

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DE ÁNGULO Y FRECUENCIA DEL SISTEMA HÍBRIDO DE LAS ÍSLAS GALÁPAGOS BALTRA-SANTA CRUZ

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

GUILLERMO EDUARDO ROMÁN BELTRÁN

guillermo.roman@epn.edu.ec

DIRECTOR: PhD. CARLOS FABIAN GALLARDO QUINGATUÑA

carlos.gallardo@epn.edu.ec

DMQ, Octubre 2022

CERTIFICACIONES

Yo, Guillermo Eduardo Román Beltrán declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A handwritten signature in blue ink that reads "Guillermo Román". The signature is written in a cursive style and is positioned above a horizontal line.

GUILLERMO ROMÁN

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Guillermo Eduardo Román Beltrán, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in blue ink that reads "Carlos Fabián Gallardo". The signature is written in a cursive style and is positioned above a horizontal line.

PhD. Carlos Fabián Gallardo

DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

ESTUDIANTE: Sr. Guillermo Eduardo Román Beltrán

DIRECTOR: Prof. Dr. Carlos Fabián Gallardo Quingatuña (PhD)

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a mis padres quienes me apoyaron en todo momento y supieron guiarme siempre, a mi esposa quien con su amor me apoyó y alentó a alcanzar esta meta y a mis amigos que siempre supieron animarme a continuar.

AGRADECIMIENTO

A Carlos Gallardo; PhD. Sin su paciencia y constancia este trabajo no lo hubiese logrado. Sus consejos fueron siempre útiles cuando no salían de mi pensamiento las ideas para escribir lo que hoy he logrado. Usted formó parte importante de esta historia con sus aportes profesionales que lo caracterizan. Gracias por sus orientaciones.

A mi familia que han sido un pilar muy importante en la culminación de esta meta y me dieron las fuerzas necesarias para no decaer.

A mis profesores de Ingeniería Eléctrica que han sabido compartir su conocimiento y experiencia a lo largo de la carrera.

Un agradecimiento muy especial a mi esposa Pamela López que me acompañó en las noches a pesar de su cansancio y a mi amigo Juan Ramírez que estuvo pendiente en todo momento.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	VII
ABSTRACT	VIII
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivo general.....	1
1.2 Objetivos específicos	1
1.3 Alcance	2
1.4 Marco teórico	2
1.4.1 Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.....	2
1.4.2 Estabilidad Transitoria [2]	3
1.4.3 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA [4]	7
2. METODOLOGÍA.....	8
2.1 Diagrama unifilar	8
2.2 SISTEMA DE GENERACION.	10
2.2.1 GENERACION CONVENCIONAL	10
2.2.2 Generación Renovable / no convencional.....	13
2.2.2.1 Parque Eólico Baltra	13
2.2.2.2 Parque Fotovoltaico Santa Cruz.....	16
2.2.2.3 Parque Fotovoltaico Baltra.....	17
2.2.2.4 Bancos de Baterías Baltra.....	18
2.3 Sistema de Transmisión.....	19
2.3.2 Líneas de Transmisión	19
2.4 Transformadores de potencia	20
2.5 Sistemas Locales Isla Baltra e Isla Santa Cruz.....	21
2.6 Estudios de estado estacionario	23
2.6.2 Escenarios de Carga	24
2.6.3 Condiciones de Generación.....	24
2.6.3.2 Generación Convencional	24
2.6.3.3 Generación Fotovoltaica	25
2.6.3.4 Generación Eólica.....	25

2.6.3.5	Reserva rodante	27
2.7	Condiciones de Transmisión	28
2.8	Flujos de carga en operación normal (N-0).....	28
2.8.2	Escenario 1: Demanda de mediodía, época cálida	28
3.	SIMULACIONES, RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	39
3.1	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA	39
3.1.1	Contingencia 1.....	39
3.1.2	Contingencia 2.....	45
3.1.3	Contingencia 3.....	48
3.2	Conclusiones.....	51
3.3	RECOMENDACIONES	52
4.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	53
5.	ANEXOS.....	I
5.1	ANEXO I.....	I
5.2	ANEXO II.....	III
5.2.1	Esquemas de control de las unidades diésel	III
5.2.2	Parámetros dinámicos	V
5.3	ANEXO III.....	VII
5.3.1	Características del sistema de transmisión	VII
5.3.2	ANEXO IV Resultados de los Flujos de carga	XI
5.4	ANEXO V Graficas de respuesta dinámica ante contingencias	XXXVI
5.4.1	Contingencia 1.....	XXXVI
5.4.2	Contingencia 2.....	LXXV
5.4.3	Contingencia 3.....	XCIX

RESUMEN

En el presente trabajo se estudia la estabilidad transitoria y de frecuencia del Sistema Interconectado de las Islas Galápagos, modelado en PowerFactory de DigSILENT, para lo cual se realiza una revisión del análisis transitorio y de frecuencia.

Mediante diferentes escenarios de carga y generación se simulan las contingencias más representativas para el sistema y su respuesta de forma gráfica del comportamiento del ángulo del rotor, potencia activa, frecuencia y voltaje entregado por los generadores; que permiten observar las oscilaciones producidas por las contingencias y si el sistema es estable o inestable antes las perturbaciones.

Las contingencias a simular son la salida sin falla del generador 9, un cortocircuito trifásico de 100ms en la barra Santa Cruz 35.4kV con desconexión de la línea Baltra – Santa Cruz 34.5kV y falla trifásica de 100ms en la barra Baltra 13.8kV, son desconexión de la línea del cuarto de acople Baltra, correspondiente al enlace con la planta eólica.

PALABRAS CLAVE: Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, estabilidad transitoria, estabilidad de frecuencia.

ABSTRACT

In the present work, the transient and frequency stability of the Interconnected System of the Galapagos Islands is studied, modeled in PowerFactory of DigSILENT, for which a review of the transient and frequency analysis is carried out.

Through different load and generation scenarios, the most representative contingencies for the system and its response are simulated in a graphic way of the behavior of the rotor angle, active power, frequency and voltage delivered by the generators; that allow to observe the oscillations produced by the contingencies and if the system is stable or unstable before the disturbances.

The contingencies to be simulated are the faultless exit of generator 9, a three-phase short circuit of 100ms in the Santa Cruz 35.4kV bar with disconnection of the Baltra-Santa Cruz 34.5kV line and three-phase failure of 100ms in the Baltra 13.8kV bar, are disconnection of the Baltra coupling room line, corresponding to the link with the wind plant.

KEYWORDS: Stability of electrical power systems, transient stability, frequency stability.

1. INTRODUCCIÓN

La Provincia de Galápagos está constituida por 19 islas y 42. Se encuentra ubicado sobre la plataforma submarina de Galápagos, en el Océano Pacífico a 972 km de las costas occidentales del Ecuador; de este territorio insular existen únicamente cuatro islas habitadas, de las cuales la Empresa Eléctrica GALÁPAGOS S.A. es la responsable de la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica, siendo éstas: San Cristóbal, Santa Cruz, Isabela y Floreana.

En el archipiélago de Galápagos se está llevando a cabo una serie de proyectos de energía renovable encaminados a la eliminación del consumo de combustibles fósiles de las unidades térmicas, para la conservación de las Islas y la reducción de gases de efecto invernadero, financiados por el Gobierno Nacional y diferentes organizaciones internacionales.

El proyecto eólico Baltra – Santa Cruz, consiste en la construcción de un parque eólico cuya capacidad instalada sería de 3.200 kW, conformada por cuatro unidades de 800 kW aproximadamente, la misma que luego de estudios de factibilidad definieron a la isla Baltra, como el sitio más conveniente para su implementación. Este proyecto está planificado para satisfacer la demanda de las instalaciones militares y del aeropuerto de Baltra; y, de la Isla Santa Cruz, que es la de mayor demanda de energía eléctrica del Archipiélago. Con la finalidad de efectuar la interconexión con la Subestación Eléctrica en Puerto Ayora, se ejecutó la construcción de una línea de interconexión en 34,5 kV, la cual por las condiciones medio ambientales considera un tramo submarino, y tramos aéreos abierto y aéreo con cable trenzado (en aquellas zonas donde los cables y postes afectarían fauna y el paisaje). La distancia aproximada es de 40 km. [1]

1.1 Objetivo general

Determinar la estabilidad del ángulo de rotor y frecuencia del sistema híbrido Baltra – Santa Cruz utilizando el software de simulación PowerFactory en diferentes puntos de operación y contingencias.

1.2 Objetivos específicos

Los objetivos planteados para la realización del presente trabajo son los siguientes:

1. Modelar en el software PowerFactory el sistema de la red eléctrica de las islas Galápagos (sistema interconectado de las islas Baltra y Santa Cruz).
2. Realizar estudios de estado estacionario en diferentes escenarios de carga (alta y baja demanda para estaciones de calor y frío), con los escenarios de generación

eólica (condiciones de viento máximo, viento promedio, y sin viento,) y fotovoltaica (alta irradiación, baja irradiación y sin irradiación) considerando de forma general la coincidencia de las condiciones de carga y generación.

3. Realizar estudios de estabilidad transitoria del ángulo del rotor y de estabilidad de frecuencia en diferentes escenarios de operación.

1.3 Alcance

El presente trabajo pretende analizar la estabilidad estática y dinámica del sistema híbrido Baltra – Santa Cruz, mediante simulaciones en el software computacional PowerFactory en los diferentes escenarios de operación.

Además se busca determinar la influencia de las diferentes fuentes generadoras de energía no convencional en la estabilidad del sistema híbrido de Galápagos y para determinar las acciones de operación ante las contingencias.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

La estabilidad de sistemas eléctricos de potencia según varios autores se la puede definir como la propiedad de un sistema de potencia que le permite permanecer en un estado de operación en equilibrio bajo condiciones normales y recuperar un estado de equilibrio aceptable luego de ser sometido a una perturbación. [2]

La clasificación de la estabilidad de los sistemas de potencia se muestra en la Figura 1; dado que el presente trabajo se enfoca en el estudio de estabilidad transitoria de ángulo y de frecuencia, las definiciones y formulaciones se las realizará tomando éstas consideraciones.

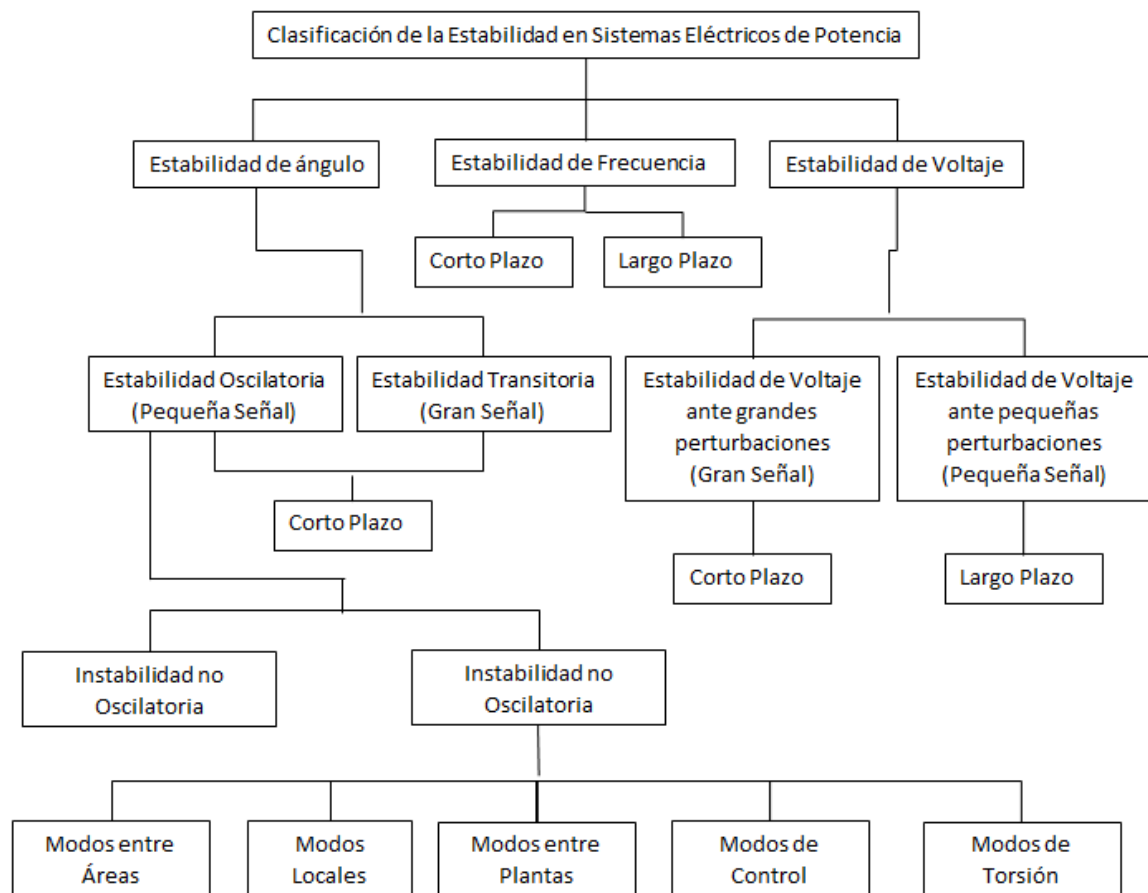


Figura 1.1 Clasificación de Estabilidad [3]

1.4.2 Estabilidad Transitoria [2]

La estabilidad puede ser definida como la capacidad de un sistema eléctrico de potencia de mantener la velocidad angular en el rotor de las diferentes máquinas sincrónicas del sistema (sincronismo) luego de verse afectado por una perturbación severa, como lo es la pérdida o conexión de algún elemento al sistema, ocasionando una variación en la demanda, por pérdida de unidades de generación o de algún elemento del sistema de transmisión o de transformación que ocasione su desconexión del sistema.

Un sistema es estable si luego de la perturbación, la separación angular resultante entre las máquinas del sistema se mantiene dentro de un rango, es decir, el sistema mantiene su sincronismo.

El estudio de estabilidad transitoria se basa en el concepto de criterio de áreas iguales que se describe a continuación.

1.4.2.1 ECUACION DE OSCILACION DE LA MAQUINA SINCRONICA. [3]

La ecuación de oscilación de equilibrio entre el torque mecanice y el torque eléctrico está dada por la segunda ley de Newton:

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad (1.1)$$

Dónde:

J: Momento total de inercia de la maquina sincrónica (kg.m²).

θ_m : Angulo mecánico del rotor (rad)

T_m : Torque mecánico de la turbina o carga (N.m), T_m positivo corresponde a la potencia mecánica alimentada a la máquina, por ejemplo operación normal del generador en estado estable

T_e : Torque eléctrico en el rotor (N.m), T_e Positivo en operación normal del generador.

Multiplicando por ω_m tenemos:

$$\omega_m J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.2)$$

$P_m = T_m \omega_m =$ Potencia mecánica en el rotor (W)

$P_e = T_e \omega_m =$ Potencia eléctrica en el rotor (W)

Como $\omega_m = \omega_e / (p/2)$

ω_e : frecuencia eléctrica.

ω_m : velocidad angular mecánica del rotor.

p: número de polos de la máquina.

Si la aceleración angular se expresa en ángulos eléctricos, tenemos:

$$\frac{2}{p} \omega_m J \frac{d^2 \theta_e}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.3)$$

Si dividimos para la potencia aparente S, y como $\omega_m = \omega_e / (p/2)$, tenemos:

$$\frac{2}{\omega_e} \frac{\left(\frac{2}{p} \omega_m^2 J\right)}{S} \frac{d^2 \theta_e}{dt^2} = \frac{P_m - P_e}{S} \quad (1.4)$$

Durante una perturbación, la velocidad angular del rotor no se desvía significativamente de sus valores nominales (ω_{m0} , ω_{e0}) y como:

$$H = \frac{0.5 J \omega_{m0}^2}{S} \quad (1.5)$$

Tenemos así:

$$\frac{2H}{\omega_{e0}} \frac{d^2 \theta_e}{dt^2} = P_m^{pu} - P_{me}^{pu} \quad \text{entonces} \quad \frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \theta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.6)$$

1.4.2.2 CRITERIO DE AREAS IGUALES [3]

Para analizar el comportamiento del ángulo del rotor por cada máquina se analiza por separado en un sistema de doble circuito conectado a una barra infinita; con una falla en uno de los circuitos como perturbación del sistema

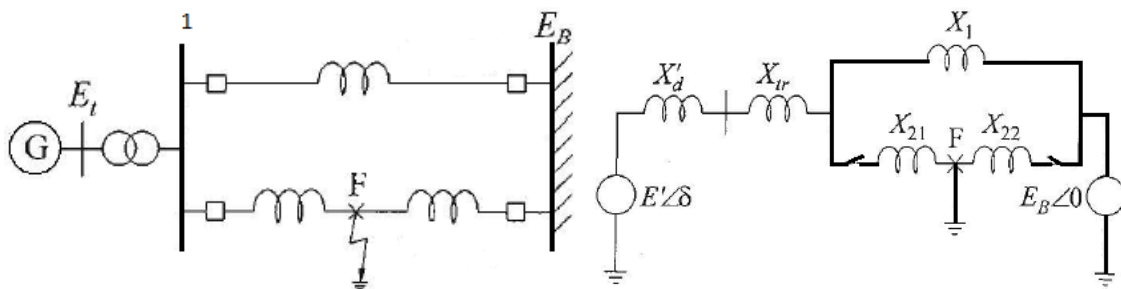


Figura 1.2 Máquina síncrona conectada a una barra infinita y circuito equivalente [2]

$$P_G = \frac{|E_1||V_{\infty}|}{X_{1\infty}} \text{sen} \delta_{1\infty} \quad (1.7)$$

P_G : Reactancia de transferencia entre las dos fuentes

Se puede dibujar para diferentes ángulos:

$$P_{pre} = \frac{|V_1||V_{\infty}|}{X_{1\infty}} \text{sen} \delta_{1\infty} \quad (1.8)$$

$$P_{pre} = \frac{|E_a||V_{\infty}|}{X_{a\infty}} \text{sen} \delta_{a\infty} \quad (1.9)$$

$$P_{pre} = \frac{|V_3||V_{\infty}|}{X_{3\infty}} \text{sen} \delta_{2\infty} \quad (1.10)$$

Se debe elegir la curva $P-\delta$ más restrictiva (la que de mayor ángulo con la misma potencia) la de mayor reactancia.

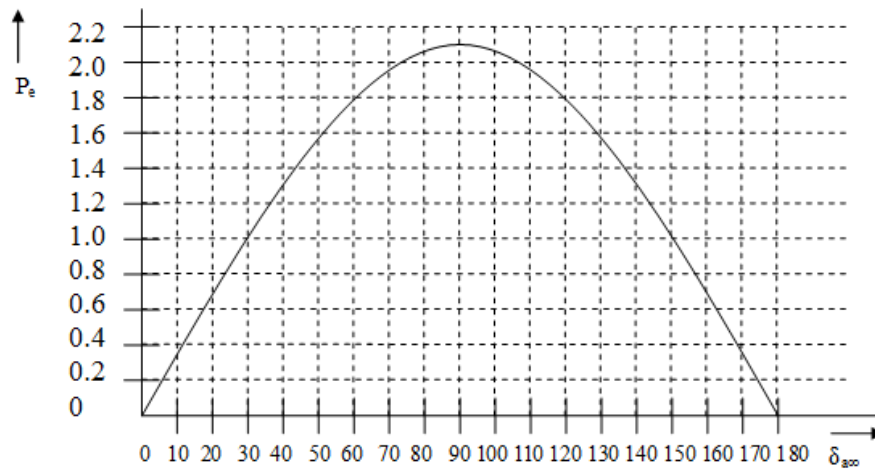


Figura 1.3 Curva $P-\delta$ [2]

1. Pre-falla (dos líneas de transmisión en servicio).
2. Falla (corto circuito trifásico) en la línea de transmisión dos.
3. Post Falla (línea de transmisión dos fuera de servicio).

La figura 2.3.3 muestra dos situaciones posibles de operación del sistema. En el caso (1) el tiempo de despeje de la falla es t_{C1} , teniendo así que el área $A1$ sea igual al área $A2$, y se puede decir que el sistema eléctrico es estable después de sufrir una perturbación. En el caso (2) la falla es despejada en un tiempo mayor que en el caso 1, este tiempo es: t_{c2} , teniendo como resultado que el área $A1$ sea mayor al área $A2$, que quiere decir que el sistema no es estable ante la perturbación.

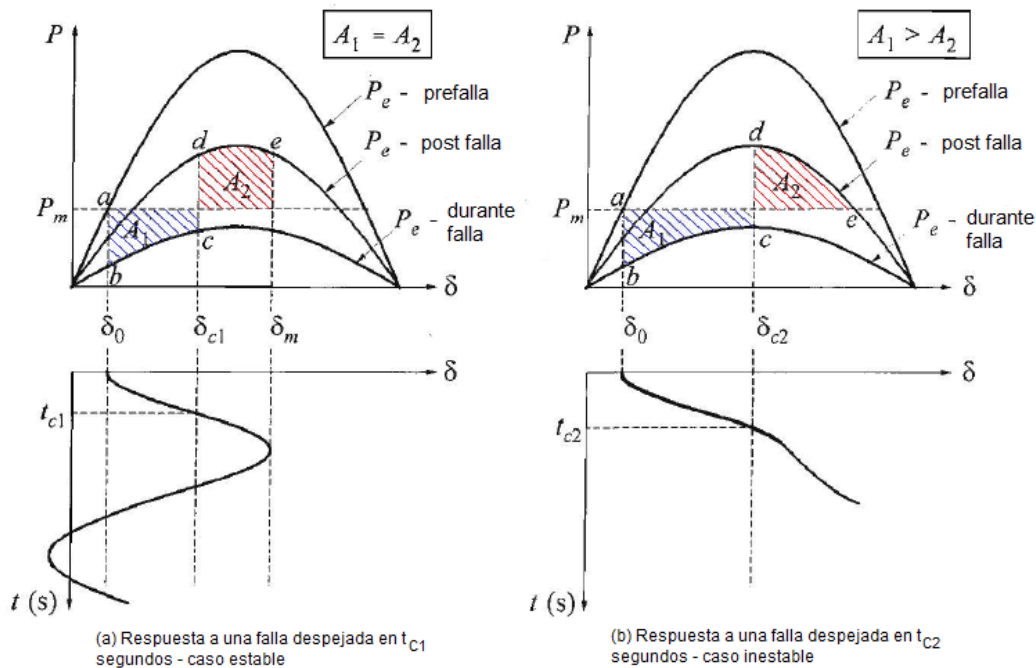


Figura 1.4 (a) Respuesta ante una falla despejada en t_{c1} segundos- caso estable; **(b)** Respuesta ante una falla despejada en t_{c2} segundos- caso inestable

1.4.3 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA [4]

La estabilidad de frecuencia puede ser definida como la capacidad que tiene un sistema eléctrico de potencia para mantener la frecuencia constante tras sufrir un disturbio entre la carga y generación. Dicho disturbio puede ser la pérdida de generación, lo que causaría que la frecuencia baje o la pérdida de carga por desconexión de algún elemento, causando así que la frecuencia del sistema se eleve; por el contrario si se conecta una carga muy grande, funcionará como un freno causando que la frecuencia decaiga.

La inestabilidad de frecuencia se puede producir por una perturbación severa lo que lleva la salida de generación o de carga por acción de los sistemas de protección.

La estabilidad de frecuencia se puede analizar a corto o largo plazo. El tiempo de oscilación de la frecuencia puede ir desde fracciones de segundo hasta varios minutos. Estas oscilaciones entre carga y generación afectan directamente al voltaje del sistema por esta razón se visualiza en las curvas de voltaje vs tiempo la afectación en la frecuencia.

2. METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta la metodología propuesta para el cumplimiento de los objetivos planteados:

1. Se realiza la revisión bibliográfica acerca de análisis de estabilidad transitoria y de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia.
2. Modelar en el software PowerFactory el sistema de la red eléctrica de las islas Baltra y Santa Cruz. Para esto se usó los datos de placa de las maquinas sincrónicas, plantas solares y aerogeneradores instalados en las islas y la información proporcionada por el CENACE.
3. Simular contingencias en diferentes escenarios, obtener gráficas del comportamiento dinámico del sistema y analizar la estabilidad transitoria del sistema.
4. En base a los resultados de las simulaciones sacar las conclusiones y recomendaciones.

2.1 Diagrama unifilar

El diagrama unifilar del modelo de red elaborado en el software PowerFactory para el presente estudio de estabilidad se muestra en la figura 2.1 la red de la Isla Santa Cruz y en la figura 2.2 se muestra diagrama unifilar de la red interconectada de las islas Baltra y Santa Cruz;

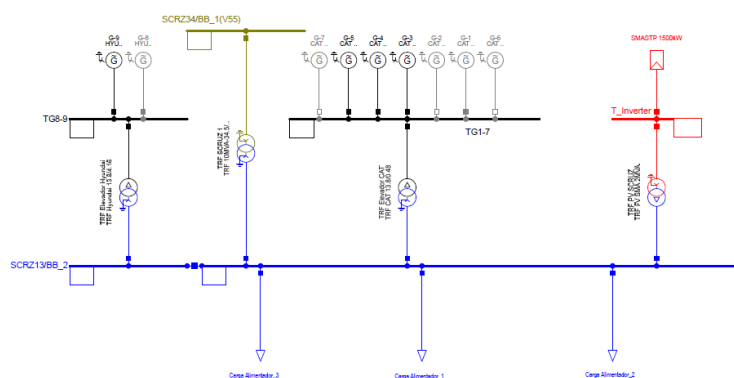


Figura 2.1 Diagrama unifilar de la red de la isla Santa Cruz

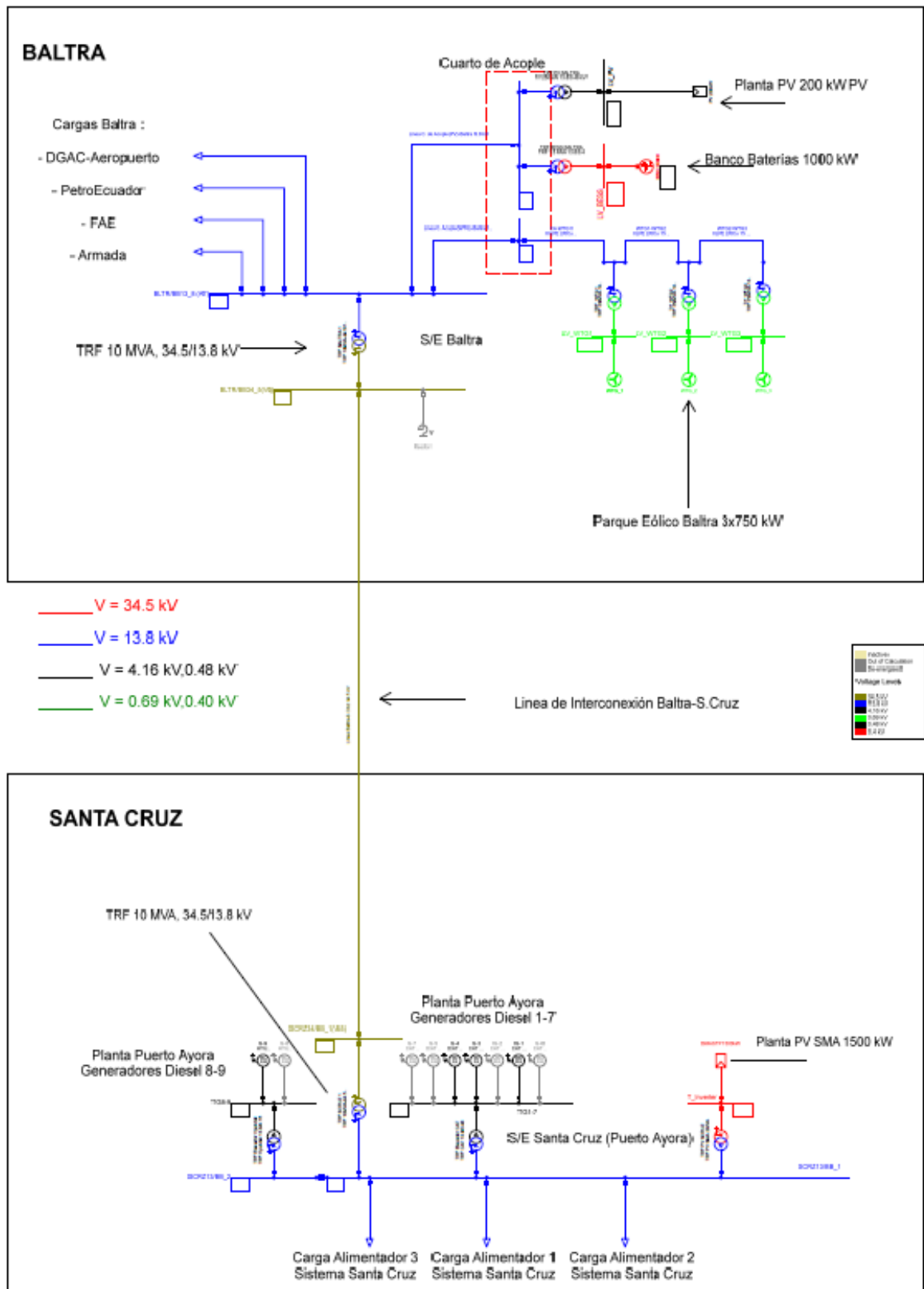


Figura 2.2 Diagrama unifilar del sistema interconectado Baltra – Santa Cruz

2.2 SISTEMA DE GENERACION.

2.2.1 GENERACION CONVENCIONAL

Las únicas máquinas de generación convencional se encuentran en la planta Puerto Ayora ubicadas en Santa Cruz.

La planta Puerto Ayora se conforma por nueve generadores diésel que han sido nombrados como G1 a G9 y están divididos en dos subgrupos. Los primeros generadores del G1 a G7 y el segundo grupo formado por los generadores G8 y G9; todos conectados a la barra de 13.8kV a través de un transformador elevador por grupo, como se puede apreciar en la figura 2.3.

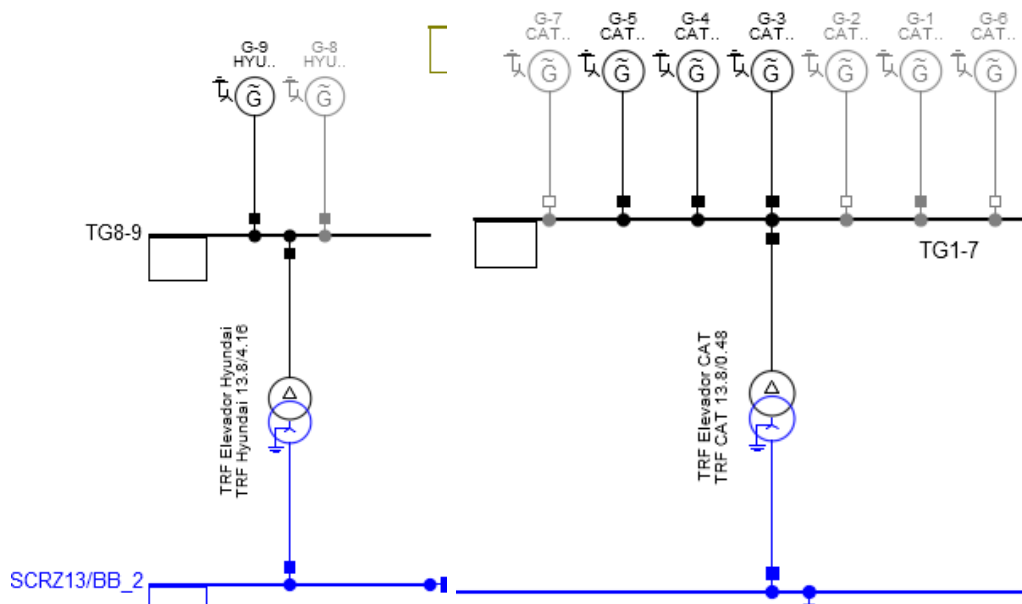


Figura 2.3 Generadores diésel Planta Puerto Ayora

Los parámetros y características necesarias de los transformadores y generadores para su modelación se dan en las siguientes tablas.

Tabla 2.1 Características de los transformadores elevadores

Transformador	Trf Elevador CAT	Trf Elevador Hyundai
Tipo	TRF CAT 13.8/0.48	TRF Hyundai 13.8/4.16
kVA nominales	5000	3750
elación HV/LV (kV)	13.8 / 0.48	13.8 / 4.16
Conexión	YnD5	YnD5
Xcc (%)	7.39	5.50
Xcc0 (%)	7.39 (2)	5.50 (2)

Pérdidas en cobre(kW)	-- (1)	-- (1)
Resistencia sec 0 (%)	-- (1)	-- (1)
Pérdidas en vacío (kW)	-- (1)	-- (1)
Corriente en vacío (%)	0.23	-- (1)
cambiador de tomas	Lado HV, ΔV por toma=2.5%Reg= $\pm 5\%$ (2)	Lado HV, ΔV por toma=2.5%, Reg= $\pm 5\%$ (2)
Observaciones	Transf. Elevador para el grupo de unidades 1 a 7	Transf. Elevador para el grupo de unidades 8 a 9

(1) Valores indisponibles, se asume 0.0

(2) Valores típicos

Tabla 2.2 Características básicas de los generadores

Generador	Tipo	kVA nom.	kW nom	kW efectivo	V nominal	Status
G-1	CAT 3512	812.0	650.0	520.0	480.0	Disponible
G-2	CAT 3512	812.0	650.0	520.0	480.0	Indisponible
G-3	CAT 3512	812.0	650.0	520.0	480.0	Disponible
G-4	CAT 3512	812.0	650.0	520.0	480.0	Disponible
G-5	CAT PM3516	1375.0	1100.0	880.0	480.0	Disponible
G-6	CAT 3512	812.0	650.0	520.0	480.0	Disponible
G-7	CAT 32	1137.0	910.0	728.0	480.0	Indisponible
G-8	HYUNDAI	2127.0	170.0	1360.0	4160.0	Disponible
G-9	HYUNDAI	2127.0	170.0	1360.0	4160.0	Disponible

Los parámetros dinámicos por cada tipo de generador se detallan en el Anexo I; además se incluyó las curvas de capacidad reactiva (curvas P-Q) de las unidades tipo CAT 3512 al estar esta información disponible; para las demás unidades se utilizara una curva P-Q estándar.

Tabla 2.3 Tablas de saturación de los generadores CAT

V Terminal (p.u.)	lfd (CAT 3512) (%)	lfd (CAT PM3516) (%)	lfd (CAT C32) (%)
0.0	0.0	0.0	0.0
0.6	60.0	60.0	60.0
0.7	70.58	70.06993	70.3707
0.8	82.94118	80.13986	81.48148
0.9	97.94118	90.62937	94.81481
1.0	119.5588	101.958	111.8519

1.1	157.0588	114.1259	139.2593
1.2	231.1765	129.6503	187.4074
1.3	390.4412	151.4685	285.1852
1.4	748.6765	188.3916	495.5556

Los controles de los generadores se representaron utilizando modelos y parámetros típicos. Los modelos consisten en:

- Regulador de voltaje / excitatriz (modelo IEEE avr_ESAC8B)
- Compensación de voltaje (modelo IEEE drp_COMP)
- Control de velocidad (gobernador) (modelo pco_Diesel Engine Governor, a partir del modelo gobernador/motor IEEE DEGOV1)
- Motor diésel (modelo pmu_Diesel engine, a partir del modelo gobernador/motor IEEE DEGOV1)

Se consideró incluir la compensación de voltaje a la entrada del regulador de voltaje, al ser cada unidad parte de grupos de unidades concurrentes a una misma barra. Se utilizó el valor aconsejado en la literatura de -5 % como factor de compensación.

Los modelos de motores diésel se dimensionaron para que su potencia nominal corresponda a la generación máxima efectiva de la unidad a tensión terminal nominal. Este dimensionamiento se realizó mediante el parámetro K_{ptpg} , indicante la relación entre las potencias nominales del motor y del generador.

Se limitó el rango de operación del gobernador a un mínimo del 5% de la potencia máxima efectiva de la unidad, y una capacidad transitoria de sobrecarga de un 10%. Estos valores son asumidos, y deberán ser verificados, en particular el mínimo, que puede llegar a ser notablemente más alto. Se asumió igualmente un valor típico de un 5% para el estatismo (droop) del gobernador

No se modelaron esquemas de protección de las unidades convencionales. Para el estudio, se asume que las protecciones de sub- y sobre-velocidad de estas unidades tiene un rango igual o mayor que el 5% de la velocidad nominal. En consecuencia, no se resaltarán en este sentido valores mínimos de frecuencia por encima del 57.0 Hz, o máximos inferiores a los 63. Hz. Las eventuales protecciones de sobre voltaje se consideran ajustadas a un valor superior a 1.1 p.u., por lo cual no se resaltarán en los resultados tensiones transitorias en los terminales de estas máquinas inferiores a este valor.

El esquema de control de las unidades y los diagramas de bloques y los parámetros de los demás modelos utilizados se muestran en el Anexo II.

2.2.2 Generación Renovable / no convencional

2.2.2.1 Parque Eólico Baltra

La planta eólica de Baltra está compuesta por tres unidades aerogeneradoras con una potencia nominal de 750 kW, con convertor AC/DC/AC completo (Fully Rated Converter Wind Turbine Generator, FRCWTG), con una tensión de 690 V.

Tabla 2.4 Parámetros de transformadores elevadores

Transformador	TRF_WTG1, TRF_WTG2, TRF_WTG3
Tipo	TRF 0.9MVA 13.8/0.69 kV
kVA nominales	900.0
Relación HV/LV (kV)	13.8 / 0.69
Conexión	YnD1
Xcc (%)	6.0
Xcc0 (%)	6.0 (2)
Pérdidas en cobre (kW)	(1)
Resistencia sec 0 (%)	(1)
Pérdidas en vacío (kW)	(1)
Corriente en vacío (%)	(1)
Cambiador de tomas	Lado HV, ΔV por toma=2.5%, Reg= $\pm 5\%$

(1) Valores Indisponibles

(2) Valores Estimados o típicos

Para la modelación de los aerogeneradores, se utilizó el modelo standard PowerFactory de un aerogenerador tipo FRCWTG, re-dimensionado para representar un aerogenerador de 750 kW con frecuencia nominal 60 Hz. Dicho modelo standard utiliza el elemento de red “generador estático”.

La descripción del modelo standard PF para el FRCWTG, tanto para condiciones de estado estacionario como para simulaciones dinámicas, se puede hallar en el documento [5]

El modelo dinámico incluye las funciones de soporte dinámico de red bajo falla, reducción de potencia activa por sobre-frecuencia, ajustados según estándares internacionales, y opera en modo de control reactivo “Q constante”.

La función de reducción de frecuencia se muestra en la Figura 2.4

Al modelo standard básico, se añadió un módulo adicional de protección, ajustado según la información recibida de Unison (fabricantes de los aerogeneradores). Este módulo incluye la protección de sub- y sobre-voltaje, y de sobre y sub-frecuencia. Dichos ajustes se indican de forma gráfica en la Figura 2.5 y la Figura 2.6:

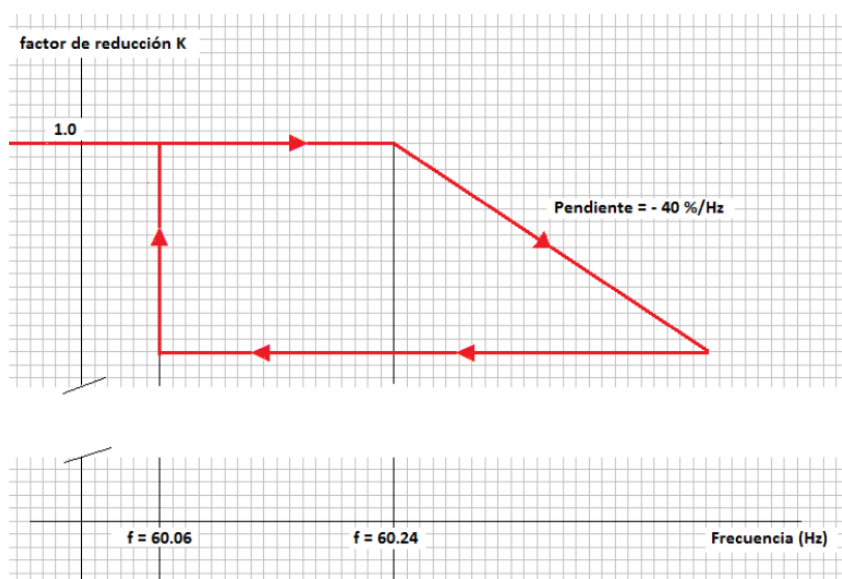


Figura 2-4 Función de reducción de potencia por sobre frecuencia

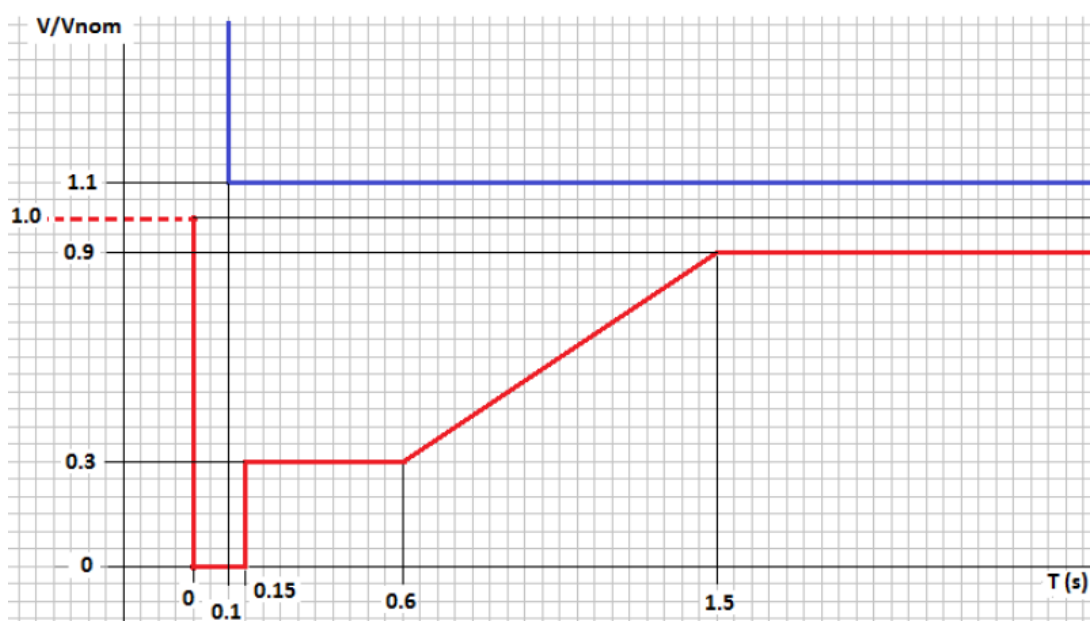


Figura 2.5 Protección de sobre- y sub-voltaje

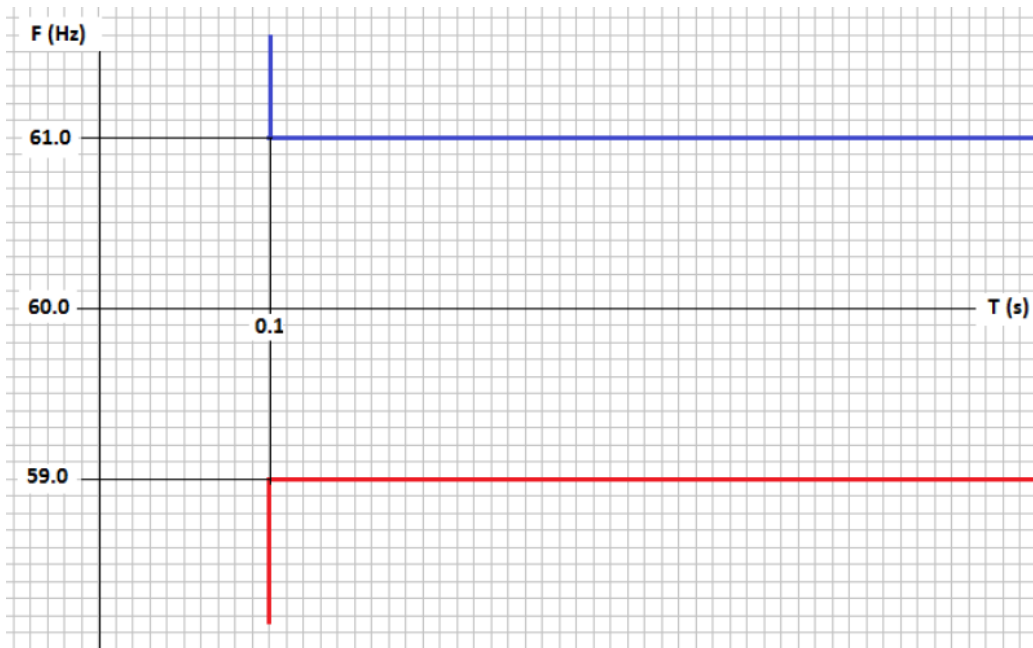


Figura 2.6 Protección de sobre- y sub-frecuencia

Un diagrama de bloques del esquema de control se muestra a continuación

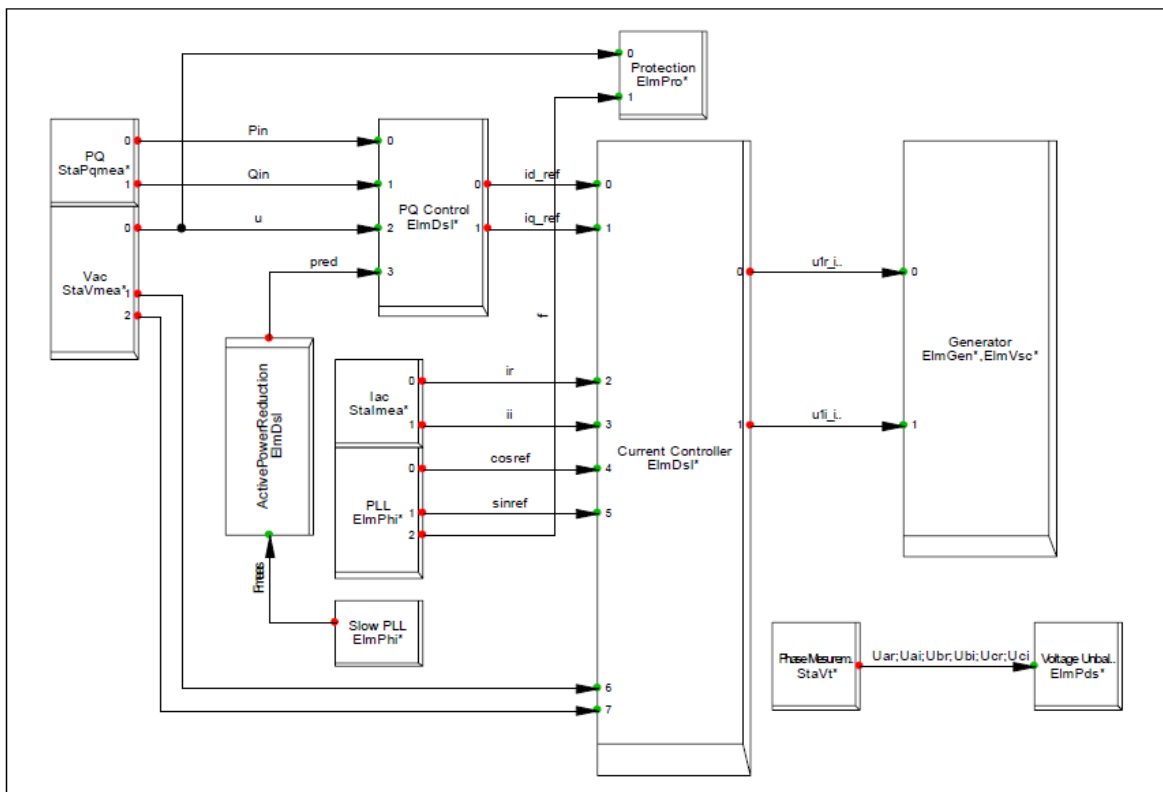


Figura 2.7 Esquema de control de aerogeneradores

2.2.2.2 Parque Fotovoltaico Santa Cruz.

La potencia nominal de la planta fotovoltaica Santa Cruz es de 1500 kW y una tensión de salida del inversor con 400 V, para conectarse a la red en la Subestación Santa Cruz a 13.8 kV. No se dispone de mayor información sobre el cableado y transformador(es) de la planta, por lo cual se conecta a la Subestación Santa Cruz por medio de un transformador elevador de dimensiones y características estimadas.

Tabla 2.5 Características del transformador elevador

Transformador	TRF_PV_SCRUZ
Tipo	TRF PV SMA 2 MVA
kVA nominales	2000.0
Relación HV/LV (kV)	13.8/0.4
Conexión	DYn5
Xcc (%)	6.0
Xcc0 (%)	6.0
Pérdidas en el cobre (kW)	18
Resistencia sec.0 (%)	0.9
Pérdidas en vacío (kW)	0.0
Corriente en vacío (%)	0.0
Cambiador de tomas	Lado HV, ΔV por toma=2.5%, Reg= $\pm 5\%$

(1) Todos los valores fueron estimados.

La generación fotovoltaica se modeló usando la información entregada por el fabricante ([8] y [9]). Se activaron las opciones de usuario de soporte dinámico de red, control de potencia activa por frecuencia (función análoga a la función de reducción de potencia por sobre-frecuencia descrita para los aerogeneradores de Baltra) y control de reactivos “Q constante”. Se mantuvieron los ajustes standard de protección dados por el fabricante.

Tabla 2.6 Parámetros de operación fotovoltaica

Potencia Activa p.u	Mínima Potencia Reactiva p.u	Máxima Potencia Reactiva p.u
---------------------	------------------------------	------------------------------

0	0	0
0,011	-0,065	0,065
0,032	-0,249	0,249
0,046	-0,379	0,379
0,071	-0,492	0,492
0,1	-0,5	0,5
0,841	-0,5	0,5
0,922	-0,389	0,389
0,958	-0,288	0,288
0,982	-0,188	0,188
0,994	-0,087	0,087
1	0	0

2.2.2.3 Parque Fotovoltaico Baltra.

La potencia nominal del parque fotovoltaico Baltra es de 200 kW y una tensión de salida del inversor de 480 V, y se enlazar  a la red del parque Baltra de generación eólica a 13.8 kV en el cuarto de acople. No se dispone de mayor información sobre el cableado de la planta, por lo cual se modeló un enlace directo a una barra independiente de la barra de la generación eólica en el cuarto de acople en Baltra por medio de un transformador elevador de 1.5 MVA y al no tener acceso a la información del transformador sus características fueron estimadas con valores de la tabla siguiente.

Tabla 2.7 Características del transformador elevador

Transformador	TRF_PV/BESS_BALTRA
Tipo	TRF 1.5 MVA 13.8/0.48 kV
kVA nominales	1500.0
Relación HV/LV (kV)	13.8/0.48
Conexión	DYn5
Xcc (%)	6.0
Xcc0 (%)	6.0
Pérdidas en cobre (kW)	13.5

Resistencia sec. 0 (%)	0.9
Pérdidas en vacío (kW)	0.0
Corriente en vacío	0.0
Cambiador de tomas	Lado HV, ΔV por toma=2.5%, Reg= $\pm 5\%$

(1) Todos los valores fueron estimados.

Se usó el modelo standard de PowerFactory, a 60 Hz y 200 KW. El modelo dispone de soporte dinámico de red y control de frecuencia. Trabaja en modo de control de voltaje. Se utilizó un modelo standard de protección del inversor, que incluye funciones de protección de sub- y sobre-voltaje y sub- y sobre frecuencia, de dos etapas cada uno de ellos, con ajustes standard.

La descripción detallada del modelo se da en [6]

2.2.2.4 Bancos de Baterías Baltra.

En la isla Baltra se tiene dos bancos de baterías vinculados a los paneles fotovoltaicos El banco de baterías de Ion-Litio tiene un inversor con capacidad de potencia nominal de 500 kVA, y su capacidad de provisión de 400 kWh. La tensión de salida del inversor es de 480 V. Se conecta a la red de 13.8 kV misma barra de conexión de la planta fotovoltaica Baltra, mediante el mismo modelo de transformador elevador descrito anteriormente. No se dispone de mayor información sobre el cableado asociado a este banco de baterías, por lo cual se le modeló conectado directamente en el lado de baja del transformador elevador.

El modelo dinámico dispone de una función de regulación de frecuencia de la red. Se utilizó un modelo de protección del inversor que incluye funciones de protección de sub- y sobre-voltaje y sub- y sobre frecuencia, de dos etapas cada uno de ellos.

Una descripción del modelo standard PowerFactory se da en [7].

Tabla 2.8 Características de transformadores de potencia del sistema Baltra – Santa Cruz

Transformador	TRF BALTRA 1, TRF SCRUIZ 1
Tipo	TRF 10 MVA-34.5/13.8 kV
MVA nominales	10.0
Relación HV/LV	34.5/13.8
Conexión	YnYn0
Xcc (%)	8.82

Xcc0 (%)	8.82 (1)
Pérdidas en cobre (kW)	38.0
Resistencia sec.0 (%)	0.38 (1)
Pérdidas en vacío (kW)	13.0
Corriente en vacío (%)	0.3
Cambiador de tomas	Lado HV, ΔV por toma=2.5%, Reg= $\pm 5\%$

(1) Valores Estimados o típicos

2.3 Sistema de Transmisión

2.3.2 Líneas de Transmisión

Los dos niveles del sistema de transmisión Baltra - Santa Cruz son 34.5kV y 13.8kV.

A nivel de 34.5kv la línea de transmisión Baltra-Santa Cruz consta de varios tramos con topología diferente (tramo de línea aérea de conductor 250MCM, tramo de cable submarino de 95mm² en el cruce entre las islas Baltra y Santa Cruz con un cable soterrado de 120mm²) en el primer tramo la línea Baltra Santa Cruz de 34.5Kv estará en postes junto con los circuitos de 13.8kV desde el cuarto de acople hasta la Subestación Baltra.

Las especificaciones de construcción y parámetros de conductores y sistemas de cables se detallan en el Anexo III.

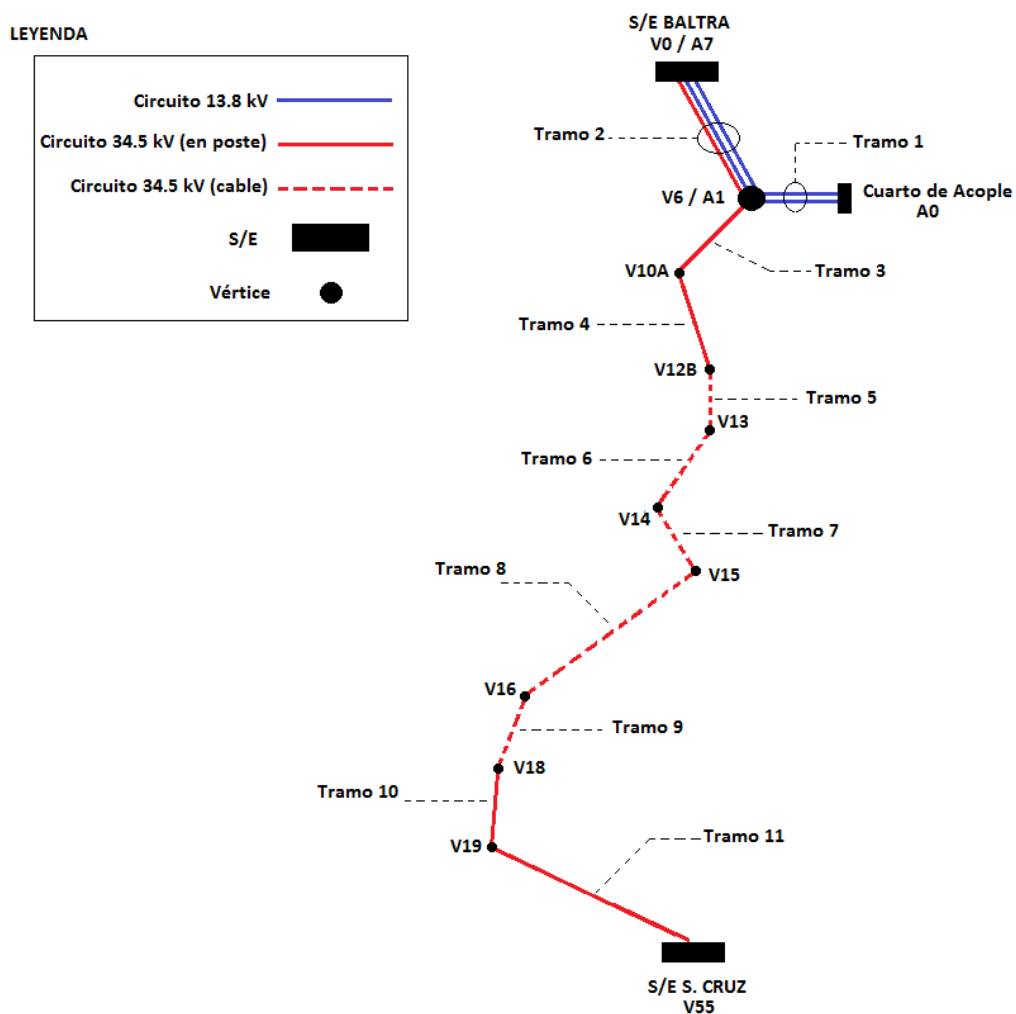


Figura 2.8 Esquema del sistema de transmisión Baltra – Santa Cruz.

Los esquemas de las torres del sistema de transmisión se muestran en el ANEXO III, indicándose el montaje de los diferentes circuitos.

2.4 Transformadores de potencia

Los transformadores de potencia con las mismas características en las Subestaciones Baltra y Santa Cruz cambian de 13.8 kV a 34.5 kV están identificados en el diagrama unifilar de la Figura 1 como “TRF BALTRA 1” y “TRF SCRUZ 1”. Los datos de estos transformadores se dan en la tabla a continuación.

Tabla 2.9 Características de transformadores de potencia del sistema Baltra – Santa Cruz

Transformador	TRF BALTRA 1, TRF SCRUZ 1
---------------	---------------------------

Tipo	TRF 10MVA-34.5/13.8 kV
MVA nominales	10.0
Relación HV/LV (kV)	34.5/13.8
Conexión	YnYn0
Xcc (%)	8.82
Xcc0 (%)	8.82 (1)
Pérdidas en cobre (kW)	38.0
Resistencia sec. 0 (%)	0.38 (1)
Pérdidas en vacío (kW)	13.0
Corriente en vacío (%)	0.3
Cambiador de tomas	Lado HV, ΔV por toma=2.5%, Reg= $\pm 5\%$

(1) Valores Estimados o típicos

2.5 Sistemas Locales Isla Baltra e Isla Santa Cruz.

Los sistemas en la isla Baltra Armada, Fuerza Aérea FAE, Petroecuador y Dirección General Civil de Aviación DGCA-Aeropuerto operan con un alimentador a cada una de las cargas que se interconectan a nivel de 13.8kV en la S/E Baltra para el presente estudio se representaran mediante cuadro elementos de carga (ElmLod) representando las demandas estimadas de dichas cargas al nivel de voltaje de los alimentadores en la Subestación Baltra a 13.8 kV.

En la isla Santa Cruz se tiene tres alimentadores principales se modelará mediante tres elementos de carga (ElmLod) a 13.8kV

Tabla 2.10 Demandas del sistema Baltra – S. Cruz en época de calor, valores para el pico del mediodía.

Carga	Demanda [MW]	Factor de Potencia.	Tipo de carga
Carga Alimentador 1 Sta. Cruz	1.945054	0.94	Residencial / Comercial
Carga Alimentador 2 Sta. Cruz	2.207308	0.92	Residencial / Comercial
Carga Alimentador 3 Sta. Cruz	0.6993452	0.92	Residencial / Industrial
Carga DGAC-Aeropuerto	0.1736437	0.90	Residencial
Carga FAE	0.08103375	0.92	Residencial
Carga Armada	0.08103375	0.92	Residencial

Carga	Demanda [MW]	Factor de Potencia.	Tipo de carga
Carga Petroecuador	0.0694575	0.90	Industrial
Total	5.257		

Tabla 2.11 Demandas del sistema Baltra – S. Cruz en época de calor, valores para el pico de la noche.

Carga	Demanda [MW]	Factor de Potencia.	Tipo de carga
Carga Alimentador 1 Sta. Cruz	1.61724	0.95	Residencial/Comercial
Carga Alimentador 2 Sta. Cruz	2.05433	0.94	Residencial/Comercial
Carga Alimentador 3 Sta. Cruz	0.66656	0.94	Residencial/Industrial
Carga DGAC-Aeropuerto	0.03473	0.85	Residencial
Carga FAE	0.046305	0.90	Residencial
Carga Armada	0.046305	0.90	Residencial
Carga Petroecuador	0.05788	0.92	Industrial
Total	4.5233		

Tabla 2-12 Demandas del sistema Baltra – S. Cruz en época de frío, valores para el pico del mediodía.

Carga	Demanda [MW]	Factor de Potencia.	Tipo de carga
Carga Alimentador 1 Sta. Cruz	1.704654	0.92	Residencial/Comercial
Carga Alimentador 2 Sta. Cruz	1.802999	0.92	Residencial/Comercial
Carga Alimentador 3 Sta. Cruz	0.6009998	0.92	Residencial/Industrial
Carga DGAC-Aeropuerto	0.1736437	0.92	Residencial
Carga FAE	0.08103375	0.9	Residencial
Carga Armada	0.08103375	0.92	Residencial
Carga Petroecuador	0.0694575	0.90	Industrial
Total	4.5138		

Tabla 2.13 Demandas del sistema Baltra – S. Cruz en época de frío, valores para el pico de la noche.

Carga	Demanda [MW]	Factor de Potencia.	Tipo de carga
Carga Alimentador 1 Sta. Cruz	1.835781	0.95	Residencial/Comercial
Carga Alimentador 2 Sta. Cruz	1.955981	0.95	Residencial/Comercial
Carga Alimentador 3 Sta. Cruz	0.6556362	0.92	Residencial/Industrial
Carga DGAC-Aeropuerto	0.03472875	0.85	Residencial
Carga FAE	0.03472875	0.90	Residencial
Carga Armada	0.03472875	0.90	Residencial
Carga Petroecuador	0.05788125	0.92	Industrial
Total	4.6095		

Tabla 2.14 Demandas del sistema Baltra – S. Cruz, valores para la mínima demanda en época de calor y frío.

Carga	Demanda [MW]	Factor de Potencia.	Tipo de carga
Carga Alimentador 1 Sta. Cruz	0.5245089	0.88	Residencial/Comercial
Carga Alimentador 2 Sta. Cruz	0.5463635	0.87	Residencial/Comercial
Carga Alimentador 3 Sta. Cruz	0.2622545	0.93	Residencial/Industrial
Carga DGAC-Aeropuerto	0.03472875	0.85	Residencial
Carga FAE	0.0231525	0.90	Residencial
Carga Armada	0.0231525	0.90	Residencial
Carga Petroecuador	0.01157625	0.87	Industrial
Total	1.4257		

2.6 Estudios de estado estacionario

Se verificará el dimensionamiento de los equipos mediante cálculos de flujo de carga, los cálculos se utilizarán para verificar las condiciones operativas del sistema bajo diferentes

escenarios de carga – generaciones posibles. Los escenarios se definirán en base a los escenarios proporcionados por el CENACE.

2.6.2 Escenarios de Carga

Se trabajará en los cinco escenarios de carga presentados anteriormente

- Época de Calor - pico de demanda del día
- Época de Calor - pico de demanda de la noche
- Época de Frio - pico de demanda del día
- Época de Frio - pico de demanda de la noche
- Mínima demanda

2.6.3 Condiciones de Generación

2.6.3.2 Generación Convencional

Se define la generación convencional para cada escenario teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Cada escenario tendrá siempre una unidad en cada grupo de generación convencional en planta Puerto Ayora; esto se lo realiza para evitar que en las plantas de generación renovable los convertidores pierdan la referencia de frecuencia de un grupo generador deje a los convertidores de las plantas de energía renovable sin frecuencia de referencia, ocasionando su salida de operación.
- En todos los escenarios se considerarán indisponibles los generadores 2 y 7 de la planta Puerto Ayora.
- En los casos de estado estacionario, se podrán cargar las unidades a un valor menor que su generación máxima efectiva, por requerimientos de reserva y a un valor superior al mínimo operacional del 25% de su capacidad efectiva.
- Se utilizara la generación convencional para cubrir la demanda no suplida por la generación renovable disponible y los requerimientos de reserva.
- Se mantendrá la reacción reactiva, en condiciones normales de operación, correspondiente a un factor de potencia igual o superior al factor de potencia

nominal, de ser posible, y en ningún caso se excederá la capacidad dada por las curvas PQ de las unidades.

- La generación propia de los clientes en la isla Baltra se considerara fuera de servicio.

2.6.3.3 Generación Fotovoltaica

En los escenarios de demanda se tomara en cuenta las siguientes consideraciones para establecer la generación fotovoltaica en las Islas de Baltra y Santa Cruz:

- Se consideraran tres condiciones de generación de energía fotovoltaica: máxima irradiación, irradiación reducida y sin irradiación.
- Se considerara la misma condición de irradiación para las plantas de Baltra y Santa Cruz.
- Únicamente se considerara la generación fotovoltaica para las condiciones de máxima demanda de día tanto para la época fría como para la época cálida.
- Para los casos de demanda, se consideraran dos posibles condiciones: máxima irradiación e irradiación promedio, debido a que, para la máxima demanda de medio día es muy improbable la ausencia de irradiación.
- Se considerara una salida para máxima irradiación de 0.19MW en la planta Baltra y de 1.4MW en la planta Santa Cruz, reducciones sobre el máximo nominal para considerar eventuales perdidas internas de la planta.
- Debido a que no se dispone de una curva irradiación vs potencia para las plantas fotovoltaicas, la salida para irradiación reducida se estimara en $\frac{1}{2}$ de la máxima potencia de salida, nuevamente debido a que, para horas de máxima demanda de día, no se esperan condiciones permanentes de baja irradiación.
- Se consideraran iguales condiciones de irradiación para época fría y época de calor.
- Se consideraran las inyecciones de las plantas fotovoltaicas a factor de potencia unitario en todos los casos, de ser esto posible.

2.6.3.4 Generación Eólica

En los escenarios de demanda se tendrá en cuenta las siguientes consideraciones para establecer la generación eólica de la planta Baltra:

- Se consideraran tres condiciones de generación de energía eólica: máximo viento, viento promedio y sin viento.
- La velocidad de viento se convertirá en potencia de la planta mediante la curva de potencia vs viento, estimada en base a la información de los aerogeneradores indicadas por el fabricante:
 - Velocidad de “cut – in” > 3m / s.
 - Velocidad de viento nominal >11.5m/s.
 - Velocidad de “cut – off” > 25m/s.

La característica potencia vs viento se aproximó a una función lineal entre 3m/s y 11.5m/s. la curva resultante se muestra a continuación.

- Las velocidades de viento correspondientes a las condiciones de máximo viento y viento promedio para los diferentes escenarios de demanda se estimaron en base a los registros de velocidades de viento proporcionadas por CENACE para el año 2010 (no se dispone de más información al respecto). Los valores utilizados de tal registro fueron los valores promedio sobre 10 minutos a 50 m de altura (altura de la torre de los aerogeneradores). Para la estimación de las velocidades de viento a considerar, se filtraron las lecturas correspondientes a las horas del día alrededor de los diferentes escenarios de demanda (entre 10 y 14 horas para el escenario de máxima demanda de día, entre 18 y 22 horas para el escenario de máxima demanda de noche y entre 0 y 4 horas para el escenario de mínima demanda). Los datos extraídos fueron adicionalmente subdivididos para diferenciar época caliente y fría (meses entre mayo y septiembre para la época fría, octubre a abril para la época de calor). Se consideró que el escenario de viento máximo correspondiente a la máxima generación si en el periodo pertinente se tienen por lo menos 10 lecturas puntuales iguales o superiores al 99% del viento nominal. En caso de no ser así, se estimó una condición de viento máximo empíricamente en base a los valores registrados (a 10 lecturas puntuales debajo del máximo valor registrado en el periodo observado). Para el escenario de viento promedio, se estimó la velocidad de viento a utilizar como el promedio de las velocidades observadas superiores a la velocidad “cut – in” e inferiores a la velocidad máxima considerada para el escenario. Las velocidades de viento y potencias por generador individual correspondientes se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 2.15 Generación eólica para vientos máximo y promedio

Período	Escenario	Max. Viento	Pv _{max}	Viento Promedio	Pv _{prom}	Observaciones
Época de Calor	Max. Dem. Día	>=11.5 m/s	750.0 kW	8.0 m/s	441.0 kW	
	Max. Dem. Noche	10.5 m/s	662.0 kW	6.8 m/s	335.0 kW	Viento máximo < Vnominal
	Min. Demanda	10.3 m/s	644.0 kW	6.0 m/s	265.0 kW	Viento máximo < Vnominal
Época de Frio	Max. Dem. Día	>=11.5 m/s	750.0 kW	9.0 m/s	529.0 kW	
	Max. Dem. Noche	>=11.5 m/s	750.0 kW	7.6 m/s	406.0 kW	
	Min. Demanda	>=11.5 m/s	750.0 kW	6.6 m/s	318.0 kW	

- Se mantendrá la producción de reactivos en estado estacionario a un valor tal que no exista sobrecarga del convertidor del lado de la red (capacidad máxima 770 kVA, factor de potencia a máxima carga activa 0.974).

2.6.3.5 Reserva rodante

Los requerimientos de reserva rodante son un factor importante en la definición de los escenarios de estudio de flujo de carga. Lo más común en un sistema con generación convencional es tener una reserva rodante suficiente para cubrir la pérdida de generación de la mayor unidad en servicio, pero al tener en el sistema eléctrico generación eólica y fotovoltaica, se tiene la necesidad de cubrir las variaciones a corto plazo de las fuentes primarias (viento e irradiación solar). Es decir, se requiere aumentar el requerimiento de reserva rodante con relación a lo que se necesita en un sistema con sólo unidades convencionales. Tomando esto en cuenta, hay dos consideraciones importantes:

- No se tiene a la fecha presente un estudio detallado de los requerimientos adicionales de reserva rodante debidos a las fluctuaciones en la generación renovable instalada,
- La configuración particular del sistema de transmisión Baltra – Santa Cruz es tal que una falla sencilla de transmisión puede ocasionar la salida simultánea de más de una sola unidad de generación (por ejemplo, la salida de la línea Baltra-Santa Cruz ocasionaría la pérdida de toda la generación renovable en Baltra).

Para este trabajo, se considerará que el banco de baterías ion-litio estará dedicado a cubrir las fluctuaciones de las plantas renovables en la isla Baltra, mientras que las fluctuaciones de la planta fotovoltaica en Santa Cruz serán cubiertas con reserva rodante en la planta Puerto Ayora. La reserva rodante convencional será mantenida en un valor suficiente para cubrir la salida de la mayor inyección individual. Los diferentes escenarios se definirán según los lineamientos anteriormente expuestos. Las unidades Diésel disponibles, pero consideradas fuera de línea, se considerarán como reserva de arranque rápido (reserva a corto plazo).

2.7 Condiciones de Transmisión

Para los estudios de estado estacionario, se observarán los siguientes criterios:

- Se considerará el sistema de transmisión completo
- Se considerará cambiador automático de TAPs de transformadores exclusivamente para los transformadores elevadores de los generadores eólicos de la planta Baltra.
- Se considerará una posición fija e invariante a lo largo de los escenarios para los cambiadores de TAPs de todos los demás transformadores (cambiador de tomas operado sin carga).
- Para condiciones de operación normal, no se admitirán sobrecargas de ningún tipo en los equipos de transmisión.
- En operación normal, se mantendrán las tensiones en las barras de transmisión en un rango preferiblemente entre 0.97 - 1,03 p.u., y en ningún caso excedentes el rango 0.95 – 1.05 p.u.

2.8 Flujos de carga en operación normal (N-0).

A continuación se presentan los resultados de los flujos de carga en el escenario 1: Pico de demanda del día en la época de calor, los demás resultados de los flujos de carga en operación normal se presentan en el Anexo IV; que coinciden con la información del CENACE, una vez comprobado el correcto funcionamiento del modelo se puede continuar simulando las contingencias y su comportamiento dinámico.

2.8.2 Escenario 1: Demanda de mediodía, época cálida

La demanda máxima en horas del mediodía correspondientes a la época de calor, se dan en la tabla— en el anexo.

Para este escenario de carga, se consideraran condiciones de generación fotovoltaica y eólica según se indica a continuación:

- Viento máximo, irradiación máxima.
- Viento máximo, irradiación reducida.
- Viento promedio, irradiación máxima
- Viento promedio, irradiación reducida.
- Sin viento, irradiación máxima
- Sin viento, irradiación reducida.

No se consideraran escenarios sin irradiación, debido a la hora del día correspondiente a este escenario de demanda.

El banco de baterías de plomo- acido se considerara disponible para casos de necesidad y cargado lo suficiente como para poder proveer a cantidad requerida de potencia a lo largo del periodo. En ningún caso se considerara el aporte de potencia en estado estacionario del banco de ion – litio.

2.8.2.2 Caso 1: Viento máximo, máxima irradiación.

Tabla 2.16 Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVA _r]	F.P.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones
G-1	-			-		1,01019	Fuera de línea
G-2	-			-			Indisponible
G-3	0,245437	0,100803	0,925	0,52	0,274563		
G-4	0,245437	0,100803	0,925	0,52	0,274563		
G-5	0,418936	0,171365	0,926	0,88	0,461064		
G-6	-			-			Fuera de línea
G-7				-			Indisponible
G-8				-			0,71681

G-9	0,643182	0,264104	0,92 5	1,36	0,71681 8	8	
Totales	1,552992	0,637075	0,92 5	3,28	1,727	1,727	

Tabla 2.17 Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación Activa [MW].	Generación Reactiva [MVar]	F.P.	Reserva [MW]	Observaciones
Eólica	Baltra AG-1	0,75	-0,0045	0,999982		
	Baltra AG-2	0,75	-0,0045	0,999982		
	Baltra AG-3	0,75	-0,0045	0,999982		
Fotovoltaica	PV Baltra	0,19	0	1		
	PV S. Cruz	1,40	0	1		
Baterías	Ion-Litio	0	0		0,50	Reserva ante fluctuaciones
	Plomo Acido					No utilizada
Totales		3,84	-0,0135	0,999994	0,50	

Tabla 2.18 Resumen carga-generación

Gen. Diésel [MW]	Gen. Renovable [MW]	Gen. Total [MW].	Demanda Neta [MW].	Pérdidas [MW]	% Generación renovable
1,55	3,84	5,39	5,26	0,13	71,20

Tabla 2.19 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople	S/E Baltra 13,8 kV	S/E Baltra 34,5 kV	S/E S, Cruz 34.5 kV	S/E S. Cruz 13,8 kV

	(WTG/PV)				
	1,021 / 1,012	1,011	1,015	1,002	1,00
Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
	1,018	1,026	1,017	1,012	1,005

2.8.2.3 Caso 2: Viento máximo, irradiación reducida

Tabla 2.20 Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVA _r]	F.p.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones
G-1	0,311759	0,079445	0,969	0,52	0,208241	0,97348	
G-2				-	-		Indisponible
G-3	0,311759	0,079445	0,969	0,52	0,208241		
G-4	0,311759	0,079445	0,969	0,52	0,208241		
G-5	0,531243	0,135056	0,969	0,88	0,348757		
G-6				-	-		Fuera de línea
G-7				-	-		Indisponible
G-8				-	-		Fuera de línea
G-9	0,816912	0,208145	0,969	1,36	0,543088		0,5431
Totales	2,283432	0,581536	0,969	3,80	1,517	1,517	

Tabla 2.21: Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación Activa [MW].	Generación Reactiva [MVA _r]	F.p.	Reserva [MW]	Observaciones
Eólica	Baltra AG-1	0,75	0,0043	0,99998		
	Baltra AG-2	0,75	0,0043	0,99998		
	Baltra AG-3	0,75	0,0043	0,99998		

Fotovoltaica	PV Baltra	0,1	0	1,0		
	PV S. Cruz	0,75	0	1,0		
Baterías	Ion-Litio	0	0		0,50	Reserva ante fluctuaciones
	Plomo Acido			-		No utilizada
Totales		3,1	0,0129	0,99999	0,50	

Tabla 2.21 Resumen carga-generación

Gen. Diésel [MW]	Gen. Renovable [MW]	Gen. Total [MW].	Demanda Neta [MW].	Pérdidas [MW]	% Generación renovable
2,283	3,10	5,383	5,26	0,12	57,6

Tabla 2.22 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople (WTG/PV)	S/E Baltra 13,8 kV	S/E Baltra 34,5 kV	S/E S. Cruz 34,5 kV	S/E S. Cruz 13,8 kV
	1.025 / 1.015	1.015	1.017	0.988	1.000
Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
	1.016	1.008	1.031	1.029	1.003

Nota: Reactor en Baltra 34.5 kV fuera de línea

2.8.2.4 Caso 3: Viento promedio, máxima irradiación

Tabla 2.23 Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVar]	F.p.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones
G-1	0.3319055	0.04223356	0.992	0.52	0.188095	0.8789	
G-2				-	0		Indisponible
G-3	0.3319055	0.04223356	0.992	0.52	0.188095		
G-4	0.3319055	0.04223356	0.992	0.52	0.188095		
G-5	0.5653572	0.07179705	0.992	0.88	0.314643		

G-6				-	0		Fuera de línea
G-7				-	0		Indisponible
G-8				-	0	0.4903	Fuera de línea
G-9	0.8696834	0.1106519	0.992	1.36	0.490317		
Totales	2.4307	0.30915	0.992	3.8	1.369	1.369	

Tabla 2.24 Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación		F.p.	Reserva [MW]	Observaciones
		Activa [MW].	Reactiva [MVar]			
Eólica	Baltra AG-1	0.441	0.0636	0.99		
	Baltra AG-2	0.441	0.0636	0.99		
	Baltra AG-3	0.441	0.0636	0.99		
Fotovoltaica	PV Baltra	0.19	0.00	1.0		
	PV S. Cruz	1.40	0.00	1.0		
Baterías	Ion-Litio	0.0	0.00		0.50	Reserva ante fluctuaciones
	Plomo Acido					No utilizada
Totales		2.913	0.1908	0.998	0.50	

Tabla 2.25 Resumen carga-generación

Gen. Diésel [MW]	Gen. Renovable [MW]	Gen. Total [MW].	Demanda Neta [MW].	Pérdidas [MW]	% Generación renovable
2.4307	2.913	5.34	5.26	0.09	54.5

Tabla 2.26 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople (WTG/PV)	S/E Baltra 13.8 kV	S/E Baltra 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV
		1.022 / 1.016	1.015	1.017	0.991

Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
	1.017	1.006	1.08	1.027	1.005

Nota: Reactor en Baltra 34.5 kV fuera de línea

2.8.2.5 Caso 4: Viento promedio, irradiación reducida

Tabla 2.27 Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVar]	F.p.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones
G-1	0.3180879	0.0260917	0.997	0.52	0.201912	0.9438	
G-2				-	0		Indisponible
G-3	0.3180879	0.0260917	0.997	0.52	0.201912		
G-4	0.3180879	0.0260917	0.997	0.52	0.201912		
G-5	0.5419592	0.0443559	0.997	0.88	0.338041		
G-6					0		Fuera de línea
G-7				-	0		Indisponible
G-8	0.8334888	0.06836026	0.997	1.36	0.526511	1.053	
G-9	0.8334888	0.06836026	0.997	1.36	0.526511		
Totales	3.1632	0.2593	0.997	5.16	1.997	1.997	

Tabla 2.28 Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación Activa [MW].	Generación Reactiva [MVar]	F.p.	Reserva [MW]	Observaciones
Eólica	Baltra AG-1	0.441	0.0735	0.99		
	Baltra AG-2	0.441	0.0735	0.99		
	Baltra AG-3	0.441	0.0735	0.99		
Fotovoltaica	PV Baltra	0.10	0.00	1.0		
	PV S. Cruz	0.75	0.00	1.0		
Baterías	Ion-Litio	0.0	0.00		0.50	Reserva ante fluctuaciones

	Plomo Acido					No utilizada
Totales		2.173	0.2205	0.9948	0.50	

Tabla 2.29 Resumen carga-generación

Gen. Diésel [MW]	Gen. Renovable [MW]	Gen. Total [MW].	Demanda Neta [MW].	Pérdidas [MW]	% Generación renovable
3.1632	2.173	5.34	5.26	0.08	40.7

Tabla 2.34 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople (WTG/PV)	S/E Baltra 13.8 kV	S/E Baltra 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV
	1.022 / 1.016	1.015	1.017	0.991	1.000
Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
	1.016	1.007	1.028	1.027	1.003

Nota: Reactor en Baltra 34.5 kV fuera de línea

2.8.2.6 Caso 5: sin viento, irradiación máxima

Tabla 2.35 Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVar]	F.p.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones
G-1	0.3745332	0.05090205	0.9909	0.52	0.179726	0.6789	
G-2				-	0		Indisponible
G-3	0.3745332	0.05090205	0.9909	0.52	0.179726		
G-4	0.3745332	0.05090205	0.9909	0.52	0.179726		
G-5	0.6375409	0.08653348	0.9909	0.88	0.300472		
G-6							Fura de línea
G-7				-	0		Indisponible
G-8	0.981345	0.1333634	0.9909	1.36	0.468396		0.7573
G-9	0.981345	0.1333634	0.9909	1.36	0.468396		
Totales	3.724	0.5059	0.9909	5.68	1.4367	1.4367	

Tabla 2.36 Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación		F.p.	Reserva [MW]	Observaciones
		Activa [MW].	Reactiva [MVar]			
Eólica	Baltra AG-1	0.0	0.0			
	Baltra AG-2	0.0	0.0			
	Baltra AG-3	0.0	0.0			
Fotovoltaica	PV Baltra	0.19	0.00	1.0		
	PV S. Cruz	1.4	0.00	1.0		
Baterías	Ion-Litio	0.0	0.00		0.50	Reserva ante fluctuaciones
	Plomo Acido					No utilizada
Totales		1.59	0.0	1.0	0.50	

Tabla 2.37 Resumen carga-generación

Gen. Diésel [MW]	Gen. Renovable [MW]	Gen. Total [MW].	Demanda Neta [MW].	Pérdidas [MW]	% Generación renovable
3.724	1.59	5.31	5.26	0.06	29.9

Tabla 2.38 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople (WTG/PV)	S/E Baltra 13.8 kV	S/E Baltra 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV
		0.997 / 0.998	0.997	0.999	0.989
Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
	0.999	-	1.029	1.029	1.005

Nota: Reactor en Baltra 34.5 kV fuera de línea

2.8.2.7 Caso 6: Sin viento, irradiación reducida

Tabla 2.39 Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVA _r]	F.p.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones
G-1	0.3800276	0.04457859	0.9932	0.52	0.162544	0.79305	
G-2				-	0		Indisponible
G-3	0.3800276	0.04457859	0.9932	0.52	0.162544		
G-4	0.3800276	0.04457859	0.9932	0.52	0.162544		
G-5	0.6468447	0.07578361	0.9932	0.88	0.271377		
G-6	0.3800276	0.04457859	0.9932	0.52	0.162544		
G-7				-	0		Indisponible
G-8	0.9957372	0.1167959	0.9932	1.36	0.423388	0.72856	
G-9	0.9957372	0.1167959	0.9932	1.36	0.423388		
Totales	4.158	0.4877	0.9932	5.68	1.5216	1.5216	

Tabla 2.40 Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación Activa [MW].	Generación Reactiva [MVA _r]	F.p.	Reserva [MW]	Observaciones
Eólica	Baltra AG-1	0.0	0.0			
	Baltra AG-2	0.0	0.0			
	Baltra AG-3	0.0	0.0			
Fotovoltaica	PV Baltra	0.10	0.00	1.0		
	PV S. Cruz	0.75	0.00	1.0		
Baterías	Ion-Litio	0.0	0.00		0.50	Reserva ante fluctuaciones
	Plomo Acido	0.30	0.00	1.0		Energía almacenada
Totales		1.15	0.0	1.0	0.50	

Tabla 2.41 Resumen carga-generación

Gen. Diésel [MW]	Gen. Renovable [MW]	Gen. Total [MW].	Demanda Neta [MW].	Pérdidas [MW]	% Generación renovable
4.158	1.15	5.31	5.26	0.05	22.9

Tabla 2.42 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople (WTG/PV)	S/E Baltra 13.8 kV	S/E Baltra 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV
	1.001/ 0.999	0.999	1.001	0.989	1.000
Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
	1.003	-	1.029	1.029	1.005

Nota: Reactor en Baltra 34.5 kV fuera de línea

3. SIMULACIONES, RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para analizar el comportamiento dinámico de la red de las Islas Baltra- Santa Cruz bajo condiciones de operación, se simularán, sobre diferentes escenarios de carga y condiciones de generación presentadas en la sección 2.6.

Es muy importante destacar que por la topología de la red de las Islas Galápagos, esencialmente radial, al ser un sistema radial la salida de un elemento de transmisión conlleva a la pérdida ya sea de generación o de carga.

Las contingencias a simular seleccionadas serán:

- Contingencia 1: desconexión sin falla de la unidad 9 de la planta Puerto Ayora/Santa Cruz.
- Contingencia 2: Falla trifásica de 100ms de duración en la barra Santa Cruz 34.5kV, con sucesiva desconexión definitiva de la línea Santa Cruz 34.5kV.
- Contingencia 3: Falla trifásica de 100 ms de duración en la barra Baltra 13.8 kV, con sucesiva desconexión de la línea Cuarto de Acople- Baltra 1 13.8 kV, línea correspondiente al enlace de la planta eólica Baltra con la red.

Las contingencias se aplicarán solamente a los casos de mayor relevancia.

A continuación se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones de las contingencias y su impacto en la estabilidad del ángulo del rotor y la frecuencia, en los diferentes escenarios de carga y generación.

3.1 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

3.1.1 Contingencia 1

La desconexión de la unidad 9 de la planta Puerto Ayora constituye el rechazo de la mayor unidad convencional en servicio. Si bien en el diseño de los casos de estudio se prevé una reserva rodante suficiente para suplir la generación rechazada. Los resultados obtenidos se resumen en la tabla a continuación

3.1.1.1 Resultados de simulaciones

Los resultados obtenidos considerando la modelación dinámica base del Sistema Eléctrico se resumen en las tablas a continuación. Gráficas de resultados se presentan en el anexo V.

Tabla 3.1 Cuadro resumen resultados de simulaciones: Falla 1

Simulación	Escenario	Caso	Resultados y Observaciones
C1.1.1	1	1	Caso estable
C1.1.2	1	2	Caso inestable
C1.1.3	1	3	Caso inestable
C1.1.4	1	4	Caso estable
C1.1.5	1	5	Caso estable
C1.1.6	1	6	Caso estable
C1.2.1	2	1	Caso estable
C1.2.2	2	2	Caso estable
C1.2.3	2	3	Caso estable
C1.3.1	3	1	Caso estable
C1.3.2	3	2	Caso estable
C1.3.3	3	3	Caso estable
C1.3.4	3	4	Caso inestable
C1.3.5	3	5	Caso inestable
C1.3.6	3	6	Caso estable
C1.4.1	4	1	Caso estable
C1.4.2	4	2	Caso estable
C1.4.3	4	3	Caso estable
C1.5.1	5	1	Caso inestable
C1.5.2	5	2	Caso inestable
C1.5.3	5	3	Caso estable

3.1.1.1.1 *Época de Calor, Pico de medio día: Viento máximo, Irradiación máxima*

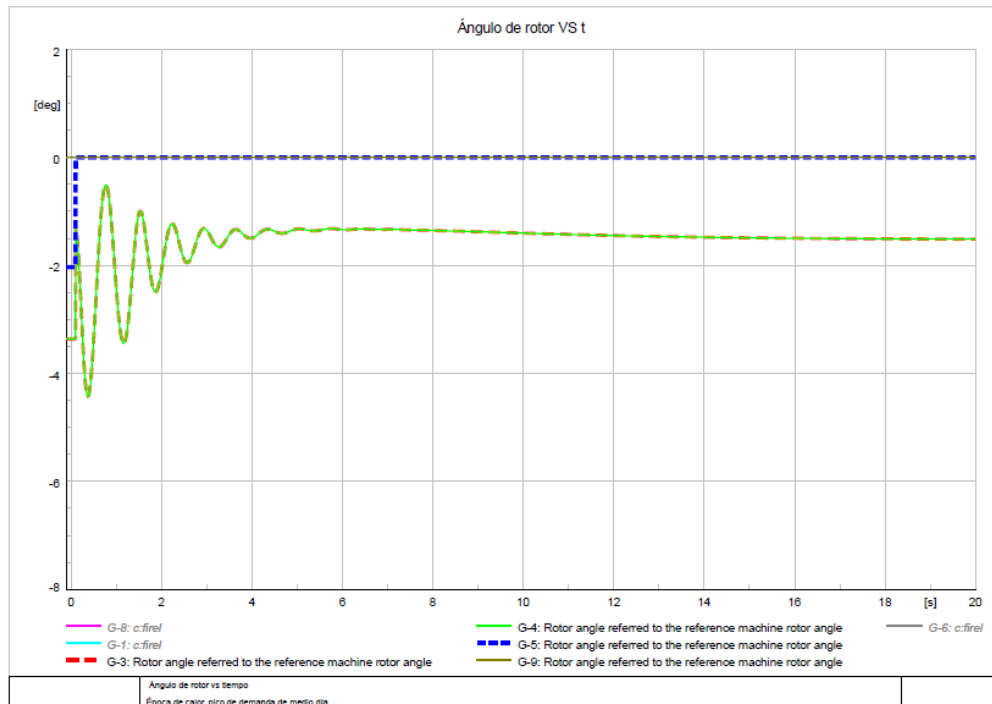


Figura 3.1 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

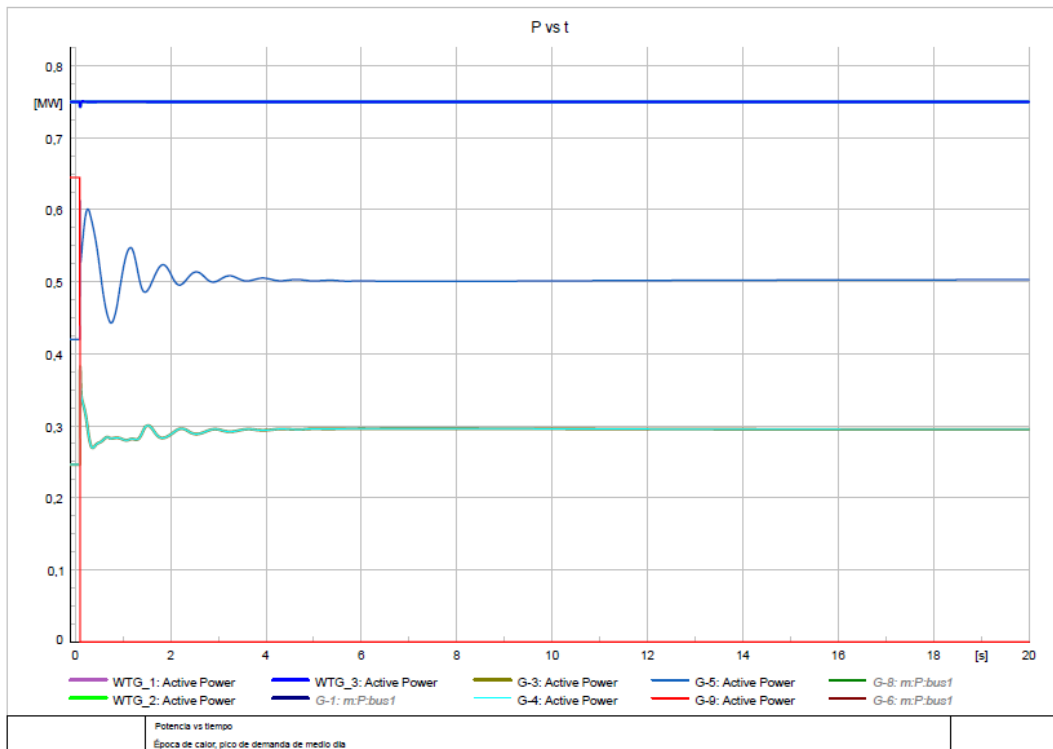


Figura 3.2 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel.

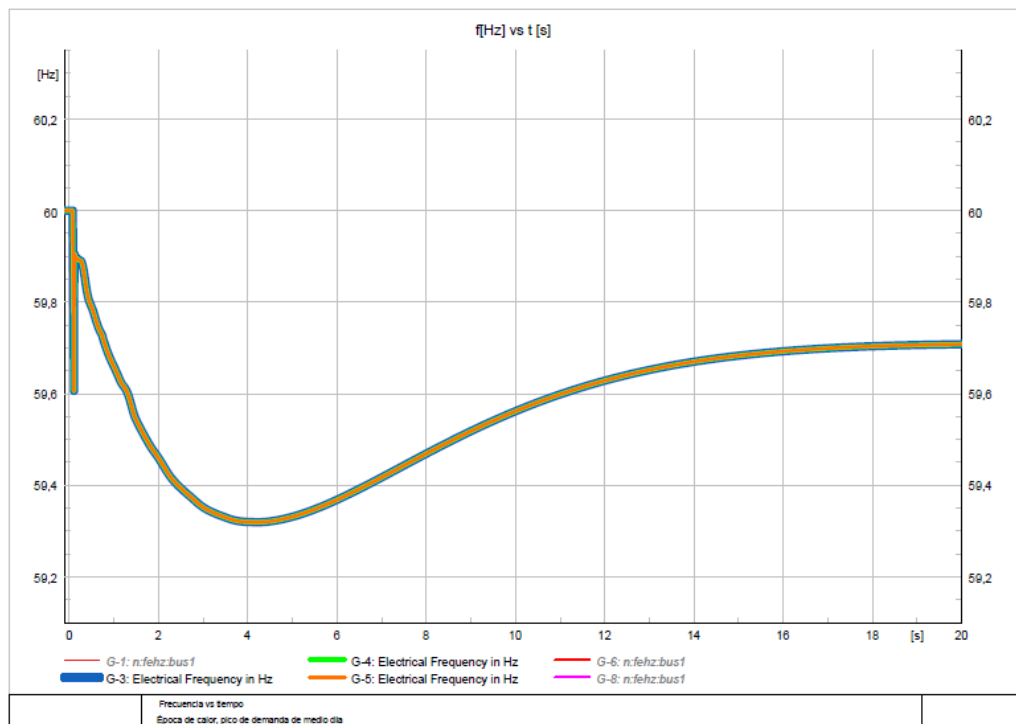


Figura 3.3 Respuesta dinámica de la frecuencia.

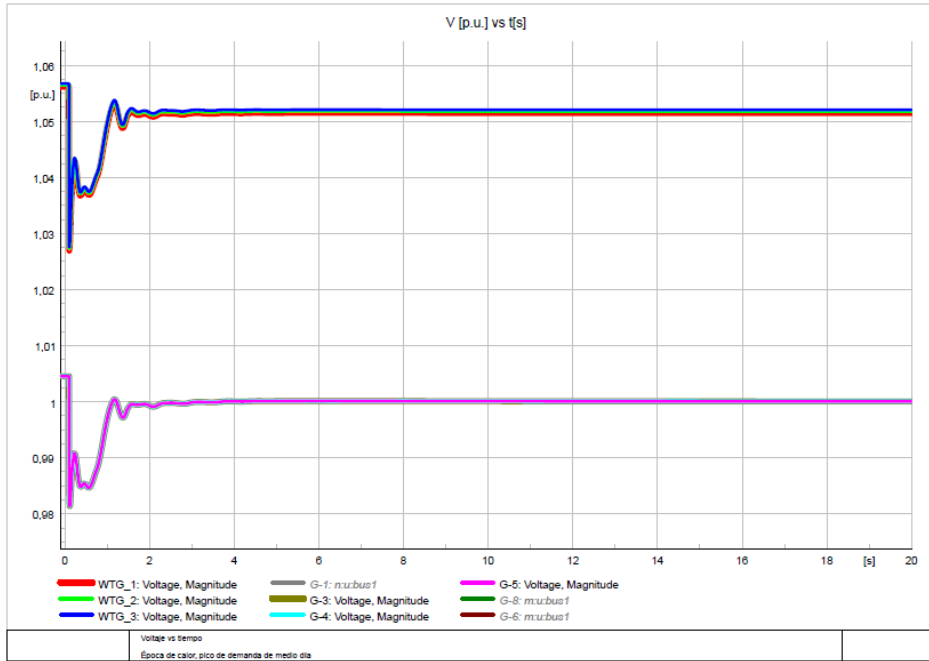


Figura 3.4 Respuesta dinámica del voltaje

3.1.1.1.2 *Época de Calor, Pico de la noche: Viento máximo, Irradiación máxima*

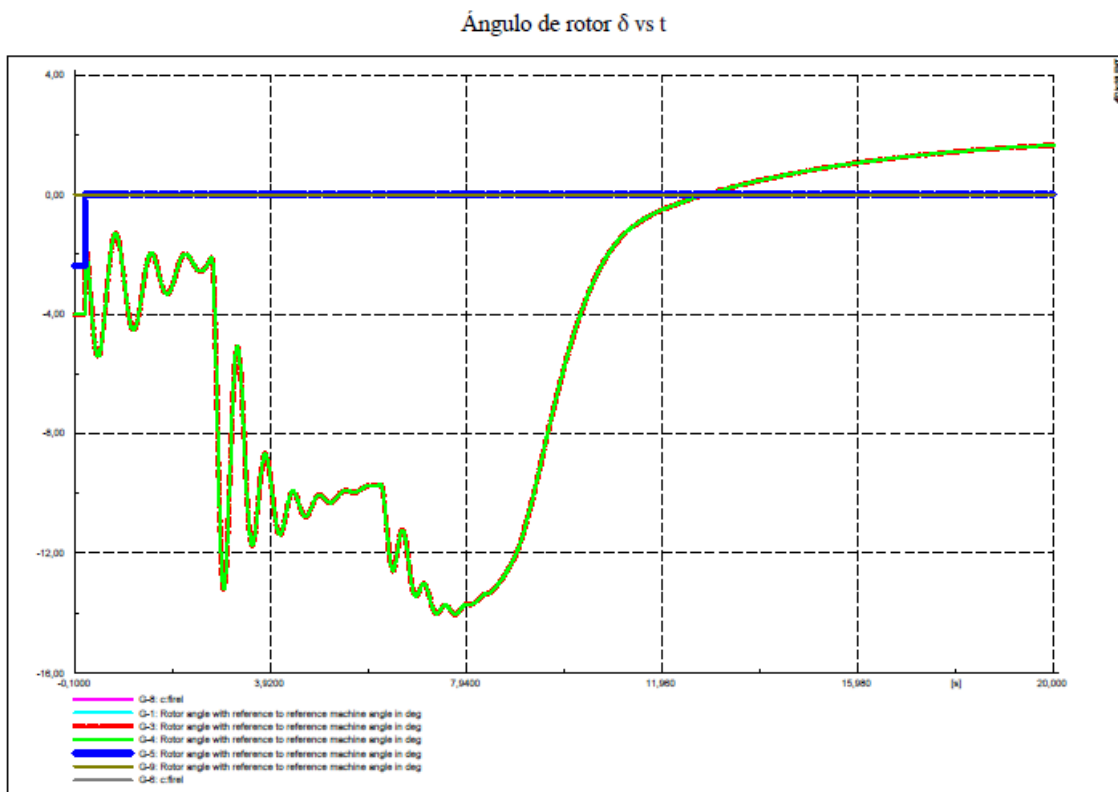


Figura 3.5 Respuesta dinámica del ángulo del rotor

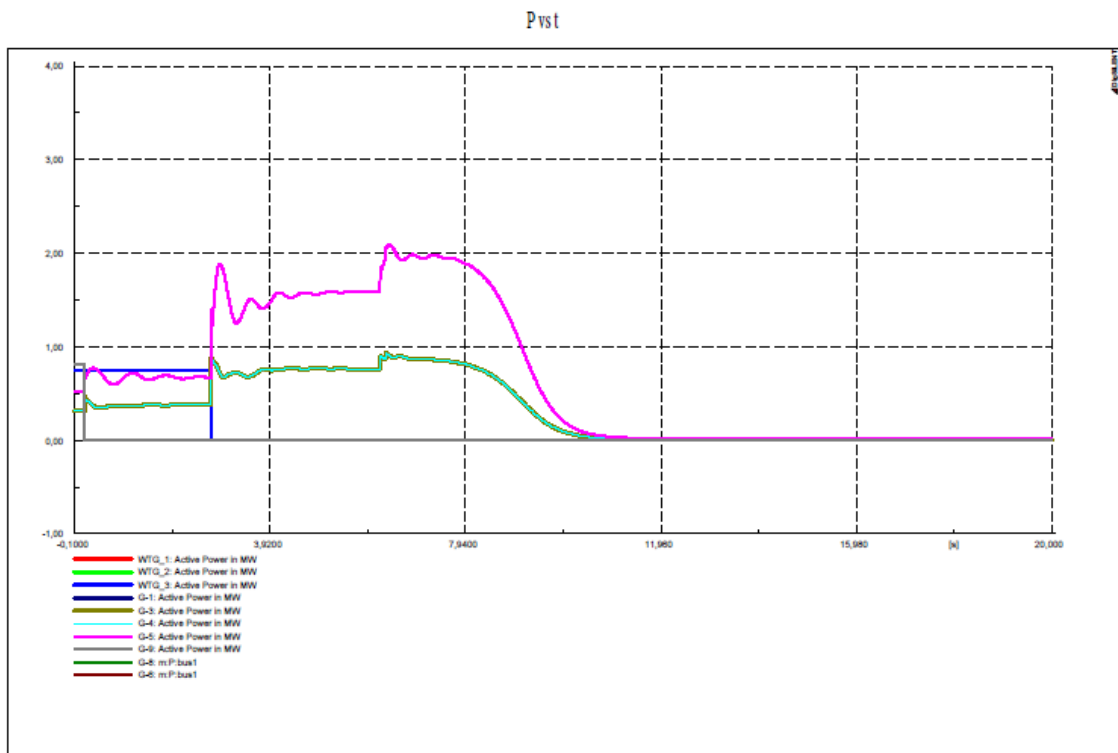


Figura 3.6 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

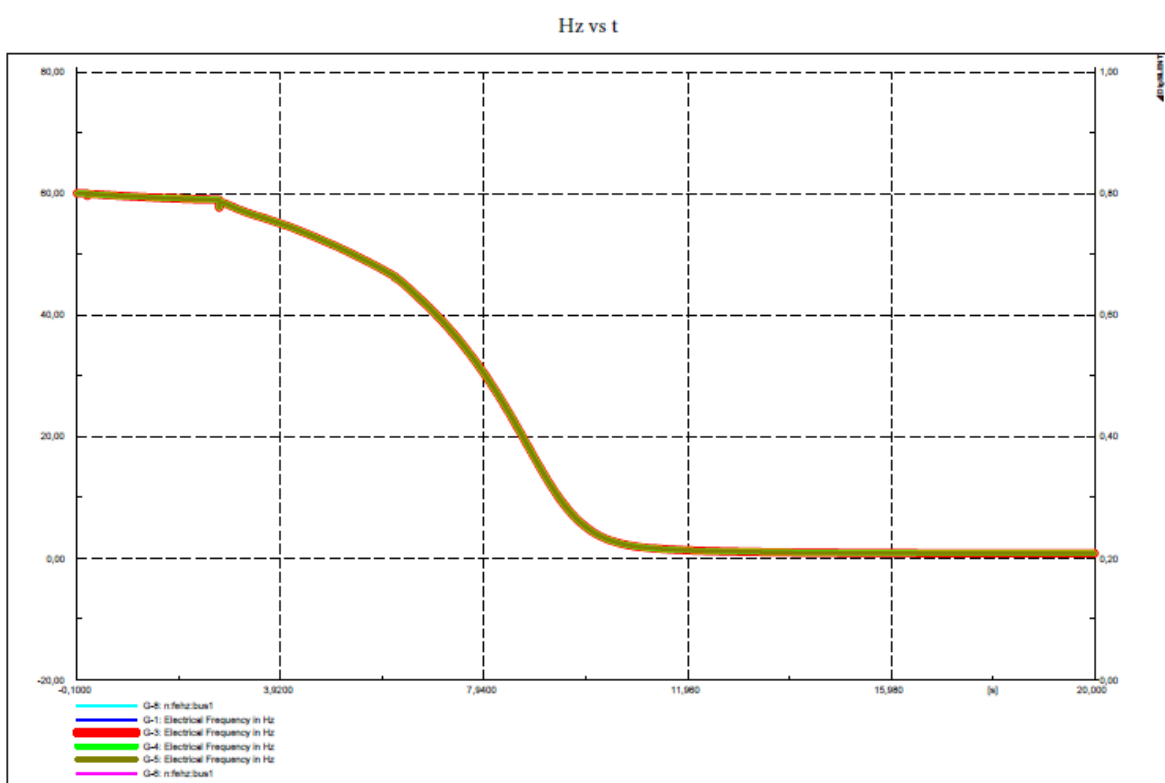


Figura 3.7 Respuesta dinámica de la frecuencia

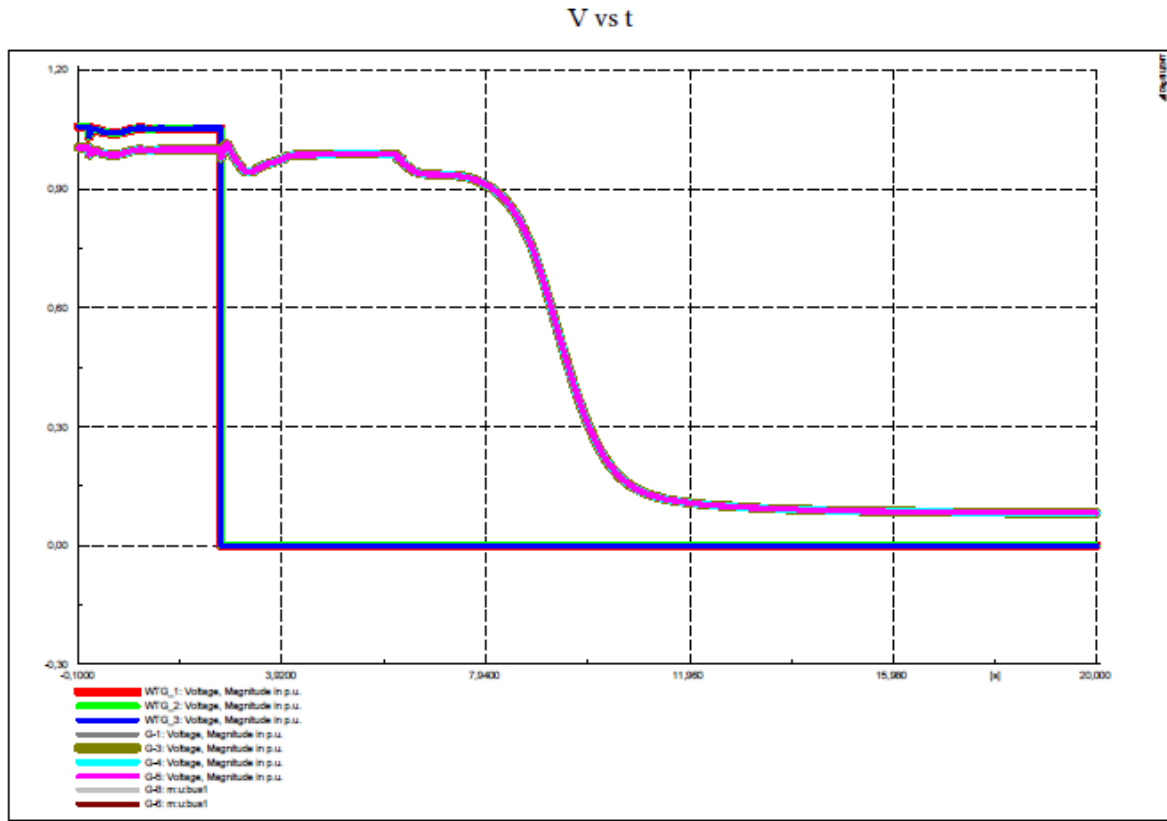


Figura 3.8 Respuesta dinámica del voltaje

Las potencias de los generadores se estabilizan en valores inferiores a su máximo continuo.

En todos los casos estables se tiene una recuperación rápida de las tensiones a valores dentro de los límites permitidos, cercanos a los observados antes de la falla.

Se puede apreciar el amortiguamiento que producen los aerogeneradores cuando se produce la contingencia a diferencia de cuando no se tiene viento; las oscilaciones de potencia son mayores sin los aerogeneradores.

Al salir de operación el generador 9, el generador 5 es la nueva referencia del sistema.

Se puede observar en los anexos en los casos estables una recuperación de la frecuencia del sistema; para los casos inestables se puede establecer un control sobre la planta de generación Santa Cruz.

Este control puede ser por acción manual del operador o por la acción de un control secundario; cuando la frecuencia sobrepasa los límites de protección de los aerogeneradores, estos se desconectan del sistema hasta que la frecuencia se recupere dentro de los límites operacionales del sistema.

3.1.2 Contingencia 2

La salida de la línea de interconexión Baltra-Santa Cruz representa la contingencia con consecuencias no tan severas para el sistema de las islas Galápagos. Los resultados obtenidos se resumen en la tabla a continuación

3.1.2.1 Resultados de simulaciones

Los resultados obtenidos considerando la modelación dinámica Sistema Eléctrico se resumen en las tablas a continuación. Gráficas de resultados se presentan en el anexo V. Se realizaron las simulaciones de la contingencia para los escenarios/casos más relevantes

Tabla 3.2 Cuadro resumen resultados de simulaciones: Falla 2

Simulación	Escenario	Caso	Resultados y Observaciones
C1.1.1	1	1	Caso estable
C1.1.2	1	2	Caso estable
C1.1.3	1	3	Caso estable
C1.1.4	1	4	Caso estable
C1.2.1	2	1	Caso estable
C1.2.2	2	2	Caso estable
C1.3.1	3	1	Caso estable
C1.3.2	3	2	Caso estable
C1.3.3	3	3	Caso estable
C1.3.4	3	4	Caso estable
C1.4.1	4	1	Caso estable
C1.4.2	4	2	Caso estable
C1.5.1	5	1	Caso estable

3.1.2.1.1 *Época de calor, pico de medio día: Viento máximo, irradiación máxima*

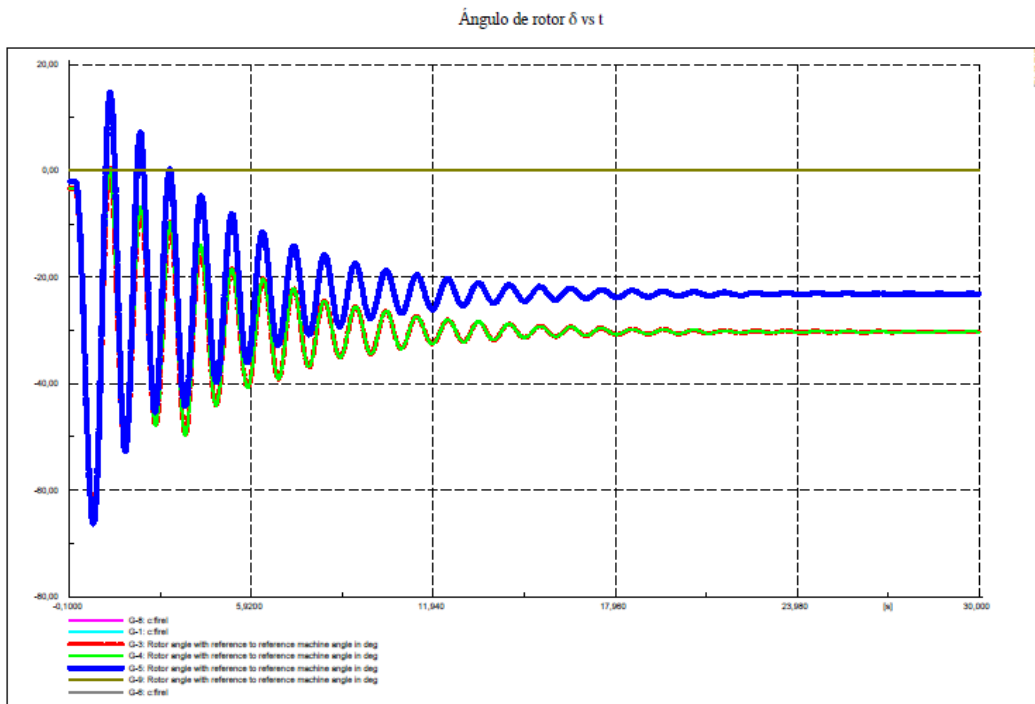


Figura 3.9 Respuesta dinámica del ángulo del rotor

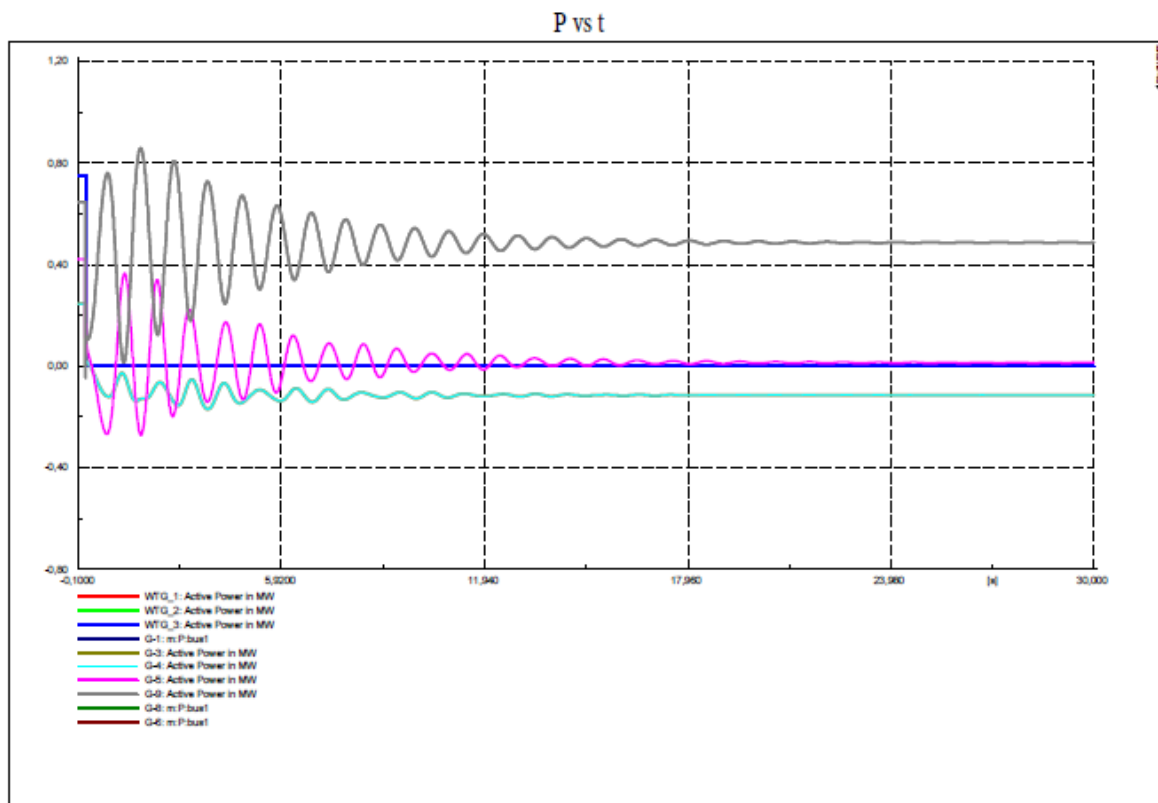


Figura 3.10 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

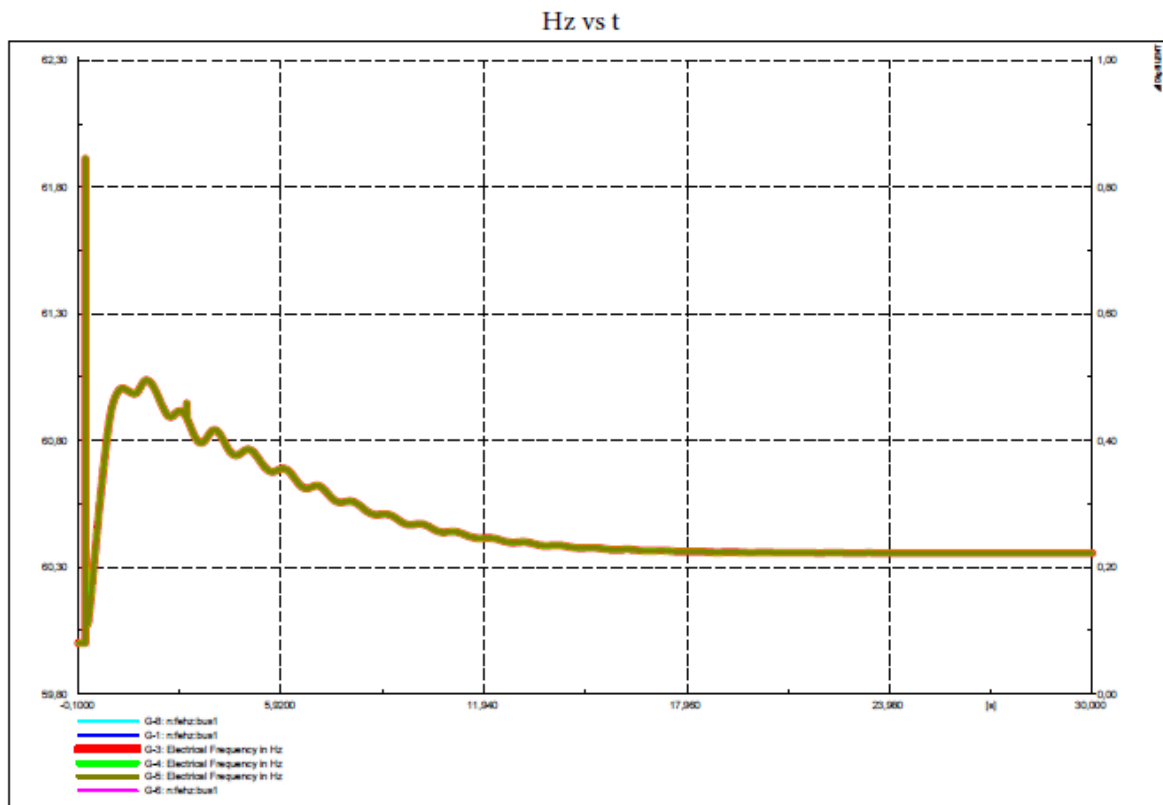


Figura 3.11 Respuesta dinámica de la frecuencia

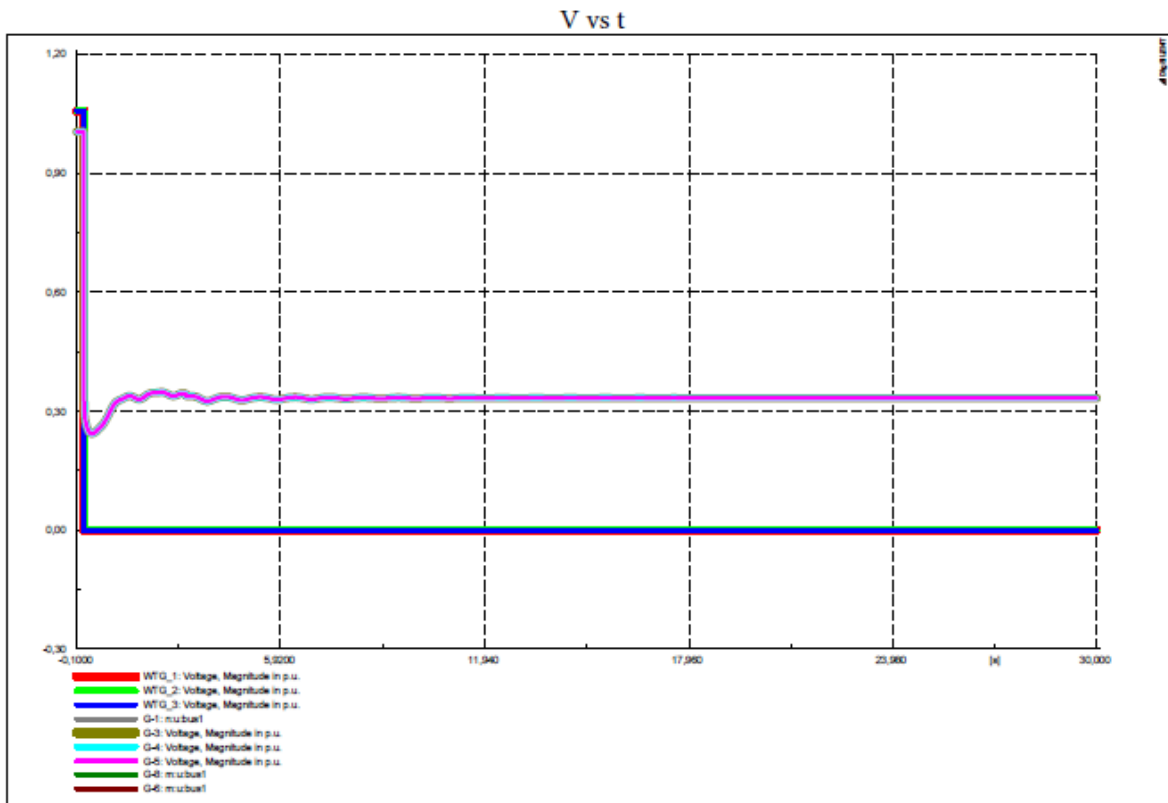


Figura 3.12 Respuesta dinámica del voltaje

Para éste caso se consideró un tiempo de simulación mayor, para el sistema en casi todos los escenarios de carga y generación le toma aproximadamente treinta segundos lograr estabilizarse.

Las oscilaciones son mayores en los casos sin viento o de viento promedio, ya que el amortiguamiento que ofrecen los aerogeneradores al sistema eléctrico es menor o nula.

La frecuencia tiende a estabilizarse a partir de los veinte segundos de iniciada la falla

3.1.3 Contingencia 3

La salida de la línea que conecta el cuarto de acople con la planta eólica Baltra representa la contingencia que puede, en condiciones de alta velocidad de viento, ocasionar el mayor rechazo de generación, al ser que ocasiona la salida automática de dicha planta. Los resultados obtenidos se resumen en la tabla a continuación

3.1.3.1 Resultados de simulaciones

Los resultados obtenidos considerando la modelación dinámica presentada en el Sistema Eléctrico se resumen en las tablas a continuación. Las gráficas de resultados se presentan en el anexo V. Se realizaron las simulaciones de la contingencia para los escenarios/casos más relevante.

Tabla 3.3 Cuadro resumen resultados de simulaciones: Falla 3

Simulación	Escenario	Caso	Resultados y Observaciones
C2.1.1	1	1	Caso inestable
C2.1.2	1	2	Caso inestable
C2.1.3	1	3	Caso inestable
C2.1.4	1	4	Caso inestable
C2.2.1	2	1	Caso inestable
C2.2.2	2	2	Caso inestable
C2.3.1	3	1	Caso inestable
C2.3.2	3	2	Caso inestable

C2.3.3	3	3	Caso inestable
C2.3.4	3	4	Caso inestable
C2.4.1	4	1	Caso inestable
C2.4.2	4	2	Caso inestable
C2.5.1	5	1	Caso inestable

3.1.3.1.1 Viento Máximo, irradiación máxima

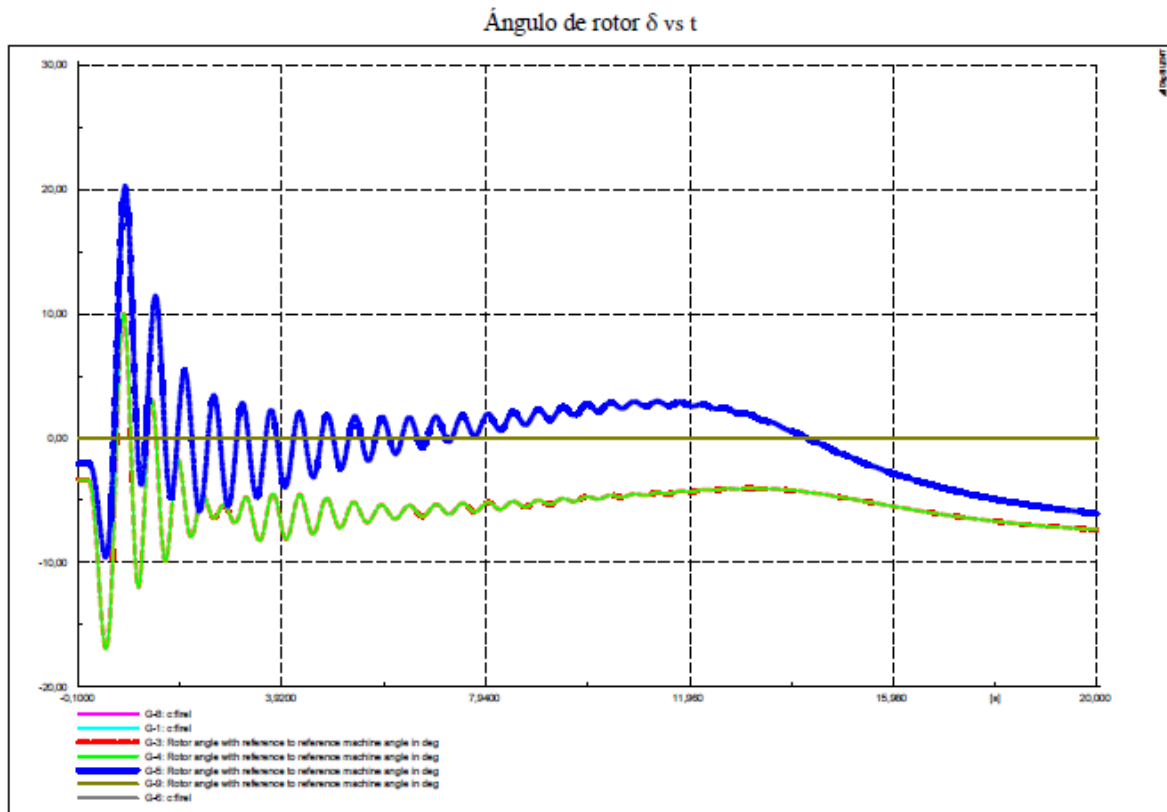


Figura 3.13 Respuesta dinámica del ángulo del rotor

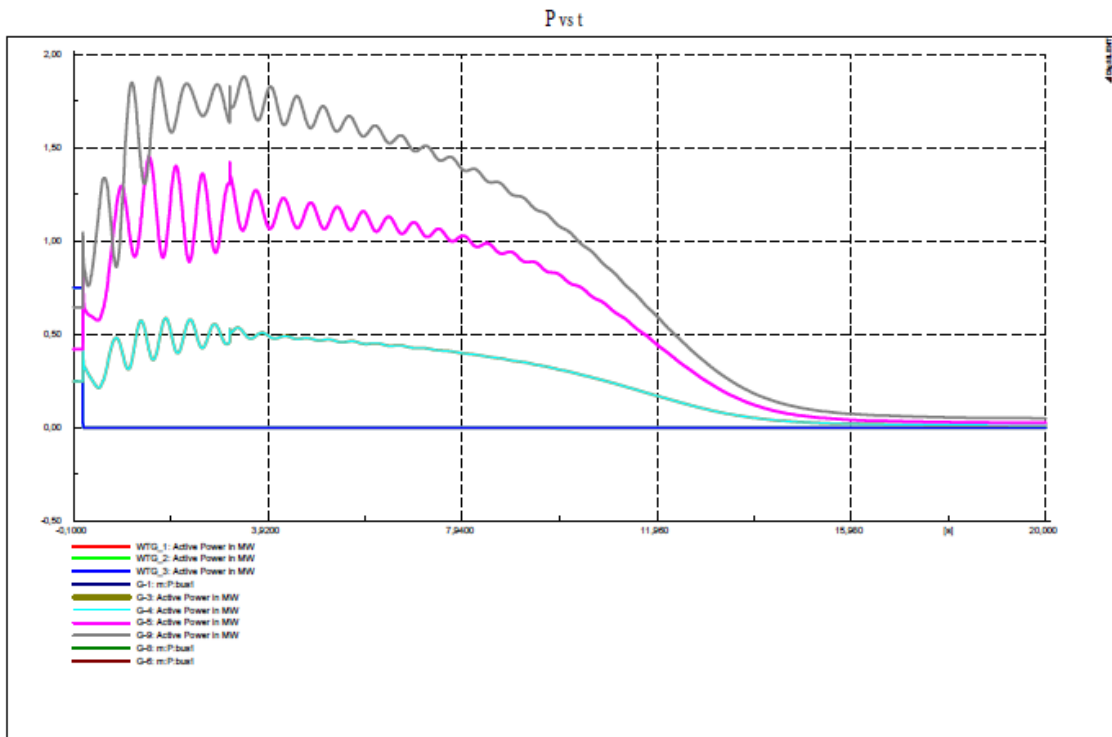


Figura 3.14 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

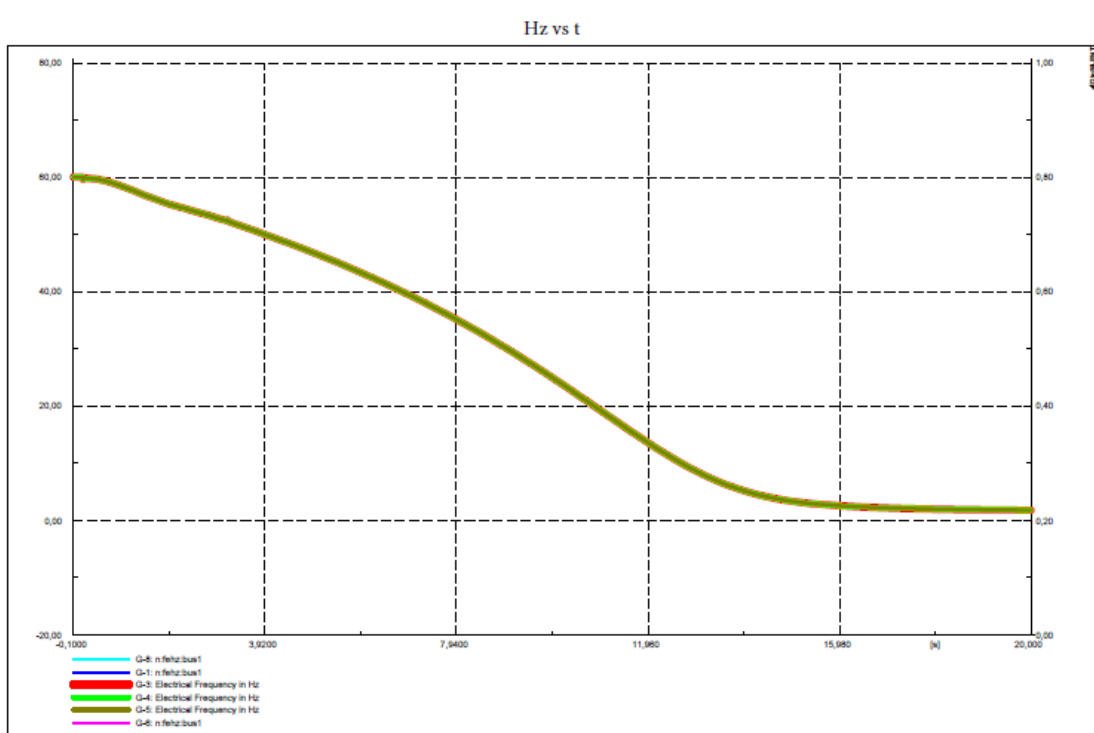


Figura 3.15 Respuesta dinámica de la frecuencia

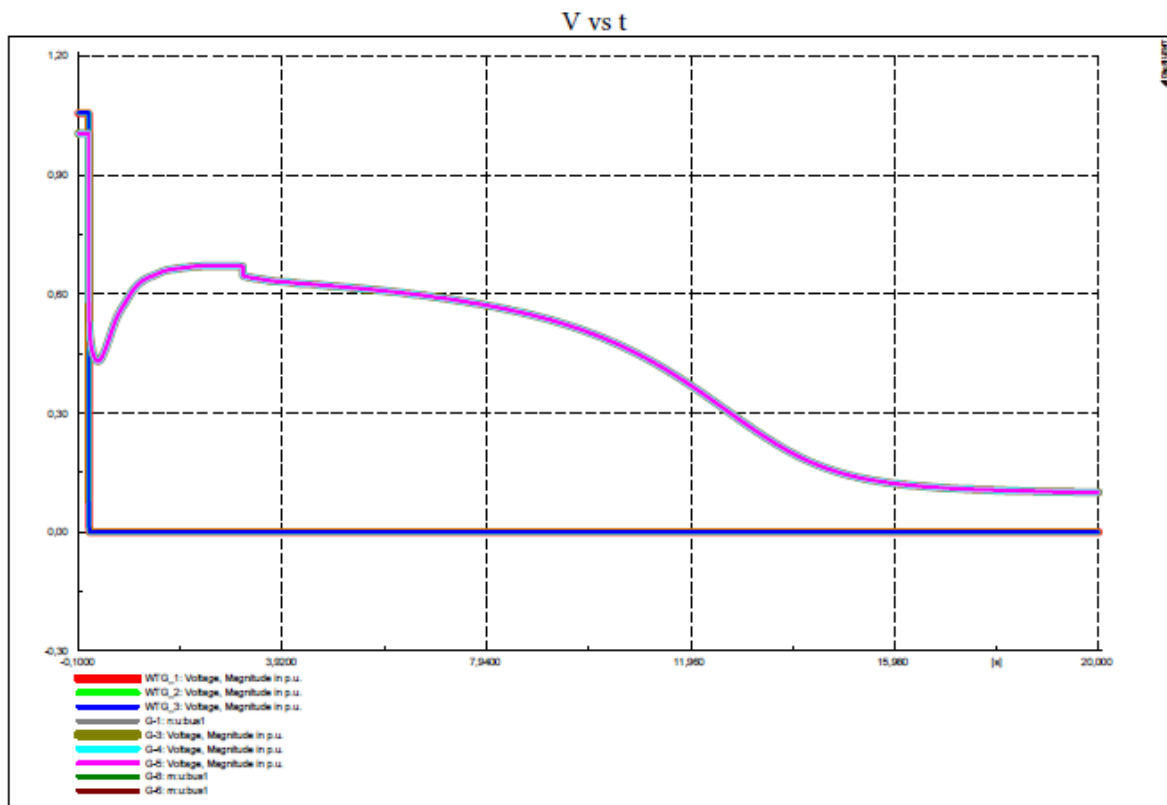


Figura 3.16 Respuesta dinámica del voltaje

En todos los casos resultaron inestables debido al déficit de generación ocasionado por la salida de la planta eólica Baltra, en su mayoría por un déficit absoluto de capacidad de regulación; en los casos de viento promedio se tiene una caída de frecuencia.

La pérdida de generación eólica representa una pérdida de amortiguamiento del sistema ocasionando que el sistema sea inestable.

3.2 Conclusiones

- A pesar de tener un margen de reserva en estado estacionario suficiente, pueden ocurrir desviaciones transitorias de frecuencia capaces de provocar disparos de la planta eólica por acción de sus protecciones de sub-frecuencia; los ajustes estándar de las protecciones de sub-frecuencia de los aerogeneradores en Baltra están ajustados a sistemas más grandes.
- Aún con el reajuste de las protecciones de los aerogeneradores, en los casos de alta demanda de día en época de frío con disponibilidad de viento y alta irradiación se observan excursiones transitorias severas capaces de ocasionar el colapso del sistema.

- La Contingencia 3 es una de las más severas por la pérdida de generación no convencional debido al déficit de generación que pueden exceder la capacidad de regulación del sistema.
- En la mayoría de los caos estables se observó la recuperación final de la frecuencia a valores superiores a los 59.0 Hz, o en algunos casos inferiores (58.9Hz), y desviaciones transitorias de hasta un 5% (57Hz), valores que se consideran aceptables.

3.3 RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un ajuste de las protecciones de sub- frecuencia a los aerogeneradores hasta 57Hz, debido que inicialmente estaban ajustados a 59Hz, al ser un sistema pequeño el margen debe ser mayor ara que no se disparen las protecciones.
- Tras un rechazo de generación debe recuperarse la frecuencia a su valor nominal, para evitar que se descarguen los bancos de baterías.
- Se debe implementar un esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia, para evitar colapsos totales del sistema.
- Deben obtenerse información relativa a los elementos y equipos del sistema que no fueron posibles de obtener al momento de realizar este estudio y fueron asumidos con valores típicos.

4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CONELEC, "Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 - 2020", cap 8, CONELEC
- [2] P. Kundur, Power System Stability and Control. McGraw-Hill, 1994
- [3] D. Andagoya, "Maxima Capacidad de Generación Eólica a Ser Instalada en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano", Quito, Tesis de pregrado EPN, 2014
- [4] K. Kumar, "Power System Stability and Control" NPTEL, 2014
- [5] DigSilent Model manual "WTG with Fully Rated Converter"
- [6] DigSilent Template Description "Photovoltaic System"
- [7] Power Factory Application Manual "Battery Energy Storage Systems in Power factory"
- [8] Description of the model of the SMA Sunny Tripower solar inverters for power flow and stability studies in PowerFactory - Enero 2012
- [9] Archivo PowerFactory "SMASSTP A6e.pfd"

5. ANEXOS

5.1 ANEXO I

Tabla 5.1 Parámetros dinámicos por tipo de generador

Tipo	CAT 3512	CAT PM3516	CAT C32	HYUNDAI
Potencia nominal en MVA (Sgn)	0.812	1.375	1.137	2.127
Factor de potencia nominal (cosn)	0.80	0.80	0.80	0.80
Tensión nominal en kV (kVn)	0.48	0.48	0.48	0.48
Conexión	YN	YN	YN	YN
Tipo de Rotor	Polos Salientes	Polos Salientes	Polos Salientes	Polos Salientes
Constante de Inercia en MWs/MVA (H)	3.301	5.136	4.106	2.702 (3)
Pérdidas rotacionales en p.u. (D)	0.0 (1)	0.0 (1)	0.0 (1)	0.0 (1)
Resistencia del estator en p.u. (rstr)	0.027	0.015	0.03	0.0 (1)
Reactancia de dispersión en p.u. (Xl)	0.1264	0.09976	0.131	0.109 (2)
Reactancia eje D en p.u. (Xd)	1.7266	1.6728	3.4663	1.62
Reactancia eje Q en p.u. (Xq)	0.9264	0.9113	1.7146	1.25 (2)
Reactancia transitoria eje D en p.u. (Xd')	0.2366	0.2095	0.2429	0.237
Reactancia transitoria eje Q en p.u. (Xq')	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Reactancia subtransitoria	0.158	0.1247	0.1639	0.137

eje D en p.u. (X_d'')				
Reactancia sat. subtransitoria eje D en p.u. ($X_q''_{sat}$)	0.20 (2)	0.20 (2)	0.20 (2)	0.20 (2)
Reactancia subtransitoria eje Q en p.u. (X_q'')	0.1597	0.1235	0.3505	0.161
Reactancia de sec. Negativa en p.u. (X_2)	0.1597	0.1241	0.2572	0.20 (2)
Reactancia de sec. Cero en p.u. (X_0)	0.0885	0.0358	0.0657	0.10 (2)
Const. de tiempo de c.a. trans. Eje D (T_{d0}')	2.29	3.295	3.686	0.76215 (4)
Const. de tiempo de c.a. trans. Eje Q (T_{q0}')	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Const. de tiempo de c.a. subtrans. Eje D (T_{d0}'')	0.0123	0.0149	0.0054	0.00865 (2)
Const. de tiempo de c.a. subtrans. Eje Q (T_{q0}'')	0.0083	0.0094	0.0096	0.05435 (2)
Parámetros de saturación (Tabular)	Ver Tabl			N.A.
Parámetros de saturación (SG10/SG12)	N.A.	N.A.	N.A.	0.2 / 0.6 (2)

1) Valores Indisponibles, se asume 0.0

(2) Valores Estimados o típicos

(3) El parámetro original se refiere a la inercia del generador. Se modificó el valor para incluir la inercia total de las masas mecánicas

(4) Valor derivado de la constante de cortocircuito

5.2 ANEXO II

5.2.1 Esquemas de control de las unidades diésel

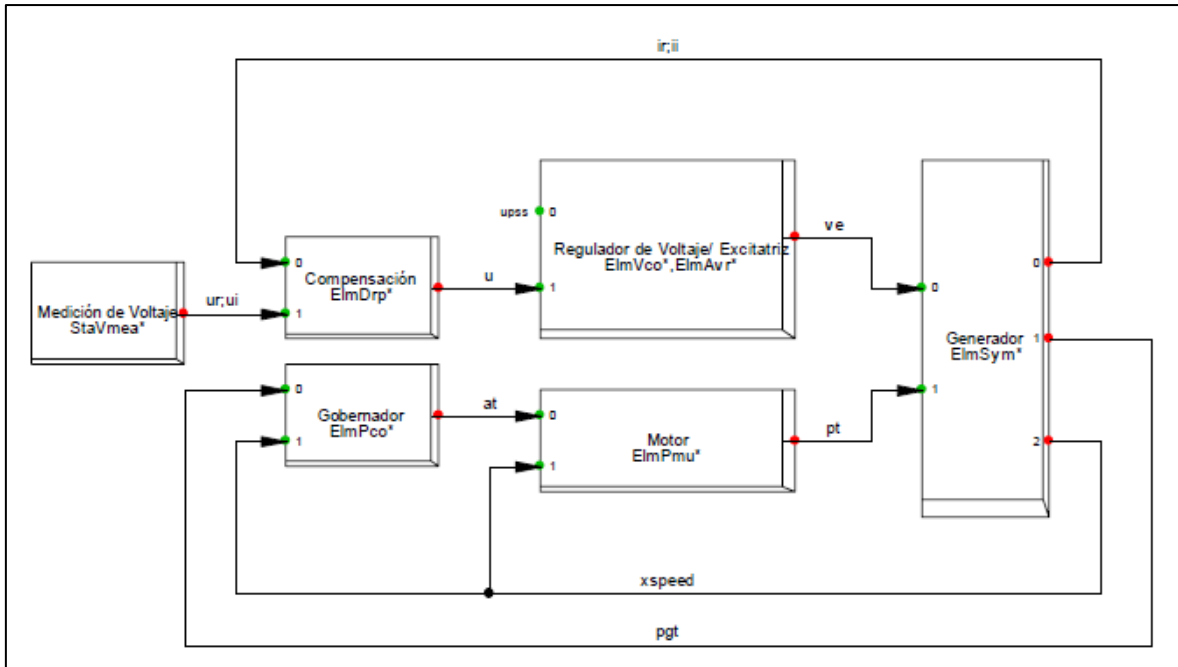


Figura 5.1 Esquema de Control Unidades Diésel Planta Ayora

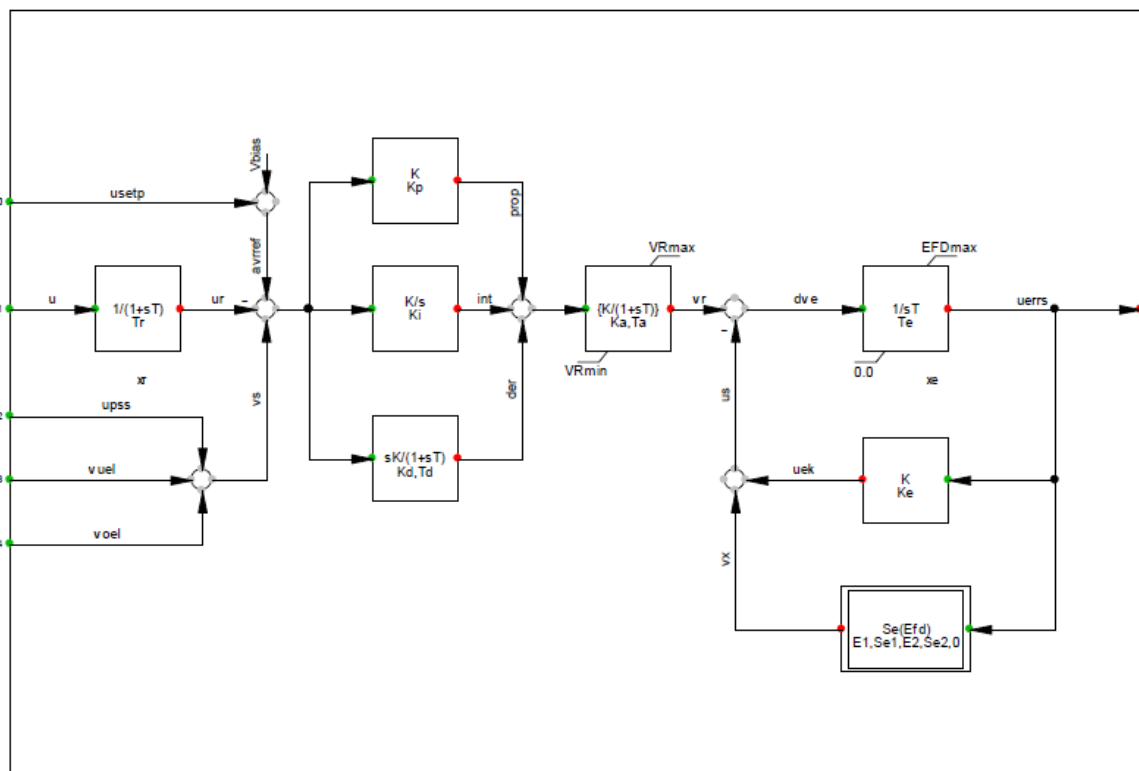


Figura 5.2 Esquema del Regulador de Voltaje / Excitatriz Unidades Planta Ayora

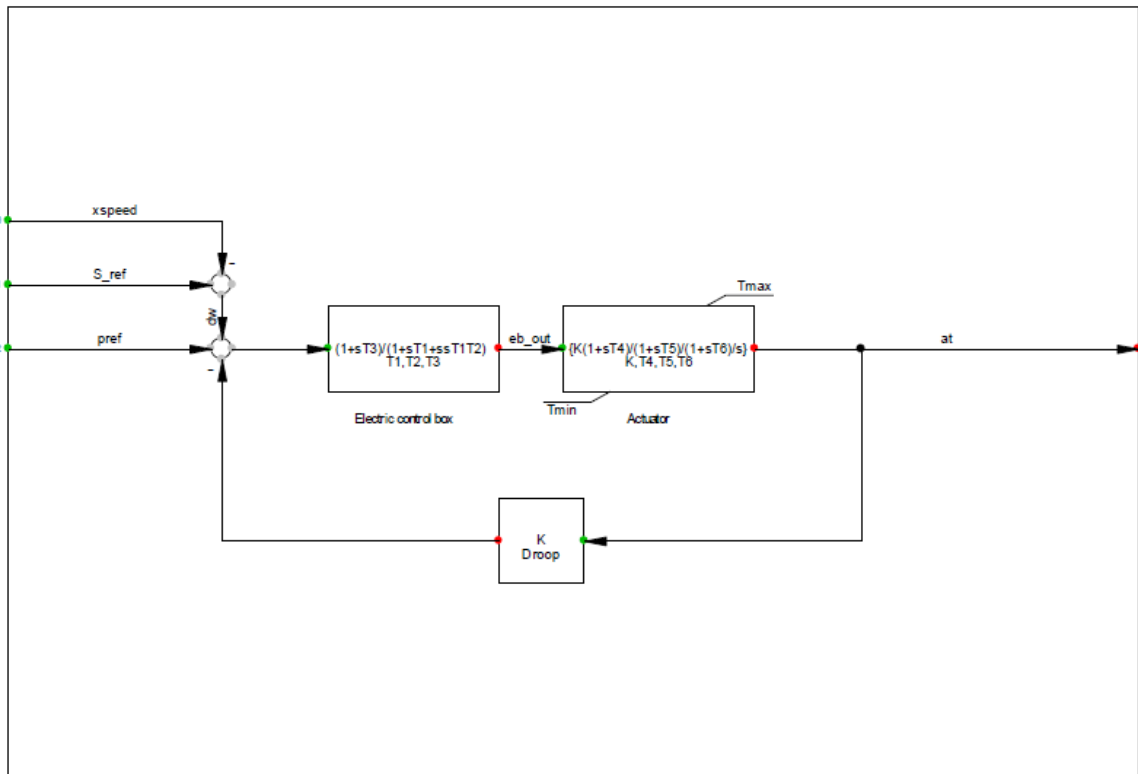


Figura 5.3 Esquema del Control de Velocidad Unidades Planta Ayora

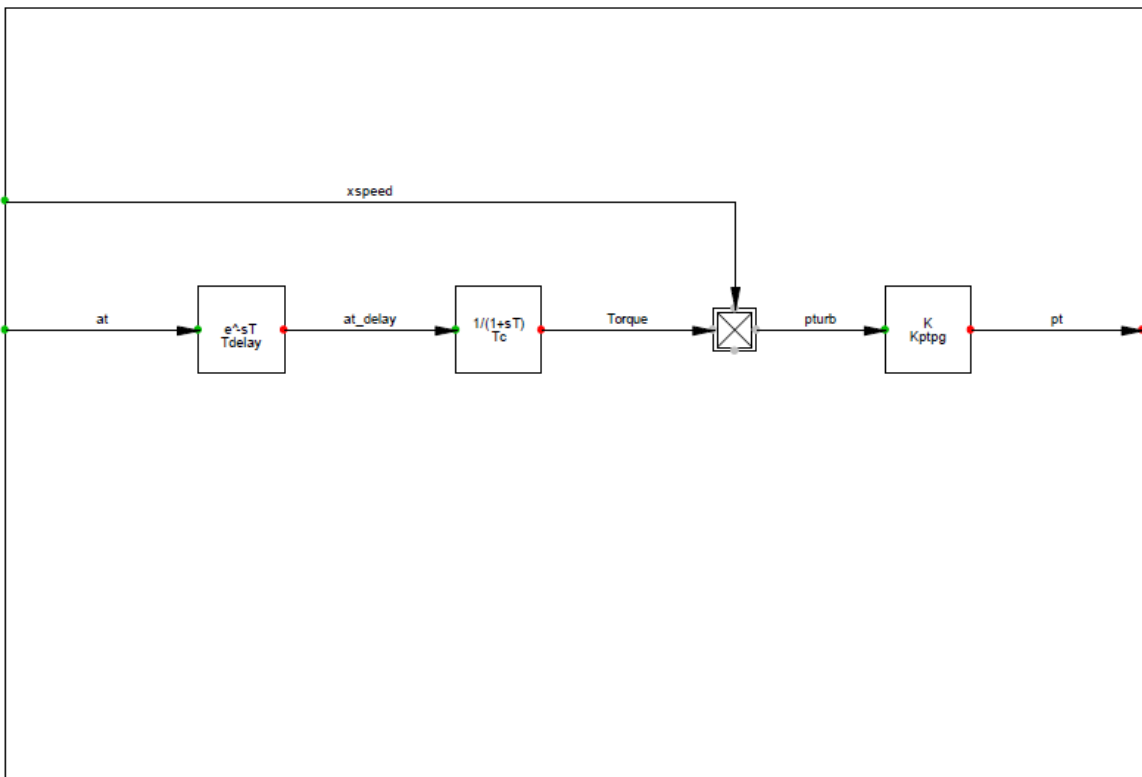


Figura 5.4 Esquema del modelo de motor Diésel Unidades Planta Ayora

5.2.2 Parámetros dinámicos

Tabla 5.2 Parámetros del compensador de voltaje (todas las unidades)

Parámetro	Descripción	Valor	Unidades
Xe	Reactancia de compensación	-0.05	p.u.

Tabla 5.3 Parámetros del sistema regulador de voltaje / excitatriz (todas las unidades)

Parámetro	Descripción	Valor	Unidades
Tr	Constante de tiempo de medición	0.02	s
Kp	Ganancia controlador PID (Proporcional)	2000	p.u.
Kd	Ganancia controlador PID (gradiente)	400	p.u.
Td	Constante de tiempo PID (gradiente)	0.03	s
Ki	Ganancia controlador PID (integral)	1750	p.u.
Ka	Ganancia del controlador	0.0085	p.u.
Ta	Constante de tiempo del controlador	0.03	s
Ke	Constante de excitatriz	1.0	p.u.
Te	Constante de tiempo de excitatriz	0.5	s
E1	Factor de curva de saturación	5.5	p.u.
Se1	Factor de curva de saturación	0.05	p.u.
E2	Factor de curva de saturación	7.33	p.u.
Se2	Factor de curva de saturación	0.77	p.u.
VRmin	Mínima salida del controlador	-10.0	p.u.
VRmax	Máxima salida del controlador	10.0	p.u.
EFDmax	Voltaje máximo de excitación	7.33	p.u.

Tabla 5.4 Parámetros del controlador de velocidad (todas las unidades)

Parámetro	Descripción	Valor	Unidades
T1	Constante de tiempo control eléctrico	0.01	s

T2	Constante de tiempo control eléctrico	0.05	s
T3	Constante de tiempo control eléctrico (gradiente)	0.1	s
Droop	estatismo estacionario	0.05	p.u.
K	Ganancia del Actuador	2.0	p.u.
T4	Constante de tiempo actuador	5.0	s
T5	Constante de tiempo actuador	0.01	s
T6	Constante de tiempo actuador (gradiente)	0.06	s
Tmin	Mínima salida del actuador	0.05	p.u.
Tmax	Máxima salida del actuador	1.10	p.u.

Tabla 5.5 Parámetros del modelo de motor Diésel (todas las unidades)

Parámetro	Descripción	Valor	Unidades
Tdelay	Retardo de combustión	0.01	s
Tc	Constante de tiempo del motor	0.15	s
Kptpg	Razón potencia nominal Motor/potencia nominal generador	CAT 3512 = 0.81434 CAT PM3516 = 0.808 CAT C32 = 0.816 HYUNDAI	-

5.3 ANEXO III

5.3.1 Características del sistema de transmisión

Para la conexión entre los aerogeneradores y el cuarto de acople se utilizó la siguiente configuración de conductores.

Tabla 5.6 Características de cables

Tramo	Tipo	Longitud (km)	Capacidad (kA)	R/R0 (ohm/km)	X/X0 (ohm/km)	B/B0 (uF/km)
C.Acople – WTG1	XLPE 2/0Cu	0.205	0.211	0.268/1.1347	0.129/0.52165	0.19/0.187
WT-WTG2	XLPE 2/0Cu	0.208	0.211	0.268/1.1347	0.129/0.52165	0.19/0.187
WTG2-WTG3	XLPE 2/0Cu	0.191	0.211	0.268/1.1347	0.129/0.52165	0.19/0.187

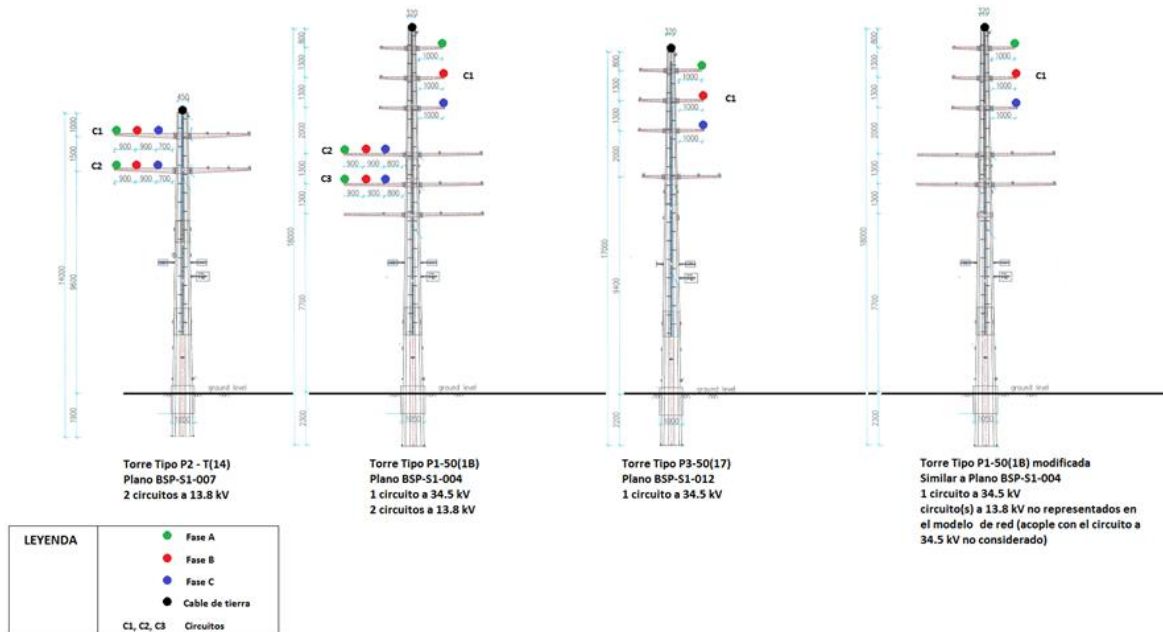


Figura 5.5 Esquema de torres del sistema de transmisión Baltra – Santa Cruz.

La configuración del sistema de transmisión Baltra – Santa Cruz en PowerFactory se indica a continuación. Para su modelación, se utilizaron tres diferentes ramales (ElmBranch):

Tabla 5.7 Sistema de Transmisión Baltra – Santa Cruz.

Elemento	Tramo	Terminales	Línea Ruta /	Tipo	Longitud (km)	Descripción
Línea C. Acople (WTG)- Baltra 13.8kV	1	C. Acople WTG (A0) - A1_1	A0-A1 (WTG)	Acople Tramo 1	0.74	Línea desde la llegada del parque eólico Baltra en el cuarto de acople hasta la S/E Baltra 13.8 kV
	2	A1_1 - Baltra/ BB 13.8 (A7)	A1-A7 (WTG)	Acople Tramo 2	1.88	
Línea C. Acople (PV)- Baltra 13.8 kV	1	C_Acople PV (A0) - A1_2	A0-A1 (PV)	Acople Tramo 1	0.74	Línea desde la llegada de la planta fotovoltaica Baltra en el cuarto de acople hasta la S/E Baltra 13.8 kV
	2	A1_2 - Baltra/BB 13.8 (A7)	A1-A7 (PV)	Acople Tramo 2	1.88	
Línea Baltra - S. Cruz 34.5 kV	2	Baltra/BB3 4.5(V0) - V6	V0-V6	Acople Tramo 2	1.88	Línea a 34.5 kV entre las SS/EE Baltra y Santa Cruz. 5 Tramos aéreos y 5 tramos de cable subterráneo/submarino. El cruce del canal se produce con el tramo V13-V14. El acople entre el tramo 11 de la línea y los circuitos de distribución a 13.8 que comparten la estructura no se modeló.
	3	V6 - V10A	V0-V6	Acople Tramo 3	3.1	
	4	V10A - V12B	V10A - V12B	Acople tramo 4	3.0	
	5	V12B - V13	V12B-V13	Cable 95 mm2	0.10	
	6	V13 - V14	V13-V14	Cable 95 mm2	0.67	
	7	V14 - V15	V14-V15	Cable 95 mm2	0.41	
	8	V15 - V16	V15-V16	Cable 120 mm2	17.4	
	9	V16 - V18	V16-V18	Cable 120 mm2	2.88	
	10	V18 - V19	V18-V19	Acople tramo 10	2.61	
	11	V19 - S.Cruz/BB _1(V55)	V19-V55	Acople tramo 11	17.0	

Tabla 5.8 Acoples de circuitos sistema Baltra – Santa Cruz.

Acople de Líneas	Parámetros	Tipo de Torre	Circuito	Línea/Ruta	Fases
Acople Tramo 1	Concentrados	P2-T(14)	C1	A0-A1(WTG)	A-B-C
			C2	A0-A1(PV)	A-B-C
Acople Tramo 2	Concentrados	P1-50(1B)	C1	V0-V6	A-B-C
			C2	A0-A1(WTG)	A-B-C
			C3	A0-A1(PV)	A-B-C
Acople Tramo 3	Concentrados	P3-50(17)	C1	V6-V10A	A-B-C
Acople Tramo 4	Concentrados	P3-50(17)	C1	V10A - V12B	A-B-C
Acople Tramo 10	Concentrados	P3-50(17)	C1	V18-V19	A-B-C
Acople Tramo 11	Concentrados	P1-50(1B)modificada	C1	V19-V55	A-B-C

Tabla 5.9 Datos generales de torres del sistema Baltra – Santa Cruz.

Torre	Frec. Nominal (Hz)	Circuitos de línea			Conductores de tierra		Resistividad del terreno (ohm/km)	Transposición
		id	Tipo cond. fases	Fases	#	Tipo Cond.		
P2-T(14)	60.0	C1	3/0 AWG ACAR	3	1	OPGW	100.0	no
		C2	3/0 AWG	3				

			ACAR					
P1-50(1B)	60.0	C1	250 MCM ACAR	3	1	OPWG	100.0	no
		C2	3/0 AWG ACAR	3				
		C3	3/0 AWG ACAR	3				
P3-50(17)	60.0	C1	250 MCM ACAR	3	1	OPWG	100.0	no
P1-50(1B) modificada	60.0	C1	250 MCM ACAR	3	1	OPWG	100.0	no

Tabla 5.10 Disposición de conductores en torres del sistema Baltra – Santa Cruz.

Torre	Conductores de tierra			Conductores de Fases						
	#	Xe	Ye	id	XA	YA	XB	TB	XC	YC
P2-T(14)	1	0.0	12.1	C1	-2.725	11.1	-1.825	11.1	-0.925	11.1
				C2	-2.725	9.6	-1.825	9.6	-0.925	9.6
P1-50(1B)	1	0.0	15.7	C1	1.16	14.9	1.16	13.6	1.16	12.3
				C2	-2.76	10.3	-1.86	10.3	-0.96	10.3
				C3	-2.76	9.0	-1.86	9.0	-0.96	9.0
P3-50(17)	1	0.0	14.8	C1	1.16	14.0	1.16	12.7	1.16	11.4
P1-50(1B) modifica	1	0.0	15.7	C1	1.16	14.9	1.16	13.6	1.16	12.3

da										
----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Nota: Todas las unidades en metros. El origen del sistema de coordenadas se ubica a nivel de terreno en el centro de la base de la torre.

5.3.2 ANEXO IV Resultados de los Flujos de carga

5.3.2.1 Escenario 2: Pico de demanda de la noche, época de calor

Las demanda máxima en horas de la tarde-noche para el año 2015, correspondientes a la época de calor, se dan en la Tabla 2.14.

Para este escenario de carga, se considerarán condiciones de generación eólica y fotovoltaica según indicado a continuación:

Viento máximo, sin Irradiación

Viento promedio, sin Irradiación

Sin viento, sin Irradiación

No se consideran escenarios con irradiación, debido la hora del día correspondiente a este escenario de demanda.

El banco de baterías de plomo-ácido se considerará disponible para casos de necesidad y cargado lo suficiente como para poder proveer la cantidad requerida de potencia a lo largo del período. En ningún caso se considerará aporte de potencia en estado estacionario del banco de ion-litio.

Los detalles de los casos elaborados para estos escenarios se dan a continuación.

5.3.2.1.1 Caso 1: Viento Máximo

Tabla 5.11: Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVA _r]	F.p.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones

G-1	0.3181148	0.01202515	0.9993	0.52	0.2018852	1.1455	
G-2				-	0		Indisponible
G-3	0.3181148	0.01202515	0.9993	0.52	0.2018852		
G-4	0.3181148	0.01202515	0.9993	0.52	0.2018852		
G-5	0.5420048	0.02044275	0.9993	0.88	0.3379952		
G-6	0.3181148	0.01202515	0.9993	0.52	0.2018852		
G-7				-	0		Indisponible
G-8				-	0	0.5264	Fuera de línea
G-9	0.8335593	0.03150588	0.9993	1.36	0.5264407		
Totales	2.648	0.1	0.993	4.32	1.672	1.672	

Tabla 5.12 Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación		F.p.	Reserva [MW]	Observaciones
		Activa [MW].	Reactiva [MVAr]			
Eólica	Baltra AG-1	0.662	-0.0233	>0.999		Viento máximo < nominal
	Baltra AG-2	0.662	-0.0233	>0.999		Viento máximo < nominal
	Baltra AG-3	0.662	-0.0233	>0.999		Viento máximo < nominal
Fotovoltaica	PV Baltra	0.0	0.00	1.0		Sin Irradiación
	PV S. Cruz	0.0	0.00	1.0		Sin Irradiación
Baterías	Ion-Litio	0.0	0.00		0.50	Reserva ante fluctuaciones
	Plomo Acido					No utilizada
Totales		1.986	-0.0699	>0.999	0.50	

Tabla 5.13 Resumen *carga-generación*

Gen. Diésel [MW]	Gen. Renovable [MW]	Gen. Total [MW].	Demanda Neta [MW].	Pérdidas [MW]	% Generación renovable
2.648	1.986	4.63	4.52	0.11	42.9

Tabla 5.14 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople (WTG/PV)	S/E Baltra 13.8 kV	S/E Baltra 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV
		1.024 / 1.015	1.015	1.017	0.989
Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
		1.004	1.026	1.026	

Nota: Reactor en Baltra 34.5 kV fuera de línea

5.3.2.1.2 Caso 2: Viento Promedio

Tabla 5.15 Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVA _r]	F.p.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones
G-1	0.3607473	- 0.02350437	0.998	0.52	0.1592527	0.7436	
G-2				-	0		Indisponible
G-3	0.3607473	- 0.02350437	0.998	0.52	0.1592527		
G-4	0.3607473	- 0.02350437	0.998	0.52	0.1592527		
G-5	0.6141964	- 0.03995744	0.998	0.88	0.2658036		
G-6					0		Fuera de línea
G-7				-	0		Indisponible
G-8	0.9452332	- 0.06158145	0.998	1.36	0.4147668	0.8295	
G-9	0.9452332	- 0.06158145	0.998	1.36	0.4147668		
Totales	3.587	-0.2336	0.998	5.16	1.5731	1.5731	

Tabla 5.16 Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación Activa	Generación Reactiva	F.p.	Reserva [MW]	Observaciones
------	--------	-------------------	---------------------	------	--------------	---------------

		[MW].	[MVar]			
Eólica	Baltra AG-1	0.335	0.05694	0.986		
	Baltra AG-2	0.335	0.05694	0.986		
	Baltra AG-3	0.335	0.05694	0.986		
Fotovoltaica	PV Baltra	0.0	0.00	1.0		Sin Irradiación
	PV S. Cruz	0.0	0.00	1.0		Sin Irradiación
Baterías	Ion-Litio	0.0	0.00		0.50	Reserva ante fluctuaciones
	Plomo Acido					No utilizada
Totales		1.005	0.1708	0.986	0.50	

Tabla 5.17 Resumen carga-generación

Gen. Diésel [MW]	Gen. Renovable [MW]	Gen. Total [MW].	Demanda Neta [MW].	Pérdidas [MW]	% Generación renovable
3.587	1.005	4.59	4.52	0.07	21.9

Tabla 5.17 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople (WTG/PV)	S/E Baltra 13.8 kV	S/E Baltra 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV
		1.021 / 1.015	1.015	1.017	0.991
Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
		1.003	1.024	1.024	

Nota: Reactor en Baltra 34.5 kV fuera de línea

5.3.2.1.3 Caso 3: Sin Viento

Tabla 5.18 Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVar]	F.p.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones
G-1	0.3815483	- 0.00499147	>0.999	0.52	0.1384517	0.7844	

G-2				-	0		Indisponible
G-3	0.3815483	- 0.00499147	>0.999	0.52	0.1384517		
G-4	0.3815483	- 0.00499147	>0.999	0.52	0.1384517		
G-5	0.6494198	- 0.00848551	>0.999	0.88	0.2305802		
G-6	0.3815483	- 0.00499147	>0.999	0.52	0.1384517		
G-7				-	0		Indisponible
G-8	0.9997205	- 0.01307766	>0.999	1.36	0.3602795		0.7206
G-9	0.9997205	- 0.01307766	>0.999	1.36	0.3602795		
Totales	4.175	-0.0546	0.998	5.68	1.505	1.505	

Tabla 5.19 Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación		F.p.	Reserva [MW]	Observaciones
		Activa [MW].	Reactiva [MVar]			
Eólica	Balra AG-1	0.0	0.0			
	Balra AG-2	0.0	0.0			
	Balra AG-3	0.0	0.0			
Fotovoltaica	PV Balra	0.0	0.00			Sin Irradiación
	PV S. Cruz	0.0	0.00			Sin Irradiación
Baterías	Ion-Litio	0.0	0.00		0.50	Reserva ante fluctuaciones
	Plomo Acido	0.4	0.00	1.0		Energía almacenada
Totales		0.4	0.0	1.0	0.50	

Tabla 5.20 Resumen carga-generación

Gen. Diésel [MW]	Gen. Renovable [MW]	Gen. Total [MW].	Demanda Neta [MW].	Pérdidas [MW]	% Generación renovable
------------------	---------------------	------------------	--------------------	---------------	------------------------

4.175	0.4	4.58	4.52	0.06	8.7
-------	-----	------	------	------	-----

Tabla 5.21 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople (WTG/PV)	S/E Baltra 13.8 kV	S/E Baltra 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV
		1.004 / 1.006	1.004	1.005	0.990
Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
	1.009		1.025	1.025	

Nota: Reactor en Baltra 34.5 kV fuera de línea

5.3.2.2 Escenario 3: Pico de demanda del día, época de frío.

Las demanda máxima en horas del día para el año 2015, correspondientes a la época de frío, se dan en la Tabla 2.15.

Para este escenario de carga, se considerarán condiciones de generación eólica y fotovoltaica según indicado a continuación:

- Viento máximo, Irradiación máxima
- Viento máximo, Irradiación reducida
- Viento promedio, Irradiación máxima
- Viento promedio, Irradiación reducida
- Sin viento, Irradiación máxima
- Sin viento, Irradiación reducida

No se consideran escenarios sin irradiación, debido la hora del día correspondiente a este escenario de demanda.

El banco de baterías de plomo-ácido se considerará disponible para casos de necesidad y cargado lo suficiente como para poder proveer la cantidad requerida de potencia a lo largo del período. En ningún caso se considerará aporte de potencia en estado estacionario del banco de ion-litio.

Los detalles de los casos elaborados para estos escenarios se dan a continuación.

5.3.2.2.1 Caso 1: Viento Máximo, Máxima Irradiación

Tabla 5.22 Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVA _r]	F.p.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones
G-1				-	0	0.6894	Fuera de línea
G-2				-	0		Indisponible
G-3	0.17527	0.09285	0.8837	0.52	0.344727		
G-4	0.17527	0.09285	0.8837	0.52	0.344727		
G-5					0		Fuera de línea
G-6				-	0		Fuera de línea
G-7				-	0		Indisponible
G-8				-	0	0.9006	Fuera de línea
G-9	0.459391	0.24326	0.8837	1.36	0.90061		
Totales	0.809937	0.428956	0.8837	2.40	1.590	1.590	

Tabla 5.23 Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación Activa [MW].	Generación Reactiva [MVA _r]	F.p.	Reserva [MW]	Observaciones
Eólica	Baltra AG-1	0.75	-0.0045	>0.999		
	Baltra AG-2	0.75	-0.0045	>0.999		
	Baltra AG-3	0.75	-0.0045	>0.999		
Fotovoltaica	PV Baltra	0.19	0.00	1.0		
	PV S. Cruz	1.40	0.00	1.0		
Baterías	Ion-Litio	0.0	0.00		0.50	Reserva ante fluctuaciones
	Plomo Acido					No utilizada
Totales		3.84	-0.0135	>0.999	0.50	

Tabla 5.24 Resumen carga-generación

Gen. Diésel	Gen. Renovable	Gen. Total	Demanda Neta	Pérdidas	% Generación
-------------	----------------	------------	--------------	----------	--------------

[MW]	[MW]	[MW].	[MW].	[MW]	renovable
0.81	3.84	4.65	4.51	0.14	82.6

Tabla 5.25 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople (WTG/PV)	S/E Baltra 13.8 kV	S/E Baltra 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV
	1.025 / 1.016	1.015	1.017	0.988	1.000
Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
	1.017	1.007	1.028	1.029	1.005

Nota: Reactor en Baltra 34.5 kV fuera de línea

5.3.2.2.2 Caso 2: *Viento Máximo, Irradiación Reducida*

Tabla 5.26 Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVar]	F.p.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones
G-1	0.27407	0.064668	0.973	0.52	0.245933	0.7378	
G-2				-	0		Indisponible
G-3	0.27407	0.064668	0.973	0.52	0.245933		
G-4	0.274079	0.064668	0.973	0.52	0.245933		
G-5					0		Fuera de línea
G-6				-	0		Fuera de línea
G-7				-	0		Indisponible
G-8				-	0	0.6418	Fuera de línea
G-9	0.718178	0.16943	0.973	1.36	0.64182		
Totales	1.5404	0.3634	0.973	2.92	1.3796	1.3796	

Tabla 5.27 Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación Activa [MW].	Generación Reactiva [MVar]	F.p.	Reserva [MW]	Observaciones
------	--------	-------------------------	----------------------------	------	--------------	---------------

Eólica	Baltra AG-1	0.75	0.0043	>0.999		
	Baltra AG-2	0.75	0.0043	>0.999		
	Baltra AG-3	0.75	0.0043	>0.999		
Fotovoltaica	PV Baltra	0.1	0.00	1.0		
	PV S. Cruz	0.75	0.00	1.0		
Baterías	Ion-Litio	0.0	0.00		0.50	Reserva ante fluctuaciones
	Plomo Acido			-		No utilizada
Totales		3.1	0.0130	>0.999	0.50	

Tabla 5.28 Resumen carga-generación

Gen. Diésel [MW]	Gen. Renovable [MW]	Gen. Total [MW].	Demanda Neta [MW].	Pérdidas [MW]	% Generación renovable
1.5404	3.10	4.64	4.51	0.13	66.8

Tabla 5.29 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople (WTG/PV)	S/E Baltra 13.8 kV	S/E Baltra 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV
	1.025 / 1.015	1.015	1.017	0.988	1.000
Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
	1.016	1.007	1.028	1.028	1.003

Nota: Reactor en Baltra 34.5 kV fuera de línea

5.3.2.2.3 Caso 3: Viento Promedio, Máxima Irradiación

Tabla 5.30 Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVA _r]	F.p.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones
G-1	0.25519	0.032647	0.992	0.52	0.2648084	0.7944	

G-2				-	0		Indisponible
G-3	0.25519	0.032647	0.992	0.52	0.2648084		
G-4	0.25519	0.032647	0.992	0.52	0.2648084		
G-5					0		Fuera de línea
G-6				-	0		Fuera de línea
G-7				-	0		Indisponible
G-8				-	0	0.6913	Fuera de línea
G-9	0.668735	0.085535	0.992	1.36	0.6912655		
Totales	1.4343	0.1835	0.992	2.92	1.4857	1.4857	

Tabla 5.31 Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación Activa [MW].	Generación Reactiva [MVar]	F.p.	Reserva [MW]	Observaciones
Eólica	Baltra AG-1	0.529	0.0414	0.997		
	Baltra AG-2	0.529	0.0414	0.997		
	Baltra AG-3	0.529	0.0414	0.997		
Fotovoltaica	PV Baltra	0.19	0.00	1.0		
	PV S. Cruz	1.40	0.00	1.0		
Baterías	Ion-Litio	0.0	0.00		0.50	Reserva ante fluctuaciones
	Plomo Acido					No utilizada
Totales		3.177	0.1241	0.999	0.50	

Tabla 5.32 Resumen carga-generación

Gen. Diésel [MW]	Gen. Renovable [MW]	Gen. Total [MW].	Demanda Neta [MW].	Pérdidas [MW]	% Generación renovable
1.4343	3.177	4.61	4.51	0.1	68.9

Tabla 5.33 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople (WTG/PV)	S/E Baltra 13.8 kV	S/E Baltra 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV
	1.023 / 1.016	1.015	1.017	0.990	1.000
Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
	1.017	1.006	1.027	1.027	1.005

Nota: Reactor en Baltra 34.5 kV fuera de línea

5.3.2.2.4 Caso 4: Viento Promedio, Irradiación Reducida

Tabla 5.34 Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVar]	F.p.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones
G-1	0.2957239	0.01760556	0.998	0.52	0.2242761	1.0487	
G-2				-	0		Indisponible
G-3	0.2957239	0.01760556	0.998	0.52	0.2242761		
G-4	0.2957239	0.01760556	0.998	0.52	0.2242761		
G-5	0.5040892	0.02992945	0.998	0.88	0.3759108		
G-6					0		Fuera de línea
G-7				-	0		Indisponible
G-8					0	0.5851	Fuera de línea
G-9	0.7749073	0.04612655	0.998	1.36	0.5850927		
Totales	2.166	0.1289	0.998	3.8	1.634	1.634	

Tabla 5.35 Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación Activa [MW].	Generación Reactiva [MVar]	F.p.	Reserva [MW]	Observaciones
Eólica	Baltra AG-1	0.529	0.0510	0.995		
	Baltra AG-2	0.529	0.0510	0.995		
	Baltra AG-	0.529	0.0510	0.995		

	3					
Fotovoltaica	PV Baltra	0.10	0.00	1.0		
	PV S. Cruz	0.75	0.00	1.0		
Baterías	Ion-Litio	0.0	0.00		0.50	Reserva ante fluctuaciones
	Plomo Acido					No utilizada
Totales		2.437	0.1529	0.998	0.50	

Tabla 5.36 Resumen carga-generación

Gen. Diésel [MW]	Gen. Renovable [MW]	Gen. Total [MW].	Demanda Neta [MW].	Pérdidas [MW]	% Generación renovable
2.166	2.437	4.60	4.51	0.09	52.9

Tabla 5.37 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople (WTG/PV)	S/E Baltra 13.8 kV	S/E Baltra 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV
		1.023 / 1.016	1.015	1.017	0.990
Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
	1.016	1.007	1.026	1.026	1.003

Nota: Reactor en Baltra 34.5 kV fuera de línea

5.3.2.2.5 Caso 5: Sin Viento, Irradiación Máxima

Tabla 5.38 Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVAr]	F.p.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones
G-1	0.3581438	0.03423537	0.995	0.52	0.1618562	0.9176	
G-2				-	0		Indisponible
G-3	0.3581438	0.03423537	0.995	0.52	0.1618562		
G-4	0.3581438	0.03423537	0.995	0.52	0.1618562		

G-5	0.6097878	0.05820014	0.995	0.88	0.2702122		
G-6	0.3581438	0.03423537	0.995	0.52	0.1618562		
G-7				-	0		Indisponible
G-8					0	0.4216	Fuera de línea
G-9	0.9384135	0.08969668	0.995	1.36	0.4215865		
Totales	2.981	0.2848	0.995	4.31	1.3392	1.3392	

Tabla 5.39 Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación		F.p.	Reserva [MW]	Observaciones
		Activa [MW].	Reactiva [MVar]			
Eólica	Baltra AG-1	0.0	0.0			
	Baltra AG-2	0.0	0.0			
	Baltra AG-3	0.0	0.0			
Fotovoltaica	PV Baltra	0.19	0.00	1.0		
	PV S. Cruz	1.4	0.00	1.0		
Baterías	Ion-Litio	0.0	0.00		0.50	Reserva ante fluctuaciones
	Plomo Acido					No utilizada
Totales		1.59	0.0	1.0	0.50	

Tabla 5.40 Resumen carga-generación

Gen. Diésel [MW]	Gen. Renovable [MW]	Gen. Total [MW].	Demanda Neta [MW].	Pérdidas [MW]	% Generación renovable
2.981	1.59	4.57	4.51	0.06	34.8

Tabla 5.41 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople (WTG/PV)	S/E Baltra 13.8 kV	S/E Baltra 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV

	0.997 / 0.998	0.997	0.999	0.989	1.000
Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
	0.999	-	1.028	1.027	1.005

Nota: Reactor en Baltra 34.5 kV fuera de línea

5.3.2.2.6 Caso 6: Sin Viento, Irradiación Reducida

Tabla 5.42 Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVAr]	F.p.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones
G-1	0.3736207	0.02738487	0.997	0.52	0.1463793	0.6831	
G-2				-	0		Indisponible
G-3	0.3736207	0.02738487	0.997	0.52	0.1463793		
G-4	0.3736207	0.02738487	0.997	0.52	0.1463793		
G-5	0.6359957	0.04655427	0.997	0.88	0.2440043		
G-6					0		Fuera de línea
G-7				-	0		Indisponible
G-8	0.9789547	0.07174834	0.997	1.36	0.3810453	0.7621	
G-9	0.9789547	0.07174834	0.997	1.36	0.3810453		
Totales	3.7148	0.2722	0.997	5.16	1.4452	1.4452	

Tabla 5.43 Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación Activa [MW].	Generación Reactiva [MVAr]	F.p.	Reserva [MW]	Observaciones
Eólica	Baltra AG-1	0.0	0.0			
	Baltra AG-2	0.0	0.0			
	Baltra AG-3	0.0	0.0			
Fotovoltaica	PV Baltra	0.10	0.00	1.0		
	PV S. Cruz	0.75	0.00	1.0		

Baterías	Ion-Litio	0.0	0.00		0.50	Reserva ante fluctuaciones
	Plomo Acido	0.0	0.00			No utilizada
Totales		0.85	0.0	1.0	0.50	

Tabla 5.44 Resumen carga-generación

Gen. Diésel [MW]	Gen. Renovable [MW]	Gen. Total [MW].	Demanda Neta [MW].	Pérdidas [MW]	% Generación renovable
3.7148	0.85	4.56	4.51	0.05	18.6

Tabla 5.45 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople (WTG/PV)	S/E Baltra 13.8 kV	S/E Baltra 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV
	0.996/ 0.996	0.996	0.998	0.989	1.000
Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
	0.997	-	1.027	1.027	1.003

Nota: Reactor en Baltra 34.5 kV fuera de línea

5.3.2.3 Escenario 4: Pico de demanda de la noche, época de frío

Las demanda máxima en horas de la noche para el año 2015, correspondientes a la época de frío, se dan en la Tabla 2.15.

Para este escenario de carga, se considerarán condiciones de generación eólica y fotovoltaica según indicado a continuación:

- Viento máximo, sin Irradiación
- Viento promedio, sin Irradiación
- Sin viento, sin Irradiación

No se consideran escenarios con irradiación, debido la hora del día correspondiente a este escenario de demanda.

El banco de baterías de plomo-ácido se considerará disponible para casos de necesidad y cargado lo suficiente como para poder proveer la cantidad requerida de potencia a lo largo del

período. En ningún caso se considerará aporte de potencia en estado estacionario del banco de ion-litio.

Los detalles de los casos elaborados para estos escenarios se dan a continuación.

5.3.2.3.1 Caso 1: Viento Máximo

Tabla 5.46 Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVA _r]	F.p.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones
G-1	0.3398359	0.02861168	0.996	0.52	0.1801641	0.8417	
G-2				-	0		Indisponible
G-3	0.3398359	0.02861168	0.996	0.52	0.1801641		
G-4	0.3398359	0.02861168	0.996	0.52	0.1801641		
G-5	0.5787862	0.04863986	0.996		0.3012138		
G-6					0		Fuera de línea
G-7				-	0		Indisponible
G-8				-	0	0.4695	Fuera de línea
G-9	0.8904568	0.0749626	0.996	1.36	0.4695432		
Totales	2.489	0.2094	0.996	3.8	1.311	1.311	

Tabla 5.47 Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación Activa [MW].	Generación Reactiva [MVA _r]	F.p.	Reserva [MW]	Observaciones
Eólica	Baltra AG-1	0.750	-0.0457	0.998		
	Baltra AG-2	0.750	-0.0457	0.998		
	Baltra AG-3	0.750	-0.0457	0.998		
Fotovoltaica	PV Baltra	0.0	0.00			Sin Irradiación
	PV S. Cruz	0.0	0.00			Sin Irradiación
Baterías	Ion-Litio	0.0	0.00		0.50	Reserva ante fluctuaciones

	Plomo Acido					No utilizada
Totales		2.25	-0.137	0.998	0.50	

Tabla 5.48 Resumen carga-generación

Gen. Diésel [MW]	Gen. Renovable [MW]	Gen. Total [MW].	Demanda Neta [MW].	Pérdidas [MW]	% Generación renovable
2.489	2.25	4.74	4.61	0.13	47.5

Tabla 5.49 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople (WTG/PV)	S/E Baltra 13.8 kV	S/E Baltra 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV
		1.024/ 1.015	1.015	1.018	0.988
Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
		1.003	1.027	1.027	

Nota: Reactor en Baltra 34.5 kV fuera de servicio

5.3.2.3.2 Caso 2: Viento Promedio

Tabla 5.50 Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVA _r]	F.p.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones
G-1	0.3485912	- 0.01471638	0.999	0.52	0.1714088	0.800	
G-2				-	0		Indisponible
G-3	0.3485912	- 0.01471638	0.999	0.52	0.1714088		
G-4	0.3485912	- 0.01471638	0.999	0.52	0.1714088		
G-5	0.593612	- 0.02501784		0.52	0.286388		
G-6					0		Fuera de línea
G-7				-	0		Indisponible

G-8	0.913391	- 0.03855691	0.999	1.36	0.446609	0.8932	
G-9	0.913391	- 0.03855691	0.999	1.36	0.446609		
Totales	3.466	-0.1463	0.999	5.16	1.694	1.694	

Tabla 5.51 Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación		F.p.	Reserva [MW]	Observaciones
		Activa [MW].	Reactiva [MVar]			
Eólica	Baltra AG-1	0.406	0.0304	0.997		
	Baltra AG-2	0.406	0.0304	0.997		
	Baltra AG-3	0.406	0.0304	0.997		
Fotovoltaica	PV Baltra	0.0	0.00			Sin Irradiación
	PV S. Cruz	0.0	0.00			Sin Irradiación
Baterías	Ion-Litio	0.0	0.00		0.50	Reserva ante fluctuaciones
	Plomo Acido					No utilizada
Totales		1.218	0.0912	0.997	0.50	

Tabla 5.52 Resumen carga-generación

Gen. Diésel [MW]	Gen. Renovable [MW]	Gen. Total [MW].	Demanda Neta [MW].	Pérdidas [MW]	% Generación renovable
3.466	1.218	4.68	4.61	0.07	26.0

Tabla 5.53 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople (WTG/PV)	S/E Baltra 13.8 kV	S/E Baltra 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV
		1.012 / 1.015	1.015	1.015	0.991

Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
		1.002	1.024	1.024	

Nota: Reactor en Baltra 34.5 kV fuera de servicio

5.3.2.3.3 Caso 3: Sin Viento

Tabla 5.54 Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVar]	F.p.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones
G-1	0.3894603	- 0.00498712	>0.999	0.52	0.1305397	0.739	
G-2				-	0		Indisponible
G-3	0.3894603	- 0.00498712	>0.999	0.52	0.1305397		
G-4	0.3894603	- 0.00498712	>0.999	0.52	0.1305397		
G-5	0.6628176	-0.0084781	>0.999	0.52	0.2171824		
G-6	0.3894603	- 0.00498712	>0.999	0.88	0.1305397		
G-7				-	0		Indisponible
G-8	1.020446	- 0.01306625	>0.999	1.36	0.339554	0.679	
G-9	1.020446	- 0.01306625	>0.999	1.36	0.339554		
Totales	4.262	-0.0546	>0.999	5.68	1.418	1.418	

Tabla 5.55 Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación Activa [MW].	Generación Reactiva [MVar]	F.p.	Reserva [MW]	Observaciones
Eólica	Baltra AG-1	0.0	0.0			Sin viento
	Baltra AG-2	0.0	0.0			Sin viento
	Baltra AG-	0.0	0.0			Sin viento

	3					
Fotovoltaica	PV Baltra	0.0	0.00			Sin Irradiación
	PV S. Cruz	0.0	0.00			Sin Irradiación
Baterías	Ion-Litio	0.0	0.00		0.50	Reserva ante fluctuaciones
	Plomo Acido	0.4	0.00	1.00		Energía almacenada
Totales		0.4	0.0	1.00	0.50	

Tabla 5.56 Resumen carga-generación

Gen. Diésel [MW]	Gen. Renovable [MW]	Gen. Total [MW].	Demanda Neta [MW].	Pérdidas [MW]	% Generación renovable
4.262	0.4	4.66	4.61	0.05	8.6

Tabla 5.57 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople (WTG/PV)	S/E Baltra 13.8 kV	S/E Baltra 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV
	1.005 / 1.007	1.005	1.006	0.990	1.000
Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
	1.009		1.025	1.025	

Nota: Reactor en Baltra 34.5 kV fuera de servicio

5.3.2.4 Escenario 5: Mínima demanda

Las demanda mínimas para el año 2015, se dan en la Tabla 2.17

Para este escenario de carga, se considerarán condiciones de generación eólica y fotovoltaica según indicado a continuación:

- Viento máximo, sin Irradiación
- Viento promedio, sin Irradiación
- Sin viento, sin Irradiación

La mínima demanda se considera igual tanto para la época de calor como para la época de frío. Se utilizarán como aportes de energía eólica los correspondientes a la época de calor, condición más desfavorable.

No se consideran escenarios con irradiación, debido la hora del día correspondiente a este escenario de demanda.

El banco de baterías de plomo-ácido se considerará disponible para casos de necesidad y cargado lo suficiente como para poder proveer la cantidad requerida de potencia a lo largo del período. En ningún caso se considerará aporte de potencia en estado estacionario del banco de ion-litio.

Los detalles de los casos elaborados para estos escenarios se dan a continuación.

5.3.2.4.1 Caso 1: Viento Máximo

Tabla 5.58 Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVar]	F.p.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones
G-1					0	0.3807	Fuera de línea
G-2				-	0		Indisponible
G-3					0		Fuera de línea
G-4	0.1392708	0.03098794	0.976	0.52	0.3807292		
G-5					0		Fuera de línea
G-6					0		Fuera de línea
G-7				-	0		Indisponible
G-8				-	0	0.9949	Fuera de línea
G-9	0.3650848	0.08118841	0.976	1.36	0.9949152		
Totales	0.5044	0.1122	0.976	1.88	1.375	1.375	

Tabla 5.59 Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación Activa [MW].	Generación Reactiva [MVar]	F.p.	Reserva [MW]	Observaciones
Eólica	Baltra AG-1	0.325	0.0423	0.992		Limitación de generación
	Baltra AG-2	0.325	0.0423	0.992		Limitación de generación
	Baltra AG-3	0.325	0.0423	0.992		Limitación de generación

Fotovoltaica	PV Baltra	0.0	0.00			Sin Irradiación
	PV S. Cruz	0.0	0.00			Sin Irradiación
Baterías	Ion-Litio	0.0	0.00		0.50	Reserva ante fluctuaciones
	Plomo Acido					No utilizada
Totales		0.975	0.127	0.992	0.50	

Tabla 5.60 Resumen carga-generación

Gen. Diésel [MW]	Gen. Renovable [MW]	Gen. Total [MW].	Demanda Neta [MW].	Pérdidas [MW]	% Generación renovable
0.5044	0.975	1.48	1.43	0.05	65.9

Tabla 5.61 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople (WTG/PV)	S/E Baltra 13.8 kV	S/E Baltra 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV
		0.995 / 0.990	0.990	0.989	0.981
Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
		1.002	1.026	1.027	

Nota: Reactor en Baltra 34.5 kV en servicio

5.3.2.4.2 Caso 2: Viento Promedio

Tabla 5.62 Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVA _r]	F.p.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones
G-1					0	0.745	Fuera de línea
G-2				-	0		Indisponible
G-3	0.1475122	0.00950397	0.998	0.52	0.3724878		
G-4	0.1475122	0.00950397	0.998	0.52	0.3724878		
G-5					0		Fuera de línea

G-6					0		Fuera de línea
G-7				-	0		Indisponible
G-8					0	0.9733	Fuera de línea
G-9	0.3866727	0.02490041	0.998	1.36	0.9733273		
Totales	0.682	0.0439	0.999	2.40	1.718	1.718	

Tabla 5.63 Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación Activa [MW].	Generación Reactiva [MVar]	F.p.	Reserva [MW]	Observaciones
Eólica	Baltra AG-1	0.264	0.0598	0.975		
	Baltra AG-2	0.264	0.0598	0.975		
	Baltra AG-3	0.264	0.0598	0.975		
Fotovoltaica	PV Baltra	0.0	0.00			Sin Irradiación
	PV S. Cruz	0.0	0.00			Sin Irradiación
Baterías	Ion-Litio	0.0	0.00		0.50	Reserva ante fluctuaciones
	Plomo Acido					No utilizada
Totales		0.792	0.1795	0.975	0.50	

Tabla 5.64 Resumen carga-generación

Gen. Diésel [MW]	Gen. Renovable [MW]	Gen. Total [MW].	Demanda Neta [MW].	Pérdidas [MW]	% Generación renovable
0.682	0.792	1.474	1.43	0.05	53.7

Tabla 5.65 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople (WTG/PV)	S/E Baltra 13.8 kV	S/E Baltra 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV
	0.995 / 0.990	0.990	0.989	0.981	1.000

Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
		1.002	1.026	1.026	

Nota: Reactor en Baltra 34.5 kV en servicio

5.3.2.4.3 Caso 3: Sin Viento

Tabla 5.66 Generación planta Puerto Ayora

Unidades	Generación Activa [MW]	Generación Reactiva [MVar]	F.p.	Generación disponible [MW]	Reserva [MW]	Reserva por grupos [MW]	Observaciones
G-1	0.2603194	0.03604824	0.991	0.52	0.2596806	0.779	
G-2				-	0		Indisponible
G-3	0.2603194	0.03604824	0.991	0.52	0.2596806		
G-4	0.2603194	0.03604824	0.991	0.52	0.2596806		
G-5					0		Fuera de línea
G-6					0		Fuera de línea
G-7				-	0		Indisponible
G-8					0	0.6778	Fuera de línea
G-9	0.6821666	0.09444638	0.991	1.36	0.6778334		
Totales	1.463	0.2026	0.991	2.92	1.457	1.457	

Tabla 5.67 Generación no convencional

Tipo	Unidad	Generación Activa [MW].	Generación Reactiva [MVar]	F.p.	Reserva [MW]	Observaciones
Eólica	Baltra AG-1	0.0	0.0			Sin viento
	Baltra AG-2	0.0	0.0			Sin viento
	Baltra AG-3	0.0	0.0			Sin viento
Fotovoltaica	PV Baltra	0.0	0.00			Sin Irradiación
	PV S. Cruz	0.0	0.00			Sin Irradiación
Baterías	Ion-Litio	0.0	0.00		0.50	Reserva ante

						fluctuaciones
	Plomo Acido	0.0	0.00			No utilizada
Totales		0.0	0.0		0.50	

Tabla 5.68 Resumen carga-generación

Gen. Diésel [MW]	Gen. Renovable [MW]	Gen. Total [MW].	Demanda Neta [MW].	Pérdidas [MW]	% Generación renovable
1.463	0.0	1.463	1.43	0.04	0.0

Tabla 5.69 Perfil de tensiones

Transmisión	Cuarto de Acople (WTG/PV)	S/E Baltra 13.8 kV	S/E Baltra 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV	S/E S. Cruz 34.5 kV
	0.977 / 0.977	0.977	0.978	0.980	1.000
Generación	PV Baltra	AG 1-3 Baltra	G1-7 P. Ayora	G 8-9 P. Ayora	PV S. Cruz
			1.027	1.027	

Nota: Reactor en Baltra 34.5 kV en servicio

5.4 ANEXO V Graficas de respuesta dinámica ante contingencias

5.4.1 Contingencia 1

Curvas de ángulo de rotor y potencia de respuesta a las contingencias

5.4.1.1 Época de Calor, pico de medio día

5.4.1.1.1 Viento promedio Irradiación máxima

Ángulo de rotor δ vs t

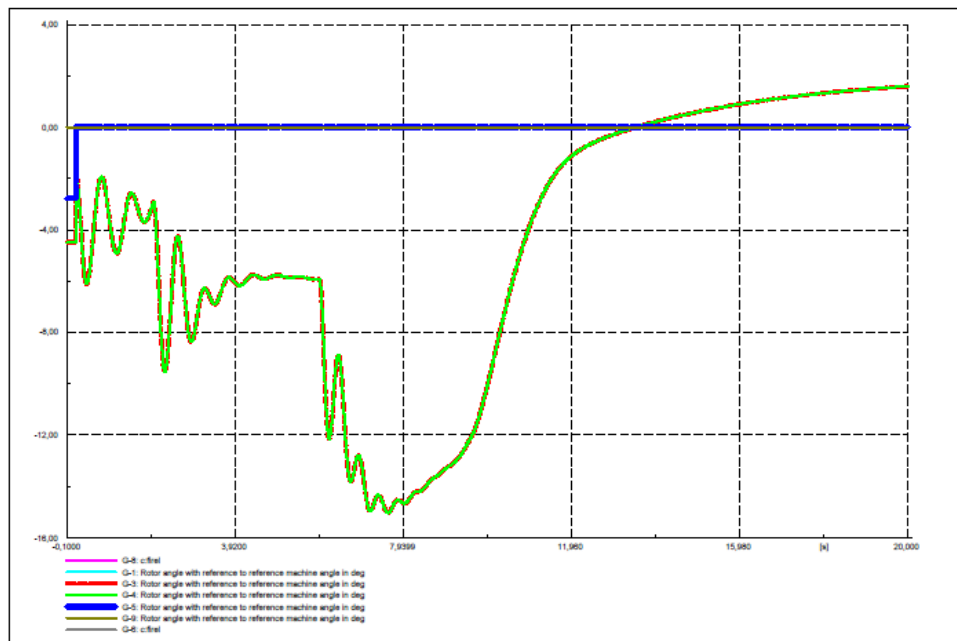


Figura 5.5 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

P vs t

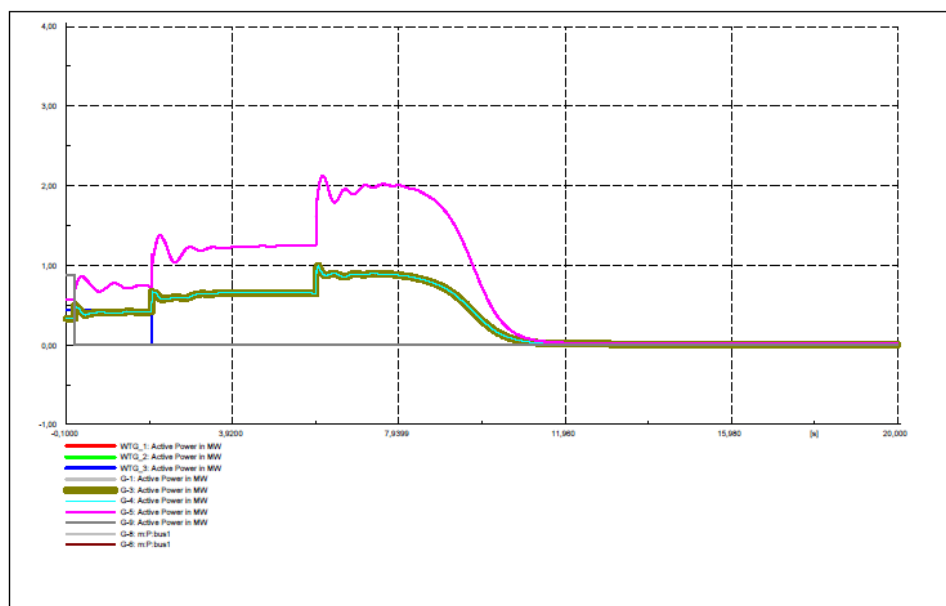


Figura 5.6 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

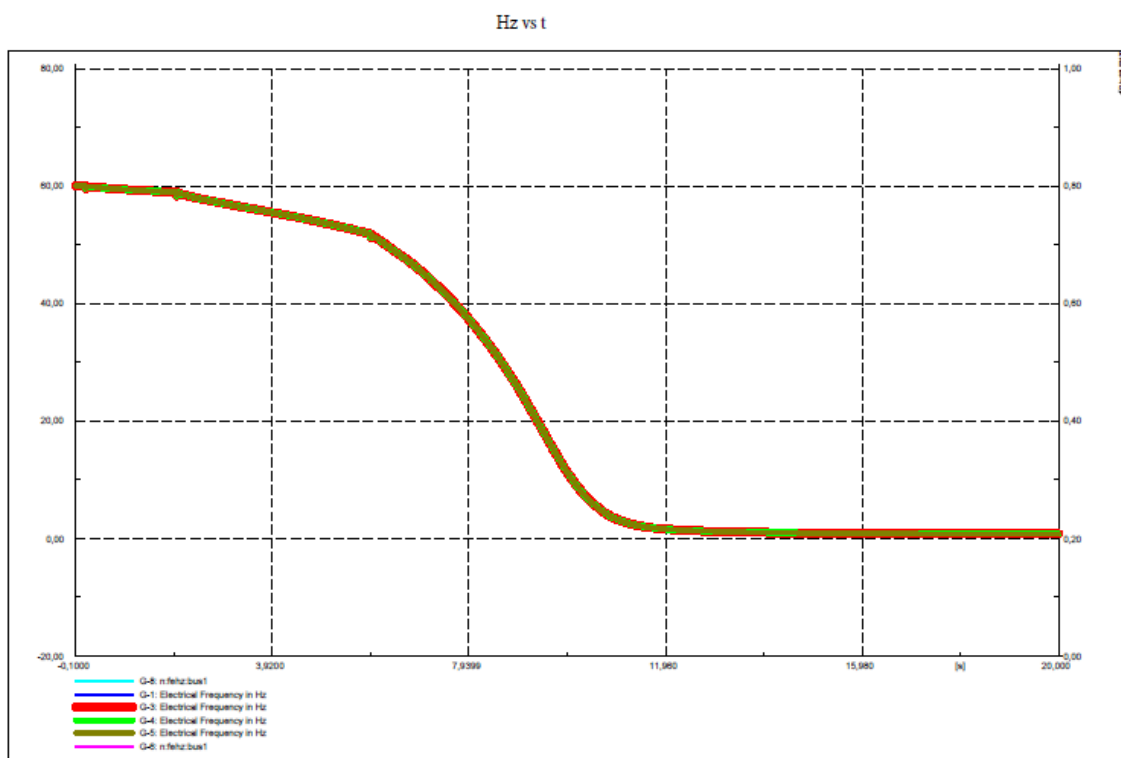


Figura 5.7 Respuesta dinámica de la frecuencia.

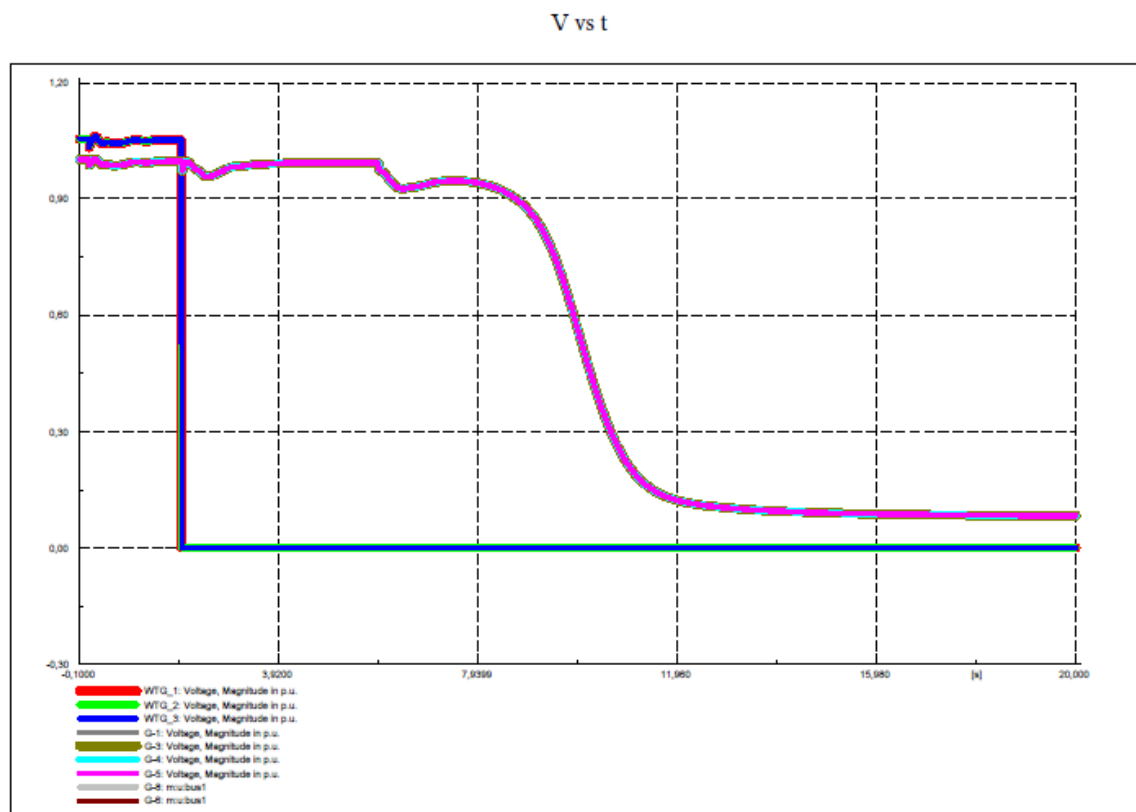


Figura 5.8 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.1.1.2 Viento promedio Irradiación reducida

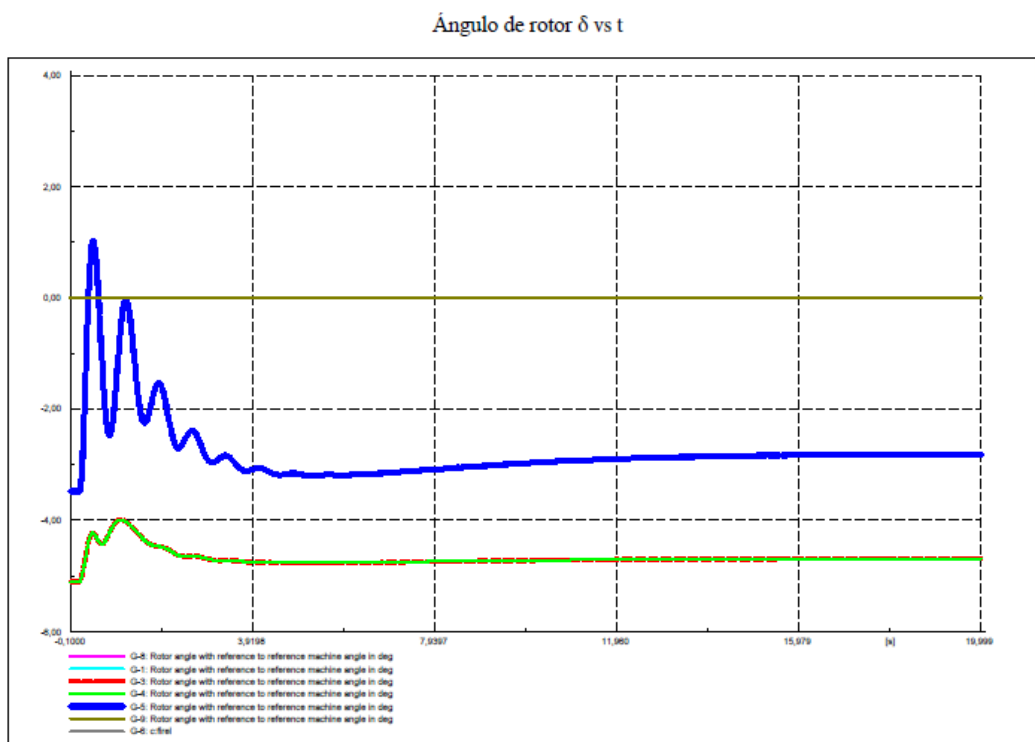


Figura 5.9 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

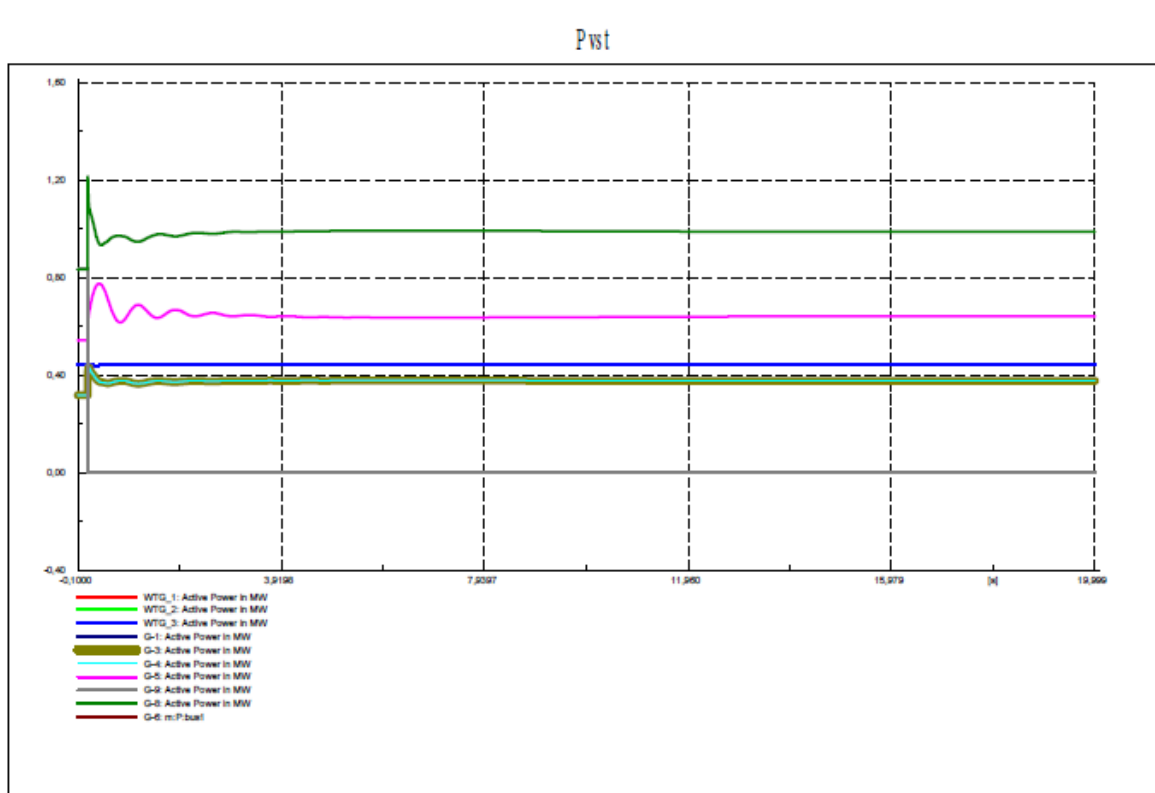


Figura 55.10 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

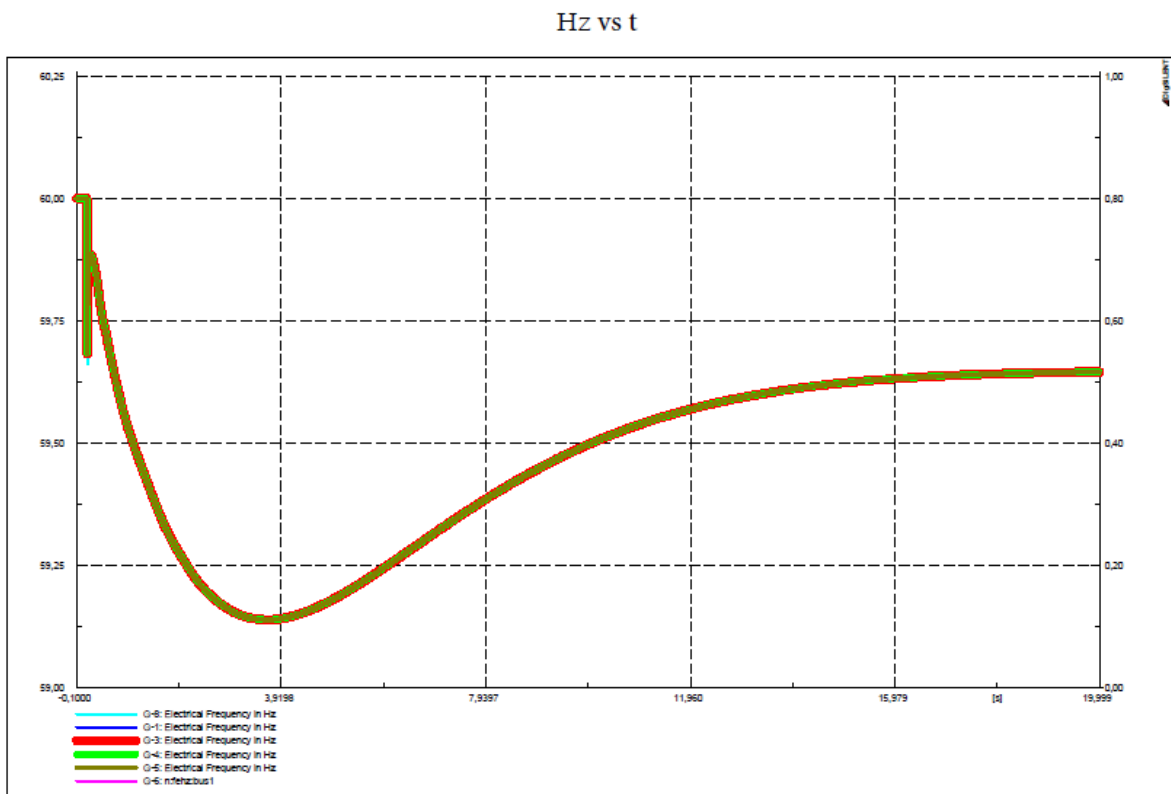


Figura 5.11 Respuesta dinámica de la frecuencia.

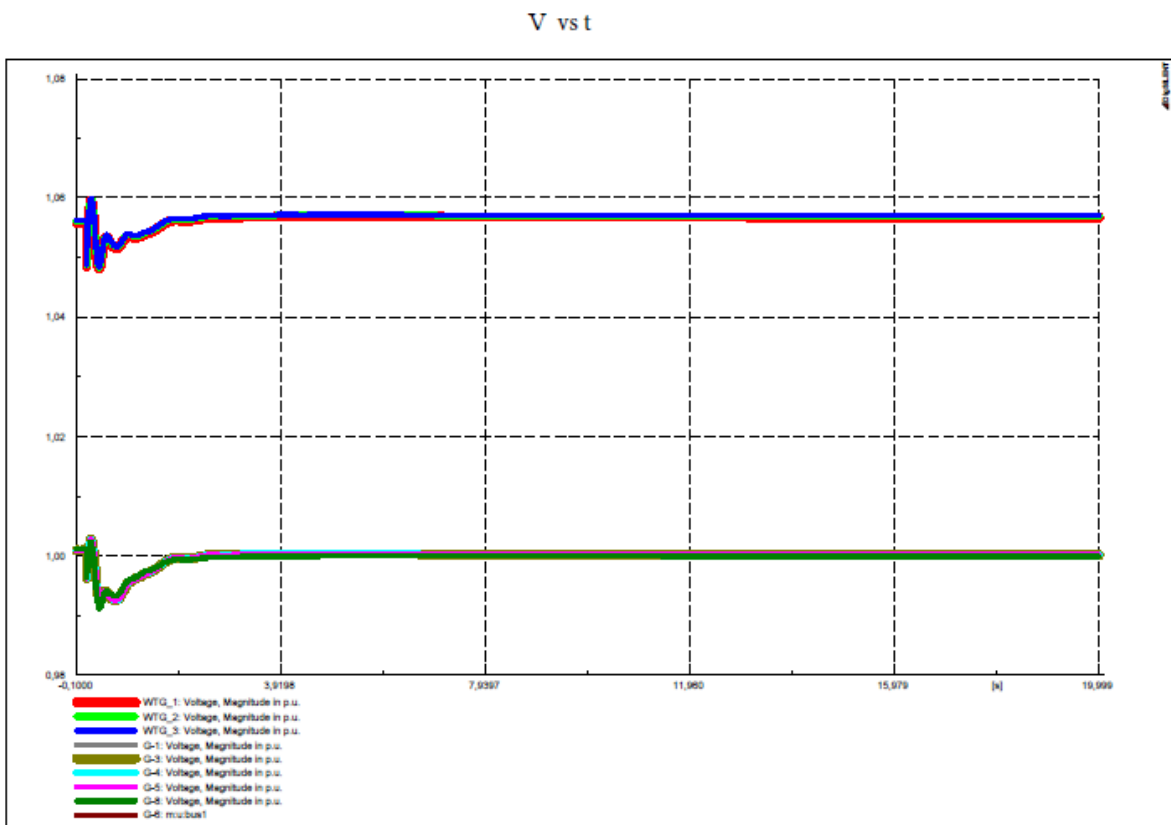


Figura 5.12 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.1.1.3 Sin Viento, Irradiación máxima

Ángulo de rotor δ vs t

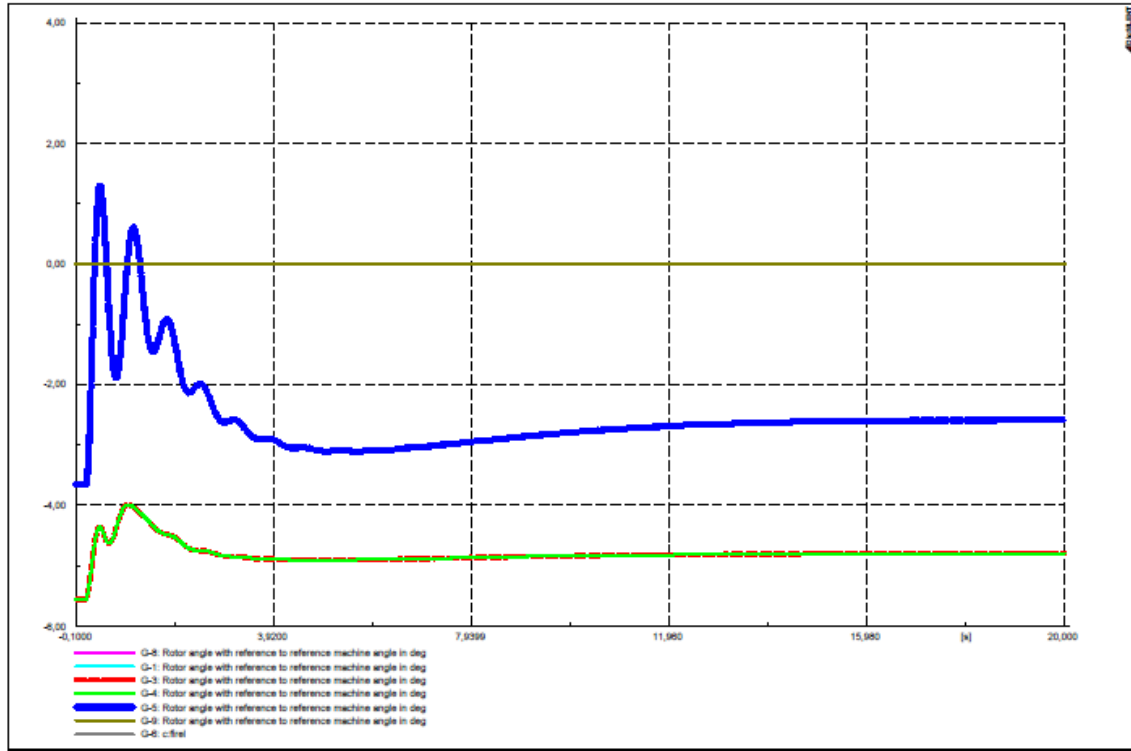


Figura 5.13 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

P vs t

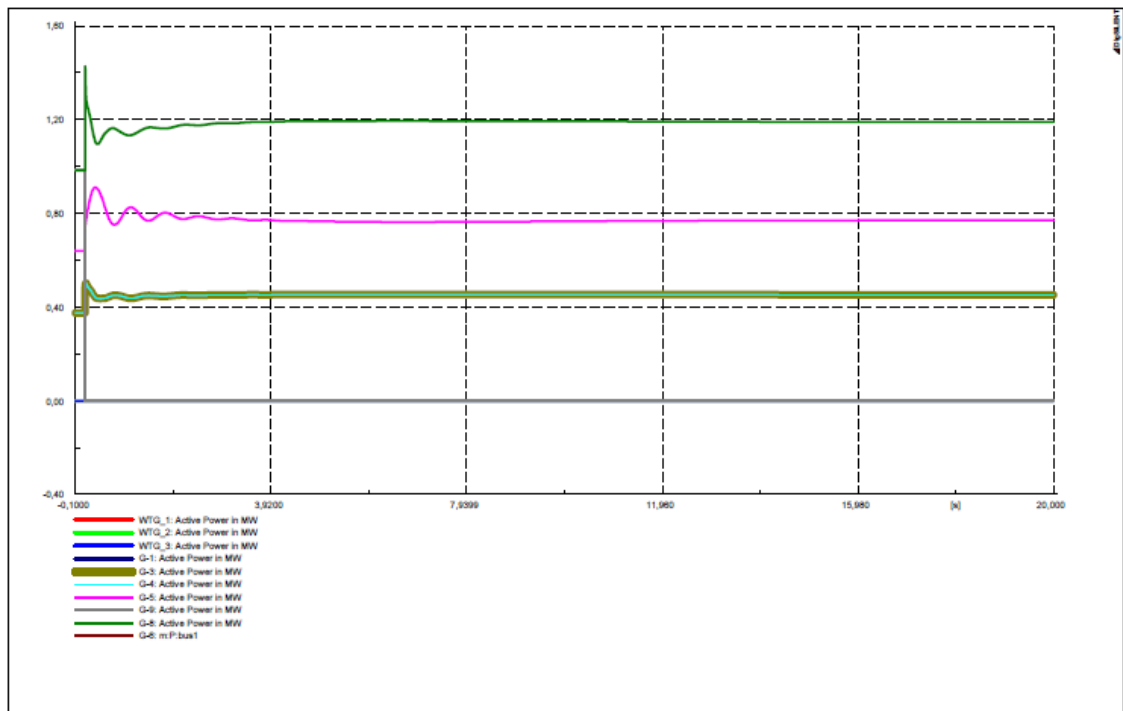


Figura 5.14 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

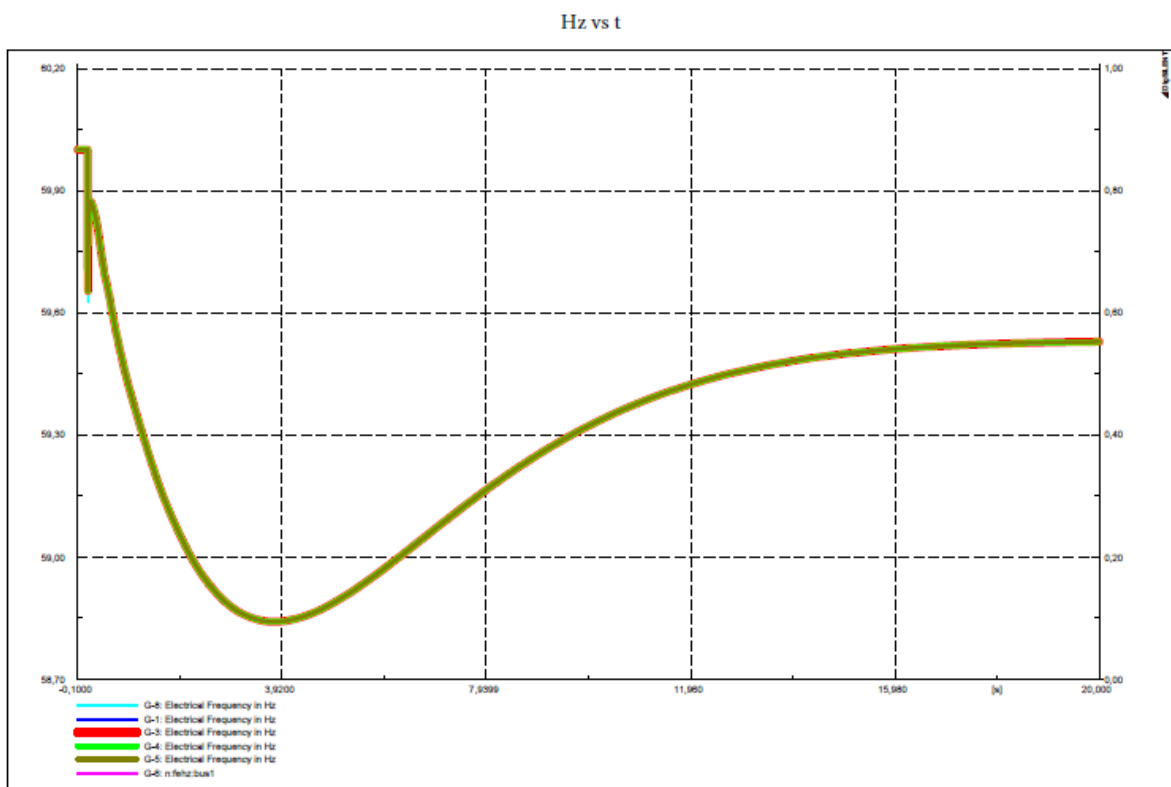


Figura 5.15 Respuesta dinámica de la frecuencia.

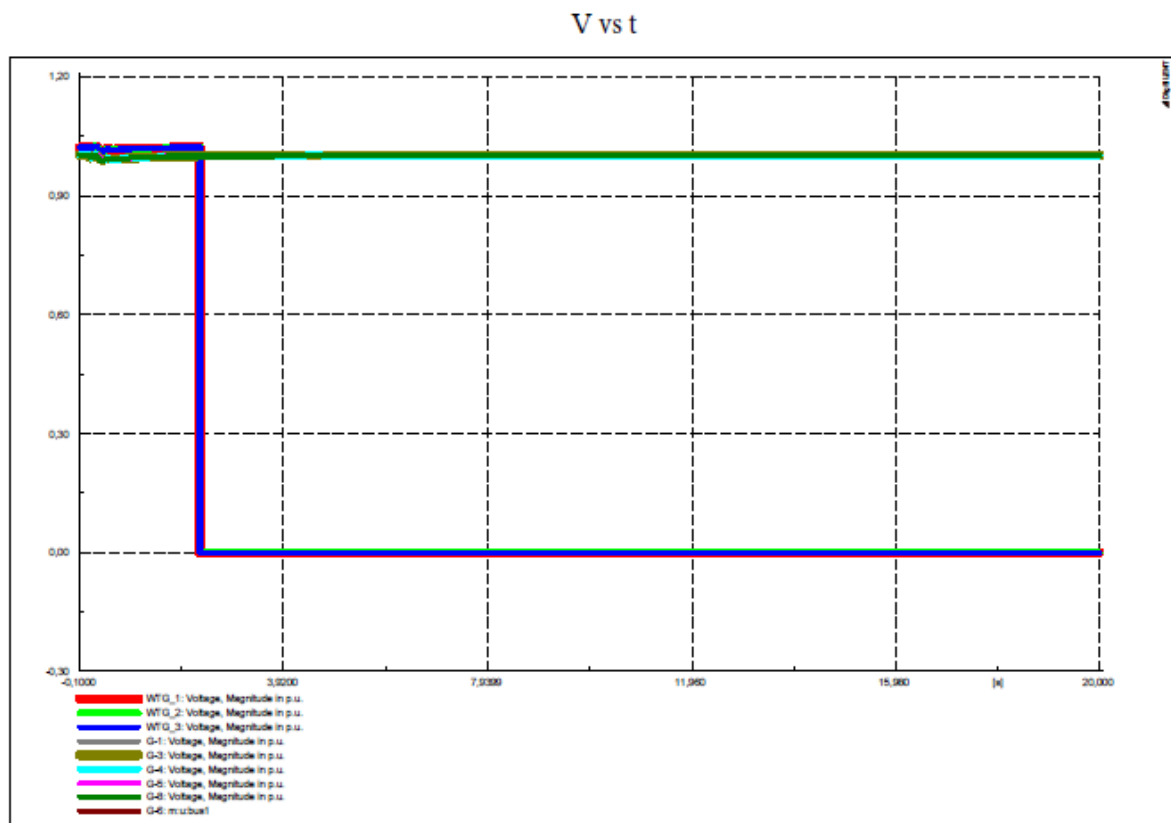


Figura 5.16 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.1.1.4 Sin Viento irradiación reducida

Ángulo de rotor δ vs t

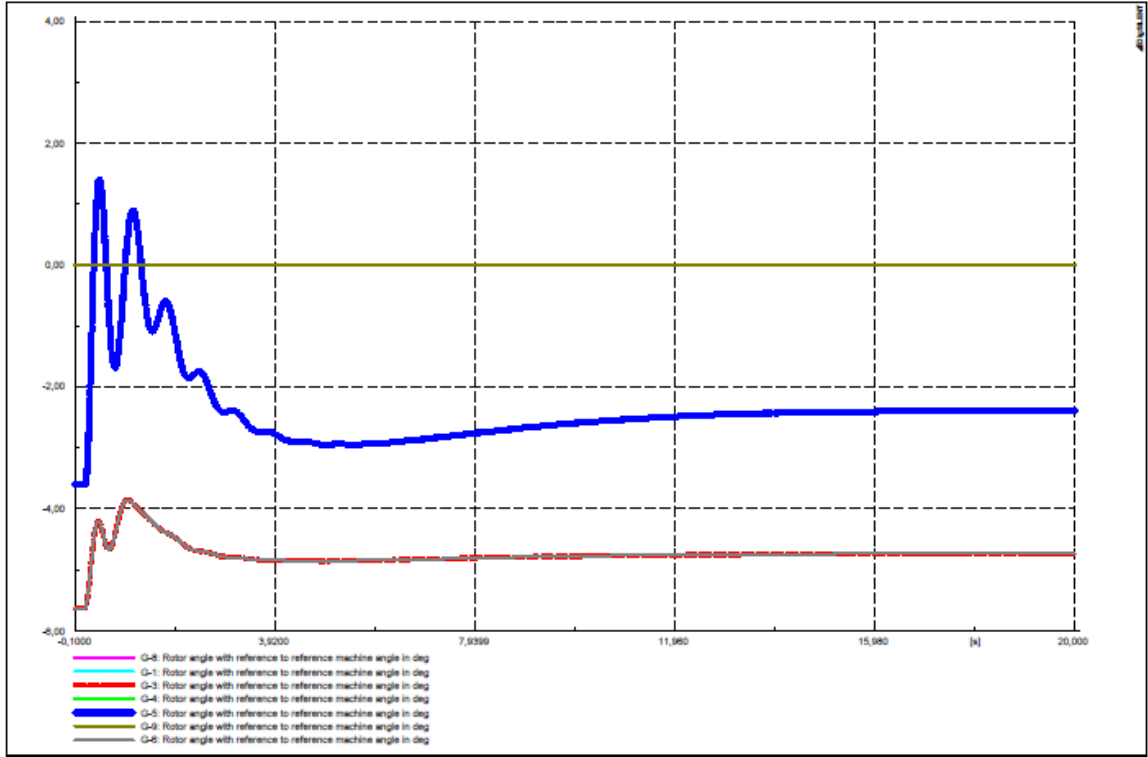


Figura 5.17 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

P_{vst}

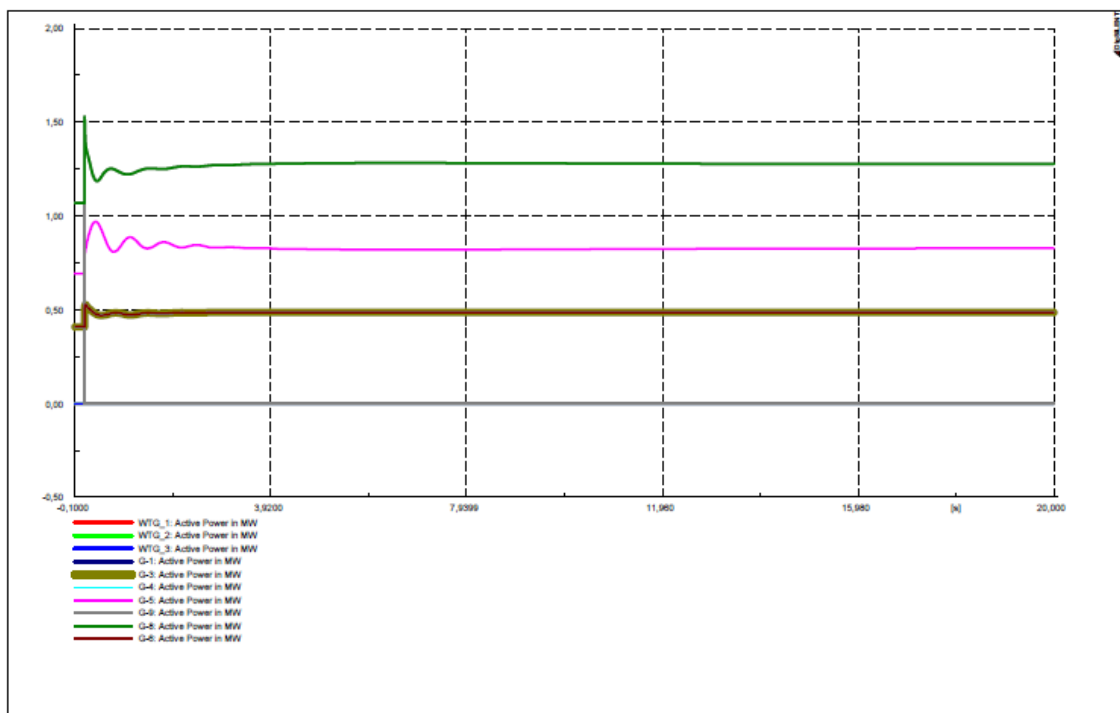


Figura 5.18 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

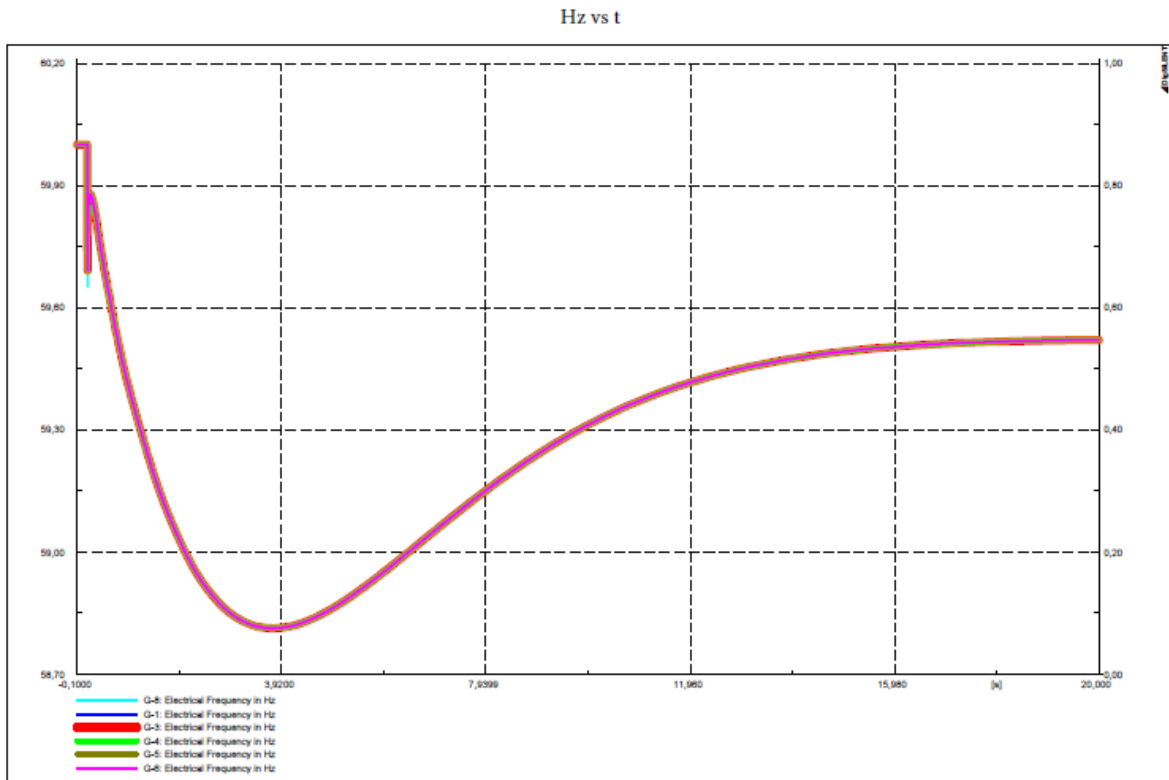


Figura 5.19 Respuesta dinámica de la frecuencia.

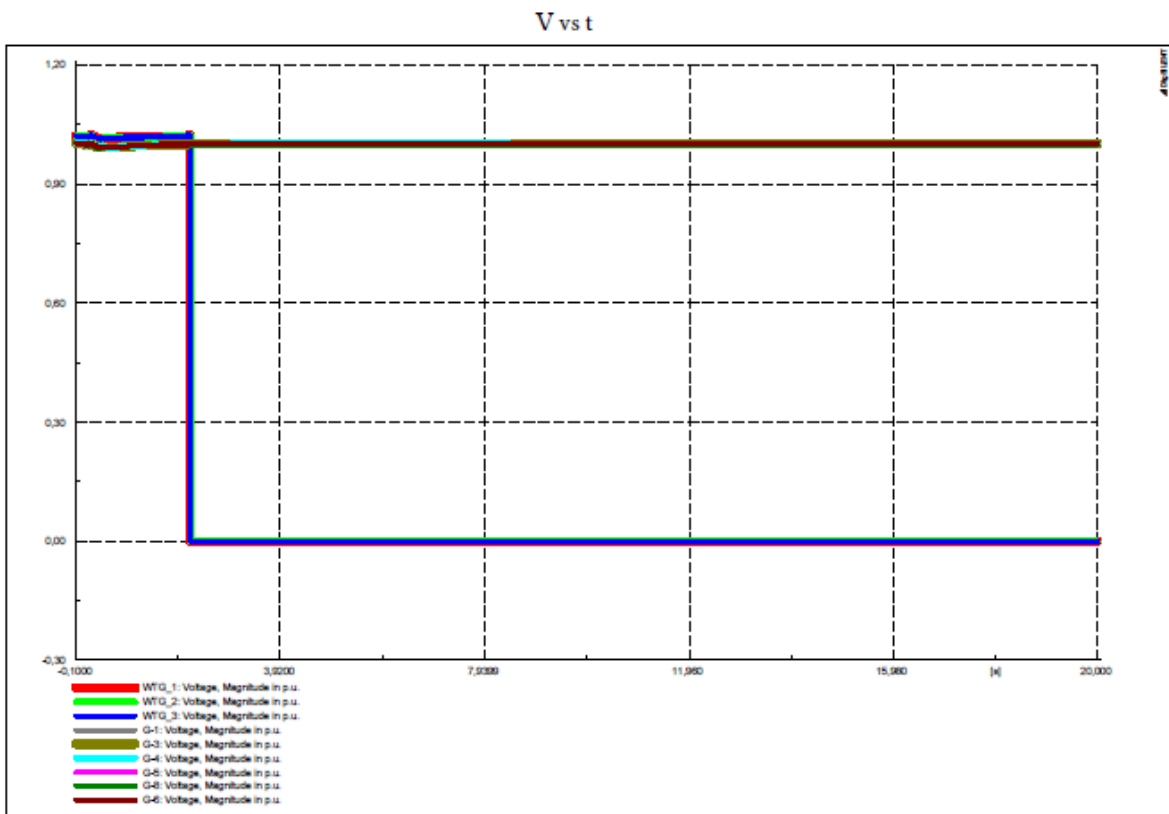


Figura 5.20 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.1.2 Época de Calor, demanda de la noche

5.4.1.2.1 Viento Máximo

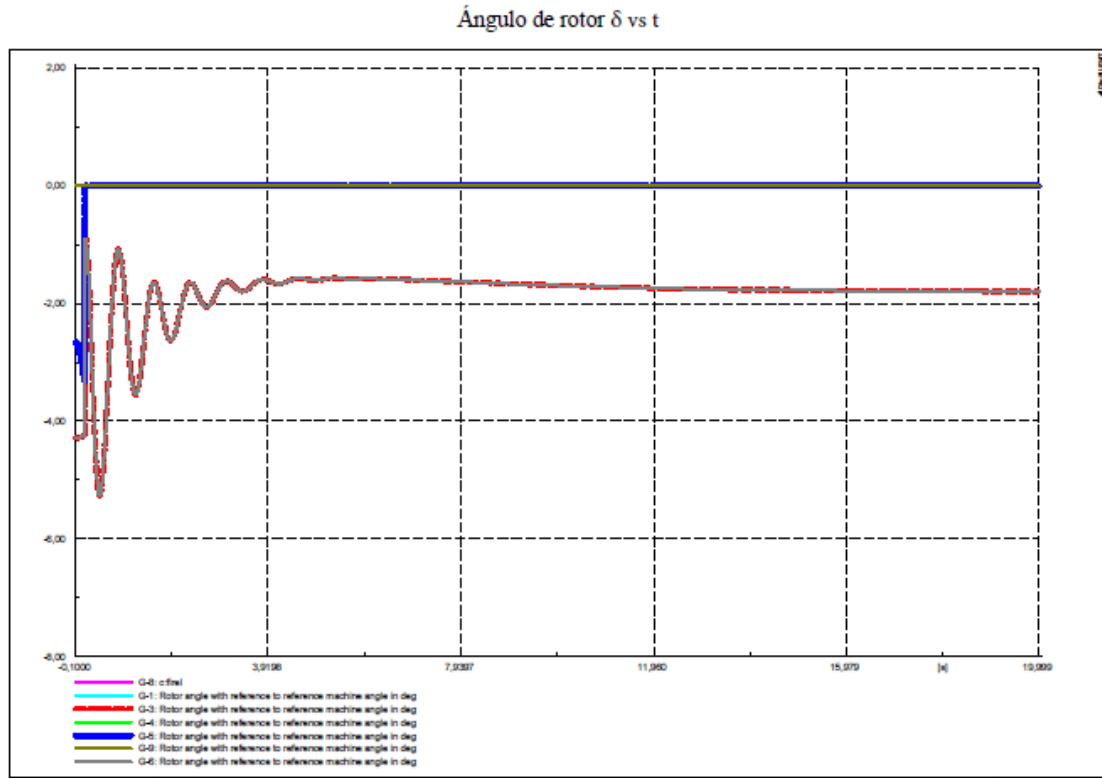


Figura 5.21 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

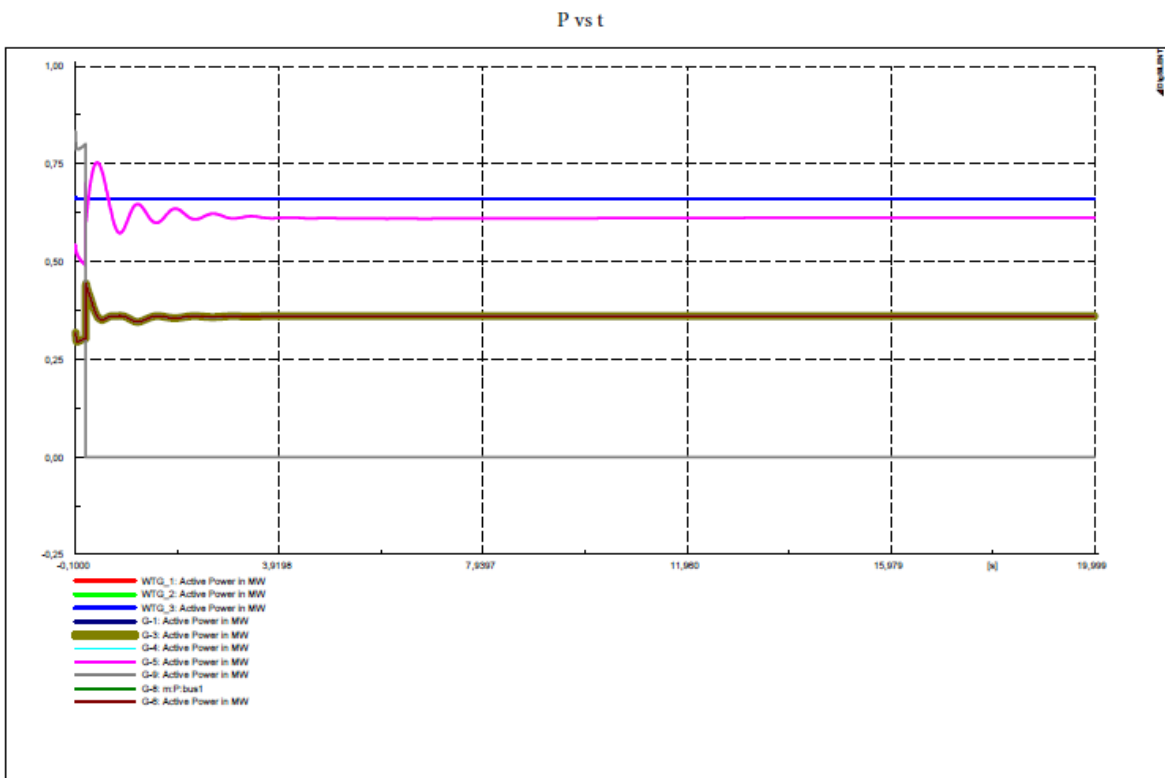


Figura 5.22 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

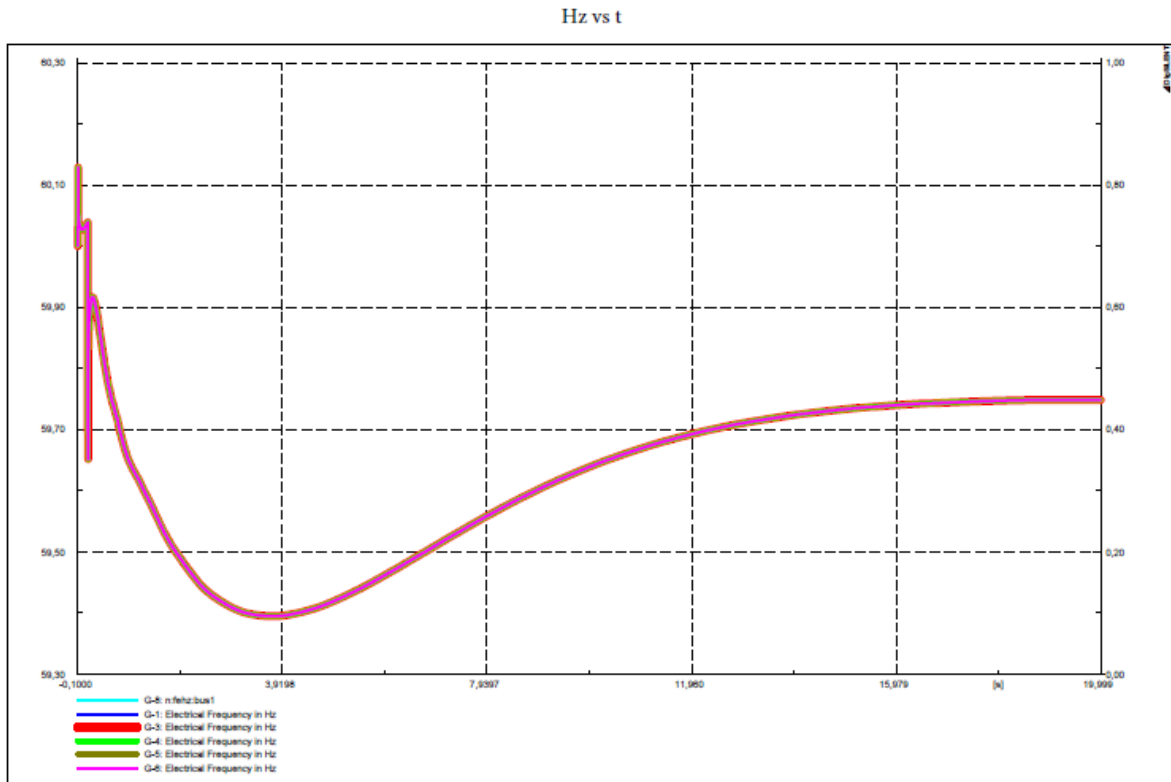


Figura 5.23 Respuesta dinámica de la frecuencia.

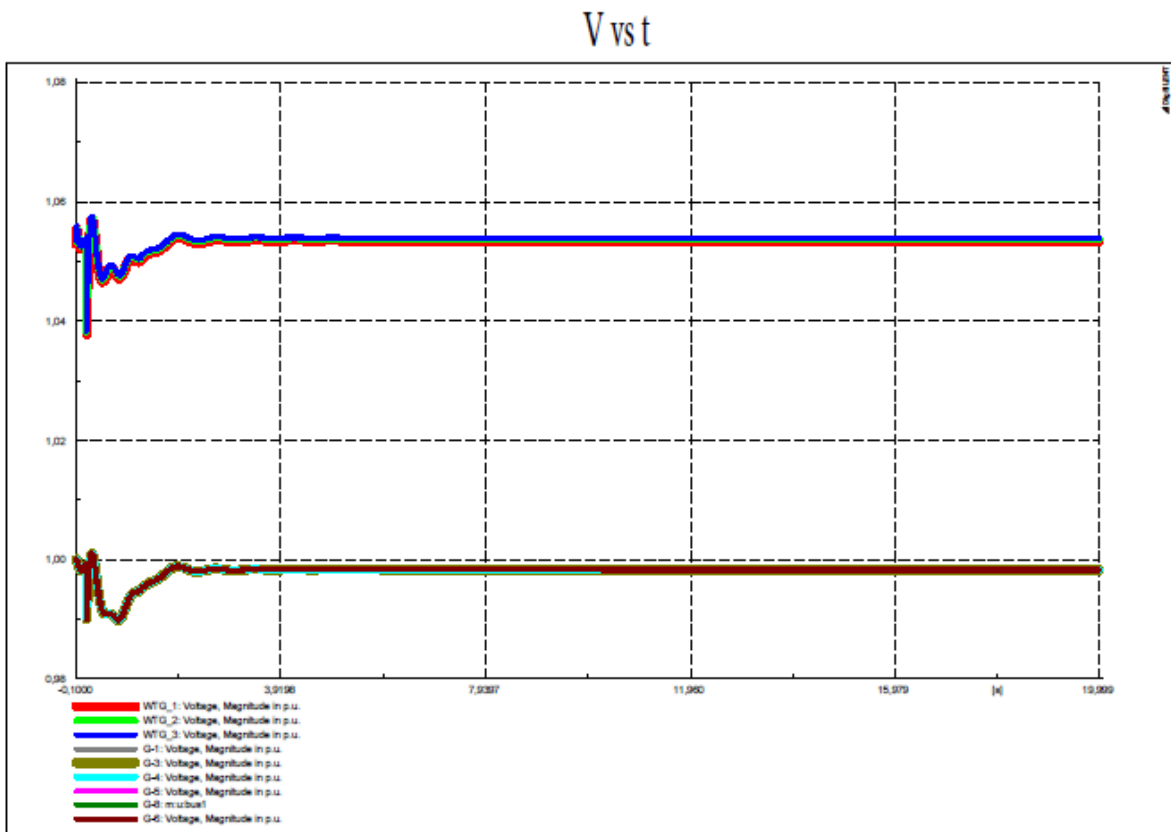


Figura 5.24 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.1.2.2 Viento promedio

Ángulo de rotor δ vs t

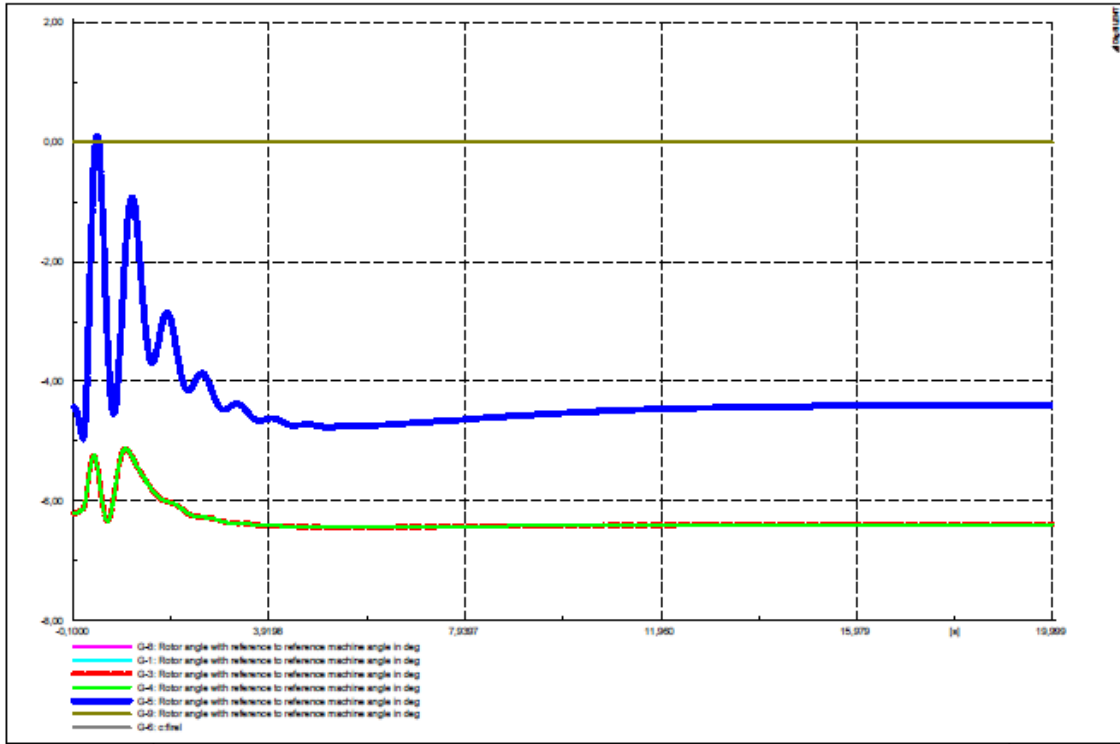


Figura 5.25 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

P vs t

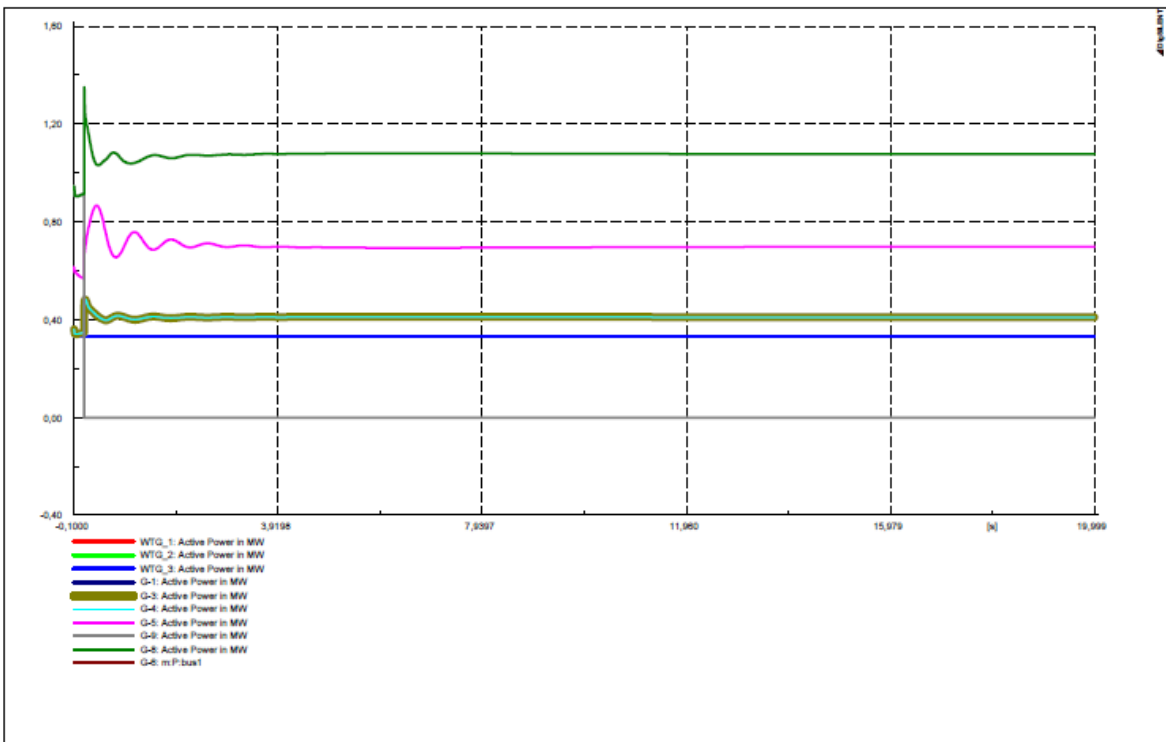


Figura 5.26 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

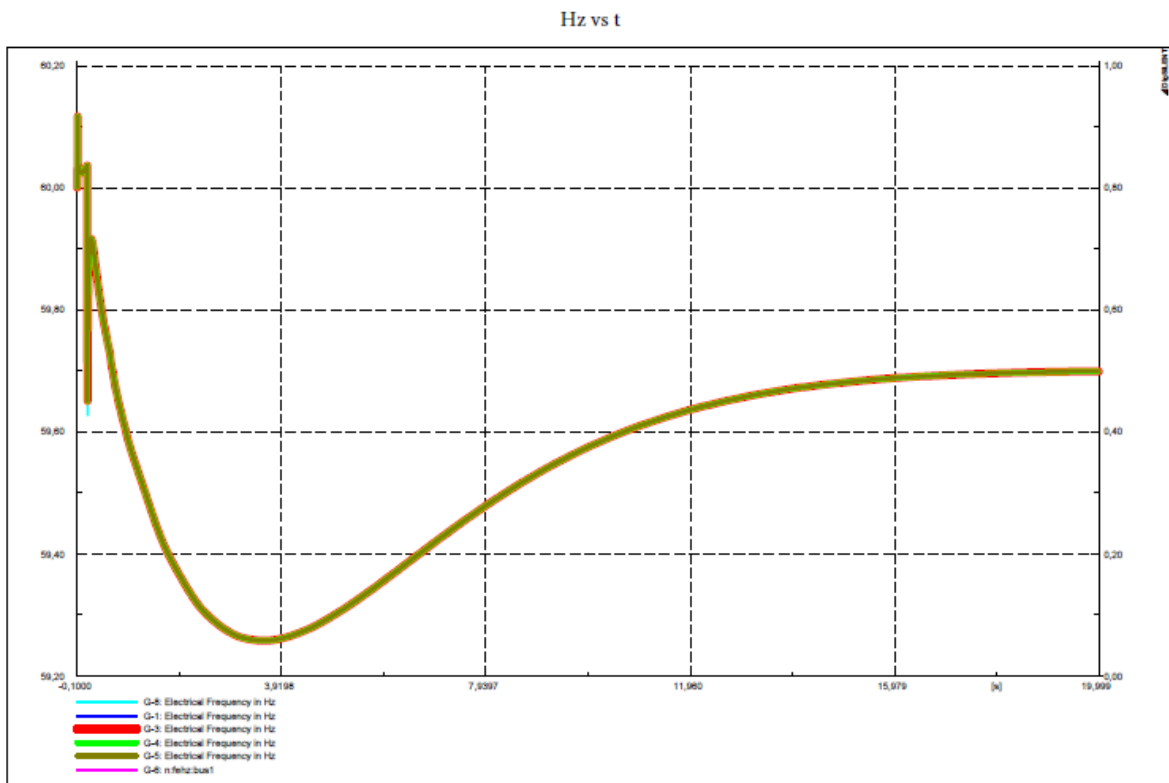


Figura 5.27 Respuesta dinámica de la frecuencia.

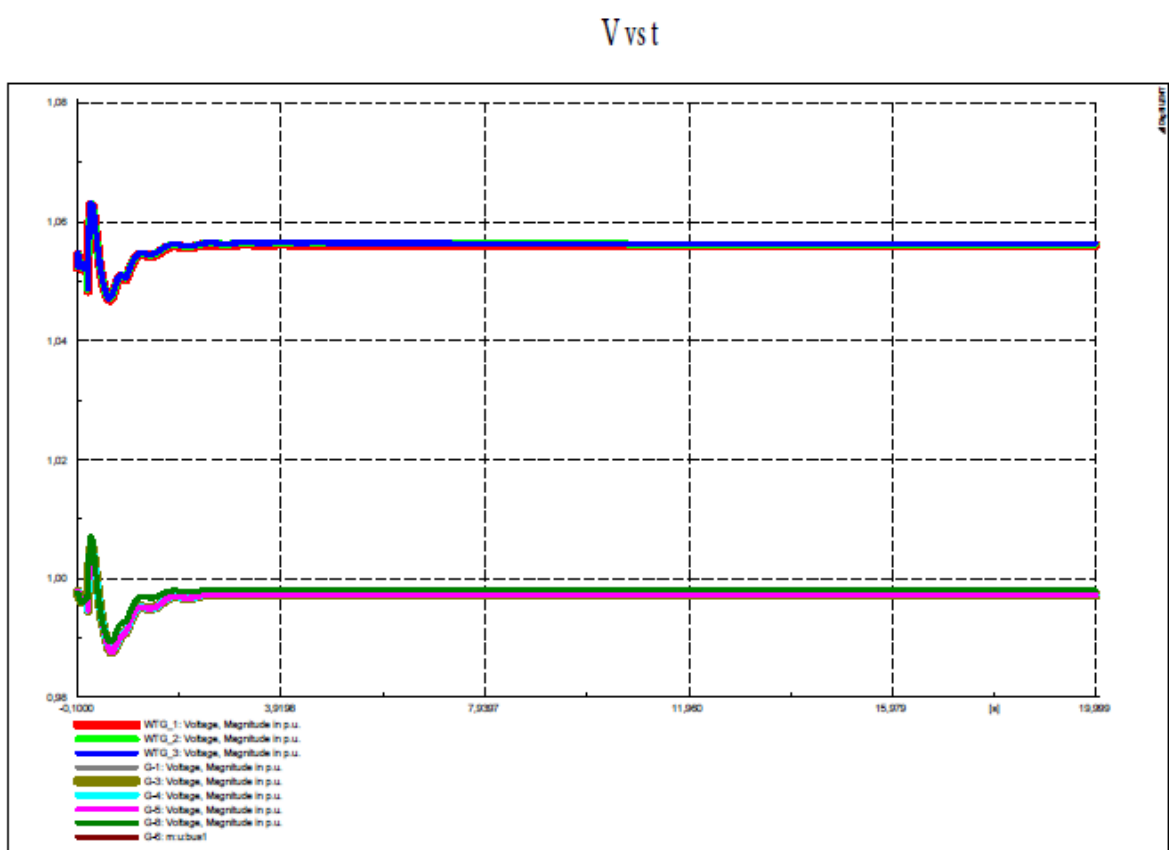


Figura 5.28 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.1.2.3 Sin Viento

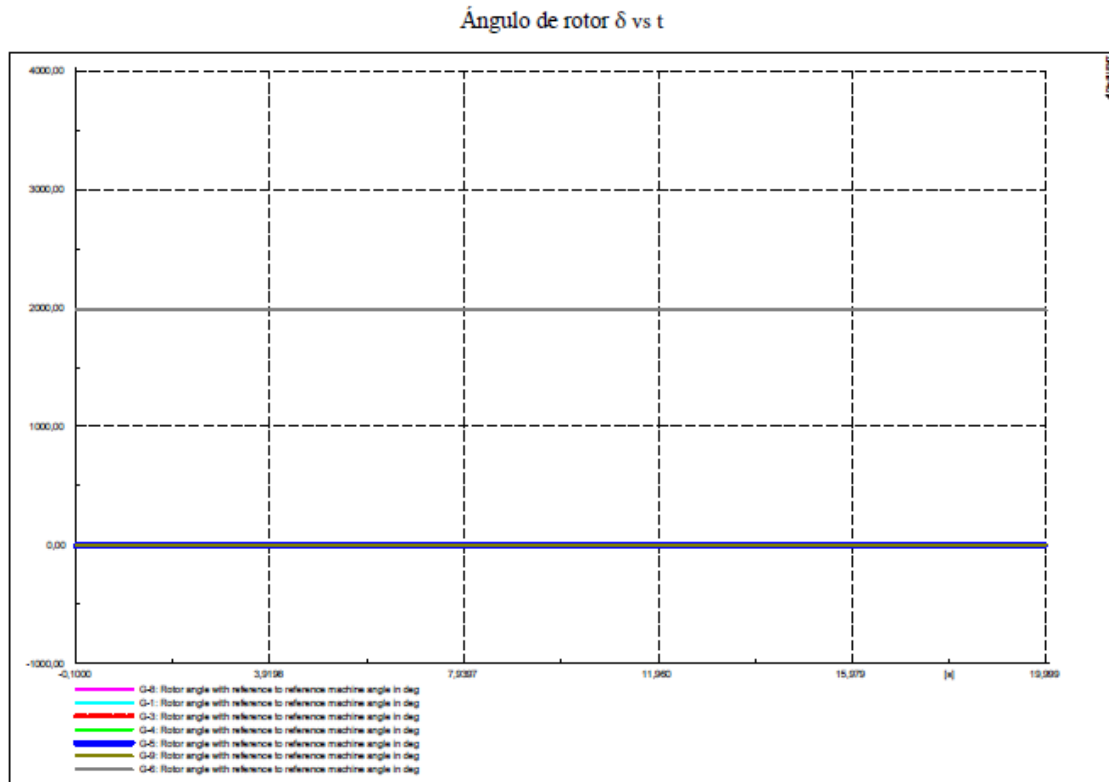


Figura 5.29 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

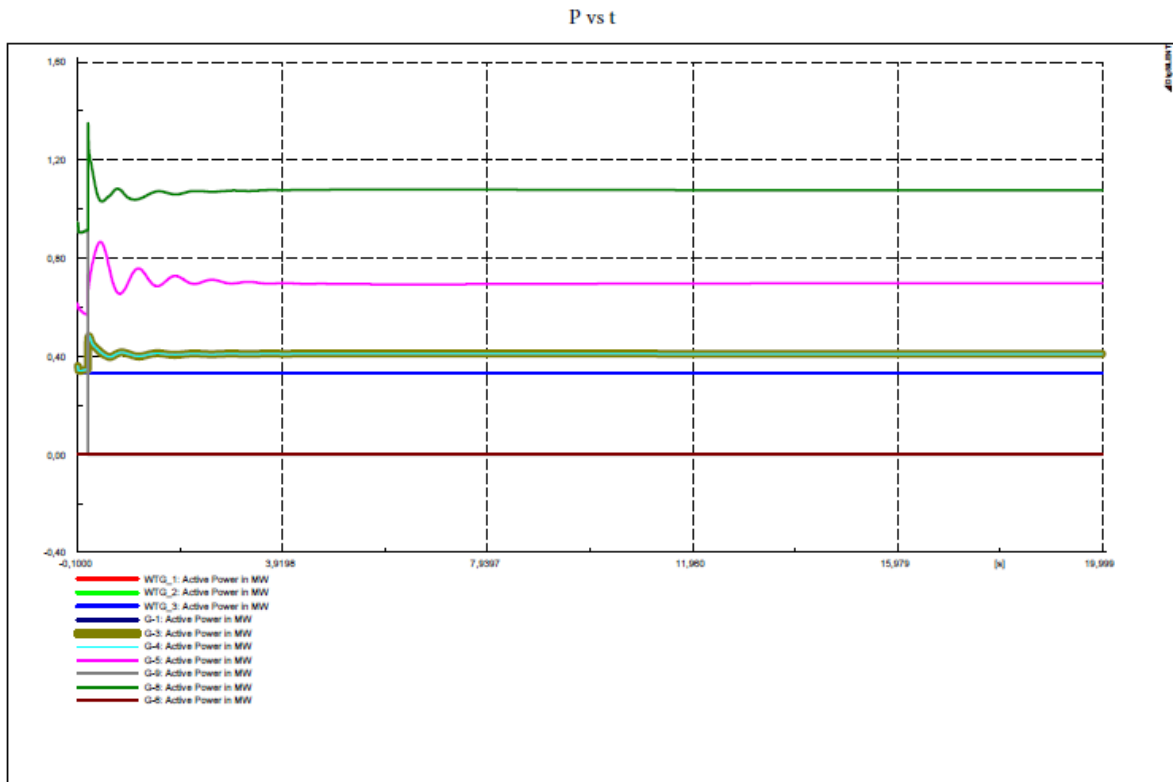


Figura 5.30 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

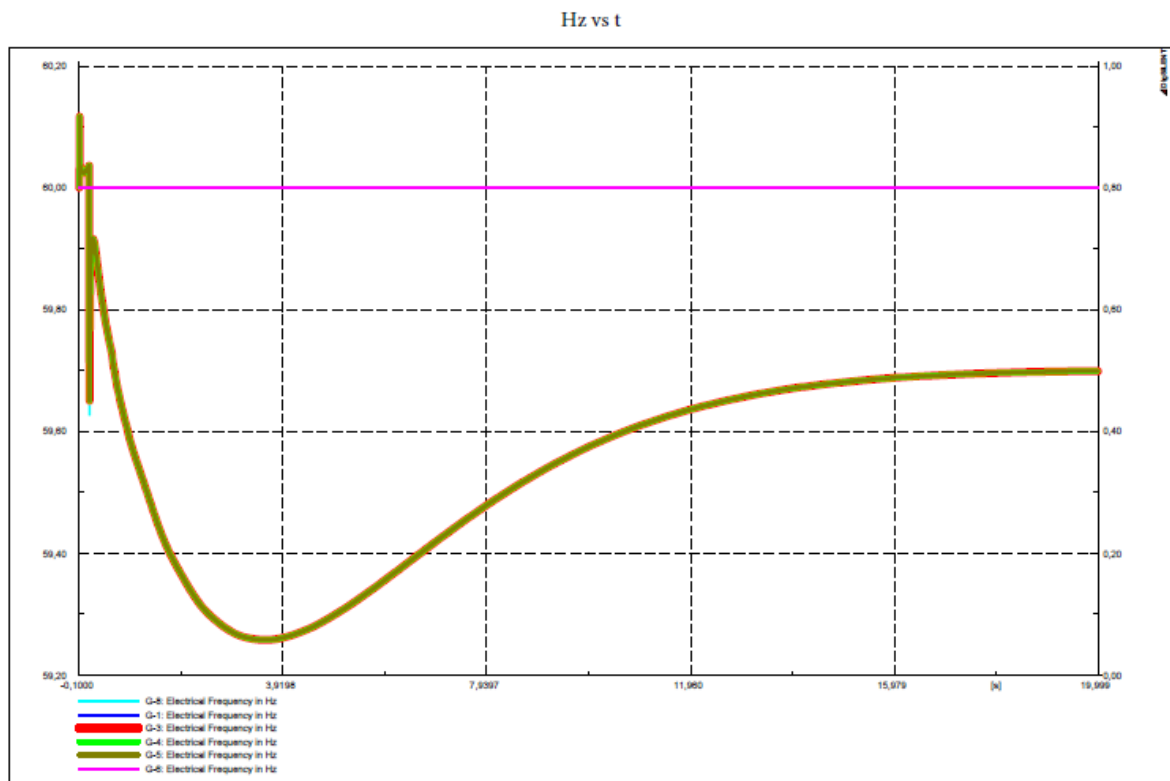


Figura 5.31 Respuesta dinámica de la frecuencia.

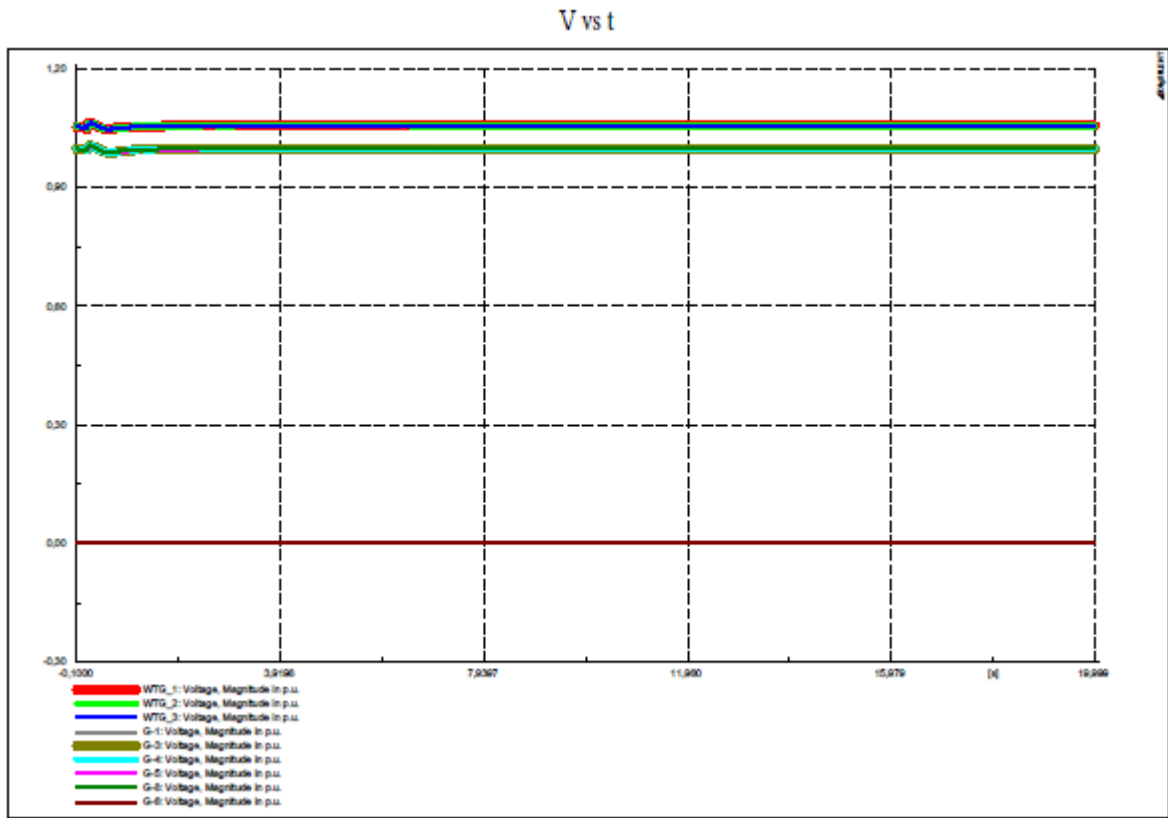


Figura 5.32 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.1.3 Época de frío, pico de demanda de medio día

5.4.1.3.1 Viento máximo, irradiación máxima

Ángulo de rotor δ vs t

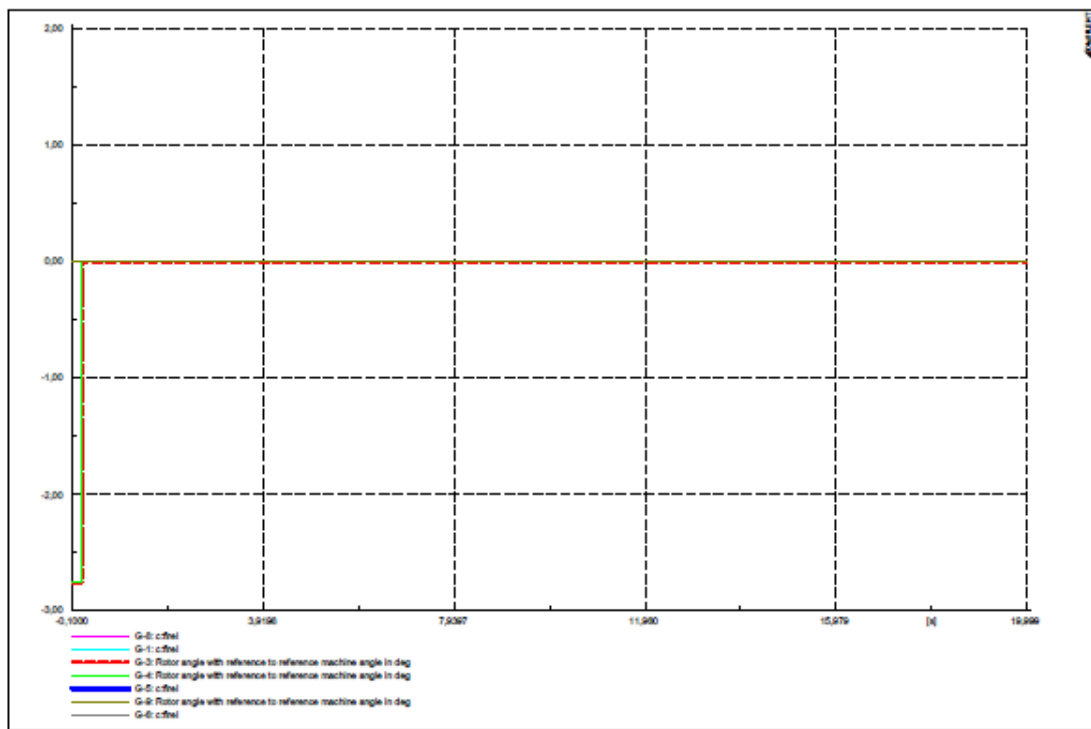


Figura 5.33 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

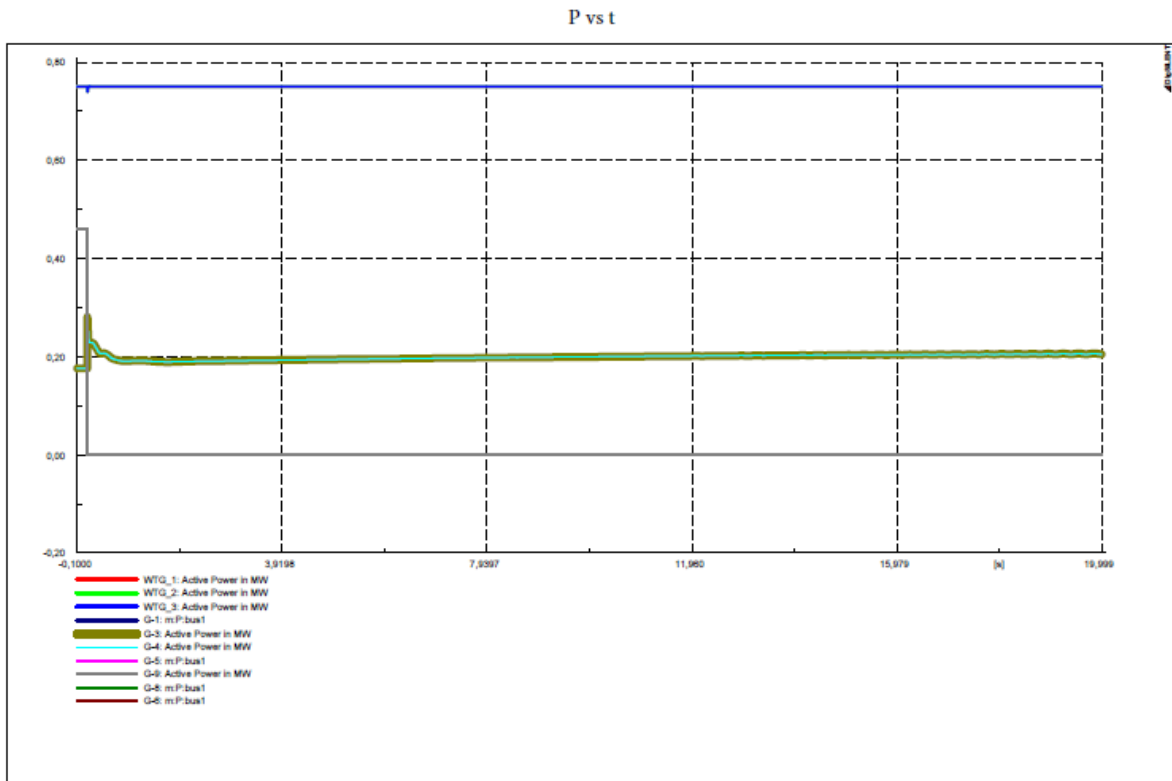


Figura 5.34 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

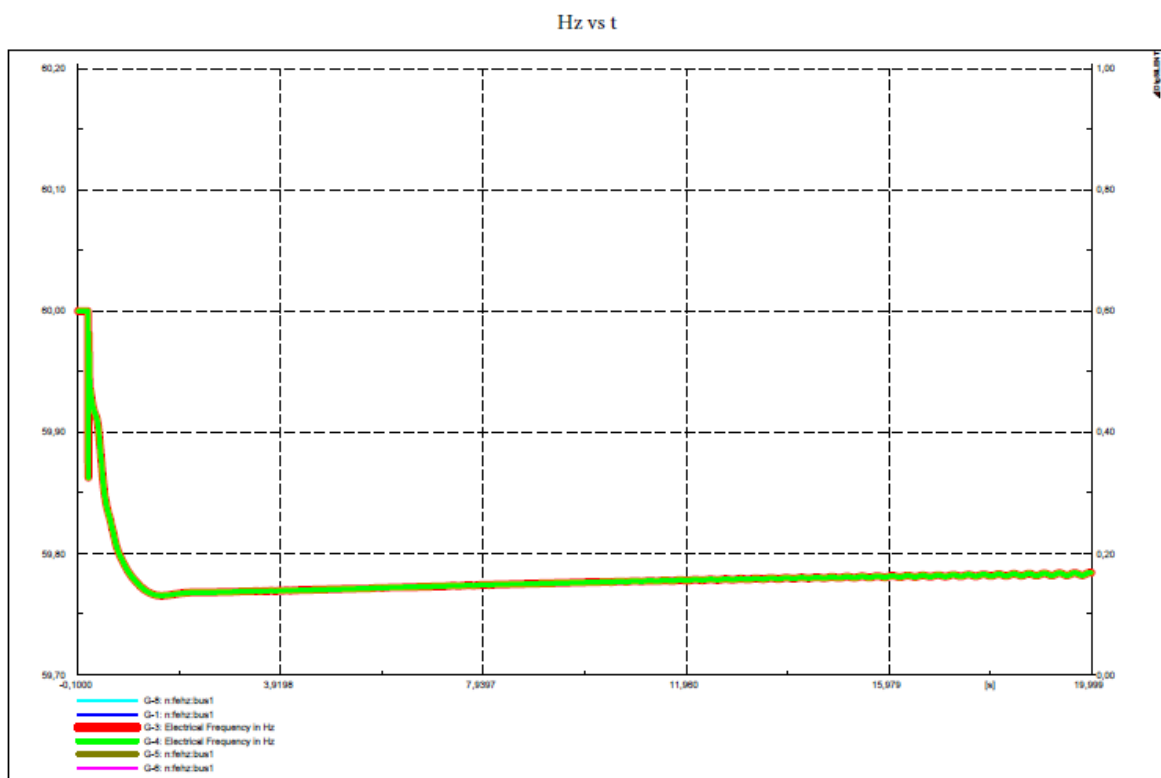


Figura 5.35 Respuesta dinámica de la frecuencia.

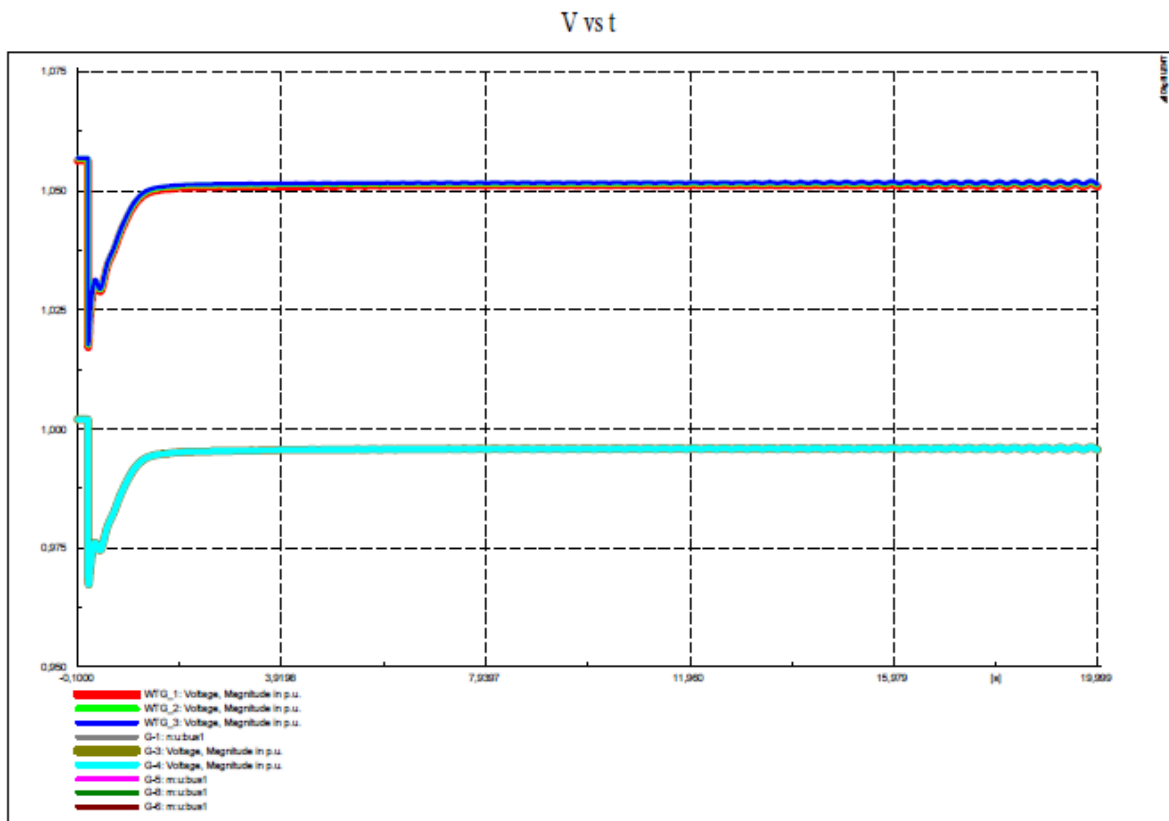


Figura 5.36 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.1.3.2 Viento máximo Irradiación reducida

Ángulo de rotor δ vs t

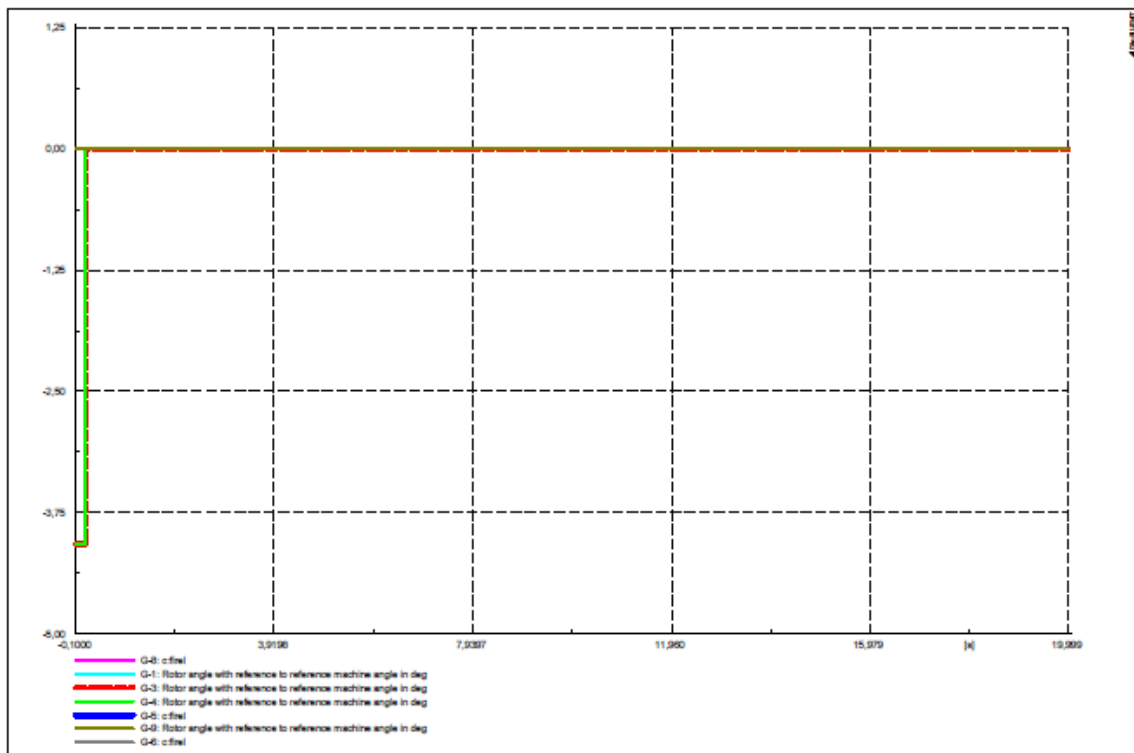


Figura 5.37 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

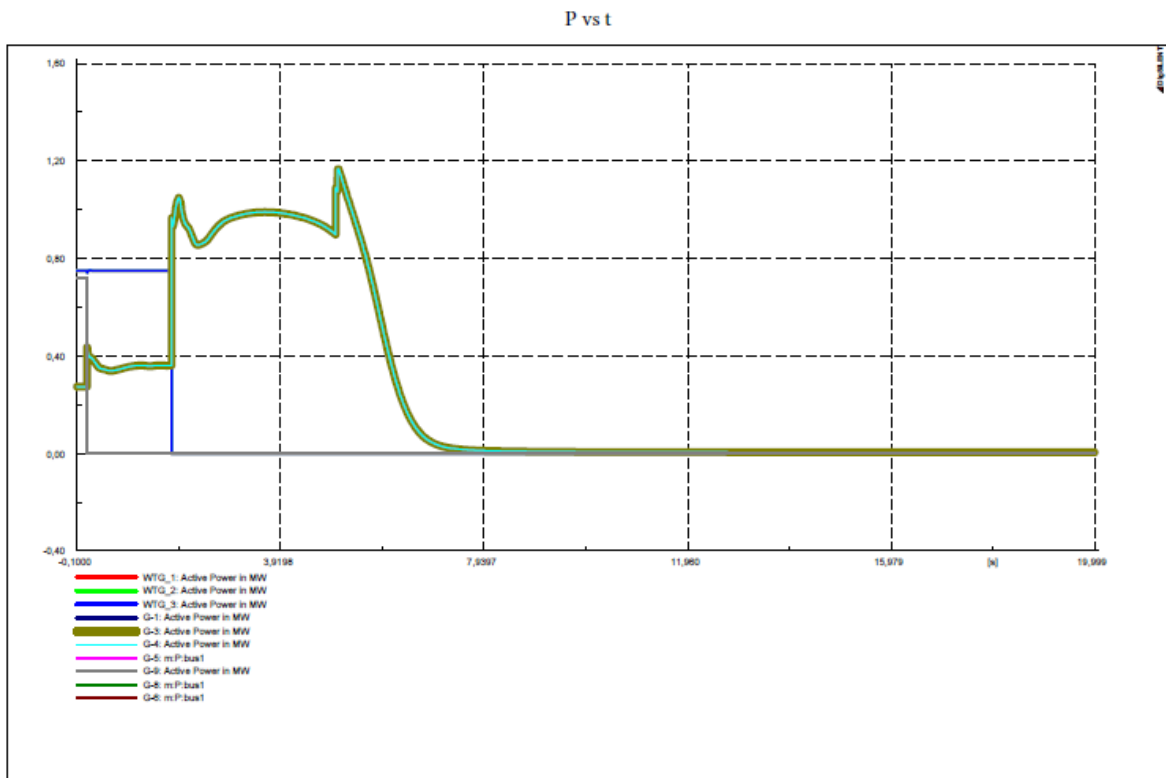


Figura 5.38 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

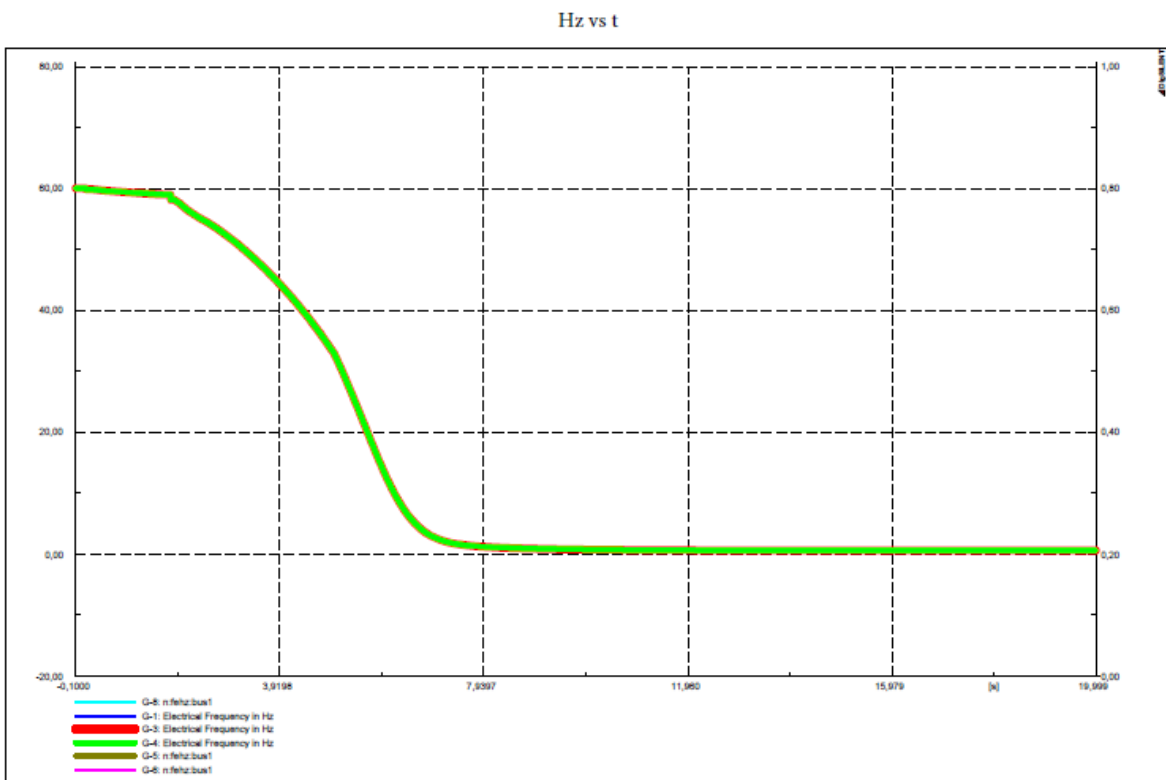
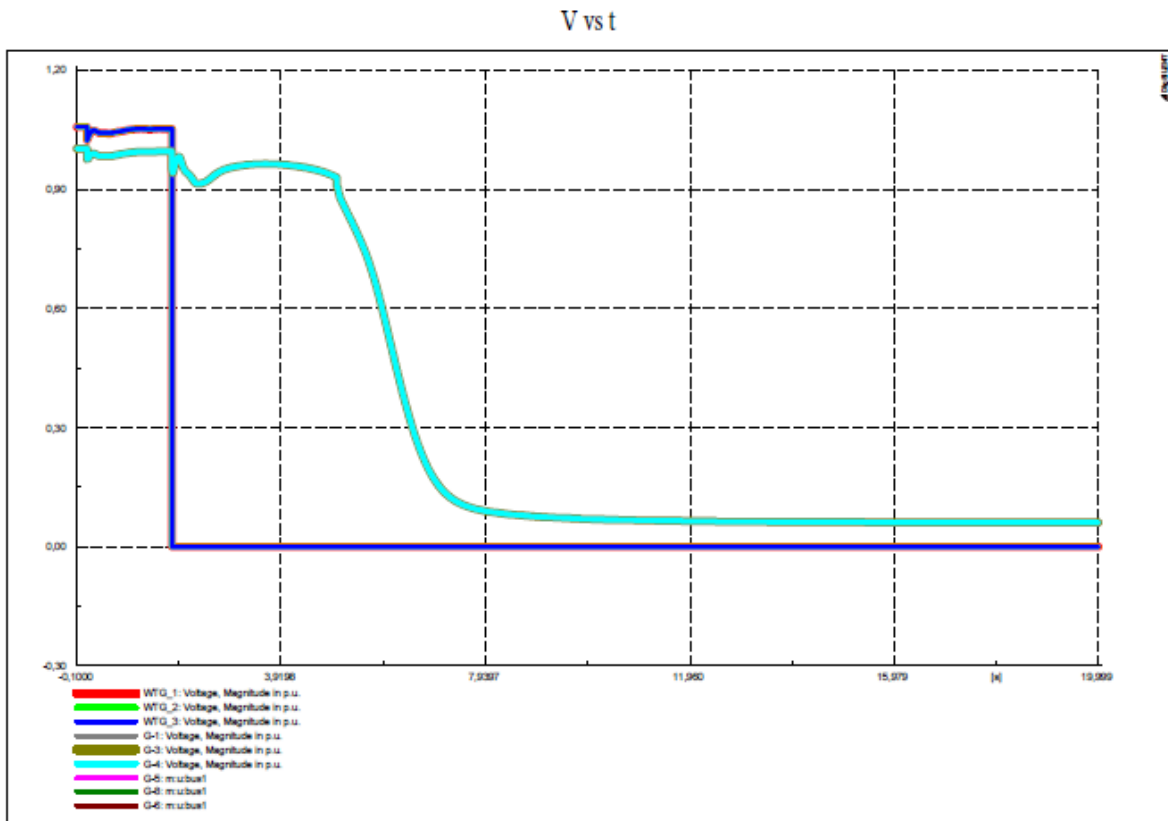
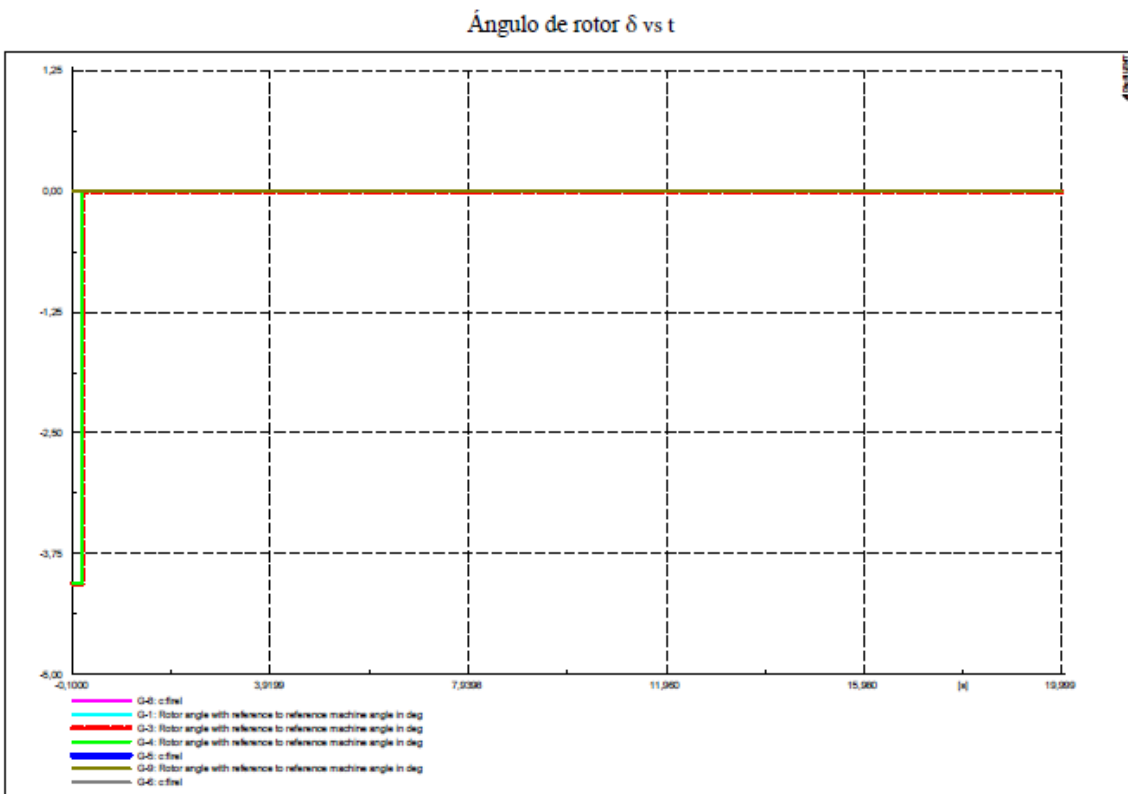


Figura 5.39 Respuesta dinámica de la frecuencia.



5.4.1.3.3 Viento promedio, Irradiación máxima



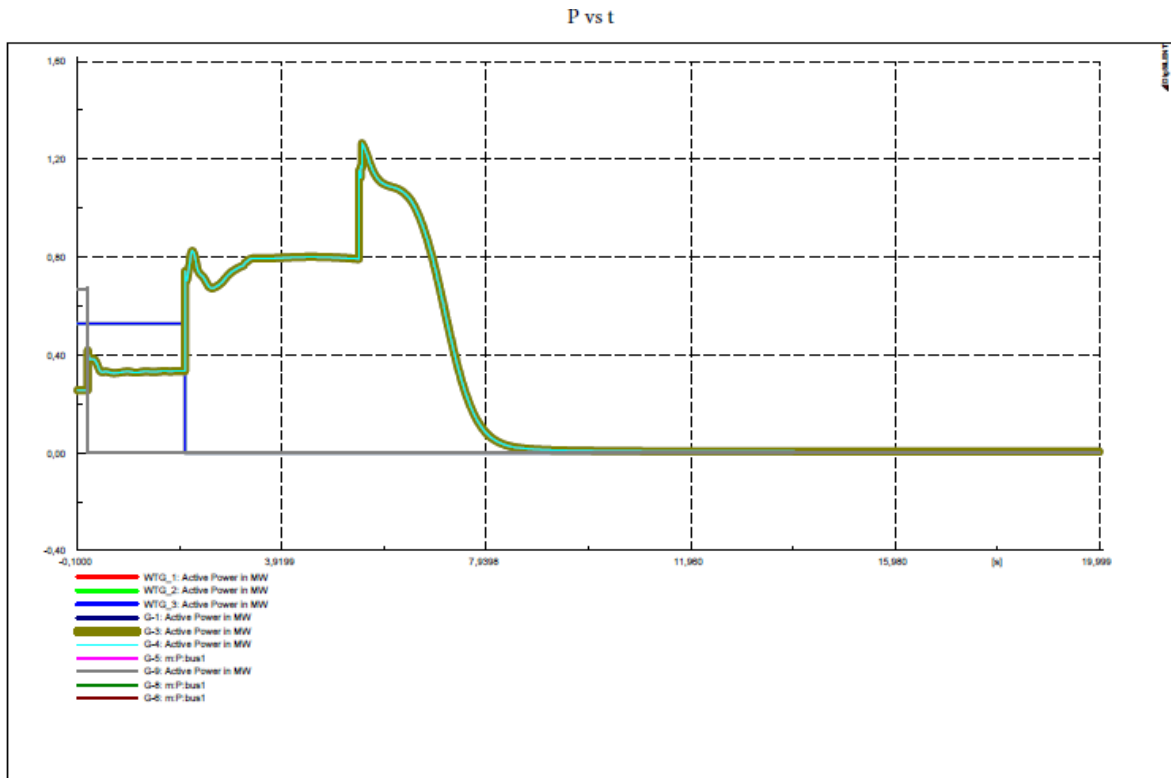


Figura 5.42 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

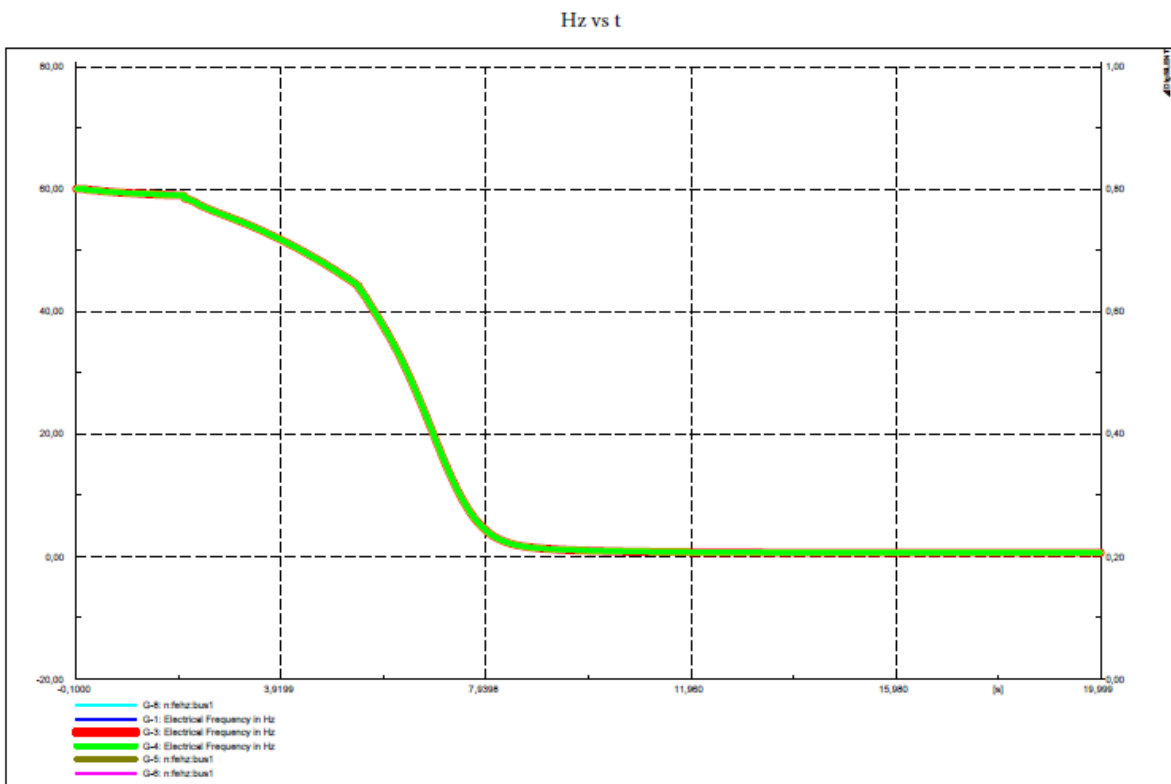


Figura 5.43 Respuesta dinámica de la frecuencia.

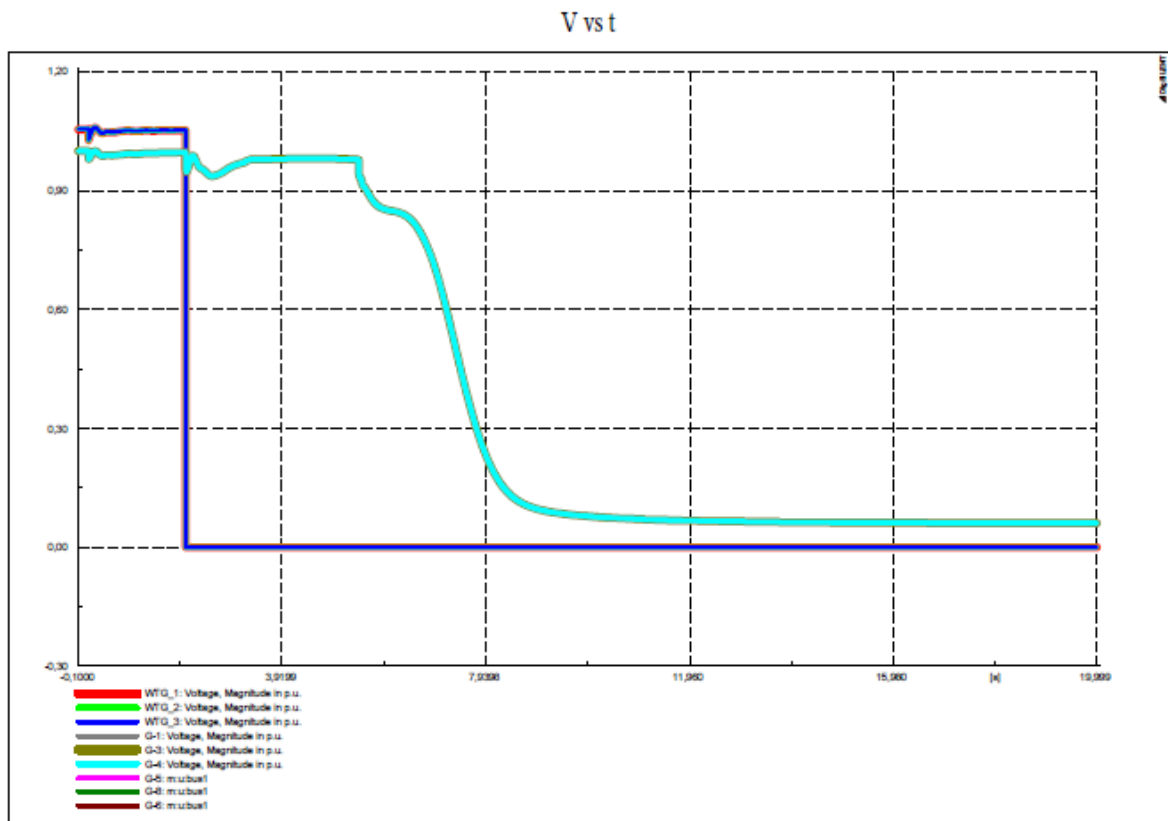


Figura 5.44 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.1.3.4 *Viento promedio, Irradiación reducida*

Ángulo de rotor δ vs t

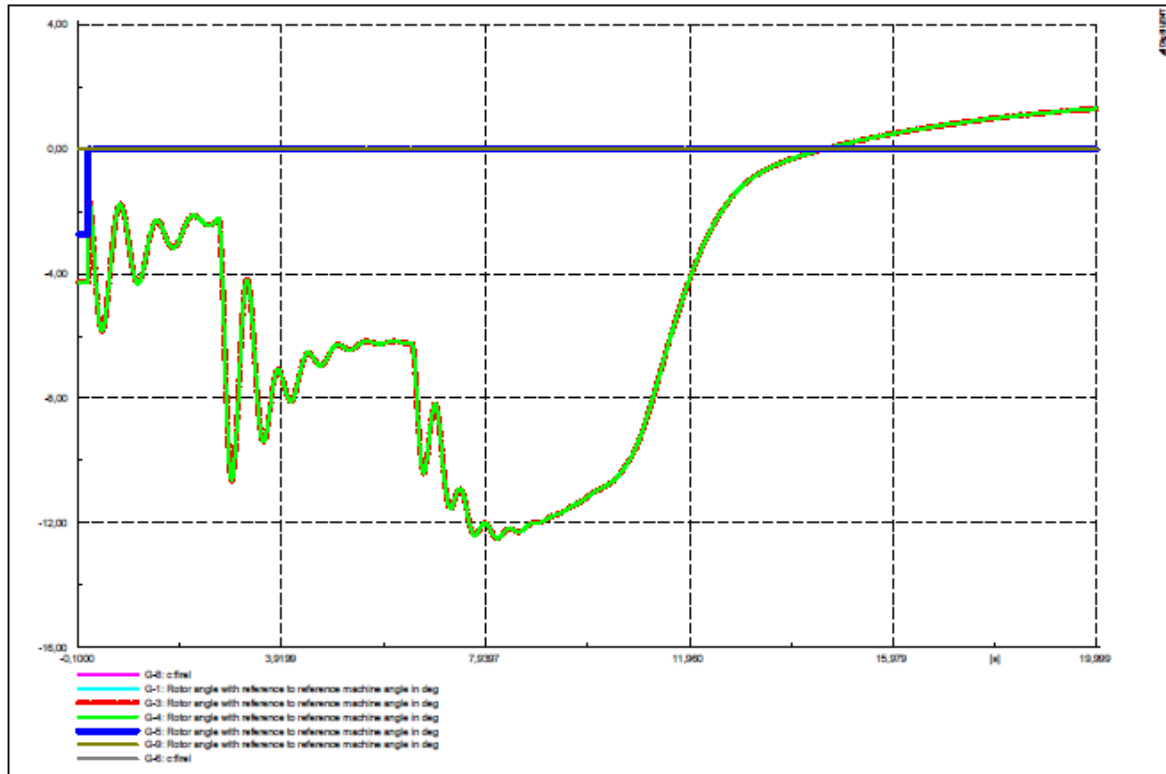


Figura 5.45 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

P vs t

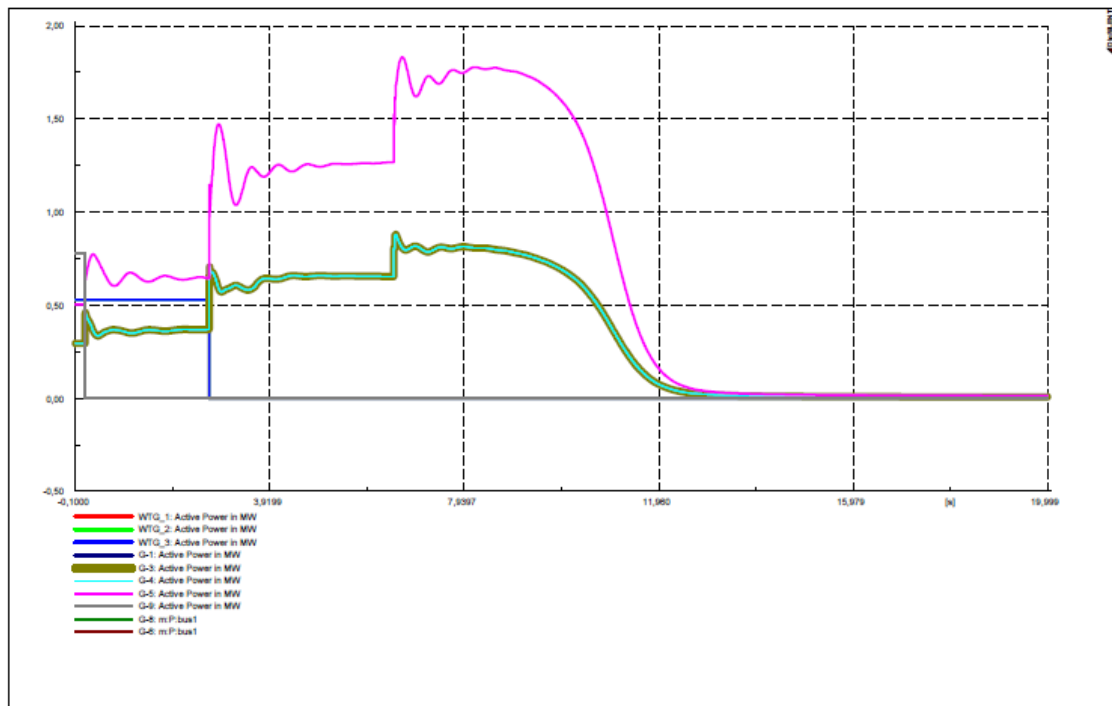


Figura 5.46 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

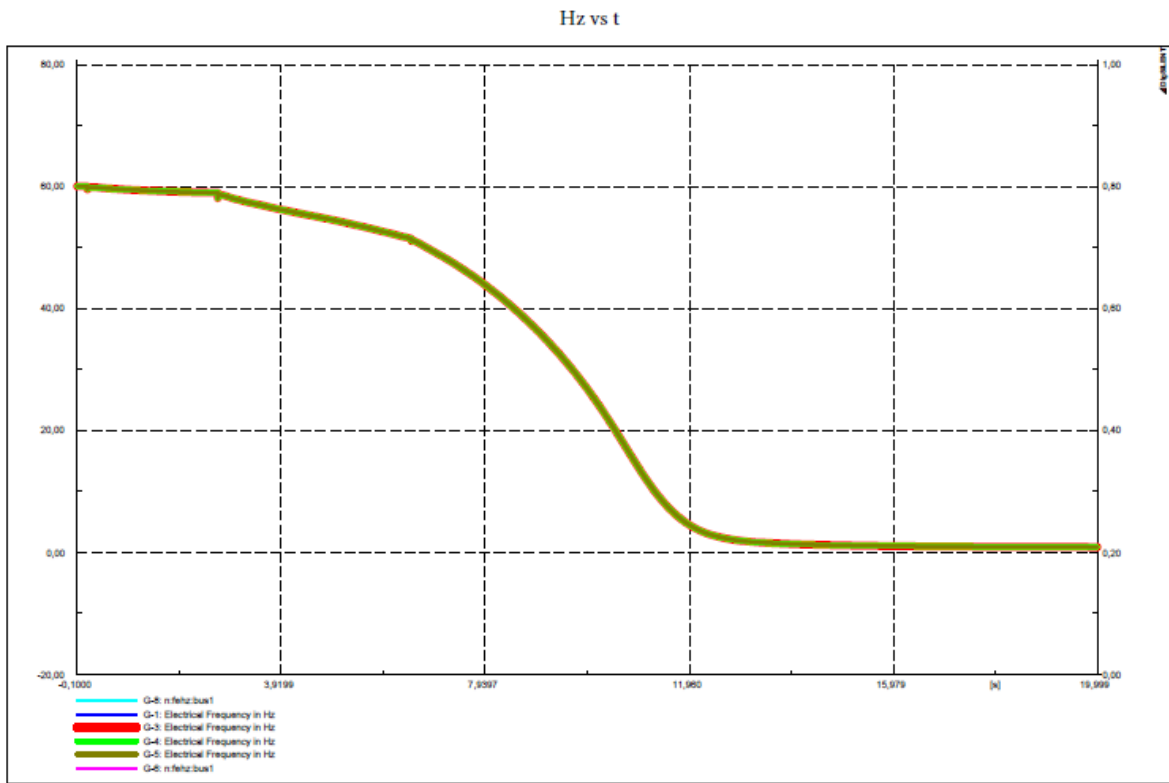


Figura 5.47 Respuesta dinámica de la frecuencia.

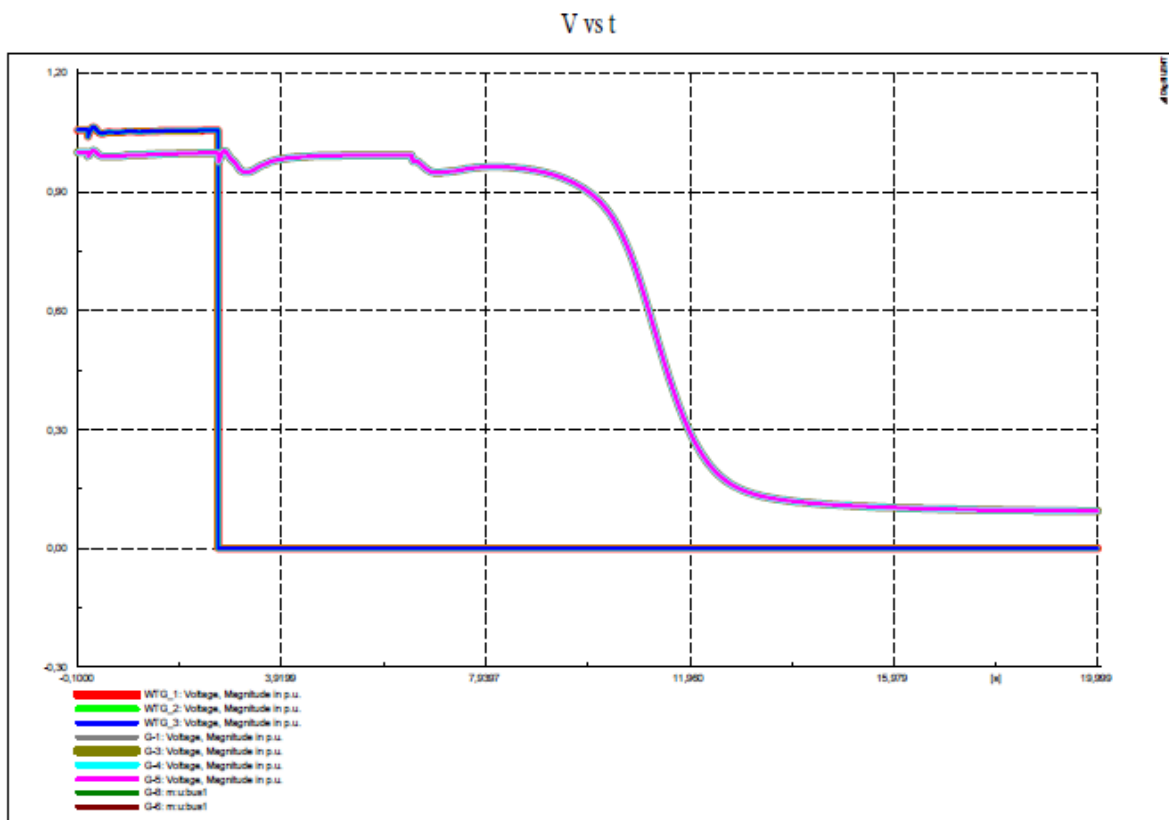


Figura 5.48 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.1.3.5 Sin Viento, Irradiación Máxima

Ángulo de rotor δ vs t

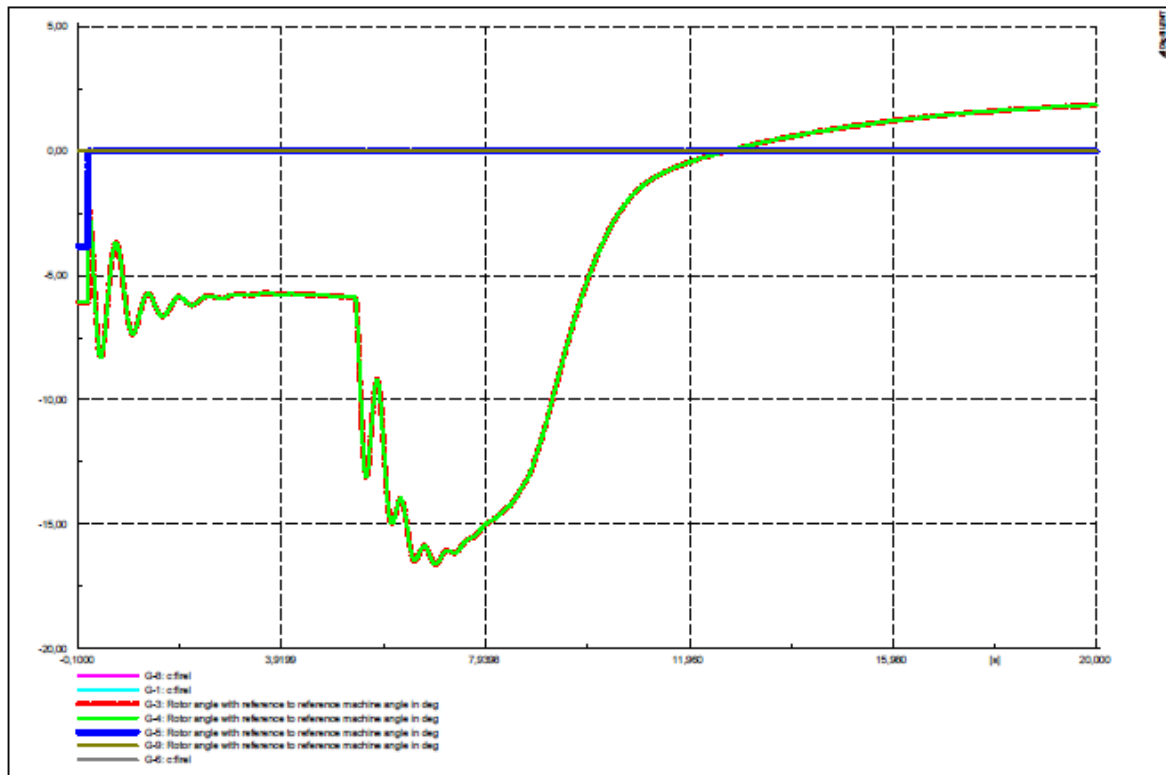


Figura 5.49 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

P vs t

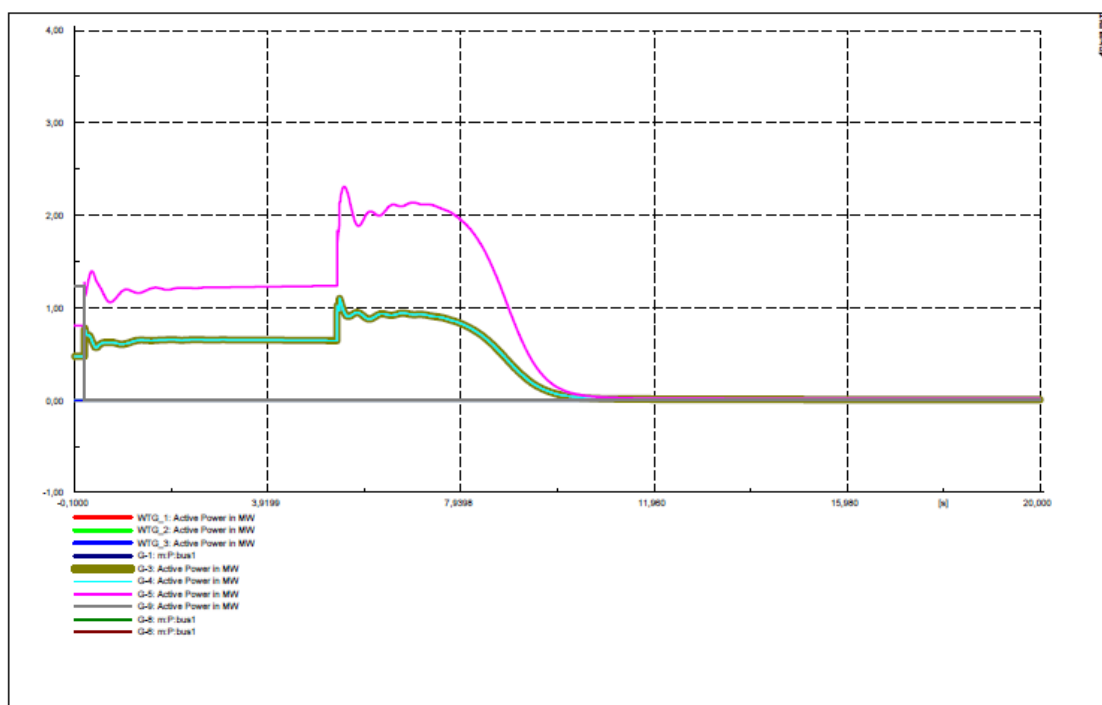


Figura 5.50 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

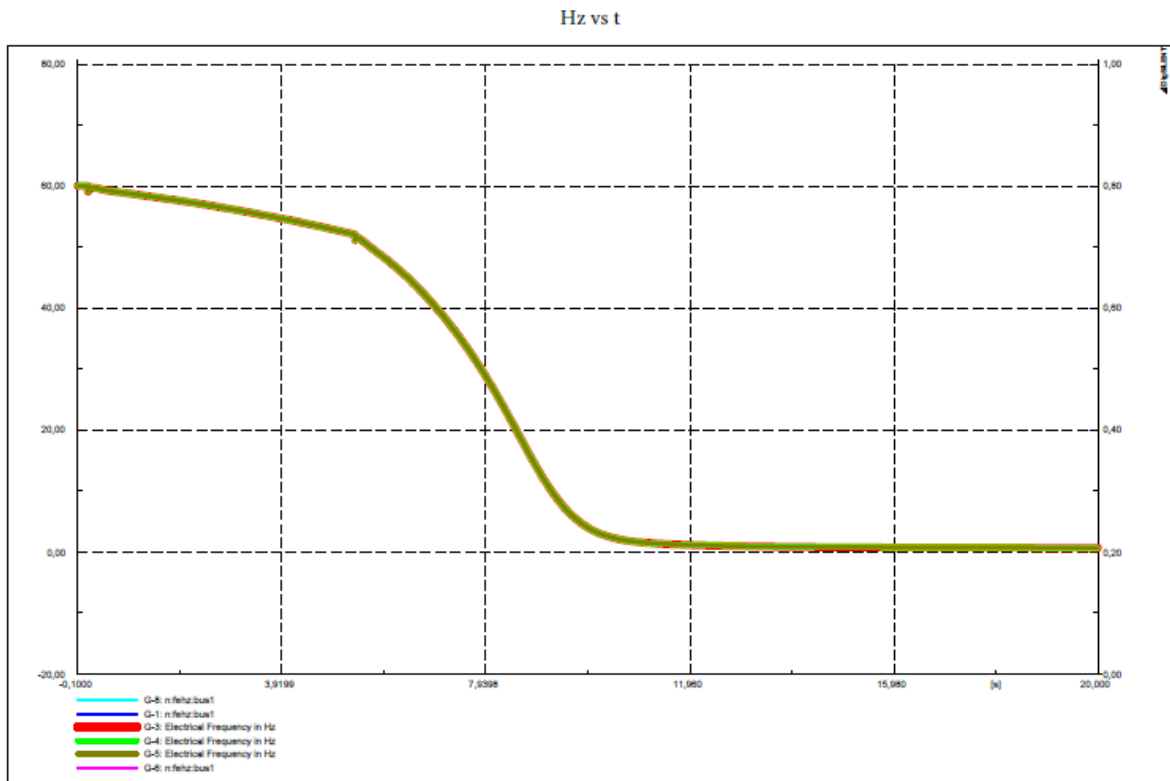


Figura 5.51 Respuesta dinámica de la frecuencia.

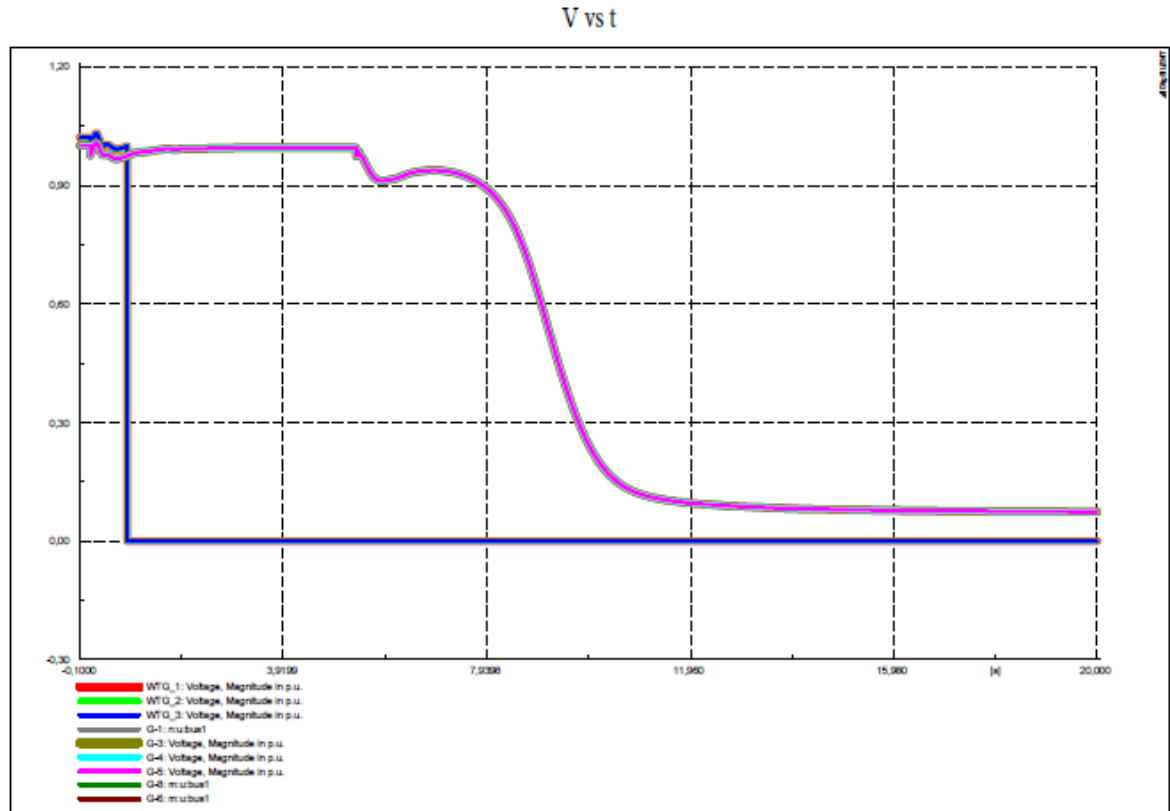


Figura 5.52 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.1.3.6 Sin Viento, Irradiación reducida

Ángulo de rotor δ vs t

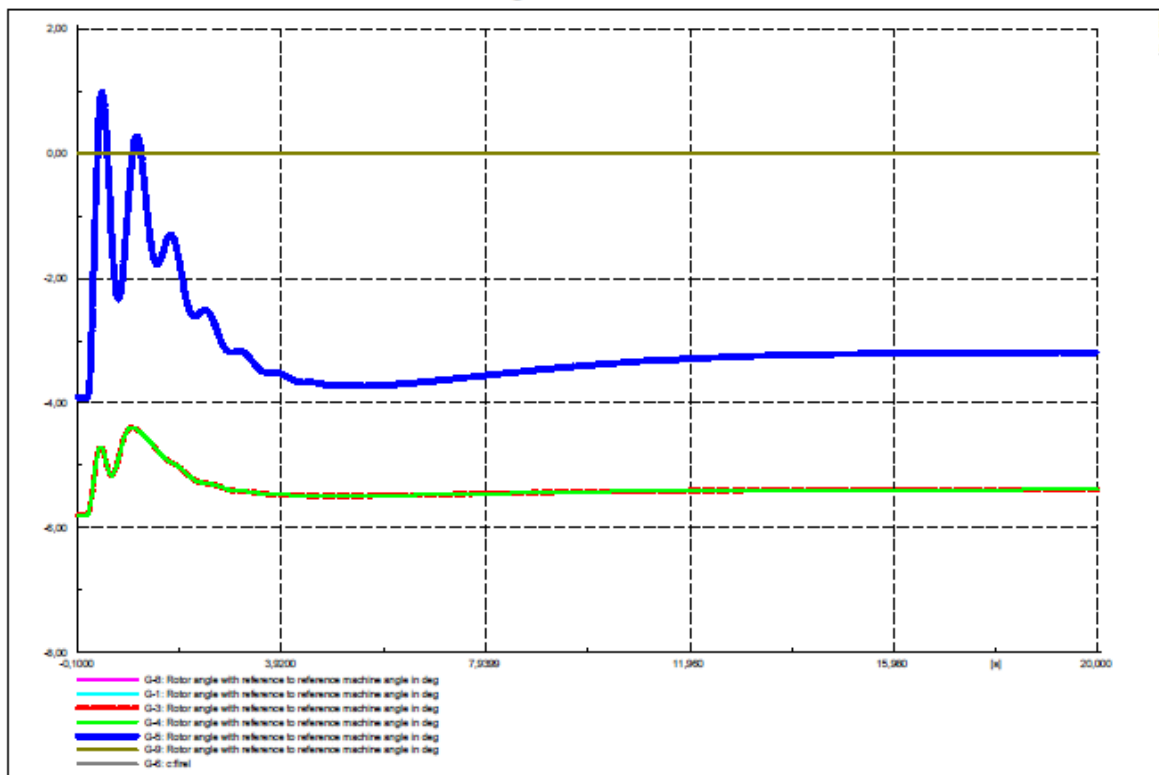


Figura 5.53 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

P vs t

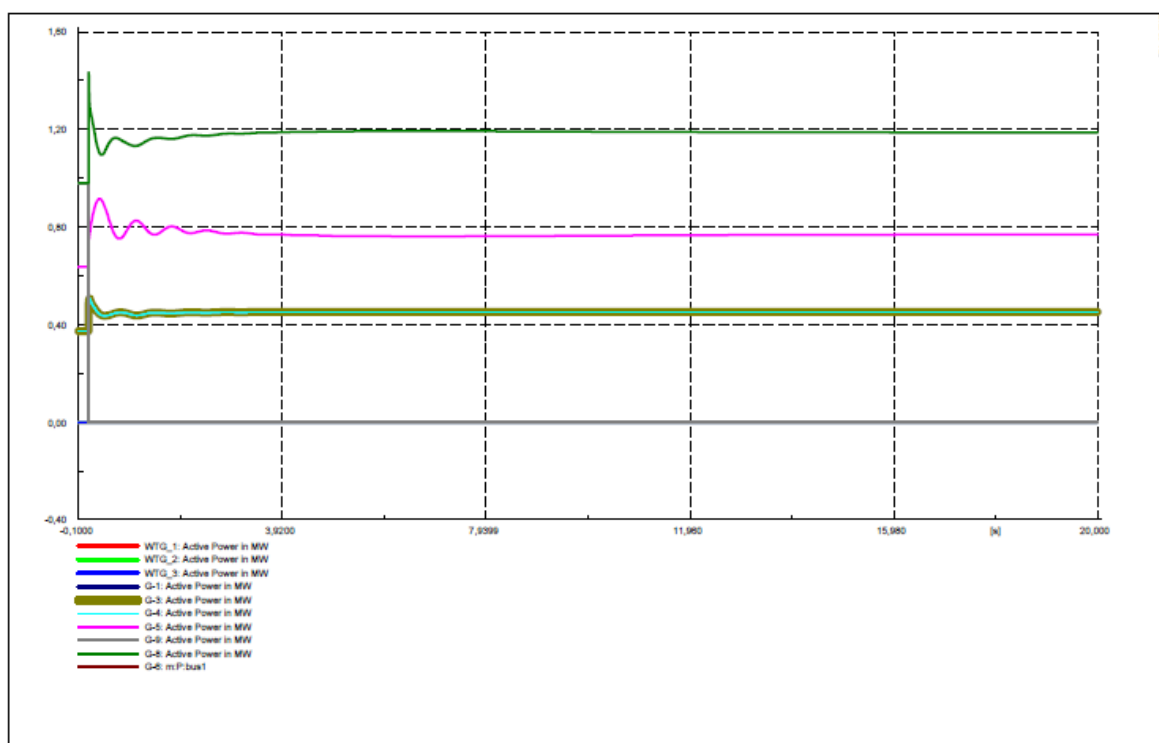


Figura 5.54 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

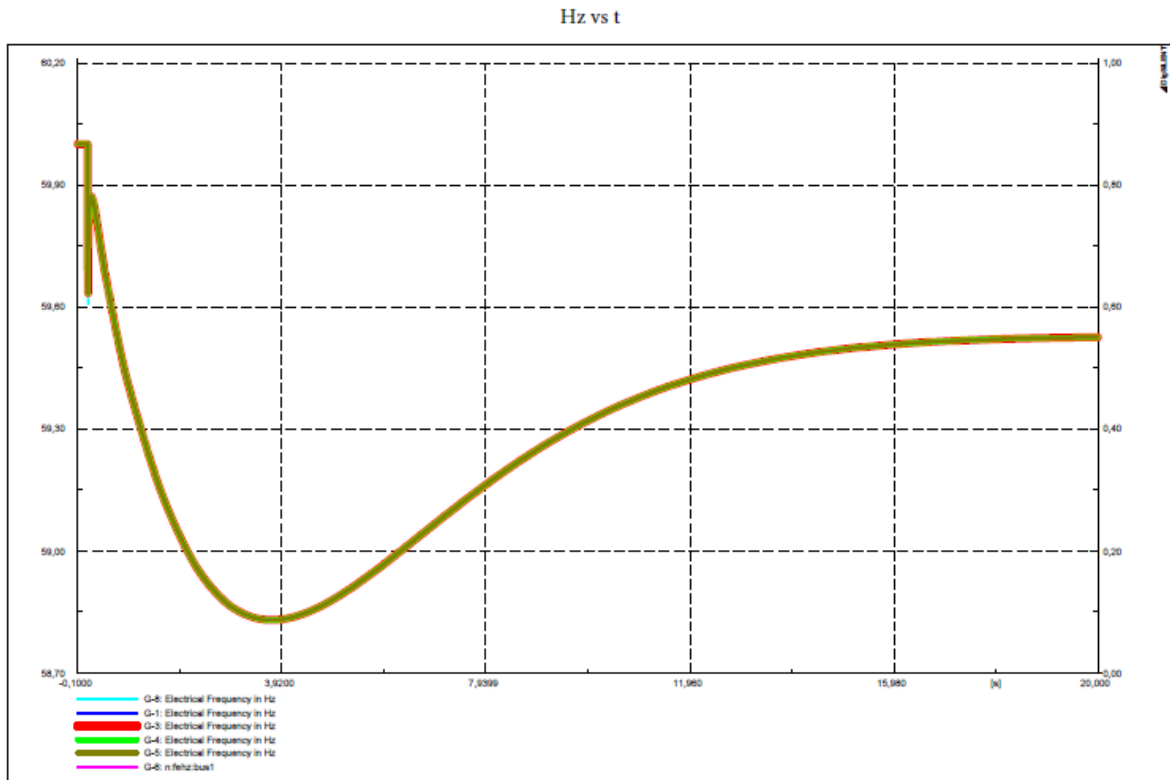


Figura 5.55 Respuesta dinámica de la frecuencia.

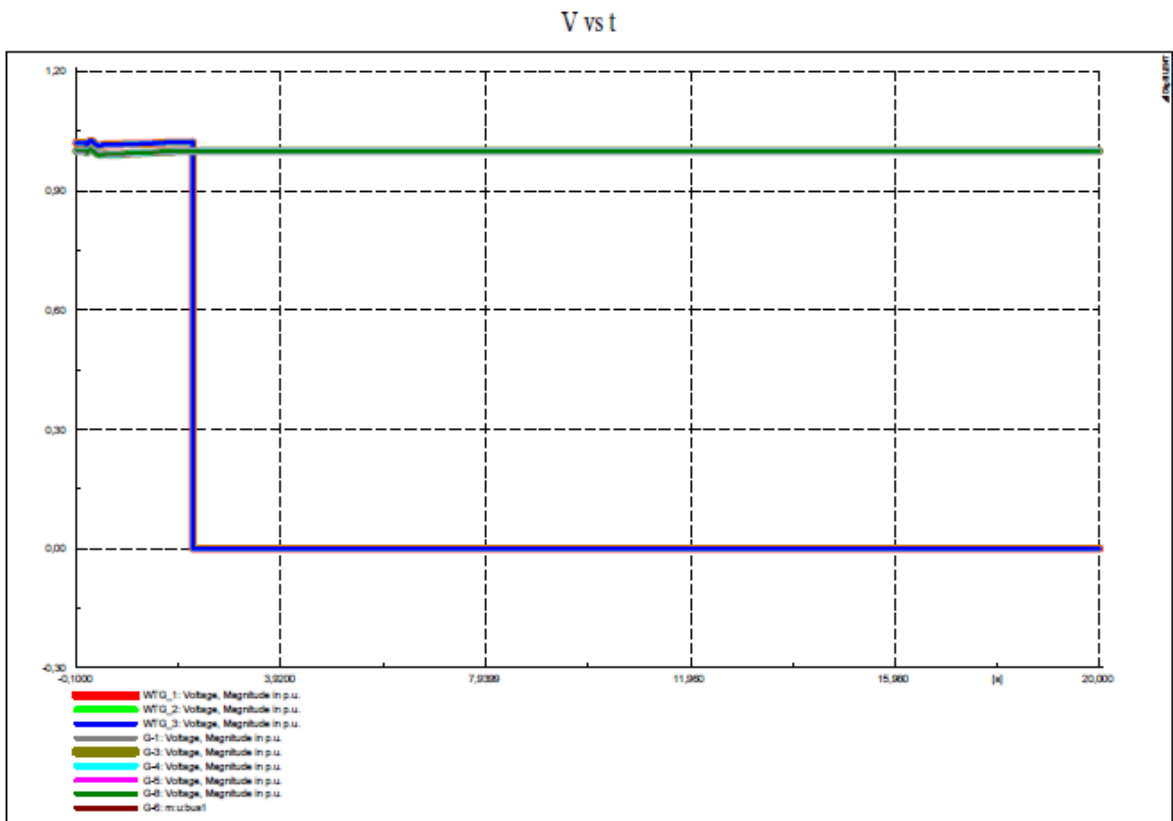


Figura 5.56 Respuesta dinámica del voltaje

5.4.1.4 Época de Frío, pico de la noche

5.4.1.4.1 Viento Máximo

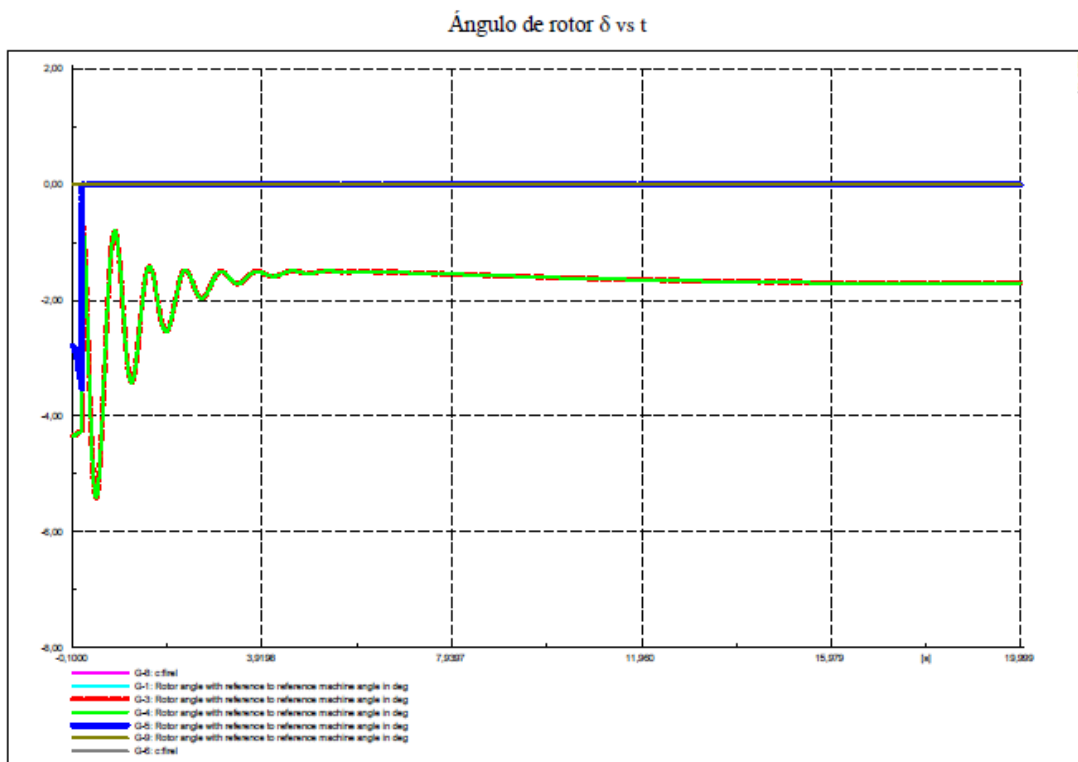


Figura 5.57 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

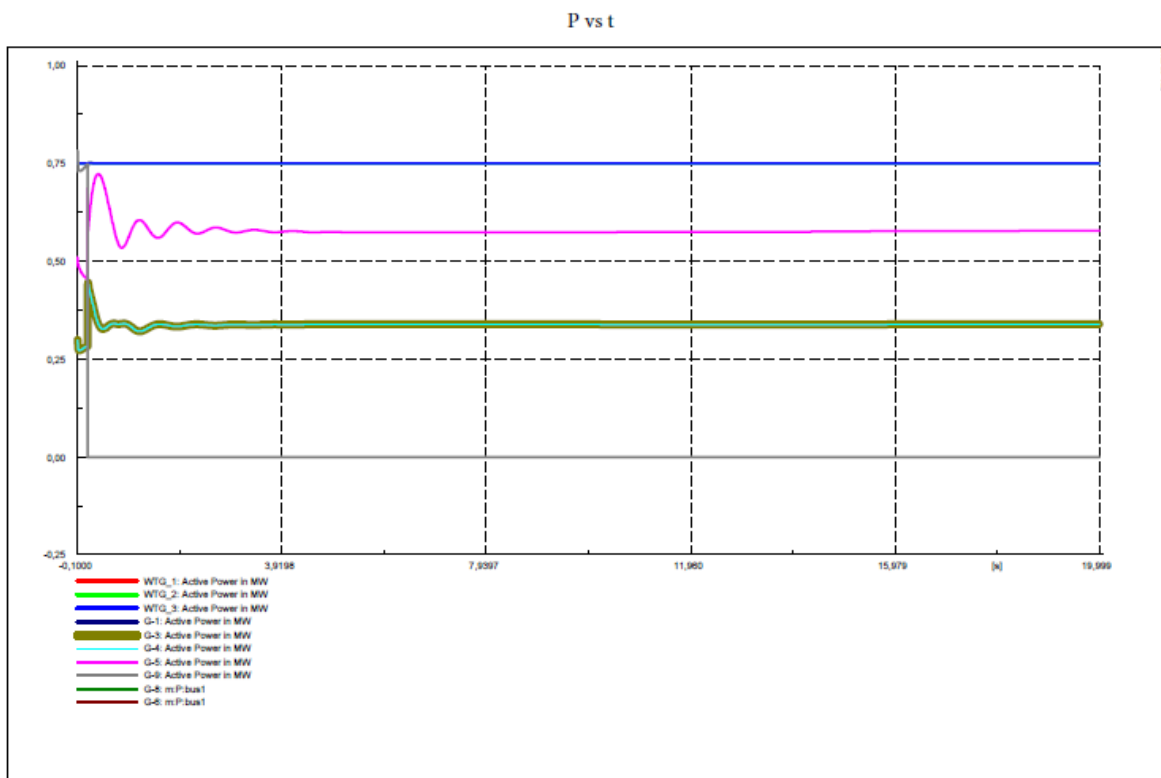


Figura 5.58 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

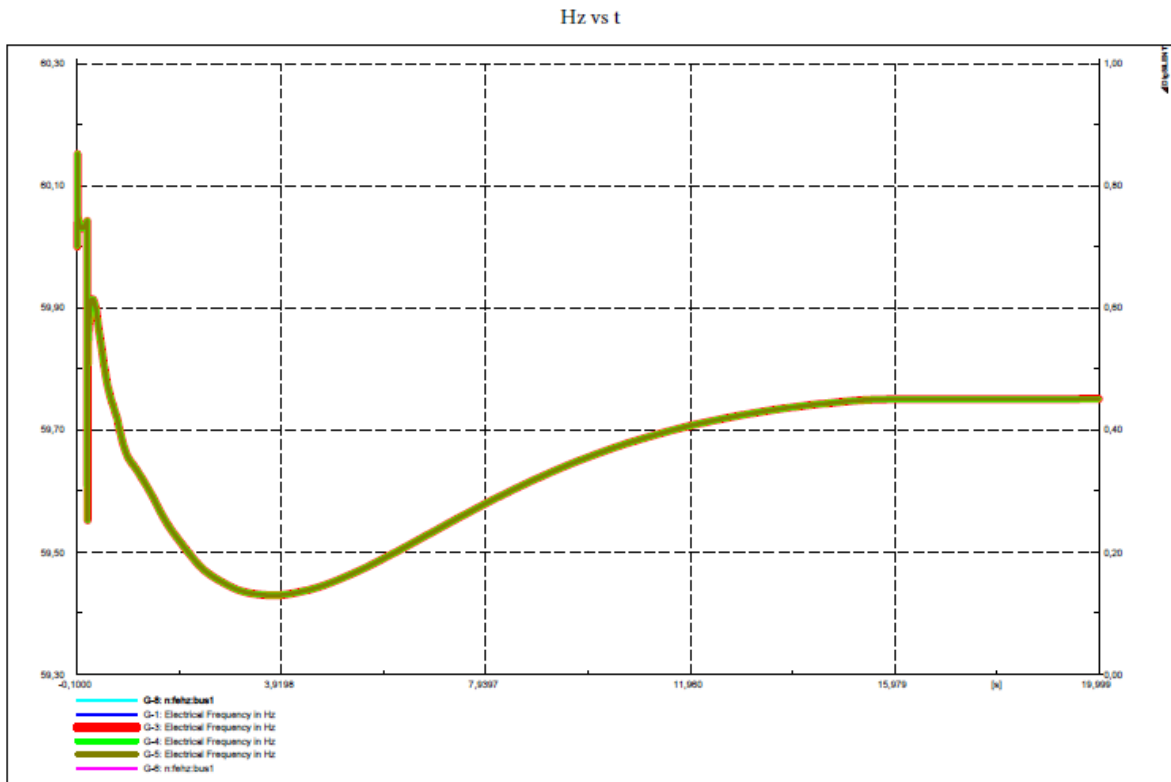


Figura 5.59 Respuesta dinámica de la frecuencia.

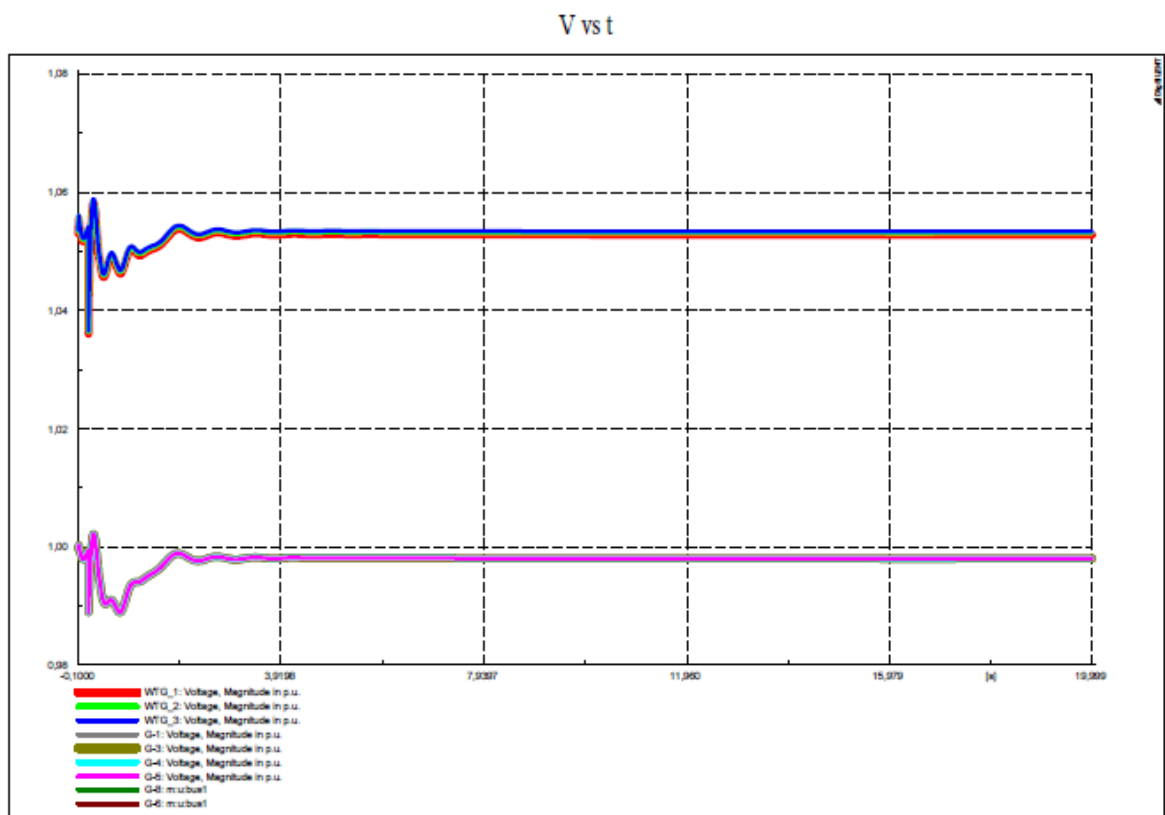


Figura 5.60 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.1.4.2 Viento Promedio

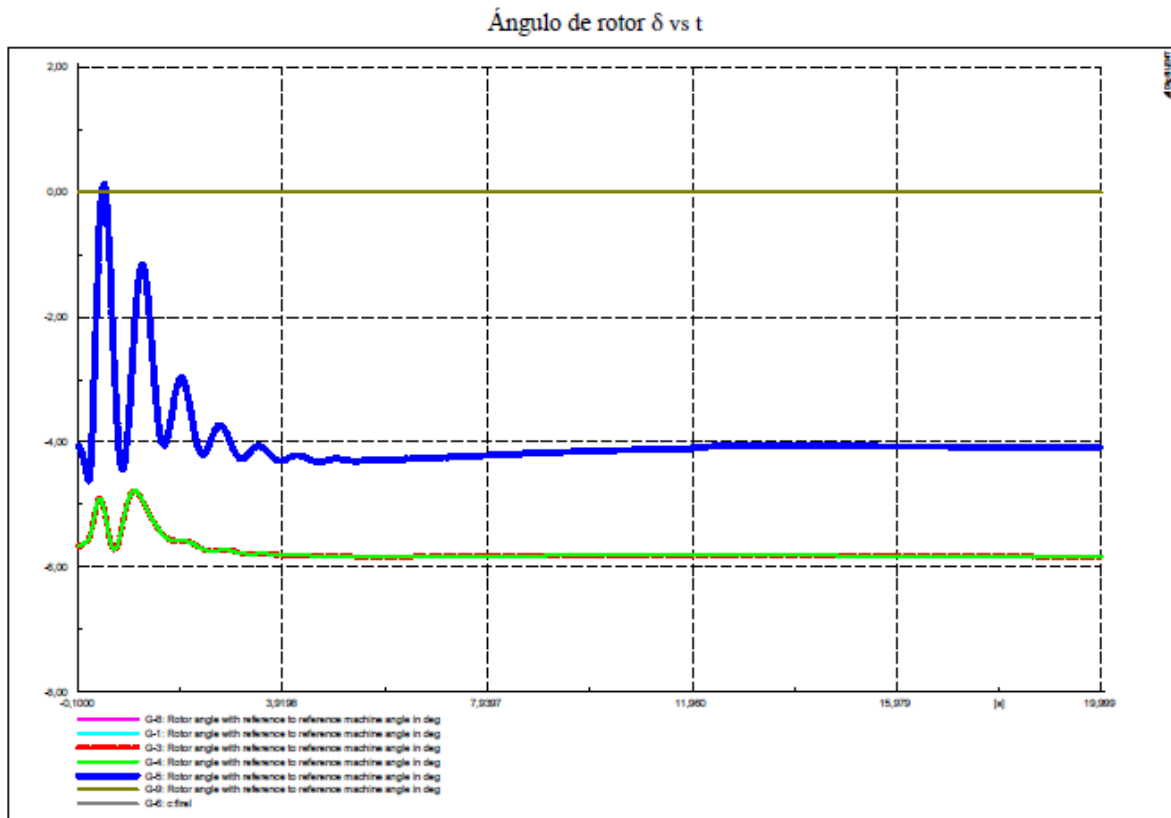


Figura 5.61 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

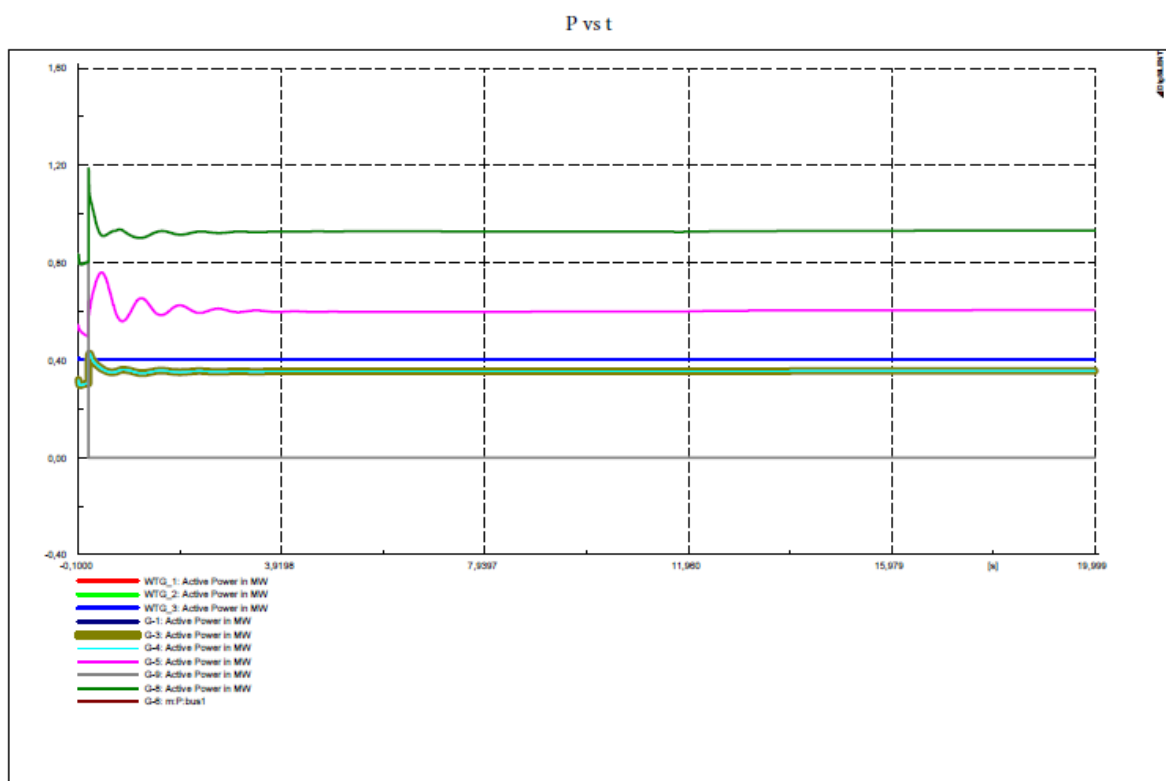


Figura 5.62 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

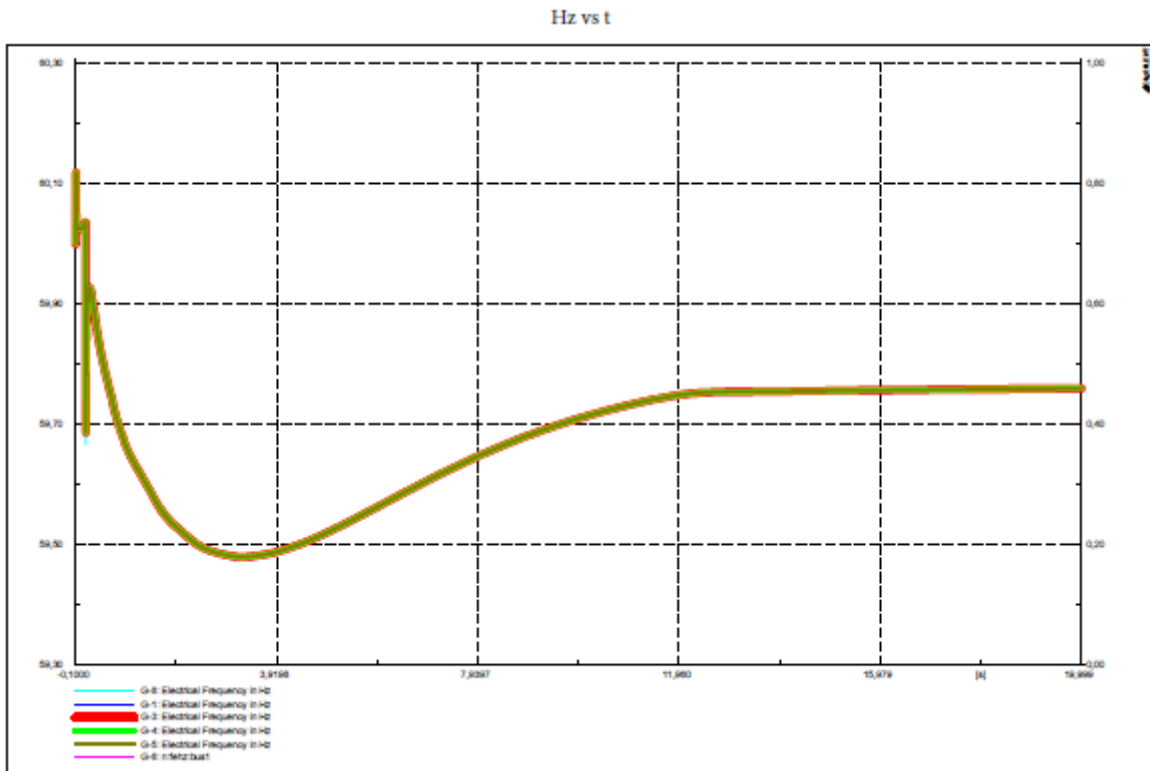


Figura 5.63 Respuesta dinámica de la frecuencia.

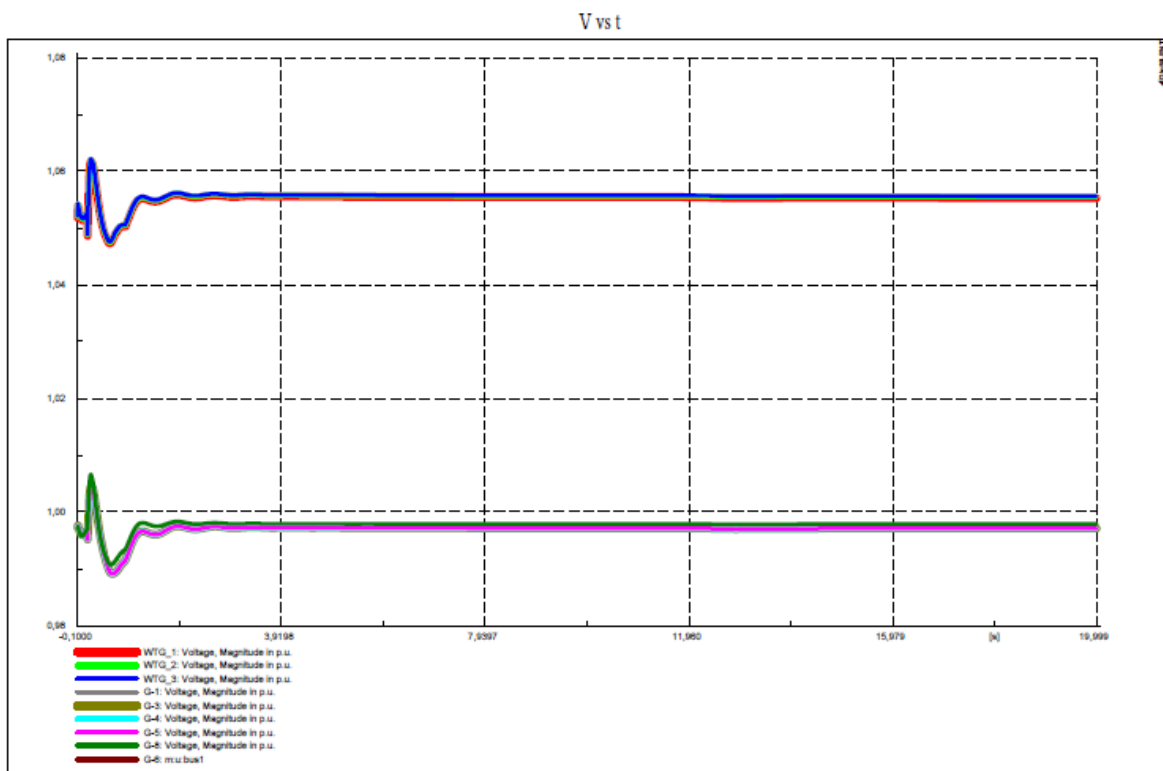


Figura 5.64 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.1.4.3 Sin Viento

Ángulo de rotor δ vs t

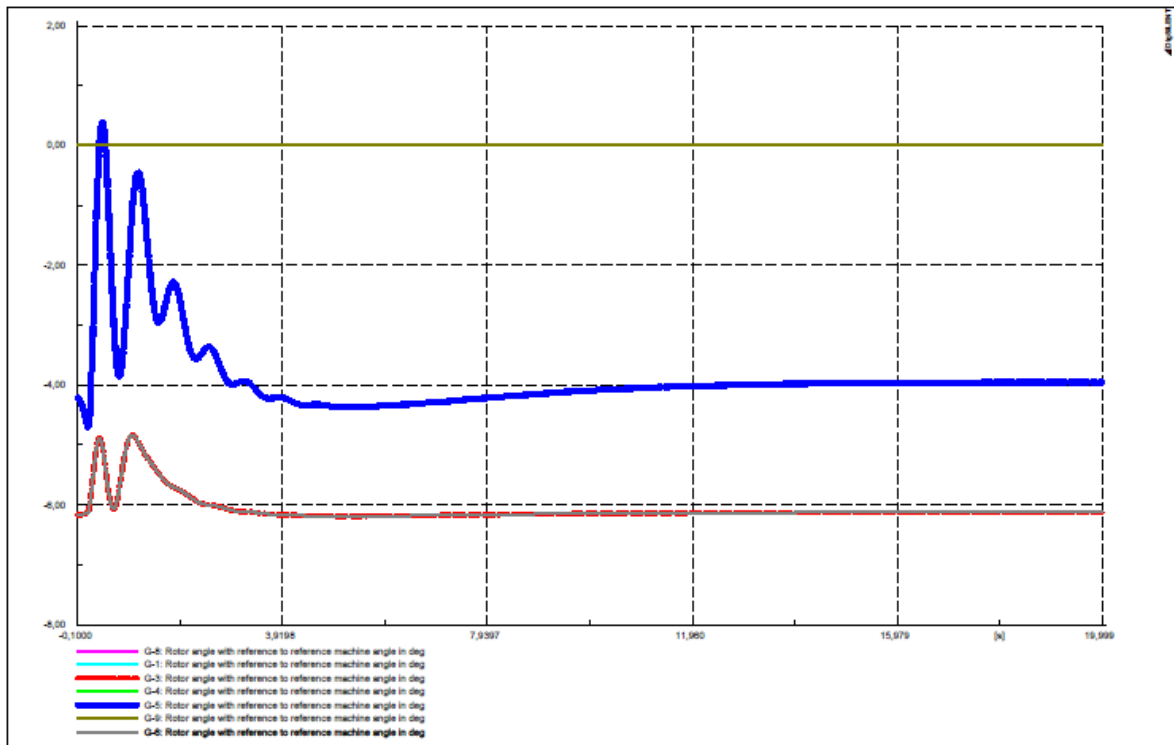


Figura 5.65 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

P vs t

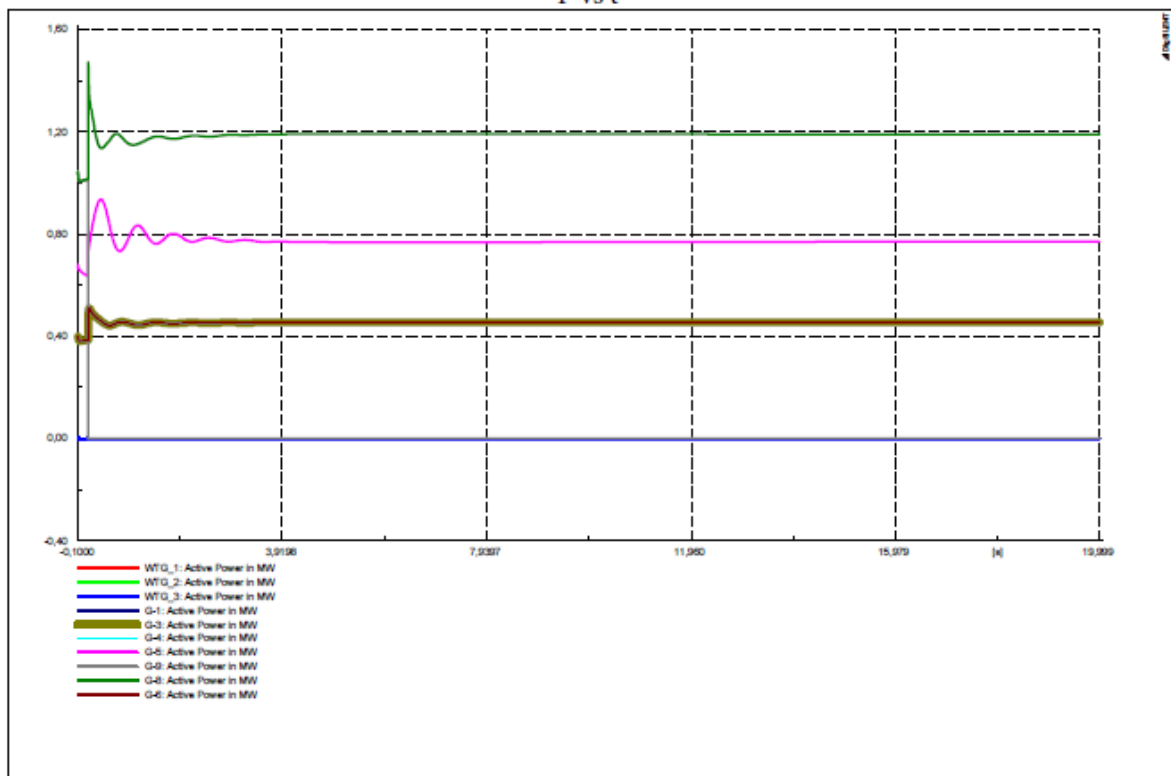


Figura 5.66 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

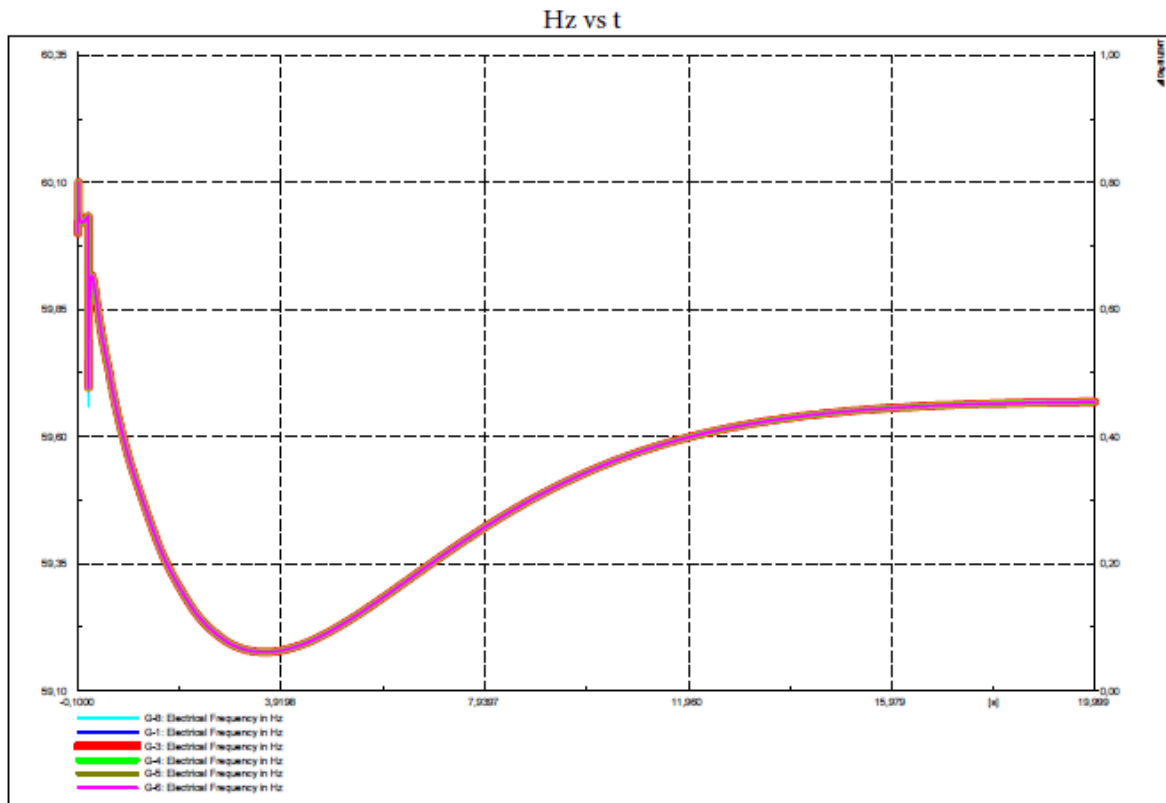


Figura 5.67 Respuesta dinámica de la frecuencia.

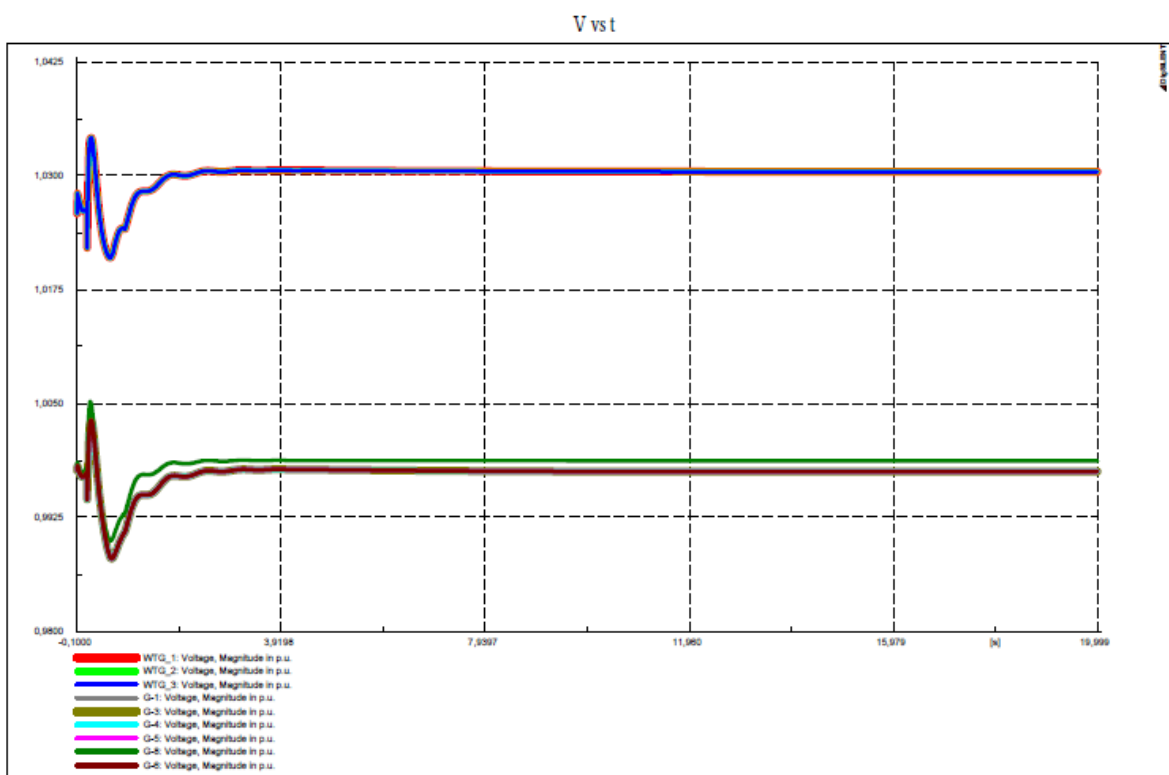


Figura 5.68 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.1.5 Mínima demanda

5.4.1.5.1 Viento Máximo

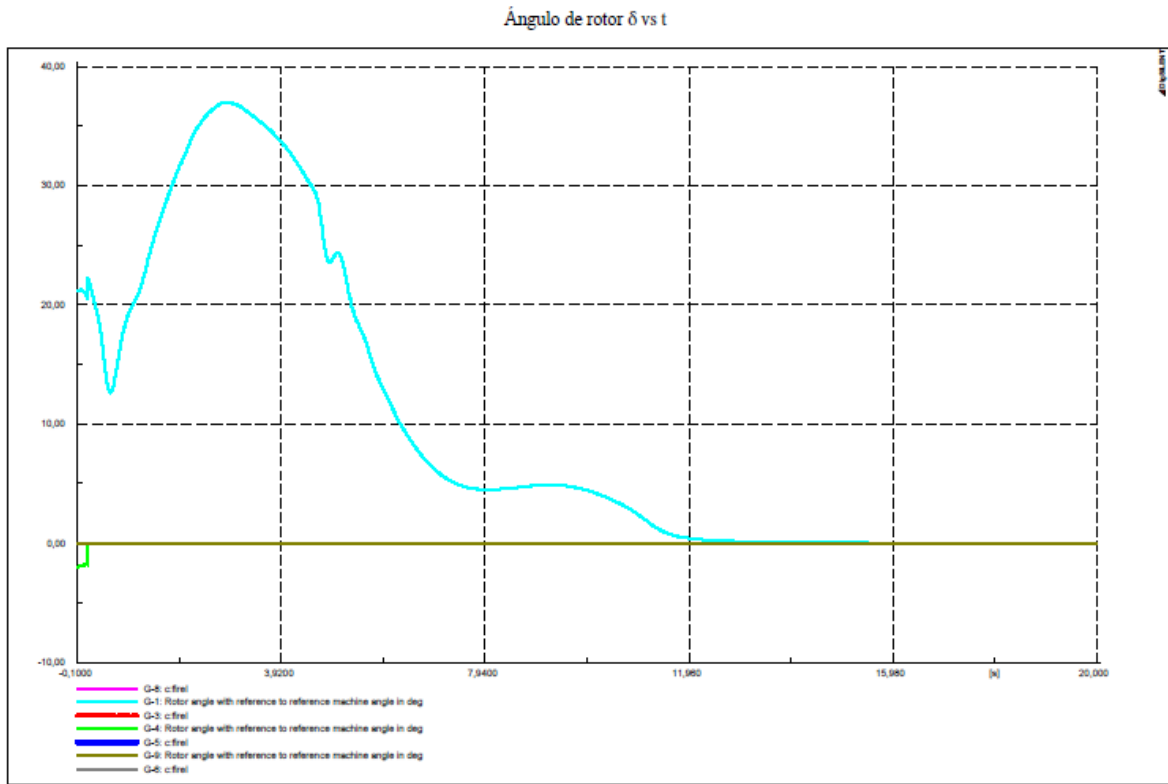


Figura 5.69 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

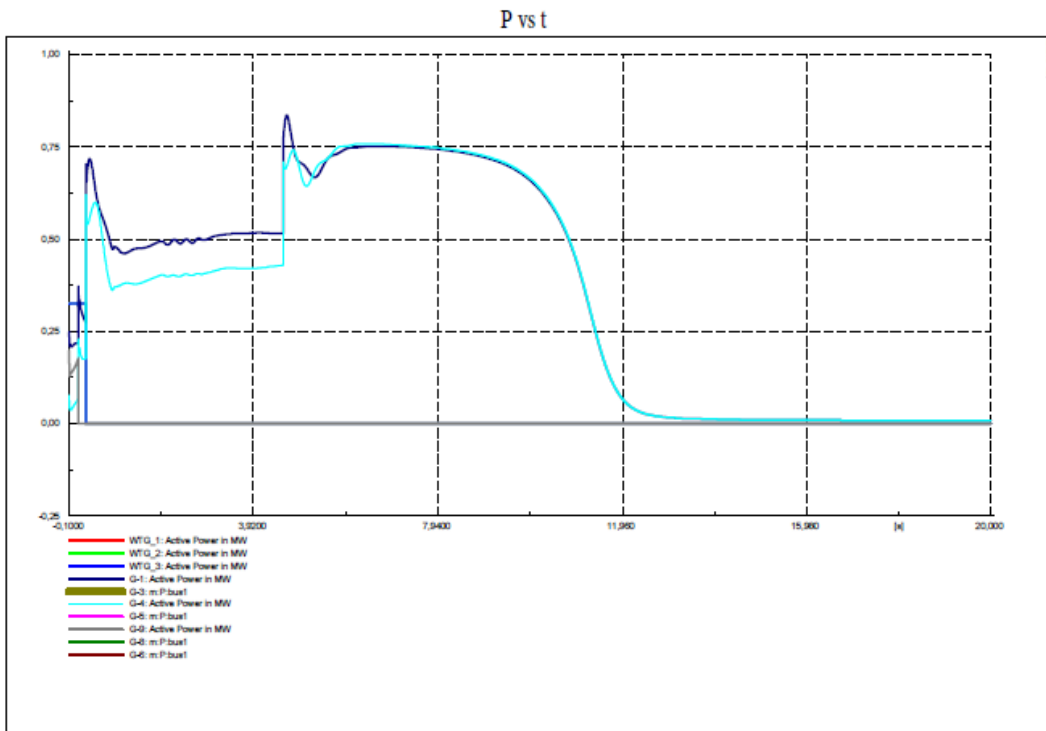


Figura 5.70 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

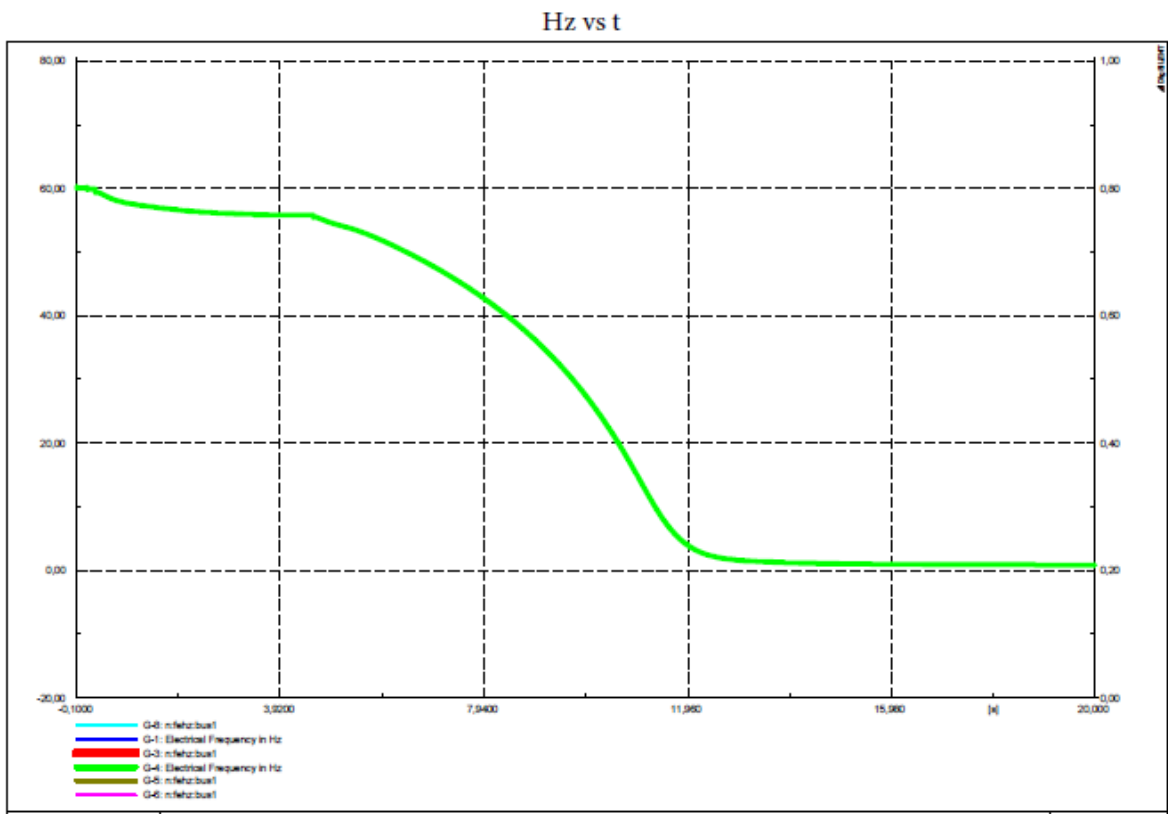


Figura 5.71 Respuesta dinámica de la frecuencia.

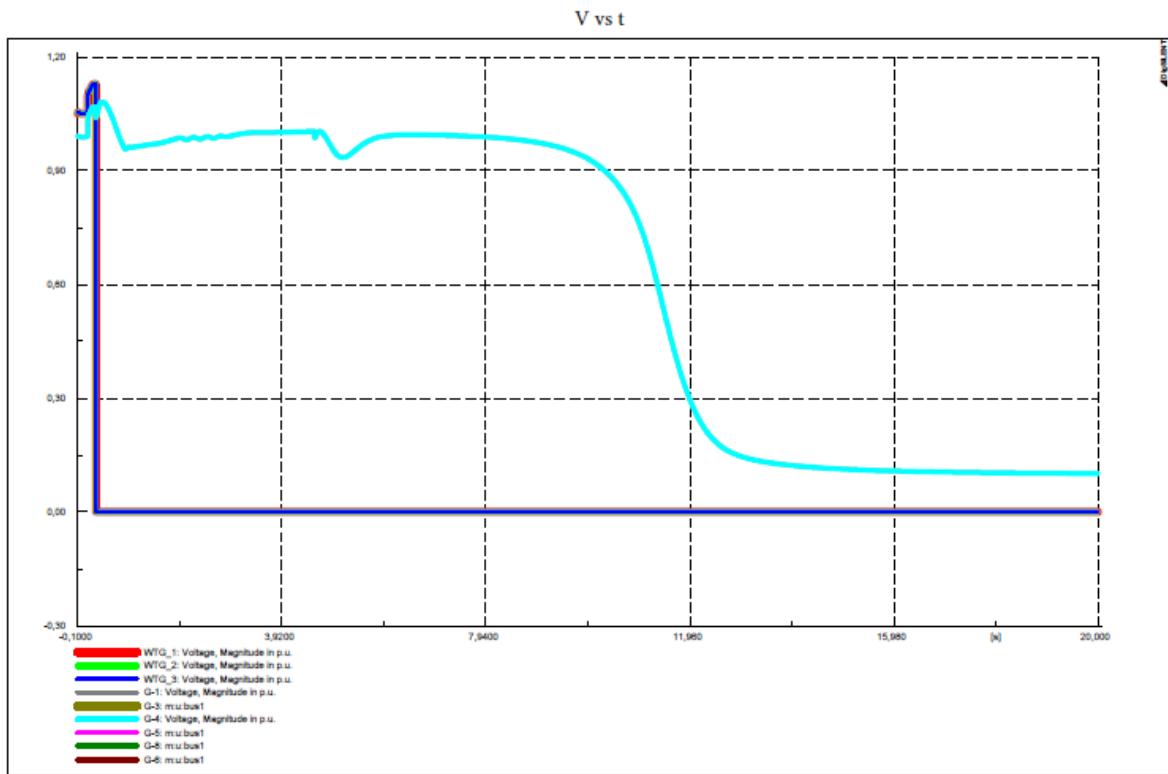


Figura 5.72 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.1.5.2 Viento Promedio

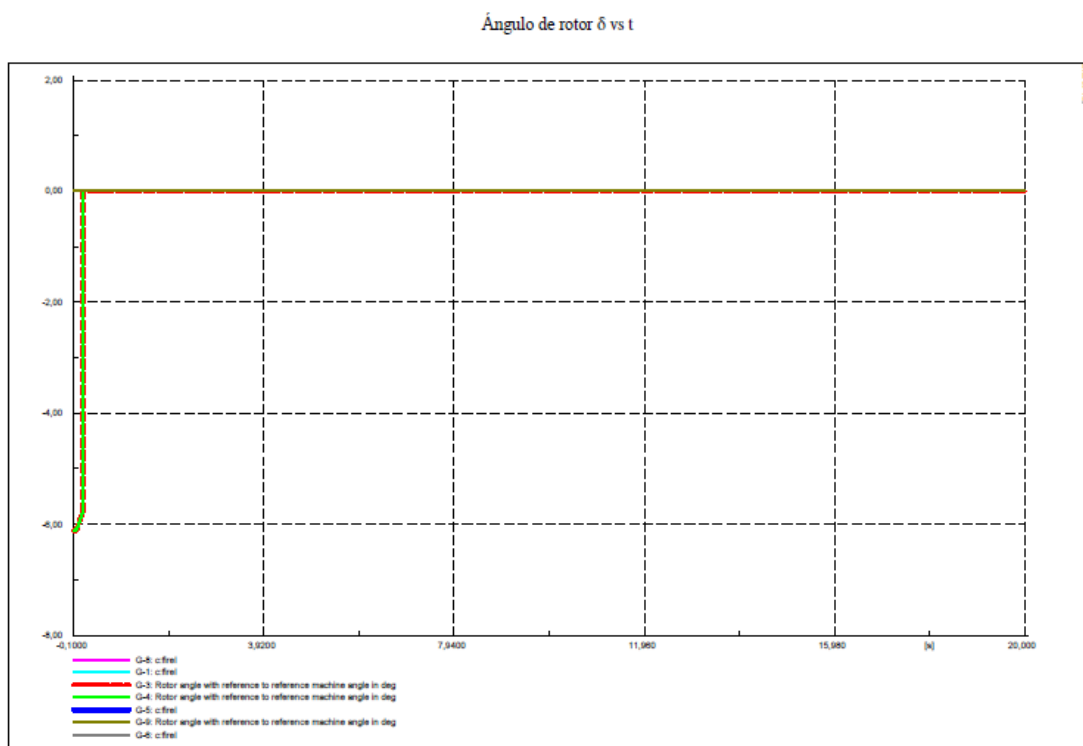


Figura 5.73 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

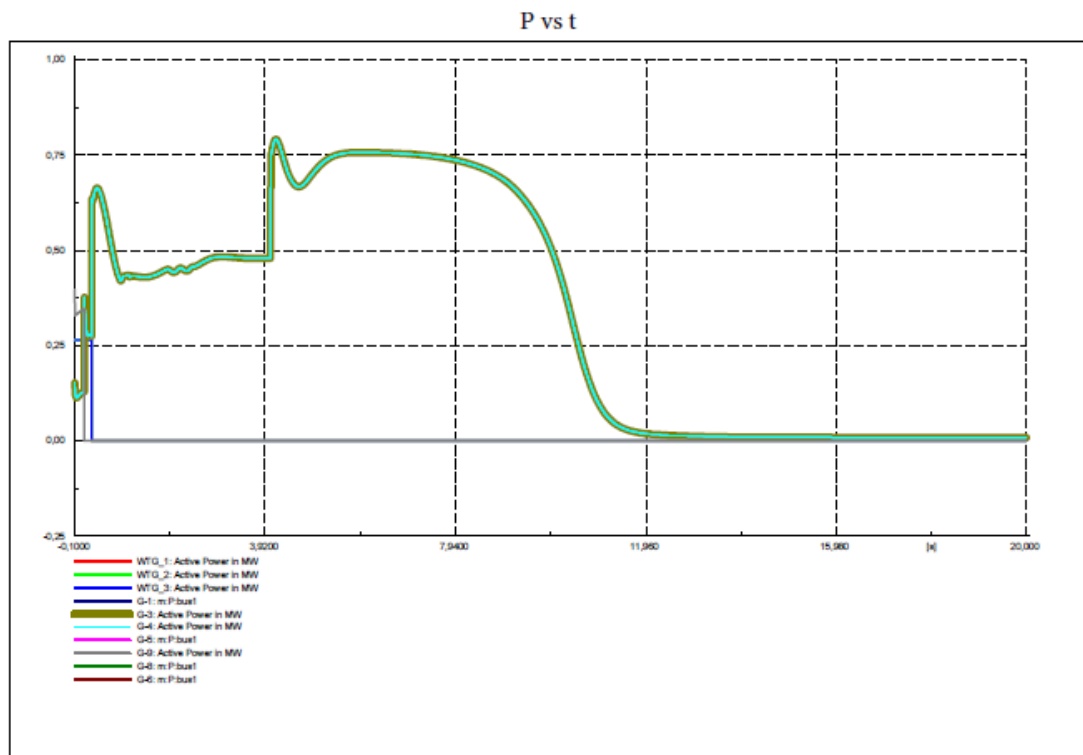


Figura 5.74 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

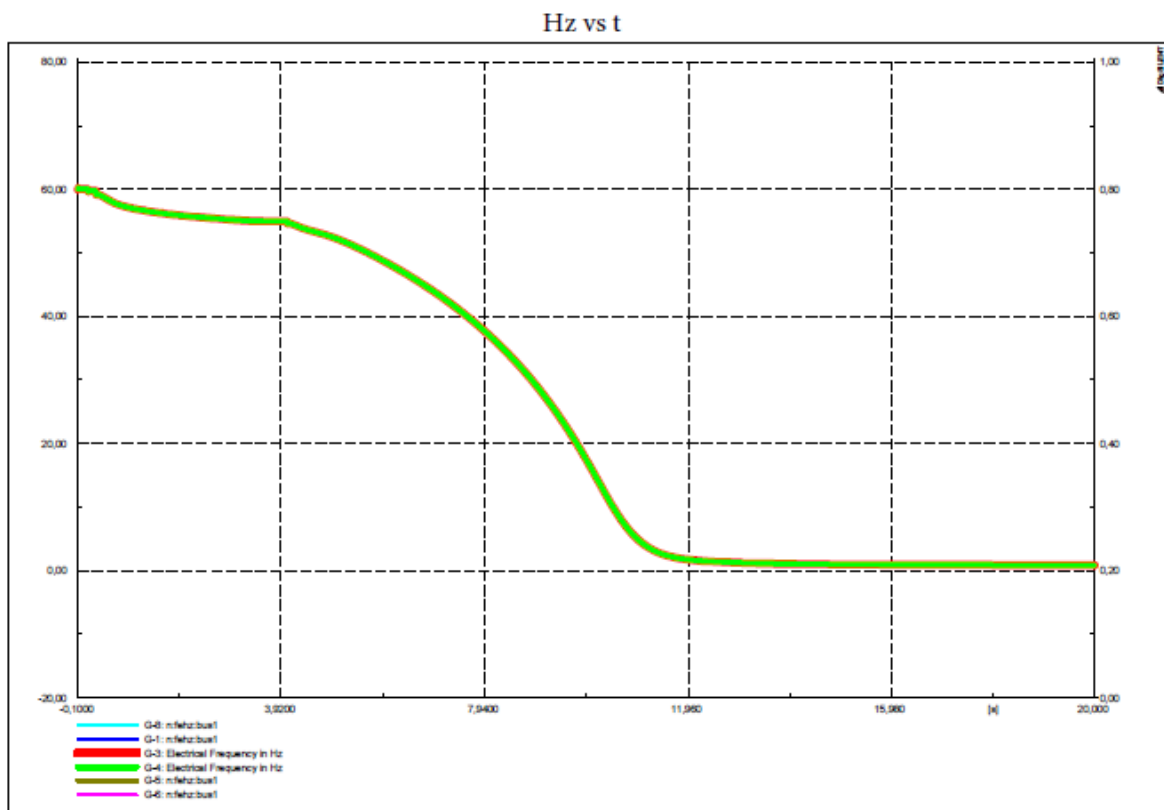


Figura 5.75 Respuesta dinámica de la frecuencia.

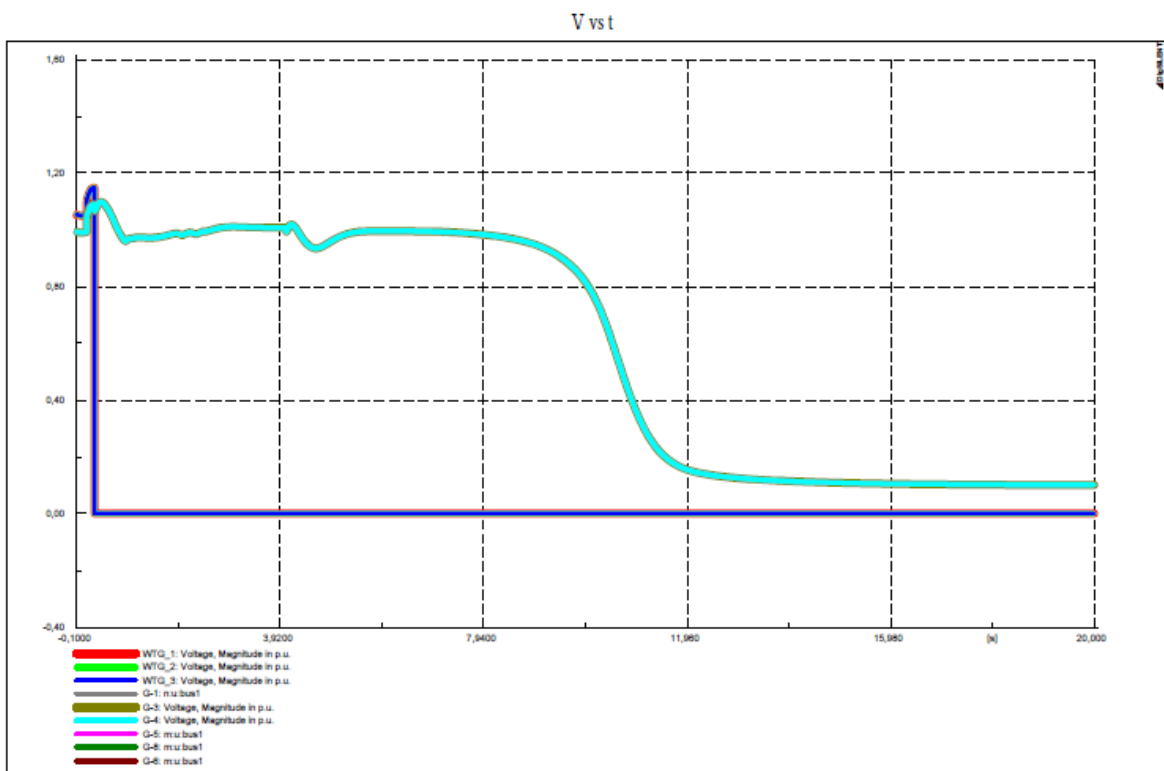


Figura 5.76 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.1.5.3 Sin Viento

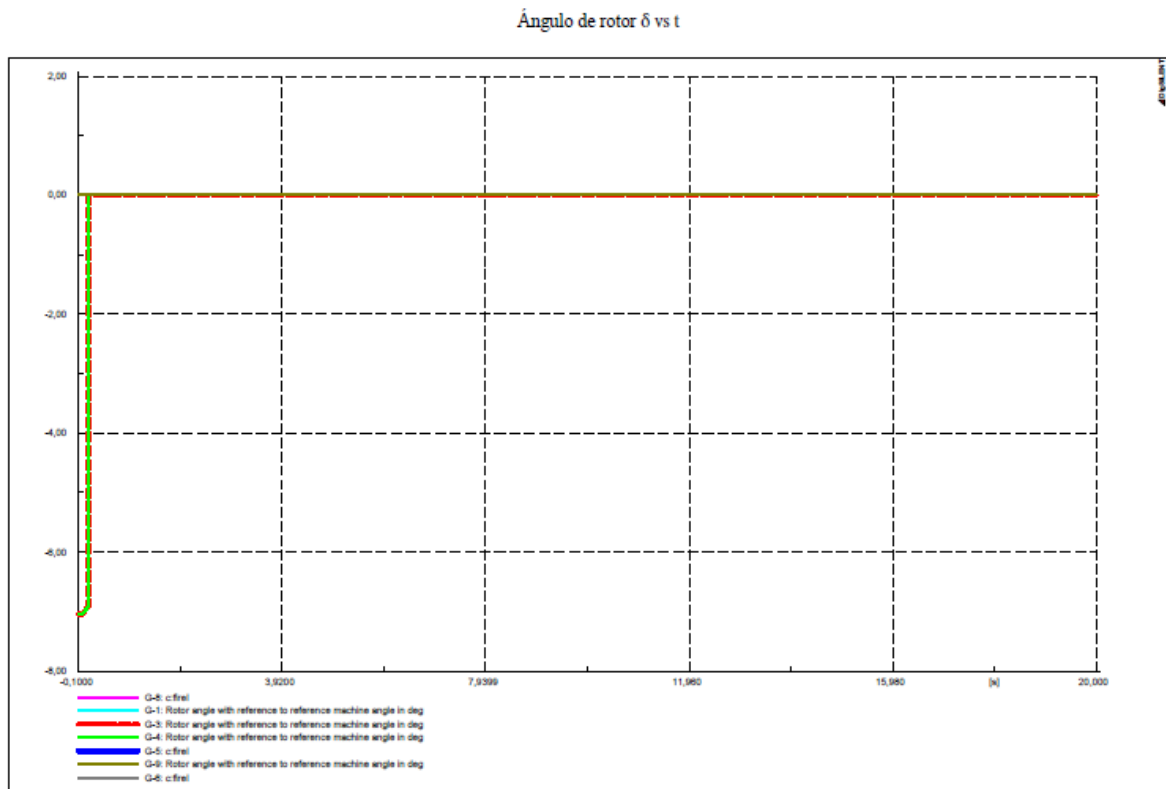


Figura 5.77 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

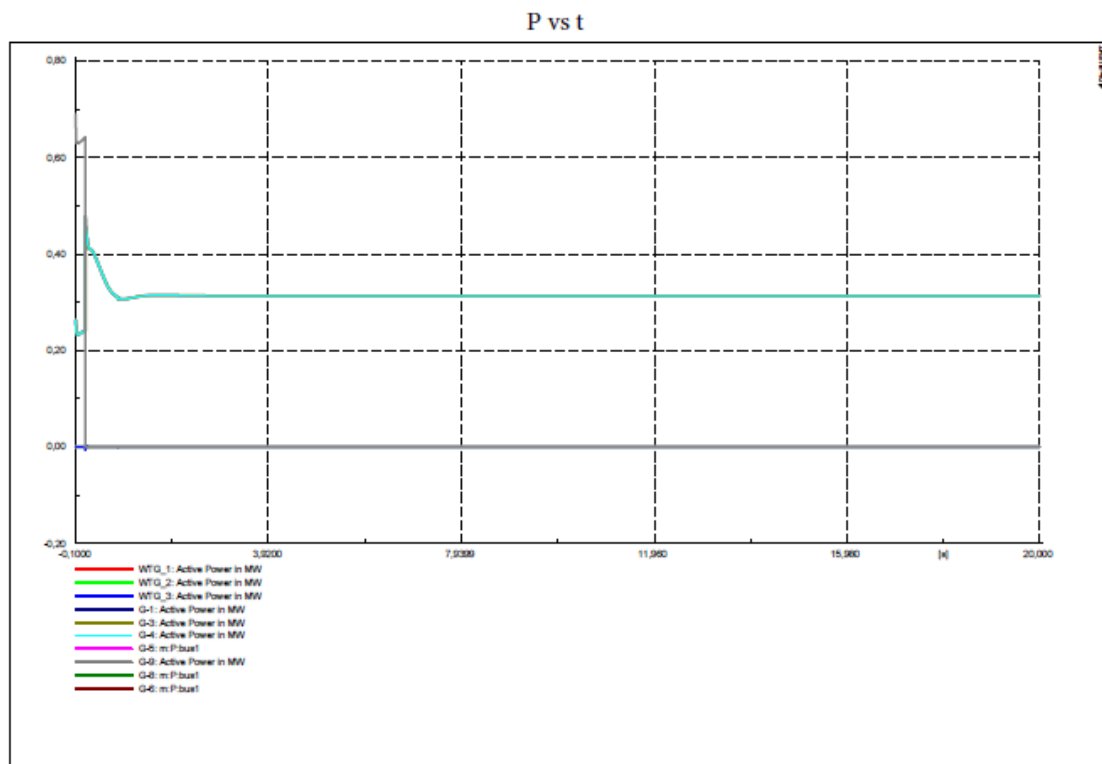


Figura 5.78 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

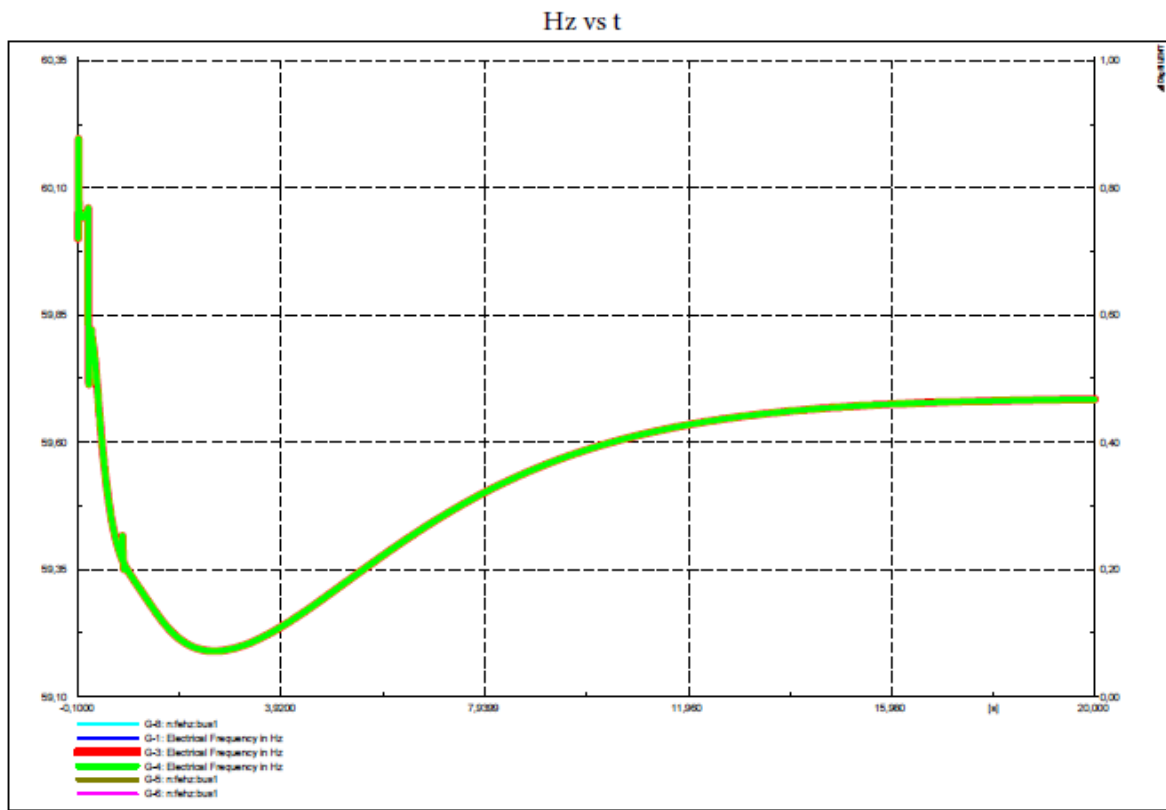


Figura 5.79 Respuesta dinámica de la frecuencia.

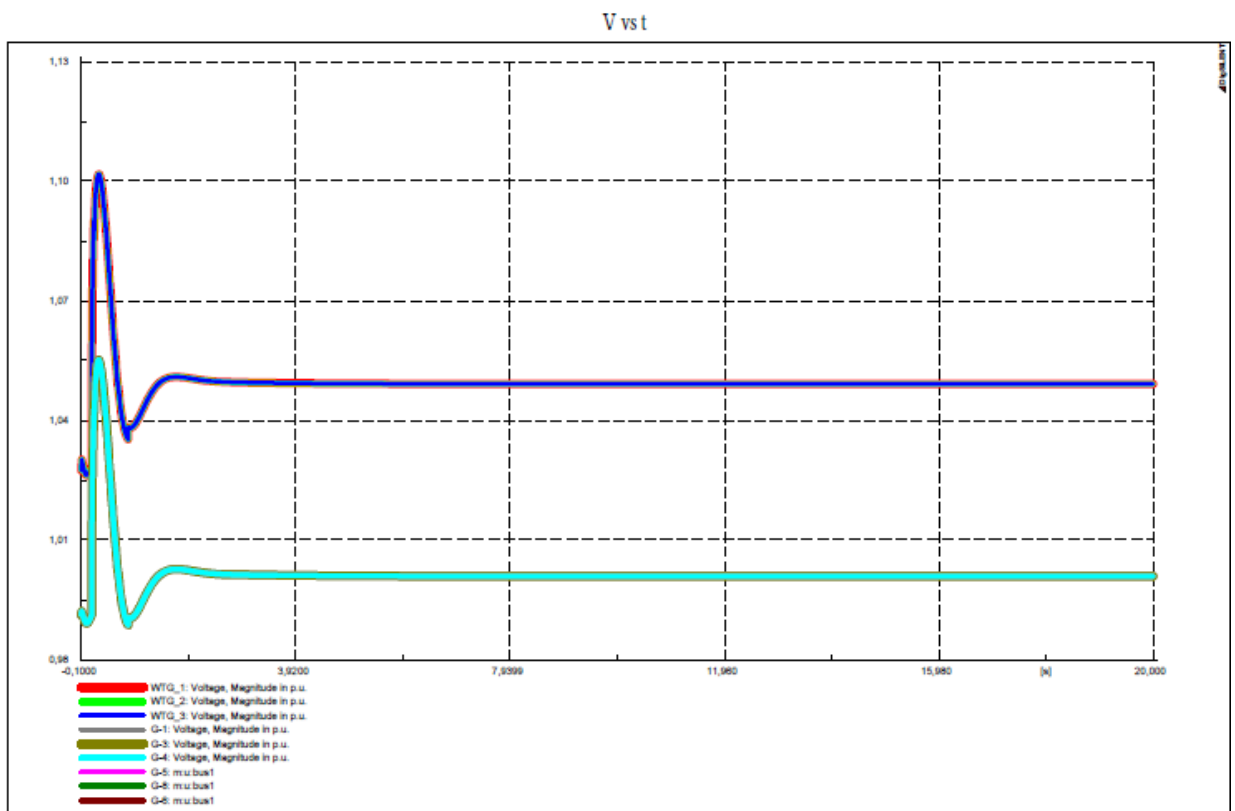


Figura 5.80 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.2 Contingencia 2

Curvas de respuesta a las contingencias

5.4.2.1 Época de Calor, pico de medio día

5.4.2.1.1 Viento Máximo, irradiación reducida

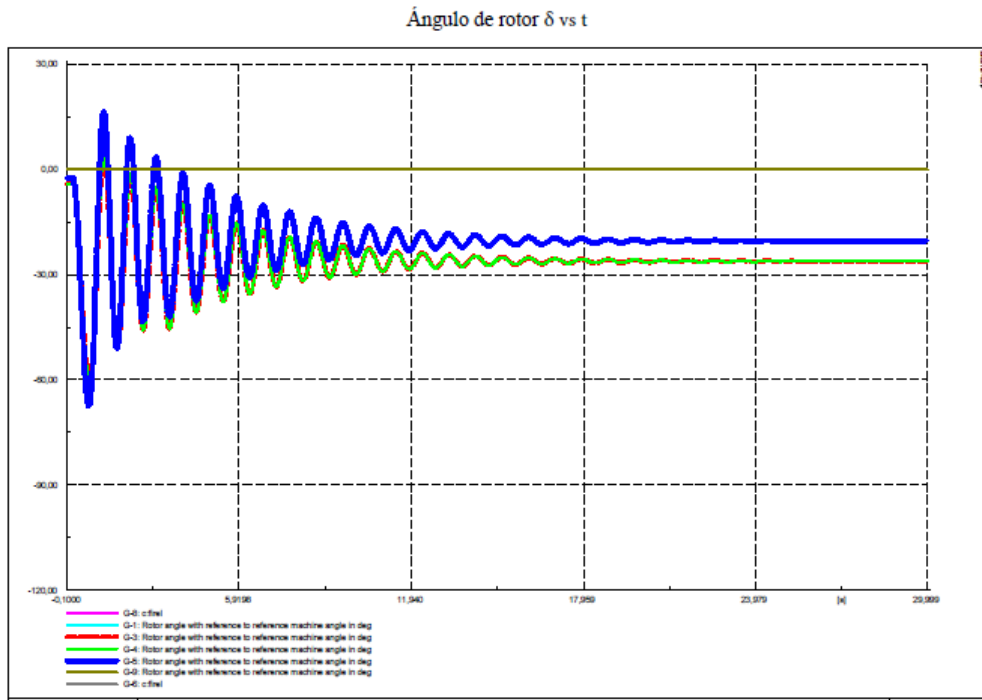


Figura 5.81 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

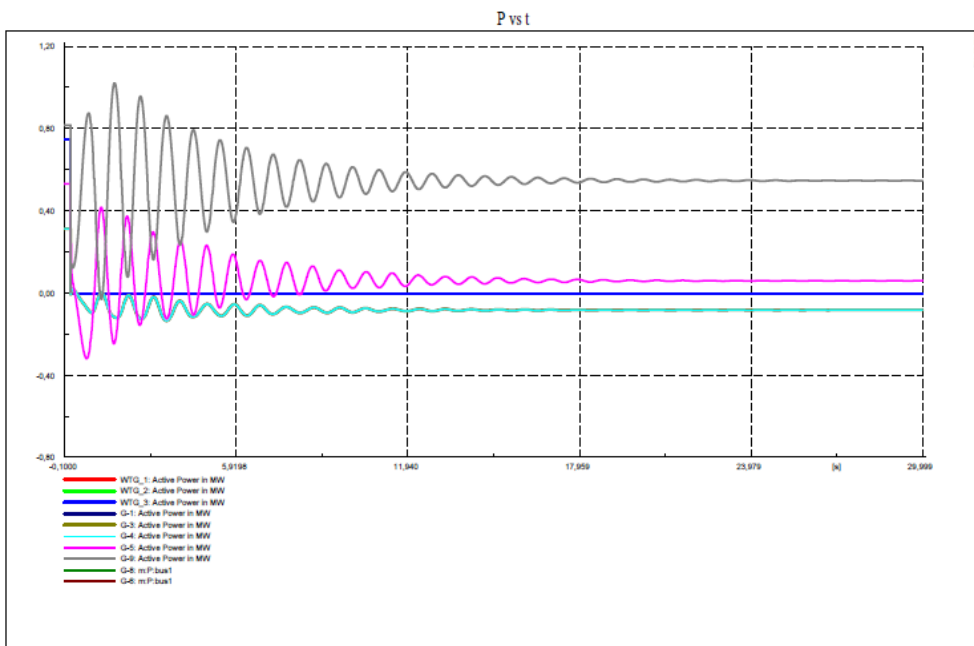


Figura 5.82 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

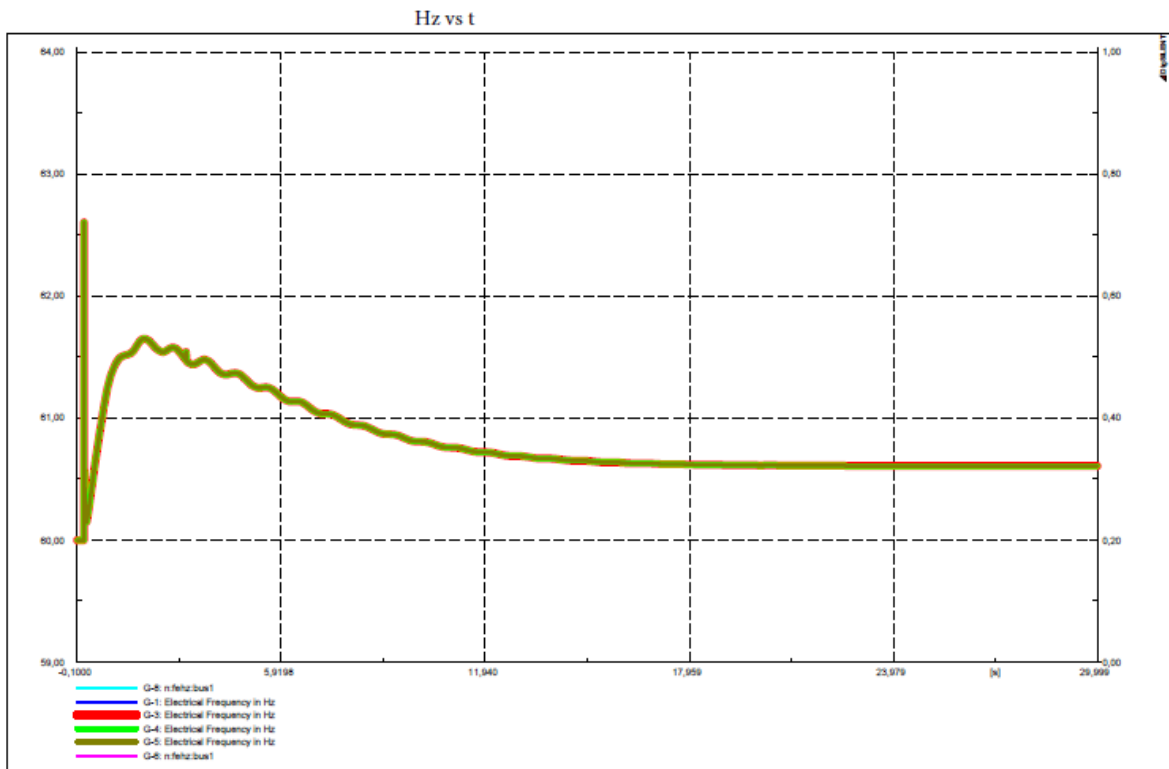


Figura 5.83 Respuesta dinámica de la frecuencia.

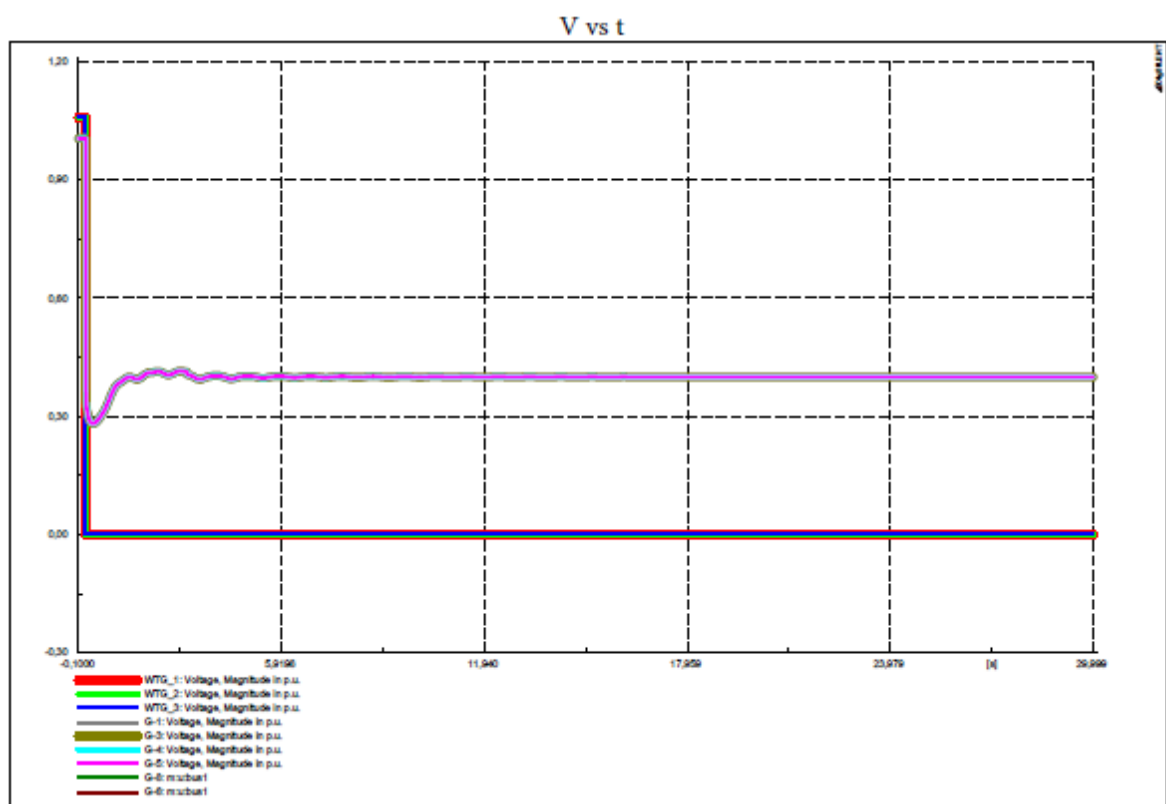


Figura 5.84 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.2.1.2 Viento promedio, irradiación máxima

Ángulo de rotor δ vs t

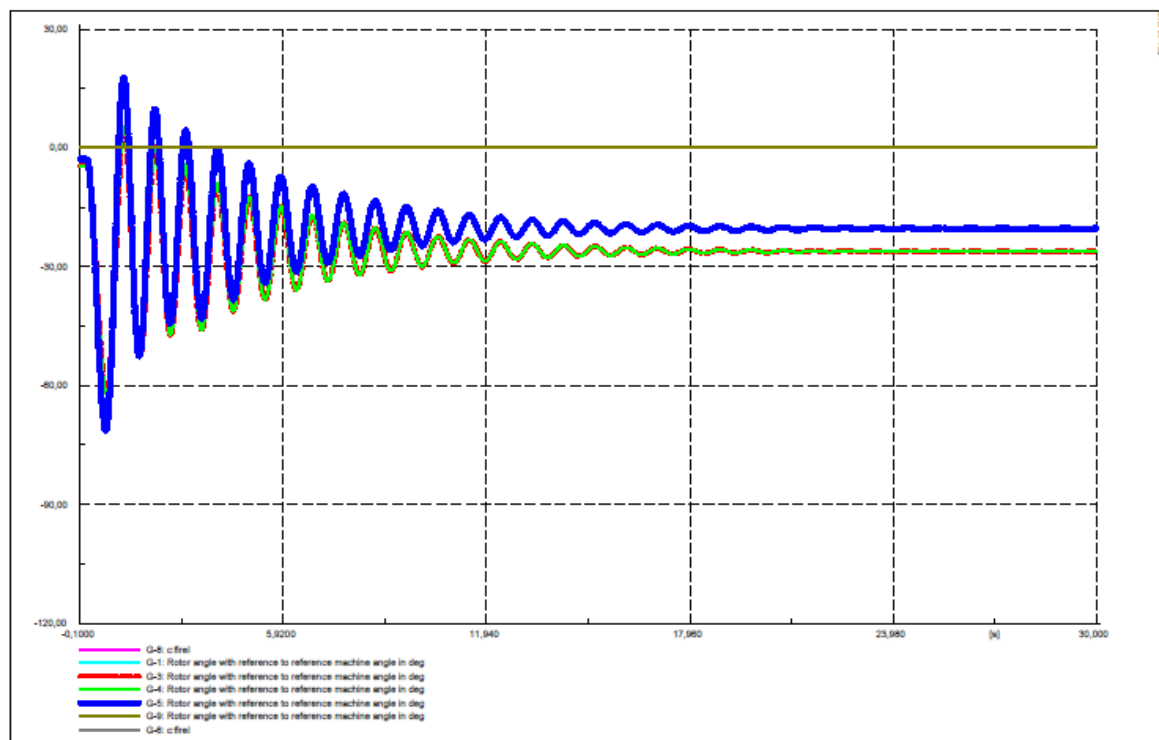


Figura 5.85 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

P vs t

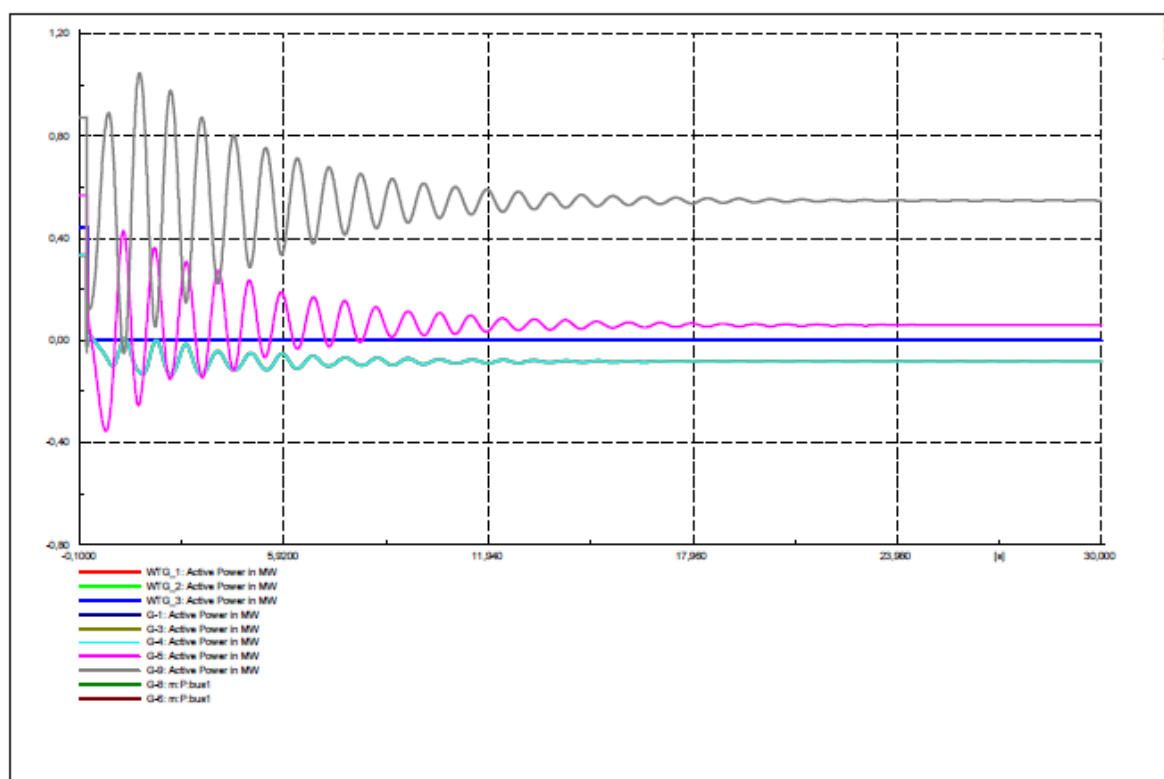


Figura 5.86 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

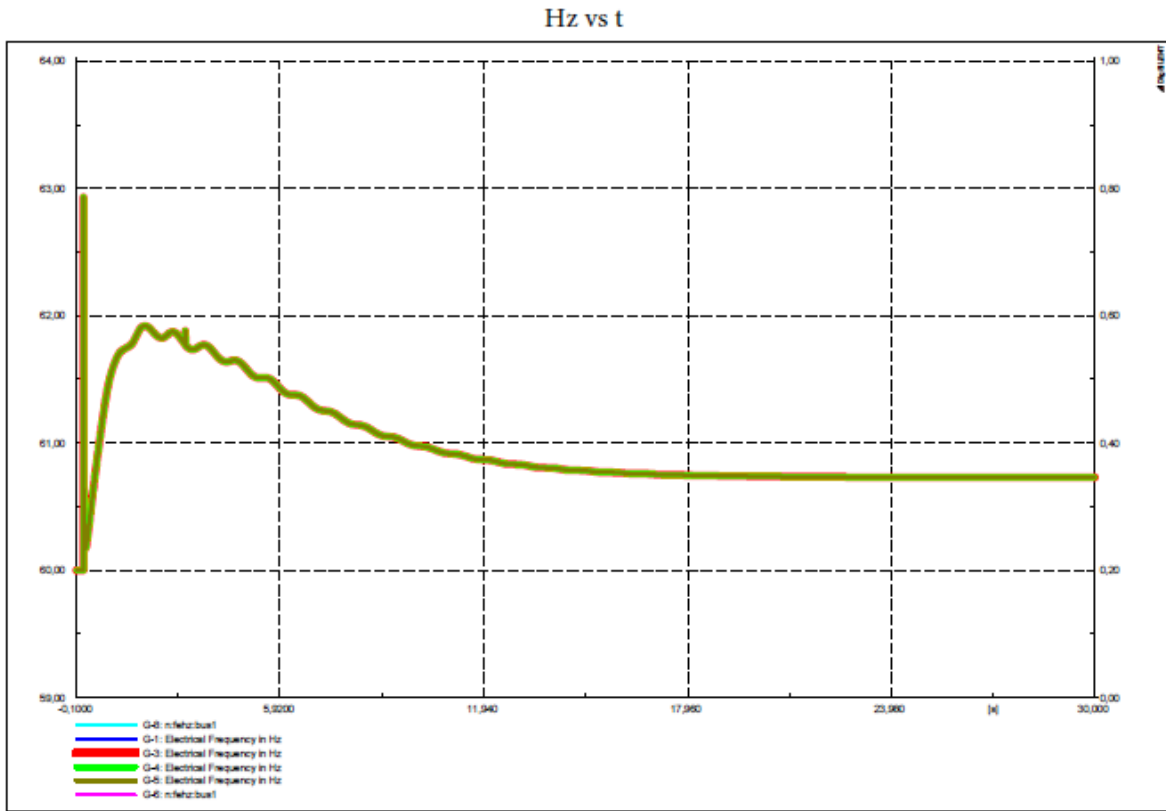


Figura 5.87 Respuesta dinámica de la frecuencia.

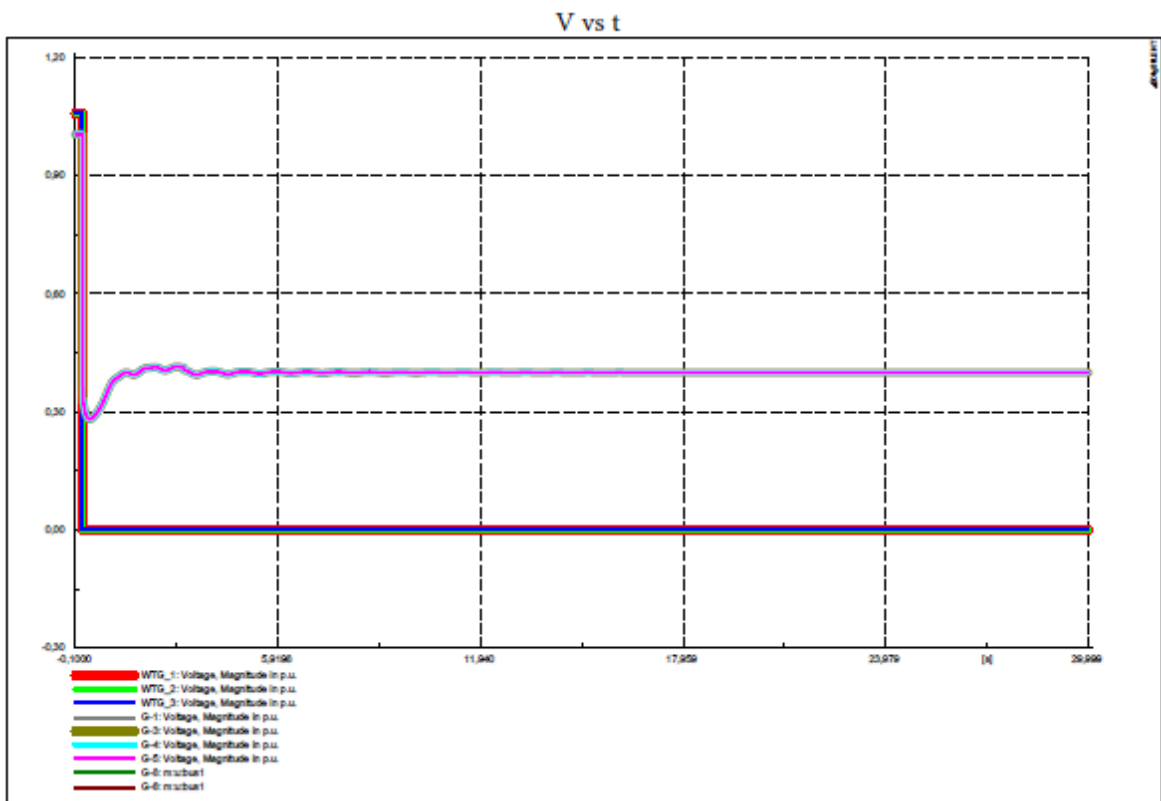


Figura 5.88 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.2.1.3 Viento promedio, irradiación reducida

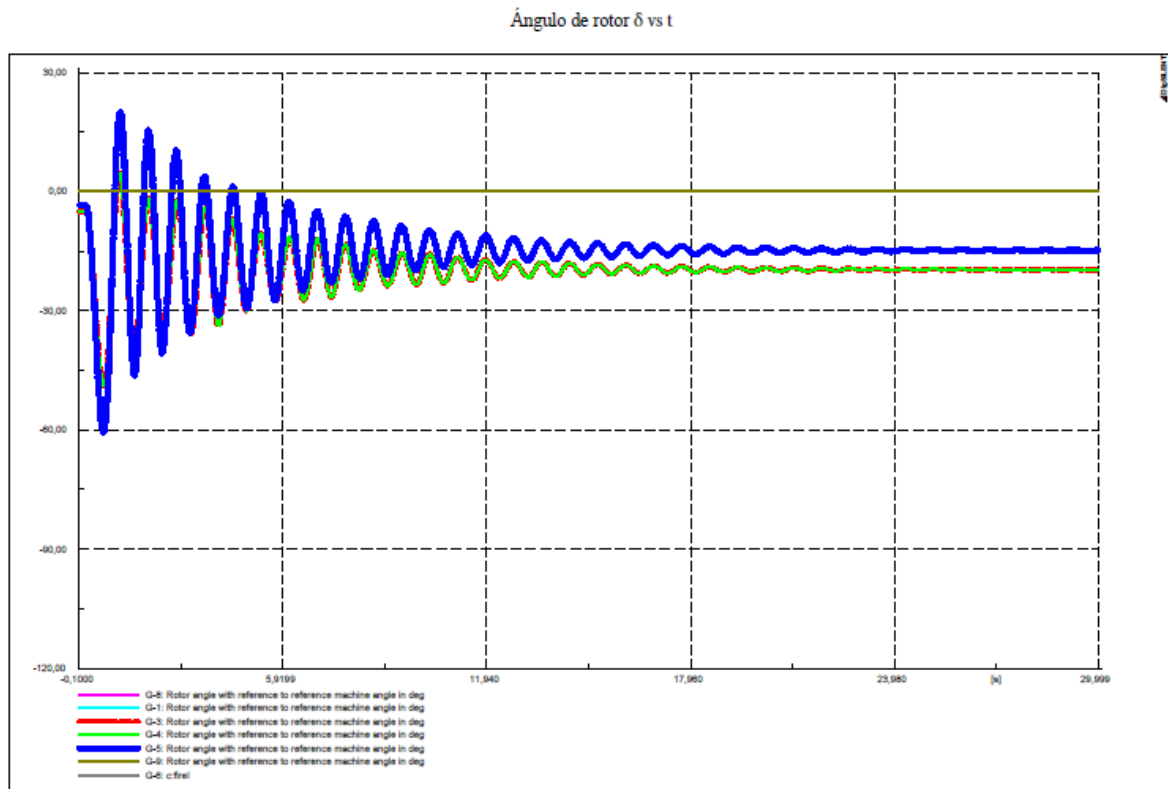


Figura 5.89 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

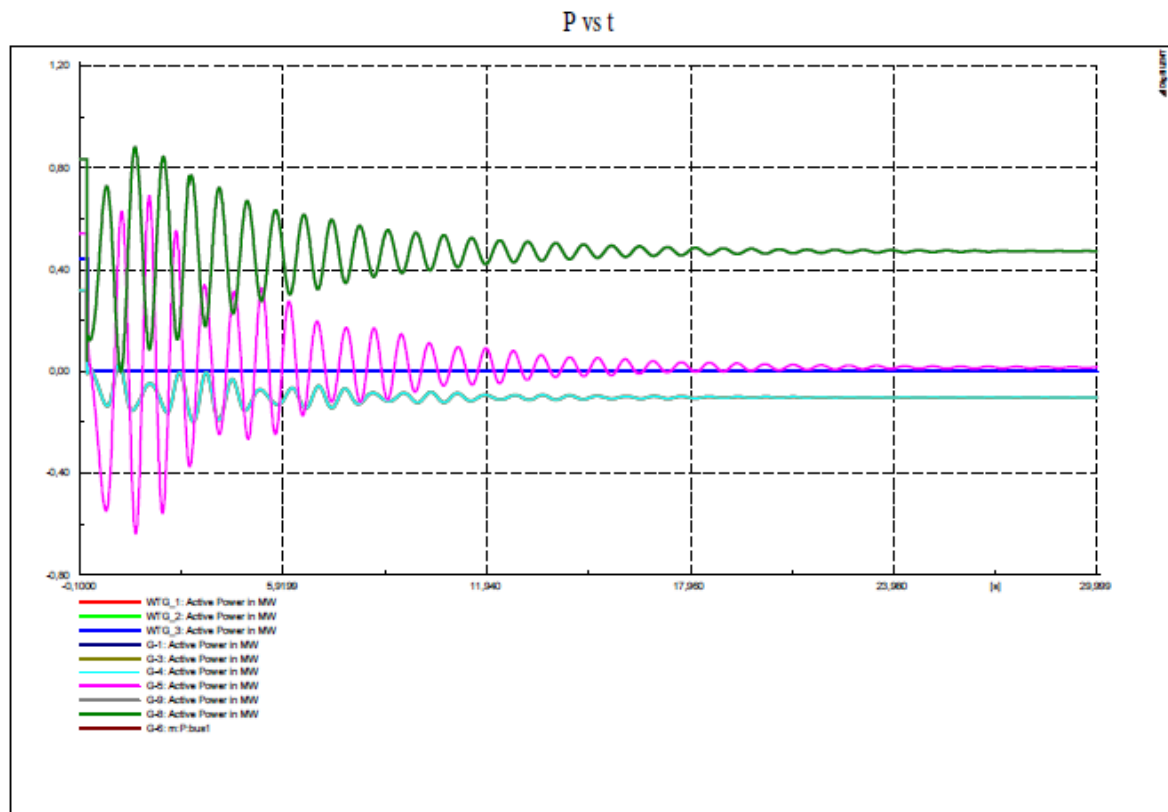


Figura 5.90 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

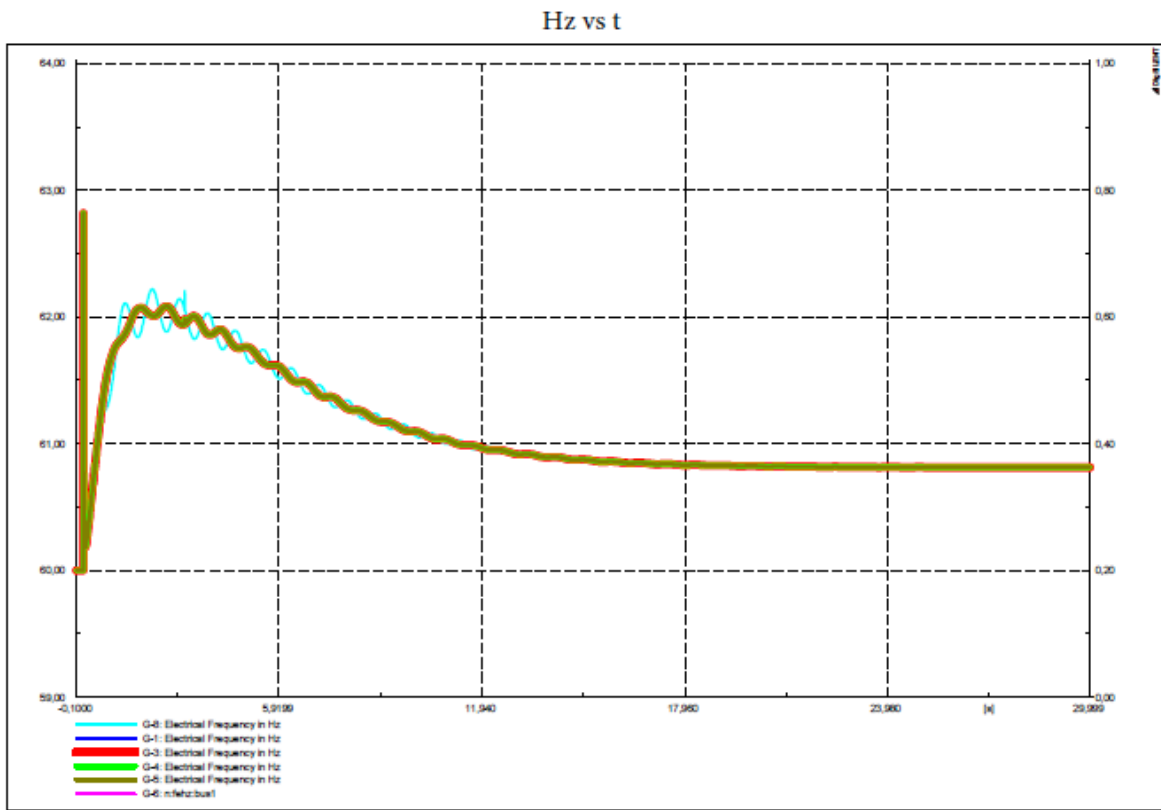


Figura 5.91 Respuesta dinámica de la frecuencia.

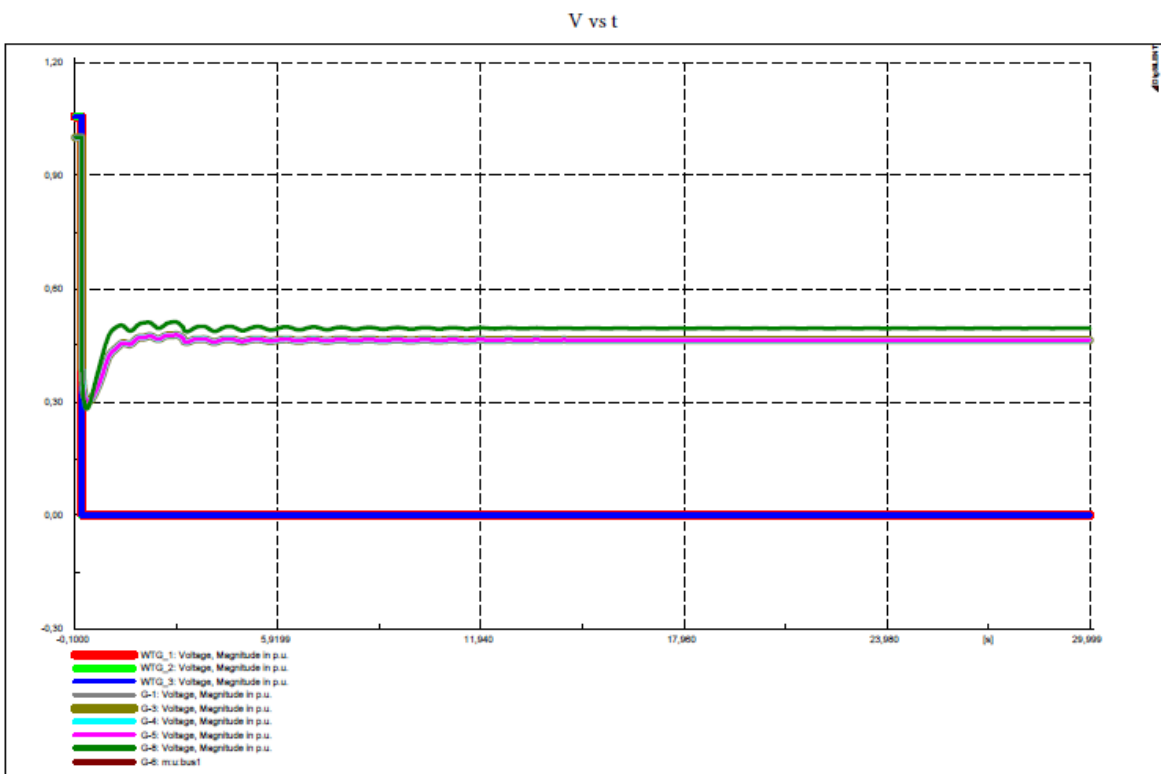


Figura 5.92 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.2.2 Época de calor, pico de la noche

5.4.2.2.1 Viento máximo.

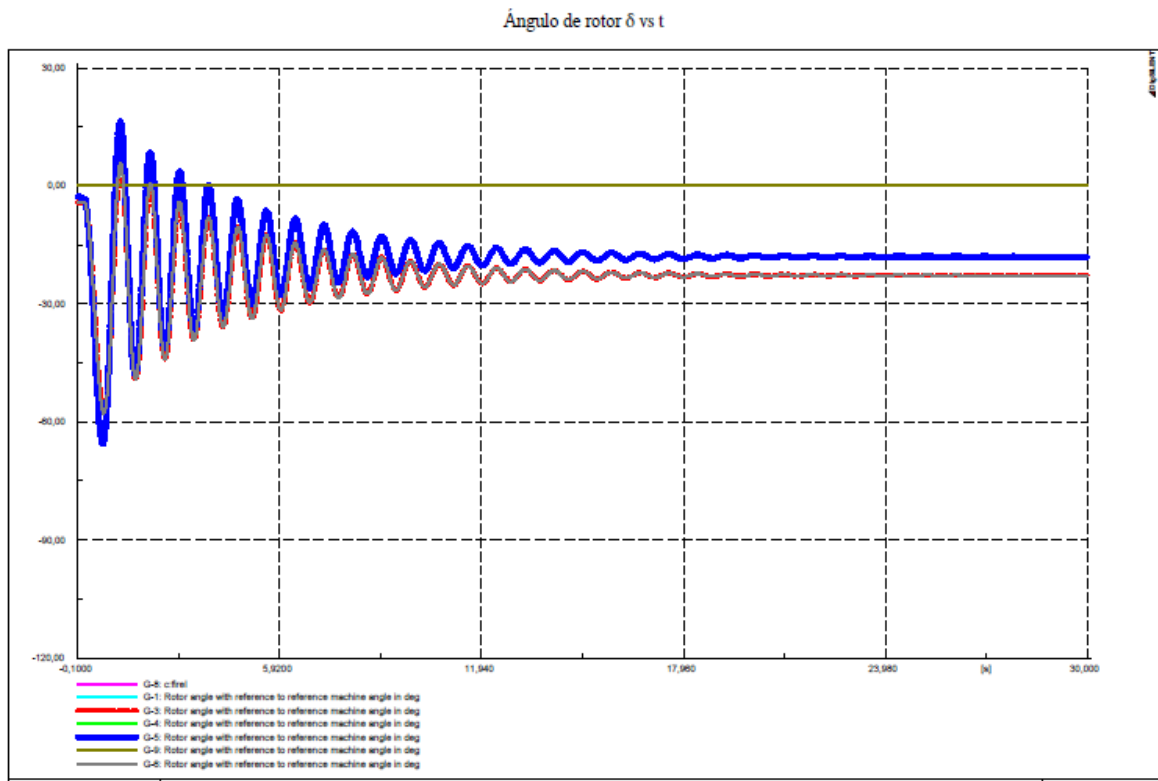


Figura 5.93 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

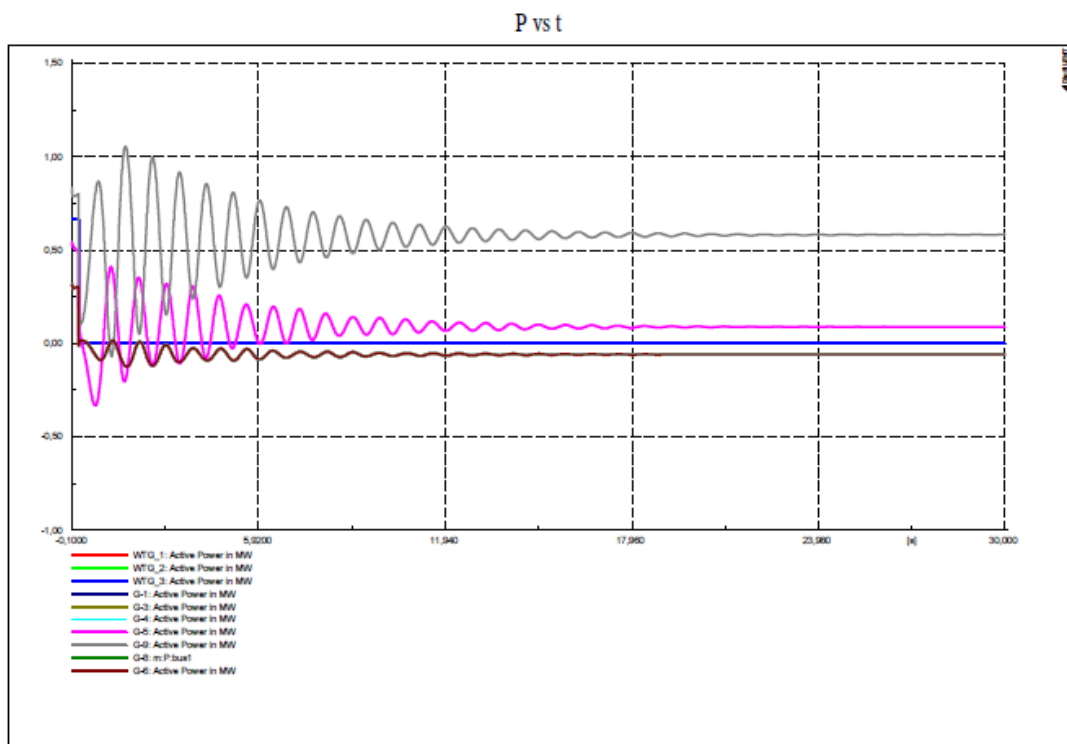


Figura 3.2 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

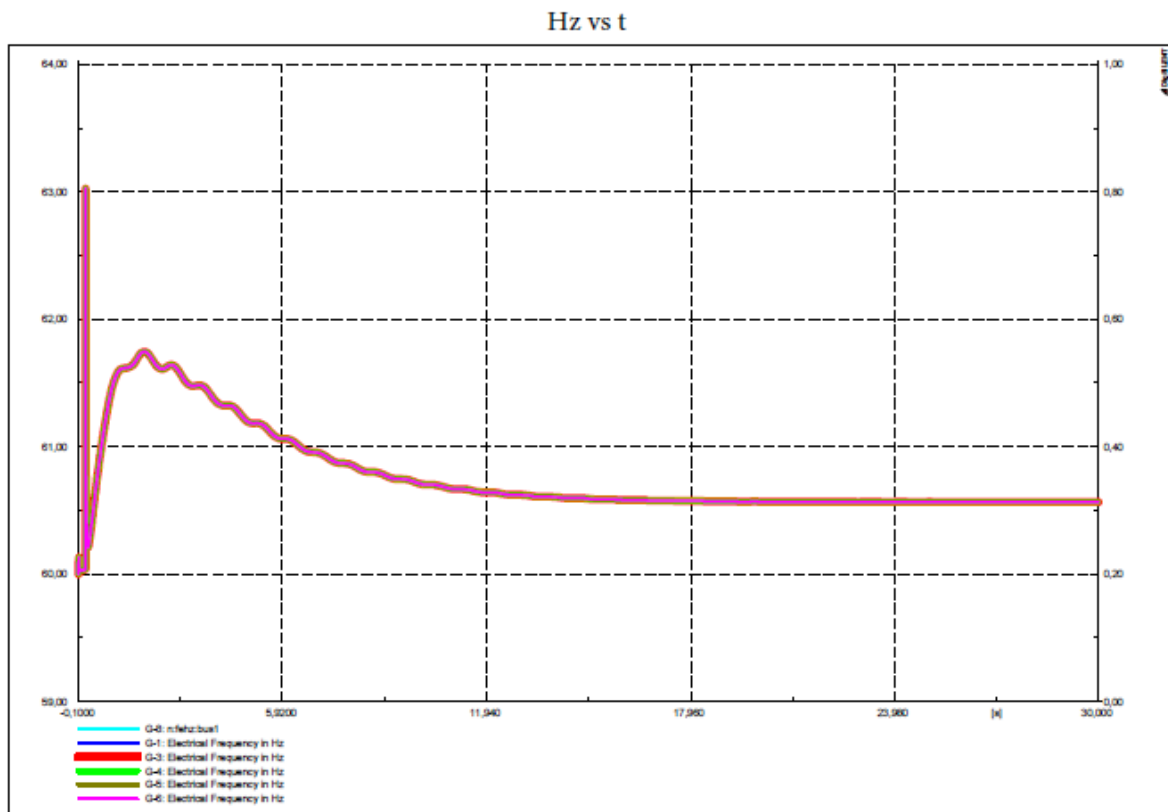


Figura 5.94 Respuesta dinámica de la frecuencia.

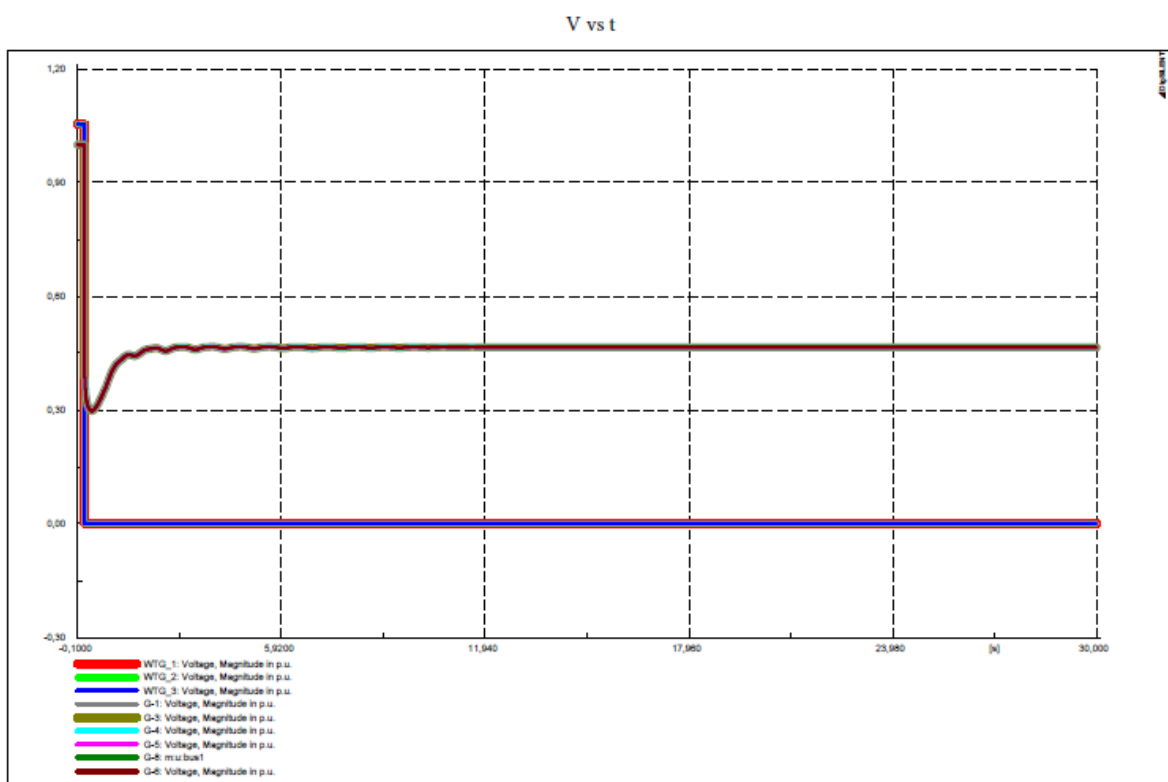


Figura 5.95 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.2.2 Viento promedio

Ángulo de rotor δ vs t

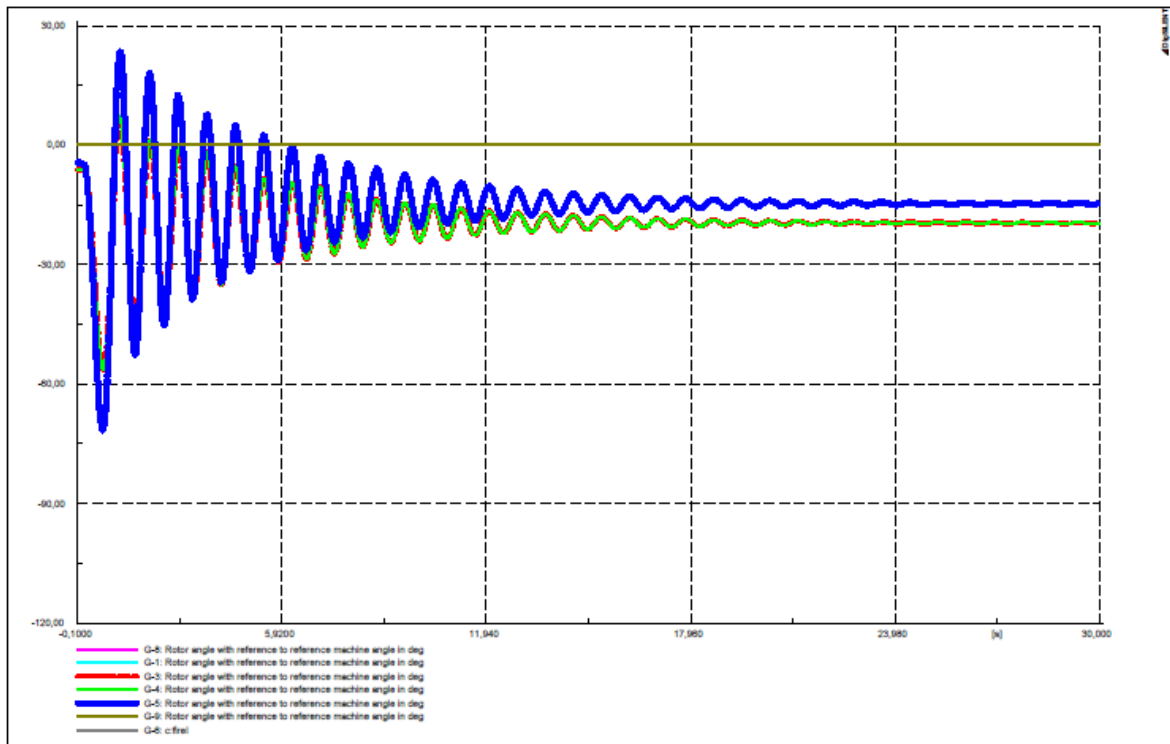


Figura 5.96 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

P vs t

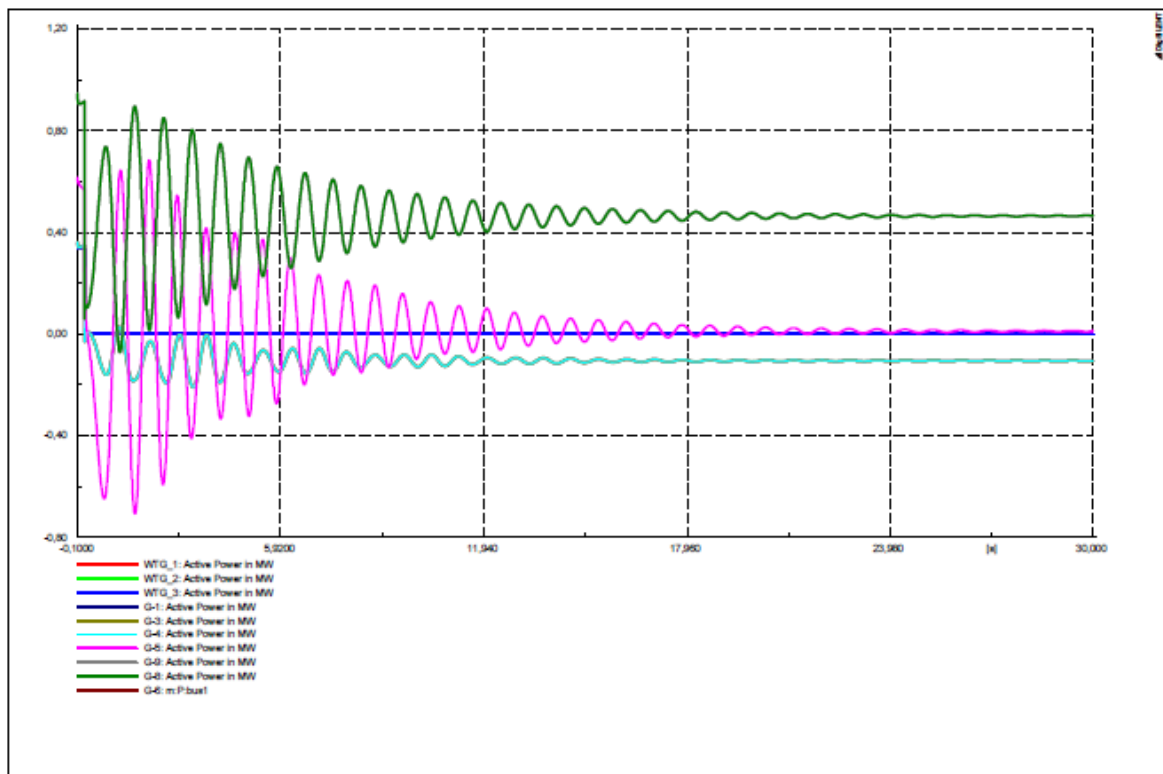


Figura 5.97 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

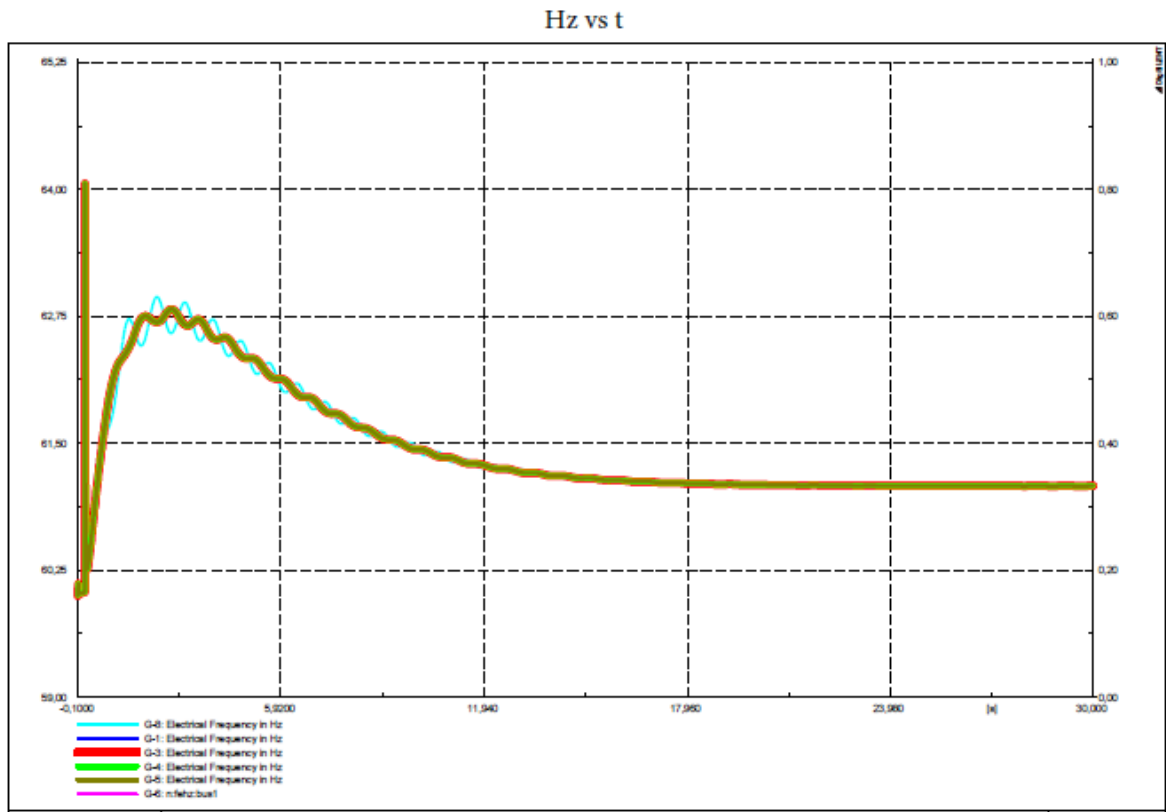


Figura 5.98 Respuesta dinámica de la frecuencia.

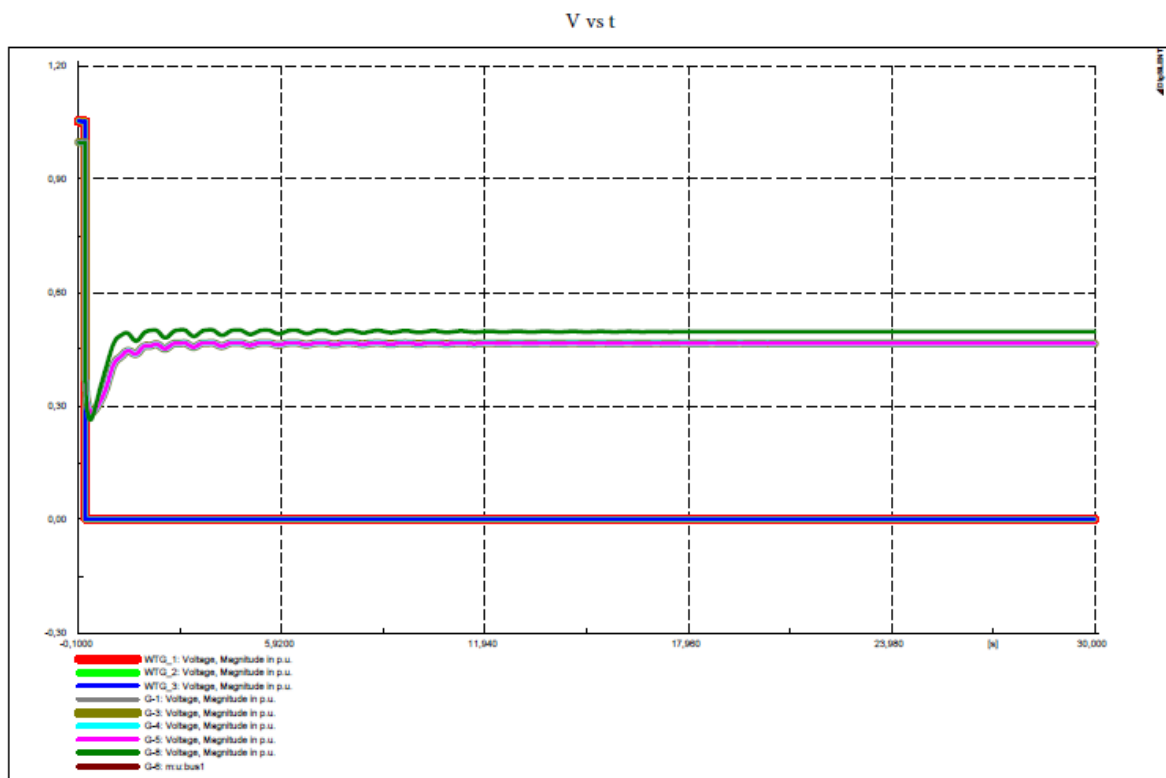


Figura 5.99 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.2.3 Época de frío, pico de medio día
5.4.2.3.1 Viento máximo, irradiación máxima

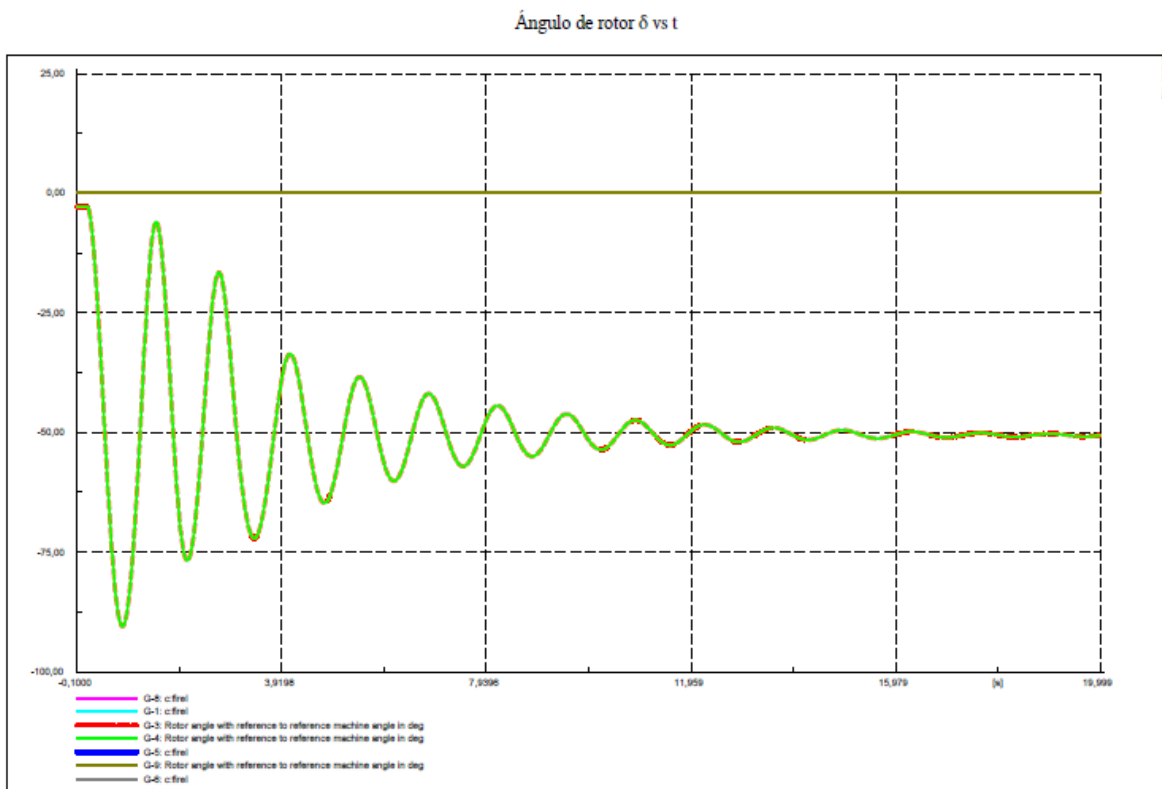


Figura 5.100 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

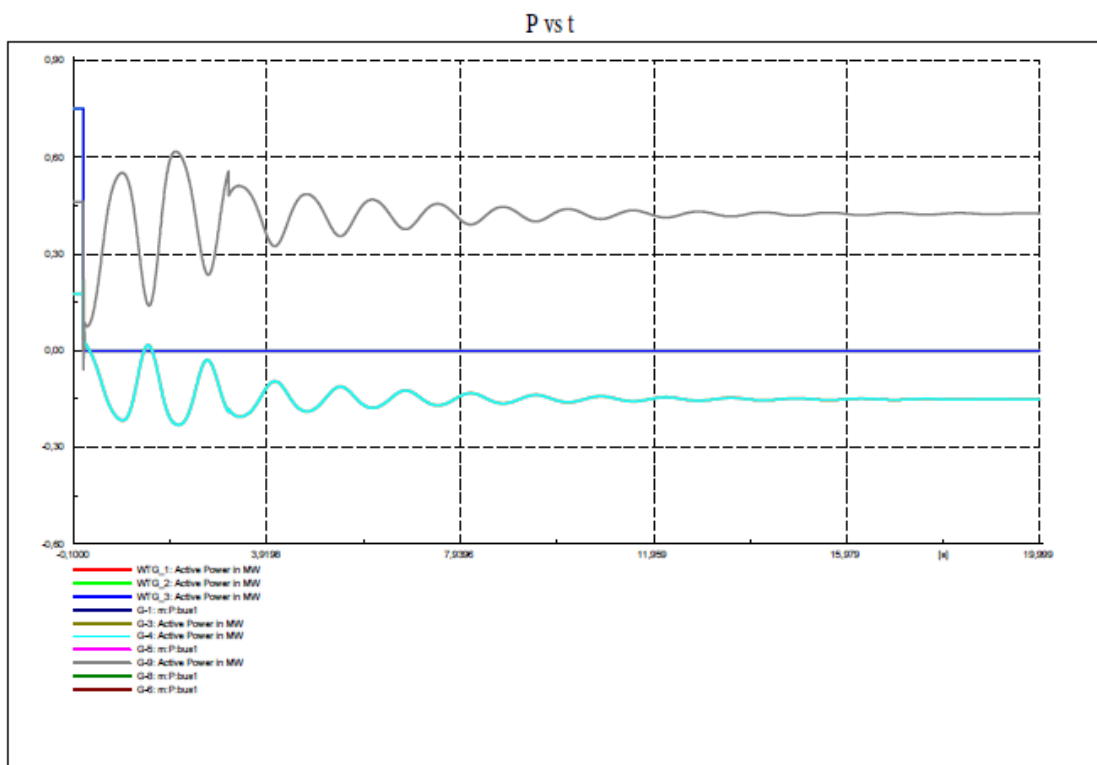


Figura 5.101 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

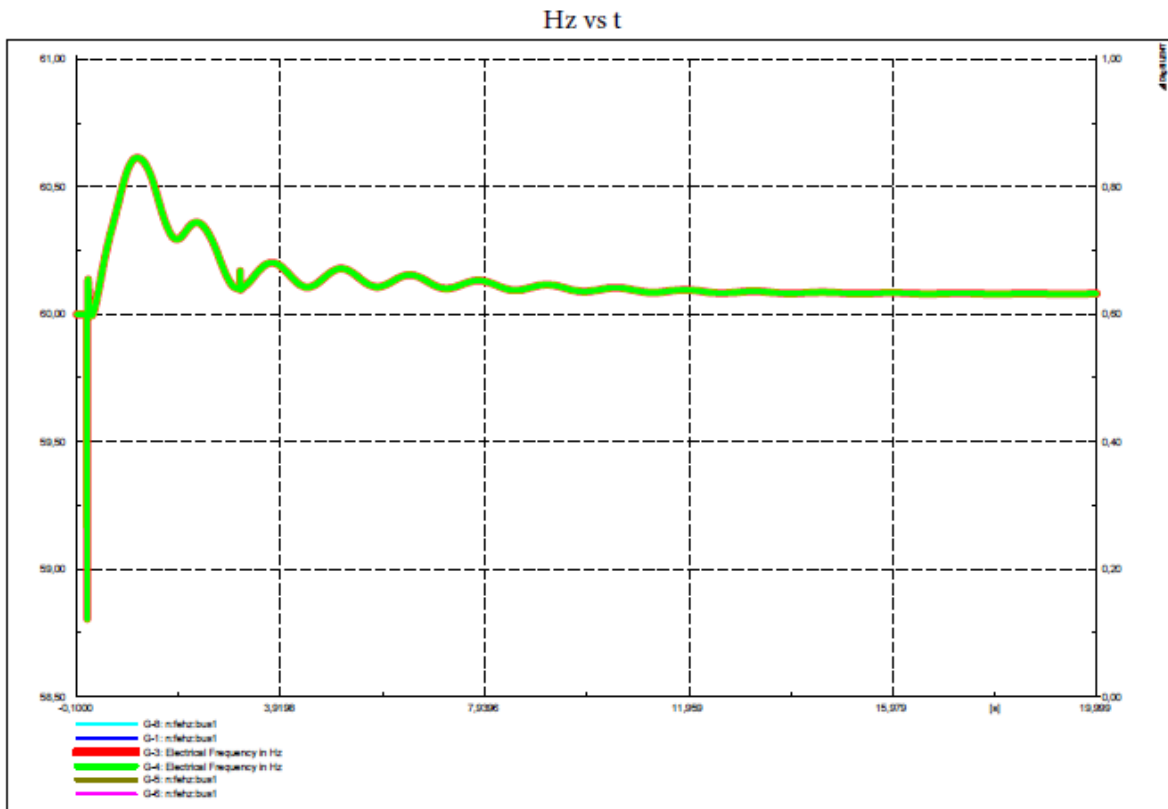


Figura 5.102 Respuesta dinámica de la frecuencia.

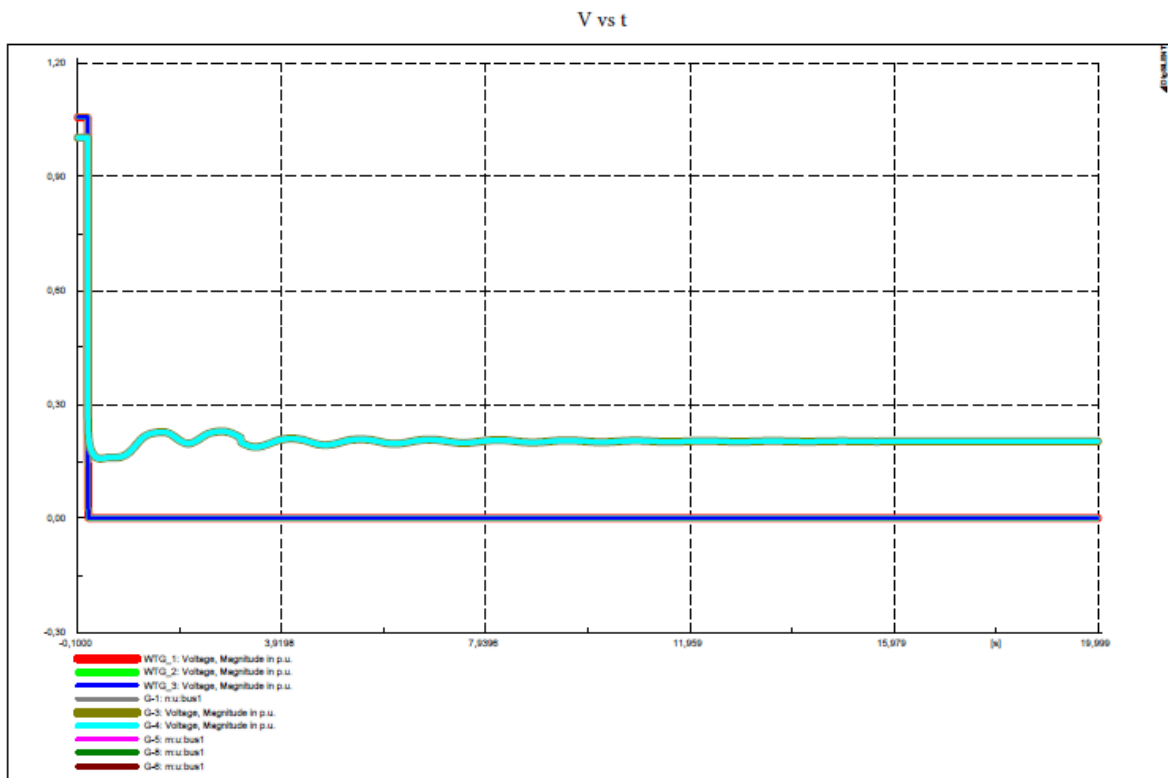


Figura 5.103 Respuesta dinámica del voltaje.

4.5.2.3.2 Viento máximo, irradiación promedio

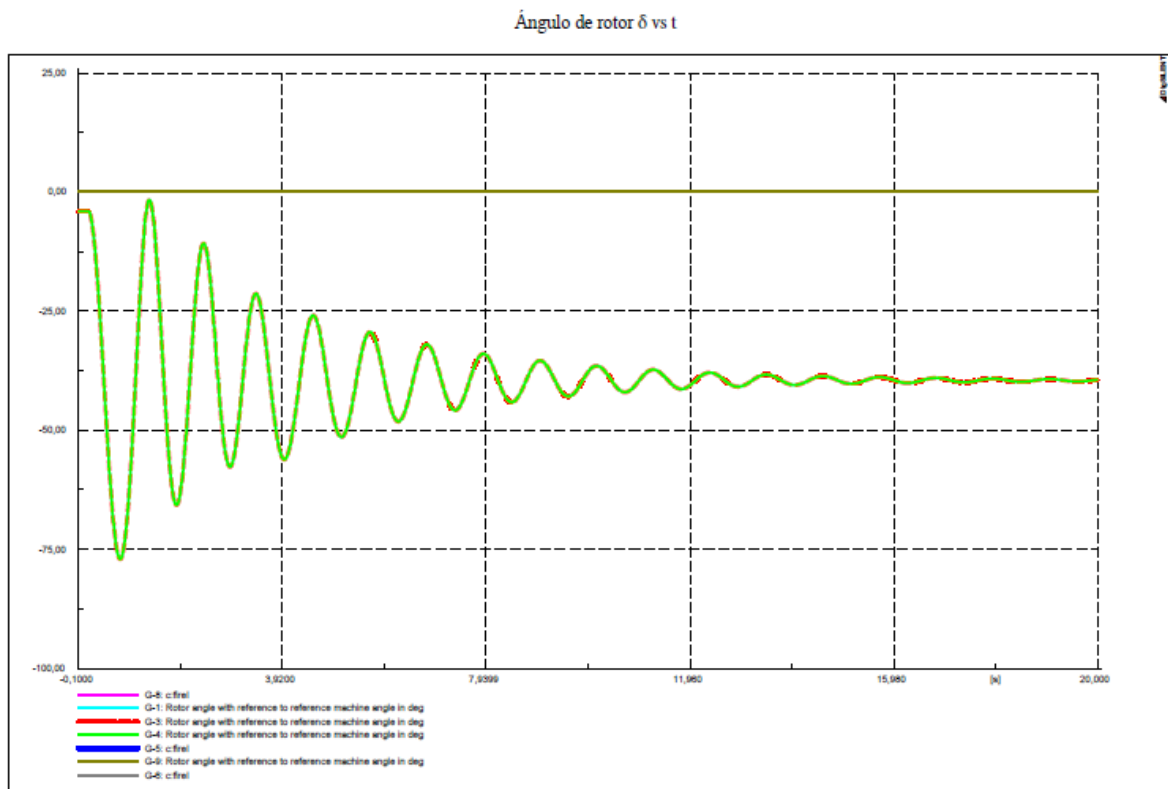


Figura 5.104 Respuesta dinámica del ángulo del rotor

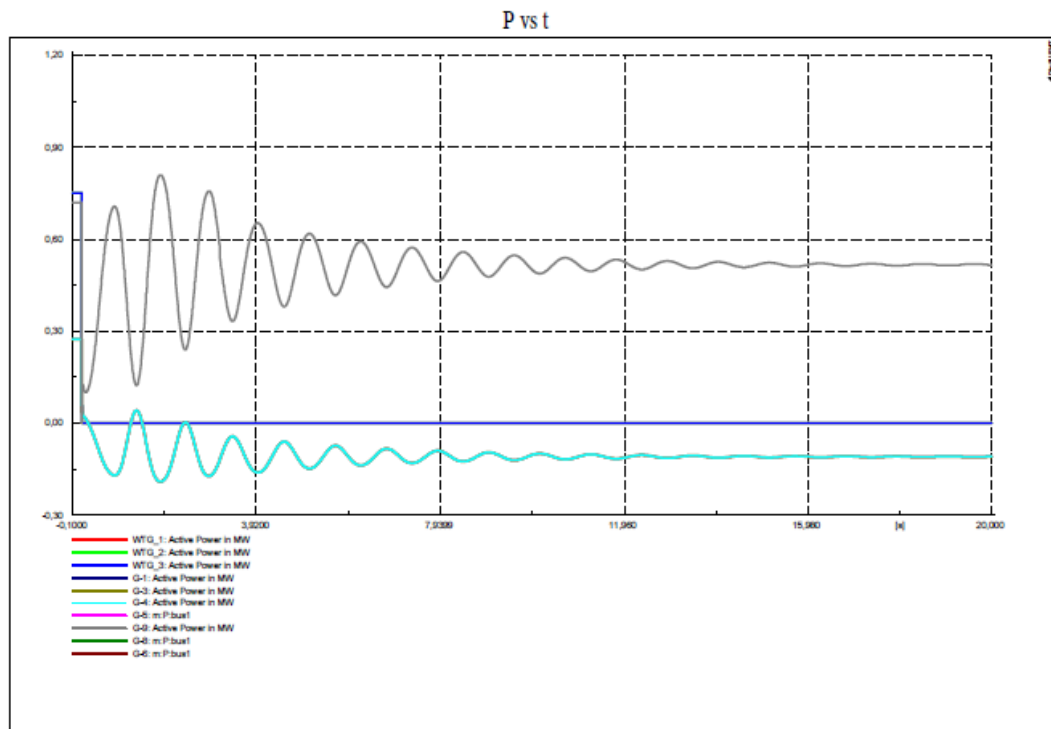


Figura 5.105 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

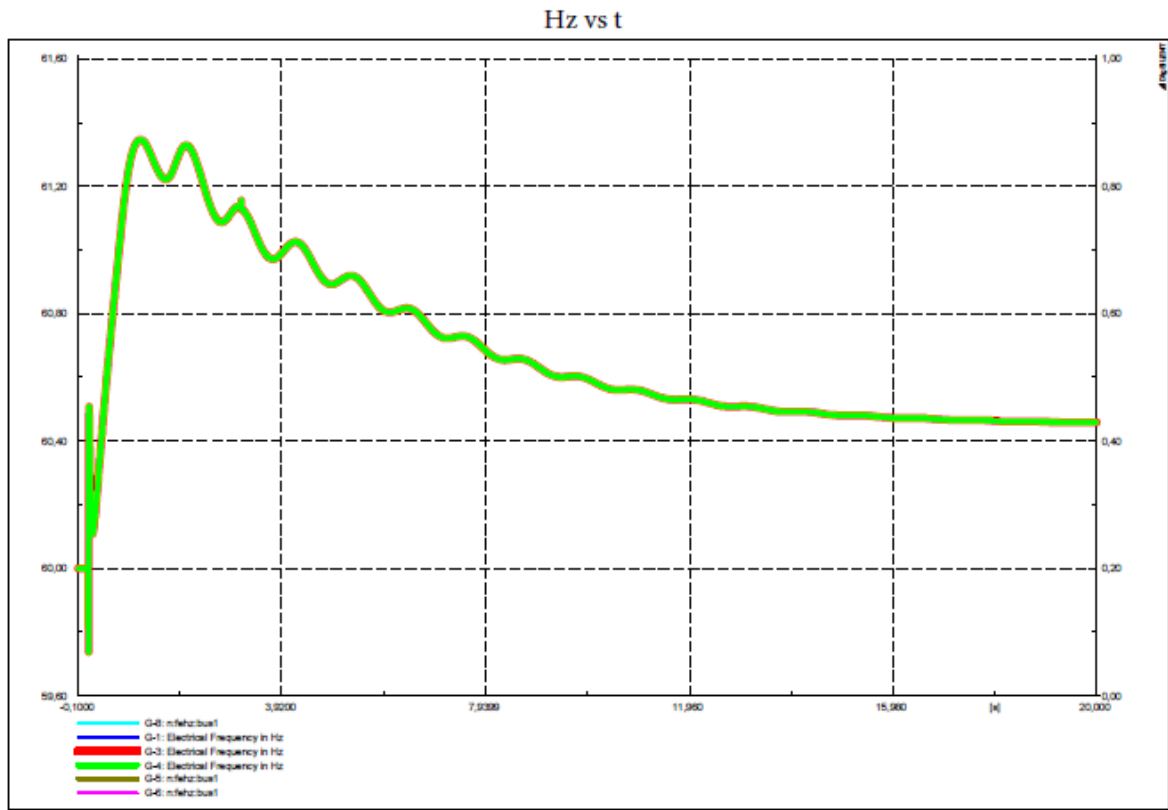


Figura 5.106 Respuesta dinámica de la frecuencia.

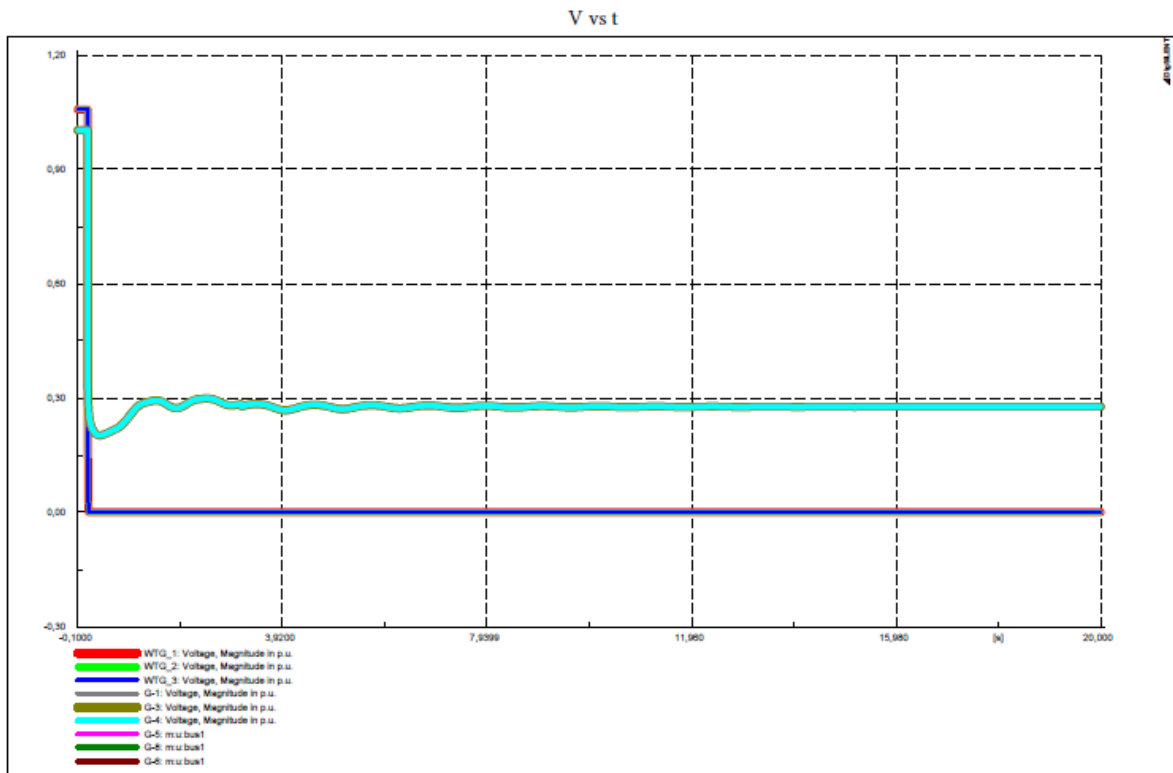


Figura 5.107 Respuesta dinámica del voltaje.

4.5.2.3.3 Viento promedio irradiación máxima

Ángulo de rotor δ vs t

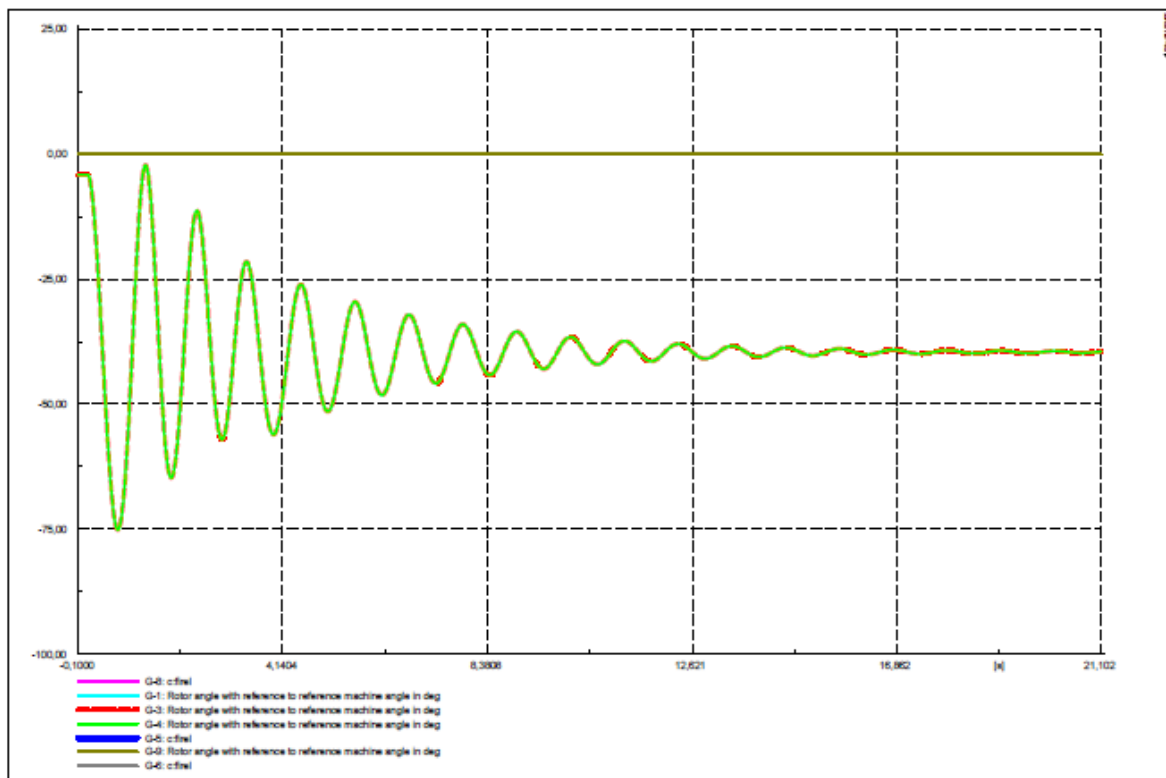


Figura 5.108 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

P vs t

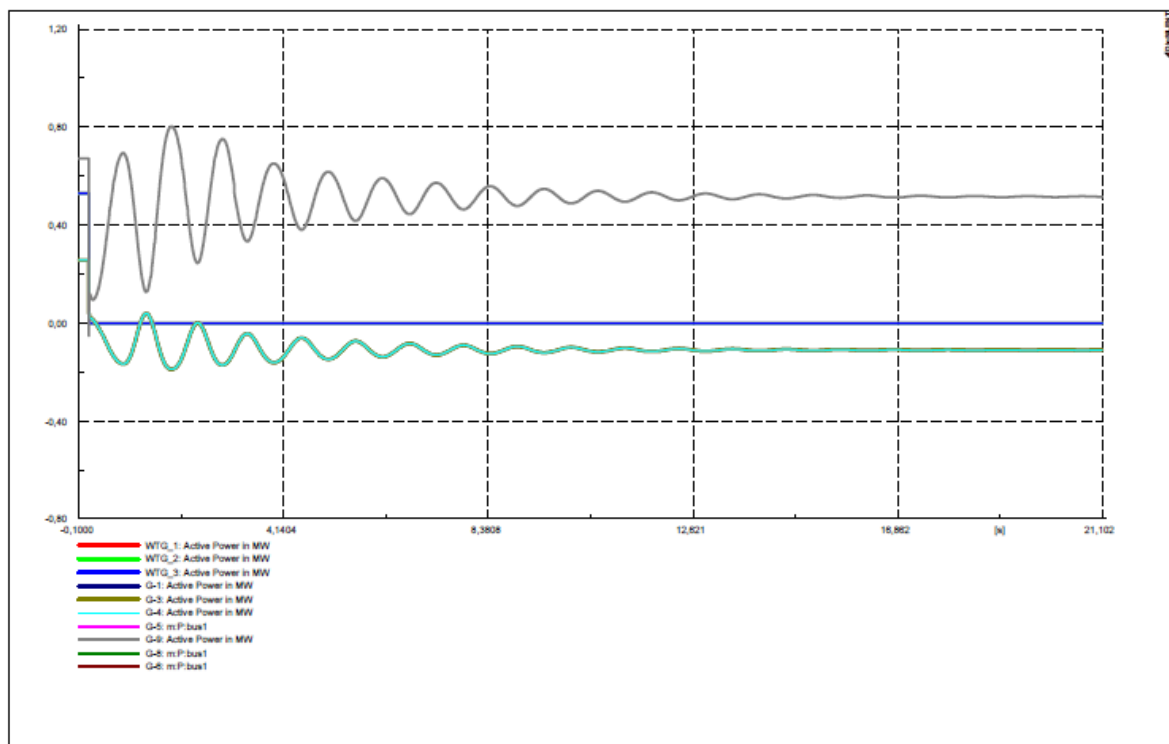


Figura 5.109 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

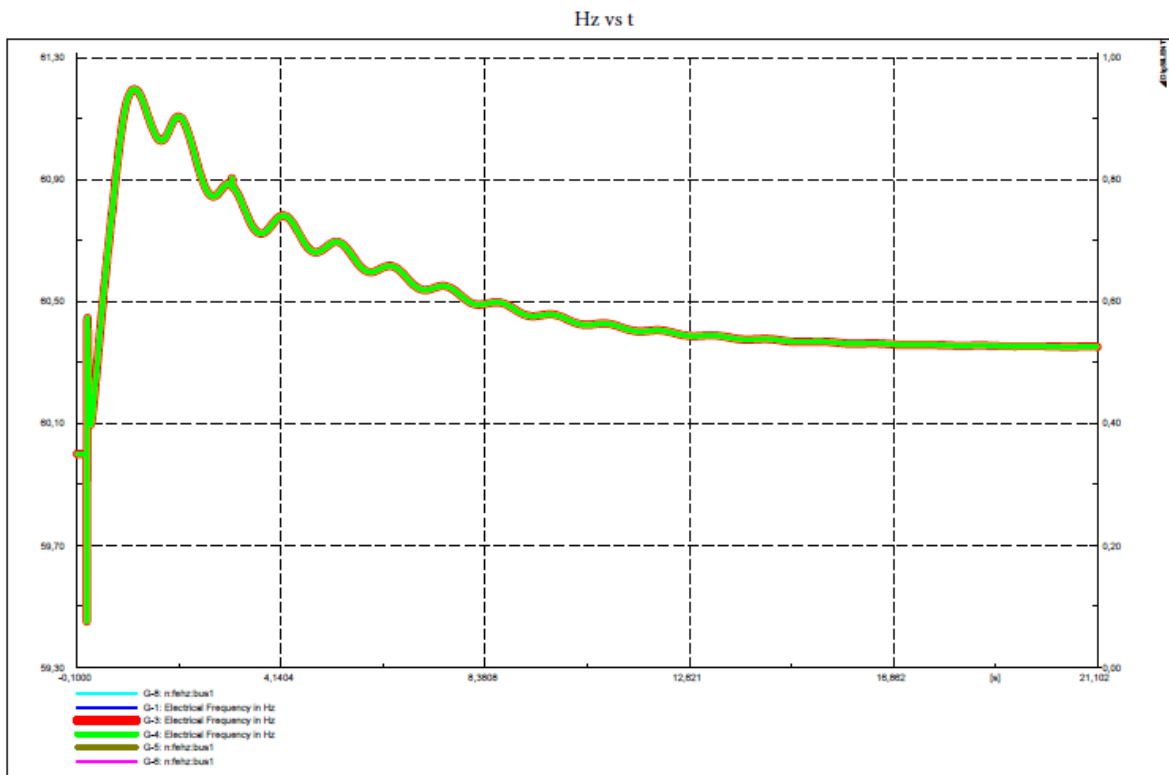


Figura 5.110 Respuesta dinámica de la frecuencia.

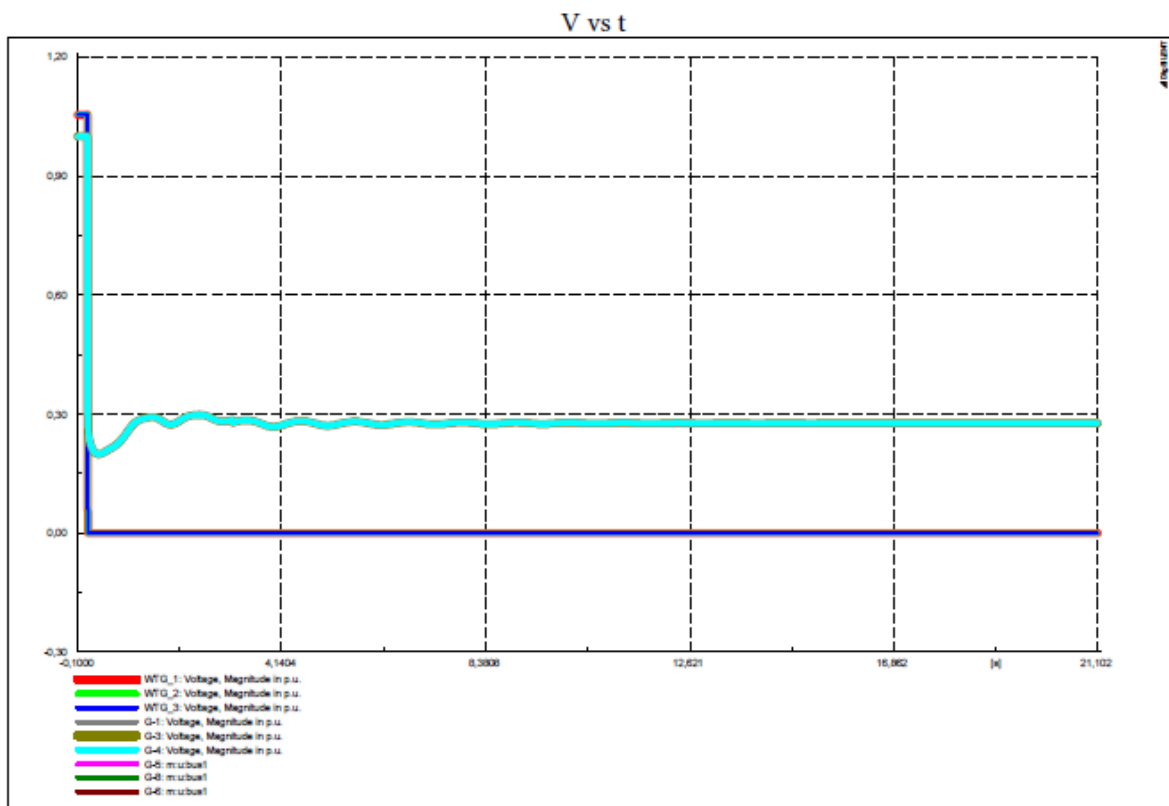


Figura 5.111 Respuesta dinámica del voltaje.

4.5.2.3.4 Viento promedio irradiación reducida

Ángulo de rotor δ vs t

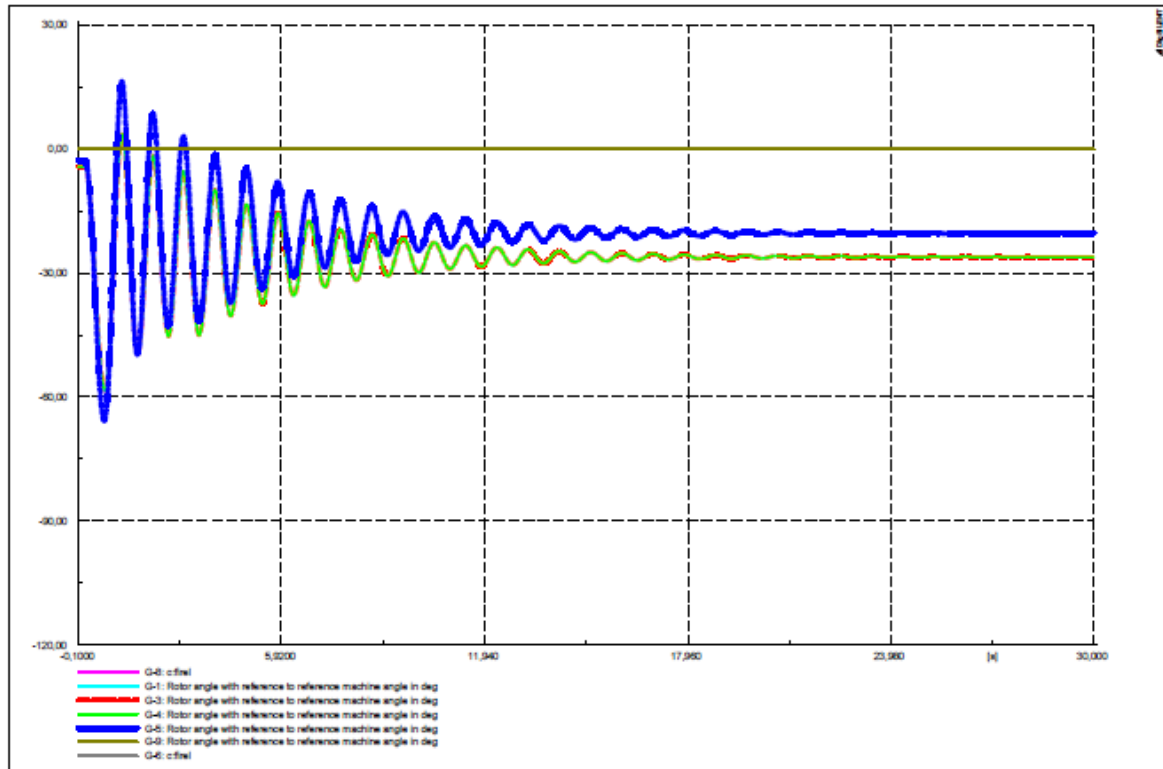


Figura 5.112 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

P vs t

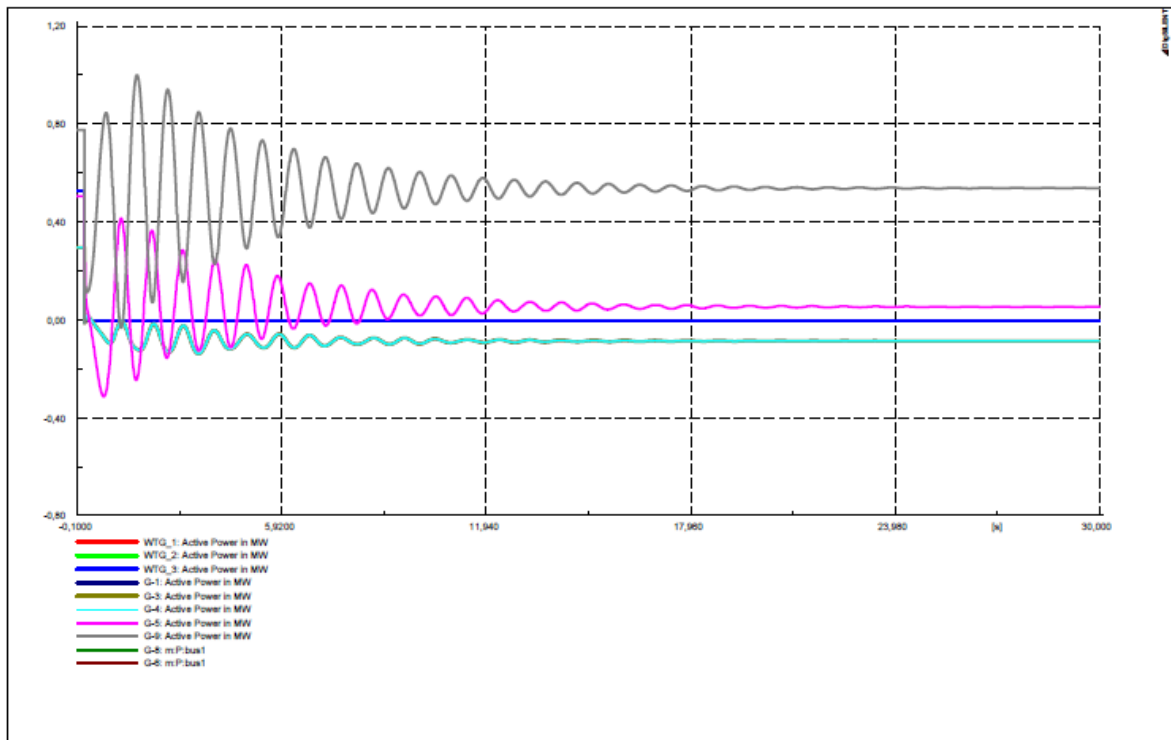


Figura 5.113 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

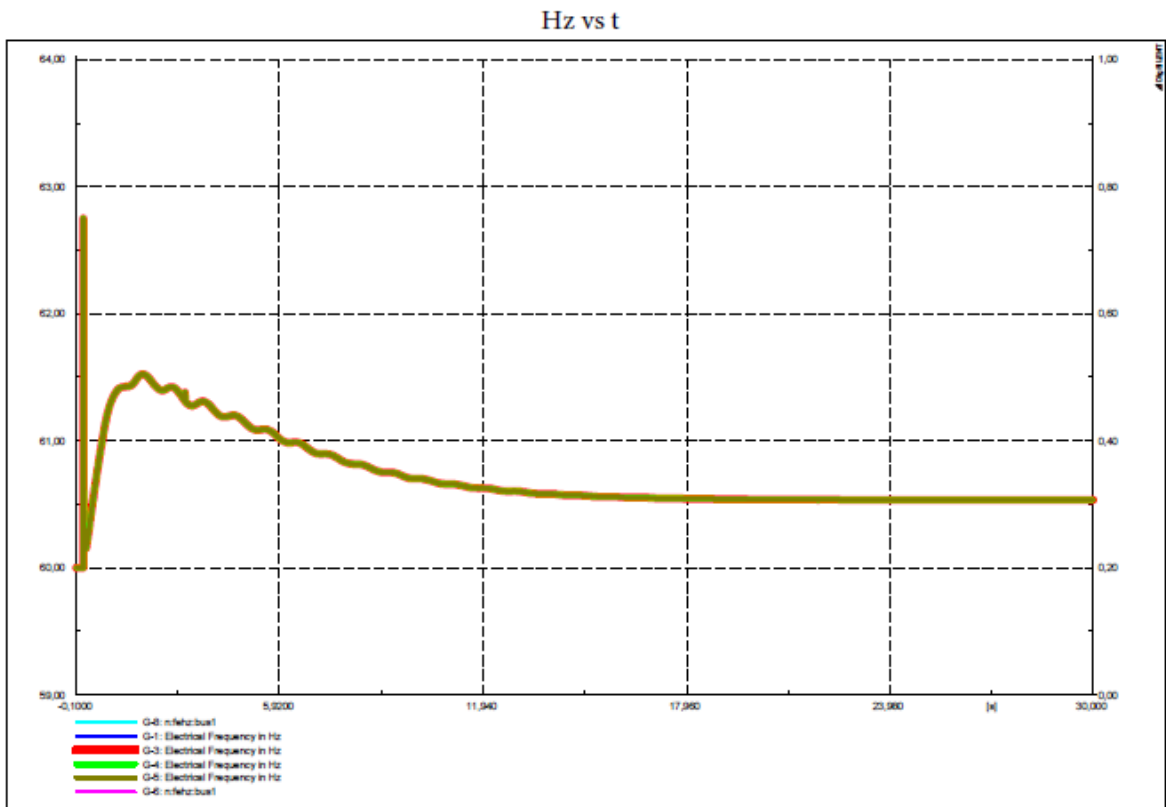


Figura 5.114 Respuesta dinámica de la frecuencia.

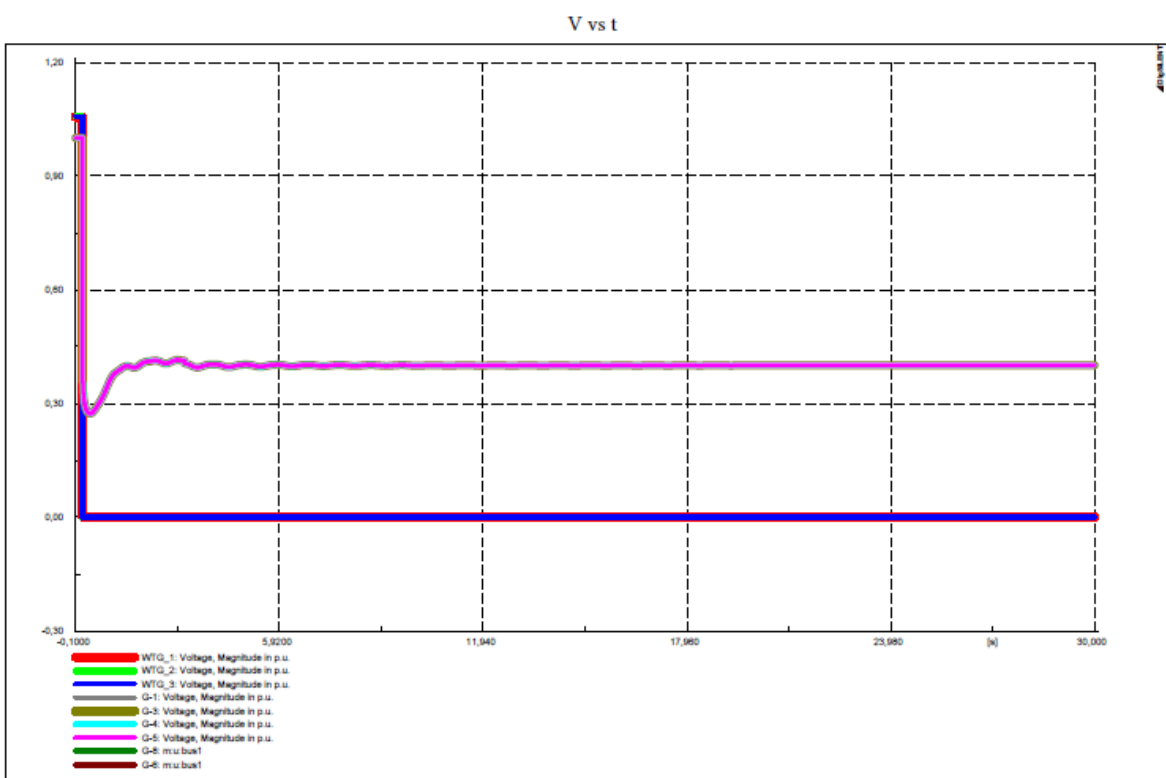


Figura 5.115 Respuesta dinámica del voltaje.

4.5.2.4 Época de frío, pico de la noche

4.5.2.4.1 Viento máximo, irradiación máxima

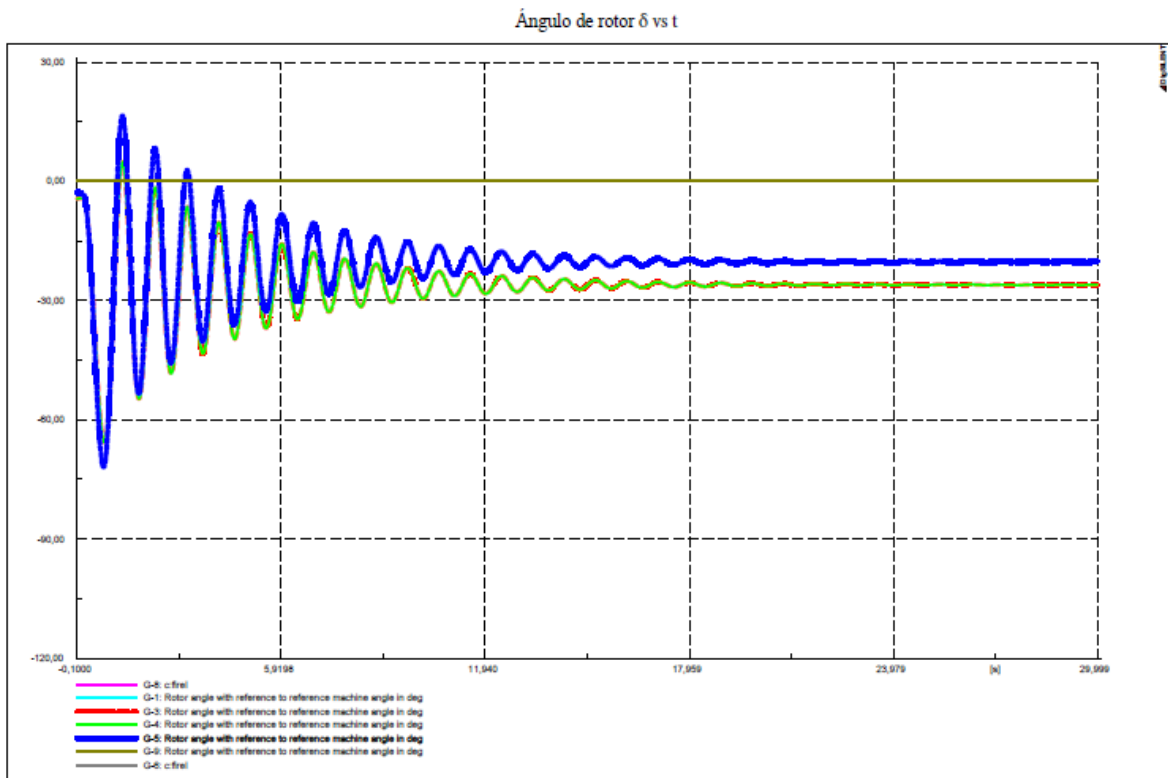


Figura 5.116 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

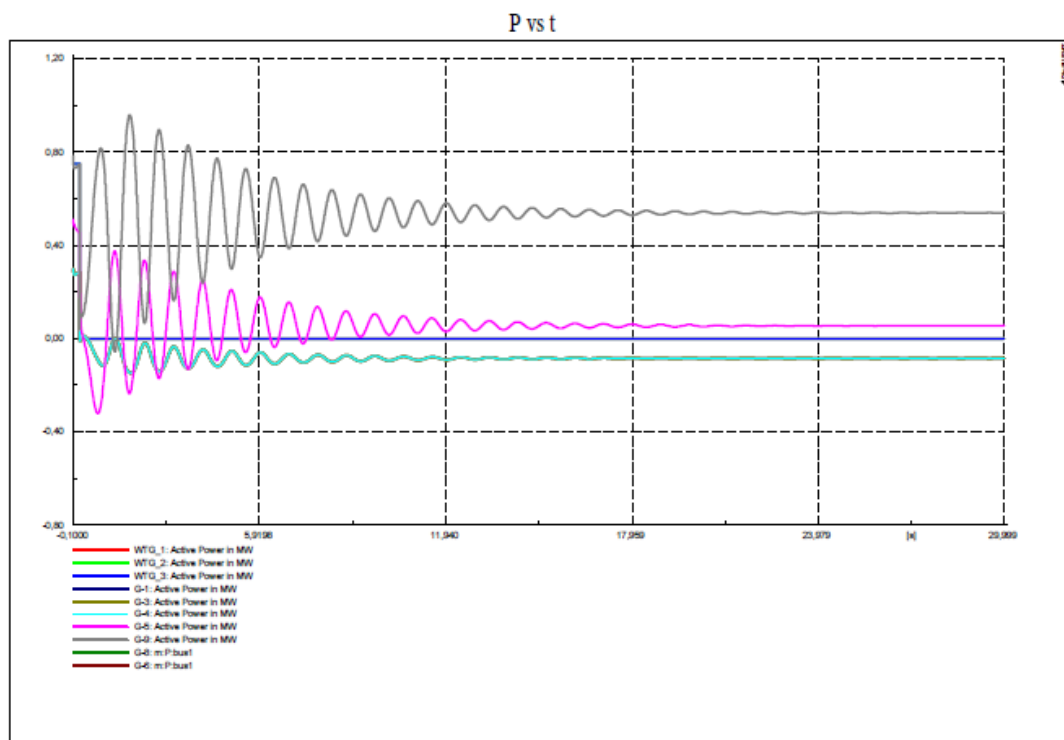


Figura 5.117 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

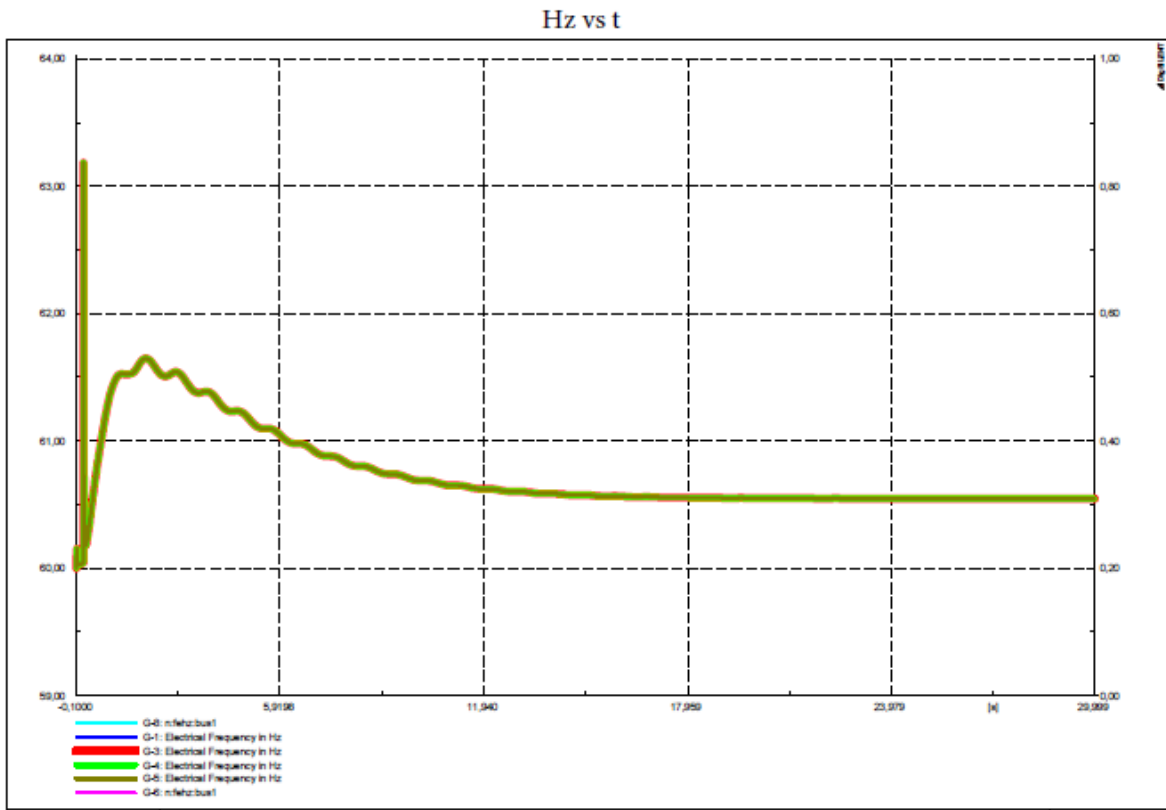


Figura 5.118 Respuesta dinámica de la frecuencia.

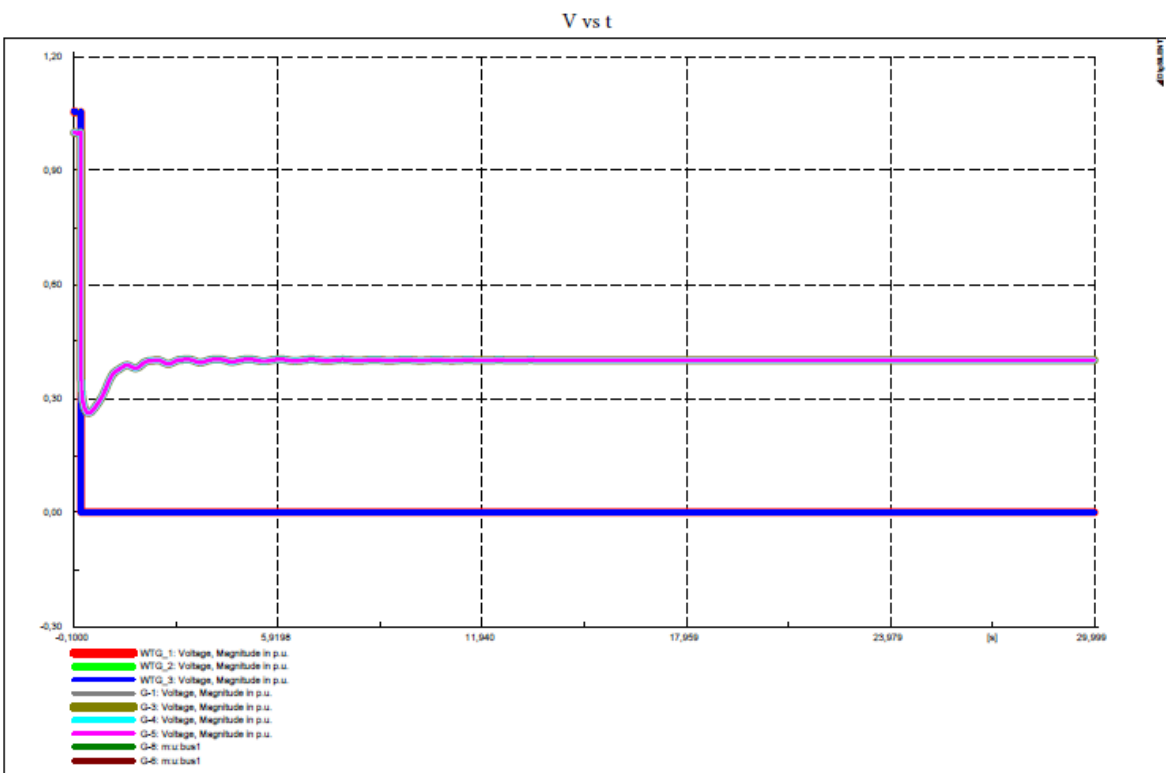


Figura 5.119 Respuesta dinámica del voltaje.

4.5.2.4.2 Viento máximo, irradiación reducida

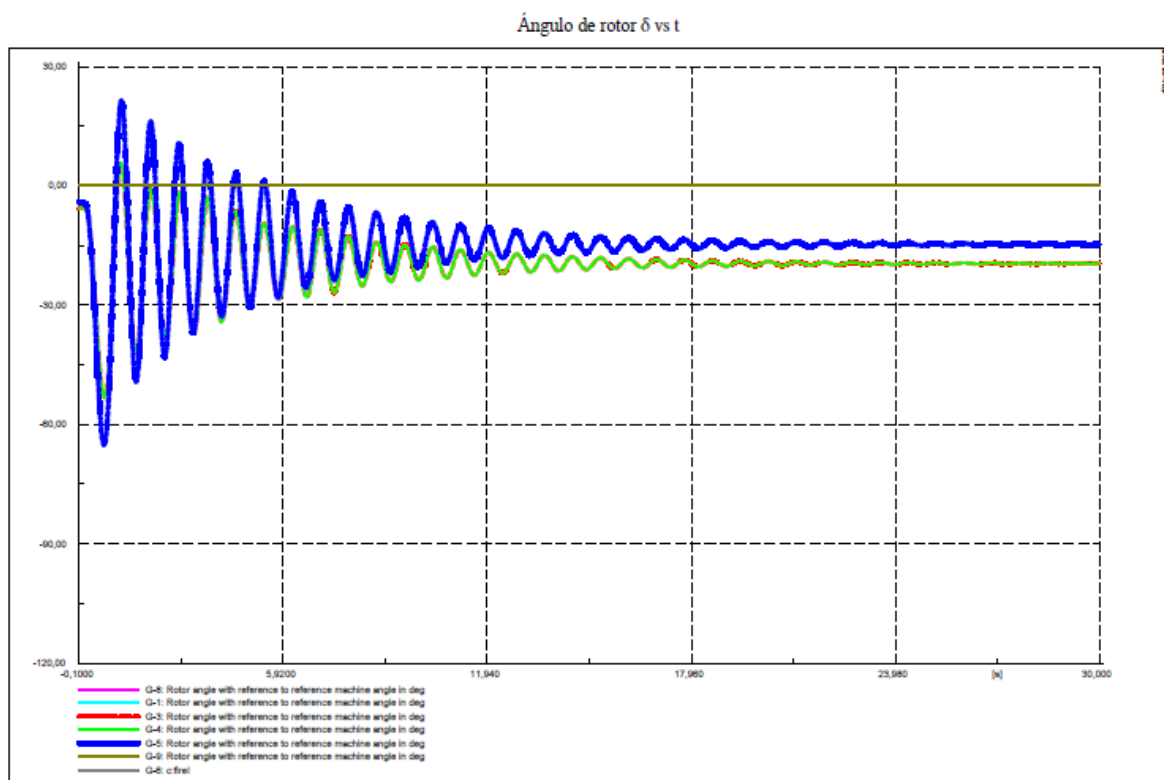


Figura 5.120 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

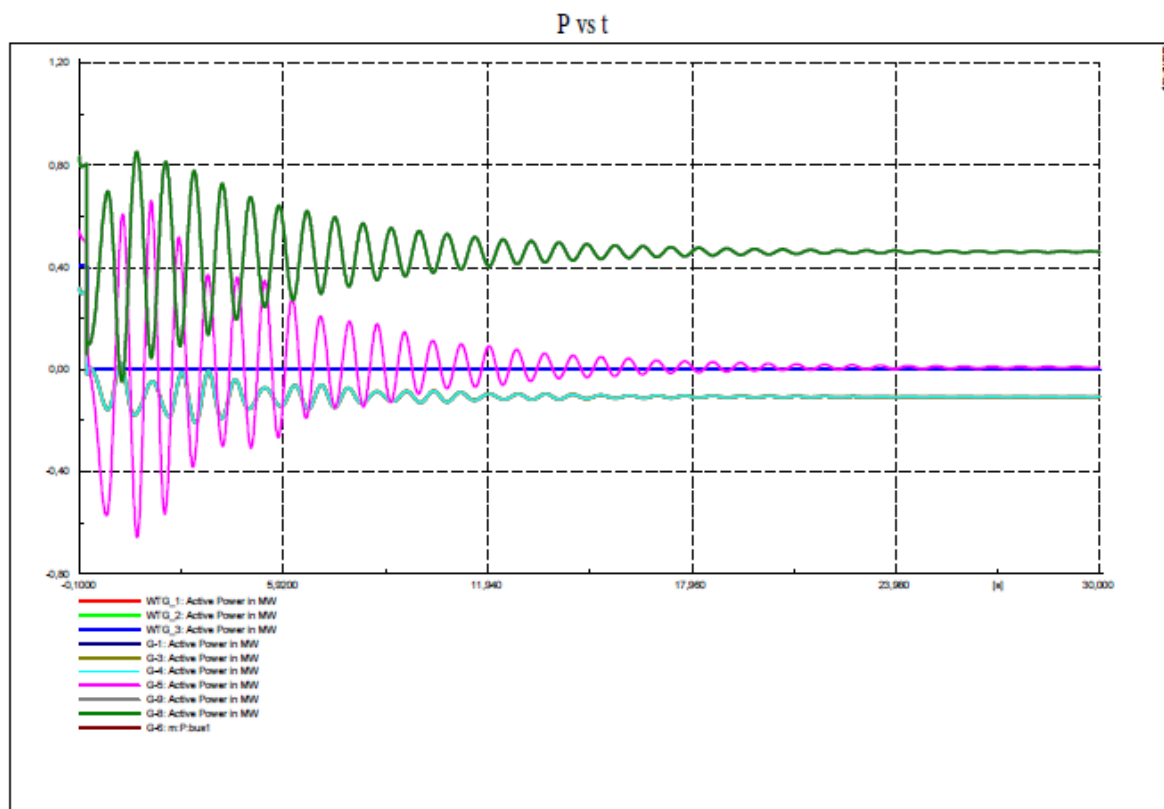


Figura 5.121 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

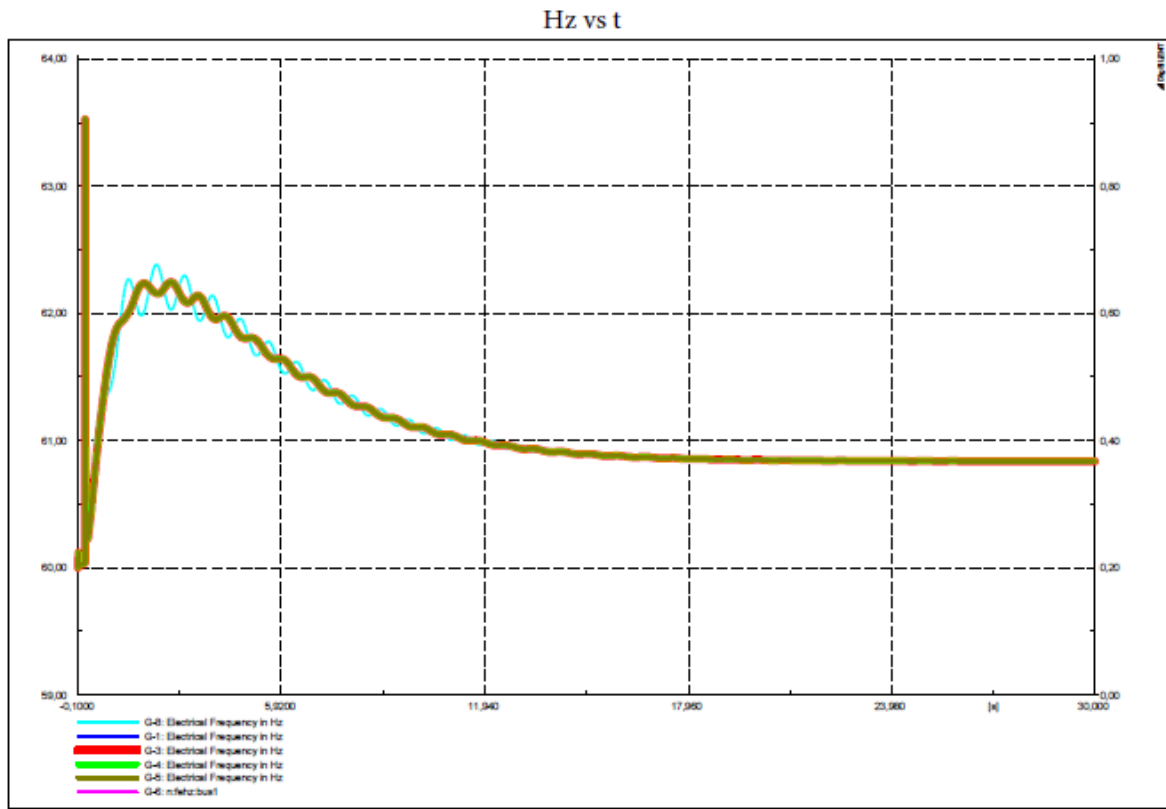


Figura 5.122 Respuesta dinámica de la frecuencia.

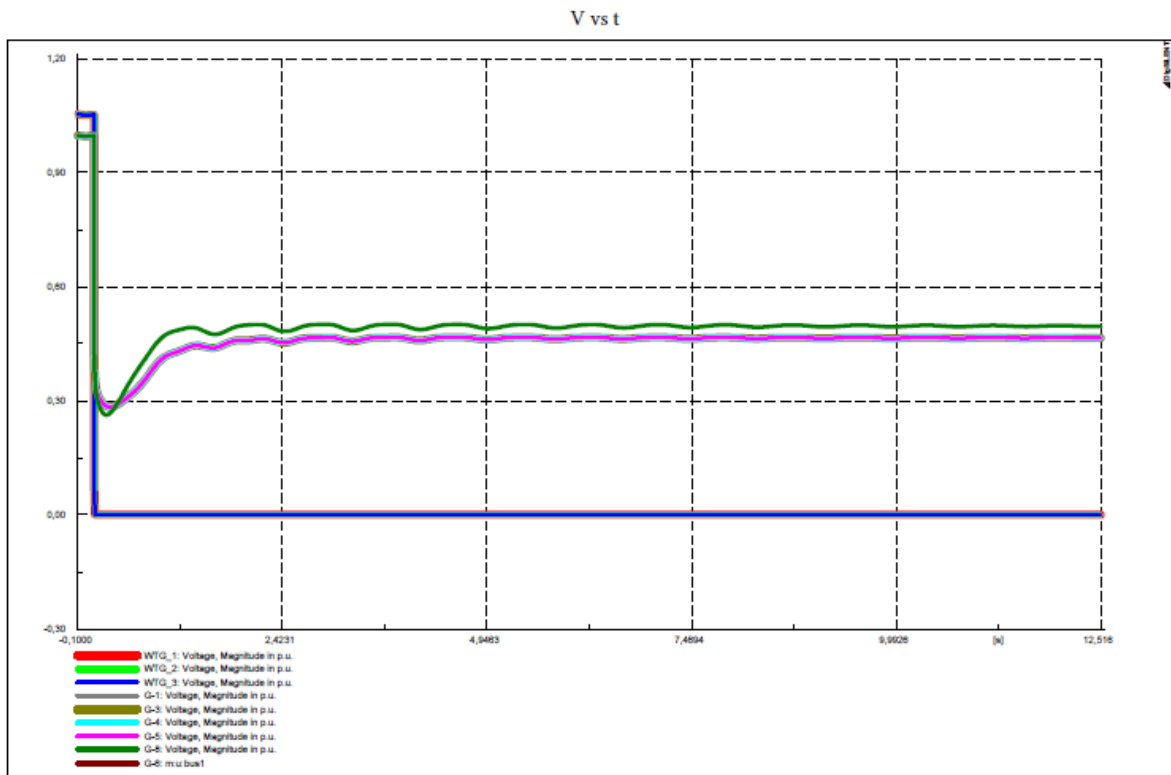


Figura 5.123 Respuesta dinámica del voltaje.

4.5.2.5 Mínima demanda

4.5.2.5.1 Viento máximo, irradiación máxima

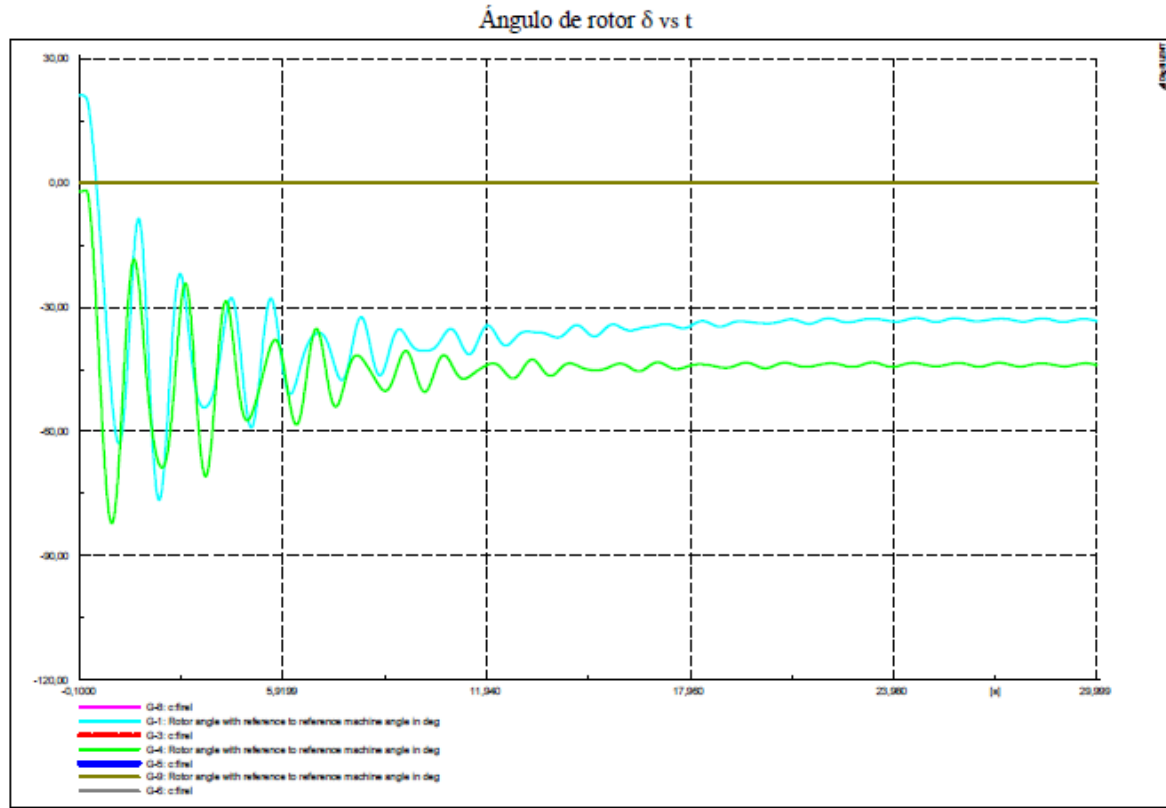


Figura 5.124 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

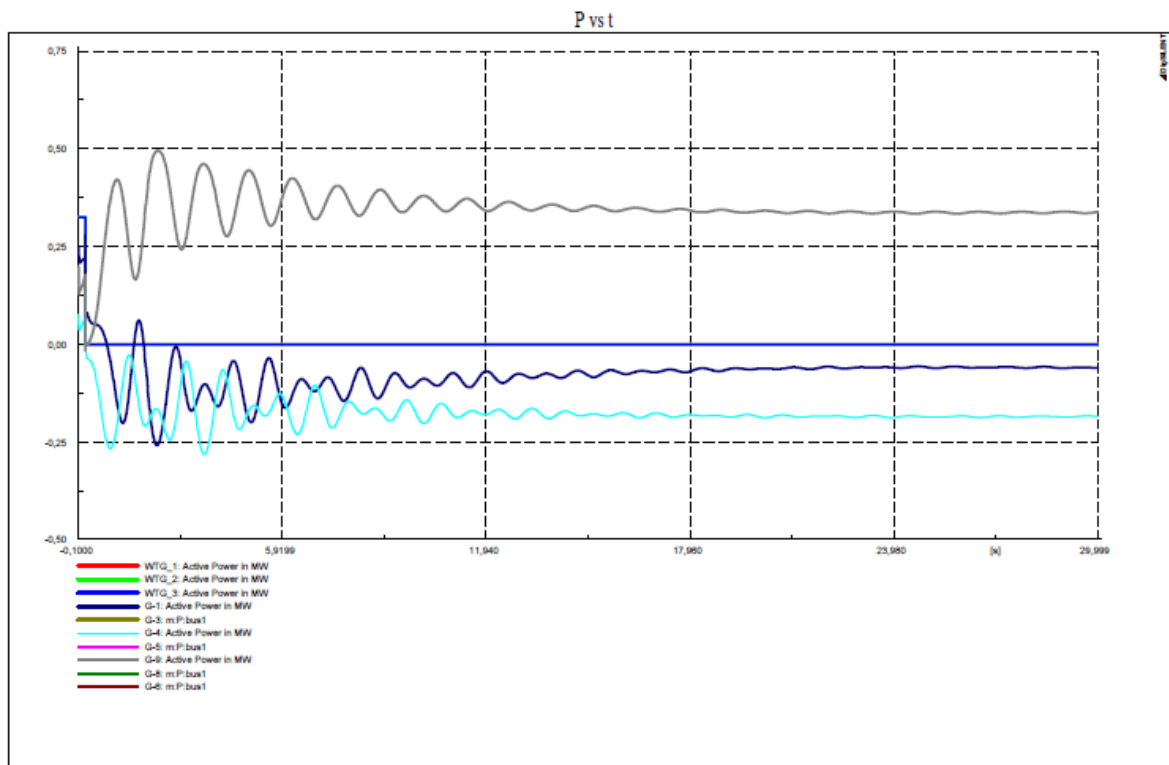


Figura 5.125 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

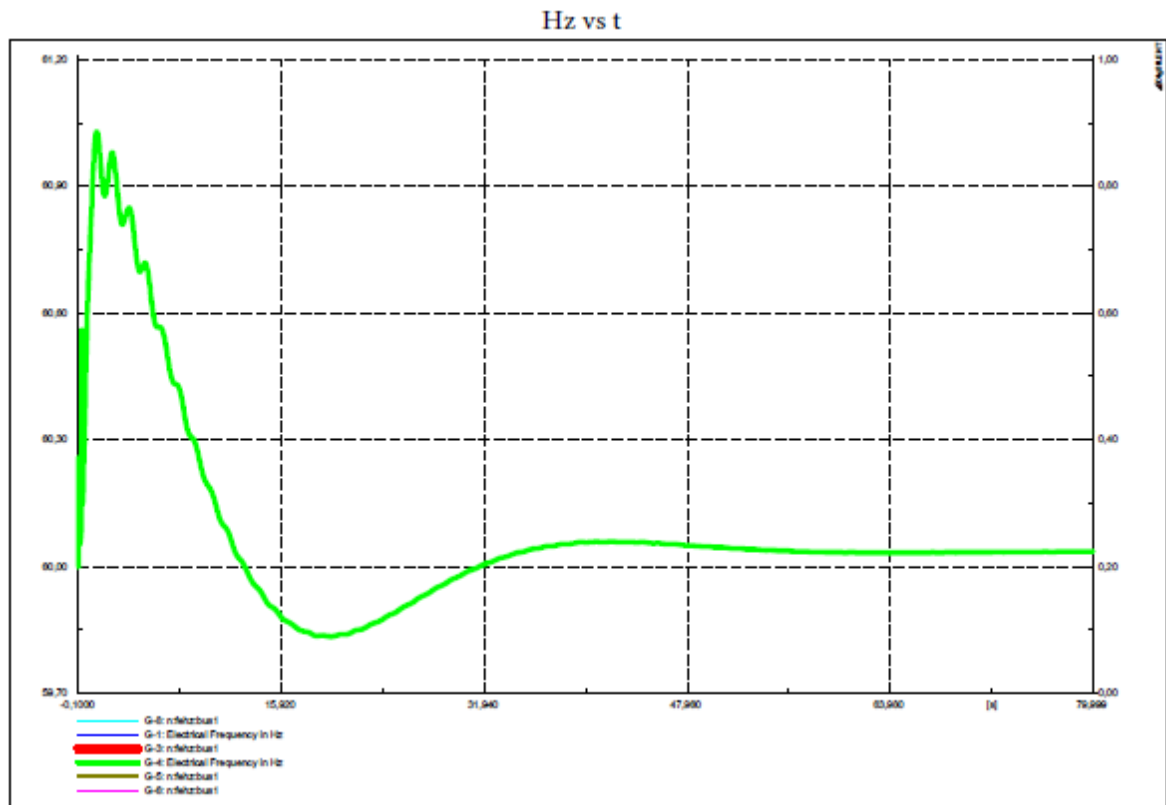


Figura 5.126 Respuesta dinámica de la frecuencia.

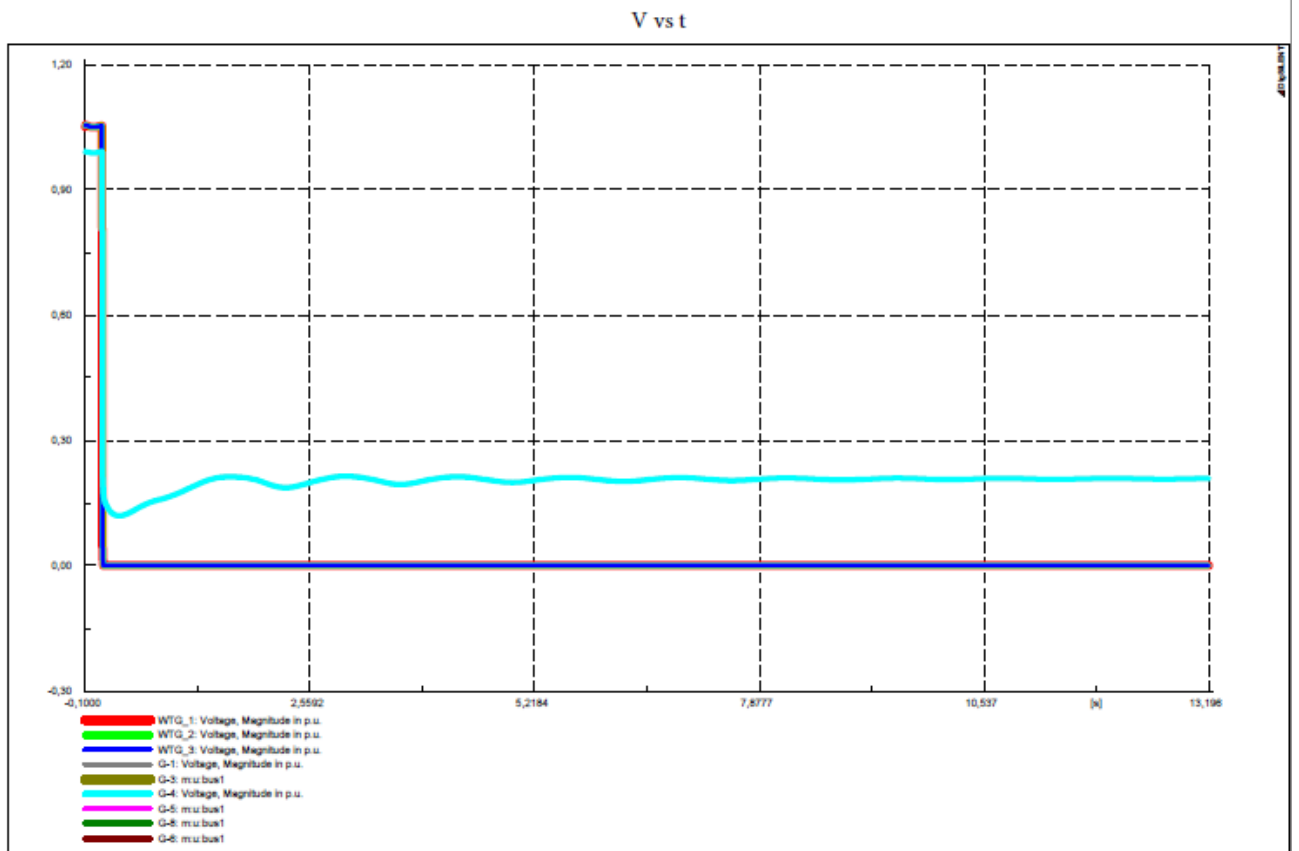


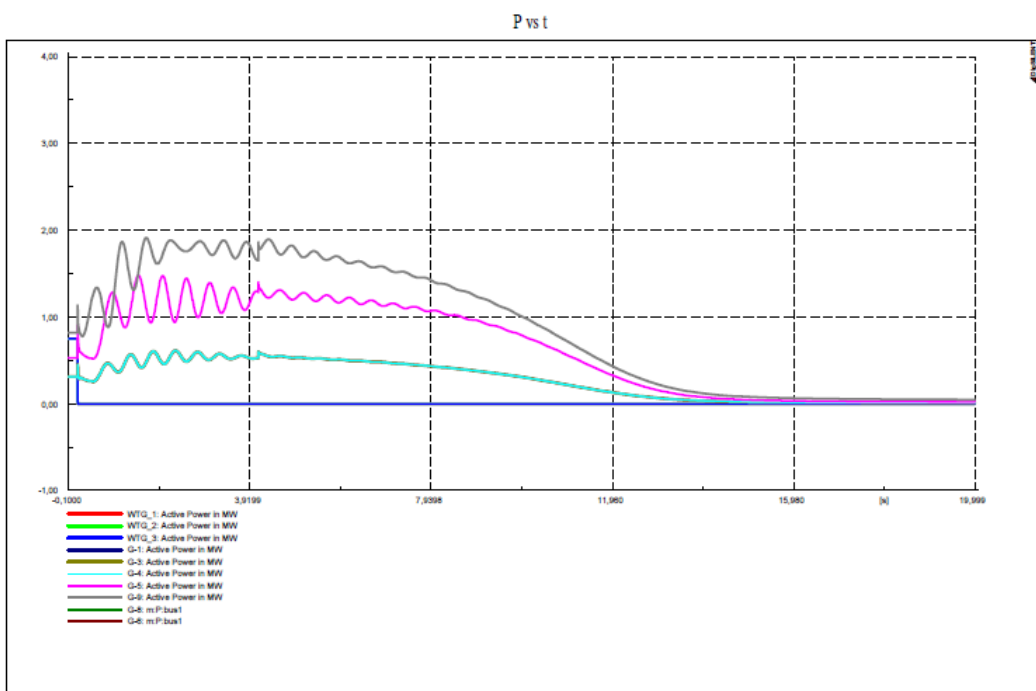
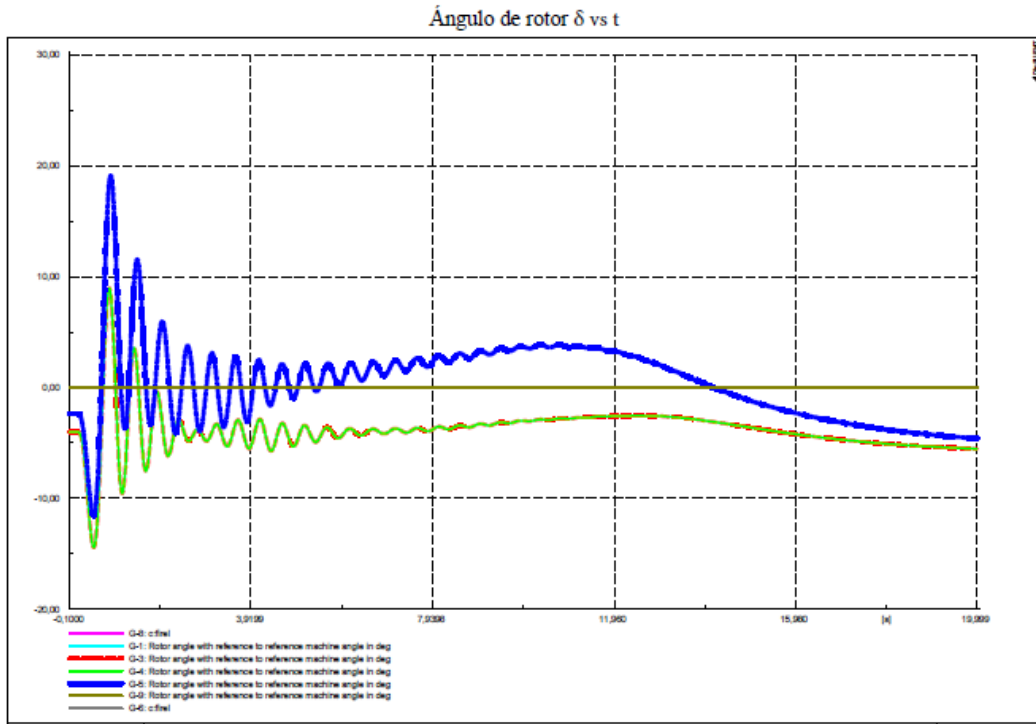
Figura 5.127 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.3 Contingencia 3

Curvas de respuesta a las contingencias

5.4.3.1 Época de Calor, pico de medio día

5.5.3.1.1 Viento Máximo, irradiación reducida



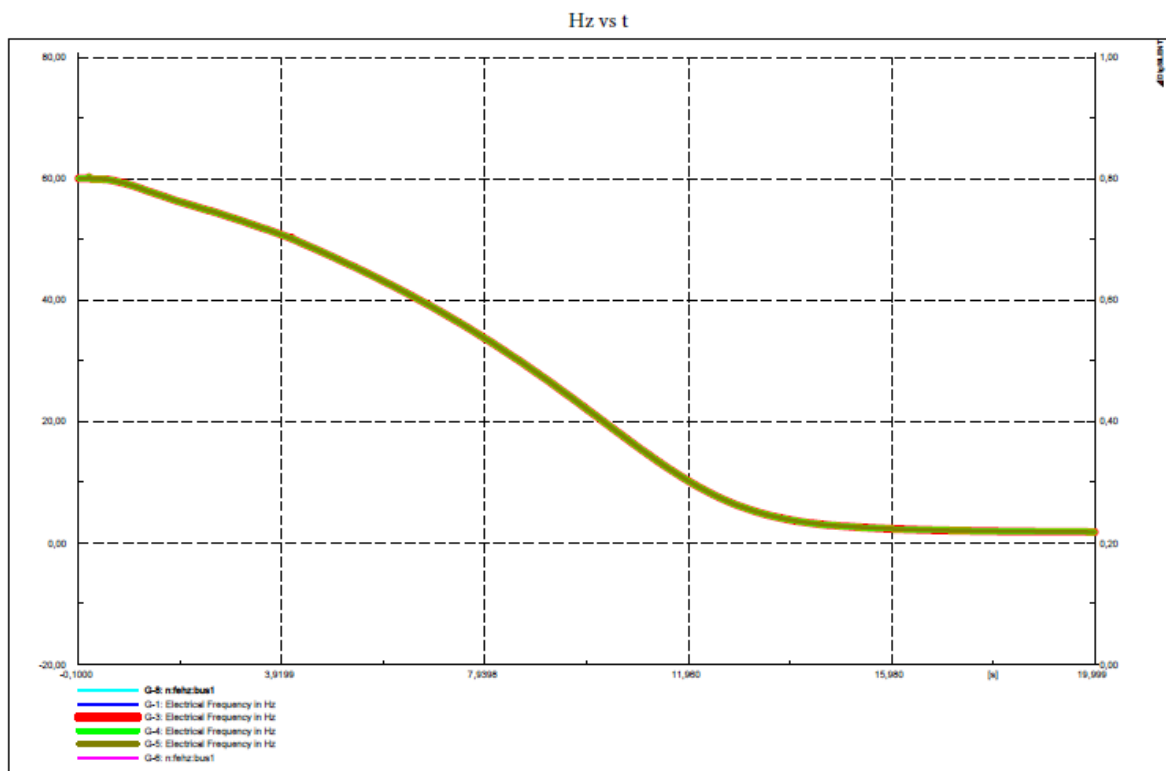


Figura 5.130 Respuesta dinámica de la frecuencia.

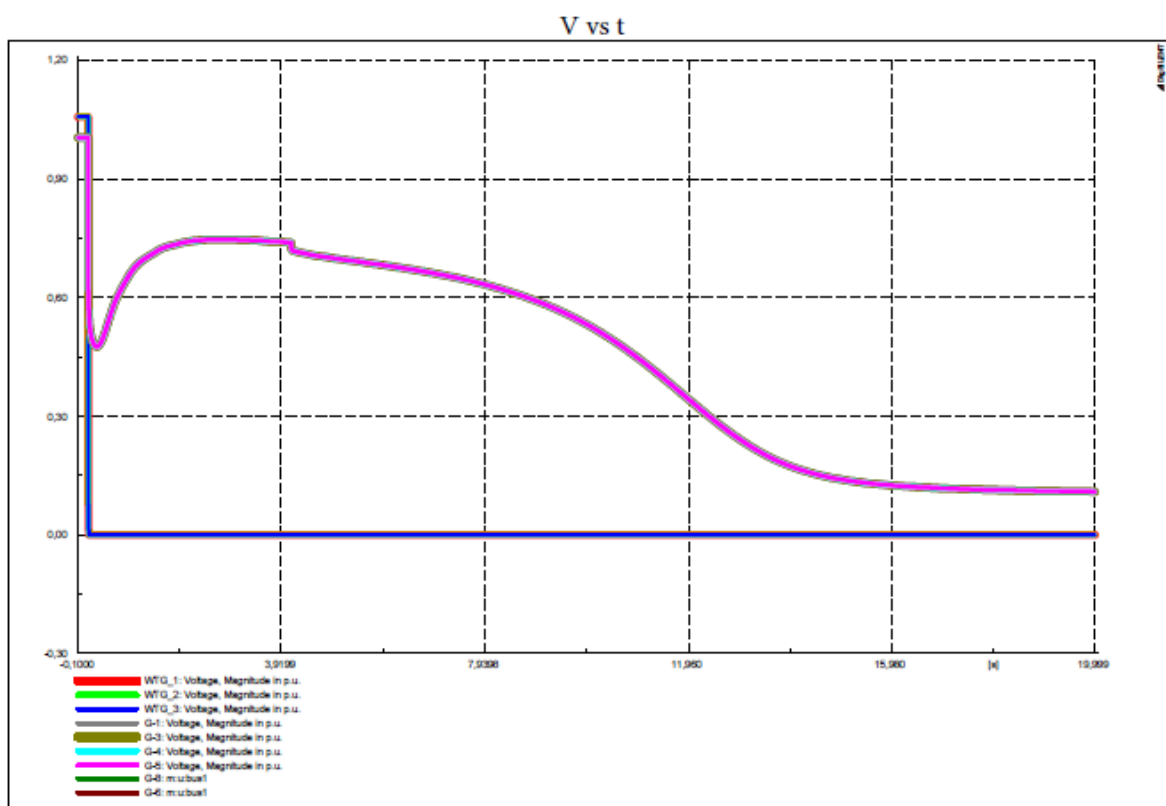


Figura 5.131 Respuesta dinámica del voltaje.

5.5.3.1.2 Viento promedio, irradiación máxima

Ángulo de rotor δ vs t

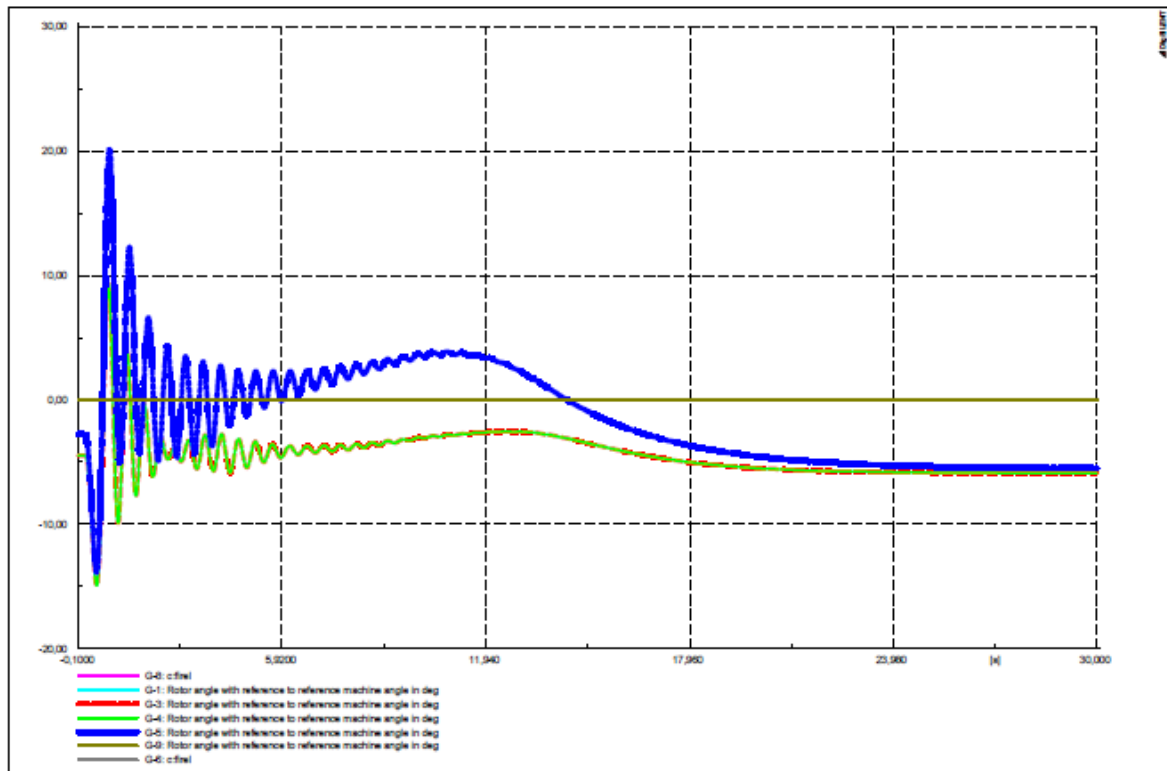


Figura 5.132 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

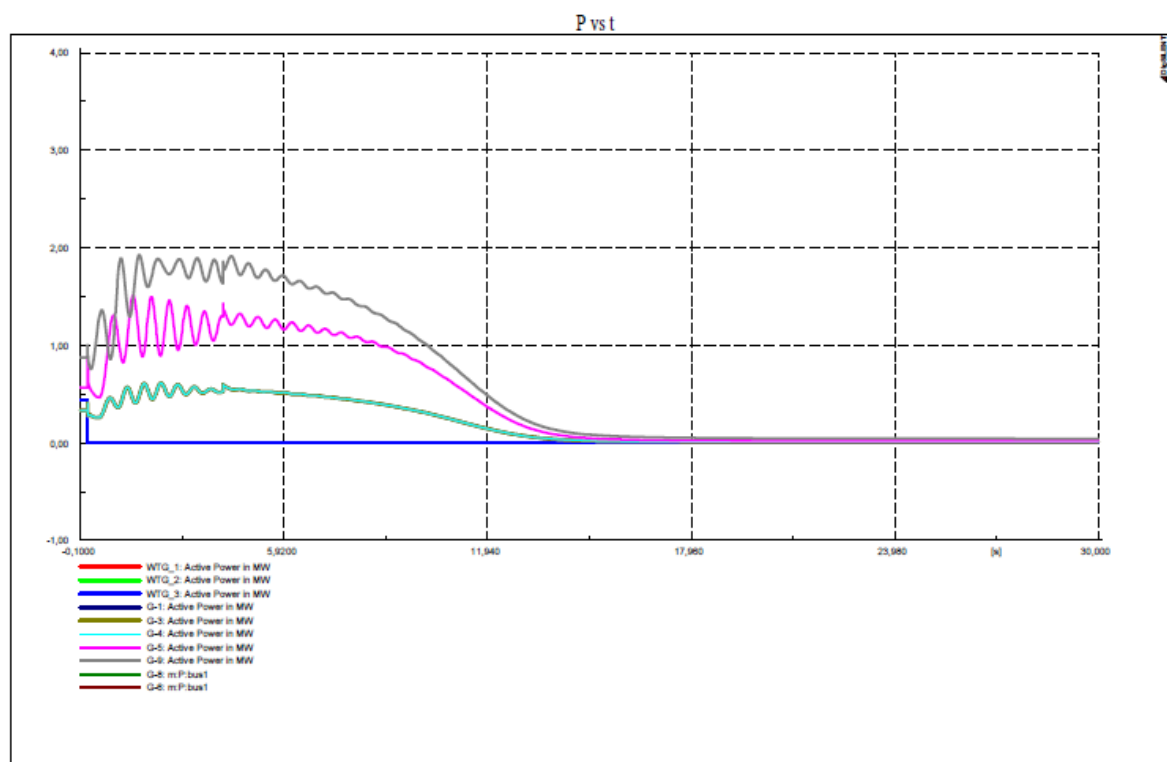


Figura 5.133 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

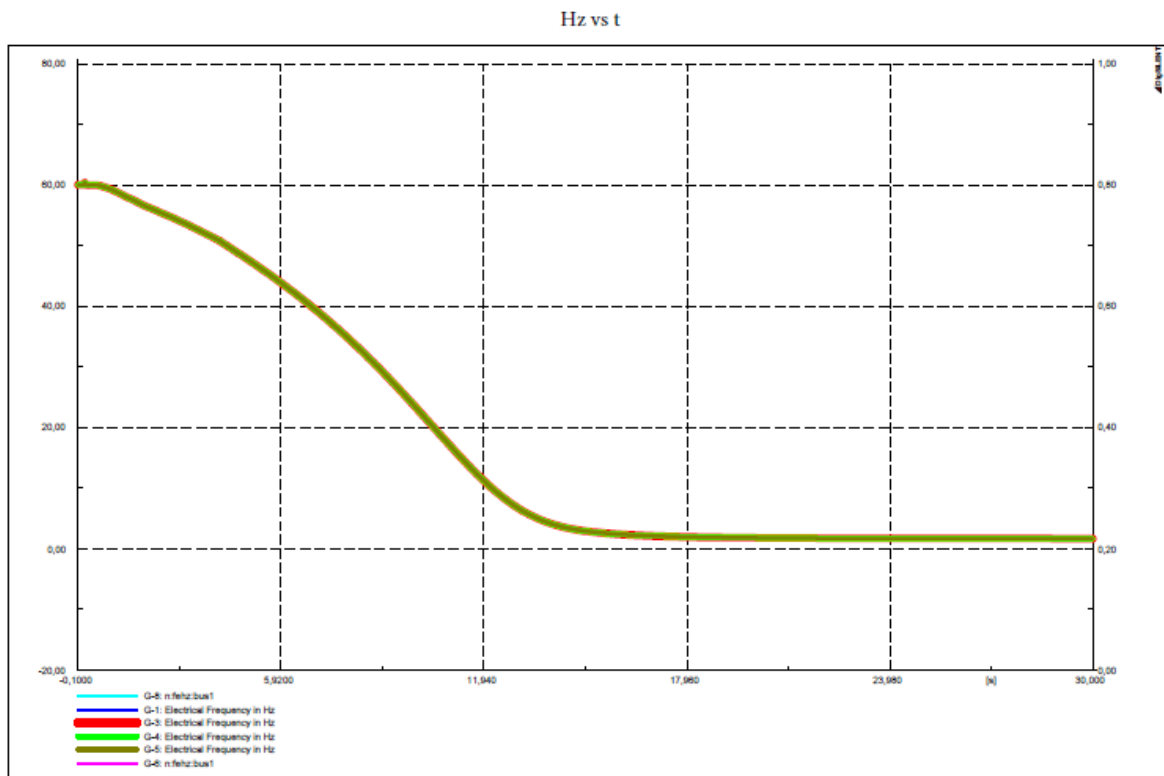


Figura 5.134 Respuesta dinámica de la frecuencia.

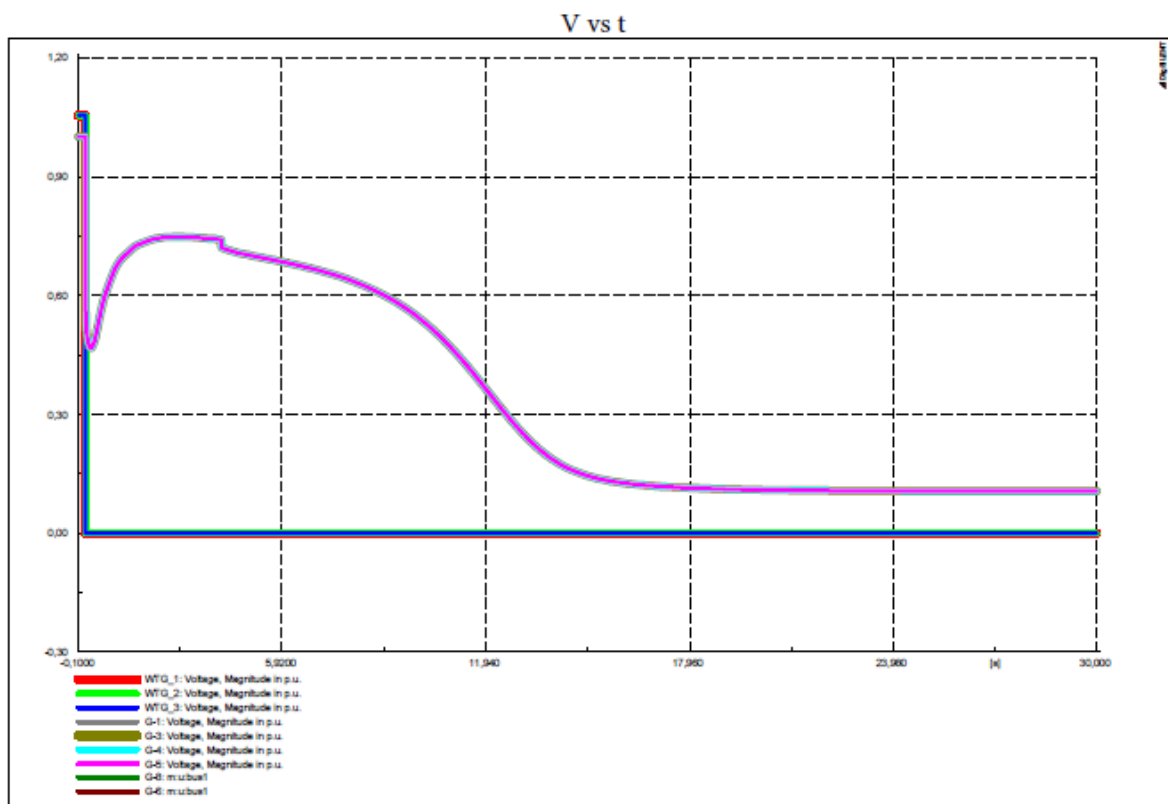


Figura 5.135 Respuesta dinámica del voltaje.

5.5.3.1.3 Viento promedio, irradiación reducida

Ángulo de rotor δ vs t

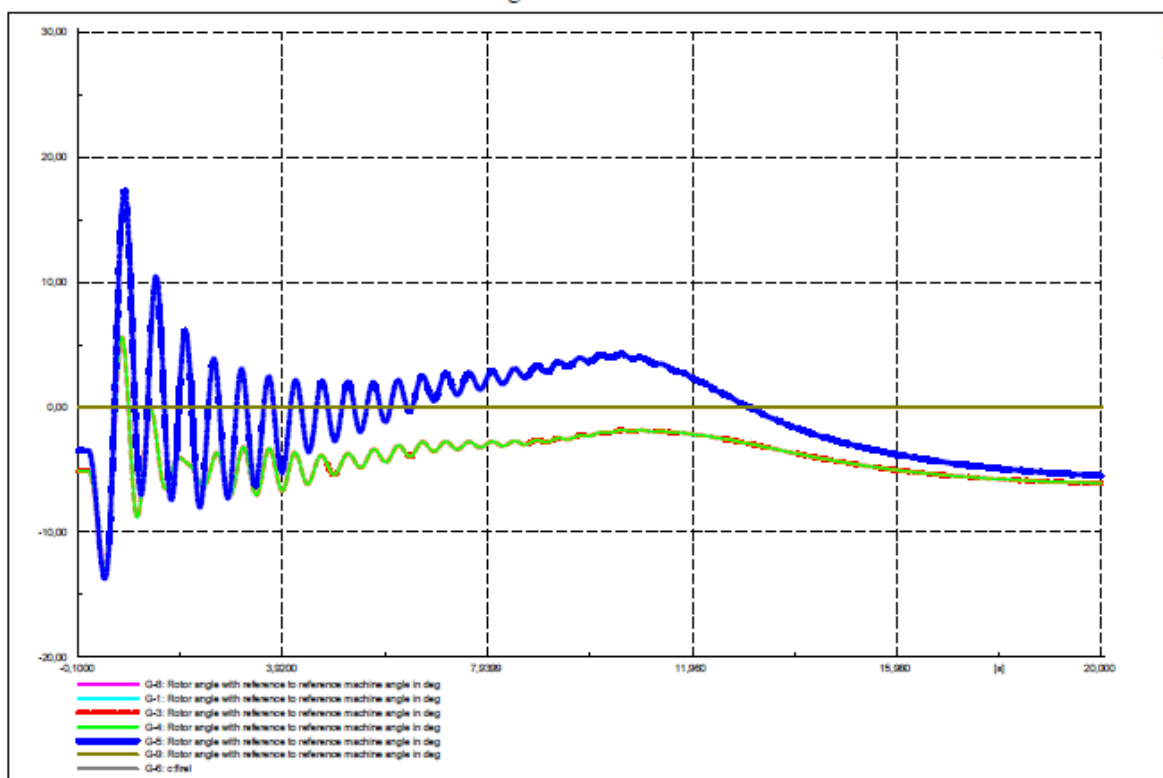


Figura 5.136 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

P vs t

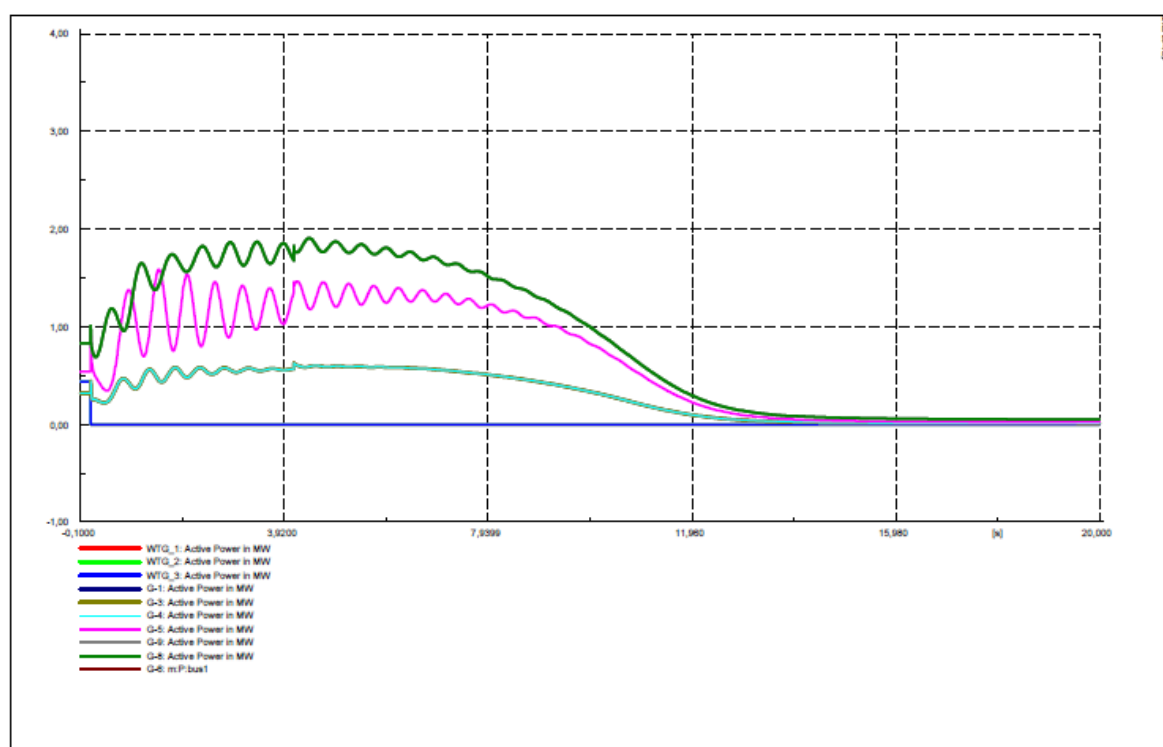


Figura 5.137 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

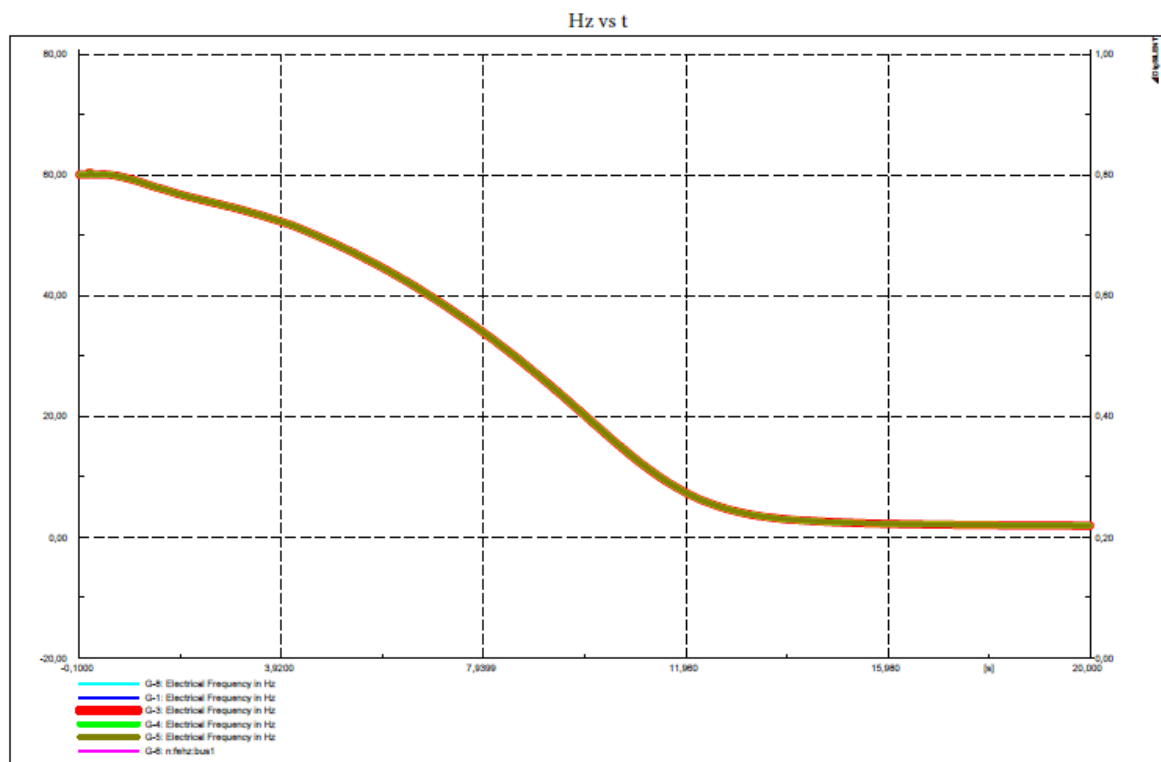


Figura 5.138 Respuesta dinámica de la frecuencia.

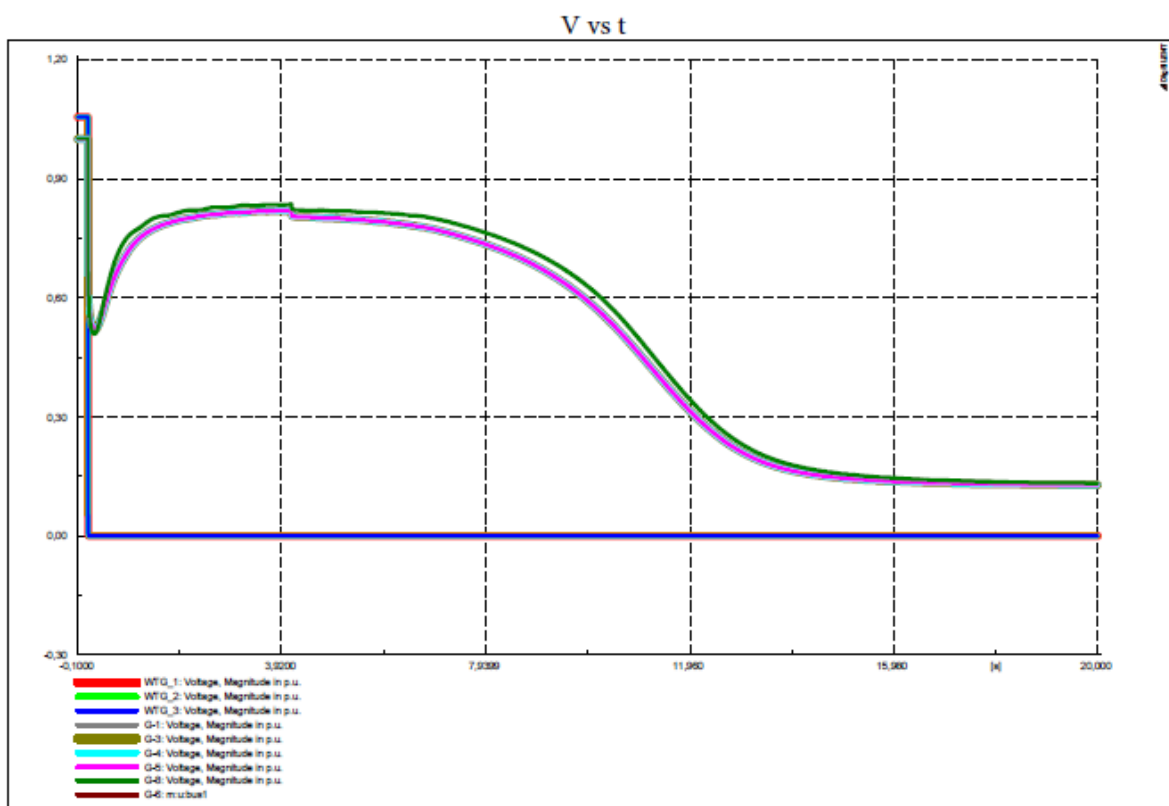


Figura 5.139 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.3.2 Época de calor, pico de la noche
 5.4.3.2.1 Viento máximo

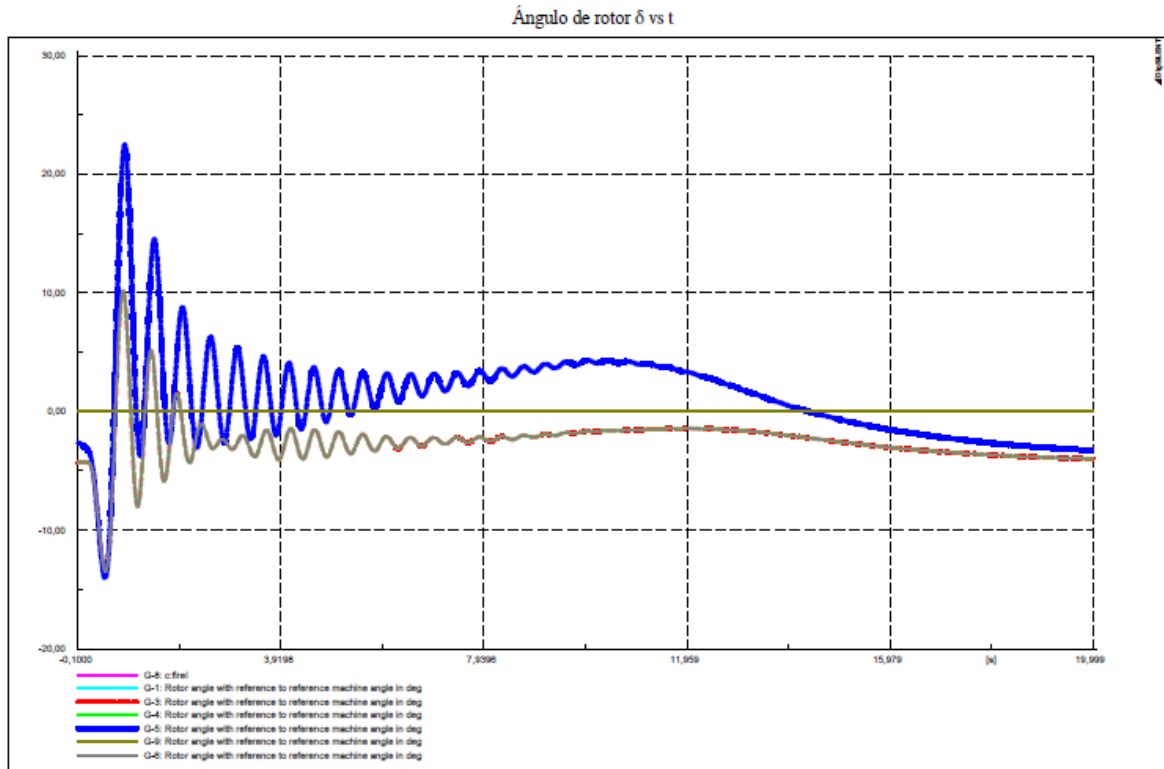


Figura 5.140 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

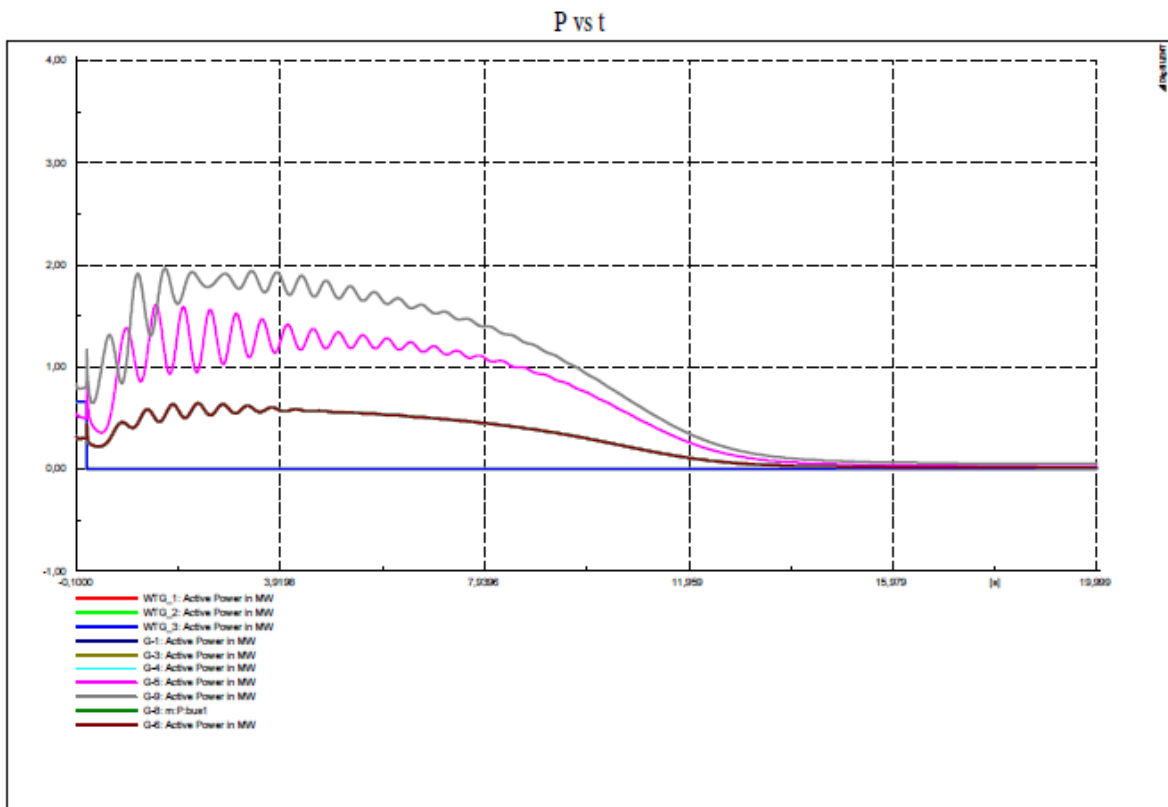


Figura 5.141 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

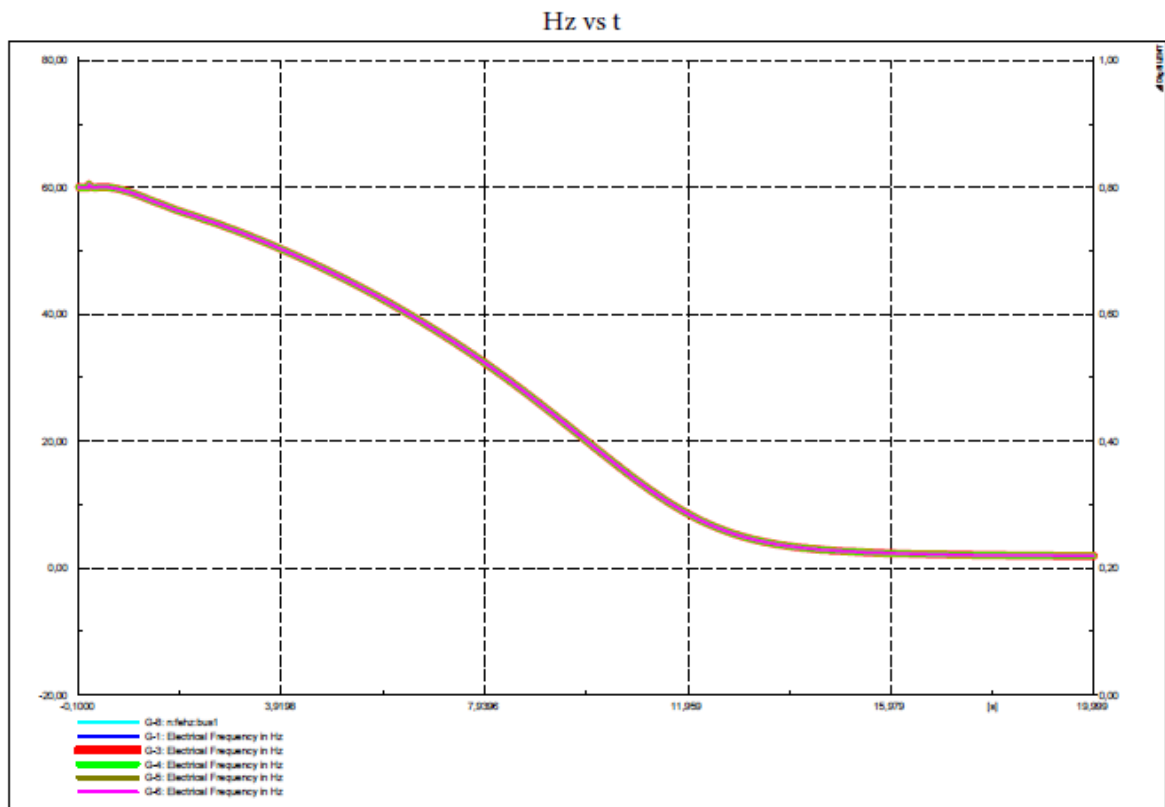


Figura 5.142 Respuesta dinámica de la frecuencia.

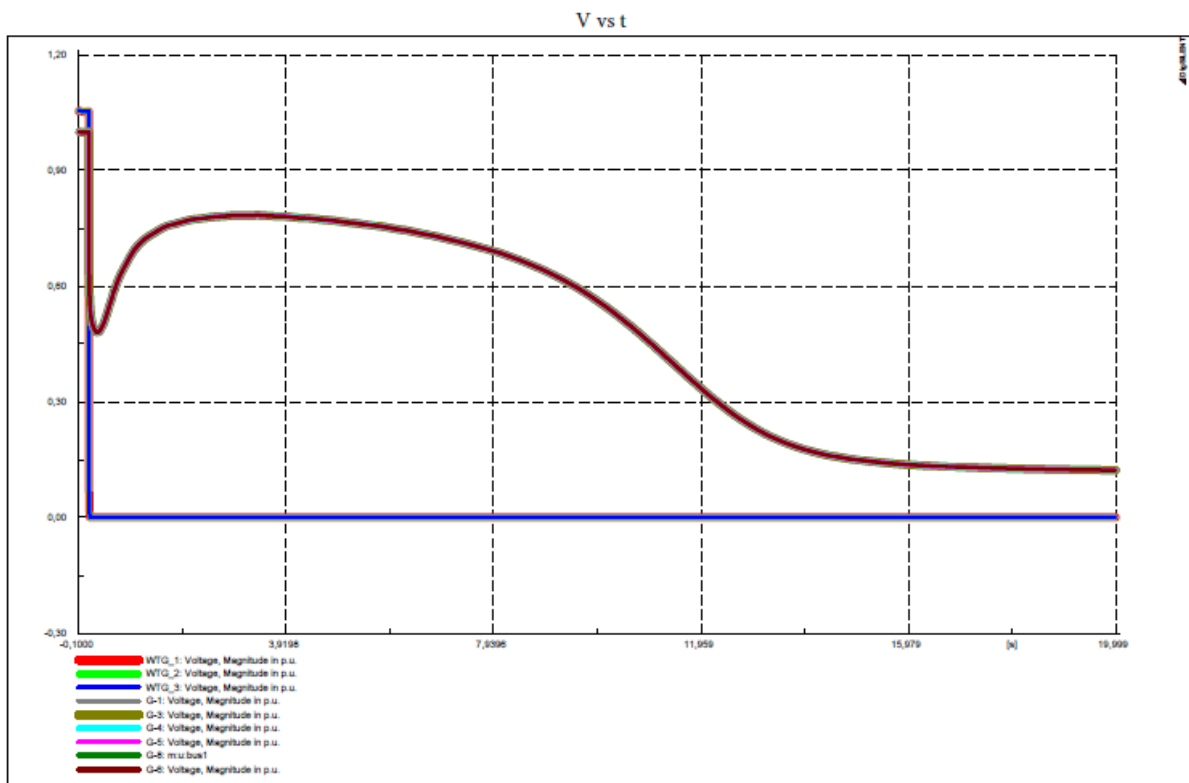
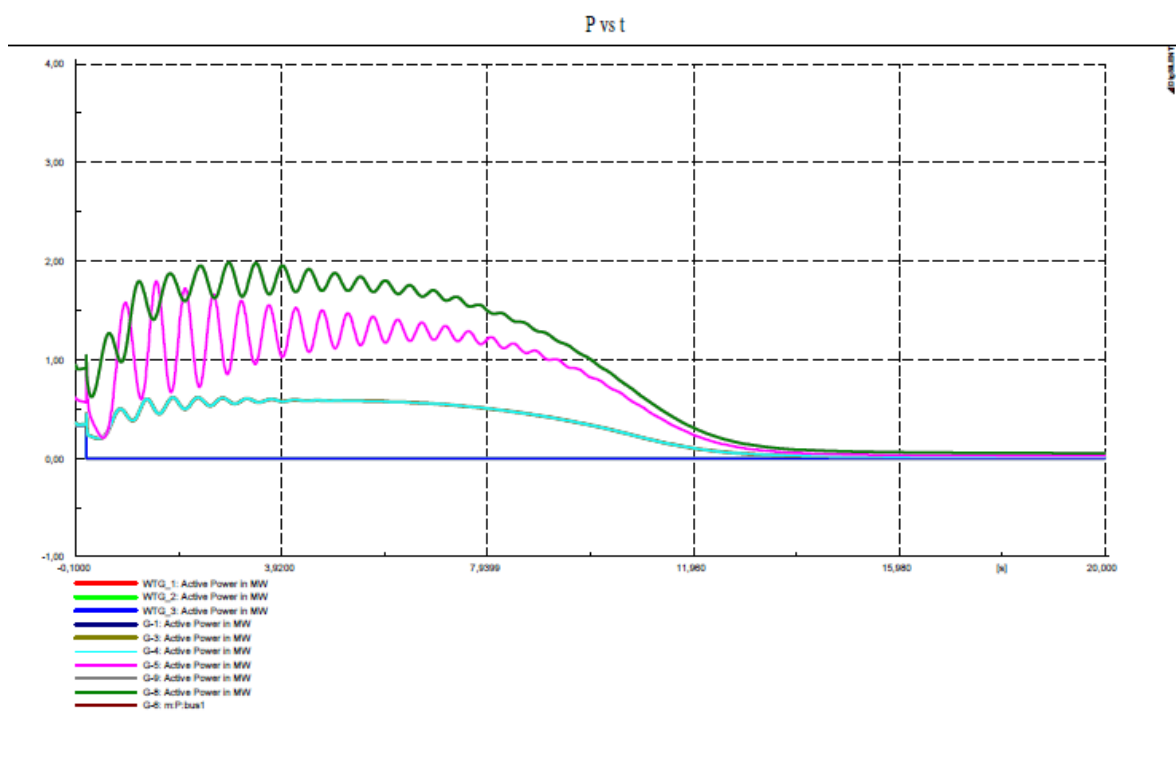
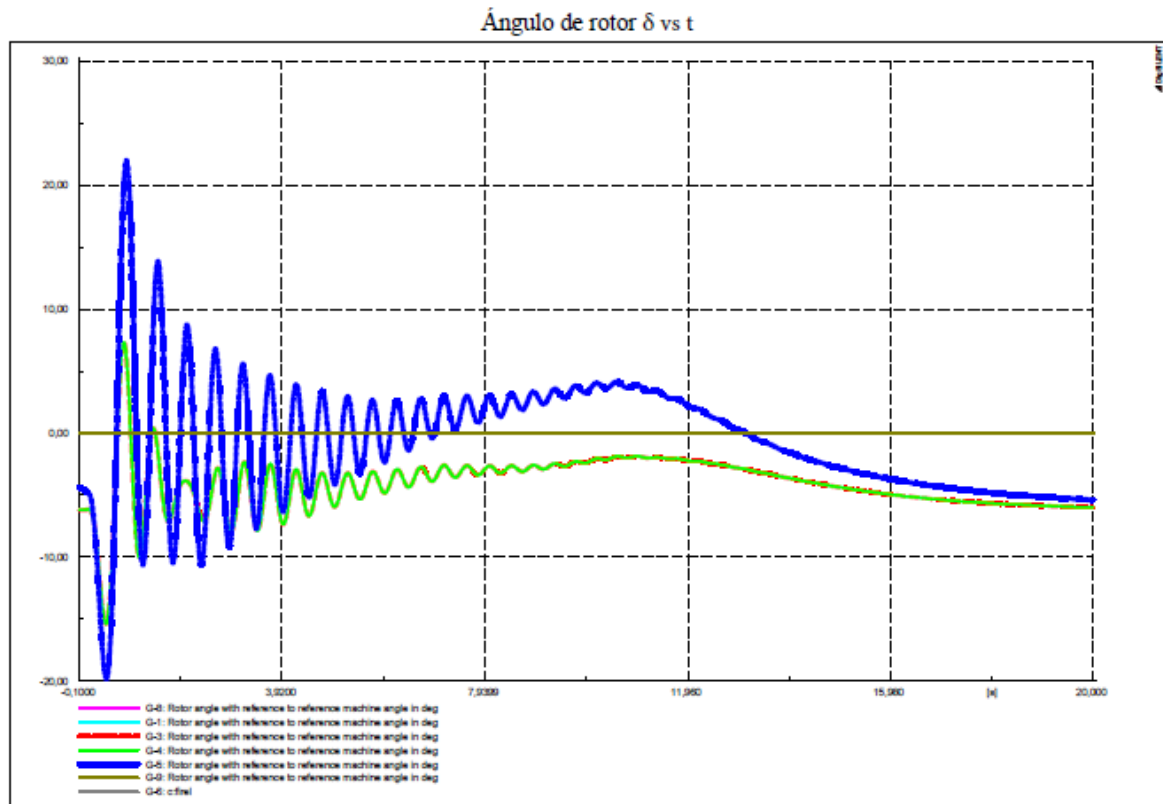


Figura 5.143 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.3.2.2 Viento promedio



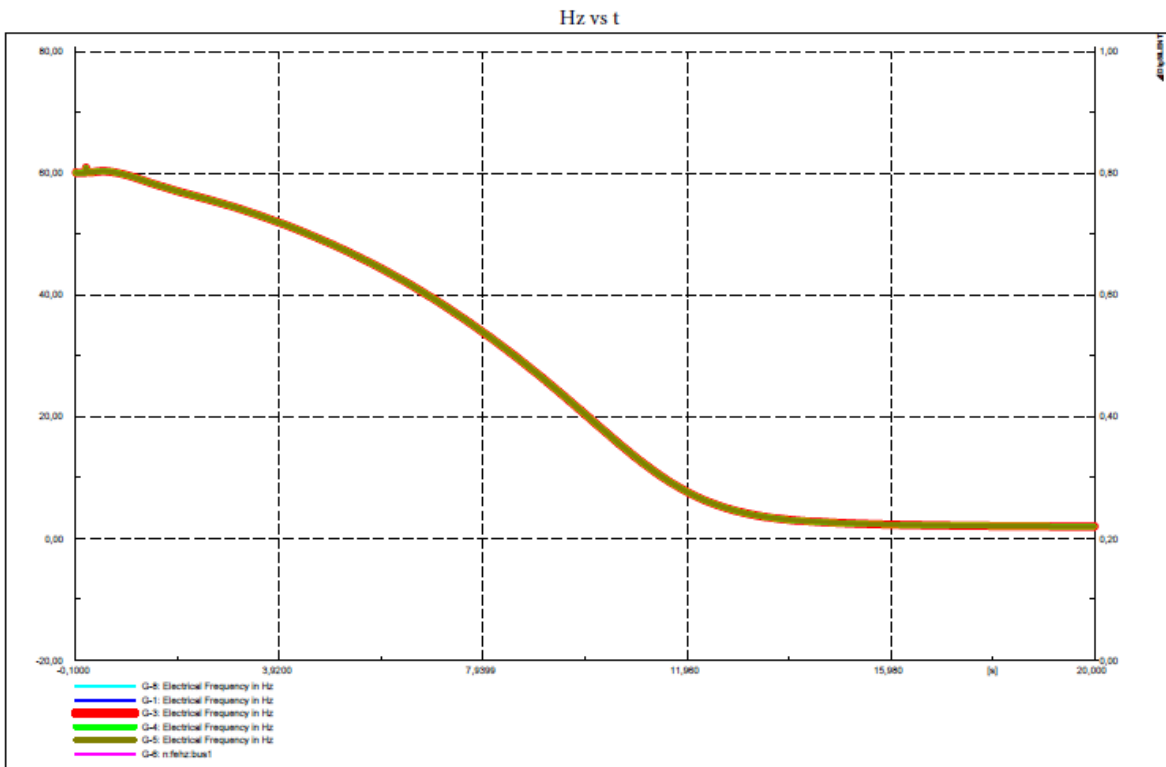


Figura 5.146 Respuesta dinámica de la frecuencia.

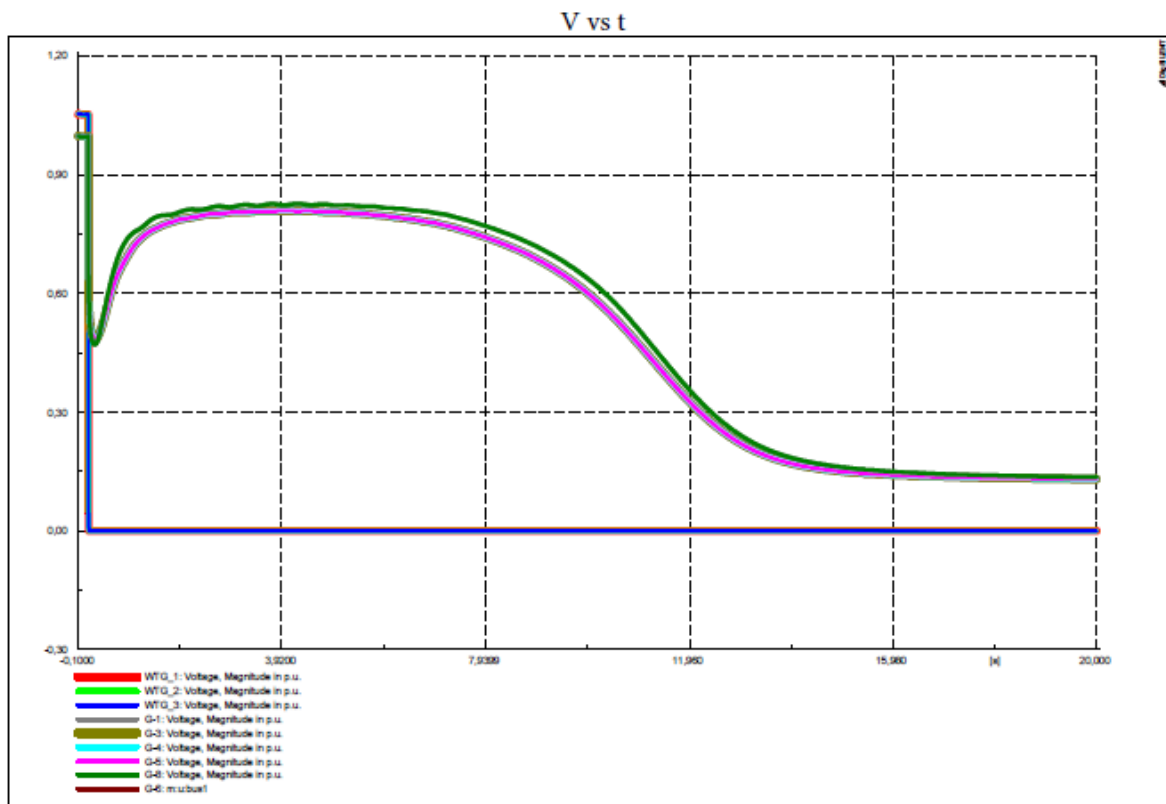


Figura 5.147 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.3.3 Época de frío, pico de medio día

5.4.3.3.1 Viento máximo, irradiación máxima

Ángulo de rotor δ vs t

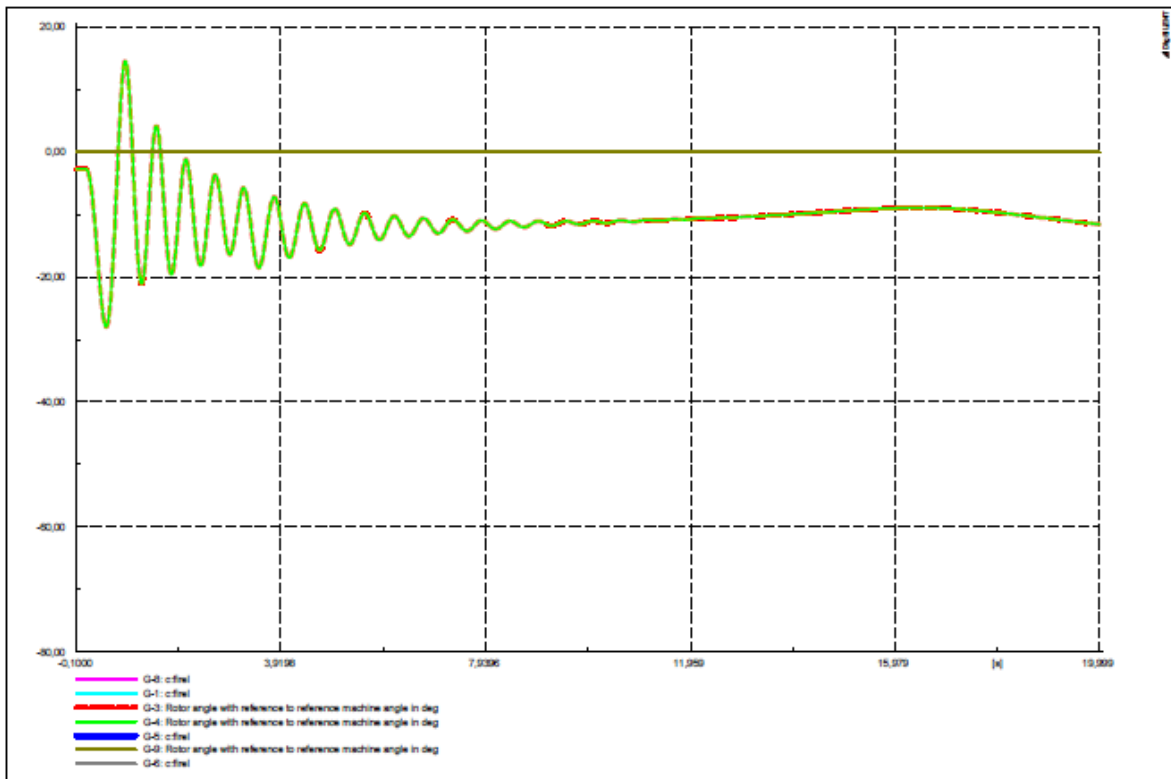


Figura 5.148 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

P vs t

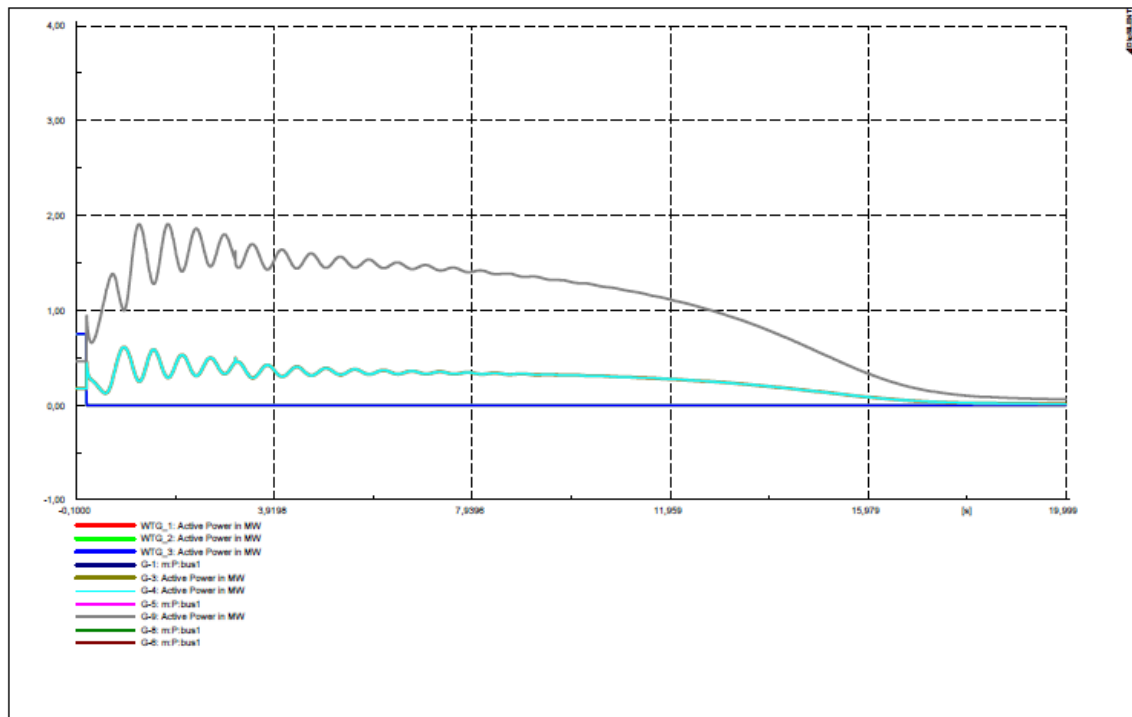


Figura 5.149 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

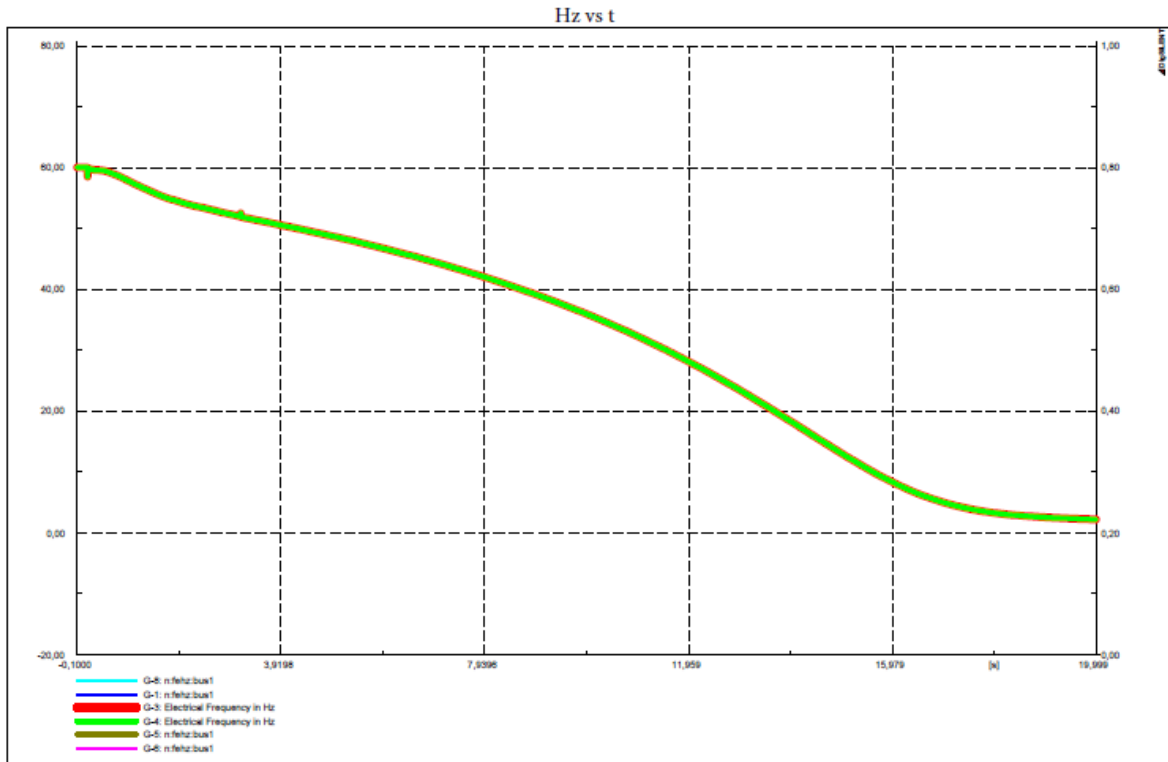


Figura 5.150 Respuesta dinámica de la frecuencia.

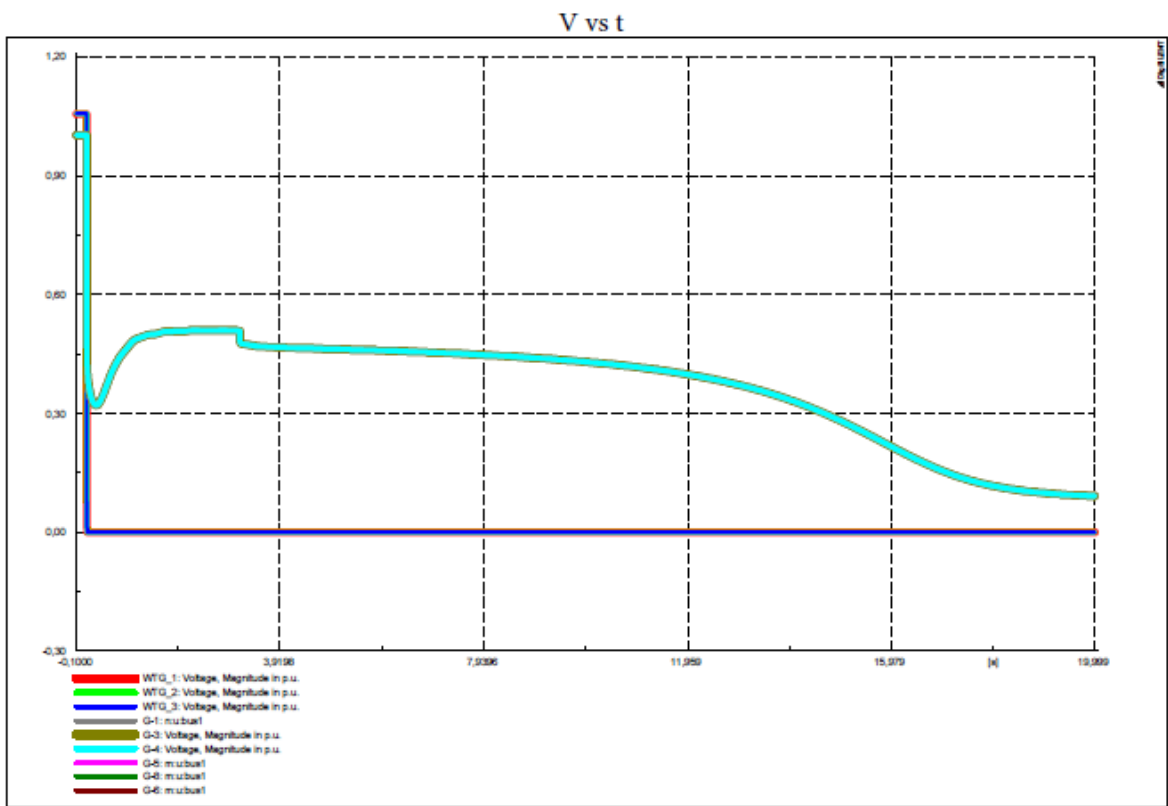
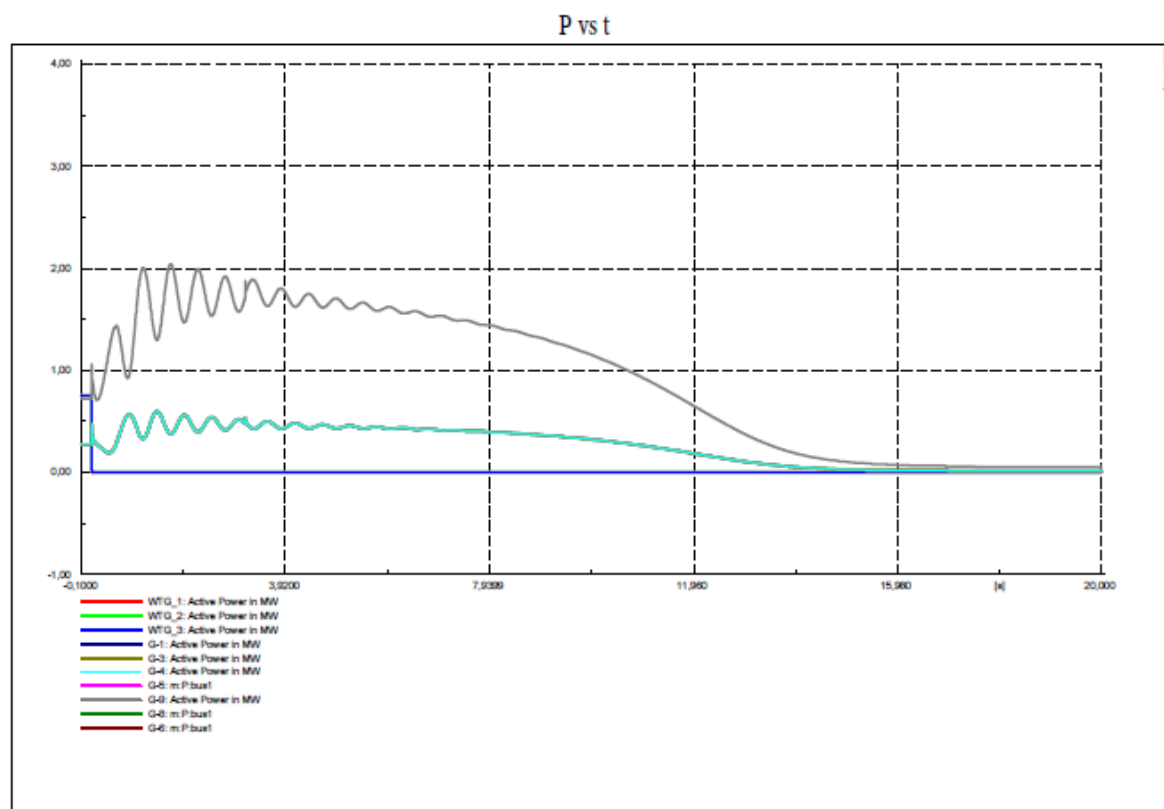
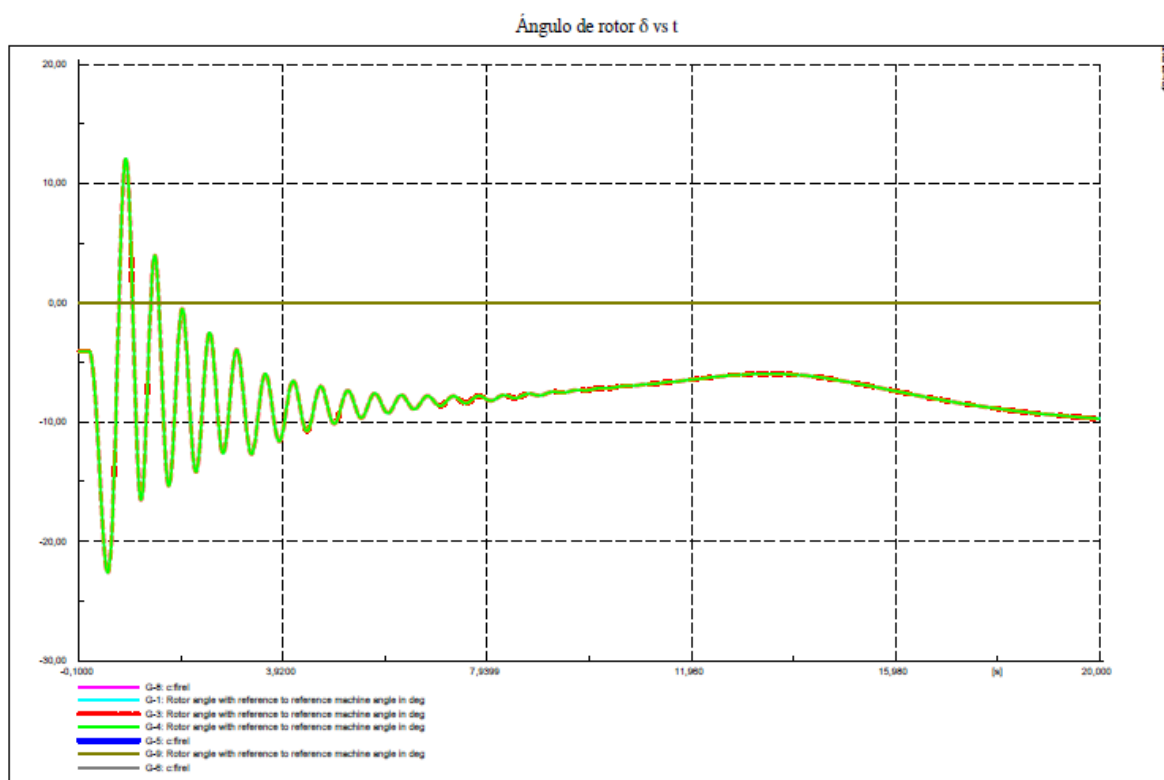


Figura 5.151 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.3.3.2 Viento máximo, irradiación reducida



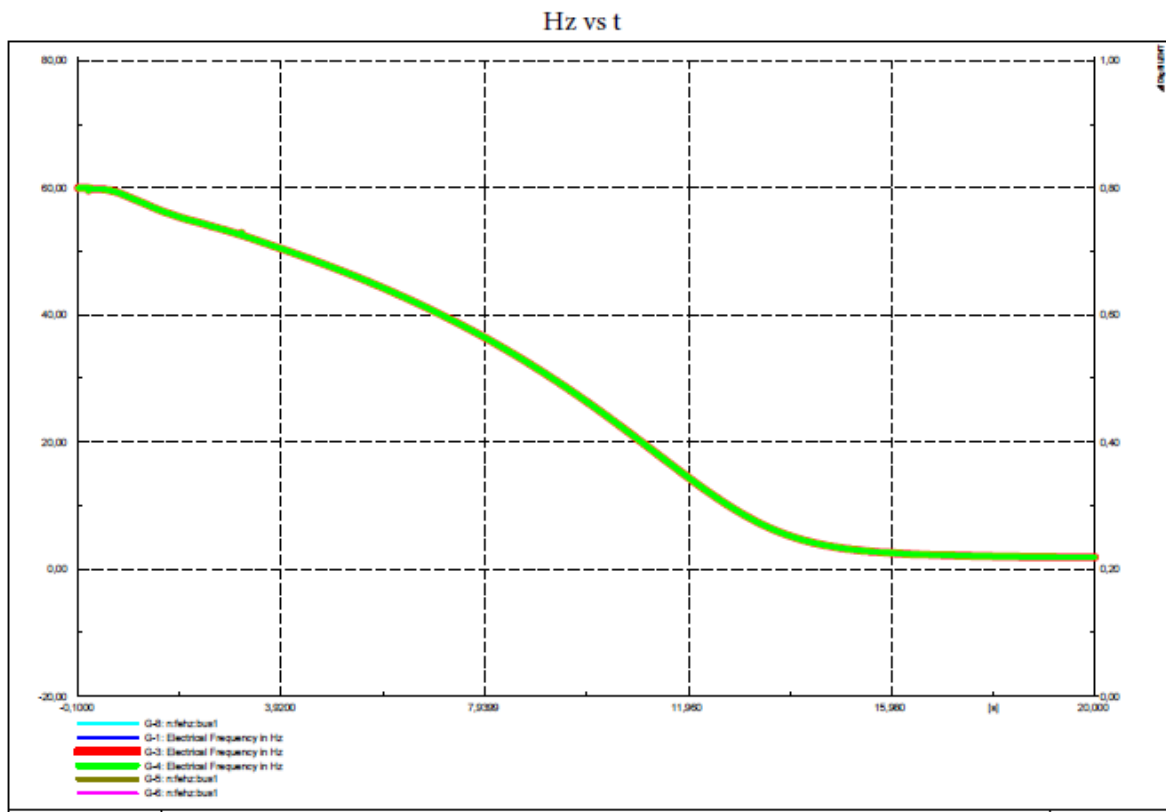


Figura 5.154 Respuesta dinámica de la frecuencia.

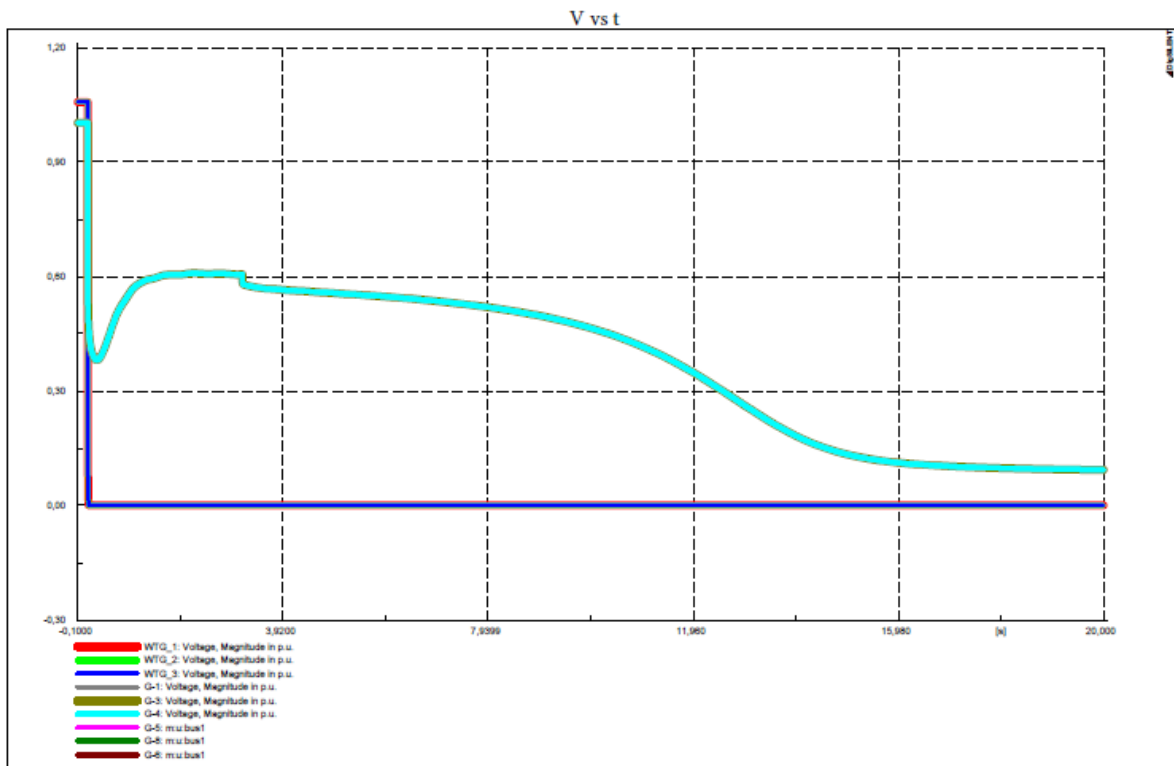


Figura 5.155 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.3.3.3 Viento promedio, irradiación máxima

Ángulo de rotor δ vs t

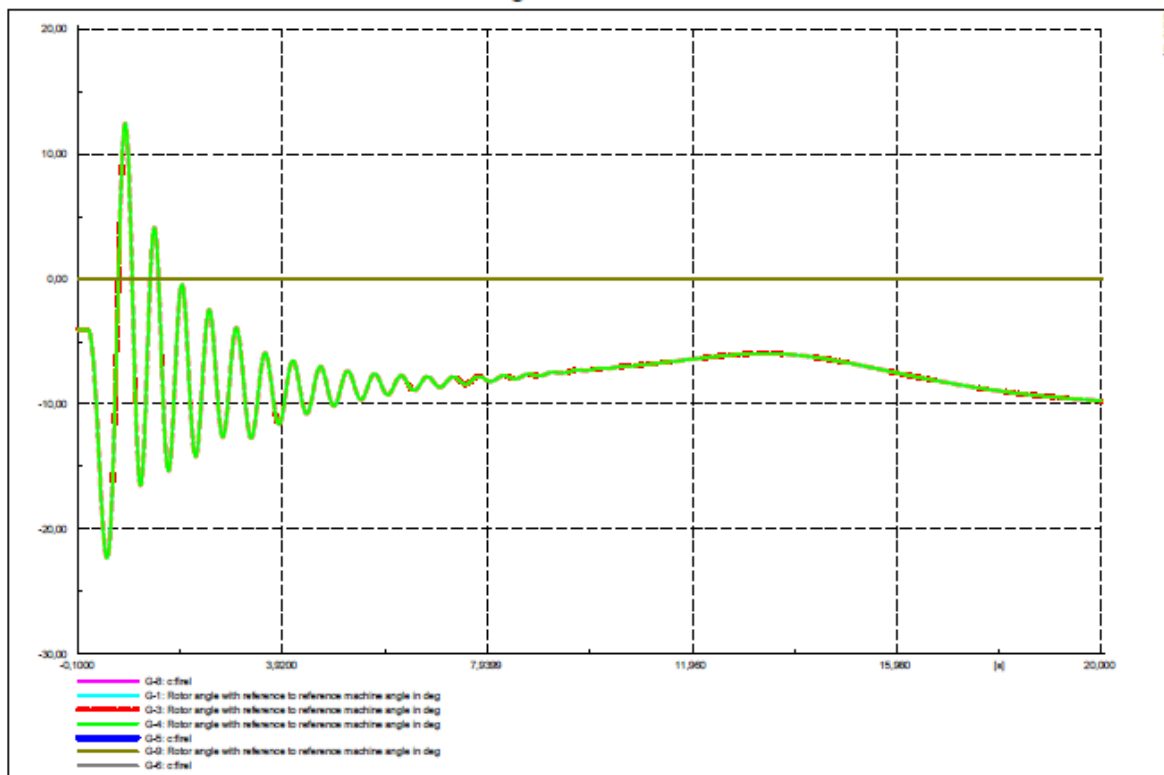


Figura 5.156 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

P vs t

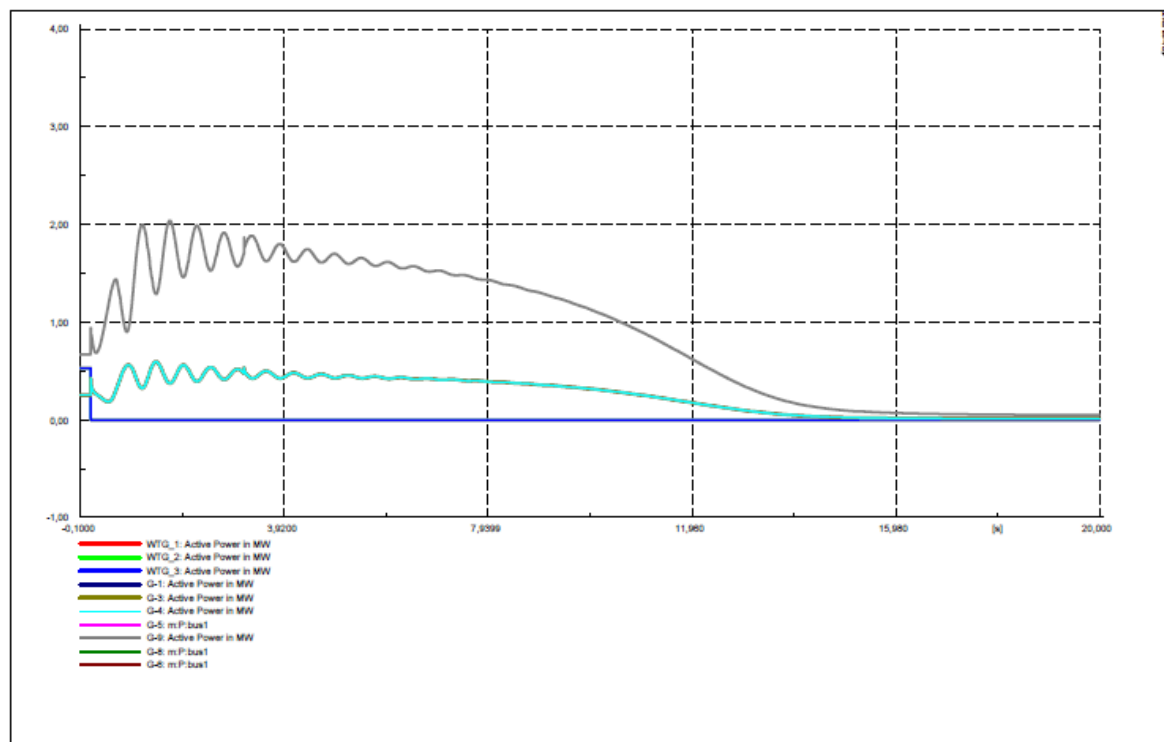


Figura 5.157 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

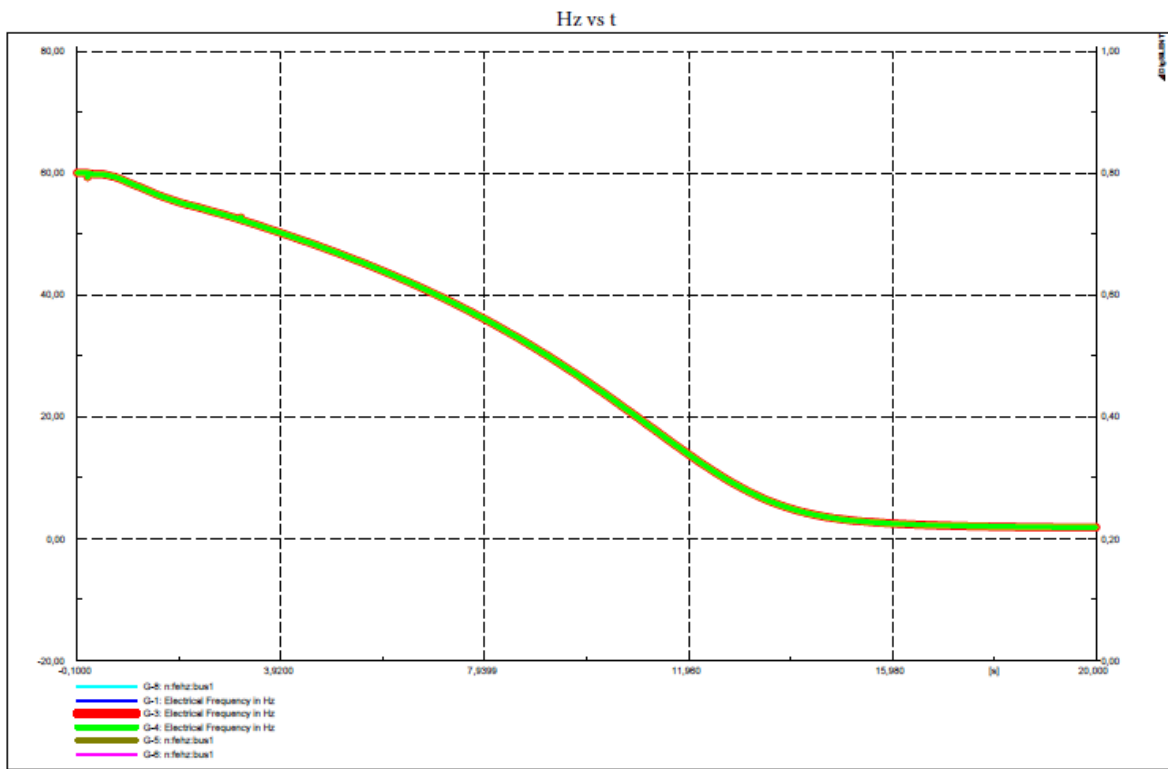


Figura 5.158 Respuesta dinámica de la frecuencia.

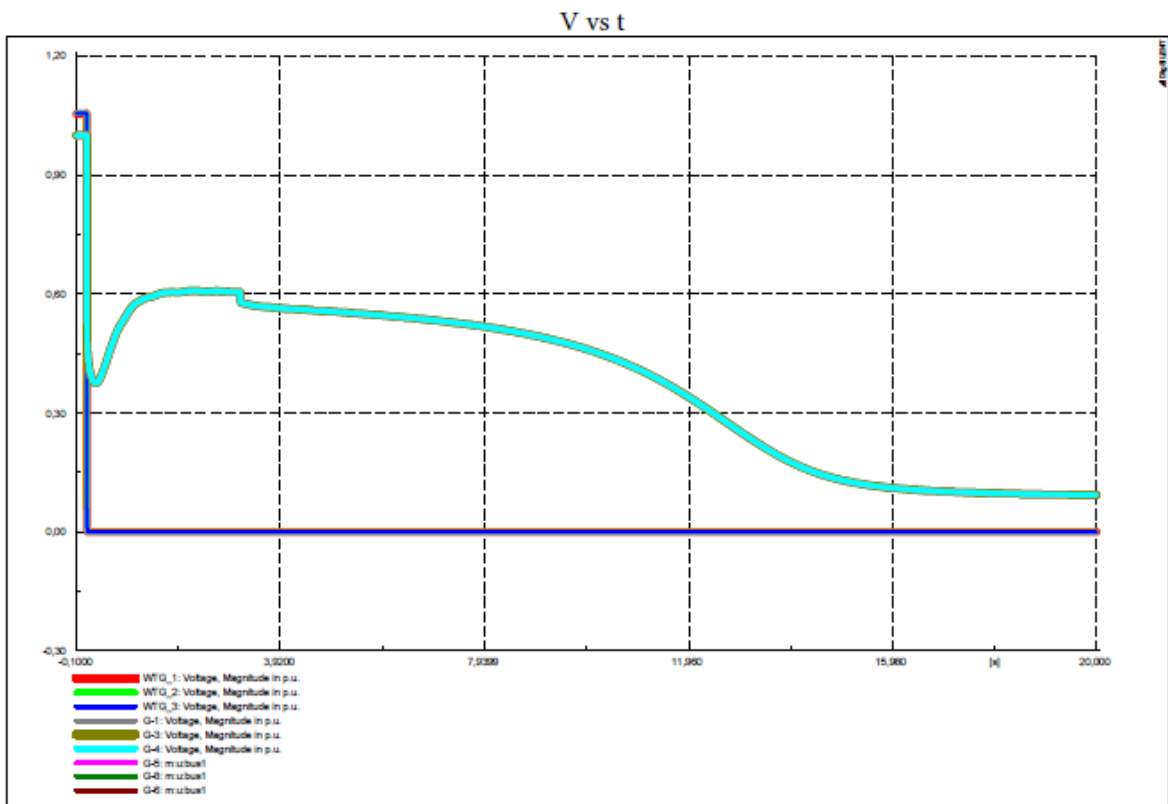


Figura 5.159 Respuesta dinámica del voltaje.

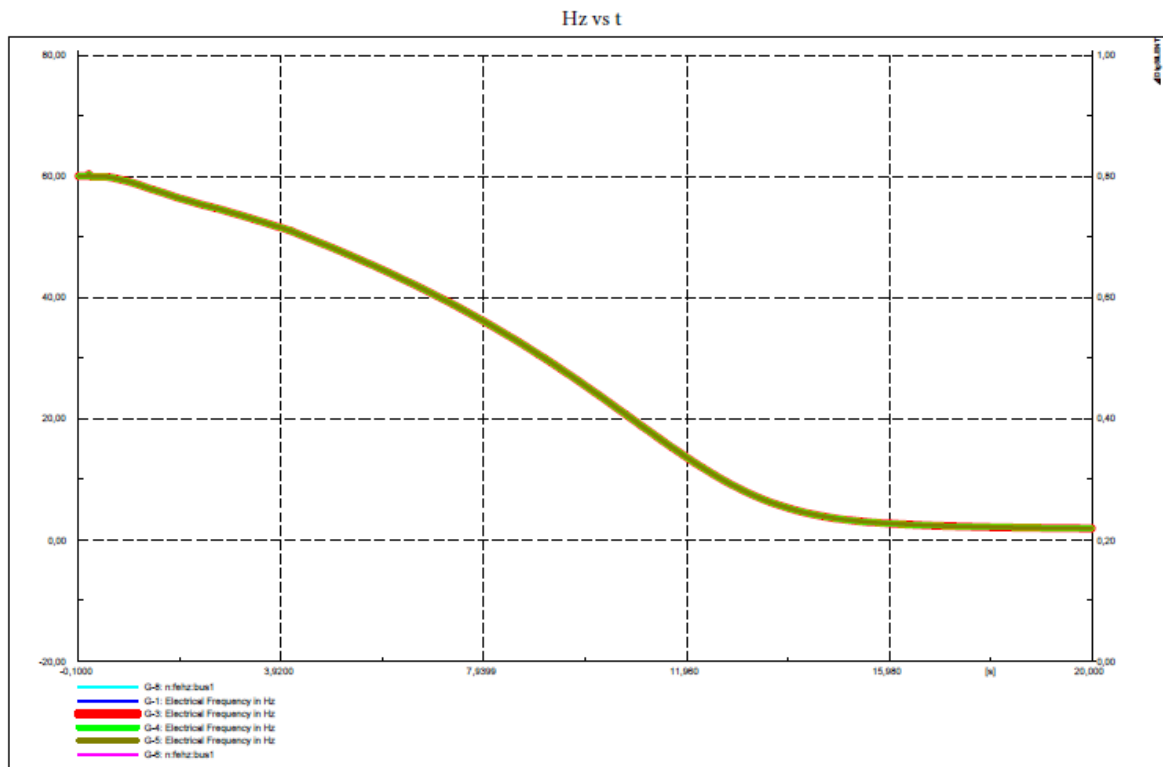


Figura 5.162 Respuesta dinámica de la frecuencia.

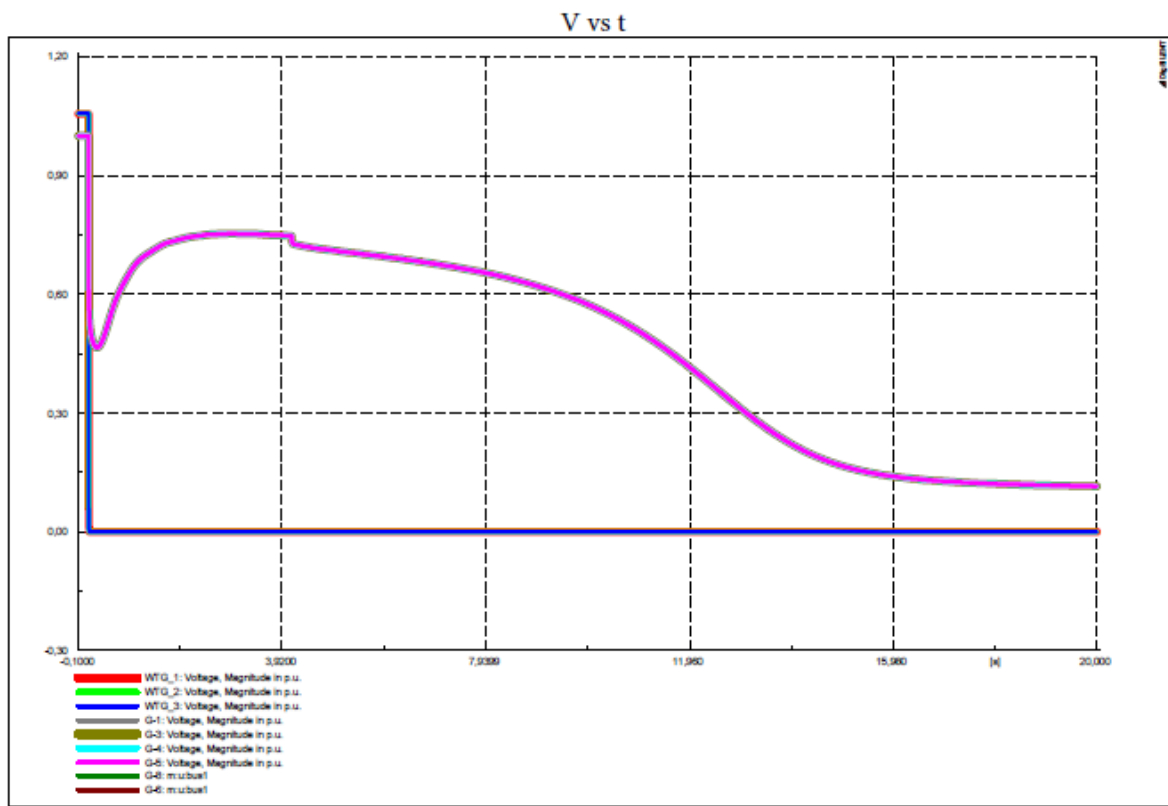


Figura 5.163 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.3.4 Época de frío, demanda de la noche

5.4.3.4.1 Viento máximo

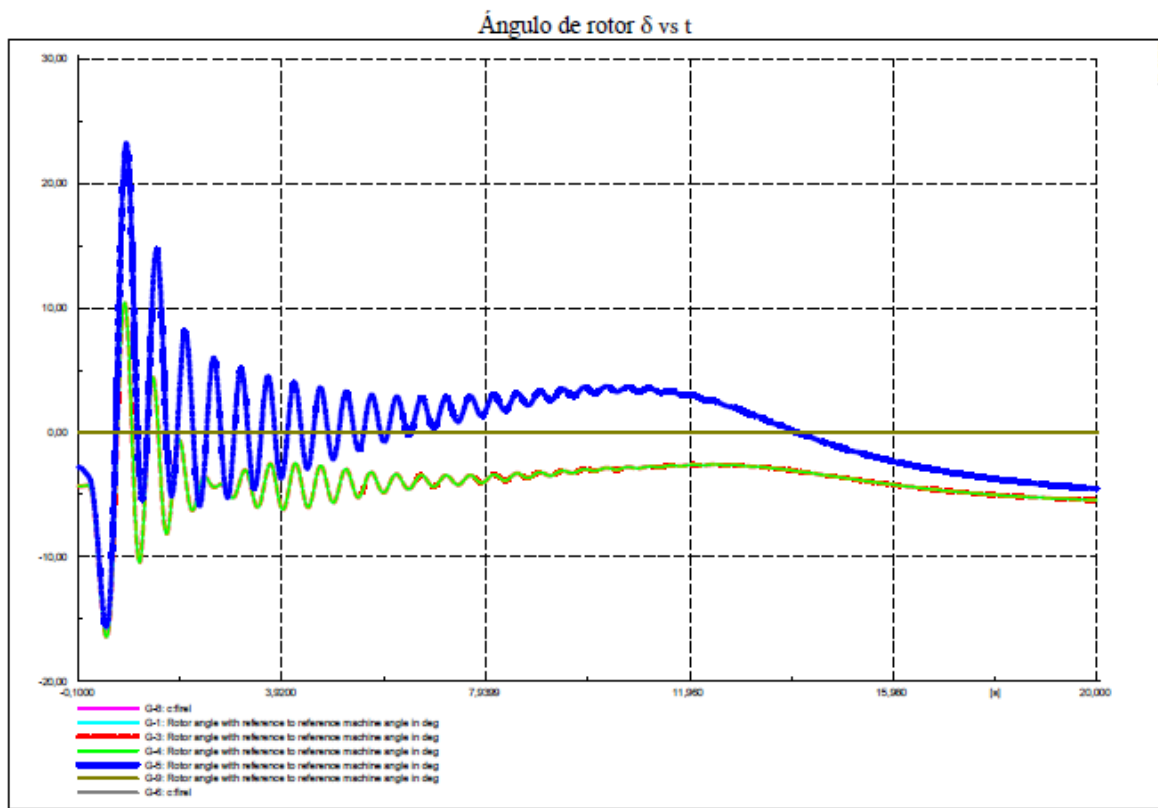


Figura 5.164 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

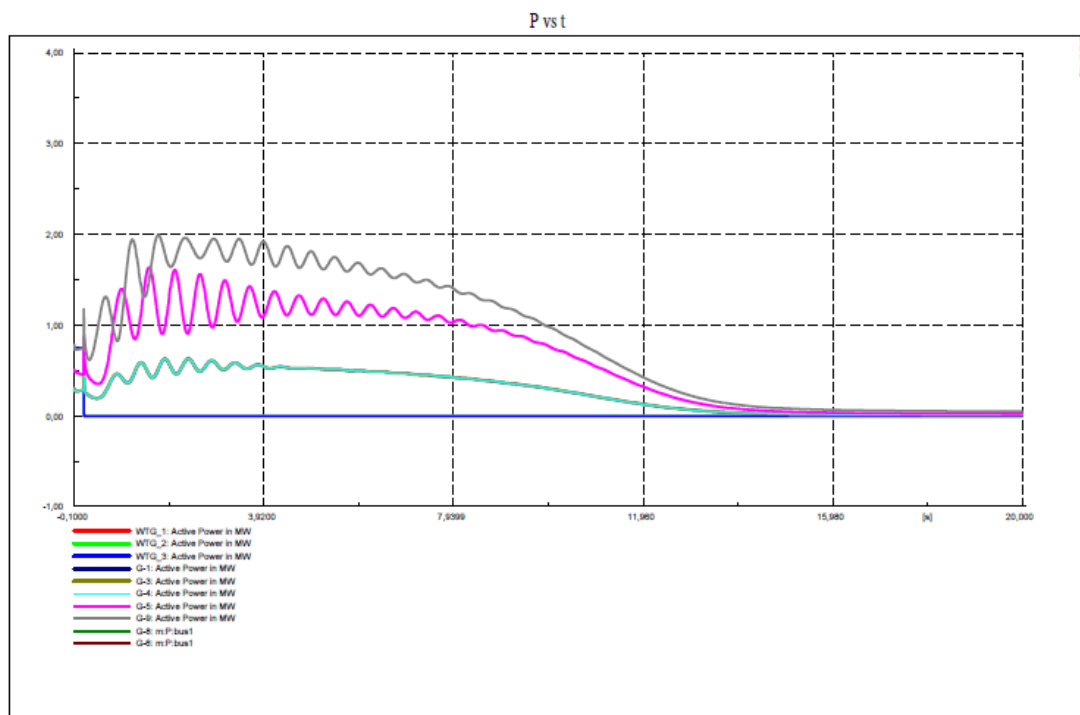


Figura 5.165 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

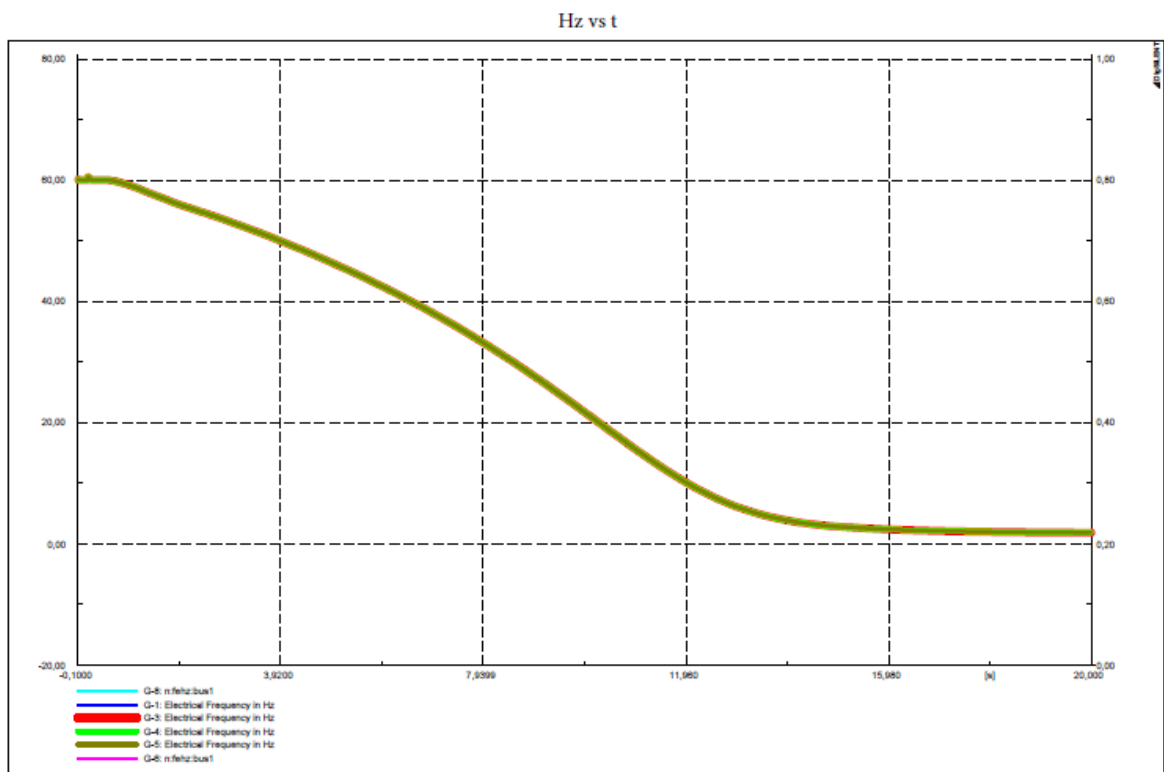


Figura 5.166 Respuesta dinámica de la frecuencia.

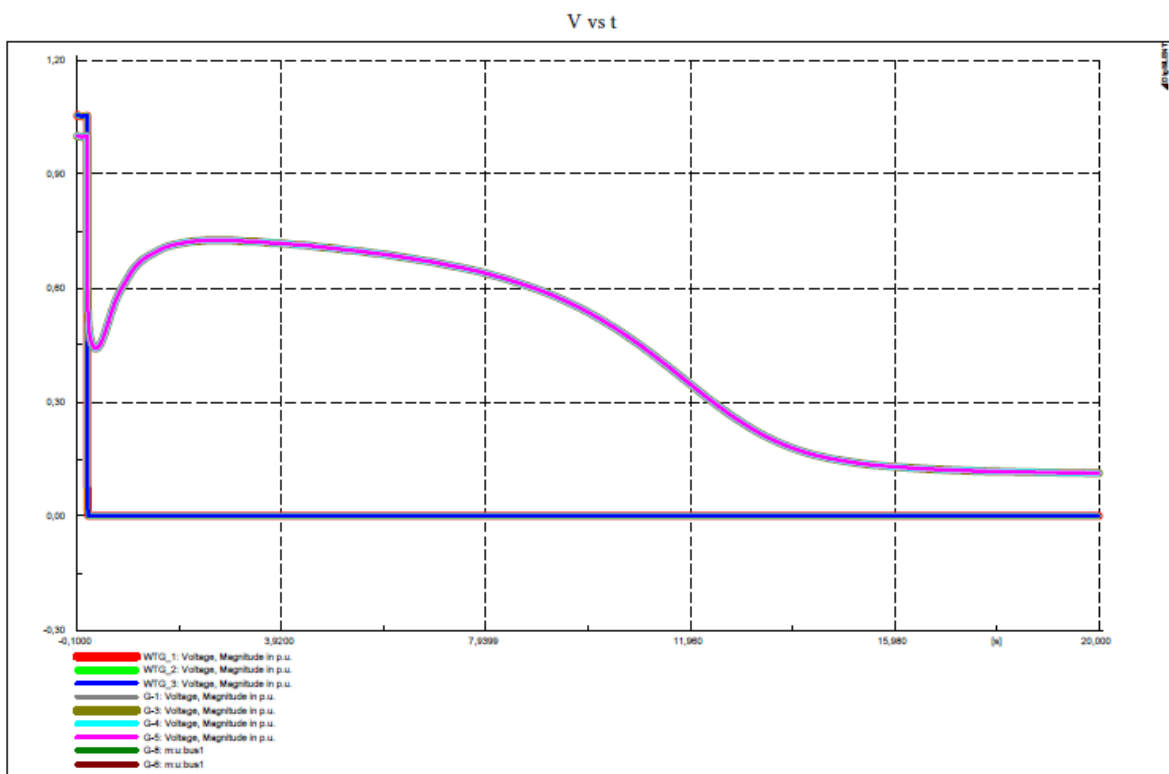


Figura 5.167 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.3.4.2 Viento promedio

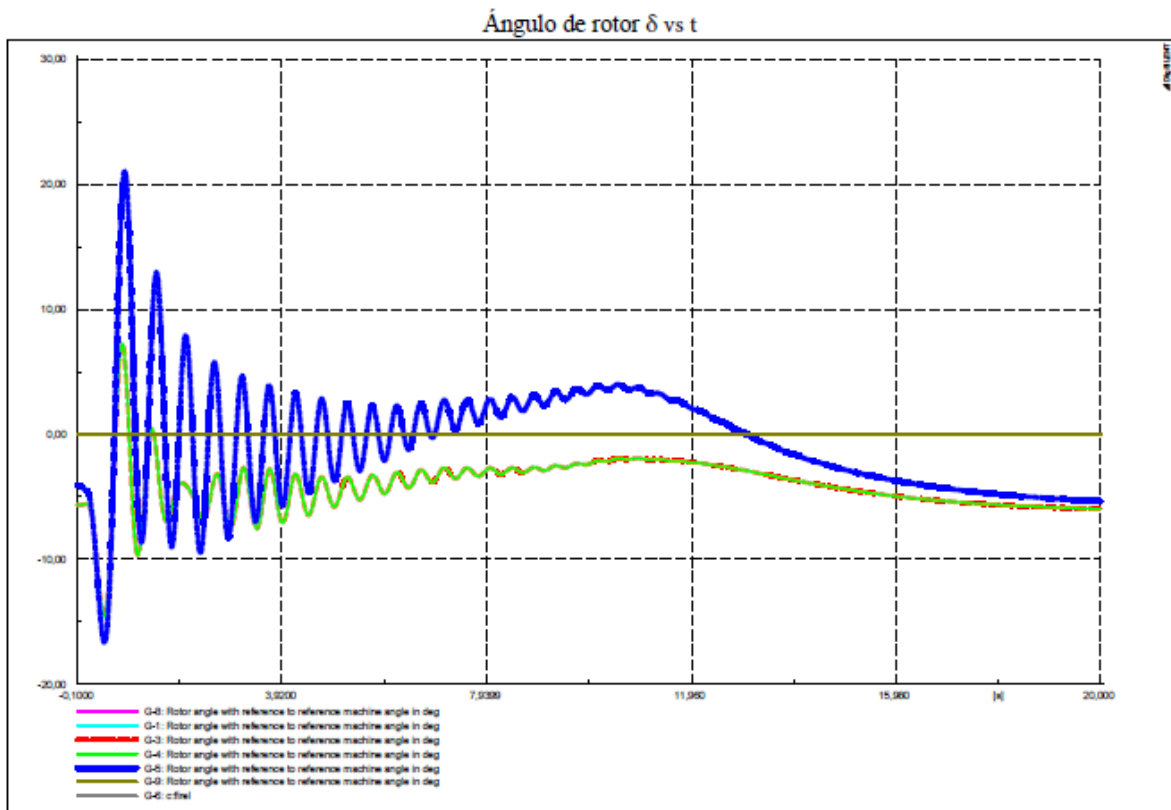


Figura 5.168 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

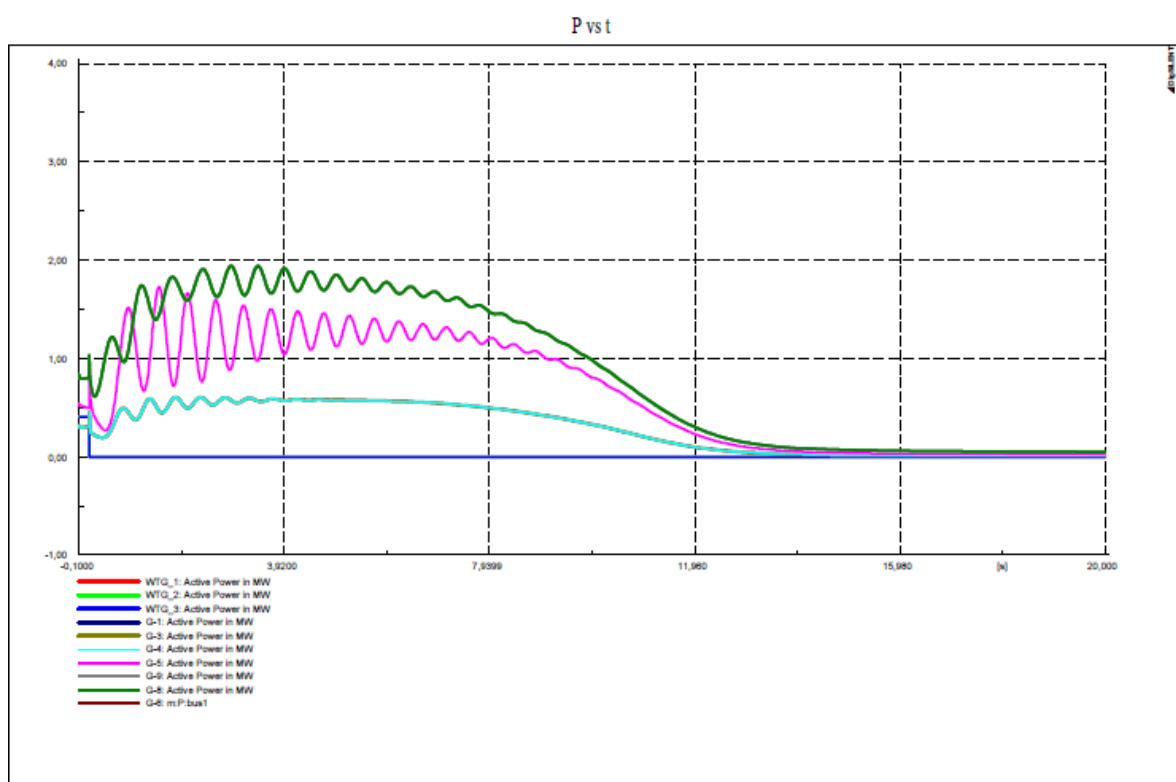


Figura 5.169 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

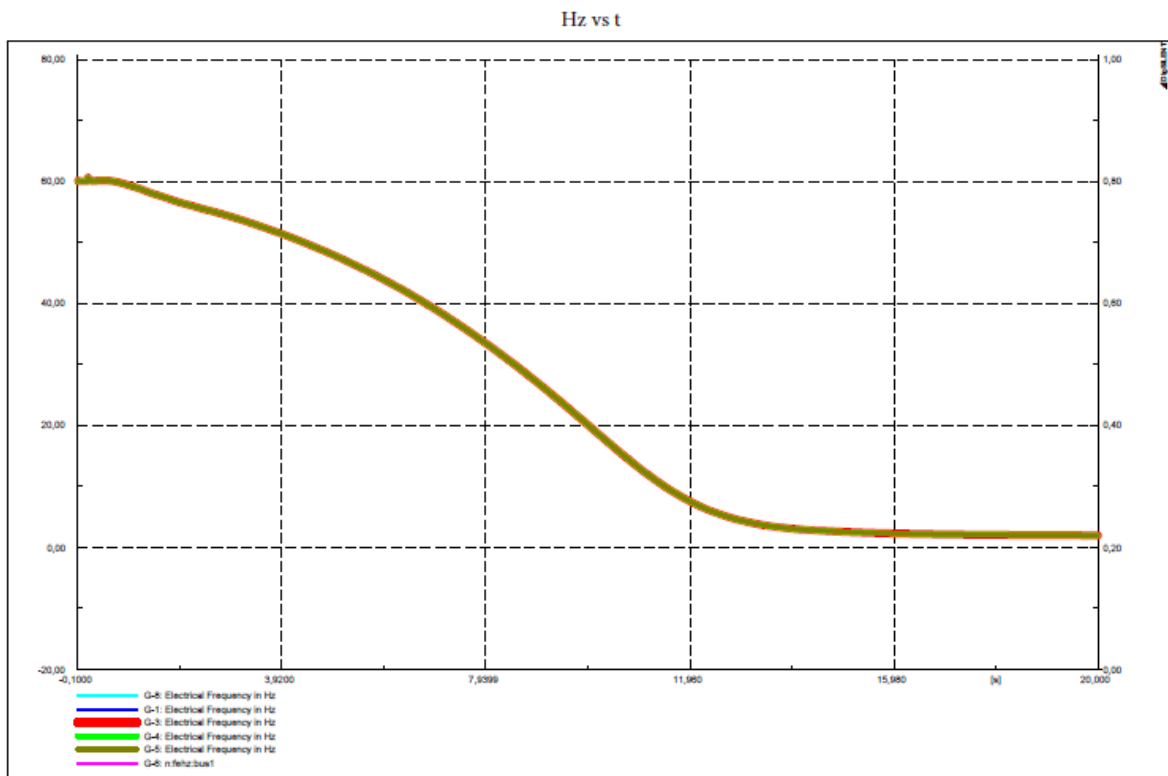


Figura 5.170 Respuesta dinámica de la frecuencia.

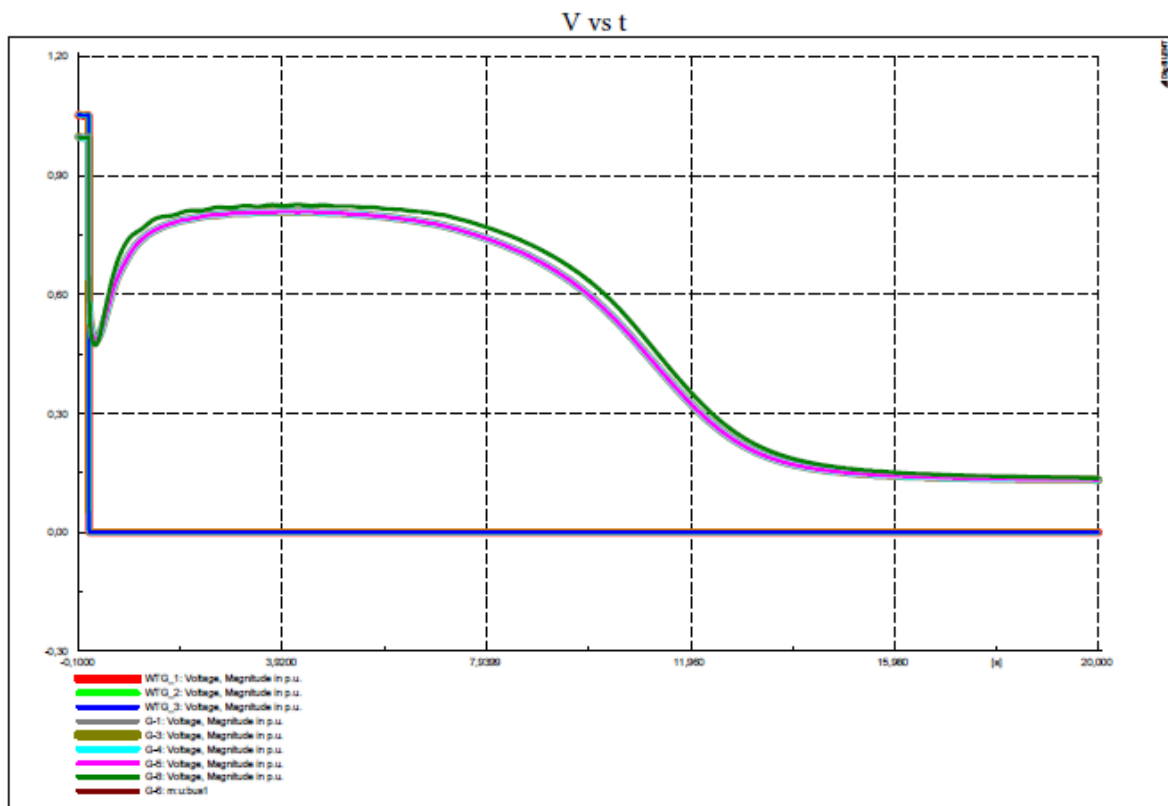


Figura 5.171 Respuesta dinámica del voltaje.

5.4.3.5 **Mínima demanda**
 5.4.3.5.1 *Viento máximo*

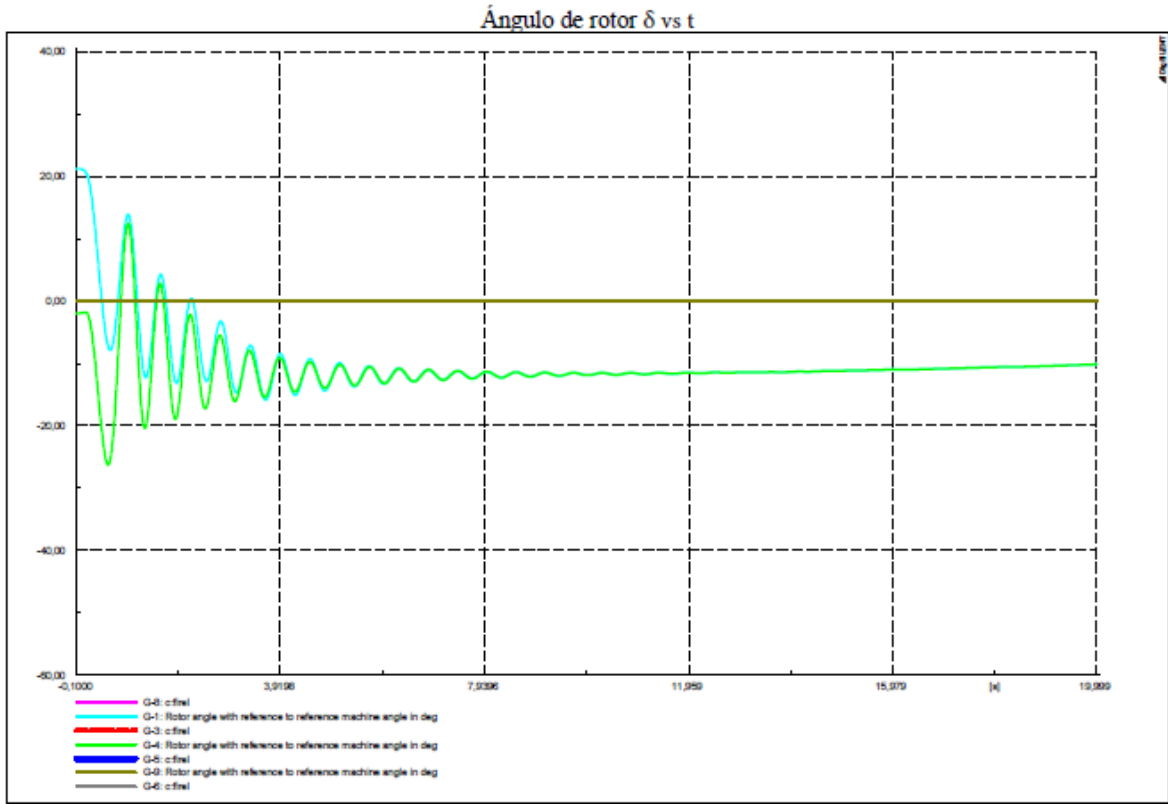


Figura 5.172 Respuesta dinámica del ángulo del rotor.

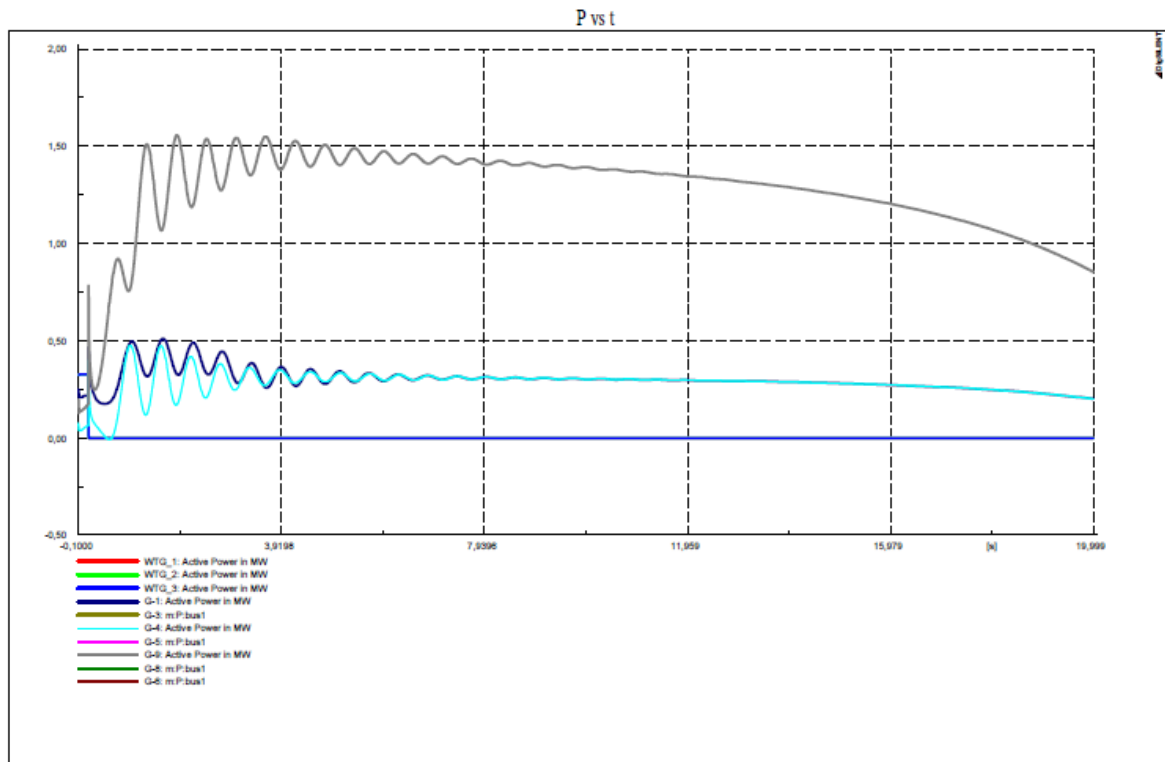


Figura 5.173 Respuesta dinámica de la potencia entregada por los generadores diésel

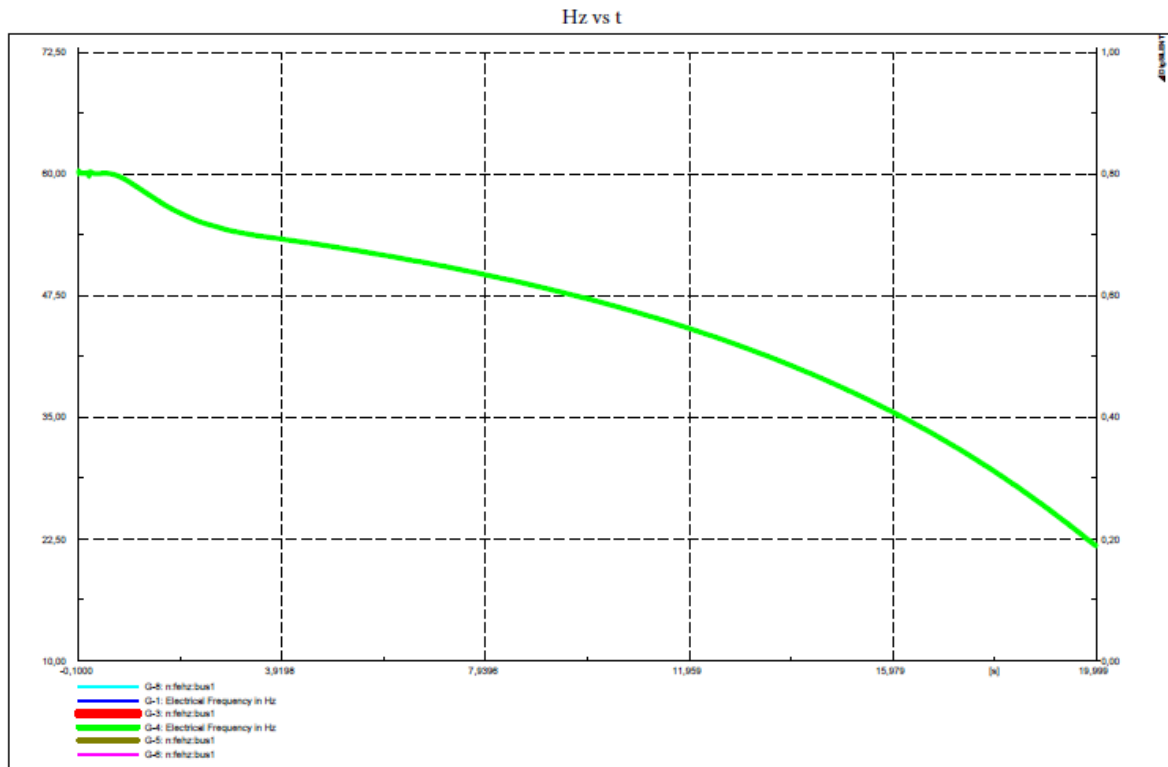


Figura 5.174 Respuesta dinámica de la frecuencia.

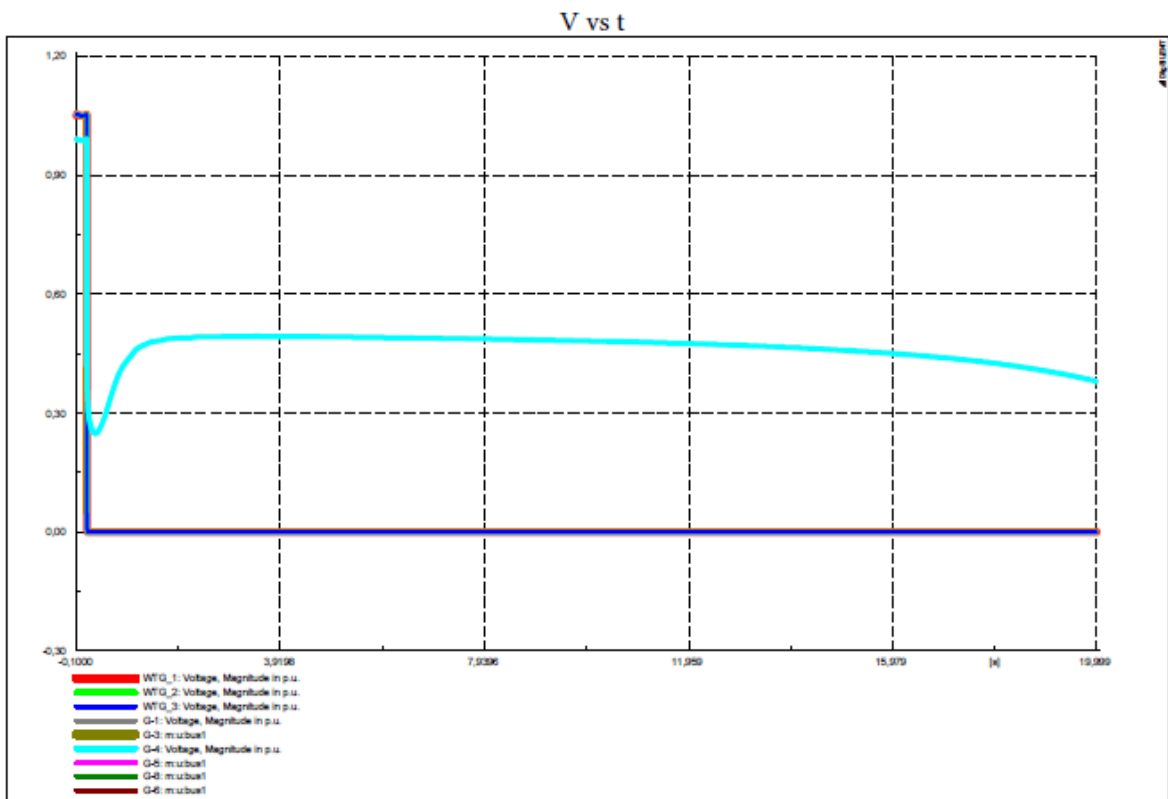


Figura 5.175 Respuesta dinámica del voltaje.