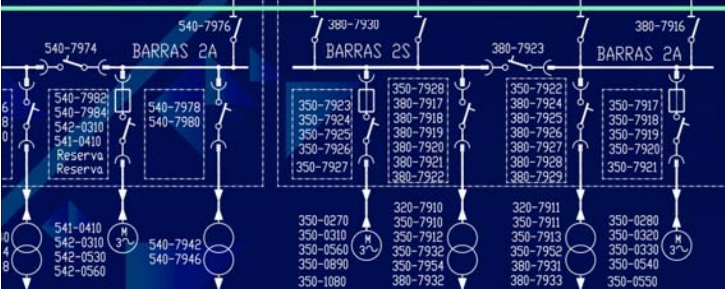


Tesis Doctoral

# Acoplamiento de rigidez variable para la mejora de la inmunidad eléctrica de plantas industriales con generación distribuida

Francisco Carro de Lorenzo



universidad de león

Tesis Doctoral

**Acoplamiento de rigidez  
variable para la mejora de la  
inmunidad eléctrica de plantas  
industriales con generación  
distribuida**

D. Francisco Julián Carro De Lorenzo

Septiembre de 2017



Universidad de León

Escuela de Ingenierías Industrial e Informática

Programa de Doctorado en Ingeniería de Producción y Computación

**Directores:**

Dr. José Luis Falagán Cavero (Universidad de León)

Dr. Joaquín Meléndez i Frigola (Universitat de Girona)

Dr. Ramón Ángel Fernández Díaz (Universidad de León)

**Fecha:**

1 de septiembre de 2017

«Hay una fuerza motriz mas poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica: la voluntad .» (Albert Einstein 1879-1955)



# Índice general

<b>Abstract</b>	<b>11</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>13</b>
1.1. Antecedentes históricos de contorno . . . . .	13
1.2. Motivación . . . . .	15
1.3. Los sistemas de cogeneración en la industria . . . . .	16
1.4. Modos de operación eléctrica de plantas industriales con cogeneración . . . . .	18
1.4.1. Modo de operación acoplado a red . . . . .	18
1.4.2. Modo de operación acoplado sin inyección a red	19
1.4.3. Modo de operación en Isla . . . . .	19
1.5. Definición del problema . . . . .	20
1.6. Soluciones actuales al problema . . . . .	21
1.6.1. Soluciones para mantener el suministro a recep- tores . . . . .	22
1.6.2. Soluciones para mantener los parámetros de acuer- do con la red . . . . .	23
1.7. Propuesta . . . . .	24
1.8. Análisis comparativo de soluciones actuales . . . . .	26
1.9. Dos puntos de vista de un mismo problema . . . . .	26
1.10. Contribuciones principales de este trabajo . . . . .	28
1.11. Lista de publicaciones . . . . .	28
1.12. Partes del Trabajo . . . . .	29
1.12.1. Toma de datos en plantas industriales reales . .	29
1.12.2. Cálculo y análisis matemático analítico del sis- tema . . . . .	30
1.12.3. Modelado matemático en MATLAB Simulink .	30
1.12.4. Análisis de los datos obtenido en las herramientas	32
1.13. Estructura de la Tesis Doctoral . . . . .	32

<b>2. Operación de plantas industriales bajo perturbaciones</b>	<b>33</b>
2.1. Conceptos básicos de la calidad de suministro . . . . .	33
2.1.1. El concepto de calidad de la energía . . . . .	33
2.1.2. Interrupciones de suministro . . . . .	35
2.1.3. Huecos de tensión . . . . .	36
2.2. Normas aplicables en materia de calidad de suministro	37
2.3. Los huecos de tensión como problema de calidad de suministro . . . . .	38
2.3.1. Bases teóricas para el estudio de huecos . . . . .	39
2.3.2. Caracterización de los huecos de tensión . . . . .	43
2.3.3. Origen de los huecos de tensión . . . . .	45
2.3.4. Área de influencia de huecos de tensión . . . . .	48
2.4. Efectos de los huecos de tensión en los receptores . . .	50
2.4.1. Efectos de los huecos de tensión en transforma- dores . . . . .	51
2.4.2. Efectos de los huecos de tensión en motores . .	53
2.4.3. Efectos de los huecos de tensión en sistemas electrónicos . . . . .	57
2.5. Soluciones Actuales . . . . .	59
2.5.1. Soluciones para mantener el suministro a recep- tores . . . . .	59
2.5.2. Soluciones para mantener los parámetros de acuer- do con la red . . . . .	65
2.6. Operación de plantas industriales en modo isla . . . . .	67
2.6.1. Descripción de la operación en modo isla . . . . .	68
2.6.2. Operación en modo isla programado . . . . .	69
2.6.3. Operación en modo isla no programado . . . . .	71
2.6.4. El deslastre de cargas . . . . .	73
2.6.5. Problemas eléctricos de la operación en modo isla	76
<b>3. Sistema de acoplamiento de rigidez variable</b>	<b>81</b>
3.1. Descripción del sistema de acoplamiento . . . . .	82
3.2. Desarrollo conceptual del sistema de acoplamiento de rigidez variable . . . . .	83
3.3. Concepto de rigidez de un acoplamiento . . . . .	84
3.4. Cuantificación de la inmunidad de una planta industrial frente a problemas de interrupciones y huecos . . . . .	88

3.5.	Arquitectura de un sistema de acoplamiento de rigidez variable de una planta industria . . . . .	89
3.5.1.	Impedancias de cambio de rigidez . . . . .	90
3.5.2.	Sistema de conmutación . . . . .	92
3.6.	Modelado Matemático de un sistema eléctrico de potencia con GD y acoplamiento de rigidez variable . . .	93
3.6.1.	Red exterior . . . . .	93
3.6.2.	Línea de alimentación . . . . .	95
3.6.3.	Transformador . . . . .	96
3.6.4.	Cargas . . . . .	98
3.6.5.	Generación distribuida . . . . .	100
3.6.6.	El alternador . . . . .	103
3.7.	Modelado y resolución con parámetros unitarios . . . .	107
3.8.	Análisis de la inmunidad de la planta respecto a la rigidez de acoplamiento . . . . .	114
3.9.	Etapas del sistema ARS . . . . .	115
3.10.	Conclusiones del presente capítulo . . . . .	118
<b>4.</b>	<b>Control y operación de sistemas con acoplamiento de rigidez variable</b>	<b>119</b>
4.1.	Estados de operación frente a huecos de tensión . . . .	120
4.2.	Arquitectura y Control de Subsistemas . . . . .	122
4.2.1.	Arquitectura del sistema de control . . . . .	122
4.2.2.	Control del subsistema de rigidez variable . . . .	123
4.2.3.	Control del subsistema de generación . . . . .	124
4.2.4.	Control del subsistema de deslastre y control de carga . . . . .	129
4.2.5.	Control del subsistema de acoplamiento . . . . .	130
4.3.	Estrategias y secuencias de control . . . . .	131
<b>5.</b>	<b>Simulación de un sistema sin control de rigidez (ARS)</b>	<b>135</b>
5.1.	Escenario a Simular . . . . .	136
5.2.	Comportamiento de los parámetros de la carga . . . . .	138
5.3.	Comportamiento de los parámetros de la generación . .	140
5.4.	Resultados . . . . .	142



<b>6. Simulación de una planta en operación preventiva</b>	<b>143</b>
6.1. Escenarios a Simular . . . . .	143
6.2. Comportamiento frente a una perturbación provocada por una falta monofásica . . . . .	146
6.2.1. Respuesta de parámetros de Tensión Intensidad	146
6.2.2. Respuesta del alternador . . . . .	148
6.3. Comportamiento frente a una perturbación provocada por una falta bifásica . . . . .	150
6.3.1. Respuesta de parámetros de tensión Intensidad	150
6.3.2. Respuesta del alternador . . . . .	152
6.4. Comportamiento frente a una perturbación provocada por una falta bifásica a tierra . . . . .	154
6.4.1. Respuesta de parámetros de tensión intensidad .	154
6.4.2. Respuesta del alternador . . . . .	156
6.5. Comportamiento frente a una perturbación provocada por una falta trifásica . . . . .	158
6.5.1. Respuesta de parámetros de tensión Intensidad	158
6.5.2. Respuesta del alternador . . . . .	160
6.6. Resultados de la simulaciones . . . . .	162
6.6.1. Resultados simulaciones S1 en tensiones e in- tensidades. . . . .	162
6.6.2. Resultados simulaciones S1 en el comportamien- to de la GD . . . . .	164
<b>7. Simulación de una planta en operación adaptativa</b>	<b>167</b>
7.1. Escenarios a simular . . . . .	167
7.2. Comportamiento frente a una perturbación provocada por una falta monofásica . . . . .	170
7.2.1. Respuesta de parámetros de Tensión Intensidad	170
7.2.2. Respuesta del alternador . . . . .	172
7.3. Comportamiento frente a una perturbación provocada por una falta bifásica . . . . .	174
7.3.1. Respuesta de parámetros de tensión e intensidad	174
7.3.2. Respuesta del alternador . . . . .	176
7.4. Comportamiento frente a una perturbación provocada por una falta bifásica a tierra . . . . .	178
7.4.1. Respuesta de parámetros de tensión e intensidad	178

7.4.2.	Respuesta del alternador . . . . .	180
7.5.	Comportamiento frente a una perturbación provocada por una falta trifásica . . . . .	182
7.5.1.	Respuesta de parámetros de Tensión Intensidad	182
7.5.2.	Respuesta del alternador . . . . .	184
7.6.	Resultados de la simulación . . . . .	186
7.6.1.	Resultados simulaciones S2 en tensiones e in- tensidades . . . . .	186
7.6.2.	Resultados simulaciones S2 en el comportamien- to de la GD . . . . .	188
<b>8.</b>	<b>Conclusiones.</b>	<b>191</b>
8.1.	Resumen comparativo de resultados. . . . .	191
8.2.	Aportación del presente trabajo. . . . .	192
8.3.	Casos de utilidad del sistema. . . . .	193
8.4.	Trabajos futuros. . . . .	194
8.5.	Conclusiones finales. . . . .	195
	<b>Acknowledgments</b>	<b>197</b>
	<b>A. Abreviaturas y Símbolos</b>	<b>199</b>
A.1.	Abreviaturas usadas en el texto . . . . .	199
A.2.	Símbolos . . . . .	200
	<b>B. Modelado del un sistema en Simulink</b>	<b>201</b>
B.1.	Planta real y modelo de bloques . . . . .	202
B.2.	Modelado de la Red externa . . . . .	206
B.3.	Modelado de generador de perturbaciones . . . . .	208
B.4.	Modelado de líneas de alimentación . . . . .	209
B.5.	Modelado del transformador . . . . .	210
B.6.	Alternador síncrono . . . . .	211
B.7.	Instrumentación de medida . . . . .	212
B.8.	Parámetros de simulación . . . . .	213
	<b>Bibliografía</b>	<b>215</b>



# Índice de tablas

1.1. Tabla comparativa de sistemas . . . . .	26
1.2. Publicaciones . . . . .	28
1.3. Ficha Muestreo . . . . .	29
2.1. Clasificación huecos . . . . .	38
2.2. Tipología de huecos de tensión según su origen . . . . .	45
2.3. Ecuaciones de componentes simétricas[25] . . . . .	47
3.1. Tabla de paso a parámetros por unidad . . . . .	85
3.2. Clasificación de un sistema en función de su rigidez[53]. . . . .	87
3.3. Clasificación de la vulnerabilidad de una planta . . . . .	88
3.4. Cuadro de equivalencias compañía-modelo . . . . .	94
3.5. Bases por unidad . . . . .	109
3.6. Evolución de para metros . . . . .	113
4.1. Flujo de carga . . . . .	134
5.1. Cuadro de resultados simulación isla . . . . .	142
6.1. Cuadro de simulaciones . . . . .	145
6.2. Resumen simulaciones S2 . . . . .	163
6.3. Resumen simulaciones S2 . . . . .	165
7.1. Cuadro de simulaciones . . . . .	169
7.2. Resumen simulaciones S2 . . . . .	187
7.3. Resumen simulaciones S2 . . . . .	189
8.1. Resumen comparativo de inestabilidades . . . . .	191
8.2. Tabla comparativa de sistemas . . . . .	192
A.1. Abreviaturas . . . . .	199
B.1. Parámetros de Red . . . . .	206
B.2. Parámetros de Simulación . . . . .	213



# Índice de figuras

1.1. Evolución del precio del petróleo[121] . . . . .	14
1.2. Mercado mundial de consumo de energía por región[93] . . . . .	15
1.3. Evolución de la cogeneración en España . . . . .	16
1.4. Esquema básico de una planta con cogeneración . . . . .	17
1.5. Planta industrial con acoplamiento de rigidez variable . . . . .	25
1.6. Captura Datos EDAR . . . . .	30
1.7. Modelo de bloques de Simulink . . . . .	31
2.1. Clasificación IEEE-1159 . . . . .	34
2.2. Clasificación de huecos e interrupciones . . . . .	35
2.3. Forma de un hueco . . . . .	36
2.4. Estadística de faltas[24, 25] . . . . .	39
2.5. Descomposición por componentes simétricas . . . . .	40
2.6. Descomposición de secuencia de un sistema . . . . .	42
2.7. Clasificación de los huecos[25] . . . . .	44
2.8. Esquema de tipos de fallas [41, 91] . . . . .	45
2.9. Esquema de afección del hueco[25, 10] . . . . .	49
2.10. Ejemplo de curva de inmunidad frente a huecos[25] . . . . .	50
2.11. Ensayo de huecos de un trafo[55] . . . . .	52
2.12. Comportamiento de corriente de estátor frente a hueco[55] . . . . .	54
2.13. Comportamiento de par frente a hueco [55] . . . . .	55
2.14. Curvas CBEMA[44] . . . . .	57
2.15. UPS . . . . .	60
2.16. DVR . . . . .	61
2.17. STAT-COM . . . . .	62
2.18. Sistema inercial en derivación . . . . .	63
2.19. Sistema inercial de cuádruple conversión . . . . .	64
2.20. Sistema de alimentación con GD . . . . .	65
2.21. Mantenedor del sincronismo . . . . .	66
2.22. Esquema de una planta en modo isla. . . . .	67
2.23. Clasificación operación isla . . . . .	68
2.24. Secuencia paso a isla programada . . . . .	70
2.25. Secuencia de paso a isla no programada . . . . .	72
2.26. Esquema de una instalación preparada para deslastre. . . . .	75
2.27. Gráfica de deslastre de cargas[103] . . . . .	76
2.28. Gráficas de Paso a Modo isla . . . . .	78

2.29. Gráficas de operación en modo isla . . . . .	79
3.1. Estructura del sistema de acoplamiento . . . . .	82
3.2. Esquema habitual de una planta . . . . .	85
3.3. Simplificación del sistema de acoplamiento . . . . .	86
3.4. Estructura conceptual del sistema con ARS . . . . .	89
3.5. Desarrollo conceptual impedancias . . . . .	91
3.6. Tecnologías de conmutación . . . . .	92
3.7. Modelo de red de alimentación . . . . .	93
3.8. Parametrización de la línea alimentación . . . . .	95
3.9. Modelo de transformadores . . . . .	96
3.10. Esquema equivalente del transformador . . . . .	98
3.11. Esquema general de carga . . . . .	99
3.12. Cogeneración Diésel . . . . .	101
3.13. Cogeneración con turbina de gas . . . . .	102
3.14. Cogeneración con Turbina de Vapor . . . . .	103
3.15. . . . .	104
3.16. Diagramas fasoriales del alternador . . . . .	105
3.17. Diagrama de Generador entregando reactiva. . . . .	106
3.18. Esquema de una planta real . . . . .	108
3.19. Flujo de Carga en falta . . . . .	112
3.20. Atenuación del hueco de tensión . . . . .	115
3.21. Sistema ARS en cascada . . . . .	116
3.22. Ejemplo de operación en etapas . . . . .	117
4.1. Arquitectura del sistema de control . . . . .	122
4.2. Control del ARS . . . . .	123
4.3. Control del subsistema de GD . . . . .	125
4.4. Diagrama de control de potencia . . . . .	126
4.5. Control de deslastre . . . . .	129
4.6. Diagrama acoplamiento . . . . .	130
4.7. Ejemplo de secuencia de control del ARS . . . . .	132
4.8. Flujos de potencia . . . . .	133
5.1. Cronograma simulación isla . . . . .	136
5.2. Tensión e intensidad paso a modo isla . . . . .	139
5.3. Parámetros del alternador en el paso a isla. . . . .	141
6.1. Cronograma de simulación . . . . .	144
6.2. Parámetros V I de S1.1 . . . . .	147
6.3. Parámetros alternador S1.1 . . . . .	149
6.4. Parámetros V I de la Simulación S1.2 . . . . .	151
6.5. Parámetros alternador S1.2 . . . . .	153
6.6. Parámetros V I de la Simulación S1.3 . . . . .	155
6.7. Parámetros alternador S1.3 . . . . .	157

6.8. Parámetros V I de la simulación S1.4 . . . . .	159
6.9. Parámetros alternador S1.4 . . . . .	161
6.10. Parámetros de comparación V I . . . . .	162
6.11. Parámetros de comparación GD (S1) . . . . .	164
7.1. Cronograma de Simulación S2 . . . . .	168
7.2. Parámetros V I de la simulación S2.1 . . . . .	171
7.3. Parámetros alternador S2.1 . . . . .	173
7.4. Parámetros V I de la simulación S2.1 . . . . .	175
7.5. Parámetros alternador S2.1 . . . . .	177
7.6. Parámetros V I de la simulación S2.1 . . . . .	179
7.7. Parámetros alternador S2.1 . . . . .	181
7.8. Parámetros V I de la simulación S2.1 . . . . .	183
7.9. Parámetros alternador S2.1 . . . . .	185
7.10. Parámetros de comparación V I (S2) . . . . .	186
7.11. Parámetros de comparación GD (S2) . . . . .	188
A.1. Símbolos utilizados . . . . .	200
B.1. Unifilar objeto de simulación . . . . .	203
B.2. Modelo de Bloques de Simulink . . . . .	205
B.3. Red Externa . . . . .	206
B.4. Fuente Trifásica . . . . .	207
B.5. Bloque de Generador de Faltas . . . . .	208
B.6. Bloque de línea . . . . .	209
B.7. Bloque de Transformador . . . . .	210
B.8. Bloque del Generador Sincrono . . . . .	211
B.9. Esquema Instrumentación . . . . .	212





# Resumen

En la actualidad existen numerosas plantas industriales que poseen una planta de cogeneración a modo de generación distribuida la cual aporta energía eléctrica al sistema y energía térmica al proceso procedente de su energía residual. Estas plantas en algunos casos ante perturbaciones del sistema solo tienen dos alternativas. La primera es pasar a modo isla y la segunda realizar una parada de planta. La opción de pasar a modo isla tiene varios inconvenientes puesto que la isla es tremendamente inestable en frecuencia y también en tensión. La opción de pasar la planta muchas veces no es posible en el caso de industrias de proceso o bien representa un alto coste económico. El presente trabajo aporta una tercera opción de operación que trata de disminuir la rigidez de la conexión de la planta industrial con la red externa aumentando la impedancia. La opción de reducir la rigidez tiene la ventaja de poder seguir operando la planta con la energía de la generación propia, pero sin perder la conexión con el exterior y por tanto la referencia de la frecuencia y de la tensión. A esta ventaja se suma la reducción de aportación de corriente desde la cogeneración a la perturbación. En el presente trabajo se expondrán las soluciones que aporta en este momento la técnica y las ventajas e inconvenientes que tienen de forma comparativa con nuestro nuevo desarrollo. Se tratará de desarrollar el sistema con herramientas analíticas que nos den una idea de su comportamiento y para finalizar se desarrollará un simulador en MATLAB para validar los cálculos y estimaciones realizadas.



# Abstract

Nowadays, many factories are equipped with a cogeneration plant which provides electric power to the system, as well as heat that results from the energy production process itself. However, these plants sometimes only have two alternatives during disturbances: either being shut down or switched to islanding mode. The islanding mode is dreadfully unstable in terms of frequency and voltage, which involves problems for the facilities. Moreover, the transition to islanding is often not allowed in processing factories or it might involve high economic costs. This work proposes a third option that aims to reduce the rigidity of the connection between the industrial plant and the external network by increasing the coupling impedance. This reduction of the rigidity allows the plant to remain functional using self-generated energy while still being connected to the external network and, therefore, without losing the reference values of voltage and frequency. Additionally, the energy supply from the cogeneration plant during disturbances becomes reduced. Current approaches to face the disturbances that reduce the power quality are analyzed, and compared to our proposal. The system and its behaviour have been modelled using analytical tools, and the model has been validated by simulation using MATLAB



# Resum

En l'actualitat existeixen nombroses plantes industrials que posseeixen una planta de cogeneració la qual aporta energia elèctrica al sistema (generació distribuïda) i energia tèrmica al procés procedent de la seva energia residual. Aquestes plantes, en alguns casos, quan es veuen afectades per pertorbacions en el subministrament, només tenen dues alternatives. La primera és passar a mode illa i la segona és realitzar una parada de planta. L'opció de passar a mode illa té diversos inconvenients degut a que aquesta situació és enormement inestable en freqüència i també en tensió. L'opció de parar la planta moltes vegades no és possible, com és el cas d'indústries de procés, o bé representa un alt cost econòmic. Aquest treball aporta una tercera opció d'operació que tracta de disminuir la rigidesa de la connexió de la planta industrial amb la xarxa externa, augmentant la impedància d'acoblament mitjançant un dispositiu que es desenvolupa en aquest text. L'opció de reduir la rigidesa té l'avantatge de poder seguir operant la planta amb l'energia de la generació pròpia però sense perdre la connexió amb l'exterior i, per tant, la referència de la freqüència i de la tensió. A aquest avantatge se li suma una reducció en l'aportació de corrent des de la cogeneració cap a la pertorbació. En aquesta tesi s'exposaran les solucions tecnològiques actuals i s'analitzaran tant els avantatges com els inconvenients d'aquestes tècniques de forma comparativa amb el nostre nou desenvolupament. El sistema proposat es desenvoluparà analíticament de forma que ens permetrà extreure conclusions sobre el seu comportament i es completarà amb el modelat i simulació en l'entorn MATLAB per a validar els càlculs realitzats i estudiar el seu comportament en diferents escenaris.



# 1. Introducción

## 1.1. Antecedentes históricos de contorno

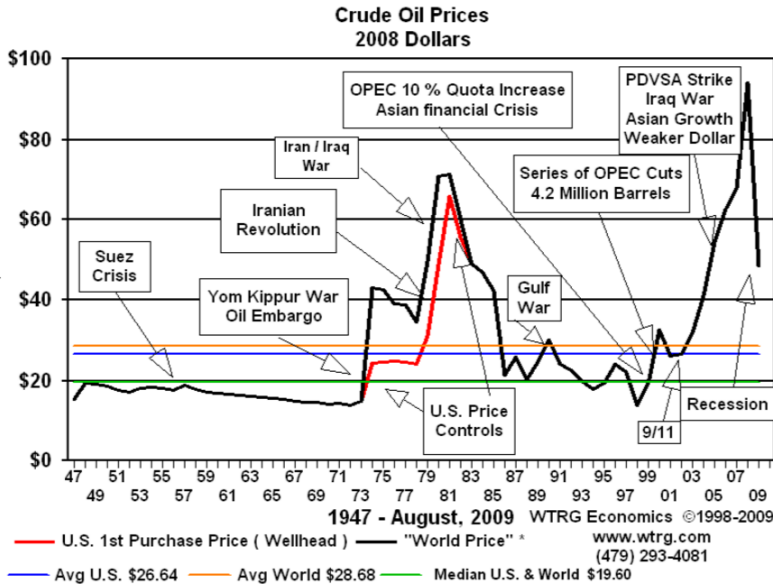
En el último siglo el crecimiento industrial ha sufrido una aceleración tal que el mundo ha cambiado más en los últimos 100 años que en el resto de la existencia del ser humano [39, 110].

La sociedad de consumo ha sido la trectora del crecimiento industrial y, el crecimiento de la clase media consumidora, ha sido el parámetro acelerador de los cambios industriales en el mundo. Primeramente las plantas industriales su único fin era la fabricación de un producto complejo sin importar los rendimientos de la fabricación. A medida que la industria se ha ido extendiendo por el mundo, la competencia entre ellas ha aumentando, y esa competencia ha desarrollado técnicas como el “*Lean manufacturing*” orientado a la producción eficiente y por otro lado la optimización de recursos tales como la materia prima y la energía necesaria para la manufactura [39, 113, 2, 118].

La evolución del precio del petróleo (figura 1.1) y el consiguiente encarecimiento energético en cualquiera de sus formas, ha provocado que el precio de la energía eléctrica haya subido de forma preocupante y ha pasado de ser un parámetro de segundo nivel en la estructura de costes de la industria a ser un parámetro de primer nivel capaz de encarecer un producto hasta sacarlo fuera del mercado [6, 58, 61, 121].

Por otro lado, la preocupación por el medio ambiente y, en especial por las emisiones de CO<sub>2</sub>, han provocado políticas para estimular un consumo energético eficiente y ha impulsado un gran cambio de cultura en cuanto al uso de la energía y las alternativas de las diferentes fuentes [110, 77].





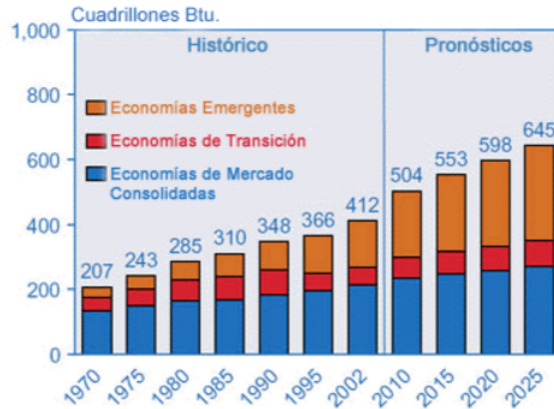
**Figura 1.1.:** Evolución del precio del petróleo[121]

Por tanto, la evolución del consumo de energía (figura 1.2) unido a las políticas medioambientales, han tenido un impacto directo en la industria como gran consumidora de energía que ha provocado grandes modificaciones en sus instalaciones para adaptarlas a estas nuevas restricciones y la fuerte competencia de un mundo cada vez más global ha motivado una preocupación por la eficiencia [14, 58, 93].

Los gobiernos, con objeto de acelerar los cambios en la filosofía energética de las industrias, han desarrollado legislaciones “incentivadoras” para la construcción de unidades de producción de energía eléctrica dentro de las industrias con criterios de alta eficiencia [28, 35].

Fruto de todos estos cambios y políticas, en los años 90, ha habido una gran euforia por la construcción de unidades de cogeneración, en las cuales se primaba la producción de energía eléctrica condicionada a una eficiencia energética del sistema [77, 47, 35, 28, 18].

Por otro lado, las industrias cada vez son más complejas y con un componente tecnológico e informático más fuerte. Este componente con un alto grado de dependencia de la electrónica de control y de la



**Figura 1.2.:** Mercado mundial de consumo de energía por región[93]

informática, hace que cada vez se necesite un suministro eléctrico más estable y de mejor calidad de suministro [39].

La estabilidad de suministro y la calidad del mismo constituirán, como se verá, los pilares fundamentales del presente trabajo.

## 1.2. Motivación

Aunque inicialmente las instalaciones de cogeneración fueron concebidas con un objetivo claramente de eficiencia energética, los usuarios terminaron viendo en ellas una solución para sus problemas de calidad de suministro y una función de suministro *Back-Up* para la industria [18, 40, 49, 52, 90].

Esta nueva función de las instalaciones de cogeneración traerá nuevas formas de operación del conjunto planta industrial-cogeneración, por lo que ha sido necesario la realización de estudios desde el ámbito científico del comportamiento eléctrico del conjunto y del comportamiento de las nuevas formas de operación [49, 77, 116].

En estos últimos años se han realizado numerosos estudios del impacto de la cogeneración en la calidad de suministro a la planta industrial desde una óptica de huecos de tensión y calidad de la onda [19, 37, 43, 74, 75, 87, 101, 104, 112].

Cuando se utiliza la cogeneración como suministro *Back-Up* se estudia el funcionamiento del conjunto en modo en isla, o lo que es lo mismo, totalmente aislado de la red. Este modo de operación tiene la ventaja de no ser afectado por las perturbaciones de la red pero tiene muchas desventajas en cuanto a la estabilidad [15, 18, 52].

El presente trabajo desarrolla un nuevo sistema de operación del conjunto cogeneración-planta en el cual se puede obtener las ventajas de modo isla y del modo acoplamiento rígido a la red.

### 1.3. Los sistemas de cogeneración en la industria

Como hemos adelantado en el punto anterior, las políticas estatales, unidas a la preocupación por la eficiencia energética y el medio ambiente, han provocado en los años 90 un crecimiento vertiginoso de la construcción de unidades de cogeneración (figura 1.3) desde unos escasos 200 MW instalados en todo el país a principio de los 90, hasta superar los 5000 MW con la entrada del siglo XXI [35, 77, 90].

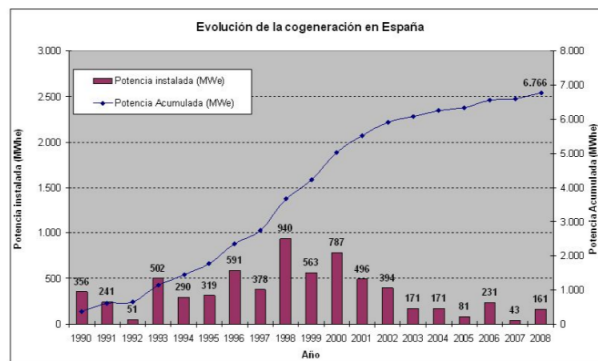
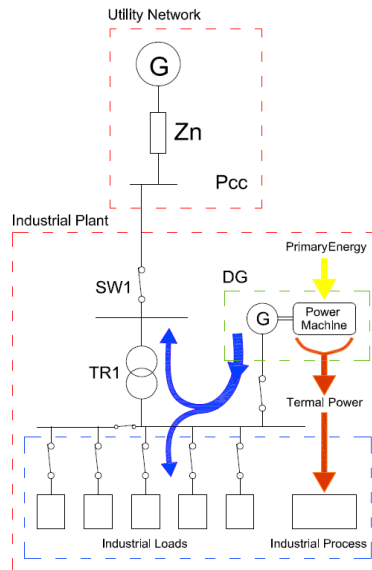


Figura 1.3.: Evolución de la cogeneración en España

Estas instalaciones de cogeneración, que en adelante nos referiremos a ellas también como unidades de generación distribuida, estarán compuestas por una máquina primaria motriz que impulsaba uno o varios

generadores eléctricos (habitualmente síncronos) los cuales producían energía eléctrica que o bien se auto-consumía en la planta o bien se exportaba a la red eléctrica exterior. Estos generadores pueden verter la energía directamente a las barras principales de la industria o a través de un transformador que realiza el acoplamiento con la relación adecuada. La base de la cogeneración (figura 1.4) radica en que la máquina motriz, a parte de producir energía mecánica para transformarla en eléctrica, produce una energía térmica excedente o residual que se aprovecha en el proceso industrial.[96, 116]



**Figura 1.4.:** Esquema básico de una planta con cogeneración

Básicamente, la instalación de cogeneración se clasifica en función de la energía primaria que las impulsa. Así pues, podemos tener plantas de cogeneración a partir de motores diésel, turbinas de vapor o bien turbinas de gas por ejemplo, siendo el denominador común que, en todas ellas, se aprovecha un calor residual que de otro modo se perdería para el proceso industrial. Este esquema de trabajo es el que hace este tipo de instalaciones altamente eficientes energéticamente y por ello, han sido primadas por los gobiernos [116].

En la figura 1.4 podemos observar un esquema de una planta industrial tipo con una unidad de cogeneración en la cual el generador está acoplado directamente a las barras de la planta industrial. Esta planta está acoplada a la red externa por medio de un transformador elevador, TR1, y un interruptor de acoplamiento, SW1. Esta planta vemos que tiene una fuente primara de energía sin definir, la cual genera una potencia térmica aprovechada directamente por el proceso. La generación vierte energía a las barras generales de la planta, pudiendo ser consumida una parte por la propia planta y, otra parte, exportada a la red externa [116, 96, 88, 89].

## **1.4. Modos de operación eléctrica de plantas industriales con cogeneración**

A partir del esquema de la figura 1.4 podremos definir los diferentes modelos de explotación de la planta industrial con cogeneración [116] desde el punto de vista energético.

### **1.4.1. Modo de operación acoplado a red**

Este modelo es el más habitual en este tipo de plantas. En él, la unidad de cogeneración se configura para trabajar a potencia constante con lo cual, tanto la potencia eléctrica como la térmica generada, son constantes y conocidas[116, 96].

La potencia eléctrica es vertida a las barras de la planta y pueden suceder varios escenarios. El primero, y muy habitual, es que la potencia de la cogeneración sea superior a la consumida por los receptores de la planta industrial con lo cual el excedente se exporta a la red. El segundo escenario es que la potencia de la unidad de cogeneración sea inferior a la consumida por los receptores de la planta, con lo cual se ha de importar energía de la red exterior.

### **1.4.2. Modo de operación acoplado sin inyección a red**

El segundo modo de operación es la planta conectada a la red, pero no se permite inyección de energía eléctrica al exterior. Este modo sucede en algunas ocasiones principalmente por imposición de la compañía eléctrica, la cual no permite la exportación por falta de capacidad de evacuación o por restricciones legales [28, 49, 96].

En este modo, la potencia de la cogeneración ha de ser siempre inferior a la consumida por la planta industrial para así evitar excedentes. Lo habitual en este modo es configurar la cogeneración para trabajar a potencia constante en un punto por debajo del mínimo de la planta industrial. En este modo también se pueden realizar ajustes en la potencia eléctrica producida por la GD para adaptarla a la consumida por la planta, pero estos ajustes llevan aparejados cambios en la potencia térmica generada por la planta, los cuales hay que tener en cuenta [96].

### **1.4.3. Modo de operación en Isla**

El modo de operación en isla consiste en que una planta industrial se desconecta de la red por medio de la apertura de su interruptor de acoplamiento (SW1 de la figura 1.4). Este modo tiene importantes limitaciones y restricciones de operación.

La primera consecuencia de operar en modo isla es que toda la totalidad de la energía eléctrica consumida por la planta ha de ser generada por la unidad de cogeneración. La segunda consecuencia es que, al no poder exportar ni importar energía de la red, la unidad de cogeneración no puede trabajar a potencia constante sino bajo demanda de la planta. Este es el modo en el que se opera cuando falta el suministro exterior o bien la red presenta una calidad de suministro no suficiente. También se pasa a modo isla cuando se prevé que en la red externa van a aparecer perturbaciones que no quieren que afecten a la planta, como por ejemplo, cuando se aproxima una gran tormenta eléctrica [52, 66].

## 1.5. Definición del problema

El problema es la operación de la planta industrial dotada cogeneración durante una perturbación en su suministros eléctrico bien en forma de interrupción o de hueco de tensión.

La presente tesis tratará de estudiar y desarrollar un nuevo sistema de acoplamiento a la red eléctrica para aquellas plantas industriales dotadas de una cogeneración propia y suficiente para abastecer a toda o parte de la industria.

Cuando una industria con generación propia (cogeneración) sufre una perturbación eléctrica del exterior, puede tomar varias decisiones [17, 20, 116]:

- Pasa a operación en modo isla.
- Cesa la operación de la planta hasta que pase la perturbación.
- Soporta la perturbación si la misma no es muy severa.

El paso a operación en modo isla, como veremos, tiene una serios inconvenientes como son [84, 65, 57, 52, 37]:

- Falta de estabilidad de tensión.
- Falta de estabilidad en la frecuencia.
- Complicación para la regulación de la generación.

El cese de la operación en muchas industrias no es posible pues en los procesos productivos en continuo el cese de operación acarrea altos costes económicos y en muchos casos problemas de seguridad para las personas y las instalaciones.

El soportar la perturbación, cuando ésta es tolerable, es una vía cada vez más difícil de tomar pues las plantas en el presente tienen un alto componente de electrónica de control y de potencia, la cual es muy sensible a las perturbaciones eléctricas [17, 20].

Por lo expuesto, podemos ver que, ante una perturbación eléctrica del exterior, es difícil tomar una decisión para mantener la operación dentro de unos límites.

Por otro lado, tenemos una parte secundaria del problema, mientras está la planta acoplada a la red durante la perturbación, nuestra planta de cogeneración aporta corriente a la falta que se ha producido en la red externa.

En el presente trabajo desarrollaremos una cuarta vía de operación frente a una perturbación eléctrica exterior. Esta vía es la conexión de la planta industrial a la red eléctrica por medio de un sistema de impedancia variable que no hará otra cosa que alejar eléctricamente la planta de la red temporalmente.

El aumento de la impedancia del acoplamiento y por tanto la disminución de su rigidez, aumentará la inmunidad de la planta a las posibles perturbaciones. De esta manera, para una serie de episodios eléctricos, la planta podrá disfrutar de parte de la inmunidad que aporta el modo isla y a la vez obtener la estabilidad de parámetros que la aporta de estar conectado a la red[52].

Las perturbaciones eléctricas llegarán a la planta industrial principalmente en forma de huecos de tensión. Los huecos estarán provocados principalmente por averías que han sucedido en un lugar más o menos remoto de la red y dependiendo del tipo de avería tendremos un hueco de tensión de un tipo u otro.

## **1.6. Soluciones actuales al problema**

Las soluciones actuales al problema serán, principalmente, equipos o sistemas destinados a mantener el suministro de energía eléctrica de calidad durante una perturbación en forma de huecos de tensión.

Así mismo, podemos encontrar dos grandes grupos de soluciones. El primero, será el enfocado a mantener el suministro a todos o a parte de los receptores de la planta industrial mediante sistemas de almacenamiento y estabilización de energía eléctrica y el segundo grupo será aquellos sistemas que estarán enfocados a mantener los parámetros internos de la planta industrial de acuerdo con la red exterior. Estas tecnologías se describirán adecuadamente en el capítulo 2 del presente trabajo.



### 1.6.1. Soluciones para mantener el suministro a receptores

En el primer grupo de soluciones al problema de suministro tenemos aquellos dispositivos que, aportan la alimentación adicional que se precisa durante una interrupción o hueco de tensión. Las tecnologías actuales operativas en las plantas industriales son las siguientes, si bien todas ellas contemplan el problema de la alimentación de la planta industrial, pero ninguna de ellas resuelve el problema de la corriente de alimentación a falta por parte de la cogeneración. Como se verá a lo largo del trabajo científico, nuestro sistema aporta una solución a ambos problemas y no sólo a la estabilidad del suministro [99].

**UPS** Los sistemas de alimentación ininterrumpida, o por sus siglas del inglés, UPS, son dispositivos basados en electrónica de potencia, los cuales convierten la corriente alterna en continua para almacenarla en baterías para posteriormente volver a convertirla en alterna para alimentar al receptor correspondiente. Cuando hay una interrupción o hueco, las baterías aportan la energía necesaria durante el evento. Como se verá en el próximo capítulo, el principal problema es su coste y su potencia limitada [34, 95, 99].

**DVR** Los DVR son dispositivos basados en electrónica de potencia, los cuales poseen el secundario de un transformador conectado en serie con la alimentación con objeto de aportar la tensión que necesitaría para cubrir la interrupción o hueco de tensión. En el primario de este transformador se encuentra un sistema de electrónica de potencia con algún tipo de acumulación eléctrica [1, 9, 16, 50].

**STATCOM** El STATCOM es un dispositivo de filosofía similar al anterior (DVR), el cual, en vez de aportar una tensión complementaria aporta una corriente complementaria en la interrupción o hueco. Esto como se verá, se realiza por medio de un transformador colocado en paralelo con el sistema de alimentación y la carga [119, 109, 102, 100, 98, 94, 92].

**Sistemas Inerciales** Entre las tecnologías actuales para la mitigación o compensación de interrupciones o huecos de tensión, tenemos los dispositivos de tecnología inercial. Estos sistemas están basados en un almacenamiento de energía en forma de energía cinética rotativa por medio de grandes volantes de inercia. En operación normal, un motor alimentado por la red de alimentación hace girar un volante a gran velocidad. En operación bajo interrupción o hueco de tensión, ese volante está acoplado a un generador que aporta la energía eléctrica complementaria [48, 111, 117].

**Generación distribuida** Por último, hemos de señalar las plantas de generación distribuida o de cogeneración como soluciones a las interrupciones o huecos de tensión. En las plantas industriales con cogeneración, ésta aporta la energía eléctrica necesaria para suplementar la alimentación de la red externa durante la perturbación [8, 13, 30, 37, 43, 52].

### **1.6.2. Soluciones para mantener los parámetros de acuerdo con la red**

Está claro que, llegado el momento de aislarse de la red externa y pasar a modo de operación en isla, los parámetros de frecuencia, tensión y fase evolucionan por separado. Esto genera sobre todo un problema llegado el momento de realizar la reconexión, la cual no es posible sin antes sincronizar estos parámetros.

Con objeto de que la deriva entre los parámetros de la planta y de la red externa sea la mínima, existen tecnologías que mantienen una sincronización virtual entre la red y la planta industrial. Estas tecnologías tienen dos partes: La primera, un sistema de captación de datos de la red situado en algún lugar lo suficientemente alejado, el cual «lee» los parámetros de tensión, frecuencia y fase de la red. Y en segunda parte, un receptor recibe esos parámetros y los introduce al sistema de control de la generación como una consigna a mantener. De esta forma se consiguen dos efectos, el primero, ayudar a mantener la estabilidad y, el segundo, facilitar la reconexión llegado el momento.

## 1.7. Propuesta

Vistos los sistemas que hay en la actualidad para hacer frente al problema de las interrupciones de suministro, sean más o menos importantes, queremos aportar otro nuevo sistema con un novedoso punto de vista.

Como se verá en el siguiente punto de comparación de sistemas, muchos de ellos trabajan bajo la premisa que, ante cualquier problema de suministro se pasara a modo isla, la cual tiene unas grandes ventajas en su operación como se ha visto.

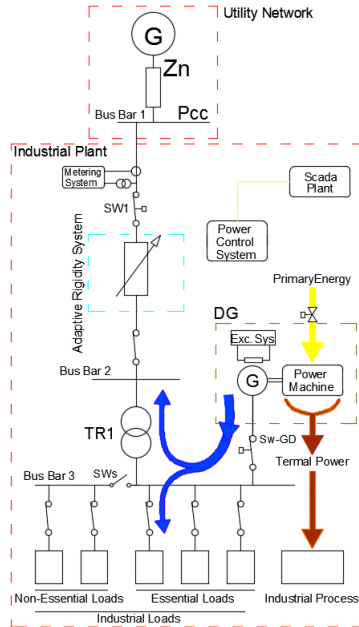
El quedarse conectado a la red rígidamente durante una interrupción suele ser una solución poco viable puesto que, en muchos casos, la interrupción está ocasionada por una falta en un lugar remoto de la red, con lo cual nuestro sistema de generación va a alimentar dicha falta.

Si abordamos el problema de la conexión de una planta industrial a la red, observaríamos que, en operación normal, nos interesa que la conexión sea lo más rígida posible o dicho de otra manera, con una impedancia de acoplamiento lo más baja posible para poder disfrutar de la capacidad de la red. Pero cuando existe un problema de suministro y comenzamos a alimentarnos con esta generación propia, nos interesaría estar conectados a la red con una rigidez más baja o visto en términos de impedancia, con una impedancia más alta.

Por tanto, ya que en cada momento nos puede interesar una impedancia de acoplamiento diferente, por que no concebimos un sistema de acoplamiento que ajuste el valor de la rigidez en cada momento a la que interesa al sistema.

De la frase anterior emana la propuesta que se describirá en el presente trabajo, la cual se tratará de defender como una alternativa a los sistemas actuales de alimentación de respaldo.

En la figura 1.5 se ha representado una planta industrial que usaremos de forma repetitiva en el presente trabajo en la cual se ha acoplado un sistema de acoplamiento de rigidez variable. De momento este sistema de acoplamiento lo vamos a representar solamente como una impedancia variable, la cual iremos desarrollando a lo largo del trabajo.



**Figura 1.5.:** Planta industrial con acoplamiento de rigidez variable

En esta planta tenemos, en la parte superior, la red de alimentación externa (*Utility NetWork*), esa red parte una línea a la planta industrial en la cual existe un sistema de medida de energía y un interruptor de acoplamiento que abriremos en caso de operación en isla.

Aguas abajo del sistema de acoplamiento, aparecerá la planta industrial con su transformador reductor y una planta de cogeneración.

Los resultados que esperamos con este nuevo sistema son:

- Evitar el número de veces que hemos de poner la planta en modo isla.
- No perder parámetros eléctricos durante una interrupción de suministro.
- Evitar alimentar una falta exterior con la generación propia.

A este nuevo sistema de acoplamiento, y por tanto nuevo sistema de operación, le denominaremos *Adaptative Rigidity System* (ARS)

## 1.8. Análisis comparativo de soluciones actuales

Con objeto de justificar la existencia de este nuevo sistema de operación en planta industriales con generación propia, vamos a tabular las características de los sistemas actuales y las características que intuimos en nuestro sistema propuesto [9, 16, 119, 85, 95, 34, 8, 37, 117, 31].

Sistema	Grandes Cargas	Calidad de suministro	Operación Isla	Adaptación Cambio Carga	Tiempo de operación
UPS	MAL	BIEN	BIEN	BIEN	MAL
DVR	MAL	BIEN	MAL	MAL	MAL
STAT-COM	MAL	BIEN	MAL	MAL	MAL
Rotacional	BIEN	MAL	BIEN	BIEN	MAL
Cogeneración	BIEN	REGULAR	BIEN	MAL	BIEN

**Tabla 1.1.:** Tabla comparativa de sistemas

Como puede observarse en la tabla 1.1 de comparación de los sistemas actuales, todos tienen algún aspecto negativo en la operación en planta. Si bien nuestro desarrollo viene a cubrir las deficiencias de los sistemas de operación actuales.

## 1.9. Dos puntos de vista de un mismo problema

Como hemos visto, el problema a tratar se centra en la operación de una planta industrial con cogeneración durante una interrupción o hueco de tensión. Las dos consecuencias del problema son, la principal, como seguir con la planta en operación durante la perturbación y la segunda, el como controlar la corriente que aporta la cogeneración a la falta externa que ocasiona la perturbación [66, 96]. Así pues, este problema tiene dos puntos de vista en función de quién sea el afectado.

El primer punto de vista al problema es el enfoque de la compañía. Para la compañía distribuidora, la operación de la planta industrial durante la perturbación no es una prioridad ni una preocupación en este momento. Si bien a medida que las leyes estatales vayan penalizando las faltas de suministro de cortos espacio de tiempo, esto irán siendo una preocupación creciente. Para la compañía eléctrica la operación de una planta industrial con generación distribuida durante una interrupción es una situación a controlar por la aportación de corriente de la planta a la falta.

Por último, y punto más importante, en el punto de vista de la empresa distribuidora, una planta industrial con cogeneración puede llegar a ser un problema en la operación bajo una interrupción puesto que, ante un cero de la red, la planta podría energizar parte de la red externa con el consiguiente riesgo para las personas y para los equipos [96] .

En cuanto al punto de vista del operador de la planta, está claro que lo prioritario es la operación de la planta durante la perturbación con objeto de evitar pérdidas por la parada de planta. Por ello, lo prioritario es mantener, desde el punto de vista del receptor, los parámetros de energía eléctrica que permitan la operación normal de la planta.

En cuanto a la aportación de corriente desde la cogeneración a la falta en la red, para el operador de la planta, la preocupación del operador de planta no es tanto que problemas genere en la red exterior la aportación de corriente a la falta si no el comportamiento del alternador durante esa aportación. Para el alternador, el aportar corriente a una falta será en el mejor de los casos simplemente un problema de reducción de la potencia eléctrica disponible de este para alimentar la planta, pero en el caso de una falta cerca de la planta el alternador puede sufrir efectos térmicos o electrodinámicos perjudiciales para el mismo [8, 63].

Es importante tener en cuenta que el presente trabajo se basa en el desarrollo y evaluación de un sistema que corrige o mitiga estos efectos, pero siempre vistos desde el punto de vista del operador de la planta industrial. Por tanto, estamos ante el desarrollo de una solución para el usuario de la planta industrial.

## 1.10. Contribuciones principales de este trabajo

El presente trabajo ha realizado las siguientes aportaciones a la tecnología actual:

- Nuevo sistema de operación con acoplamiento de rigidez variable para la conexión de plantas industriales dotadas de una cogeneración a la red.
- Estructuración tecnológica de un sistema de rigidez variable.
- Metodología de desarrollo y simulación de un sistema de acoplamiento de rigidez variable.
- Demostración de la utilidad del nuevo sistema de acoplamiento en la industria.
- Organización de las nuevas líneas de investigación para seguir profundizando en el sistema.

## 1.11. Lista de publicaciones

Durante el desarrollo del presente trabajo de investigación se ha realizado la publicación (cuadro 1.2)

Titulo	Revista	JCR	Estado
Sistemas de acoplamiento de rigidez variable en plantas industriales con generación distribuida [29]	Dyna	Q4	Publicado

**Tabla 1.2.:** Publicaciones

En dicha publicación se ha desarrollado, de forma resumida, la operación y virtudes del sistema de acoplamiento de rigidez variable.

## 1.12. Partes del Trabajo

En el presente punto describiremos las tareas realizadas para la conclusión del presente trabajo y cuales han sido las etapas para llegar a la aportación científica de la presente tesis.

### 1.12.1. Toma de datos en plantas industriales reales

Inicialmente se realizaron medidas eléctricas en un planta industrial con generación distribuida con objeto de tener datos de partida para el estudio del problema y, en su momento, poder validar la solución propuesta.

La planta industrial elegida fue la Estación Depuradora de Aguas Residuales de León, en la cual existen todos los elementos necesarios para el estudio, tanto generación propia como grandes receptores eléctricos, y por otra parte, dicha planta tiene problemas de suministro eléctrico, lo cual la hace idónea para una primera toma de datos.

Los datos se tomaron mediante un Registrador Fluke colocado en la zona de media tensión, como se muestra en la figura 1.6.

La ficha de la toma de datos es la siguiente (Cuadro 1.3):

Parámetro	Valor
Fechas	7 Días 1/5/2013
Registrador	Fluke
Parámetros	Tensión, Intensidad, Angulo, THD
Frecuencia Muestreo	5 Hz

**Tabla 1.3.:** Ficha Muestreo

Los datos se usarán como información de partida para la construcción del modelo matemático.



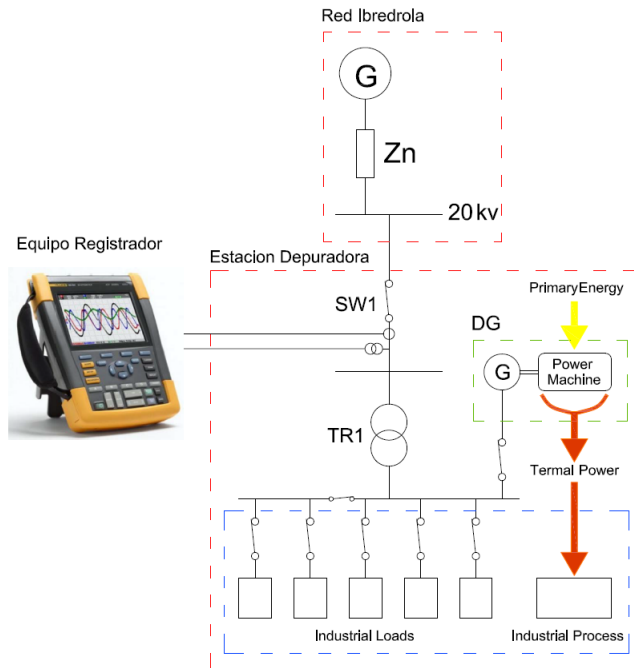


Figura 1.6.: Captura Datos EDAR

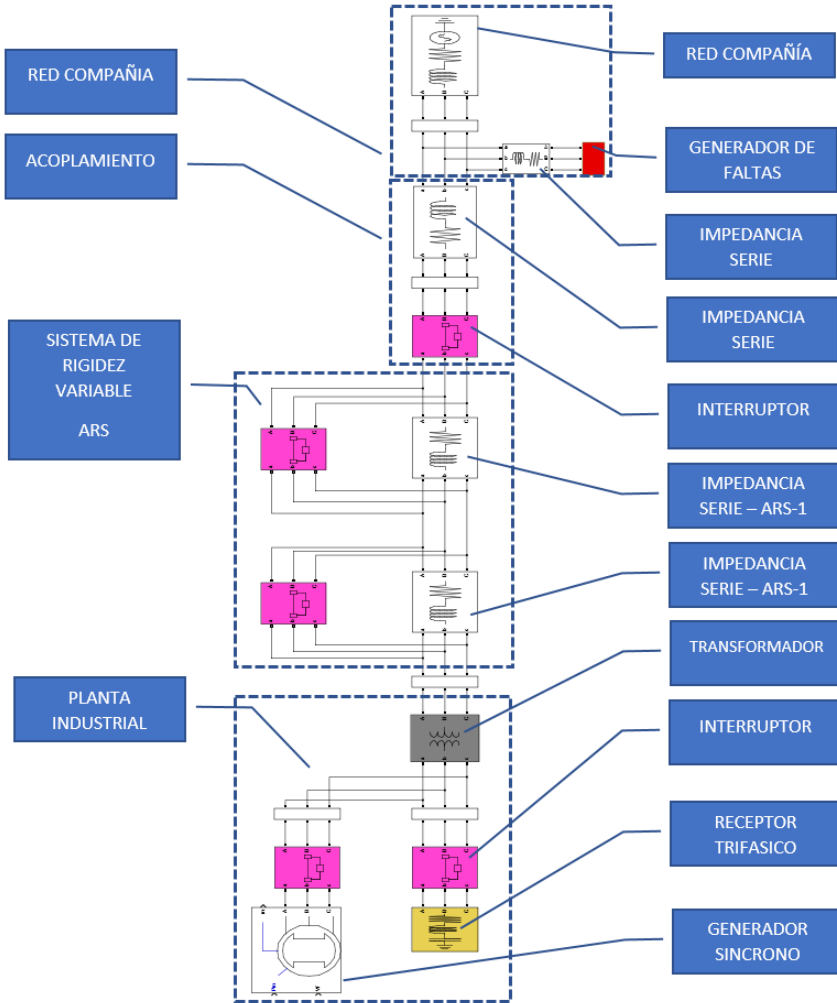
### 1.12.2. Cálculo y análisis matemático analítico del sistema

Se procederá al modelado manual analítico del sistema eléctrico de potencia con objeto de obtener expresiones matemáticas que apunte, de manera inicial, el comportamiento del sistema para posteriormente desarrollar el modelo detallado.

### 1.12.3. Modelado matemático en MATLAB Simulink

Se modela, con la herramienta MATLAB Simulink, un modelo que sirva para simular el sistema propuesto así como simular y validar los diferentes modos de operación y los valores calculados analíticamente.

En el modelo se usarán los bloques pre-programados de generador síncrono, carga trifásica, generador trifásica, transformador, interruptores así como una gran cantidad de instrumentación analógica.



**Figura 1.7.:** Modelo de bloques de Simulink

En el apéndice 2 detallaremos el proceso de modelado y ejecución del simulador desarrollado.

#### **1.12.4. Análisis de los datos obtenido en las herramientas**

A partir de los datos tomados en campo y los escenarios simulados con el software, se ha procedido a realizar:

- Análisis analítico de sistema a desarrollar.
- Validación de sistema en Simulink.
- Desarrollo técnico del sistema.
- Desarrollo del sistema de control.
- Estudio de los límites de aplicación y uso del nuevo sistema.

### **1.13. Estructura de la Tesis Doctoral**

La tesis doctoral comienza con la presente introducción, estableciendo unos antecedentes, motivación y marco de trabajo. Posteriormente se ha realizado un estado del arte riguroso para posteriormente entrar en el desarrollo de nuevo sistema de acoplamiento.

Posteriormente se desarrollará el aparato y herramientas matemáticas para el análisis y desarrollo del nuevo sistema de acoplamiento.

Una vez desarrollado el sistema de acoplamiento, se ha tratado de estudiar de manera básica cuales serían los sistemas de control y operación de este nuevo desarrollo, así como cuales serían las estrategias de control óptimas.

Una vez desarrollado el sistema de acoplamiento y su sistema de control asociado, simularemos los dos escenarios clave en una planta industrial que son, el comportamiento frente a una falta sobrevenida y el comportamiento frente a una falta esperada.

Con las simulaciones realizadas se redactarán las conclusiones correspondientes para terminar el trabajo.

## **2. Operación de plantas industriales bajo perturbaciones en el suministro eléctrico**

### **2.1. Conceptos básicos de la calidad de suministro**

#### **2.1.1. El concepto de calidad de la energía**

El objeto del sistema eléctrico de potencia es la generación de energía eléctrica, su transporte y la entrega al usuario final de ella en unas condiciones aceptables [22]. En el término condiciones aceptables es donde se introduce el concepto de calidad de la energía. La calidad depende de dos factores principales: por un lado, la estabilidad en el suministro en donde englobaremos tanto los cortes de distinta duración como los huecos de tensión y, por otro lado, tendremos la «pureza» en la forma de onda de la señal de tensión suministrada [22]. Así bien, cuantos más cortes, interrupciones o huecos de tensión, diremos que tenemos una peor calidad de energía. Y cuanto más diferente sea la señal de tensión a la señal senoidal de 50 Herzios. A estos problemas, derivados de la contaminación de la señal de 50 Hz, los llamaremos problemas de armónicos, los cuales están fuera del alcance del presente trabajo por no tratarse de problemas de interrupción sino de forma de onda [79, 108].

Categorías		Espectro típico	Duración típica	Magnitud típica
Transitorios	Impulsivos: - Nanosegundos - Microsegundos. - Milisegundos.	5 ns 1 μs 0.5 ms	<50 ns 50 ns- 1 ms >1 ms	
	Oscilatorios: - Baja Frecuencia - Media Frecuencia. - Alta Frecuencia.	< 5 kHz 5-500 kHz 0.5-5MHz	0.3-50ms 20 μs 5 μs	0-4 pu 0-8 pu 0-4 pu
Corta Duración	Instantáneo - Interrupción. - Hueco. - Swell		0.5-30 ciclos 0.5-30 ciclos 0.5-30 ciclos	<0.1pu 0.1-0.9 pu 1.1-1.4 pu
	Momentáneo - Interrupción. - Hueco. - Swell		0.5 ciclos-3 s 30 ciclos-3 s 0.5 ciclos-3 s	< 0.1 pu 0.1-0.9 pu 1.1-1.4 pu
	Temporal - Interrupción. - Hueco. - Swell		3 s- 1 min 3 s- 1 min 3 s- 1 min	< 0.1 pu 0.1-0.9 pu 1.1-1.2 pu
Larga Duración	Interrupción sustancial		>1 min	0 pu
	Subtensión		>1 min	0.8-0.9 pu
	Sobretensión		>1 min	1.1-1.2 pu
Desequilibrios de tensión			Estacionario	0.5-2%
Distorsión en la forma de onda	Componente de continua		Estacionario	0-0.1%
	Armónicos	0-100 th	Estacionario	0-20%
	Inter-Armónicos	0-6 kHz	Estacionario	0-2%
	Noching		Estacionario	
Fluctuaciones de tensión	Ruido	Ancho de banda	Estacionario	0-1%
			Intermitente	0.1-7%
Fluctuaciones de frecuencia			< 10s	

**Figura 2.1.:** Clasificación IEEE-1159

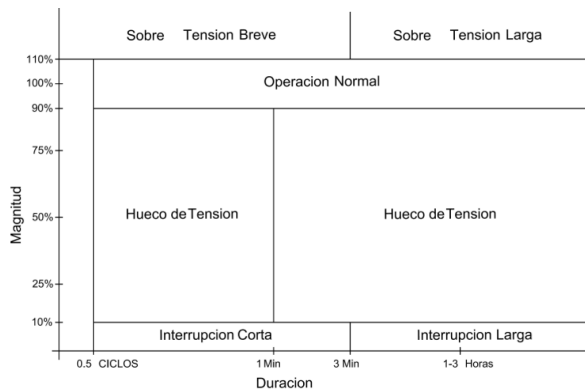
En la figura 2.1 podemos observar la clasificación que hace la norma IEEE 1159 sobre los fenómenos de calidad de tensión.

En la citada tabla, publicada por el IEEE, aparecen todas las perturbaciones posibles tanto de calidad de producto (armónicos) como calidad de suministros (huecos e interrupciones). En las perturbaciones de calidad de suministros se hace una clasificación en función del tiempo de la perturbación y de la tensión resultante durante la perturbación.

En nuestro trabajo nos centraremos en los problemas derivados de las interrupciones de suministro y de los huecos de tensión.

## 2.1.2. Interrupciones de suministro

Dentro de los problemas de calidad de energía tenemos las interrupciones de suministro. Denominaremos interrupción del suministro a aquellos episodios en los cuales la señal de tensión de una o varias fases sufren una contracción de más de 90 %. Por tanto, la tensión resultante será inferior al 10 %. En la figura 2.2 aparecen tabulados y clasificados estos fenómenos [79].



**Figura 2.2.:** Clasificación de huecos e interrupciones

Así mismo, clasificaremos las interrupciones de suministro en función de su duración, siendo las superiores a 3 minutos de larga duración y las inferiores a 3 minutos de corta duración (IEEE1195).

Como veremos, los episodios de interrupciones de suministro hacen no viable la operación de la planta en cualquiera de sus tipos si no se tiene un suministro complementario de energía para la alimentación.

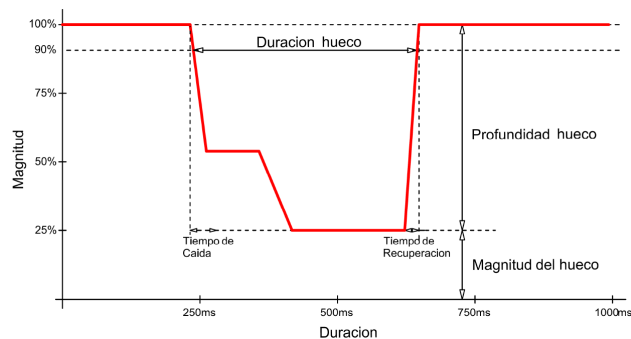
Si en los episodios de huecos de tensión existe de la posibilidad de que nuestra planta los tolere y pueda seguir operando en casos de huecos de baja severidad, en el caso de las interrupciones esto no es posible y en muchos casos, como veremos, termina por la operación en modo isla de la planta.

### 2.1.3. Huecos de tensión

Entramos en los eventos de calidad de la energía principales para este trabajo. Serán de principal importancia porque los utilizaremos para medir la inmunidad de una planta industrial a ellos, antes y después de la aplicación de sistema desarrollado en este trabajo.

Los huecos de tensión son eventos en los cuales, una o varias fases del sistema eléctrico trifásico, sufren una reducción de sus valores de entre en 10 % y el 90 % durante un tiempo comprendido entre medio ciclo y un minuto [24, 86, 124, 123, 25].

Los huecos pueden ser producidos, como se verá, bien por una falta en algún lugar del sistema o bien por el arranque de una máquina eléctrica de gran tamaño. Si bien, en la mayor parte de los casos los huecos con severidad suficiente para afectar a nuestra planta industrial son aquellos procedentes de faltas.



**Figura 2.3.:** Forma de un hueco

En la figura 2.3 podemos ver la geometría de un hueco vista en valor eficaz de una de sus fases así como los parámetros más representativos del mismo. Del mismo modo, y obedeciendo a la clasificación hecha por el IEEE, los huecos podrán a si mismo según su duración como instantáneos, momentáneos o temporales.[25, 26]

## 2.2. Normas aplicables en materia de calidad de suministro

La preocupación por tener controlados dentro de unos límites los parámetros vistos de calidad de la energía eléctrica, ha generado en diversos países leyes, normas y reglamentos de diferente obligación de su cumplimiento. Desde hace décadas se ha ido observando que estos parámetros provocan pérdidas y malos funcionamientos en las redes y las instalaciones, por lo que las autoridades y los diferentes organismos, han ido incrementando su preocupación y su interés por establecer límites. Así mismo, en España se dio un importante paso con la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, cuando en su capítulo III habla, por primera vez en la legislación española, de la calidad de suministro y sin más detalles, en este aspecto, habilita a la administración general del estado a que fije unos índices objetivos así como unas tolerancias máximas. Posteriormente, como desarrollo de dicha ley, aparece en el año 2000 el R.D. 1955/2000 en el que se habla de la calidad del suministro y de la calidad del producto. Como ya hemos visto, la calidad del producto se refiere a la contaminación armónica de la señal y la calidad del servicio al número y tipo de interrupciones del suministro. En el artículo 102 se establece que para la parametrización de estos índices de calidad se empleara la norma UNE-50.160.[4] Si bien en estos momentos esta norma es clara en cuanto a calidad del producto y calidad del servicio y es de obligado cumplimiento porque así lo establece el R.D. 1955/2000 al no existir un mecanismo sancionador unido a su no cumplimiento, la aplicación de la misma es regular dentro del Estado español. Las normas utilizadas en la parametrización y estandarización de los huecos de tensión son: en los EE.UU. el IEEE 1159, en España la UNE-50.160 y en Europa la EN-50.160 [7, 25, 41].

**Norma UNE-50.160** Esta norma, como ya hemos visto, es el principal instrumento regulatorio en lo que a calidad de la energía eléctrica se refiere. En el momento de la elaboración de este trabajo, la última versión de la norma era la correspondiente al 2009. El título de la misma es: «Compatibilidad electromagnética (CEM)». En su campo de aplicación específica que definirá los valores normales de tensión



eléctrica que un usuario puede encontrar en condiciones normales en cualquier punto de la red de distribución. Las condiciones anormales deja muy claro que no son objeto de tipificación de la norma, como pueden ser: condiciones climáticas excepcionales, interferencias provenientes de terceros, decisiones de las autoridades, huelgas, fuerza mayor, interrupciones debidas a causas externas [25, 79].

Hueco de Tensión	Duración	Magnitud
Instantáneo	0.5 - 30 Ciclos	0.1-0.9 p.u.
Momentáneo	30 Ciclos - 3 s	0.1-0.9 p.u.
Temporal	1 s - 1 Minuto	0.1-0.9 p.u.

**Tabla 2.1.:** Clasificación huecos

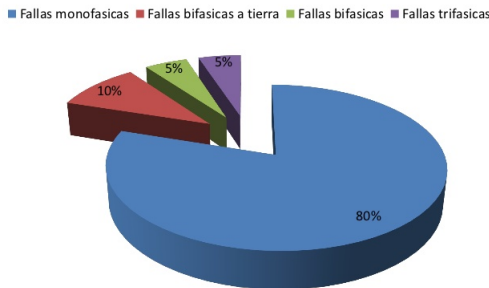
Por tanto, el objeto de la norma es definir, describir y especificar las características de la tensión de alimentación suministradas tales como son: frecuencia, amplitud, forma de onda, simetría de las tensiones. Esta norma define el hueco de tensión como una perturbación no deseada en el suministro eléctrico, consistente en una reducción del valor eficaz de la tensión entre un 10 % y un 90 % entre 0.5 ciclos y un minuto.

## **2.3. Los huecos de tensión como problema de calidad de suministro**

Como ya se ha adelantado, los huecos de tensión son uno de los dos principales problemas de calidad de suministro, siendo el otro los armónicos. Los huecos de tensión, como se verá, tienen un efecto tremendamente negativo sobre los receptores y provocan grandes pérdidas en los usuarios y especialmente en las industrias. En este apartado vamos a realizar una descripción del problema de forma pormenorizada. El estudio de estos fenómenos resulta imprescindible, como se irá viendo a lo largo del presente trabajo, ya que el sistema que se desarrolla tratará de aumentar la inmunidad frente a estos fenómenos.

### 2.3.1. Bases teóricas para el estudio de huecos

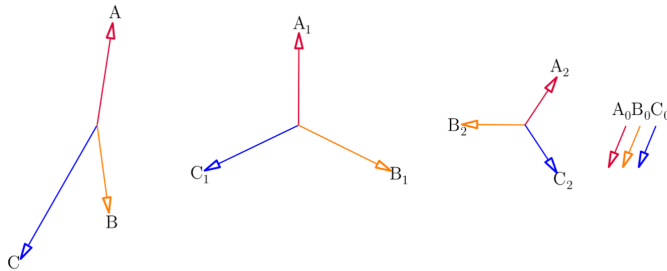
En el presente capítulo estableceremos las bases teórico-científicas para el análisis y caracterización posterior de los huecos de tensión. Sin duda, son necesarias una serie de herramientas para un análisis correcto de estos fenómenos. Ya hemos intuido y expuesto que el origen de los huecos está, principalmente, en un episodio de falla en algún lugar de la red o bien en la conexión brusca de una gran carga. Casi todos estos episodios dan lugar a sistemas trifásicos desequilibrados, a excepción de la falta trifásica en la cual el sistema no se desequilibra por ser una falta totalmente simétrica. Si observamos la estadística de producción de faltas en redes, podemos, sin duda, tener la estadística de la tipología de huecos [25, 37, 22].



**Figura 2.4.:** Estadística de faltas[24, 25]

A la vista de la figura 2.4, el hueco más habitual dentro de las redes eléctricas será el provocado por la falta monofásica a tierra. En base a estos mismos datos podemos concluir que, en un porcentaje muy alto, las faltas dan lugar a sistemas desequilibrados, los cuales no pueden ser estudiados por el tradicional método del circuito monofásico equivalente. Si recordamos, en un sistema equilibrado con el estudio de una de las fases es suficiente para conocer el comportamiento del resto, pero cuando el sistema se desequilibra el análisis se complica. Para el estudio de sistemas trifásicos en desequilibrio, en 1918, el ingeniero norteamericano C.L. Fortescue [45], formuló su teoría de las componentes simétricas. En un documento publicado en 1918, llamado *method of symmetric coordinates applied to the solution of polypha-*

*se networks*, Fortescue (1876-1936) daría unos de los más recientes y grandes avances en electrotécnia al plantear un sencillo, pero potente, método para la resolución de redes polifásicas desequilibradas. Particularizando a un sistema trifásico, dicha teoría nos dice que tres fasores desequilibrados de un sistema trifásico se pueden descomponer en tres sistemas equilibrados de fasores llamados: sistema directo, sistema inverso, sistema homopolar. De esta forma, un complejo sistema trifásico desequilibrado se puede convertir a tres sistemas equilibrados para, así, operar con ellos con facilidad. El sistema directo estará compuesto por tres vectores desfasados  $120^\circ$  que girarán en el mismo sentido y frecuencia que el sistema original. El sistema inverso estará compuesto por tres vectores desfasados  $120^\circ$  que giraran con la misma frecuencia pero sentido contrario al sistema original. Y el sistema homopolar constará de tres vectores sin desfase que girarán a la misma frecuencia que el sistema original. Básicamente, el sistema consiste en hallar las componentes simétricas del sistema desequilibrado y plantear los tres circuitos de secuencia. Una vez conocidos los circuitos de secuencia los conectaremos entre ellos en función del tipo de falta que tengamos y podremos operar con facilidad. Hallaremos las corrientes y las tensiones en los circuitos de secuencia para posteriormente transformarlos, mediante el operador matemático correspondiente, a tensiones y corrientes de fase, (Ecuación 2.1) [45, 25, 23].



**Figura 2.5.:** Descomposición por componentes simétricas

$$\begin{aligned}
 A &= A_0 + A_1 + A_2 \\
 B &= B_0 + B_1 + B_2 \\
 C &= C_0 + C_1 + C_2
 \end{aligned}
 \tag{2.1}$$

Siendo  $\alpha = 1 \cdot e^{j120\rho}$ , podemos escribirlas usando las propiedades del operador  $\alpha$ :

$$\begin{aligned} A &= A_0 + A_1 + A_2 \\ B &= A_0 + \alpha^2 \cdot A_1 + \alpha \cdot A_2 \\ C &= A_0 + \alpha \cdot A_1 + \alpha^2 \cdot A_2 \end{aligned} \tag{2.2}$$

Y visto en forma matricial:

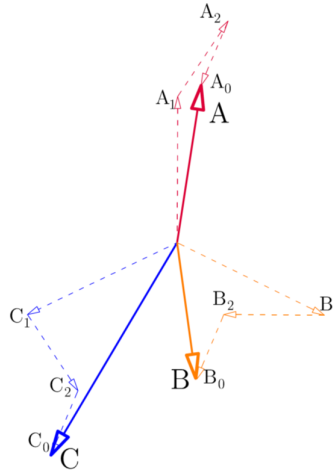
$$\begin{bmatrix} A \\ B \\ C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} A_0 \\ A_1 \\ A_2 \end{bmatrix} \tag{2.3}$$

Y a la matriz  $\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix}$  la llamaremos matriz  $[\alpha]$ .

Si calculamos la inversa de la matriz  $[\alpha]$  tendremos la matriz  $[\alpha^{-1}]$  la cual será el operador por el cual hay que multiplicar un sistema desequilibrado para obtener los vectores de secuencia. Por tanto, operando un conjunto de tres vectores de corriente o tensión desequilibrados por la matriz  $[\alpha^{-1}]$  obtendremos los valores de los vectores de secuencia tal que:

$$\begin{bmatrix} A_0 \\ A_1 \\ A_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \end{bmatrix} \tag{2.4}$$

Una vez operados los circuitos de secuencia y hallados los valores que interesan en forma secuencia, para volver a conocer los valores de cada fase solo resta operar los valores de secuencia por la matriz  $[\alpha]$  de manera que, para el caso de tensiones U, tendríamos:



**Figura 2.6.:** Descomposición de secuencia de un sistema

De esta forma obtenemos los valores de cada fase a partir de los valores de secuencia obtenidos al operar los circuitos:

$$\begin{bmatrix} U_A \\ U_B \\ U_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_0 \\ U_1 \\ U_2 \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

A la vista de este sistema solo falta modelar, tanto los elementos de un circuito como los tipos de faltas que se pueden producir en el mismo. Como se verá posteriormente, estas herramientas, y particularmente el teorema de Fortescue, son especialmente imprescindibles para el análisis de sistemas eléctricos de potencia desequilibrados. Los huecos, en casi todos los escenarios, son resultado de una falta producida en algún lugar, lo cual genera situaciones de desequilibrio difíciles de analizar sin las herramientas expuestas. Es importante tener muy asimilados los conceptos expuestos en este apartado para avanzar ya que su uso es recurrente. Con las herramientas descritas estamos en condiciones de poder realizar el análisis y caracterización de los huecos de tensión [45].

### 2.3.2. Caracterización de los huecos de tensión

Los huecos de tensión serán de diferentes tipos en función de la causa que lo origina y al tipo de la red por el que se propaga el mismo, teniendo especial influencia el régimen de neutro de la misma. Los huecos de tensión presentan uno de los problemas más serios en las redes actuales debido, por un lado a la sensibilidad de los receptores y por otro a la complejidad de la red de potencia [25].

De forma internacional, tanto los profesionales como los científicos, aceptan la clasificación que el ingeniero sueco, M.H.J. Bollen, hace en su libro «*Understanding Power Quality Problems*» [25].

En la imagen 2.7 se pueden observar los 7 tipos de huecos según la clasificación de M.H.J. Bollen., tanto en forma de fasores eficaces como en forma de señales de onda.

Así mismo, como se verá posteriormente, cada tipo de hueco de tensión va asociado a un tipo de evento en la red eléctrica como puede observarse en la imagen 2.7, si bien los huecos F y G tienen un origen en la distorsión fasorial generada por el transformador de otros tipos de huecos[25].

Además del tipo de hueco, hemos de tener en cuenta la severidad de éste, la cual es proporcional a la profundidad y ésta, a la magnitud del evento que origina el hueco [25].

Para el análisis de los huecos de tensión habremos de remitirnos, como se ha visto, al método de las componentes simétricas, ya que todas las faltas que los originan son sistemas desequilibrados, menos la falta de tipo trifásico [25].

Pasemos a tabular de forma rápida las faltas y su manera de resolución.

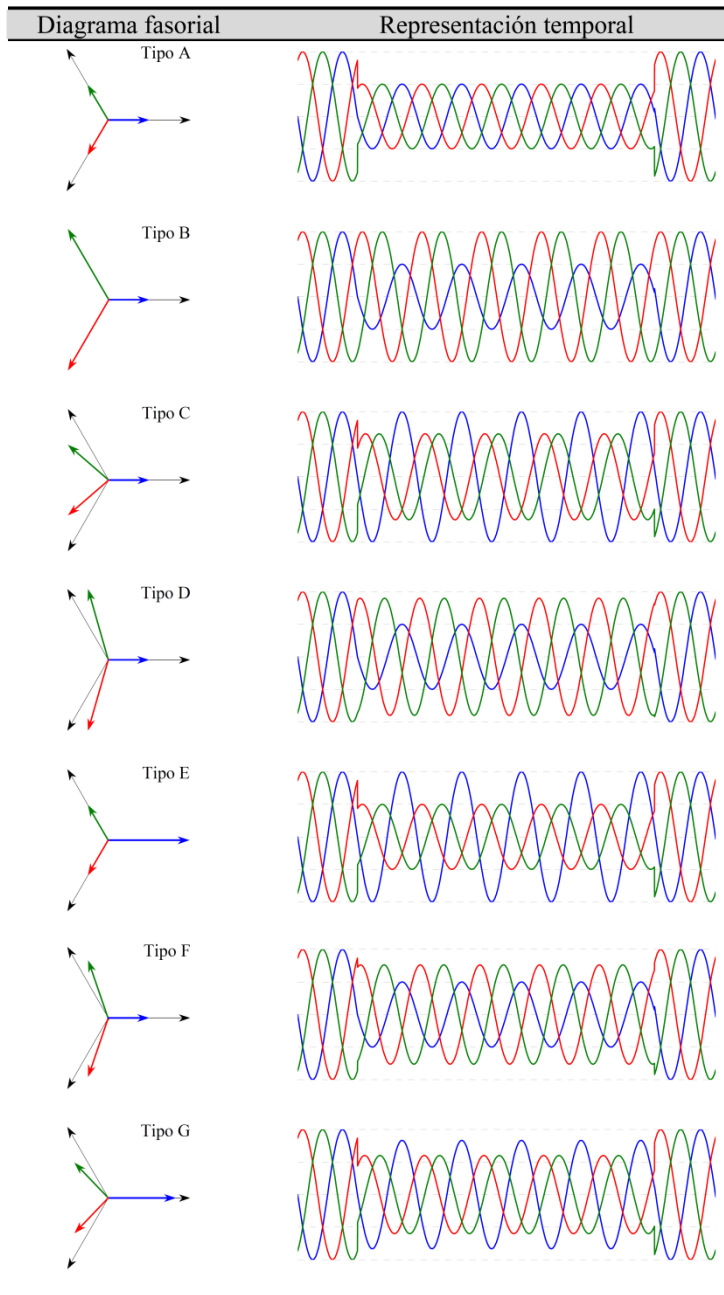


Figura 2.7.: Clasificación de los huecos[25]

### 2.3.3. Origen de los huecos de tensión

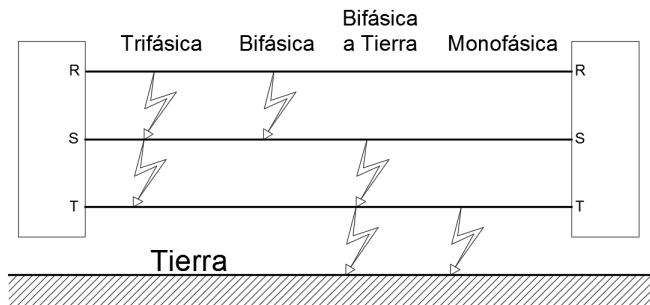
Los huecos de tensión tienen como origen las faltas en el sistema eléctrico o el arranque de grandes máquinas eléctricas. En la tabla 2.2 podemos observar las perturbaciones que dan origen a los diferentes tipos de tensión en función de si se observan en un sistema en estrella o en un sistema en triángulo [25, 26, 38, 73, 76].

Perturbación	Tipo hueco
Cortocircuito monofásico	B, C
Cortocircuito bifásico aislado	C, D
Cortocircuito bifásico a tierra	E, F
Cortocircuitos trifásicos	A, A

**Tabla 2.2.:** Tipología de huecos de tensión según su origen

#### 2.3.3.1. Huecos con origen en Faltas eléctricas.

En la figura 2.8 podemos observar, de forma esquemática, los tipos de faltas que a continuación se describirán.



**Figura 2.8.:** Esquema de tipos de fallas [41, 91]



### **Falta Trifásica Franca:**

Esta falta es la más simple de todas puesto que se trata de un sistema equilibrado. En ésta, la condición de resolución es que las tensiones y las corrientes de línea son totalmente iguales por lo que, en componentes simétricas no existirá componente inversa ni homopolar. Este tipo de cortocircuito genera un hueco del tipo A. En el cuadro 2.3 podemos observar las ecuaciones de las tensiones de fase para este tipo de hueco [25, 26, 23].

**Falta Monofásica a Tierra:** Esta falta es la más habitual, en la cual, un conductor cae a tierra o bien tocar una parte pasiva del sistema, como una estructura metálica. Este tipo de cortocircuito se resuelve en componentes simétrica conectando en serie el sistema directo, inverso y homopolar. Una vez conectado, se obtiene la corriente de defecto homopolar y a partir de ese punto, aplicando la transformada inversa de Fortescue, podemos obtener las tensiones resultantes de fase. En esta falta, la fase afectada sufre una contracción importante y las demás fases no sufren cambios. Al hueco provocado por esta falta lo denominaremos tipo B, si lo vemos desde un sistema con neutro, o tipo D, si lo vemos en un sistema sin neutro. En el cuadro 2.3 podemos observar las ecuaciones de las tensiones de fase para este tipo de hueco [25, 26, 23].

**Falta Bifásica Aislada:** En esta falta, dos conductores entran en contacto como consecuencia de un fallo de aislamiento o de un arco entre fases. Para el estudio de esta falta conectaremos los circuitos de secuencia en serie, el directo y el inverso. De esta forma calcularemos la corriente de falta y las tensiones de secuencia. Mediante la aplicación de la transformada inversa obtendremos la tensiones y las corrientes de fase del sistema real. Como consecuencia de esta falta se produce un hueco de tensión de tipo C o D, en función del régimen de neutro en el cual las dos fases afectadas tienen una reducción de módulo y un cambio del ángulo de fase. En el cuadro 2.3 podemos observar las ecuaciones de las tensiones de fase para este tipo de hueco [25, 26, 23].

**Falta Bifásica a Tierra:** En esta falta, dos conductores entran en contacto entre si y además, en contacto con algún elemento puesto a tierra. Habitualmente suele ser una falta resultado de la evolución de una falta bifásica aislada, en la cual, al no ser despejada a tiempo, deteriora los aislamientos hasta entrar en contacto con alguna masa puesta a tierra. El estudio numérico de esta falta se realiza conectando en paralelo los tres sistemas de secuencia. Una vez resuelto el circuito en componentes simétricas, se obtienen los valores de corriente y tensión de secuencia mediante la aplicación de la transformada inversa, como en el resto de casos obtenemos los valores de las corrientes y tensiones de fase. Como consecuencia de esta falta se produce un hueco tipo E o F, en función del régimen de neutro, en el cual, las dos fases afectadas, sufren una contracción sin cambio de ángulo y la fase sana permanece inalterada. En el cuadro 2.3 podemos observar las ecuaciones de las tensiones de fase para este tipo de hueco [25, 26, 23].

Tipo de hueco	Ecuacion	Tipo de hueco	Ecuacion
	$V_a = V_0$		$V_a = 1$
A	$V_b = -\frac{1}{2}V_0 - \frac{1}{2}jV_0\sqrt{3}$	E	$V_b = -\frac{1}{2}V_0 - \frac{1}{2}jV_0\sqrt{3}$
	$V_c = -\frac{1}{2}V_0 + \frac{1}{2}jV_0\sqrt{3}$		$V_c = -\frac{1}{2}V_0 + \frac{1}{2}jV_0\sqrt{3}$
	$V_a = V_0$		$V_a = V_0$
B	$V_b = -\frac{1}{2} - \frac{1}{2}j\sqrt{3}$	F	$V_b = -j\frac{1}{3}\sqrt{3} - V_o - j\frac{1}{6}V_o\sqrt{3}$
	$V_c = -\frac{1}{2} + \frac{1}{2}j\sqrt{3}$		$V_c = -j\frac{1}{3}\sqrt{3} - V_o + j\frac{1}{6}V_o\sqrt{3}$
	$V_a = 1$		$V_a = \frac{2}{3} + \frac{1}{3}V_0$
C	$V_b = -\frac{1}{2} - \frac{1}{2}jV_0\sqrt{3}$	G	$V_b = -\frac{1}{3} - \frac{1}{6}V_o - j\frac{1}{2}V_o\sqrt{3}$
	$V_c = -\frac{1}{2} + \frac{1}{2}jV_0\sqrt{3}$		$V_b = -\frac{1}{3} - \frac{1}{6}V_o + j\frac{1}{2}V_o\sqrt{3}$
	$V_a = V_0$		
D	$V_b = -\frac{1}{2}V_0 - \frac{1}{2}j\sqrt{3}$		
	$V_c = -\frac{1}{2}V_0 + \frac{1}{2}j\sqrt{3}$		

**Tabla 2.3.:** Ecuaciones de componentes simétricas[25]

En la tabla 2.3 podemos observar las ecuaciones en forma compleja cartesiana que dan lugar a los diferentes huecos. Estas ecuaciones se han obtenido mediante la operaciones de los diferentes sistemas por medio del método de Fortescue.

### 2.3.3.2. Huecos con origen en arranque de grandes máquinas

Es sabido que, en la industria, gran cantidad de los receptores son motores y gran parte de ellos, son máquinas de inducción o asíncronas. El arranque de estos motores puede ser directo o por medio de arrancadores electrónicos. La velocidad de los motores de inducción solo es función de la frecuencia y del número de polos. En los arrancadores electrónicos se aplica una tensión fija senoidal y se va aumentando la frecuencia de la misma para ir aumentando la velocidad de forma progresiva [25, 26].

Si la pendiente de arranque de la máquina es suficientemente suave no se producirá ningún pico de arranque, pero a medida que aumentamos la pendiente de arranque va apareciendo una sobre-intensidad que habitualmente es  $\beta$  veces la corriente nominal, y que puede llegar a ser similar a un arranque directo.

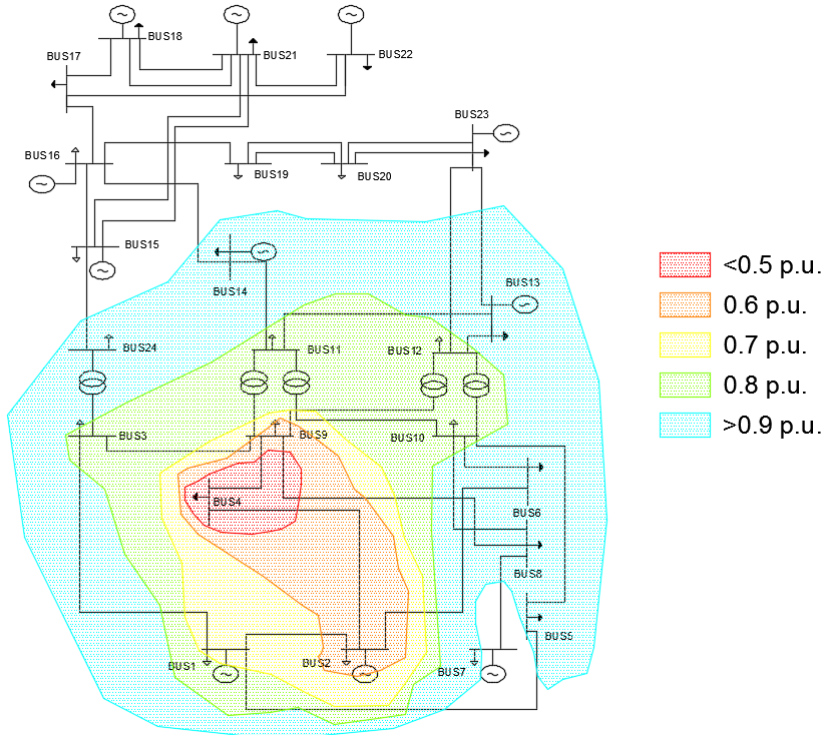
Un arranque directo es aquel en el cual se aplica la tensión nominal a frecuencia nominal a los bornes del motor de forma directa con lo cual aparece una sobre intensidad de arranque que puede ser varias veces la corriente nominal.

Por tanto, cuando tenemos fuertes corrientes de arranque, en términos de esquema equivalente, la máquina puede asimilarse a un cortocircuito y por tanto generar un hueco de tensión.

### 2.3.4. Área de influencia de huecos de tensión

La severidad del hueco se va reduciendo según nos vamos alejando de él geográficamente. Esto sucede por dos causas principales, por un lado porque la impedancia va aumentando entre el lugar de la falta y el lugar donde percibimos y medimos el hueco y por otro lado, porque en las redes malladas se van incorporando otros puntos de generación o alimentación que proporcionan tensión al lugar donde medimos el hueco. De esta manera, dada una determinada arquitectura de red, resulta posible conocer las severidades del hueco en diferentes puntos de la red para una falta ocurrida en un determinado lugar [25, 10].

Si una vez conocidas las severidades del hueco, unimos con una línea aquellas de igual valor, se irá generando un gráfico llamado de afección como el de la figura 2.9.



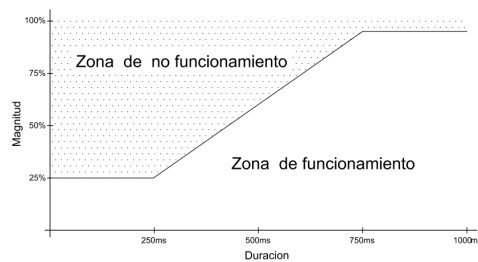
**Figura 2.9.:** Esquema de afección del hueco[25, 10]

El concepto de área de influencia es importante, puesto que determinará la magnitud del hueco de tensión en nuestra instalación en función de la distancia a la falta. Del mismo modo, servirá de idea conceptual en la concepción de aumento de inmunidad mediante un sistema de rigidez variable, cuyo objetivo no es otro que aumentar la distancia eléctrica entre la falta y nuestra planta industrial [25, 10].

## 2.4. Efectos de los huecos de tensión en los receptores

El origen de la necesidad de aumentar la inmunidad de una planta industrial frente a las perturbaciones eléctricas externas, principalmente en forma de huecos de tensión, es debido al efecto de éstos sobre los receptores. Los efectos, en función del tipo de receptor y de la severidad del hueco, pueden ir desde una reducción de rendimiento en el receptor hasta un total no funcionamiento, e incluso, la avería de mismo[25, 4, 38].

Con objeto de ilustrar estos efectos sobre los receptores, realizaremos un breve estudio de los mismos para así tener una visión real de que efectos negativos evitamos sobre una planta industrial cuando aumentamos su inmunidad.



**Figura 2.10.:** Ejemplo de curva de inmunidad frente a huecos[25]

Puesto que un hueco es un episodio donde la tensión sufre una caída más o menos profunda, como no puede ser de otra manera, todos aquellos equipos que son alimentados por energía eléctrica sufren algún efecto que puede ir desde prácticamente despreciable al colapso del sistema. Hemos de distinguir los sistemas receptores eléctricos en función de su sensibilidad a los huecos de tensión con objeto de, en su caso, planear las oportunas medidas de mitigación [25, 4, 38].

En el campo de los receptores nos podemos encontrar desde equipos prácticamente inmunes a los huecos, como puede ser un ordenador portátil, el cual tiene batería para alimentarse de forma autónoma

durante horas; y en el otro extremo encontramos sistemas de control basados en electrónica lógica, los cuales, frente a un hueco, sufren un *reset* y por consiguiente la pérdida de datos de un proceso que inevitablemente se parará, o lo que es peor, se irá fuera de control. Por todo ello, es importante conocer el grado de sensibilidad e inmunidad de un receptor o instalación a la hora de concebirla, y por consiguiente, planificar los sistemas de mitigación más adecuados [25, 4, 38].

Los primeros interesados en el estudio del impacto de los huecos de tensión en los equipos y sistemas fueron, a primeros de los años 70, los militares de los Estados Unidos como parte de estudios de fiabilidad de los equipamientos militares. Ya en el mundo civil, autoridades y agencias de regulación, desde los años 70, han realizado un importante desarrollo de normalización encaminado a establecer unos estándares en los equipos eléctricos de capacidad de soportar huecos de tensión. Así mismo, estos organismos han ido imponiendo, como parte esencial de los equipos eléctricos, unas curvas de tolerancia frente a huecos de tensión [25, 4, 38].

Estas curvas establecen, claramente, la banda de funcionamiento dentro de la cual, un determinado equipo, habría de funcionar sin problemas. Estas curvas definen los dos principales parámetros de los huecos que son, la profundidad del hueco y el tiempo de duración.

Las normas que limitan y establecen los parámetros de funcionamiento frente a huecos son la IEEE-1346 en los Estados Unidos y la IEC-61000 en Europa.

### **2.4.1. Efectos de los huecos de tensión en transformadores**

Los transformadores son máquinas extendidas en el sistema eléctrico, tanto para elevar como para reducir la tensión eléctrica. A priori, en un estudio somero sobre los transformadores, parecen simplemente máquinas pasivas que se limitan a reflejar en el secundario lo que sucede en el primario multiplicado por su relación de transformación. Pero en un estudio más riguroso observamos efectos vinculados a inercias magnéticas y no linealidades en su construcción [55].

El principal efecto a estudiar en la respuesta de los transformadores frente a los huecos de tensión, son las fuertes sobre-intensidades que se producen en él, tanto durante el hueco como en los instantes posteriores al mismo.

Si sometemos un transformador a un ensayo de huecos de tensión obtenemos los siguientes oscilogramas:

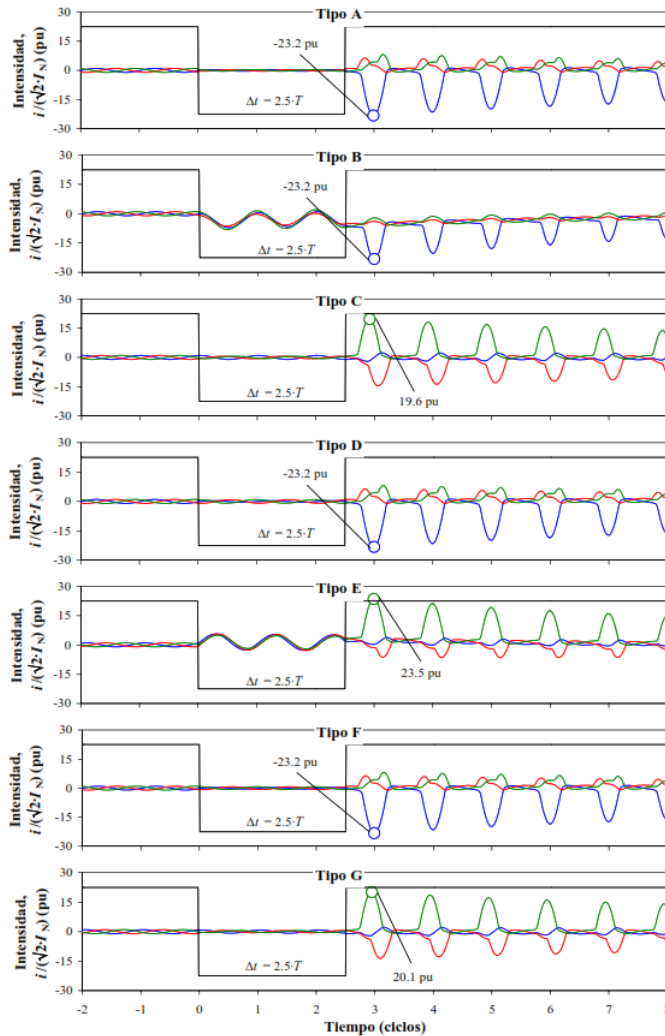


Figura 2.11.: Ensayo de huecos de un trafo[55]

De las gráficas de la figura 2.11 podemos extraer las siguientes conclusiones:

- El pico de intensidad se obtiene en el primer semiperíodo tras la recuperación de la tensión.
- Los picos de intensidad son de valores muy elevados superando los 20 pu para huecos tipo E, y una profundidad del 40 % y un valor mínimo en los huecos tipo C.
- En los huecos de tipo B y E, durante el hueco, aparece una corriente por las tres fases prácticamente similar debido a la componente homopolar del hueco.

Esto es suficiente para tener en cuenta la importancia del estudio de los transformadores en los episodios de huecos de tensión por las intensidades provocadas durante el transitorio del hueco. Los máximos picos de tensión se producirán cuando la profundidad del hueco sea máxima, o lo que es lo mismo, el transitorio inicial del hueco se maximice [55, 82, 25].

Por otro lado, los transformadores tienen otro efecto sobre los huecos de tensión y es su capacidad para cambiarlos de forma y de tipo. Así bien, un hueco que viaja por la red, al encontrarse con un transformador, en función de su grupo de conexión, puede cambiar su tipología [55, 82, 25].

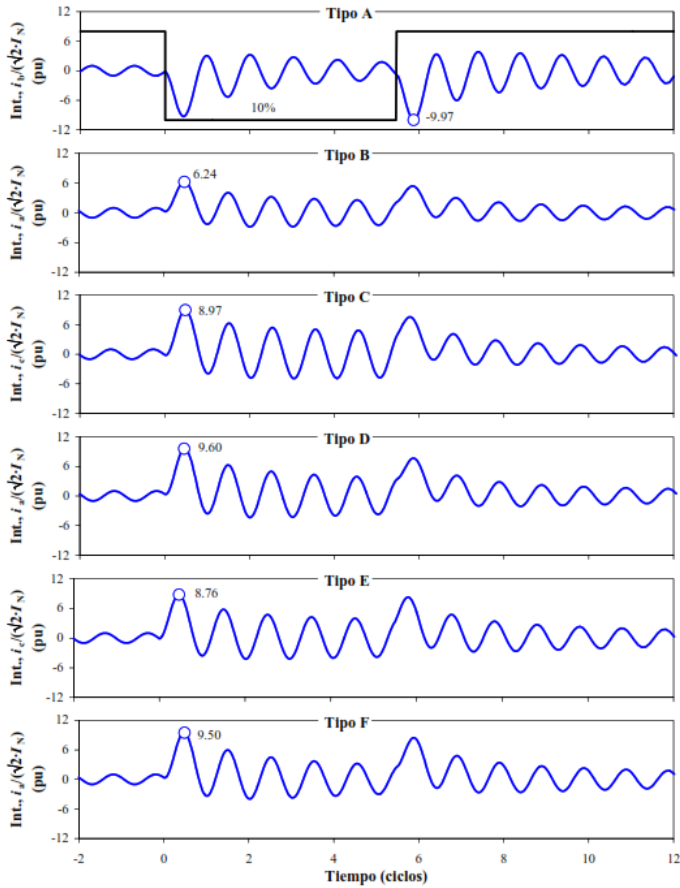
## **2.4.2. Efectos de los huecos de tensión en motores**

En este punto estudiaremos, exclusivamente, los efectos de un hueco aplicado directamente en bornes de la máquina rotativa a la misma. En líneas generales, los efectos de los huecos sobre las máquinas de inducción son la pérdida de velocidad, los picos de intensidad y los picos de par. Estos efectos dependen, en gran medida, de la profundidad y de la duración del hueco de tensión, de los parámetros de la máquina y de las características de la carga mecánica que arrastra [4, 55] .

En estudios y varias tesis doctorales que se citan, se puede observar que también tiene una gran influencia el punto de onda inicial, donde se produce el hueco de tensión.



En la figura 2.12, se puede observar la evolución en el tiempo de la intensidad de una de las fases del motor, cuando dicha máquina se ve afectada por huecos de diferente tipología [4, 55].



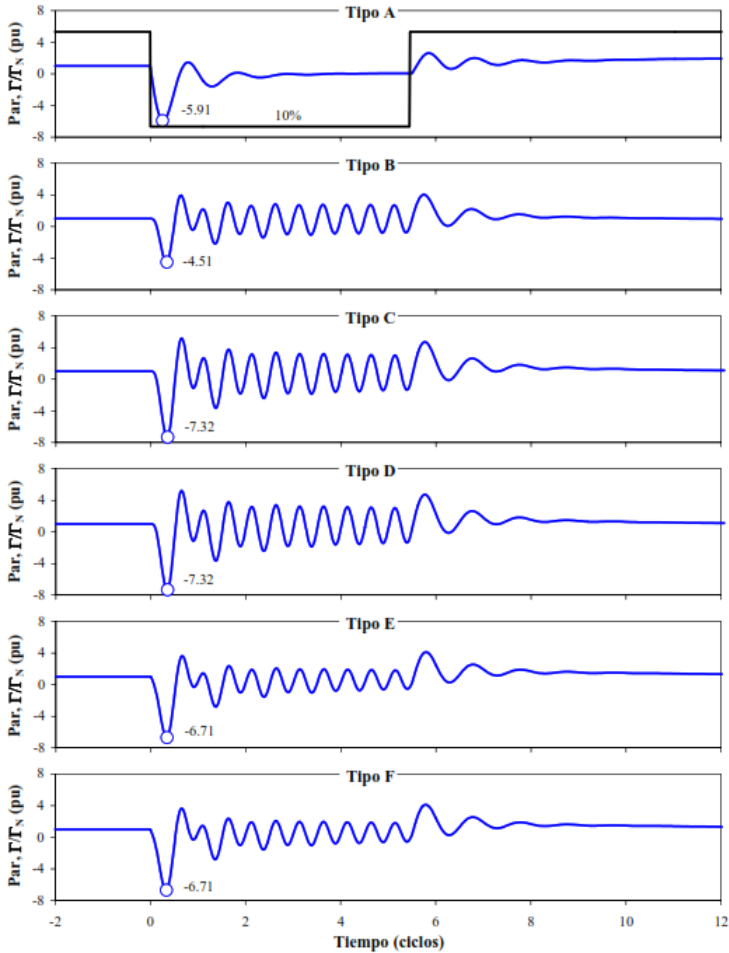
**Figura 2.12.:** Comportamiento de corriente de estátor frente a hueco[55]

En esta gráfica de la figura 2.12 podemos observar que [4, 55]:

- Tanto durante el hueco como después del mismo, siempre aparece un pico de intensidad en el siguiente semiperíodo.
- Los picos de intensidad más severos suceden durante los huecos tipo A correspondientes a una falta trifásica.

- El pico de intensidad menos severo es el producido frente a los huecos tipo B correspondientes a una falta monofásica a tierra.

En la figura 2.13 podemos observar la evolución temporal del par frente a episodios de huecos de diferentes tipos.



**Figura 2.13.:** Comportamiento de par frente a hueco [55]

A la vista de las gráficas de evolución de par frente a huecos de diferentes tipos, podemos obtener las siguientes conclusiones:

- El par máximo se produce en el siguiente semiperíodo tras la aparición del hueco de tensión.
- En los huecos simétricos (tipo A), después de varios períodos, el par deja de oscilar y se estabiliza.
- En los huecos asimétricos, el par está oscilando toda la duración del hueco lo que puede provocar fuertes vibraciones mecánicas. A esto se le denomina par pulsante y aparece por la componente inversa de la alimentación a la máquina.
- Los picos de par son más fuertes en los huecos asimétricos que en los simétricos. En la siguiente gráfica podemos observar la evolución de la velocidad angular de la máquina sometida a huecos de tensión de diferentes tipologías.

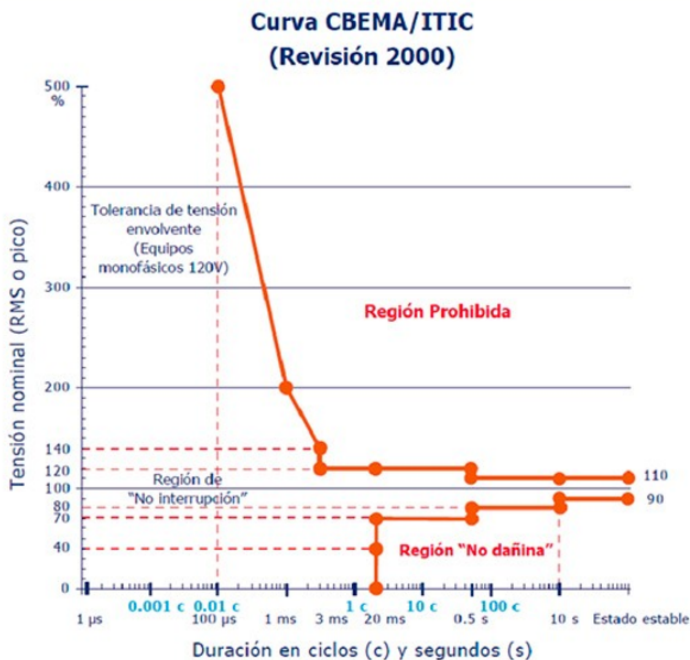
En estas gráficas de velocidades podemos obtener las siguientes conclusiones:

- La mayor caída de velocidad es la sujeta al tipo A.
- En todos los tipos de huecos la velocidad comienza a caer con una pendiente fuerte que, posteriormente, en el siguiente semiperíodo se suaviza.
- En los tipos de huecos asimétricos podemos observar fenómenos ondulatorios en la velocidad.
- La velocidad sólo cae un escaso 3% en el caso más desfavorable. A diferencia de los parámetros de intensidad y de par, el parámetro velocidad no llega a estabilizarse y sigue con pendiente negativa hasta el restablecimiento de la tensión. Esto quiere decir que, si el hueco se alarga en el tiempo de forma acusada y la carga permanece constante, la velocidad seguiría cayendo hasta un punto donde se equilibrase la potencia requerida por el sistema mecánico y la aportada por el sistema eléctrico. Por tanto, el sistema buscará un nuevo punto de equilibrio mecánico.

### 2.4.3. Efectos de los huecos de tensión en sistemas electrónicos

En los sistemas electrónicos los efectos de los huecos de tensión son de índole muy diferente en función de tipo de receptor electrónico, y podemos hablar desde los efectos en los sistemas informáticos, donde un hueco de determinada severidad puede provocar el reinicio de un sistema con su consecuente caída de procesos, hasta determinados sistemas electrónicos en los cuales hay mucha capacidad instalada en condensadores, los cuales amortiguan el efecto del hueco [44, 37].

Antes de entrar en detalles, es necesario hacer una obligada separación de sistemas electrónicos, entre electrónica de control y electrónica de potencia .



**Figura 2.14.:** Curvas CBEMA[44]

Puesto que los sistemas de electrónica de control son sistemas de poco consumo, es práctica habitual en la industria dotar a éstos de algún

tipo de sistema de alimentación ininterrumpida para protegerlos y podernos despreocupar de su vulnerabilidad. Así bien, puesto que esta medida es extendida, no nos preocuparemos de los huecos de tensión en los sistemas de control.

A nivel normativo existen dos principales grupos de normas para tabular los límites en la calidad del suministro eléctrico:

Por un lado, tenemos las curvas ITIC emitidas en la norma IEC 61000 que nos dan los límites de tolerancia a huecos de tensión de sistemas eléctricos.

Y por otro, las curvas CBEMA (*Computer and Business Equipment Manufactures Asociation*) por ser las más representativas a nivel internacional. En las cuales se establecen los límites de tensión admisibles para equipos electrónicos.

En la Figura 2.14 podemos ver una muestra de la citada curva. A partir de estas curvas podremos establecer cuáles son los límites de calidad de energía para alimentar a nuestros receptores.

En el eje de abscisas de las curvas CBMA nos encontramos valores de tiempo en los cuales existe una determinada perturbación eléctrica en forma de variación de tensión. Y en el eje de ordenadas nos encontramos con las tensiones de esa perturbación.

Las curvas establecen varias regiones. Una primera región y más grande zona, en la cual los equipos pueden operar con normalidad durante un largo periodo de tiempo cuando la tensión está entre los 0.9 pu y los 1.1 pu.

Después tenemos una zona llamada dañina, en la cual los equipos no pueden trabajar por una tensión de suministro más baja de lo normal; y una región prohibida, en la cual los equipos no pueden operar por superar el límite de tensión admisible.

Por tanto, fuera de la zona establecida en suministros por debajo del 90 % de la tensión nominal y por encima del 110 % de la tensión nominal, los equipos no tendrán un funcionamiento correcto, o incluso, pueden llegar a sufrir deterioros.

## **2.5. Soluciones Actuales**

Las soluciones actuales al problema serán, principalmente, equipos o sistemas destinados a mantener el suministro de energía eléctrica de calidad durante una perturbación en forma de huecos de tensión.

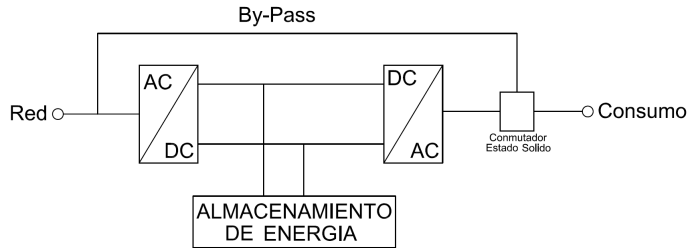
Así mismo, podemos encontrar dos grandes grupos de soluciones. El primero será el enfocado a mantener el suministro a todos o a parte de los receptores de la planta industrial mediante sistemas de almacenamiento y estabilización de energía eléctrica y el segundo grupo serán aquellos sistemas que estarán enfocados a mantener los parámetros internos de la planta industrial de acuerdo con la red exterior.

### **2.5.1. Soluciones para mantener el suministro a receptores**

#### **2.5.1.1. Unidades de alimentación ininterrumpida UPS**

Los sistemas de alimentación ininterrumpida están ampliamente extendidos en la industria y especialmente para la protección de sistemas informáticos y de control (figura 2.15). Éstos están basados en un sistema de doble conversión de tensión. Primeramente la tensión alterna se rectifica y se filtra, pasándose a una tensión continua lo más pura posible. Posteriormente, esa tensión continua se introduce en un ondulator que convierte la tensión continua en alterna. En la etapa intermedia de continua, se aporta una fuente suplementaria de energía habitualmente en forma de baterías para el aporte de energía durante las interrupciones o los huecos. De ese almacenamiento de energía habrá de salir toda la energía necesaria para cubrir el hueco, o en su caso, para atender toda la demanda en el caso de una interrupción. El tiempo que soporta de hueco o de interrupción un determinado equipo UPS vendrá fijado por el tamaño del almacenamiento. De tal manera que, si se quiere aumentar este periodo, solo será necesario aumentar el almacenamiento. En el mercado existen sistemas UPS con baterías capaces de cubrir las necesidades de la carga desde pocos segundos hasta varias horas, dependiendo de la potencia máxima. Este sistema,

habitualmente en el caso de alimentación a cargas muy críticas, es combinado con un suministro de emergencia tipo grupo electrógeno. En este caso, las baterías se dimensionan para cubrir el tiempo de una interrupción hasta que el suministro de emergencia está arrancado y listo para entrar en servicio, lo cual pueden ser desde 15 o 20 segundos hasta un par de minutos [34, 80, 95, 99, 25, 106, 108].

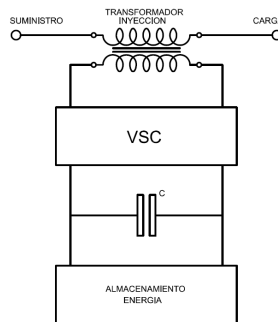


**Figura 2.15.:** UPS

Existen dos tipos principales de sistemas UPS. Los UPS denominados *on-line* (2.15), donde toda la energía que circula hacia la carga pasa por el sistema de doble conversión, con lo cual, toda la tensión es procesada. Éste es el sistema más eficiente. Y el sistema *off-line*, donde la energía fluye desde la alimentación hacia la carga a través de un *by-pass*, por lo que la tensión, en forma permanente, no está tratada al no circular por el sistema de doble conversión. Cuando el sistema de control detecta un hueco o bien una interrupción actúa sobre un conmutador de estado sólido que anula el *by-pass* y hace que la tensión circule por el sistema de doble conversión. En este sistema, en el régimen permanente, sólo se procesa aquella tensión que es necesaria para mantener las baterías cargadas. Este sistema *off-line* tiene varios problemas. El primer problema es el tiempo de respuesta del conmutador de estado sólido, que su tiempo de maniobra puede ser demasiado grande para los requerimientos de la carga. Otro problema es el derivado de que, al no pasar toda la tensión por el sistema de doble conversión, no realiza una tarea de limpieza de la señal en régimen permanente [34, 80, 95, 99, 25, 106, 108].

### 2.5.1.2. DVR

Del inglés *Dynamic Voltage Restorer* (DVR), este sistema se basa en un controlador serie de tensión, como el que se indica en la figura 2.16, en el que la carga se conecta a la red por medio de un transformador colocado en serie en la línea de alimentación. De tal manera que la tensión que llega a la carga es la resultante de una suma vectorial de la tensión de red con la tensión del arrollamiento del primario del transformador [1, 9, 16].



**Figura 2.16.:** DVR

En el primario del transformador se sitúa, un sistema electrónico compuesto por un generador de tensión alterna de forma controlada. Se complementa el módulo VSC (*voltage supply converter*) con un sistema de control inteligente que tiene como objeto analizar la tensión de la red para calcular la tensión a inyectar hasta llegar a la tensión de consigna. A este módulo VSC se le alimenta por un sistema de almacenamiento de energía que puede estar basado en un sistema de baterías si se quiere mitigar cortes de mayor tiempo o bien un simple sistema de condensadores si sólo se pretende corregir cortos huecos de tensión. También se fabrican estos dispositivos con sistemas de almacenamiento más modernos, supercondensadores o bobinas superconductoras [36, 50, 72]. .

Se prevé que el sistema sea capaz de suministrar tanto potencia activa como reactiva a la carga y en la compensación de huecos pueda compensarlos sea cual sea el ángulo con la corriente.



Por tanto, podemos concluir que la potencia activa a aportar por el DRV es linealmente proporcional a la caída de tensión durante el hueco, en los casos en los que no hay salto angular en el hueco. En los casos en los que sí hay salto angular, precisa de un estudio más detallado y depende en gran medida del factor de potencia de la carga [1, 9, 16, 36, 50, 72].

### 2.5.1.3. STAT-COM

Del inglés “*Static Compensator*” (figura 2.17), no es un sistema habitual para la mitigación de huecos de tensión, más bien es usado para la inyección de corrientes armónicas demandadas por las carga o para inyección de potencia reactiva y así realizar una compensación estática del factor de potencia. La arquitectura interior del equipo es similar a la del DVR, solo que no se inserta entre la alimentación y la carga sino que, se conecta en paralelo en las barras a las que se conectan la carga y la alimentación [5, 46, 56, 85, 98, 100, 102, 119].

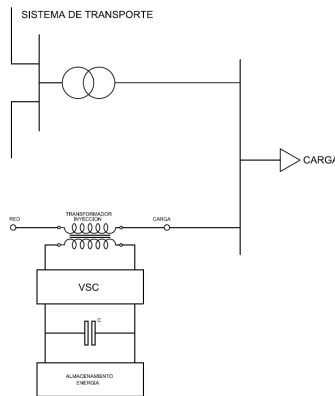


Figura 2.17.: STAT-COM

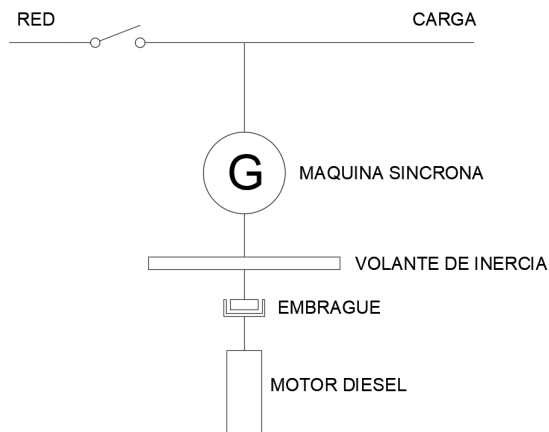
La tensión durante el hueco de tensión puede ser vista como una superposición entre la tensión de la alimentación y la tensión inyectada por el Stat-Com.

#### 2.5.1.4. Sistemas inerciales

Los sistemas inerciales están basados en el almacenamiento de la energía en forma de energía cinética rotacional, de uno o varios volantes de inercia [31, 48, 88, 107, 111, 117].

Si recordamos, la energía cinética de rotación estaba asociada a una velocidad angular de un elemento que giraba y, por otro lado, al momento de inercia de ese elemento.

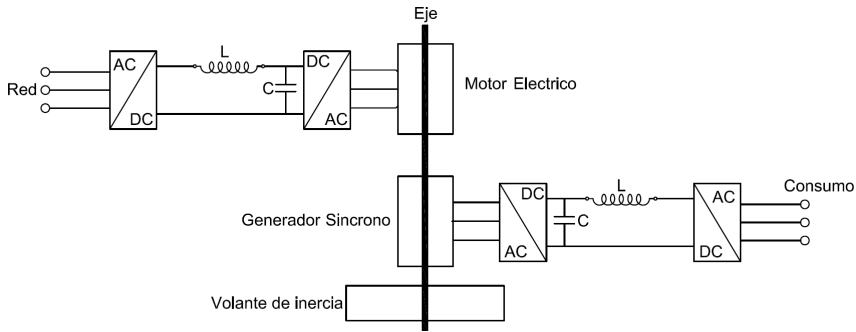
Típicamente, los elementos móviles suelen ser volantes de inercia, que son componentes redondos de gran masa y gran momento de inercia, con un diseño geométrico orientado a minimizar los rozamientos, tanto mecánicos con aerodinámicos.



**Figura 2.18.:** Sistema inercial en derivación

Es importante tener presente que extraer energía del volante implica frenarlo, ya que desde el momento en que el volante empieza a impulsar al generador correspondiente comienza a haber una deriva de velocidad que, eléctricamente, se traduce en una bajada de tensión y de frecuencia en bornes de alternador [31, 48].

Por tanto, el volante hay que diseñarlo suficientemente grande para que dentro del hueco previsto no pierda tanta velocidad que nos vayamos fuera de parámetros eléctricos [31, 48].



**Figura 2.19.:** Sistema inercial de cuádruple conversión

Existen multitud de configuraciones de sistemas de alimentación inerciales, pero todos ellos tienen como denominador común que la energía se almacena en forma de energía cinética asociada al giro de un elemento. Así pues nos encontramos sistemas inerciales en derivación (figura 2.18) en los cuales existe una máquina síncrona, la cual, trabaja en régimen nominal como motor haciendo girar un volante, y en régimen de emergencia esa máquina se transforma en alternador tomando la energía del volante y entregándola a la red.

Los sistemas rotacionales más evolucionados son los llamados de cuádruple conversión (figura 2.19).

En estos sistemas la totalidad de la energía se hace pasar por un rectificador y se transforma en continua para, posteriormente, alimentar un motor eléctrico asíncrono. Mediante estas dos primeras conversiones se tiene el control de la velocidad a la que gira el sistema. El motor síncrono está montado sobre un eje en el que se encuentra un volante de inercia y un generador síncrono [31, 48, 107].

De este generador síncrono obtenemos corriente trifásica, la cual procedemos a rectificarla y a ondularla de nuevo obteniendo así una señal trifásica con parámetros a voluntad [117].

### 2.5.1.5. Sistemas con generación distribuida

Como hemos ido viendo hasta ahora, existen multitud de plantas industriales en las cuales hay una unidad de generación propia en forma de cogeneración la cual se puede usar como suministro de respaldo (figura 2.20). Con lo cual, ésta representa una solución actual al problema del suministro complementario tanto si pensamos en que trabaje en modo isla como en modo acoplado a la red [43, 51, 74, 112, 125].

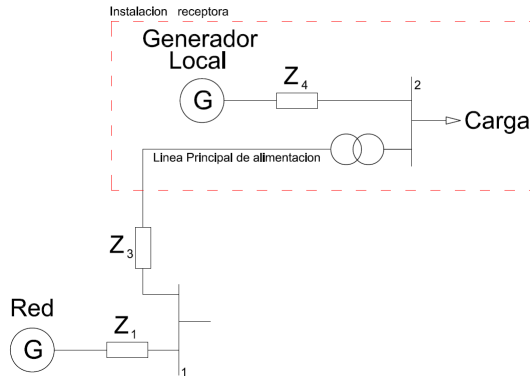


Figura 2.20.: Sistema de alimentación con GD

Como veremos en este capítulo, los sistemas de generación distribuida se clasificarán en función de la energía primaria que consuman.

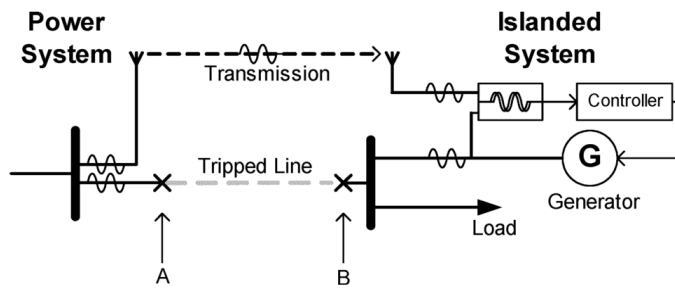
### 2.5.2. Soluciones para mantener los parámetros de acuerdo con la red

Una vez que hemos decidido pasar nuestra planta industrial al modo isla se ha interrumpido la conexión con la red exterior, lo cual presenta dos características principales:

- Toda la energía eléctrica que se consume en la planta procede de nuestra cogeneración, por lo cual, la producción y la demanda han de estar cuidadosamente ajustadas [17, 20, 21, 37].
- La planta industrial no tiene referencia de parámetros de la red exterior [17, 20, 21, 37].

Los parámetros de tensión frecuencia y fase, a priori, si no se controlan evolucionarán de manera divergente en la generación propia con respecto a la red externa, lo cual generará un gran problema, sobre todo en el momento del reenganche [84].

Para solucionar este problema existen los llamados mantenedores de sincronía, los cuales toman una señal de referencia del exterior que sirve para mantener los parámetros estables en el interior. En la figura 2.21 podemos observar las diferentes partes de un sistema de mantenimiento de sincronía.



**Figura 2.21.:** Mantenedor del sincronismo

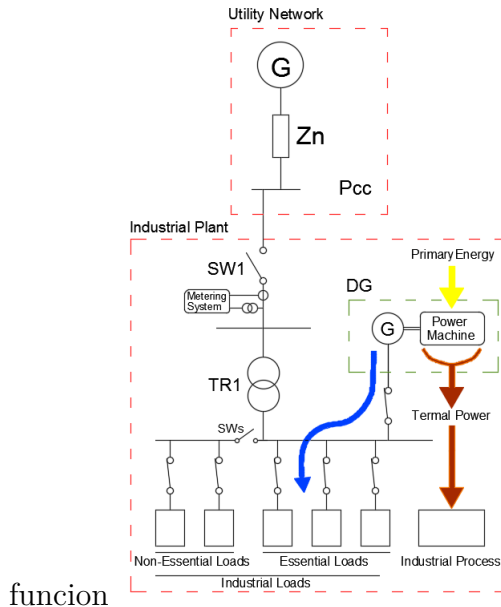
En los sistemas de mantenimiento de sincronía el sistema de control recibe una señal del sistema eléctrico de potencia la cual contiene información sobre la tensión, frecuencia y fase del sistema externo.

Esta señal del exterior sirve como señal de referencia al sistema de control de la generación propia de tal manera que esta trabajará contra la consigna de los parámetros de la red exterior.

De esta forma, la generación propia puede operar de forma que sus parámetros estén cerca de los de la red exterior, lo cual resuelve, en gran medida, el problema del reenganche.

## 2.6. Operación de plantas industriales en modo isla

Como vamos observando, una de las formas evidentes de no ser afectado por las perturbaciones eléctricas del sistema de alimentación es desconectarnos del mismo siempre que la planta industrial disponga de un sistema de generación propio [11, 17].



funcion

**Figura 2.22.:** Esquema de una planta en modo isla.

Como se avanzó en la introducción, muchas de las plantas industriales existentes disponen de unidades de cogeneración, las cuales tienen potencia suficiente para alimentar a toda o a parte de la planta industrial. Al modo de operación desconectado de la red, y alimentada la planta con la generación propia, se le llama operación en isla[20].

Esta operación en isla tiene la ventaja de obtener una inmunidad total de los eventos que sucedan en el exterior, pero tiene una serie de desventajas que se analizarán y que hacen de este modo de operación un modo de emergencia a emplear en caso extremos.

Usaremos el esquema representado en la figura 2.22 para la mejor comprensión del sistema. En este esquema tenemos la red exterior (*utility network*) y la planta industrial con sus subsistemas eléctricos, y de cogeneración. Por medio del interruptor SW1 la planta pasa de operación conectada a la red a operación en isla.

### 2.6.1. Descripción de la operación en modo isla

Básicamente la operación eléctrica de plantas en modo isla es aquella en la cual la planta industrial se encuentra totalmente desconectada de la red eléctrica exterior y su alimentación eléctrica procede de la generación interna de energía. La principal característica de la operación en modo isla es que la potencia generada por la generación interior debe de coincidir con la potencia consumida, salvo que existan almacenamientos internos de energía.

El modo de operación en isla puede clasificarse en modo permanente o modo circunstancial si atendemos a la continuidad en el tiempo, y modo programado o modo no programado si atendemos al modo de activación del mismo.



**Figura 2.23.:** Clasificación operación isla

En el modo de operación en isla permanente nos encontramos con plantas industriales situadas en lugares donde no existe suministro eléctrico o bien éste es insuficiente y entonces se decide que la planta

estará desconectada de la red exterior y que su suministro eléctrico provendrá de la generación eléctrica interna. En estos casos, más que denominarse cogeneración se le suele denominar autogeneración eléctrica.

El modo circunstancial es aquél en que la planta industrial se aísla de la red exterior, bien porque se prevé que la red va a sufrir fenómenos de inestabilidad o bien cuando por tareas de mantenimiento de la instalación de enlace se decide poner a cero dicha instalación.

Independientemente de las razones, nos centraremos en la explicación y diferencias entre el modo isla programado y el no programado.

### **2.6.2. Operación en modo isla programado**

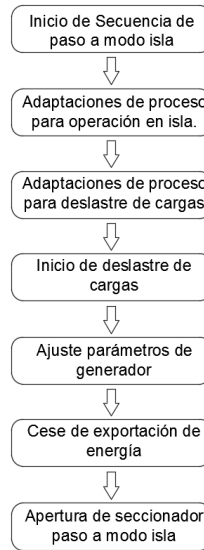
El modo isla programado es aquel en el cual, por alguna razón técnica, se estima que la planta debe de trabajar durante algún tiempo en modo isla, bien sea por alguna operación que requiere de la desconexión de la red, como puede ser el mantenimiento de algún elemento, o bien por que el sistema experto de control de la central prevea una perturbación de suministro [27, 3, 11, 67, 81, 105].

Esta última causa es habitual en algunas plantas industriales, en las cuales, cuando se dan ciertas condiciones meteorológicas, particularmente de tormenta eléctrica, el sistema opta por desengancharse de la red para protegerse de las averías derivadas de fenómenos meteorológicos [57, 65, 67, 68, 71, 81, 105].

En el modo isla programado, la gran ventaja es que la planta realiza un paso controlado de modo conectado a modo isla como puede verse en la figura 2.24 y se realizan las maniobras de adaptación de forma ordenada para verificar que el funcionamiento final y su estabilidad es correcto [27, 62, 3, 11, 17, 21, 37, 42].

En la secuencia de paso a modo isla programada se inicia haciendo los ajustes y adaptaciones sobre el proceso productivo, tanto a nivel eléctrico como a nivel térmico. A nivel eléctrico, se cerrará de forma ordenada aquellos procesos no esenciales que resultarán afectados por el posterior deslastre de cargas [27, 3, 54, 65, 71, 81, 105].





**Figura 2.24.:** Secuencia paso a isla programada

Desde el punto de vista térmico hemos de pensar que la planta de generación estaba trabajando a potencia constante, con lo cual la producción de energía térmica también era constante, cuando pasemos a modo isla el punto de trabajo de la generación no será constante, con lo cual hemos de preparar el proceso para una situación de suministro de energía térmica no estable [27, 81, 105].

Una vez el proceso está preparado para el deslastre de cargas, se produce el mismo con el apagado programado de cargas no esenciales y subsistemas que no se desea que operen en modo isla [3, 54, 65, 81, 105].

Cuando se ha producido el total deslastre de cargas, el sistema de control verificará que la potencia consumida por el proceso industrial es inferior a la máxima del sistema de generación puesto que en modo isla no podremos importar energía. La siguiente etapa es cambiar el sistema de control de la generación para el paso de producción a potencia constante a producción ajustada a la demanda de las necesidades de la planta industrial [62, 3, 17, 67, 68].

Cuando la generación ya opera con nueva consigna de potencia, una

vez se haya verificado que no existe flujo de carga con el exterior, se realizará la apertura del interruptor de acoplamiento de la planta con la red exterior [62, 3, 52, 65, 81, 105].

Como se verá en el capítulo 3 de este trabajo, el sistema de generación operará con la consigna de frecuencia y de tensión constante en las barras de la planta industrial, para lo cual habrá de actuar sobre el sistema primario de potencia y sobre la excitación del alternador para, así, mantener la estabilidad eléctrica de la planta.

### **2.6.3. Operación en modo isla no programado**

La operación en modo isla en situación de paso no programado es sensiblemente diferente al anterior debido principalmente a que se trata de una situación sobrevenida y no planificada de forma conveniente[27, 65, 71]. .

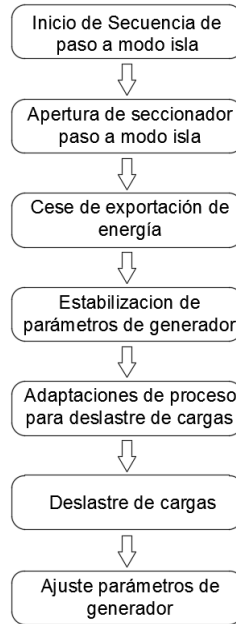
Esta operación se produce principescamente en plantas industriales con generación propia que, debido a su proceso, no pueden parar y, de forma sobrevenida, se produce un evento de más o menos severidad en el suministro eléctrico a la planta.

Este evento puede ser desde una interrupción total del suministro hasta una reducción parcial de parámetros en forma de hueco de tensión.

En numerosas ocasiones estos eventos vienen producidos por una falta en el exterior de la planta, con lo cual, si no pasamos a modo isla, nuestra generación trabajará para aportar corriente de falta al fallo debido a la baja impedancia de este en comparación con la impedancia de receptores.

La planta industrial tendrá que realizar todas la maniobras de la operación programada, pero en otro orden como se ve en la figura 2.25.

Todo comienza con un fallo eléctrico exterior no esperado, el cual provoca el aislamiento eléctrico de la planta industrial y el paso a modo isla de forma instantánea para poder seguir operando la planta.



**Figura 2.25.:** Secuencia de paso a isla no programada

La primera consecuencia es que se cesa el intercambio de energía con el exterior y por tanto la potencia generada por la unidad de generación ha de coincidir con la consumida [62, 37, 57, 67, 68, 81, 105].

Si la situación pre-fallo era de balance exportador de energía, es decir, que la producción era superior al consumo nos encontraremos con un fenómeno de inestabilidad en el que la tensión y frecuencia en barras aumentará y por tanto habremos de ajustar los parámetros de la máquina primaria y de la corriente de excitación del alternador. En este caso pudiera no necesitarse un deslastre de cargas ya que la potencia de generación es superior a la de consumo. Una vez estabilizados los parámetros del generador, se realiza un rápido ajuste de procesos en donde se preparará para el deslastre de cargas desconectando los sistemas no esenciales y los subprocesos que no se quieren mantener en modo isla [27, 62, 3, 11, 17, 21, 37, 42, 52, 54, 57, 65, 67, 68, 71, 81, 105].

Una vez se ha realizado el deslastre de cargas se realiza el ajuste final del sistema de control preparándolo para operar a potencia variable

con consigna de tensión y de frecuencia constante [27, 62, 3, 11, 17, 21, 37, 42, 52, 54, 57, 65, 67, 68, 71, 81, 105]. .

Este modo de paso a isla no programado suele ser violento desde del punto de vista temporal y genera muchas perturbaciones e inestabilidades eléctricas sobre todo en tensión y frecuencia. En muchos escenarios el paso a modo isla de forma no programada no es posible y la planta sufre una parada intempestiva. Esto sucede sobre todo cuando los parámetros de operación en pre-fallo son muy distintos a los parámetros de operación en modo isla y el sistema no soporta un tiempo tan largo de ajuste. Esta es la principal causa del desarrollo de un sistema de acoplamiento de impedancia variable [27, 62, 3, 11, 17, 21, 37, 42, 52, 54, 57, 65, 67, 68, 71, 81, 105]. .

#### **2.6.4. El deslastre de cargas**

El deslastre de cargas es un tema crucial, tanto en la operación en modo isla como en el modo que se describirá en adelante.

Existen varios objetivos para la realización del deslastre de cargas en una planta industrial [33, 54, 57, 64, 68, 84, 97, 103].

El primero, y más obvio, es el de reducir la potencia eléctrica que precisa la planta con objeto de dejarla por debajo de la máxima que puede entregar la unidad de generación.

Es habitual que la planta industrial tenga una potencia consumida en punta superior a la entregada por la unidad de generación, por tanto, si queremos poder operar en isla debemos de reducir la potencia necesaria para la alimentación de la planta, de lo contrario las protecciones de la unidad de generación dispararán por exceso de corriente y caerá la planta industrial.

El segundo motivo del deslastre del cargas es reducir las oscilaciones de demanda de potencia para así mejorar el comportamiento dinámico de la generación. Como veremos, uno de los grandes problemas de la operación en isla es la baja estabilidad en frecuencia derivada de los cambios bruscos en la carga.

Por ello en ocasiones se realiza un deslastre selectivo orientado a eliminar aquellas cargas que tienen un comportamiento muy variable y que generarán muchas oscilaciones en la frecuencia.

El tercer motivo para el deslastre de cargas es frente a un fallo de alimentación en el cual la planta industrial se quedará en modo isla. Se ha de maximizar la autonomía del combustible primario y por tanto, ha de reducirse el consumo eléctrico.

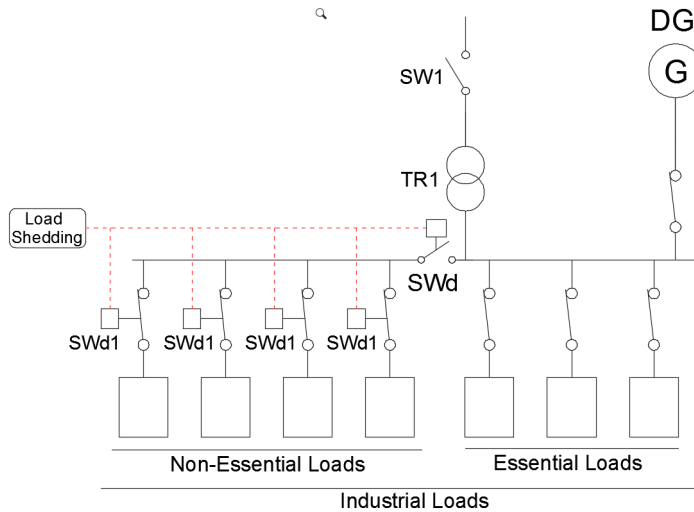
Cuando el combustible es un elemento limitado, como en el caso de grupos diésel en los que el gasóleo puede terminarse, es importante maximizar la autonomía frente a la incertidumbre de cuánto tiempo tendrá que mantenerse este modo de operación.

El deslastre, estará como puede intuirse íntimamente relacionado con el proceso industrial, ya que será este el que condicione que receptores y de que manera pueden ser desconectados. Así pues nos encontraremos con procesos industriales que permiten un alto grado de deslastre y otros con una cantidad muy pequeña de receptores que pueden ser desconectados. Del mismo modo el proceso industrial a parte de condicionar el número de receptores que pueden ser deslastrados, también condiciona la secuencia de deslastre y los tiempos en los que estos pueden ser desconectados.

En cuanto a las formas de realizar el deslastre de cargas existen numerosas, si bien explicaremos de forma somera las más habituales.

La primera forma de realizar el deslastre de cargas es de forma fija y constante. En esta forma, cuando se da la orden de deslastre directamente se desconecta aquella parte de la instalación que se considera no esencial y permanece desenganchada hasta que se vuelve al modo normal de operación.

Esta es la forma más sencilla de realizar el deslastre y no precisa de grandes sistemas de control puesto que de antemano se ha calculado que la zona no deslastrada es inferior a la potencia del generador. En esta forma se suele seccionar de forma única una parte de la instalación como podría ser abriendo el seccionador SWd de la figura 2.26.



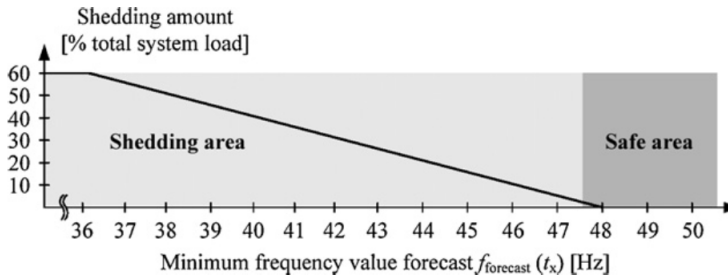
**Figura 2.26.:** Esquema de una instalación preparada para deslastre.

La segunda forma de realizar el deslastre es de forma adaptativa, la cual es más compleja e implica un sistema de control más avanzado. En algunas plantas industriales no es sencillo determinar cuáles son cargas esenciales y cuáles no y según el momento del proceso unas cargas pueden ser necesarias o no. Para resolver este problema, el sistema de control realiza un ajuste fino de la potencia demandada por la planta manteniéndola por debajo de la potencia entregada por la generación. Para ello, el sistema va realizando conexiones y desconexiones de cargas de forma controlada [57, 64, 84, 97].

En el sistema de deslastre adaptativo, el sistema de control calcula, de forma continua, la potencia necesaria y hace una previsión de la misma para realizar la combinación de cargas óptimas que soporte la unidad de generación y que no pare el proceso[54].

La figura 2.27 es una gráfica [103] tipo de una planta industrial preparada para operación en isla, en la cual en función del porcentaje de deslastre, obtenemos una caída de frecuencia derivada de la sobre carga del sistema de generación. Así pues, el objetivo del sistema de control está en tener la instalación siempre dentro de la zona segura para garantizar la estabilidad del mismo.

El deslastre en casi todas las plantas industriales tiene un único estadio en el cual una serie de receptores permanecen desconectados durante la fase de deslastre. No obstante en plantas industriales complejas pueden darse la situación que durante la fase de deslastre se pase de un escenario a otro con objeto de ir manteniendo el proceso industrial en marcha con la limitación de la simultaneidad de los receptores.



**Figura 2.27.:** Gráfica de deslastre de cargas[103]

En los sistemas de deslastre adaptativos resulta como se puede ver en la figura, imprescindible la supervisión de la frecuencia ya que ésta nos da información del estado del alternador y de la máquina primaria. Estos sistemas de deslastre adaptativo se caracterizan por un preciso ajuste entre la potencia máxima de la GD y la potencia consumida por la planta.

### 2.6.5. Problemas eléctricos de la operación en modo isla

Como ya se ha ido intuyendo, la operación en modo isla tiene una gran cantidad de dificultades, y a la postre, aporta unos problemas eléctricos muy concretos y muy conocidos [11, 17, 27, 37, 67, 71].

En los siguientes apartados relacionaremos, de manera conceptual, los problemas en forma de inestabilidades eléctricas por un lado en el paso a operación en modo isla, por otro lado las inestabilidades durante la operación en este modo de operación y por último la salida del modo isla mediante el re-acoplamiento a la red eléctrica.

### 2.6.5.1. Inestabilidades en la fase de paso a modo Isla

El desenganche de la red para el paso a modo isla es un momento crítico en el cual el sistema de control ha de actuar con celeridad pues los parámetros de tensión y de frecuencia tienden a desestabilizarse [27, 37, 71].

El principal motivo de la desestabilización en el paso a modo isla radica en el re-acomodamiento de los parámetros del alternador, ya que este ha pasado de gozar de los parámetros de red a tener que ser él mismo el cual aporte la estabilidad en tensión y frecuencia a la planta.

En función de tipo y tamaño de carga en comparación con el tamaño del cogenerador podremos tener un transitorio en el cual observamos un valle de frecuencia como el observado en la figura 2.28 o bien podemos encontrarnos con un pico de frecuencia si el alternador tiene más capacidad y potencia que la carga como ocurrirá en las simulaciones de capítulo 5.

En la figura 2.28 podemos observar en un sistema de 60Hz nominales que en el segundo 15 sucede el desenganche de la red, lo cual, lleva aparejado una caída de tensión con su posterior estabilización pasado el segundo 25.

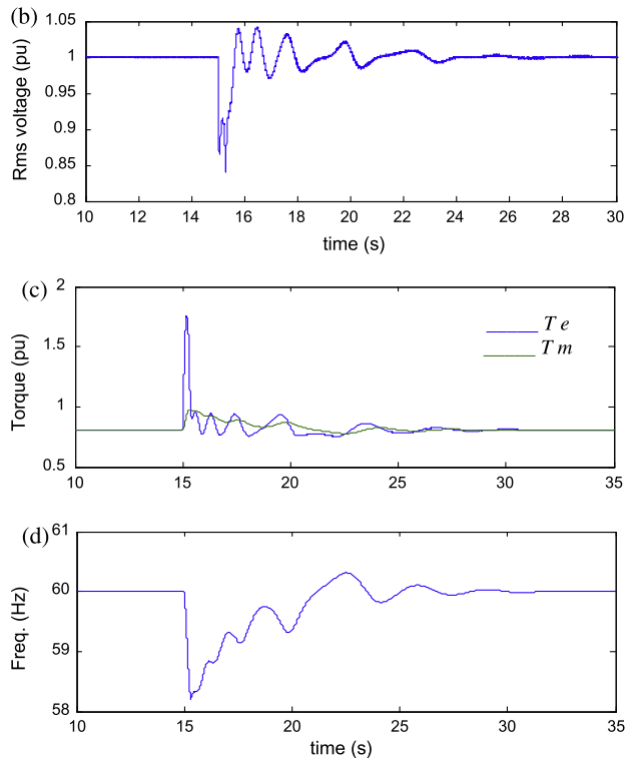
La velocidad de las correcciones de frecuencia en el momento del paso a modo isla dependerá de sistema de control y sobre todo de las inercias mecánicas.

La desestabilización en tensión, como podemos cuantificar en este ejemplo, implica un 15 % de caída y un posterior 5 % de sobrentensión.

La frecuencia, por su parte, sufre una caída hasta los 58 Hz y, de la misma manera que la tensión, se estabiliza pasado el segundo 25.

Por su parte, el par en el alternador sufre un pico en el instante de paso a modo isla como contra medida de estabilización del sistema.





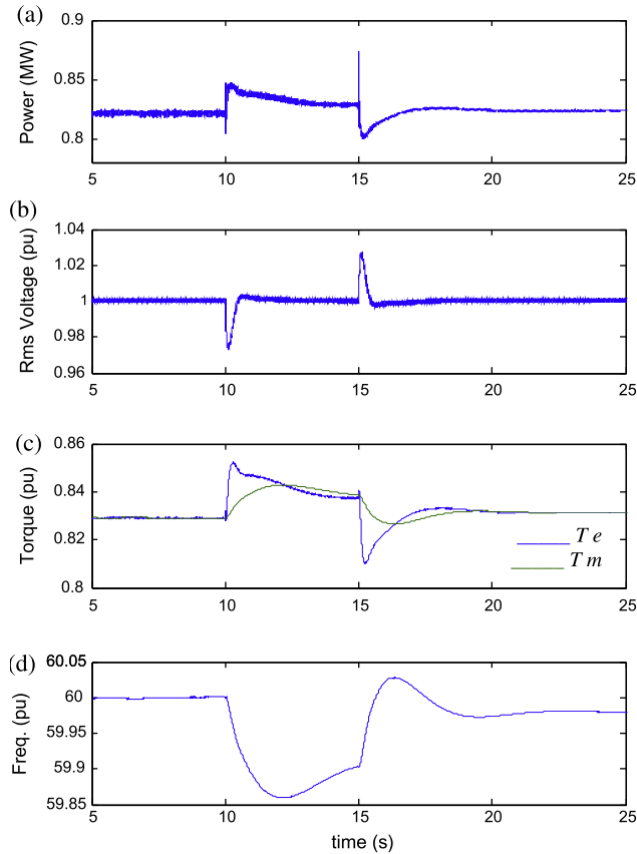
**Figura 2.28.:** Gráficas de Paso a Modo isla

En este caso concreto como hemos visto la frecuencia cae en el momento del paso a modo isla, si bien podemos encontrarnos con el caso contrario en el cual la frecuencia se dispara en ese instante. Este comportamiento de sufrir un hundimiento o un crecimiento viene condicionado por las características de la GD y de su sistema de control. Una GD sobreexcitada y trabando por debajo del 100% de su potencia nominal con seguridad sufrirá un crecimiento en la frecuencia en el momento de la desconexión. Por contra, una maquina sub-alimentada y trabajando a plena carga, con seguridad sufrirá un hundimiento este parámetro.

En resumen, podemos concluir que en el instante de la desconexión, la tensión y la frecuencia caen de forma brusca, y será la rapidez del sistema de control el que estabilice dicha situación [27, 37, 71].

### 2.6.5.2. Inestabilidades en la operación normal el modo isla

La principal causa de inestabilidades en la operación en modo isla reside en de los cambios bruscos de carga eléctrica y en la dificultad del sistema mecánico para responder rápidamente a estos cambios.



**Figura 2.29.:** Gráficas de operación en modo isla

Cuando se produce un aumento de la carga eléctrica, como primer reflejo tenemos una caída de tensión y frecuencia y el sistema de control reacciona aumentando la corriente de excitación de rotor para compensar la tensión y por otro lado aumentan la velocidad de la maquina primaria.

En función del tipo de máquina primaria y de sus inercias mecánicas el sistema tardará más o menos en acoplarse a la nueva situación de carga.

Para ilustrar esta situación exponemos en la figura 2.29 en la cual en  $t=10s$  se produce un aumento de la potencia demandada desde 0.82 MW a 0.85 MW con una vuelta a los 0.82 MW para  $t=15s$ .

En el aumento de carga para  $t=10s$  podemos ver una caída brusca de la tensión y de la frecuencia junto con un aumento de par derivado de la reacción de inducido del cambio de carga.

Del mismo modo, cuando la carga vuelve a bajar nos encontramos con un aumento de la tensión y de la frecuencia junto con una caída de par. Estos fenómenos suceden cada vez que se realizan cambios en la carga por lo que derivan en grandes inestabilidades del suministro[17, 37, 67]..

### **2.6.5.3. Salida del modo isla**

Por último, y para terminar con los efectos no deseables de la operación en modo isla, nos encontramos con la salida de este modo con el reenganche a la red. Este momento ha sido ampliamente estudiado y es un instante de máxima delicadeza. Para realizar la reconexión es necesario que la tensión y la frecuencia tanto de la red como de la isla sean lo más idénticas posibles, y que no existan ángulos de desfase entre ambas redes. Esto representa un problema que se resuelve con equipos llamados sincroscopios que realizan la sincronización de la isla previo a la conexión. En este instante suceden una gran cantidad de faltas derivadas de la dificultad de realizar una sincronización exacta [17, 67, 71]..

# 3. Sistema de acoplamiento de rigidez variable

En el presente capítulo desarrollaremos teóricamente el sistema de acoplamiento de rigidez variable.

Puesto que se trata de un nuevo desarrollo, se habrá de poner especial atención a la terminología.

Comenzaremos con una descripción del sistema físico de acoplamiento para familiarizarnos con los conceptos de rigidez y con los elementos que conforman el sistema de enlace entre una planta industrial y la red de alimentación.

Posteriormente realizaremos una descripción conceptual y funcional con objeto de entender la filosofía del aumento de rigidez del sistema de acoplamiento.

Una vez descritos todos los elementos pasaremos a definir el concepto de rigidez variable.

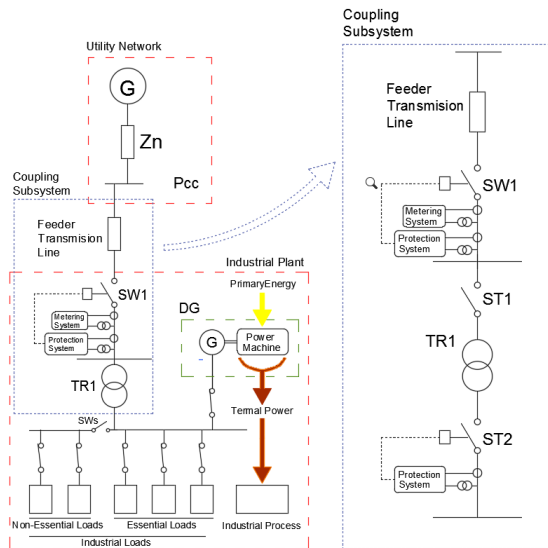
Desarrollaremos el aparato matemático necesario para el modelado y simulación de un sistema de acoplamiento de rigidez variable con objeto de implantarlo en el modelo MATLAB que se desarrollará en los siguientes capítulos.

Terminaremos el capítulo calculando la inmunidad de una planta industrial frente a huecos de tensión y la optimización del sistema de acoplamiento de rigidez variable.

### 3.1. Descripción del sistema de acoplamiento

Primeramente haremos una descripción de las diferentes partes del sistema de acoplamiento en una arquitectura convencional de acoplamiento constante, como el mostrado en la figura 3.1.

El sistema de acoplamiento lo definiremos como aquella parte del sistema eléctrico que une el punto de conexión con la compañía y las barras generales de la planta industrial de donde cuelgan los receptores eléctricos [116, 53].



**Figura 3.1.:** Estructura del sistema de acoplamiento

Típicamente, el sistema de acoplamiento está compuesto por [53, 7]:

- Punto de conexión con la compañía: éste es el inicio del sistema de acoplamiento y representa aquel punto físico donde la planta industrial se conecta a la red de la compañía suministradora.
- Línea de enlace: suele ser una línea eléctrica trifásica, bien enterrada o bien aérea, que puede tener desde unos pocos de metros hasta varios kilómetros.

- Interruptor o sistema de seccionamiento general: se trata de un aparato de corte mediante el cual podemos aislarnos de la compañía de suministro. La maniobra de este elemento puede ser voluntaria en el caso de una desconexión programada o bien accionado por el sistema de protecciones.
- Transformador reductor: este es el transformador que reducirá la tensión desde la tensión de la línea de alimentación a la tensión de uso de la planta industrial.
- Sistema de protección: estará integrado por el conjunto de relés para protección de las instalaciones y tendrán control sobre aquellos elementos de maniobra ubicados para la desconexión de instalaciones o receptores.

## **3.2. Desarrollo conceptual del sistema de acoplamiento de rigidez variable**

Antes de entrar en la descripción matemática haremos un acercamiento conceptual a la solución de la rigidez variable.

En la práctica de operación de plantas industriales dotadas de generación distribuida se viene observando claramente la influencia de la rigidez del acoplamiento en la operación de la planta [53].

Para operación normal es favorable una alta rigidez, de forma que se pueda evacuar fácilmente la energía producida por la cogeneración y, por otro lado, una alta rigidez aporta poca atenuación a la potencia de cortocircuito, lo cual proporciona robustez al sistema eléctrico de la planta y lo hace fiable frente a conexión de cargas bruscas por ejemplo. Una alta potencia de cortocircuito en barras de la planta representa ciertas ventajas de operación como son la gran estabilidad dinámica de la misma y el buen comportamiento frente a la contaminación armónica en la red.

Por otro lado en la operación durante una falta externa, una alta rigidez resulta desfavorable primeramente porque la potencia generada por la GD una gran parte va a parar a alimentar la falta con lo cual

dicha GD resulta de poca utilidad para la industria. Por tanto en la explotación del sistema resultan interesantes rigideces bajas. Se ha estudiado que plantas industriales aisladas geográficamente de la red y, por tanto con bajas rigideces de acoplamiento presentan buenos comportamientos durante las faltas debido a que la alta impedancia del sistema hace difícil que la GD aporte mucha potencia a la falta. Visto esto, se ha pretendido desarrollar un sistema que pueda aumentar la distancia lo suficiente durante la falta para poder ser inmune a sus efectos [115, 8, 52].

### 3.3. Concepto de rigidez de un acoplamiento

Definiremos la rigidez de un sistema de acoplamiento como la suma de admitancias de los elementos que lo componen. Usaremos la admitancia en lugar de la impedancia para que exista una relación directa en lugar de inversa entre la rigidez y la admitancia.

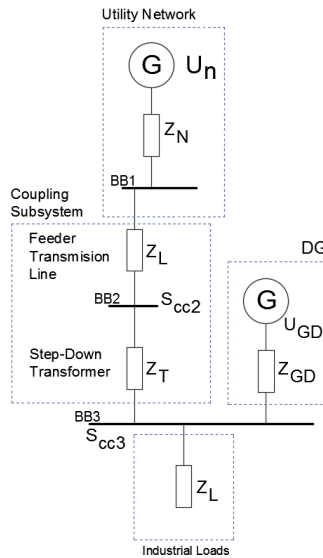
$$\text{Rigidez} - \text{Acoplamiento} = \sum Y_n \quad (3.1)$$

Siendo  $Y_n$  las admitancias de los diferentes elementos que componen el sistema de acoplamiento, típicamente como puede verse en la figura 3.2 la impedancia de transformador y la impedancia de línea de alimentación.

Trabajaremos con valores por unidad puesto que aporta simplicidad al cálculo y da una visión clara y cuantitativa de los valores y órdenes de magnitud que se han de emplear en este desarrollo. Para ello se establecerán unos parámetros base, los cuales representarán los coeficientes de adimensionalización para el paso a parámetros por unidad [115, 53].

Parámetro	Fórmula
$S_B$	$S_B = \frac{S}{3}$
$U_{Bn}$	$U_B = \frac{U_{Bn}}{\sqrt{3}}$
$I_{Bn}$	$I_B = \frac{U_B}{\sqrt{3}S}$
$Z_{Bn}$	$Z_B = \frac{\left(\frac{U_B}{\sqrt{3}}\right)^2}{\frac{S}{3}}$
$Y_{Bn}$	$Y_B = \frac{1}{Z_B}$

**Tabla 3.1.:** Tabla de paso a parámetros por unidad

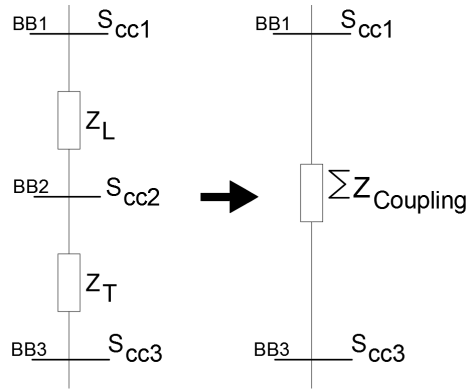


**Figura 3.2.:** Esquema habitual de una planta

En la estimación de la rigidez del acoplamiento sólo computaremos aquellos elementos que presentan una impedancia serie significativa, por tanto, despreciaremos impedancias de seccionadores, interruptores, y resto de sistemas auxiliares que no influyen en la reactancia serie de acoplamiento.

$$Rigidez - Acoplamiento = \sum Y_{línea} + Y_{Transformador} \quad (3.2)$$





**Figura 3.3.:** Simplificación del sistema de acoplamiento

Así pues, si introducimos el elemento de rigidez variable, nos quedaría la rigidez definida con la siguiente expresión:

$$Rigidez - Total - Acoplamiento = \sum Y_n + \sum Y_{ARS} \quad (3.3)$$

Siendo  $Y_n$  la rigidez del sistema de acoplamiento sin tener en cuenta el ARS y  $Y_{ARS}$  la admitancia del dispositivo del sistema de rigidez variable.

En el valor de rigidez del acoplamiento influyen varios parámetros que afectan directamente a su valor:

- La impedancia de la línea de alimentación, la cual es directamente proporcional a su longitud. Por tanto a mayor distancia al punto de conexión mayor impedancia y por tanto menor rigidez. Líneas más cortas y con conductores de mayor sección construyen instalaciones más rígidas [53, 41, 52].
- El sistema de transformación tiene una importancia directa en la rigidez del sistema de acoplamiento. Teniendo en cuenta que los transformadores de potencia tienen tensiones de cortocircuito de entre 4% y 7% estos elementos constituyen el mayor elemento que contribuye a la reducción de la potencia de cortocircuito y por tanto a la rigidez del sistema. Por contra, sistemas con

grandes trafos de gran potencia y configuraciones en paralelo aportan rigideces más altas al sistema de acoplamiento [53, 41].

- Las impedancias que aportan el aparellaje del sistema como son cables de unión, barras, transformadores de medidas y elementos de conexión. Estos elementos no tienen un gran impacto en la rigidez del sistema por lo que podemos despreciarlos[53].

Sistema	Rigidez ( $Y_{Acoplamiento}$ )
Muy Rígido	$Y > 1000pu$
Rigidez media	$500pu < Y < 1000pu$
Baja Rigidez	$50pu < Y < 500pu$
Flexible	$5pu < Y < 50pu$
Muy Flexible	$Y < 5pu$

**Tabla 3.2.:** Clasificación de un sistema en función de su rigidez[53].

A la vista de la tabla 3.2, y a modo de ejemplo, serán instalaciones muy rígidas aquellas alimentadas por líneas robustas y muy cortas y con transformadores reductores de gran potencia en proporción a la planta. Estamos hablando, sobre todo, de grandes plantas industriales alimentadas por líneas de varios circuitos y parques de transformación muy potentes. Las instalaciones de media y baja rigidez son aquellas alimentadas por líneas de varios kilómetros (5-10 km) y transformadores de alta tensión de cortocircuito y potencia moderada no muy superior a la nominal de la planta. En el caso de instalaciones flexibles y muy flexibles en relación a su rigidez, hablamos de sistemas de alimentación mediante líneas de varias decenas de kilómetros y transformadores de pequeño tamaño. La mayoría de las instalaciones que nos encontramos en la industria son de rigidez media y baja, representando éstas más del 90% de las instalaciones. Las instalaciones flexibles y muy flexibles son plantas alimentadas por sistemas muy débiles y con potencias de cortocircuito bajas que presentarán problemas de grandes caídas de tensión y comportamiento malo frente a armónicos[53, 79, 108].

### 3.4. Cuantificación de la inmunidad de una planta industrial frente a problemas de interrupciones y huecos

Vamos a considerar como inmunidad a la propiedad que tiene una planta industrial con GD para seguir en operación durante una interrupción o hueco de tensión exterior del sistema eléctrico. Para ello generaremos una clasificación de las instalaciones en función de su inmunidad (tabla 3.3).

Inmunidad	Potencia GD	$Y_{Acoplamiento}$
Totalmente inmunes	$P_{GD} \gg P_{Planta}$	$Y < 50pu$
Altamente inmunes	$P_{GD} = P_{Planta}$	$50pu < Y < 500pu$
Mediana inmunidad	$P_{GD} = P_{Planta}$	$500pu < Y < 1000pu$
Baja inmunidad	$P_{GD} < P_{Planta}$	$Y > 1000pu$
Instalaciones vulnerables	$P_{GD} \ll P_{Planta}$	$Y > 1000pu$

**Tabla 3.3.:** Clasificación de la vulnerabilidad de una planta

En base a esta clasificación daremos las siguientes definiciones:

Instalaciones totalmente inmunes: Son aquellas capaces de mantenerse en total operación sin reducción de su capacidad productiva frente a una interrupción o hueco de tensión de cualquier tipo y severidad durante tiempo indefinido.

Instalaciones altamente inmunes: Son aquellas capaces de mantenerse en total operación sin reducción de su capacidad productiva frente a una interrupción o hueco de tensión de una severidad moderada (>50%) durante tiempo indefinido.

Instalaciones de mediana inmunidad: Son aquellas capaces de mantenerse en operación mediante deslastre de cargas no esenciales frente a una interrupción o hueco de tensión.

Instalaciones de baja inmunidad: Son aquellas capaces de mantenerse en operación mediante deslastre de cargas no esenciales frente a una

interrupción o hueco de tensión de una severidad moderada ( $>50\%$ ) durante un breve espacio de tiempo.

Instalaciones vulnerables: Son aquellas incapaces de mantenerse en operación frente a una interrupción o hueco de tensión de una severidad moderada ( $>50\%$ ).

### 3.5. Arquitectura de un sistema de acoplamiento de rigidez variable de una planta industria

La arquitectura del sistema de acoplamiento de rigidez variable está compuesta principalmente por una serie de impedancias trifásicas que se acoplarán en serie para la disminución de la rigidez del sistema. Estas impedancias, a priori, pueden ser tanto inductivas como resistivas, si bien lo óptimo son impedancias fuertemente inductivas. Estas impedancias habrán de ser trifásicas, independientes por cada fase para evitar inducciones mutuas, y podrán estar repartidas en una o varias etapas en función de los escenarios eléctricos que se planteen.

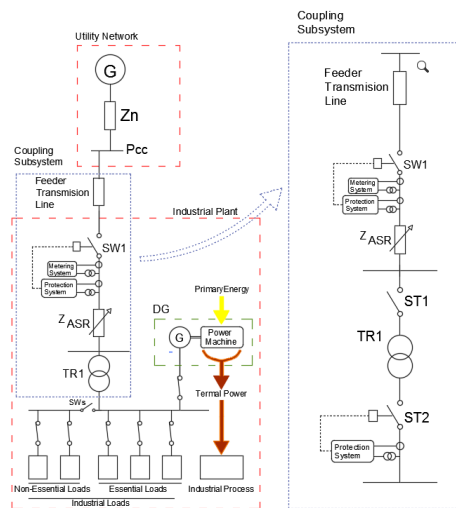


Figura 3.4.: Estructura conceptual del sistema con ARS

Por otro lado, y no menos importante, tendremos el sistema de conmutación para la entrada o salida de las impedancias en etapas. Y, por último, tenemos el sistema de control y protección de nuestro dispositivo de rigidez variable.

El sistema de rigidez variable deberá ir ubicado a la entrada de la instalación, justo antes de la etapa de transformación y después de la llegada de la línea de alimentación. No se contempla su instalación en la parte de baja tensión, puesto que las corrientes que se manejarían serían mucho más fuertes, y esto complicaría tanto la construcción de la impedancias como el sistema de maniobra.

Por tanto, el lugar óptimo, es justo a la entrada de la planta industrial, después del sistema de seccionamiento y del sistema de medida de energía.

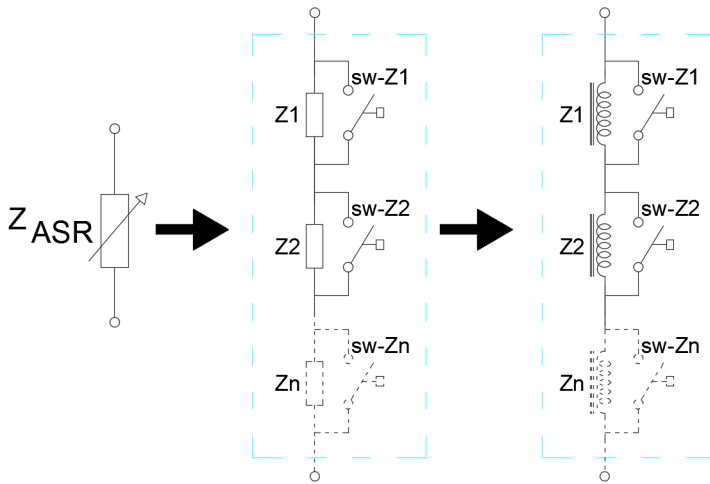
### **3.5.1. Impedancias de cambio de rigidez**

El sistema de cambio de rigidez estará compuesto por un grupo de impedancias trifásicas dispuestas en serie, de valor tal que su admitancia sea el adecuado para conseguir la reducción de rigidez deseada. A priori, las impedancias de cambio de rigidez podrían ser resistivas o inductivas en función de la fabricación de las mismas. Las resistivas pueden ser simplemente resistores sólidos no bobinados de carbón o similar.

Las impedancias inductivas pueden ser bobinas de cobre con núcleo magnético o núcleo al aire.

Las impedancias resistivas puras presentan la gran ventaja de que, al carecer de componente inductiva, no generan cambios de fase en los vectores de tensión e intensidad, y no generan fenómenos transitorios en la conexión y desconexión de las mismas.

Por otra parte, las impedancias resistivas tienen la gran desventaja de generar grandes pérdidas de energía activa en disipación de calor en las mismas.



**Figura 3.5.:** Desarrollo conceptual impedancias

Las impedancias inductivas tienen el problema de los cambios de fase y de los fuertes fenómenos transitorios que generan en las maniobras. Por contra, sus pérdidas energéticas van unidas a su componente inductiva.

En cuanto a la disposición constructiva, parece lo más adecuado que sean inductancias bobinadas con hilo de cobre y núcleo ferromagnético para aumentar la inductancia en menos espacio físico.

Estas impedancias tendrán una forma constructiva similar a la de un transformador y habrán de estar ubicadas en un lugar seguro y con una ventilación suficiente para su operación.

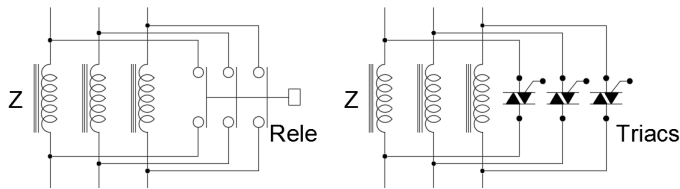
Puesto que no es posible constructivamente la elección de impedancias variables de forma lineal, resulta imprescindible su regulación de forma discreta mediante la instalación de impedancias en cascada con las cuales obtendremos una serie de escalones calculados para la funcionamiento en el número de escenarios previstos.

De esta forma podremos tener una o varias impedancias puestas en serie dispuestas en etapas y cada etapa asociada a su sistema de computación par ala entrada en operación.

### 3.5.2. Sistema de conmutación

El sistema de conmutación es aquel conjunto de aparataje que tiene como objetivo maniobrar las impedancias del sistema de rigidez variable en el sistema de acoplamiento insertándolas en serie o extra-yéndolas del circuito serie.

Esta maniobra se realiza cortocircuitando las impedancias para, así, sacarlas o meterlas en serie con el sistema de acoplamiento.



**Figura 3.6.:** Tecnologías de conmutación

La maniobra de conmutación puede ser hecha por diferentes tecnologías desde simples relés hasta dispositivos de conmutación de estado sólido como pueden ser los Triacs. La decisión de utilizar una u otra tecnología está basada en la velocidad de conmutación. Los relés o contactores son robustos y fiables, pero tienen velocidades de conmutación que varían desde los 0.1 segundos de los contactores rápidos en baja tensión, hasta casi un segundo en el caso de cabinas de conmutación en media tensión. Si esta velocidad de maniobra del contactor no es aceptable, es necesario recurrir a un sistema de maniobra de estado sólido como pueden ser los Triacs. Como argumentos en contra para el uso de los sistemas de maniobra de estado sólido tenemos su alto precio para altas tensiones y sus limitaciones para altas corrientes y altas tensiones [60].

Existe la posibilidad de usar las dos tecnologías de forma simultánea, de forma que en el momento de la conmutación se usen los dispositivos sólidos, y en el régimen permanente estos queden anulados por contactores.

## 3.6. Modelado Matemático de un sistema eléctrico de potencia con GD y acoplamiento de rigidez variable

Primeramente, realizaremos el modelado matemático de cada elemento por separado, los cuales son los que se implementarán en nuestro modelo de MATLAB. Posteriormente, realizaremos una resolución analítica en parámetros por unidad que nos aportará una visión muy característica y un acercamiento al problema desde un punto adimensional. Este acercamiento adimensional nos dará las claves para estimar, de una manera aproximada, los valores a considerar en el dimensionamiento de un sistema de rigidez variable.

### 3.6.1. Red exterior

El modelo de la red exterior lo hemos de construir a partir de los datos que la compañía de distribución nos entregue sobre ella. Así, típicamente, los datos que nos vamos a encontrar son la potencia de falta tripolar, la corriente de falta monofásica, la tensión nominal, el régimen de neutro y la relación X/R. Con estos datos hemos de construir un modelo que sirva para calcular y simular el sistema[70, 53].

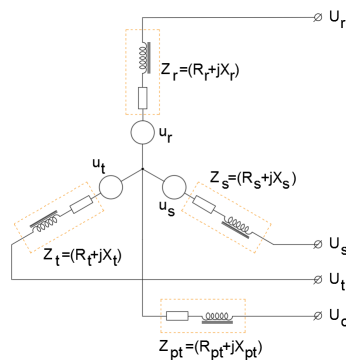


Figura 3.7.: Modelo de red de alimentación



En la siguiente tabla estableceremos el paso de los parámetros que da la compañía a los parámetros de nuestro modelo. La tensión de los generadores del modelo usaremos la nominal aportada por la compañía. El valor de la inductancia de fase lo calcularemos con la fórmula 3.4.

$$L = \frac{U_{nominal}^2}{P_{cc}} \cdot \frac{1}{2\pi f} \quad (3.4)$$

Una vez obtenida la inductancia del sistema podemos obtener la parte resistiva de la impedancia del sistema de alimentación a partir de la relación X/R mediante la expresión 3.5.

$$R = \frac{2\pi f L}{\frac{X}{R}} \quad (3.5)$$

Parámetro compañía		Parámetro del modelo
U (Kv)	⇒	$U_r, U_s, U_t$
F (Hz)	⇒	$U_r, U_s, U_t$
$S_{cc-3\Phi}$	⇒	$Z = (R + jX)$
$I_o$	⇒	$Z_{pt} = (R_{pt} + jX_{pt})$
X/R	⇒	$jX$

**Tabla 3.4.:** Cuadro de equivalencias compañía-modelo

La  $I_o$  nos da información acerca del tipo de puesta a tierra que tiene el sistema, cuanto mayor sea la corriente de puesta a tierra, más rígida será la conexión a tierra del sistema. Lo habitual en instalaciones comerciales es limitar dicha corriente a 300A con objeto de no tener que sobredimensionar la aparatamenta de puesta a tierra, siendo esta corriente suficiente para una selectividad correcta de protecciones diferenciales. Habitualmente la corriente  $I_o$  se suele limitar en las subestaciones de cabecera instalado reactancias Petersen entre los neutros de los trafos y las tierras.

Con este desarrollo ya tenemos totalmente modelado y parametrizado la red externa de alimentación.

### 3.6.2. Línea de alimentación

La parametrización matemática de la línea puede hacerse de varias formas en función del nivel de exactitud que se precise en los parámetros. Para líneas muy cortas ( $<5$  km) y de poca tensión ( $<33$  kV) basta con modelar simplemente con un circuito serie la inductancia y la resistencia de la línea. Cuando la longitud aumenta ( $>5$  km) pero la tensión sigue siendo moderada hemos de recurrir a esquemas equivalentes en PI o en T en los cuales, además de la impedancia serie, hemos de modelar también la capacidad entre los conductores, y entre éstos y tierra, además de las inducciones mutuas. Para líneas de gran distancia ( $>50$  km) y tensiones de transporte o de subtransporte hemos de recurrir al método de cuadripolos en los cuales los parámetros, en vez de estar concentrados, se distribuyen a lo largo de la línea, dando este método mayor precisión en los resultados[53].

Para nuestro desarrollo usaremos el método PI, puesto que la mayoría de las industrias están alimentadas por línea de media tensión o tensiones inferiores a los 132 kV y con líneas que rara vez superan los 10 km, puesto que las industrias suelen estar en núcleos industriales con todos los servicios cercanos [53].

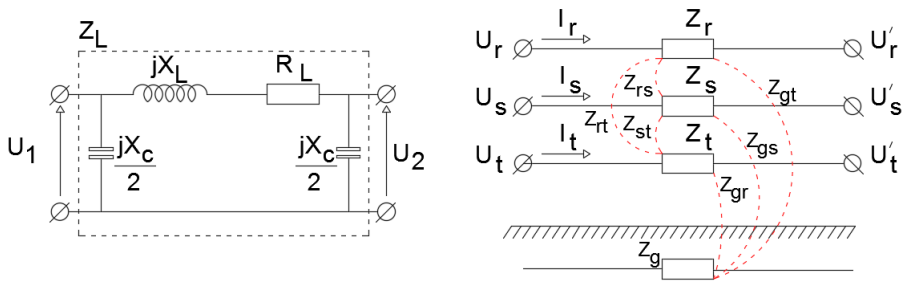


Figura 3.8.: Parametrización de la línea alimentación

Para la modelización calcularemos los parámetros de reactancia, capacitancia y resistencia de la línea por kilómetro, y plantearemos primeramente el equivalente monofásico, como se puede ver la figura 3.8a. Una vez claros todos los parámetros unitarios de la línea plantearemos

el esquema de todas las fases y construiremos el sistema matricial [53].

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_{rr'} \\ \bar{V}_{ss'} \\ \bar{V}_{tt'} \\ \bar{V}_{gg'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{V}_r - \bar{V}_{r'} \\ \bar{V}_s - \bar{V}_{s'} \\ \bar{V}_t - \bar{V}_{t'} \\ \bar{V}_g - \bar{V}_{g'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{rr} & \bar{Z}_{rs} & \bar{Z}_{rt} & \bar{Z}_{rg} \\ \bar{Z}_{sr} & \bar{Z}_{ss} & \bar{Z}_{st} & \bar{Z}_{sg} \\ \bar{Z}_{tr} & \bar{Z}_{ts} & \bar{Z}_{tt} & \bar{Z}_{tg} \\ \bar{Z}_{gr} & \bar{Z}_{gs} & \bar{Z}_{gt} & \bar{Z}_{gg} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_r \\ \bar{I}_s \\ \bar{I}_t \\ \bar{I}_g \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Este es el sistema matricial que usaremos para el modelado de la línea de alimentación puesto que, como hemos visto, será uno de los elementos importantes en el modelado del sistema de acoplamiento.

### 3.6.3. Transformador

Pasemos ahora al modelado de un importante elemento en la cadena de acoplamiento entre la planta industrial y la red de alimentación que es el transformador. La idea no es dar un desarrollo detallado del funcionamiento del transformador sino el enfoque utilizado para el modelado posterior. Los transformadores podrán ser de tres o de cinco columnas según su sistema constructivo. En los transformadores de tres columnas el sumatorio de los flujos magnéticos habrá de ser siempre cero, por lo que presentarán una más alta impedancia en los sistemas desequilibrados y, por supuesto, una más alta impedancia homopolar [53].

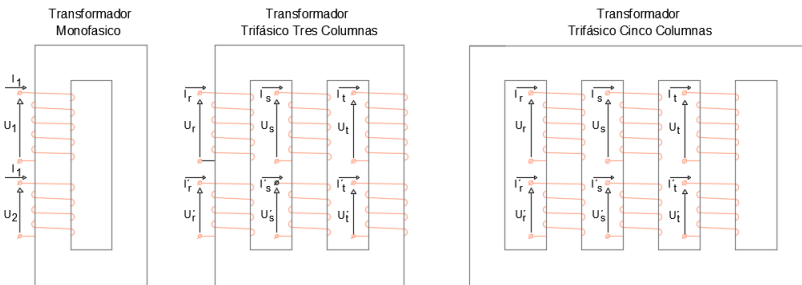


Figura 3.9.: Modelo de transformadores

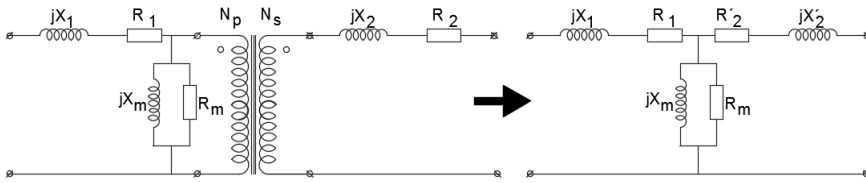
Puesto que realizaremos el análisis en régimen transitorio resulta necesario en el caso del transformador establecer las ecuaciones en el dominio del tiempo como podemos ver a continuación.

$$\left. \begin{aligned} u_{pk} &= R_p i_{pk} + N_p \frac{d\phi_{pk}}{dt} \\ u_{sk} &= R_s i_{sk} + N_s \frac{d\phi_{sk}}{dt} \end{aligned} \right\} \quad (3.7)$$

Siendo:

- $u_{pk}, u_{sk}$ =tensiones de devanado primario y secundario
- $R_p, R_s$ =resistencias de devanado primario y secundario
- $i_{pk}, i_{sk}$ =corrientes de devanado primario y secundario
- $N_p, N_s$ =espiras de devanado primario y secundario
- $\phi_{pk}, \phi_{sk}$ =flujo magnético de devanado primario y secundario

El análisis se realizará siempre en el dominio del tiempo ,por lo que estas ecuaciones diferenciales serán implementadas como se explicará en el modelo de Simulink®. Puesto que en las placas de características los parámetros vienen referidos en formato estándar, resulta necesario trabajar con el esquema monofásico equivalente del transformador para obtener, a partir de los parámetros de fabricante, los datos que precisamos para nuestro análisis. Así pues, es habitual que el suministrador aporte los datos de impedancia de cortocircuito, corriente de vacío, relación de transformación, grupo de conexión e impedancia de devanados. A partir de estos parámetros confeccionaremos el esquema equivalente para, de forma posterior, poder establecer las ecuaciones diferenciales. En la figura 3.10 podemos apreciar tanto el esquema monofásico equivalente en parámetros reales como en parámetros por unidad [53].



**Figura 3.10.:** Esquema equivalente del transformador

Siendo:

- $R_1, jX_1$ =impedancia de primario
- $R_2, jX_2$ =impedancia de secundario
- $R_m, jX_m$ =impedancia de magnetización
- $N_p, N_s$ =numero de espiras de devanado primario y secundario

El otro aspecto de importancia significativa en el modelado del transformador es su grupo de conexión.

Ambos devanados pueden ser conectados en estrella, triángulo o zigzag. Además del tipo de conexión, en función de la forma de conexionado de las bobinas aparecerán unos desfases angulares entre el primario y el secundario, siempre múltiplos de  $30^\circ$ .

Este desfase se denominará grupo horario y aparecerá en las características del transformador junto con el tipo de conexionado. El conexionado, dependiendo si es en estrella o triángulo, tendrá una importancia primordial en cómo se verá la perturbación de la red desde el otro lado del transformador.

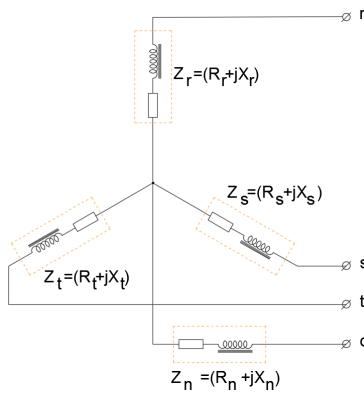
### 3.6.4. Cargas

Estudiaremos las cargas desde el punto de vista de receptores eléctricos, implementados en sus procesos o en sus sistemas auxiliares. Los receptores podrán ser desde el punto de vista de su interrumpibilidad esenciales o no esenciales, siendo los esenciales aquellos cuya parada provoca una parada o un no funcionamiento correcto del proceso industrial [53].

En este apartado haremos una somera clasificación y descripción de los receptores en función de su comportamiento en la simulación de una perturbación del tipo de las estudiadas.

Podríamos hacer una clasificación en función de la tecnología o de la finalidad de la carga a considerar pero, simplemente, distinguiremos entre receptores estáticos y receptores dinámicos.

Por receptores dinámicos entenderemos las máquinas rotativas como son los motores síncronos y los asíncronos. Los receptores dinámicos presentarán una fuerza contraelectromotriz que habrá de ser modelada correctamente.



**Figura 3.11.:** Esquema general de carga

Los receptores estáticos, a efectos de nuestro estudio, serán representados como unas impedancias conectadas en estrella o en triángulo con forma equilibrada o desequilibrada y parte real e imaginaria.

En cuanto al modo eléctrico de operación de las cargas, las podemos clasificar como cargas de impedancia constante y cargas de potencia constante. Las cargas de potencia constante mantienen este parámetro fijo, independientemente de las fluctuaciones de la tensión dentro del margen de trabajo. Las cargas de impedancia constante son aquellas cuya potencia, y por tanto también la corriente, son proporcionales a la tensión de alimentación. Los motores eléctricos, alimentados por variadores de frecuencia, trabajan a potencia constante. Casi todos los receptores trabajan a impedancia constante.

### 3.6.5. Generación distribuida

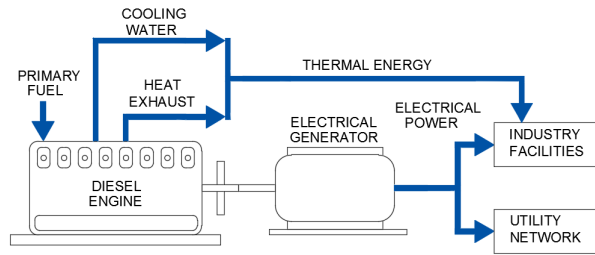
Llegamos a una de las partes más importante de las plantas industriales objeto de nuestro estudio. Técnicamente, una planta de generación distribuida, es una unidad de generación ubicada en el área de distribución y consumo, al contrario que la generación convencional, la cual está ubicada en los grandes centros de producción [49, 77, 89, 96, 116].

Como ya se vio en la introducción, en las décadas pasadas se ubicaron una gran cantidad de cogeneraciones a modo de generación distribuida en las plantas industriales a la luz de las ayudas gubernamentales. Las plantas de cogeneración, ubicadas en las plantas industriales, están compuestas por un alternador tirado por una máquina motriz primaria. Realicemos una breve descripción de las partes de una cogeneración.

Habitualmente las cogeneraciones utilizan, como generador eléctrico, un alternador síncrono el cual se describe en el siguiente apartado así como su modelado matemático.

La cogeneración generará energía eléctrica, la cual puede o consumirse en la planta o bien exportarse a la red de distribución. La piedra angular de las unidades de cogeneración y donde radica su rendimiento es en el aprovechamiento de la energía térmica residual de la máquina motriz. Esta energía térmica se aprovecha en el proceso industrial y este aspecto hace que el rendimiento global de la cogeneración sea muy ventajoso. Existen multitud de máquinas motrices y de tecnologías que pueden usarse en las cogeneraciones, si bien describiremos las principales.

**Generación con motores Diésel** Este método es el más habitual en las plantas industriales. Se instalan uno o varios motores diésel a los cuales se acoplan los alternadores. Son motores térmicos alternativos alimentados por gasóleo o gas natural preferentemente, aunque en algunos casos se puede utilizar otros combustibles como *Heavy-FuelOil* [17, 77]



**Figura 3.12.:** Cogeneración Diésel

Estas máquinas tienen una gran cantidad de posibilidades de aprovechamiento de energía térmica. Por un lado disponemos de una cantidad importante de energía térmica en el agua del circuito de refrigeración de camisas en forma de agua a  $90^{\circ}$ .

Por otro lado es habitual el aprovechamiento del calor de gases de escape mediante la instalación de una caldera de recuperación por la que se hacen pasar los gases de escape calentando agua hasta obtener vapor.

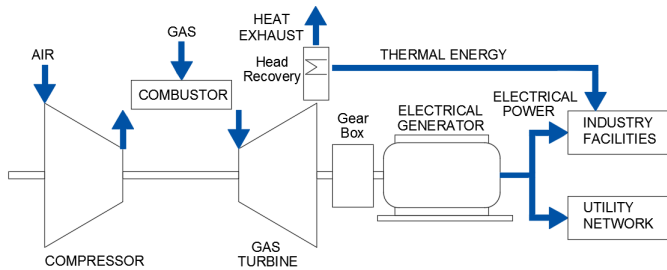
El motor diésel se suele acoplar de forma directa al alternador sin caja de cambios, por lo que se sitúa su punto de trabajo habitualmente en 1500 rpm o bien en los 750 rpm acoplados a máquinas síncronas de dos o cuatro polos.

En los motores diésel tenemos como puntos de control la entrada de combustible y la entrada de aire de combustión.

**Generación con Turbinas de Gas** Otra tecnología usada en máquinas motrices en las plantas de cogeneración es la utilización de turbinas de gas. Las turbinas de gas están basadas en ciclos termodinámicos Bryton. Estas máquinas se alimentan habitualmente por gas natural y constan de varias etapas. Por un lado, se introduce aire en un compresor centrífugo y se comprime a muy alta presión, para posteriormente introducirlo en una cámara de combustión donde se mezcla con combustible y se realiza la combustión. Esta combustión genera una fuerte reacción exotérmica generándose gases calientes a muy alta presión. Estos gases se llevan a una turbina de gas en la cual



se realiza la expansión de los mismos generándose una gran cantidad de energía mecánica en el eje de la turbina de gas [77, 122, 88, 116, 96].



**Figura 3.13.:** Cogeneración con turbina de gas

Las turbinas de gas trabajan en rangos de potencia de entre 10.000 y 20.000 rpm por lo que es necesario reducir este valor mediante una caja de cambios para adecuarla a la velocidad de sincronismo del alternador que suele operar a 3000 rpm.

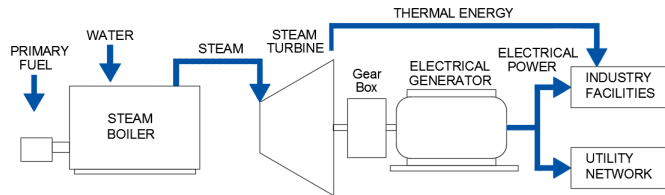
Las cogeneraciones basada en turbinas de gas suelen ser plantas de gran potencia, habitualmente por encima de los 10 MW y aunque hay turbinas comerciales o aeroderivadas de potencia inferior a 1 MW lo habitual es encontrarse plantas grandes.

En cuanto al aprovechamiento térmico de las turbinas de gas, éste se realiza de forma íntegra en la extracción de calor de los gases de escape los cuales salen de la turbina a temperaturas en el entorno de los 1000 °C. Se instalan grandes calderas de recuperación por las que se hacen pasar los gases calientes para producir el intercambio térmico en ellas calentando agua en una o varias etapas para generar habitualmente vapor sobrecalentado [77, 122, 88, 116, 96].

**Generación con Turbina de vapor** Por último describiremos la tercera de las opciones más habituales en las tecnologías motrices en plantas de cogeneración que se trata de la turbina de vapor. En este tipo de plantas se produce vapor sobrecalentado a alta presión en una caldera de vapor para posteriormente introducirlo en una turbina

de vapor en la cual se produce una expansión generándose energía mecánica.

Las plantas basadas en turbinas de vapor siguen un ciclo termodinámico Rankine y la clave de su rentabilidad económica y energética radica en el tipo de combustible primario. Las calderas generadoras de vapor suelen estar alimentadas por combustibles baratos o bien combustibles residuales de otros procesos como pueden ser la biomasa o residuos sólidos urbanos.



**Figura 3.14.:** Cogeneración con Turbina de Vapor

Las turbinas de vapor trabajan en rangos de velocidades de los 10.000 rpm por lo que resulta necesario una caja de cambio de velocidades para adaptar este valor al nominal de la máquina síncrona que se sitúa en los 3000 rpm o bien en los 1500 rpm, dependiendo de si se trata de una máquina de un par de polos o dos pares de polos.

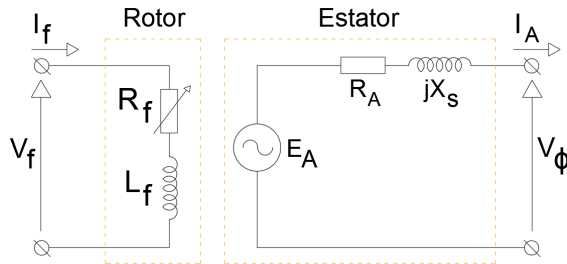
El aprovechamiento térmico de las plantas basadas en turbinas de vapor viene definido del propio concepto del ciclo Rankine en el cual resulta necesaria la condensación por refrigeración del vapor a baja presión y temperatura procedentes de la salida de la turbina de vapor antes de volver a la caldera[88, 116, 96].

### 3.6.6. El alternador

El alternador es una parte esencial tanto dentro de las planta de generación distribuida como dentro de la arquitectura eléctrica de la planta industrial objeto del estudio.

El alternador es aquella máquina eléctrica que transforma la energía mecánica en energía eléctrica por medio de campos electromagnéticos.

Consta de un rotor acoplado al eje mecánico en el cual están instaladas las bobinas de campo. Estas bobinas están alimentadas por corriente continua y al girar generan un campo magnético giratorio dentro de la máquina. Por otro lado tenemos una parte fija en la máquina síncrona formada por un apilado de chapas de hierro magnético y un grupo de bobinas que llamaremos inducido [53, 21, 32].



**Figura 3.15.:**

El campo magnético generado por las bobinas del rotor genera una fuerza electromotriz en las bobinas del estátor a una frecuencia proporcional a la velocidad angular del rotor y al número de pares de polos. Esta frecuencia estará definida por la siguiente ecuación 3.8:

$$f_c = \frac{n \cdot p}{120} \quad (3.8)$$

Siendo:

$f_c$ =la frecuencia en Hz del la tensión de salida del alternador.

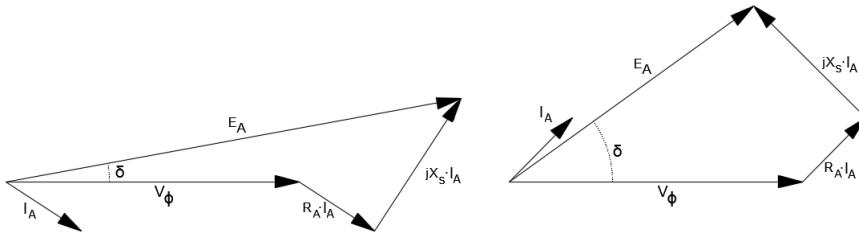
$n$ =revoluciones en rpm mecánicas del rotor en rpm.

$p$ =número de polos del alternador

La tensión de salida vendrá determinada por la ecuación 3.9 en la cual si planteamos la circuito equivalente visto con anterioridad.

$$V_\phi = E_A - I_A(R_A - jX_s) \quad (3.9)$$

Esto visto en diagramas fasoriales, se puede ver en el figura3.16:



**Figura 3.16.:** Diagramas fasoriales del alternador

Por tanto, el alternador, como puede verse en los diagramas fasoriales, puede trabajar con ángulo en retraso o en adelanto con la red. De esta manera el alternador podrá, o producir energía reactiva o bien, consumirla en función del ángulo de la corriente.

Si aportamos más corriente a la bobina de rotor tendremos una máquina sobreexcitada y, por tanto producirá energía reactiva que consumirá la planta industrial o bien será exportada a la red exterior. Por tanto, actuando sobre la excitación de la bobina de rotor podemos modificar el balance de energía activa y reactiva de la máquina síncrona [53, 32].

La actuación sobre la corriente de magnetización de rotor resultará muy importante en la operación tanto en isla como en rigidez variable puesto que resulta necesario en estos sistemas de operación ajustar el balance de potencias.

Por tanto, en la máquina síncrona tenemos dos puntos importantes de control. Por un lado, como hemos visto, la corriente de campo de rotor y por otro lado, y no menos importante, los parámetros mecánicos en el eje. Estos parámetros mecánicos vendrán definidos por la velocidad y el par aplicado en el eje. Cuando actuamos ligeramente sobre la velocidad estamos adelantando el campo generado por la bobina de rotor al campo generado por la reacción inducido y entonces la máquina se comporta como un generador. Si, por contra, reducimos la velocidad por debajo de la velocidad de sincronismo, la máquina consume energía y se convierte en un motor [53, 32].



Si tenemos en cuenta que la potencia es el producto del par por la velocidad angular tendremos que:

$$\omega \cdot \tau = \frac{3V_{\phi}E_A}{X_S} \text{sen}\delta \quad (3.14)$$

Y por tanto, el par aplicado en el eje de la máquina sería:

$$\tau = \frac{3V_{\phi}E_A}{X_S \cdot \omega} \text{sen}\delta \quad (3.15)$$

Donde:

$P_{\text{generador}}$  = potencia activa entregada por el alternador.

$Q_{\text{Generador}}$  = potencia reactiva entregada por el alternador.

$V_{\phi}$  = tensión en bornes del alternador.

$E_A$  = tensión Interna del alternador.

$X_S$  = reactancia de inducido

$\tau, \omega$  = par y velocidad angular del rotor.

### 3.7. Modelado y resolución con parámetros unitarios

Para tener un análisis conceptual del desarrollo propuesto, haremos un análisis en el dominio de la frecuencia y en parámetros unitarios. De esta forma habrá una serie de parámetros que no estudiaremos que son todos aquellos unidos a los fenómenos transitorios y de acoplamientos [53, 120].

Para el análisis detallado en el dominio del tiempo posteriormente se mostrará la simulación y análisis realizado en Matlab implementando en cada elemento las ecuaciones que se han visto con anterioridad [53, 120].

El análisis por unidad en el dominio de la frecuencia nos aporta una visión conceptual muy importante, en la cual podemos ver la importancia de cada factor y el comportamiento global del sistema.

Para este análisis nos apoyaremos en el esquema real de la figura 3.18 y sus valores, los cuales pudieran ser de una planta real.

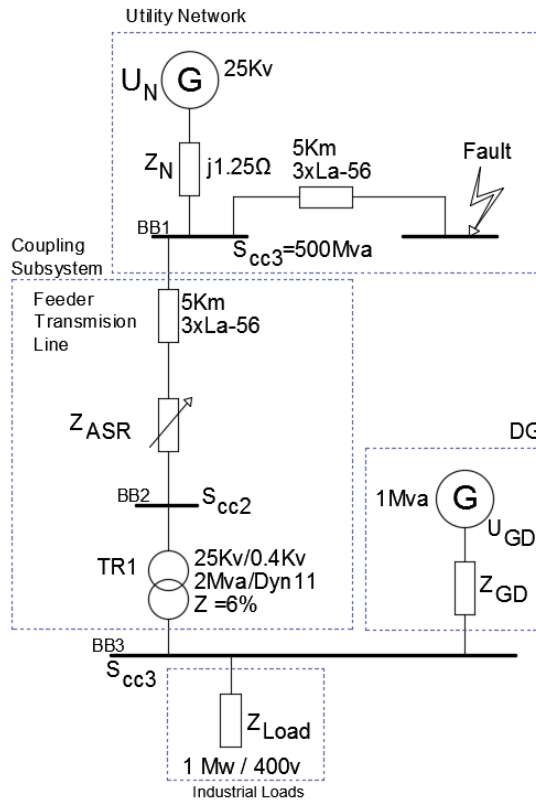


Figura 3.18.: Esquema de una planta real

Primeramente, procederemos a establecer unas bases para pasar el esquema a magnitudes *Por Unidad* (pu). Para ello crearemos una zona en cada nivel de tensión y calcularemos los parámetros base según la siguiente tabla.

Parámetro	Fórmula	Zona A	Zona B
$S_B$	$S_B = \frac{S}{3}$	0.33 MVA	0.33 MVA
$U_{Bn}$	$U_B = \frac{U_{Bn}}{\sqrt{3}}$	14.43 kV	230 V
$I_{Bn}$	$I_B = \frac{U_B}{\sqrt{3}S}$	23.09 A	1443.3 A
$Z_{Bn}$	$Z_B = \frac{\left(\frac{U_B}{\sqrt{3}}\right)^2}{S/3}$	626.48 $\Omega$	0.16 $\Omega$
$Y_{Bn}$	$Y_B = \frac{1}{Z_B}$	0.00159 S	6.23 S

**Tabla 3.5.:** Bases por unidad

La impedancia de la red la obtendremos de los datos que nos dará el suministrador. De tal manera, a partir de la potencia de cortocircuito que nos aportarán, calcularemos primero la corriente de defecto, posteriormente la impedancia equivalente y para finalizar pasaremos esa impedancia a valores por unidad.

$$I_{CC1} = \frac{500MVA}{\sqrt{3} \cdot 25Kv} = 11,5kA = 500pu \quad (3.16)$$

$$Z_N = \frac{(25kV/\sqrt{3})^2}{500MVA/3} = 1,25\Omega = j2 \cdot 10^{-3}pu \quad (3.17)$$

En el caso de la línea tenemos su longitud, geometría y el tipo de conductor. Para este ejemplo tomaremos una distancia media geométrica entre conductores de 1628 mm que corresponde a las medidas de una cruceta comercial usada habitualmente. Operando estos datos proporcionan la impedancia por km, que multiplicada por su longitud obtenemos la impedancia total, que pasaremos a valores pu.

$$jX_L = 0,144log \frac{2,57L_{eq}}{\phi_{LA56}} = 0,144log \frac{2,57 \cdot 1628}{9,45} = j0,32\Omega/km \quad (3.18)$$

$$jX_L = j0,323\Omega/km \cdot 5km = j1,61\Omega \rightarrow jX_L = j2,5 \cdot 10^{-3}pu \quad (3.19)$$



En el caso de transformador tenemos su impedancia de cortocircuito referenciada a las bases del transformador por lo que, primeramente, hemos de calcular en valores reales referidos a primario su impedancia para, posteriormente, pasarla a valores pu.

$$Z_{TB} = \frac{(U_1/\sqrt{3})^2}{S_T/3} = \frac{(25kV/\sqrt{3})^2}{3MVA/3} \rightarrow Z_T = 312,5 \cdot 6\% = 18,75\Omega \quad (3.20)$$

$$Z_T(pu) = \frac{Z_{TB}}{Z_B} = \frac{18,75\Omega}{628,48\Omega} = 3 \cdot 10^{-2} pu \quad (3.21)$$

Una vez todos los elementos pasados a parámetros por unidad, podemos sustituir el transformador por su impedancia equivalente, y el resto de los elementos por sus valores por unidad (pu).

Ahora podemos hacer el ejercicio de calcular las corrientes de cortocircuito en cada barra con objeto de ver la atenuación que sufre al ir apareciendo impedancias serie por el medio. Por tanto tendremos:

$$I_{CC1} = \frac{1pu}{2 \cdot 10^{-3}pu} = 500pu \quad (3.22)$$

$$I_{CC1} = \frac{1pu}{2 \cdot 10^{-3}pu + j2,5 \cdot 10^{-3}pu} = 222pu \quad (3.23)$$

$$I_{CC1} = \frac{1pu}{2 \cdot 10^{-3}pu + j2,5 \cdot 10^{-3}pu + 3 \cdot 10^{-2}pu} = 28,48pu \quad (3.24)$$

Lo siguiente que hemos de estudiar es el circuito de falta. La falta se produce en un lugar determinado de la red y lo simularemos por un lado con el dipolo de red y por otro lado como una impedancia de falta  $Z_F$  la cual será proporcional a la distancia de la falta al sistema

y ella nos dará el severidad de la falta y por tanto la profundidad del hueco de tensión.

Por tanto, la tensión que nos quedará en el punto de acoplamiento BB1 después de la falta, vendrá determinado por:

$$U_{BB1} = U_N - I_F \cdot Z_F \quad (3.25)$$

$$I_F = \frac{U_N}{Z_N + Z_F} \quad (3.26)$$

$$U_{BB1} = U_N - \frac{U_N}{Z_N + Z_F} \cdot Z_F = 1pu - \frac{1}{j2 \cdot 10^{-3} + j3 \cdot 10^{-3}} = 0,6pu \quad (3.27)$$

Aquí ya podemos observar que la falta en la subestación adyacente nos ha generado un hueco con una tensión resultante de 0.6 pu o lo que es lo mismo, una tensión residual del 60 % del valor nominal.

Si tratamos de calcular la corriente que aportaría nuestra GD a la falta tendríamos la siguiente expresión.

$$I_{GD-F} = \frac{U_{GD}}{Z_F + Z_L + Z_T + Z_{GD}} \quad (3.28)$$

$$I_{GD-F} = \frac{1pu}{3 \cdot 10^{-3} + 2,5 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-2} + 0,1} = 7,38pu \quad (3.29)$$

Con lo cual podemos observar que en un sistema normal con rigidez contante el generador tendría una corriente que aportaría a la falta 7.38 pu lo cual haría que, al estar muy por encima de su corriente

nominal (1pu), dispararían las protecciones del alternador de sobre intensidad. Por consiguiente, la operación de la planta no es viable.

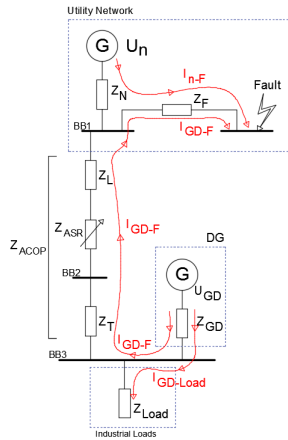


Figura 3.19.: Flujo de Carga en falta

Por tanto nos disponemos ahora a calcular de nuevo el sistema introduciendo, la impedancia variable para controlar la rigidez del acoplamiento.

En un sistema con rigidez variable tendríamos la ecuación 3.30 obtenida de plantear una malla desde las barras de acoplamiento BB1 hasta las barras de la planta industrial BB3, de tal manera que:

$$U_{BB1} = U_{BB3} - \sum Z_{acoplamiento} \cdot I_{GD-F} \quad (3.30)$$

Lo siguiente que tenemos que determinar para seguir adelante es cuanta corriente del alternador queremos destinar a alimentar a la falta. Este valor vendrá determinado por el tamaño del mismo en relación con la potencia instalada en la planta industrial. Para este caso vamos a suponer que tenemos un 10% de corriente disponible en el generador después de alimentar la planta que podemos dedicar a alimentar la falta. Por tanto:  $I_{GD-F} = 0,1 pu$ .

A continuación debemos fijar cuál es la caída máxima de tensión que vamos a admitir en barras de nuestra planta industrial. Para estar de acuerdo con las normas la fijaremos en 0.9 pu.

Así bien:

$$\begin{array}{rcccl}
 U_{BB1} & = & U_{BB3} & - & \sum Z_{acoplamiento} \cdot I_{GD-F} \\
 \Downarrow & & \Downarrow & & \\
 \text{Hueco Máximo} & & \text{U mínima en planta} & & \Downarrow \\
 \Downarrow & & \Downarrow & & \\
 0.6 \text{ pu} & & 0.9 \text{ pu} & & Z_{acoplamiento} \cdot 0,1
 \end{array}$$

**Tabla 3.6.:** Evolución de para metros

Por tanto, para lo valores indicados tendríamos una impedancia total de acoplamiento de:

$$0,6 = 0,9 - \sum Z_{acopla} \cdot 0,1 \rightarrow \sum Z_{acopla} = \frac{0,9 - 0,6}{0,1} = 3pu \quad (3.31)$$

Tendríamos que tener una impedancia total de 3 pu, lo cual hace que la impedancia de rigidez variable ha de tener:

$$Z_{ARS} = Z_{acopla} - Z_{sistema} = 3pu - Z_L + Z_T = 2,99pu \simeq 3pu \quad (3.32)$$

Resumiendo de forma analítica:

$$Z_{ARS} = \frac{U_{acoplamiento} - U_{Planta}}{I_{GD-F}} - Z_{sistema} \quad (3.33)$$

Pasando esto a valores de admitancia, en pu tendremos que:

$$Y_{Sistema} = 180pu \quad (3.34)$$

$$Y_{ARS} = 0,33pu \quad (3.35)$$

Cumpliendo estas premisas, nuestra planta industrial podría seguir en operación normal alimentada por la cogeneración totalmente y sin perder la conexión con la red. Al no perder esta conexión, no se perderían ni la sincronía, ni la frecuencia, ni la tensión de referencia.

### 3.8. Análisis de la inmunidad de la planta respecto a la rigidez de acoplamiento

Para calcular la inmunidad de una planta ante perturbaciones externas, primeramente, recuperamos la definición que hemos dado de inmunidad como la propiedad que tiene una planta industrial con GD para seguir en operación durante una interrupción o hueco de tensión exterior del sistema eléctrico.

En este caso, la inmunidad la asimilaremos al hueco máximo de tensión que es capaz de soportar una planta industrial sin perjudicar su operación. Por tanto, recuperaremos la expresión 3.30.

$$Hueco\ Maximo = Tension\ Planta - \sum Z_{acoplamiento} \cdot I_{GD-F} \quad (3.36)$$

Donde:

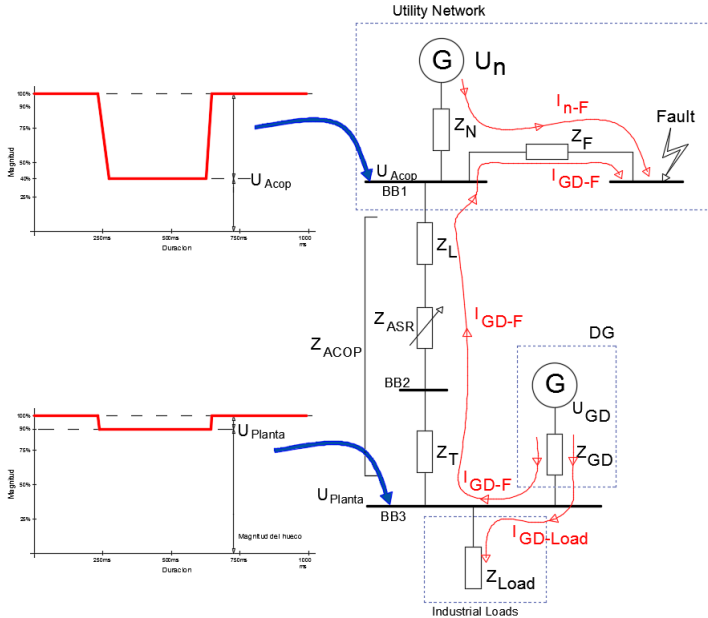
*Hueco Maximo* =Es la perturbación máxima en forma de hueco de tensión que es admitida en el punto de acoplamiento de la planta industrial.

*Tension Planta* =Es la tensión mínima a la que la planta industrial puede funcional con normalidad. Típicamente, 0.9 pu.

*I<sub>GD-F</sub>* =Corriente que la GD aportará a la falta sin dejar de alimentar la planta industrial.

$Z_{Acoplamiento}$  = Es la suma de las impedancias de acoplamiento. Típicamente la línea, el trafo y el ARS.

Esta expresión nos da una idea de la perturbación máxima que es capaz a soportar el sistema sin salirse de operación.



**Figura 3.20.:** Atenuación del hueco de tensión

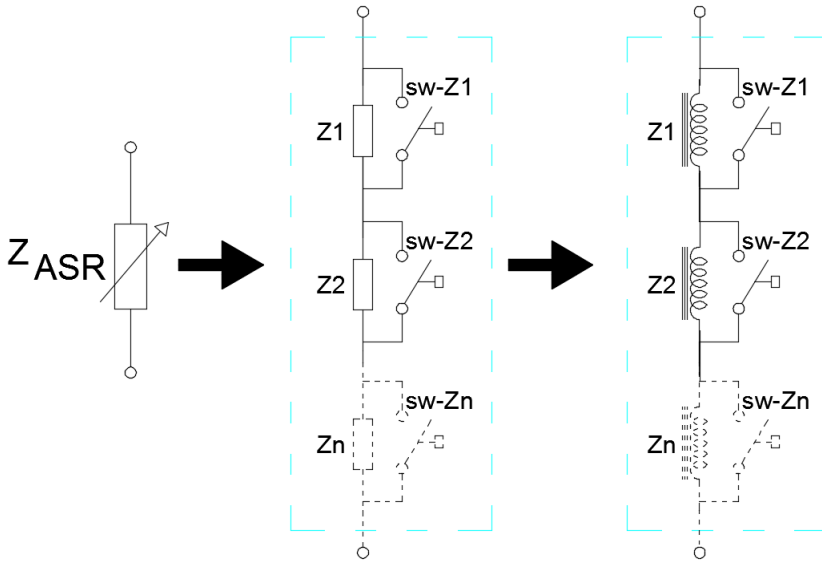
En la figura 3.20 podemos observar que la inmunidad aportada por el sistema ARS consigue amortiguar el impacto del hueco de tensión desde 0.4 pu hasta 0.9 pu logrando mantener la planta industrial en servicio.

### 3.9. Etapas del sistema ARS

Como ya hemos visto repetidas veces, el sistema de acoplamiento incorporará el sistema ARS con objeto de variar la rigidez del acoplamiento. Ante la dificultad tecnológica y económica de optar por un

sistema de regulación lineal y continuo en el que se pudiera ajustar de forma suave, se ha optado por hacer una regulación discreta.

Esta regulación discreta estará formada por grupos de impedancias trifásicas dispuestas en cascada para su entrada en operación por medio de unos interruptores de acoplamiento que permiten desviar la corriente por ellos en operación normal como puede verse en la figura 3.21.



**Figura 3.21.:** Sistema ARS en cascada

Por tanto, la impedancia total del ARS será la calculada para el evento más desfavorable para el que se quiere inmunizar a la planta industrial.

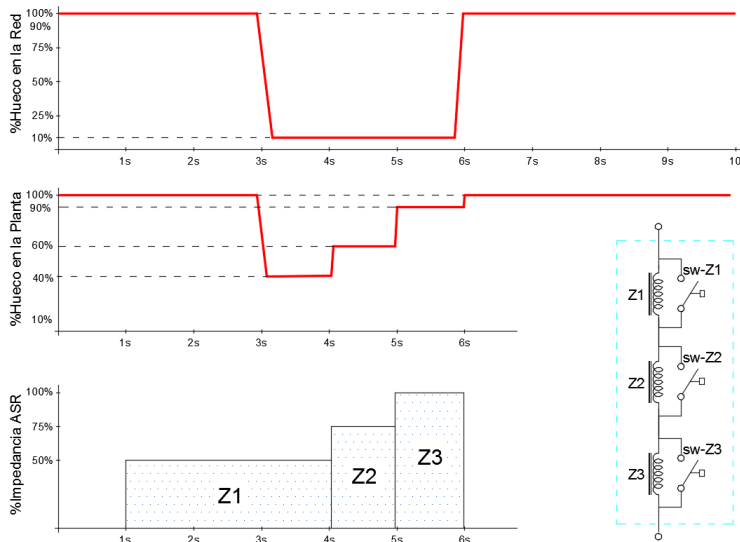
$$Z_{ARS} = \sum Z_{ARS1} + Z_{ARS2} + \dots + Z_{ARSn} \quad (3.37)$$

Para calcular el número de impedancias, debemos, primeramente hacer un análisis de los escenarios de los que queremos inmunizar a nuestra planta.

Así mismo es posible establecer diferentes escenarios en los cuales se fijarán diferentes criterios de operación en función de las perturbaciones frente a las que debemos de protegernos.

Como se verá, existen dos grupos principales de escenarios posibles: el primer grupo de escenarios son aquellos de índole preventivo y el segundo, de índole correctivo.

En los escenarios preventivos, el sistema prevé la posible aparición de una perturbación externa y, por tanto, pasa a modo de rigidez variable pero, en este caso, con una alta rigidez. Estos escenarios preventivos se pueden calcular para que la planta siga teniendo la posibilidad de importar o exportar energía de la red, aunque con las limitaciones que aporta una disminución de la rigidez.



**Figura 3.22.:** Ejemplo de operación en etapas

En los escenarios correctivos, el sistema se encuentra de forma imprevista con una perturbación en forma de hueco y procede a disminuir su rigidez para así aumentar la inmunidad y disminuir la profundidad del hueco de tensión. Puesto que nos podemos enfrentar a diferentes tipos de huecos de diferentes tipo de profundidades, resulta útiles discretizar este fenómeno y usar las etapas que resulten necesarias.



### **3.10. Conclusiones del presente capítulo**

En este capítulo hemos tratado de describir el sistema de acoplamiento de rigidez variable que se desarrolla en el presente trabajo, y se han establecido las bases matemáticas para la posterior implementación en MATLAB y realizar los ensayos de validación.

## 4. Control y operación de sistemas con acoplamiento de rigidez variable

En cualquier tipo de planta industrial el sistema de control es de una importancia capital pues es la parte de la planta que se encarga de recoger las variables del sistema a través de la instrumentación y, una vez tomadas las decisiones en base a un programa y unas consignas, da las ordenes al sistema a través de los actuadores.

En una planta con sistema de rigidez variable, no obstante, el sistema de control cobra una importancia vital, pues una parte del éxito de este desarrollo radica en realizar las maniobras de forma precisa en el sistema de conmutación y dar las consignas adecuadas al sistema de generación. Por ello se ha decidido dedicar un capítulo a definir a nivel descriptivo las arquitecturas de control adecuadas, así como las estrategias óptimas en cada caso.

Como se verá, el sistema de control del ARS ha de ir implementado en el control de la planta industrial, puesto que, el fin último, es la correcta operación de la misma, por lo que dichos sistemas de control son inseparables y han de ir programados de forma conjunta.

El estudio del sistema de control va menudo a unido al estudio de sistema de protección. En este trabajo no abordaremos el estudio de las protecciones, por considerarlo fuera del alcance de este trabajo, si bien, este estudio puede considerarse como una futura vía de investigación [11, 13, 20, 21, 59, 67, 83, 84, 97].

## 4.1. Estados de operación frente a huecos de tensión

Como se ha ido apuntando a lo largo del trabajo, existen dos estados de operación principales para el sistema de rigidez variable:

**Operación Preventiva.** El primer estado de operación es un estado preventivo en el cual, frente a una hipotética o prevista perturbación, se activa el sistema de rigidez variable, aumentando así la inmunidad de la planta ante el posible evento.

En este estado de operación existirá un sistema experto predictivo, el cual realizará un pronóstico del comportamiento de la red en base a datos adquiridos. El estudio de este sistema experto está fuera del alcance de este trabajo. Si bien existen multitud de líneas de investigación sobre sistemas predictivos de fallos basados en minería de datos y Lógica Fuzzy. Estos sistemas a parte de tener implementados algoritmos predictivos, pueden ir aprendiendo en base a los datos tomados en la propia planta.

Así pues, cuando el sistema predice una perturbación, éste envía los datos al sistema de control de planta para la toma de decisiones. En función del tipo de perturbación esperada, el sistema decide cual es la mejor decisión a tomar. En estos casos, ante una perturbación prevista, el sistema puede decidir desde no hacer nada, ya que la perturbación es asumible para la operación de la planta industrial, hasta pasar a modo isla si la perturbación es muy severa o se trata de un cero en la red. Por el medio de estas dos decisiones extremas están las de activar el sistema de rigidez variable para aumentar la inmunidad del sistema. La decisión de la magnitud de rigidez a implantar en el modo preventivo vendrá derivada de la magnitud de la perturbación esperada.

Del mismo modo, la operación preventiva puede desconectarse sin haber sucedido la perturbación, ya que el sistema puede haber decidido que el riesgo de fallo ha desaparecido totalmente o bien que el nivel de riesgo es tan pequeño que no justifica el estar en modo preventivo.

**Operación Correctiva.** La operación correctiva es aquella en la que, de forma inesperada, aparece una perturbación eléctrica del exterior con severidad suficiente para afectar a la operación de la planta industrial y automáticamente el sistema de rigidez variable entra en operación.

Este tipo de operación es más complicada de gestionar que la anterior debido a que si las maniobras no se hacen a suficiente velocidad, las protecciones actuarán dejando la planta en parada.

Esta operación comienza con la aparición de una falta inesperada. El sistema de medida en continuo la detecta y estima su severidad. En ese momento debe de decidir el sistema de control si disminuye la rigidez y en qué magnitud, si la falta es de poca severidad dejar la planta como esta o si es de alta severidad pasar la planta a modo isla.

En los casos de pasar la planta a modo isla y disminuir la rigidez para disminuir el impacto de la falta en la planta llevan aparejados importantes cambios en los flujos de carga. En estos modos, si la planta de GD no tiene capacidad para alimentar toda la planta industrial habrá de activar el deslastre de cargas desconectando los receptores no esenciales. Una vez hecho el deslastre de cargas es necesarios realizar ajustes de control en la planta de GD para que la potencia generada se ajuste a la consumida y no sea necesario exportar ni importar nada.

Una vez en modo de rigidez reducida, la planta operará en este modo hasta que el sistema de control decida que puede restablecerse al modo de operación normal. Esta orden se dará cuando los parámetros de red sean lo suficientemente estables y el sistema experto no prevea una nueva falta.

Dentro de lo posible se ha de trabajar en el sentido de poder predecir las faltas con objeto de que el sistema ARS opere en forma preventiva, puesto que la forma correctiva siempre generará mayores corrientes de falta, esfuerzos electrodinámicos, mayor deterioro del material y mucho riesgo de parada de planta.



### 4.2.2. Control del subsistema de rigidez variable

Pasemos ahora a describir el sistema de control del subsistema de rigidez variable junto con sus accionamientos y su instrumentación el cual puede verse en la figura 4.2.

El sistema de rigidez variable estará construido con una serie de impedancias en cascada, las cuales tendrán unos contactos a modo de By-Pass para desviar la corriente por las impedancias por los contactos cuando la planta está en operación normal. Como ya hemos visto con anterioridad, el mecanismo de *by-pass* puede ser construido con simples contactores mecánicos o bien con conmutadores de estado sólido a base de electrónica de potencia. A efectos del sistema de control es indiferente la tecnología que se use para esta maniobra y sólo será necesario tener en cuenta los tiempos de conmutación.

Por tanto, a cada etapa de impedancias de acoplamiento irá asociado un sistema de *by-pass* para realizar la maniobra.

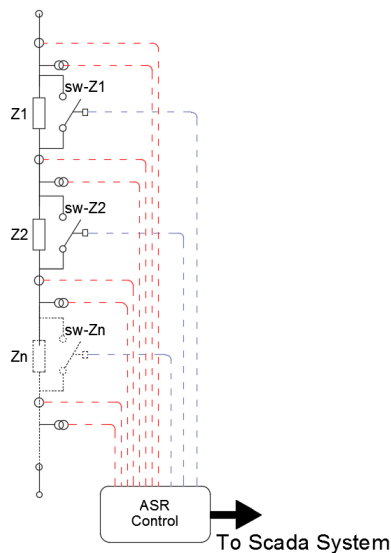


Figura 4.2.: Control del ARS

En cuanto a la instrumentación del sistema de rigidez variable asociaremos a cada etapa un conjunto de instrumentos para medir la

tensión y la corriente en cada fase. Para estas medidas dispondremos de un conjunto de transformadores de corriente y otro conjunto de transformadores de intensidad.

Tanto la instrumentación de medida como las señales de maniobra irán conducidas a un sistema de control de campo que reportará al control general del Scada de la planta industrial.

El dimensionamiento de los transformadores de medida será el adecuado de tal manera que mantengan su precisión en condiciones e falta y, por tanto no se saturen sus núcleos magnéticos y pierdan linealidad en la medida.

El dimensionamiento del sistema de *by-pass* habrá de ser tal que pueda circular por él la corriente máxima del sistema en régimen estacionario. También habrán de tenerse en cuenta en su dimensionamiento las posibles corrientes transitorias que pueden aparecer en la maniobra como consecuencia de la fuerte inducción que presentan las impedancias de regulación de rigidez.

### 4.2.3. Control del subsistema de generación

Pasemos ahora quizá al elemento del que más complejidad reviste su control a la hora de la explotación de una planta industrial con GD y sistema de rigidez variable que es la planta de generación (figura 4.3).

Recordamos que la planta de generación dispone de un generador síncrono y una máquina motriz, como ya hemos visto. En régimen de operación normal, el generador está acoplado a la red en paralelo con la planta y suele trabajar bajo consigna de potencia constante de tal manera que, la potencia que genera, o bien la consume la planta o se exporta a la red. Con una consigna de potencia eléctrica constante la máquina generará una cantidad también constante de calor residual que se usará para el proceso.

Cuando cambiamos la explotación de la operación normal a la operación en rigidez variable, una de las primeras decisiones que se toman es el pasar de consigna de potencia constante a potencia variable para ajustar la potencia producida a la consumida por la planta y, así,

llevar a cero el intercambio de potencia con el exterior. Eléctricamente esto implica que la consigna de generación pasa de mantener la potencia estable a ser la frecuencia la consigna a sostener. Mecánicamente se ha de tener en cuenta que al sacar la planta de un punto de potencia eléctrica fija a uno variable, la potencia térmica sufre una variación proporcional, con lo cual es importante tener contemplada la posible fluctuación de energía térmica generada por el sistema de GD [11, 13, 20, 21, 59, 67, 83, 84, 97]..

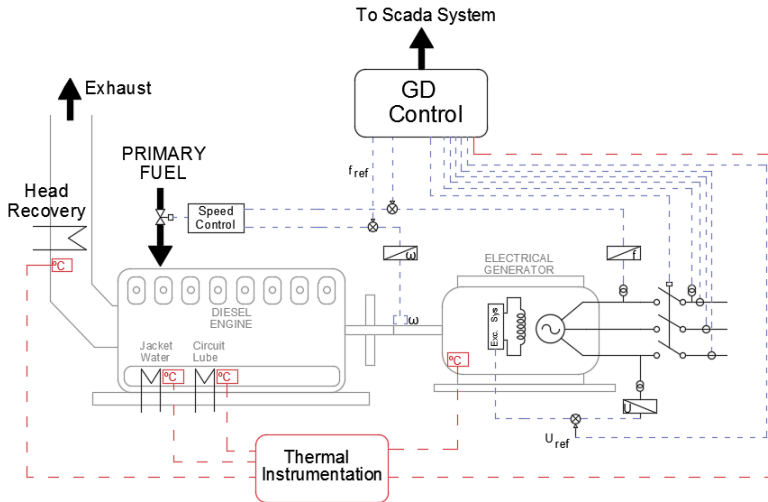


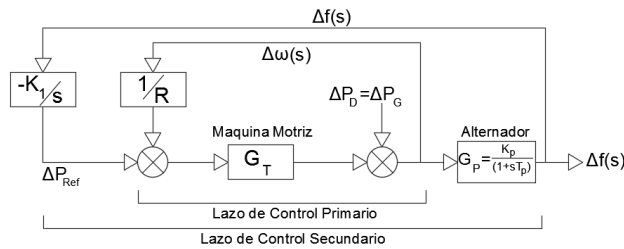
Figura 4.3.: Control del subsistema de GD

Ahora vamos a definir los diferentes lazos de control e instrumentación en la GD.

**Primer lazo de control de potencia.** El control de potencia es realizado por dos lazos de control realimentados. Un primer lazo de control llamado lazo de control primario lee la velocidad de giro del eje de las máquinas por medio de un instrumento tacométrico. Cuando hay un aumento repentino de la demanda de potencia, el sistema mecánico no es capaz de reaccionar en los primeros milisegundos, por lo que la potencia entregada sólo puede obtenerse de la energía cinética rotacional almacenada en el sistema. Esta cesión de energía cinética



provoca una caída de velocidad del sistema. Lo mismo sucede de forma inversa, una disminución de potencia consumida, en los primeros milisegundos o incluso segundos (depende de la inercia del sistema) mientras la máquina primaria reduce la potencia entregada al eje del alternador, esa potencia extra sólo puede almacenarse en forma de energía cinética rotacional, por lo que la velocidad angular aumenta proporcionalmente a la reducción de potencia. Por tanto se establece un primer lazo de control de potencia el cual tomará directamente la velocidad angular del eje de giro para introducirla en el sistema de control como puede apreciarse en el diagrama de la figura 4.4. Este primer lazo es más rápido en actuar y generará una corrección rápida en la velocidad de giro [53, 21, 78].



**Figura 4.4.:** Diagrama de control de potencia

**Segundo Lazo de Control de Potencia.** El segundo lazo de control de potencia toma la señal de realimentación de la frecuencia de salida de los bornes del alternador. El primer lazo de control da una respuesta rápida al control de velocidad frente a cambio en la carga, y el segundo lazo de control da estabilidad al sistema puesto se suma la integral de la frecuencia con la señal del velocidad para así actuar sobre el accionamiento de Gas de la máquina primaria [53, 21, 78].

Siendo la función de transferencia del alternador:

$$G_p = \frac{K_p}{1 - sT_p} \quad (4.1)$$

$$K_p = \frac{1}{D}(Hz/kW) \quad (4.2)$$

$$T_P = \frac{2H}{f_0 D} \quad (4.3)$$

Siendo:

$G_T$ =función de transferencia de la máquina Motriz.

$G_P$ =función de transferencia del alternador.

$H$ =inercia del sistema.

$D$ =constante potencia por unidad de frecuencia del alternador.

$f_0$ =frecuencia de consigna.

$K_1$ =constante de amplificación del sensor de frecuencia.

$R$ =constante de del sistema de medida de velocidad angular.

**Control de Tensión.** El segundo parámetro importante a controlar en la máquina síncrona es la tensión de generación. Este parámetro se controla regulando la corriente de campo que se introduce en las bobinas de rotor. Aquí es necesario hacer una diferenciación entre los modos de operación del alternador.

Cuando el alternador está conectado a una red en paralelo con potencia significativamente superior al alternador, la tensión vendrá fijada por la tensión de red. En este caso, si actuamos sobre la corriente de campo, lo que hacemos es cambiar el balance de potencia reactiva del generador. Así pues, inyectando más corriente, el alternador generará más potencia reactiva, y si reducimos la corriente de campo el alternador consumirá reactiva para, así, mantener el campo en el rotor [53, 21, 78]..

En el caso de un generador aislado trabajando en isla el balance de potencia reactiva lo darán los receptores acoplados, y al modificar la corriente de campo modificamos al tensión en bornes de alternador [53, 21, 78]..

**Instrumentación del sistema térmico** Una vez descrito de forma conceptual el sistema de control hablaremos del sistema de instrumentación del sistema térmico.

Las cogeneraciones, como se ha visto en repetidos puntos en este trabajo, tienen asociado un sistema de aprovechamiento térmico de calores residuales de la máquina primaria. Cada tipo de tecnología de cogeneración va asociado a un sistema de aprovechamiento de calor. Así en un motor diésel se extrae calor del sistema de refrigeración y de los gases de escape, y en la turbina de vapor se aprovecha el calor del sistema de condensación. Este calor es aprovechado, todo o parte, para el proceso industrial, y en algunos casos, para la climatización de edificios. En el modo normal la cogeneración aporta energía eléctrica constante, y por tanto, energía térmica constante. Cuando se cambia a otro modo que implique que la generación eléctrica puede no ser constante llevará aparejada una no constancia en la producción térmica, situación que habrá que controlar. Para ello resulta importante tener instrumentado el sistema térmico con objeto de conocer las temperaturas de entrada y de salida de los fluidos caloportadores y sus caudales. Para ello se instalarán sensores apropiados en los circuitos térmicos que unen la planta industrial con la cogeneración.

**Instrumentación del sistema eléctrico** El sistema eléctrico de la GD estará compuesto por transformadores de tensión y de intensidad en las bornas de salida con objeto de medir la frecuencia y poder cerrar el lazo secundario de control del GD.

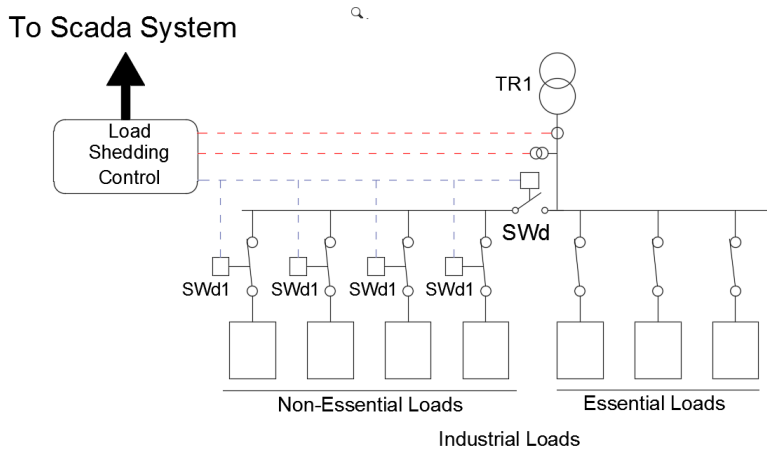
Por otro lado, resulta importante medir los flujos de potencia para saber el punto en el que está trabajando la planta y establecer el punto óptimo de trabajo.

En el momento del acoplamiento a la red de la GD resulta imprescindible tener datos de tensión, frecuencia y fase con objeto de realizar la sincronización de forma precisa, tanto el momento del arranque como en el momento del paso de modo isla a modo acoplado.

#### 4.2.4. Control del subsistema de deslastre y control de carga

En muchas plantas industriales con GD, la potencia de ésta es inferior a la potencia demandada por la planta industrial, por lo que, cuando llega el momento de pasar a modo isla o modo de rigidez reducida, se ha de tomar la decisión de qué cargas se van a alimentar y cuáles no, ya que no hay potencia disponible para todas [33, 64, 83, 103].

Para ello se puede proceder de dos maneras. La primera es que el sistema de control regule el proceso y las cargas para reducir la simultaneidad de cargas aún a costa de reducir la operación de la planta. De esta forma todas las cargas podrían trabajar, pero vigilando que la simultaneidad de las mismas no sobrepase la potencia disponible en la generación [54, 64, 83, 97].



**Figura 4.5.:** Control de deslastre

El otro sistema de acomodar la carga máxima a la potencia de la generación consiste en un deslastre selectivo de cargas. De esta forma, las cargas que no se consideran esenciales, o aquellas que no se quieren alimentar por la GD, se desconectan de tal manera que la potencia de la instalación disminuye hasta ajustarse a la potencia de la generación [33, 97].

Para ambos métodos es necesario un sistema de deslastre de cargas, el cual consiste en poder maniobrar ciertas cargas para desconectarlas a voluntad del operador. El sistema de control de deslastre será el encargado de cursar las órdenes correspondientes para desconectar y reconectar las cargas necesarias [33].

#### 4.2.5. Control del subsistema de acoplamiento

En el punto de alimentación de la planta industrial se coloca un seccionamiento (figura 4.6), el cual sirve para la conexión y desconexión de la planta industrial de la red externa. Este punto es especialmente importante ya que en el van situados una serie de elementos, algunos de obligado cumplimiento. Por una parte va ubicado el sistema de medida de tarificación, con el cual la compañía mide la energía a facturar, por otro lado van asociadas a ese interruptor las protecciones de entrada a la planta, las cuales serán encargadas de dispararse en caso de falta severa en el interior de la planta.

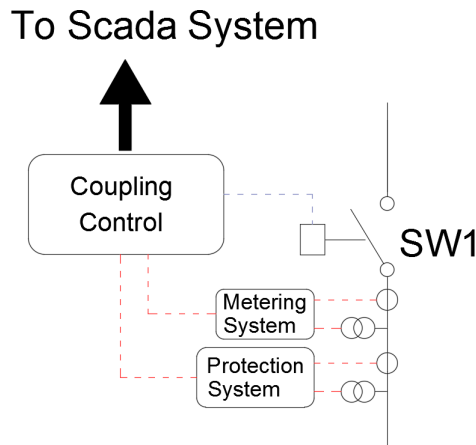


Figura 4.6.: Diagrama acoplamiento

En el caso que nos ocupa este punto, que llamaremos sistema de acoplamiento con la red, resulta importante puesto que será el encargado de poner a la planta en modo isla cuando se estime oportuno, y se reenganchará cuando se decida salir del modo isla.

Al ser este punto el encargado del enganche, deberá estar preparado para el proceso de sincronización, donde, en algunos casos, pueden aparecer grandes corrientes debidas al desfasamiento de fases.

También en este punto se establecerá la vigilancia de la red mientras la planta esté, en modo isla, para decidir cuándo volver a conectarse.

### **4.3. Estrategias y secuencias de control**

Como se ha visto, el sistema de control y sus estrategias son de suma importancia en este desarrollo y habrán de estar implementadas totalmente en el control de la planta industrial.

En la figura 4.7 podemos ver el ejemplo de una secuencia de control para una planta industrial dotada con sistema de rigidez variable de 2 etapas y posibilidad de isla intencionada.

Permanentemente hay dos rutinas de control siempre activadas, la primera es el sistema experto de detección de perturbaciones y la segunda rutina, siempre activa, es la vigilancia de parámetros de tensión y frecuencia de la red externa. Estas dos rutinas son las que pueden activar el sistema de rigidez variable de forma automática.

Cuando el sistema experto predice un riesgo de perturbación, el sistema ARS pasa a posición preventiva, activando la primera etapa de reducción de rigidez para aumentar la inmunidad [12].

Durante este tiempo de situación preventiva pueden suceder dos cosas: la primera, que se materialice el riesgo en un perturbación y la segunda que no aparezca la perturbación, y después de un tiempo volvamos a modo normal. Si aparece la perturbación, el sistema ha de calcular si con la reducción de rigidez aportada es suficiente para alcanzar la inmunidad necesarias. Si es suficiente se quedará en esta etapa hasta que desaparezca la falta y el riesgo.

Si la reducción de rigidez no es suficiente se irán aportando etapas de reducción hasta alcanzar la inmunidad necesaria. Si una vez entradas en servicio todas las etapas seguimos sin llegar a los niveles de calidad

de energía necesarios, entonces se tomará la decisión de poner la planta en modo isla.

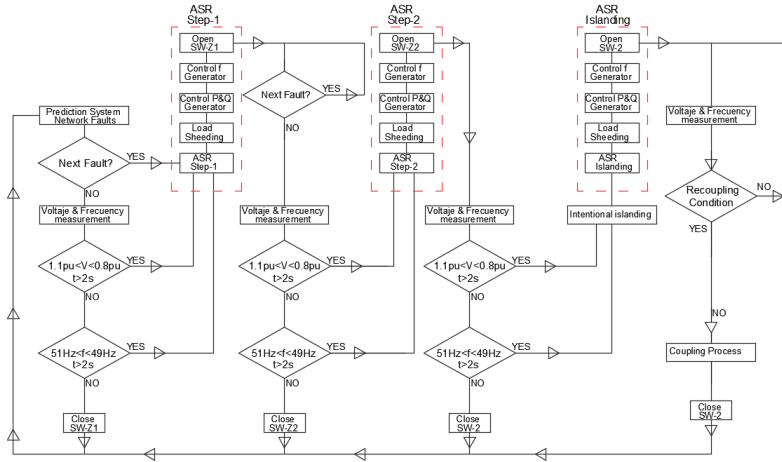


Figura 4.7.: Ejemplo de secuencia de control del ARS

La otra secuencia de control es para una situación de la planta industrial en posición de normalidad en la que, de forma sobrenvenida e inesperada, aparece una perturbación. Si en esta situación, la planta se encuentra operando de forma normal con una alimentación eléctrica normal y el sistema de predicción de fallos no ha detectado ninguna anomalía a la vista. En esa situación de aparece una perturbación, en ese momento los instrumentos de medida acotan sus parámetros para estimar su severidad y poder tomar decisiones.

Si la severidad de la falta es mayor de lo que el ARS puede soportar, el sistema puede comenzar la secuencia de puesta en isla comenzado por el deslastre de cargas no críticas y terminando con la desconexión de la red. La planta estará en modo isla hasta que los parámetros de la red se restablezcan de forma estable y el sistema de predicción no espere una nueva perturbación.

Si la severidad de la falta es asumible por el ARS, se introducirá una primera etapa de reducción de rigidez. Si después de esta etapa no es suficiente para tener una alimentación estable, se irán acoplando etapas hasta la estabilización de los parámetros eléctricos.

El ARS estará en modo de rigidez reducida hasta que los parámetros de la red externa estén normalizados y no se prevean más faltas.

**Estrategia en el control de flujos de carga** Aunque se ha ido describiendo de forma separada en el presente trabajo el balance de potencias en los diferentes modo de operación, vamos a hacer en el presente punto un resumen de dichos balances.

En modo normal de operación, la planta de generación trabaja a potencia activa constante y la energía puede ser consumida en la propia planta o exportada a la red. En cuanto a la potencia reactiva en modo normal puede ser consumida o generada por la planta de generación en función de si tenemos la bobina de campo sobreexcitada o subexcitada.

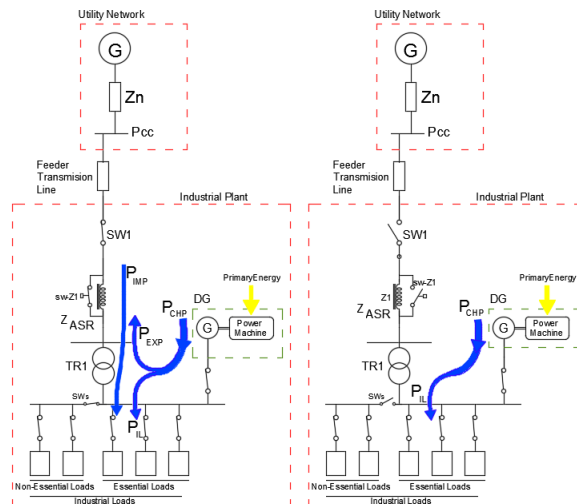


Figura 4.8.: Flujos de potencia

En modo isla la generación pierde la referencia de la red, por lo que la consigna para el alternador será mantener la frecuencia y la tensión lo más estables posibles. La generación producirá exactamente la misma potencia tanto activa como reactiva que se consume en la planta industrial, puesto que al estar en modo isla no podremos ni importar ni exportar la energía.



En el modo isla resulta importante hacer una buena gestión de los receptores de la planta industrial. Por un lado, se hará el deslastre suficiente para que la potencia demandada sea inferior a la que puede generar la GD. Y, por otro lado, se ha de intentar no tener grandes fluctuaciones rápidas de la carga puesto que estas fluctuaciones generarán desestabilidades tanto en la frecuencia como en la tensión en barras.

En el modo de rigidez reducida la situación de explotación de la generación es similar en algunos aspectos con la del modo isla. En situación de baja rigidez, la generación pasará de trabajar de potencia constante a frecuencia y tensión constantes. La potencia activa que producirá la GD será exactamente la que consuma la planta industrial para evitar intercambios de activa con la red. En cuanto a la potencia reactiva que generará la GD irá una parte a la planta industrial, y otra parte a alimentar la falta externa que ha ocasionado la perturbación.

Operación	Consigna GD	$P_{GD}$	$P_{EXP}$	$Q_{EXP}$
Normal	$P_{GD}=CTE$	CTE	$P_{GD} - P_{IP}$	$P_{GD} - P_{IP}$
Isla	f , U=CTE	$P_{GD} = P_{IP}$	0	0
ARS	f , U=CTE	$P_{GD} = P_{IP}$	0	$< 10\%P_{GD}$

**Tabla 4.1.:** Flujo de carga

## 5. Simulación de un sistema sin control de rigidez (ARS)

En este primer capítulo de simulaciones abordaremos la de una planta industrial, la cual no cuenta con un sistema de acoplamiento de rigidez variable, por tanto el acoplamiento es de rigidez constante. Cuando sucede una falta en el sistema exterior, y por tanto, sobreviene un hueco de tensión a la planta, ésta sólo puede reaccionar pasando la planta a modo isla hasta que la perturbación haya pasado.

Se ha optado por simular este escenario sólo con una falta monofásica ya que el paso a modo isla es irrelevante la falta que lo preceda puesto que la planta se aislará de la red y por tanto de la falta.

En la simulación, como se verá a continuación, se simula la llegada de un hueco de tensión, el paso a modo isla, la desaparición del hueco y la reconexión de la planta a la red una vez el hueco ha desaparecido.

Esta simulación de paso a modo isla es importante para poder establecer una comparativa con los siguientes escenarios, en los cuales se elige el cambio de rigidez en vez del paso a modo isla como sistema para seguir operando.

Se ha de resaltar que este modo de operación que se simulará es el habitual en las plantas industriales actuales con generación propia, en las cuales antes una falta severa se pasa a modo isla como método de operación para seguir en marcha.

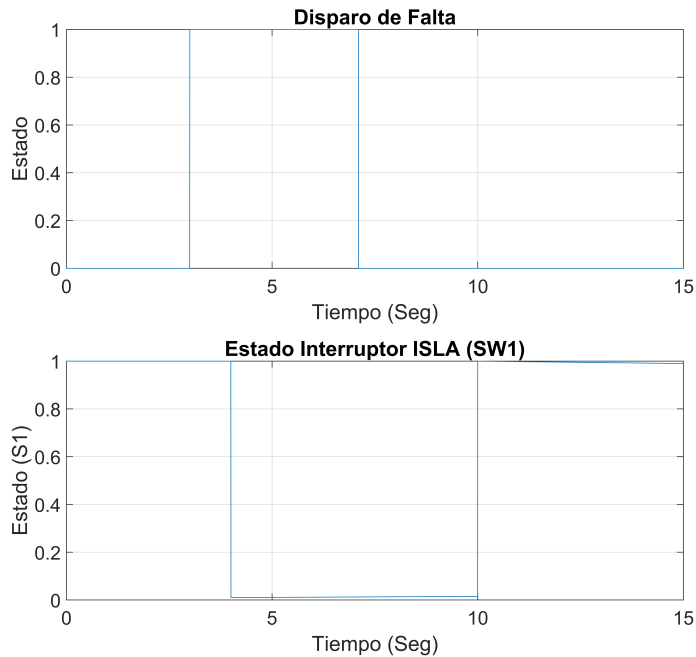
Analizaremos en detalle tanto el paso a modo isla como la reconexión a la red, siempre suponiendo que no haya habido desfases que obstaculicen la reconexión.

## 5.1. Escenario a Simular

Simularemos una planta en plena operación normal, la cual se enfrentará a un hueco de tensión severo que ocasionará el paso a operación en modo isla.

Simularemos un espacio de tiempo de 15 segundos frente a los 10 segundos de las demás simulaciones con el objetivo de tener tiempo suficiente para la puesta en isla y la reconexión.

El cronograma adoptado para la simulación puede ser visto en la figura 5.1.



**Figura 5.1.:** Cronograma simulación isla

En la primera gráfica del cronograma se visualiza la aparición y la extinción de la falta, y en la segunda parte el estado del interruptor de acoplamiento usado para el paso a modo isla.

Secuencia de operación:

Para  $t=0s$  → La planta industrial se pone en marcha, tanto los receptores como la cogeneración. Es importante hacer notar que la planta parte del reposo en todos sus sistemas

Para  $t=2s$  → La planta esta operativa y en régimen nominal. Los receptores están trabajando con normalidad, las tensiones son estables y la cogeneración se encuentra trabajando a potencia constante y con frecuencia estable.

Para  $t=3s$  → Aparece una falta monofásica que genera en la red externa un hueco de tensión con una profundidad de 0.6 pu.

Para  $t=4s$  → El sistema de control de la planta ordena el paso de la misma a modo isla para poder seguir operando con normalidad puesto que la severidad del hueco no lo permitía.

Para  $t=7s$  → Desaparece la falta y por tanto el hueco de tensión.

Para  $t=10s$  → El sistema de control de la planta ordena la reconexión de la planta a la red puesto que la falta externa y por tanto el hueco han desaparecido.

## 5.2. Comportamiento de los parámetros de la carga (Figura 5.2)

En este apartado estudiaremos cómo evoluciona la tensión en barras de la planta industrial en la situación descrita, en la cual aparece un hueco de tensión y, con motivo, del mismo la planta pasa a modo isla.

Para  $t=0s$  → La planta industrial se pone en marcha.

Para  $t=2s$  → La planta está operativa y en régimen nominal. Los receptores están trabajando con normalidad, las tensiones son estables y la cogeneración se encuentra trabajando a potencia constante y con frecuencia estable.

Para  $t=3s$  → Aparece una falta monofásica que genera en la red externa un hueco de tensión con una profundidad de 0.6 pu. Dicho hueco puede verse también la barras de la carga tanto en tensión como en intensidad.

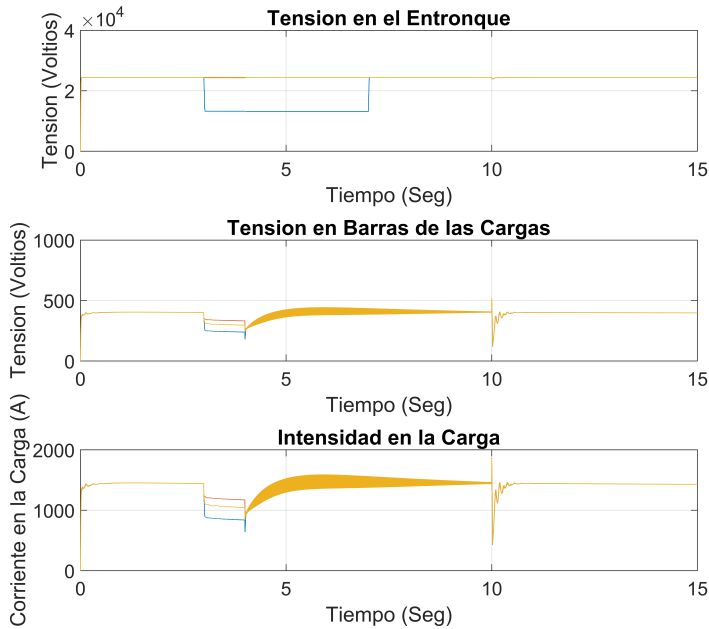
Para  $t=4s$  → El sistema de control de la planta ordena el paso de la misma a modo isla. Aparece un fuerte fenómeno transitorio en tensión y en intensidad. Esto genera una inestabilidad que tarda del orden de 5 segundos en desaparecer. Estas oscilaciones provocan sobre-tensiones del orden de 1.2 pu, las cuales podrían llegar a ocasionar daños en los receptores y en los sistemas de la planta.

Para  $t=7s$  → Desaparece la falta y por tanto el hueco de tensión. En este momento el sistema de control de la planta observa esta situación con objeto de iniciar próximamente el paso a reconexión.

Para  $t=10s$  → El sistema de control de la planta ordena la reconexión de la planta a la red puesto que la falta externa y, por tanto, el hueco han desaparecido. En este punto pueden verse unos transitorios y oscilaciones que duran del orden de 0.2 segundos y ocasionan unas sobre-tensiones de 1.4 pu y subtensiones de 0.3 pu.

En lo que a tensión y corriente se refiere, queda patente que tanto el paso a modo isla como la maniobra de reconexión generan dentro de la planta industrial fuertes fenómenos transitorios cuya duración dependerá de múltiples factores.

Entre los factores que afectan a estos transitorios figuran, los asociados a los parámetros y constantes que tiene el sistema de control y a su velocidad. Por otro lado tenemos los parámetros relativos a la arquitectura de la planta y al posible deslastre de cargas el cual no se ha contemplado en esta simulación.



**Figura 5.2.:** Tensión e intensidad paso a modo isla

Como conclusión de las gráficas de tensión y de intensidad se puede indicar que las maniobras de entrada y salida del modo isla pueden llegar a generar transitorios con amplitudes de 1.4 pu las cuales pueden dañar los sistemas de la planta industrial.

Cuando el paso a modo isla sea necesario, será obligado el establecer maniobras y estrategias de control capaces de mitigar en lo posible estos transitorios.

### 5.3. Comportamiento de los parámetros de la generación (figura 5.3)

En este apartado estudiaremos cómo evolucionan los parámetros principales del alternador de la planta de cogeneración frente a la situación descrita en la cual aparece un hueco de tensión y con motivo de mismo la planta pasa a modo isla.

Los parámetros que estudiaremos para evaluar la estabilidad del alternador serán el flujo de potencia activa y reactiva, y, por otro lado, la velocidad del rotor, la cual marcará la frecuencia de la isla.

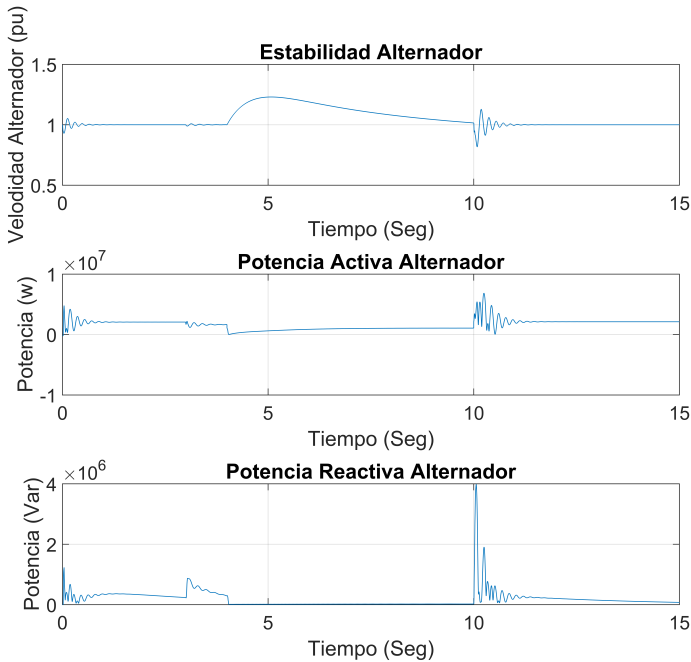
Para  $t=0s$  → La planta industrial se pone en marcha, tanto los receptores como la generación, la cual parte del reposo como puede verse en sus transitorios de arranque los cuales desaparecen a las pocas décimas de segundo.

Para  $t=2s$  → La planta está operativa y en régimen nominal. Los receptores están trabajando con normalidad, las tensiones son estables y la cogeneración se encuentra trabajando a potencia constante y con frecuencia estable.

Para  $t=3s$  → Aparece una falta monofásica que genera en la red externa un hueco de tensión con una profundidad de 0.6 pu. Aumenta la potencia reactiva hasta los 0.5 pu para alimentar la falta. El alternador apenas percibe un ligero transitorio de velocidad puesto que la red externa marca la frecuencia. La potencia reactiva también sufre un ligero transitorio el cual no afecta a la carga de forma significativa.

Para  $t=4s$  → El sistema de control de la planta ordena el paso de la misma a modo isla. La velocidad del alternador se dispara hasta los 1.2 pu, lo cual, visto en términos de frecuencia, estaríamos hablando del orden de una frecuencia de casi 60 Hz, lo cual podría afectar seriamente a los receptores. La potencia activa se reduce puesto que el alternador pasa de trabajar a potencia constante a tensión constante y como no se puede exportar energía al exterior la potencia debe ajustarse a la demandada por la carga. Por otra parte a la reactiva, puesto que nuestra carga es de factor de potencia unidad y no se puede exportar, la reactiva pasa a ser despreciable.

Para  $t=7s \rightarrow$  Desaparece la falta y por tanto el hueco de tensión. En este momento el sistema de control de la planta observa esta situación con objeto de iniciar próximamente el paso a reconexión.



**Figura 5.3.:** Parámetros del alternador en el paso a isla.

Para  $t=10s \rightarrow$  Este punto de reconexión es de una importancia extrema puesto que, en muchas ocasiones, las plantas industriales sufren un cero en este momento debido a los transitorios de acoplamiento. Por un lado, la velocidad que ya estaba estable vuelve a sufrir un transitorio de acoplamiento del entorno de un segundo, en el cual, pueden aparecer variaciones de velocidad del entorno de un 15%. La potencia activa sufre igualmente un transitorio de adaptación a trabajar de nuevo a potencia constante, por lo que durante un corto espacio sufre oscilaciones. La potencia reactiva del mismo modo va a pasar de ser casi despreciable a tener un valor similar al de prefalta. Esto ocasiona un fuerte transitorio de varias veces la potencia nominal.



## 5.4. Resultados

Con la simulación se puede observar de las fuertes perturbaciones, tanto en tensión como en frecuencia, que sufre una planta industrial en el paso a modo isla y en la salida del mismo mediante una sincronización y reconexión con la red externa. En el cuadro 5.1 podemos ver los resultados más importantes de la simulación.

Evento	Transitorio de tensión	Transitorio de frecuencia
Falta	0.6 pu	0.05 pu
Paso a isla	1.2 pu	1.2 pu
Reconexión	1.4 pu	1.15 pu

**Tabla 5.1.:** Cuadro de resultados simulación isla

Si nos atenemos a lo que establecen las normas internacionales en desviaciones de frecuencia y de tensión, estamos claramente muy por encima de lo tolerable. Las sobre tensiones pueden generar averías y malos funcionamientos en los receptores, puesto que pocos de ellos pueden soportar una sobrentensión del 20 %.

Lo mismo sucede con la frecuencia, la cual tendrá rápidamente un efecto mecánico indeseable en las máquinas rotativas, las cuales se acelerarán de forma brusca.

Sin llegar a estos y otros fenómenos no deseables, tendremos por el medio protecciones de sobre tensión y de frecuencia, las cuales dispararán para proteger el sistema, llevando a la planta a un posible cero.

# 6. Simulación de una planta en operación preventiva

En este capítulo expondremos las simulaciones realizadas mediante la herramienta desarrollada en MATLAB-Simulink. Se simularán los escenarios en los cuales una planta industrial como la descrita en el capítulo 5 y modelada como se ha indicado.

El objetivo de las simulaciones es comprobar que el comportamiento de el ARS en modo preventivo es como se intuye en el cálculo analítico.

En este primer grupo de simulaciones la planta está operando de forma normal y el sistema de predicción de perturbaciones predice la aparición una perturbación. Como esta perturbación afectara a la planta industrial, entra en operación el ARS introduciendo un primer escalón de disminución de la rigidez y así aumentar la inmunidad frente al hipotético evento.

## 6.1. Escenarios a Simular

Simularemos una planta en plena operación ante diferentes perturbaciones externas previstas por el sistema de predicción.

Simularemos un espacio de tiempo de 10 segundos, suficiente para observar el comportamiento de los diferentes sistemas.

El cronograma adoptado para la simulación puede ser visto en la figura 6.1

Para  $t=0$  s  $\rightarrow$  La planta industrial se pone en marcha.

Para  $t=2$  s  $\rightarrow$  La planta está operativa y en régimen nominal.

Para  $t=3$  s → El sistema de predicción de fallos detecta la posible aparición de una perturbación, por lo que activa el ARS y entra una primera etapa.

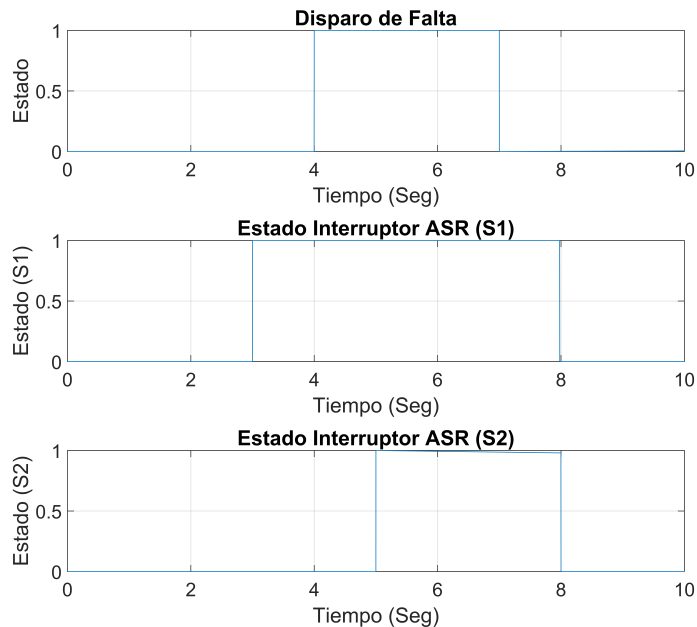
Para  $t=4$  s → Aparece la falta prevista.

Para  $t=5$  s → Entra en servicio la segunda etapa del sistema de rigidez variable (ARS).

Para  $t=7$  s → Desaparece la falta y, por tanto, el hueco de tensión.

Para  $t=8$  s → El sistema de rigidez variable (ARS) vuelve al estado normal de alta rigidez.

Para  $t=9$  s → La planta vuelve a ésta operando en régimen normal.



**Figura 6.1.:** Cronograma de simulación

Se simularán 4 escenarios, correspondientes a los 4 tipos de faltas y sus correspondientes huecos de tensión de acuerdo con la siguiente

tabla de simulaciones aplicando una falta suficiente para generar un hueco de tensión con una profundidad de 0.4 pu y una duración en todos los casos de 3 segundos.

Numeraremos las simulaciones con una letra S seguida del número 2, si se trata de la operación adaptativa, o el 1, si se trata de la operación preventiva, seguido del número del escenario a simular.

Simulación	Perturbación	Tipo hueco
S1.1	Cortocircuito monofásico	B, C
S1.2	Cortocircuito bifásico aislado	C, D
S1.3	Cortocircuito bifásico a tierra	E, F
S1.4	Cortocircuitos trifásicos	A, A

**Tabla 6.1.:** Cuadro de simulaciones

Como podemos ver en la tabla 6.1de simulaciones, hemos listado los 4 escenarios a ensayar y en cada uno ensayaremos un tipo de perturbación que será la causa raíz de la misma. También hemos asociado el tipo de hueco a cada tipo de falta.

En cada falta hay dos tipos de huecos de tensión asociados, el primero es el visto por una carga en estrella, y el segundo, es el visto por una carga en triángulo. Puesto que el origen de los huecos de tensión son las perturbaciones en forma de falta, nombraremos las simulaciones con el nombre de la falta asociada para mayor sencillez.

## **6.2. Comportamiento frente a una perturbación provocada por una falta monofásica (S1.1)**

En esta primera simulación (S1.1) estudiaremos el comportamiento del sistema frente a una perturbación eléctrica generada por un cortocircuito monofásico a tierra en algún punto de la red externa, el cual nos generará un hueco de tensión tipo B o C en función del conexasiónado de nuestro receptor.

### **6.2.1. Respuesta de parámetros de Tensión Intensidad (Figura 6.2)**

Analizaremos la secuencia temporal, primeramente, de los parámetros tensión y corriente en la carga, y de tensión en el acoplamiento.

Para  $t=0$  s  $\rightarrow$  La planta industrial se pone en marcha y, durante unos breves milisegundos, aparecen unos efectos transitorios hasta que la planta se estabiliza. Estos transitorios iniciales suceden en mayor medida en la carga debido a la cercanía del alternador.

Para  $t=3$  s  $\rightarrow$  El sistema de predicción de fallos detecta la posible aparición de una perturbación, por lo que activa el ARS y entra una primera etapa. Asociado a la entrada de la primera etapa, la GD pasa de trabajar a potencia constante a tensión constante, y evita exportar energía a la red. En este punto si la GD no tiene capacidad para alimentar toda la planta es el punto en el que se realiza el deslastre de cargas. Se observan micro oscilaciones en la tensión debido al cambio de régimen de la GD.

Para  $t=4$  s  $\rightarrow$  Sucede una perturbación externa, la cual ocasionará un hueco de tensión de 0.58 pu en el entronque y de 0.9 1pu en bornes de la carga. La intensidad, puesto que es una carga pasiva, sigue la forma de la señal de tensión. Podemos observar también que, a parte de la fase afectada por la falta, la tensión de las fases sanas se contrae por efecto del grupo de conexión del transformador.

Para  $t=5$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la segunda etapa del sistema de rigidez variable y, gracias a su operación, la tensión se recuperará hasta los 0.95 pu. Lo mismo sucede con la intensidad. En este punto la planta ya puede operar con normalidad.

Para  $t=7$  s  $\rightarrow$  Desaparece la falta y por tanto el hueco de tensión.

Para  $t=8$  s  $\rightarrow$  El sistema de rigidez variable vuelve al punto normal de alta rigidez.

Para  $t=9$  s  $\rightarrow$  La planta vuelve a estar operando en régimen normal.

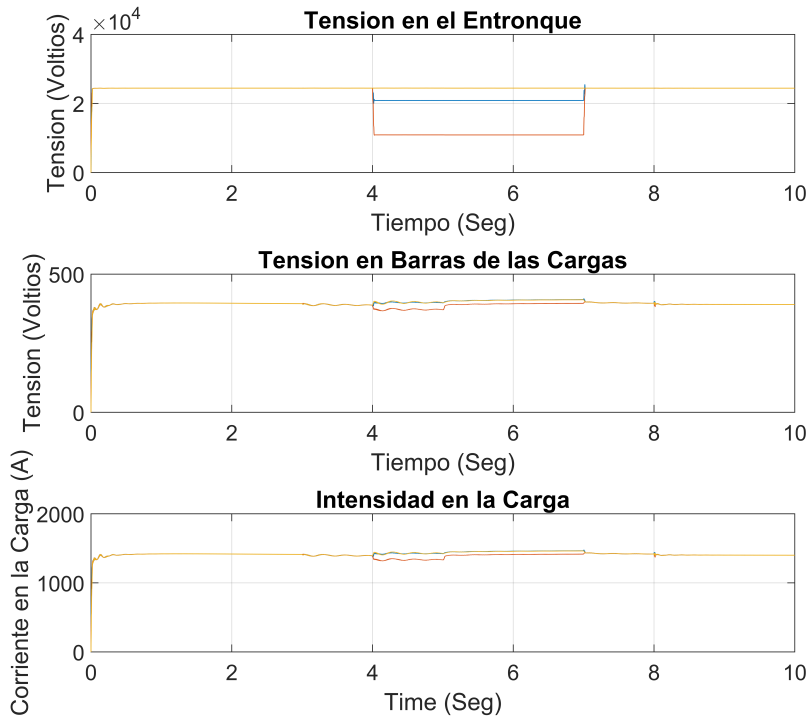


Figura 6.2.: Parámetros V I de S1.1

### 6.2.2. Respuesta del alternador (Figura 6.3)

Para  $t=0$  s  $\rightarrow$  La planta industrial se pone en marcha y aparece el efecto transitorio del arranque del alternador con un tiempo de estabilización de 1 segundo en forma de decremento logarítmico. Lo mismo sucede con las potencias, las cuales oscilan hasta la estabilización de la máquina.

Para  $t=2$  s  $\rightarrow$  La planta está operativa y en régimen nominal. La generación opera a potencia constante a 1pu.

Para  $t=3$  s  $\rightarrow$  El sistema de predicción de fallos detecta la posible aparición de una perturbación, por lo que activa el ARS y entra una primera etapa. La planta de generación deja de trabajar a potencia constante, por lo que la potencia activa se reduce a 0.5 pu.

Para  $t=4$  s  $\rightarrow$  Sucede una perturbación externa, la cual ocasionará un hueco de tensión de 0.58 pu en el entronque y de 0.91 pu en bornes de la carga. La potencia reactiva en este punto aumenta 0.2 pu por el efecto de alimentar la falta. El alternador sufre un pequeño transitorio que se amortigua en menos de 1 s. La potencia activa sufre un pequeño incremento hasta los 0.6 pu por el efecto de la falta.

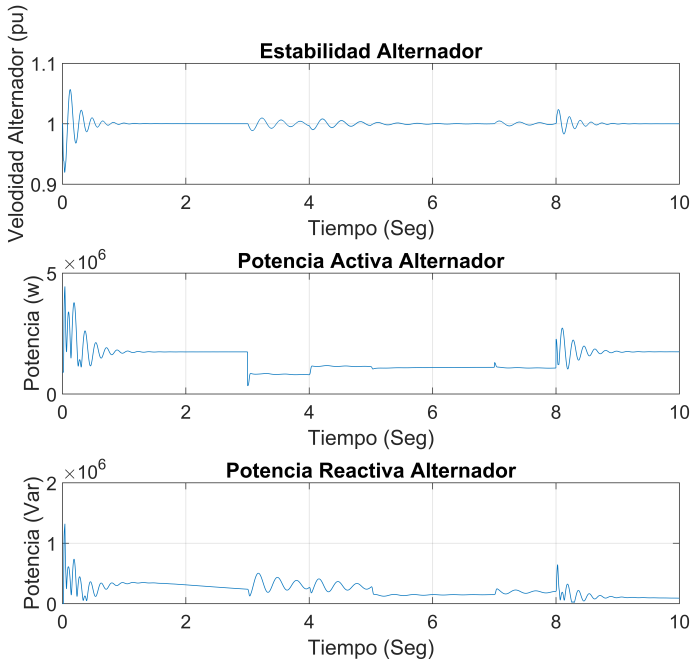
Para  $t=5$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la segunda etapa del sistema de rigidez variable. La potencia reactiva se termina de estabilizar y la potencia activa se va a los 0.5 pu con lo cual casi no va corriente a alimentar la falta desde la GD. Lo que si observamos, en la velocidad del alternador, es unos breves transitorios de estabilización cada vez que introducimos una etapa. Si bien estos transitorios, tienen una duración de pocas décimas de segundo.

Para  $t=7$  s  $\rightarrow$  Desaparece la falta y por tanto el hueco de tensión. Sólo se aprecian unos pequeños transitorios sin importancia.

Para  $t=8$  s  $\rightarrow$  El sistema de rigidez variable vuelve al punto normal de alta rigidez, el alternador vuelve a trabajar a potencia constante como antes de la falta.

Para  $t=9$  s  $\rightarrow$  La planta vuelve a estar operando en régimen normal y han desaparecido todos los transitorios.

Después de este ensayo del sistema frente a una perturbación generada por una falta monofásica prevista, observamos que el sistema de rigidez variable ha reducido la severidad del hueco de tensión desde un 0.58 pu de tensión hasta un 0.95 pu. Por tanto la falta ha tenido una penetración dentro de la planta de menos del 5 %, con lo cual el comportamiento es satisfactorio.



**Figura 6.3.:** Parámetros alternador S1.1

También se ha contenido la aportación de potencia aparente a la falta desde los aproximadamente 1.5 pu esperados hasta 0.1 pu estando esto en consonancia con lo estimado en nuestros cálculos.

Es de resaltar que, cuando entra y sale de operación el ARS, el alternador sufre un transitorio similar al de arranque con unos fenómenos oscilantes que duran no más de 0.8 s y que tiene como máximo una punta de 3 % en frecuencia.



## **6.3. Comportamiento frente a una perturbación provocada por una falta bifásica. (S1.2)**

En esta segunda simulación (S1.2) estudiaremos el comportamiento del sistema frente a una perturbación eléctrica generada por un cortocircuito bifásico aislado anunciado por el sistema de previsión en algún punto de la red externa el cual nos generara un hueco de tensión tipo C o D en función del conexionado de nuestro receptor.

### **6.3.1. Respuesta de parámetros de tensión Intensidad (Figura 6.4)**

Analizaremos la secuencia temporal, primeramente, de los parámetros de tensión y corriente en la carga, y de tensión en el acoplamiento.

Para  $t=0$  s  $\rightarrow$  La planta industrial se pone en marcha y, durante unos breves milisegundos, aparecen unos efectos transitorios hasta que la planta se estabiliza. Estos transitorios iniciales suceden en mayor medida en la carga debido a la cercanía del alternador.

Para  $t=3$  s  $\rightarrow$  El sistema de predicción de fallos detecta la posible aparición de una perturbación, por lo que activa el ARS y entra una primera etapa. Asociado a la entrada de la primera etapa, la GD pasa de trabajar de potencia constante a tensión constante y evita exportar energía a la red. En este punto, si la GD no tiene capacidad para alimentar toda la planta, se realiza el deslastre de cargas. Se observan micro oscilaciones en la tensión debido al cambio de régimen de la GD.

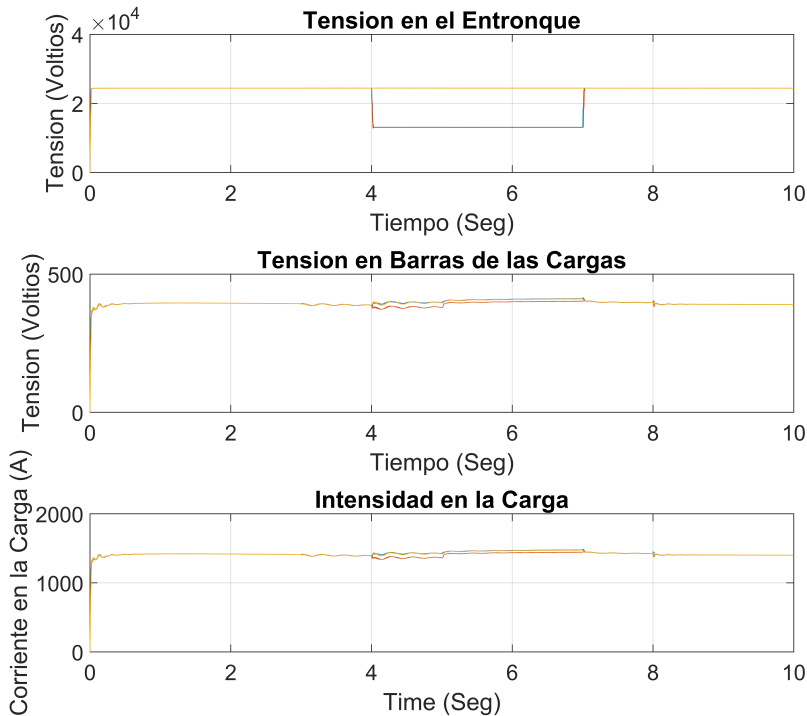
Para  $t=4$  s  $\rightarrow$  Sucede una perturbación externa, la cuál ocasionará un hueco de tensión de 0.57 pu en el entronque y de 0.92 pu en bornes de la carga. La intensidad, puesto que es una carga pasiva, sigue la forma de la señal de tensión. Podemos observar también que, aparte de la fase afectada por la falta, la tensión de las fases sanas se contrae por efecto del grupo de conexión del transformador.

Para  $t=5$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la segunda etapa del sistema de rigidez variable y, gracias a su operación, la tensión se recuperará hasta los 0.97 pu. Lo mismo sucede con la intensidad. En este punto la planta ya puede operar con normalidad.

Para  $t=7$  s  $\rightarrow$  Desaparece la falta y, por tanto, el hueco de tensión.

Para  $t=8$  s  $\rightarrow$  El sistema de rigidez variable vuelve al punto normal de alta rigidez.

Para  $t=9$  s  $\rightarrow$  La planta vuelve a ésta operando en régimen normal.



**Figura 6.4.:** Parámetros V I de la Simulación S1.2

### 6.3.2. Respuesta del alternador (Figura 6.5)

Para  $t=0$  s  $\rightarrow$  La planta industrial se pone en marcha y aparece el efecto transitorio del arranque del alternador con un tiempo de estabilización de 1 segundo en forma de decremento logarítmico. Lo mismo sucede con las potencias, las cuales oscilan hasta la estabilización de la máquina.

Para  $t=2$  s  $\rightarrow$  La planta está operativa y en régimen nominal. La generación opera a potencia constante a 1pu.

Para  $t=3$  s  $\rightarrow$  El sistema de predicción de fallos detecta la posible aparición de una perturbación, por lo que activa el ARS y entra una primera etapa. La planta de generación deja de trabajar a potencia constante, por lo que la potencia activa se reduce a 0.5 pu.

Para  $t=4$  s  $\rightarrow$  Sucede una perturbación externa, la cual ocasionará un hueco de tensión de 0.57 pu en el entronque y de 0.92 pu en bornes de la carga. La potencia reactiva en este punto aumenta 0.2 pu por el efecto de alimentar la falta. El alternador sufre un pequeño transitorio que se amortigua en menos de 1 seg. La potencia activa sufre un pequeño incremento hasta los 0.61 pu por el efecto de la falta.

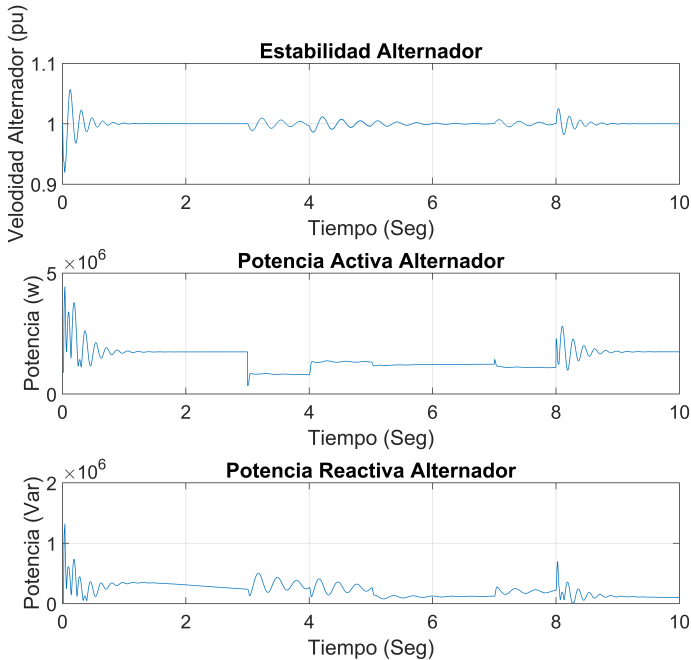
Para  $t=5$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la segunda etapa del sistema de rigidez variable. La potencia reactiva se termina de estabilizar y la potencia activa se va a los 0.5 pu, con lo cual casi no va corriente a alimentar la falta desde la GD. Lo que se observamos en la velocidad del alternador es unos breves transitorios de estabilización cada vez que introducimos una etapa. Si bien estos transitorios tienen una duración de pocas décimas de segundo.

Para  $t=7$  s  $\rightarrow$  Desaparece la falta y, por tanto, el hueco de tensión. Sólo se aprecian unos pequeños transitorios sin importancia.

Para  $t=8$  s  $\rightarrow$  El sistema de rigidez variable vuelve al punto normal de alta rigidez, el alternador vuelve a trabajar a potencia constante como antes de la falta.

Para  $t=9$  s  $\rightarrow$  La planta vuelve a ésta operando en régimen normal y han desaparecido todos los transitorios.

Después de este ensayo del sistema frente a una perturbación generada por una falta monofásica prevista observamos que el sistema de rigidez variable ha reducido la severidad del hueco de tensión desde un 0.57 pu de tensión hasta un 0.97 pu. Por tanto, la falta ha tenido una penetración dentro de la planta de menos del 3%, con lo cual el comportamiento es satisfactorio.



**Figura 6.5.:** Parámetros alternador S1.2

También se ha contenido la aportación de potencia aparente a la falta desde los aproximadamente 1.5 pu esperados hasta 0.1 pu estando esto en consonancia con lo estimado en nuestros cálculos.

Es de resaltar que, cuando entra y sale de operación el ARS, el alternador sufre un transitorio similar al de arranque con unos fenómenos oscilantes que duran no más de 0.8 s y que tienen como máximo una punta de 3.3% en frecuencia.

## **6.4. Comportamiento frente a una perturbación provocada por una falta bifásica a tierra. (S1.3)**

En esta tercera simulación (S1.3) estudiaremos el comportamiento del sistema frente a una perturbación eléctrica generada por un cortocircuito bifásico a tierra en algún punto de la red externa, el cual nos generará un hueco de tensión tipo B o F en función del conexionado de nuestro receptor.

### **6.4.1. Respuesta de parámetros de tensión intensidad (Figura 6.6)**

Analizaremos en primer lugar la secuencia temporal, primeramente, de los parámetros de tensión y corriente en la carga, y tensión en el acoplamiento.

Para  $t=0$  s  $\rightarrow$  La planta industrial se pone en marcha y, durante unos breves milisegundos, aparecen unos efectos transitorios hasta que la planta se estabiliza. Estos transitorios iniciales suceden en mayor medida en la carga debido a la cercanía del alternador.

Para  $t=3$  s  $\rightarrow$  El sistema de predicción de fallos detecta la posible aparición de una perturbación, por lo que activa el ARS y entra una primer etapa. Asociado a la entrada de la primera etapa la GD pasa de trabajar a potencia constante a trabajar a tensión constante y la evita exportar energía a la red. En este punto si la GD no tiene capacidad para alimentar toda la planta se realiza el deslastre de cargas.

Para  $t=4$  s  $\rightarrow$  Sucede una perturbación externa la cuál ocasionará un hueco de tensión de 0.49 pu en el entronque y de 0.99 pu en bornes de la carga. La intensidad puesto que es una carga pasiva sigue la forma de la señal de tensión. Podemos observar también que, aparte de la fase afectada por la falta, la tensión de las fases sanas se contrae por efecto del grupo de conexión del transformador.

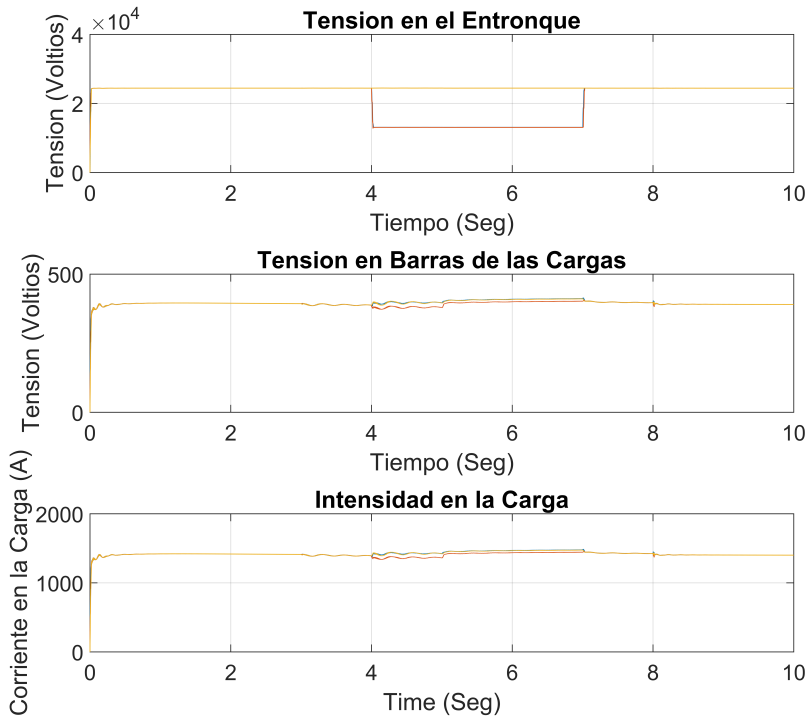
Para  $t=5$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la segunda etapa del sistema de rigidez variable y, gracias a su operación, la tensión se recuperará hasta los 1.05

pu. Esta ligera sobretensión es aceptable, si bien puede ser controlada con la tensión de excitación para ajustarla exactamente a 1 pu. Si bien a la vista de que la primera etapa corrigió los parámetros de forma suficiente lo lógico es dejar el ARS operando en una sola etapa.

Para  $t=7$  s  $\rightarrow$  Desaparece la falta y por tanto el hueco de tensión.

Para  $t=8$  s  $\rightarrow$  El sistema de rigidez variable vuelve al punto normal de alta rigidez.

Para  $t=9$  s  $\rightarrow$  La planta vuelve a ésta operando en régimen normal.



**Figura 6.6.:** Parámetros V I de la Simulación S1.3

## 6.4.2. Respuesta del alternador (Figura 6.7)

Analizaremos la secuencia temporal, primeramente, de los parámetros de tensión y corriente en la carga y tensión en el acoplamiento.

Para  $t=0$  s  $\rightarrow$  La planta industrial se pone en marcha y, durante unos breves milisegundos, aparecen unos efectos transitorios hasta que la planta se estabiliza. Estos transitorios iniciales suceden en mayor medida en la carga debido a la cercanía del alternador.

Para  $t=3$  s  $\rightarrow$  El sistema de predicción de fallos detecta la posible aparición de una perturbación, por lo que activa el ARS y entra una primera etapa. Asociado a la entrada de la primera etapa la GD pasa de trabajar a potencia constante a trabajar a tensión constante y la evita exportar energía a la red. En este punto si la GD no tiene capacidad para alimentar toda la planta se realiza el deslastre de cargas.

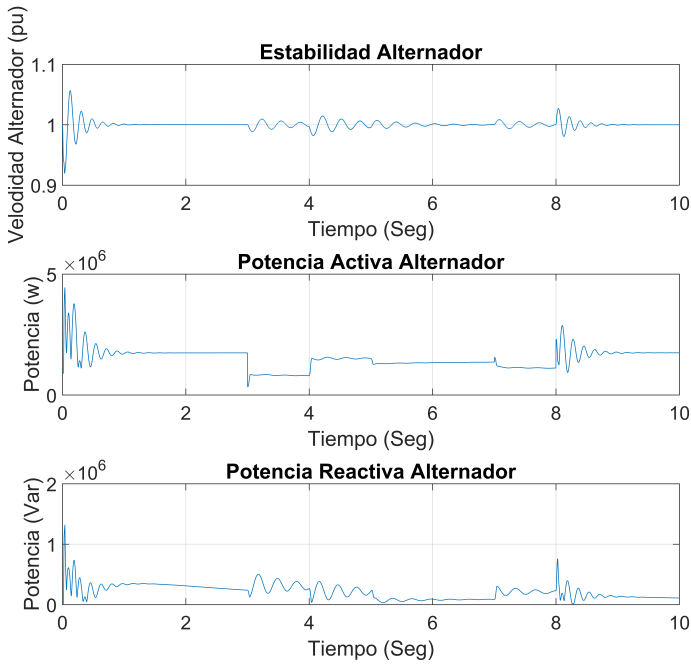
Para  $t=4$  s  $\rightarrow$  Sucede una perturbación externa, a cual ocasionará un hueco de tensión de 0.43 pu en el entronque y de 1 pu en bornes de la carga. La intensidad, puesto que es una carga pasiva, sigue la forma de la señal de tensión. A la vista de que la corrección es del 100 % lo apropiado es no introducir mas escalones de reducción de rigidez. No obstante, con objeto de realizar el ensayo completo, los introduciremos para ver el comportamiento.

Para  $t=5$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la segunda etapa del sistema de rigidez variable y, gracias a su operación, la tensión se va hasta los 1.01 pu. Esta ligera sobretensión es aceptable. No obstante, en este punto podemos observar que el aumento excesivo de impedancias ocasiona sobretensiones, con lo cual es importante el ajuste óptimo de la etapa.

Para  $t=7$  s  $\rightarrow$  Desaparece la falta y, por tanto, el hueco de tensión.

Para  $t=8$  s  $\rightarrow$  El sistema de rigidez variable vuelve al punto normal de alta rigidez.

Para  $t=9$  s  $\rightarrow$  La planta vuelve a estar operando en régimen normal.



**Figura 6.7.:** Parámetros alternador S1.3

También se ha contenido la aportación de potencia aparente a la falta desde aproximadamente 1.5 pu esperados hasta 0.1 pu. lo que resulta coherente con las estimaciones realizadas.

Es de resaltar que cuando entra y sale de operación el ARS, el alternador sufre un transitorio similar al de arranque con unos fenómenos oscilantes que duran no más de 0.8 segundos y que tienen como máximo una punta de 4% en frecuencia.



## **6.5. Comportamiento frente a una perturbación provocada por una falta trifásica. (S1.4)**

En esta cuarta simulación (S1.4) estudiaremos el comportamiento del sistema frente a una perturbación eléctrica generada por un cortocircuito trifásico a tierra en algún punto de la red externa el cual nos generara un hueco de tensión tipo B o C en función del conexionado de nuestro receptor.

### **6.5.1. Respuesta de parámetros de tensión e intensidad (Figura 6.8)**

En primer lugar analizaremos la secuencia temporal primeramente de los parámetros de tensión y corriente en la carga y, de tensión en el acoplamiento.

Para  $t=0$  s  $\rightarrow$  La planta industrial se pone en marcha y, durante unos breves milisegundos, aparecen unos efectos transitorios hasta que la planta se estabiliza. Estos transitorios iniciales suceden en mayor medida en la carga debido a la cercanía del alternador.

Para  $t=3$  s  $\rightarrow$  El sistema de predicción de fallos detecta la posible aparición de una perturbación por lo que activa el ARS y entra una primer etapa. Asociado a la entrada de la primera etapa la GD pasa de trabajar de potencia constante a trabajar tensión constante y evita exportar energía a la red. En este punto, si la GD no tiene capacidad para alimentar toda la planta, se realiza el deslastre de cargas.

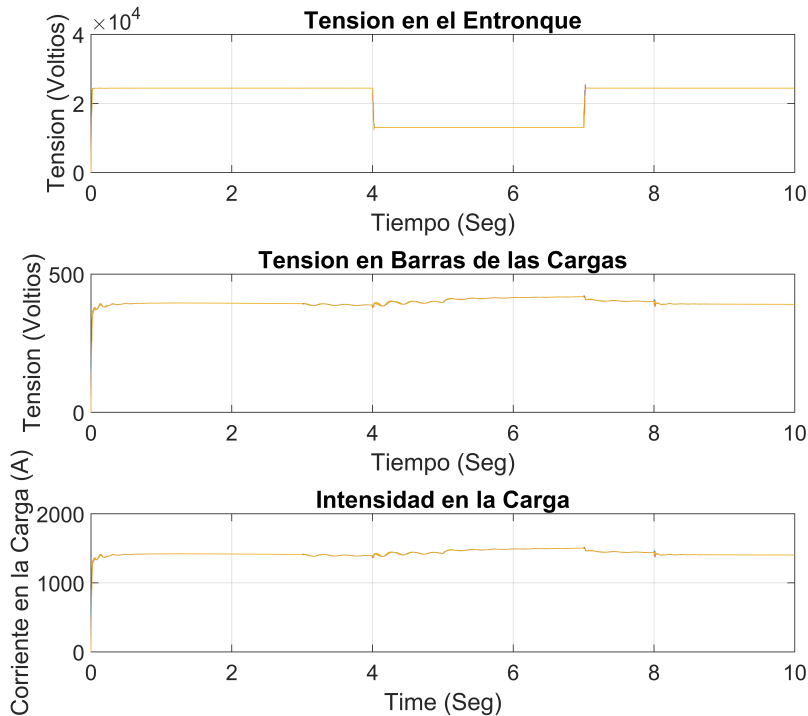
Para  $t=4$  s  $\rightarrow$  Sucede una perturbación externa, la cual ocasionará un hueco de tensión de 0.43 pu en el entronque y de 1pu en bornes de la carga. Esta diferencia entre el hueco visto en el entronque y el hueco visto en la carga, es debida a la potencia que aporta cerca de la carga la GD. La intensidad, puesto que es una carga pasiva sigue la forma de la señal de tensión. Podemos observar también que, aparte de la fase afectada por la falta, la tensión de las fases sanas se contrae por efecto del grupo de conexión del transformador.

Para  $t=5$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la segunda etapa del sistema de rigidez variable y, gracias a su operación, la tensión se recuperará hasta los 0.95 pu. Lo mismo sucede con la intensidad. En este punto, la planta ya puede operar con normalidad.

Para  $t=7$  s  $\rightarrow$  Desaparece la falta y, por tanto, el hueco de tensión.

Para  $t=8$  s  $\rightarrow$  El sistema de rigidez variable vuelve al punto normal de alta rigidez.

Para  $t=9$  s  $\rightarrow$  La planta vuelve a estar operando en régimen normal.



**Figura 6.8.:** Parámetros V I de la simulación S1.4

### 6.5.2. Respuesta del alternador (Figura 6.9)

Para  $t=0$  s  $\rightarrow$  La planta industrial se pone en marcha y aparece el efecto transitorio del arranque del alternador con un tiempo de estabilización de 1 segundo en forma de decremento logarítmico. Lo mismo sucede con las potencias, las cuales oscilan hasta la estabilización de la máquina.

Para  $t=2$  s  $\rightarrow$  La planta está operativa y en régimen nominal. La generación opera a potencia constante de 1pu.

Para  $t=3$  s  $\rightarrow$  El sistema de predicción de fallos detecta la posible aparición de una perturbación, por lo que activa el ARS y entra una primera etapa. La planta de generación deja de trabajar a potencia constante, por lo que la potencia activa se reduce a 0.5 pu.

Para  $t=4$  s  $\rightarrow$  Sucede una perturbación externa, la cual ocasionará un hueco de tensión de 0.58 pu en el entronque y de 0.91 pu en bornes de la carga. La potencia reactiva en este punto aumenta 0.2 pu por el efecto de alimentar la falta. El alternador sufre un pequeño transitorio que se amortigua en menos de 1 seg. La potencia activa sufre un pequeño incremento hasta los 0.6 pu por el efecto de la falta.

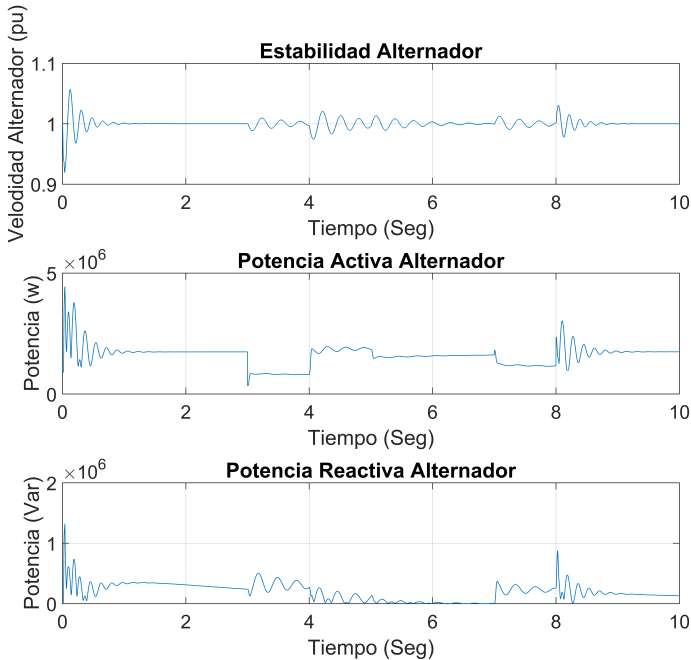
Para  $t=5$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la segunda etapa del sistema de rigidez variable. La potencia reactiva se termina de estabilizar y la potencia activa se va a los 0.5 pu con lo cual casi no va corriente a alimentar la falta desde la GD. Se observa en la velocidad del alternador unos breves transitorios de estabilización cada vez que introducimos una etapa. Si bien estos transitorios tienen una duración de pocas décimas de segundo.

Para  $t=7$  s  $\rightarrow$  Desaparece la falta y, por tanto, el hueco de tensión. Sólo se aprecian unos pequeños transitorios sin importancia.

Para  $t=8$  s  $\rightarrow$  El sistema de rigidez variable vuelve al punto normal de alta rigidez, el alternador vuelve a trabajar a potencia constante como antes de la falta.

Para  $t=9$  s  $\rightarrow$  La planta vuelve a estar operando en régimen normal y han desaparecido todos los transitorios.

Después de este ensayo del sistema frente a una perturbación generada por una falta monofásica prevista, observamos que el sistema de rigidez variable ha reducido la severidad del hueco de tensión desde un 0.58 pu de tensión hasta un 0.95 pu. Por tanto la falta ha tenido una penetración dentro de la planta de menos del 5 %, con lo cual el comportamiento es satisfactorio.



**Figura 6.9.:** Parámetros alternador S1.4

También se ha reducido la aportación de potencia a la falta desde aproximadamente 2 pu hasta 0.1pu estando este valor en consonancia con las estimaciones realizadas.

Es de resaltar que cuando entra y sale de operación el ARS, el alternador sufre un transitorio similar al de arranque, con unos fenómenos oscilantes que duran no más de 0.8 s y que tiene como máximo una punta de 5 % en frecuencia.

## 6.6. Resultados de la simulaciones S1

Establezcamos un resumen de los resultados de las simulaciones para ver más claras sus conclusiones. Primeramente, se realizara la comparación de comportamientos en tensiones e intensidades y, posteriormente, de los parámetros de la GD.

### 6.6.1. Resultados simulaciones S1 en tensiones e intensidades.

Las tensiones e intensidades nos muestran, de forma rápida, el impacto del hueco de tensión que hay en la red dentro de nuestra planta. Para ello indicaremos en cada una de las simulaciones los siguientes parámetros según se muestran en la figura 6.10

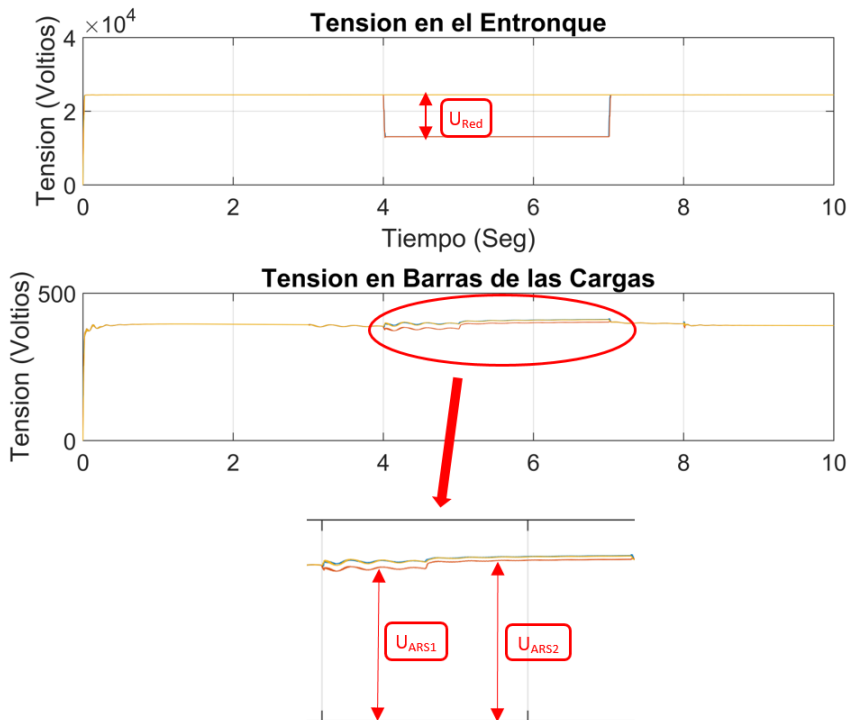


Figura 6.10.: Parámetros de comparación V I

Donde:

$U_{Red}$ : Es la tensión que tenemos en la red de alimentación en el momento de la falta.

$U_{ARS1}$ : Es la tensión que tenemos en las barras de la planta industrial en el momento de la falta con la primera etapa del ARS activada.

$U_{ARS2}$ : Es la tensión que tenemos en las barras de la planta industrial en el momento de la falta con la primera etapa del ARS activada.

Ahora tabularemos los resultados en la tabla 6.2 y en la misma tabla las penetraciones de la falta exterior a nuestra planta. Mediremos la penetración como la profundidad resultante del hueco durante la falta en cada período de operación da cada etapa del ARS.

Simulación	Tensión Red $U_{Red}$ (pu)	Tensión planta ARS1 $U_{ARS1}$ (pu)	Tensión planta ARS1 $U_{ARS2}$ (pu)	Penetración ARS 1 (pu)	Penetración ARS 2 (pu)
S1.1	0.58	0.91	0.95	9 %	5 %
S1.2	0.57	0.92	0.97	8 %	3 %
S1.3	0.49	0.99	1.05	1 %	0 %
S1.4	0.43	1	1.1pu	0 %	0 %

**Tabla 6.2.:** Resumen simulaciones S2

En esta tabla 6.2 podemos observar, de manera clara y concisa, la efectividad del sistema de rigidez variable frente a perturbaciones previstas, con una primera etapa del ARS introducido inmunidad suficiente para amortiguar un hueco de tensión de entre 0.43 pu a 0.58 pu a una tensión resultante en primera etapa de entre 0.91 pu y 0.99 pu. Por tanto, la penetración máxima de la falta en primera etapa sería de un 9% y en segunda de un 5%.

## 6.6.2. Resultados simulaciones S1 en el comportamiento de la GD

Pasemos ahora a evaluar el comportamiento de la generación distribuida durante el ciclo de operación del sistema de rigidez variable en modo preventivo. El análisis del comportamiento de la generación nos da información de la estabilidad dinámica del sistema a través de las fluctuaciones de frecuencia y del flujo de carga del alternador a la falta y al sistema industrial.

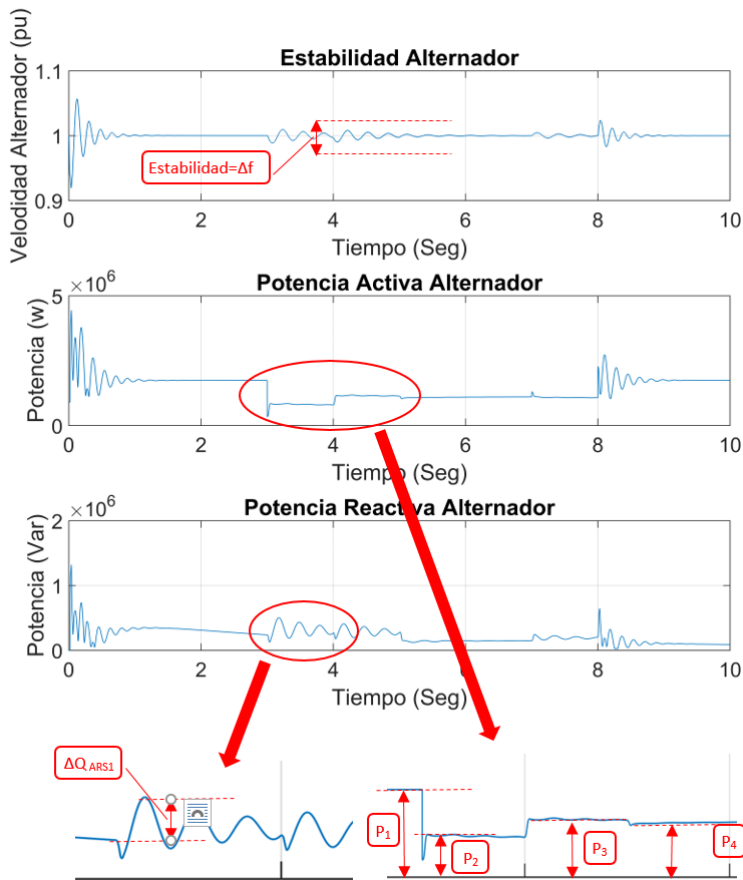


Figura 6.11.: Parámetros de comparación GD (S1)

Para ello listaremos tanto las variaciones de frecuencia como las de

potencia activa y reactiva en la tabla 6.3. En la figura 6.11 podemos ver la representación gráfica de dichos parámetros para su mejor comprensión.

Donde:

$\Delta f$ : Es la estabilidad del alternador medida en pu sobre la base de 1 pu=50 Hz

$\Delta Q_{ARS1}$ : Es la potencia reactiva aportada por el generador en punta en el momento de la falta. (pu)

$P_1$ : Potencia activa (pu) generada por el alternador en régimen normal

$P_2$ : Potencia activa generada (pu) por el alternador en el momento de entrada de la primera etapa del ARS

$P_3$ : Potencia activa generada (pu) por el alternador durante la falta hasta la entrada de la segunda etapa del ARS

$P_4$ : Potencia activa generada (pu) por el alternador durante la falta con las dos etapas de ARS operando

Simulación	$\Delta f$ (pu)	$\Delta Q_{ARS1}$ (pu)	$P_1$ (pu)	$P_2$ (pu)	$P_3$ (pu)	$P_4$ (pu)
S1.1	0.02	0.20	1	0.5	0.60	0.5
S1.2	0.025	0.20	1	0.5	0.61	0.5
S1.3	0.033	0.18	1	0.5	0.65	0.5
S1.4	0.042	0.21	1	0.5	0.67	0.5

**Tabla 6.3.:** Resumen simulaciones S2

Como podemos observar en el cuadro 6.3 el ARS en modo de operación preventivo resulta útil para aumentar la estabilidad de la generación en el caso de una falta externa. También resulta útil para controlar la potencia que aporta la GD a la falta en el momento de la avería.

Es importante notar en estos ensayos que, si la impedancia que se introduce es excesiva, o dicho de forma inversa, si se reduce mucho la rigidez, aparecen sobre-tensiones en barras de la planta que pudieran llegar a resultar perjudiciales.





# 7. Simulación de una planta en operación adaptativa

En este capítulo expondremos las simulaciones realizadas mediante la herramienta desarrollada en MATLAB-Simulink. Se simularán los escenarios en los cuales una planta industrial como la descrita en el capítulo 5 y modelada como se ha indicado está operando de forma normal cuando de manera sobrevenida e inesperada sucede una perturbación. Esta perturbación afecta a la planta industrial entrando en operación el ARS para aumentar la inmunidad de la planta frente al evento.

## 7.1. Escenarios a simular

Simularemos una planta en plena operación ante diferentes perturbaciones externas.

Simularemos un espacio de tiempo de 10 segundos, suficiente para observar el comportamiento de los diferentes sistemas.

El cronograma adoptado para la simulación puede ser visto en la figura 7.1

Para  $t=0s$  → La planta industrial arranca.

Para  $t=2s$  → La planta está operativa y en régimen nominal.

Para  $t=3s$  → Sucede la perturbación externa, la cual ocasionará un hueco de tensión en el punto de acoplamiento.

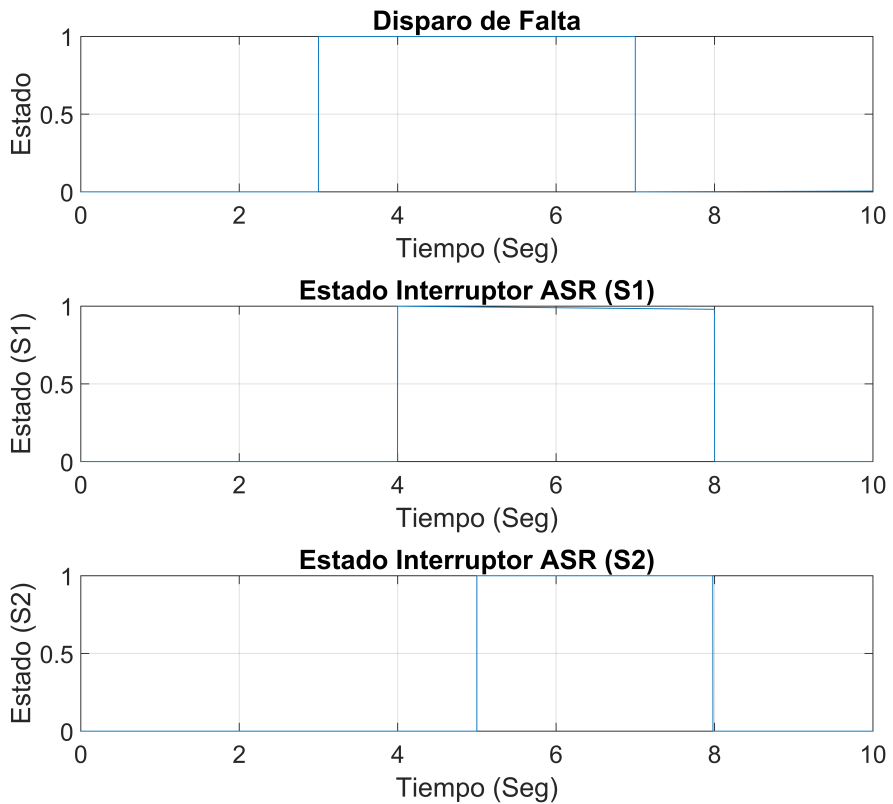
Para  $t=4s$  → Entra en servicio la primera etapa del sistema de rigidez variable (ARS).

Para  $t=5s$  → Entra en servicio la segunda etapa del sistema de rigidez variable (ARS).

Para  $t=7s$  → Desaparece la falta y, por tanto, el hueco de tensión.

Para  $t=8s$  → El sistema de rigidez variable (ARS) vuelve al punto normal de alta rigidez.

Para  $t=9s$  → La planta vuelve a ésta operando en régimen normal.



**Figura 7.1.:** Cronograma de Simulación S2

Se simularán 4 escenarios correspondientes a los 4 tipos de faltas y sus correspondientes huecos de tensión, tal y como se refleja en la tabla

7.1, aplicando una falta suficiente para generar un hueco de tensión con una profundidad de 0.4 pu y una duración en todos los casos de 2 segundos.

Numeraremos las simulaciones con una letra S seguida de un número 1, si se trata de la operación adaptativa o un 2, si se trata de la operación preventiva, seguido del número del escenario a simular.

Simulación	Perturbación	Tipo hueco
S2.1	Cortocircuito Monofásico	B, C
S2.2	Cortocircuito bifásico aislado	C, D
S2.3	Cortocircuito bifásico a tierra	E, F
S2.4	Cortocircuitos trifásicos	A, A

**Tabla 7.1.:** Cuadro de simulaciones

Como podemos ver en la anterior tabla 7.1de simulaciones, hemos listado los 4 escenarios a ensayar y, en cada uno ensayaremos un tipo de perturbación los cuales será la causa raíz de la misma. También hemos asociado el tipo de hueco a cada tipo de falta.

En cada falta hay dos tipos de huecos de tensión asociados, el primero es el visto por una carga en estrella y el segundo es el visto por una carga en triángulo. Puesto que el origen de los huecos de tensión son las perturbaciones en forma de falta, nombraremos las simulaciones con el nombre la falta asociada para mayor facilidad de comprensión.

## **7.2. Comportamiento frente a una perturbación provocada por una falta monofásica (S2.1)**

En esta primera simulación (S.2.1) estudiaremos el comportamiento del sistema frente a una perturbación eléctrica generada por un cortocircuito monofásico a tierra en algún punto de la red externa, el cual nos generará un hueco de tensión tipo B o C en función del conexionado de nuestro receptor.

### **7.2.1. Respuesta de parámetros de Tensión Intensidad (Figura 7.2)**

En primer lugar analizaremos la secuencia temporal de los parámetros de tensión y corriente en la carga, y tensión en el acoplamiento.

Para  $t=0$  s  $\rightarrow$  La planta arranca y, durante unos breves milisegundos, aparecen unos efectos transitorios hasta que la planta se estabiliza. Estos transitorios iniciales suceden en mayor medida en la carga debido a la cercanía del alternador.

Para  $t=3$  s  $\rightarrow$  Sucede una perturbación externa la cual ocasionará un hueco de tensión de 0.4 pu en el entronque y de 0.57 pu en bornes de la carga. Esta diferencia entre el hueco visto en el entronque y el hueco visto en la carga es debida a la potencia que aporta cerca de la carga la GD. La intensidad, puesto que es una carga pasiva, sigue la forma de la señal de tensión. Podemos observar también que, a parte de la fase afectada por la falta, la tensión de las fases sanas se contrae por efecto del grupo de conexión del transformador.

Para  $t=4$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la primera etapa del ARS y, gracias a su operación, la tensión se recuperará hasta los 0.88 pu. Lo mismo sucede con la intensidad.

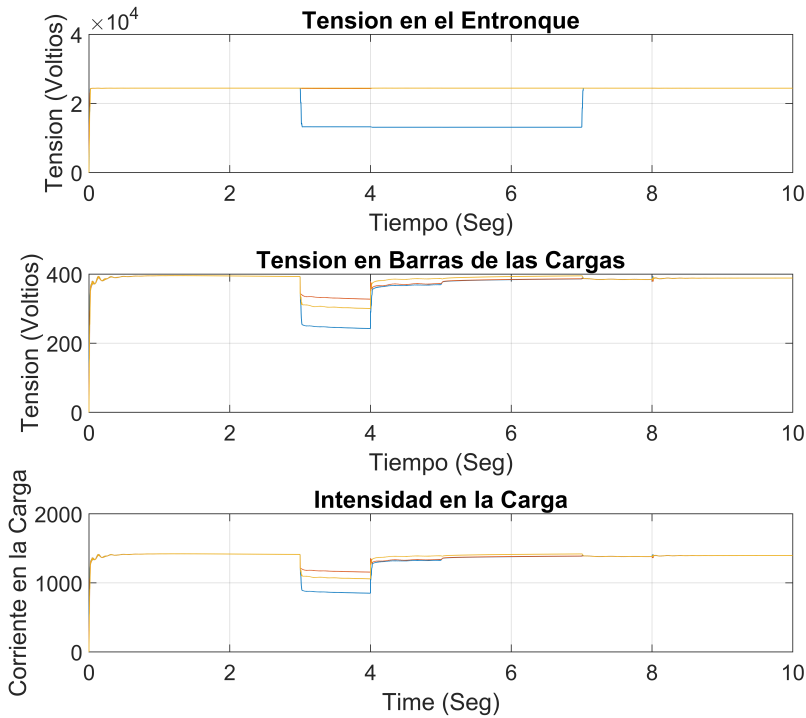
Para  $t=5$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la segunda etapa del sistema de rigidez variable y, gracias a su operación, la tensión se recuperará hasta los 0.96

pu. Lo mismo sucede con la intensidad. En este punto la planta ya puede operar con normalidad.

Para  $t=7$  s  $\rightarrow$  Desaparece la falta y por tanto el hueco de tensión.

Para  $t=8$  s  $\rightarrow$  El sistema de rigidez variable vuelve al punto normal de alta rigidez.

Para  $t=9$  s  $\rightarrow$  La planta industrial vuelven a estar operando en régimen normal, tanto los receptores como la planta de generación, pasando el ARS a modo «a la espera» hasta otra operación.



**Figura 7.2.:** Parámetros V I de la simulación S2.1

### 7.2.2. Respuesta del alternador (Figura 7.3)

Para  $t=0$  s  $\rightarrow$  La planta arranca y aparece el efecto transitorio del arranque del alternador con un tiempo de estabilización de 1 segundo. Lo mismo sucede con las potencias, las cuales oscilan hasta la estabilización de la máquina.

Para  $t=2$  s  $\rightarrow$  La planta está operativa y en régimen nominal. La generación opera a potencia constante a 1 pu.

Para  $t=3$  s  $\rightarrow$  Sucede una perturbación externa, la cual ocasionará un hueco de tensión en el punto de acoplamiento, la potencia reactiva en este punto se disparará a 1 pu por el efecto de alimentar la falta. Como la máquina no es capaz de suministrar más potencia aparente, se reduce la potencia activa a 0.62 pu para, así, exportar reactiva a la falta. El alternador sufre un pequeño transitorio que se amortigua en menos de 1 seg.

Para  $t=4$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la primera etapa del sistema de rigidez variable, baja la potencia reactiva a 0.15 pu ya que se destina mucha menos corriente a alimentar la falta. La potencia activa se estabiliza para trabajar contra las cargas de la planta industrial a tensión y frecuencia constante. El alternador sufre un pequeño transitorio que se amortigua en menos de 1 seg.

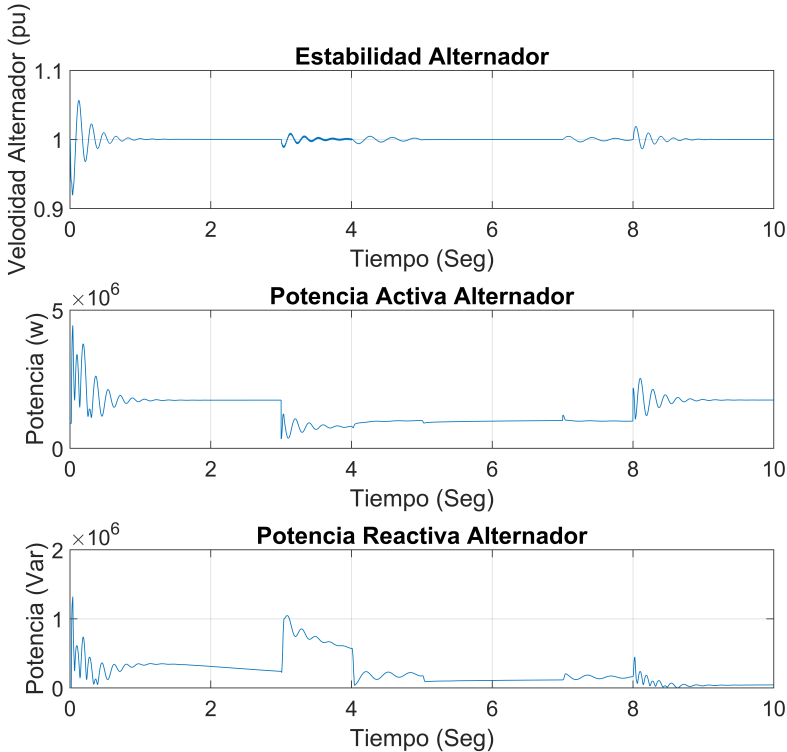
Para  $t=5$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la segunda etapa del sistema de rigidez variable. No hay grandes cambios, ni en la potencia reactiva ni en la activa, ya que con la primera etapa se frenó la fuga de corriente a la falta. Lo que si se observa en la velocidad del alternador es breves transitorios de estabilización cada vez que introducimos una etapa. Si bien tienen una duración de pocas décimas de segundo.

Para  $t=7$  s  $\rightarrow$  Desaparece la falta y, por tanto, el hueco de tensión. Sólo se aprecian unos pequeños transitorios sin importancia.

Para  $t=8$  s  $\rightarrow$  El sistema de rigidez variable vuelve al punto normal de alta rigidez, el alternador vuelve a trabajar a potencia constante como antes de la falta.

Para  $t=9$  s  $\rightarrow$  La planta vuelve a estar operando en régimen normal y han desaparecido todos los transitorios.

Después de este ensayo del sistema frente a una perturbación generada por una falta monofásica, observamos que el sistema de rigidez variable ha reducido la severidad del hueco de tensión desde un 0.62 pu de tensión hasta un 0.96 pu.



**Figura 7.3.:** Parámetros alternador S2.1

También se ha reducido la aportación de potencia aparente a la falta desde aproximadamente 1 pu hasta 0.15 pu estando esto en consonancia con las estimaciones realizadas.

Es de resaltar que cuando entra y sale de operación el ARS, el alternador sufre un transitorio similar al de arranque con unos fenómenos oscilantes que duran no más de 0.8 segundos y, que tienen como máximo una punta de 2% en frecuencia.



## **7.3. Comportamiento frente a una perturbación provocada por una falta bifásica. (S2.2)**

En esta segunda simulación (S2.1) estudiaremos el comportamiento del sistema frente a una perturbación eléctrica generada por un cortocircuito bifásico aislado en algún punto de la red externa, el cual nos generará un hueco de tensión tipo C o D en función del conexionado de nuestro receptor.

### **7.3.1. Respuesta de parámetros de tensión e intensidad (Figura 7.4)**

Analizaremos la secuencia temporal, primeramente, de los parámetros de tensión y corriente en la carga y de tensión en el acoplamiento.

Para  $t=0$  s  $\rightarrow$  La planta arranca y, durante unos breves milisegundos, aparecen unos efectos transitorios hasta que se estabiliza. Estos transitorios iniciales suceden en mayor medida en la carga debido a la cercanía del alternador.

Para  $t=3$  s  $\rightarrow$  Sucede una perturbación externa, la cual ocasionará un hueco de tensión de 0.4 pu en el entronque y de 0.51 pu en bornes de la carga. Esta diferencia entre el hueco visto en el entronque y el hueco visto en la carga es debida a la potencia que aporta cerca de la carga la GD. La intensidad, puesto que es una carga pasiva, sigue la forma de la señal de tensión. Podemos observar también que, a parte de las fases afectadas por la falta, la tensión de la fase sana se contrae por efecto del grupo de conexión del transformador.

Para  $t=4$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la primera etapa del ARS y, gracias a su operación, la tensión se recuperará hasta los 0.89 pu. Lo mismo sucede con la intensidad.

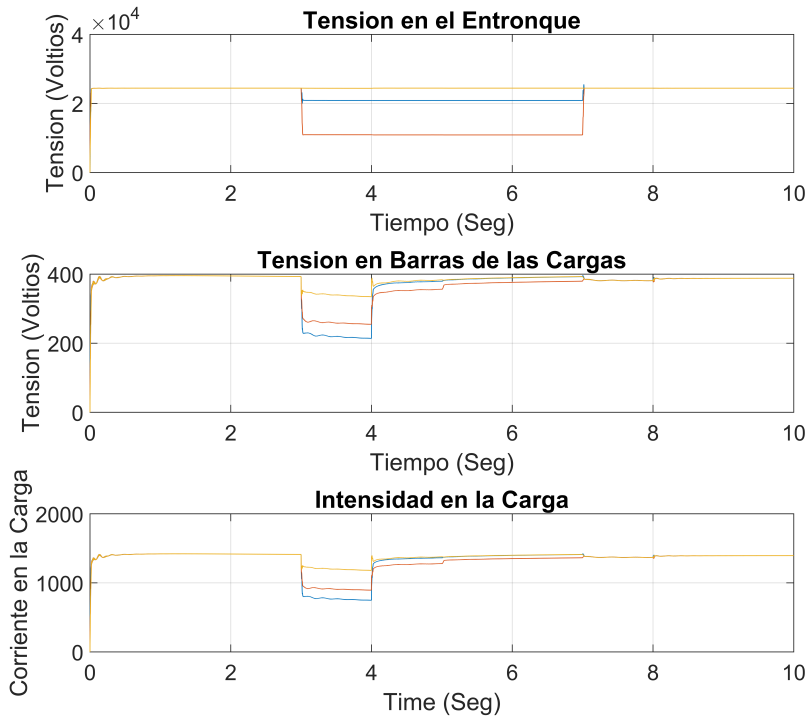
Para  $t=5$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la segunda etapa del sistema de rigidez variable y, gracias a su operación, la tensión se recuperará hasta los 0.97

pu. Lo mismo sucede con la intensidad. En este punto, la planta ya puede operar con normalidad.

Para  $t=7$  s  $\rightarrow$  Desaparece la falta y, por tanto, el hueco de tensión.

Para  $t=8$  s  $\rightarrow$  El sistema de rigidez variable vuelve al punto normal de alta rigidez.

Para  $t=9$  s  $\rightarrow$  La planta industrial vuelve a ésta operando en régimen normal (tanto los receptores como la planta de generación) pasando el ARS a modo a la espera hasta otra operación.



**Figura 7.4.:** Parámetros V I de la simulación S2.1

### 7.3.2. Respuesta del alternador (Figura 7.5)

Para  $t=0$  s  $\rightarrow$  La planta arranca y aparece el efecto transitorio del arranque del alternador con un tiempo de estabilización de 1 segundo. Lo mismo sucede con las potencias, las cuales oscilan hasta la estabilización de la máquina.

Para  $t=2$  s  $\rightarrow$  La planta está operativa y en régimen nominal. La generación opera a potencia constante a 1 pu.

Para  $t=3$  s  $\rightarrow$  Sucede una perturbación externa la cual ocasionará un hueco de tensión en el punto de acoplamiento, la potencia reactiva en este punto se disparará a 1.3 pu por el efecto de alimentar la falta. Como la máquina no es capaz de suministrar más potencia aparente, se reduce la potencia activa a 0.67 pu para, así, exportar reactiva a la falta. El alternador sufre un pequeño transitorio que se amortigua en menos de 1 s.

Para  $t=4$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la primera etapa del sistema de rigidez variable, baja la potencia reactiva a 0.13 pu ya que se destina mucha menos corriente a alimentar la falta. La potencia activa se estabiliza para trabajar contra las cargas de la planta industrial a tensión y frecuencia constantes. El alternador sufre un pequeño transitorio que se amortigua en menos de 1 s.

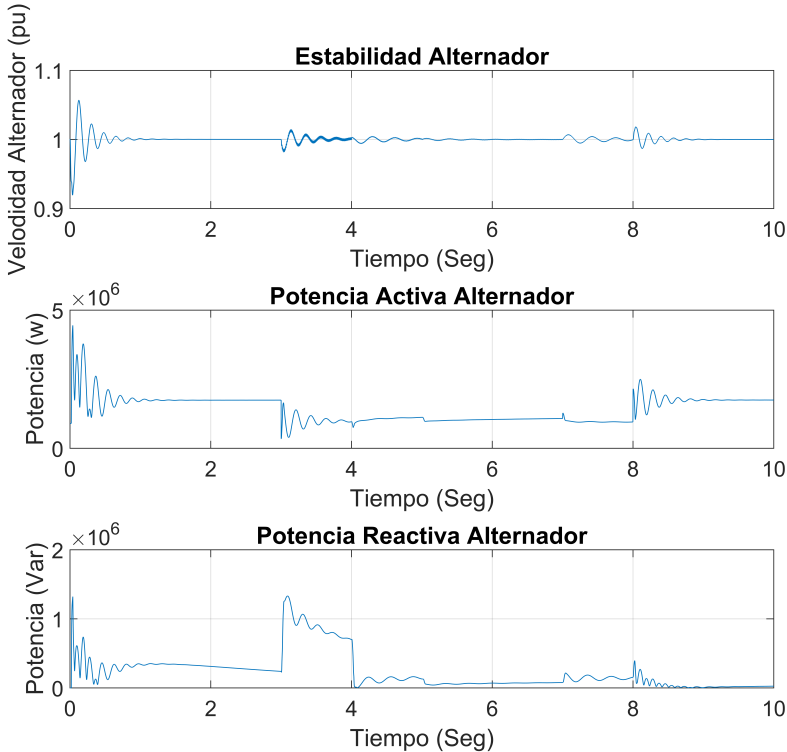
Para  $t=5$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la segunda etapa del sistema de rigidez variable. No hay grandes cambios, ni en la potencia reactiva ni en la activa, ya que con la primera etapa se frenó la fuga de corriente a la falta. Lo que si observamos en la velocidad del alternador es unos breves transitorios de estabilización cada vez que introducimos una etapa. Si bien estos transitorios tienen una duración de pocas décimas de segundo.

Para  $t=7$  s  $\rightarrow$  Desaparece la falta y, por tanto, el hueco de tensión. Sólo se aprecian unos pequeños transitorios sin importancia.

Para  $t=8$  s  $\rightarrow$  El sistema de rigidez variable vuelve al punto normal de alta rigidez, el alternador vuelve a trabajar a potencia constante, como antes de la falta.

Para  $t=9$  s  $\rightarrow$  La planta vuelve a ésta operando en régimen normal y han desaparecido todos los transitorios.

Después de este ensayo del sistema frente a una perturbación generada por una falta bifásica observamos que el sistema de rigidez variable ha reducido la severidad del hueco de tensión desde un 0.51 pu de tensión hasta un 0.98 pu.



**Figura 7.5.:** Parámetros alternador S2.1

También se ha reducido la aportación de potencia aparente a la falta desde aproximadamente 1.3 pu hasta 0.13 pu, estando esto en consonancia con lo estimado en nuestros cálculos.

Es de resaltar que, cuando entra y sale de operación el ARS, el alternador sufre un transitorio similar al de arranque con unos fenómenos oscilantes que duran no más de 0.8 segundos y que tienen como máximo una punta de 1.5% en frecuencia.

## 7.4. Comportamiento frente a una perturbación provocada por una falta bifásica a tierra (S2.3)

En esta tercera simulación (S2.3) estudiaremos el comportamiento del sistema frente a una perturbación eléctrica generada por un cortocircuito bifásico a tierra en algún punto de la red externa, el cual nos generará un hueco de tensión tipo B o F en función del conexionado de nuestro receptor.

### 7.4.1. Respuesta de parámetros de tensión e intensidad (Figura 7.6)

Analizaremos la secuencia temporal, primeramente, de los parámetros de tensión y corriente en la carga, y de tensión en el acoplamiento.

Para  $t=0$  s  $\rightarrow$  La planta arranca y, durante unos breves milisegundos, aparecen unos efectos transitorios hasta que se estabiliza. Estos transitorios iniciales suceden en mayor medida en la carga debido a la cercanía del alternador.

Para  $t=3$  s  $\rightarrow$  Sucede una perturbación externa, la cual ocasionará un hueco de tensión de 0.4 pu en el entronque y de 0.51 pu en bornes de la carga. Esta diferencia entre el hueco visto en el entronque y el hueco visto en la carga es debida a la potencia que aporta cerca de la carga la GD. La intensidad, puesto que es una carga pasiva, sigue la forma de la señal de tensión. Podemos observar también que, a parte de las fases afectadas por la falta, la tensión de la fase sana se contrae por efecto del grupo de conexión del transformador.

Para  $t=4$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la primera etapa del ARS y gracias a su operación la tensión se recuperará hasta los 0.89 pu. Lo mismo sucede con la intensidad.

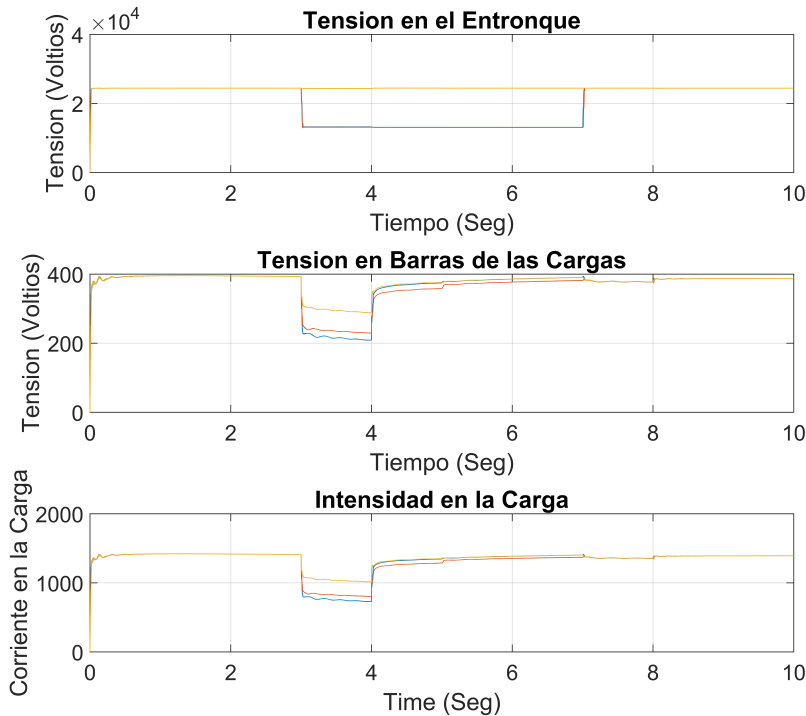
Para  $t=5$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la segunda etapa del sistema de rigidez variable y, gracias a su operación, la tensión se recuperará hasta los 0.97

pu. Lo mismo sucede con la intensidad. En este punto la planta ya puede operar con normalidad.

Para  $t=7$  s  $\rightarrow$  Desaparece la falta y, por tanto, el hueco de tensión.

Para  $t=8$  s  $\rightarrow$  El sistema de rigidez variable vuelve al punto normal de alta rigidez.

Para  $t=9$  s  $\rightarrow$  La planta industrial vuelve a estar operando en régimen normal (tanto los receptores como la planta de generación) pasando el ARS a modo «a la espera» hasta otra operación.



**Figura 7.6.:** Parámetros V I de la simulación S2.1

### 7.4.2. Respuesta del alternador (Figura 7.7)

Para  $t=0$  s  $\rightarrow$  La planta arranca y aparece el efecto transitorio del arranque del alternador con un tiempo de estabilización de 1 segundo. Lo mismo sucede con las potencias, las cuales oscilan hasta la estabilización de la máquina.

Para  $t=2$  s  $\rightarrow$  La planta está operativa y en régimen nominal. La generación opera a potencia constante de valor 1 pu.

Para  $t=3$  s  $\rightarrow$  Sucede una perturbación externa, la cual ocasionará un hueco de tensión en el punto de acoplamiento, la potencia reactiva en este punto se dispara a 1.6 pu por el efecto de alimentar la falta. Como la máquina no es capaz de suministrar más potencia aparente, se reduce la potencia activa a 0.68 pu para, así, exportar reactiva a la falta. El alternador sufre un pequeño transitorio que se amortigua en menos de 1 s.

Para  $t=4$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la primera etapa del sistema de rigidez variable, baja la potencia reactiva hasta 0.1 pu, ya que se destina mucha menos corriente a alimentar la falta. La potencia activa se estabiliza para trabajar contra las cargas de la planta industrial a tensión y frecuencia constantes. El alternador sufre un pequeño transitorio que se amortigua en menos de 1 s.

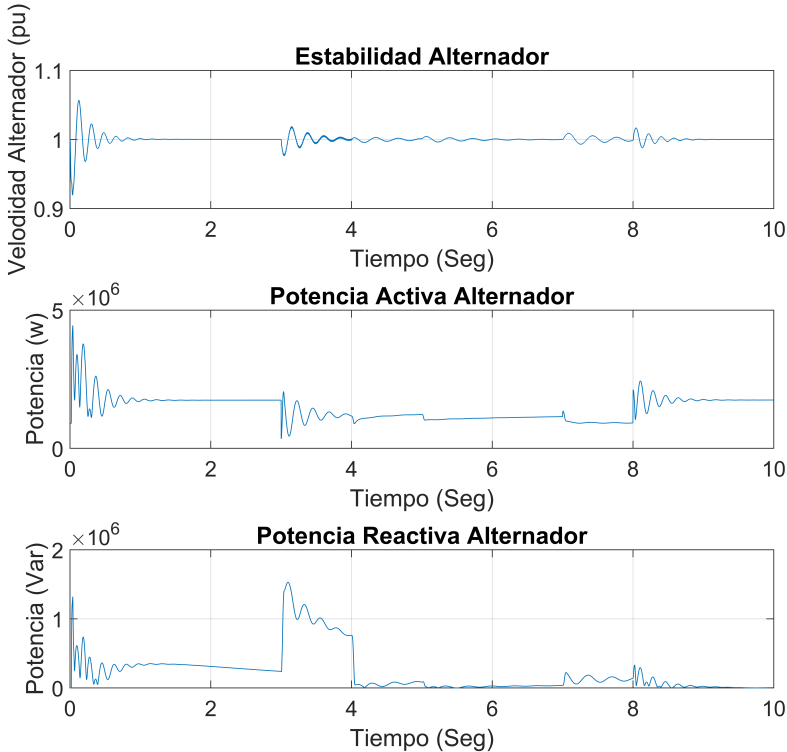
Para  $t=5$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la segunda etapa del sistema de rigidez variable. No hay grandes cambios, ni en la potencia reactiva ni en la activa, ya que con el primer etapa se frenó la fuga de corriente a la falta. Lo que se observamos en la velocidad del alternador es unos breves transitorios de estabilización cada vez que introducimos una etapa. Estos transitorios tienen una duración de pocas décimas de segundo.

Para  $t=7$  s  $\rightarrow$  Desaparece la falta, y por tanto el hueco de tensión. Sólo se aprecian unos pequeños transitorios sin importancia.

Para  $t=8$  s  $\rightarrow$  El sistema de rigidez variable vuelve al punto normal de alta rigidez, el alternador vuelve a trabajar a potencia constante como antes de la falta.

Para  $t=9$  s  $\rightarrow$  La planta vuelve a está operando en régimen normal y han desaparecido todos los transitorios.

Después de este ensayo del sistema frente a una perturbación generada por una falta bifásica a tierra observamos que, el sistema de rigidez variable, ha reducido la severidad del hueco de tensión desde un 0.51 pu de tensión hasta un 0.97 pu.



**Figura 7.7.:** Parámetros alternador S2.1

También se ha reducido la aportación de potencia a la falta desde aproximadamente 1.6 pu hasta 0.1 pu, estando este valor en consonancia con lo estimado inicialmente.

Es de resaltar que cuando entra y sale de operación el ARS, el alternador sufre un transitorio similar al de arranque con unos fenómenos oscilantes que duran no más de 0.77 segundos, y que tienen como máximo una punta de 1.8% en frecuencia.



## **7.5. Comportamiento frente a una perturbación provocada por una falta trifásica. (S2.4)**

En esta última simulación (S2.4) estudiaremos el comportamiento del sistema frente a una perturbación eléctrica generada por un cortocircuito trifásico a tierra en algún punto de la red externa, el cual nos generará un hueco de tensión tipo B o C en función del conexionado de nuestro receptor.

### **7.5.1. Respuesta de parámetros de Tensión Intensidad (Figura 7.8)**

An primer lugar analizaremos la secuencia temporal de los parámetros de tensión y corriente en la carga y tensión en el acoplamiento.

Para  $t=0$  s  $\rightarrow$  La planta arranca y, durante unos breves milisegundos, aparecen unos efectos transitorios hasta que se estabiliza. Estos transitorios iniciales suceden en mayor medida en la carga debido a la cercanía del alternador.

Para  $t=3$  s  $\rightarrow$  Sucede una perturbación externa, la cual ocasionará un hueco de tensión de 0.4 pu en el entronque y de 0.49 pu en bornes de la carga. Esta diferencia entre el hueco visto en el entronque y el hueco visto en la carga, es debida a la potencia que aporta cerca de la carga la GD. La intensidad, puesto que es una carga pasiva, sigue la forma de la señal de tensión. Podemos observar también que, a parte de las fases afectadas por la falta, la tensión de la fase sana se contrae por efecto del grupo de conexión del transformador.

Para  $t=4$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la primera etapa del ARS y gracias a su operación la tensión se recupera hasta los 0.87 pu. Lo mismo sucede con la intensidad.

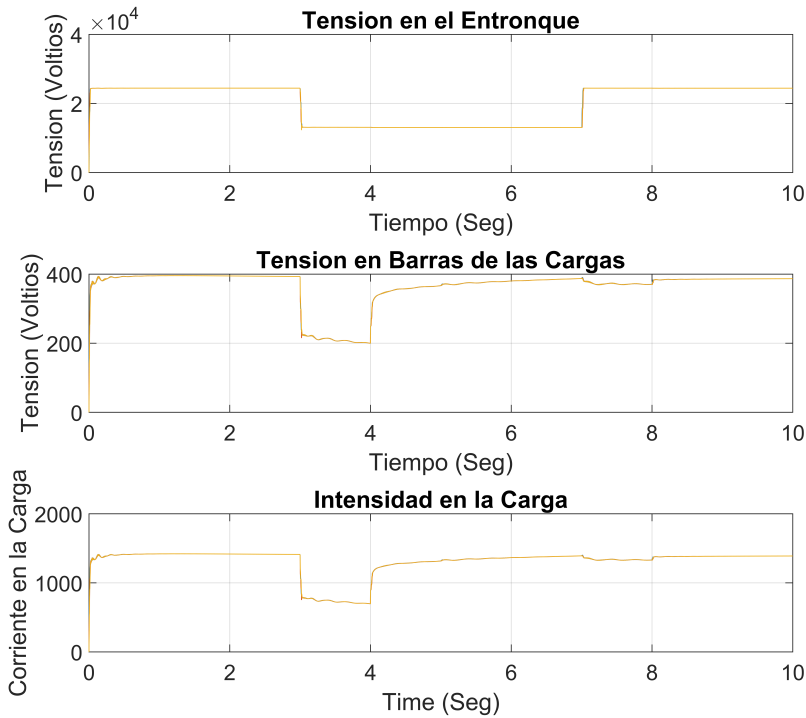
Para  $t=5$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la segunda etapa del sistema de rigidez variable y, gracias a su operación, la tensión se recuperará hasta los 0.95

pu. Lo mismo sucede con la intensidad. En este punto la planta ya puede operar con normalidad.

Para  $t=7$  s  $\rightarrow$  Desaparece la falta y por tanto el hueco de tensión.

Para  $t=8$  s  $\rightarrow$  El sistema de rigidez variable vuelve al punto normal de alta rigidez.

Para  $t=9$  s  $\rightarrow$  La planta industrial vuelve a está operando en régimen normal (tanto los receptores como la planta de generación), pasando el ARS a modo a la espera hasta otra operación.



**Figura 7.8.:** Parámetros V I de la simulación S2.1

## 7.5.2. Respuesta del alternador (Figura 7.9)

Para  $t=0$  s  $\rightarrow$  La planta arranca y aparece el efecto transitorio del arranque del alternador con un tiempo de estabilización de 1 segundo. Lo mismo sucede con las potencias, las cuales oscilan hasta la estabilización de la máquina.

Para  $t=2$  s  $\rightarrow$  La planta está operativa y en régimen nominal. La generación opera a potencia constantes a 1 pu.

Para  $t=3$  s  $\rightarrow$  Sucede una perturbación externa, la cual ocasionará un hueco de tensión en el punto de acoplamiento, la potencia reactiva en este punto se dispara a 1.8 pu por el efecto de alimentar la falta. Como la máquina no es capaz de suministrar más potencia aparente, se reduce la potencia activa a 0.6 pu para así exportar reactiva a la falta. El alternador sufre un pequeño transitorio que se amortigua en menos de 1 s.

Para  $t=4$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la primera etapa del sistema de rigidez variable, baja la potencia reactiva a 0.12 pu, ya que se destina mucha menos corriente a alimentar la falta. La potencia activa se estabiliza para trabajar contra las cargas de la planta industrial a tensión y frecuencia constantes. El alternador sufre un pequeño transitorio que se amortigua en menos de 1 seg.

Para  $t=5$  s  $\rightarrow$  Entra en servicio la segunda etapa del sistema de rigidez variable. No hay grandes cambios, ni en la potencia reactiva ni en la activa, ya que con la primera etapa se frenó la fuga de corriente a la falta. Lo que se observamos en la velocidad del alternador es unos breves transitorios de estabilización cada vez que introducimos una etapa. Si bien estos tienen una duración de pocas décimas de segundo.

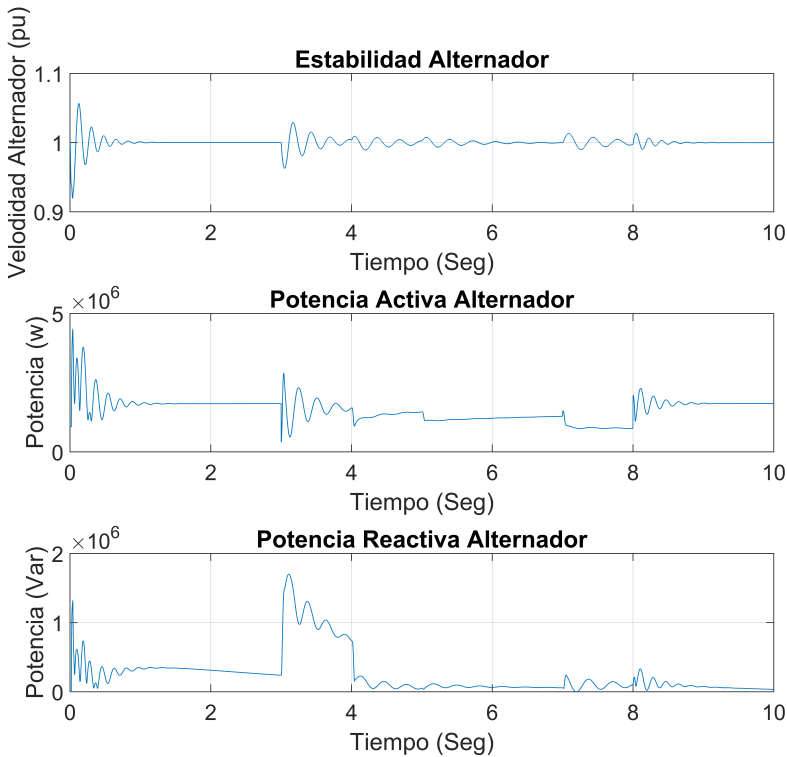
Para  $t=7$  s  $\rightarrow$  Desaparece la falta y, por tanto, el hueco de tensión. Sólo se aprecian unos pequeños transitorios sin importancia.

Para  $t=8$  s  $\rightarrow$  El sistema de rigidez variable vuelve al punto normal de alta rigidez, el alternador vuelve a trabajar a potencia constante, como antes de la falta.

Para  $t=9$  s  $\rightarrow$  La planta vuelve a ésta operando en régimen normal y han desaparecido todos los transitorios.

Después de este ensayo del sistema, frente a una perturbación generada por una falta monofásica, observamos.

El sistema de rigidez variable ha reducido la severidad del hueco de tensión desde un 0.49 pu de tensión hasta un 0.95 pu.



**Figura 7.9.:** Parámetros alternador S2.1

También se ha reducido la aportación de potencia a la falta desde aproximadamente 1.8 pu hasta 0.1 pu lo que resulta coherente con las estimaciones.

Es de resaltar que, cuando entra y sale de operación el ARS, el alternador sufre un transitorio similar al de arranque con una fenómeno oscilantes que duran no más de 0.8 segundo y que tienen como máximo una punta de 2% en frecuencia.

## 7.6. Resultados de la simulación

Establezcamos un resumen de los resultados de las simulaciones para ver más claras sus conclusiones. Primeramente, veremos una comparación de comportamientos en tensiones e intensidades y, posteriormente, en los parámetros de la GD.

### 7.6.1. Resultados simulaciones S2 en tensiones e intensidades

Las tensiones e intensidades nos muestran, de forma rápida, el impacto del hueco de tensión que hay en la red dentro de nuestra planta. Para ello listaremos en cada una de las simulaciones los siguientes parámetros según pueden verse en la figura 7.10

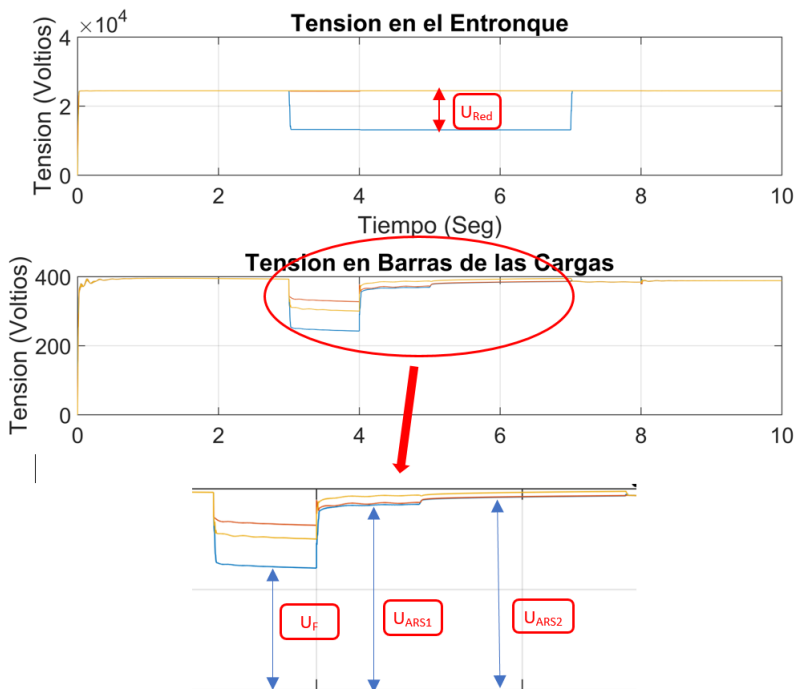


Figura 7.10.: Parámetros de comparación V I (S2)

Donde:

$U_{Red}$ : Es la tensión que tenemos en la red de alimentación en el momento de la falta.

$U_F$ : Es la tensión que tenemos en barras de la planta industrial en el momento de la falta.

$U_{ARS1}$ : Es la tensión que tenemos en las barras de la planta industrial en el momento de la falta con la primera etapa del ARS activada.

$U_{ARS2}$ : Es la tensión que tenemos en las barras de la planta industrial en el momento de la falta con la primera etapa del ARS activada.

Ahora tabularemos los resultados en la tabla 7.2 y, en la misma tabla, las penetraciones de la falta exterior a nuestra planta. Mediremos la penetración como la profundidad resultante del hueco durante la falta en cada periodo de operación de cada etapa del ARS.

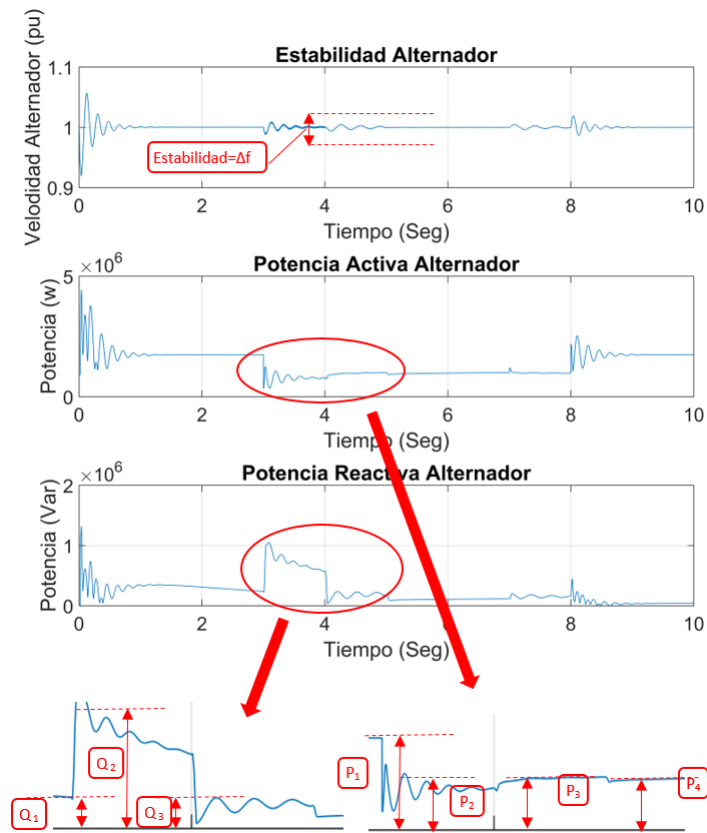
Simulación	$U_{Red}$ (pu)	$U_F$ (pu)	$U_{ARS1}$ (pu)	$U_{ARS2}$ (pu)	Penetración		
					sin ARS	ARS 1	ARS 2
S2.1	0.4	0.57	0.88	0.96	43 %	12 %	4 %
S2.2	0.4	0.51	0.89	0.97	49 %	11 %	3 %
S2.3	0.4	0.51	0.89	0.97	49 %	11 %	3 %
S2.4	0.4	0.49	0.87	0.95 <sub>u</sub>	51 %	13 %	5 %

**Tabla 7.2.:** Resumen simulaciones S2

En la tabla 7.2 podemos observar, de manera clara y concisa, la efectividad del sistema de rigidez variable frente a perturbaciones previstas en la cual, pues con una primera etapa del ARS, ha introducido inmunidad suficiente para amortiguar un hueco de tensión de entre 0.49 pu y 0.57 pu a una tensión resultante en primera etapa de entre 0.87 pu y 0.89 pu. Por tanto, la penetración máxima de la falta en primera etapa sería de un 13 % y en segunda de un 5 %.

## 7.6.2. Resultados simulaciones S2 en el comportamiento de la GD

Pasemos ahora a evaluar el comportamiento de la generación distribuida durante el ciclo de operación del sistema de rigidez variable en modo preventivo. El análisis del comportamiento de la generación nos da información de la estabilidad dinámica del sistema a través de la fluctuaciones de frecuencia y del flujo de carga del alternador a la falta y al sistema industrial.



**Figura 7.11.:** Parámetros de comparación GD (S2)

Para ello, listaremos tanto las variaciones de frecuencia, como las de potencia activa y reactiva, en la tabla 7.3. En la figura 7.11 puede-

mos ver la representación gráfica de dichos parámetros para su mejor comprensión.

Donde:

$\Delta f$ : Es la estabilidad del alternador medido en pu sobre la base de  $1\text{pu}=50\text{Hz}$

$Q_1$ : Potencia reactiva generada (pu) por el alternador antes de la falta

$Q_2$ : Potencia reactiva generada (pu) por el alternador durante la falta sin ARS

$Q_3$ : Potencia reactiva generada (pu) por el alternador durante la falta con ARS

$P_1$ : Potencia activa generada (pu) por el alternador en régimen normal

$P_2$ : Potencia activa generada (pu) por el alternador en el momento de entrada de la falta.

$P_3$ : Potencia activa generada (pu) por el alternador durante la falta con la entrada de la primera etapa del ARS

$P_4$ : Potencia activa generada (pu) por el alternador durante la falta con las dos etapas de ARS operando

Simulación	$\Delta f$ (pu)	$Q_1$ (pu)	$Q_2$ (pu)	$Q_3$ (pu)	$P_1$ (pu)	$P_2$ (pu)	$P_3$ (pu)	$P_4$ (pu)
S2.1	0.01	0.2	1	0.15	1	0.62	0.55	0.5
S2.2	0.015	0.2	1.3	0.13	1	0.67	0.57	0.5
S2.3	0.018	0.2	1.6	0.1	1	0.68	0.58	0.5
S2.4	0.02	0.2	1.8	0.12	1	0.75	0.60	0.5

**Tabla 7.3.:** Resumen simulaciones S2

Como podemos observar en el cuadro 7.3, el ARS en modo de operación preventivo resulta útil para aumentar la estabilidad de la generación en el caso de una falta externa, ya que, en el peor caso, la frecuencia se ve alterada en un 1.8 % en la simulación S2.3. También resulta útil para controlar la potencia que aporta la GD a la falta en el momento de la avería.





## 8. Conclusiones.

Como se ha visto en el presente trabajo, el sistema propuesto para controlar la rigidez en una planta industrial con generación distribuida, puede llegar a resultar útil en dichas plantas a la vista de los resultados. Este trabajo sólo pretende dar un primer paso en el desarrollo de ésta tecnología y habrán de darse más pasos antes de que este sistema pueda ser trasladado a la industria con fiabilidad.

Como conclusión principal el ARS (Adaptative Rigid System) es útil en las plantas industriales con GD para aumentar la inmunidad frente a perturbaciones externas y, por otro lado, reduce en gran manera, la aportación de corriente desde la propia GD a la falta.

### 8.1. Resumen comparativo de resultados.

Los resultados, en cierta manera son mejores de los esperados pues el desarrollo cubre las expectativas iniciales en gran manera. Si recordamos tenemos dos grandes escenarios, uno en el que el ARS operaba de manera reactiva cuando llegaba una falta y otro de manera preventiva cuando el sistema de predicción de faltas anticipaba una perturbación.

Evento	Inestabilidad en frecuencia	Inestabilidad en Tensión
Modo isla	20 %	20 %-40 %
ARS Adaptativo	2 %	3 %
ARS Preventivo	4.2 %	1 %

**Tabla 8.1.:** Resumen comparativo de inestabilidades

Con lo cual podemos concluir, a la vista de estos números, que el ARS aporta una importante mejora en la estabilidad de parámetros eléctricos y evita la operación en modo isla de la planta.

En la tabla 8.2 compararemos los sistemas usados en la industria actualmente y que se explicaron en el capítulo 2 con el ARS de menara conceptual.

Sistema	Grandes cargas	Calidad de suministro	Operación isla	Adaptación cambio carga	Tiempo de operación
UPS	MAL	BIEN	BIEN	BIEN	MAL
DVR	MAL	BIEN	MAL	MAL	MAL
STAT-COM	MAL	BIEN	MAL	MAL	MAL
Rotacional	BIEN	MAL	BIEN	BIEN	MAL
Cogeneración	BIEN	REGULAR	BIEN	MAL	BIEN
ARS	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN

**Tabla 8.2.:** Tabla comparativa de sistemas

## 8.2. Aportación del presente trabajo.

La aportación principal de este trabajo es el desarrollo de un nuevo sistema de acoplamiento a la red en plantas industriales con generación distribuida.

Este nuevo sistema de acoplamiento aporta las siguientes ventajas:

Evita la necesidad de poner a la planta en modo isla cuando se prevean perturbaciones, por lo que se evita este modo de operación. Hasta ahora cuando se creía que iba a haber una perturbación de severidad suficiente para afectar al funcionamiento del proceso industrial, la planta se ponía en operación en modo isla. El modo isla como ya hemos visto numerosas veces tiene serios problemas de estabilidad de parámetros de tensión y sobre todo frecuencia.

El actuar sobre la rigidez de acoplamiento, reduciéndola en los casos que hay una perturbación, o se prevé que la haya reduce de forma drástica la aportación de corriente de la GD a la falta. De esta forma, la GD puede seguir operando de forma normal sin que desaparezcan las protecciones de la GD y sobre todo, sin que ésta sufra deterioro por las fuertes corrientes de falta.

El presente trabajo ha tratado de desarrollar, tanto un nuevo sistema de acoplamiento como una metodología y criterios de análisis y diseño del mismo. Combinando herramientas de cálculo analítico de sistemas de potencia se ha desarrollado la metodología de cálculo de este dispositivo.

Por último, se aporta el desarrollo de un simulador construido en MATLAB-Simulink para validar el comportamiento real de este sistema y poder hacer un análisis en el dominio del tiempo que nos lleve a poder analizar en detalle los transitorios de operación y los flujos de carga.

### 8.3. Casos de utilidad del sistema.

Para ilustrar en qué casos puede ser especialmente útil este nuevo sistema de acoplamiento se describen a continuación los siguientes casos de utilidad a modo de ejemplo no limitativo sino enunciativo.

**Plantas industriales con procesos sensibles.** Existen plantas industriales con procesos muy sensibles a paradas, como pueden ser las industrias de proceso químico o químico-farmacéutico. En estas industrias, una parada de unos pocos segundos puede parar el proceso que no puede reanudarse y necesita ser iniciado de nuevo. Esto puede provocar grandes pérdidas tanto de tiempos de producción como de materias primas que han de ser desechadas. Estas plantas son muy vulnerables a los cortes, por lo que un dispositivo que aumente la inmunidad a estos cortes puede ser de gran utilidad y rentabilidad.

**Plantas industriales conectadas a redes de muchas perturbaciones** Existen plantas conectadas a redes en las cuales existen muchas perturbaciones. Estas perturbaciones pueden tener un origen atmosférico, por ejemplo en zonas de muchas tormentas, un origen de mal dimensionamiento de la red en la que las sobrecargas provocan caídas del sistema y por último redes con perturbaciones derivadas el mal mantenimiento. En estos casos de plantas conectadas a redes resulta útil un sistema que aumente la inmunidad a estas perturbaciones.

**Plantas industriales conectadas a redes con faltas con impedancias muy bajas.** Por último, describiremos otro caso típico de lugares donde el ARS puede ser de utilidad. Hay plantas conectadas a redes en las cuales aparecen faltas con impedancias muy bajas las cuales generan corrientes de aportación a falta muy elevadas. Si tenemos una GD, con toda seguridad, producirá una gran cantidad de corriente reactiva para alimentar la falta lo cual generará varios problemas. El primer problema es que la GD puede deteriorarse debido a estas corrientes y los efectos térmicos y dinámicos que se generan. Por otro lado, la corriente se va a alimentar la falta, y nos quedamos sin potencia disponible para alimentar los receptores de la planta industrial.

## 8.4. Trabajos futuros.

A continuación, se indican nuevas vías para continuar avanzando en el desarrollo de sistemas de rigidez variable:

**Análisis transitorio de las conmutaciones de las impedancias.** Resultaría interesante, y a la vez necesario, el estudio de las corrientes transitorias que se generan en las maniobras de los conmutadores del sistema de rigidez variable. Las etapas del ARS están pensadas con impedancias del alta relación  $X/R$  lo cual dará como resultado grandes corrientes transitorias en las maniobras. Para poder dimensionar adecuadamente los elementos de maniobra, sean mecánicos o electrónicos, resulta imprescindible el conocimiento de estas corrientes.

**Análisis del sistema de protecciones del ARS.** El estudio de los sistemas de protección en estructuras de rigidez variable se considera un trabajo futuro inmediato el análisis de las situaciones en las que ha de protegerse la planta industrial con el ARS implantado. Ha de pensarse que, la implantación de un sistema de rigidez variable, trastoca toda la filosofía de protección y por supuesto su ajuste y calibrado. Por tanto, resulta interesante un análisis del tipo de protecciones a instalar y de las situaciones en las que han de operar éstas.

**Método de Optimización de la impedancia optima del ARS.** En la presente tesis se ha tratado de desarrollar un nuevo sistema de acoplamiento y finalmente se ha diseñado uno piloto para su validación en un simulador. En este desarrollo se ha calculado una impedancia y se ha distribuido en dos etapas. En el futuro resultaría interesante el desarrollo de una metodología de optimización de las impedancias del ARS tanto en valor total, como en número de etapas como en impedancia parcial de cada etapa.

**Estudio de sistemas de control optimo de instalaciones con ARS.** El control resulta crucial para la operación de una planta industrial con ARS. Este sistema de control ha de llevar implementadas otras filosofías que han de ser desarrolladas. Sobre todo en el control de la maquina síncrona.

## 8.5. Conclusiones finales.

Iniciamos el presente trabajo con la exposición de un problema real que aparece en los sistemas de potencia de la industria. Hemos estudiado que soluciones aportan el conocimiento actual de la técnica y sus limitaciones. A la vista del problema y de las soluciones al alcance de la industria, se ha desarrollado una nueva solución desde cero. Esa solución, que consiste en un sistema de rigidez variable, que hemos llamado ARS y se ha profundizado en su estudio y análisis. Partiendo de un cálculo analítico del sistema de potencia, hemos llegado a unas

conclusiones y un modelo. Para la validación del modelo se ha desarrollado un simulador den MATLAB, en el cual hemos introducido el modelado matemático de una planta tipo y unos escenarios a simular.

Como resultado hemos concluido que el sistema pensado se comporta de una forma que puede resultar útil y que cubre una necesidad de la industria y por tanto, se estima que debería de seguirse en el desarrollo del mismo.

En León, a 1 de septiembre de 2017

# Apéndices





# A. Abreviaturas y Símbolos

## A.1. Abreviaturas usadas en el texto

Abreviatura	English Description	Descripción Castellano
DG / GD	Distributed Generation	Generación Distribuida
ARS	Adaptative Rigid System	Sistema de rigidez Variable
CHP	Cogeneration Heat and Power	Sistema de cogeneración
DE	Diesel Engine	Motor Diésel
ST	Steam Turbine	Turbina de Vapor
GT	Gas Turbine	Turbina de Gas
SG	Sincronous Generator	Generado Síncrono
TR	Electric Transformer	Transformador
Sw	Switch	Interruptor
$U_L$	Load Voltage	Tensión en la carga
$P_{CHP}$	CHP Active Power	Potencia activa en la cogeneración
$\Delta f$	Frecuency Variation	Variación de frecuencia
$Z_N$	Network Impedance	Impedancia de red
$Q_{CHP}$	CHP Util Thermal Enrgy	Energía térmica de cogeneración

Tabla A.1.: Abreviaturas

## A.2. Símbolos














Símbolo Gráfico	Descripción
	Modelo de Red Externa
	Transformador de Potencia
	Condensador
	Convertor AC/DC
	Transformador de Tensión
	Transformador de Intensidad
	Impedancia Variable
	Interruptor
	Cogeneración
	Contactor
	Inductancia
	Contactor Tripolar
	Triac

Figura A.1.: Símbolos utilizados

## B. Modelado del un sistema en Simulink

Una vez desarrolladas las bases matemática y realizado un primer cálculo de forma analítica resulta imprescindible hacer una simulación numérica con una herramienta informática de cara a validar los resultados obtenidos en el cálculo analítico.

El cálculo analítico, se ha realizado en el dominio de la frecuencia y por tanto no se han obtenido fenómenos transitorios ni flujos de carga.

En esta etapa partiremos de los datos obtenidos en la etapa anterior y construiremos un modelo en la herramienta MATLAB-Simulink implementando la misma planta industrial que se he calculado en el capítulo 3.

Se usarán bloques de Simulink a los cuales se les implementaran los valores de la planta descrita anteriormente y los valores obtenidos del cálculo aplicando las formulas y los prendimientos descritos

En este anexo primeramente analizaremos y describiremos la estructura eléctrica de a planta industrial y veremos los valores que se empezaran en cada elemento y de donde se han obtenido. Posteriormente veremos la estructura general de bloques del Simulink utilizada y como se ha hecho el paso de la planta real al modelo. Describiremos los bloques utilizados y los valores usados en cada bloque pensando en la manera de operar el modelo. Del modelo se sacaran los resultados en forma gráfica que se expondrán en los capítulos 5, 6 y 7. Para finalizar haremos una descripción de los métodos numéricos que se utilizaran en MATLAB.

## B.1. Planta real y modelo de bloques

Se modelara en base MATLAB-SIMULINK y con el paquete SIM-POWER-SYSTEM[114, 70, 69, 53].

La planta real (figura B.1) como hemos visto en varios lugares de este trabajo constan de dos grandes partes principales. La primera una parte que representa la red externa y la línea de alimentación a la planta industrial y la segunda parte que representa la planta industrial en sí misma con todos sus subsistemas.

La red externa constara de tres partes que hemos de implantar por separado en el simulador.

Una parte representada por un dipolo que es el equivalente eléctrico a la red «infinita» de la compañía eléctrica en la cual el generado tendrá la tensión nominal de sistema y la impedancia asociada la cual se calcula a partir de la potencia de cortocircuito que nos aporte la compañía.

La segunda parte la de la red externa será una rama en la cual se aplicara la falta que sera el origen de la perturbación y, por tanto, del hueco de tensión.

La ultima parte de la red externa será la línea que une el sistema con la planta industrial.

Los valores que se ha tomado están obtenidos de la planta real a la que se ha hecho referencia en el introducción y son lo siguientes. La red externa es de 25kV y cuenta con una potencia de cortocircuito en el punto de entronque de 500MVA.

Del punto de entronque parten dos líneas similares, una hacia el lugar donde se produce la falta y otra a la planta industrial. Estas líneas son de 5Km con un conductor LA-56 en disposición bóveda trifásica.

La planta industrial cuenta con varios subsistemas, por un lado la GD, por otro el sistema de receptores de la planta industrial, por otro el sistema de cabecera y transformación y por otro lado el protagonista ARS.

El sistema de transformación costara de una única maquina de 2MVA de potencia, 25kV/400v de tensiones, Dyn11 de grupo de conexionado y 6 % de tensión de cortocircuito.

El sistema de GD constara de un grupo generador-motor diésel de 2MVA. con acoplamiento directo y velocidad de giro de 1500 rpm, el alternador sera una maquina síncrona de polos salientes y con anillos rozantes para la alimentación por ellos de la corriente de campo. El alternador constara con un sistema de control como el que se descrito en el capitulo 4 que se ha modelizado por medio de un control PID en cada lazo de control.

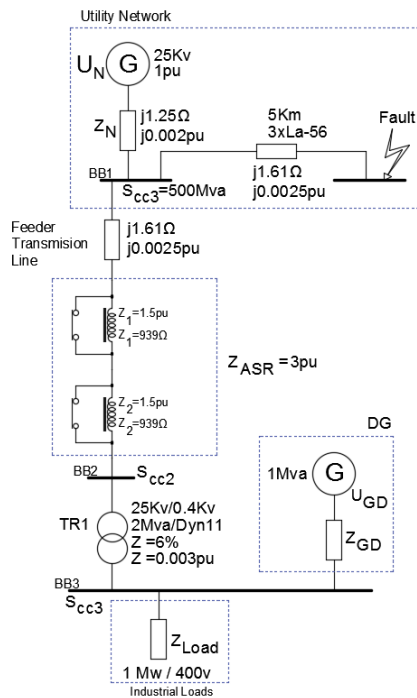


Figura B.1.: Unifilar objeto de simulación

Los receptores de la planta industrial se han simulado mediante una carga de 1MVA con factor de potencia 0.95 modelados como un carga resistiva en serie con una impedancia. Operativamente trabajaran a impedancia constante.

Ademas de los equipos de potencia se han situado sistemas de seccionamiento programado para poder abrir y cerrar circuitos durante la simulación sin tener que detenerla para generar nuevos escenarios.

En la figura B.2 podemos observar una captura de pantalla del Simulink en la que se puede apreciar los diferentes bloques usados para la construcción del modelo a simular.

Como se observa en el modelo es fácilmente identificable cada elemento de la instalación real.

En todos los puntos que precisamos medir se ha instalado un bloque de captura de datos de tensión e intensidad.

Estos bloques de captura de datos nos aportan 6 señales de salida en total siendo tensión y corriente por cada fase en valor instantáneo. Estas señales pueden ser utilizadas directamente si se quiere el valor instantáneo o bien hay que operarlas para obtener el valor valor eficaz con un bloque tipo «RMS».

El ARS se ha modelizado como unas impedancias trifásica de alta relación X/R como se ha mostrado en otros esquemas unidas a unos interruptores controlados por tiempo.

Se han utilizado dos etapas de ARS. Con los interruptores controlados por tiempo controlaremos la entrada y salida de cada etapa de manera independiente.

También se han colocado interruptores controlados tanto en la cabecera de planta como a la entrada de la GD y de la caga para poder actuar sobre estos elementos durante la simulación si se desea.

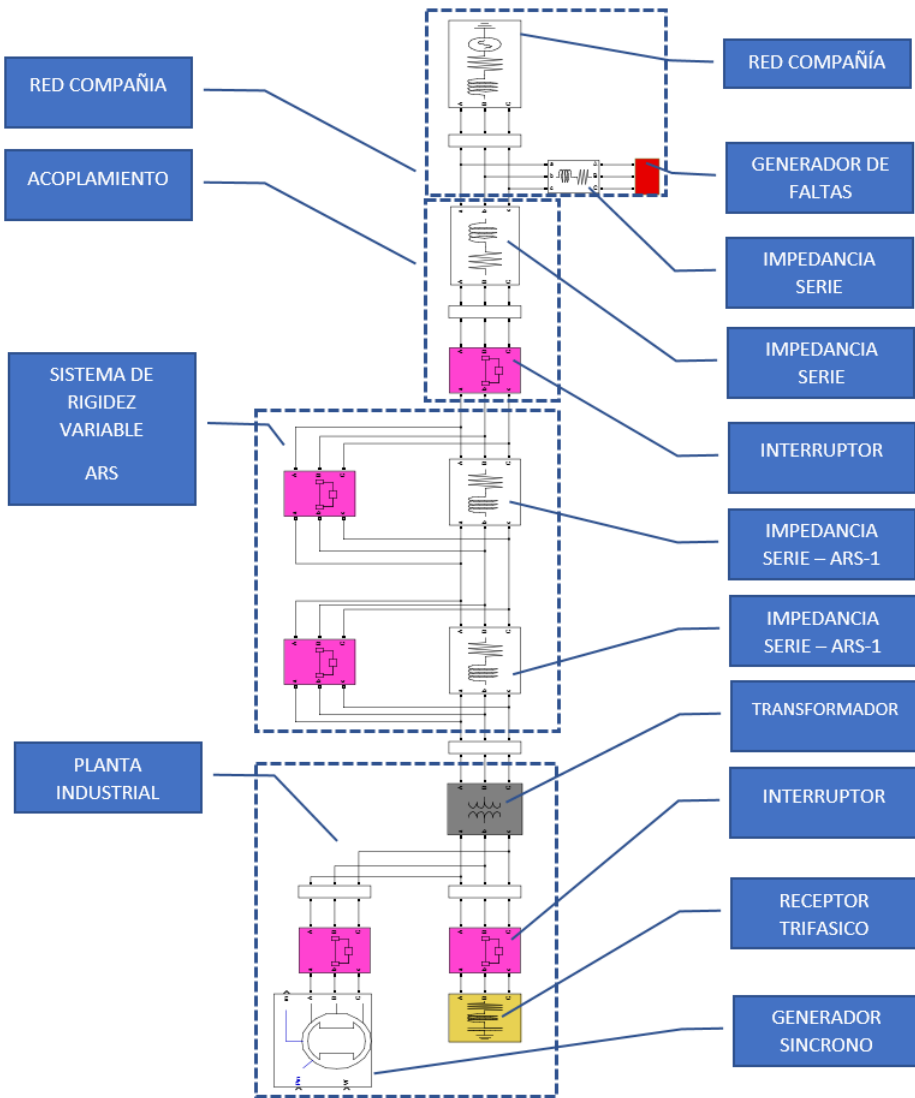


Figura B.2.: Modelo de Bloques de Simulink



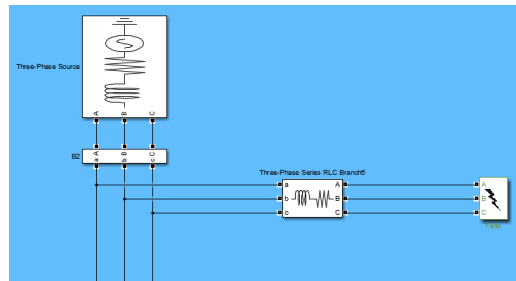
## B.2. Modelado de la Red externa

Se modelara en base MATLAB con SIMULINK y con el paquete SIM-POWER-SYSTEM[114, 70, 69, 53]. Para modelar la red lo primero que necesitamos son los datos de la misma los cuales a de proporcionarnos la compañía explotadora de la red pues que muy difícil intuir estos datos sin conocer la arquitectura en profundidad de la misma. Hay unos datos mínimos sin los cuales es imposible la modelizado y otros aconsejables para que el modelo tenga cierta precisión. Como datos imprescindibles tenemos, la tensión, potencia de cortocircuito trifásico y la frecuencia. y como datos aconsejables tenemos la relación X/R, el régimen de neutro y la corriente de fallo a tierra.

Parámetro	Valor
Tensión Nominal	25kV
Potencia de cortocircuito	500 MVA
Frecuencia nominal	50 Hz
Relación X/R	7
Régimen de neutro	A tierra
Corriente de fallo a tierra	300 A

**Tabla B.1.:** Parámetros de Red

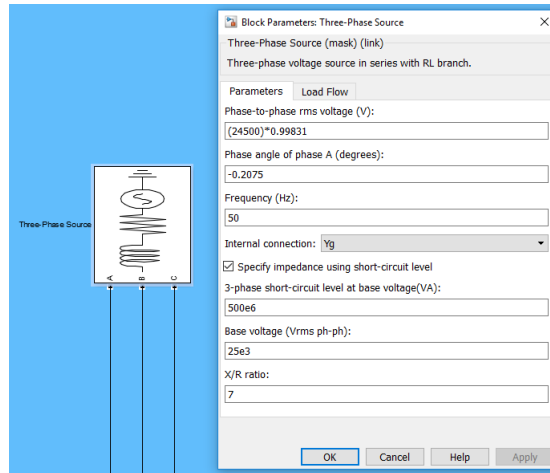
Puesto que estamos trabajando a partir de una planta real tenemos acceso sencillo a todos estos datos los cuales plasmamos el cuadro B.1. Los valores son habituales de una red de este tipo.



**Figura B.3.:** Red Externa

La red externa estará compuesta por una fuente trifásica junto con una impedancia seria hasta el generador de faltas como puede verse en la figura B.3

Con estos parámetros de la tabla B.1 configuraremos la fuente trifásica según aparece su entrada de datos de la figura B.4



**Figura B.4.:** Fuente Trifásica

La fuente trifásica esta programada como tres generadores de onda senoidal simétricos conectados en estrella con una impedancia serie interna para limitar la corriente de defecto. El bloque de simulink nos permite introducir directamente la potencia de cortocircuito o bien introducir la impedancia interna de sistema.

El cuadro de dialogo nos pide la tensión compuesta entre fases en valor eficaz, el angulo de desfase con respecto al origen de tiempos de simulación, la frecuencia en Hz, el conexionado interno de los generadores, la potencia de cortocircuito trifásico, la tensión de base para los cálculos en parámetros unitarios y la relaciona X/R del sistema.

## B.3. Modelado de generador de perturbaciones

Se modelara en base MATLAB con SIMULINK y con el paquete SIM-POWER-SYSTEM[114, 70, 69, 53]. Para generar las perturbaciones usaremos un bloque generador (figuraB.5) de faltas el cual esta basado en sistema de interruptores controlados por tiempo. Estos interruptores generan cortocircuitos en función del par de interruptores que maniobren.

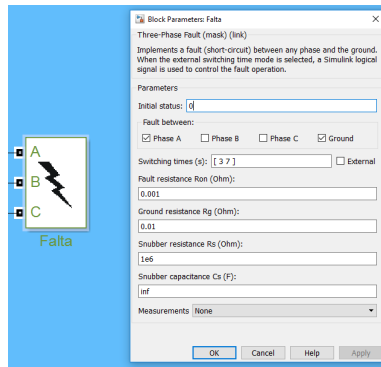


Figura B.5.: Bloque de Generador de Faltas

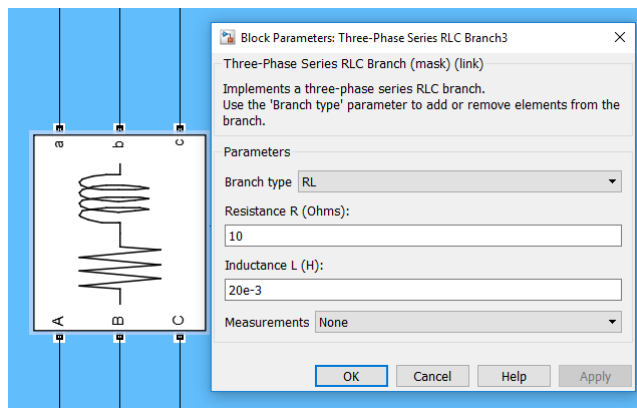
Mediante este bloque podemos generar una falta trifásica, bifásica o monofásica. El mismo bloque como podemos ver en su cuadro de dialogo se le puede pre-programar la impedancia de fase de la falta o la impedancia de la tierra para las faltas monofásica. Modificando esta impedancia de falta podemos actuar sobre la severidad de la misma y así modificar la corriente de defecto y por tanto el hueco de tensión obtenido como resultado de la falta. En la línea indicada como «Switching time» indicaremos en segundos los puntos en el tiempo en los que aparecerá y desaparecerá la falta indicada. Por ultimo podemos ver en el cuadro de dialogo dos apartados para los valores de Snubber tanto en resistencia como en capacidad. Estos valores serán los parámetros tanto de resistencia como de capacidad parásitas propias del bloque. Para nuestra simulación no usaremos los valores parásitos por lo que pondremos valores muy altos.

## B.4. Modelado de líneas de alimentación

Se modelara en base MATLAB con SIMULINK y con el paquete SIM-POWER-SYSTEM[114, 70, 69, 53].

Puesto que las líneas de alimentación que tenemos son de poca tensión (25kV) y de poca longitud despreciaremos tanto su perditancia como su capacitancia entre las fases y entre fases y tierra. Para el modelado de las líneas usaremos una impedancia serie trifásica (figura B.6).

Este elemento internamente esta compuesto por 3 inductancias con 3 resistencia en paralelo de un valor a fijar por el usuario.



**Figura B.6.:** Bloque de línea

De la línea de alimentación hemos de tomar su longitud, tipo de conductor y geometría de las crucetas y torres. Con estos datos primeramente obtendremos la reactancia serie de cada fase y posteriormente operando obtendremos la reactancia mutua entre fases. Con estos datos construiremos la matriz de línea como se ha visto en el capítulo 3 para posteriormente obtener la impedancia equivalente del sistema tanto su valor real como imaginario.

En el cuadro de dialogo habremos de ingresar los valores de resistencia y de inducción equivalentes de la línea.

## B.5. Modelado del transformador

Se modelara en base MATLAB con SIMULINK y con el paquete SIM-POWER-SYSTEM[114, 70, 69, 53].

Puesto que el transformador es un elemento al igual que el alternador de gran importancia en el modelado debido a su influencia sobre los huecos de tensión evitaremos simplificaciones eléctricas e implementaremos un modelo completo del mismo.

Aquí habrá de ser el fabricante el cual nos ha de aportar todos los datos técnicos de la maquina para poder alimentar el modelo.

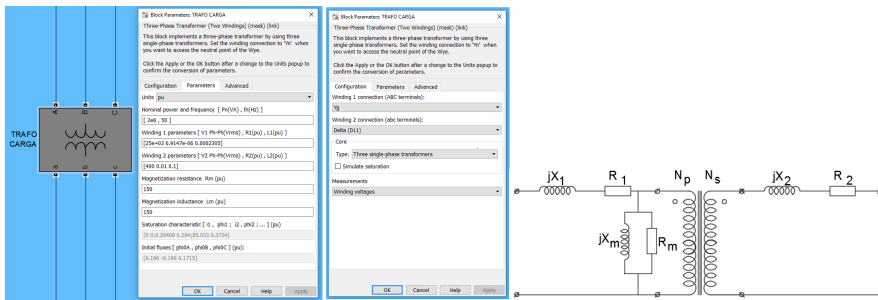


Figura B.7.: Bloque de Transformador

Para el modelado exacto del transformador necesitaremos, la potencia, relación de transformación, tensiones nominales de los devanados, resistencia e inductancia de los devanados, reactancia y resistencia de magnetización y por supuesto el grupo de conexión de los bobinados.

Por otro lado necesitaremos también la curva de magnetización de la chapa con la que esta construido el circuito magnético con objeto de saber en que punto de la misma esta trabajando y su punto de saturación.

Nosotros hemos utilizado la ficha técnica del transformador que la industria que hemos usado de modelo tiene instalado. Como se puede observar en la figura B.7 se ha modelado un transformador de 2MVA con un grupo de conexionado Dyn11 y unas tensiones de devanados de 25kV/400v. Del mismo modo se han implementado el resto de datos de la ficha técnica en el cuadro de dialogo del bloque.

## B.6. Alternador síncrono

Se modelara en base MATLAB con SIMULINK y con el paquete SIM-POWER-SYSTEM[114, 70, 69, 53].

El generador síncrono o alternador es uno de los elementos clave en la planta industrial que ocupa este estudio ya que es el encargado de generar la energía eléctrica que produce la cogeneración. Se trata de la maquina eléctrica que transforma la energía mecánica del motor primario en energía eléctrica trifásica. Por tanto es un elemento que ha de modelarse con sumo cuidado para que los resultados sean lo mas parecidos a la realidad posibles.

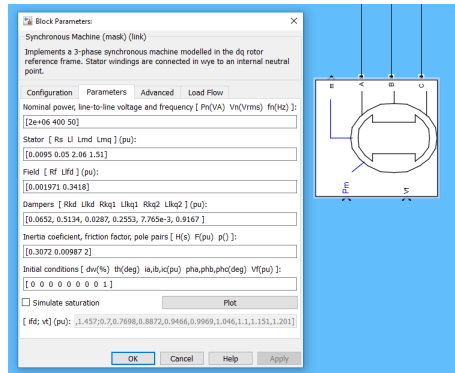


Figura B.8.: Bloque del Generador Sincrono

Para esto usaremos el bloque de maquina síncrona de la librería de MATLAB. Este es un elemento modelado de la forma descrita en el capítulo 3 y preparado para simularse en el dominio del tiempo.

Los datos para introducir en el modelo informático habremos de tomarlos de la ficha técnica de la maquina o bien suministrados por el fabricante. Nosotros en este caso usaremos los datos reales de la maquina instalada en la propia instalación industrial.

Habremos de suministrar al modelo los datos de potencia nominal, tensión, frecuencia, velocidad de giro, inercia del rotor, reactancia de inducido y resistencia de la bobina de campo.

## B.7. Instrumentación de medida

Se modelara en base MATLAB con SIMULINK y con el paquete SIM-POWER-SYSTEM[114, 70, 69, 53].

Para la captura de datos instalaremos unos puntos de medida como puede verse en la figura B.2. En estos puntos de medida registraremos los valores instantáneos de tensión e intensidad. Estos valores se tomaran cada ciclo de computación dependiendo del intervalo de reloj que se tome.

Los valores instantáneos los introduciremos en un bloque «RMS» para el cálculo del valor eficaz de la señal y para posteriormente exportarlos al Work-Space de MAT-LAB. También los valores eficaces se introducirán en un bloque calculador de potencia activa y reactiva.

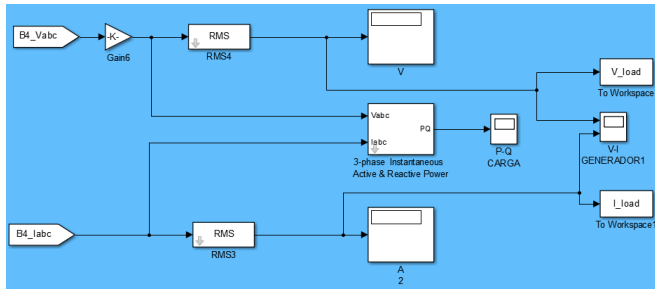


Figura B.9.: Esquema Instrumentación

Posteriormente se ha desarrollado unas rutinas de MATLAB para el graficado de las señales deseadas en el formato deseado.

## B.8. Parámetros de simulación

A continuación listaremos los principales parámetros de simulación en la tabla del cuadro B.2:

Parámetro	Valor
Herramienta	MATLAB-Simulink
Paquete	SimPower System
Tiempo simulado	10 segundos
Duración de la simulación	1.5 minutos
Tipo de simulación	Discreta
Solver Type	Euler
Solver Tool	OD-45
Step (Paso de cálculo)	100 $\mu$ s

**Tabla B.2.:** Parámetros de Simulación





# Bibliografía

- [1] Hamed Abdollahzadeh, Mostafa Jazaeri, and Arash Tavighi. Electrical Power and Energy Systems A new fast-converged estimation approach for Dynamic Voltage Restorer ( DVR ) to compensate voltage sags in waveform distortion conditions. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 54:598–609, 2014.
- [2] Stephen B Adams and Orville R Butler. *Manufacturing the future: A history of Western Electric*. Cambridge University Press, 1999.
- [3] Mohammad Reza Aghamohammadi and Ali Shahmohammadi. Intentional islanding using a new algorithm based on ant search mechanism. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 35(1):138–147, feb 2012.
- [4] D Aguilar, A Rolan, G Vazquez, F Corcoles, and P Rodriguez. Symmetrical and unsymmetrical voltage sag effects on the three-phase synchronous machine stability. *2009 13th European Conference on Power Electronics and Applications, EPE '09*, Barcelona, 2009.
- [5] D V N Ananth and G V Nagesh Kumar. Mitigation of voltage dip and power system oscillations damping using dual STATCOM for grid connected DFIG. *Ain Shams Engineering Journal*, 2017.
- [6] David K. Backus and Mario J. Crucini. Oil prices and the terms of trade. *Journal of International Economics*, 50(1):185–213, 2000.
- [7] Angelo Baggini. *Handbook of Power Quality*. John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, UK, apr 2008.
- [8] H. R. Baghaee, M. Mirsalim, M. J. Sanjari, and G. B. Gharehpetian. Effect of type and interconnection of DG units in the fault current level of distribution networks. *2008 13th International Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC 2008*, (or LV):313–319, 2008.
- [9] Sagar Singh Baghel and A K Yadav. Industrial Power Quality Resurgence Technique using DVR for Better System Performance. 2014.
- [10] N. Abu Bakar, A Mohamed, M Ismail, and N Hamzah. A voltage sag analysis software tool for determine areas of vulnerability. *2004 IEEE Region 10 Conference TENCON 2004.*, C:299–302, 2004.

- 
- [11] Irvin J Balaguer, Student Member, Qin Lei, Shuitao Yang, and Uthane Supatti. Control for Grid-Connected and Intentional Islanding Operations of Distributed Power Generation. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(1):147–157, 2011.
- [12] M T Correia De Barros. Voltage sag prediction for network planning. *Electric Power Systems Research*, 140:976–983, 2016.
- [13] Prasenjit Basak, S. Chowdhury, S. Halder Nee Dey, and S. P. Chowdhury. A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(8):5545–5556, 2012.
- [14] Syed Basher. Stock markets and energy prices. Technical report, University Library of Munich, Germany, 2014.
- [15] Zhang Beihong and Long Weiding. An optimal sizing method for cogeneration plants. *Energy and Buildings*, 38(3):189–195, 2006.
- [16] Chellali Benachaiba and Brahim Ferdi. Voltage quality improvement using DVR. *Electrical Power Quality and Utilisation. Journal*, 14:39–46, 2008.
- [17] Robert J. Best, D. John Morrow, David J. McGowan, and Peter A. Crossley. Synchronous islanded operation of a diesel generator. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4):2170–2176, 2007.
- [18] M. V. Biezma and J. R. San Cristóbal. Investment criteria for the selection of cogeneration plants - A state of the art review. *Applied Thermal Engineering*, 26(5-6):583–588, 2006.
- [19] Soma Biswas, Swapam Kumar Goswami, and Amitava Chatterjee. Optimum distributed generation placement with voltage sag effect minimization. *Energy Conversion and Management*, 53(1):163–174, jan 2012.
- [20] Johan Björnstedt. *Island Operation with Induction Generators Frequency and Voltage Control*. 2009.
- [21] Frede Blaabjerg, Remus Teodorescu, Marco Liserre, and Adrian V. Timbus. Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 53(5):1398–1409, 2006.
- [22] M. H J Bollen. What is power quality ? *Electric Power Systems Research*, 66(1):5–14, 2003.
- [23] M H J Bollen and L D Zhang. Different methods for classification of three-phase unbalanced voltage dips due to faults. 66, 2003.
- [24] Math Bollen and Ying Wang. Voltage sag indices-future directions. In *Power & Energy Society General Meeting, 2015 IEEE*, pages 1–13. IEEE, 2015.

- [25] Math H J Bollen. Understanding power quality problems. *Piscataway, NJ, USA: IEEE*, 1:1–35, 2000.
- [26] Math H J Bollen. Voltage sags in three-phase systems. *IEEE Power Engineering Review*, 21(9):8–15, 2001.
- [27] Roberto Caldon, Andrea Stocco, and Roberto Turri. Feasibility of adaptive intentional islanding operation of electric utility systems with distributed generation. *Electric Power Systems Research*, 78(12):2017–2023, 2008.
- [28] E. Cardona and A. Piacentino. Cogeneration: A regulatory framework toward growth. *Energy Policy*, 33(16):2100–2111, 2005.
- [29] Francisco Carro-De-Lorenzo, José-Luis Falagán-Cabero, Joaquim Meléndez-i Frigola, and Ramón-Ángel Fernández. Sistemas de acoplamiento de rigidez variable en plantas industriales con generación distribuida. *DYNA-Ingeniería e Industria*, 92(4), 2017.
- [30] C.S. Chang and Z. Yu. Distributed Mitigation of Voltage Sag by Optimal Placement of Series Compensation Devices Based on Stochastic Assessment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(2):788–795, may 2004.
- [31] Xiaoyong Chang, Yongli Li, Weiya Zhang, Nan Wang, and Wei Xue. Active disturbance rejection control for a flywheel energy storage system. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(2):991–1001, 2015.
- [32] Stephen Chapman. *Electric machinery fundamentals*. Tata McGraw-Hill Education, 2005.
- [33] Hung-Cheng Chen, Long-Yi Chang, and Li-Qun Shang. Transient stability improvement for combined heat and power system using load shedding. *Mathematical Problems in Engineering*, 2014, 2014.
- [34] Win Sheng Cheng, Jeff Yeu-Farn Hsieh, and YiChien Hwang. Integrated ups power supply system, 2015.
- [35] Philip Clarke. The legal framework for developing cogeneration projects in Spain. *International Journal of Global Energy Issues*, 8(4):371–374, 1996.
- [36] Vahid Dargahi, Arash Khoshkbar Sadigh, and Keith Corzine. Medium voltage dynamic voltage restorer (DVR) based on DFCM converter for power quality improvement. In *Power Systems Conference (PSC), 2016 Clemson University*, pages 1–8. IEEE, 2016.
- [37] P.K. Dash, Malhar Padhee, and S.K. Barik. Estimation of power quality indices in distributed generation systems during power islanding conditions. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 36(1):18–30, mar 2012.
- [38] José Maria de Carvalho Filho, José Policarpo de Abreu, Júlia C Caminha. Noronha, and Hector Arango. Analysis of power system performance under voltage sags. *Elect Power Syst Res*, no(3):211–218, 2000.

- 
- [39] Emilio de Diego Garcia. *Historia de la industria en España: la electronica y la informtica*. EOI Esc. Organiz. Industrial, 1995.
- [40] Viktor Dorer and Andreas Weber. Energy and CO<sub>2</sub> emissions performance assessment of residential micro-cogeneration systems with dynamic whole-building simulation programs. *Energy Conversion and Management*, 50(3):648–657, 2009.
- [41] R.C. Dugan, M.F. McGranaghan, S. Santoso, and H.W. Beaty. *Electrical Power Systems Quality*. 2002.
- [42] Alexander O Egorov, Stanislav A Eroshenko, Vladislav O Samoylenko, Pavel V Kolobov, and Daniil A Glushkov. Island mode of low capacity generators operation. In *Advanced Materials Research*, volume 1008, pages 426–429. Trans Tech Publ, 2014.
- [43] W El-Khattam and M.M.a Salama. Distributed generation technologies, definitions and benefits. *Electric Power Systems Research*, 71(2):119–128, oct 2004.
- [44] Sean T Elphick and Victor W Smith. The 230 V CBEMA curve - Preliminary studies. *Information Tecnology industry Council of USA*, pages 1–6, 2010.
- [45] Charles L Fortescue. Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, 37(2):1027–1140, 1918.
- [46] Aman Ganesh, Ratna Dahiya, and G K Singh. Development of simple technique for STATCOM for voltage regulation and power quality improvement. In *Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), 2016 IEEE International Conference on*, pages 1–6. IEEE, 2016.
- [47] G R Garcia. Development of cogeneration in Spain and financing methods. Technical report, 1994.
- [48] Giancarlo Genta. *Kinetic energy storage: theory and practice of advanced flywheel systems*. Butterworth-Heinemann, 2014.
- [49] Ali Ghannadzadeh, Simon Perry, and Robin Smith. Cogeneration targeting for site utility systems. *Applied Thermal Engineering*, 43:60–66, 2012.
- [50] Arindam Ghosh and Gerard Ledwich. Compensation of distribution system voltage using DVR. *IEEE Transactions on power delivery*, 17(4):1030–1036, 2002.
- [51] J.C. Gomez and M.M. Morcos. Coordination of Voltage Sag and Overcurrent Protection in DG Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20(1):214–218, 2005.

- [52] J.C. Gomez and M.M. Morcos. Distributed generation: Exploitation of islanding operation advantages. In *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, pages 1–5, 2008.
- [53] John J Stevenson Grainger, William D John J Grainger, and William D Stevenson. *Power system analysis*. 1994.
- [54] Wei Gu, Wei Liu, Chen Shen, and Zhi Wu. Multi-stage underfrequency load shedding for islanded microgrid with equivalent inertia constant analysis. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 46:36–39, mar 2013.
- [55] Luis Guasch, Felipe Córcoles, and Joaquín Pedra. Effects of symmetrical and unsymmetrical voltage sags on induction machines. *IEEE Transactions on power delivery*, 19(2):774–782, 2004.
- [56] Swapnil Mohit Masih Mr Amit Gupta. POWER QUALITY IMPROVEMENT OF VOLTAGE SOURCE USING FACT DEVICE STAT-COM. *International Journal of Contemporary Technology and Management (IJCTM) ISSN 2278-8034 Impact Factor 3.369*, 8(1), 2017.
- [57] E. Roy Hamilton, John Undrill, Paul S. Hamer, and Scott Manson. Considerations for generation in an islanded operation. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 46(6):2289–2298, 2010.
- [58] James D. Hamilton. Understanding Crude Oil Prices. *The Energy Journal*, 30(2):179–206, 2009.
- [59] Hans De Keulenaer. Voltage and Frequency Control of the Grid. *28/11/2007*, (2), 2007.
- [60] Daniel W Hart. *Power electronics*. Tata McGraw-Hill Education, 2011.
- [61] Yanan He, Shouyang Wang, and Kin Keung Lai. Global economic activity and crude oil prices: A cointegration analysis. *Energy Economics*, 32(4):868–876, 2010.
- [62] Pirjo Heine and Matti Lehtonen. Voltage sag distributions caused by power system faults. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(4):1367–1373, 2003.
- [63] Cheng Ting Hsu. Voltage sags improvement for the high-tech industrial customers by using cogeneration system. *IEEE Region 10 Annual International Conference, Proceedings/TENCON*, pages 36–39, 2007.
- [64] Cheng Ting Hsu, Hui Jen Chuang, and Chao Shun Chen. Adaptive load shedding for an industrial petroleum cogeneration system. *Expert Systems with Applications*, 38(11):13967–13974, 2011.
- [65] S. Jiyajan, T. Tantimaporn, and S. Payakkarueng. Microgrid islanding operation experience. *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, 5:1286–1286, 2013.

- 
- [66] Serveh Kamrava, Kerron J Gabriel, Mahmoud M El-Halwagi, and Fadwa T Eljack. Managing abnormal operation through process integration and cogeneration systems. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 17(1):119–128, 2015.
- [67] Houshang Karimi, Hassan Nikkhajoei, and Reza Iravani. Control of an Electronically-Coupled Distributed Resource Unit Subsequent to an Islanding Event. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(1):493–501, jan 2008.
- [68] M. Karimi, H. Mohamad, H. Mokhlis, and a.H.a. Bakar. Under-Frequency Load Shedding scheme for islanded distribution network connected with mini hydro. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 42(1):127–138, nov 2012.
- [69] Steven T Karris. *Second Edition Introduction to Simulink*. 2 edition, 2008.
- [70] Steven T Karris. *Circuit Analysis I With Matlab*. 2009.
- [71] F Katiraei, Student Member, M R Iravani, and P W Lehn. Micro-Grid Autonomous Operation During and Subsequent to Islanding Process. 20(1):248–257, 2005.
- [72] Dhiraj N Katole, M B Daigavane, S P Gawande, and Prema Daigavane. Modified instantaneous pq theory for single phase DVR for mitigation of voltage sag in case of nonlinear load. In *Electrical Power and Energy Systems (ICEPES), International Conference on*, pages 163–168. IEEE, 2016.
- [73] Mladen Kezunovic and Yuan Liao. A new method for classification and characterization of voltage sags. 58:27–35, 2001.
- [74] Davood Khani, Ahmad Sadeghi Yazdankhah, and Hossein Madadi Kojabadi. Impacts of distributed generations on power system transient and voltage stability. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 43(1):488–500, dec 2012.
- [75] P.R. Khatri, V.S. Jape, N.M. Lokhande, and B.S. Motling. Improving power quality by distributed generation. *International Power Engineering Conference (IPEC)*, 2:675–678, 2005.
- [76] Abbas Khosravi, Joaquim Mel, and Joan Colomer. Classification of sags gathered in distribution substations based on multiway principal component analysis. 79:144–151, 2009.
- [77] K Kunberger. Cogeneration: A key component of Spains energy development. *Diesel and Gas Turbine Worldwide*, 28(1), 1996.
- [78] Prabha Kundur, Neal J Balu, and Mark G Lauby. *Power system stability and control*, volume 7. McGraw-hill New York, 1994.
- [79] Alexander Kusko and Marc T Thompson. *Power quality in electrical systems*. McGraw-Hill, 2007.

- [80] Amine Lahyani, Pascal Venet, Abdessattar Guermazi, and Alaeddine Troudi. Battery/supercapacitors combination in uninterruptible power supply (UPS). *IEEE transactions on power electronics*, 28(4):1509–1522, 2013.
- [81] Canbing Li, Chi Cao, Yijia Cao, Yonghong Kuang, Long Zeng, and Baling Fang. A review of islanding detection methods for microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 35:211–220, jul 2014.
- [82] Philip K Lim and Douglas S Dorr. Understanding and resolving voltage sag related problems for sensitive industrial customers. In *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE*, volume 4, pages 2886–2890. IEEE, 2000.
- [83] J. A Peças Peças Lopes, C. L. Moreira, and A. G. Madureira. Defining control strategies for microgrids islanded operation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(2):916–924, 2006.
- [84] Pukar Mahat, Zhe Chen, and Birgitte Bak-Jensen. Review on islanding operation of distribution system with distributed generation. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pages 1–8, 2011.
- [85] Mr Muppati Mahesh and Mr P Sunil. Power Quality Improvement Using D-Statcom. *Imperial Journal of Interdisciplinary Research*, 2(10), 2016.
- [86] Jose Maria, Carvalho Filho, Roberto Chouhy, M Paulo, and Math H J Bollen. Voltage sag index calculation : Comparison between time-domain simulation and short-circuit calculation. 78:676–682, 2008.
- [87] Juan a. Martinez and Jacinto Martin-Arnedo. Impact of distributed generation on distribution protection and power quality. *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pages 1–6, 2009.
- [88] Y. S H Najjar. Gas turbine cogeneration systems: a review of some novel cycles. *Applied Thermal Engineering*, 20(2):179–197, 2000.
- [89] David O’Brien and Others. Improving Energy Efficiency with Cogeneration Technology. In *21st World Petroleum Congress*. World Petroleum Congress, 2014.
- [90] Diego Contreras Olmedo. Medium-and large-size cogeneration projects in Spain. *Energy policy*, 21(2):191–197, 1993.
- [91] Gerardus C Paap. Symmetrical components in the time domain and their application to power network calculations. *IEEE Transactions on power systems*, 15(2):522–528, 2000.
- [92] Mohit Pal and Mr R S Mandloi. REACTIVE POWER COMPENSATION WITH THE HELP OF VOLTAGE CONTROLLED D-STATCOM. *Journal of Advances in Electrical Devices*, 1(3):12–26, 2016.
- [93] Ian W H Parry, Mr Dirk Heine, Eliza Lis, and Shanjun Li. *Getting energy prices right: From principle to practice*. International Monetary Fund, 2014.



- 
- [94] Ritesh Patel and Maulik A Chaudhari. STUDY ABOUT POWER QUALITY ENHANCEMENT OF GRID CONNECTED WIND ENERGY SYSTEM USING STATCOM. 2016.
- [95] Ivana Pek, James Antony Pinto, and Pramod Antony D'Sa. Power Quality Monitoring of Online UPS. 2015.
- [96] Bonnie B. Pendergrass and Bonnie B. Pendergrass. Industrial Cogeneration Design Options. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IA-19(1):28–31, 1983.
- [97] R Pow and Oscar Moya. Power system computer controlled load shedding. *Electric Power Systems Research*, 37:165–171, 1996.
- [98] N Prazna and U Raja Rao. A New Hybrid Topology of D-STATCOM for Power Quality Improvement. *IJSEAT*, 4(11):651–656, 2016.
- [99] Stefano Quaia, Fabio Tosato, and Roberto Visintini. Mitigation of voltage sag effects on sensitive plants: an exemplary case study. *Electric Power Systems Research*, 61(2):93–99, 2002.
- [100] Pranesh Rao, M L Crow, and Zhiping Yang. STATCOM control for power system voltage control applications. *IEEE Transactions on power delivery*, 15(4):1311–1317, 2000.
- [101] B Renders, L Vandeveldel, L Degroote, K Stockman, and M H J Bollen. Distributed generation and the voltage profile on distribution feeders during voltage dips. *Electric Power Systems Research*, 80(12):1452–1458, 2010.
- [102] Nabamita Roy. Application of STATCOM in power quality improvement under different fault conditions in a power system network. In *Foundations and Frontiers in Computer, Communication and Electrical Engineering: Proceedings of the 3rd International Conference C2E2, Mankundu, West Bengal, India, 15th-16th January, 2016.*, page 231. CRC Press, 2016.
- [103] Urban Rudez and Rafael Mihalic. A novel approach to underfrequency load shedding. *Electric Power Systems Research*, 81(2):636–643, feb 2011.
- [104] Ali Saidian, Mehrdad Heidari, and Davar Mirabbasi. Improvement of voltage unbalance and voltage sag in radial distribution systems using DG. *2010 5th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, pages 835–839, 2010.
- [105] S A Saleh, A S Aljankawey, Ryan Meng, J Meng, L Chang, and C P Diduch. Apparent power-based anti-islanding protection for distributed cogeneration systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 52(1):83–98, 2016.
- [106] Ambra Sannino, Michelle Ghans Miller, and Math H J Bollen. Overview of voltage sag mitigation. In *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE*, volume 4, pages 2872–2878. IEEE, 2000.

- [107] R Sebastián and R Peña-Alzola. Control and simulation of a flywheel energy storage for a wind diesel power system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 64:1049–1056, 2015.
- [108] Bhim Singh, Ambrish Chandra, and Kamal Al-Haddad. *Power quality: problems and mitigation techniques*. John Wiley & Sons, 2014.
- [109] Bhim Singh and Jitendra Solanki. Load compensation for diesel generator-based isolated generation system employing DSTATCOM. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 47(1):238–244, 2011.
- [110] Vaclav Smil. *Energy in world history*. 1994.
- [111] S Sujith and V Ramesh. Reducing the transient active power from diesel generator using flywheel energy storage system in isolated wind-diesel hybrid power system. In *Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC), 2015 International Conference on*, pages 1–4. IEEE, 2015.
- [112] Saowalak Surisunthon and Thavatchai Tayjasanant. Impacts of distributed generation on voltage sag assessment in distribution systems. *The 8th Electrical Engineering/ Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI) Association of Thailand - Conference 2011*, pages 889–892, 2011.
- [113] Mikuláš Teich and Roy Porter. *The industrial revolution in national context: Europe and the USA*. Cambridge University Press, 1996.
- [114] The MathWorks. *SimPowerSystems for use with Simulink for use with Simulink*. 2013.
- [115] Nasser Tleis. *Power systems modelling and fault analysis: theory and practice*. Newnes, 2007.
- [116] Manohar Velayuthan. *Cogeneration power plant*. 1998.
- [117] Jeffrey A Veltri and Cody J MacNeil. *High-voltage flywheel energy storage system*, 2016.
- [118] Alberto Villaseñor Contreras and Edber Galindo Cota. *Manual de Lean Manufacturing*. Editorial Limusa. *México*, 2007.
- [119] N Visali, Kamarthi Sridevi, and N Sreenivasulu. Mitigation of Power Quality Problems in Distribution System Using D-STATCOM. In *Emerging Trends in Electrical, Communications and Information Technologies: Proceedings of ICECIT-2015*, pages 433–443. Springer, 2017.
- [120] J Whitaker and Erry C. *AC Power Systems Handbook*, volume 209. CRC PRESS, jan 1999.
- [121] J L Williams. *Oil price history and analysis*. WTRG Economics, 2011.

- [122] Ryohei Yokoyama, Masashi Ohkura, and Tetsuya Wakui. Robust optimal operation of a gas turbine cogeneration plant under uncertain energy demands. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, 137(2):22001, 2015.
- [123] Lidong Zhan and Math H J Bollen. Characteristic of voltage dips (sags) in power systems. *IEEE transactions on power Delivery*, 15(2):827–832, 2000.
- [124] Lidong Zhang Lidong Zhang and M.H.J. Bollen. Characteristic of voltage dips (sags) in power systems. *8th International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings (Cat. No.98EX227)*, 1(2):827–832, 1998.
- [125] Li Zheng, Yao Zhang, and Lingxue Lin. Studies on voltage sag in distribution network containing distributed generations. *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*, pages 2–6, 2012.

TS I  
10 MVA

TS I  
10 MVA

27 MVA

En la actualidad existen numerosas plantas industriales que poseen una planta de cogeneración a modo de generación distribuida la cual aporta energía eléctrica al sistema y energía térmica al proceso procedente de su energía residual. Estas plantas en algunos casos ante perturbaciones del sistema solo tienen dos alternativas. La primera es pasar a modo isla y la segunda realizar una parada de planta. La opción de pasar a modo isla tiene varios inconvenientes puesto que la isla es tremendamente inestable en frecuencia y también en tensión. La opción de pasar la planta muchas veces no es posible en el caso de industrias de proceso o bien representa un alto coste económico.

El presente trabajo aporta una tercera opción de operación que trata de disminuir la rigidez de la conexión de la planta industrial con la red externa aumentando la impedancia de acoplamiento mediante un dispositivo que se desarrollara en el presente trabajo.

La opción de reducir la rigidez tiene la ventaja de poder seguir operando la planta con la energía de la generación propia, pero sin perder la conexión con el exterior y por tanto la referencia de la frecuencia y de la tensión. A esta ventaja se suma la reducción de aportación de corriente desde la cogeneración a la perturbación.

En el presente trabajo se expondrán las soluciones que aporta en este momento la técnica y las ventajas e inconvenientes que tienen de forma comparativa con nuestro nuevo desarrollo.

TS I  
10 MVA  
8%

ACOPLE  
0  
700-7912

