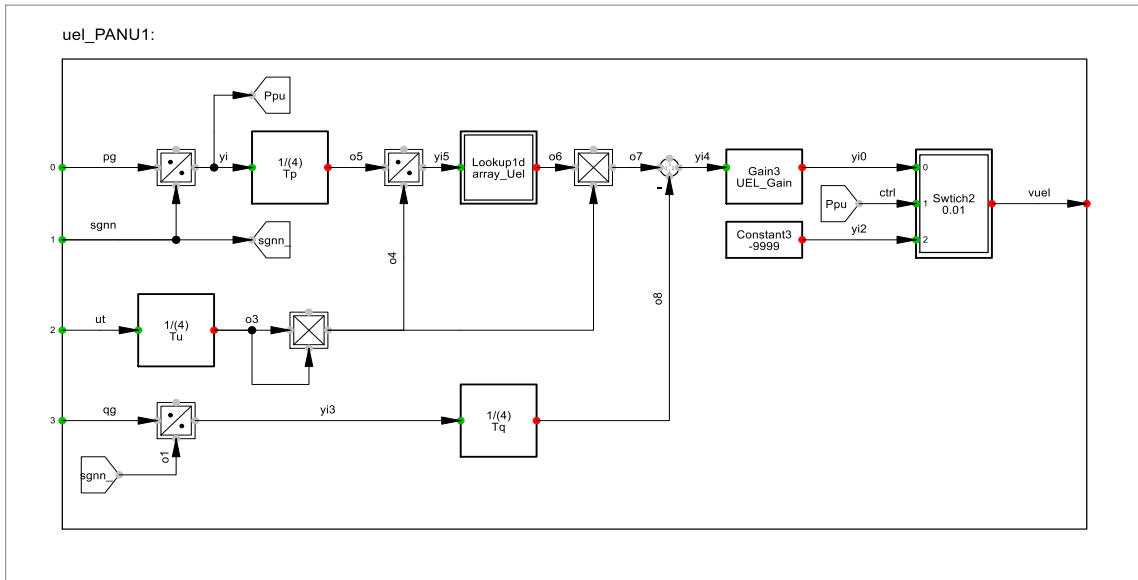


Figura 93: UEL hidráulica de embalse Pangue.

3.3.3.5. Regulador de velocidad

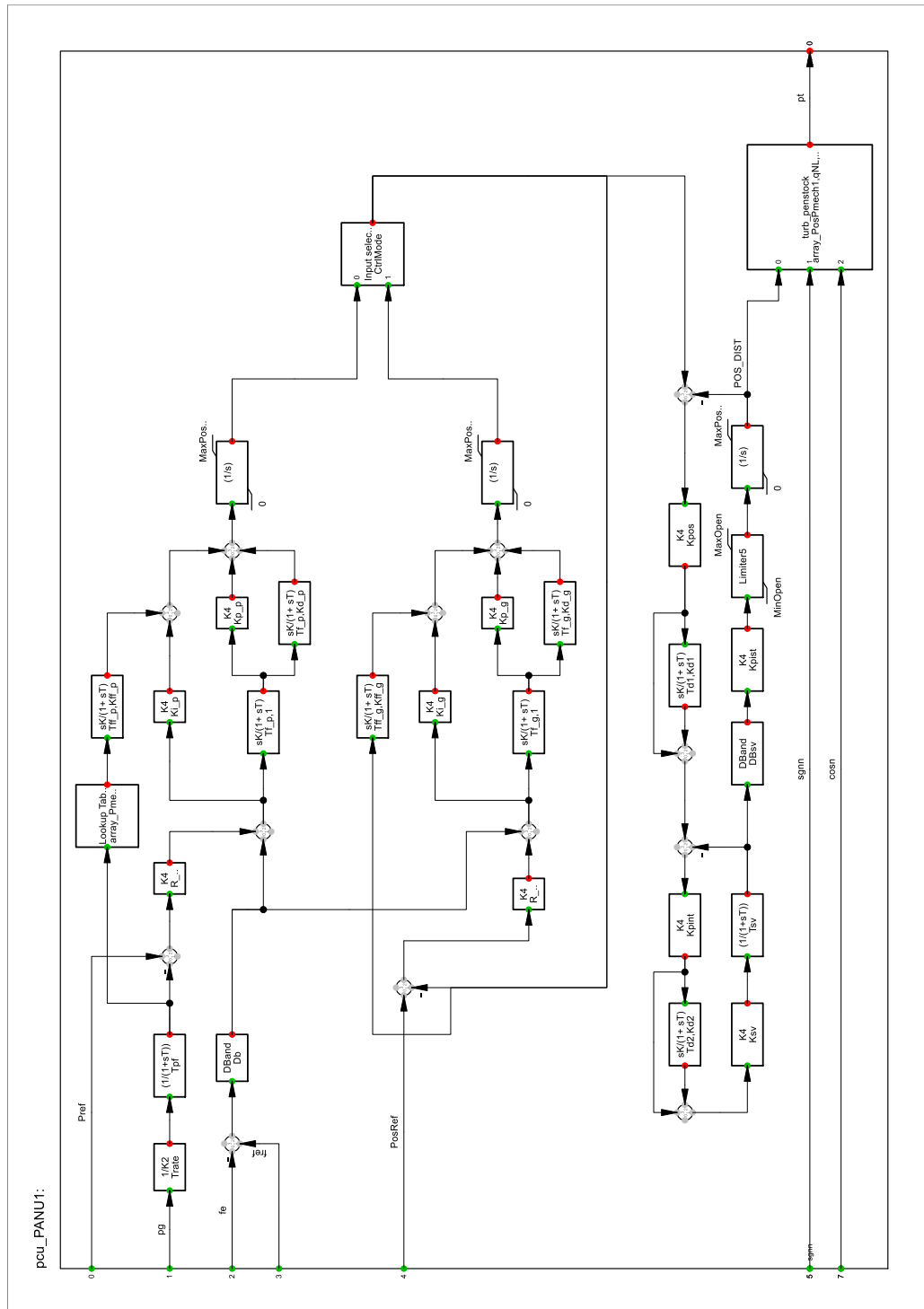


Figura 94: Regulador de velocidad hidráulica de embalse Pangue.

3.3.4. Hidráulica de pasada

La planta que se utilizó como base, fue la central hidráulica de pasada Alfalfal. Cuyo modelo de controlador de la máquina original es el que se muestra a continuación.

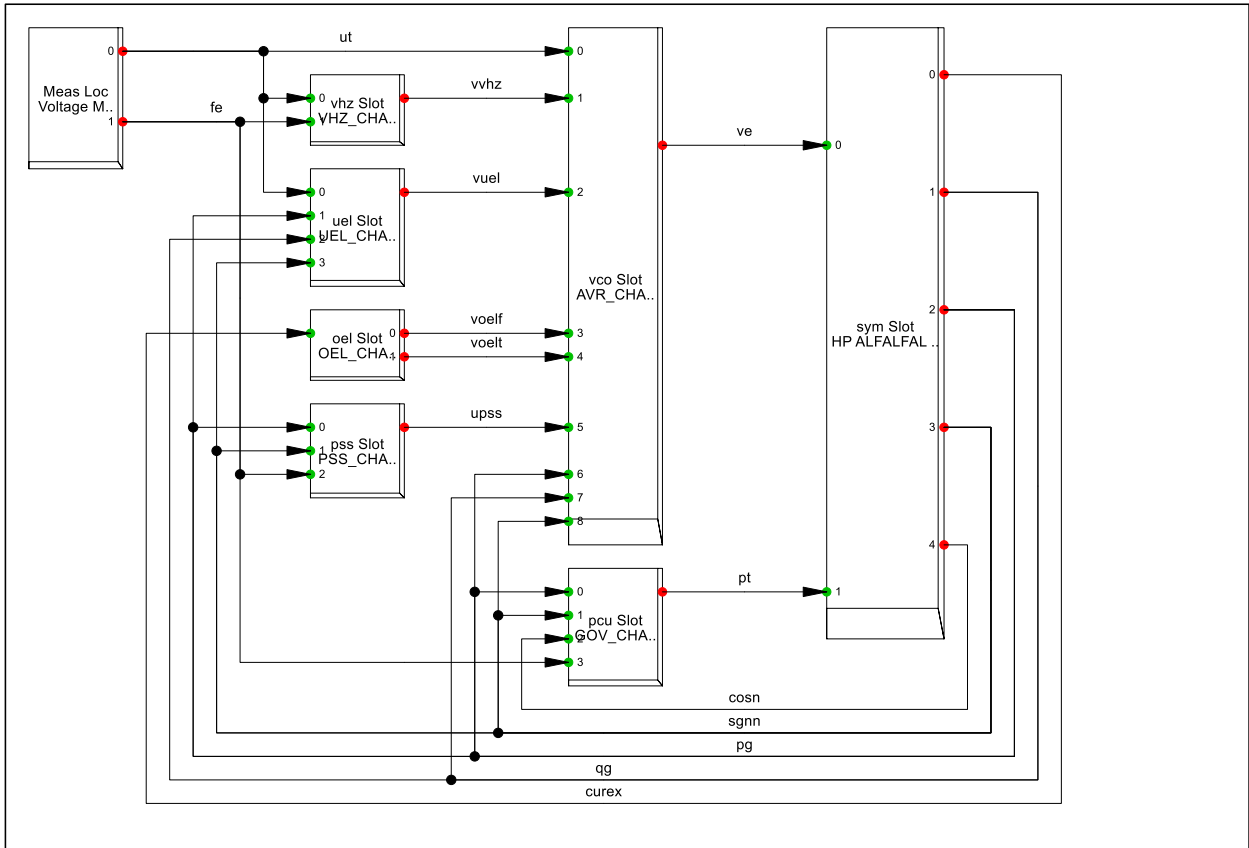


Figura 95: Frame controlador de hidráulica de pasada Alfalfal.

Los subsistemas que conforman este frame, se muestran a continuación.

3.3.4.1. AVR

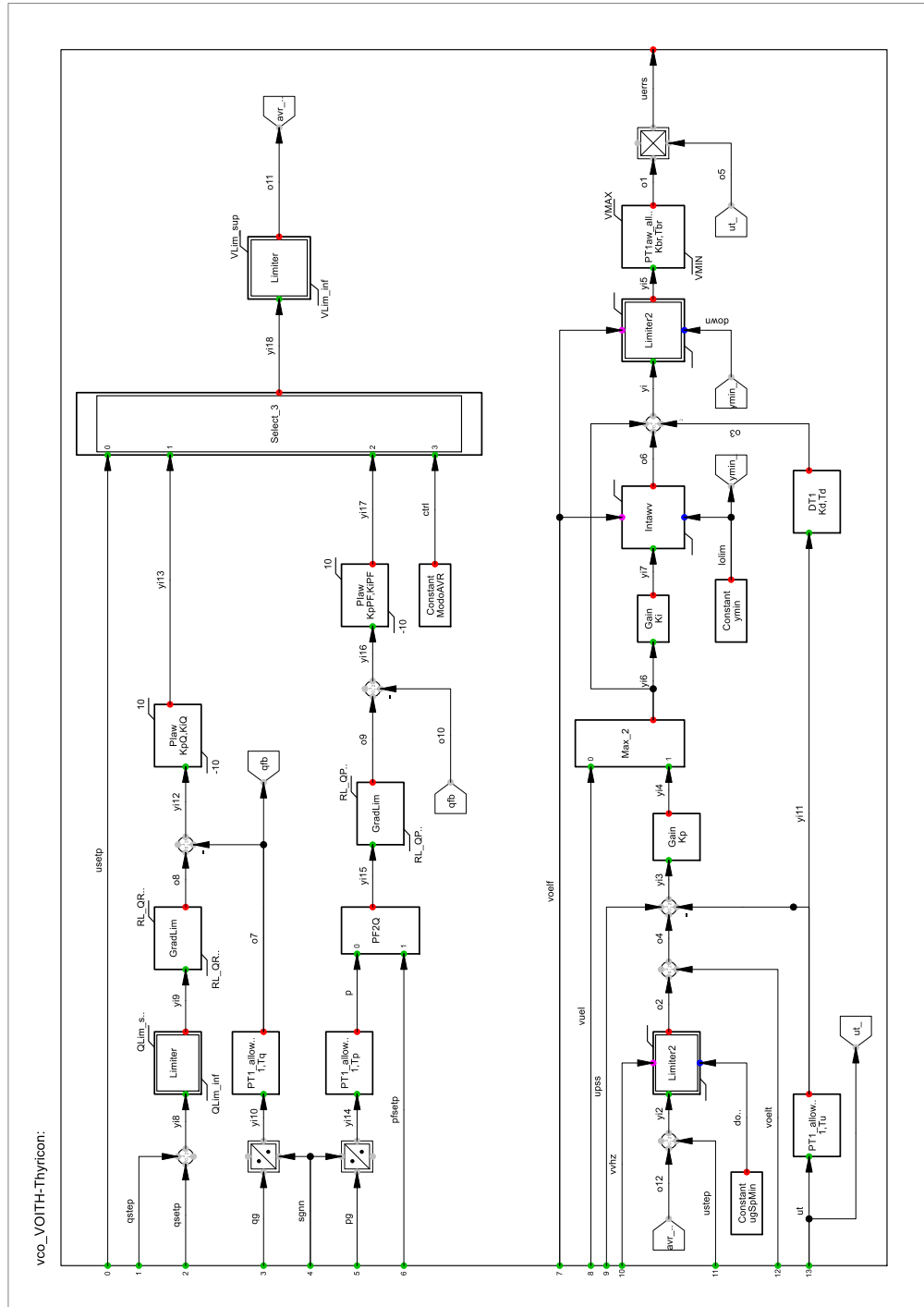


Figura 96: AVR de hidráulica de pasada Alfalfa.

3.3.4.2. PSS

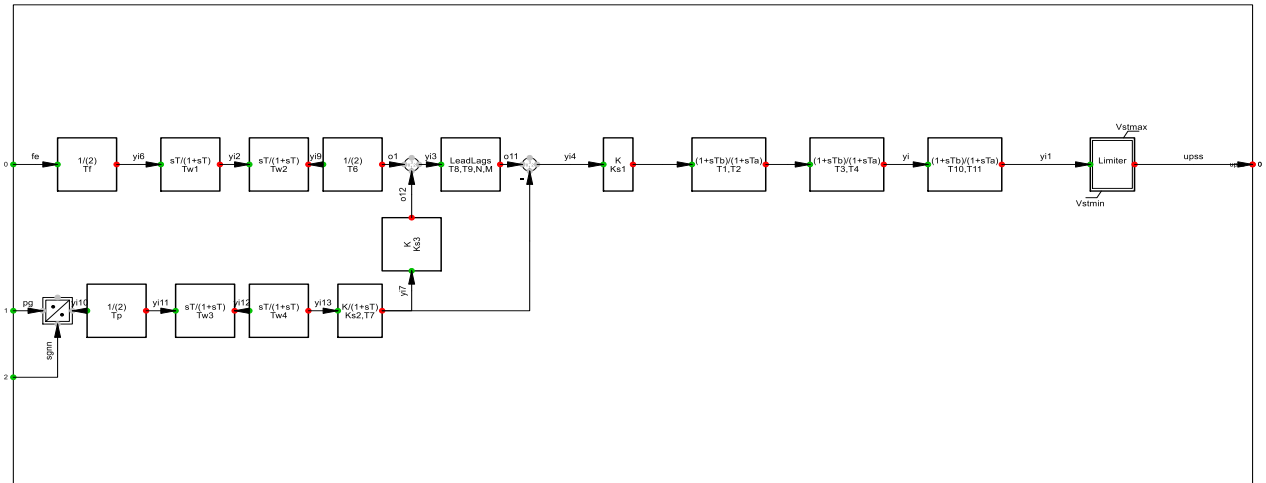


Figura 97: PSS de hidráulica de pasada Alfalfal.

3.3.4.3. OEL

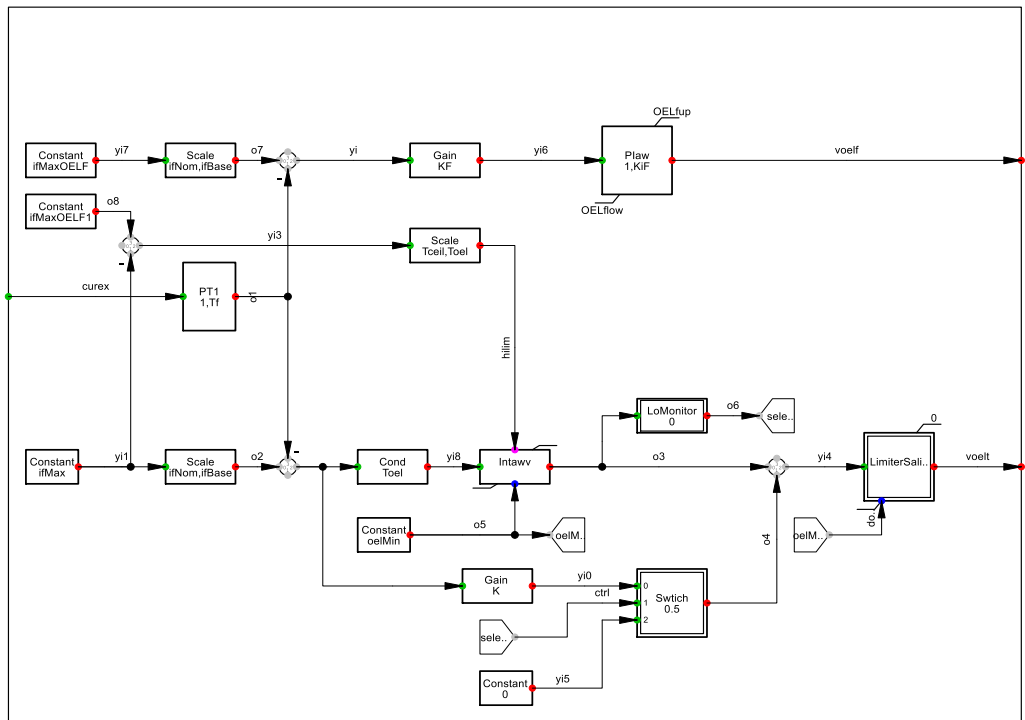


Figura 98: OEL de hidráulica de pasada Alfalfal.

3.3.4.4. UEL

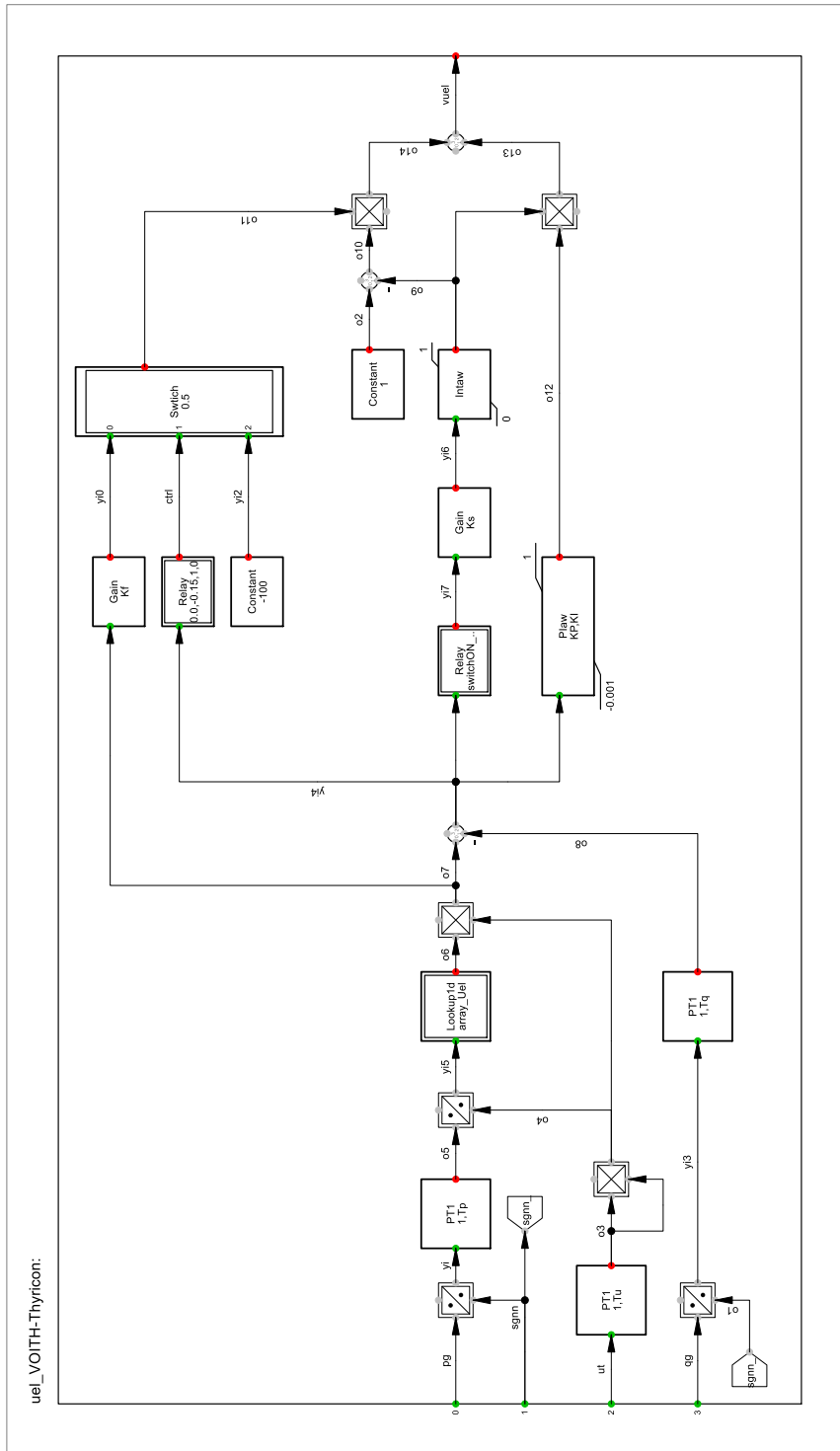


Figura 99: UEL de hidráulica de pasada Alfalfa.

3.3.4.5. Governor

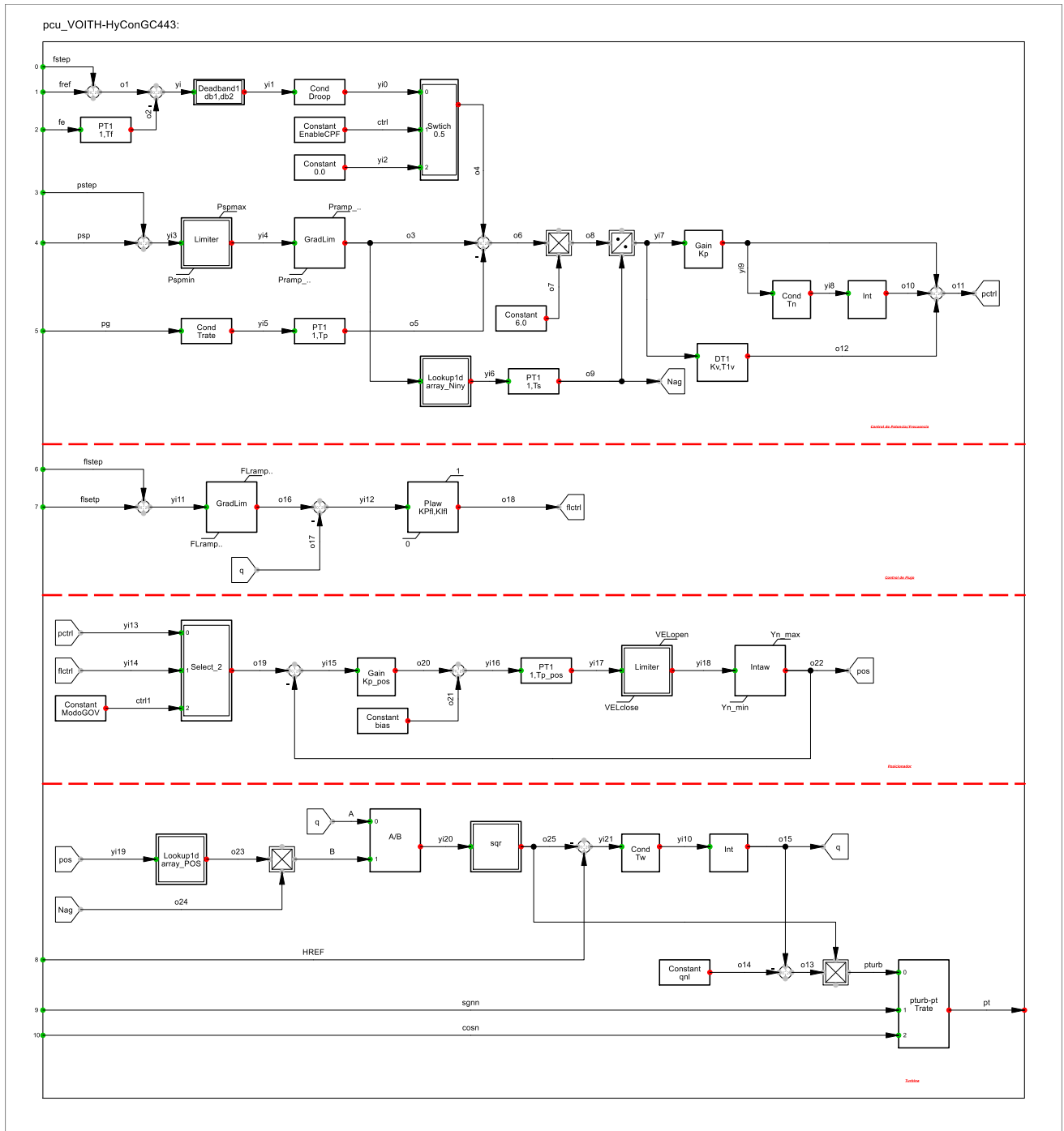


Figura 100: Governador de hidráulica de pasada Alfalfa.

3.3.5. Vapor

La planta que se utilizó como base, fue la central Cochrane. Cuyo modelo de controlador de la máquina original es el que se muestra a continuación.

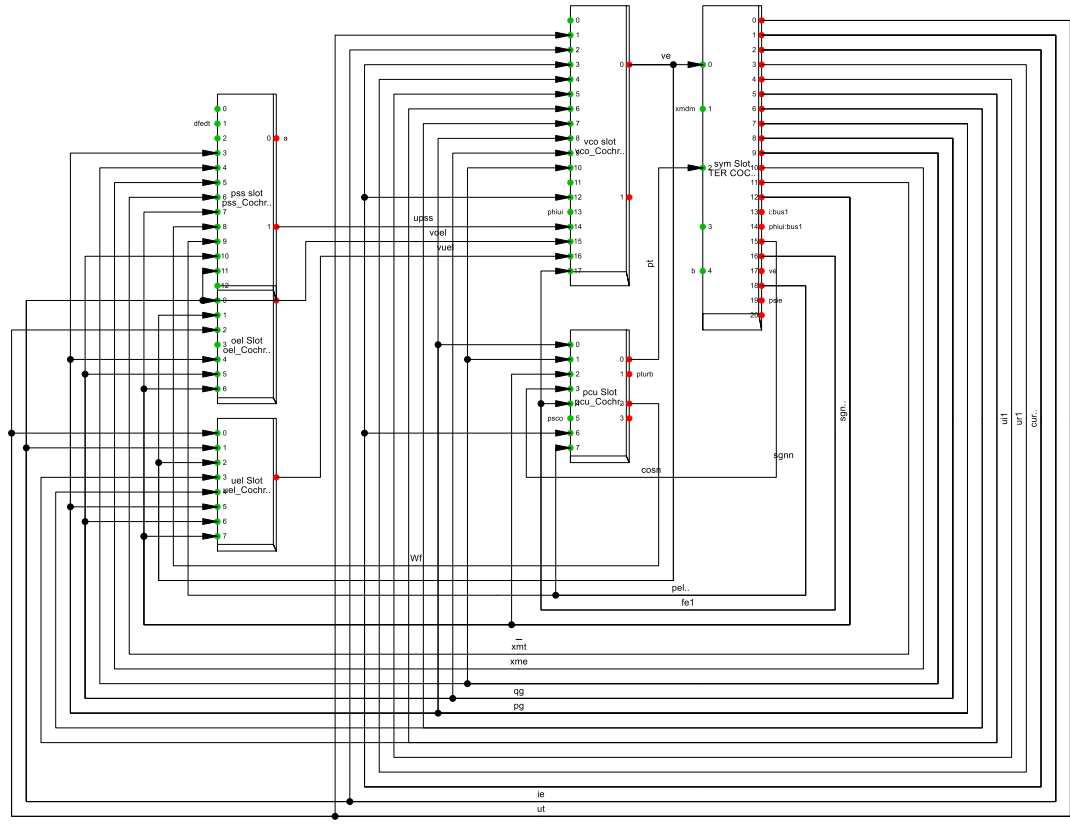


Figura 101: Frame de controlador de central de vapor Cochrane.

Los subsistemas que conforman este frame, se muestran a continuación.

3.3.5.2. PSS

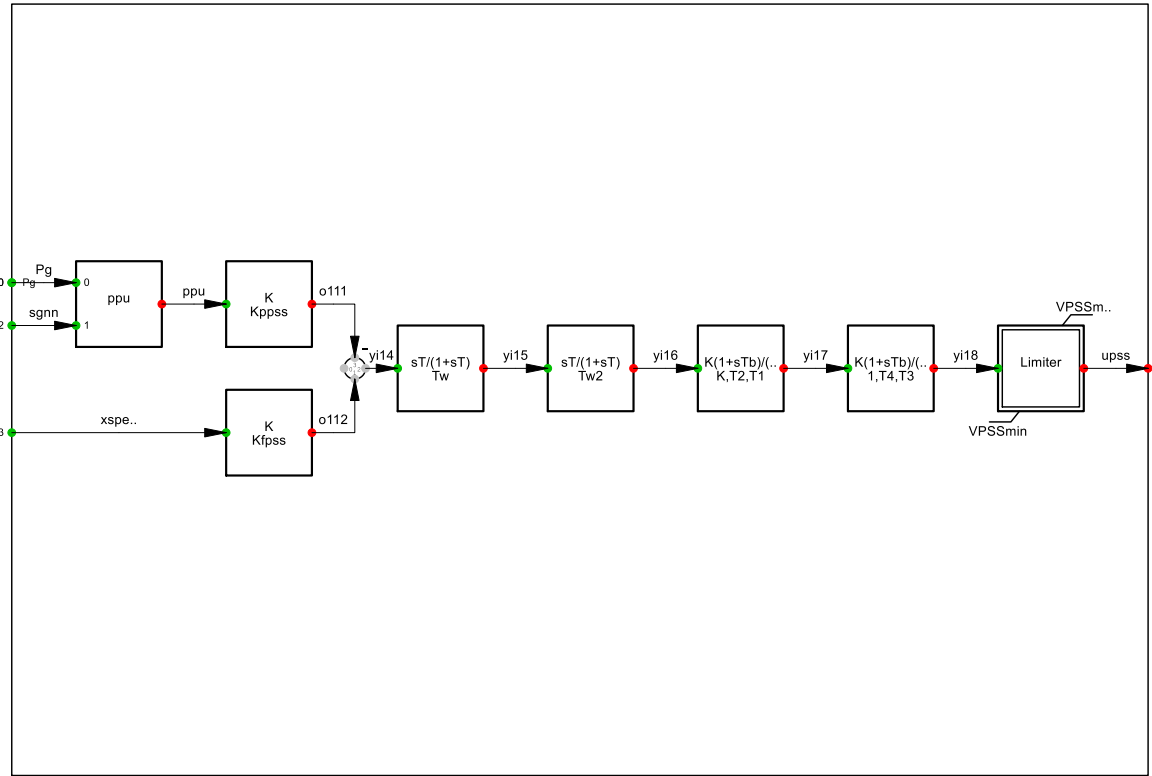


Figura 103: PSS de central de vapor Cochrane.

3.3.5.3. OEL

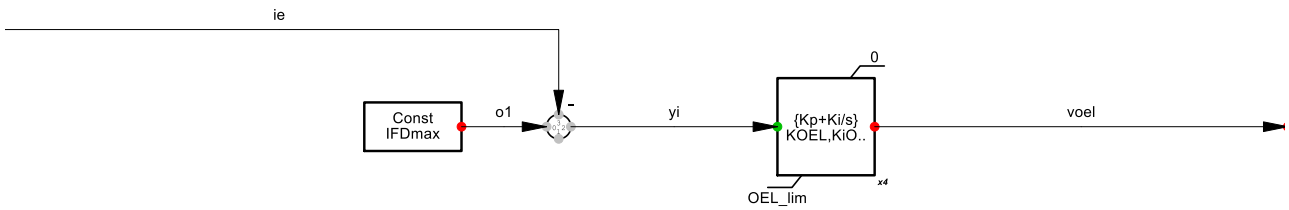


Figura 104: OEL de central de vapor Cochrane.

3.3.5.4. UEL

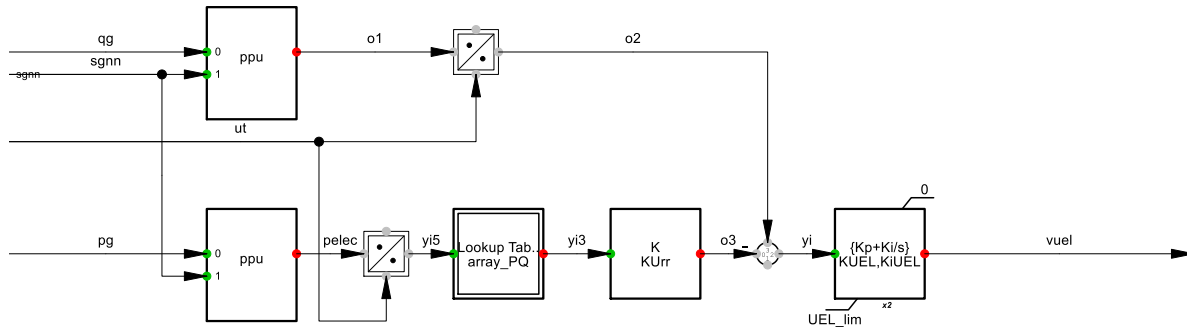


Figura 105: UEL de central de vapor Cochrane.

3.3.5.5. Governor

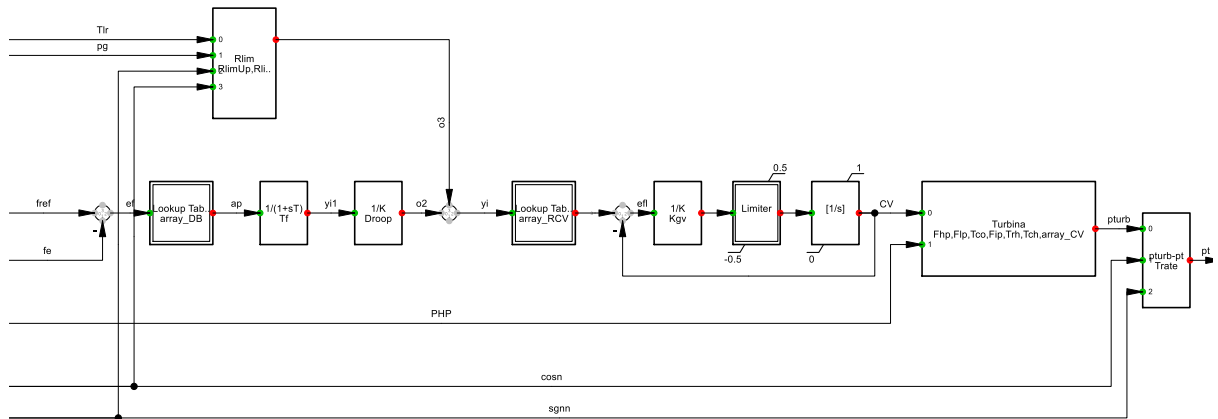


Figura 106: Governor de central de vapor Cochrane.

3.3.6. Gas

La planta que se utilizó como base, fue la central Kelar. Cuyo modelo de controlador de la máquina original es el que se muestra a continuación.

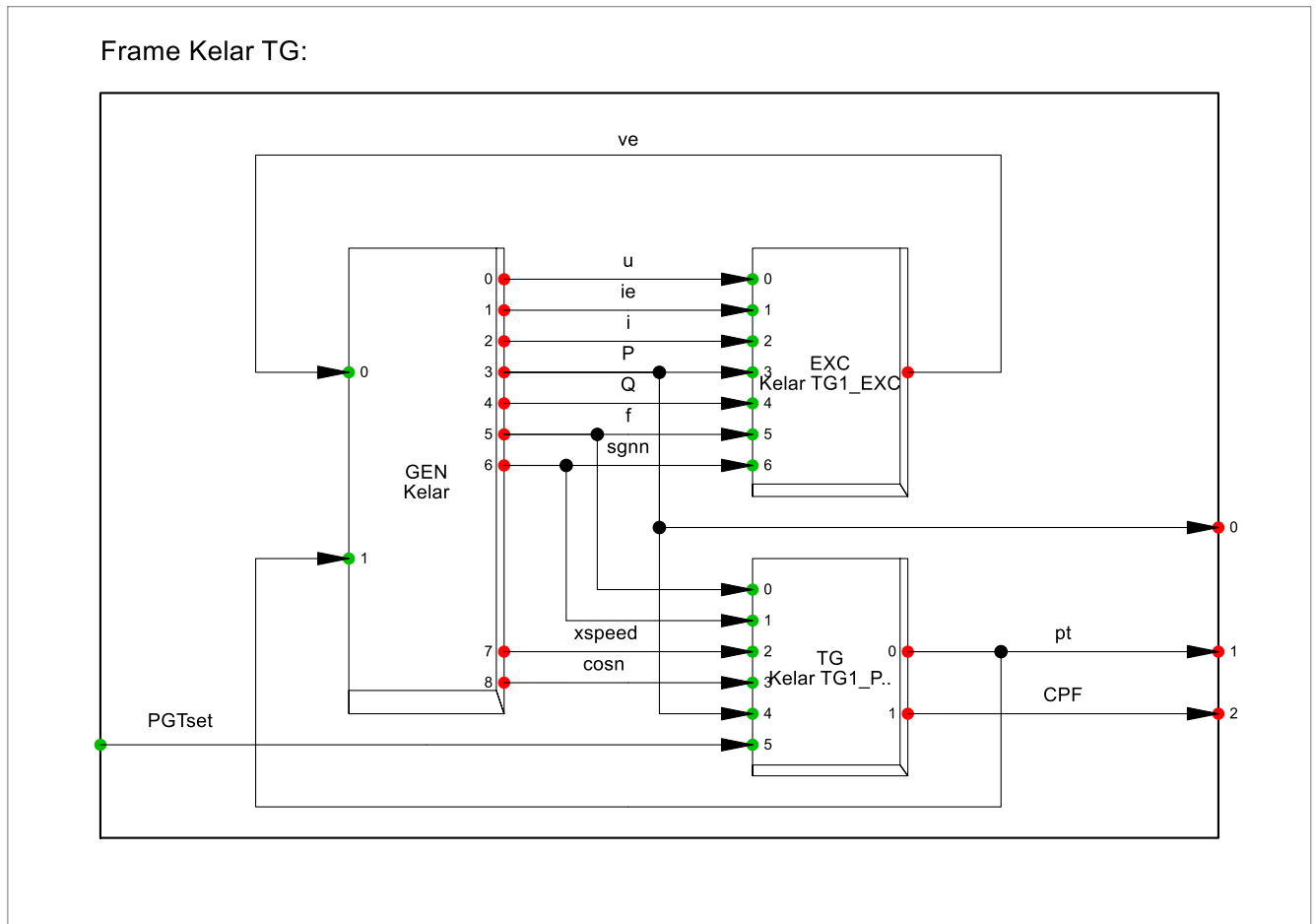


Figura 107: Frame de controlador de central de gas Kelar.

Los subsistemas que conforman este frame, se muestran a continuación.

3.3.6.1. AVR

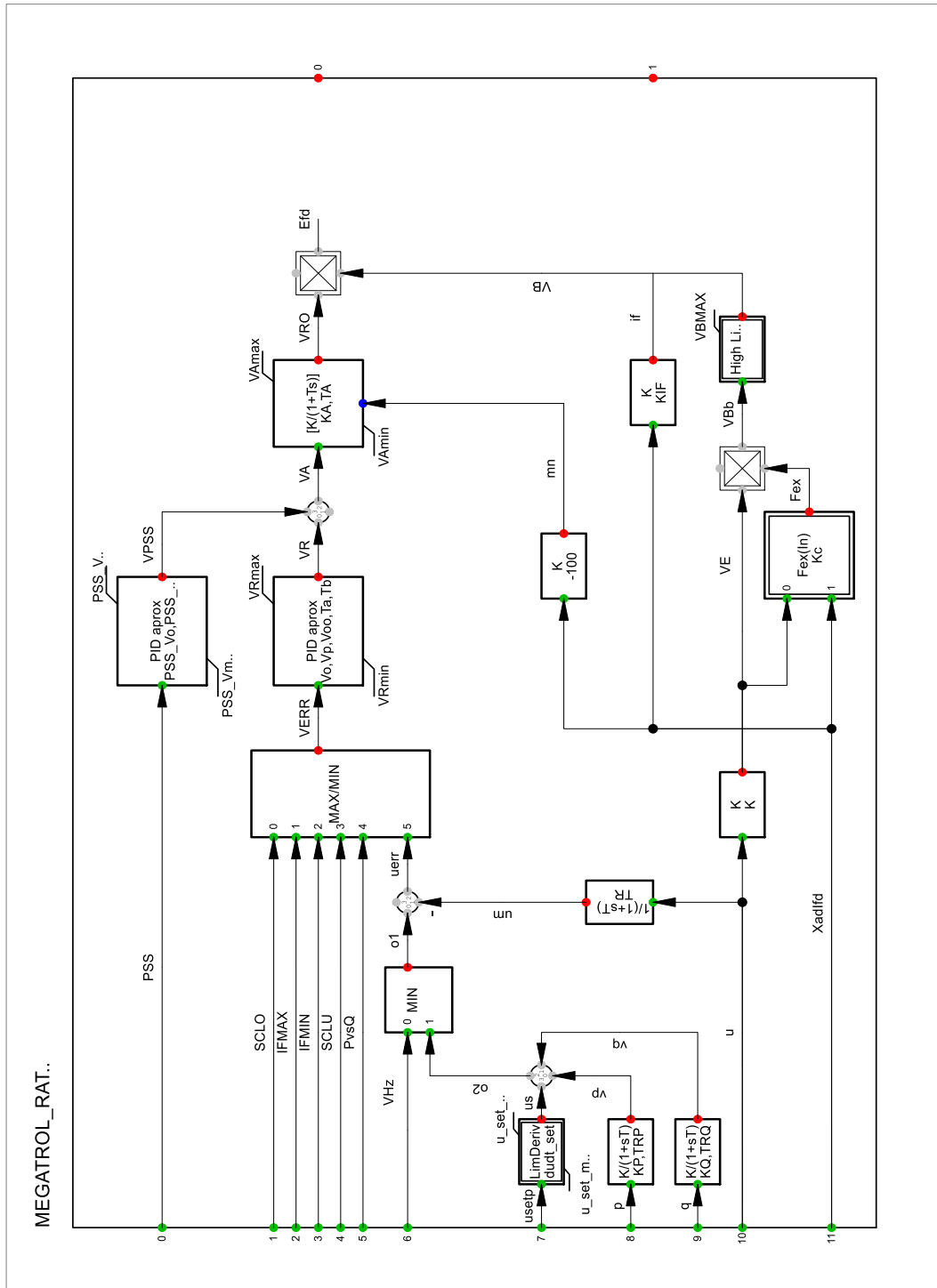


Figura 108: AVR de central de gas Kelar.

3.3.6.2. PSS

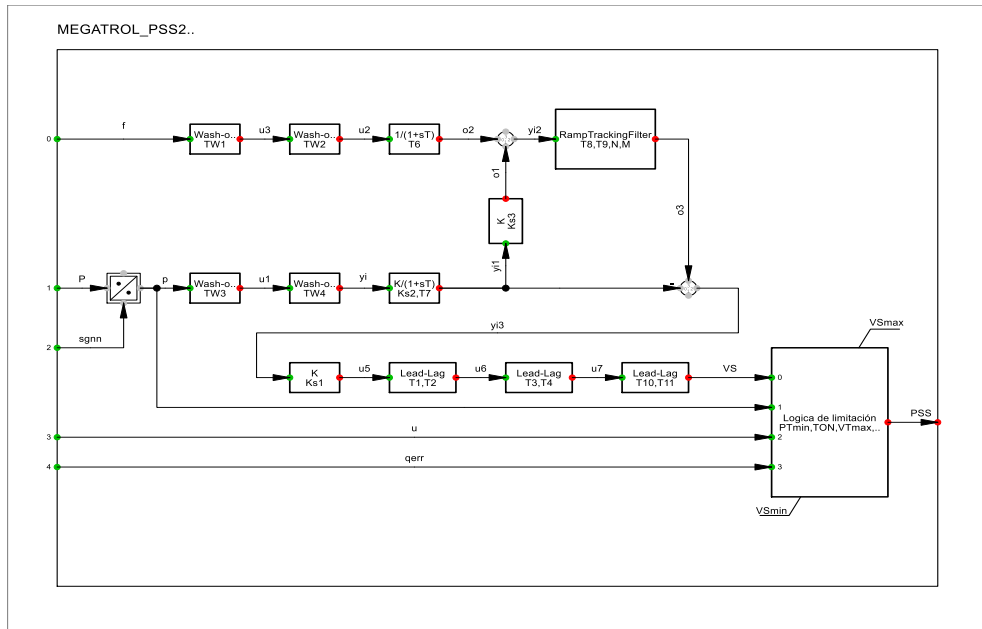


Figura 109: PSS de central de gas Kelar.

3.3.6.3. OEL

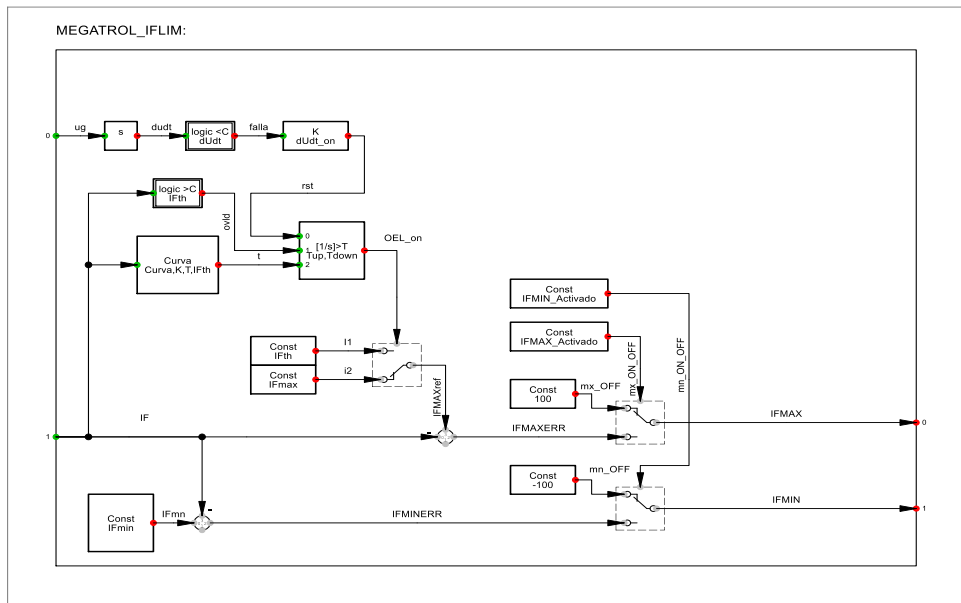


Figura 110: OEL de central de gas Kelar.

3.3.6.4. UEL

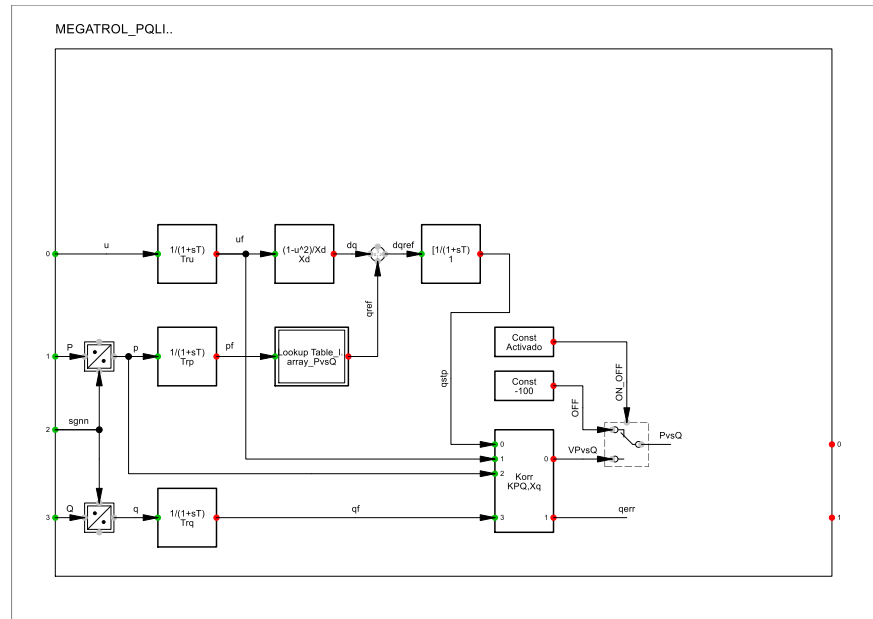


Figura 111: UEL de central de gas Kelar.

3.3.6.5. Governor

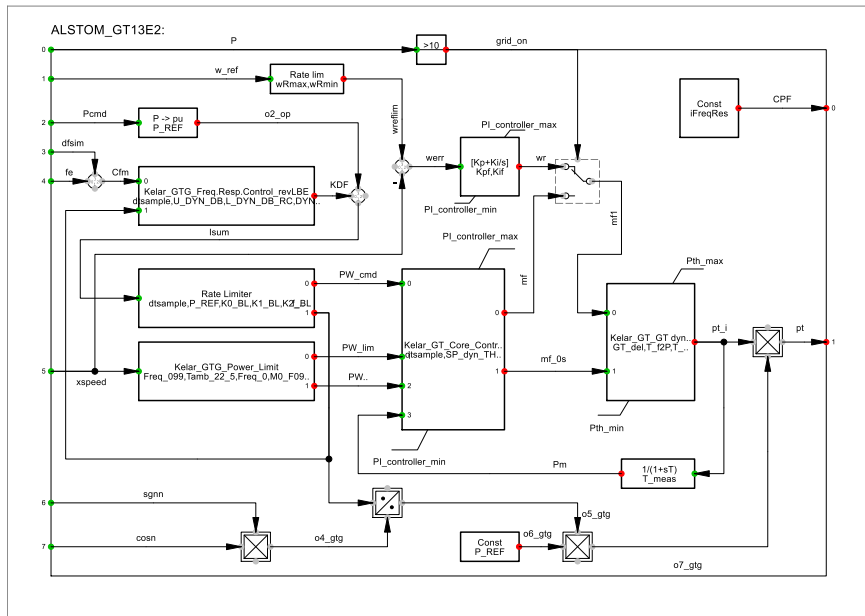


Figura 112: Governor de central de gas Kelar.

3.4. Sintonización bloques

Para la realización de la sintonización, se procedió a la modificación de las distintas variables que se relacionan con la respuesta dinámica de los distintos bloques. En esta sección se muestran los valores con los cuales se logró la respuesta posteriormente mostrada en la sección 3.5.

3.4.1. Sintonización Planta Solar

Para sintonizar las variables, se fueron modificando y evaluando los cambios en la respuesta para que la homologación fuera lo más exacta posible. Los valores de los bloques para el banco quedaron como se ve en la Tabla 1: Datos bloque REPC_A Plant Control, 2 y 3. Para el controlador de planta, se tienen que los valores finales con los que se logró la sintonización fueron los que se ven en la Tabla 1, dentro de los cuales se tiene que los más relevantes para lograr la homologación son las ganancias K_i y K_p que corresponden a la ganancia integral y proporcional respectivamente. Además, se tiene que la respuesta fue influenciada significativamente por los tiempos, tales como T_p , T_{ft} Y T_{fv} , ya que estos determinaron los tiempos de establecimiento y respuesta dinámica del controlador de planta. También, dentro de las variables más relevantes, destacan las bandas muertas, ya que estas determinaban los valores con los que se activaba el controlador, teniendo un efecto considerable sobre los valores aceptables dentro de la componente dinámica.

Con respecto al bloque de control eléctrico, el modelo WECC no sufrió modificaciones considerables, exceptuando las bandas muertas y la corriente máxima permitida, ya que estas variables representan el principio de funcionamiento del controlador eléctrico.

Por último, se tiene que, para el bloque convertidor, el cambio más importante que se realizó fue con respecto al switch relacionado con la caída de voltaje, el cual ya no se activará cuando la tensión cruce por cero, sino que se activará mediante una variación del valor independiente del lado al cual se haga, Además, se consideraron modificaciones en los valores máximos permitidos para la corriente.

A continuación, en las tablas se presentan los valores finales considerados para las distintas variables, para cada bloque de control.

Name	Value	Unit	Type	Description
Rc	0	[p.u.]	d	Line drop compensation resistance
Xc	0	[p.u.]	d	Line drop compensation reactance
Tfltr	0,01	[s]	d	Voltage and reactive power filter time constant
Tp	0,01	[s]	d	Active power filter time constant
db	0	[p.u.]	d	Deadband in reactive power or voltage control
Kp	0,15	[p.u./p.u.]	d	Volt/VARregulator proportional gain
Ki	2,2	[p.u./p.u.]	d	Volt/VARregulator integral gain
Vfrz	0,8	[p.u.]	d	Voltage for freezing Volt/VARregulator integrator
Tft	1	[s]	d	Plant controller Q output lead time constant
Tfv	1	[s]	d	Plant controller Q output lag time constant
Kc	0	[p.u.]	d	Reactive droop gain
FrqFlag	1		d	Active power control: 0 = disabled, 1 = enabled
RefFlag	0		d	: 0 = reactive power control, 1 = voltage control
VcmpFlag	0		d	0 = reactive droop, 1 = line drop compensation
fdbd1	-0,004	[p.u.]	d	Frequency deadband downside
fdbd2	0,004	[p.u.]	d	Frequency deadband upside
Ddn	20	[p.u./p.u.]	d	Down regulation droop gain
Dup	20	[p.u./p.u.]	d	Up regulation droop gain
Kpg	0,025	[p.u./p.u.]	d	Real power control proportional gain
Kig	1,75	[p.u./p.u.]	d	Real power control integral gain
Tlag	0	[s]	d	Plant controller P output lag time constant
emin	-10	[p.u.]	d	Minimum Volt/VARerror
Qmin	-1	[p.u.]	d	Minimum plant reactive power command
femin	-0,5	[p.u.]	d	Minimum power error in droop regulator
Pmin	0	[p.u.]	d	Minimum plant active power command
emax	10	[p.u.]	d	Maximum Volt/VARerror
Qmax	1	[p.u.]	d	Maximum plant reactive power command
femax	0,5	[p.u.]	d	Maximum power error in droop regulator
Pmax	3	[p.u.]	d	Maximum plant active power command

Tabla 1: Datos bloque REPC_A Plant Control

Name	Value	Unit	Description
PfFlag	0		Power factor flag: 1 = pf control, 0 = Q control
VFlag	1		Voltage control flag: 1 = Q ctrl., 0 = voltage control
Tp	0,004	[s]	Filter time constant for el. power measurement
Kqp	1,2	[p.u.]	Proportional gain
Kqi	0,7	[p.u.]	Integral gain
QFlag	0		Q control flag: 1 = voltage/Q, 0 = const. pf or Q ctrl.
Kvp	1	[p.u.]	Proportional gain
Kvi	0,7	[p.u.]	Integral gain
Trv	0,02	[s]	Filter time constant for voltage measurements
db1	-0,1	[p.u.]	Voltage deadband for overvoltage iq injection
db2	0,1	[p.u.]	Voltage deadband for undervoltage iq injection
Kqv	3,2	[p.u.]	Gain for reactive current injection during fault
Vdip	0,9	[p.u.]	Undervoltage condition trigger voltage
Vup	1,1	[p.u.]	Overvoltage condition trigger voltage
Tiq	0,002	[s]	Time constant on lag delay
Tpord	0,002	[s]	Time constant
PqFlag	0		Priority flag on current limit: 1 = P, 0 = Q priority
Imax	1,55	[p.u.]	Max. allowable total converter current limit
Vref0	0	[p.u.]	Reference voltage, enter 0 for terminal voltage
Qmin	-0,43	[p.u.]	Reactive power limit minimum
Vmin	0,9	[p.u.]	Voltage control minimum
Iql1	-1,55	[p.u.]	Minimum limit of reactive current injection
Pmin	0	[p.u.]	Minimum power reference
dPmin	-999	[p.u./s]	Ramp rate on power reference
Qmax	0,43	[p.u.]	Reactive power limit maximum
Vmax	1,1	[p.u.]	Voltage control maximum
Iqh1	1,55	[p.u.]	Maximum limit of reactive current injection
Pmax	1	[p.u.]	Maximum power reference
dPmax	999	[p.u./s]	Ramp rate on power reference

Tabla 2: Datos bloque REEC_B Electrical Control Model

Name	Value	Unit	Description
Tg	0,004	[s]	Converter time constant
Tfiltr	0,02	[s]	Voltage filter time constant
zerox	0,4	[pu]	LVPL zero crossing
brkpt	0,9	[pu]	LVPL breakpoint
lvpl1	1,22		LVPL gain breakpoint [pu current/ pu voltage]
Volim	1,2	[pu]	Voltage limit for high voltage clamp logic
Iolim	-1,1	[pu]	Current limit for high voltage clamp logic
Khv	0,7		High voltage clamp logic accelerator factor
lvpnt0	0,1	[pu]	Min low voltage active current breakpoint
lvpnt1	0,5	[pu]	Max low voltage active current breakpoint
lvplsw	0		Low voltage power logic switch: 1-Curve/0-Zero
Iqrmin	-999	[pu/s]	Min reactive current rate limit
Iqrmax	999	[pu/s]	Max reactive current rate limit
rrpwr	0,1	[pu/s]	Active current rate limit

Tabla 3: Datos bloque REGC_A Generator-Converter Model

3.4.2. Sintonización planta eólica

Las tablas para el controlador de la planta eólica, que se subdivide en control de potencia activa y reactiva. Para los bloques de potencia reactiva, los valores con los que se logró la sintonización de los modelos son los que se ven en la Tabla 4, donde los cambios más relevantes son el modo de control, el cual se determinó por mantener el valor de potencia reactiva y voltaje estáticos. Además, se tiene que los otros valores modificados son los relacionados a los valores mínimos de potencia ante los cuales se hará efectivo el control, junto con la tasa de cambio de potencia reactiva, determinados por los valores relacionados a rampas. También, en la Tabla 5 se realizaron los cambios correspondientes a la tasa de cambio de la variable de control de potencia reactiva con respecto a los cambios de voltaje.

Además, se tiene en la Tabla 6 los valores correspondientes al controlador de potencia activa, dentro del cual se realizaron variaciones en las ganancias integrales y derivativas, junto con la tasa de cambio de la potencia con respecto a una variación en la frecuencia en la Tabla 7.

Name	Value	Unit	Type	Description
TWPpfiltq	0,006	[s]	d	Filter time constant for active power measurement
TWPufiltq	0,006	[s]	d	Filter time constant for voltage measurement
TWPqfiltq	0,006	[s]	d	Filter time constant for reactive power measurement
KWPqref	0	[PWPn/Pn]	d	Reactive power reference gain
KWPqu	0	[UWPn/ PWPn]	d	Plant voltage control droop
KWPx	0,3	[-]	d	Plant Q controller proportional gain
KWPxu	6,5	[-]	d	Plant Q controller proportional gain in voltage control
MWPqmode	0	[-]	d	Reactive power/voltage controller mode (0 -reactive power reference, 1- power factor reference, 2- UQ static, 3 voltage control)
KIWPx	0,5	[1/s]	d	Plant Q controller integral gain
KIWPxu	8	[1/s]	d	Plant Q controller integral gain in voltage control
Txfv	0,65	[s]	d	Lag time constant in reference value transfer function
Txft	0	[s]	d	Lead time constant in reference value transfer function
Tuqfilt	0,1	[s]	d	Filter time constant for voltage dependent reactive power
uWPqdip	0,85	[UWPn]	d	Voltage threshold for UVRT detection in q control
KIWPxmin	-0,612	[PWPn/Pn/s]	d	Minimum reactive Power/voltage reference from integration
xrefmin	-0,612	[Pn or Un]	d	Minimum xWTref (qWTref or DuWTref) request from the plant controller
dxrefmin	-10	[PWPn/s]	d	Maximum negative ramp rate for WT reactive power/voltage reference
KIWPxmax	0,612	[PWPn/Pn/s]	d	Maximum reactive Power/voltage reference from integration
xrefmax	0,612	[Pn or Un]	d	Maximum xWTref (qWTref or DuWTref) request from the plant controller
dxrefmax	10	[PWPn/s]	d	Maximum positive ramp rate for WT reactive power/voltage reference
qWPUerr		[Un/ PWPn]	[d,d]	Look up table for the UQ static mode.

Tabla 4: Valores para control de planta de potencia activa-Banco Planta eólica

Con una tabla para el cambio de la potencia reactiva con respecto a la tasa de cambio del voltaje.

Index	X	Y
0	-999	-4,822246
1	-0,5	-4,822236
2	-0,01	0
3	0,01	0,00001
4	0,5	4,822246
5	999	4,822247

Tabla 5: Tabla para variación de potencia reactiva-Banco de planta eólica

Name	Value	Unit	Type	Description
TWPpfiltp	0,006	[s]	d	Filter time constant for active power measurement
TWPffiltp	0,006	[s]	d	Filter time constant for frequency measurement
KWPp	0	[-]	d	Plant P controller proportional gain
KWPpref	0,82353	[PWPn / Pn]	d	Power reference gain
KIWPp	0,1	[1/s]	d	Plant P controller integral gain
Tpfv	0,3933	[s]	d	Lag time constant in reference value transfer function
Tpft	0	[s]	d	Lead time constant in reference value transfer function
dprefmin	-0,02	[Pn / s]	d	Minimum (negative) ramp rate of pWTref request from the plant controller to the WTs
KIWPpmin	0	[-]	d	Minimum PI integrator term
prefmin	0	[Pn]	d	Mainimum pWTref request from the plant controller to the WTs
dpWPrefmin	-1	[PWPn/ s]	d	Maximum negative ramp rate for WP power reference
dprefmax	0,02	[Pn / s]	d	Maximum ramp rate of pWTref request from the plant controller to the WTs
KIWPpmax	0,05	[-]	d	Maximum PI integrator term
prefmax	1	[Pn]	d	Maximum pWTref request from the plant controller to the WTs
dpWPrefmax	1	[PWPn/ s]	d	Maximum positive ramp rate for WP power reference
pWPbiasf		[PnWF(fn)]	[d,d]	Power vs. frequency lookup table

Tabla 6: Valores de controlador de Potencia activa-Banco parque eólico.

Index	X	Y
0	0,96	1
1	0,996	1
2	1,004	1
3	1,03	0,285
4	1,04	0,285
5	1,040001	0
6	1,06001	0
7	999	0

Tabla 7: Relación entre la variación de potencia activa con respecto a una variación en la tensión

3.4.3. Sintonización Hidro pasada Alfalfal

3.4.3.1. AVR

Para la sintonización de AVR, se realizaron modificaciones en el modelo ST6C. Las variables de interés que fueron modificadas para obtener la respuesta dinámica son las ganancias, tanto integral como derivativa. Además, se modificaron considerablemente las constantes relacionadas con la corriente, tal como la ganancia y los límites permitidos. Por último, también se modificó la variable Vuel_in, la cual tiene relación con añadir un punto suma para el limitador de subexcitación, además de los límites de activación del controlador.

Name	Value	Unit	Type	Description
Kpa	16	[p.u.]	d	Voltage regulator proportional gain
Kia	2,88	[p.u.]	d	Voltage regulator integral gain
Kff	0	[p.u.]	d	Inner loop field regulator pre-control gain
Km	9	[p.u.]	d	Inner loop field regulator forward gain
Kg	0	[p.u.]	d	Inner loop field regulator feedback gain
Tg	0,02	[s]	d	Inner loop field regulator feedback time constant
Ta	0,002	[s]	d	Thyristor bridge equivalent time constant
Klr	17	[p.u.]	d	Exciter output current limiter gain
Kci	1,0577	[p.u.]	d	Exciter output current limit adjustment
ILR	4,164	[p.u.]	d	Exciter output current limit reference
Sw1	0	[0/1]	d	Power source selector
Kc	0	[p.u.]	d	Rectifier loading factor
Kp	1	[p.u.]	d	Potential circuit gain coefficient
thetaP	0	[deg]	d	Potential circuit phase angle
Ki	0	[p.u.]	d	Compound circuit gain coefficient
Xl	0	[p.u.]	d	Potential source reactance
Vuel_in	0	[0/1/2/3]	d	UEL type/position selector (0/2= sum, 1/3= Takeover)
Voel_in	0	[0/1/2/3]	d	OEL type/position selector (0/2= sum, 1/3= Takeover)
Vscl_in	0	[0/1/2/3]	d	SCL type/position selector (0/2= sum, 1/3= Takeover)
Va_min	-7,04	[p.u.]	d	Minimum voltage regulator output
Vr_min	-7,04	[p.u.]	d	Minimum regulator output
Vm_min	-3,85	[p.u.]	d	Minimum rectifier output
Va_max	7,23	[p.u.]	d	Maximum voltage regulator output
Vr_max	7,23	[p.u.]	d	Maximum regulator output
Vm_max	7,23	[p.u.]	d	Maximum rectifier output
Vb_max	99	[p.u.]	d	Maximum available exciter voltage

Tabla 8: Valores modelo ST6C para planta Alfalfal

3.4.3.2. PSS

Para la sintonización del PSS se modificaron considerablemente las constantes relacionadas con las constantes de tiempo, junto con la ganancia y los límites permitidos de activación del bloque de control.

Name	Value	Unit	Type	Description
Vsi_in	3	[1/2/3/4]	d	Signal #1 selector (see diagram)
Ks1	10	[p.u.]	d	PSSgain
Ks3	1	[p.u.]	d	PSSGain on signal #2 (to ramp tracking filter)
Ks2	0,424	[p.u.]	d	Gain on signal #2
T7	2	[s]	d	Transducer time constant
T6	0	[s]	d	Transducer time constant
Tw1	2	[s]	d	1st washout time constant (signal #1)
Tw2	2	[s]	d	2nd washout time constant (signal #1)
Tw3	2	[s]	d	1st washout time constant (signal #2)
Tw4	2	[s]	d	2nd washout time constant (signal #2)
T8	0,4	[s]	d	Lead of ramp tracking filter
T9	0,1	[s]	d	Lag of ramp tracking filter
N	1	[-]	d	Order of ramp tracking filter
M	4	[-]	d	Denominator order of ramp tracking filter
T1	0,09	[s]	d	Lead compensating time constant (1st block)
T2	0,01	[s]	d	Lag compensating time constant (1st block)
T3	0,09	[s]	d	Lead compensating time constant (2nd block)
T4	0,01	[s]	d	Lag compensating time constant (2nd block)
T10	0,1	[s]	d	Lead compensating time constant (3rd block)
T11	0,19	[s]	d	Lag compensating time constant (3rd block)
Vst_min	-0,05	[p.u.]	d	Minimum PSSoutput
Vsi1_min	-2	[p.u.]	d	Input signal #1 minimum limit
Vsi2_min	-2	[p.u.]	d	Input signal #2 minimum limit
Vst_max	0,05	[p.u.]	d	Maximum PSSoutput
Vsi1_max	2	[p.u.]	d	Input signal #1 maximum limit
Vsi2_max	2	[p.u.]	d	Input signal #2 maximum limit

Tabla 9: Valores PSS para homologación del bloque Alfalfa.

3.4.3.3. OEL

Para la sintonización de este bloque de control, se modificaron levemente las variables. Pero las que destacan son T_{oel} , la cual corresponde a la constante de tiempo integral y K_{poel} , que corresponde a la ganancia proporcional del bloque.

Name	Value	Unit	Type	Description
Input	0	[0/1/2]	d	OEL input signal selector
ITFpu	2,6	[p.u.]	d	OEL field current limiter pickup level
Kscale	1	[p.u.]	d	OEL input signal scaling factor
Tf	0,01	[s]	d	OEL ifield current measurement time constant
K1	1	[-]	d	Exponent for OEL error calculation
Koel	10	[p.u.]	d	OEL gain
Toel	71	[s]	d	OEL integral time constant
Kpoel	0,008	[p.u.]	d	OEL proportional gain
Voel_min1	-1	[p.u.]	d	OEL integrator minimum limit
Voel_min2	-1	[p.u.]	d	OEL minimum output
Voel_max1	1	[p.u.]	d	OEL integrator maximum limit
Voel_max2	0	[p.u.]	d	OEL maximum output

Tabla 10: Valores OEL para sintonización bloque Alfalfa.

3.4.3.4. UEL

Para la sintonización de este bloque de control, se modificaron principalmente las constantes de tiempo, para adecuar la respuesta del limitador, junto con las ganancias tanto integral como derivativa.

También se cambiaron las variables de los bloques de adelanto y atraso correspondientes a las distintas constantes de tiempo.

Name	Value	Unit	Type	Description
Tup	0,02	[s]	d	UEL real power filter time constant
Tuq	0,002	[s]	d	UEL reactive power filter time constant
Tuv	0,002	[s]	d	UEL voltage filter time constant
k1	2		d	Voltage exponent for real power input to UEL table
k2	2		d	Voltage exponent for reactive power output to UEL table
Kuf	0	[p.u.]	d	UEL excitation system stabilizer gain
Kfb	0	[p.u.]	d	UEL gain Vfb input
Tul	0	[s]	d	UEL filter time constant Vfb input
Kul	0,1	[p.u.]	d	UEL proportional gain
Kui	0,25	[p.u./s]	d	UEL integral gain
Tu1	1	[s]	d	UEL lead time constant (1st block)
Tu2	0,1	[s]	d	UEL lag time constant (1st block)
Tu3	1	[s]	d	UEL lead time constant (2nd block)
Tu4	1	[s]	d	UEL lag time constant (2nd block)
Vui_min	0	[p.u.]	d	UEL PI control minimum output
Vul_min	0	[p.u.]	d	UEL minimum output
Vui_max	0,1	[p.u.]	d	UEL PI control maximum output
Vul_max	0,1	[p.u.]	d	UEL maximum output
PQ			[d,d]	

Tabla 11: Variables UEL para la sintonización del limitador para la Alfalfa.

3.4.3.5. Turbina

Para la sintonización de la turbina hidráulica, se modificaron principalmente las variables de potencia e inercia del generador, para obtener la homologación de las respuestas dinámicas.

Name	Value	Unit	Type	Description
Trate	139,84	[MW]	d	Turbine rated power (0 \Rightarrow Trate=Prated of SG)
Tw	0,017	[s]	d	Water inertia time constant
H0	1	[p.u.]	d	Turbine nominal head
Qnl	0,01	[p.u.]	d	No-load turbine flow at nominal head
At	1	[p.u.]	d	Turbine gain
Dt	0	[p.u.]	d	Turbine damping factor
GPm			[d,d]	

Tabla 12: Valores Turbina para sintonización de Hidráulica Alfalfa.

3.4.3.6. GOVERNOR

Para la sintonización del gobernador de la turbina, se hicieron modificaciones considerables en las ganancias de los controladores proporcionales K_p e integral K_i , junto con los tiempos de establecimiento de accionamiento de los bloques.

Name	Value	Unit	Type	Description
Trate	139,84	[MW]	d	Turbine rated power (0 \Rightarrow Trate=Prated of SG)
Rp	0,05	[p.u.]	d	Permanent droop
Flag	1		d	Droop switch: 1 = El. power, 0 = Mech. feedback
Tt	0,02	[s]	d	Power measurement time constant
db1	0	[p.u.]	d	Dead band
Td	0	[s]	d	Input filter time constant
Kp	0,4	[p.u.]	d	Proportional gain
Ki	0,8	[p.u.]	d	Integral gain
Kd	0	[p.u.]	d	Derivative gain
Tf	0,05	[s]	d	Derivative time constant
Tg	1		d	Gate servo inverse of gain
Tp	0	[s]	d	Gate servo time constant
db2	0	[p.u.]	d	Dead band
Gmin	0	[p.u.]	d	Minimum governor output
Vel_cl	-0,01	[p.u./s]	d	Maximum gate closing velocity
Pmin	0	[p.u.]	d	Minimum gate opening
Gmax	1	[p.u.]	d	Maximum governor output
Vel_op	0,01	[p.u./s]	d	Maximum gate opening velocity
Pmax	1	[p.u.]	d	Maximum gate opening

Tabla 13: Valores para Gobernador Hidroeléctrica Alfafal.

3.4.4. Sintonización Hidroeléctrica embalse Pangue

3.4.4.1. AVR

Para la sintonización de este bloque se modificaron principalmente las variables K_{pa} y K_{ia} , las cuales corresponden al control proporcional e integral. Además, se anuló el controlador proporcional.

Name	Value	Unit	Type	Description
Kpa	120	[p.u.]	d	Voltage regulator proportional gain
Kia	7	[p.u./s]	d	Voltage regulator integral gain
Kff	0	[p.u.]	d	Inner loop field regulator pre-control gain
Km	1	[p.u.]	d	Inner loop field regulator forward gain
Kg	0	[p.u.]	d	Inner loop field regulator feedback gain
Tg	1	[s]	d	Inner loop field regulator feedback time constant
Klr	-100	[p.u.]	d	Exciter output current limiter gain
Kci	0	[p.u.]	d	Exciter output current limit adjustment
ILR	0	[p.u.]	d	Exciter output current limit reference
Kp	1	[p.u.]	d	Potential circuit gain coefficient
Voel_in	0	[0/1]	d	OEL position selector
Va_min	-9	[p.u.]	d	Minimum voltage regulator output
Vr_min	-10,65	[p.u.]	d	Minimum regulator output
Va_max	8,5	[p.u.]	d	Maximum voltage regulator output
Vr_max	10,98	[p.u.]	d	Maximum regulator output

Tabla 14: Valores AVR para Hidráulica Embalse Pangué

3.4.4.2. PSS

Para ajustar el PSS, se realizaron modificaciones significativas en las constantes asociadas a los tiempos de respuesta, así como en la ganancia y en los límites permitidos para la activación del bloque de control.

Además, se tiene que se modificó la entrada, para considerar la frecuencia como variable de entrada, y la cual finalmente será monitoreada.

Name	Value	Unit	Type	Description
Vsi_in	3	[1/2/3/4]	d	Signal #1 selector (see diagram)
Ks1	3,3	[p.u.]	d	PSSgain
Ks3	1	[p.u.]	d	PSSGain on signal #2 (to ramp tracking filter)
Ks2	0,2597	[p.u.]	d	Gain on signal #2
T7	2	[s]	d	Transducer time constant
T6	0	[s]	d	Transducer time constant
Tw1	2	[s]	d	1st washout time constant (signal #1)
Tw2	2	[s]	d	2nd washout time constant (signal #1)
Tw3	2	[s]	d	1st washout time constant (signal #2)
Tw4	0	[s]	d	2nd washout time constant (signal #2)
T8	0,6	[s]	d	Lead of ramp tracking filter
T9	0,1	[s]	d	Lag of ramp tracking filter
N	1	[-]	d	Order of ramp tracking filter
M	5	[-]	d	Denominator order of ramp tracking filter
T1	0,2	[s]	d	Lead compensating time constant (1st block)
T2	0,04	[s]	d	Lag compensating time constant (1st block)
T3	0,15	[s]	d	Lead compensating time constant (2nd block)
T4	0,04	[s]	d	Lag compensating time constant (2nd block)
T10	0	[s]	d	Lead compensating time constant (3rd block)
T11	0	[s]	d	Lag compensating time constant (3rd block)
Vst_min	-0,05	[p.u.]	d	Minimum PSSoutput
Vsi1_min	-4	[p.u.]	d	Input signal #1 minimum limit
Vsi2_min	-2	[p.u.]	d	Input signal #2 minimum limit
Vst_max	0,05	[p.u.]	d	Maximum PSSoutput
Vsi1_max	4	[p.u.]	d	Input signal #1 maximum limit
Vsi2_max	2	[p.u.]	d	Input signal #2 maximum limit

Tabla 15: Valores para sintonización PSS de hidráulica Pangue

3.4.4.3. OEL

Para ajustar este bloque de control, se hicieron ligeras modificaciones en las variables. Las más destacadas son Toel, que representa la constante de tiempo integral, y Kpoel, que corresponde a la ganancia proporcional del bloque.

Name	Value	Unit	Type	Description
Input	0	[0/1/2]	d	OEL input signal selector
IFDpu	1,81	[p.u.]	d	OEL inverse time integrator pickup level
IFDlim	6,58	[p.u.]	d	OEL inverse time limit active level
Toel	1,79	[s]	d	OEL inverse time integrator time constant
Kifdt	0	[p.u.]	d	OEL inverse time leak gain
K	1	[p.u.]	d	OEL lead-lag gain
TBoel	0	[s]	d	OEL lag time constant
TCoel	0	[s]	d	OEL lead time constant
IFDpulev	6,58	[p.u.]	d	OEL activation logic pickup level
TIFDlev	50	[s]	d	OEL activation logic timer setpoint
IFDref1	1,81	[p.u.]	d	OEL reference 1
IFDref2	1,81	[p.u.]	d	OEL reference 2
Kpoel	5	[p.u.]	d	OEL proportional gain
Kioel	10	[p.u.]	d	OEL integral gain
Kpvfe	0	[p.u.]	d	Exc. field current regulator proportional gain
Kivfe	0	[p.u.]	d	Exc. field current regulator integral gain
Kscale1	1	[p.u.]	d	Scale factor for OEL input
Tf1	0	[s]	d	OEL input transducer time constant
Kscale2	0	[p.u.]	d	Scale factor for Ife
Tf2	0	[s]	d	Exc. Field current transducer time constant
VFeRef	0	[p.u.]	d	Exc. Field current reference
SW1	0		d	OEL reference logic switch (0 = Ibias, 1 = Vfe s
Ibias	0	[p.u.]	d	OEL reference bias
K1	1		d	Exponent for inverse time function
Voel_min	-0,99	[p.u.]	d	OEL PI control lower limit
Vfe_min	-0,99	[p.u.]	d	Exc. field current regulator lower limit
Voel_max1	9,49	[p.u.]	d	OEL inverse time upper limit
Voel_max	1	[p.u.]	d	OEL PI control upper limit
Vfe_max	1	[p.u.]	d	Exc. field current regulator upper limit

3.4.4.4. UEL

Para la sintonización de este bloque de control, se hicieron ligeras modificaciones en las variables. Las más destacadas son las constantes de tiempo para potencia activa, reactiva y tensión. Además de las ganancias proporcional e integral del bloque, junto con sus limitaciones.

Name	Value	Unit	Type	Description
Tup	0,009	[s]	d	UEL real power filter time constant
Tuq	0,009	[s]	d	UEL reactive power filter time constant
Tuv	0,009	[s]	d	UEL voltage filter time constant
k1	2		d	Voltage exponent for real power input to UEL table
k2	2		d	Voltage exponent for reactive power output to UEL table
Kuf	0	[p.u.]	d	UEL excitation system stabilizer gain
Kfb	0	[p.u.]	d	UEL gain Vfb input
Tul	0	[s]	d	UEL filter time constant Vfb input
Kul	0,05	[p.u.]	d	UEL proportional gain
Kui	0	[p.u./s]	d	UEL integral gain
Tu1	1	[s]	d	UEL lead time constant (1st block)
Tu2	1	[s]	d	UEL lag time constant (1st block)
Tu3	1	[s]	d	UEL lead time constant (2nd block)
Tu4	1	[s]	d	UEL lag time constant (2nd block)
Vui_min	-1	[p.u.]	d	UEL PI control minimum output
Vul_min	-1	[p.u.]	d	UEL minimum output
Vui_max	1	[p.u.]	d	UEL PI control maximum output
Vul_max	1	[p.u.]	d	UEL maximum output
PQ			[d,d]	

3.4.4.5. Governor

Para la sintonización de este bloque, se hicieron modificaciones en las ganancias derivativas e integrales, junto con la banda muerta que contempla, y los valores mínimo y máximo de velocidad, salida y abertura de válvula de tal forma que tiene accionamiento directo en la turbina.

Name	Value	Unit	Type	Description
Trate	228	[MM]	d	Turbine rated power (0 => Trate=Prated of SG)
Rp	0,074	[p.u.]	d	Permanent droop
Flag	1		d	Droop switch: 1 = El. power, 0 = Mech. feedback
Tt	0,001	[s]	d	Power measurement time constant
db1	0,0005	[p.u.]	d	Dead band
Td	0	[s]	d	Input filter time constant
Kp	3,2	[p.u.]	d	Proportional gain
Ki	0,88	[p.u.]	d	Integral gain
Kd	0	[p.u.]	d	Derivative gain
Tf	0,05	[s]	d	Derivative time constant
Tg	0,45		d	Gate servo inverse of gain
Tp	0	[s]	d	Gate servo time constant
db2	0	[p.u.]	d	Dead band
Gmin	0	[p.u.]	d	Minimum governor output
Vel_cl	-0,05	[p.u./s]	d	Maximum gate closing velocity
Pmin	0	[p.u.]	d	Minimum gate opening
Gmax	1	[p.u.]	d	Maximum governor output
Vel_op	0,05	[p.u./s]	d	Maximum gate opening velocity
Pmax	1	[p.u.]	d	Maximum gate opening

Tabla 16: Valores sintonización governor Hidráulica de embalse Pangue

3.4.4.6. Turbina

Para la sintonización de la turbina hidráulica, al igual que el caso anterior se modificaron principalmente las variables de potencia e inercia del generador, para obtener la homologación de las respuestas dinámicas.

Name	Value	Unit	Type	Description
Trate	228	[MM]	d	Turbine rated power (0 => Trate=Prated of SG)
Tw	1	[s]	d	Water inertia time constant
H0	1	[p.u.]	d	Turbine nominal head
Qnl	0	[p.u.]	d	No-load turbine flow at nominal head
At	1	[p.u.]	d	Turbine gain
Dt	0	[p.u.]	d	Turbine damping factor

Tabla 17: Valores turbina sintonización turbina Hidroeléctrica Pangue.

3.4.5. Sintonización Máquina a vapor

3.4.5.1. AVR

Para la homologación de este bloque, se tiene que las modificaciones que se hicieron para replicar ala respuesta dinámica fueron en las ganancias del regulador de voltaje, tanto la derivativa como la integral. Además, al igual que en los casos anteriores, se hicieron modificaciones en los valores máximo y mínimo del regulador, rectificador y excitador de tensión, para poder establecer los valores entre los que se mueve la curva.

Name	Value	Unit	Type	Description
Kpa	150	[p.u.]	d	Voltage regulator proportional gain
Kia	20	[p.u.]	d	Voltage regulator integral gain
Kff	0	[p.u.]	d	Inner loop field regulator pre-control gain
Km	1	[p.u.]	d	Inner loop field regulator forward gain
Kg	0	[p.u.]	d	Inner loop field regulator feedback gain
Tg	0,02	[s]	d	Inner loop field regulator feedback time constant
Ta	0	[s]	d	Thyristor bridge equivalent time constant
Klr	-100	[p.u.]	d	Exciter output current limiter gain
Kci	0	[p.u.]	d	Exciter output current limit adjustment
ILR	0	[p.u.]	d	Exciter output current limit reference
Sw1	0	[0/1]	d	Power source selector
Kc	0	[p.u.]	d	Rectifier loading factor
Kp	1	[p.u.]	d	Potential circuit gain coefficient
thetaP	0	[deg]	d	Potential circuit phase angle
Ki	0	[p.u.]	d	Compound circuit gain coefficient
Xl	0	[p.u.]	d	Potential source reactance
Vuel_in	0	[0/1/2/3]	d	UEL type/position selector (0/2= sum, 1/3= Takeover)
Voel_in	0	[0/1/2/3]	d	OEL type/position selector (0/2= sum, 1/3= Takeover)
Vscl_in	0	[0/1/2/3]	d	SCL type/position selector (0/2= sum, 1/3= Takeover)
Va_min	-7,275	[p.u.]	d	Minimum voltage regulator output
Vr_min	-7,275	[p.u.]	d	Minimum regulator output
Vm_min	-7,275	[p.u.]	d	Minimum rectifier output
Va_max	7,994	[p.u.]	d	Maximum voltage regulator output
Vr_max	7,994	[p.u.]	d	Maximum regulator output
Vm_max	7,994	[p.u.]	d	Maximum rectifier output
Vb_max	99	[p.u.]	d	Maximum available exciter voltage

Tabla 18: Valores AVR sintonización máquina vapor Cochrane

3.4.5.2. PSS

Para este caso, los valores que se modificaron fueron la ganancia del estabilizador y la constante de accionamiento del transductor. Además, de que se consideró la elección de tomar como variable de entrada la frecuencia, cambiando el selector en la misma. Junto con lo anterior se disminuyó las constantes de tiempo para las señales de frecuencia y potencia, y las de compensación para ambos bloques. Por último, también se modificaron los límites de accionamiento del PSS.

Name	Value	Unit	Type	Description
Vsi_in	1	[1/2/3/4]	d	Signal #1 selector (see diagram)
Ks1	8	[p.u.]	d	PSSgain
Ks3	1	[p.u.]	d	PSSGain on signal #2 (to ramp tracking filter)
Ks2	0,4	[p.u.]	d	Gain on signal #2
T7	2	[s]	d	Transducer time constant
T6	0	[s]	d	Transducer time constant
Tw1	2	[s]	d	1st washout time constant (signal #1)
Tw2	2	[s]	d	2nd washout time constant (signal #1)
Tw3	2	[s]	d	1st washout time constant (signal #2)
Tw4	2	[s]	d	2nd washout time constant (signal #2)
T8	0,4	[s]	d	Lead of ramp tracking filter
T9	0,1	[s]	d	Lag of ramp tracking filter
N	1	[-]	d	Order of ramp tracking filter
M	4	[-]	d	Denominator order of ramp tracking filter
T1	0,09	[s]	d	Lead compensating time constant (1st block)
T2	0,01	[s]	d	Lag compensating time constant (1st block)
T3	0,09	[s]	d	Lead compensating time constant (2nd block)
T4	0,01	[s]	d	Lag compensating time constant (2nd block)
T10	0,1	[s]	d	Lead compensating time constant (3rd block)
T11	0,19	[s]	d	Lag compensating time constant (3rd block)
Vst_min	-0,05	[p.u.]	d	Minimum PSSoutput
Vsi1_min	-2	[p.u.]	d	Input signal #1 minimum limit
Vsi2_min	-2	[p.u.]	d	Input signal #2 minimum limit
Vst_max	0,05	[p.u.]	d	Maximum PSSoutput
Vsi1_max	2	[p.u.]	d	Input signal #1 maximum limit
Vsi2_max	2	[p.u.]	d	Input signal #2 maximum limit

Tabla 19: Valores controlador PSS para homologación máquina vapor Cochrane

3.4.5.3. OEL

Para adaptar este bloque de control, se realizaron pequeños ajustes en las variables. Las más relevantes son Toel, que define la constante de tiempo integral, y Kpoel, que representa la ganancia proporcional del bloque. Además de modificar la máxima corriente de subida del bloque.

Name	Value	Unit	Type	Description
Input	0	[0/1/2]	d	OEL input signal selector
ITFpu	3,294	[p.u.]	d	OEL field current limiter pickup level
Kscale	1	[p.u.]	d	OEL input signal scaling factor
Tf	0,01	[s]	d	OEL ifield current measurement time constant
K1	1	[-]	d	Exponent for OEL error calculation
Koel	10	[p.u.]	d	OEL gain
Toel	2	[s]	d	OEL integral time constant
Kpoel	0,008	[p.u.]	d	OEL proportional gain
Voel_min1	-0,35	[p.u.]	d	OEL integrator minimum limit
Voel_min2	-0,35	[p.u.]	d	OEL minimum output
Voel_max1	0	[p.u.]	d	OEL integrator maximum limit
Voel_max2	0	[p.u.]	d	OEL maximum output

Tabla 20: Valores limitador OEL para homologación máquina vapor Cochrane

3.4.5.4. UEL

Para la sintonización de este bloque de control, se realizaron pequeños ajustes en las variables. Destacan las constantes de tiempo para la potencia activa, reactiva y la tensión, así como las ganancias proporcional e integral del bloque, junto con sus limitaciones. Además, de pequeñas modificaciones en los tiempos de atraso y adelanto de ambos bloques, junto con ajustes en las limitaciones de accionamiento del bloque.

Name	Value	Unit	Type	Description
Tup	0	[s]	d	UEL real power filter time constant
Tuq	0	[s]	d	UEL reactive power filter time constant
Tuv	0	[s]	d	UEL voltage filter time constant
k1	1		d	Voltage exponent for real power input to UEL table
k2	1		d	Voltage exponent for reactive power output to UEL table
Kuf	0	[p.u.]	d	UEL excitation system stabilizer gain
Kfb	0	[p.u.]	d	UEL gain Vfb input
Tul	0	[s]	d	UEL filter time constant Vfb input
Kul	0,12	[p.u.]	d	UEL proportional gain
Kui	0,3	[p.u./s]	d	UEL integral gain
Tu1	0,7	[s]	d	UEL lead time constant (1st block)
Tu2	1	[s]	d	UEL lag time constant (1st block)
Tu3	1	[s]	d	UEL lead time constant (2nd block)
Tu4	1	[s]	d	UEL lag time constant (2nd block)
Vui_min	0	[p.u.]	d	UEL PI control minimum output
Vul_min	0	[p.u.]	d	UEL minimum output
Vui_max	0,35	[p.u.]	d	UEL PI control maximum output
Vul_max	0,35	[p.u.]	d	UEL maximum output

Tabla 21: Valores limitador UEL para homologación máquina vapor Cochrane

3.4.5.5. GOVERNOR

Para la homologación de este bloque se tienen modificaciones en la potencia nominal de la máquina, junto con la ganancia del governor. También se ajustaron las constantes de tiempos de las calderas, junto con las limitaciones de apertura y cierre de la válvula.

Name	Value	Unit	Type	Description
Trate1	274	[MW]	d	Turbine rated power, 1st shaft
Trate2	274	[MW]	d	Turbine rated power, 2nd shaft
K	17	[p.u.]	d	Governor gain (1/droop)
T1	0	[s]	d	Governor lag time constant
T2	0	[s]	d	Governor lead time constant
T3	0,02	[s]	d	Valve positioner time constant
T4	1	[s]	d	Inlet piping/steam bowl time constant
K1	0,35	[p.u.]	d	Fraction of 1st shaft power first boiler pass
K2	0	[p.u.]	d	Fraction of 2nd shaft power first boiler pass
T5	4,5	[s]	d	Second boiler pass time constant
K3	0,35	[p.u.]	d	Fraction of 1st shaft power second boiler pass
K4	0	[p.u.]	d	Fraction of 2nd shaft power second boiler pass
T6	10	[s]	d	Third boiler pass time constant
K5	0,3	[p.u.]	d	Fraction of 1st shaft power third boiler pass
K6	0	[p.u.]	d	Fraction of 2nd shaft power third boiler pass
T7	0,5	[s]	d	Fourth boiler pass time constant
K7	0	[p.u.]	d	Fraction of 1st shaft power fourth boiler pass
K8	0	[p.u.]	d	Fraction of 2nd shaft power fourth boiler pass
db	0,0005	[p.u.]	d	Speed deviation deadband
Uc	-0,5	[p.u./s]	d	Maximum valve closing rate
Pmin	0	[p.u.]	d	Minimum valve opening
Uo	0,5	[p.u./s]	d	Maximum valve opening rate
Pmax	1	[p.u.]	d	Maximum valve opening

Tabla 22: Valores Governor para homologación máquina vapor Cochrane

3.4.6. Sintonización Máquina a gas

3.4.6.1. AVR

Para la sintonización del AVR, se realizaron ajustes en el modelo ST6C. Las principales modificaciones se aplicaron a las ganancias integral y derivativa para optimizar la respuesta dinámica. Asimismo, se ajustaron significativamente las constantes asociadas a la corriente, como la ganancia y los límites permitidos. Por último, se modificó la variable Vuel_in, la cual incorpora un punto de suma para el limitador de subexcitación, además de los límites de activación del controlador.

Name	Value	Unit	Type	Description
Kpa	10	[p.u.]	d	Voltage regulator proportional gain
Kia	4,5	[p.u.]	d	Voltage regulator integral gain
Kff	0	[p.u.]	d	Inner loop field regulator pre-control gain
Km	9	[p.u.]	d	Inner loop field regulator forward gain
Kg	0	[p.u.]	d	Inner loop field regulator feedback gain
Tg	0,02	[s]	d	Inner loop field regulator feedback time constant
Ta	0,01	[s]	d	Thyristor bridge equivalent time constant
Klr	6	[p.u.]	d	Exciter output current limiter gain
Kci	1,1	[p.u.]	d	Exciter output current limit adjustment
ILR	6	[p.u.]	d	Exciter output current limit reference
Sw1	0	[0/1]	d	Power source selector
Kc	0,01	[p.u.]	d	Rectifier loading factor
Kp	1	[p.u.]	d	Potential circuit gain coefficient
thetaP	0	[deg]	d	Potential circuit phase angle
Ki	0	[p.u.]	d	Compound circuit gain coefficient
Xl	0	[p.u.]	d	Potential source reactance
Vuel_in	1	[0/1/2/3]	d	UEL type/position selector (0/2= sum, 1/3= Takeover)
Voel_in	1	[0/1/2/3]	d	OEL type/position selector (0/2= sum, 1/3= Takeover)
Vscl_in	0	[0/1/2/3]	d	SCL type/position selector (0/2= sum, 1/3= Takeover)
Va_min	-8	[p.u.]	d	Minimum voltage regulator output
Vr_min	-8	[p.u.]	d	Minimum regulator output
Vm_min	-8	[p.u.]	d	Minimum rectifier output
Va_max	8	[p.u.]	d	Maximum voltage regulator output
Vr_max	8	[p.u.]	d	Maximum regulator output
Vm_max	8	[p.u.]	d	Maximum rectifier output
Vb_max	99	[p.u.]	d	Maximum available exciter voltage

Tabla 23: Valores AVR para homologación de máquina a vapor Kelar.

3.4.6.2. PSS

Para la sintonización de este bloque de control, se realizaron pequeños ajustes en las variables. Destacan las constantes de tiempo, así como las ganancias proporcional e integral del bloque, junto con sus limitaciones. Además, de que al igual que en los casos anteriores se consideró la variable de entrada a la frecuencia, por lo que se modificaron las constantes de tiempo para esta señal.

Name	Value	Unit	Type	Description
Vsi_in	3	[1/2/3/4]	d	Signal #1 selector (see diagram)
Ks1	15	[p.u.]	d	PSSgain
Ks3	1	[p.u.]	d	PSSGain on signal #2 (to ramp tracking filter)
Ks2	0,3	[p.u.]	d	Gain on signal #2
T7	5	[s]	d	Transducer time constant
T6	0	[s]	d	Transducer time constant
Tw1	5	[s]	d	1st washout time constant (signal #1)
Tw2	5	[s]	d	2nd washout time constant (signal #1)
Tw3	5	[s]	d	1st washout time constant (signal #2)
Tw4	0	[s]	d	2nd washout time constant (signal #2)
T8	0,5	[s]	d	Lead of ramp tracking filter
T9	0,1	[s]	d	Lag of ramp tracking filter
N	1	[-]	d	Order of ramp tracking filter
M	5	[-]	d	Denominator order of ramp tracking filter
T1	0,335	[s]	d	Lead compensating time constant (1st block)
T2	0,02	[s]	d	Lag compensating time constant (1st block)
T3	0,335	[s]	d	Lead compensating time constant (2nd block)
T4	0,074	[s]	d	Lag compensating time constant (2nd block)
T10	0,335	[s]	d	Lead compensating time constant (3rd block)
T11	1	[s]	d	Lag compensating time constant (3rd block)
Vst_min	-0,06	[p.u.]	d	Minimum PSSoutput
Vsi1_min	-2	[p.u.]	d	Input signal #1 minimum limit
Vsi2_min	-2	[p.u.]	d	Input signal #2 minimum limit
Vst_max	0,06	[p.u.]	d	Maximum PSSoutput
Vsi1_max	2	[p.u.]	d	Input signal #1 maximum limit
Vsi2_max	2	[p.u.]	d	Input signal #2 maximum limit

Tabla 24: Valores PSS para homologación de máquina a vapor Kelar.

3.4.6.3. OEL

Para ajustar este bloque de control, se realizaron pequeñas modificaciones en las variables. Las más relevantes son Toel, que representa la constante de tiempo integral, y Kpoel, que se refiere a la ganancia proporcional del bloque.

Name	Value	Unit	Type	Description
Input	0	[0/1/2]	d	OEL input signal selector
ITFpu	3,832	[p.u.]	d	OEL field current limiter pickup level
Kscale	1	[p.u.]	d	OEL input signal scaling factor
Tf	0,01	[s]	d	OEL ifield current measurement time constant
K1	1	[-]	d	Exponent for OEL error calculation
Koel	10	[p.u.]	d	OEL gain
Toel	21	[s]	d	OEL integral time constant
Kpoel	0,012	[p.u.]	d	OEL proportional gain
Voel_min1	-1	[p.u.]	d	OEL integrator minimum limit
Voel_min2	-1	[p.u.]	d	OEL minimum output
Voel_max1	1	[p.u.]	d	OEL integrator maximum limit
Voel_max2	1	[p.u.]	d	OEL maximum output

Tabla 25: Valores limitador OEL para homologación de máquina a vapor Kelar.

3.4.6.4. UEL

Para este caos, se realizaron modificaciones en las constantes de tiempo del filtro de potencia activa, junto con los exponentes del voltaje, lo cual tiene relación directa con la consideración de bloques integrales o derivativos para el controlador. Además, se ajustaron las constantes de tiempo de atraso ya adelante de ambas señales y sus limitaciones.

Name	Value	Unit	Type	Description
Tup	1	[s]	d	UEL real power filter time constant
Tuq	0,1	[s]	d	UEL reactive power filter time constant
Tuv	0,02	[s]	d	UEL voltage filter time constant
k1	0		d	Voltage exponent for real power input to UEL table
k2	0		d	Voltage exponent for reactive power output to UEL table
Kuf	0	[p.u.]	d	UEL excitation system stabilizer gain
Kfb	0	[p.u.]	d	UEL gain Vfb input
Tul	0	[s]	d	UEL filter time constant Vfb input
Kul	0,11	[p.u.]	d	UEL proportional gain
Kui	0	[p.u./s]	d	UEL integral gain
Tu1	1	[s]	d	UEL lead time constant (1st block)
Tu2	1	[s]	d	UEL lag time constant (1st block)
Tu3	1	[s]	d	UEL lead time constant (2nd block)
Tu4	1	[s]	d	UEL lag time constant (2nd block)
Vui_min	-0,1	[p.u.]	d	UEL PI control minimum output
Vul_min	-0,1	[p.u.]	d	UEL minimum output
Vui_max	0,2	[p.u.]	d	UEL PI control maximum output
Vul_max	0,2	[p.u.]	d	UEL maximum output

Tabla 26: Valores UEL para homologación de máquina a vapor Kelar.

3.4.6.5. GOVERNOR

Por último, para el gobernador se tiene que se realizaron modificaciones en la potencia nominal de la turbina, junto con el establecimiento de la banda muerta, la cual jugó un papel fundamental. Además, se modificaron las ganancias proporcional, integral y derivativa, junto con las constantes de tiempo de actuadores y la turbina. Finalmente, se realizaron ajustes en las variables termodinámicas, y los valores límites para las variables eléctricas como la tensión y la potencia.

Name	Value	Unit	Type	Description
Trate	178,3	[MM]	d	Turbine rated power (0 => Trate=Prated of SG)
D	20		d	Inverse of permanent droop
dbd	0,0005	[p.u.]	d	Speed governor deadband
Tp	1	[s]	d	Electrical power transducer time constant
idel	1	[p.u.]	d	Speed deviation for governor error limit change
Kpg	0,08	[p.u.]	d	Governor proportional gain
Kig	0,05	[p.u.]	d	Governor integral gain
Kdg	0	[p.u.]	d	Governor derivative gain
Tdg	0,1	[s]	d	Governor derivative controller time constant
Tv	4,5	[s]	d	Actuator time constant
Wfo	0,25	[p.u.]	d	No load fuel flow
Kt	1,5	[p.u.]	d	Turbine gain
Ttn1	0	[s]	d	Turbine lead time constant
Ttn2	0	[s]	d	Turbine lead time constant
Ttd1	0,5	[s]	d	Turbine lag time constant
Ttd2	0	[s]	d	Turbine lag time constant
Kpmw	0	[p.u.]	d	Power controller proportional gain
Kimw	0	[p.u.]	d	Power controller integral gain
Tlimit	1,5	[p.u.]	d	Load limiter reference value
Tn	4	[s]	d	Temperature detection lead time constant
Td	5	[s]	d	Temperature detection lag time constant
Tthcp	3	[s]	d	Thermocouple time constant
Kpt	2	[p.u.]	d	Load limiter proportional gain
Kit	0,67	[p.u.]	d	Load limiter integral gain
Min	0	[p.u.]	d	Governor minimum output
Vmin	0	[p.u.]	d	Minimum valve position
Rfmin	-0,1	[p.u.]	d	Power controller minimum output
lim1	10	[p.u.]	d	Speed governor error first limit
lim2	10	[p.u.]	d	Speed governor error second limit
Max	1,05	[p.u.]	d	Governor maximum output
Vmax	1,05	[p.u.]	d	Maximum valve position
Rfmax	0,1	[p.u.]	d	Power controller maximum output

Tabla 27: Valores Governor para homologación de máquina a vapor Kelar.

Capítulo 4: Resultados

4.1. Planta Solar Sol del desierto

4.1.1. Escalón Potencia Activa

A continuación, se muestran los resultados para el escalón de potencia activa del 10% sobre el controlador de planta, con respecto a la variable Plant_pref, cambiando su valor por 0,9 p.u.

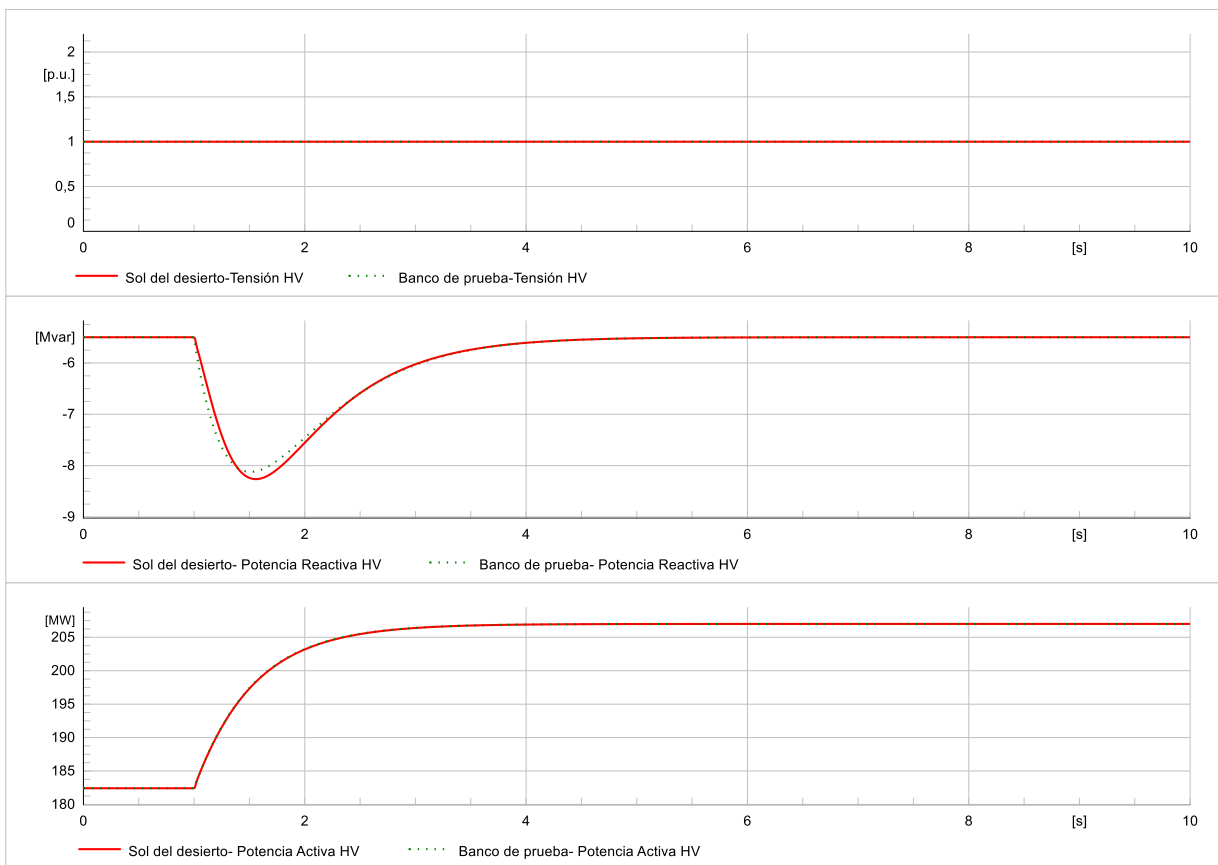


Figura 113: Resultados escalón de potencia activa planta solar.

4.1.2. Escalón de potencia reactiva

Donde se hizo un escalón sobre el elemento de la planta, con respecto a la variable Q_{refp} , la cual entra dentro de la clasificación de parameter event, cambiando su valor por 0,2. Por lo que se hace un escalón del 20%

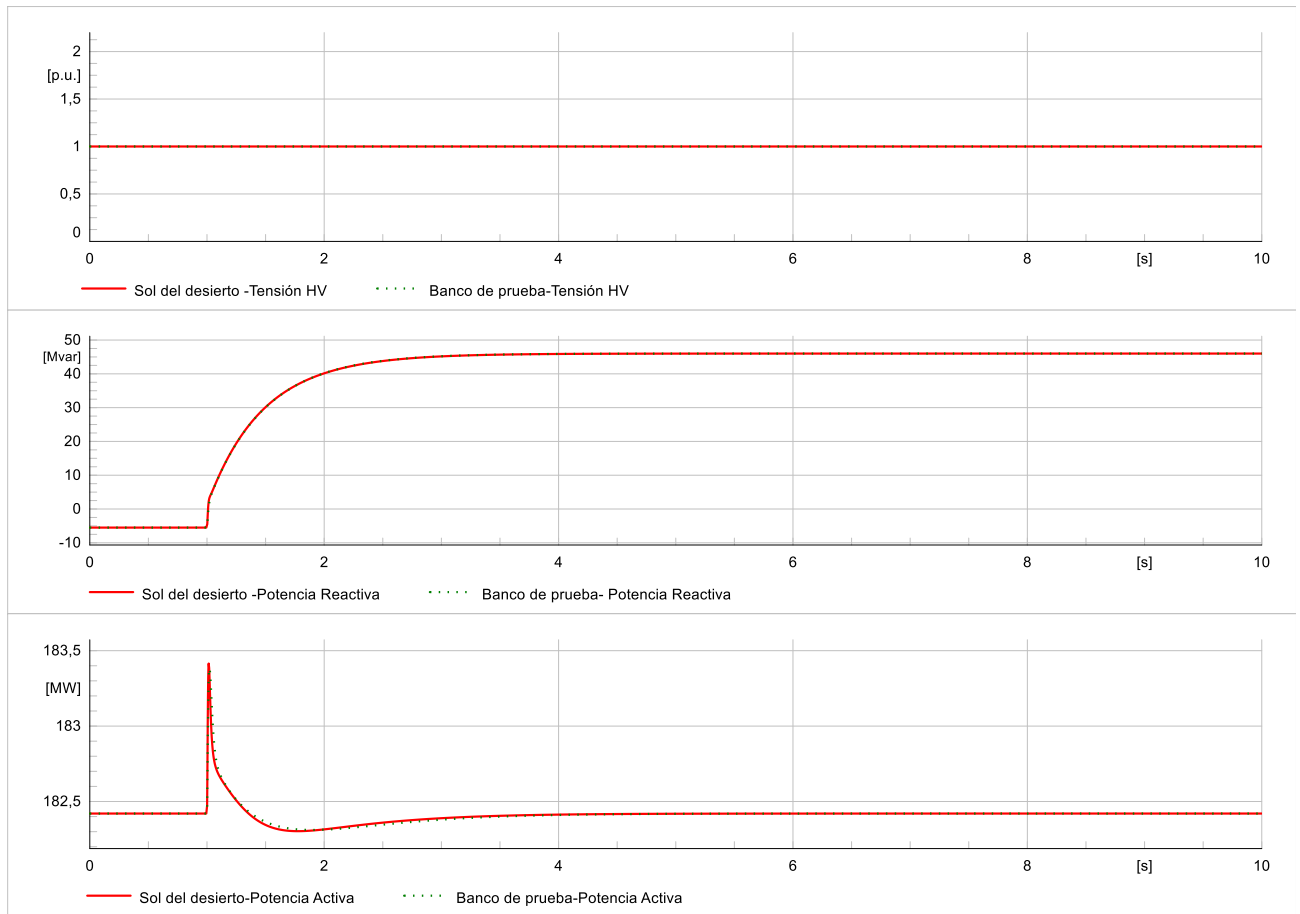


Figura 114: Resultados escalón de potencia reactiva planta solar.

4.1.3. Cortocircuito

Corto circuito en el lado de alta del transformador en el segundo 0,1 y un despeje de la misma a los 0,3 segundos.

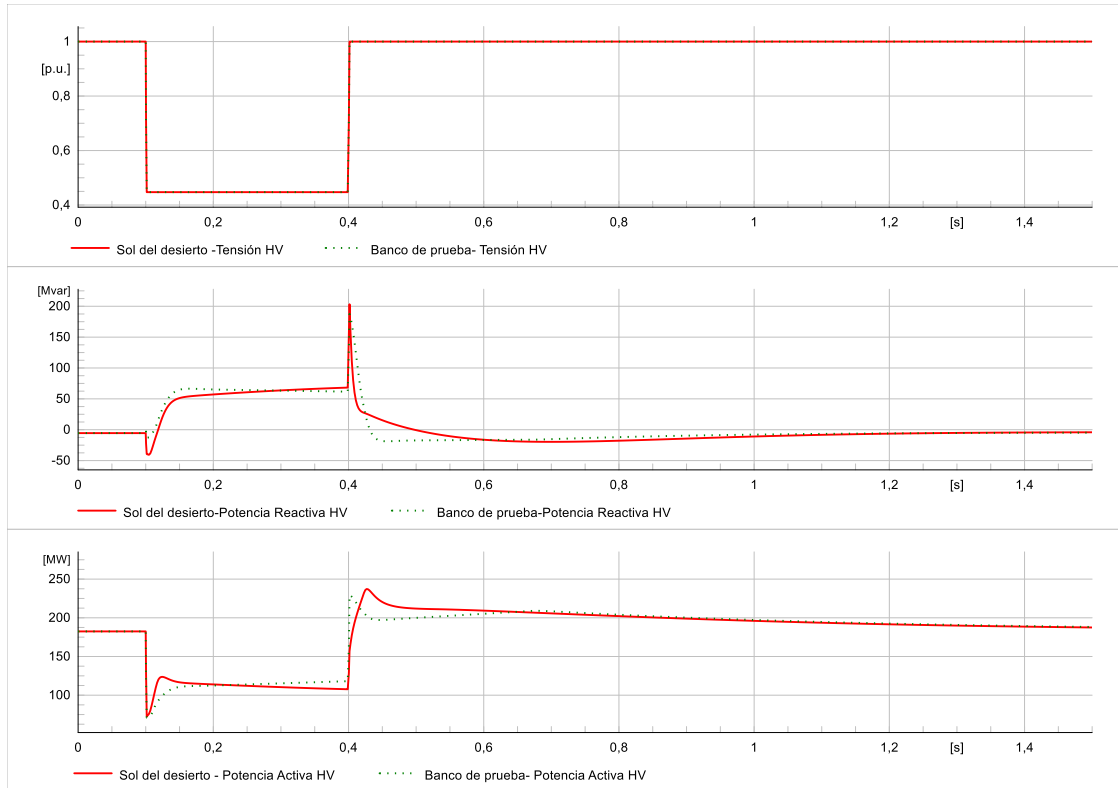


Figura 115: Resultados cortocircuito planta solar.

En la Figura 113 y 113 se tiene que la respuesta del modelo muestra una concordancia general con el comportamiento esperado, especialmente en términos de potencia activa y reactiva. Sin embargo, en la Figura 115, se pueden observar algunas diferencias en los tiempos de estabilización del control de tensión, lo que tiene relación con las limitaciones del modelo estándar, donde se destaca la necesidad de que las simulaciones EMT completen los análisis RMS para evaluar fenómenos transitorios y subtransitorios que la plataforma DIGSILENT puede no captar, como estipula la norma técnica [30].

4.2. Planta eólica Cerro Tigre

4.2.1. Escalón de potencia activa

Se realizó un escalón de potencia activa, sobre la variable pW_{ref} de ambos bancos de prueba estableciendo su valor en 0,65.

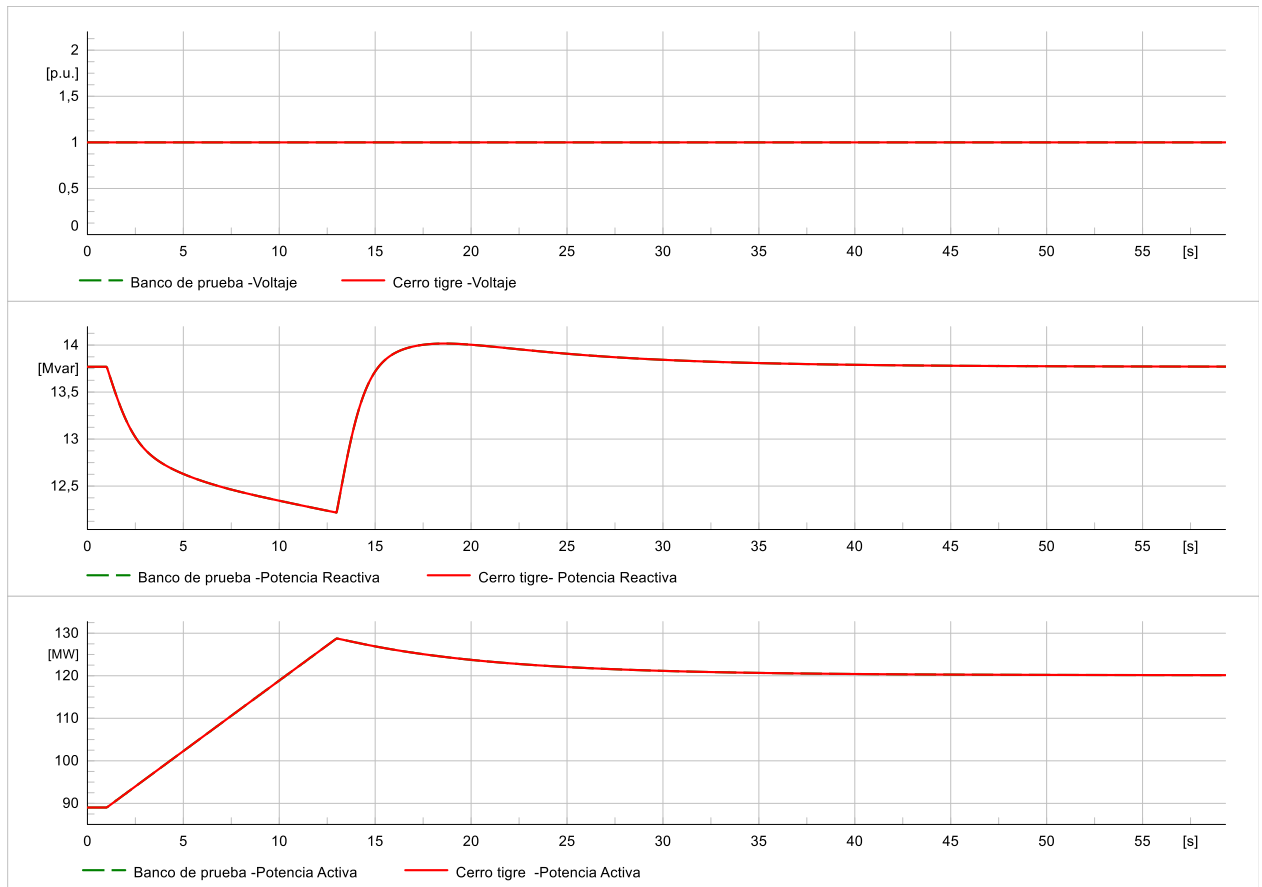


Figura 116: Resultados escalón de potencia activa planta eólica.

4.2.2. Escalón de potencia reactiva.

En este caso se realizó un escalón sobre la variable qW_{Pref} , estableciéndolo en 0,2 en ambos bancos de prueba.

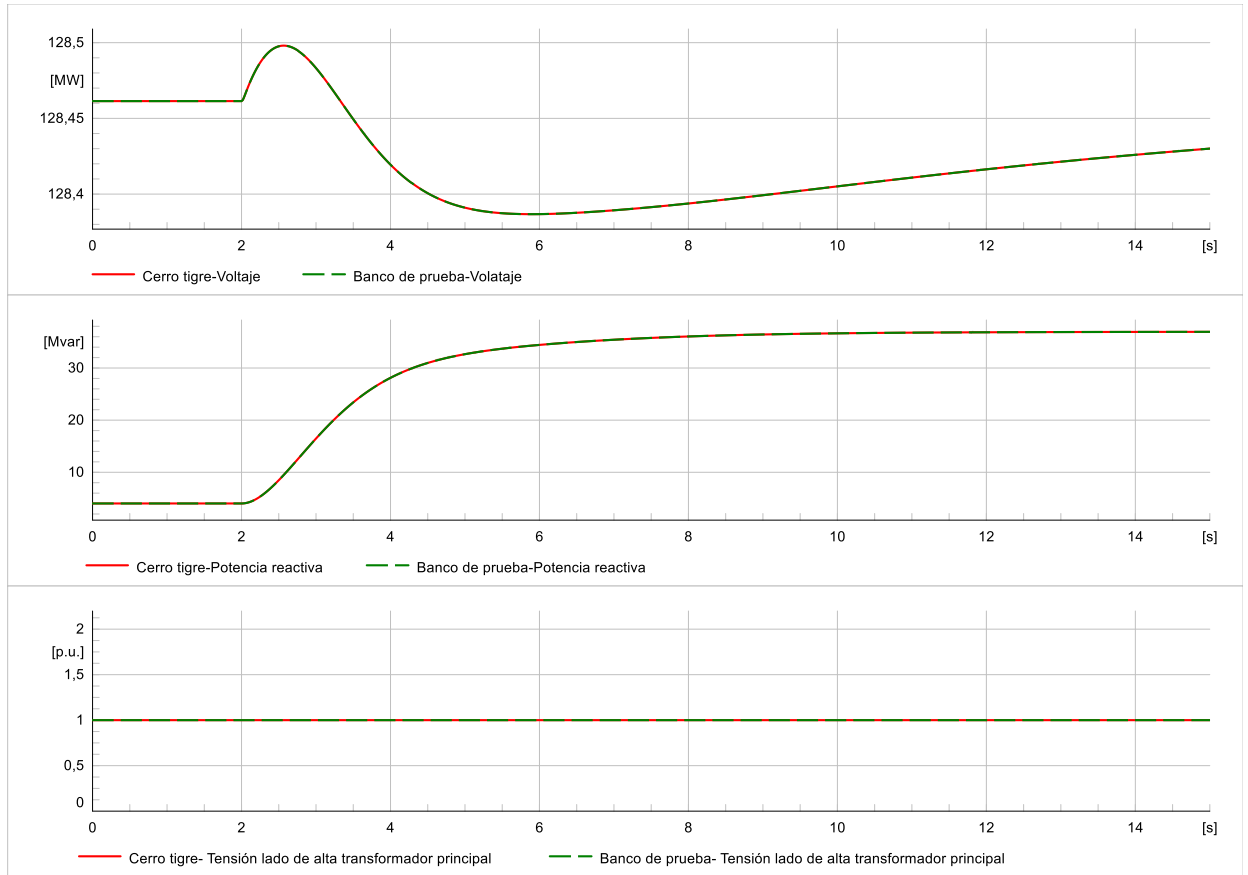


Figura 117: Resultados escalón de potencia reactiva planta eólica.

4.3.3. Cortocircuito

Cortocircuito en la barra de alta tensión del transformador principal, en el segundo 0,1 y despejando la falla a los 0,3 segundos.

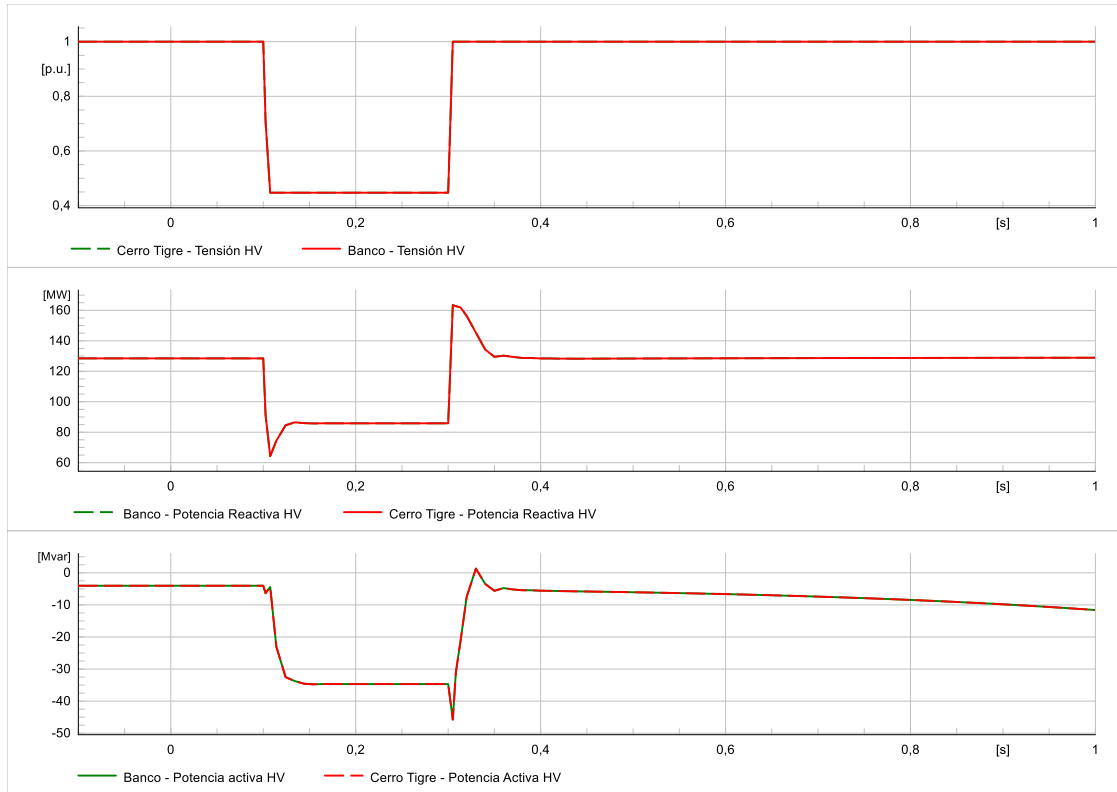


Figura 118: Resultados cortocircuito planta eólica.

El modelo logra replicar adecuadamente la dinámica de control de potencia reactiva y activa en todas las pruebas realizadas sobre ambos modelos tal como se puede ver en la Figura 116 y 166. Incluso, en el caso del cortocircuito, tal como observa en la Figura 118 se tiene que la señales de salida mostraron un comportamiento dinámico idéntico.

4.3. Hidráulica de embalse Pangue

4.3.1. Escalón de tensión sin PSS

Escalón de tensión sobre la variable VTREF de Pangue 1,0272 determinado por el valor de las condiciones iniciales.

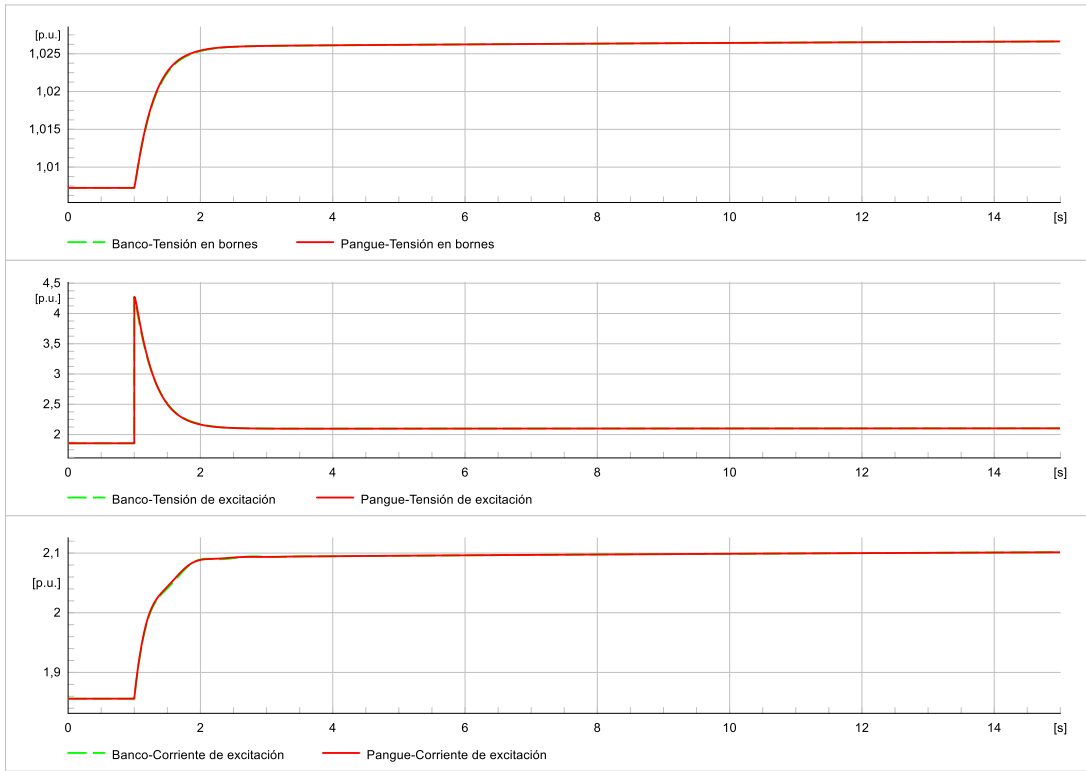


Figura 119: Resultados tensión y corriente a un escalón de tensión sin PSS hidráulica de embalse.

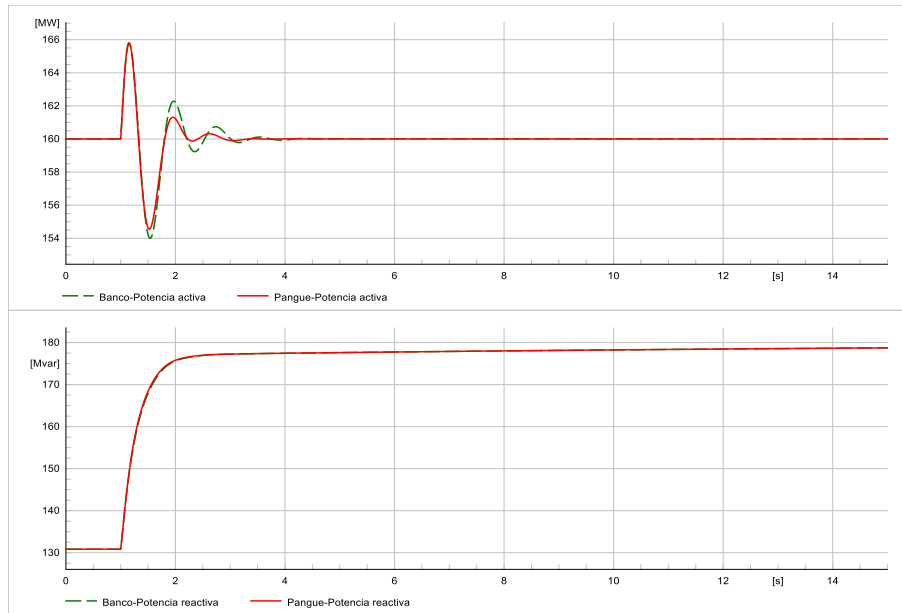


Figura 120: Resultados potencia activa y reactiva a un escalón de tensión sin PSS hidráulica de embalse.

4.3.2. Escalón de tensión con PSS encendido

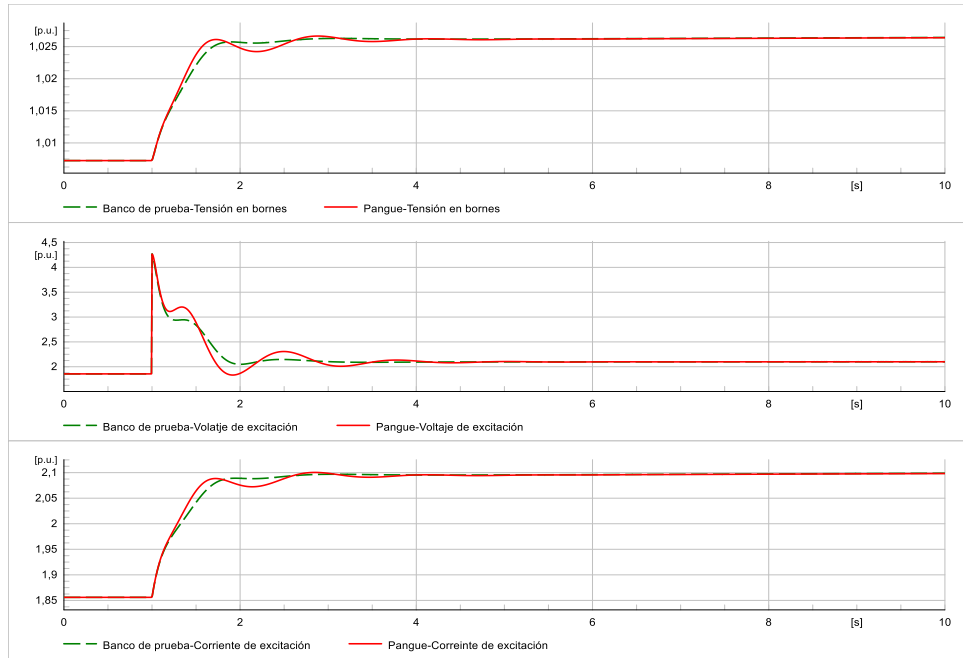


Figura 121: Resultados tensión y corriente a un escalón de tensión con PSS hidráulica de embalse.

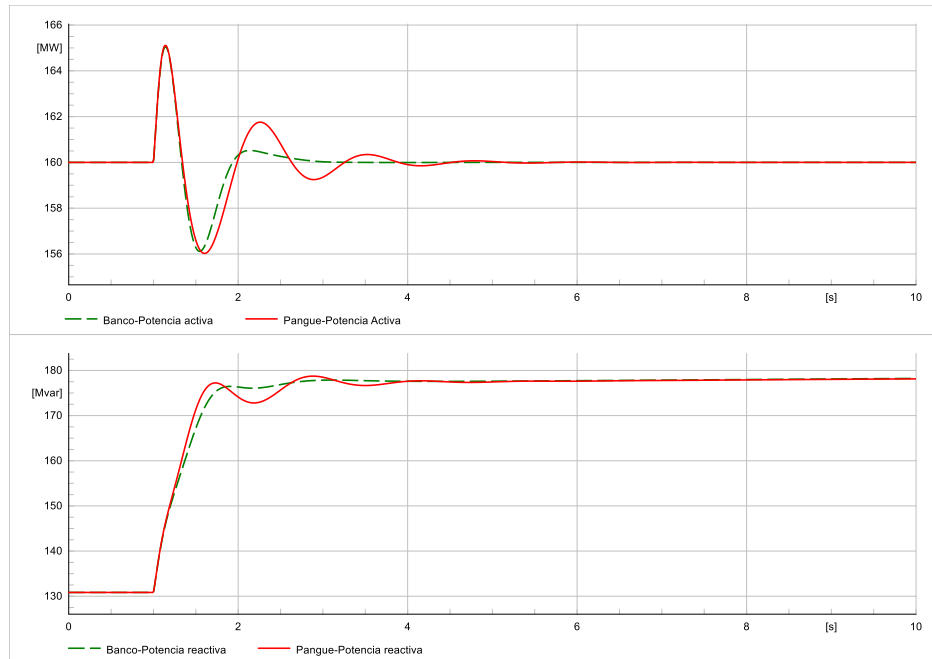


Figura 122: Resultados potencia activa y reactiva a un escalón de tensión con PSS hidráulica de embalse.

4.3.3. Cortocircuito

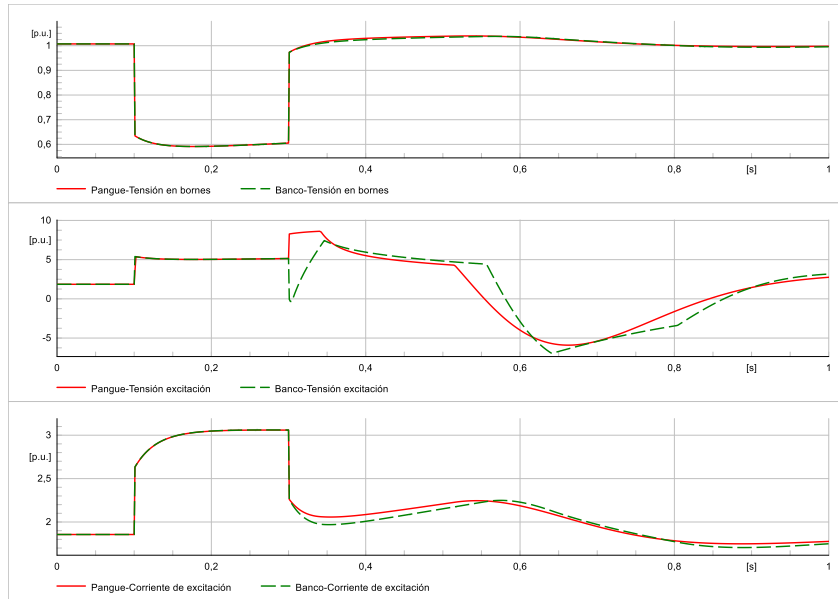


Figura 123: Resultados tensión y corriente a un cortocircuito hidráulica de embalse.

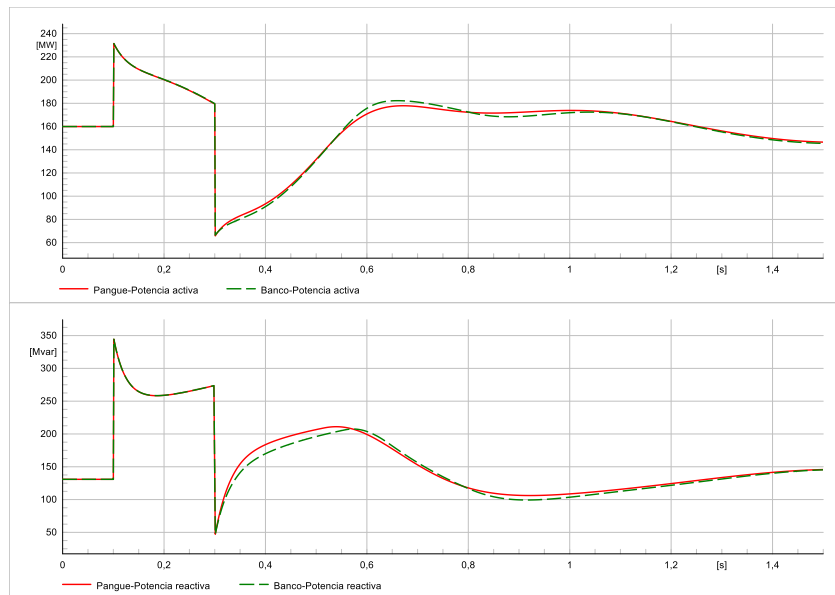


Figura 124: Resultados potencia activa y reactiva a un cortocircuito hidráulica de embalse.

4.3.4. Prueba de subexcitación

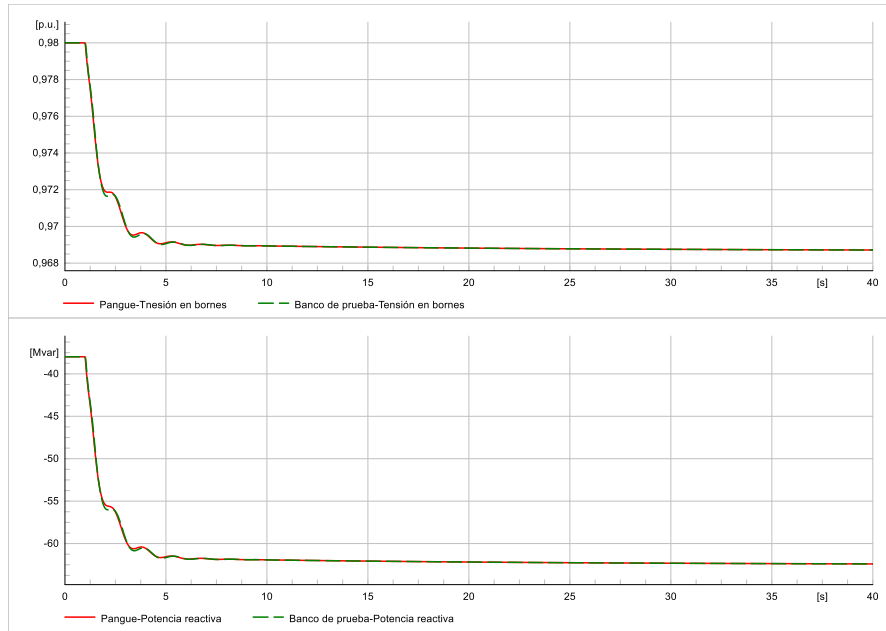


Figura 125: Resultados prueba de subexcitación hidráulica de embalse.

4.3.5. Prueba de sobreexcitación

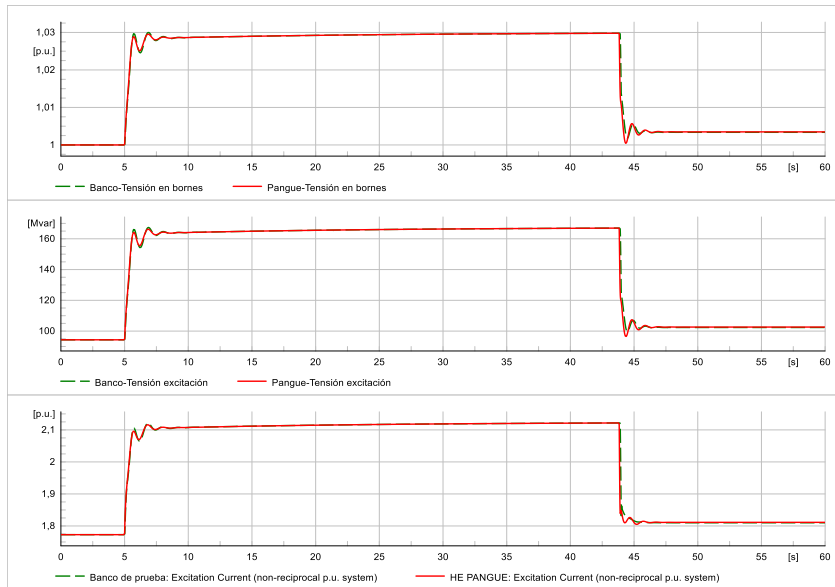


Figura 126: Resultados prueba de sobreexcitación hidráulica de embalse.

4.3.6. Prueba de desviación de frecuencia

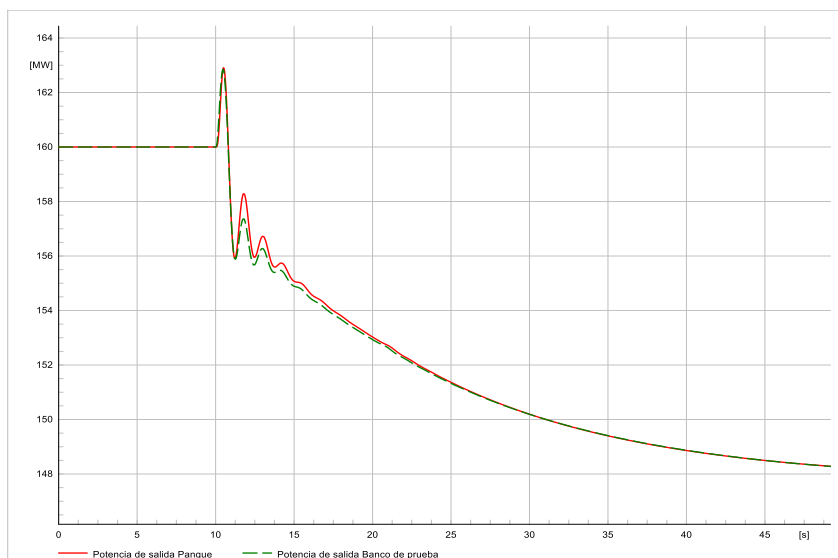


Figura 127: Resultados prueba de desviación de frecuencia hidráulica de embalse.

Para los resultados de este modelo, se tiene que la respuesta del modelo hidráulico presenta una buena correspondencia para las pruebas de escalones de tensión, con o sin PSS. Ya que a pesar de que existen diferencias en algunos tramos de las señales de tensión y corriente, tal como se puede ver en la Figura 120 y en la Figura 122 tiene una respuesta casi idéntica con respecto a la potencia activa y reactiva.

Lo mismo se da para la prueba de cortocircuito de la Figura 123 , ya que, a pesar de no lograr una respuesta dinámica idéntica en términos de tensión y corriente, se observaron diferencias menores en el comportamiento de la potencia activa y reactiva, incluso cuando la tensión de campo tiene diferencias.

Para el caso de los limitadores de sobre y sub-excitación se tienen dinámicas casi idénticas, al igual que para el comportamiento en el caso del governor ante una variación de frecuencia.

4.4. Hidráulica de pasada Alfalfal

4.4.1. Escalón de tensión sin PSS

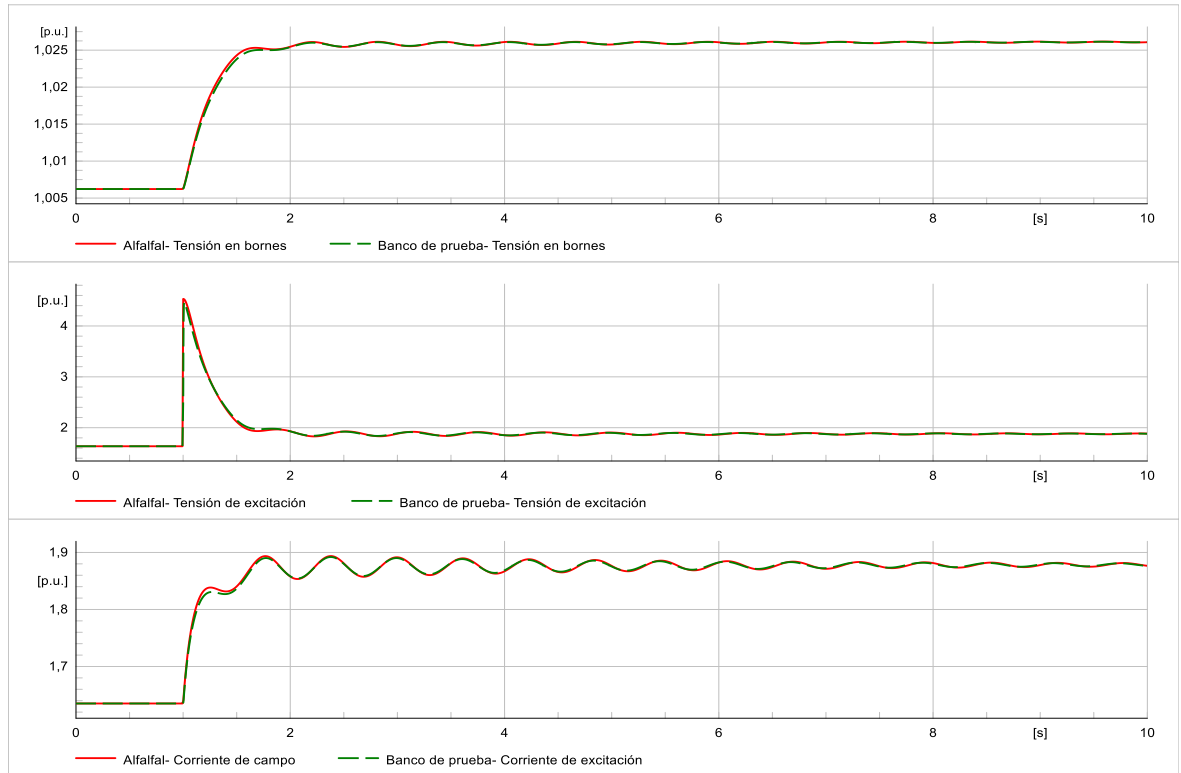


Figura 128: Resultados tensión y corriente a un escalón de tensión sin PSS hidráulica de pasada.

4.4.2. Escalón de tensión con PSS encendido

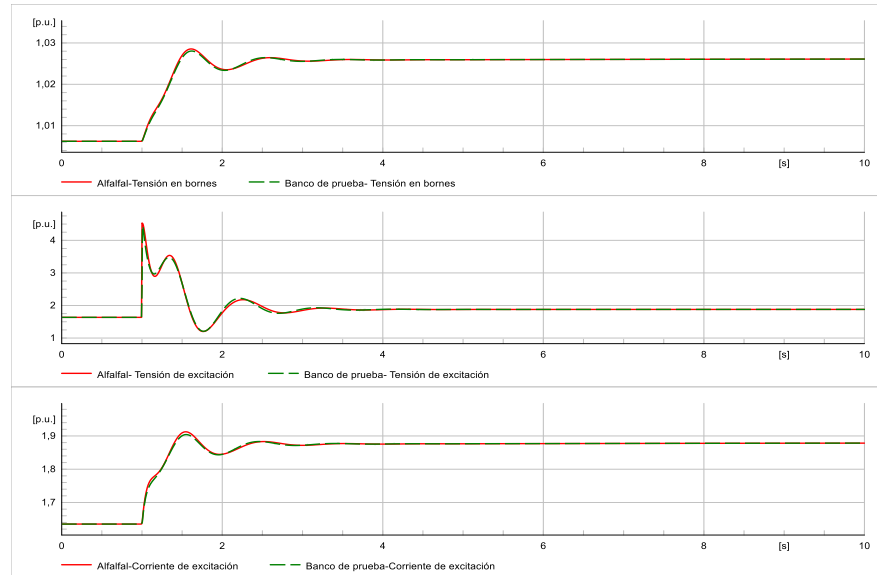


Figura 129: Resultados tensión y corriente a un escalón de tensión con PSS hidráulica de pasada.

4.4.3. Cortocircuito

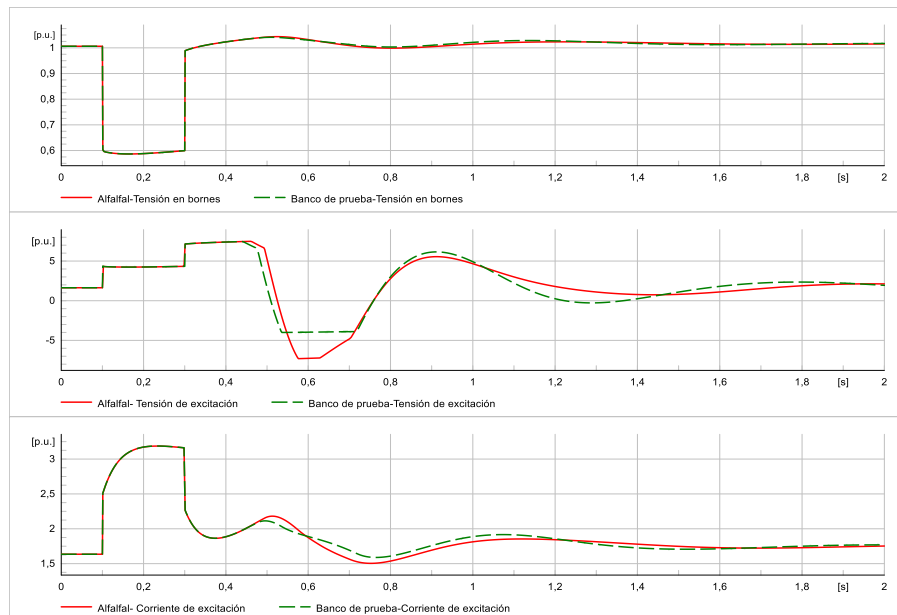


Figura 130: Resultados tensión y corriente a un cortocircuito hidráulica de pasada.

4.4.4. Prueba de sobreexcitación

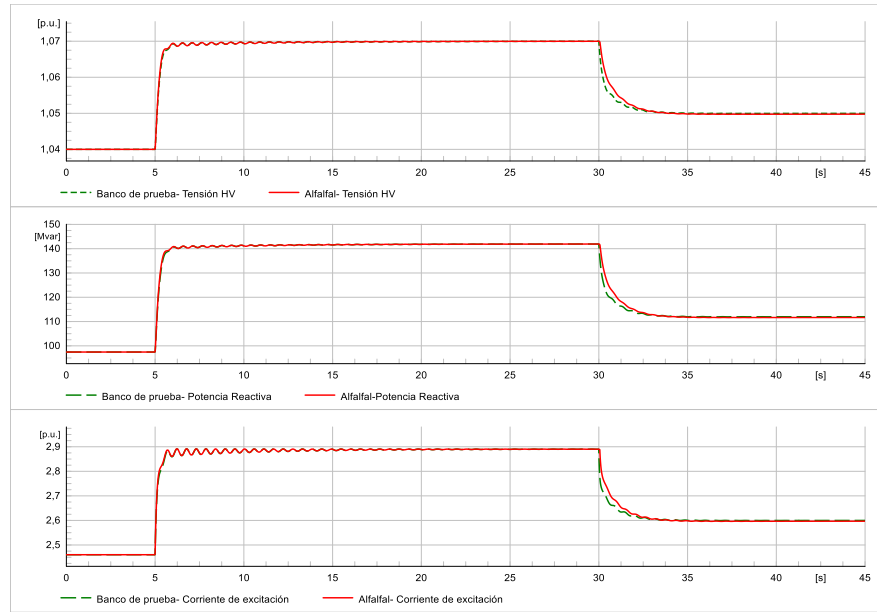


Figura 131: Resultados prueba de sobreexcitación hidráulica de pasada.

4.4.5. Prueba de subexcitación

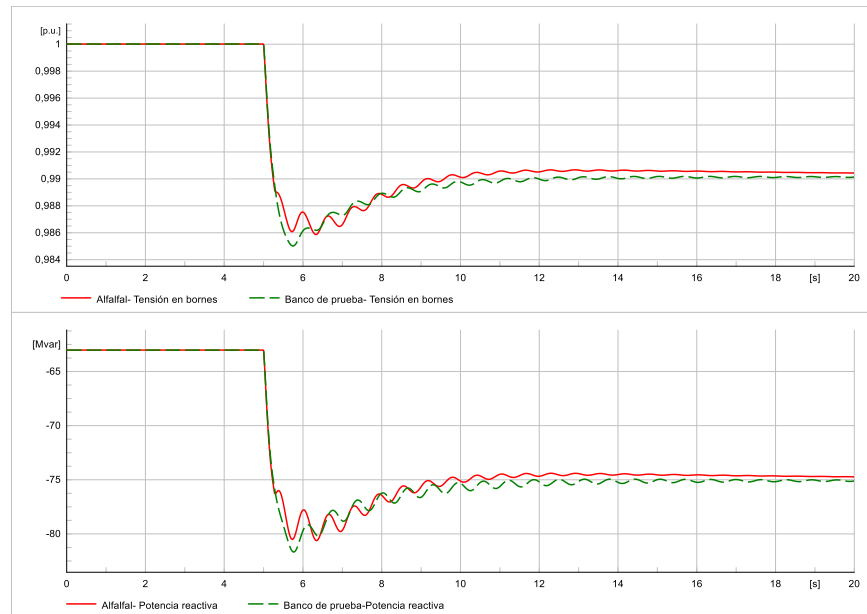


Figura 132: Resultados prueba de subexcitación hidráulica de pasada.

4.4.6. Prueba de variación de frecuencia

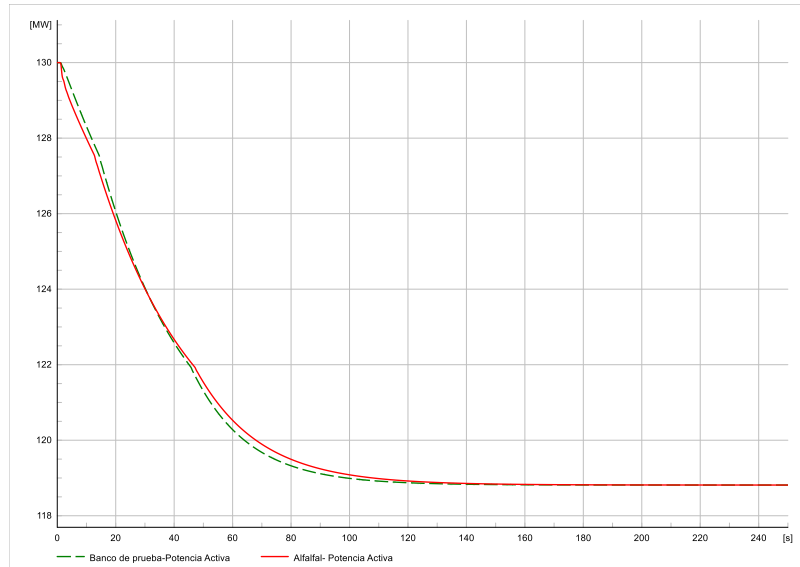


Figura 133: Resultado prueba de variación de frecuencia hidráulica de pasada.

Para este caso, se tiene que en todas las pruebas la dinámica de las variables es bastante acorde, por lo que se podría decir que se logró satisfactoriamente la homologación de este modelo. Sin embargo, existe una pequeña diferencia en el cortocircuito, tal como se puede observar en la Figura 130, donde dicha discrepancia se debe a las limitaciones del modelo estándar, el cual presentaba un déficit de variables con la que replicar el comportamiento de la tensión de la máquina.

4.5. Resultados Turbina a vapor

4.5.1. Escalón de tensión con PSS apagado

Escalón del 2% en la consigna de tensión, definiendo las nuevas variables dV_{ref} y $ustep$ en 0,02.

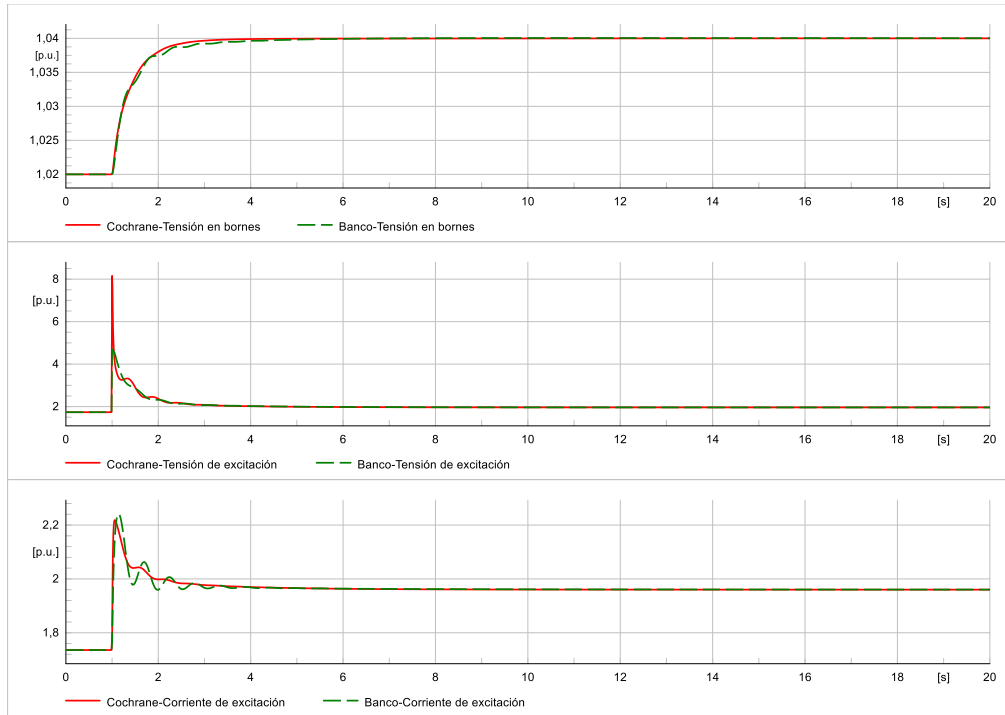


Figura 134: Resultados tensión y corriente a un escalón de tensión sin PSS turbina a vapor.

4.5.2. Escalón de tensión con PSS encendido

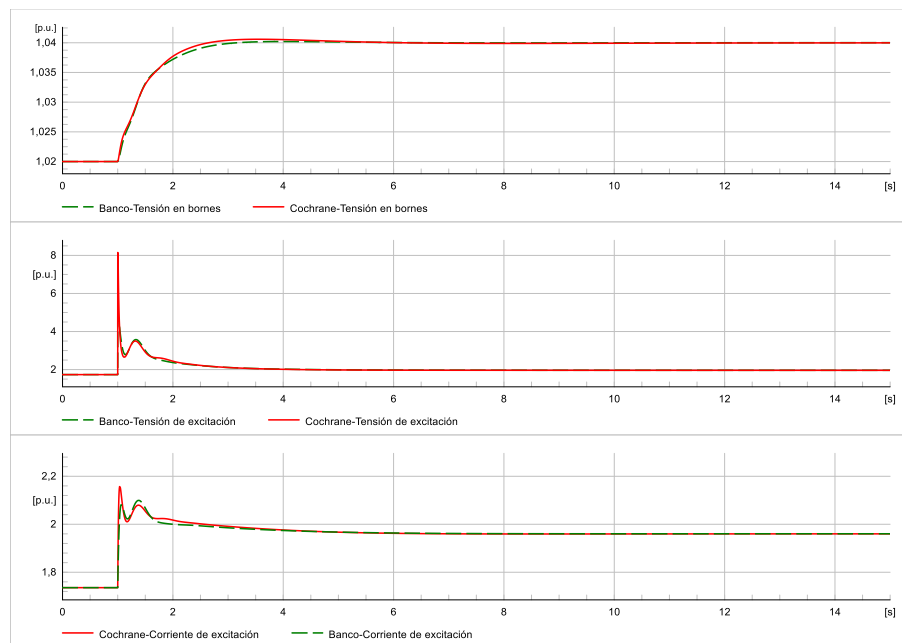


Figura 135: Resultados tensión y corriente a un escalón de tensión con PSS turbina a vapor.

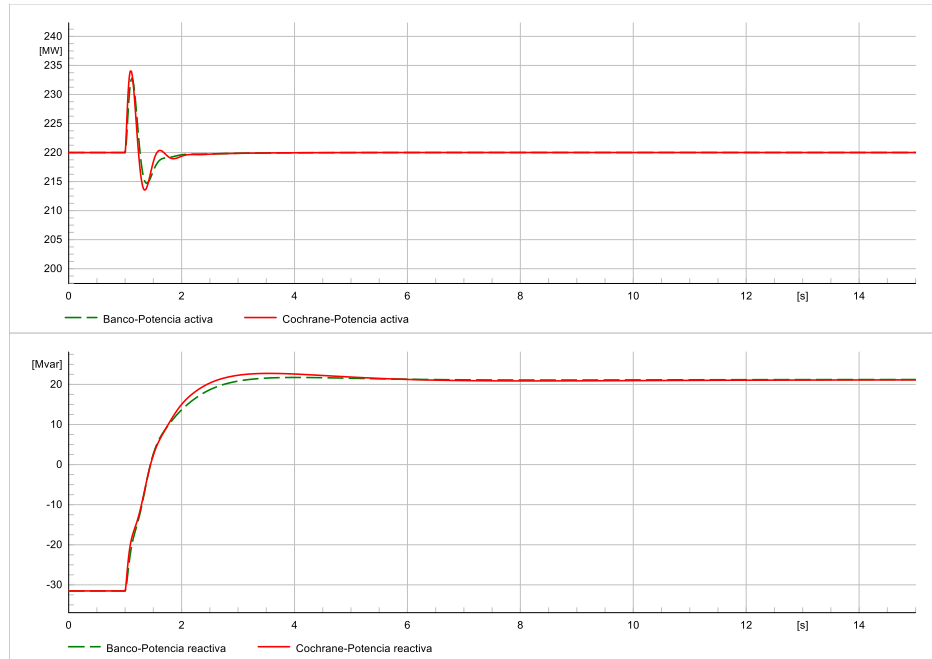


Figura 136: Resultados potencia activa y reactiva a un escalón de tensión con PSS turbina a vapor.

4.5.3. Cortocircuito

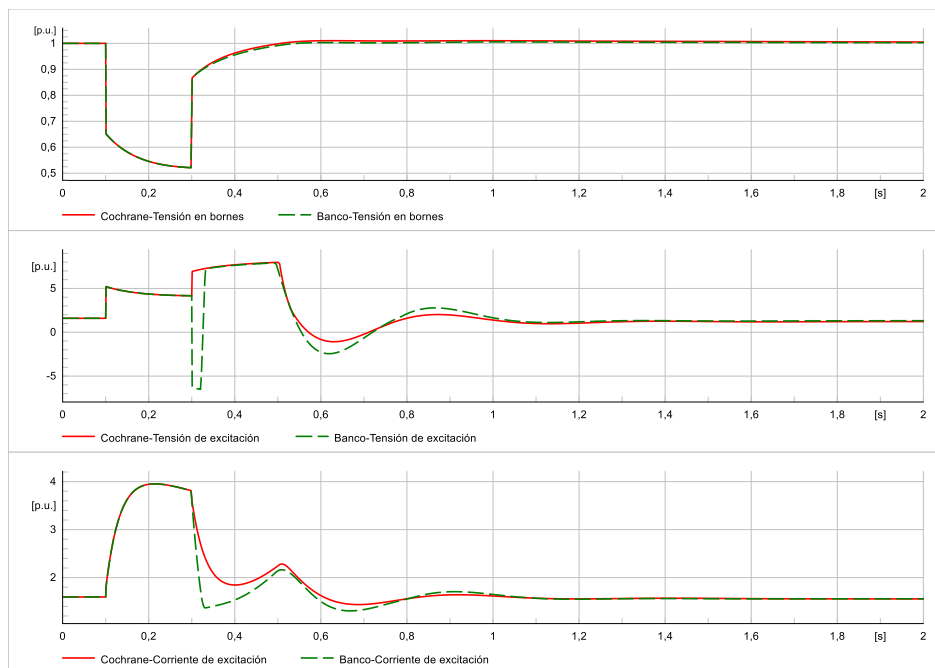


Figura 137: Resultados tensión y corriente a un cortocircuito turbina a vapor.

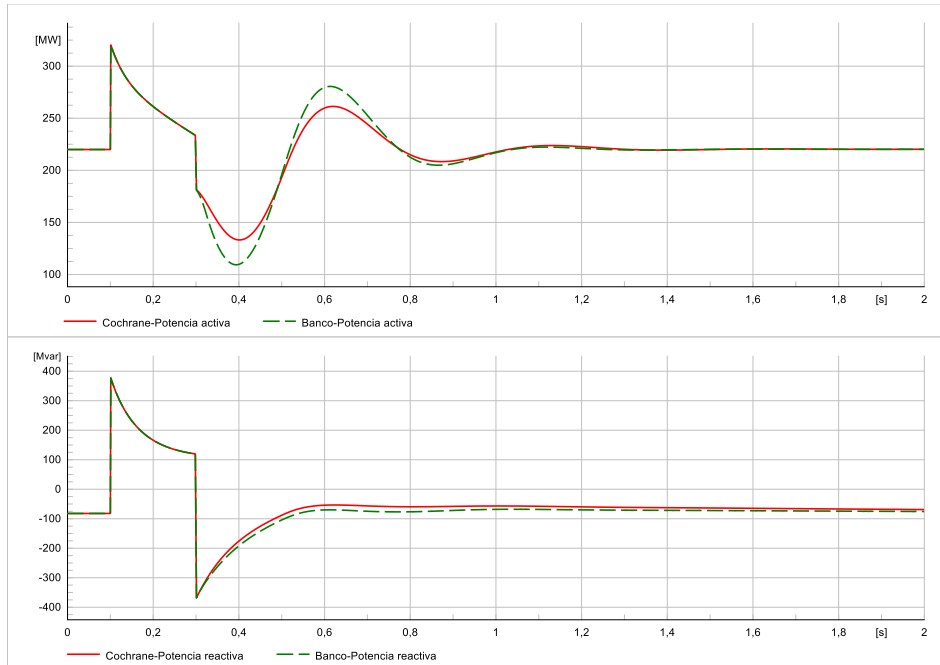


Figura 138: Resultados potencia activa y reactiva a un cortocircuito turbina a vapor.

4.5.4. Prueba de sobreexcitación

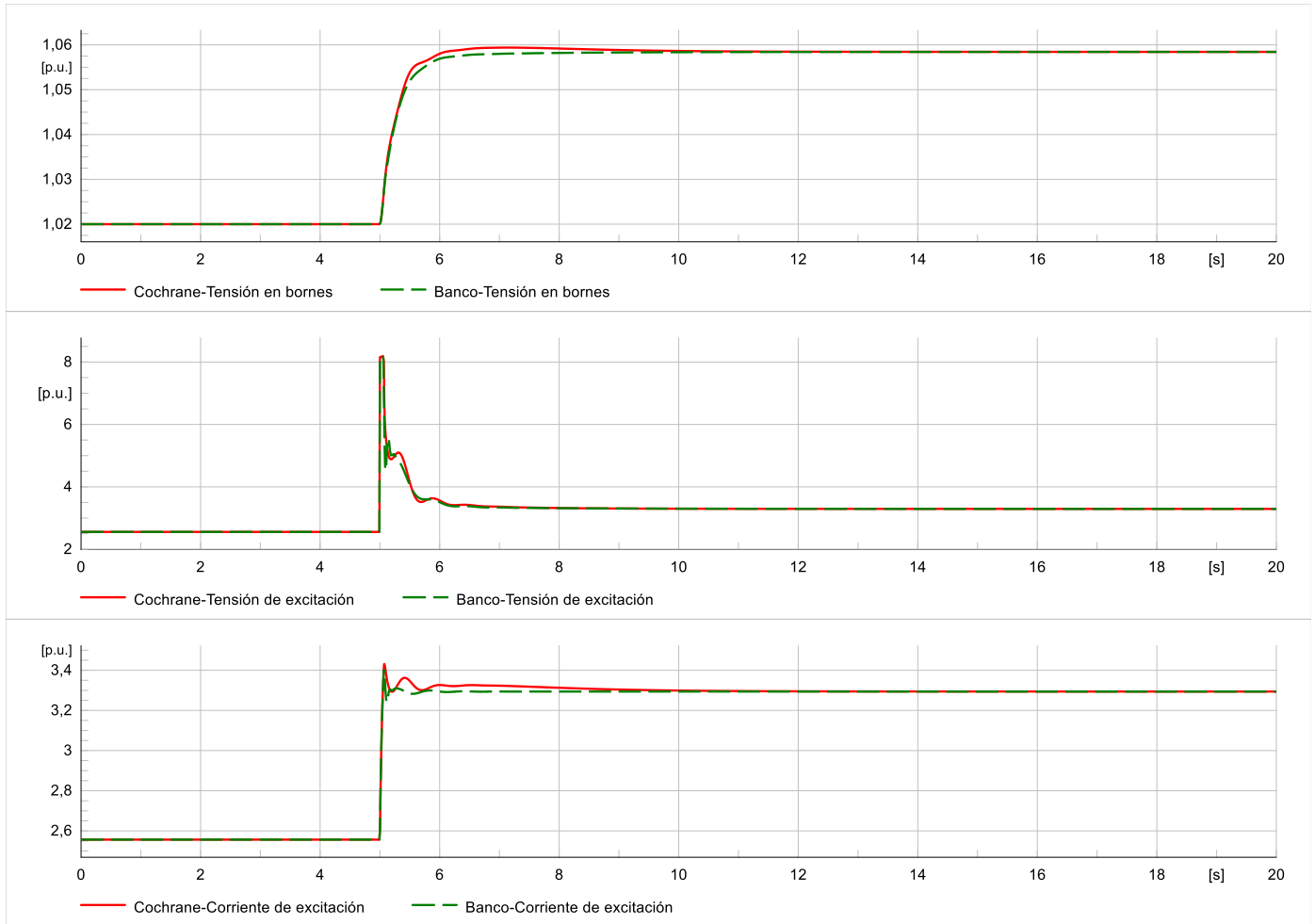


Figura 139: Resultados prueba de sobreexcitación turbina a vapor.

4.5.5. Prueba de subexcitación

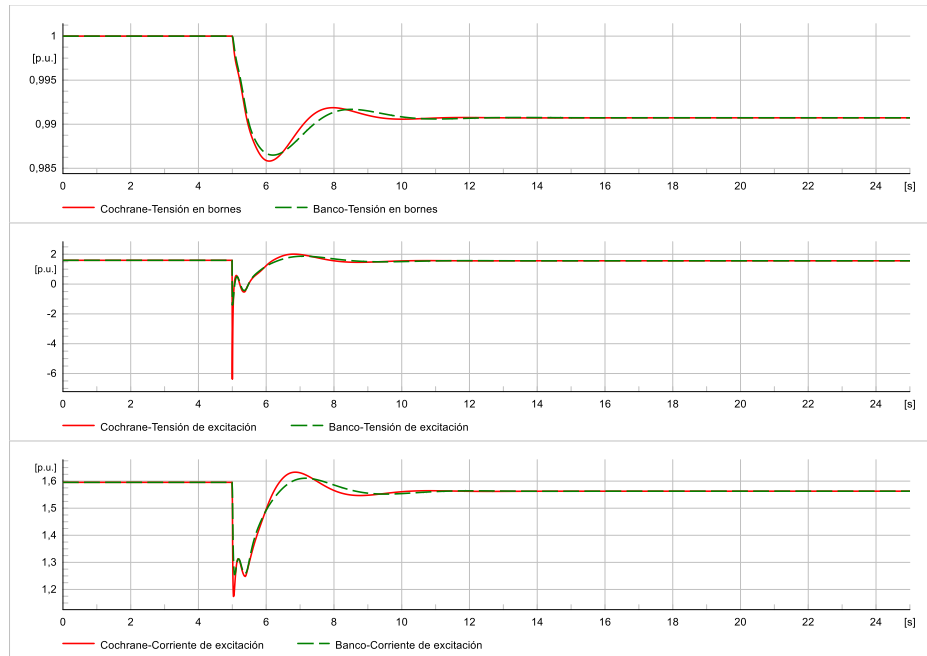


Figura 140: Resultados prueba de subexcitación turbina a vapor.

4.5.6. Prueba de variación de frecuencia

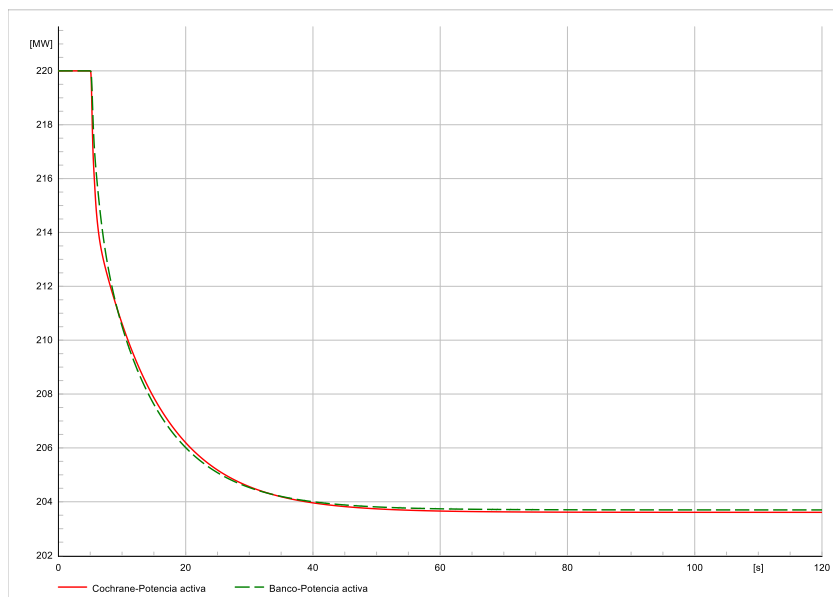


Figura 141: Resultados prueba de variación de frecuencia turbina a vapor.

Para este caso, se tiene que las respuestas dinámicas sin el PSS que se pueden ver en la Figura 134, tienen diferencias, las cuales, al incorporar el estabilizador, consiguen tener un ajuste bastante similar, tal como se puede ver en las figuras 134 y 135. Con respecto al cortocircuito, se tiene que hay una diferencia considerable en el comportamiento de las variables de tensión y corriente, tal como se ve en la Figura 137. Sin embargo, los resultados en materia de potencia activa y reactiva son bastante similares como se observa en la Figura 138, por lo que se considera que la homologación del AVR se realizó de forma satisfactoria.

Con respecto a los limitadores, se tiene que, si bien existen discrepancias menores, se tiene el mismo valor en régimen permanente, tanto para la tensión como para la corriente.

Por último, se tiene que la respuesta de la turbina a vapor ante un desbalance de frecuencia es idéntica para el banco de prueba como para el modelo original. Es por esto por lo que también se puede decir que se realizó la sintonización de manera exitosa.

4.6. Resultados turbina a gas

4.6.1. Respuesta al escalón de tensión PSS apagado

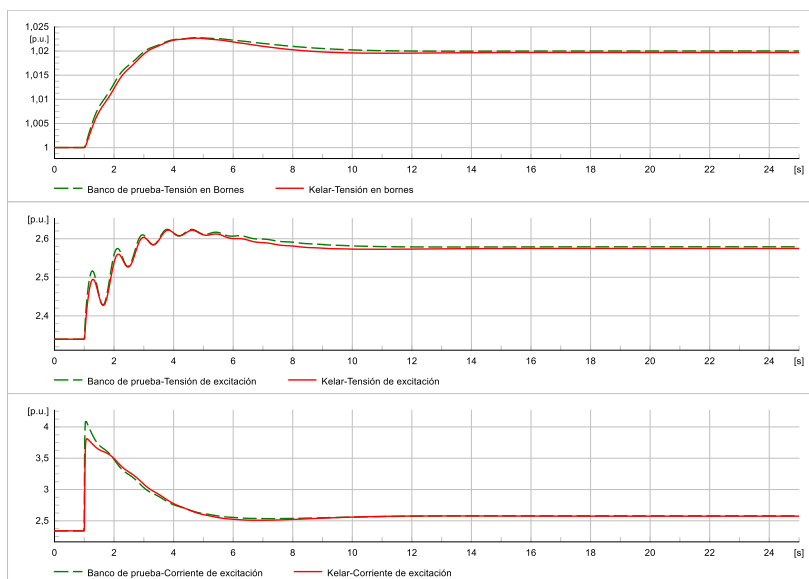


Figura 142: Resultados tensión y corriente a un escalón de tensión sin PSS turbina a gas.

4.6.1.1. Respuesta al escalón de tensión PSS encendido

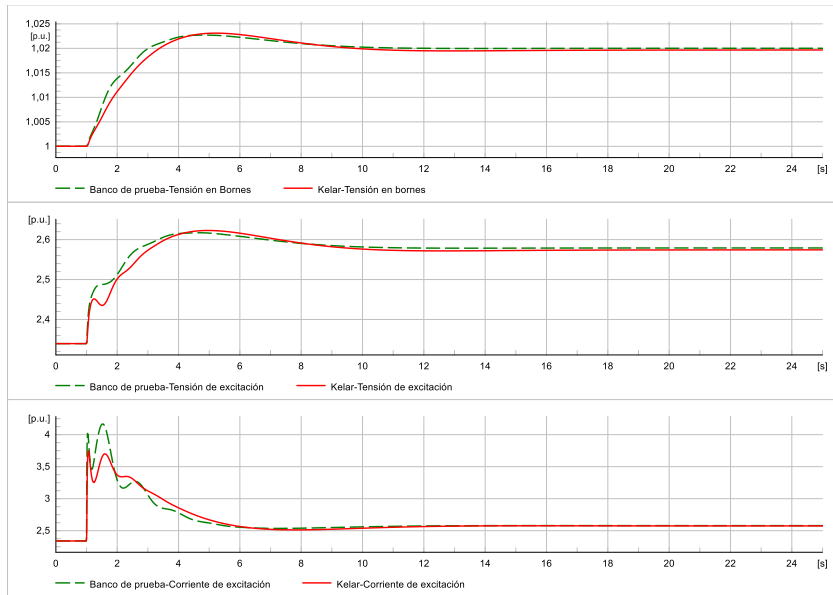


Figura 143: Resultados tensión y corriente a un escalón de tensión con PSS turbina a gas.

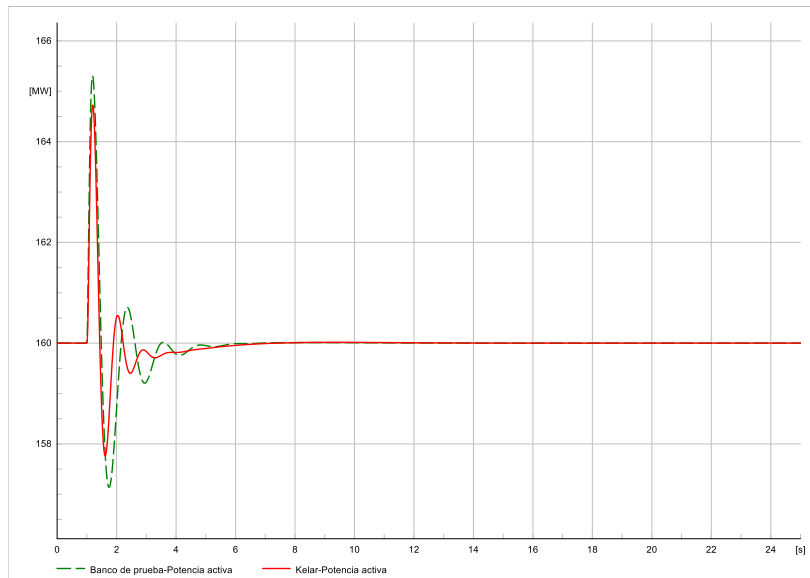


Figura 144: Resultado potencia activa a un escalón de tensión con PSS turbina a gas.

4.6.2. Cortocircuito

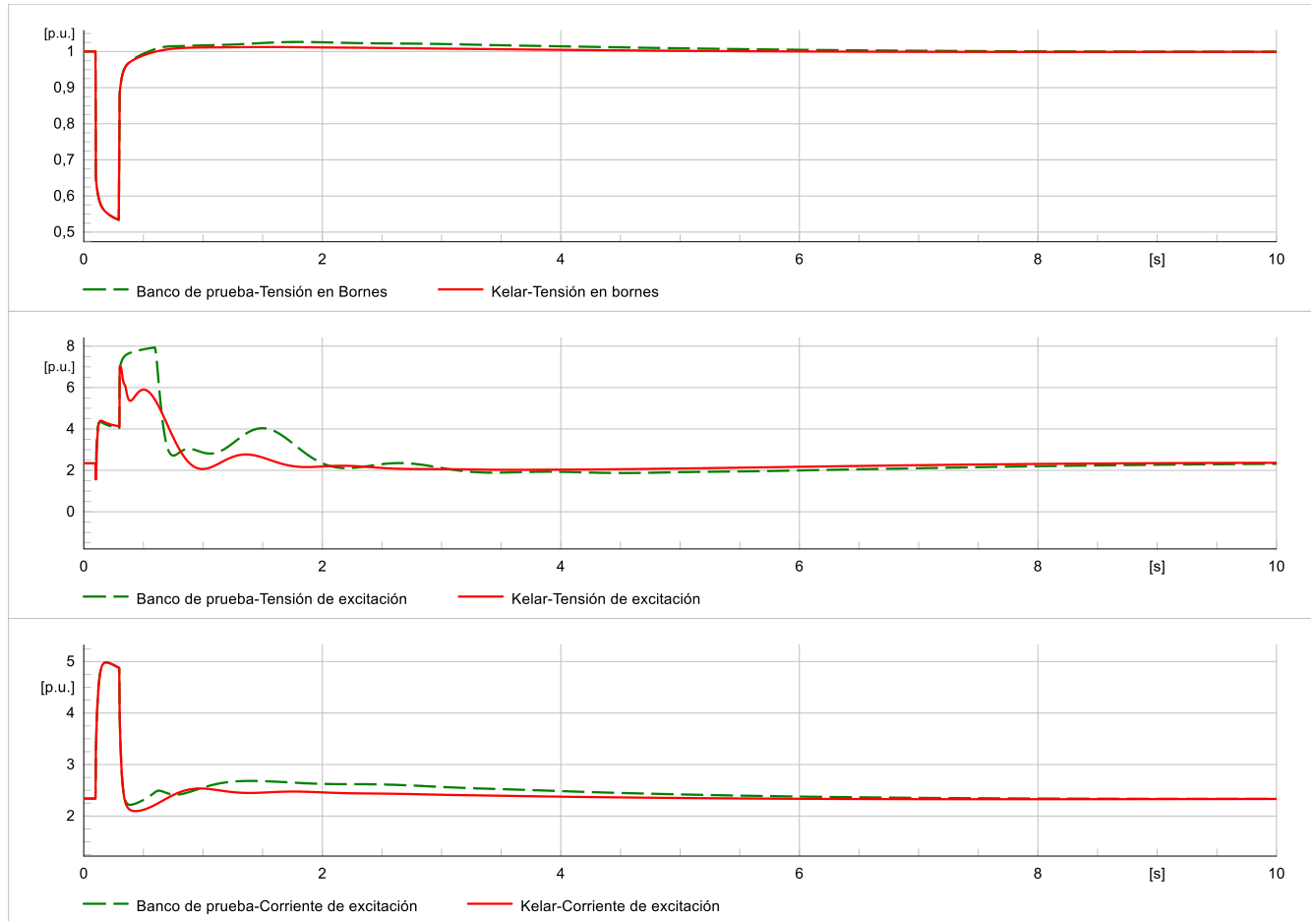


Figura 145: Resultados tensión y corriente a un cortocircuito turbina a gas.

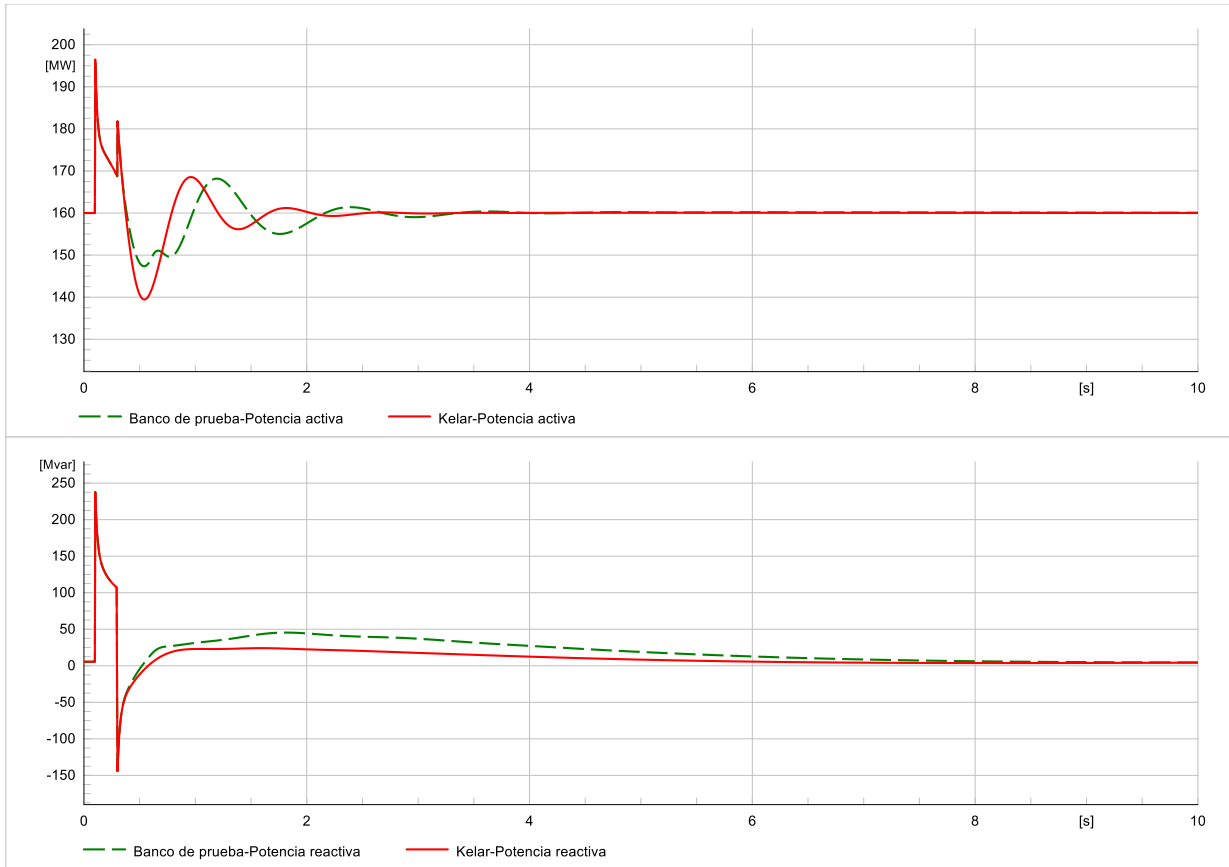


Figura 146: Resultados potencia activa y reactiva a un cortocircuito turbina a gas.

4.6.3. Prueba de subexcitación

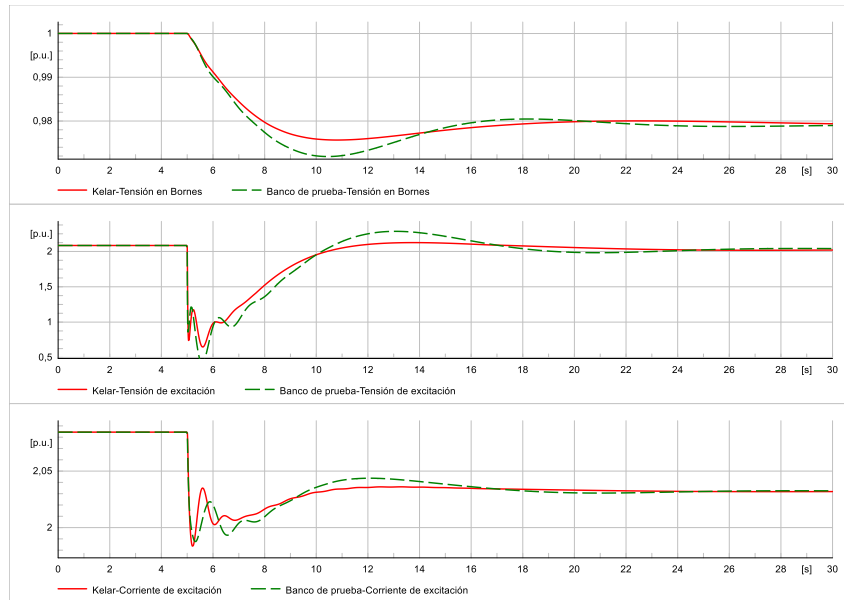


Figura 147: Resultados de tensión y corriente prueba de subexcitación turbina a gas.

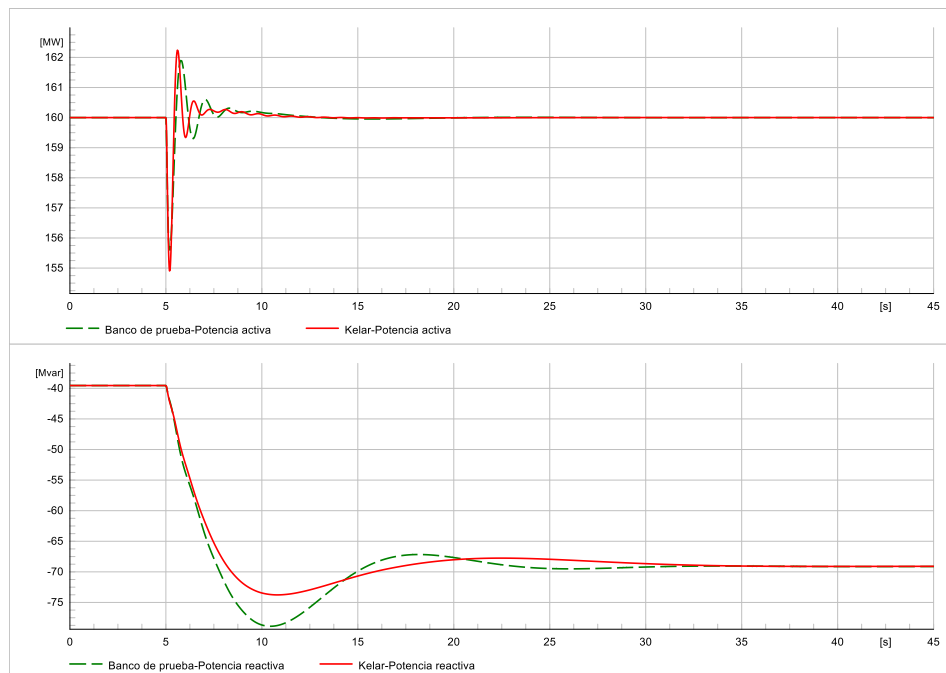


Figura 148: Resultados de potencia activa y reactiva prueba de subexcitación turbina a gas.

4.6.4. Prueba de sobreexcitación

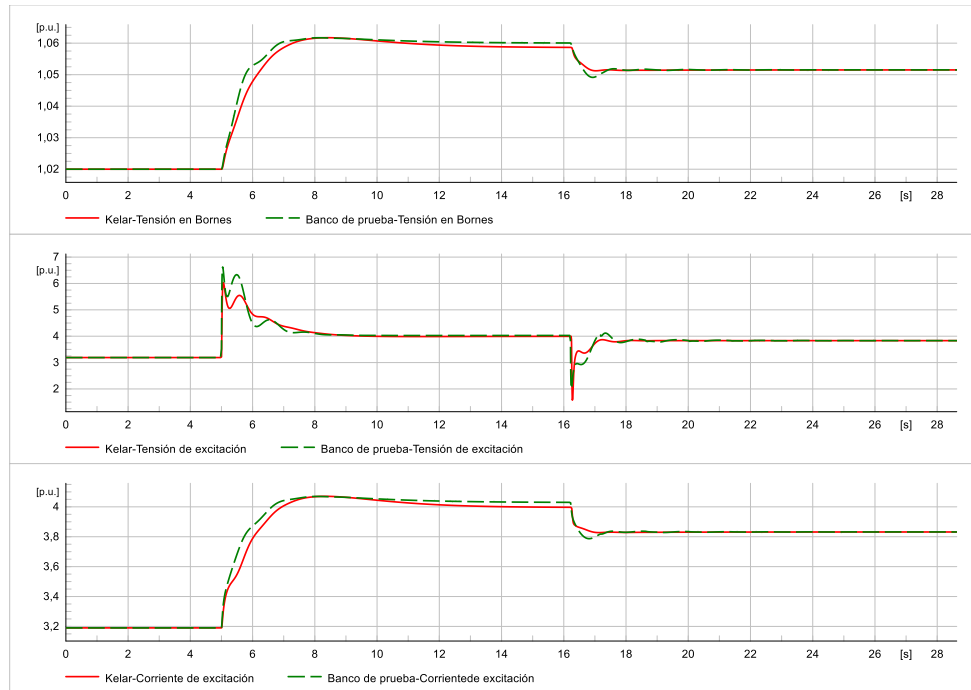


Figura 149: Resultados prueba de sobreexcitación turbina a gas.

4.6.5. Prueba de variación de frecuencia

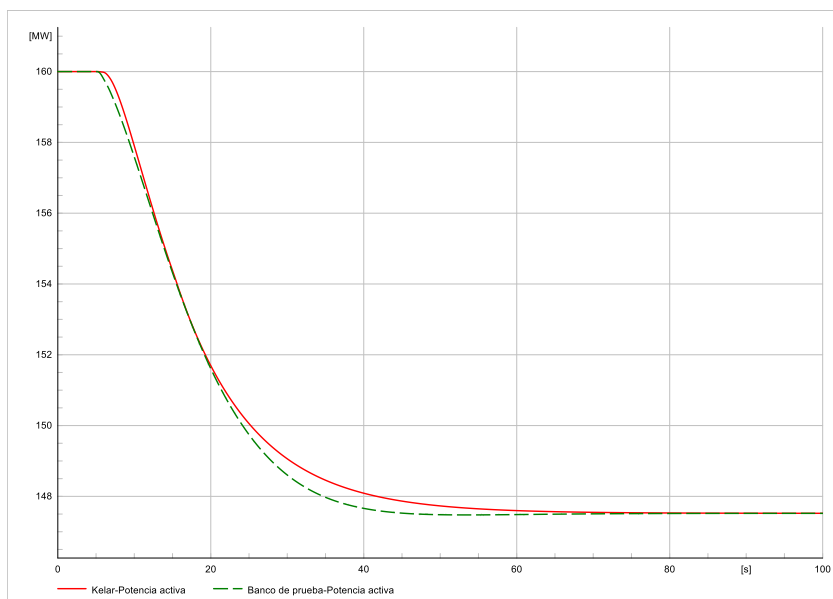


Figura 150: Resultados prueba de variación de la frecuencia turbina a gas.

Para este caso se tiene que para el escalón de tensión sin PSS, la respuesta es bastante similar tanto para la tensión como la corriente de excitación. Sin embargo, al momento de incorporar el PSS, es que se desvirtúa la señal, esto se debe a una limitación del modelo estándar, con respecto a las variables de tiempo que no se condicen con las presentes en el modelo original.

Por otro lado, el cortocircuito es bastante diferente entre una señal y otra, tal como se puede ver en la Figura 145 y la Figura 146, donde la dinámica de las señales difiere bastante, sobre todo si se observa la tensión de excitación. Sin embargo, todas las variables poseen el mismo valor en régimen permanente, por lo que se podría decir que se tiene una sintonización bastante buena, la cual está limitada por el estándar.

Por último, los limadores poseen un comportamiento similar, que difiere en algunas secciones, pero que finalmente poseen una dinámica concordante. Esto mismo se puede observar en la respuesta a la variación de frecuencia del sistema, la cual, en términos de potencia, tienen la misma dinámica. Por lo que también se puede decir que fue una homologación exitosa.

Capítulo 5

Conclusiones

En el presente trabajo se abordaron los aspectos más relevantes desde el punto de vista técnico y teórico relacionados con la integración de nuevas tecnologías asociadas a electrónica de potencia en la red eléctrica chilena. Se prestó especial atención a los efectos sistémicos ante la incorporación de líneas HVDC y al crecimiento de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) como fuente primaria de generación, lo cual es fundamental para poder avanzar hacia una matriz energética más sostenible y en línea con los objetivos de descarbonización del país para 2050.

Los principales desafíos que se identificaron para realizar una transición hacia una red eléctrica más sostenible tienen relación con la inestabilidad que surge en sistemas con alta penetración elementos de electrónica de potencia. La implementación de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, que forma parte del plan de descarbonización de Chile para el año 2050, fue el foco de este análisis, ya que a pesar de que las líneas HVDC pueden mejorar la eficiencia y reducir las pérdidas en la transmisión de energía a largas distancias, también introducen nuevos retos para la estabilidad del sistema. Entre estos se encuentran la falta de inercia proporcionada por los convertidores de fuente de voltaje (VSC), lo que aumenta el riesgo de inestabilidad en la frecuencia y tensión, así como la introducción de armónicos que pueden generar resonancias no deseadas en la red AC.

A pesar de no realizar simulaciones EMT, se realizó un filtrado de las máquinas conectadas a barras con índices ESCR críticos, sobre las cuales se realizaron estudios para evaluar el comportamiento dinámico de los bloques de control de las unidades y sus efectos en la estabilidad del sistema eléctrico. Las simulaciones fueron realizadas utilizando DiGSILENT PowerFactory, y se enfocaron en la comparación entre las respuestas dinámicas de las máquinas originales y sus versiones homologadas mediante bancos de prueba, teniendo como resultado respuestas similares para todos los casos de estudio. Sin embargo, aunque en la mayoría de los escenarios se observó un comportamiento consistente, se identificaron discrepancias puntuales en casos críticos, como el cortocircuito trifásico, que es la falla más severa y la más sensible a diferencias entre los modelos. Esto evidencia que, si bien los modelos estándar son en su mayoría confiables, es crucial afinar los parámetros en situaciones de alta demanda para garantizar una respuesta dinámica más precisa.

Uno de los aspectos más relevantes de esta investigación fue la validación del uso de bancos de prueba como una metodología válida y eficiente para la homologación de modelos dinámicos. A través de estos bancos, se logró representar fielmente las dinámicas del sistema, permitiendo simular escenarios críticos con suficiente precisión. Esta metodología, además de ser práctica, cumple con los estándares

exigidos por la normativa vigente y se posiciona como una herramienta fundamental para estudios futuros de estabilidad y planificación. Aunque algunos estudios prefieren simulaciones EMT por su mayor nivel de detalle, este trabajo demuestra que los bancos de prueba son una alternativa igualmente eficaz para representar los fenómenos dinámicos más relevantes, siempre que se ajusten correctamente los parámetros clave.

En conclusión, el estudio enfatiza la importancia de realizar análisis más detallados y específicos sobre el comportamiento de las ERNC y la infraestructura HVDC en el contexto chileno. Las simulaciones de transitorios electromagnéticos y el uso de índices como ESCR (Equivalent Short Circuit Ratio) se posicionan como herramientas críticas para garantizar la estabilidad de un sistema eléctrico cada vez más dependiente de tecnologías de energía limpia. Para trabajo a futuro, se pretende realizar un ajuste más prolijo de las señales, junto con incorporar estudios de los elementos en Softwares EMT.

Bibliografía

- [1] N. Unidas, «Naciones unidas,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/es/actnow/home-energy#:~:text=Cuando%20quemamos%20combustibles%20f%C3%B3siles%20para,2%2C5%20toneladas%20al%20a%C3%B1o!>. [Último acceso: 25 Octubre 2024].
- [2] A. Orús, «Statista,» [En línea]. Available: <https://proxy.parisjc.edu:8302/estadisticas/635894/emisiones-mundiales-de-dioxido-de-carbono/>. [Último acceso: 25 Octubre 2024].
- [3] A. Fischer, «National Geographic,» 17 Octubre 2022. [En línea]. Available: <https://www.ngenespanol.com/ecologia/como-afecta-el-cambio-climatico-a-la-energia-mundial-actualmente/>. [Último acceso: 14 Octubre 2023].
- [4] C. M. Caballero, «Pais Circular,» 12 Abril 2021. [En línea]. Available: <https://www.paiscircular.cl/industria/el-boom-de-proyectos-de-energia-solar-en-chile-impone-nuevos-desafios-al-sistema-de-evaluacion-de-impacto-ambiental/>. [Último acceso: 20 Septiembre 2023].
- [5] C. eléctrico, «Reporte Sostenibilidad,» Santiago, 2022.
- [6] A. d. l. Fuente, «El país,» 20 Junio 2023. [En línea]. Available: <https://elpais.com/chile/2023-06-20/el-plan-del-ministro-de-energia-de-gabriel-boric-para-aliviar-a-las-renovables.html>. [Último acceso: 28 Septiembre 2023].

- [7] P. C. KALIKAVUNKAL, «Development of EMT Simulation Model to Use RMS Control Model,» Estocolmo, 2016.
- [8] C. e. nacional. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/modelacion-sen/>. [Último acceso: 10 10 2024].
- [9] C. e. nacional, «Información técnica del sistema eléctrico nacional nomenclatura de instalaciones,» Santiago, 2021.
- [10] C. Rahmann, «Sistemas eléctricos de potencia.,» de *Clase de fallas en SEP*, Santiago, 2022.
- [11] I. A. D. H. A. A. T. M. Md Ohirul Qays, «System strength shortfall challenges for renewable energy-based power,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 13, 2023.
- [12] A. González-Torres, «Transient stability of power systems with embedded VSC-HVDC links," *IET Generation, Transmission & Distribution,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, p. 12, 2020.
- [13] Energie, «Estudio de levantamiento de metodologías, exigencias regulatorias y métricas para evaluar los niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para el Sistema Eléctrico Nacional,» Santiago, 2023.
- [14] M. d. energía, «Plan de descarnozación. Condiciones Habilitantes y Metas. Gestión climática y ambiental,» de *Sesipón Inicial Eje 2*, Santiago, 2023.
- [15] N. Campos, «Stability studies using EMT and RMS models of VSC converters,» de *Feasible implementable approaches to modelling dynamic*, 2020.
- [16] B. Badrzadeh, «Electromagnetic transient simulation models for large-scale system impact studies in power systems having a high-penetration of inverter connected generation,» de *AEMO*, Australia.

- [17] B. Badrzadeh, «Electromagnetic transient simulation models for large-scale system impact studies in power systems having a high penetration of inverter-connected generation,» Santiago, 2013.
- [18] CIGRE, «Electromagnetic transient simulation models for large-scale system impact studies in power systems having a high penetration of inverter-connected generation.,» 2022.
- [19] NERC, «Short-Circuit Modeling and System Strength,» Atlanta, 2018.
- [20] P. Mendoza, «Conversión de la energía y sistemas eléctricos,» 2022.
- [21] J. H. MURILLOMANRIQUE, «APLICACIÓN DE CORTO CIRCUITO,» Callao, 2014.
- [22] J. M. Velasco, Transients (Electricity) Mathematical models. 3. Arbitrary, 2010.
- [23] P. Kundur, Power System Stability and control, Toronto, 1994.
- [24] K. Prabha, Power system stability and control, 1994.
- [25] J. A. Albero, «ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE UN CONTROL PROPORCIONAL DE TENSIÓN DE GENERADORES,» Madrid, 2022.
- [26] C. Rahmann, «Modelamiento y control de sistemas de potencia,» Santiago, 2023.
- [27] IEEE, «IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies,» 2016.
- [28] W. REMTF, «ESIG,» [En línea]. Available: <https://www.esig.energy/wiki-main-page/generic-models-pv-plants/>. [Último acceso: 09 09 2024].
- [29] IEC, «International Standard- Wind energy generation systems,» 2020.

- [30] CNE, « Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» 2019.
- [31] B. Badrzadeh, «ESIG,» 6 Julio 2020. [En línea]. Available: <https://www.esig.energy/is-electromagnetic-transient-modelling-and-simulation-of-large-power-systems-necessary-and-practical/>. [Último acceso: 09 Octubre 2023].
- [32] M. Planelles, «El País,» 30 Noviembre 2023. [En línea]. Available: <https://elpais.com/clima-y-medio-ambiente/2023-11-30/2023-otro-ano-de-records-y-devastacion-en-la-crisis-climatica.html>. [Último acceso: 30 Nov 2023].
- [33] «Coordinador Eléctrico Nacional,» 23 Mayo 2023. [En línea]. Available: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjf2M7Apu-CAxVApZUCHZQeDEwQFnoECBgQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.coordinador.cl%2Fwp-content%2Fuploads%2F2023%2F05%2FCUENTA-PUBLICA-CEN-2022.pdf&usg=AOvVaw0XIq8UwiO1ktL6EmBfaoN7&opi=89978>. [Último acceso: 02 Septiembre 2023].
- [34] C. Eléctrico, «Coordinador,» 30 Junio 2022. [En línea]. Available: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/06/8_digital_Informe_Coordinador_2.5.pdf. [Último acceso: 10 Octubre 2023].
- [35] D. Mracevic, «Cigre,» 8 Marzo 2021. [En línea]. Available: <https://www.cigre.cl/2021/03/08/el-porque-de-las-simulaciones/>. [Último acceso: 13 Noviembre 2023].
- [36] K. Sidwall, «Cigre,» 8 Marzo 2021. [En línea]. Available: <https://www.cigre.cl/2021/03/08/simulacion-en-tiempo-real-de-proyectos-hvdc/>. [Último acceso: 21 Octubre 2023].

- [37] «PSCAD,» [En línea]. Available: https://www.pscad.com/webhelp/EMTDC/Transmission_Lines/The_Bergeron_Model.htm. [Último acceso: 26 Octubre 2023].
- [38] Rockwell Automation, Inc., "Short-circuit Current Ratings and Your Industrial Control Panel," Application Techniques, Rockwell Automation Publication SCCR-AT002B-EN-P, Sep. 2020. [Online]. Available: <https://rok.auto/sccr>
- [39] L. K. Jeewantha De Silva, «Modelling Cables and Transmission Lines with PSCAD™/EMTDC™,» 2020.
- [40] H. Energy, «Hitachi Energy,» [En línea]. Available: <https://www.hitachienergy.com/about-us/customer-success-stories/new-zealand>. [Último acceso: 2023 Noviembre 15].
- [41] N. Unidas, «Actúa Ahora,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/es/actnow/home-energy#:~:text=Cuando%20quemamos%20combustibles%20f%C3%B3siles%20para,2%2C5%20toneladas%20al%20a%C3%B1o!>. [Último acceso: 25 Octubre 2024].
- [42] «Review Energy,» 8 Noviembre 2022. [En línea]. Available: <https://www.review-energy.com/otras-fuentes/chile-ya-tiene-version-definitiva-de-su-hoja-de-ruta-para-una-transicion-energetica-acelerada>. [Último acceso: 25 Octubre 2024].
- [43] I. P. TRANSMISSION, «HVDC systems and DC-connected Power Park Modules”,» 2019.