



Conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos como medida de estabilidade da frequência dos sistemas elétricos de energia

ANTÓNIO TIAGO RIBEIRO MENDES

outubro de 2025

**Conversão de centrais termoelétricas em
compensadores síncronos como medida de estabilidade
da frequência dos sistemas elétricos de energia**

António Tiago Ribeiro Mendes

**Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia**

Orientador: Professor Doutor José António Beleza Carvalho

Supervisor: Engenheiro Paulo Miguel Curado de Carvalho

Júri:

Presidente:

Professor Doutor Rui Miguel Monteiro de Brito, Professor Adjunto, ISEP

Vogais:

Professor Doutor José António Beleza Carvalho, Professor Coordenador, ISEP

Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa, Professor Emérito, FEUP

Porto, outubro de 2025

Resumo

As metas de neutralidade carbónica estabelecidas pela União Europeia e por diversos países em todo o mundo impulsionaram uma transformação dos Sistemas Eléctricos de Energia (SEE), caracterizada pela substituição gradual da geração térmica síncrona por Fontes de Energia Renovável (FER), como a eólica e a solar. A transição energética, embora necessária para alcançar as metas estabelecidas, introduz desafios significativos à estabilidade dos SEE, uma vez que as FER ainda não contribuem para a estabilidade em níveis equiparáveis aos de um gerador síncrono, seja ao nível da inércia, que tem registado uma redução assinalável nos últimos anos, seja no controlo de tensão ou na potência de curto-circuito.

Neste contexto, os compensadores síncronos apresentam-se como uma solução promissora para assegurar, de forma eficaz, o papel de estabilidade até agora desempenhado pela produção termoelétrica. Entre as soluções de compensação síncrona destacam-se duas abordagens: a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos e a construção de novos compensadores. Dado o contexto, a solução de conversão representa uma oportunidade única para rentabilizar ativos que seriam, de outro modo, descomissionados, apresentando custos de investimento até 50 % inferiores e prazos de implementação mais reduzidos, comparativamente à construção de novos compensadores síncronos.

Ainda assim, esta potencial vantagem económica e operacional deve ser avaliada face aos requisitos técnicos exigidos e à viabilidade específica de conversão de cada central, uma vez que nem todas se encontram em iguais condições técnicas e estado de conservação. Na literatura atual, a informação necessária para conduzir esta avaliação encontra-se dispersa e limitada, sobretudo ao nível técnico. Assim, nesta dissertação, propõe-se uma metodologia sistemática para analisar a viabilidade técnica e económica da conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos, identificando os principais desafios e modificações técnicas, os aspetos económicos envolvidos, e comparando as vantagens e desvantagens desta opção face à construção de novos compensadores síncronos.

Para validar a metodologia proposta, desenvolve-se um caso de estudo utilizando como referência as condições reais de uma central termoelétrica existente. Os resultados obtidos confirmam não só a viabilidade da conversão do caso estudado, como também a eficácia e aplicabilidade da metodologia enquanto ferramenta prática e replicável a diferentes contextos e tipologias de centrais. O trabalho desenvolvido demonstra que as centrais termoelétricas existentes podem desempenhar um papel essencial no contexto da transição energética, através da sua conversão em compensador síncrono, proporcionando benefícios económicos e as condições técnicas necessárias para que a crescente integração das FER decorra sem colocar em causa os níveis de fiabilidade dos sistemas eléctricos de energia.

Palavras-chave: Inércia, estabilidade da frequência, compensador síncrono, conversão de centrais termoelétricas, transição energética, fontes de energia renovável.

Abstract

The net-zero targets set by the European Union and many other countries worldwide are driving a significant transformation of the power systems, as conventional synchronous generators in thermal power plants are gradually phased out and replaced by Renewable Energy Sources (RES), such as wind and solar power. While the energy transition is necessary to achieve the net-zero targets, it poses challenges to grid stability, as RES technologies do not inherently provide the same level of support to system stability as synchronous generators, whether in system inertia (which has seen a significant decline in recent years), voltage control (reactive power support) or short-circuit power.

In this context, synchronous condensers stand as a prominent solution to ensure power system stability, assuming the role historically provided by conventional power plants. Among the available approaches, two stand out: repurposing thermal power plants as synchronous condensers and the deployment of purpose-built synchronous condensers. Given the upcoming retirement, converting thermal generators into synchronous condensers provides a unique opportunity to generate revenue from otherwise stranded assets, while offering up to 50 % lower capital investment and shorter implementation times compared to purpose-built synchronous condensers.

However, any potential economic and operational advantages must be weighed against the technical requirements and the feasibility of converting each specific case, given the variability in technical condition and configuration across power plants. The guidance available in the literature for such feasibility assessments is very limited and fragmented, particularly on the technical side. Therefore, this work proposes a systematic methodology to evaluate the technical and economic feasibility of converting thermal power plants into synchronous condensers, identifying the key technical modifications and challenges, relevant economic drivers, and the advantages and disadvantages of repurposing thermal power plants compared with the deployment of purpose-built synchronous condensers.

A case study based on the actual operating conditions of an existing thermal power plant was conducted to illustrate the applicability of the proposed methodology. The results of the study not only confirm the feasibility of converting the evaluated power plant but also demonstrate the effectiveness of the methodology as a practical framework across various scenarios and plant configurations. This work shows that repurposing thermal power plants as synchronous condensers can act as a key enabler for energy transition, delivering economic benefits and providing the technical capabilities to integrate increasing levels of renewable energy sources into the grid, while maintaining a secure and reliable power system.

Keywords: Inertia, frequency stability, synchronous condenser, repurposing thermal power plants, energy transition, renewable energy sources.

Agradecimentos

Ao meu orientador no Instituto Superior de Engenharia do Porto, Professor Doutor José António Beleza Carvalho, pela orientação, dedicação, motivação e pelo pronto e disponível apoio na realização desta dissertação. Agradeço também por tudo o que aprendi ao longo de muitos anos de ensino, que tornou possível o desenvolvimento desta dissertação.

Ao meu supervisor na Siemens Energy, Paulo Carvalho, pela coorientação, por tão prontamente ter aceite ajudar-me neste projeto, pelas muitas horas de conversa e discussão amiga, pelo discurso leve e pela sua vontade de partilhar conhecimento com todos os que o rodeiam.

Ao Agostinho Sá, da Siemens Energy, pela amizade, pela inspiração, pelo exemplo e por ter criado o tempo, a oportunidade e todas as condições para o meu sucesso.

Ao Hélder Cruz, da Siemens Energy, pela prontidão em ensinar, pela amizade, pelas longas horas de conversa e pela fonte interminável de conhecimento, que muito contribuiu para este trabalho.

Aos meus pais, João e Filomena Mendes, pelo amor, pela educação, humildade e pelo apoio incansável em todos os momentos da minha vida e ao longo deste percurso.

Ao meu irmão e aos meus avós, por sempre acreditarem em mim e me incentivarem a estudar.

Ao Jorge Ribeiro, pela companhia, pelo incentivo e por estar sempre ao meu lado, a contagiarme com a sua alegria. A ele e ao Jorge Figueiro agradeço também os momentos de distração nas aventuras que percorremos em duas rodas.

A todos os docentes do Instituto Superior de Engenharia do Porto, pela qualidade na educação e pelos conhecimentos transmitidos, que fizeram de mim melhor profissional e melhor pessoa.

A todos os meus colegas de curso, especialmente ao Miguel Antunes, ao Luís Ferreira e ao João Rocha, por estarem sempre por perto e pela amizade que permanece forte mesmo nos momentos em que estamos separados pelo trabalho.

À Salomé Teixeira, pela confiança, pelo amor, carinho e sacrifício neste caminho que percorremos sempre juntos. Sem ti, não o teria conseguido.

A todos os meus amigos e colegas da Siemens Energy que, de diversas formas, me apoiaram e ajudaram nesta longa caminhada. Deixo uma palavra especial ao Cláudio Santos, ao Sérgio Correia e ao Marcos Ramalho, que sempre se mostraram disponíveis para me ajudar.

A todos, muito obrigado.

Índice

1	Introdução	1
1.1	Contexto e motivações	1
1.2	Objetivos	3
1.3	Ferramentas utilizadas	4
1.4	Organização do documento	4
2	Estado da arte	7
2.1	Introdução	7
2.2	Inércia síncrona	10
2.2.1	Equação de movimento de uma máquina síncrona	11
2.3	Taxa de variação da frequência	14
2.3.1	Cálculo da taxa de variação da frequência	14
2.3.2	Impacto da inércia na taxa de variação da frequência	16
2.3.3	Comportamento da frequência ao longo das etapas de regulação	19
2.3.4	Separação dos sistemas elétricos de energia	20
2.3.5	Limites recomendados para a taxa de variação de frequência	22
2.4	Serviço de Sistemas como apoio à estabilidade da rede	22
2.4.1	Regulação da frequência	23
2.4.2	Etapas de regulação da frequência e resposta dos sistemas elétricos	24
2.4.3	Controlo de tensão	25
2.5	Mercados de regulação e incentivos	26
2.5.1	Portugal	27
2.5.2	Reino Unido, Irlanda e ilhas espanholas	28
2.5.3	Alemanha, Dinamarca e Noruega	29
2.5.4	Austrália	29
2.6	Inércia sintética	30
2.7	Conclusão	32
3	Compensadores síncronos como solução para a estabilidade dos sistemas elétricos de energia	35
3.1	Introdução	36
3.2	Fundamentos e aspetos gerais	37
3.3	Contributos para a estabilidade da rede	39
3.3.1	Estabilidade da frequência	40
3.3.2	Controlo de tensão	41
3.3.3	Aumento da potência de curto-circuito	44
3.4	Tipos de compensadores síncronos	46
3.4.1	Conversão simples de uma unidade de produção termoelétrica	46
3.4.2	Conversão simples de uma unidade de produção termoelétrica com adição de volante de inércia	48

3.4.3	Conversão de uma unidade de produção termoelétrica em compensador síncrono de dupla operação	50
3.4.4	Construção de novos compensadores síncronos.....	51
3.4.5	Soluções híbridas	52
3.4.6	Centrais hidroelétricas	53
3.5	Comparação sumária com outras tecnologias.....	53
3.6	Conclusão	55
4	Conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos	57
4.1	Introdução.....	58
4.2	Pressupostos	59
4.3	Fundamentos e objetivos	62
4.4	Análise técnica	63
4.4.1	Critérios de elegibilidade	64
4.4.2	Máquina síncrona	69
4.4.3	Transformador elevador.....	71
4.4.4	Volante de inércia	79
4.4.5	Estudos mecânicos	83
4.4.6	Análise de viabilidade	91
4.4.7	Sistema de arranque	92
4.4.8	Sistema de excitação	105
4.4.9	Transformador de serviços auxiliares	111
4.4.10	Sistemas de proteção, controlo e infraestruturas elétricas.....	112
4.4.11	Estudos elétricos	115
4.5	Análise económica	118
4.5.1	Custos iniciais.....	119
4.5.2	Custos de exploração	121
4.5.3	Mecanismos de remuneração	122
4.5.4	Retorno do investimento e rentabilidade.....	124
4.6	Análise e tomada de decisão	125
4.7	Comparação com a construção de raiz de novos compensadores síncronos	127
4.8	Perfil das centrais com maior potencial de conversão	128
4.8.1	O caso particular da central termoelétrica da Tapada do Outeiro.....	129
4.9	Conclusão	131
5	Estudo de caso	133
5.1	Introdução.....	133
5.2	Seleção e caracterização da central	134
5.3	Análise técnica	135
5.3.1	Critérios de elegibilidade	135
5.3.2	Máquina síncrona	137
5.3.3	Transformador elevador.....	138
5.3.4	Volante de inércia	141
5.3.5	Estudos mecânicos	141

5.3.6	Análise de viabilidade técnica.....	145
5.3.7	Sistemas de arranque e excitação	145
5.3.8	Transformador de serviços auxiliares	146
5.3.9	Sistemas de proteção, controlo e infraestruturas elétricas	148
5.3.10	Estudos elétricos	151
5.3.11	Nota final.....	152
5.4	Análise económica	152
5.5	Análise e tomada de decisão	153
5.6	Análise dos resultados	154
5.7	Conclusão.....	156
6	Conclusões e trabalho futuro	157
6.1	Conclusões	157
6.2	Trabalho futuro.....	159
	Referências bibliográficas.....	160
	Anexo I. Modelização de compensador síncrono na ilha da Madeira - estudo do trânsito de potência reativa	170
	Anexo II. Modelização de compensador síncrono na ilha da Madeira - impacto da tensão de curto-circuito de um transformador elevador no desacoplamento e no controlo de tensão.....	175
	Anexo III. Modelização de compensador síncrono na ilha da Madeira - impacto do comutador em carga no contributo de potência reativa e no controlo de tensão do compensador síncrono	180
	Anexo IV. Estudo de caso - diagrama unifilar da central termoelétrica.....	183

Índice de Figuras

Figura 1 – Projeção dos valores de inércia equivalente H (s) para a Europa Continental, nos anos 2030 e 2040, considerando três cenários distintos de transição energética: DE, GA e NT. Retirado de [5].	8
Figura 2 – Projeção dos valores de inércia equivalente H (s) para o Reino Unido, nos anos 2030 e 2040, considerando três cenários distintos de transição energética: DE, GA e NT. Retirado de [5].	9
Figura 3 – Binário mecânico e elétrico num grupo de produção. Adaptado de [20].	12
Figura 4 – Evolução do desvio de frequência após um desequilíbrio entre produção e consumo, em sistemas com baixa e elevada inércia, e a sua relação com a RoCoF. Retirado de [9].	17
Figura 5 – Comportamento da frequência ao longo do tempo após um desequilíbrio entre sistemas com baixa e elevada inércia, e a sua relação com o valor <i>Nadir</i> . Adaptado de [23].	18
Figura 6 – Comportamento típico da frequência ao longo das diferentes etapas de regulação da frequência considerando dois sistemas com diferentes valores de inércia. Adaptado de [25].	19
Figura 7 – Divisão das áreas síncronas na Europa Continental e nos países vizinhos. Adaptado de [9].	21
Figura 8 – Etapas de regulação de frequência num sistema elétrico típico com recurso aos Serviços de Sistema. Adaptado de [36].	24
Figura 9 – Conceito de emulação de inércia. Extraído de [62].	31
Figura 10 – Exemplo de um compensador síncrono equipado com volante de inércia. Adaptado de [67].	36
Figura 11 – Diagrama de capacidade típico de um compensador síncrono. Adaptado de [79].	38
Figura 12 – Exemplo de um sistema elétrico simplificado formado por dois barramentos interligados por uma linha. Adaptado de [84].	41
Figura 13 – Relação entre os valores de tensão e potência no modelo definido. Adaptado de [85].	42
Figura 14 – Exemplo da característica de tensão-potência reativa de um compensador síncrono. Adaptado de [77].	43
Figura 15 – Evolução típica da corrente de curto-circuito de uma máquina síncrona após um defeito, em função dos valores de reatância síncrona. Adaptado de [88].	45
Figura 16 – Exemplo de configuração típica após a conversão simples de uma unidade de produção termoelétrica em compensador síncrono. Adaptado de [91].	46
Figura 17 – Ponto de desacoplamento entre a turbina (a gás ou a vapor) e a máquina síncrona durante a conversão simples de uma unidade de produção termoelétrica em compensador síncrono. Adaptado de [91].	47

Figura 18 – Exemplo de configuração típica após a conversão simples de uma unidade de produção termoelétrica em compensador síncrono com adição de um volante de inércia (a laranja). Adaptado de [91].	49
Figura 19 – Exemplo de compensador síncrono equipado com volante de inércia e <i>pony motor</i> . Adaptado de [92].	49
Figura 20 – Exemplo de disposição após a conversão de uma unidade de produção termoelétrica em compensador síncrono de dupla operação. Adaptado de [73].	50
Figura 21 – Fluxograma geral da metodologia de análise para a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos.	62
Figura 22 – Fluxograma do processo de análise técnica para a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos.	63
Figura 23 – Modelo simplificado de uma central termoelétrica. Adaptado de [88].	67
Figura 24 – Modelo simplificado de um compensador síncrono (adaptado de [106]).	73
Figura 25 – Exemplo de conversão com adição de volante de inércia. Adaptado de [109].	81
Figura 26 – Exemplo de conversão – suporte axial do gerador. Adaptado de [110].	82
Figura 27 – Fluxograma do processo de análise técnica para a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos, atualizado com a sequência lógica de avaliação e de tomada de decisão.	91
Figura 28 – Exemplo de um compensador síncrono equipado com <i>pony motor</i> . Adaptado de [118].	93
Figura 29 – Esquema unifilar simplificado de um compensador síncrono com arranque mecânico por acoplamento de <i>pony motor</i> . Adaptado de [79].	94
Figura 30 – Evolução temporal do arranque elétrico de uma máquina síncrona (compensador), desde o estado de virador até à sincronização com a rede. Adaptado de [123].	98
Figura 31 – Esquema unifilar simplificado de um compensador síncrono com arranque elétrico por <i>Startup Frequency Converter</i> . Adaptado de [79].	99
Figura 32 – Local típico de instalação de um <i>Generator Circuit Breaker</i> numa central termoelétrica. Adaptado de [125].	101
Figura 33 – Esquema simplificado de um sistema de excitação estático associado a uma máquina síncrona tradicional. Adaptado de [127].	106
Figura 34 – Esquema simplificado de um sistema de excitação <i>brushless</i> associado a uma máquina síncrona tradicional. Adaptado de [127].	108
Figura 35 – Fluxograma do processo de análise económica associado à conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos.	118
Figura 36 – Fluxograma da metodologia com destaque para o processo de análise e tomada de decisão associado à conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos.	126

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Constantes típicas de inércia por tipo de produção na Europa continental. Adaptado de [16].	9
Tabela 2 – Limiares de ativação para o deslastre de cargas em diferentes zonas da rede elétrica. Adaptado de [23], [24].	17
Tabela 3 – Valores limiares para ativação dos mecanismos de controlo de frequência na Europa Continental e os limites adotados por Portugal. Adaptado de [21], [26].	20
Tabela 4 – Requisitos para a ativação da resposta da potência ativa para um gerador em serviço na zona síncrona da Europa Continental. Adaptado de [21].	25
Tabela 5 – Resumo do contributo técnico das diferentes tecnologias na implementação de medidas de estabilidade dos sistemas elétricos de energia.	54
Tabela 6 – Exemplo dos contributos de estabilidade habitualmente esperados num ponto da rede.	64
Tabela 7 – Impacto de diferentes valores da tensão de curto-circuito de um transformador elevador no contributo de potência reativa no ponto de ligação à rede.	74
Tabela 8 – Impacto de diferentes valores da tensão de curto-circuito de um transformador elevador no desacoplamento e no controlo de tensão.	75
Tabela 9 – Impacto do comutador em carga no contributo de potência reativa e no controlo de tensão do compensador síncrono.	77
Tabela 10 – Principais custos de exploração de um compensador síncrono.	121
Tabela 11 – Resumo das principais vantagens e desvantagens da solução de conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos e da construção de raiz de novos compensadores síncronos.	127
Tabela 12 – Estudo de caso – Parâmetros utilizados para o cálculo da potência de curto-circuito.	136
Tabela 13 – Estudo de caso – Contributos de estabilidade após a conversão (valores preliminares).	137
Tabela 14 – Estudo de caso – Contributo máximo de potência reativa estimado no ponto de rede.	139

Acrónimos, siglas e símbolos

Lista de acrónimos

AEMO	<i>Australian Energy Market Operator</i>
ARENA	<i>Australian Renewable Energy Agency</i>
ATEX	Atmosfera Explosiva
BESS	<i>Battery Energy Storage Systems</i>
CAE	Contratos de Aquisição de Energia
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FACTS	<i>Flexible AC Transmission Systems</i>
GIS	<i>Gas Insulated Switchgear</i>
NESO	<i>National Energy System Operator</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
RoCoF	<i>Rate of Change of Frequency</i>
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SIL	<i>Safety Integrity Level</i>
STATCOM	<i>STATIC synchronous COMPensator</i>

Lista de siglas

aRRF	Reserva automática de Restabelecimento da Frequência
DCS	<i>Distributed Control System</i>
DCZ	<i>Delayed Current Zeros</i>
DE	<i>Distributed Energy</i>
EEE	Espaço Económico Europeu

ESS	<i>Energy Storage Systems</i>
FCR	<i>Frequency Containment Reserve</i>
FER	Fontes de Energia Renovável
FRR	<i>Fast Frequency Response</i>
GA	<i>Global Ambition</i>
GCB	<i>Generator Circuit Breaker</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
I&C	<i>Instrumentation and Control</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IPB	<i>Isolated Phase Busducts</i>
mRRF	Reserva manual de Restabelecimento da Frequência
NT	<i>National Trends</i>
OEM	<i>Original Equipment Manufacturer</i>
ORD	Operador da Rede de Distribuição
ORT	Operador da Rede de Transporte
PCB	Policlorobifenilos
RCF	Reserva de Contenção da Frequência
RR	Reserva de Reposição
SEE	Sistemas Elétricos de Energia
SFC	<i>Startup Frequency Converter</i>
SVC	<i>Static Var Compensator</i>
TSA	Transformador de Serviços Auxiliares
UC	Unidade Curricular
UE	União Europeia

Lista de símbolos

δ	Desvio angular da máquina em relação a um eixo de referência síncrono
θ	Argumento de um vetor
$\Delta\theta$	Desvio entre os argumentos de dois vetores
ΔP	Desvio de potência ativa
ΔQ	Desvio de potência reativa
ΔV	Desvio de tensão
ω	Velocidade angular
c	Fator de tensão
E_C	Energia cinética
f	Frequência
H	Constante de inércia
I	Intensidade de corrente elétrica
I_k''	Corrente inicial simétrica de curto-circuito
J	Momento de inércia
M	Momento angular
$M\text{€}$	Milhões de euros
P	Potência ativa
P_{elec}	Potência elétrica
P_{mec}	Potência mecânica
Q	Potência reativa
Q_C	Potência reativa capacitiva
Q_{Ind}	Potência reativa indutiva
R	Resistência
rpm	Rotações por minuto
S_{cc}	<i>Short-circuit capacity</i>

S_{rG}	Potência nominal aparente da máquina síncrona
S_{rT}	Potência nominal aparente do transformador elevador
T_a	Binário de aceleração
T_{elec}	Binário eletromagnético
T_{mec}	Binário mecânico
u_{kr}	Tensão de curto-circuito à corrente nominal
U_{nQ}	Tensão nominal no ponto de rede Q
U_{rG}	Tensão nominal da máquina síncrona
U_{rTHV}	Tensão nominal do enrolamento de tensão mais elevada do transformador
U_{rTLV}	Tensão nominal do enrolamento de tensão mais baixa do transformador
V_1	Tensão no barramento 1
V_2	Tensão no barramento 2
X	Reatância
X_d	Reatância síncrona
X'_d	Reatância transitória
X''_d	Reatância sub-transitória
Z	Impedância
Z_G	Impedância equivalente do gerador
Z_S	Impedância equivalente do conjunto máquina síncrona-transformador elevador
Z_{THV}	Impedância equivalente do transformador elevador

1 Introdução

Este capítulo apresenta o enquadramento e as motivações que levaram ao trabalho realizado no âmbito desta dissertação. Após uma breve contextualização do problema, são apresentados os objetivos principais do trabalho e os resultados que se pretendem atingir. Em seguida, são apresentadas as ferramentas utilizadas ao longo do trabalho e descrita a organização do documento de dissertação.

1.1 Contexto e motivações

A transição energética nos modelos de produção de eletricidade tem-se tornado cada vez mais visível a nível global, com previsões a apontar que, até 2050, em muitos países, a maior parte da eletricidade será gerada a partir de fontes renováveis, com destaque para a energia eólica e solar [1], [2]. No caso de Portugal Continental, em 2024, a produção renovável satisfaz 70 % do consumo, da qual 27 % teve origem na energia eólica e 9 % a partir da energia solar, registando novos máximos de quotas anuais [3]. Em sentido contrário, a produção não renovável, como a das centrais de ciclo combinado a gás natural, tem vindo a diminuir progressivamente, alinhada com os compromissos europeus de descarbonização, nomeadamente no âmbito do Pacto Ecológico Europeu, que estabelece uma redução de 55 % nas emissões líquidas de gases com efeito de estufa até 2030 e a neutralidade carbónica até 2050 [4].

Por forma a atingir os compromissos ambientais deste pacto, adotado pelos Estados-Membros, a maior parte da energia consumida na União Europeia (UE) terá de ser proveniente de Fontes de Energia Renovável (FER). Esta transição, embora fundamental para alcançar as metas estabelecidas, acrescenta novos desafios para a estabilidade dos Sistemas Elétricos de Energia (SEE). Com efeito, à medida que a penetração das FER aumenta e a geração térmica (síncrona), caracterizada por grandes massas rotativas, é retirada de serviço, tem-se verificado uma diminuição assinalável da inércia dos SEE, causando desafios à sua estabilidade [5], [6].

Como resposta aos desafios trazidos pela transição energética, são várias as soluções tecnológicas que têm sido exploradas para garantir a estabilidade dos sistemas na falta de

geração síncrona. Por um lado, ainda que emergentes, as soluções de emulação de inércia, por exemplo, associando *Energy Storage Systems* (ESS) com fontes de energia renovável ou com *STATic synchronous COMPensators* (STATCOM). Por outro, o uso de compensadores síncronos, uma tecnologia já amplamente desenvolvida e presente nos SEE há décadas na compensação de energia reativa, na contribuição para o aumento da potência de curto-circuito e que, intrinsecamente, também são capazes de oferecer inércia aos SEE [7], [8].

Dado os avanços necessários dos SEE para poderem acomodar uma crescente e quase total dependência das FER, é reconhecido que não existe uma solução única e simples para o desafio da inércia e que todas as soluções tecnológicas, apesar do seu nível de maturidade têm, ou vão ter, um papel importante na manutenção da inércia [9], [10]. No entanto, os compensadores síncronos, pela sua maturidade tecnológica e capacidade de oferecer inércia de forma intrínseca, são vistos como uma das soluções que poderá, de forma rápida, contribuir para mitigar a já anunciada redução de inércia dos SEE no curto-médio prazo, oferecendo a robustez e estabilidade de que os sistemas elétricos necessitam para funcionar com fiabilidade e segurança [11], [12].

Neste contexto, as opções dividem-se em duas abordagens principais: a construção de novos compensadores síncronos em locais estratégicos, ou a conversão de unidades de produção convencional existentes, como é o caso das centrais termoelétricas já descomissionadas ou em fase de descomissionamento, em compensadores síncronos, dando uma nova vida aos ativos imobilizados. Porém, a escolha entre uma das duas opções depende tanto da viabilidade técnica da conversão como da viabilidade económica. A viabilidade técnica é avaliada através do estudo das principais modificações necessárias para implementar a solução de conversão, informação que, atualmente, se encontra dispersa e, em alguns casos, limitada, evidenciando a necessidade de uma maior consolidação e contributo sobre o tema. Em paralelo, a viabilidade económica, resulta não só dos custos associados às principais modificações técnicas necessárias, que podem variar significativamente de central para central, como também de fatores económicos mais amplos, como os incentivos do mercado energético ou dos Estados-Membros, que tragam retribuição considerada atrativa ao investimento de privados na estabilidade dos SEE [13].

Assim, este trabalho surge com o propósito de dar respostas aos desafios colocados pela tendência de redução de inércia nos SEE, propondo uma metodologia de análise para a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos, tendo em vista o seu papel relevante a curto-médio prazo, mas também, fruto da investigação realizada, criar uma base de conhecimento sobre a Inércia dos SEE, sobre a qual futuras investigações sobre o tema se possam suportar e inspirar, contribuindo desta forma para o avanço do conhecimento neste domínio.

1.2 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é o de estudar a reutilização de centrais termoelétricas já descomissionadas ou em fase de descomissionamento, em compensadores síncronos, como medida de estabilidade da frequência dos sistemas elétricos de energia, explorando o contributo destes no âmbito da inércia, bem como a viabilidade técnica e económica dessa conversão, avaliando as vantagens e desvantagens quando comparada com a construção de raiz de novos compensadores síncronos.

Por forma a ser alcançado o principal objetivo deste trabalho, foram definidos um conjunto de objetivos específicos e que de seguida se descrevem:

- Análise à evolução da inércia e da sua importância para a estabilidade dos sistemas elétricos de energia, e a regulamentação aplicável ao setor;
- Caracterização dos compromissos de política energética e das perspetivas de evolução dos sistemas elétricos de energia a longo prazo;
- Caracterização dos eventuais incentivos ao investimento em compensação de inércia no Mercado de Serviço de Sistemas ou em Modelos de Negócio promovidos pelos Operadores da Rede de Transporte ou pelos Estados-Membros;
- Levantamento e estudo das diferentes soluções disponíveis no mercado para a compensação de inércia;
- Criação de uma metodologia de análise para a conversão de centrais termoelétricas descomissionadas ou em fase de descomissionamento, em compensadores síncronos, descrevendo as principais modificações necessárias, e avaliando as vantagens e desvantagens face à construção de raiz de novos compensadores síncronos;
- Avaliação dos custos associados à conversão quando comparado com a construção de raiz de novos compensadores síncronos;
- Discussão dos resultados através de casos de estudo disponíveis publicamente, identificando os desafios e as soluções encontradas, bem como o seu contributo e impacto para a estabilidade dos sistemas elétricos de energia.

No âmbito da presente dissertação serão, assim, analisadas e apresentadas recomendações sobre o papel estratégico dos compensadores síncronos na estabilidade da frequência e na robustez dos sistemas elétricos de energia, no contexto atual de transição energética, contribuindo para o desenvolvimento de estratégias e políticas que assegurem a fiabilidade e a segurança dos sistemas diante dos desafios que se anteveem.

1.3 Ferramentas utilizadas

As ferramentas utilizadas neste trabalho foram, de um modo geral, as associadas ao trabalho de investigação científica e ao desenvolvimento da metodologia, incluindo, por um lado, a consulta de bases de dados, de artigos científicos e de bibliografia de referência e, por outro, a aplicação dos conhecimentos de Engenharia no domínio dos sistemas elétricos de energia, visando desenvolver a metodologia de análise aqui proposta para a conversão das centrais termoelétricas em compensadores síncronos.

Entre as plataformas selecionadas para a pesquisa de literatura, destacam-se as bibliotecas do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), da ScienceDirect (Elsevier), os repositórios de publicações das Instituições de Ensino Superior nacionais e internacionais, as plataformas de consulta de legislação nacionais e internacionais como a EUR-Lex¹, entre outras fontes de referência. A pesquisa de literatura combinou metodologias quantitativas e qualitativas, procurando alcançar um equilíbrio entre quantidade e qualidade da informação recolhida, de modo a garantir relevância e precisão. Para a gestão das referências bibliográficas recorreu-se à ferramenta Zotero, que permitiu organizar e citar as fontes consultadas ao longo do trabalho, seguindo a convenção do estilo IEEE.

Já no que diz respeito à redação, análise e apresentação de dados, foram utilizadas as ferramentas do pacote Microsoft Office, nomeadamente o Word para a escrita, o Excel para o processamento de dados e cálculo, e o PowerPoint para a apresentação final da dissertação. Recorreu-se ainda a ferramentas de engenharia, entre as quais se destaca o PSS[®] SINCAL para simular e analisar a resposta típica de um compensador síncrono em diferentes cenários de operação, e o AutoCAD para visualizar, editar ou criar documentos e diagramas técnicos.

1.4 Organização do documento

O documento da presente dissertação de mestrado encontra-se estruturado em seis capítulos. Após o presente capítulo de introdução (1), o conteúdo encontra-se organizado da seguinte forma:

O capítulo 2 apresenta uma revisão do estado da arte, introduzindo o conceito de inércia no âmbito dos Sistemas Elétricos de Energia (SEE). Este capítulo destaca, em primeiro lugar, a importância da inércia para a estabilidade dos SEE, identificando a evolução prevista dos seus valores a curto-médio prazo, em linha com os atuais compromissos de política energética, e analisando o impacto que essa evolução poderá ter nos sistemas, caso se confirmem as projeções. Em seguida, aborda-se um conjunto de aspetos importantes relacionados com a inércia, nomeadamente, a sua definição através do estudo da máquina síncrona, a regulamentação aplicável e a forma como é avaliada a estabilidade de frequência de um sistema.

¹ EUR-Lex refere-se ao portal que disponibiliza o acesso à legislação da União Europeia.

Ainda no capítulo 2, são apresentados os Serviços de Sistema, mecanismos previstos pelos Operadores da Rede de Transporte (ORT) para assegurar a estabilidade da rede elétrica, bem como os Mercados de Regulação, explorando de que forma estes podem incentivar o investimento em tecnologias de compensação síncrona. Introduce-se igualmente o conceito de inércia sintética, que, embora não constitua o foco principal deste trabalho, permite compreender uma das razões pelas quais os compensadores síncronos desempenham um papel relevante na mitigação dos problemas de estabilidade.

Já no capítulo 3, começa-se por apresentar os fundamentos e aspetos gerais da tecnologia de compensação síncrona, evidenciando a forma (intrínseca) como a máquina síncrona contribui para a estabilidade dos sistemas elétricos de energia nos três vetores de apoio: estabilidade da frequência, controlo de tensão e aumento da potência de curto-circuito. Introduce-se, também, os diferentes tipos de compensadores síncronos, analisando-se em que medida cada um é mais adequado consoante o objetivo de aplicação no SEE. Por fim, com base numa avaliação qualitativa, apresenta-se uma comparação sumária entre a tecnologia síncrona e outras soluções disponíveis no mercado, completando a contextualização e estabelecendo, em conjunto com a revisão do estado da arte, uma base sólida para o desenvolvimento da metodologia proposta.

No capítulo 4, é estabelecida a metodologia de análise para a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos, incidindo sobre as principais modificações necessárias à sua implementação e apresentando diferentes critérios e procedimentos, técnicos e económicos, a serem utilizados como referência para validar a viabilidade da conversão. Apresentam-se, também, as vantagens e desvantagens face à construção de raiz de novos compensadores síncronos, formulando-se critérios destinados a apoiar a análise e a tomada de decisão, contribuindo assim para o desenvolvimento de soluções tecnicamente robustas, economicamente viáveis e capazes de reforçar a estabilidade dos SEE.

Em seguida, no capítulo 5, aplica-se a metodologia desenvolvida a um caso de estudo concreto, com o objetivo de validar a sua eficácia e demonstrar a sua aplicabilidade. Neste contexto, selecionou-se uma central termoelétrica, à qual foram aplicadas, passo a passo, as etapas de análise previstas na metodologia, de modo a avaliar a viabilidade técnica e económica da sua conversão em compensador síncrono. Realiza-se, ainda, uma análise dos resultados obtidos, discutindo-se as principais conclusões sobre a viabilidade da conversão, identificando-se as potencialidades, pontos fortes e limitações da metodologia e o grau de alcance dos objetivos definidos.

Por fim, no capítulo 6, são apresentadas as conclusões do trabalho realizado no âmbito desta dissertação, destacando-se os principais contributos e as perspetivas de trabalho futuro.

2 Estado da arte

Este capítulo apresenta uma revisão do estado da arte em torno da inércia dos sistemas elétricos de energia. Os aspetos apresentados neste capítulo permitem estabelecer uma base de conhecimento crucial para o estudo e desenvolvimento do tema, em particular da importância da inércia, permitindo retirar conclusões acerca dos desafios e oportunidades atuais nos sistemas elétricos de energia. Do resultado desta revisão resulta a identificação de aspetos fundamentais abordados nesta dissertação, nomeadamente, para o desenvolvimento da metodologia de análise para a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos.

2.1 Introdução

A inércia nos Sistemas Elétricos de Energia (SEE) é essencial para garantir a estabilidade da rede elétrica, contribuindo para uma operação segura e fiável. A inércia de um sistema elétrico pode ser entendida como a sua capacidade em se opor a mudanças súbitas na frequência, resultantes de situações de desequilíbrio entre a produção e o consumo, que ocorrem, por exemplo, pela saída da rede de um gerador aquando de um defeito. Quanto maior for a inércia de um sistema, maior será a sua estabilidade perante tais desequilíbrios e, portanto, menor o desvio de frequência que é observado na rede.

A inércia dos sistemas elétricos é assegurada, em grande medida, pela energia cinética acumulada pelas grandes massas rotativas dos sistemas de produção convencional, que rodam de forma síncrona com a rede, como é o caso das centrais termoelétricas, hídricas e nucleares (quando existentes) e dos compensadores síncronos [9]. O compromisso com o Pacto Ecológico Europeu, adotados por todos os Estados-Membros, tem acelerado a adoção de Fontes de Energia Renovável (FER), o que, embora essencial para a transição energética e para atingir a neutralidade carbónica na União Europeia, tem conduzido a uma redução global da inércia nos sistemas elétricos de energia [5], [6].

Neste contexto, em que a geração (síncrona), caracterizada por grandes massas rotativas vai sendo retirada de serviço, e as FER assumem cada vez mais predominância, as projeções da *European Network of Transmission System Operators for Electricity*² (ENTSO-E), publicadas em relatório de 2022, antecipam uma redução contínua e significativa da inércia dos SEE da Europa Continental entre 2025 e 2040, com valores ainda mais reduzidos do que os previstos nas projeções de 2020 [5]. Esta tendência é inclusive observada em três cenários distintos de transição energética estudados pela ENTSO-E, nomeadamente [14]:

- *Distributed Energy* (DE) – Cenário no qual se considera uma forte produção descentralizada a nível local ou nacional, assente essencialmente em fontes de energia renovável, e numa redução acentuada das importações de energia;
- *Global Ambition* (GA) – Cenário que reflete um mercado global com produção centralizada, assente em fontes de energia renovável, incluindo também a produção nuclear e a captura de carbono, tendo em vista a neutralidade carbónica;
- *National Trends* (NT) – Cenário baseado nas políticas energéticas já implementadas pelos Estados-Membros, tendo em vista a neutralidade carbónica.

A Figura 1 ilustra esta evolução, mostrando que, para os três cenários considerados, os valores de inércia equivalente H (s) para a Europa Continental nos anos 2030 e 2040 reduzem-se de forma contínua e significativa. Com efeito, à data da projeção, os dados mostram que a constante de inércia poderá, inclusive, atingir um terço do seu valor atual [5].

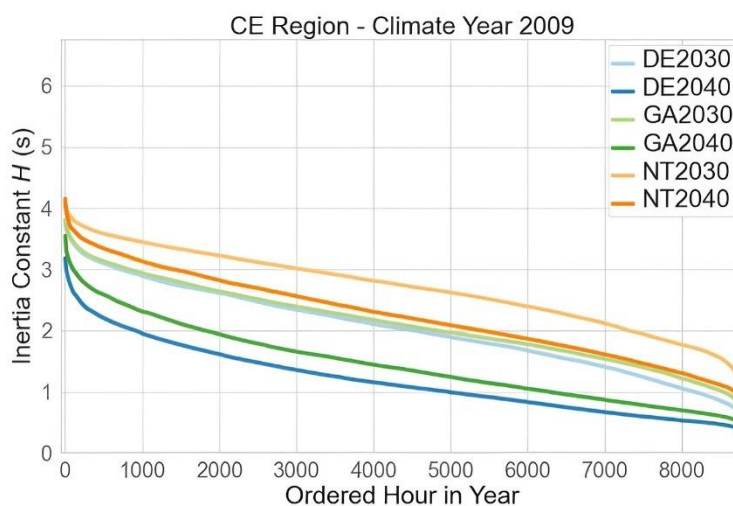


Figura 1 – Projeção dos valores de inércia equivalente H (s) para a Europa Continental, nos anos 2030 e 2040, considerando três cenários distintos de transição energética: DE, GA e NT. Retirado de [5].

² Organização que reúne os operadores das redes de transporte de eletricidade europeus, da qual faz parte, a título de exemplo, a Redes Energéticas Nacionais (REN).

Como se pode observar na Figura 2, esta tendência é ainda mais acentuada no Reino Unido, atendendo à sua geografia e à menor interligação com outros SEE em comparação com a Europa Continental [5], [15].

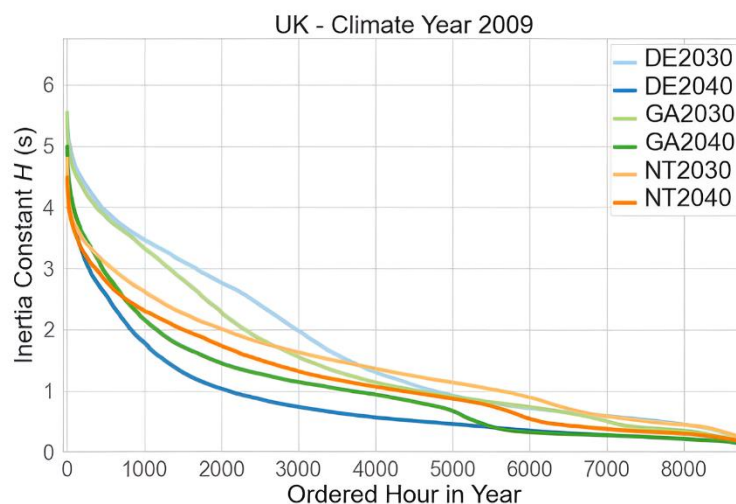


Figura 2 – Projeção dos valores de inércia equivalente H (s) para o Reino Unido, nos anos 2030 e 2040, considerando três cenários distintos de transição energética: DE, GA e NT. Retirado de [5].

Nos dois casos apresentados a redução da inércia mostra-se associada à crescente penetração de produção eólica e solar no consumo de energia, uma vez que este tipo de tecnologias, pelas suas características e pela forma como são interligadas à rede, ainda contribuem de uma forma muito reduzida para a inércia dos sistemas elétricos [5], [16]. Com efeito, a Tabela 1 apresenta a contribuição de inércia por tipo de produção na Europa Continental, valores que são também aplicáveis ao Reino Unido devido à natureza intrínseca e transversal das tecnologias associadas à produção de energia elétrica.

Tabela 1 – Constantes típicas de inércia por tipo de produção na Europa continental. Adaptado de [16].

Tipo de produção	H (s)	Fator de carga
Nuclear	5,9	0,96
Térmica – gás, carvão	4,2	0,54 – 0,60
Hídrica – convencional	2,7 – 3,7	0,46 – 0,61
Eólica	0	0
Solar	0	0
Outros	3,3 – 3,8	0,50 – 0,83

Como se pode observar nos dados da Tabela 1, a produção convencional destaca-se como a principal contribuidora para a inércia dos sistemas elétricos, e as tecnologias de energia eólica e solar, cada vez mais predominantes nos SEE, como aquelas que menos (ou nada) contribuem. Adicionalmente, pela natureza intermitente destas fontes de energia, a sua capacidade de assegurar inércia ao sistema acaba limitada, difícil de operacionalizar, exigindo uma

coordenação e controlo muito complexo, associada a sistemas de armazenamento de energia como as *Battery Energy Storage Systems* (BESS). Deste modo, a contribuição das FER para a inércia da Europa Continental é ainda considerada desprezável, o que justifica os valores nulos apresentados na Tabela 1.

Conforme se poderá analisar no capítulo 2.6 – *Inércia sintética*, já é possível encontrar em mercado tecnologias de produção eólica capazes de emular inércia, designada por inércia sintética, gerada através do controlo dos conversores de potência que interligam as fontes de energia primária (renovável) à rede. No entanto, estas tecnologias não contribuem para a inércia de igual forma que um gerador síncrono e encontram-se, ainda, numa fase de desenvolvimento emergente, pelo que a maioria dos equipamentos já instalados na Europa Continental não estão equipados com sistemas de controlo com a capacidade de produzir inércia sintética, apesar de parte destes poderem vir a ser convertidos no futuro [17].

Assim, sabendo da contribuição preponderante da produção convencional, nomeadamente das máquinas síncronas e seus acoplamentos para a inércia e estabilidade dos sistemas elétricos, importa estudar de que forma esta contribuição se origina, atendendo ao facto de um compensador síncrono, solução que se propõe estudar nesta dissertação, ser também, como o próprio nome sugere, uma máquina síncrona.

2.2 Inércia síncrona

O ponto de partida para determinar a inércia síncrona de uma máquina elétrica passa por quantificar a energia cinética acumulada pelas suas grandes massas rotativas, que rodam de forma síncrona na rede. A energia cinética acumulada de um corpo em movimento de rotação pode ser calculada a partir da equação (2.1):

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega^2 \quad (2.1)$$

Onde:

- J corresponde ao momento de inércia da massa rotórica (e seus acoplamentos) em $kg \cdot m^2$, ou seja, uma propriedade mecânica intrínseca;
- ω é a velocidade angular em rad/s;
- E_c é a energia acumulada por um corpo em movimento de rotação, expressa em joules ou $W \cdot s$;

Substituindo a velocidade angular ω pela sua relação com a frequência $\omega = 2\pi f$, a equação (2.2) pode ser simplificada para:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot J \cdot (2\pi f)^2 \quad (2.2)$$

Já a constante de inércia de um gerador síncrono H_i pode ser definida como sendo a relação entre a energia cinética acumulada pelo corpo em movimento de rotação, isto é, pela massa rotórica e seus acoplamentos, e a potência aparente nominal da máquina [18]:

$$H_i = \frac{E_c}{S_n} = \frac{J \cdot (2\pi f)^2}{2 \cdot S_n} \quad (2.3)$$

Onde:

- S_n é a potência aparente nominal da máquina, em MVA;
- H_i é a constante de inércia de um gerador síncrono, em segundos.

Analisando as unidades de medida da equação (2.3), podemos verificar o motivo pelo qual a constante de inércia de um gerador síncrono H_i é expressa em segundos, pois:

$$H_i = \frac{E_c}{S_n} = \frac{MJ}{MVA} = \frac{MW \cdot s}{MW} = s$$

Assim, a partir da equação (2.3), conclui-se que a inércia rotacional oferecida por um gerador síncrono é diretamente proporcional à energia cinética acumulada pelas massas rotóricas (e seus acoplamentos) em movimento de rotação, energia que é libertada de forma imediata perante um desequilíbrio na rede, atenuando de forma natural a variação na frequência perante tal evento. Ao mesmo tempo, permite compreender o motivo pelo qual a constante de inércia (síncrona) das fontes de energia renovável, como a solar e a eólica, ser considerada nula, nomeadamente, devido à ausência de massas girantes em movimento de rotação sincronizadas com a rede³.

2.2.1 Equação de movimento de uma máquina síncrona

Por forma a analisar e relacionar o comportamento de uma máquina síncrona perante um desequilíbrio na rede, e de como a inércia rotacional atenua, de forma natural, a variação de frequência que daí poderá surgir, é fundamental analisar a equação de movimento de uma máquina síncrona.

Assim, tomando como exemplo um gerador síncrono acoplado a uma turbina, este “*pode ser representado como uma grande massa em movimento de rotação, com dois binários que atuam em oposição*” [20], tal como é ilustrado na Figura 3.

³ Com exceção feita aos aerogeradores de velocidade fixa, tecnologia já amplamente em desuso, mas que, por serem diretamente acoplados à turbina (por via de uma caixa de velocidades) permitiam, no passado, contribuir com inércia síncrona [19].

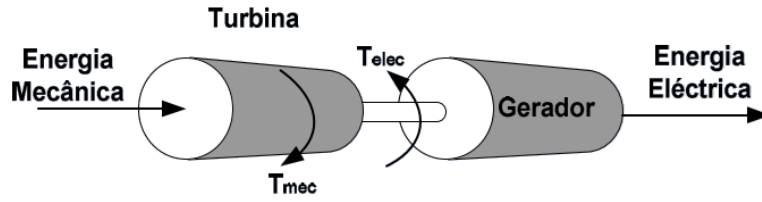


Figura 3 – Binário mecânico e elétrico num grupo de produção. Adaptado de [20].

Conforme referido por [20], o binário mecânico gerado pela turbina, T_{mec} , atua de forma a aumentar a velocidade angular ω , enquanto o binário eletromagnético, T_{elec} , produzido pelo gerador, atua para reduzir essa mesma velocidade. Quando os binários se igualam em amplitude, a velocidade angular ω torna-se constante. Com base no referido, podemos concluir que o sistema se encontra num estado de estabilidade sempre que se verifique a equação (2.4):

$$T_{mec} = T_{elec} \quad (2.4)$$

Perante um desequilíbrio na rede à qual este gerador síncrono está ligado, como, por exemplo, devido a uma alteração substancial no diagrama de cargas, o binário eletromagnético, T_{elec} , do gerador torna-se superior ao binário mecânico, T_{mec} , reduzindo a velocidade de todo o sistema de acordo com a seguinte equação [20]:

$$J \frac{d}{dt}(\Delta\omega) = T_{mec} - T_{elec} = T_a \quad (2.5)$$

Onde:

- J corresponde ao momento de inércia da massa rotórica (e seus acoplamentos) em $kg \cdot m^2$, uma propriedade mecânica intrínseca;
- $\frac{d}{dt}(\Delta\omega)$ é a aceleração angular da máquina em rad/s^2 ;
- T_a é o binário de aceleração da máquina em $N \cdot m$;
- Não são considerados amortecimentos com origem nas perdas mecânicas e elétricas.

Na equação (2.5), $\Delta\omega$ representa o desvio da velocidade angular em relação à velocidade nominal (ou de sincronismo), em rad/s , e que pode ser dado por [20]:

$$\Delta\omega = \frac{d\delta}{dt} \quad (2.6)$$

Onde:

- δ é o desvio angular da máquina em relação a um eixo de referência síncrono.

Da equação (2.6), demonstra-se que a variação do desvio angular δ , ao longo do tempo t , corresponde à diferença de velocidade angular entre a máquina e a velocidade nominal ω (ou de sincronismo). Aplicando a segunda derivada em relação ao tempo t , podemos obter a aceleração angular da máquina:

$$\frac{d}{dt}(\Delta\omega) = \frac{d}{dt}\left(\frac{d\delta}{dt}\right) = \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (2.7)$$

Desta forma, é possível simplificar a equação de movimento (2.5) pelo resultado obtido na equação (2.7). Assim, temos:

$$J \frac{d}{dt}(\Delta\omega) = T_{mec} - T_{elec} = T_a \quad \Leftrightarrow$$

$$J \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_{mec} - T_{elec} \quad (2.8)$$

Multiplicando ambos os lados da equação (2.8) pela velocidade nominal ω , obtemos:

$$J \frac{d^2\delta}{dt^2} \cdot \omega = P_{mec} - P_{elec} \quad (2.9)$$

Sabendo que o momento angular por um corpo em movimento de rotação é dado pela 2ª Lei de Newton aplicada ao movimento de rotação, temos que:

$$M = J \cdot \omega \quad (2.10)$$

Onde:

- M corresponde ao momento angular, expresso em $kg \cdot m^2/s$;
- J corresponde ao momento de inércia da massa rotórica (e seus acoplamentos) em $kg \cdot m^2$, uma propriedade mecânica intrínseca;
- ω é a velocidade angular em rad/s.

Uma vez que a máquina síncrona roda, em condições normais, à velocidade de sincronismo com a rede (ou muito próxima), exceto quando o limite de estabilidade é excedido, M pode ser considerado constante [18]. Com base neste pressuposto pode-se então considerar $M = J$.

Assim, a equação da constante de inércia de um gerador síncrono H_i , dada na equação (2.3) pode ser reescrita como:

$$H_i = \frac{J \cdot \omega^2}{2 \cdot S_n} = \frac{M \cdot \omega^2}{2 \cdot S_n} \quad (2.11)$$

Escrevendo a equação (2.12) em ordem ao momento angular M , obtém-se:

$$M = \frac{2 \cdot H_i \cdot S_n}{\omega^2} \quad (2.13)$$

Logo, se nas condições anteriormente referidas $M = J$, podemos simplificar a equação de movimento em (2.9), para:

$$\frac{2 \cdot H_i \cdot S_n}{\omega} \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_{mec} - P_{elec} \quad (2.14)$$

Finalmente, considerando todas as unidades em p.u. (*per unit*), é possível simplificar a equação de movimento para:

$$\frac{2 \cdot H_i}{\omega} \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_{mec} - P_{elec} = P_a \quad (2.15)$$

A equação de movimento em (2.15) traduz, portanto, o comportamento dinâmico do rotor em relação ao eixo de referência síncrono, permitindo concluir que, perante um desequilíbrio na rede, quanto maior for a constante de inércia H_i de um gerador síncrono, menor será a aceleração angular e, conseqüentemente, menor o desvio de frequência em relação ao valor nominal ou de sincronismo, situação desejável para manter a estabilidade durante tal evento. Isto, equivale a afirmar que valores elevados da constante de inércia H_i contribuem para uma menor taxa de variação da frequência (em Hz/s) durante situações de desequilíbrio, oferecendo robustez aos SEE, isto é, capacidade de manter a frequência na vizinhança dos valores nominais.

2.3 Taxa de variação da frequência

Nos subcapítulos anteriores foi demonstrada a importância da inércia das máquinas síncronas para a estabilidade da rede elétrica, uma vez que esta determina a capacidade dos SEE em se oporem a variações súbitas de frequência, por exemplo, perante desequilíbrios significativos entre a produção e o consumo. Demonstrou-se também, através da equação de movimento (ou de oscilação), que tais perturbações afetam a velocidade angular das máquinas e, conseqüentemente, a frequência, afastando-a dos valores nominais.

Para quantificar a velocidade com que ocorre este desvio de frequência num SEE, utiliza-se o indicador RoCoF (*Rate of Change of Frequency*), que reflete diretamente a robustez do sistema perante um desequilíbrio, e cuja relação com a máquina síncrona se apresenta em seguida.

2.3.1 Cálculo da taxa de variação da frequência

Para calcular o valor da taxa de variação da frequência, também conhecida como indicador RoCoF, podemos partir da equação de movimento já apresentada anteriormente em (2.5). No entanto, como a equação de movimento é desenvolvida em ordem a uma máquina síncrona H_i ,

e o indicador RoCoF é habitualmente utilizado tendo por base todos os geradores interligados num SEE, interessa, em primeiro lugar, definir a constante de inércia do sistema H_{sys} , calculada a partir da média ponderada de todas as contribuições:

$$H_{sys} = \sum_{i=1}^n \frac{H_i \cdot S_i}{S_{sys}} \quad (2.16)$$

Onde:

- H_i é a constante de inércia de um gerador síncrono i , em segundos;
- S_i é a potência aparente nominal do gerador síncrono i , em MVA;
- S_{sys} é a potência aparente nominal de todos os grupos interligados ao sistema, em MVA;
- H_{sys} é a constante de inércia do sistema, em segundos.

Multiplicando, agora, ambos os lados da equação de movimento apresentada em (2.5), pela velocidade angular ω , obtém-se a conversão dos binários em potência, logo resulta:

$$J \frac{d}{dt}(\Delta\omega) \cdot \omega = P_{mec} - P_{elec} \quad (2.17)$$

Expressando o momento de inércia J , em função da constante de inércia do sistema H_{sys} , conforme se apresenta na equação (2.11), podemos substituir J na equação de movimento por:

$$\frac{2 \cdot H_{sys} \cdot S_n}{\omega^2} \cdot \frac{d}{dt}(\Delta\omega) \cdot \omega = P_{mec} - P_{elec} \quad (2.18)$$

Sabendo que $\Delta\omega = 2\pi\Delta f$, a derivada de $\frac{d}{dt}(\Delta\omega)$ em ordem ao tempo pode ser escrita como:

$$\frac{d}{dt}(\Delta\omega) = 2\pi \frac{df}{dt} \quad (2.19)$$

Desta forma, podemos simplificar a equação de movimento em (2.17) para:

$$\begin{aligned} \frac{2 \cdot H_{sys} \cdot S_{sys}}{\omega^2} \cdot 2\pi \frac{df}{dt} \cdot \omega &= P_{mec} - P_{elec} && \Leftrightarrow \\ \frac{2 \cdot H_{sys} \cdot S_{sys}}{2\pi f} \cdot 2\pi \frac{df}{dt} &= P_{mec} - P_{elec} && \Leftrightarrow \\ \frac{2 \cdot H_{sys} \cdot S_{sys}}{f} \cdot \frac{df}{dt} &= P_{mec} - P_{elec} && (2.20) \end{aligned}$$

Assim, uma vez que $P_{mec} - P_{elec}$ pode ser representado por ΔP , e reorganizando a equação em ordem à taxa de variação de frequência $\frac{df}{dt}$, obtém-se:

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P}{S_{sys}} \cdot \frac{f}{2 \cdot H_{sys}} \quad (2.21)$$

Logo, se o indicador RoCoF representa o desvio de frequência que ocorre num determinado intervalo de tempo, pode-se substituir $\frac{df}{dt}$ por RoCoF, obtendo-se:

$$RoCoF = \frac{\Delta P}{S_{sys}} \cdot \frac{f}{2 \cdot H_{sys}} \quad (2.22)$$

Onde:

- ΔP corresponde ao desequilíbrio de potência entre a produção e consumo em MW;
- S_{sys} é a potência total instalada no sistema em MVA;
- f é a frequência nominal do sistema em Hz;
- H_{sys} é a constante de inércia do sistema em MWs/MVA, calculada a partir da contribuição resultante dos geradores síncronos interligados num sistema elétrico de energia;
- $RoCoF$ é a taxa de variação de frequência no momento do desequilíbrio em Hz/s.

Analisando a expressão da equação (2.22), verifica-se, conforme esperado, que o indicador RoCoF é inversamente proporcional à constante de inércia do sistema H_{sys} . Assim, quanto maior for a inércia do sistema, menor será a taxa de variação da frequência perante um desequilíbrio.

2.3.2 Impacto da inércia na taxa de variação da frequência

A partir do referido anteriormente, é possível aferir o impacto da inércia na estabilidade e operação dos SEE, devido à sua relação direta com o indicador RoCoF. Com efeito, sistemas com valores elevados de RoCoF, isto é, com baixa inércia, reduzem o tempo disponível para a ativação dos mecanismos de regulação de frequência da rede, o que pode conduzir ao colapso do sistema caso sejam atingidos valores de frequência fora do intervalo seguro e desejado de operação.

Este conceito é ilustrado na Figura 4, onde se compara o desvio de frequência registado após um desequilíbrio entre a produção e o consumo, em sistemas elétricos com baixa e elevada inércia.

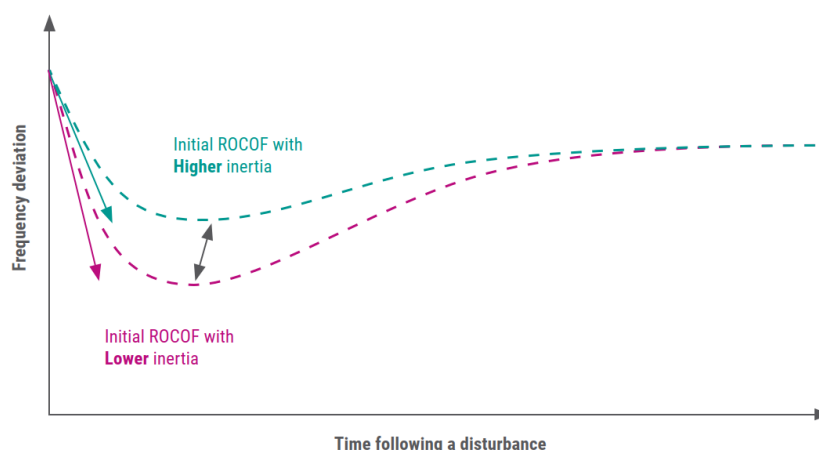


Figura 4 – Evolução do desvio de frequência após um desequilíbrio entre produção e consumo, em sistemas com baixa e elevada inércia, e a sua relação com a RoCoF. Retirado de [9].

Conforme se pode observar na Figura 4, verifica-se uma RoCoF mais acentuada para o sistema de baixa inércia (a roxo), resultando em valores mínimos da frequência (ou *Nadir*⁴) que podem ultrapassar os valores considerados limite para a estabilidade dos SEE e desencadear a desconexão dos geradores síncronos, com o conseqüente colapso em cascata do sistema. Com efeito, embora os geradores em serviço na Europa Continental devam ser capazes de funcionar sem se desligarem da rede num intervalo de frequências entre 47,5 e 51,5 Hz (por determinados períodos de tempo) [21], estudos demonstram que, valores *Nadir* inferiores a 49 Hz podem desencadear situações críticas para a estabilidade da rede [22].

Assim, os Operadores da Rede de Transporte (ORT), tanto em Portugal como em muitos outros Estados-Membros, definem o valor *Nadir* em 49 Hz como limiar para a ativação do deslastre de cargas, enquanto medida de mitigação do desequilíbrio entre a produção e o consumo. Este é, aliás, um valor considerado em diversas regiões, como se apresenta na Tabela 2 [23], [24].

Tabela 2 – Limiares de ativação para o deslastre de cargas em diferentes zonas da rede elétrica. Adaptado de [23], [24].

Zona	Frequência de ativação (Hz)	Origem da decisão
Europa Continental	49	Recomendação ENTSO-E
Nórdica	49	Recomendação ENTSO-E
Reino Unido	49	Recomendação ENTSO-E
Irlanda	49	Recomendação ENTSO-E
Países Bálticos	49	Recomendação ENTSO-E
Portugal	49	Diretiva n.º 13/2023 da ERSE

⁴ Termo habitualmente utilizado para referir o valor mínimo da frequência atingido durante um desequilíbrio na rede elétrica, próximo do limite de estabilidade ou do limiar de ativação das proteções de subfrequência.

Analisando agora, na Figura 5, o comportamento da frequência ao longo do tempo após um desequilíbrio, entre sistemas com baixa e elevada inércia, verifica-se a importância da inércia não só ao amortecer a taxa de variação de frequência (RoCoF), mas também ao evitar que seja atingido o valor de frequência *Nadir*, correspondente aos limiares de ativação do deslastre de cargas apresentados na Tabela 2.

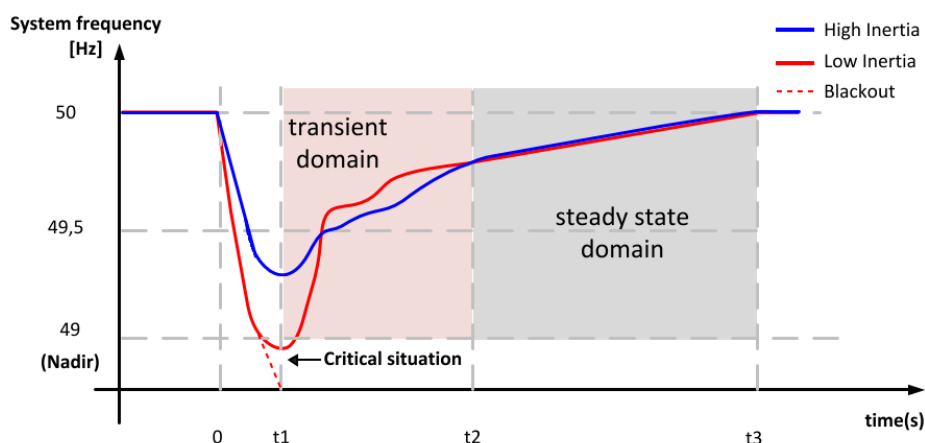


Figura 5 – Comportamento da frequência ao longo do tempo após um desequilíbrio entre sistemas com baixa e elevada inércia, e a sua relação com o valor *Nadir*. Adaptado de [23].

Como se pode observar na Figura 5, o sistema de baixa inércia, representado pela linha vermelha, na presença de um desequilíbrio apresenta uma RoCoF elevada (declive acentuado), levando a que rapidamente se ultrapasse a frequência *Nadir* (*critical situation* em $t \approx t_1$), cruzando os limites que asseguram a estabilidade do sistema. Esta situação pode desencadear a saída de serviço dos geradores em operação e, conseqüentemente, um *blackout*, como representado pela linha vermelha tracejada.

Já no sistema com elevada inércia, representado pela linha azul, a RoCoF é visivelmente menor, sendo que, no mesmo instante ($t \approx t_1$), a frequência do sistema ainda se encontra distante do valor *Nadir*. Este aspeto assume um papel preponderante na estabilidade dos sistemas elétricos, pois disponibiliza um intervalo de tempo entre ($0 \leq t \leq t_1$) que permite aos ORT ativar os mecanismos de controlo da frequência previstos nos Serviços de Sistema, antes que o valor crítico da frequência *Nadir* seja atingido, através da reposição do equilíbrio entre a produção e consumo de potência ativa.

A inércia dos SEE é, por isso, particularmente importante neste período, também conhecido como período transitório (ou *transient domain*), que decorre imediatamente após a ocorrência de um desequilíbrio, durante o qual atua como mecanismo que amortece as oscilações de frequência, mantendo-a acima do valor *Nadir*, até que os ORT possam ativar os referidos mecanismos de regulação previstos nos Serviços de Sistema.

2.3.3 Comportamento da frequência ao longo das etapas de regulação

Como se concluiu, a inércia oferece um intervalo de tempo (*buffer*) durante o período transitório (*transient domain*), permitindo aos ORT ativar os mecanismos de controlo da frequência previstos nos Serviços de Sistema. Estes mecanismos, que serão abordados em maior detalhe durante a presente dissertação, correspondem a diferentes etapas de regulação que decorrem de forma sequencial no tempo, e durante as quais a frequência do sistema é progressivamente reposta através do equilíbrio entre a produção e o consumo de potência ativa. Na Figura 6, é possível observar como cada mecanismo, após a resposta inercial, contribui para a reposição do equilíbrio da rede elétrica, considerando novamente dois sistemas elétricos com diferentes valores de inércia.

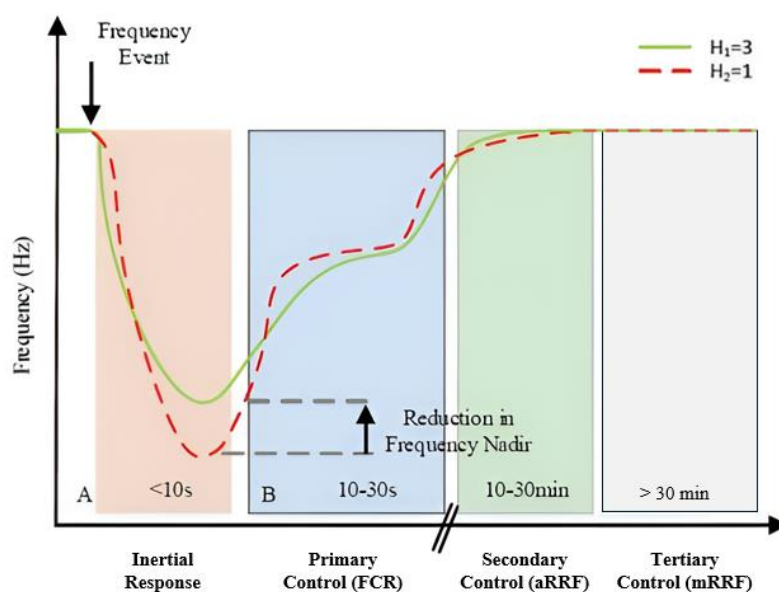


Figura 6 – Comportamento típico da frequência ao longo das diferentes etapas de regulação da frequência considerando dois sistemas com diferentes valores de inércia. Adaptado de [25].

Como se pode observar na Figura 6, para sistemas com diferentes valores da constante de inércia ($H_1 = 3\text{ s}$) e ($H_2 = 1\text{ s}$), não só as taxas de variação da frequência são, como já ilustrado no exemplo anterior, bastante distintas, sendo maior no caso de H_2 , como também a resposta exigida a cada mecanismo de controlo implica um esforço acrescido para recuperar a estabilidade. Este esforço adicional é particularmente assinalável na primeira etapa, na qual o sistema H_2 se desvia significativamente dos valores nominais da rede, em comparação com o sistema de maior inércia H_1 , exigindo, assim, um maior contributo dos mecanismos de controlo.

Por este motivo, os mecanismos de controlo de frequência, quer em Portugal, quer em vários outros Estados-Membros, são tipicamente desenhados para que a ativação se dê quando a frequência do sistema atinge os limites de 49,5 Hz ou de 50,5 Hz [21]. Com efeito, a Tabela 3 apresenta o intervalo estabelecido pela Comissão Europeia, de acordo com o Regulamento (UE) 2016/631 que define os requisitos para a ligação de geradores de eletricidade à rede na Europa Continental, bem como os valores posteriormente adotados por Portugal.

Tabela 3 – Valores limiares para ativação dos mecanismos de controlo de frequência na Europa Continental e os limites adotados por Portugal. Adaptado de [21], [26].

Zona síncrona	Parâmetros	Frequência de ativação (Hz)
Europa Continental	Modo de resposta às subfrequências	49,5 – 49,8
Portugal	Modo de resposta às subfrequências	49,8
Europa Continental	Modo de resposta às sobrefrequências	50,2 – 50,5
Portugal	Modo de resposta às sobrefrequências	50,2

Como se pode ver na Tabela 3, o Regulamento Europeu prevê intervalos de frequência dentro dos quais cada Estado-Membro define os seus próprios limites para a ativação dos mecanismos, considerando as características das suas redes e desde que respeitados os intervalos recomendados [21]. No caso de Portugal, e como ilustrado na tabela, o Governo optou por definir os limites mais restritivos do intervalo, obrigando a que a ativação destes mecanismos ocorra o mais cedo possível após um distúrbio [26]. Ainda assim, a inércia continua a mostrar-se fundamental para evitar taxas de variação da frequência elevadas, garantindo que, entre o momento de ativação dos mecanismos e a sua gradual resposta, sejam evitadas situações críticas para a estabilidade dos SEE, que possam levar à ativação do deslastre de cargas ou a um eventual *split* da rede.

2.3.4 Separação dos sistemas elétricos de energia

O risco de um *split* da rede, ou separação dos sistemas elétricos de energia, pode ser entendido como uma situação em que uma área síncrona – onde todos os elementos do sistema elétrico de energia operam à mesma frequência – se divide em duas (ou mais) subáreas, passando estas a operar de forma isolada, e com valores de frequência instantânea distintos. Esta ocorrência pode ser desencadeada, por exemplo, por um desequilíbrio entre a produção e consumo, causado pela saída abrupta de serviço de uma linha de transporte (*e.g.*, devido a um defeito). Nestas condições, a taxa de variação de frequência (ou RoCoF) registada pode ser de tal forma elevada que a melhor solução, para evitar o colapso em cascata de todos os sistemas elétricos de energia em sincronismo, passa por separar essa área síncrona em duas ou mais subáreas, procurando conter ou isolar a origem do defeito.

À data deste trabalho, a área síncrona da Europa Continental constitui a maior rede elétrica interligada e sincronizada do mundo, da qual faz parte, na sua maioria, os países da União Europeia [27]. Na Figura 7 encontram-se representadas, com diferentes cores, as áreas síncronas estabelecidas na Europa e nos países vizinhos à data desta publicação [9], [27], [28].

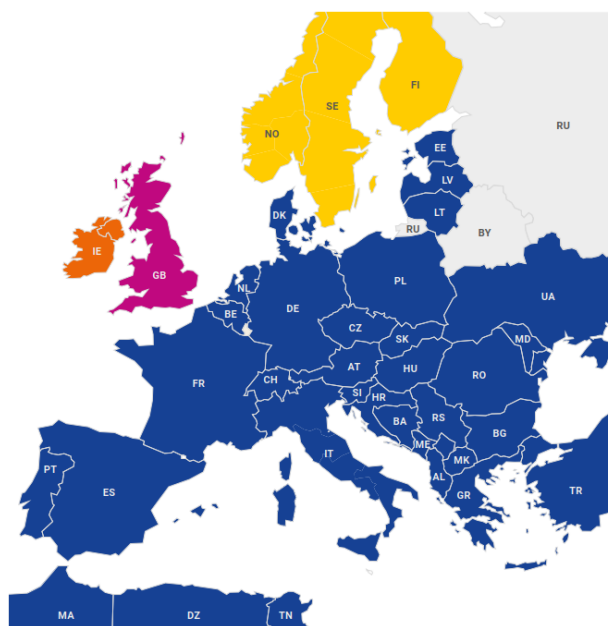


Figura 7 – Divisão das áreas síncronas na Europa Continental e nos países vizinhos. Adaptado de [9].

Como se observa na Figura 7, na Europa Continental e nos países vizinhos existem, no total, quatro áreas síncronas. Embora essas áreas estejam até interligadas entre si⁵, regulam a frequência de forma independente e entre as quais o valor instantâneo da frequência difere a cada instante. As quatro áreas síncronas identificadas são:

- Europa Continental – à qual estão sincronizados outros países que não são Estados-Membros da UE, como por exemplo, a Albânia, a Suíça e a Turquia, além de países no Norte de África como a Argélia, Marrocos e a Tunísia;
- E ainda as áreas síncronas Nórdica, do Reino Unido e da Irlanda.

O exemplo de um *split* ocorreu a 24 de julho de 2021, quando uma série de ocorrências nas interligações entre França e Espanha causou a separação dos SEE da Península Ibérica da área síncrona da Europa Continental, devido ao forte desequilíbrio entre a produção e o consumo, originado pela interrupção abrupta das importações de energia [10], [29].

Após a separação, a RoCoF na Península Ibérica registou um valor pico de $-1,03 \text{ Hz/s}$, com a frequência a descer até ao valor mínimo (*Nadir*) de $48,67 \text{ Hz}$ cerca de 4,6 segundos após o *split*, ultrapassando não só o limiar para ativação dos mecanismos de controlo da frequência ($49,8 \text{ Hz}$), mas também o limiar de estabilidade (49 Hz), o que levou à ativação automática do deslastre de cargas. Para restabelecer o equilíbrio entre a produção e o consumo, foram deslastrados 4251 MW de carga e 2609 MW de bombagem hidroelétrica em Portugal e Espanha. A re-sincronização com a Europa Continental foi restabelecida cerca de 33 minutos após o *split*.

⁵ Em corrente contínua e, por isso, sem necessidade de sincronizar as frequências.

2.3.5 Limites recomendados para a taxa de variação de frequência

Com vista a prevenir a ocorrência de *splits* nas áreas síncronas, bem como outros fenómenos prejudiciais à estabilidade dos SEE, recomenda-se que sejam asseguradas condições para que, na sequência de uma perturbação na rede, a taxa de variação de frequência (RoCoF) se mantenha reduzida. Assim, as oscilações de frequência são, num primeiro instante, amortecidas pela resposta inercial, aumentando o tempo disponível para ativar os mecanismos de regulação de frequência da rede e impedir o colapso do sistema.

Para a área síncrona da Europa Continental, o valor limite recomendado para a RoCoF é de 1 Hz/s, patamar a partir do qual é considerada provável a ocorrência de um *split* na área síncrona [11]. Neste contexto, é de destacar o Projeto Inércia, iniciado pela ENTSO-E em 2021, que tem entre os seus objetivos analisar o impacto da crescente penetração de fontes de energia renovável e da conseqüente redução dos níveis de inércia. Os resultados mais recentes deste estudo [30] indicam que, até 2040, o número estimado de eventos com RoCoF inicial superior a 1 Hz/s aumentará significativamente caso não sejam implementadas medidas corretivas. Com efeito, mesmo no cenário mais conservador relativamente ao ritmo da transição energética até 2030, o estudo conclui pela adoção imediata de medidas para aumentar os níveis de inércia em toda a área síncrona da Europa Continental.

Para este efeito, é proposta uma «*no-regret approach*» que inclui o reforço dos níveis de inércia em cerca de 73 GWs no curto prazo e 267 GWs no médio-longo prazo, por forma a repor a inércia em níveis equiparáveis aos observados em 2019, considerados seguros [30]. Para melhor perceção da magnitude desta recomendação, pode tomar-se como referência um compensador síncrono típico, com potência nominal de 250 MVA e $H = 7$ s (ou seja, de elevada inércia). Atendendo às necessidades identificadas, tal equivale à instalação de aproximadamente 42 compensadores síncronos no curto prazo e 153 no médio e longo prazo. Estes indicadores evidenciam como a esperada redução dos níveis de inércia podem comprometer a robustez e estabilidade dos SEE da Europa Continental.

Entre as soluções possíveis, o estudo identifica a instalação de compensadores síncronos como uma das medidas que poderá, de forma eficaz e no curto-médio prazo, contribuir para mitigar a tendência de redução da inércia dos SEE, oferecendo a robustez e estabilidade de que os sistemas elétricos necessitam para operar de forma fiável e segura [30].

2.4 Serviço de Sistemas como apoio à estabilidade da rede

A estabilidade associada aos sistemas elétricos de energia depende de um conjunto de mecanismos que visam, entre outros objetivos, garantir o equilíbrio constante entre a produção e o consumo de energia, mantendo a frequência dentro de intervalos seguros, e a tensão estável e em níveis considerados adequados. Estes mecanismos asseguram, assim, que os SEE operam de forma estável, fiável e segura, em conformidade com os intervalos de frequência e de tensão definidos nos códigos de rede aplicáveis em cada Estado-Membro.

Em Portugal, assim como em vários países da União Europeia, estes mecanismos são conhecidos como Serviços de Sistema (ou por *Ancillary Services*) que, apesar de diferirem entre si, têm como objetivo comum assegurar a estabilidade da rede [31]. Com efeito, o Regulamento (UE) 2017/1485 da Comissão Europeia estabelece orientações sobre a operação das redes de transporte de eletricidade⁶, definindo mecanismos de controlo da frequência e de tensão, a fim de garantir a segurança operacional das redes elétricas dos Estados-Membros e os quais em seguida se abordam em maior detalhe.

2.4.1 Regulação da frequência

Com a coordenação da ENTSO-E, da qual fazem parte todos os Operadores da Rede de Transporte (ORT) da área síncrona da Europa Continental, e com base no Regulamento (UE) 2017/1485, foram estabelecidos pelo menos quatro mecanismos principais de controlo de frequência, de modo a implementar as orientações deste regulamento, nomeadamente:

- Reserva de Contenção da Frequência (RCF), ou *Frequency Containment Reserve* (FCR), também conhecida em Portugal como Reserva de Regulação Primária, refere-se às reservas de potência ativa disponíveis para conter a frequência da rede após um desequilíbrio. Neste mecanismo, que em Portugal é de serviço obrigatório e não remunerado (ao contrário do que acontece em vários países da UE e da recomendação da Comissão Europeia para o estabelecimento de um mercado [24], [32]), os geradores hídricos ou térmicos em serviço ajustam a potência produzida de forma quase imediata, através dos reguladores de velocidade das turbinas, dando resposta às variações de frequência causadas pelo desequilíbrio entre a produção e o consumo;
- Reserva automática de Restabelecimento da Frequência (aRRF), também conhecida em Portugal como Reserva de Regulação Secundária, refere-se às reservas de potência ativa disponíveis para restabelecer a frequência da rede ao valor nominal e repor o equilíbrio elétrico de uma zona síncrona;
- Reserva manual de Restabelecimento da Frequência (mRRF), referente às reservas de potência ativa cuja ativação é efetuada de forma manual pelos ORT;
- Reserva de Reposição (RR), referente às reservas de potência ativa disponíveis para restabelecer ou apoiar o nível de RFF exigido no sistema.

Em 2020, os países da área síncrona nórdica implementaram ainda um novo mecanismo de controlo de frequência, designado por *Fast Frequency Response* (FFR), como medida para compensar a redução da inércia associada à elevada dependência das FER [33]. Este mecanismo caracteriza-se pela capacidade de disponibilizar 100 % da sua reserva num período de 1 a 2 segundos, conforme os requisitos da área síncrona, recorrendo tipicamente à associação de FER com tecnologias de *Energy Storage Systems* (ESS) para suportar este fim [34], [35]. O

⁶ Aplicáveis aos operadores da rede de transporte e de distribuição.

mecanismo FFR foi também entretanto adotado por outros países, como a Irlanda e a Espanha [33].

Embora o produto FFR ofereça uma resposta mais rápida em comparação com os mecanismos tradicionais de controlo da frequência, graças à sua capacidade de injetar rapidamente potência ativa na rede em caso de um desequilíbrio entre produção e consumo, não é capaz, no momento exato do desequilíbrio, de impedir uma RoCoF inicial elevada, uma vez que não possui características intrínsecas de inércia, ao contrário da geração síncrona, que proporciona uma resposta imediata fruto da energia cinética acumulada pelas suas grandes massas rotativas. Este é um fator crucial em situações de desequilíbrio, uma vez que, como se mencionou em 2.3.5, valores iniciais de RoCoF superiores a 1 Hz/s podem conduzir a *splits* nas áreas síncronas.

2.4.2 Etapas de regulação da frequência e resposta dos sistemas elétricos

Para melhor contextualização de como e quando cada mecanismo de controlo de frequência contribui para a regulação e estabilidade dos SEE, a Figura 8 apresenta a contribuição típica dos diferentes mecanismos de controlo num sistema elétrico típico, após um desequilíbrio entre a produção e consumo.

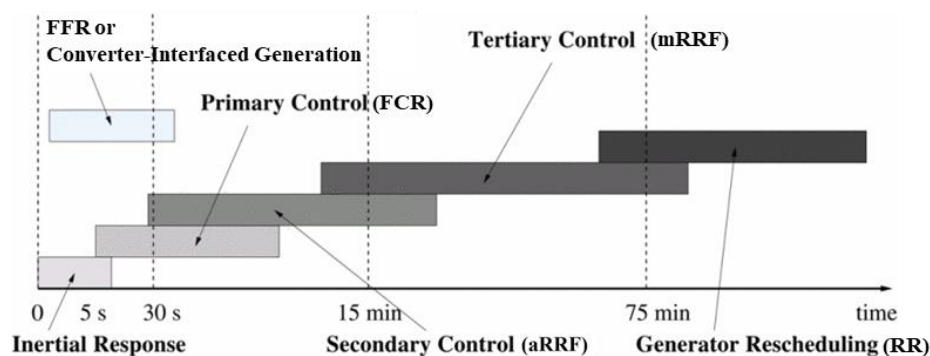


Figura 8 – Etapas de regulação de frequência num sistema elétrico típico com recurso aos Serviços de Sistema. Adaptado de [36].

Como ilustra a Figura 8, a resposta inercial (imediate), associada à inércia síncrona, é a primeira medida para assegurar a estabilidade da frequência nos instantes iniciais após uma perturbação, sendo, portanto, a única capaz de limitar os valores iniciais da RoCoF, oferecendo um intervalo de tempo (ou *buffer*) para que os ORT possam ativar os mecanismos de controlo de frequência previstos na sua zona síncrona. A Figura 8 apresenta ainda, na barra horizontal azul, a resposta típica das reservas FFR e dos sistemas com emulação de inércia, gerada através do controlo dos conversores de potência que interligam as fontes de energia renováveis à rede. Apesar dos avanços tecnológicos, estas soluções apresentam não só uma contribuição limitada, mas também uma ativação que não é imediata (como se pode observar na Figura 8), ao contrário da geração síncrona, uma vez que não possuem massas girantes sincronizadas com a rede [9], [17].

Os mecanismos de controlo de frequência anteriormente apresentados consistem em reservas de potência ativa, geralmente associadas a módulos geradores, com uma capacidade de resposta da potência ativa à frequência cuja rapidez varia em função das suas características e da magnitude do desequilíbrio. Com efeito, as características intrínsecas dos grupos de produção convencionais, amplamente presentes nestes mecanismos, determinam a velocidade de resposta do sistema perante um desequilíbrio, uma vez que os geradores apresentam limitações intrínsecas relativamente aos blocos de carga que podem assegurar em cada instante, ao seu tempo de ativação, e ao facto de estarem ou não já sincronizados com a rede para fornecer a resposta necessária.

Neste contexto, o Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão Europeia, relativo aos requisitos de ligação de geradores de eletricidade à rede, estabelece tempos máximos para a ativação da resposta de potência ativa à frequência não superiores a dois segundos, e ainda um tempo máximo de 30 segundos para a ativação plena da resposta do gerador, procurando assim minimizar o atraso entre o momento do desequilíbrio e a resposta efetiva do sistema [21]. A Tabela 4 apresenta um resumo dos principais requisitos estabelecidos no referido regulamento.

Tabela 4 – Requisitos para a ativação da resposta da potência ativa para um gerador em serviço na zona síncrona da Europa Continental. Adaptado de [21].

Parâmetros ⁷	Requisito
Atraso inicial máximo admissível para geradores com inércia	2 segundos
Atraso inicial máximo admissível para geradores sem inércia	Especificado pelo ORT competente
Ativação plena da resposta do gerador	30 segundos

Com base nos dados apresentados na tabela, pode facilmente concluir-se que, desde o momento da ativação até à resposta plena dos geradores ou sistemas responsáveis pela injeção de potência ativa na rede, cujos efeitos podem demorar até 4,6 segundos a fazerem-se sentir como registado durante o *split* da Península Ibérica em 2021, é a inércia intrínseca das máquinas síncronas que assegura a estabilidade da frequência dos sistemas elétricos de energia durante esse período.

2.4.3 Controlo de tensão

Outro mecanismo essencial para apoiar a estabilidade da rede elétrica, incluído nos Serviços de Sistema, tanto a nível nacional [24] como ao nível dos Estados-Membros da UE [37], é o controlo de tensão ao longo dos vários nós das redes elétricas de serviço público. Este mecanismo, por meio de diversas estratégias de controlo, como a manobra de linhas nas redes de transporte ou a ativação e desativação de elementos estáticos de compensação reativa, procura estabilizar os níveis de tensão em todo o sistema elétrico. Contudo, o contributo mais significativo neste âmbito é oferecido pelos geradores em serviço e pelos compensadores síncronos que, dada a

⁷ Salvo exceções devidamente justificadas de acordo com o regulamento.

conhecida relação entre a variação de potência reativa num SEE e a amplitude da tensão [38], alternam entre o fornecimento e a absorção de potência reativa, de modo a manter a tensão nos diversos nós da rede dentro dos intervalos operacionais definidos pelos códigos de rede aplicáveis.

Este é, de facto, um dos motivos pelos quais os compensadores síncronos são uma tecnologia amplamente desenvolvida e presente nos SEE há várias décadas, sobretudo pela sua importante contribuição no controlo de tensão, no aumento da potência de curto-circuito e, mais recentemente, pelo seu elevado potencial de resposta aos desafios impostos pela redução de inércia associada à transição energética, dada a sua capacidade intrínseca de fornecer inércia aos SEE [7], [8]. Assim, embora o foco desta dissertação incida sobre o contributo e o potencial dos compensadores síncronos como medida para a estabilidade da frequência dos sistemas elétricos de energia, exemplifica-se aqui a sua versatilidade na estabilidade dos SEE, ao ser capaz de oferecer soluções em mais do que um vetor dos Serviços de Sistema.

Por fim, importa referir que o controlo de tensão é um serviço de sistema de carácter obrigatório e, até à data, não remunerado, tanto em Portugal como na grande maioria dos países da Europa Continental, não existindo, portanto, de uma forma global, mercados de regulação de tensão implementados, ao contrário do que acontece para a regulação da frequência ou da inércia, que de seguida se abordam [37], [39].

2.5 Mercados de regulação e incentivos

Os Serviços de Sistema são parte integrante dos mercados de energia elétrica (ou de regulação), tanto a nível nacional, em que o mercado é gerido pelo Operador da Rede de Transporte (ORT) de acordo com o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico [40], como a nível Europeu, onde os Estados-Membros podem, por exemplo, contratar entre si reservas de regulação, de acordo com as orientações estabelecidas no Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão Europeia, que define um conjunto de regras técnicas, operacionais e de mercado à escala da União Europeia (UE). Neste contexto, cabe aos vários Operadores da Rede de Transporte (ORT) e aos Operadores da Rede de Distribuição (ORD) das zonas síncronas contratar os Serviços de Sistema adequados junto dos fornecedores destes serviços (como centrais de produção termoelétrica ou hídrica), de modo a garantir a estabilidade, fiabilidade e segurança dos sistemas elétricos de energia que operam.

Assim, diante dos desafios impostos pela contínua redução de inércia associada à transição energética e considerando a esperada contribuição dos compensadores síncronos para manter a inércia síncrona dos SEE, seja através da instalação de novas unidades, seja pela conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos, torna-se essencial estudar os principais mercados de regulação, incentivos e modelos de negócio associados à contribuição de inércia para os SEE, bem como as mais recentes tendências observadas no mercado à data da pesquisa realizada durante este trabalho, e que a seguir se apresentam.

2.5.1 Portugal

Em Portugal, à data da presente publicação, ainda não existe um quadro legislativo estabelecido para regulamentar a capacidade de inércia da rede elétrica de serviço público nacional, atualmente assegurada, em grande medida, pela inércia intrínseca das grandes massas rotativas dos sistemas de produção convencional, como é o caso das centrais termoelétricas e hídricas [9]. Assim, apesar da crescente penetração da produção eólica e solar em substituição da geração térmica (síncrona) e da consequente diminuição da inércia do sistema, Portugal ainda não dispõe, ou anunciou, mecanismos de retribuição para a prestação de serviços de inércia que possam atrair investimento privado nestas tecnologias.

Com efeito, no parecer emitido pela ERSE relativamente ao plano de desenvolvimento e investimento da rede nacional de transporte no período 2025-2034, é destacado que a REN, enquanto ORT do sistema elétrico nacional, dispõe de autonomia e competência para criar mercados destinados à prestação de novos serviços de sistema, como os necessários para satisfazer as necessidades de inércia [41], [42]. No referido plano, colocado em consulta pública pela REN em dezembro 2024, prevê-se, para o horizonte de 2029-2032, o investimento direto num compensador síncrono a instalar na zona sul do país, ainda que condicionado a uma decisão final de investimento em função dos resultados da monitorização do comportamento da rede. Embora a ERSE reconheça o mérito da proposta apresentada, a entidade reguladora salienta no mesmo parecer que, à luz da metodologia definida pela ENTSO-E, a REN deve, em primeiro lugar, avaliar a existência de promotores em mercado capazes de fornecer os serviços de estabilidade necessários, seja por recurso a centrais clássicas (como uma central termoelétrica convertida em compensador síncrono), ou por outros equipamentos específicos.

À data de publicação deste trabalho, ainda não se encontra disponível a proposta final do plano de investimento da rede nacional de transporte, que resultará da revisão do plano inicial, em conformidade com o parecer da ERSE emitido em junho de 2025, não sendo por isso possível apurar, nesta fase, a estratégia nacional que será adotada neste âmbito, embora evidente e reconhecida pelas duas entidades a necessidade de mitigar a redução dos níveis de inércia. Mais recentemente, em consequência do «apagão» ibérico ocorrido a 28 de abril de 2025, o Governo lançou, em julho de 2025, um pacote de medidas imediatas de resposta ao incidente [43], incluindo, entre outras iniciativas destinadas a reforçar a segurança do sistema elétrico nacional, a instalação de um compensador síncrono avaliado em 72 milhões de euros, estando prevista a divulgação de pormenores adicionais sobre esta medida entre outubro de 2025 e janeiro de 2026.

De referir, ainda, o concurso lançado em 2023 pela Empresa de Electricidade da Madeira para a construção de um compensador síncrono na ilha da Madeira, com objetivo de aumentar a inércia do sistema, reforçar a potência de curto-circuito e contribuir para a regulação de tensão em cenários de elevada produção de eletricidade a partir de fontes renováveis. Este projeto contempla a instalação de um compensador síncrono com uma capacidade de -15 MVar a +15 MVar, e uma constante de inércia H de 10 s, na base de 10 MVA [44].

2.5.2 Reino Unido, Irlanda e ilhas espanholas

Dada a sua localização geográfica e menor interligação com outros Sistemas Elétricos de Energia (SEE), em comparação com o que se verifica na Europa Continental, o Reino Unido, a Irlanda e os arquipélagos da Espanha são algumas das regiões que enfrentam mais cedo os desafios relacionados com a redução da inércia do que redes mais robustas e interligadas, como é o caso da Europa Continental. Neste contexto, o Reino Unido tornou-se a primeira área síncrona a estabelecer mercados de inércia, através do programa *Stability Pathfinder* da *National Energy System Operator* (NESO)⁸, no qual os operadores privados são remunerados para contribuir com inércia para os SEE [15].

No âmbito deste programa, foram já vários os projetos de investimento executados para reforçar a inércia do sistema, como a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos, onde se incluem as centrais de Killingholme (2 x 311 MW, $H = 9,86$ s) e Deeside (2 x 250 MW, $H = 7,3$ s), bem como a instalação de raiz de novos compensadores síncronos, como os projetos de Grain (2 x 100 MVA, $H = 17,29$ s) e Rassau (1 x 110 MVA, $H = 6,82$ s), que contribuem tanto para o controlo de frequência como também para o controlo de tensão [45]. Mais recentemente, no âmbito da terceira fase do programa *Stability Pathfinder*, foram adjudicados 29 compensadores síncronos, num investimento de aproximadamente 1,3 mil milhões de libras, com previsão de entrada em operação a partir de 2025 e com uma contribuição estimada de 17084 MW.s de inércia para a rede [46]. Com este investimento, a NESO prevê gerar poupanças de cerca de 14,9 mil milhões de libras entre 2025 e 2035, como resultado da utilização destes equipamentos, em substituição das ações que atualmente têm de realizar para assegurar os serviços de sistema.

Na Irlanda, onde a menor interligação com outros SEE e os desafios de estabilidade relacionados com a inércia são também significativos, foi anunciada em 2021 a instalação, pela Siemens Energy, de um compensador síncrono com o maior volante de inércia do mundo (à época), na central a carvão de Moneypoint [47]. Este investimento gerou uma contribuição de inércia para a rede de 4000 MW.s, equivalente à dos dois grupos termoelétricos existentes na central, cuja retirada de serviço está prevista para 2025. Em 2023, foi ainda anunciado um projeto em Shannonbridge, no qual a Siemens Energy fornecerá o primeiro sistema híbrido de estabilização da rede, combinando um compensador síncrono que contribui com 4000 MW.s de inércia com um sistema de armazenamento por baterias de 160 MWh [48]. De salientar ainda que, na Irlanda, os serviços de inércia, curto-circuito e energia reativa são comercializados em mercado, permitindo viabilizar os investimentos em projetos de compensação síncrona como os atrás mencionados, no valor de 50 e 85 milhões de euros, respetivamente.

Em Espanha, apesar de ainda não existir um mercado formal de inércia semelhante ao do Reino Unido ou da Irlanda, a *Red Eléctrica de España*, atual ORT, implementou várias iniciativas para reforçar a robustez e estabilidade da rede em regiões mais vulneráveis. Em 2024, foram adjudicados contratos para o fornecimento de um total de cinco compensadores síncronos para

⁸ Operador da rede de transporte do Reino Unido.

as ilhas Baleares e Canárias, com entrada em operação prevista a partir de 2026 [49], [50]. Além disso, prevê-se ainda, até 2026, um investimento adicional em cinco compensadores síncronos a instalar em Maiorca (5 x 100 MW), estando também em curso estudos de viabilidade para avaliar o potencial de conversão das centrais termoelétricas de Puente Nuevo - Córdoba (1 x 324 MW) e Los Barrios-Cádiz (1 x 588 MW) em compensadores síncronos [51], [52].

2.5.3 Alemanha, Dinamarca e Noruega

Em 2020, estudos publicados pela autoridade reguladora alemã para os setores da energia indicavam que os sistemas elétricos de energia do país eram considerados robustos no que diz respeito à sua inércia, pelo menos até 2025, fruto da inércia intrínseca dos sistemas de produção convencional e das interligações com a área síncrona da Europa Continental [53]. Apesar disso, a Alemanha foi um dos países pioneiros ao converter, em 2011, a central nuclear de Biblis A, com uma potência instalada de 1 x 1200 MW, num compensador síncrono [54]. Embora o estudo realizado pelo regulador em 2020 apontasse para uma situação estável, a transição energética e a crescente penetração das Fontes de Energia Renovável (FER) levaram a que, entre 2023 e 2024, alguns dos ORT, como a TransnetBW e a Amprion, demonstrassem interesse em participar, o mais cedo possível, em mercados de inércia, de forma a assegurarem níveis adequados de inércia para os SEE sob a sua gestão. Já em 2024, a autoridade reguladora alemã lançou a segunda consulta pública sobre os moldes para a criação de um mercado de inércia [55], tendo sido formalizada, em 2025, a implementação desse mercado, cuja entrada em funcionamento está agendada para 2026 [56].

Na Dinamarca, onde a penetração das FER no consumo de energia, especialmente da energia eólica, é elevada, foram instalados vários compensadores síncronos em locais estratégicos da rede para suportar o crescimento da produção eólica. De facto, desde 2013, quando o respetivo ORT instalou o primeiro de três compensadores síncronos previstos, a produção eólica tem vindo a crescer, representando, em 2022, 53,4 % de toda a eletricidade consumida no país [57]. Na Noruega, operadores privados de plataformas de extração de petróleo e gás natural do Mar do Norte encontram-se, também, a estudar a viabilidade de converter unidades de produção termoelétricas, inseridas em várias dessas plataformas, em compensadores síncronos.

2.5.4 Austrália

Assim como outras regiões menos interligadas, a Austrália enfrenta desafios de inércia devido à sua localização geográfica e à elevada penetração das FER. Neste contexto, a Austrália foi um dos primeiros países a determinar a necessidade de contratar serviços de inércia, identificando anualmente, desde 2018, as zonas dos SEE onde se verificam ou antecipam défices nos níveis de inércia [58], [59]. Com base na *Inertia Requirements Methodology* desenvolvida pela *Australian Energy Market Operator* (AEMO), são ainda definidos os mecanismos de remuneração associados à prestação destes serviços, através dos quais os operadores privados são compensados para fornecer inércia aos SEE [59], [60].

Em resultado das necessidades identificadas anualmente pela AEMO e da remuneração associada à prestação desses serviços, já foram concretizados vários projetos de investimento para reforçar a inércia do sistema através da instalação de compensadores síncronos. Entre eles inclui-se, mais recentemente (em 2025), a conversão de uma central termoelétrica em Townsville (1 x 180 MW) em compensador síncrono de dupla operação, isto é, capaz de alternar, através de uma embraiagem, entre o modelo de produção de energia convencional com recurso a gás natural e o funcionamento como compensador síncrono [61].

De salientar ainda que esta solução, comparativamente à construção de raiz de um novo compensador síncrono, permitiu uma otimização de custos de até 50 % e também um prazo de implementação significativamente inferior, de aproximadamente 18 meses em vez dos 36 meses estimados, tendo sido considerada a opção mais económica para aumentar a robustez do sistema naquela área síncrona [61].

2.6 Inércia sintética

Com a crescente e inevitável integração das Fontes de Energia Renovável (FER) nos Sistemas Elétricos de Energia (SEE) rumo à neutralidade carbónica, e dada a sua limitação em termos de capacidade para contribuir com inércia, de igual forma que as tecnologias de geração térmica (síncrona) que gradualmente estão a substituir, têm surgido diversos estudos que procuram dotar os conversores de eletrónica de potência, que interligam as FER à rede elétrica, com algoritmos de controlo capazes de emular inércia. Este conceito, também conhecido como inércia sintética, já se encontra presente nos SEE, embora ainda em pequena escala, nas tecnologias de energia eólica [6], [62], [63].

Embora os resultados dos estudos sejam promissores, a implementação da inércia sintética em larga escala ainda enfrenta desafios técnicos e económicos complexos, para os quais a comunidade científica continua a procurar respostas, motivo pelo qual a contribuição das FER para a inércia global dos sistemas ainda é muito limitada atualmente, apesar dos avanços neste domínio [9], [17]. Neste campo, espera-se que, a médio-longo prazo e fruto da investigação científica em curso, os conversores de eletrónica de potência com tecnologia *grid-forming*⁹ possam representar um salto tecnológico significativo, permitindo equipar as FER do *futuro* ou modernizar o controlo das já instaladas na Europa Continental, de modo a contribuírem de forma mais eficaz para a inércia global dos SEE [17]. O presente conceito de emulação de inércia, por via de conversores de tecnologia *grid-forming* e algoritmos avançados de controlo, é apresentado na Figura 9.

⁹ *Grid-forming* refere-se à capacidade de uma fonte de energia, como a eólica, solar ou baterias, ligada à rede através de conversores eletrónicos, de assegurar a regulação ativa da frequência e de tensão.

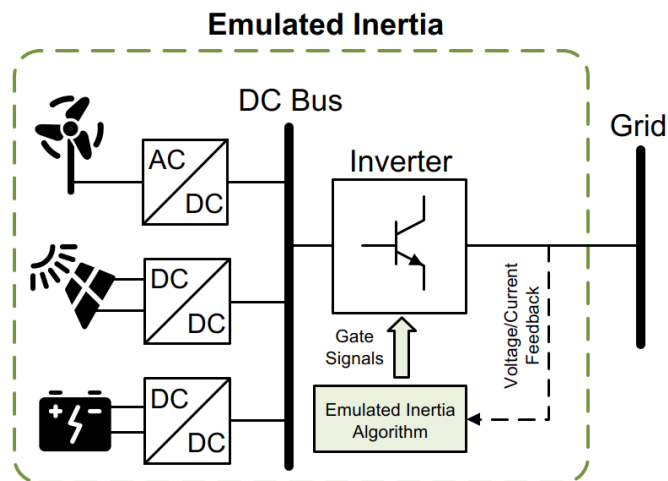


Figura 9 – Conceito de emulação de inércia. Extraído de [62].

Igualmente representadas pelo conceito apresentado na Figura 9 encontram-se outras soluções de emulação de inércia além das estratégias de controlo que se procuram implementar nas FER, que incluem a associação de *Energy Storage Systems* (ESS) com fontes de energia renovável ou com *STATic synchronous COMPensators* (STATCOM), controladas de modo que forneçam potência ativa em momentos de desequilíbrio do sistema, mas limitadas, entre outros fatores, pela sua capacidade de armazenamento e elevado custo [34], [35]. No caso de ESS suportados em baterias de iões de lítio (opção de armazenamento eletroquímico mais comum), conhecidos na literatura por BESS (*Battery Energy Storage Systems*), surgem ainda preocupações relacionadas com a sua vida útil. Embora os valores de referência para as baterias de iões de lítio apontem para uma duração de 20 anos, estudos indicam que a sua utilização em regulação de frequência pode reduzir o tempo de vida útil para cerca de 12 anos e, quando utilizadas num contexto de *peak shaving*¹⁰, diminuir para cerca de 8 anos, isto é, menos de metade do valor inicial estimado [64], [65].

Além disso, os sistemas de emulação de inércia não são capazes, atualmente, de impedir uma RoCoF inicial elevada no momento de um desequilíbrio, uma vez que não possuem características intrínsecas de inércia, ao contrário da geração síncrona, que oferece uma resposta imediata fruto da energia cinética acumulada nas suas grandes massas rotativas. Este é um fator crucial perante um desequilíbrio pois, como já se mostrou em 2.3.5, valores de RoCoF iniciais superiores a 1 Hz/s podem conduzir a *splits* nas áreas síncronas, que a emulação de inércia não é (ainda) capaz de evitar.

As soluções de inércia sintética são, por isso, tecnologias consideradas promissoras a médio-longo prazo, mas que ainda necessitam de uma maior maturidade tecnológica e económica antes de poderem ser implementados em larga escala como uma alternativa viável à inércia

¹⁰ O *peak shaving* consiste em técnicas de gestão de energia que procuram a redução ou o alisamento dos picos de consumo, por exemplo, através do estabelecimento de tarifas dinâmicas em função da procura e da oferta. No contexto do armazenamento de energia, este conceito traduz-se em armazenar energia durante períodos de menor consumo (e menor preço) para posterior utilização ou venda nas horas em que o preço da eletricidade é mais elevado.

síncrona [17], [34]. Neste sentido, não se prevê uma adoção generalizada da tecnologia antes de 2028, sendo esperado que até lá um grande volume de conversores de potência (associados às FER já em fase de construção) sejam instalados sem a capacidade de contribuir com inércia [11], traduzindo uma vez mais a necessidade de adotar medidas de mitigação como aquelas que no presente trabalho se vão propor.

2.7 Conclusão

Neste capítulo realizou-se uma revisão abrangente dos principais conceitos e desafios relacionados com a inércia e a estabilidade da frequência nos Sistemas Elétricos de Energia (SEE), enquadrando-os no atual contexto de transição energética rumo às metas de neutralidade carbónica estabelecidas pela União Europeia e por diversos países em todo o mundo. Como se demonstrou, a inércia desempenha um papel essencial na estabilidade dos SEE, na medida em que dota os sistemas de maior ou menor capacidade de se oporem a variações súbitas na frequência, condição necessária para uma operação segura e fiável, mantendo a frequência de operação dentro dos intervalos considerados adequados pelos códigos de rede aplicáveis.

Atualmente, a inércia dos SEE é assegurada, em grande medida, pela energia cinética acumulada nas grandes massas rotativas dos sistemas de produção convencional, que rodam de forma síncrona com a rede, como é o caso das centrais termoelétricas, hídricas e nucleares. Contudo, em linha com os objetivos da transição energética, a geração térmica (síncrona) vai sendo progressivamente retirada de serviço e substituída por Fontes de Energia Renovável (FER), como a eólica e a solar. Estas, apesar dos avanços tecnológicos, ainda não contribuem para a inércia dos SEE de forma comparável a um gerador síncrono.

Em resultado, tem-se assistido a uma diminuição assinalável da inércia nas principais áreas síncronas da Europa Continental, criando desafios acrescidos à sua estabilidade. O declínio nos níveis de inércia torna os SEE mais vulneráveis, refletindo-se em valores iniciais mais elevados de RoCoF face a um desequilíbrio entre a produção e o consumo, aumentando o risco da ocorrência de *splits* nas áreas síncronas. Estes eventos colocam em causa a operação segura e fiável dos sistemas, como exemplificado pelo caso ocorrido em 2021, no qual a separação dos SEE da Península Ibérica da área síncrona da Europa Continental resultou num deslastre significativo de cargas e em períodos de indisponibilidade.

Em resposta aos desafios impostos pela transição energética, são várias as soluções tecnológicas que têm vindo a ser exploradas para garantir a estabilidade dos sistemas na falta de geração síncrona, entre as quais, as soluções de emulação de inércia ou de inércia sintética. Estas soluções, embora promissoras para o médio e longo prazo, encontram-se ainda numa fase emergente, carecendo de uma maior maturidade tecnológica e económica antes de poderem ser implementadas em larga escala como uma alternativa viável à inércia síncrona.

A mesma limitação faz-se sentir nos serviços de sistema estabelecidos na maior parte dos países da Europa Continental, cujos mecanismos de regulação da frequência – tradicionais ou baseados em inércia sintética – não conseguem fornecer uma resposta (inercial) imediata perante um desequilíbrio na rede. É, por isso, a inércia intrínseca das máquinas síncronas que (ainda) se encontram ligadas à rede que assegura aos SEE a necessária e imediata resposta inercial para limitar os valores iniciais de RoCoF durante um desequilíbrio, oferecendo um intervalo de tempo essencial para que os Operadores da Rede de Transporte (ORT) possam ativar os mecanismos de controlo de frequência previstos.

Neste contexto, os compensadores síncronos, tecnologia já amplamente consolidada e presente nos SEE há várias décadas na compensação de energia reativa, são identificados como uma solução que poderá, de forma eficaz, assumir o papel que tem sido desempenhado pela produção termoelétrica convencional, contribuindo para mitigar a redução de inércia no curto e médio prazo. Estes, além da sua natureza intrínseca de contribuir com inércia rotacional, oferecem ainda versatilidade no apoio a outros serviços de sistema, como o controlo de tensão e o reforço da potência de curto-circuito. Entre as soluções de compensação síncrona destacam-se duas abordagens principais: a construção de novos compensadores síncronos ou a conversão de centrais termoelétricas existentes em compensadores síncronos.

A análise a casos práticos permitiu identificar vários projetos de compensação síncrona, já concluídos com sucesso ou atualmente em curso, utilizando uma das duas abordagens mencionadas. Em algumas dessas iniciativas, a conversão de centrais termoelétricas existentes em compensadores síncronos foi preferida face à construção de raiz de um novo compensador síncrono, quer pela otimização de custos, quer por rapidez de implementação. Justifica-se, por isso, um dos objetivos do trabalho aqui proposto, nomeadamente, a criação de uma metodologia de análise à conversão de centrais termoelétricas existentes em compensadores síncronos, que descreva as principais modificações técnicas necessárias e que avalie as vantagens, desvantagens e custos comparativamente à construção de novos compensadores.

Face a este objetivo, tornou-se essencial estudar e caracterizar os principais mercados de regulação, incentivos e modelos de negócio associados à disponibilização de inércia nos SEE. A análise efetuada revelou que, embora a redução de inércia seja transversal à Europa Continental e reconhecida por todos os ORT da ENTSO-E, os países ou regiões menos interligadas – que mais cedo enfrentaram os efeitos negativos da redução de inércia – como o Reino Unido, Irlanda e Austrália, foram os primeiros a estabelecer mercados de inércia ou a implementar medidas destinadas ao investimento em compensadores síncronos, de forma a assegurar a estabilidade dos seus sistemas e uma integração segura da produção renovável.

Assim, através da revisão ao estado da arte, foi possível não só contextualizar o problema, como também fornecer uma visão clara dos desafios e oportunidades que decorrem pela inevitável transição energética e da sua relação com a estabilidade dos SEE, estabelecendo uma base sólida de conhecimento neste domínio, sobre a qual o trabalho de dissertação se possa suportar e desenvolver para atingir os seus objetivos.

3 Compensadores síncronos como solução para a estabilidade dos sistemas elétricos de energia

O presente capítulo introduz os compensadores síncronos no contexto daquela que é a principal fonte de corrente alternada nos Sistemas Elétricos de Energia (SEE), servindo como ponto de transição entre a revisão do estado da arte e a metodologia proposta no capítulo 4. Primeiro, são descritos os fundamentos desta tecnologia, realçando os contributos que os compensadores síncronos podem oferecer para a estabilidade dos SEE, bem como as diferentes tipologias e soluções existentes. Em seguida, com base na informação recolhida, na análise sistemática do tema e investigação realizada, desenvolve-se uma análise qualitativa da qual emerge uma comparação sumária entre esta tecnologia e as outras soluções disponíveis no mercado, realçando as principais diferenças e justificando as classificações atribuídas neste âmbito. Do resultado desta análise, evidenciam-se os motivos pelos quais o compensador síncrono se afirma como a solução de eleição – e a mais eficaz – para responder aos desafios associados à redução de inércia nos sistemas elétricos de energia.

3.1 Introdução

Os compensadores síncronos são uma tecnologia amplamente consolidada, presente nos Sistemas Elétricos de Energia (SEE) há várias décadas. Destacam-se, sobretudo, pelo seu contributo significativo na compensação de energia reativa e pelo aumento da potência de curto-circuito, assumindo particular importância em zonas menos interligadas ou isoladas da rede, bem como em locais estratégicos da mesma, como, por exemplo, junto a sistemas de transmissão em corrente contínua, conhecidos na literatura anglo-saxónica por *High Voltage Direct Current connections* (HVDC) [8], [66]. Na Figura 10, apresenta-se o exemplo de um compensador síncrono, constituído por uma máquina síncrona e um volante de inércia, mecanicamente acoplados no mesmo eixo.

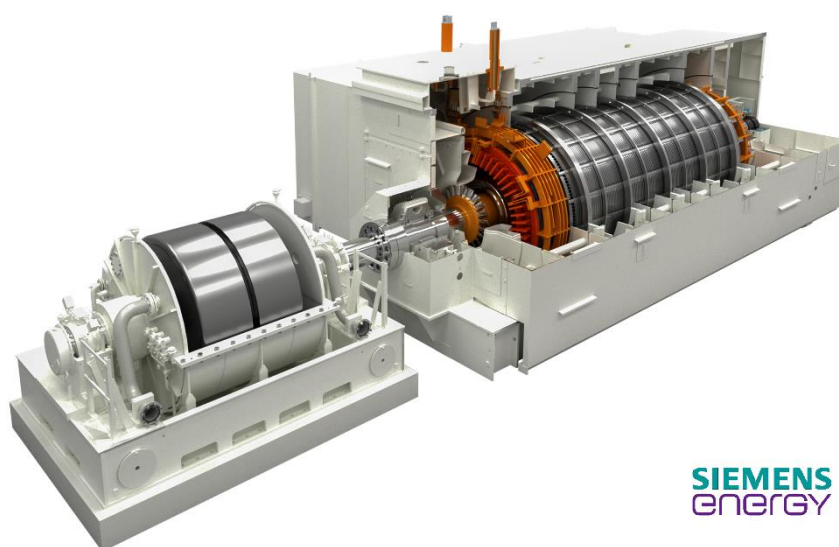


Figura 10 – Exemplo de um compensador síncrono equipado com volante de inércia. Adaptado de [67].

A primeira referência à utilização de compensadores síncronos remonta à década de 1930 e, desde então, foram adotados em larga escala, oferecendo a robustez necessária para os SEE operarem de forma segura e fiável [68]. Entre as suas características intrínsecas, destacava-se a capacidade de fornecer ou absorver elevadas quantidades de energia reativa (em linha com a sua potência nominal), aproveitando a relação estabelecida entre a variação da potência reativa e a amplitude da tensão num SEE, para controlar a tensão nos diferentes nós da rede, mantendo-a dentro dos intervalos de operação considerados como adequados nos códigos de rede aplicáveis [38].

A partir da década de 1970, com o desenvolvimento de tecnologias de comutação baseadas em semicondutores de potência, como os tiristores de elevada potência, generalizou-se a adoção de soluções estáticas para o controlo de tensão, como os *Static Var Compensator* (SVC) e, mais tarde, os mais evoluídos *STATIC synchronous COMPensator* (STATCOM). Estas tecnologias substituíram parcialmente os compensadores síncronos no apoio aos serviços de controlo de tensão, dada a sua resposta mais rápida face a distúrbios ou variações, maior rendimento, e menor necessidade de manutenção (dada a inexistência de elementos rotativos), traduzindo-

se em custos de exploração inferiores [69], [70]. Naquele período, os SEE eram fundamentalmente assentes na produção convencional (máquina síncronas com grandes massas rotativas a girar de forma síncrona com a rede) e, por esse motivo, a inércia nos SEE era abundante, e tida como garantida. Nesse contexto, a substituição dos compensadores síncronos por SVC e STATCOM mostrou-se vantajosa no apoio aos serviços de regulação de tensão, atendendo às vantagens técnicas, aos menores custos de exploração [69], e por à semelhança das máquinas síncronas serem também equipamentos com um tempo de vida útil relativamente longo (estimado em cerca de 25 anos) [71], [72].

Porém, no atual contexto de transição energética, descrito em detalhe no capítulo 2, a geração térmica (síncrona), caracterizada por grandes massas rotativas, está a ser gradualmente substituída por FER (de origem solar e eólica), que não contribuem para a inércia dos sistemas de igual forma que um gerador síncrono. Como resultado, tem-se verificado uma diminuição assinalável da inércia nos SEE, anteriormente tida como garantida, causando desafios à estabilidade dos SEE. Neste contexto, os compensadores síncronos voltaram a *renascer* e, desde logo, identificados como uma das soluções mais promissoras para desempenhar, de forma eficaz, o papel que a produção termoelétrica convencional outrora assumiu, contribuindo para mitigar a anunciada redução de inércia dos SEE no curto-médio prazo. Além disso, oferecem versatilidade no apoio a outros serviços de sistema, como o controlo de tensão e o aumento da potência de curto-circuito, e contam com um tempo de vida útil estimado em pelo menos 30 a 40 anos [73], [74].

3.2 Fundamentos e aspetos gerais

O compensador síncrono, como o próprio nome indica, é uma máquina síncrona que tira partido do desenvolvimento e maturidade tecnológica daquele que é o principal gerador de corrente alternada nos SEE [75]. Ao contrário da configuração clássica, em que a máquina síncrona é acoplada a uma turbina (a vapor, a gás, hidráulica ou eólica), os compensadores síncronos operam desacoplados de qualquer acionamento primário. Um eventual acoplamento primário ocorre apenas durante o processo de arranque e sincronização com a rede, quando o rotor é acelerado por um motor auxiliar até à velocidade de sincronismo (*i.e.*, proporcional à frequência da rede).

A operação da máquina sem acionamento primário significa que esta se torna incapaz de produzir potência ativa, como sucederia num gerador tradicional. Pelo contrário, o seu comportamento assemelha-se ao de um motor síncrono, consumindo uma potência ativa equivalente às perdas¹¹, para manter o movimento de rotação síncrono com a rede, mas tornando-se capaz de fornecer ou absorver potência reativa da rede, consoante a necessidade dos SEE. Graças à tecnologia atual, é possível encontrar no mercado máquinas capazes de operar em regime nominal com perdas entre 1,0 % e 2,0 % [12], uma melhoria significativa face

¹¹ Perdas ativas, por efeito de Joule na bobinagem, perdas no ferro e perdas mecânicas.

a registos do ano 2013, em que as perdas de referência de um compensador síncrono eram estimadas como sendo de aproximadamente 5 % [70].

Parte da energia consumida por um compensador síncrono é destinada ao funcionamento dos sistemas auxiliares, com destaque para o sistema de excitação, responsável por alimentar em corrente contínua o enrolamento rotórico (indutor) da máquina síncrona [76], [77]. É, aliás, através do controlo da corrente que circula no enrolamento indutor que se regula o comportamento da máquina: quando o rotor é sobre-excitado, a máquina fornece potência reativa à rede, comportando-se como um compensador; quando é sub-excitado, a máquina consome potência reativa da rede, funcionando como uma carga indutiva [78].

O compensador síncrono pode, pois, ser entendido como um gerador (ou consumidor) de potência reativa, controlável através da sua corrente de excitação, consumindo uma pequena percentagem de potência ativa (equivalente às perdas) para se manter em funcionamento. A operação da máquina neste regime é ilustrada no diagrama de capacidade típico de um compensador síncrono que se apresenta em seguida na Figura 11.

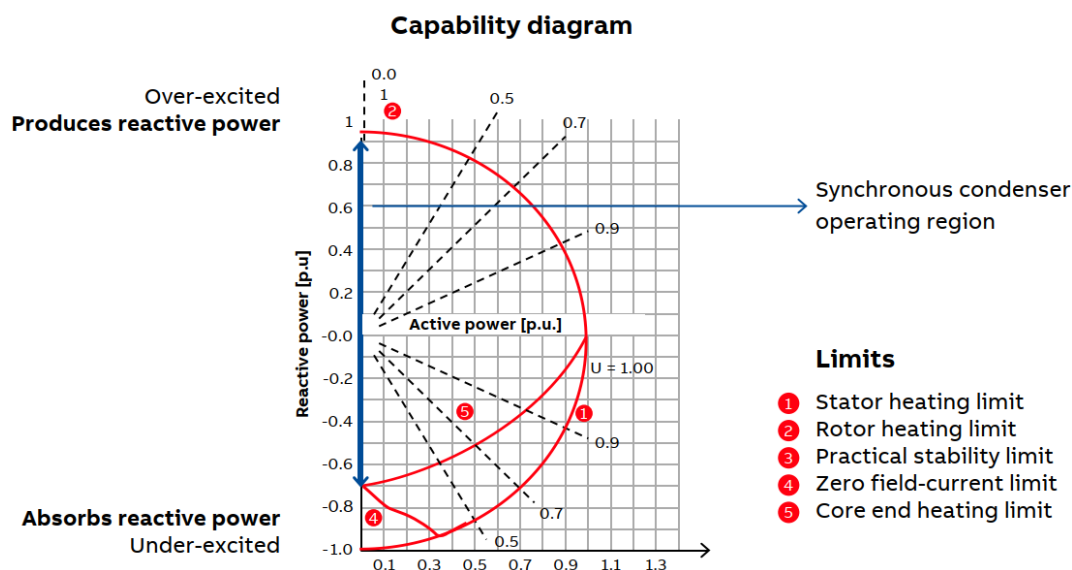


Figura 11 – Diagrama de capacidade típico de um compensador síncrono. Adaptado de [79].

Como se pode observar na Figura 11, o diagrama de capacidade típico de um compensador síncrono é semelhante ao de uma máquina síncrona tradicional, porém, uma vez que o compensador não possui acionamento primário, limita-se a dois quadrantes de operação em vez de quatro. No eixo horizontal representa-se a componente de consumo de potência ativa, equivalente às perdas e que, por simplificação, se podem considerar (graficamente) desprezáveis atendendo aos valores de referência já mencionados (entre 1,0 % e 2,0 %). Assim, todos os pontos de operação da máquina são representados ao longo do eixo vertical, conforme indicado pela linha azul, correspondente ao fornecimento ou ao consumo de potência reativa.

Ainda no mesmo diagrama são também apresentadas as curvas, em cor vermelha, que traçam os limites operacionais da máquina. Cruzando as curvas vermelhas com os pontos de operação da máquina representados no eixo vertical em linha azul, observa-se, em referência à sua potência em p.u. (*per unit*), que:

- Em sobre-excitação, a máquina fornece potência reativa (capacitiva) à rede, até a um valor de $Q_C = 0,90 \text{ p.u.}$;
- Em sub-excitação, a máquina consome potência reativa (indutiva) da rede, até a um valor de $Q_{Ind} = 0,70 \text{ p.u.}$;

Estas limitações são, de resto, uma característica intrínseca das máquinas síncronas quando operam em modo compensador síncrono. Quando em regime de sub-excitação acentuado, o campo magnético no rotor reduz-se de tal forma que se torna insuficiente para assegurar o sincronismo da máquina, atingindo-se os limites de estabilidade estática (ponto n.º 4 do diagrama em $Q_{Ind} = 0,70 \text{ p.u.}$). Por outro lado, em regime de sobre-excitação, a capacidade da máquina em fornecer potência reativa é limitada pelo aquecimento do enrolamento de excitação, que ocorre quando a corrente de excitação é máxima. Esta condição, no entanto, é mais fácil de controlar e mitigar durante a fase de projeto da máquina, garantindo, por exemplo, sistemas de arrefecimento eficazes e robustos, o que possibilita, face ao regime de sub-excitação, uma gama de regulação superior (ponto n.º 2 do diagrama em $Q_C = 0,90 \text{ p.u.}$) [78], [79].

3.3 Contributos para a estabilidade da rede

Tal como se demonstra ao longo deste trabalho, a operação segura e fiável dos sistemas elétricos de energia é garantida mantendo estáveis os valores de tensão (amplitude e frequência), dentro de intervalos considerados adequados, em toda a extensão da rede. Para alcançar este objetivo, os operadores da rede de transporte e de distribuição nos diversos Estados-Membros recorrem, tradicionalmente, à instalação de equipamentos concebidos com o propósito principal de estabilizar os SEE, em pontos identificados como mais vulneráveis ou em locais que, pelas características da rede, apresentam maior suscetibilidade de sofrer distúrbios capazes de desviar a frequência e a amplitude de tensão dos valores nominais.

Nos últimos anos, o termo *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS) tem-se tornado popular e é amplamente utilizado para designar um conjunto de dispositivos que controlam a transmissão de potência ativa nas redes de transporte, com base no argumento das tensões nas subestações interligadas pelas linhas de transporte, tendo como principal objetivo estabilizar a rede elétrica. A terminologia atribuída a estes equipamentos foi, contudo, adotada originalmente como forma de distinguir as (novas) tecnologias de estabilização baseadas em eletrónica de potência, como os compensadores estáticos SVC ou STATCOM, das soluções convencionais de comutação mecânica, como por exemplo, as baterias de condensadores ou as reatâncias [80].

Contudo, perante a necessidade de adotar medidas de estabilidade da frequência nos SEE, os compensadores síncronos renasceram enquanto dispositivos de apoio à estabilidade das redes. É, inclusive, habitual encontrá-los classificados como uma solução FACTS na documentação técnica e comercial dos fabricantes do setor, ainda que se tratem de máquinas síncronas puras, sem recurso a eletrônica de potência [81], [82]. Esta classificação, ilustra a importância crescente dos compensadores síncronos no mercado enquanto solução de estabilidade, desde logo porque, ao contrário de outros dispositivos FACTS como os SVC ou os STATCOM, são capazes de contribuir simultaneamente para a estabilidade da frequência, para o controlo de tensão e para o aumento da potência de curto-circuito, num só dispositivo, tirando partido das suas características construtivas intrínsecas, sem a necessidade de recorrer a qualquer tipo de emulação, seja por via de algoritmos ou de conversores de potência de elevada complexidade.

3.3.1 Estabilidade da frequência

A capacidade de uma máquina síncrona, como o compensador síncrono, em contribuir para a estabilidade da frequência de um SEE é extremamente útil perante situações de desequilíbrio entre a produção e consumo. Como analisado em detalhe no capítulo 2, a resposta inercial (imediate), associada à inércia síncrona, constitui a primeira linha de defesa para assegurar a estabilidade de frequência nos instantes iniciais após uma perturbação, sendo o único mecanismo (ou solução técnica) capaz de limitar os valores iniciais da taxa de variação de frequência (RoCoF), oferecendo um intervalo de tempo (ou *buffer*) para que os Operadores da Rede de Transporte (ORT) possam ativar os mecanismos de controlo de frequência na respetiva zona síncrona.

Na fase de projeto de um compensador síncrono (novo ou resultante de uma conversão), é desde logo possível contemplar uma solução orientada para uma elevada resposta inercial, em função das necessidades identificadas no SEE onde se vai inserir. Um dos indicadores de referência para este propósito é a constante de inércia de um gerador síncrono (H_i), expressa em segundos, e que resulta da razão entre a energia cinética acumulada pela massa rotórica (e seus acoplamentos) e a potência aparente nominal da máquina (como se apresentou no subcapítulo 2.2).

Assim, duas máquinas com a mesma potência aparente nominal podem, em função das suas características construtivas, apresentar valores de inércia distintos, contribuindo em maior ou menor grau para a estabilidade da frequência. Atualmente, através da instalação de volantes de inércia acoplados ao rotor do compensador síncrono, é possível atingir valores de constante de inércia de até 16 segundos, valor cerca de quatro vezes superior aos valores típicos das unidades de produção convencional a ciclo combinado instaladas na Europa Continental¹². Em máquinas de elevada potência aparente, estes valores podem corresponder a cerca de 4000 MW · s de energia cinética acumulada [48], [83].

¹² Para consultar os valores típicos de constante de inércia dos diversos tipos de unidades de produção convencional, refere-se ao leitor visitar a Tabela 1 do presente documento.

De salientar, ainda, que a constante de inércia de um compensador sincronizado com a rede é nominal e independente da carga pois, como já se demonstrou, a energia cinética acumulada por um corpo em movimento de rotação depende apenas do momento de inércia (propriedade mecânica intrínseca) e da velocidade angular da máquina. Logo, a capacidade de resposta é (sempre) imediata e de valor nominal, e a sua disponibilidade não está sujeita ao nível de carga do alternador. Em contraste, nas FER, onde a inércia é emulada pelos algoritmos implementados nos conversores de eletrônica de potência, a resposta não ocorre de forma imediata (como seria desejável) e pode exigir que estas operem abaixo do seu ponto de potência ótimo (operação conhecida como *curtailment*), diminuindo os benefícios económicos na produção de energia elétrica.

3.3.2 Controlo de tensão

A capacidade da máquina síncrona de fornecer ou absorver quantidades significativas de energia reativa, em linha com a sua potência nominal, torna-se especialmente útil no controlo de tensão dos SEE, dada a relação direta entre a potência reativa e a amplitude de tensão [38]. Esta relação pode ser ilustrada com base no exemplo apresentado em [84], onde se considera um sistema elétrico simplificado formado por dois barramentos interligados por uma linha, tal como se apresenta na Figura 12.

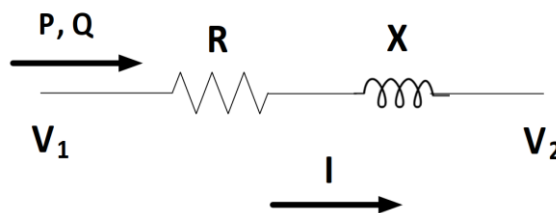


Figura 12 – Exemplo de um sistema elétrico simplificado formado por dois barramentos interligados por uma linha. Adaptado de [84].

Neste modelo simplificado, rescrito em notação fasorial, considera-se que:

- V_1 é a tensão no barramento 1 e V_2 é a tensão no barramento 2;
- A impedância da linha é Z , a qual pode ser decomposta na sua componente resistiva R e reativa X , sendo obtida a partir de $Z = R + jX$;
- I representa a corrente que percorre a linha entre os dois barramentos;
- P corresponde à potência ativa e Q à potência reativa.

Para estabelecer matematicamente a relação entre a potência reativa e a amplitude de tensão, parte-se da equação da tensão no barramento 2, expressa por [85]:

$$V_2 = V_1 - Z \cdot I \quad \Leftrightarrow$$

$$V_2 = V_1 - (R + jX) \cdot I \quad (3.1)$$

Sabendo que, tradicionalmente, em linhas de transmissão de alta e muito alta tensão, $R \ll X$, a equação (3.1) pode ser simplificada para:

$$V_2 = V_1 - jX \cdot I \quad (3.2)$$

Tomando V_1 como referência, e considerando, por simplificação, uma linha puramente indutiva, a corrente I que percorre a linha pode ser calculada a partir de:

$$S = V_1 \cdot I^* \quad \Leftrightarrow$$

$$I = \frac{P - jQ}{V_1} \quad (3.3)$$

Substituindo a equação (3.3) em (3.2), obtém-se V_2 em função da potência ativa e reativa que circula na linha:

$$V_2 = V_1 - jX \cdot I \quad \Leftrightarrow$$

$$V_2 = V_1 - jX \cdot \frac{P - jQ}{V_1} \quad \Leftrightarrow$$

$$V_2 = V_1 - \frac{X}{V_1} \cdot Q - j \frac{X}{V_1} \cdot P \quad (3.4)$$

Da análise da equação (3.4), observa-se a relação direta, inerente a todos os SEE, entre a potência ativa e o argumento da tensão, e entre a potência reativa e a amplitude da tensão. Para uma melhor visualização do referido, a expressão em (3.4) pode ser representada num diagrama vetorial, conforme demonstrado por [85]:

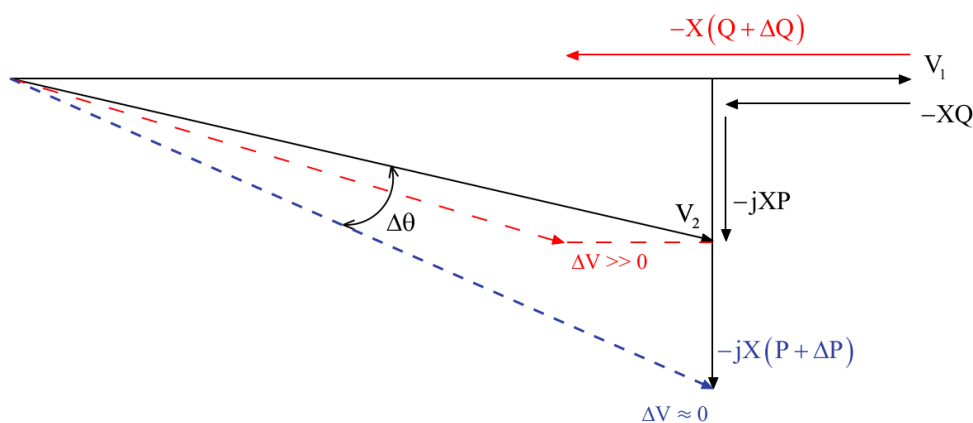


Figura 13 – Relação entre os valores de tensão e potência no modelo definido. Adaptado de [85].

Do diagrama vetorial, apresentado na Figura 13, pode-se concluir que:

- Uma variação da potência ativa (ΔP), refletida na componente imaginária (j), provoca um desfasamento de V_2 em relação a V_1 , não resultando, porém, numa variação expressiva de amplitude ($\Delta V \approx 0$);
- Uma variação de potência reativa (ΔQ), afeta principalmente a componente real da tensão, conduzindo a uma variação expressiva da amplitude de V_2 , e apenas um pequeno efeito no argumento da tensão ($\Delta \theta \approx 0$).

Esta relação torna-se ainda mais evidente quando se analisa o papel dos compensadores síncronos no controlo de tensão de uma rede, tomando como referência um exemplo da característica de tensão-potência reativa de um compensador síncrono, ilustrada na Figura 14.

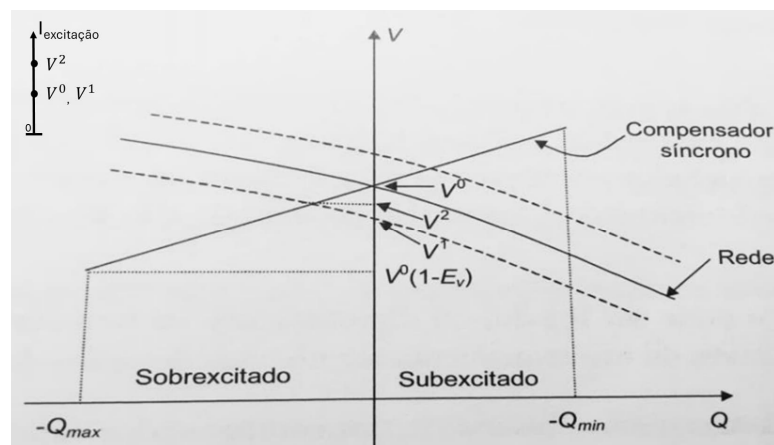


Figura 14 – Exemplo da característica de tensão-potência reativa de um compensador síncrono. Adaptado de [77].

Ao analisar a Figura 14 verifica-se, tal como referido anteriormente, que é no quadrante sobreexcitado onde a máquina apresenta maior capacidade de fazer variar a potência reativa. Além disso, a figura permite visualizar a relação entre a variação de potência reativa numa rede e a amplitude da tensão. Com efeito, observa-se que:

- Em condições de operação estáveis, a tensão da rede é nominal e representada por V_0 ;
- Perante um evento que origine uma subtensão, como por exemplo, após uma alteração substancial no diagrama de cargas, a tensão da rede diminui do ponto V_0 para V_1 ;
- Para corrigir esta situação, o regulador de tensão do compensador síncrono aumenta a corrente de excitação, levando a máquina para um ponto de sobre-excitação, a partir do qual a máquina passa a fornecer potência reativa à rede, o que faz a tensão subir do ponto V_1 para o ponto V_2 , e aproximar-se assim do valor nominal V_0 .

Em suma, considerando um SEE em funcionamento estável e a operar em valores nominais, para se manter constante a amplitude de tensão, as variações de carga reativa na rede devem ser anuladas, fornecendo ou absorvendo potência reativa, conforme a necessidade, tarefa que o compensador síncrono desempenha de uma forma eficaz.

3.3.3 Aumento da potência de curto-circuito

A versatilidade do compensador síncrono na estabilidade dos SEE reflete-se também na sua característica intrínseca de contribuir para a potência de curto-circuito ou do anglo-saxónico *Short-circuit capacity* (S_{cc}), e que decorre do princípio de funcionamento de uma máquina síncrona. Este aspeto reveste-se de particular importância para reforçar a robustez e a fiabilidade de um SEE, sendo especialmente relevante em zonas menos interligadas ou isoladas, bem como em locais estratégicos como, por exemplo, junto a sistemas de transmissão HVDC [8], [66]. Com efeito, através de níveis adequados de S_{cc} , é possível manter a rede num estado considerado estável perante defeitos e menos suscetível a variações da tensão, assegurar o dimensionamento correto dos equipamentos de proteção e garantir a coordenação e seletividade desses dispositivos [86], [87].

Apesar dos avanços tecnológicos, as FER predominantes, como a eólica e a solar, não contribuem com níveis de S_{cc} comparáveis aos de um gerador síncrono, devido ao modo como se ligam à rede e à sua natureza intrínseca. Com efeito, devido à limitação térmica dos semicondutores, a capacidade de sobrecarga dos conversores de potência que interligam as FER à rede é reduzida, resultando numa S_{cc} típica entre 1,1 e 1,5 p.u. face à sua potência nominal. Em contraste, no caso das máquinas síncronas, como os compensadores, a S_{cc} pode ultrapassar 5 p.u. durante alguns instantes e assegurar 2 p.u. por cerca de 30 segundos [7], [79], [87].

Além disso, a capacidade de fornecer S_{cc} é intrínseca à construção da máquina síncrona, sendo limitada apenas pelos valores da reatância síncrona dos enrolamentos induzidos do estator e pela resistência, a qual é, neste caso, usualmente considerada desprezável [77]. Para o cálculo das correntes de curto-circuito das máquinas síncronas e, conseqüentemente, da S_{cc} , assume-se habitualmente, de acordo com o princípio de funcionamento destas máquinas, que o valor da reatância síncrona varia em função do tempo decorrido após o defeito, em que [88]:

- X''_d – é a reatância sub-transitória, correspondente aos primeiros 10 a 20 ms do defeito;
- X'_d – é a reatância transitória, que parte da anterior e se pode desenvolver até aos 500 ms;
- X_d – reatância síncrona, que corresponde ao período seguinte, valor considerado estacionário enquanto durar o defeito.

E em que:

$$X''_d < X'_d < X_d \quad (3.5)$$

Este fenómeno, explicado pela natureza construtiva da máquina, é ilustrado na Figura 15 e mostra como a corrente de curto-circuito e, conseqüentemente a S_{cc} , varia nos instantes após o defeito.

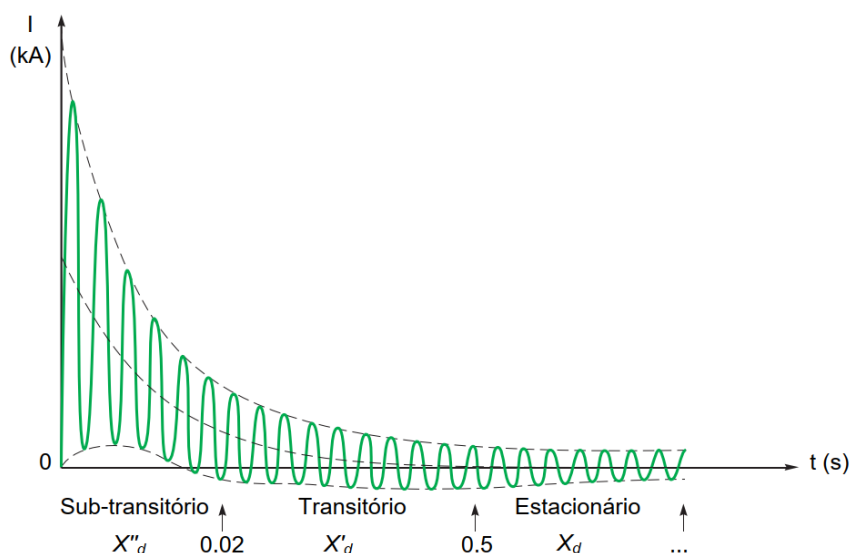


Figura 15 – Evolução típica da corrente de curto-circuito de uma máquina síncrona após um defeito, em função dos valores de reatância síncrona. Adaptado de [88].

Como se pode observar, a máquina síncrona caracteriza-se pela capacidade de fornecer um contributo significativo de S_{cc} , que pode atingir várias vezes o seu valor nominal, sobretudo no período crítico logo após o defeito, instante em que a resposta da máquina é decisiva para mitigar a perturbação e reforçar a estabilidade do sistema. É também durante este período inicial após o defeito que o compensador síncrono, fruto do seu momento de inércia, é capaz de amortecer as variações de frequência, evidenciando-se aqui os benefícios transversais que este equipamento é capaz de oferecer no contexto da estabilidade dos SEE.

Além disso, os compensadores síncronos destacam-se pelo seu elevado desempenho em situações de *low-voltage ride through*, isto é, mesmo perante transitórios que provoquem cavas de tensão, conseguem manter-se ligados à rede, assegurando um funcionamento robusto e fiável, em contraste com o que acontece nestas condições nas soluções assentes em eletrónica de potência (como as presentes nas FER, nos compensadores estáticos SVC e STATCOM, ou nos *Energy Storage Systems*) [89], [90].

Assim, para além do potencial dos compensadores síncronos enquanto medida de estabilidade da frequência, demonstrou-se neste subcapítulo a versatilidade e capacidade desta solução para atuar nos vários vetores dos serviços de sistema, abrangendo todo o panorama de estabilidade dos SEE.

3.4 Tipos de compensadores síncronos

Os compensadores síncronos podem ser distinguidos em diferentes tipos de soluções, em linha com os seus aspetos construtivos e com o principal objetivo de aplicação na estabilidade dos SEE, isto é, se particularmente orientados para medidas de estabilidade de frequência, controlo de tensão, aumento da potência de curto-circuito, ou todas elas. Um exemplo recorrente para maximizar a sua contribuição para a estabilidade de frequência consiste em acoplar o compensador síncrono a um volante de inércia, que gira solidariamente com o rotor e, graças à sua elevada massa, proporciona um aumento significativo do momento de inércia do conjunto. Adicionalmente, as diferentes soluções podem resultar tanto da conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos, como da construção de raiz de novas unidades, as quais são apresentadas de seguida.

3.4.1 Conversão simples de uma unidade de produção termoelétrica

Na conversão simples de uma unidade de produção termoelétrica, as principais modificações necessárias para a conversão em compensador síncrono consistem em descomissionar e desacoplar a turbina (acionamento primário) da máquina síncrona. Esta solução de conversão é a de menor custo, de menor complexidade de execução e como resultado, a que pode ser executada com maior rapidez. A Figura 16 ilustra, de forma esquemática, as principais modificações que resultam deste tipo de conversão, considerando para exemplo, uma unidade de produção convencional equipada com uma turbina a vapor (como é caso de uma central termoelétrica a carvão).

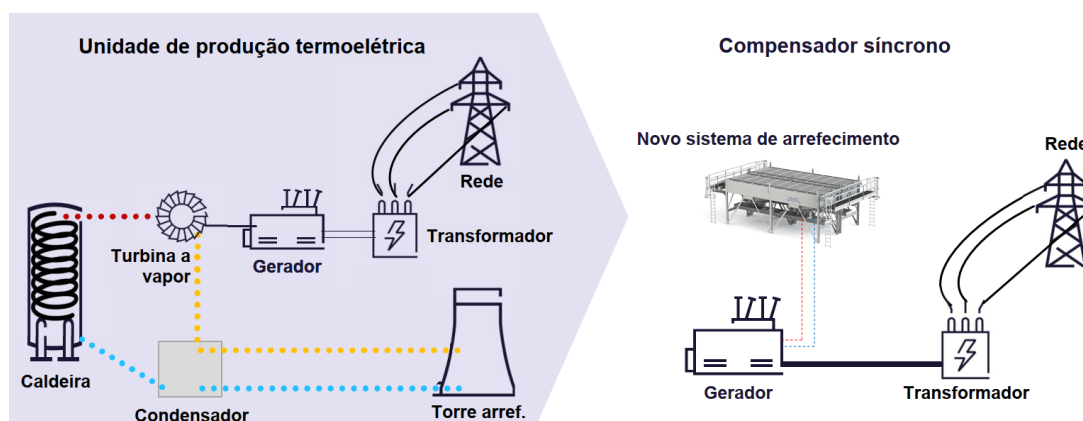


Figura 16 – Exemplo de configuração típica após a conversão simples de uma unidade de produção termoelétrica em compensador síncrono. Adaptado de [91].

Como se pode observar na Figura 16, não só a turbina a vapor é descomissionada (e desacoplada), como também todos os equipamentos associados ao ciclo térmico da turbina (caldeira, condensador, sistema e torre de arrefecimento). Com efeito, devido à redução das necessidades de refrigeração (essencialmente ligadas ao ciclo térmico da turbina), é frequentemente parte dos trabalhos de conversão a instalação de um novo sistema de

arrefecimento, dimensionado exclusivamente para as necessidades da máquina síncrona, desde logo, mais compacto e eficiente.

Apesar do exemplo apresentado ser referente a uma unidade de produção convencional equipada com turbina a vapor, o mesmo cenário e respetivas modificações se aplicam a qualquer unidade termoelétrica (com turbina a gás, a vapor ou de ciclo combinado). O ponto de desacoplamento entre a turbina (a gás ou a vapor) e a máquina síncrona ocorre, habitualmente, no ponto de ligação mecânica com o rotor do gerador (também conhecido por «*distance ring*»), conforme ilustrado, para ambos os casos, na Figura 17.



Figura 17 – Ponto de desacoplamento entre a turbina (a gás ou a vapor) e a máquina síncrona durante a conversão simples de uma unidade de produção termoelétrica em compensador síncrono. Adaptado de [91].

Após esta separação, que se dá essencialmente por razões de estabilidade, a máquina síncrona pode rodar livremente e em sincronismo com a rede, consumindo apenas a potência ativa correspondente às suas perdas, em contraste a uma situação em que a turbina não fosse removida, na qual se somariam as perdas mecânicas da turbina às perdas da máquina síncrona.

No âmbito do processo de conversão, surge igualmente a necessidade de restabelecer o processo de arranque da máquina até à velocidade de sincronismo, função anteriormente desempenhada pela turbina através da introdução gradual de vapor (ou de gás, conforme o tipo). Neste contexto, destacam-se três soluções tradicionais [12], [91]:

- Arranque mecânico – através do acoplamento de um motor assíncrono de baixa ou média tensão (conhecido por *pony motor*) ao eixo do rotor do compensador. Este motor, controlado por um variador de velocidade, acelera gradualmente o rotor, desde o estado de virador¹³ até à velocidade de sincronismo. Após se dar a sincronização, a alimentação ao *pony motor* é retirada, continuando este a rodar acoplado ao

¹³ O estado de virador de uma máquina síncrona corresponde a um modo de operação em *standby*, no qual um dispositivo, tipicamente um motor hidráulico ou elétrico, mantém o gerador a rodar em baixa velocidade (entre 20 a 150 rpm). Este regime visa prevenir deformações térmicas do eixo, decorrentes de aquecimentos irregulares no arranque e paragem da máquina, e evitar correntes de arranque excessivas que poderiam sobrecarregar os sistemas auxiliares durante este processo.

compensador, contribuindo também para o momento de inércia. O arranque com *pony motor* é, em regra, independente do tipo de sistema de excitação da máquina síncrona;

- Arranque elétrico direto – em máquinas com sistema de excitação estático (com escovas e anéis coletores), realizado através de um conversor estático, também designado por SFC (*Startup Frequency Converter*), ligado ao estator da máquina. Este sistema, baseado em eletrônica de potência, alimenta o estator da máquina síncrona com uma tensão sinusoidal de frequência variável, gerando um campo magnético no estator. Este campo interage com o campo magnético do rotor (gerado pela corrente de excitação), acelerando-o progressivamente, desde o estado de virador até cerca de 5 % acima da velocidade de sincronismo. Neste ponto, o SFC é desativado, permitindo que o compensador rode em regime livre. Inicia-se, então, um processo natural de desaceleração, devido à inércia do rotor. É precisamente durante esta rampa de desaceleração que ocorre a sincronização, logo que a velocidade (isto é, a frequência), a amplitude da tensão e o ângulo de fase se encontrem dentro de intervalos suficientemente próximos dos valores da rede;
- Arranque elétrico indireto – em máquinas com sistema de excitação *brushless* (sem escovas), realizado através de um SFC e de um motor hidráulico auxiliar. Numa primeira fase, o motor hidráulico acelera o rotor desde o estado de repouso (0 rpm) até cerca de 300 rpm (ou 10 % do valor nominal), velocidade em que o campo magnético gerado pela excitatriz *brushless* já é suficientemente forte para interagir com o campo criado no estator através do SFC, e o motor hidráulico é retirado de serviço. À semelhança do exemplo anterior, a máquina síncrona é então acelerada para uma velocidade superior à de sincronismo, ponto em que o SFC é igualmente desativado, seguindo-se o mesmo processo de desaceleração e sincronização.

A escolha entre uma das opções, em particular entre o *pony motor* e o SFC, depende não só das características da máquina síncrona existente na central, como também de aspetos técnicos e económicos que devem ser avaliados no âmbito da conversão. Este tema será, portanto, abordado em detalhe no capítulo 4, reservado ao desenvolvimento da metodologia de análise à conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos.

3.4.2 Conversão simples de uma unidade de produção termoelétrica com adição de volante de inércia

Na conversão de uma unidade de produção termoelétrica para um compensador síncrono com adição de volante de inércia, realizam-se todas as etapas de uma conversão simples, anteriormente descritas, e é acrescentado um volante de inércia. O acoplamento de uma massa ao eixo do rotor do compensador síncrono permite obter soluções com momentos de inércia superiores aos da solução simples, representando um *trade-off* entre o custo e benefício adicional, e que se torna particularmente importante quando se pretende implementar medidas para reforçar a estabilidade da frequência dos SEE.

Tomando como exemplo a mesma unidade de produção convencional (com turbina a vapor) do caso anterior, a Figura 18 ilustra, de forma esquemática, as principais modificações que resultam deste tipo de conversão, onde se inclui a instalação do volante de inércia (a laranja), acoplado ao eixo do rotor do compensador síncrono.

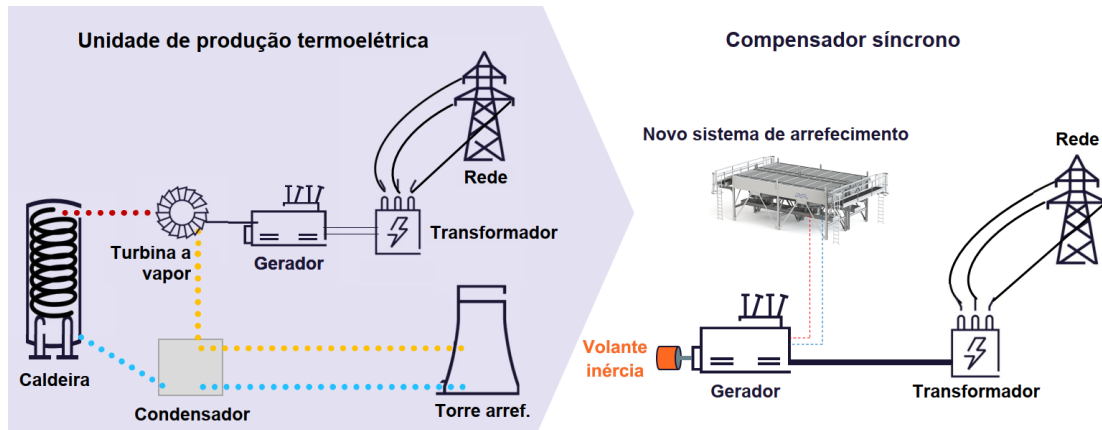


Figura 18 – Exemplo de configuração típica após a conversão simples de uma unidade de produção termoelétrica em compensador síncrono com adição de um volante de inércia (a laranja). Adaptado de [91].

Esta configuração é em tudo idêntica à conversão simples, excetuando o acoplamento do volante de inércia ao rotor do gerador, com os respetivos efeitos já descritos. Na Figura 19, apresenta-se uma aplicação real deste tipo de solução, associada a um sistema de arranque mecânico, através do acoplamento do conjunto a um motor assíncrono (*pony motor*).



Figura 19 – Exemplo de compensador síncrono equipado com volante de inércia e *pony motor*. Adaptado de [92].

Conforme se observa na figura anterior, o volante de inércia e o *pony motor* encontram-se acoplados ao eixo do compensador síncrono (rotor), encontrando-se o *pony motor* posicionado na extremidade do eixo. Esta configuração permite realizar o acionamento primário e acelerar todo o conjunto de equipamentos durante o processo de arranque e sincronização do compensador síncrono com a rede elétrica.

3.4.3 Conversão de uma unidade de produção termoelétrica em compensador síncrono de dupla operação

Uma solução alternativa de compensação síncrona consiste na conversão de uma unidade de produção termoelétrica num compensador síncrono de dupla operação, isto é, um sistema capaz de alternar entre o modo de produção de energia convencional e o modo de compensador síncrono, mediante uma embraiagem instalada entre a máquina síncrona e a turbina (a gás ou a vapor).

Contrariamente às soluções de conversão anteriores, todo o ciclo térmico é mantido, instalando-se, no entanto, uma embraiagem de aplicação especial (designada por *Synchro-Self-Shifting*) que permite desacoplar instantaneamente a turbina da máquina síncrona, e colocá-la em funcionamento como compensador síncrono. A mesma operação pode ser feita de forma inversa, isto é, operar uma comutação do modo de compensador síncrono para modo de produção de energia, conseguindo, no exemplo analisado em [61], realizar-se esta comutação em cerca de 30 minutos. Com este tipo de solução, a central passa a dispor de uma fonte adicional de receita, podendo operar de forma flexível em dois mercados: o da produção de energia elétrica e o da prestação de Serviços de Sistema, alternando entre os modos de operação consoante as necessidades dos SEE e da atratividade de cada mercado.

A Figura 20 ilustra, de forma esquemática, os principais equipamentos instalados no âmbito deste tipo de conversão (assinalados com letra roxa), considerando para exemplo uma unidade de produção convencional equipada com uma turbina a gás.

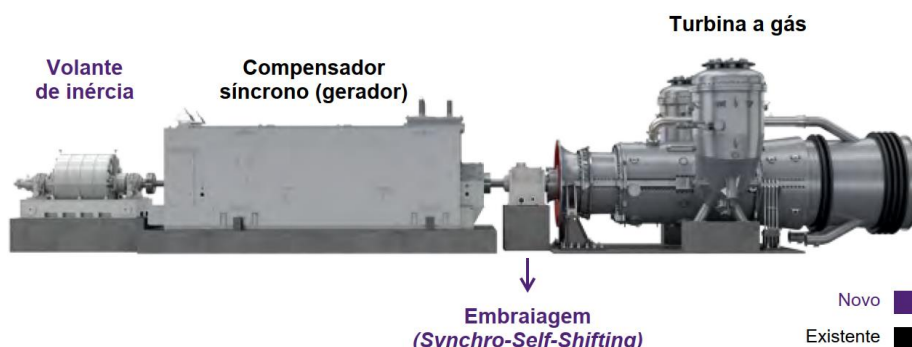


Figura 20 – Exemplo de disposição após a conversão de uma unidade de produção termoelétrica em compensador síncrono de dupla operação. Adaptado de [73].

Na solução da Figura 20, a embraiagem *Synchro-Self-Shifting* é colocada estrategicamente entre o gerador (máquina síncrona) e a turbina a gás, permitindo o desacoplamento da turbina, para que a máquina síncrona possa funcionar como compensador síncrono, em conjunto com o volante de inércia. Para além do cenário de dupla operação, no qual a central pode atuar em dois mercados, esta solução é particularmente útil quando se pretende assegurar a redundância operacional de uma instalação elétrica essencial, como é o caso das plataformas de extração de petróleo e gás natural em alto-mar, que dependam da alimentação proveniente de uma subestação costeira (*onshore*). Quando a alimentação *onshore* está disponível, a máquina pode operar em modo de compensador síncrono, contribuindo para a estabilidade de frequência dos sistemas elétricos e fornecendo potência reativa, de modo a equilibrar o fator de potência e regular a tensão local. Já em cenários de indisponibilidade da subestação *onshore*, procede-se à comutação da máquina para o modo de produção de energia, assegurando a operação (em ilha) da plataforma, até que a alimentação costeira seja restabelecida.

No que se refere ao processo de arranque e sincronização com a rede, ao manter-se todo o ciclo térmico associado à produção convencional, o arranque segue o procedimento habitual de uma central a gás: excita-se o enrolamento rotórico e o sistema SFC é utilizado para acelerar gradualmente o conjunto turbina-gerador. A partir de um certo ponto, a injeção e combustão de gás na câmara da turbina tornam-na autossustentável, permitindo desativar o SFC e prosseguir com o aumento gradual de velocidade do rotor até à velocidade nominal, na qual se estabelece a sincronização com a rede.

3.4.4 Construção de novos compensadores síncronos

A construção de raiz de novos compensadores síncronos, em comparação com as soluções de conversão anteriormente apresentadas, não apresenta diferenças no conceito ou na aplicação, ainda que possa comportar um investimento superior. Contudo, os novos equipamentos beneficiam dos avanços tecnológicos entretanto alcançados, em contraste com as máquinas síncronas instaladas há vários anos, permitindo recorrer a unidades de maior eficiência do que as reutilizadas no âmbito da conversão. Além disso, podem ser dimensionadas à medida daquilo que são as necessidades específicas do SEE onde se vão inserir. Por exemplo, num projeto de raiz, a máquina pode ser concebida para apresentar uma reatância síncrona tão baixa quanto tecnicamente possível, maximizando a sua contribuição para o aumento da potência de curto-circuito o que, tipicamente, se obtém com recurso ao uso de rotores do tipo cilíndrico. Em alternativa, pode ser desenhada com uma massa rotórica elevada, caso as exigências de inércia sejam consideráveis, característica que, tradicionalmente, se consegue mais facilmente mediante a utilização de rotores de polos salientes [83].

No caso da conversão de uma unidade de produção termoelétrica em compensador síncrono, o rotor original da máquina síncrona é reaproveitado e, por conseguinte, a solução construtiva adotada permanece a mesma para a qual a máquina foi inicialmente concebida. É frequente, em centrais termoelétricas, encontrarem-se máquinas de rotor cilíndrico, pois o seu uso é considerado mais eficiente do que o de polos salientes nas aplicações de alta velocidade, como

sucedem na produção acoplada a turbinas a gás, proporcionando um contributo elevado para o aumento da potência de curto-circuito. Nestes casos, cerca de dois terços do momento de inércia resultam das massas rotativas das turbinas a gás (e/ou a vapor), que se desacoplam durante a conversão. Deste modo, é habitual, no âmbito da conversão, recorrer à instalação de um volante de inércia para repor níveis de inércia similares aos originais [12].

Assim, torna-se fundamental avaliar as vantagens e desvantagens entre a conversão de unidades termoelétricas e a construção de novos compensadores síncronos, sendo esse, por isso, um dos objetivos propostos no presente trabalho (e cujo tema é abordado em detalhe nos capítulos 4 e 5).

3.4.5 Soluções híbridas

As soluções híbridas de compensação síncrona surgem da combinação estratégica de diferentes tecnologias FACTS, maximizando as vantagens que cada uma delas oferece para criar uma abordagem mais abrangente e versátil no ponto do SEE a intervir. Estas soluções podem ser concebidas para participar em mais de que um mercado de serviços de sistema, dependendo das necessidades específicas e dos mecanismos de retribuição praticados na zona síncrona. Embora a ausência de uma definição comum e uniforme para esta categoria, a literatura e a prática evidenciam duas soluções principais [48]:

- **Associação de compensadores síncronos com *Energy Storage Systems (ESS)*** – Para além dos contributos que os compensadores síncronos oferecem, esta combinação dota o sistema com a capacidade de absorver ou fornecer potência ativa em situações de desequilíbrio entre a produção e consumo, contribuindo para o restabelecimento da frequência do sistema, logo após a resposta inercial do compensador síncrono. Assim, esta configuração permite que o sistema participe em, pelo menos, dois mercados de serviços de sistema distintos: o de inércia e *Fast Frequency Response (FFR)*;
- **Associação de compensadores síncronos com *STATIC synchronous COMPensators (STATCOM)*** – Esta abordagem combina os contributos dos compensadores síncronos com as vantagens dos compensadores estáticos, os quais, embora não sejam capazes de contribuir com inércia ou de aumentar a potência de curto-circuito, oferecem uma resposta mais rápida face a variações ou perturbações de tensão, desempenhando um papel importante no controlo de tensão.

Do ponto de vista tecnológico, os compensadores síncronos utilizados em soluções híbridas não diferem daqueles que são empregues nas soluções a solo, já apresentados anteriormente. A distinção de uma solução híbrida, reside somente na integração do compensador síncrono com outras tecnologias FACTS, cujo conjunto é controlado por um sistema de controlo comum, desenhado com o objetivo de otimizar o desempenho dos dois sistemas, assegurando, assim, uma operação coordenada e o mais eficiente possível, nos locais onde se procura uma estabilização da rede em todas as vertentes: frequência, aumento da potência de curto-circuito e controlo de tensão.

3.4.6 Centrais hidroelétricas

Os grupos hidroelétricos reversíveis constituem mais uma solução de compensação síncrona, sendo habitualmente explorados com o objetivo principal de controlo de tensão, por via da compensação de energia reativa [93], [94]. Em Portugal, este serviço é usualmente prestado ao abrigo de contratos bilaterais entre o operador da rede de transporte e a entidade exploradora da central, uma vez que, atualmente, não se encontram previstos em mercado mecanismos de remuneração para este fim [94].

Contudo, a adoção de grupos hidroelétricos reversíveis enquanto compensador síncrono deve ser cuidadosamente ponderada, reconhecendo as desvantagens inerentes à sua utilização face às soluções que operam exclusivamente como compensador síncrono, que anteriormente se apresentaram. Desde logo, o modo de operação em compensador síncrono de um grupo hídrico requer a retirada de toda a água da câmara hidráulica da turbina, de modo a permitir que o gerador síncrono rode livremente quando sincronizado com a rede, processo que pode demorar várias horas e comprometer a disponibilidade da central para a produção de energia hidroelétrica ou para o modo de bombagem (que tipicamente ocorre nas horas de maior produção renovável e, por conseguinte, nas horas de maior necessidade de utilizar o grupo como compensador). Além disso, a utilização intensiva destes grupos como compensadores tende a acelerar a degradação dos equipamentos, uma vez que são tipicamente dimensionados para prestações pontuais deste tipo de serviço [93], [94].

No contexto das medidas de estabilidade da frequência, é importante recordar que a resposta inercial (imediate) oferecida por uma máquina síncrona face a variações súbitas da frequência depende da energia cinética acumulada nas massas rotóricas em movimento, isto é, nos geradores síncronos ligados à rede, o que pressupõe uma operação contínua, não sujeita a despacho intermitente como acontece na exploração das centrais hidroelétricas. Deste modo, as instalações dedicadas exclusivamente ao funcionamento como compensadores síncronos, quer sejam fruto de novas construções, quer resultem da conversão de centrais termoelétricas, são as que se encontram mais bem posicionadas para fornecerem serviços de estabilidade da frequência, dada a sua aptidão, flexibilidade e disponibilidade para operarem continuamente neste modo de operação.

3.5 Comparação sumária com outras tecnologias

Ao longo do presente capítulo foram apresentadas diversas soluções tecnológicas que têm vindo a ser exploradas para assegurar estabilidade nos sistemas elétricos de energia, tanto como complemento à geração síncrona, como, mais recentemente, dar resposta aos desafios associados ao cenário de transição energética. Entre as soluções abordadas neste trabalho encontram-se os compensadores síncronos, os compensadores estáticos e as soluções de inércia sintética, seja pela associação de Fontes de Energia Renovável (FER) a conversores de eletrónica de potência com tecnologia *grid-forming*, seja pela associação destes a *Energy*

Storage Systems (ESS). Foram, igualmente, apresentadas e analisadas as principais vantagens e desvantagens associadas a cada uma dessas tecnologias.

Neste sentido, e com o objetivo de sistematizar e sumarizar a informação recolhida no âmbito desta pesquisa, foi criada a Tabela 5, que apresenta uma síntese do contributo técnico de cada solução no contexto das medidas de estabilidade dos SEE. Para avaliar qualitativamente esse contributo, desenvolveu-se uma escala de três níveis, com as seguintes classificações:

- Elevado: ++
- Limitado: +
- Reduzido ou nulo: –

Tabela 5 – Resumo do contributo técnico das diferentes tecnologias na implementação de medidas de estabilidade dos sistemas elétricos de energia.

Tecnologia	Inércia	Controlo de tensão	Potência de curto-circuito	Maturidade tecnológica	Vida útil	Notas
Compensador síncrono	++	+	++	++	++	a, b
Compensador estático (STATCOM ou SVC)	–	++	–	++	++	c, d
Inércia sintética (FER com <i>grid-forming</i>)	+	++	–	–	+	c, d, e, f
<i>Energy Storage Systems</i> (ESS)	+	++	–	–	–	c, d, e, g

^a Inércia intrínseca à construção

^b Entre 3 a 5 p.u. de S_{cc}

^c Resposta rápida a variações de tensão

^d Limitada pelas condições de operação e pela tecnologia do conversor (1,2 p.u. de S_{cc})

^e Resposta inercial não imediata, dependente de algoritmos de controlo para emulação (tecnologia emergente)

^f Estudos apontam cerca de 15 anos de vida útil para os conversores / inversores [95], [96]

^g Vida útil reduzida de 20 para 12 anos em regulação de frequência e até 8 anos em *peak shaving*

A análise da Tabela 5 mostra, como esperado, que o compensador síncrono se destaca como a tecnologia com maior contributo para atenuar a redução de inércia nos SEE no curto-médio prazo (e, assim, mitigar os seus efeitos adversos), oferecendo ainda versatilidade no apoio a outros serviços de sistema, como o controlo de tensão e o reforço da potência de curto-circuito. Adicionalmente, no médio-longo prazo, uma solução complementar poderá passar pela associação de compensadores estáticos (STATCOM ou SVC) a *Energy Storage Systems* (ESS). No entanto, e como já se referiu, diversos estudos mostram que estas tecnologias ainda carecem de maior maturidade, tanto do ponto de vista tecnológico como económico, para se afirmarem

como substitutos viáveis da inércia síncrona em larga escala. Por este motivo, os objetivos do presente trabalho centram-se nos contributos das tecnologias de geração síncrona, em particular nos compensadores síncronos, dado o seu reconhecimento universal como a solução que à data se apresenta como a mais consolidada para responder aos desafios da transição energética.

De salientar ainda que, pelo facto das diferentes soluções não contribuírem de igual forma para mitigar a redução de inércia nem terem níveis de maturidade tecnológica semelhantes, a realização de uma análise comparativa dos custos de investimento e exploração não traria vantagens nesta fase, a menos que o foco desta dissertação incidisse apenas em medidas para o controlo de tensão, onde as várias soluções exibem contributos técnicos comparáveis. Assim, em linha com os objetivos delineados, a comparação de custos incidirá, mais tarde, entre a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos e a construção de raiz de novos compensadores síncronos, dada a capacidade de oferecerem contributos idênticos para a inércia.

3.6 Conclusão

No presente capítulo, analisou-se a função e a importância dos compensadores síncronos enquanto solução para a estabilidade dos sistemas elétricos de energia, os quais se identificam como uma das soluções mais promissoras para desempenhar, de forma eficaz, o papel outrora assumido pela produção termoelétrica convencional (no que se refere à inércia), contribuindo para mitigar, a curto-médio prazo, a esperada redução de inércia dos Sistemas Elétricos de Energia (SEE) no contexto da transição energética.

Desde logo, a tecnologia de compensação síncrona beneficia do facto de assentar naquela que é a principal fonte de corrente alternada dos SEE – as máquinas síncronas – tirando partido de uma maturidade tecnológica construída ao longo de várias décadas de utilização na produção de energia elétrica (tanto convencional como renovável). Fruto desses avanços, é hoje possível encontrar no mercado máquinas capazes de operar, em regime nominal, com perdas inferiores a 2,0 %, valor significativamente menor do que o registado em 2013, época em que as perdas de referência de um compensador síncrono eram tidas em aproximadamente 5 %.

Para além da sua maturidade tecnológica, o compensador síncrono distingue-se pelo elevado contributo para a estabilidade da frequência dos SEE, graças à sua capacidade de resposta inercial nominal e imediata. Esta característica, inerente ao funcionamento natural de uma máquina síncrona, constitui a primeira linha de defesa de um SEE, sendo o único mecanismo, após uma perturbação na rede, capaz de limitar os valores iniciais da taxa de variação de frequência (RoCoF), oferecendo um intervalo de tempo para que os Operadores da Rede de Transporte (ORT) possam acionar os mecanismos de controlo da frequência previstos na sua zona síncrona. Em contraste, as Fontes de Energia Renovável (FER) não contribuem para a inércia dos sistemas de igual forma que os alternadores de elevada potência, existindo a necessidade de recorrer à emulação de inércia através de algoritmos implementados nos

conversores de eletrônica de potência que as equipam. Como resultado, a resposta inercial das FER não tem a magnitude desejável, nem ocorre de forma imediata – como seria ideal – e pode obrigar ao *curtailment* da produção para viabilizar esta funcionalidade.

O compensador síncrono é também capaz de contribuir para o aumento da potência de curto-circuito dos SEE, sendo, aliás, a solução de entre as FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) a que maior contributo oferece para o reforço da rede. Com efeito, apesar dos avanços tecnológicos, as FER predominantes, como a eólica e a solar, não igualam ainda os níveis de S_{cc} gerados por um compensador síncrono (cerca de cinco vezes superior), devido ao modo como estas se ligam à rede e à sua natureza intrínseca.

Já no controlo de tensão dos SEE, o compensador síncrono apresenta igualmente um elevado contributo, ao ser capaz de fornecer ou absorver quantidades significativas de energia reativa, com o objetivo de manter estável a amplitude de tensão nos diferentes nós da rede. Demonstra, também, um desempenho robusto em cenários de *low-voltage ride through*, ao ser capaz de se manter ligado à rede em circunstâncias de tensão extremamente baixa, em contraste com o que acontece nestas condições nas soluções assentes em eletrônica de potência (como as que equipam as FER).

Neste contexto, tornou-se essencial apresentar e caracterizar as diferentes tipologias e soluções de compensação síncrona disponíveis no mercado. A análise realizada demonstrou que, em função das necessidades específicas de cada SEE, é possível adotar diferentes configurações, seja para implementar medidas de estabilidade da frequência, controlo de tensão, aumento da potência de curto-circuito, ou mesmo todas em simultâneo. Além disso, a escolha entre as várias soluções, desde a conversão de centrais termoelétricas existentes em compensadores síncronos, à construção de raiz de novos compensadores síncronos ou às soluções híbridas traduz-se não só em diferentes contributos técnicos para a estabilidade dos SEE, como também em graus distintos de complexidade de implementação, custo e prazo de execução, representando, habitualmente, um *trade-off* entre custo e benefício adicional, sendo fundamental pesar as vantagens e desvantagens na escolha entre cada solução, de acordo com a metodologia a apresentar.

Por fim, tendo em conta as diferentes soluções tecnológicas mencionadas ao longo deste capítulo, que visam assegurar a estabilidade dos sistemas elétricos de energia, realizou-se uma avaliação qualitativa de cada uma delas, segundo critérios propostos, e cujos resultados foram sintetizados na Tabela 5. Desta avaliação, reforça-se a conclusão de que os compensadores síncronos – sejam eles novos ou resultado da conversão de centrais termoelétricas – podem ser considerados, na presente conjuntura, como a solução mais consolidada e eficaz para mitigar a redução de inércia nos SEE, contribuindo ainda, de forma assinalável, para outros vetores de estabilidade da rede, como o reforço da potência de curto-circuito e o controlo de tensão.

4 Conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos

O presente capítulo estabelece a metodologia de análise para a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos, como medida de estabilidade da frequência nos Sistemas Elétricos de Energia (SEE). Após uma breve contextualização, são enunciados os pressupostos adotados no desenvolvimento da metodologia, bem como os seus fundamentos, objetivos e estrutura. Em seguida, descreve-se a primeira etapa de análise, de natureza técnica, na qual se avaliam as principais modificações necessárias para implementar a solução e se definem os critérios de viabilidade da conversão. Os resultados desta etapa servem de base à análise económica, onde se avaliam os custos associados a essas modificações, se comparam com os da construção de raiz de novos compensadores síncronos e se analisam os mecanismos de remuneração e do retorno do investimento. A metodologia completa-se com a formulação de critérios destinados a apoiar o processo de tomada de decisão sobre o projeto, considerando os resultados das etapas de análise técnica e económica.

Para complementar a abordagem proposta, apresenta-se ainda uma comparação global entre a solução de conversão e a construção de raiz de novos compensadores síncronos, destacando as principais vantagens e desvantagens de cada uma. Com base nos resultados da metodologia, caracteriza-se, por fim, o perfil das centrais termoelétricas existentes nos SEE com maior potencial de conversão em compensador síncrono.

4.1 Introdução

Em resultado do compromisso com o Pacto Ecológico Europeu, adotado pelos Estados-Membros e que estabelece a meta de neutralidade carbónica até 2050, tem-se assistido a um cenário de transição energética no qual a geração térmica (síncrona) vai sendo progressivamente descomissionada e substituída por Fontes de Energia Renovável (FER), como a eólica e a solar. Como se evidenciou no Capítulo 2, estas tecnologias não contribuem para a inércia dos Sistemas Elétricos de Energia (SEE) de forma comparável à dos alternadores de elevada potência, nos quais ainda recai o maior contributo de inércia. Como resultado, os SEE tornam-se mais vulneráveis a variações súbitas na frequência, aumentando o risco de deslapses de carga na rede e da separação de áreas síncronas (como o registado na Península Ibérica em 2021¹⁴), eventos que podem comprometer a segurança e a continuidade de serviço.

Neste contexto, e conforme apresentado no Capítulo 3, a implementação de compensadores síncronos surge como uma das soluções mais promissoras para assumir, de forma eficaz, o papel que tem sido desempenhado pela produção termoelétrica convencional, ao contribuir para mitigar a anunciada redução de inércia nos SEE no curto-médio prazo. Estes, além da sua natureza intrínseca de contribuir com inércia, oferecem ainda versatilidade no apoio a outros serviços de sistema, como o controlo de tensão e o aumento da potência de curto-circuito. Da análise às soluções de compensação síncrona, destacaram-se duas abordagens principais: a conversão de centrais termoelétricas já descomissionadas ou em fase de descomissionamento em compensadores síncronos, dando uma nova vida aos ativos imobilizados, ou a construção de raiz de novos compensadores.

A escolha entre uma ou outra opção depende tanto da viabilidade técnica da conversão como da viabilidade económica, informação que, atualmente, se encontra dispersa e, em certos casos, limitada, evidenciando a necessidade de uma maior consolidação e contributo sobre o tema. Assim, propõe-se uma metodologia de análise para a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos, como medida de estabilidade da frequência, apresentando diferentes critérios e procedimentos, técnicos e económicos, a serem utilizados como referência para validar a viabilidade de tal conversão.

¹⁴ Ocorrência analisada em detalhe no subcapítulo 2.3.4.

4.2 Pressupostos

Para o correto desenvolvimento de uma metodologia é fundamental delimitar o âmbito sobre o qual ela se desenvolve, de modo a garantir que a sua posterior aplicação produza resultados satisfatórios e coerentes. Neste sentido, enumeram-se em seguida os pressupostos tidos em consideração no desenvolvimento da presente metodologia.

i) Motivações

Os objetivos do presente trabalho centram-se nos contributos oferecidos pelos compensadores síncronos que, à data, se afirmam como uma das soluções mais consolidadas para responder aos desafios colocados pela tendência de redução da inércia nos SEE. Além disso, na tecnologia atual, constituem o único mecanismo (ou solução técnica) capaz de limitar os valores iniciais da taxa de variação de frequência (RoCoF) nos instantes após uma perturbação, graças à sua resposta inercial imediata.

Assim, à semelhança dos exemplos de conversão apresentados em 2.5, considera-se, na presente metodologia, que a principal motivação para a conversão de uma central termoelétrica em compensador síncrono reside na necessidade de implementar medidas que assegurem a estabilidade da frequência dos SEE, não descurando, contudo, que a mesma solução oferece simultaneamente benefícios para o controlo de tensão e para o aumento da potência de curto-circuito, razão pela qual se apresentam e se analisam de igual modo os contributos que a central, após a conversão em compensador síncrono, poderá fornecer no apoio a esses serviços de sistema e em que medida podem ser garantidos ou limitados pela conversão.

A principal alternativa para responder aos mesmos desafios de estabilidade consiste na construção de raiz de um novo compensador síncrono nas imediações do mesmo ponto de ligação à rede, motivo pelo qual se avaliam as vantagens, desvantagens e custos da conversão, quando comparada com a construção de raiz de um novo compensador síncrono.

ii) Localização

A localização (estratégica) de uma central termoelétrica ou de um compensador síncrono é, em regra, definida pelo(s) Operador(es) da Rede de Transporte (ORT) das respetivas áreas síncronas, aos quais compete garantir a manutenção dos níveis de segurança e fiabilidade da rede, bem como o abastecimento e qualidade de serviço. Na presente metodologia, considera-se que a central termoelétrica que se propõe converter foi já identificada pelo ORT ou por outros agentes com poder de decisão, como estando situada numa localização estrategicamente importante e benéfica para oferecer os contributos de estabilidade desejados para a rede, à semelhança do que se verifica nos exemplos de conversão apresentados em 2.5.

Ainda que apresente influência e efeitos locais, é de salientar que, de um modo geral, a localização de um compensador síncrono na rede não afeta o seu contributo de inércia para os

SEE, pois, uma vez sincronizado, a resposta inercial da máquina síncrona perante uma variação súbita da frequência é imediata e de valor nominal, limitando a RoCoF independentemente do nível de carga do alternador [97], [98]. Já quando a motivação da conversão é a de prestar serviços de controlo de tensão ou de reforçar a potência de curto-circuito, o ponto de interligação do compensador síncrono requer uma análise detalhada por parte do ORT, por forma a maximizar esses contributos nas proximidades dos nós mais vulneráveis ou em zonas menos interligadas ou isoladas da rede, tendo em conta a evolução da configuração da rede, a integração de produção distribuída e a evolução dos perfis de consumo.

Num cenário em que a definição da localização é possível, por exemplo, na construção de raiz de novos compensadores síncronos, encontram-se na literatura várias publicações de referência para apoiar esta decisão e que, em função do contributo que se pretende estabelecer, procuram determinar a localização ótima para a instalação do compensador síncrono. Estas recorrem a diferentes estratégias de otimização ou a critérios técnicos e/ou económicos, sendo um tema que tem reunido grande interesse, com o objetivo de estabelecer um consenso alargado entre a comunidade científica [68], [99]. Não obstante, uma conclusão transversal é a de que, mesmo que a instalação não ocorra no local estabelecido como o ideal, a contribuição de um compensador síncrono traduz-se sempre em benefícios significativos para os SEE e para a integração de fontes de energia renovável [100].

iii) Documentação técnica

A presente metodologia, à semelhança de outros estudos de análise técnica e económica, pressupõe a existência de documentação que permita caracterizar a central termoelétrica a converter, sobretudo no que respeita aos seus principais sistemas e equipamentos, como a máquina síncrona, o transformador elevador e os demais sistemas elétricos e mecânicos associados. A título de exemplo, o acesso à documentação técnica destas máquinas elétricas é particularmente importante, pois permite recolher dados como o momento de inércia da massa rotórica (J) e a reatância sub-transitória (X''_d) da máquina síncrona, ou ainda a tensão de curto-circuito do transformador elevador à corrente nominal (u_{kr}), informação que será especialmente relevante, como se demonstrará, para determinar os contributos da solução após a eventual conversão em compensador síncrono.

Por norma, dada a importância que as centrais termoelétricas tiveram (ou ainda têm) para a operação segura e fiável dos SEE, esta documentação tende a ser bem conhecida e preservada pelas entidades responsáveis pela exploração. Contudo, nos casos em que a antiguidade da instalação ou a ausência de documentação técnica inviabilizem o conhecimento de determinados parâmetros que caracterizam os equipamentos existentes, podem ser adotados valores típicos contidos em publicações de referência (algumas das quais são citadas ao longo desta metodologia), tendo presente de que a fiabilidade do estudo e da eventual viabilidade de conversão será tanto maior quanto mais rigorosos e fidedignos forem os dados em que se baseiam.

iv) Condição geral da instalação

À semelhança do ponto anterior, a documentação que contempla o registo e histórico de manutenções da central, permitindo avaliar a idade, a condição e o estado de conservação geral da instalação, bem como as eventuais reparações, substituições ou modernizações realizadas nos equipamentos e sistemas, constitui igualmente informação pertinente para a análise de viabilidade técnica e económica. Com efeito, é usual encontrarem-se casos em que o estator e/ou o rotor da máquina síncrona já foi rebobinado, possibilitando prolongar o tempo de vida útil inicialmente estimado para a máquina (entre 30 a 40 anos [73], [74]), ou em que os sistemas de proteção, de excitação, de automação e controlo já foram alvo de modernização.

Ainda que a viabilidade económica da conversão seja parte dos objetivos do presente trabalho, alguns estudos [12], [101] sugerem que a solução, após conversão, deva dispor de pelo menos 10 a 15 anos de exploração adicionais por forma a recuperar o investimento e gerar rentabilidade, adotando-se este intervalo como valor mínimo de referência, na presente metodologia, para as duas principais máquinas elétricas: a máquina síncrona e o transformador elevador. A título de exemplo, duas das centrais termoelétricas de ciclo combinado ainda em operação em Portugal, Lares e Pego, dispõem de dois grupos cada, comissionados em 2009 e 2011, contando atualmente com cerca de 24 e 26 anos de exploração adicional, respetivamente, considerando o tempo de vida útil típico de uma máquina síncrona e de um transformador elevador (cerca de 40 anos) [102], [103].

Considera-se ainda que, anteriormente à realização do estudo, não são conhecidos constrangimentos ou danos estruturais em equipamentos ou instalações consideradas como partes principais do projeto, como as máquinas elétricas mencionadas ou elementos relacionados com as fundações e outras estruturas de construção civil que, logo à partida, inviabilizem a reutilização dos ativos em questão.

v) Aspectos económicos e regulatórios

No estado da arte, e ao longo do presente trabalho, identificaram-se os desafios colocados pela contínua redução de inércia nos SEE, e a necessidade da adoção de medidas que assegurem a estabilidade da frequência no curto-médio prazo. Neste sentido, e em linha com o que se observa em vários mercados (mencionados em 2.5), pressupõe-se a existência de mecanismos de remuneração de inércia (destinados a implementar tais medidas), seja através de mercados de estabilidade, de contratos bilaterais entre o ORT e privados para a prestação destes serviços, ou pelo investimento direto do ORT em tecnologias de compensação síncrona, de modo a garantir a manutenção dos níveis de segurança e fiabilidade da rede, de acordo com as competências que lhe são atribuídas. Por estes motivos, e de acordo com a tendência atual analisada no estado da arte, não se antecipam implicações a nível regulamentar que possam desfavorecer a implementação de tais medidas e dos respetivos mecanismos de remuneração para a inércia dos SEE.

4.3 Fundamentos e objetivos

A presente metodologia tem por objetivo alavancar o elevado potencial de conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos, considerando o papel preponderante dos compensadores síncronos para a estabilidade da frequência e para a robustez dos sistemas elétricos de energia, diante dos desafios impostos pelo atual contexto de transição energética nos modelos de produção de eletricidade.

Ao longo da metodologia proposta, cuja visão global se apresenta na Figura 21, analisa-se, de forma sistemática e por etapas, as principais modificações necessárias, bem como as vantagens, desvantagens e a viabilidade da conversão, contemplando diferentes cenários (com ou sem adição de volante de inércia) e diferentes requisitos técnicos, que podem variar de central para central. Adicionalmente, avalia-se a viabilidade económica, não só tendo em conta os custos associados a essas modificações, mas também comparando-os com a construção de raiz de novos compensadores síncronos, sendo igualmente estudado o retorno esperado desses investimentos, culminando na análise e decisão sobre o projeto.

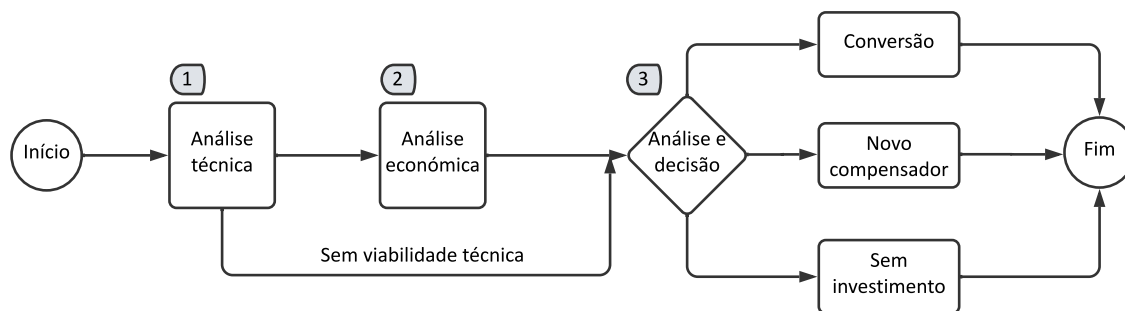


Figura 21 – Fluxograma geral da metodologia de análise para a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos.

Como resultado, a metodologia permitirá identificar os casos em que a conversão de uma central termoelétrica pode ser mais vantajosa do que a instalação de um novo compensador, ou vice-versa. Pretende-se ainda que constitua um guia técnico para a conversão, ao identificar e abordar os aspetos mais relevantes a serem considerados e o seu peso na viabilidade do projeto, contribuindo, assim, para o desenvolvimento de soluções que assegurem a fiabilidade e a segurança dos sistemas elétricos de energia.

A metodologia é desenvolvida tendo por base o exemplo de uma central termoelétrica equipada com turbina a vapor, a gás ou de ciclo combinado, para a qual se considera a possibilidade de conversão em compensador síncrono ou a construção de raiz de uma nova solução. Para este efeito, é considerado que a instalação irá decorrer num determinado ponto (central termoelétrica) da rede elétrica da Europa Continental, do Reino Unido ou da Austrália, regiões onde ambos os tipos de projeto já foram concretizados com sucesso, como analisado no capítulo dedicado ao estado da arte. A metodologia apresenta-se, assim, sob a forma de um modelo prático e replicável a diferentes contextos de conversão e a vários tipos de centrais termoelétricas (com produção por recurso a gás natural, carvão, entre outras).

4.4 Análise técnica

A análise técnica constitui a primeira etapa da metodologia proposta, destinada a analisar, de forma sistemática, a viabilidade de conversão de uma dada central termoeétrica em compensador síncrono, incidindo sobre as principais modificações necessárias para a sua implementação. Na Figura 22, apresenta-se um fluxograma que ilustra em detalhe o método de análise técnica, evidenciando os diferentes processos de avaliação a serem tidos em consideração, assim como a sequência lógica e de tomada de decisão no âmbito da metodologia. As conclusões desta etapa servirão de base para as etapas seguintes (2) ou (3), conforme estabelecido no fluxograma geral da Figura 21.

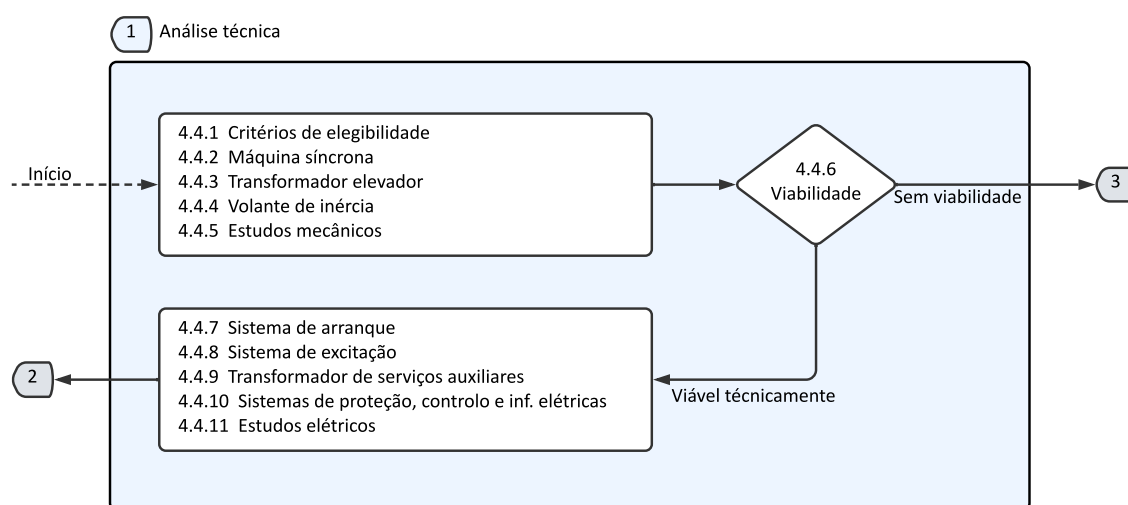


Figura 22 – Fluxograma do processo de análise técnica para a conversão de centrais termoeétricas em compensadores síncronos.

Como se pode observar na Figura 22, os subcapítulos 4.4.1 a 4.4.5 tratam de equipamentos ou da avaliação de trabalhos tidos como críticos à viabilidade da conversão. Assim, considera-se nesta metodologia que, se da análise de algum dos pontos referidos resultarem restrições ou limitações inultrapassáveis (como, por exemplo, a impossibilidade de reutilizar a máquina síncrona existente), a viabilidade técnica fica comprometida, e o resultado que transita para a etapa (3) de análise e decisão será, nesse caso, “sem viabilidade”. Deste modo, assegura-se que apenas os projetos tecnicamente robustos avancem em todos os processos de análise técnica e, posteriormente, para a análise económica, otimizando o processo.

Se, por outro lado, esses resultados forem considerados satisfatórios, a análise técnica prossegue para os sistemas e trabalhos descritos nos subcapítulos 4.4.7 a 4.4.11, cujas conclusões, embora relevantes, não constituem habitualmente um impedimento para a viabilidade da conversão. Nesta fase, ainda que se identifiquem limitações ou a necessidade de substituir determinados sistemas (como, por exemplo, o de excitação), tal não inviabiliza tecnicamente o projeto. Com as principais modificações técnicas (e eventuais limitações) identificadas, o projeto avança para a etapa (2) de análise económica, conforme o fluxograma

da metodologia proposta. Em seguida, apresentam-se, os diferentes processos de avaliação técnica mencionados.

4.4.1 Critérios de elegibilidade

A proposta de conversão de uma dada central termoelétrica em compensador síncrono deve, na sua origem, atender à verificação de um conjunto de requisitos mínimos que, analisados de forma sistemática, sustentem a elegibilidade da central como potencial solução apta a satisfazer os níveis de serviço de sistema pretendidos. Neste sentido, no âmbito da metodologia proposta recomenda-se, como primeiro passo da avaliação técnica, a análise e identificação dos requisitos (ou contributos) esperados para a estabilidade dos sistemas elétricos de energia para o ponto da rede em questão.

Os contributos para a estabilidade da rede são, em regra, definidos pelo(s) Operador(es) da Rede de Transporte (ORT) das respetivas áreas síncronas, aos quais, em virtude da responsabilidade que lhes é atribuída na gestão dos SEE, cabe garantir a manutenção dos níveis de segurança e fiabilidade da rede, bem como o abastecimento e a qualidade de serviço. Assim, em função das metas estabelecidas no contexto da transição energética, da capacidade atual dos respetivos SEE, e de fatores estratégicos, os ORT elaboram planos de investimento, apoiados em estudos da rede, nos quais se identificam as necessidades específicas para assegurar o bom funcionamento dos SEE [41], [50]. Como resultado, identificam-se pontos da rede onde se torna necessário reforçar um ou mais dos vetores de estabilidade: frequência, controlo de tensão e potência de curto-circuito.

Para um determinado ponto de interligação à rede onde se verifica essa necessidade, o ORT define, em regra, os contributos mínimos para o reforço da estabilidade, apresentando valores de referência como os que se apresentam em exemplo na Tabela 6, extraídos de um procedimento relativo à instalação de um compensador síncrono na ilha da Madeira [104].

Tabela 6 – Exemplo dos contributos de estabilidade habitualmente esperados num ponto da rede.

Requisito	Características	Valor*	Motivação
i)	Inércia da solução ($E_{C\ min}$)	100 MW.s	Estabilidade da frequência
ii)	Potência nominal ($-Q_{min}, Q_{min}$)	-15 MVar, 15 MVar	Controlo de tensão
iii)	Short-circuit capacity ($S_{CC\ min}$)	5 x a potência nominal	Robustez do sistema

* Valores ilustrativos, estabelecidos a montante do transformador elevador. Em cada estudo devem ser identificados os valores específicos para o projeto, estabelecidos pelo ORT ou pelo procedimento aplicável.

Atendendo às características da central existente, que se consideram conhecidas e documentadas, torna-se possível, numa fase preliminar, efetuar uma validação de elegibilidade comparando os níveis de serviço que a central poderá oferecer, após a eventual conversão em compensador síncrono, com as necessidades de estabilidade definidas para o ponto da rede em questão. Deste modo, obtêm-se dados expeditos que demonstram se existe potencial de

viabilidade na conversão, evitando-se, em caso negativo, desenvolver esforços adicionais de análise técnica e económica.

Para este efeito, e tendo como referência os contributos mínimos de estabilidade esperados para um ponto da rede, como os do exemplo apresentado na Tabela 6, propõe-se de seguida, um conjunto de passos para validar cada um dos requisitos.

i) Inércia da solução

Habitualmente estipulado em MW.s, o indicador de inércia é estabelecido como uma referência direta à energia cinética (E_C) acumulada pela massa rotórica da máquina síncrona e dos seus eventuais acoplamentos. Neste contexto, propõe-se o seguinte conjunto de passos para se validar o requisito de inércia:

1. Caracterizar a máquina

- A partir da documentação técnica da máquina síncrona existente é possível identificar o momento de inércia da massa rotórica (J) em $kg \cdot m^2$, propriedade mecânica intrínseca da máquina.

2. Calcular a energia cinética

- Caracterizado o equipamento, determina-se o contributo de inércia do rotor E_{Cr} , a partir da equação (2.1), segundo a fundamentação apresentada no capítulo 2.2;
- Neste cálculo, não se consideram as massas das turbinas (a gás ou a vapor), que se consideram como sendo desacopladas após a conversão, o que, poderá traduzir-se numa redução da inércia para um terço do valor nominal [12].

3. Comparar com requisito

- Se E_{Cr} for inferior ao requisito $E_{C\ min}$ estabelecido na Tabela 6 (do caso em estudo), a conversão é considerada “sem viabilidade” ou, em alternativa, considera-se obrigatória a adição de um volante de inércia, admitindo-se que o requisito de inércia é satisfeito, desde que a sua viabilidade seja posteriormente confirmada na análise técnica correspondente;
- Se $E_{Cr} \geq E_{C\ min}$, considera-se que o requisito de inércia foi cumprido, e uma conversão «simples»¹⁵ em compensador síncrono considera-se tecnicamente viável.

¹⁵ Classificação segundo a nomenclatura do subcapítulo 3.4.1.

ii) Potência nominal

A potência nominal é habitualmente estipulada num intervalo que define a capacidade da solução em fornecer e absorver potência reativa da rede $(-Q_{min}, Q_{min})$. Neste contexto, propõe-se o seguinte conjunto de passos para se validar o requisito de potência:

1. Caracterizar a máquina

- A partir da documentação técnica da máquina síncrona existente, é possível consultar o seu respetivo diagrama de capacidade, idêntico ao apresentado na Figura 11.

2. Analisar os limites operacionais

- Através do diagrama de capacidade típico da máquina síncrona, é possível analisar e quantificar os limites operacionais em cada um dos (dois) quadrantes de operação enquanto compensador síncrono $(-Q, Q)$, tal como fundamentado em 3.2 e ilustrado em detalhe para o exemplo da Figura 11.

3. Comparar com requisito

- Se, após esta avaliação, se verificar que os limites operacionais da máquina não cumprem o intervalo $(-Q_{min}, Q_{min})$ estabelecido na Tabela 6 (do caso em estudo), considera-se a conversão “sem viabilidade”;
- Se esses limites se enquadrarem no intervalo $(-Q_{min}, Q_{min})$, considera-se que o requisito de potência reativa foi satisfeito, embora condicionado aos resultados da análise técnica ao transformador elevador, dado que fatores como as perdas em vazio (associadas à magnetização) e a tensão de curto-circuito podem influenciar o contributo efetivo do compensador síncrono no fornecimento ou absorção de potência reativa.

iii) Short-circuit capacity

Habitualmente expresso em MVA, ou como um múltiplo de “n vezes” a potência nominal do compensador síncrono, este requisito reflete o contributo esperado para o aumento da potência de curto-circuito (S_{cc}) no ponto de interligação.

Tal como apresentado em 3.3.3, a máquina síncrona é capaz de fornecer uma potência de curto-circuito várias vezes superior ao seu valor nominal. Contudo, dado que a sua ligação à rede é efetuada por intermédio de outra máquina elétrica – o transformador elevador – a impedância deste último atua como um fator limitador das correntes de defeito que a máquina síncrona pode gerar, influenciando a contribuição efetiva no ponto de ligação à rede.

Embora careça de uma análise aprofundada a realizar em etapa posterior (caso aqui se verifique potencial de viabilidade), o contributo da solução para o aumento da potência de curto-circuito é, em grande medida, definido pelas características das duas principais máquinas elétricas: a máquina síncrona e o transformador elevador. Para se obter, na presente fase de elegibilidade, um valor indicativo que permita apurar se existe, ou não, potencial de viabilidade, recorre-se a uma modelização simplificada de ambas as máquinas e do ponto de ligação à rede, conforme ilustrado na Figura 23.

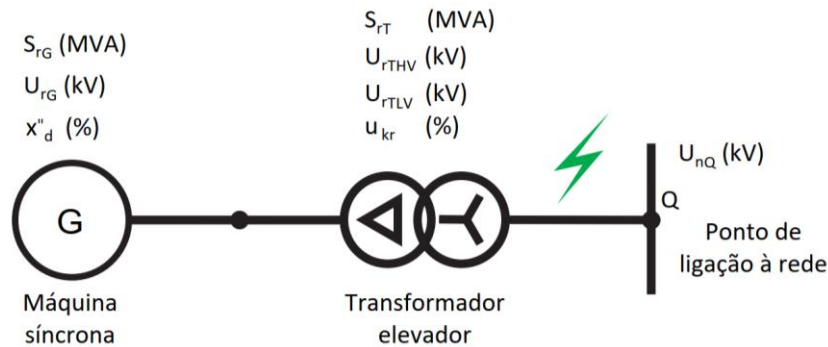


Figura 23 – Modelo simplificado de uma central termoelétrica. Adaptado de [88].

Através do modelo proposto, baseado numa abordagem simplificada ao método padronizado na norma IEC 60909-0:2016, e no qual alguns parâmetros e fatores se desprezam dado o seu baixo impacto no valor final¹⁶, é possível estimar, com precisão suficiente para esta etapa, a contribuição máxima de potência de curto-circuito do conjunto máquina síncrona-transformador elevador.

Deste modo, propõe-se o seguinte conjunto de passos para se obter uma estimativa de (S_{cc}):

1. Caracterizar as máquinas

- A partir da documentação técnica da máquina síncrona, identificar a potência nominal (S_{rG}), a tensão nominal (U_{rG}), e a reatância sub-transitória (X''_d);
- A partir da documentação técnica do transformador elevador, identificar a potência nominal aparente (S_{rT}), a tensão nominal do enrolamento de tensão mais elevada (U_{rTHV}), a tensão nominal do enrolamento de tensão mais baixa (U_{rTLV}), e ainda a tensão de curto-circuito do transformador à corrente nominal (u_{kr});
- Nos casos em que a antiguidade da instalação ou a falta de documentação inviabilizem conhecer (X''_d) ou (u_{kr}) podem ser adotados valores típicos de publicações de referência, como os referidos nos relatórios técnicos IEC TR 60909-1:2002, IEC TR 60909-2:2008 ou em [105].

¹⁶ Como por exemplo: a resistência interna do alternador e do transformador elevador, os fatores de correção das impedâncias, a influência da saturação da reatância sub-transitória do gerador, entre outros.

2. Caracterizados os elementos para implementar o modelo simplificado da central termoelétrica, estima-se a contribuição máxima de potência de curto-circuito do conjunto, calculando sequencialmente:

- A impedância equivalente do transformador (Z_{THV}):

$$Z_{THV} = \frac{u_{kr}}{100} \cdot \frac{U_{rTHV}^2}{S_{rT}} \quad (4.1)$$

- A impedância equivalente do gerador (Z_G):

$$Z_G = \frac{X''_d}{100} \cdot \frac{U_{rG}^2}{S_{rG}} \quad (4.2)$$

- A impedância equivalente das duas máquinas (Z_S):

$$Z_S = Z_G \cdot \left(\frac{U_{rTHV}}{U_{rTLV}} \right)^2 + Z_{THV} \quad (4.3)$$

- A corrente de curto-circuito (I''_{kS}), considerando um fator de tensão (c) com valor máximo (1,10) como definido na norma IEC 60909-0:2016:

$$I''_{kS} = \frac{c \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} \cdot Z_S} \quad (4.4)$$

- A potência de curto-circuito (S_{cc}) injetada no ponto de rede (Q), tendo como referência o valor da tensão nominal da rede (U_{nQ}):

$$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot I''_{kS} \cdot U_{nQ} \quad (4.5)$$

3. Comparar com requisito

- Ao resultado apurado (em MVA) pode ser aplicada uma tolerância de $\pm 10\%$, uma vez que as condições de operação são suscetíveis de variar ao longo do tempo, devido a fatores como a temperatura, ou dos próprios valores de impedância indicados pelos fabricantes, que estão também eles sujeitos a uma tolerância;
- Se após esta avaliação o valor de potência de curto-circuito (S_{cc}) injetado no ponto de rede (Q) se revele inferior ao requisito ($S_{cc\ min}$) estabelecido na Tabela 6 (do caso em estudo), considera-se a conversão “sem viabilidade”;
- Se $S_{cc} \geq S_{cc\ min}$, considera-se que o requisito de potência de curto-circuito foi satisfeito, embora condicionado ao cálculo detalhado das correntes de curto-circuito, a realizar na fase de estudos elétricos (em 4.4.11), tomando em consideração aspetos mais amplos, como os diferentes cenários de trânsito de potência (se a fornecer ou a consumir potência reativa), o perfil de carga, a posição

do comutador em carga, entre outros fatores que podem influenciar, de forma mais fina, o valor de (S_{cc}) inicialmente estimado.

Uma vez concluída, com sucesso, a validação dos critérios de elegibilidade, que fundamentam o potencial de conversão da termoelétrica em compensador síncrono apto a satisfazer os níveis pretendidos de serviço de sistema, considera-se o presente ponto concluído e avança-se para o subcapítulo seguinte de análise técnica, conforme o definido no fluxograma da Figura 22.

4.4.2 Máquina síncrona

A máquina síncrona é a principal máquina elétrica a reutilizar na conversão de uma central termoelétrica em compensador síncrono, sendo também o equipamento mais valioso de toda a solução tendo por isso um papel vital para a viabilidade da conversão. Neste sentido, uma vez validados os critérios de elegibilidade, torna-se fundamental, entre outros aspetos, analisar a idade e condição da máquina e a sua adequação à operação em modo de compensador síncrono, de acordo com os requisitos de funcionamento estabelecidos pelo ORT ou por outros agentes com poder de decisão. Assim, propõe-se o seguinte conjunto de etapas-chave, a serem consolidadas, numa etapa posterior, junto das equipas responsáveis pelo *feasibility study*¹⁷:

1. Caracterizar em detalhe o estado de conservação
 - Envolver o OEM (fabricante original do equipamento) no processo de análise, uma vez que este detém conhecimento detalhado sobre a máquina e poderá oferecer contributos importantes para a avaliação da viabilidade;
 - Identificar a idade, o número de arranques, as horas de operação e o histórico de paragens e manutenção por forma a verificar que *findings* foram identificados e se foram resolvidos;
 - Inspeccionar o estator, o rotor, as escovas e excitatriz (quando aplicável), bem como as partes móveis;
 - Verificar o estado dos transformadores de corrente e de tensão à saída do gerador e o estado geral dos barramentos e travessias de ligação ao estator (tipicamente construídos em dutos isolados, com ou sem ventilação forçada);

¹⁷ O *feasibility study* consiste num estudo que se realiza numa fase posterior à análise do potencial de conversão de uma central termoelétrica em compensador síncrono aqui realizada. Após uma encomenda firme (que pode ascender a 250.000,00 €), são constituídas equipas de especialidade dedicadas a cada equipamento ou sistema da central ou do futuro compensador síncrono, aprofundando em detalhe os cálculos e estudos de engenharia necessários à concretização do projeto (abrangendo, por exemplo, a componente elétrica e mecânica do gerador, os sistemas de arrefecimento, os sistemas de arranque, a automação e controlo, entre outros).

- Avaliar, com o apoio do OEM, o tempo de vida útil expectável, considerando o valor mínimo necessário para a eventual viabilidade económica (pelo menos 10 a 15 anos), de acordo com o estipulado nos pressupostos da metodologia (capítulo 4.2). Considerar ainda eventuais trabalhos de rebobinagem realizados ao longo do tempo, caso aplicável.
2. Identificar e avaliar se os limites operacionais da máquina síncrona são compatíveis com o regime de operação em compensador síncrono
- Eventual impacto da operação contínua em quadrantes de potência reativa, face ao seu propósito original, predominantemente orientado para o fornecimento de potência ativa;
 - O número de arranques e de horas de operação previstas mensalmente;
 - Tempo máximo de arranque desde a condição de paragem (*standstill*) até à velocidade nominal (a avaliar em conjunto com o sistema de arranque e de excitação).
3. Outros aspetos relevantes
- Assegurar a disponibilidade de peças de reserva e de pessoal técnico especializado para o suporte e realização de trabalhos de manutenção para um período mínimo de 15 anos após a conversão.
4. Análise de viabilidade
- Considera-se a conversão “sem viabilidade” sempre que, da análise dos pontos anteriores, se conclua pela impossibilidade de reutilizar a máquina síncrona existente por limitações técnicas, ou que, devido ao estado de conservação, se identifique a necessidade de realizar investimentos em reparações (para além do que é previsto num intervalo de manutenção tradicional), uma vez que se perde uma das principais vantagens da conversão, que reside precisamente na reutilização dos ativos existentes e nos proveitos económicos que daí se podem originar.

4.4.3 Transformador elevador

O transformador elevador constitui a segunda máquina elétrica de maior relevância no contexto da conversão, não só pela sua influência nos contributos da solução de compensação síncrona, mas também porque, juntamente com os restantes elementos da subestação de interligação à rede, representa o segundo conjunto de equipamentos elétricos mais valioso da instalação. Assim, a par da máquina síncrona, desempenha um papel vital para a viabilidade da conversão.

Conforme analisado durante a verificação dos critérios de elegibilidade (em 4.4.1), as características do transformador elevador influenciam diretamente os contributos de estabilidade que o compensador síncrono (ou o conjunto máquina síncrona-transformador elevador) pode oferecer, tanto ao nível do controlo de tensão, pela sua influência no fornecimento ou absorção de potência reativa, como no aumento da potência de curto-circuito, ao atuar como elemento limitador das correntes de defeito que a máquina síncrona pode gerar. Neste sentido, propõe-se o seguinte conjunto de aspetos-chave para avaliar a sua reutilização no âmbito da conversão:

1. Caracterizar em detalhe o estado de conservação
 - Envolver o OEM (fabricante original do equipamento) no processo de análise, uma vez que este detém conhecimento detalhado sobre a máquina e poderá oferecer contributos importantes para a avaliação da viabilidade;
 - Identificar a idade, o histórico de manutenção e eventuais intervenções significativas (como a substituição de enrolamentos ou do comutador em carga) por forma a verificar que *findings* foram identificados e se foram resolvidos;
 - Inspeccionar visualmente o transformador, avaliando potenciais fugas de óleo, pontos de corrosão, danos nos isoladores e travessias no lado da alta ou média tensão, bem como o estado dos respetivos sistemas auxiliares (ventiladores, radiadores, secadores de ar, conservador de óleo, dispositivos de alarme e proteção, válvulas de descompressão, transformadores de corrente e de tensão, entre outros, conforme as características de construção do equipamento);
 - Testar o movimento do comutador em carga em modo manual, sem carga, confirmando que não existem bloqueios nem ruídos anormais. Posteriormente, extrair o comutador em carga do respetivo compartimento, a fim de inspeccionar visualmente o estado das peças sujeitas a desgaste e proceder à medição da resistência dos contactos elétricos. Verificar igualmente se, no compartimento dedicado ao comutador em carga, existem potenciais fugas de óleo, fissuras ou pontos de corrosão;

- Recolher amostras de óleo para análise laboratorial, para avaliação dos indicadores de degradação (gases dissolvidos, teor de água, partículas metálicas, compostos furânicos, despistagem de Policlorobifenilos (PCB), entre outros), em conformidade com guias de referência (como o IEEE C57.104-2019), normais aplicáveis (IEC 60296:2020, IEC 60422:2024) e segundo as recomendações do OEM;
 - Realizar ensaios elétricos e funcionais, incluindo, como mínimo para a fase de viabilidade, a medição da resistência de isolamento dos enrolamentos, a verificação das relações de transformação em todas as posições do comutador em carga, a medição de capacidade e tangente de delta¹⁸ (tanto nos enrolamentos como nas travessias) e o ensaio de resposta em frequência, em conformidade com as normas aplicáveis como a IEC 60076 (parte 1 a 3) e segundo as recomendações do OEM;
 - Com base nos resultados das etapas anteriores, avaliar, com o OEM, a eventual necessidade de trabalhos de requalificação ou manutenção (por exemplo, o tratamento ou substituição do óleo, a reparação de pontos de fuga e corrosão). Em centrais termoelétricas ainda em operação, é expectável que os problemas identificados nesta etapa sejam reduzidos, tendo em conta que, em regra, as entidades responsáveis pela exploração da central cumprem de forma rigorosa os planos de manutenção do transformador elevador definidos pelo OEM, considerando os níveis de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço exigidos pela integração no sistema electroprodutor, a participação nos mercados de comercialização de eletricidade e os compromissos contratuais de disponibilidade;
 - Avaliar, em colaboração com o OEM, o tempo de vida útil expectável, considerando o valor mínimo necessário para a eventual viabilidade económica (pelo menos 10 a 15 anos), de acordo com o estipulado nos pressupostos da metodologia. Considerar eventuais trabalhos de substituição ou modernização de componentes da parte ativa (como os próprios enrolamentos) realizados ao longo do tempo.
2. Avaliar a influência das características do transformador elevador no contributo de potência reativa e no controlo de tensão
- A capacidade do compensador síncrono em fornecer e absorver potência reativa da rede $(-Q, Q)$ foi avaliada de forma preliminar em 4.4.1, como resultado da verificação dos critérios de elegibilidade. Caso o requisito de potência reativa tenha sido considerado satisfeito, permanece, ainda assim, e conforme referido anteriormente, condicionado aos resultados da análise técnica do transformador elevador que aqui se desenvolve, dado que as características deste podem influenciar significativamente o contributo de potência reativa e o controlo de tensão;

¹⁸ Ensaio que avalia o comportamento e as perdas dielétricas do material isolante.

- Para ilustrar o referido, retoma-se o caso já introduzido, relativo à instalação de um compensador síncrono na ilha da Madeira, do qual se espera um contributo de potência reativa num intervalo de -15 MVar a 15 MVar no ponto de interligação à rede. Para este efeito, partiu-se da modelização dos elementos desenvolvida num estudo elaborado por [106], implementando-se posteriormente em PSS® SINCAL¹⁹ o caso prático específico que aqui se descreve, no qual se introduziram modificações – como, por exemplo, diferentes valores de potência nominal do transformador elevador (S_{rT}) e da tensão de curto-circuito (u_{kr}) – de modo a simular e analisar a resposta típica de um compensador síncrono em diferentes cenários de operação;
- A Figura 24 ilustra a modelização do compensador síncrono, refletindo as modificações introduzidas no âmbito do caso prático. De referir ainda que a rede a montante do compensador síncrono é representada por um barramento infinito, sendo a máquina síncrona capaz de fornecer ou absorver uma potência reativa de 20 MVar.

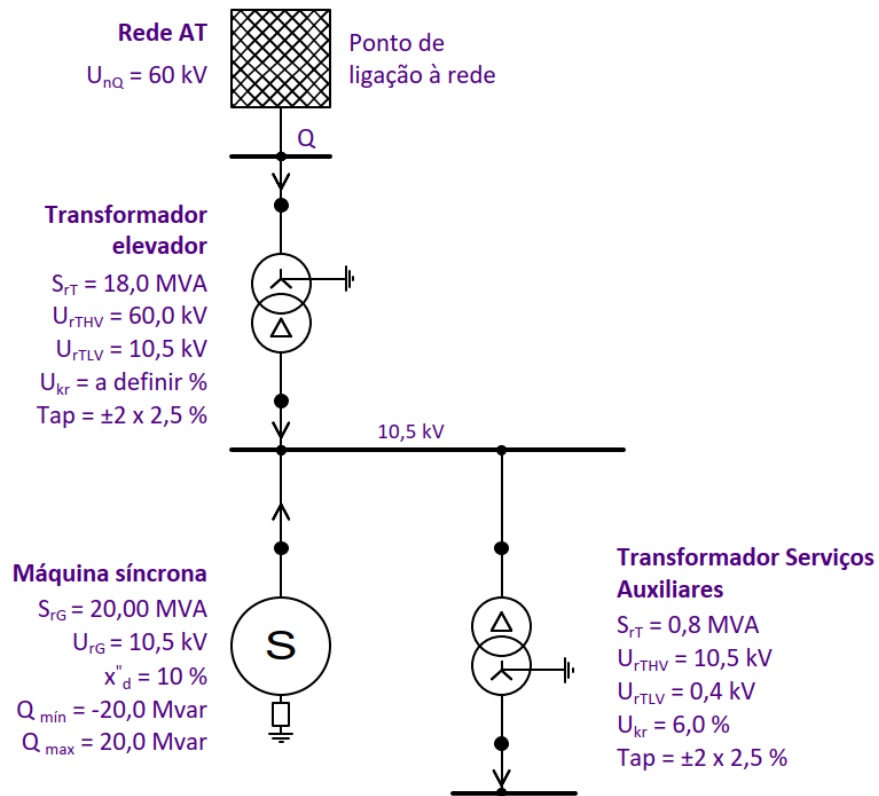


Figura 24 – Modelo simplificado de um compensador síncrono (adaptado de [106]).

- Para além das suas características tradicionais, como a potência ou a tensão nominal, um dos aspetos a ter em consideração consiste em avaliar em que medida as perdas associadas à magnetização do transformador, da ordem de 0,5 % a 3,0 % da corrente nominal [77], bem como a sua tensão (ou impedância) de curto-circuito (u_{kr}), que

¹⁹ Ferramenta de modelização, simulação e análise de sistemas elétricos de energia, incluindo estudos elétricos ao nível do trânsito de potências, estudos de curto-circuito, coordenação de proteções, entre outros.

pode ascender a pelo menos 15 % em transformadores de elevada potência [88], [107], influenciam o contributo de potência reativa da solução;

- Para quantificar este impacto, realizou-se um estudo do trânsito de potência reativa, partindo da modelização apresentada na Figura 24, para analisar a resposta do compensador síncrono em cada um dos quadrantes de operação. Na simulação, consideraram-se dois transformadores de igual potência aparente nominal $S_{rT} = 18$ MVA, porém com tensões de curto-circuito diferentes (u_{kr}): um com 9 % e outro com 11 %. Todos os dados e resultados detalhados das simulações encontram-se disponíveis no Anexo I, destacando-se na Tabela 7 os principais resultados:

Tabela 7 – Impacto de diferentes valores da tensão de curto-circuito de um transformador elevador no contributo de potência reativa no ponto de ligação à rede.

$S_{rT} =$ 18 MVA	$u_{kr} = 9 \%$ (MVA _r)	$u_{kr} = 11 \%$ (MVA _r)	$ \Delta Q ^d$	$u_{kr} = 9 \%$ (MVA _r)	$u_{kr} = 11 \%$ (MVA _r)	$ \Delta Q ^d$
$Q_{\min \text{ rede}}$	15,00	15,00	–	- 15,00	- 15,00	–
Q_{rT}^a	1,25	1,52	21,6 %	1,02	1,25	22,5 %
$Q_{\text{Serv Aux.}}^b$	0,10	0,10	–	0,10	0,10	–
$Q_{\text{Máq. sín.}}^c$	16,35	16,62	1,7 %	- 13,88	- 13,65	1,7 %

^a Consumo de reativa do transformador elevador, associado a u_{kr} e à corrente de magnetização.

^b Consumos de reativa pelos sistemas auxiliares, como motores de indução associados aos sistemas de arrefecimento e lubrificação, e pelo transformador de serviços auxiliares. Usualmente representam entre 4 % a 6 % da potência nominal da máquina síncrona.

^c Potência reativa que a máquina síncrona deve injetar ou consumir para garantir o intervalo de ± 15 MVA_r no ponto de interligação à rede.

^d Variação percentual da potência reativa.

- Analisando a Tabela 7, é possível observar que, embora o incremento de u_{kr} de 9 % para 11 % implique um aumento entre 21,6 % e 22,5 % no consumo de potência reativa do transformador elevador (Q_{rT}), este impacto traduz-se apenas numa variação de 1,7 % na potência reativa que a máquina síncrona deve injetar ou consumir para garantir o intervalo de ± 15 MVA_r no ponto de interligação. Em todas as simulações, é considerada a existência de um comutador em carga de $\pm 2 \times 2,5 \%$, manobrado de forma a manter a tensão aos terminais do gerador num intervalo de $\pm 5\%$ (de acordo com o limite nominal da máquina e com o regulamento de qualidade de serviço [108]);
- Os resultados permitem ainda perceber que, no quadrante indutivo, o consumo de reativa pelo transformador elevador e pelos sistemas auxiliares realiza parte do contributo que, do ponto de vista da rede, é esperado obter, reduzindo a carga a que máquina síncrona é sujeita (isto é, -13,88 MVA_r em vez de -15 MVA_r). Esta assimetria característica pode tornar-se vantajosa pois, como demonstrado em 3.2, os limites de

operação de um compensador síncrono tendem a ser mais restritivos no quadrante indutivo (devido aos limites de estabilidade estática em regime de sub-excitação);

- Outro aspeto relevante é a forma como a tensão de curto-circuito u_{kr} pode gerar comportamentos distintos no desacoplamento entre o compensador síncrono e a rede elétrica, refletindo-se, por sua vez, no controlo de tensão. Para ilustrar o referido, realizaram-se novas simulações, considerando dois transformadores de igual potência aparente nominal $S_{rT} = 18$ MVA, porém com valores de u_{kr} distintos (1 % e 20 %). Em ambos os casos impôs-se uma variação de 10 MVar (cerca de 50 % da capacidade da máquina síncrona), analisando-se o impacto desta variação aos terminais do gerador. Na Tabela 8, apresentam-se os resultados das duas simulações para a operação no quadrante capacitivo. Os dados e resultados detalhados das simulações encontram-se disponíveis, de forma complementar, no Anexo II.

Tabela 8 – Impacto de diferentes valores da tensão de curto-circuito de um transformador elevador no desacoplamento e no controlo de tensão.

$S_{rT} = 18$ MVA $\Delta Q_{Máq. sín.} = 10$ MVar	$u_{kr} = 1$ %	$u_{kr} = 20$ %
$\frac{U_{rG}}{U_{nominal}}$	0,6 %	9,2 %
$\frac{Q_{rT}}{Q_{Máq. sín.}}$	0,6 %	7,4 %
$\frac{Q_{Rede}}{Q_{Máq. sín.}}$	0,6 %	7,4 %

- Analisando os resultados obtidos, verifica-se que, quanto maior for a tensão de curto-circuito (u_{kr}), maior é o desacoplamento entre os dois níveis de tensão do transformador. Tal significa que, para valores elevados de u_{kr} , como os 20 % considerados no exemplo, as variações de potência reativa resultam numa variação da tensão aos terminais do gerador, reduzindo o contributo efetivo de potência reativa injetada na rede. Em oposição, quanto menor for esse desacoplamento (entenda-se u_{kr}), numa situação limite em que $u_{kr} = 0$ %, o efeito local nas tensões seria mínimo, e praticamente toda a potência reativa gerada pelo compensador seria injetada na rede;
- Assim, valores elevados de u_{kr} exigem maior capacidade e amplitude de variação de potência reativa por parte da máquina síncrona para manter o controlo de tensão. Por outro lado, um valor elevado de u_{kr} amortece as oscilações de potência reativa entre a máquina síncrona e a rede elétrica, favorecendo a estabilidade transitória e atenuando variações súbitas de tensão;

- É de salientar que a característica u_{kr} não pode ser modificada sem uma reconstrução do transformador, o que inviabilizaria uma das principais vantagens da conversão: a reutilização de ativos existentes. A análise aqui descrita assume, por isso, particular importância no dimensionamento de um novo compensador síncrono, no qual, para atingir determinado contributo no ponto da rede, se estudam e coordenam a capacidade da máquina síncrona e as características do transformador elevador, resultando habitualmente num sobredimensionamento ligeiro das máquinas para assegurar os contributos exigidos;
 - Todavia, recomenda-se que, em ambos os cenários (conversão ou construção de raiz), seja realizado um estudo do trânsito de potências da solução de compensação síncrona, considerando os aspetos aqui mencionados, a fim de quantificar em detalhe o contributo efetivo da solução para a rede. Nesse estudo, deverá ser avaliado o controlo de tensão na central, tendo em conta a existência e capacidade do comutador em carga, a modelização das diversas máquinas elétricas e dos perfis de carga, bem como as características da rede no ponto de interligação.
3. Avaliar a influência do comutador em carga do transformador elevador no contributo de potência reativa e no controlo de tensão
- Um dos aspetos mais importantes no transformador elevador de um compensador síncrono é a necessidade de dispor de um comutador em carga. Com efeito, considera-se tecnicamente inviável a não existência deste dispositivo, uma vez que habitualmente não é possível adicioná-lo a um transformador já existente, devido à forma como são estabelecidas as ligações elétricas nos enrolamentos primário e secundário (no interior da cuba do transformador);
 - A relevância do comutador em carga para o funcionamento de um compensador síncrono, tanto no contributo de potência reativa como no controlo de tensão, pode ser ilustrada recorrendo novamente à modelização apresentada na Figura 24. Para este efeito, consideraram-se dois transformadores com a mesma potência aparente nominal ($S_{rT} = 18$ MVA) e igual tensão de curto-circuito ($u_{kr} = 9\%$), sendo a única diferença entre eles o facto de o primeiro – utilizado nos exemplos anteriores – dispor de um comutador em carga de $\pm 2 \times 2,5\%$, enquanto o segundo, com comutador em vazio, permanece fixo na sua tomada nominal;
 - Em ambos os casos de simulação, o compensador síncrono é operado no quadrante capacitivo, mantendo-se a tensão aos terminais do gerador dentro do valor máximo de 5% (de acordo com o limite nominal da máquina síncrona). A Tabela 9, apresenta os resultados mais relevantes da simulação, enquanto o Anexo III documenta todos os resultados obtidos:

Tabela 9 – Impacto do comutador em carga no contributo de potência reativa e no controlo de tensão do compensador síncrono.

$S_{rT} = 18 \text{ MVA}$ $u_{kr} = 9 \%$	Comutador em carga (MVar)	Comutação fixa (MVar)	$ \Delta Q $
$Q_{Máq. \text{ sín.}}$	16,35	10,60	-35,2 %
Q_{rT}	1,25	0,50	–
$Q_{Serv \text{ Aux.}}$	0,10	0,10	–
$Q_{\text{mín. rede}}$	15,00	10,00	-33,3 %
$\frac{U_{rG}}{U_{\text{nominal}}}$	103,1 %	105,0 %	–

- Da análise aos resultados, verifica-se que, na ausência de um comutador em carga no transformador elevador, a potência reativa fornecida pela máquina síncrona acaba limitada pela tensão máxima admissível aos seus terminais, não sendo possível ultrapassar os 10,60 MVar sem exceder esses limites. O mesmo não acontece no primeiro caso, uma vez que a operação do comutador em carga permite alcançar os 15 MVar no ponto de ligação à rede, sem exceder a tensão máxima aos terminais do gerador (e nos respetivos serviços auxiliares). Situação semelhante ocorre, em sentido inverso, no quadrante indutivo.
4. Avaliar a influência das características do transformador elevador no contributo para o aumento da potência de curto-circuito
- O contributo do compensador síncrono para o aumento da potência de curto-circuito é, em grande medida, definido pelas características da máquina síncrona e do transformador elevador, tal como se apresentou em detalhe em 4.4.1, aquando da verificação dos critérios de elegibilidade;
 - Com efeito, através do modelo de cálculo proposto para determinar a contribuição máxima de potência de curto-circuito (S_{cc}) de um compensador síncrono, ficou demonstrada a relação direta entre as características do transformador elevador – em particular, a sua tensão de curto-circuito (u_{kr}) e a respetiva impedância equivalente (Z_{THV}) – e os níveis de S_{cc} entregues ao ponto de interligação;
 - Neste contexto, uma vez que a máquina síncrona é capaz de fornecer uma potência de curto-circuito (S_{cc}) várias vezes superior à sua potência nominal, a seleção de um transformador elevador com valores elevados de (u_{kr}) prende-se com a necessidade de limitar as correntes de defeito a níveis adequados, especialmente em instalações com alternadores de elevada potência, como os que equipam as centrais termoelétricas;

- Por «níveis adequados» entendem-se valores compatíveis com o poder de corte dos equipamentos de proteção (de média e alta tensão), evitando esforços mecânicos excessivos aquando da ocorrência de defeitos, e por forma a facilitar a coordenação e seletividade na atuação das proteções;
 - Por outro lado, conforme apresentado no ponto 3, um valor elevado de (u_{kr}) implica um maior consumo de potência reativa pelo transformador elevador, o que pode penalizar a capacidade do compensador síncrono em fornecer potência reativa à rede, exigindo, assim, uma maior contribuição da máquina síncrona para alcançar o mesmo contributo, em comparação com um transformador elevador com um valor de (u_{kr}) mais reduzido. O valor ótimo de (u_{kr}) resulta, portanto, de um equilíbrio entre os contributos pretendidos em potência reativa e em potência de curto-circuito, de acordo com a motivação e requisitos da solução (se mais orientada para o controlo de tensão, para reforçar a potência de curto-circuito (S_{cc}), ou para um compromisso entre ambos);
 - Dado que a característica (u_{kr}) não pode ser modificada sem a reconstrução do transformador, o que inviabilizaria uma das principais vantagens da conversão, estes aspetos revestem-se de especial importância no dimensionamento de um novo compensador síncrono. Contudo, para qualquer um dos casos (conversão ou construção de raiz), recomenda-se realizar um estudo das correntes de curto-circuito, considerando os diferentes cenários de trânsito de potência, os perfis de carga e as características da rede no ponto de interligação, a fim de determinar, de forma mais fina, o contributo estimado de (S_{cc}) (recomendação que integra o conjunto de estudos elétricos propostos em 4.4.11).
5. Identificar e avaliar se os limites operacionais do transformador elevador são compatíveis com o regime de operação em compensador síncrono
- Avaliar o eventual impacto da operação contínua em quadrantes de potência reativa, face ao seu propósito original, predominantemente orientado para o fornecimento de potência ativa;
 - Analisar os ciclos de manobra, verificando se o transformador elevador e o comutador em carga permanecem adequados ao número previsto de operações em modo compensador síncrono, sem que ocorra degradação prematura;
 - Avaliar, através de estudos estacionários do controlo de tensão, se o transformador elevador e o comutador em carga permanecem adequados perante as variações de tensão decorrentes do funcionamento da instalação em modo de compensador síncrono;

6. Outros aspetos relevantes

- Assegurar a disponibilidade de peças de reserva e de pessoal técnico especializado para o suporte e realização de trabalhos de manutenção para um período mínimo de 15 anos após a conversão.

7. Análise de viabilidade

- Considera-se a conversão “sem viabilidade” sempre que, da análise dos pontos anteriores, se conclua pela impossibilidade de reutilizar o transformador elevador existente por incapacidade de assegurar os contributos técnicos esperados, ou que, devido ao estado de conservação, se identifique a necessidade de realizar investimentos em reparações (para além do que é previsto num intervalo de manutenção tradicional), uma vez que se perde uma das principais vantagens da conversão e nos proveitos económicos que daí se poderiam originar.

4.4.4 Volante de inércia

A adição de um volante de inércia na conversão de uma central termoelétrica em compensador síncrono, surge quando a motivação para a conversão reside na necessidade de implementar, a curto ou médio prazo, medidas de estabilidade da frequência nos Sistemas Elétricos de Energia (SEE), face à contínua e progressiva redução de inércia que se tem registado. Nestas situações, os contributos de estabilidade definidos pelo ORT para o ponto da rede em análise apresentam, habitualmente, um foco predominante no requisito de inércia ($E_{C\ min}$) que a solução deve oferecer.

Tal como apresentado em 4.4.1, aquando da verificação dos critérios de elegibilidade, a metodologia de cálculo para o valor de inércia (E_{Cr}), resultante da conversão «simples»²⁰ de uma central termoelétrica em compensador síncrono, contempla apenas o momento de inércia associado à massa rotórica da máquina síncrona, dado que as turbinas (a gás e/ou a vapor) são desacopladas durante a conversão, o que habitualmente se traduz numa redução da inércia para cerca de um terço do valor nominal [12]. Caso se verifique que $E_{Cr} \geq E_{C\ min}$, considera-se, como anteriormente apresentado, que o requisito de inércia foi cumprido e a conversão «simples» em compensador síncrono é tecnicamente viável, dispensando a adição de um volante de inércia.

No entanto, ainda que os alternadores de elevada potência (como os que se encontram em centrais termoelétricas) possuam uma massa rotórica elevada – pelo que um terço do valor inicial de inércia correspondente à máquina síncrona é, em regra, ainda significativo – a adição de um volante de inércia pode, em alguns casos, ser necessária (sempre que $E_{Cr} < E_{C\ min}$) de forma a satisfazer o requisito de inércia definido pelo ORT para o ponto de interligação à rede. Nesta situação, torna-se fundamental analisar as condições de viabilidade para a sua instalação,

²⁰ Classificação segundo a nomenclatura do subcapítulo 3.4.1.

tendo em conta a complexidade dos trabalhos envolvidos. Quando instalado, o volante de inércia é também um dos equipamentos ou sistemas de maior custo da solução de compensação síncrona, desempenhando um papel decisivo para a viabilidade da conversão.

Assim, propõe-se o seguinte conjunto de etapas-chave, a serem consolidadas, numa etapa posterior, junto das equipas do *feasibility study*:

1. Quantificar o contributo de inércia necessário

- O contributo de inércia do rotor da máquina síncrona (E_{Cr}), após a conversão «simples» de uma central termoelétrica em compensador síncrono é, nesta fase, conhecido, como resultado da verificação dos critérios de elegibilidade em 4.4.1;
- Para cumprir o requisito de inércia ($E_{C\ min}$) definido pelo ORT, sempre que se verifique $E_{Cr} < E_{C\ min}$, o volante de inércia a instalar deverá ter um contributo (E_{Cv}) tal que, em conjunto com a máquina síncrona, satisfaça esse requisito. Assim, tem-se que:

$$E_{Cv} \geq E_{C\ min} - E_{Cr} \quad (4.6)$$

- Pese embora o referido, tendo em conta que a máquina síncrona foi originalmente dimensionada para operar, em equilíbrio, com o acoplamento de uma turbina (a gás e/ou a vapor), em regra é aconselhado pelo OEM que o volante de inércia seja dimensionado para repor o valor de inércia equivalente ao proporcionado pelas massas rotativas da(s) turbina(s) [73], tornando o processo de conversão menos complexo. Nesse caso, importa verificar se a reposição do nível de inércia pré-conversão é suficiente para cumprir o requisito $E_{C\ min}$. Manipulando a equação (4.6), conclui-se que a solução acrescenta a inércia necessária se:

$$E_{Cr} + E_{Cv} \geq E_{C\ min} \quad (4.7)$$

- É previsível que a equação (4.7) se verifique satisfeita na maioria dos casos, não só porque os aspetos anteriormente referidos são conhecidos e habitualmente tidos em conta pelo ORT ao definir os contributos de estabilidade, mas também porque, ao manterem-se os níveis de inércia iniciais, incide-se diretamente sobre uma das razões pelas quais se tem vindo a registar uma redução assinalável da inércia dos SEE: a inevitável retirada de serviço da geração térmica (síncrona), caracterizada pelas suas grandes massas rotativas.

2. Avaliar a capacidade mecânica e estrutural para acomodar a instalação do volante de inércia

- Recomenda-se envolver o OEM (fabricante) da máquina síncrona e da respetiva turbina (a gás e/ou a vapor) no processo de análise, uma vez que estes detêm conhecimentos detalhados sobre a máquina síncrona, os acoplamentos à turbina a

descomissionar, o espaço disponível e as características das estruturas mecânicas e das fundações em que o conjunto de produção termoelétrica assenta, podendo, assim, fornecer contributos importantes para a avaliação da viabilidade;

- Uma vez estabelecido o valor de E_{Cv} que o volante de inércia deve assegurar, a colaboração com o OEM permitirá identificar o modelo de volante (habitualmente de tecnologia de câmara de vácuo) que satisfaz esses contributos, avaliando se as estruturas e fundações da central (antes ocupadas pela turbina a gás e/ou a vapor) dispõem de capacidade mecânica e estrutural para acomodar o volante de inércia e os seus sistemas auxiliares, bem como as adaptações necessárias ao acoplamento;
- Assim, em colaboração com o OEM, uma das ações essenciais a realizar na fase de viabilidade consiste em verificar a condição das estruturas para operar em segurança por pelo menos 10 a 15 anos adicionais, e também a capacidade mecânica e estrutural para acomodar a instalação do volante de inércia, tendo em conta os esforços mecânicos (estáticos e dinâmicos), as vibrações associadas ao seu funcionamento, bem como os pontos de ancoragem;
- Nos casos em que a máquina síncrona se encontra instalada num patamar elevado em relação ao solo (isto é, sobre estruturas mecânicas ou fundações elevadas), poderá ser necessário adaptar essas estruturas, de modo a alinhar o veio do volante de inércia com os acoplamentos da máquina síncrona. A Figura 25 ilustra uma aplicação prática desta solução, onde, no âmbito da conversão, se removeu a turbina a vapor pré-existente e se instalou um volante de inércia;



Figura 25 – Exemplo de conversão com adição de volante de inércia. Adaptado de [109].

- Como se observa na figura, no local anteriormente ocupado pela turbina a vapor (sombreado a laranja), foi instalado e acoplado um volante de inércia ao eixo do compensador síncrono, acrescentando-se ainda novas estruturas e maciços de

suporte para as bombas de vácuo da câmara onde o volante de inércia gira. O arranque do sistema realiza-se por meio de um conversor estático, também designado por SFC (*Startup Frequency Converter*), ligado ao estator da máquina síncrona;

- Embora não seja perceptível na Figura 25, a remoção e desacoplamento da turbina requer, em muitos casos, o prolongamento do veio da máquina síncrona e a instalação de novas chumaceiras para fornecer suporte axial, papel anteriormente assegurado pela turbina. A Figura 26 ilustra um exemplo dessa situação:

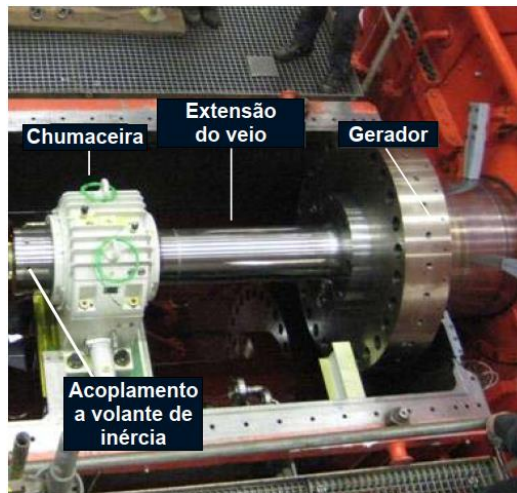


Figura 26 – Exemplo de conversão – suporte axial do gerador. Adaptado de [110].

- Já nos casos em que a máquina síncrona e a turbina se encontram instaladas ao nível do solo, a conversão torna-se, em geral, mais simples, e as modificações necessárias para acomodar a instalação do volante de inércia são habitualmente menores. Ainda assim, em aplicações de ciclo combinado e/ou elevada potência, e por razões de projeto (definidas por cada OEM), é frequente encontrar o grupo gerador-turbina sobre fundações elevadas;
- Consoante as características e a configuração específica de cada central, o impacto nas estruturas e nas fundações poderá variar. Contudo, as motivações para a conversão devem assentar, essencialmente, no potencial de reutilização dos principais ativos existentes, incluindo as estruturas e fundações, de modo a tirar partido das vantagens económicas daí resultantes. Por conseguinte, devem ser privilegiadas as soluções de menor impacto face ao projeto original, sob pena de, embora tecnicamente viáveis, acabarem por se tornar economicamente inviáveis ou implicarem prazos de execução incompatíveis com os objetivos da conversão.

3. Análise de viabilidade

- Considera-se a conversão “sem viabilidade” sempre que, da análise dos pontos anteriores, se conclua pela impossibilidade de instalar um volante de inércia com

capacidade de satisfazer os contributos necessários ou que, devido ao estado de conservação, seja necessária a reconstrução completa das estruturas mecânicas e das fundações;

- Admite-se, por outro lado, que o requisito se encontra cumprido sempre que, em colaboração com o OEM, se identifique uma solução técnica que, ainda que exija alguns trabalhos de adaptação, demonstre a viabilidade de instalação do volante de inércia. Todavia, a viabilidade considera-se condicionada ao resultado dos estudos mecânicos, aplicáveis à conversão com ou sem adição de volante de inércia, razão pela qual se dedicou um subcapítulo específico (apresentado em seguida) para abordar tais aspetos.

4.4.5 Estudos mecânicos

A adoção de um (novo) regime de operação para a máquina síncrona, enquanto compensador síncrono, introduz alterações assinaláveis face ao seu propósito original, essencialmente orientado para o fornecimento de potência ativa à rede através do acionamento primário de uma turbina a gás e/ou a vapor acoplada ao rotor.

Uma vez que a unidade de produção termoelétrica foi concebida e estudada para funcionar de forma integrada, enquanto conjunto acoplado a um mesmo eixo, torna-se essencial analisar o comportamento mecânico da máquina síncrona quando esta opera desacoplada do seu acionamento primário, ou seja, em regime de compensador síncrono, com ou sem a eventual instalação de um volante de inércia (consoante o tipo de conversão), para assegurar uma operação segura e fiável da solução. Adicionalmente, importa avaliar o impacto que o desacoplamento da turbina exerce sobre os sistemas auxiliares da central – normalmente comuns à máquina síncrona e à turbina, como é o caso do sistema de lubrificação – bem como as adaptações mecânicas necessárias para implementar a conversão.

Assim, propõe-se o seguinte conjunto de estudos mecânicos, destinados a avaliar as modificações necessárias à conversão e a respetiva viabilidade técnica, a consolidar numa fase posterior, junto das equipas do *feasibility study*:

1. Caracterizar as principais modificações mecânicas necessárias à conversão
 - Em colaboração com o OEM da máquina síncrona, da turbina e, se aplicável, do volante de inércia, identificar as modificações associadas ao processo de conversão, incluindo não só os novos equipamentos ou sistemas a instalar ou a substituir (e o modo como serão integrados na solução existente), mas também aqueles que serão descomissionados e removidos do local ou simplesmente desativados (por exemplo, equipamentos do ciclo térmico da turbina, como a caldeira, o condensador ou a torre de arrefecimento). De igual modo, devem ser identificadas as adaptações necessárias nos equipamentos e sistemas a reutilizar (como a

própria máquina síncrona), de modo a garantir uma operação segura e fiável da solução, e em linha com os contributos de estabilidade esperados;

- Como resultado do referido, recomenda-se analisar de forma preliminar o impacto dessas modificações no *layout* da instalação, nomeadamente, quanto ao espaço que ficará livre, que será mantido ou que passará a ser ocupado pelos equipamentos e sistemas associados ao regime de operação enquanto compensador síncrono, como por exemplo, quando se prevê a instalação de um sistema de embraiagem;

2. Análise do sistema de lubrificação

- Em muitas centrais de ciclo combinado e/ou elevada potência, o sistema de lubrificação (a óleo) é comum à turbina e ao gerador [12]. Logo, ao descomissionar a turbina (na conversão simples), torna-se fundamental avaliar os impactos da sua remoção no funcionamento da máquina síncrona e verificar se o sistema de lubrificação permanece adequado, tendo por base o regime de operação como compensador síncrono. Em regra, as adaptações necessárias a este sistema não constituem limitações inultrapassáveis, porém, importa avaliar a capacidade das bombas de circulação de óleo face aos novos caudais de funcionamento (previsivelmente menores, o que pode justificar a sua substituição). Do mesmo modo, deverá ser verificada a necessidade de modificar ou selar os circuitos de lubrificação que anteriormente eram partilhados com a turbina;
- É também essencial confirmar a existência de um sistema de óleo de elevação ou, caso este não exista, recomenda-se prever a sua instalação. Este sistema, tem por princípio prevenir deformações térmicas no eixo do rotor e reduzir o atrito nas chumaceiras durante o processo de arranque e paragem da máquina síncrona, evitando correntes de arranque excessivas que poderiam sobrecarregar os sistemas auxiliares. Assume, por isso, especial importância para o regime de operação em compensador síncrono, uma vez que todo o binário de aceleração do rotor passa a depender dos métodos alternativos de arranque, sem qualquer contributo da turbina, sendo crucial diminuir, tanto quanto possível, esse esforço;
- Para minimizar o binário de aceleração necessário ao arranque da máquina síncrona, recomenda-se ainda confirmar a existência de um dispositivo virador (também designado por *turning gear*). Em muitos casos, o dispositivo virador (se existente) consiste num motor hidráulico acoplado ao eixo da turbina, responsável por manter a máquina síncrona em modo de *standby* (funcionamento a baixa rotação²¹). Contudo, por se encontrar habitualmente acoplado à turbina, quando esta é removida, o dispositivo fica inoperacional. Assim, na maioria dos casos, uma adaptação ou a instalação de um novo dispositivo virador será indispensável;

²¹ Entre 20 e 150 rpm, consoante o número de polos e as especificações da máquina síncrona.

- Quando a máquina síncrona é arrefecida a hidrogénio – situação frequente em unidades de elevada potência devido ao seu melhor desempenho – a análise deve incluir eventuais modificações ao sistema de selagem a óleo. Este sistema é responsável por assegurar a estanquicidade entre o hidrogénio no interior do gerador e o meio exterior, evitando a formação de Atmosferas potencialmente Explosivas (ATEX). É por isso fundamental verificar se o caudal e a pressão do óleo de selagem permanecem adequados para o novo regime de operação, e desse modo garantir uma exploração segura da instalação.

3. Análise ao sistema de arrefecimento

- Na operação enquanto compensador síncrono, é expectável uma redução parcial das perdas da máquina síncrona uma vez que os limites de operação da máquina são usualmente inferiores a 1 *p.u.*, tal como se demonstrou na análise dos diagramas típicos de capacidade em 3.2, resultando, por isso, numa menor produção de calor no estator face ao regime de produção de energia (no qual a máquina poderia operar, durante longos períodos, à plena carga);
- É, por isso, essencial reavaliar as necessidades de arrefecimento para o novo regime de operação, verificando se o sistema atual permanece adequado ou se exige modificações para ajustar o seu desempenho. De realçar ainda que, nos casos em que a principal motivação da conversão decorre da necessidade de aumentar a robustez e estabilidade dos SEE, seja pelo aumento da inércia ou da potência de curto-circuito, os contributos do compensador síncrono para a rede ocorrem sobretudo na sequência de perturbações transitórias que, em regra, são eliminadas num curto intervalo de tempo pelo ORT. Nestes casos, é importante avaliar se poderá ser vantajoso optar pela instalação de um novo sistema de arrefecimento, mais compacto, reduzindo, assim, o consumo de potência ativa da rede;
- Adicionalmente, com o eventual descomissionamento da turbina a gás e/ou a vapor, os equipamentos associados ao respetivo ciclo térmico, como a caldeira, o condensador e a torre de arrefecimento, são desativados. Alguns destes equipamentos podem, no entanto, partilhar circuitos ou permutadores de calor com o sistema de arrefecimento da máquina síncrona, impondo-se a necessidade de avaliar eventuais impactos e modificações no contexto da conversão.

4. Estudo dos novos regimes de arranque, travagem e operação

- Com o desacoplamento da turbina a gás e/ou a vapor, a máquina síncrona deixa de contar com o seu acionamento primário e, por conseguinte, com o contributo da turbina que, anteriormente, lhe permitia acelerar até à velocidade de sincronismo. Nas centrais a vapor, o processo de arranque ocorre, em regra, pela introdução gradual de vapor na turbina, enquanto que, em centrais de ciclo combinado, é frequente recorrer-se a um método de arranque elétrico, suportado num sistema

de excitação estático e por um SFC, para acelerar gradualmente o conjunto turbina-gerador até ao ponto em que a injeção e combustão de gás na câmara da turbina a tornam autossustentável, completando-se a aceleração até à velocidade de sincronismo graças ao contributo oferecido pela turbina a gás;

- Sem o contributo da turbina, identifica-se a necessidade de repor o processo de arranque da máquina síncrona para o funcionamento enquanto compensador síncrono, tendo em conta o binário de aceleração exigido pela própria máquina e pelos seus eventuais acoplamentos (por exemplo, um volante de inércia). Em comparação com o regime de operação anterior (enquanto central com produção estável de energia), o modo de compensador síncrono poderá exigir ciclos de arranque e paragem mais frequentes, aspeto que deverá ser devidamente acautelado no estudo, de modo a evitar vibrações, desgaste ou aquecimento excessivos durante a exploração;
- A capacidade (ou potência) do sistema de arranque resulta, por isso, não só de fatores associados ao binário mínimo de aceleração – como o momento de inércia de todo o acoplamento mecânico e as perdas da máquina síncrona – mas também dos requisitos de operação definidos pelo ORT, sobretudo no que diz respeito ao tempo máximo de arranque, de paragem e ao número de arranques consecutivos. Como tal, poderá revelar-se necessário sobredimensionar o sistema de arranque, de modo a reduzir o tempo de aceleração até à velocidade de sincronismo e assegurar a capacidade de suportar vários arranques consecutivos;
- Como resultado do presente estudo e tomando por base os critérios e fatores previamente descritos, recomenda-se apurar a potência nominal do sistema de arranque, expressa em kW, contemplando, para cada patamar de velocidade de rotação, as perdas de funcionamento da máquina síncrona e do próprio sistema. Com base em diversos casos práticos [111], verifica-se que a potência de um sistema de arranque se situa, em regra, em torno de 1 % da potência nominal do gerador, valor que pode servir de referência inicial para a fase de dimensionamento;
- Durante o estudo, recomenda-se analisar a viabilidade técnica de cada um dos métodos de arranque tradicionais²², mecânico ou elétrico, tendo em atenção as características da máquina síncrona e eventuais modificações necessárias ao sistema de excitação. Embora tal implique um maior esforço de engenharia, a avaliação de ambos oferece maior flexibilidade e viabilidade à conversão. Cada método de arranque apresenta vantagens e desvantagens (aprofundadas em detalhe no capítulo 4.4.7 – *Sistema de arranque*) que, contudo, poderão ter relevância distinta, inclusive em centrais de igual tecnologia ou potência, dependendo de aspetos específicos da central em análise, tais como o seu *layout* ou o espaço disponível em torno do conjunto turbina-gerador ou das salas elétricas;

²² Apresentados em maior detalhe no subcapítulo 3.4.1.

- A natureza e a tecnologia da central podem igualmente influenciar a escolha do método de arranque. Em centrais a vapor, ou de construção muito antiga, tende a ser difícil reunir dados precisos acerca das características construtivas do gerador, informações que são cruciais para dimensionar, com total segurança, um arranque elétrico – nestes casos, poderá ser mais favorável optar pelo arranque mecânico. Já em centrais de ciclo combinado, é frequente a utilização do método de arranque elétrico recorrendo a conversores estáticos (SFC), pelo que a máquina síncrona e os respetivos sistemas auxiliares já se encontram, em grande medida, preparados para este tipo de arranque;
- Para os casos (menos habituais) de unidades equipadas com sistemas de excitação *brushless*, recomenda-se avaliar a conversão da excitatriz para uma topologia de excitação estática, dado que a ponte de díodos rotativa, acoplada ao rotor da máquina síncrona, não é capaz de fornecer, em regime de baixa velocidade (como em modo virador), a corrente de excitação necessária ao arranque elétrico, restando, como única opção, analisar a viabilidade de um arranque mecânico;
- O valor apurado para a potência nominal do sistema de arranque, a par da identificação dos métodos de arranque mecanicamente compatíveis com a máquina síncrona (mecânico e/ou elétrico), constitui um *input* para a análise técnica desenvolvida no subcapítulo 4.4.7 – *Sistema de arranque*. Esta análise, conduzida sob a perspetiva dos aspetos elétricos da implementação, reflete as principais modificações técnicas, bem como as vantagens e desvantagens de cada método a considerar na conversão para compensador síncrono. Assim, caso ambos os métodos se revelem tecnicamente viáveis, será fundamental articular os resultados dos estudos de natureza mecânica e elétrica para decidir, em equipa, qual das soluções envolve menor risco, prazo e custo de execução.

5. Estudo das forças axiais e do comportamento dinâmico do rotor

- Uma vez que a máquina síncrona foi originalmente desenhada para operar em equilíbrio com o acoplamento de uma turbina a gás e/ou a vapor, sempre que se introduzem alterações nesses acoplamentos, como sucede, inevitavelmente, num processo de conversão, torna-se essencial estudar as novas forças axiais a que o rotor da máquina síncrona ficará exposto após o desacoplamento da turbina, isto é, durante a operação em modo de compensador síncrono, de modo a garantir uma operação segura e fiável. A partir desta análise resulta o número, o tipo e a dimensão das chumaceiras necessárias para assegurar o suporte axial do rotor – papel anteriormente assegurado pela turbina – e, se aplicável, do volante de inércia ou do *pony motor* (no caso de um arranque mecânico);
- O estudo do comportamento dinâmico do rotor, no contexto do processo de conversão, é igualmente recomendado. Neste estudo, recorre-se à modelização mecânica do rotor para avaliar o seu comportamento torsional e a capacidade de

suportar os esforços mecânicos (binários) durante um defeito elétrico, verificando-se, por exemplo, se o esforço originado pela corrente máxima de curto-circuito excede os limites construtivos da máquina síncrona. Com base nos resultados, determinam-se ainda as características construtivas necessárias para os elementos de acoplamento ao volante de inércia ou ao *pony motor* (como, por exemplo, a secção transversal dos eixos de ligação);

- Devem ainda ser analisadas as vibrações associadas ao novo regime de operação, bem como a existência de frequências de ressonância que possam comprometer a integridade da máquina, identificando eventuais medidas de mitigação (como, por exemplo, sistemas de amortecimento ou o reforço das estruturas). Recomenda-se, igualmente, avaliar a necessidade de instalar novos sensores de velocidade e/ou de vibração para monitorizar possíveis oscilações ou desalinhamentos que possam surgir no novo arranjo.

6. Análise ao cumprimento dos requisitos de conformidade aplicáveis

- O processo de conversão de uma central termoelétrica em compensador síncrono implica, tal como demonstrado ao longo deste trabalho, modificações substanciais à sua conceção original e à finalidade para a qual a *máquina* foi inicialmente concebida. Por conseguinte, caso a instalação em estudo se situe no Espaço Económico Europeu (EEE), impõe-se a obrigação de emitir uma nova Declaração UE de Conformidade e, desde logo, assegurar o cumprimento de todos os requisitos de conformidade aplicáveis, culminando o processo com a aposição da marcação CE. Entre esses requisitos, assumem particular relevância, no âmbito da conversão, os previstos na Diretiva Máquinas²³ e na Diretiva ATEX²⁴, instrumentos legislativos de direito europeu e de transposição obrigatória em todos os Estados-Membros;
- De acordo com o estabelecido na Diretiva Máquinas, sempre que uma máquina é substancialmente modificada, o resultado dessa transformação é equiparado à construção de uma nova máquina. Impõem-se, por isso, as mesmas obrigações de fabrico, nomeadamente a revisão completa dos requisitos essenciais de segurança em vigor, a identificação e avaliação de (novos) riscos e a definição das medidas a adotar para os reduzir ou eliminar, de modo a assegurar a proteção de pessoas e bens, e a conformidade da máquina com os requisitos definidos;
- Esta análise revela-se particularmente importante no caso de máquinas instaladas e colocadas em serviço no EEE antes de 1995, por não disporem de uma declaração de conformidade nem de uma marcação CE [114]. Nestes casos, o projeto original da máquina poderá não satisfazer os requisitos essenciais de segurança atualmente

²³ Diretiva 2006/42/CE, relativa às máquinas, a qual será revogada e substituída pelo Regulamento (UE) 2023/1230, a partir de 20 de janeiro de 2027 [112].

²⁴ Diretiva 2014/34/EU, relativa a aparelhos e sistemas de proteção destinados a ser utilizados em atmosferas potencialmente explosivas [113].

em vigor, obrigando, caso se confirme, à substituição ou alteração de sistemas que, do ponto de vista estritamente técnico, ainda apresentariam um elevado potencial de reutilização no âmbito da conversão em compensador síncrono. Pelos mesmos motivos, a Diretiva ATEX, aplicável a equipamentos e sistemas de proteção para utilização em locais suscetíveis de se formarem atmosferas potencialmente explosivas, pode, igualmente, obrigar à substituição ou alteração de sistemas que, de outro modo, teriam um elevado potencial de reutilização;

- De um modo geral, no contexto das duas Diretivas referidas e, em especial, no caso de centrais colocadas em serviço antes de a sua aplicação ser obrigatória, sistemas como o de lubrificação, o de arrefecimento com recurso a hidrogénio, os sistemas de controlo e proteção, bem como os sensores de velocidade ou vibração e os respetivos equipamentos associados (por exemplo, cabos elétricos ou autómatos), tendem a exigir modificações assinaláveis ou mesmo a sua substituição completa, pelo facto de, embora apresentem elevado potencial de reutilização, não cumprem com os requisitos essenciais de segurança atualmente em vigor;
- Para além das Diretivas em destaque, poderão igualmente aplicar-se outras, consoante o tipo de equipamentos instalados nas soluções de compensação síncrona. Embora, em regra, a sua aplicação não implique modificações assinaláveis nem represente um impacto económico significativo no processo de conversão, incluem-se, por exemplo, a Diretiva de Baixa Tensão – aplicável, entre outros, aos quadros elétricos dos diversos sistemas – e a Diretiva relativa aos equipamentos sob pressão – aplicável aos transmissores de pressão instalados nos circuitos de óleo de lubrificação, entre outros equipamentos;
- Recomenda-se, assim, que na presente fase de análise técnica, se realize uma avaliação da conformidade com os instrumentos legislativos de direito europeu (em particular as Diretivas Máquinas e ATEX), incluindo o levantamento dos requisitos de segurança aplicáveis à instalação após a sua conversão em compensador síncrono, bem como a respetiva demonstração (ainda que preliminar) da conformidade dos sistemas que a equipam e se pretendem reutilizar face a esses requisitos, condição necessária para a (futura) emissão de uma nova declaração de conformidade. Esta avaliação permitirá, também, reduzir o risco de custos adicionais ou atrasos significativos no decurso do projeto de conversão, decorrentes da eventual impossibilidade de reutilizar alguns dos equipamentos e/ou sistemas inicialmente previstos;
- Nos casos em que a conversão em estudo se situe fora do EEE, impõem-se igualmente obrigações equiparáveis de revalidação do cumprimento dos requisitos de segurança aplicáveis, incluindo a identificação e avaliação de (novos) riscos, bem como das medidas necessárias para os mitigar ou eliminar. Para o efeito, recorre-se habitualmente a uma estrutura de gestão de segurança funcional, alinhada com os requisitos locais ou com as normas internacionais IEC 61508, IEC 61511 e

IEC 62061, as quais preveem a adoção de metodologias reconhecidas internacionalmente, tais como o estudo HAZOP (*Hazard and Operability Study*), para proceder à identificação e avaliação desses riscos, bem como à definição das respectivas medidas de mitigação [115], [116], [117];

- Recomenda-se, por isso, que também nestes casos e no âmbito da presente fase de análise técnica, seja realizada uma avaliação da conformidade com os instrumentos legislativos localmente aplicáveis e/ou com as normas internacionais de referência mencionadas anteriormente.

7. Caracterização das perdas

- A conversão de uma central termoelétrica em compensador síncrono introduz modificações assinaláveis relativamente à finalidade para a qual a máquina foi originalmente concebida. Assim, do ponto de vista da exploração de um compensador síncrono, é pertinente analisar as perdas de funcionamento necessárias para manter o movimento de rotação síncrono com a rede, as quais podem ser agrupadas em duas categorias:
 - Perdas inerentes ao próprio funcionamento da máquina síncrona, como as perdas no cobre, no ferro e mecânicas;
 - Consumos de energia associados aos sistemas auxiliares, como os sistemas de lubrificação, arrefecimento e de outras máquinas elétricas (por exemplo, o transformador elevador e de serviços auxiliares).
- Em regime nominal, diversos estudos demonstram que as perdas de referência de um compensador síncrono se situam entre 1,0 % e 2,0 % [12], [79]. Conforme será aprofundado no capítulo 4.5 – *Análise económica*, a maior fatia dos custos de exploração de um compensador advém do consumo de energia elétrica, cujo fornecimento é assegurado pela rede, mas, naturalmente, sujeito a uma tarifa. Ainda que, em centrais termoelétricas, a caracterização destas perdas esteja, à partida, bem conhecida e documentada, a adoção de um (novo) regime de operação para a máquina síncrona, enquanto compensador síncrono, poderá implicar modificações substanciais (descomissionamento de sistemas, instalação de outros e diferentes regimes de carga), o que exige a aplicação de pressupostos distintos daqueles que fundamentaram os estudos iniciais;
- Com efeito, vários sistemas auxiliares da máquina síncrona, potencialmente reutilizáveis, passam a operar em regimes de carga distintos dos verificados quando a máquina funcionava como um gerador tradicional, sobretudo os sistemas responsáveis pela maior parcela do consumo de energia, nomeadamente, os sistemas de lubrificação e de arrefecimento. Em muitas centrais de ciclo combinado e/ou de elevada potência, o sistema de lubrificação (a óleo) é comum à turbina e ao gerador, pelo que, ao desacoplar a turbina, torna-se frequente redimensionar

ou substituir equipamentos, adequando-os às novas condições de operação, em regra, menos exigentes. Também as necessidades de arrefecimento, como referido anteriormente, tendem a diminuir em consequência dos limites de operação mais restritos na operação da máquina enquanto compensador síncrono;

- Recomenda-se, por isso, que na presente fase de análise técnica, seja elaborado um novo estudo de caracterização das perdas, relativo ao funcionamento da máquina síncrona enquanto compensador síncrono, assim como dos seus sistemas auxiliares, tendo em conta as principais modificações técnicas decorrentes da conversão, de modo a estimar o consumo de energia (ativa) a partir da rede. Os resultados deste estudo serão essenciais não só para demonstrar conformidade com eventuais requisitos do ORT (por exemplo, um limite máximo de perdas), mas também por constituírem um dos principais indicadores para a análise da viabilidade económica da conversão.

4.4.6 Análise de viabilidade

A elaboração e a validação do conjunto de estudos mecânicos propostos concluem a análise dos trabalhos tidos como críticos à viabilidade técnica da conversão, desenvolvida nos subcapítulos 4.4.1 a 4.4.5. Como se demonstrou ao longo dos diferentes processos de avaliação, foram associados a cada subcapítulo critérios de viabilidade, garantindo-se assim a verificação de um conjunto de requisitos mínimos que sustentam a elegibilidade da central enquanto potencial solução apta a satisfazer os níveis de serviço de sistema pretendidos. Na Figura 27, retoma-se o fluxograma anteriormente apresentado para descrever o método de análise técnica, agora revisto e atualizado de modo a integrar a sequência lógica de avaliação e tomada de decisão desenvolvida no âmbito da presente metodologia.

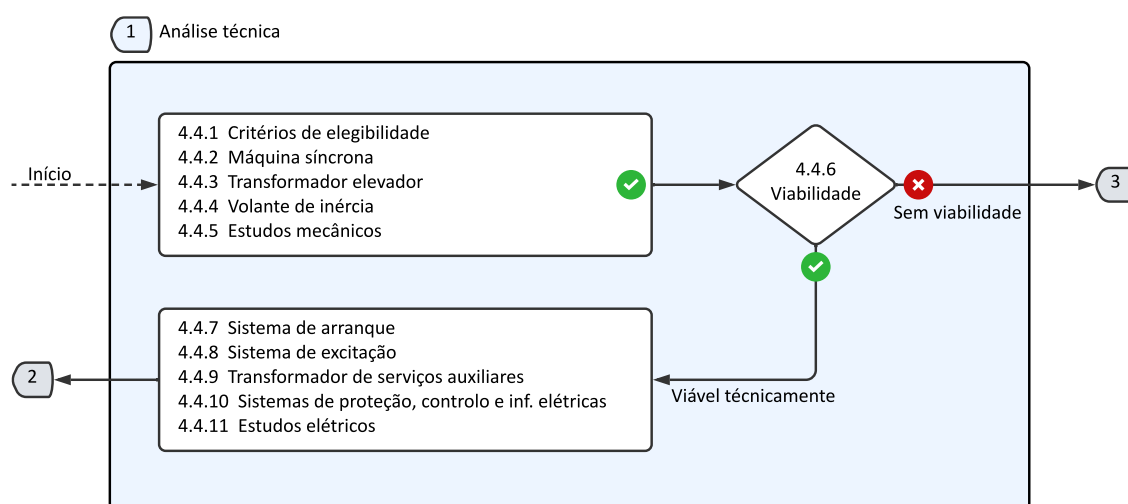


Figura 27 – Fluxograma do processo de análise técnica para a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos, atualizado com a sequência lógica de avaliação e de tomada de decisão.

Tal como ilustrado na Figura 27, a validação cumulativa da viabilidade dos equipamentos, trabalhos ou sistemas tratados nos subcapítulos 4.4.1 a 4.4.5 – considerados críticos para a viabilidade da conversão – permite concluir que o projeto é tecnicamente viável. Sempre que da análise de qualquer um desses pontos resultem restrições ou limitações inultrapassáveis (como, por exemplo, a impossibilidade de reutilizar a máquina síncrona), a viabilidade técnica fica comprometida, e o resultado que transita para a etapa 3 (“Análise e decisão” – capítulo 4.6) será, nesse caso, “sem viabilidade”, assegurando-se deste modo que apenas os projetos tecnicamente robustos avancem para a fase seguinte da análise técnica e, posteriormente, para a etapa de análise económica.

Confirmadas as condições de viabilidade, a análise técnica prossegue para os sistemas e trabalhos descritos nos subcapítulos 4.4.7 a 4.4.11, cujas conclusões, embora relevantes, não constituem habitualmente um impedimento à viabilidade da conversão. Ainda que, ao longo deste processo, se identifiquem limitações pontuais e/ou a necessidade de substituição de determinados sistemas, tal não inviabiliza tecnicamente o projeto. No entanto, podem assumir relevância e impacto ao nível do custo da conversão e da respetiva viabilidade económica.

4.4.7 Sistema de arranque

A adoção de um novo regime de exploração para a máquina síncrona, enquanto compensador síncrono, introduz alterações assinaláveis face à sua configuração original, sendo o desacoplamento do acionamento primário aquela que, inevitavelmente, mais se destaca. Sem o contributo da turbina, torna-se necessário implementar um processo alternativo de arranque que permita acelerar a máquina síncrona até à velocidade de sincronismo, tendo em conta o binário de aceleração exigido pelo rotor e pelos seus eventuais acoplamentos, como, por exemplo, um volante de inércia.

No subcapítulo 4.4.5 – *Estudos mecânicos*, no ponto dedicado ao estudo dos novos regimes de arranque, travagem e operação, recomendou-se analisar a viabilidade técnica de cada um dos métodos de arranque tradicionais (mecânico e elétrico), tanto do ponto de vista da implementação mecânica – já abordada nessa secção – como da aplicação e aspetos-chave sob a perspetiva elétrica, que aqui se analisa. Esta abordagem integrada oferece uma maior flexibilidade e viabilidade à conversão. Do estudo mecânico anterior, resultam dois elementos importantes para a presente análise elétrica, nomeadamente:

- A potência nominal necessária para o sistema de arranque (kW);
- Os métodos de arranque mecanicamente compatíveis com a máquina síncrona (arranque mecânico e/ou elétrico).

Estes dados são essenciais para o dimensionamento dos acionamentos elétricos e delimitam o âmbito da análise técnica, ao indicarem quais os métodos viáveis a considerar (um ou ambos). Como se irá demonstrar, cada método de arranque apresenta vantagens e desvantagens cujo impacto varia consoante as características específicas de conceção da central. Além disso, a

implementação de um determinado método de arranque pode constituir uma desvantagem numa dada central, enquanto noutra, por dispor de um maior espaço disponível para a instalação dos equipamentos associados, pode não representar qualquer constrangimento.

Desta forma, neste subcapítulo, e em linha com a metodologia seguida nos estudos mecânicos, procede-se à análise das principais modificações técnicas, das vantagens e desvantagens associadas a cada método de arranque e dos fatores-chave a considerar na conversão da central em compensador síncrono.

1. Arranque mecânico

O método de arranque mecânico consiste no acoplamento de um motor assíncrono de baixa ou média tensão (conhecido como *pony motor*) ao eixo do rotor da máquina síncrona, cujo acionamento é realizado através de um variador de velocidade capaz de controlar, de forma gradual, a aceleração do rotor desde o estado de virador até à velocidade de sincronismo. Após a sincronização com a rede, a alimentação ao *pony motor* é interrompida, permanecendo este acoplado ao compensador, com o qual roda solidariamente, contribuindo também para o momento de inércia do conjunto.

Na Figura 28, apresenta-se uma aplicação real desta solução, resultado da conversão simples de uma unidade de produção termoelétrica em compensador síncrono.



Figura 28 – Exemplo de um compensador síncrono equipado com *pony motor*. Adaptado de [118].

Como se observa na figura, o *pony motor* encontra-se instalado na extremidade do eixo (rotor) da máquina síncrona, permitindo o acionamento primário do rotor e a sua aceleração controlada até à velocidade de sincronismo. Por sua vez, o variador de velocidade – equipamento de eletrónica de potência responsável pela alimentação e controlo contínuo da velocidade do motor – deve, por recomendação dos fabricantes, ser instalado o mais próximo possível do *pony motor*. Do ponto de vista da solução elétrica, o arranque com *pony motor* segue, habitualmente, uma implementação idêntica à representada na Figura 29.

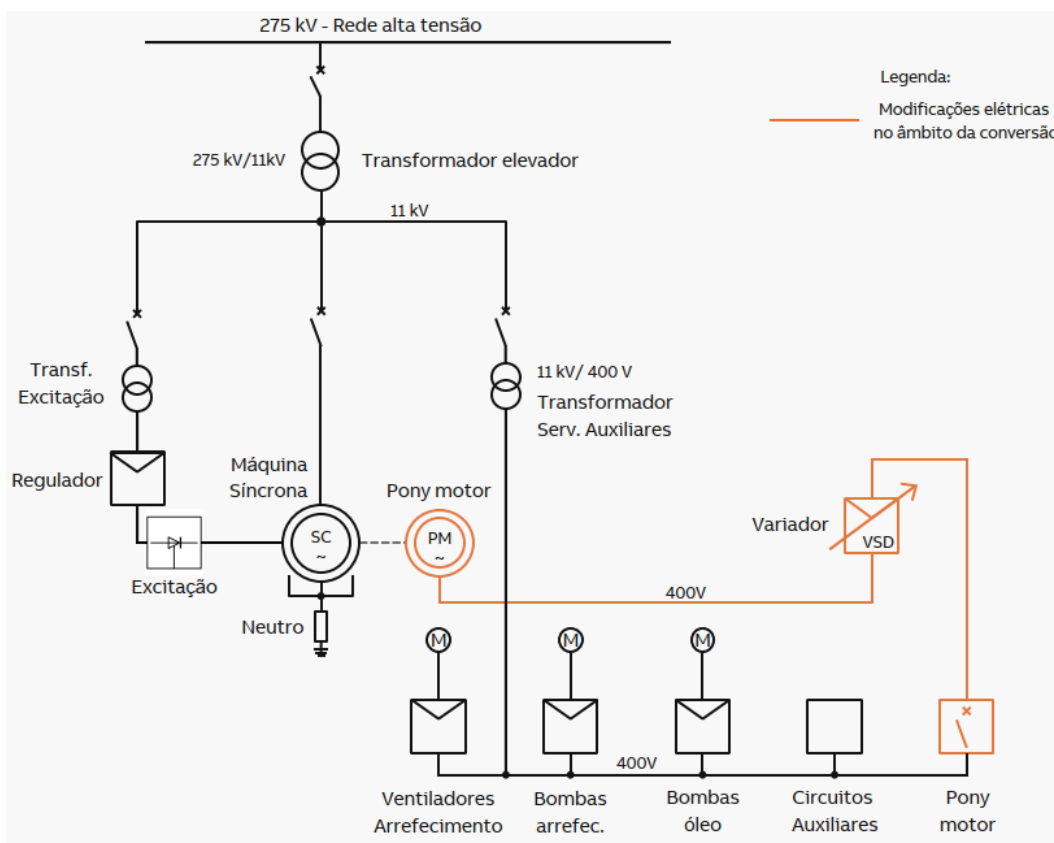


Figura 29 – Esquema unifilar simplificado de um compensador síncrono com arranque mecânico por acoplamento de *pony motor*. Adaptado de [79].

Como se pode observar na Figura 29, assinalam-se a laranja as principais modificações elétricas associadas ao método de arranque mecânico, que incluem as novas infraestruturas elétricas, o variador de velocidade e o próprio *pony motor*. Na mesma figura, a preto, encontram-se representados os principais equipamentos e sistemas que se mantêm em operação após a conversão – transformador elevador, sistema de arrefecimento, sistema de lubrificação a óleo, entre outros auxiliares – já analisados anteriormente quanto à sua viabilidade técnica.

Embora em algumas centrais possa revelar-se necessário proceder à substituição, modificação ou adaptação dos caminhos de cabos ou, inclusive, do quadro de baixa ou média tensão para assegurar a alimentação do variador e do respetivo *pony motor*, as adaptações às instalações elétricas são, em geral, reduzidas e não constituem, do ponto de vista elétrico, limitações técnicas que inviabilizem o projeto. As limitações deste método prendem-se, sobretudo, com a compatibilidade mecânica da instalação com a máquina síncrona.

Aplicação e aspetos-chave sob a perspetiva elétrica

Na análise da implementação do arranque mecânico, propõe-se a verificação do seguinte conjunto de aspetos-chave:

- Confirmar a existência de espaço disponível para a instalação do variador de velocidade nas proximidades da máquina síncrona. Esta análise é especialmente relevante em centrais com fundações elevadas ou estruturas de suporte, onde a acessibilidade e a capacidade estrutural podem constituir uma limitação, caso não sejam previstas as adaptações necessárias nesta fase do estudo;
- Analisar os requisitos aplicáveis à proteção do disjuntor de baixa ou média tensão que alimenta o variador, assegurando a conformidade com a regulamentação em vigor para a proteção de equipamentos para esse nível de tensão, bem como as recomendações específicas do fabricante do variador. Entre os requisitos habitualmente definidos pelos fabricantes incluem-se o tempo máximo de atuação, a redundância das bobinas de disparo e a coordenação entre os dispositivos de proteção, entre outros, conforme o exemplo apresentado em [119];
- Confirmar a existência de espaço de reserva nos caminhos de cabos ou nas infraestruturas de encaminhamento disponíveis entre a zona do motor-gerador e as salas elétricas, antecipando eventuais necessidades de reforço;
- Prever a integração dos sinais de comando, supervisão e *feedback* do variador no sistema de controlo da central, de forma a permitir a operação remota a partir da sala de controlo.

Vantagens

As principais vantagens deste método, identificadas com base no estudo desenvolvido, são:

- As adaptações necessárias às instalações elétricas são geralmente reduzidas;
- É independente do tipo de sistema de excitação que equipa a máquina síncrona (estático ou *brushless*) dispensando, normalmente, modificações à excitatriz ou aos terminais do gerador, preservando a configuração elétrica existente;
- Apresenta um sistema de controlo simples, assegurado por um variador de velocidade de tecnologia convencional;
- Preserva o modo tradicional de acionamento da máquina síncrona por acoplamento direto ao rotor, ou seja, de forma idêntica à função anteriormente desempenhada pela turbina;
- A instalação do variador de velocidade pode, na maioria das situações, ser realizada diretamente sobre a plataforma da turbina, onde normalmente existe espaço disponível, evitando intervenções significativas nas salas elétricas;
- O controlo contínuo do variador permite manter a velocidade do conjunto motor-gerador estável e próxima dos valores nominais até que estejam reunidas as condições

de sincronismo, proporcionando uma janela de sincronização significativamente superior à do arranque elétrico;

- Graças ao controlo contínuo da velocidade e à capacidade de travagem, este método é especialmente adequado aos casos em que se prevê que a operação do compensador síncrono esteja sujeita a um número elevado de ciclos de arranque e paragem (em detrimento de longos períodos de operação);
- Em centrais a vapor, onde o arranque da máquina síncrona é habitualmente assegurado apenas pela turbina, não existe qualquer infraestrutura elétrica pré-existente para nenhum dos métodos, sendo o arranque mecânico aquele que menos modificações elétricas exige;
- Em centrais de construção muito antiga, tende a ser difícil reunir dados precisos acerca das características construtivas do gerador, informações que são cruciais para dimensionar, com total segurança, um arranque elétrico – nestes casos, será favorável optar pelo arranque mecânico.

Desvantagens

As principais desvantagens deste método, identificadas com base no estudo desenvolvido, são:

- Implica um volume significativo de trabalhos mecânicos, incluindo a adaptação ou construção de estruturas e/ou fundações, a instalação de uma nova chumaceira de suporte axial e o alinhamento rigoroso entre o *pony motor* e o eixo do rotor da máquina síncrona;
- Pode traduzir-se em custos substancialmente superiores aos do arranque elétrico, sobretudo nos casos em que seja necessário intervir nas estruturas e/ou fundações de suporte para acomodar a instalação do *pony motor*, por exemplo, quando a máquina síncrona se encontra instalada numa plataforma elevada relativamente ao solo.

Em resumo, o método de arranque mecânico oferece um conjunto alargado de vantagens – número reduzido de intervenções elétricas, instalação simples, utilização de um variador que permite um controlo simplificado e uma janela de sincronização ampla – revelando-se particularmente vantajoso em centrais a vapor, onde não existe qualquer infraestrutura de arranque pré-existente, ou em centrais mais antigas, onde faltem dados precisos acerca das características construtivas do gerador. Contudo, estas vantagens concorrem com um acréscimo substancial de trabalhos de natureza mecânica e podem traduzir-se em custos superiores aos do arranque elétrico, sobretudo quando a máquina síncrona se encontra instalada num patamar elevado em relação ao solo.

2. Arranque elétrico

O método de arranque elétrico consiste em arrancar a máquina síncrona em modo motor por intermédio de um conversor estático, habitualmente designado por SFC (*Startup Frequency Converter*), ligado ao enrolamento estatórico.

O SFC alimenta o estator com uma tensão sinusoidal de frequência variável, gerando um campo magnético no estator. Este campo interage com o campo magnético do rotor (gerado pela corrente de excitação), acelerando-o progressivamente, desde o estado de virador até cerca de 5 % acima da velocidade de sincronismo. Nesse instante, o SFC é desligado e inicia-se a desaceleração natural, cujo gradiente depende apenas do momento de inércia do rotor (e dos eventuais acoplamentos) e das perdas mecânicas associadas ao movimento de rotação.

Durante esta rampa descendente abre-se a janela de sincronização, e o sistema de excitação ajusta a corrente aplicada ao rotor de modo a regular a tensão no estator para valores próximos aos da rede. A ligação à rede concretiza-se através de um disjuntor instalado a jusante do estator – usualmente designado por *Generator Circuit Breaker* (GCB) – assim que a frequência (proporcional à velocidade), a amplitude de tensão e o ângulo de fase se encontrem dentro dos intervalos admissíveis definidos pelo ORT.

Neste contexto, o ritmo de desaceleração durante a rampa é, contudo, relativamente rápido – entre 0,07 e 0,15 Hz/s [120], [121] – decorrendo sem qualquer forma de controlo, resultando unicamente da dinâmica mecânica da máquina e dos seus acoplamentos. Considerando um gradiente de valor intermédio (0,1 Hz/s) e o desvio máximo normalmente aceite para estabelecer ligação à rede ($\pm 0,3$ Hz) [122], a janela de sincronização típica pode ser estimada em aproximadamente 6 segundos²⁵. Este período, embora habitual para esta solução, é considerado relativamente curto. Caso a sincronização não ocorra enquanto a velocidade (ou frequência) da máquina se mantém dentro deste intervalo, o rotor, em consequência da desaceleração contínua, ultrapassa o limite inferior da frequência e a janela de sincronização fecha-se. Nesta situação, será necessário voltar a acelerar a máquina até cerca de 5 % acima da velocidade nominal, para gerar uma nova oportunidade de sincronismo.

A Figura 30 ilustra, de forma sucinta, o processo associado ao método de arranque elétrico anteriormente descrito, destacando a coordenação entre o SFC e o sistema de excitação, e apresenta a evolução temporal desde a aceleração inicial, a partir do estado de virador, até à ligação bem-sucedida à rede.

²⁵ $\Delta t = \frac{\Delta f}{df/dt} = \frac{\pm 0,3 \text{ Hz}}{0,1 \text{ Hz/s}} = \frac{2 \cdot 0,3 \text{ Hz}}{0,1 \text{ Hz/s}} = 6 \text{ s.}$

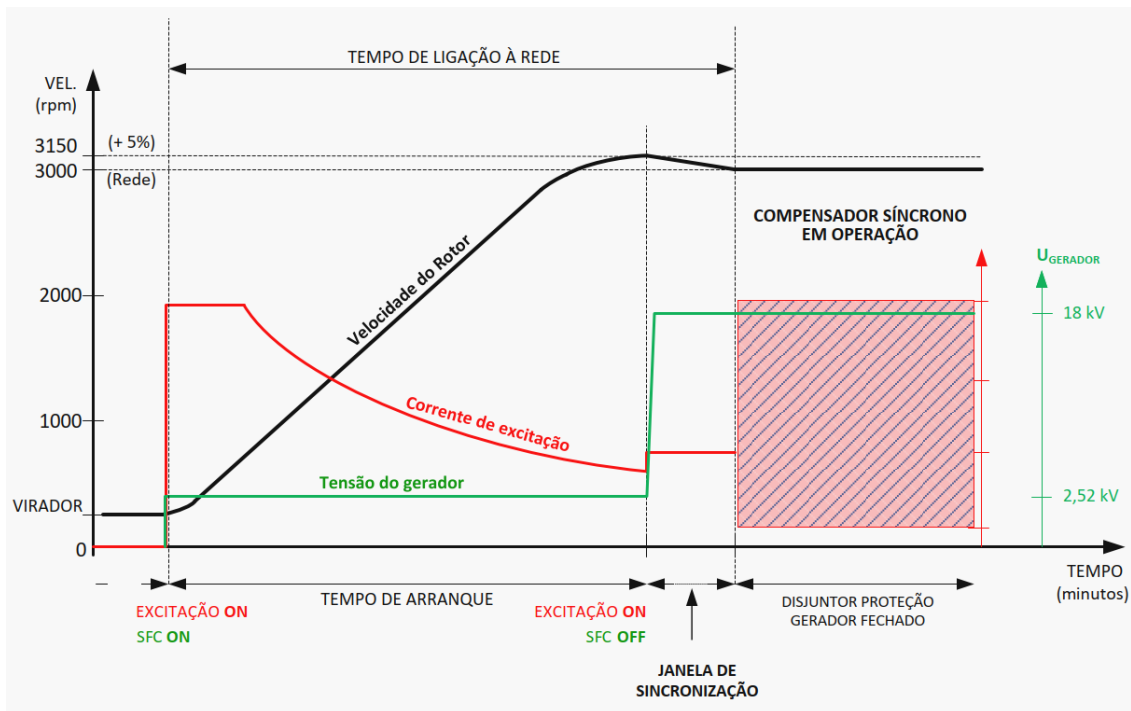


Figura 30 – Evolução temporal do arranque elétrico de uma máquina síncrona (compensador), desde o estado de virador até à sincronização com a rede. Adaptado de [123].

Como se pode observar na figura, o SFC (curva a verde) e o sistema de excitação (curva a vermelho) conjugam-se para gerar o binário necessário, acelerando o rotor desde o estado de virador até cerca de 5 % acima da velocidade de sincronismo. Nesse momento, tal como se explicou, o SFC é desligado e a tensão do estator é regulada – por meio da corrente de excitação – para valores próximos aos da rede. No exemplo apresentado, a sincronização concretiza-se à primeira tentativa, e o compensador síncrono entra em operação.

O método de arranque elétrico pode, ainda, ser classificado em dois tipos: direto ou indireto, distinção que decorre do tipo de excitatriz que equipa a máquina síncrona:

- Excitatriz estática – o arranque é designado direto, uma vez que o sistema de excitação (externo) aplica corrente diretamente no enrolamento indutor (rotor) da máquina síncrona, através de escovas e anéis coletores. Esta solução é tradicionalmente instalada em máquinas síncronas de elevada potência, como as que equipam as centrais de ciclo combinado a gás natural;
- Excitatriz *brushless* – o arranque é designado por indireto, dado que a corrente de excitação aplicada no enrolamento indutor (rotor) da máquina síncrona é gerada por outra máquina elétrica, acoplada ao mesmo eixo, e que é, por sua vez, alimentada por um sistema de excitação externo. Esta configuração predomina em máquinas de menor potência ou em centrais a vapor, onde a própria turbina assegura o arranque por introdução gradual de vapor.

Ao contrário do arranque mecânico, cuja implementação é normalmente independente do tipo de excitatriz, o arranque elétrico (por SFC) é sobretudo adequado a máquinas com excitatriz estática. A baixas velocidades, a excitatriz *brushless* não é capaz de produzir corrente suficiente para gerar binário de arranque, como o faz a excitatriz estática. Nestes casos, torna-se essencial instalar um motor auxiliar que acelere o rotor até cerca de 10 % da velocidade nominal [110], ponto em que o campo magnético gerado pela excitatriz já é suficientemente forte para interagir com o campo criado no estator através do SFC. Por este motivo, embora seja tecnicamente possível implementar um arranque elétrico indireto, esta opção é pouco comum, sendo, por isso, mais habitual a conversão da excitatriz *brushless* para um sistema estático.

Do ponto de vista da solução elétrica, o arranque elétrico segue, habitualmente, uma implementação idêntica à representada no esquema unifilar da Figura 31.

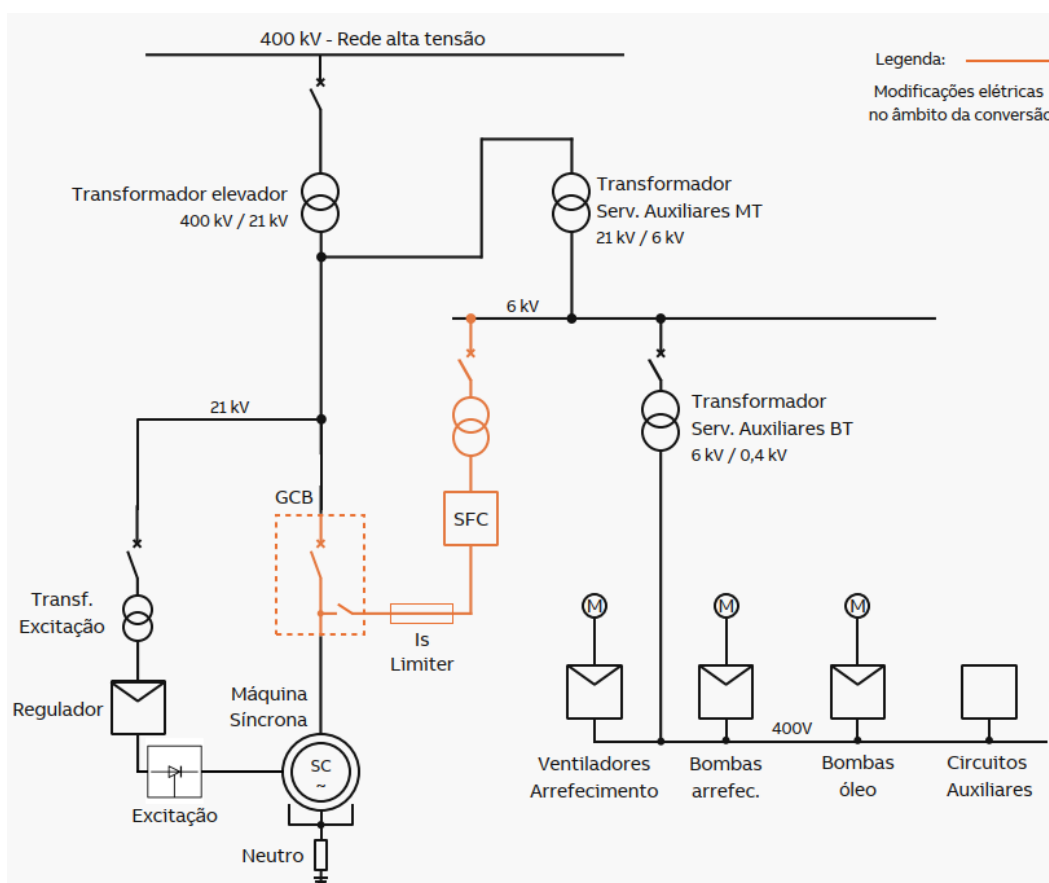


Figura 31 – Esquema unifilar simplificado de um compensador síncrono com arranque elétrico por *Startup Frequency Converter*. Adaptado de [79].

Analisando a Figura 31, encontram-se representados a preto os principais equipamentos e sistemas que se mantêm em serviço após a conversão, já analisados anteriormente quanto à sua viabilidade técnica. Por sua vez, as principais modificações elétricas associadas ao método de arranque elétrico assinalam-se a laranja e, no caso de uma central a vapor, incluem a instalação de:

- Cabos de média tensão entre o quadro existente (admitindo uma reserva disponível) e o transformador de alimentação do SFC;
- O transformador de alimentação do SFC, cuja potência, como se referiu em 4.4.5, pode corresponder a cerca de 1 % da potência nominal do gerador, o que, para uma máquina síncrona de 500 MVA, representa um transformador de aproximadamente 5 MVA;
- O próprio *Startup Frequency Converter* (SFC);
- Um dispositivo designado por *Is-Limiter*, composto por um interruptor acionado por detonador e por um fusível de alta capacidade de corte disposto em paralelo, que limita rapidamente (em menos de 1 ms) a corrente máxima assimétrica de curto-circuito a um valor pré-definido. Nesta aplicação, o *Is-Limiter* protege o SFC que, pela sua ligação elétrica aos terminais da máquina síncrona, ficaria exposto a correntes de defeito muito superiores à sua capacidade nominal;
- A instalação de um *Generator Circuit Breaker* (GCB), equipamento que oferece uma proteção mais eficaz da máquina síncrona e facilita significativamente as manobras de operação durante a exploração [124]. Este é instalado nos barramentos de ligação ao estator da máquina síncrona, tipicamente construídos em dutos isolados, com ou sem ventilação forçada, também designados por *Isolated Phase Busducts* (IPB).

Como se pode concluir, no caso de uma central a vapor, e por comparação com o arranque mecânico por *pony motor*, o número de modificações elétricas é muito superior: inclui pelo menos quatro novos equipamentos – transformador auxiliar do SFC, SFC, *Is-Limiter* e GCB – face à mais simples instalação de um variador, acrescentando ainda a complexidade das modificações aos barramentos IPB para acomodar a instalação do GCB. Em contrapartida, as intervenções de natureza mecânica são consideravelmente mais simples e em menor número.

Já no caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, comissionadas em larga escala a partir de 2009, tornou-se prática comum adotar o método de arranque elétrico (direto), contemplando desde a fase de projeto a instalação do SFC, do seu transformador de alimentação, do *Is-Limiter* e do GCB, devido às suas vantagens e à facilidade de integração na central quando previstos desde a conceção inicial. Nestas centrais, a máquina síncrona e os respetivos sistemas auxiliares já se encontram preparados para o arranque elétrico, apresentando um elevado potencial de reutilização, ainda que sujeitos a adaptações decorrentes do novo modo de operação enquanto compensador síncrono. Por essa razão, o arranque elétrico será, nestas situações, o método que exige menor número de modificações – tanto elétricas como mecânicas – e que, em regra, reúne as melhores condições de viabilidade técnica.

Aplicação e aspetos-chave sob a perspetiva elétrica

Na análise da implementação do arranque elétrico, para os casos em que não existe qualquer infraestrutura de arranque pré-existente – situação frequente em centrais a vapor ou em instalações mais antigas – propõe-se a verificação do seguinte conjunto de aspetos-chave:

- Confirmar a existência de espaço físico disponível para a instalação dos novos equipamentos: SFC, transformador de alimentação do SFC, *Is-Limiter* e GCB. Esta análise reveste-se de particular importância no caso do GCB, não só pelas suas dimensões consideráveis, mas também porque a sua instalação obriga a intercetar ou adaptar os barramentos IPB de ligação ao estator da máquina síncrona. A Figura 32 apresenta um exemplo ilustrativo do referido, onde se assinala a laranja o local de inserção do GCB, com base na disposição típica de uma central termoelétrica:

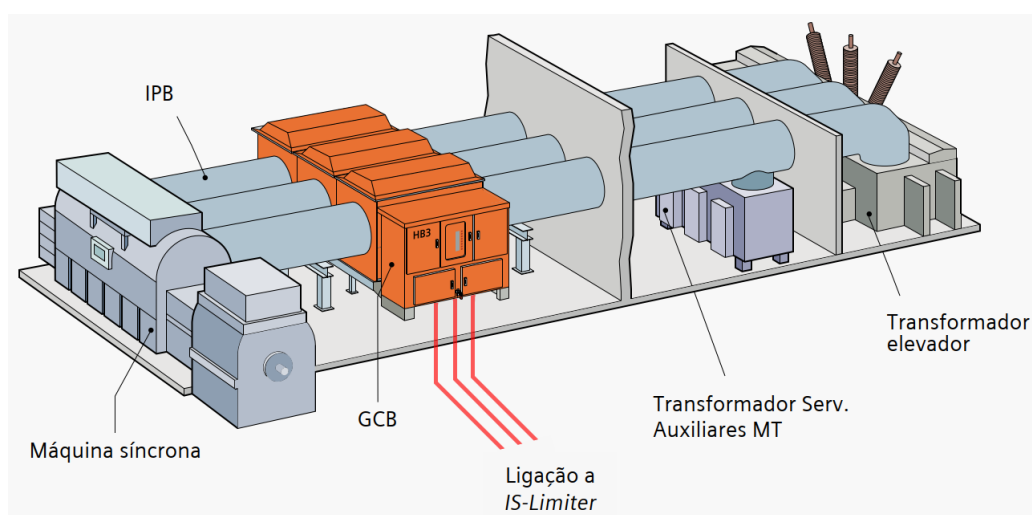


Figura 32 – Local típico de instalação de um *Generator Circuit Breaker* numa central termoelétrica. Adaptado de [125].

- Analisar os requisitos aplicáveis ao disjuntor de média tensão que irá alimentar o SFC, assegurando a conformidade com a regulamentação em vigor para a proteção de equipamentos de média tensão, bem como as recomendações específicas do fabricante. Entre os requisitos habituais, incluem-se os já referidos para a proteção do variador do *pony motor*, visto que, apesar das diferenças entre as duas tecnologias, tanto o SFC como o variador assentam em conversores estáticos baseados em eletrónica de potência e estão, por isso, sujeitos ao mesmo tipo de exigências de proteção;
- Confirmar se a sala elétrica destinada à instalação do SFC é climatizada e se o respetivo sistema de climatização dispõe de capacidade remanescente para dissipar as perdas térmicas geradas pelo novo equipamento. Importa, contudo, considerar nesta análise que o SFC opera apenas durante a fase de arranque da máquina síncrona, tipicamente por um período de cerca de 20 minutos [111];

- A análise aos requisitos aplicáveis ao *Is-Limiter* e ao GCB é igualmente recomendada, e integra o conjunto de estudos elétricos propostos em 4.4.11, destinados a assegurar o correto dimensionamento dos equipamentos de proteção da central e garantir a coordenação e seletividade entre esses dispositivos;
- Confirmar a existência de espaço de reserva nos caminhos de cabos ou nas infraestruturas de encaminhamento disponíveis entre a zona da máquina síncrona e as salas elétricas, bem como entre estas salas e os locais previstos para instalação dos novos equipamentos, antecipando eventuais necessidades de reforço;
- Prever a integração dos sinais de comando, supervisão e *feedback* dos novos equipamentos no sistema de controlo da central, de forma a disponibilizar a informação relevante na sala de controlo e permitir a sua operação remota.

Quando a central em estudo já se encontra equipada com o método de arranque elétrico, é expectável um elevado potencial de reutilização do sistema existente, ainda que sujeito a adaptações decorrentes do novo modo de operação enquanto compensador síncrono. Propõe-se, assim, o seguinte conjunto de aspetos-chave para avaliar a viabilidade dessa reutilização:

- Em colaboração com o OEM de cada equipamento (SFC, transformador de alimentação, *Is-Limiter* e GCB), avaliar o tempo de vida útil remanescente, considerando o valor mínimo definido para a eventual viabilidade económica (entre 10 e 15 anos), conforme estipulado nos pressupostos da metodologia (capítulo 4.2);
- Confirmar se a potência nominal do SFC e do respetivo transformador está alinhada com a potência mínima exigida ao sistema de arranque (kW) no novo modo de operação, de acordo com os resultados obtidos em 4.4.5 – *Estudos mecânicos*;
- Conforme demonstrado em [126], os regimes de carga de um compensador síncrono, associados a níveis mais reduzidos de inércia (como acontece em conversões sem volante de inércia) conduzem, em caso de curto-circuito, a um aumento do grau de assimetria das correntes de curto-circuito, bem como das correntes de pico, podendo observar-se a ocorrência de zeros retardados (DCZ – *Delayed Current Zeros*). Neste sentido, recomenda-se que seja confirmada, em articulação com o OEM, a capacidade de corte do GCB existente face às condições mais exigentes impostas pelo novo modo de operação e de acordo com os requisitos especificados na norma conjunta IEC/IEEE 62271-37-013:2021;
- Rever, por fim, a adequação do *Is-Limiter* ao novo regime de funcionamento, recorrendo igualmente ao estudo das correntes de curto-circuito, de forma a validar se, face aos valores atualizados dessas correntes, o equipamento mantém a capacidade de assegurar os níveis de proteção e de seletividade que se estipulam necessários.

Vantagens

As principais vantagens deste método, identificadas com base no estudo desenvolvido, são:

- As intervenções de natureza mecânica são consideravelmente mais simples e em menor número do que no arranque mecânico;
- As soluções de SFC são compactas e modulares, ajustando-se com facilidade à disposição das salas elétricas existentes;
- Nas centrais de ciclo combinado a gás natural, comissionadas em larga escala a partir de 2009, tornou-se prática comum adotar o arranque elétrico. Nestes casos, é expectável um elevado potencial de reutilização do sistema e das infraestruturas já instaladas (evitando, por exemplo, intervenções complexas nos barramentos IPB para integrar o GCB, que habitualmente já existe). Neste contexto, o arranque elétrico, será o método que requer o menor número de modificações – tanto elétricas como mecânicas – reunindo melhores condições de viabilidade técnica e com custos substancialmente inferiores aos do arranque mecânico;
- Em instalações com mais do que uma máquina síncrona, poderá implementar-se uma configuração de *cross-start*, mediante a instalação de um quadro inversor à saída do SFC. Esta solução permite que, de forma desfasada, um único SFC seja capaz de arrancar mais do que uma máquina síncrona, reduzindo o custo total da solução. Adicionalmente, se cada máquina dispuser do seu próprio SFC, esta configuração acrescenta redundância e flexibilidade de operação: por exemplo, se o SFC da Unidade A estiver indisponível por anomalia ou manutenção, o SFC da Unidade B poderá ser comutado para arrancar a máquina síncrona da Unidade A, mantendo ainda a capacidade de arrancar a sua própria máquina;
- De manutenção simples, devido à ausência de quaisquer partes móveis. Em caso de avaria ou anomalia, a modularidade do sistema permite substituir rapidamente os componentes em defeito por peças de reserva existentes na instalação.

Desvantagens

As principais desvantagens deste método, identificadas com base no estudo desenvolvido, são:

- Em centrais de construção muito antiga, tende a ser difícil reunir dados precisos acerca das características construtivas do gerador, informações fundamentais para dimensionar, com total segurança, o arranque elétrico. Nestes casos, o arranque mecânico poderá ser preferível;
- O princípio de funcionamento do SFC obriga a acelerar a máquina síncrona até cerca de 5 % acima da velocidade de sincronismo. Embora este desvio relativamente ao valor nominal seja ligeiro, provoca desgaste adicional nas partes rotativas;

- A janela de sincronização é significativamente mais curta do que no arranque mecânico. Caso a sincronização não ocorra dentro deste intervalo, será necessário voltar a acelerar a máquina acima do valor nominal para gerar uma nova tentativa de sincronismo, aumentando o tempo total necessário para a ligação à rede. Acresce que o número de arranques (ou tentativas de sincronização) por hora encontra-se limitado pela necessidade de arrefecimento entre ciclos sucessivos de arranque, o que poderá conduzir a períodos adicionais de espera;
- O arranque elétrico (por SFC) é sobretudo adequado a máquinas com excitatriz estática. Contudo, apesar das suas vantagens, a excitatriz estática requer manutenção mais frequente do que uma excitatriz *brushless*, devido ao desgaste natural das escovas e anéis coletores;
- O SFC constitui, por norma, um sistema mais complexo de operar, sendo o *know-how* técnico maioritariamente circunscrito às equipas especializadas dos OEM.

O método de arranque elétrico destaca-se, assim, como a solução que tende a exigir o menor número de modificações – tanto elétricas como mecânicas – e que reúne as melhores condições de viabilidade técnica, sobretudo nos casos em que a central já se encontra equipada com este tipo de sistema. O elevado potencial de reutilização do sistema existente, das infraestruturas elétricas associadas e dos dispositivos de proteção, traduz-se numa redução significativa de custos face ao arranque mecânico. Contudo, nos casos em que não existe qualquer infraestrutura de arranque elétrico pré-existente – situação frequente em centrais a vapor ou instalações mais antigas – o número de modificações elétricas será substancialmente superior, dada a necessidade de instalar todos os equipamentos e infraestruturas associadas ao método de arranque elétrico. Nestes casos, o arranque mecânico poderá revelar-se mais vantajoso, desde que a sua viabilidade técnica seja confirmada pelos estudos mecânicos.

3. Articulação de resultados

Cada método de arranque apresenta vantagens e desvantagens que poderão assumir relevância distinta mesmo em centrais com tecnologia ou potência semelhantes, em função das características específicas da instalação em análise, tal como o *layout* da central ou o espaço disponível em torno do conjunto turbina-gerador e nas salas elétricas. Deste modo, a implementação de um determinado método poderá constituir uma desvantagem significativa numa central, enquanto noutra, com maior disponibilidade de espaço, poderá não representar qualquer constrangimento relevante.

Assim, sempre que os dois métodos se revelem tecnicamente viáveis – tanto do ponto de vista mecânico como elétrico – torna-se essencial articular os resultados obtidos nos respetivos estudos para selecionar, em equipa, a solução que envolve menor risco, prazo e custo de execução.

4.4.8 Sistema de excitação

Ao longo do presente trabalho, o sistema de excitação é mencionado em diversos subcapítulos da metodologia devido à sua influência em múltiplos aspetos e ao papel essencial que desempenha no funcionamento da máquina síncrona. Desde logo, é responsável por fornecer a corrente de excitação ao enrolamento indutor, de modo a induzir no estator uma tensão cuja amplitude se mantenha dentro dos limites estipulados e admissíveis pelo ORT, satisfazendo assim uma das condições necessárias à sincronização.

Nas máquinas com arranque elétrico (por SFC), o sistema assume ainda outra função: a corrente de excitação é controlada de forma dinâmica, gerando um campo magnético no rotor que, ao interagir com o campo magnético gerado no estator (pela tensão aplicada pelo SFC), produz o binário necessário que permite acelerar a máquina síncrona até à velocidade de sincronismo.

Após a sincronização com a rede, o sistema de excitação regula o comportamento da máquina síncrona, explorando os regimes de sobre-excitação ou sub-excitação para fornecer ou absorver potência reativa da rede. A capacidade de controlar, de forma dinâmica, a resposta da máquina síncrona nos dois quadrantes de potência reativa é especialmente útil para o controlo de tensão dos SEE. Com efeito, a eficácia deste controlo e o tempo desta resposta são fatores importantes para a viabilidade técnica da solução, devendo ser validados face aos requisitos operacionais definidos pelo ORT ou pelo código de rede aplicável.

Ainda que, em regra, os sistemas de excitação não constituam uma limitação técnica que inviabilize a conversão, importa avaliar o potencial de reutilização e a sua adequação ao novo regime de operação enquanto compensador síncrono. Com exceção de aplicações especiais, os sistemas de excitação mais tradicionais em centrais termoelétricas ou em compensadores síncronos enquadram-se habitualmente em duas categorias principais: excitação estática e excitação *brushless*.

Neste subcapítulo, e em linha com a metodologia seguida, procede-se à análise das principais modificações técnicas, vantagens e desvantagens de cada tipo de excitação, bem como dos fatores-chave a considerar na conversão da central em compensador síncrono.

1. Excitação estática

O princípio de funcionamento da excitação estática foi já abordado sucintamente no âmbito dos estudos mecânicos, bem como no contexto dos sistemas de arranque, dada a sua relação com vários dos aspetos analisados. Contudo, para um melhor enquadramento do tema em análise, apresenta-se na Figura 33 um esquema simplificado de um sistema de excitação estático associado a uma máquina síncrona tradicional.

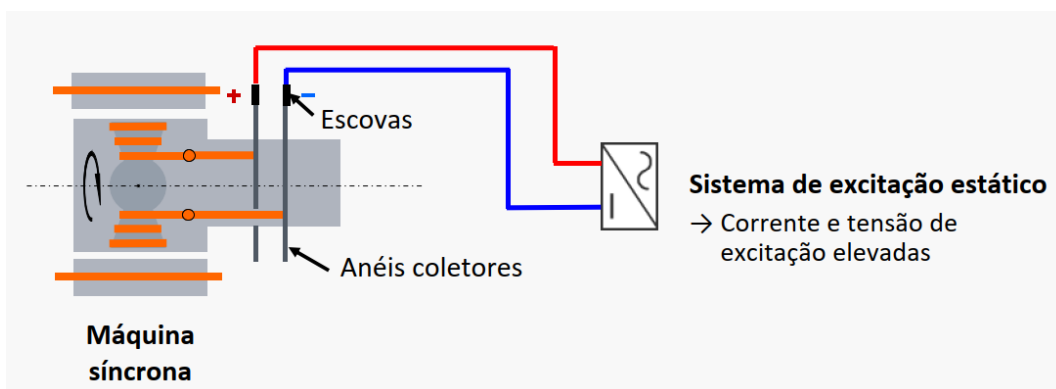


Figura 33 – Esquema simplificado de um sistema de excitação estático associado a uma máquina síncrona tradicional. Adaptado de [127].

Como se pode observar na figura, o sistema de excitação aplica corrente diretamente ao enrolamento indutor (rotor) da máquina síncrona através de escovas e anéis coletores. Neste tipo de aplicação utilizam-se, em regra, conversores estáticos que, através do controlo dinâmico da corrente de excitação, regulam a tensão induzida no estator.

A alimentação do sistema de excitação é geralmente assegurada por transformador dedicado, ligado ao barramento de saída do alternador (a jusante do GCB), o qual ajusta o nível de tensão (tipicamente de média para baixa tensão) ao valor necessário ao funcionamento do sistema. Esta solução, também ilustrada no esquema da Figura 31, permite que o sistema de excitação seja alimentado diretamente da rede antes da sincronização, permanecendo isolado de falhas que possam ocorrer no transformador de serviços auxiliares da central, dado o número elevado de cargas por este alimentadas. Além disso, a alimentação através do barramento de saída do alternador permite uma medição mais precisa das tensões e uma resposta dinâmica mais eficaz.

Aplicação e aspetos-chave sob a perspetiva elétrica

Os sistemas de excitação estática são tradicionalmente instalados em máquinas síncronas de elevada potência, como as que equipam as centrais de ciclo combinado a gás natural. Caso a central em estudo já disponha deste tipo de sistema, é expectável um elevado potencial de reutilização do sistema existente ou, mesmo que este se encontre obsoleto, que grande parte das infraestruturas elétricas possa ser reaproveitada ou modernizada. Propõe-se, assim, o seguinte conjunto de aspetos-chave para avaliar a viabilidade dessa reutilização:

- Em colaboração com o OEM do sistema de excitação, avaliar o tempo de vida útil remanescente, considerando o valor mínimo definido para a eventual viabilidade económica (entre 10 e 15 anos). Esta avaliação deverá ainda considerar eventuais substituições ou modernizações já realizadas ao longo do tempo, bem como apurar a necessidade de modernização dos equipamentos existentes por razões de fiabilidade ou disponibilidade de peças de reserva. A modernização elétrica de um sistema de excitação é geralmente uma intervenção pouco complexa, consistindo na substituição

dos armários existentes ou na modernização pontual de alguns dos seus componentes, não se antecipando dificuldades técnicas ou limitações relevantes;

- Confirmar que o sistema de excitação existente, ou aquele que o substitua em caso de modernização, cumpre os requisitos definidos pelo ORT, os quais habitualmente refletem os códigos de rede aplicáveis ao ponto de interligação. Esta análise integra o conjunto de estudos elétricos propostos em 4.4.11, visando assegurar o contributo para o controlo dinâmico da tensão e validar o tempo de resposta com que o sistema de excitação consegue reagir perante uma oscilação ou variação de tensão;
- Validar os resultados obtidos nos estudos de natureza mecânica relativos à excitatriz (propostos nos subcapítulos 4.4.2 e 4.4.5), garantindo que as suas características não sofreram alterações ou, caso estas existam, considerá-las na presente análise.

Vantagens

As principais vantagens deste sistema, identificadas com base no estudo desenvolvido, são [128], [129]:

- Tempo de resposta mais rápido e maior capacidade de controlo dinâmico da tensão perante oscilações na rede elétrica;
- Custo total da solução geralmente inferior ao dos sistemas *brushless*, sobretudo para máquinas síncronas de elevada potência;
- Particularmente adequado para o método de arranque elétrico por SFC, sendo um método que, em regra, apresenta um elevado potencial de reutilização;
- Ponte retificadora externa à máquina síncrona, instalada em armário próprio, permitindo uma substituição rápida de díodos ou tirístores em caso de avaria.

Desvantagens

As principais desvantagens deste sistema, identificadas com base no estudo desenvolvido, são:

- Necessidade de manutenção mais frequente do que o sistema *brushless*, devido ao desgaste natural das escovas e anéis coletores;
- Para máquinas síncronas de média ou pequena dimensão (até cerca de 200 MVA), pode representar uma solução menos económica comparativamente ao sistema *brushless*.

2. Excitação *brushless*

À semelhança do sistema de excitação estático, também o princípio de funcionamento do sistema de excitação *brushless* foi já abordado sucintamente em subcapítulos anteriores, dada a sua relação com diversos sistemas analisados. Contudo, para um melhor enquadramento do

tema em análise, apresenta-se na Figura 34 um esquema simplificado de um sistema de excitação *brushless* associado a uma máquina síncrona tradicional.

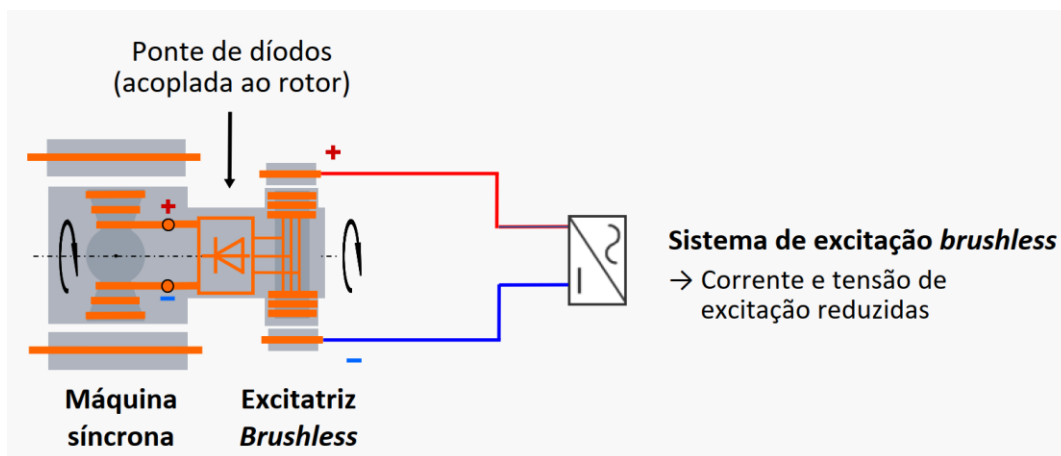


Figura 34 – Esquema simplificado de um sistema de excitação *brushless* associado a uma máquina síncrona tradicional. Adaptado de [127].

Como se pode observar na figura, neste sistema a corrente de excitação é aplicada ao enrolamento estatórico (indutor fixo) de um pequeno alternador (excitatriz), cujo induzido rotativo (rotor trifásico) se encontra acoplado ao eixo do rotor da máquina síncrona. A corrente induzida é posteriormente retificada por uma ponte rotativa de diodos instalada sobre o mesmo eixo, fornecendo corrente contínua ao enrolamento indutor (rotor) da máquina síncrona, de modo a induzir tensão no estator.

A alimentação do sistema de excitação, como ilustrado na Figura 34, é geralmente assegurada por um transformador de excitação dedicado, que pode ser alimentado diretamente a partir do barramento do gerador (a jusante do GCB) ou, dado que a corrente e a tensão de excitação são normalmente reduzidas, a partir do quadro de média tensão dos serviços auxiliares da central. Em alternativa, poderá estar acoplado à excitatriz um gerador de ímanes permanentes que, uma vez em movimento (por exemplo, por ação de um motor auxiliar que acelera o rotor até cerca de 10 % da velocidade nominal), assegura a alimentação do sistema de excitação, dispensando assim qualquer fonte externa.

Aplicação e aspetos-chave sob a perspetiva elétrica

A viabilidade de reutilização do sistema de excitação *brushless* existente depende não só do seu estado de conservação e das suas características técnicas, mas também do método de arranque que, no âmbito da conversão, tiver sido identificado como viável nos estudos realizados em 4.4.5 – *Estudos mecânicos* e em 4.4.7 – *Sistema de arranque*.

Propõe-se, assim, o seguinte conjunto de aspetos-chave para avaliar a viabilidade técnica do sistema de excitação *brushless* existente, em função do método de arranque a implementar na conversão:

i) Arranque mecânico (por *pony motor*)

- Uma das principais vantagens do arranque mecânico é a sua compatibilidade com os diversos sistemas de excitação, dispensando, em regra, modificações à excitatriz ou aos terminais do gerador. Logo, nesta situação, um sistema de excitação *brushless*, alimentado por uma fonte externa (transformador de excitação), apresenta um elevado potencial de reutilização;
- Contudo, caso exista um gerador de ímanes permanentes associado à excitatriz, poderá ser identificada, no âmbito dos estudos mecânicos, a necessidade da sua remoção por limitações de espaço para a instalação do *pony motor* no acoplamento. Nesta situação, será necessária uma adaptação da excitatriz para permitir a sua alimentação através de uma fonte externa (transformador de excitação). Assim, deverá ser avaliado o impacto das modificações elétricas associadas, incluindo a instalação da infraestrutura elétrica desde os quadros de média tensão existentes até ao novo transformador de excitação, e deste até ao ponto de ligação na máquina síncrona.

ii) Arranque elétrico (por SFC)

- Uma vez que a baixas velocidades a excitatriz *brushless* não é capaz de produzir corrente suficiente para gerar o binário necessário ao arranque, torna-se necessário recorrer a meios auxiliares para acelerar o rotor, o que eleva o número de modificações necessárias. Neste caso, analisa-se, no âmbito dos estudos mecânicos, a viabilidade de instalação de um motor auxiliar para acelerar o acoplamento até cerca de 10 % da velocidade nominal, ponto em que o campo magnético gerado pela excitatriz é suficientemente forte para interagir com o campo magnético criado no estator pelo sistema SFC existente;
- No caso de excitatrizes equipadas com gerador de ímanes permanentes, será ainda necessária a sua remoção, impondo-se a adaptação da excitatriz para permitir a sua alimentação através de uma fonte externa (transformador de excitação). Neste sentido, deverá também ser avaliado o impacto das modificações elétricas associadas a esta adaptação, já descritas anteriormente no contexto do arranque mecânico.

iii) Comum aos dois métodos de arranque

- Em colaboração com o OEM do sistema de excitação *brushless*, avaliar o tempo de vida útil remanescente, considerando o valor mínimo definido para a eventual viabilidade económica (entre 10 e 15 anos). Esta avaliação deverá ainda considerar a necessidade de modernização dos equipamentos existentes por razões de fiabilidade ou disponibilidade de peças de reserva;
- Confirmar que o sistema de excitação *brushless* existente, ou aquele que o substitua em caso de modernização, cumpre os requisitos definidos pelo ORT, os quais, em regra,

refletem os códigos de rede aplicáveis ao ponto de interligação. Esta análise integra, conforme referido para a excitação estática, o conjunto de estudos elétricos propostos em 4.4.11. Com frequência, a conversão de um sistema de excitação *brushless* para estático torna-se necessária devido à exigência de tempos de resposta mais rápidos e de maior capacidade de controlo dinâmico da tensão perante oscilações [91];

- No caso da conversão para um sistema de excitação estático, recomenda-se confirmar a existência de espaço físico suficiente para a instalação dos novos equipamentos, habitualmente de maiores dimensões do que os do sistema *brushless*, uma vez que a ponte retificadora passa a ser externa à máquina síncrona (instalada em armário próprio). Deve ainda ser verificado se a sala destinada à instalação é climatizada e se o eventual sistema de climatização existente dispõe de capacidade suficiente para dissipar as perdas térmicas adicionais geradas pelo novo sistema;
- Quando existente, caracterizar em detalhe o estado de conservação do transformador de excitação, de forma semelhante ao recomendado em 4.4.3 para o transformador elevador, com a exceção de que não se aplica a necessidade de um comutador em carga;
- A conversão da excitatriz poderá conduzir a alterações ao nível do contributo da máquina síncrona para as correntes de curto-circuito, fator que deve ser tido em conta no âmbito dos estudos propostos em 4.4.11 – *Estudos elétricos*.

Vantagens

As principais vantagens deste sistema, identificadas com base no estudo desenvolvido, são:

- De manutenção mais simples e com intervalos maiores entre intervenções, dada a ausência de partes móveis em contacto durante a rotação;
- Para máquinas síncronas de pequena ou média dimensão (até cerca de 200 MVA), pode constituir uma solução mais económica comparativamente à excitação estática;
- Nos casos em que o sistema de excitação é alimentado por um gerador de ímanes permanentes, este fornece uma tensão estável e isolada das condições da rede elétrica, assegurando maior estabilidade no controlo da corrente de excitação, especialmente durante perturbações transitórias.

Desvantagens

As principais desvantagens deste sistema, identificadas com base no estudo desenvolvido, são:

- Tempo de resposta mais lento e menor capacidade de controlo dinâmico da tensão em comparação com os sistemas estáticos, uma vez que a corrente de excitação não é fornecida diretamente pelo sistema de excitação, mas sim através de uma segunda máquina elétrica (excitatriz), o que introduz latência na resposta;

- Para máquinas síncronas de elevada potência, o custo total da solução é habitualmente superior ao dos sistemas de excitação estáticos;
- A ponte retificadora está instalada sobre o eixo rotativo, no interior da máquina síncrona, numa zona não acessível externamente. Desta forma, em caso de avaria de um díodo ou tiristor, as intervenções tornam-se mais complexas e demoradas;
- Não é particularmente adequada ao método de arranque elétrico, solução que habitualmente apresenta o maior potencial de reutilização, uma vez que exige a instalação de um motor auxiliar para acelerar o rotor na fase inicial do arranque.

4.4.9 Transformador de serviços auxiliares

O Transformador de Serviços Auxiliares (TSA) constitui outro equipamento de particular importância no contexto da conversão de uma central termoelétrica em compensador síncrono, sendo responsável por assegurar o fornecimento de energia elétrica, em níveis adequados de tensão, aos diversos sistemas auxiliares da máquina síncrona, tais como os sistemas de lubrificação, arrefecimento, arranque, entre outros essenciais ao seu bom funcionamento.

Como analisado ao longo do trabalho, a adoção de um novo regime de exploração para a máquina síncrona, enquanto compensador síncrono, introduz modificações assinaláveis face à sua configuração original. Do balanço entre o descomissionamento de sistemas, instalação de outros e a operação segundo diferentes regimes de carga, o TSA tenderá a operar num novo regime de carga, em regra, sobredimensionado face ao regime de produção, conforme descrito na caracterização das perdas de funcionamento da máquina, apresentada no subcapítulo 4.4.5.

Embora, em regra, o TSA não constitua uma limitação técnica que inviabilize a conversão (dada a relativa facilidade da sua substituição), é essencial avaliar o seu potencial de reutilização, à semelhança do realizado para os demais equipamentos e sistemas que integram a solução de compensação síncrona após a conversão. A eventual necessidade de manutenção, reparação ou mesmo substituição do TSA deverá, por isso, ser acautelada nesta fase, não só para garantir a fiabilidade operacional, mas também para considerar esses custos na análise da viabilidade económica da conversão.

Neste sentido, e em linha com a metodologia seguida nos subcapítulos anteriores, propõe-se o seguinte conjunto de fatores-chave para avaliar, no âmbito da conversão da central em compensador síncrono, a viabilidade de reutilização do TSA:

- Caracterizar em detalhe o estado de conservação do TSA, adotando os critérios recomendados para o transformador elevador (em 4.4.3), com a exceção de que neste caso não se aplica a necessidade de um comutador em carga;
- Assegurar a disponibilidade de peças de reserva e de pessoal técnico qualificado para os trabalhos de manutenção, por um período mínimo de 15 anos após a conversão;

- Articular os resultados dos estudos mecânicos e elétricos, identificando todas as cargas retiradas de serviço, as novas cargas instaladas ou reforçadas e os respetivos perfis de funcionamento, de forma a confirmar o regime de carga efetivo a que o TSA ficará sujeito durante o funcionamento enquanto compensador síncrono.

De acordo com a curva típica de rendimento dos transformadores de elevada potência²⁶, uma redução do regime de carga – por exemplo, de um ponto tradicional de operação (80 %) para cerca de metade – poderá conduzir a um aumento da eficiência, uma vez que nesse intervalo as perdas no cobre diminuem de forma quadrática com a corrente [130]. À medida que as perdas no cobre diminuem, a eficiência do transformador aumenta até ao ponto em que estas se igualam às perdas no ferro, que são praticamente constantes. Este ponto, corresponde ao valor de eficiência máxima do transformador (habitualmente próximo dos 40 %), sendo que qualquer redução adicional no regime de carga resultará numa diminuição da eficiência [130].

Conclui-se, assim, que uma redução no regime de carga do TSA tende a traduzir-se num aumento do seu rendimento, desde que o ponto de operação não seja reduzido a valores inferiores ao ponto de máxima eficiência. Contudo, as perdas do TSA representam apenas uma pequena fração das perdas totais do compensador síncrono, dada a sua dimensão relativamente reduzida face à da máquina síncrona, tipicamente entre 3 % e 5 % da potência nominal [12], [102], [131].

4.4.10 Sistemas de proteção, controlo e infraestruturas elétricas

No presente subcapítulo abordam-se, de forma conjunta, os sistemas de proteção e controlo, bem como as infraestruturas elétricas da instalação. Embora os equipamentos e sistemas aqui analisados sejam indispensáveis à operação do compensador síncrono, os critérios utilizados para avaliar o seu potencial de reutilização não diferem, na sua grande maioria, daqueles exigidos no regime original da instalação enquanto central de produção de energia elétrica.

Deste modo, não se antecipa que desta análise resultem limitações técnicas que inviabilizem a conversão, seja devido ao seu princípio de funcionamento, praticamente transversal aos diferentes regimes de exploração da instalação, seja pela relativa facilidade de substituição ou modernização destes sistemas, ou ainda pelo facto de potencialmente já terem sido modernizados durante o período de exploração da central. A análise técnica deverá, por isso, focar-se na avaliação da condição dos sistemas e infraestruturas existentes e, quando aplicável, nas adaptações necessárias à implementação do novo regime de operação, assegurando uma operação fiável e identificando os custos relevantes para a análise da viabilidade económica.

Neste sentido, e em linha com a metodologia adotada nos subcapítulos anteriores, propõe-se o seguinte conjunto de aspetos-chave para avaliar a viabilidade de reutilização dos referidos sistemas no âmbito da conversão da central em compensador síncrono:

²⁶ Segundo a classificação estabelecida no Regulamento (UE) 2019/1783 da Comissão Europeia, relativo aos requisitos de conceção ecológica dos transformadores de pequena, média e grande potência.

1. Sistemas de controlo

- Em colaboração com o OEM do sistema de controlo, avaliar o tempo de vida útil remanescente, bem como a eventual modernização dos equipamentos existentes por razões de fiabilidade ou disponibilidade de peças de reserva;
- Confirmar, através dos resultados da avaliação de conformidade com os instrumentos legislativos localmente aplicáveis (como a Diretiva Máquinas e ATEX)²⁷, se existe obrigatoriedade de modernizar componentes do sistema de controlo para assegurar o cumprimento dos requisitos de segurança em vigor, incluindo a conformidade das novas funções de controlo com o SIL (*Safety Integrity Level*) exigido, conforme definido nas normas IEC 61508 e IEC 61511, e se os equipamentos existentes são adequados para utilização em funções até esse nível;
- A operação da máquina síncrona enquanto compensador síncrono corresponde a um novo regime de funcionamento, com novos procedimentos de arranque, travagem e operação. Neste sentido, deve ser prevista a adaptação da lógica de comando, controlo e supervisão, alinhada com as alterações identificadas nos diversos sistemas analisados anteriormente, e em conformidade com os novos instrumentos e funções de controlo definidas pelo OEM da máquina síncrona;
- Avaliar o número e o tipo de sinais (digitais e analógicos), bem como os meios físicos e protocolos de comunicação utilizados pelos novos equipamentos e sistemas, de modo a validar a compatibilidade da sua integração no sistema de controlo existente e antecipar eventuais adaptações necessárias;
- Também ao nível das interfaces homem-máquina deverão ser previstas adaptações ao ambiente gráfico, de forma a representar de forma fiel os equipamentos e sistemas que integram a solução de compensação síncrona, refletindo os novos modos operacionais e alarmes, permitindo assim, a partir da sala de controlo, a visualização, supervisão e comando destes.

2. Sistemas de proteção e sincronismo

- À semelhança do ponto anterior, recomenda-se avaliar, em colaboração com o OEM, o tempo de vida útil remanescente dos sistemas de proteção, bem como a eventual necessidade da sua modernização por razões de fiabilidade ou disponibilidade de peças de reserva;
- Nos casos em que os sistemas de proteção existentes sejam constituídos por relés eletromecânicos (tradicionalmente limitados a uma única função de proteção por dispositivo), recomenda-se a sua substituição por relés eletrónicos multifunção. Estes oferecem maior versatilidade, permitindo a integração de múltiplas funções

²⁷ De acordo com a avaliação de conformidade recomendada no ponto 6 do subcapítulo 4.4.5.

num único equipamento e uma parametrização facilitada através de ferramentas informáticas, evitando o ajuste manual associado aos relés eletromecânicos;

- Em qualquer dos casos, será necessário proceder à reconfiguração das proteções e à parametrização de novas funções para implementar as particularidades do novo regime de operação enquanto compensador síncrono e proteger os novos sistemas instalados. Com base nos resultados dos estudos propostos em 4.4.11 – *Estudos elétricos*, serão obtidos os dados necessários à definição das novas regulações e parametrizações, tarefa que se torna significativamente mais simples e eficiente com a utilização de relés eletrónicos;
- Nos casos em que a conversão envolva a instalação de um *Generator Circuit Breaker* (GCB), deverá ser considerada a instalação de um relé adicional de proteção e sincronismo. Nesta situação, por razões de flexibilidade de operação, a sincronização com a rede passa a ser realizada ao nível da média tensão, através do fecho do GCB, o que implica a implementação de um novo ponto de sincronismo. Este relé será igualmente responsável por emitir a ordem de disparo do GCB, em caso de defeitos que justifiquem o isolamento da máquina síncrona.

3. Infraestruturas elétricas

As infraestruturas elétricas da central desempenham um papel essencial no funcionamento da máquina síncrona, assegurando a sua ligação à rede elétrica através da subestação de transformação, a alimentação e proteção dos serviços auxiliares nos diferentes níveis de tensão, por meio dos quadros elétricos de média e baixa tensão, e as alimentações de emergência e de socorro, que garantem, em caso de falha da alimentação normal, a continuidade de serviço das cargas consideradas críticas e a segurança das pessoas, através de meios próprios da instalação.

Os critérios para avaliar o potencial de reutilização das infraestruturas elétricas não diferem, na sua grande maioria, dos exigidos no regime de exploração original da instalação. Assim, no âmbito da conversão da central em compensador síncrono, analisam-se de forma conjunta os seguintes equipamentos e sistemas:

- Subestação de transformação, equipada com aparelhagem isolada a ar instalada em parque exterior, ou com aparelhagem encapsulada e isolada a gás, usualmente designada por GIS (*Gas Insulated Switchgear*);
- Barramentos e travessias de ligação entre o estator, o GCB (quando aplicável), o transformador elevador e o transformador de serviços auxiliares, tipicamente construídos em dutos isolados por fase, com ou sem ventilação forçada, também designados por *Isolated Phase Busducts* (IPB);
- Quadros, barramentos, aparelhagem e ligações de média e baixa tensão;
- Sistemas de alimentação de emergência e de socorro.

De forma transversal aos equipamentos e sistemas acima mencionados, recomenda-se avaliar, em colaboração com os respetivos OEM, o tempo de vida útil remanescente dos equipamentos e a eventual necessidade de manutenção, reparação ou modernização dos componentes existentes, por razões de fiabilidade ou disponibilidade de peças de reserva, de modo a garantir uma operação segura e fiável durante o período de exploração do compensador síncrono.

Adicionalmente, o resultado obtido nos estudos elétricos propostos (em 4.4.11) permitirá confirmar a adequação das características técnicas dos sistemas existentes face a eventuais impactos que decorram das modificações introduzidas pela conversão, nomeadamente:

- As novas correntes de curto-circuito e o correspondente poder de corte exigido para os dispositivos de proteção em cada ponto da instalação;
- As alterações no regime de carga e a adequação dos quadros e dispositivos de proteção existentes face às suas capacidades nominais;
- O número e as características das cargas críticas e dos equipamentos associados à segurança das pessoas que devem permanecer em serviço em caso de falha da alimentação normal, bem como da respetiva capacidade dos sistemas de alimentação de emergência e de socorro instalados – como baterias e grupos geradores acionados por motores de combustão – para assegurar esse suporte durante o tempo necessário.

De modo geral, embora o potencial de reutilização dos equipamentos e sistemas aqui tratados deva ser verificado conforme se propõe neste subcapítulo, não se antecipa que desta análise resultem limitações técnicas que inviabilizem a reutilização da maioria das infraestruturas elétricas existentes, uma vez que os requisitos para os quais estas foram originalmente dimensionadas – enquanto parte integrante de uma central termoelétrica – são, em regra, mais exigentes do que os que decorrem da operação enquanto compensador síncrono.

4.4.11 Estudos elétricos

Os estudos de natureza elétrica constituem o ponto final da análise à viabilidade técnica da conversão de uma central termoelétrica em compensador síncrono, sendo aqui agrupados por simplicidade e organização da metodologia, ainda que alguns deles já tenham sido referidos em subcapítulos anteriores como parte integrante da análise e validação técnica desenvolvida para cada equipamento ou sistema em estudo.

Um dos principais objetivos dos estudos elétricos propostos consiste, por isso, em validar as premissas de viabilidade consideradas ao longo da análise técnica, assegurando que os equipamentos e sistemas existentes dispõem das características técnicas adequadas para integrar a solução de compensação síncrona. Estes estudos serão ainda importantes para demonstrar, com maior grau de precisão, a capacidade da solução em satisfazer os requisitos e contributos mínimos de estabilidade definidos para o ponto de interligação à rede, nomeadamente ao nível do controlo de tensão, do reforço da potência de curto-circuito e da

contribuição para a estabilidade da frequência dos SEE. Além disso, permitem caracterizar o regime de funcionamento do compensador síncrono nos diferentes cenários de operação, os seus limites operacionais, a conformidade com os requisitos técnicos definidos pelo ORT e assegurar as condições para uma operação segura e fiável da solução.

Assim, propõe-se o seguinte conjunto de estudos elétricos, destinados a avaliar o impacto das modificações técnicas consideradas nos diversos equipamentos e sistemas no âmbito da conversão, e demonstrar a viabilidade técnica e operacional do compensador síncrono:

1. Correntes de curto-circuito

- O estudo das correntes de curto-circuito constitui uma ferramenta importante de análise e validação técnica no âmbito da conversão, sendo por isso referido em diversos subcapítulos da metodologia proposta como critério de avaliação do potencial de reutilização dos diferentes equipamentos e sistemas existentes;
- Este estudo, que tem por base a modelização de todas as máquinas e infraestruturas elétricas da solução, deverá considerar os diferentes cenários de trânsito de potência reativa (fornecimento e consumo), os respetivos perfis de carga e as características da rede no ponto de interligação. Desta forma, em complemento aos cálculos preliminares desenvolvidos em 4.4.1, que servem de referência inicial para a elegibilidade da solução, será possível determinar com maior grau de precisão o contributo do compensador síncrono para o reforço da potência de curto-circuito da rede e validar, assim, o cumprimento dos requisitos definidos pelo ORT relativos a este requisito de estabilidade;
- A corrente máxima de curto-circuito constitui ainda um parâmetro relevante para os estudos mecânicos propostos no subcapítulo 4.4.5, uma vez que, a partir deste valor, se estuda o comportamento dinâmico do rotor, permitindo avaliar se o binário desenvolvido durante um defeito elétrico excede os limites construtivos da máquina síncrona.

2. Trânsito de potência reativa

- O estudo do trânsito de potência reativa constitui outra importante ferramenta de análise e validação técnica no âmbito da conversão. Através dos resultados obtidos, será possível validar o cumprimento de outro requisito de estabilidade definido pelo ORT, nomeadamente o contributo da solução para o controlo de tensão dos SEE, através da variação da potência reativa realizada pelo compensador síncrono;
- Este estudo, igualmente baseado na modelização completa da solução elétrica, é essencial para validar a resposta do compensador síncrono em cada um dos quadrantes de operação, sendo analisado em detalhe no subcapítulo 4.4.3, onde inclusivamente se implementou um caso prático em PSS® SINICAL.

3. Estudo de proteções

- Outro dos estudos recomendados pela presente metodologia refere-se ao estudo de proteções, necessário para os trabalhos de reconfiguração e parametrização de novas funções, tendo em conta as particularidades do novo regime de operação enquanto compensador síncrono e a reconfiguração elétrica da instalação. Além disso, na definição das novas regulações e funções de proteção, devem ser considerados os resultados obtidos nos estudos anteriormente analisados, em particular no que respeita ao impacto da operação nos diferentes regimes de carga e quadrantes de operação e aos valores atualizados das correntes de curto-circuito.

4. Estudos dinâmicos (opcional)

Os estudos dinâmicos são habitualmente realizados numa fase posterior do projeto, durante a fase de engenharia de detalhe, após confirmada a viabilidade técnica e económica da conversão. Nessa etapa já são conhecidas, com maior rigor, as características técnicas dos equipamentos que vão equipar a solução, justificando-se a complexidade e os custos associados à realização dos estudos no âmbito do projeto de execução em curso. Por este motivo, são aqui apresentados apenas a título indicativo e como preparação para uma realização futura:

- Estes estudos visam caracterizar, por via de simulação, a resposta do compensador síncrono perante variações rápidas ou sustentadas da amplitude de tensão, frequência e ângulo de carga, em diversos cenários que correspondem a condições de operação ou perturbações às quais poderá estar sujeito durante a sua operação, tipicamente definidas nos códigos de rede aplicáveis à zona síncrona ou pelo respetivo ORT;
- As simulações abrangem períodos de tempo que vão desde os milissegundos (na resposta imediata a eventos transitórios) até vários minutos (na recuperação da estabilidade após uma perturbação ou no retorno ao regime permanente), como acontece, por exemplo, durante desequilíbrios na rede que originem variações rápidas da frequência, compensadas pela inércia rotacional do compensador síncrono;
- Embora a diversidade de critérios entre regiões, o âmbito destes estudos inclui tipicamente a análise dos seguintes aspetos:
 - Tempo de resposta do sistema de excitação face a variações de tensão;
 - Capacidade e velocidade de resposta no fornecimento ou consumo de potência reativa, visando a estabilidade de tensão da rede;
 - Resposta dinâmica perante desequilíbrios de frequência na rede (por via da sua inércia rotacional);
 - Capacidade de permanecer em funcionamento durante transitórios de tensão (*low-voltage* e *high-voltage ride through*);
 - Contributo para a potência de curto-circuito durante eventos transitórios.

4.5 Análise económica

A análise económica constitui a segunda etapa da metodologia proposta, tendo como objetivo avaliar, de forma sistemática, a viabilidade económica da conversão de uma central termoelétrica em compensador síncrono, comparando-a com a construção de raiz de um novo compensador síncrono. Na Figura 35, apresenta-se um fluxograma que ilustra em detalhe o método de análise económica, evidenciando os diferentes processos de avaliação a serem tidos em consideração, assim como a sequência lógica no âmbito da metodologia.

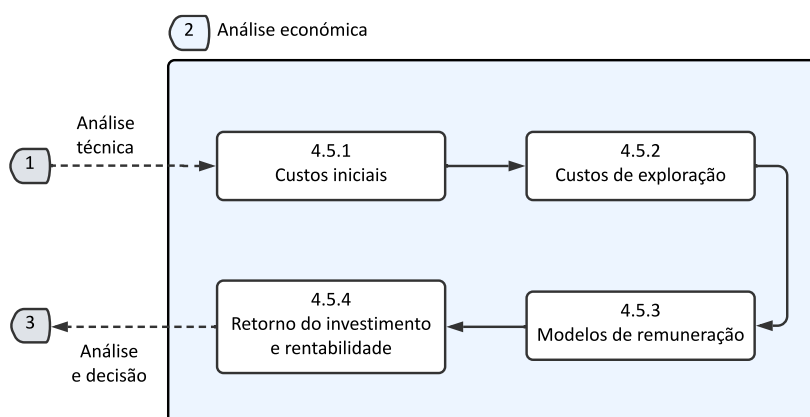


Figura 35 – Fluxograma do processo de análise económica associado à conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos.

Como se pode observar na Figura 35, os subcapítulos 4.5.1 a 4.5.4 abordam os principais aspetos económicos a considerar no âmbito da conversão, seguindo uma lógica que acompanha as diferentes etapas do ciclo de vida do projeto, desde os custos iniciais (associados à conversão da central ou à construção de um novo compensador síncrono), passando pelos custos e mecanismos de remuneração durante o período de exploração, até ao retorno do investimento e à rentabilidade esperada ao longo do tempo. Os resultados e as conclusões da análise económica transitam, depois, para a etapa seguinte (3) da metodologia, na qual se desenvolve o processo de análise e tomada de decisão relativamente à implementação do projeto.

Perspetiva do investimento e enquadramento da metodologia proposta

A análise da viabilidade económica de um investimento pode assumir diferentes abordagens, em função da entidade que financia e explora o projeto, seja no caso em que o próprio ORT contrata diretamente a construção de raiz de um novo compensador síncrono, seja naquele em que o investimento é assegurado por uma entidade privada, que financia a construção ou a conversão de um ativo existente (como uma central termoelétrica) em compensador síncrono, com o objetivo de prestar serviços de estabilidade de frequência, controlo de tensão ou potência de curto-circuito, sendo para tal remunerada pelo ORT segundo condições estabelecidas contratualmente.

Por este motivo, o método de análise económica proposto na presente metodologia é desenvolvido numa perspetiva neutra e de alto nível, incidindo, para cada cenário, sobre os principais fatores económicos a considerar nas diferentes rubricas que compõem o ciclo de vida do projeto (de 4.5.1 a 4.5.4), e que posteriormente poderão ser integrados pelo investidor nas suas métricas específicas de avaliação económica do investimento. Com efeito, dependendo da entidade que financia o projeto e do respetivo perfil de investimento (seja o ORT ou uma entidade privada), diversas técnicas e indicadores financeiros poderão ser aplicados para categorizar e classificar o projeto quanto à sua rentabilidade, oportunidade e risco.

Neste contexto, e com base na investigação realizada, identificaram-se diversas publicações de referência que analisam ou desenvolvem técnicas e indicadores financeiros especificamente aplicados ao investimento em compensadores síncronos. Destaca-se, em particular, a publicação [68], pela sua revisão sistemática ao estado da arte, incluindo um amplo conjunto de modelos económicos, métricas de avaliação e indicadores de desempenho aplicáveis à análise deste tipo de investimento. Adicionalmente, as publicações [101] e [132] abordam especificamente a viabilidade económica associada à conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos. Na primeira [101], é desenvolvido um modelo económico detalhado, com base numa análise dos custos incorridos ao longo do ciclo de vida do ativo, enquanto a segunda [132] introduz métricas específicas de avaliação económica, como o custo nivelado de inércia e o valor atual líquido, demonstrando-se, em ambos os casos, não só a viabilidade económica da conversão, como também a sua vantagem económica face à construção de raiz de novos compensadores síncronos.

4.5.1 Custos iniciais

Os custos iniciais de um projeto compreendem a soma de todos os encargos relacionados com a sua implementação, sendo este um aspeto transversal a qualquer tipo de investimento e, por isso, uma rubrica aplicável tanto no âmbito de conversão de uma central termoelétrica em compensador síncrono, como na construção de raiz de um novo compensador.

No caso específico da conversão de uma central termoelétrica em compensador síncrono, os custos iniciais do projeto derivam diretamente dos resultados da *Análise técnica* desenvolvida no subcapítulo 4.4, através da qual são identificadas e definidas as principais modificações técnicas necessárias à conversão, em alinhamento com os requisitos técnicos definidos para o projeto. O custo destas modificações pode, assim, ser facilmente obtido por consulta comercial aos respetivos OEM ou parceiros de mercado, alguns dos quais já familiarizados com o âmbito das intervenções, dado o seu envolvimento prévio durante a etapa de análise técnica.

Entre os principais custos associados à conversão de uma central termoelétrica em compensador síncrono incluem-se:

- Conceção e engenharia relativas aos estudos de viabilidade técnica, elétrica e mecânica, como os que integram a metodologia de análise técnica apresentada;

- A modificação, modernização, reparação ou substituição dos equipamentos existentes, bem como o fornecimento e instalação de novos equipamentos, necessários à conversão da central em compensador síncrono e ao seu novo modo de operação;
- A adaptação das infraestruturas existentes, tais como acessos, fundações, estruturas mecânicas e edifícios;
- Ensaio, comissionamento e colocação em serviço do compensador síncrono e respetivos sistemas auxiliares, incluindo a formação do pessoal técnico e operacional;
- Outros custos adicionais, tais como os relacionados com o licenciamento da instalação, decorrentes do novo modo de operação enquanto compensador síncrono.

Por outro lado, no caso da construção de raiz de um novo compensador síncrono, habitualmente contratada mediante concurso público, é prática corrente que um fornecedor ou um consórcio formado por diversos parceiros apresente um preço global para todo o âmbito dos trabalhos, incluindo a execução de todas as fases, desde a conceção até à construção e colocação em serviço, sob a forma de um contrato de solução “chave na mão”, isto é, entregue em condições de utilização e exploração imediata.

Para efeitos de comparação entre as duas soluções, bem como para avaliar as respetivas vantagens e desvantagens, considera-se a construção de raiz de um novo compensador síncrono capaz de responder aos mesmos desafios de estabilidade e requisitos técnicos, instalado preferencialmente nas imediações do mesmo ponto de ligação à rede. Esta opção fundamenta-se no facto de que, frequentemente, as centrais termoelétricas existentes dispõem de espaço suficiente para acolher uma instalação deste tipo, cuja dimensão é significativamente mais compacta do que aquela resultante da conversão integral de uma central termoelétrica em compensador síncrono. Acresce ainda que estas instalações se localizam habitualmente em zonas industriais ou pouco povoadas, facilitando deste modo a construção nas proximidades da infraestrutura elétrica existente.

Assim, de forma agnóstica ao método de avaliação económica adotado pelo investidor, é possível estabelecer um referencial comum e comparável entre as duas soluções relativamente aos custos iniciais do projeto. Neste contexto, considerando diversas publicações de referência, bem como a análise de casos de estudo já implementados, é expectável que a conversão de uma central termoelétrica em compensador síncrono, quando reúna condições de viabilidade técnica conforme a metodologia proposta em 4.4 – *Análise técnica*, apresente custos iniciais substancialmente inferiores [12] aos da construção de raiz de um novo compensador síncrono, podendo, em alguns casos, ser até 50 % mais baixos, além de oferecer prazos de implementação significativamente mais curtos [61], [73].

4.5.2 Custos de exploração

Os custos de exploração do projeto constituem um dos principais fatores económicos a considerar no método de avaliação adotado pelo investidor, dado que, ao contrário dos custos iniciais, estes encargos estendem-se ao longo de toda a vida útil da instalação. Representam, por isso, a par dos mecanismos de remuneração, um fator-chave para a viabilidade económica do projeto.

No caso de um compensador síncrono, a componente principal dos custos de exploração está associada ao consumo de energia elétrica intrínseco ao seu funcionamento. Tal como se referiu no subcapítulo de *Análise técnica*, em modo compensador síncrono a máquina síncrona absorve potência ativa da rede, em proporção às suas perdas elétricas e mecânicas, para manter a rotação síncrona e, dessa forma, fornecer os contributos necessários à estabilidade dos SEE. Além disso, mesmo quando a máquina síncrona se encontra em modo virador, a instalação continua a consumir potência ativa da rede para alimentar os diversos sistemas auxiliares, como o sistema de lubrificação, arrefecimento, proteções, entre outros essenciais à sua operação segura e fiável.

Considerando o impacto significativo dos custos de exploração na viabilidade económica do projeto, é essencial que estes sejam corretamente identificados e integrados no método de avaliação económica escolhido. Neste sentido, importa salientar que estes custos podem ser agrupados em duas categorias principais: custos fixos e custos variáveis. No caso de um compensador síncrono, os principais custos de exploração em cada categoria incluem:

Tabela 10 – Principais custos de exploração de um compensador síncrono.

Categoria	Descrição
Custos fixos ^a	Consumo de energia elétrica para alimentação dos serviços auxiliares
	Custos com pessoal técnico e operacional da central
	Contratos de manutenção preventiva celebrados com os diferentes OEM
	Custos administrativos e despesas com as infraestruturas de apoio à exploração
Custos variáveis ^b	Consumo de energia elétrica durante o arranque e em regime permanente
	Custos com pessoal adicional necessário durante as manutenções programadas (fiscalização, técnicos de segurança no trabalho, entre outros)
	Manutenções corretivas não previstas, como avarias ou reparações urgentes
	Consumíveis diversos, tais como lubrificantes, filtros e materiais de desgaste

^a Incurridos ao longo de todo o ciclo de vida

^b Em função do número de horas de funcionamento

Ao contrário do que se observou para os custos iniciais, é expectável que os custos de exploração de um novo compensador síncrono sejam inferiores aos de uma solução obtida por conversão, em razão de vários fatores técnicos e operacionais, entre os quais se destacam:

- A utilização de novos equipamentos permite tirar partido dos avanços tecnológicos mais recentes, oferecendo maior eficiência e, por conseguinte, menor consumo de energia elétrica, tanto em modo virador como em regime permanente;
- Os sistemas auxiliares de um compensador síncrono construído de raiz podem ser especificamente dimensionados para as necessidades da máquina síncrona, permitindo uma operação mais eficiente;
- Em regime nominal, diversos estudos demonstram que as perdas de referência de um compensador síncrono se situam entre 1,0 % e 2,0 %, sendo o limite inferior associado à construção de raiz de novos compensadores síncronos e o superior à solução obtida por conversão [12], [79];
- As novas instalações dispõem de sistemas de supervisão e controlo mais modernos, concebidos para operação remota, dispensando na maioria dos casos a presença permanente de pessoal técnico e operacional, sendo monitorizadas e operadas remotamente a partir de um centro de comando comum a várias instalações;
- Tratando-se de equipamentos totalmente novos, é expectável que os intervalos de manutenção preventiva sejam mais espaçados e as intervenções menos complexas, reduzindo-se assim o custo dos contratos de manutenção com os diferentes OEM e, também, a probabilidade da ocorrência de avarias.

Apesar das vantagens nos custos de exploração que a instalação de um novo compensador síncrono apresenta face à solução obtida por conversão, é possível, em alguns casos, alcançar níveis semelhantes de desempenho no âmbito da própria conversão da central. Com efeito, em função do grau de intervenção e do estado de conservação das principais máquinas elétricas (como a máquina síncrona e o transformador elevador), poderá ser viável restaurar a condição destas máquinas para condições que, ainda que não sejam equivalentes às de equipamentos novos, permitam intervalos de manutenção preventiva próximos aos de um novo compensador síncrono, reduzindo assim os custos associados a esta rubrica.

Logo, qualquer que seja o método de avaliação económica adotado pelo investidor, é possível estabelecer um referencial comum e comparável entre as duas soluções para os custos de exploração do projeto, integrando de forma coerente os custos acima identificados.

4.5.3 Mecanismos de remuneração

Os mecanismos de remuneração constituem outro fator-chave para a viabilidade económica do projeto, uma vez que compensam as entidades exploradoras pela prestação dos serviços de estabilidade da frequência, controlo de tensão ou potência de curto-circuito, também conhecidos como serviços de sistema. Conforme se abordou no subcapítulo 2.5, dedicado à revisão do estado da arte nesta matéria, os mecanismos de remuneração associados aos serviços de sistema apresentam diferentes formatos e estruturas de compensação consoante a

região onde se localiza o ativo, verificando-se diferenças mesmo entre os próprios Estados-Membros da União Europeia.

Por exemplo, constatou-se que o serviço de controlo de tensão é, em diversas regiões (como Portugal), de carácter obrigatório e não remunerado, sendo assegurado pelos geradores em serviço e pelos compensadores síncronos. Já na disponibilização de inércia, enquanto medida para assegurar a estabilidade da frequência, verificou-se que, em resultado do declínio generalizado dos níveis de inércia nas áreas síncronas e da sua importância para a estabilidade dos SEE, regiões como o Reino Unido e a Irlanda já implementaram mercados específicos de inércia, enquanto outros países, como a Alemanha, preveem a sua implementação já em 2026.

Nestes casos, o investimento é assegurado por entidades privadas que financiam a construção ou a conversão de um ativo existente (como uma central termoelétrica) em compensador síncrono, com o objetivo de prestar os serviços de estabilidade. Em contrapartida, estas são remuneradas pelo ORT através de mercados abertos ou ao abrigo de contratos bilaterais estabelecidos diretamente entre o ORT e a entidade exploradora da instalação em causa.

Em alternativa, como sucede em Portugal, onde à data deste trabalho não existe nem se encontra prevista a adesão a um mercado de inércia, as medidas de estabilidade da frequência são concretizadas através do investimento direto do ORT. Tipicamente, o ORT, recorrendo a fundos próprios ou com financiamento do Governo, contrata, mediante concurso público, a construção de raiz de um novo compensador síncrono ou uma solução de conversão, em virtude das responsabilidades que lhe estão atribuídas na gestão dos SEE, com o objetivo de garantir a manutenção dos níveis de segurança e fiabilidade do sistema, bem como o abastecimento e a qualidade de serviço.

Neste modelo, baseado na aquisição de ativos, o mecanismo de remuneração, na perspetiva do investidor, corresponde aos proveitos obtidos pela execução do contrato de construção ou de conversão. Por outro lado, para o ORT, que financia e explora diretamente o compensador síncrono, não existe, naturalmente, qualquer remuneração direta. Neste contexto, a viabilidade económica do projeto é aferida através de uma análise custo-benefício, na qual os custos e benefícios (técnicos) são comparados com os de outras soluções possíveis, capazes de oferecer os mesmos contributos de estabilidade aos SEE. Os custos iniciais e de exploração são, por isso, assumidos pelo ORT como encargos inerentes e necessários ao bom funcionamento dos SEE.

Assim, à luz da revisão do estado da arte apresentada no subcapítulo 2.5 e dos aspetos acima mencionados, os mecanismos de remuneração, quando aplicáveis, assumem tipicamente os seguintes formatos:

- Mercados de inércia, em regime liberalizado ou regulado;
- Contratos bilaterais entre o ORT e a entidade exploradora (investidor);
- Contratos de aquisição de ativos promovidos pelo ORT.

Estes mecanismos são aplicáveis de forma transversal à tecnologia, quer a solução resulte da conversão de uma central termoelétrica, quer da construção de raiz de um novo compensador síncrono. Com efeito, a elegibilidade e a respetiva remuneração decorrem apenas dos contributos para a estabilidade que cada solução é capaz de fornecer aos SEE, em resultado direto das suas características técnicas intrínsecas. Contudo, a solução de conversão beneficia, em regra, de um prazo de implementação inferior ao da construção de raiz de um novo compensador síncrono [12], permitindo antecipar a entrada em exploração, a prestação dos serviços e a correspondente remuneração.

Assim, qualquer que seja o método de avaliação económica adotado pelo investidor e a forma concreta do modelo de negócio, é essencial considerar o enquadramento local dos mecanismos de remuneração acima referidos ou, no caso do ORT, conduzir uma análise do custo-benefício comparativamente a outras tecnologias. Deste modo, é possível estabelecer um referencial comum e comparável entre as duas soluções, permitindo ao investidor determinar, posteriormente, em que medida os incentivos ou a remuneração prevista tornam o projeto atrativo face aos custos iniciais e aos custos de exploração.

4.5.4 Retorno do investimento e rentabilidade

O retorno e a rentabilidade do investimento traduzem a capacidade do projeto em gerar valor ao longo do seu ciclo de vida, tendo por base os custos iniciais, os custos de exploração e os mecanismos de remuneração aplicáveis. A partir destes fatores, é possível calcular diversas métricas de avaliação do investimento, de acordo com o modelo de avaliação económica que o investidor opte por utilizar para sustentar a decisão quanto à viabilidade do projeto.

Entre as principais métricas de referência avaliadas por um investidor, destacam-se, habitualmente, o período de tempo até à recuperação do investimento realizado e a rentabilidade esperada ao longo da vida útil da solução, quer esta resulte da conversão de uma central termoelétrica, quer da construção de raiz de um novo compensador síncrono.

Embora os resultados e a interpretação destas métricas sejam influenciados pelas características e pelo perfil específico de cada investidor – por exemplo, quanto ao custo de oportunidade do capital ou ao nível de exposição ao risco, o que poderá conduzir a diferentes avaliações económicas para um mesmo projeto – diversos estudos [12], [101] sugerem que um período de exploração entre 10 e 15 anos após a conversão permite, em regra, recuperar o investimento inicial e alcançar uma rentabilidade considerada atrativa. Este intervalo foi, por isso, adotado como valor mínimo de referência para o horizonte de exploração (ou ciclo de vida) considerado na análise de viabilidade técnica da conversão, proposta no subcapítulo 4.4.

Uma vez que a solução de conversão beneficia de um custo inicial substancialmente inferior, mas apresenta custos de exploração superiores face à construção de raiz de um novo compensador síncrono, é essencial que, para efeitos de comparação económica entre ambas as soluções, o modelo económico adotado pelo investidor permita identificar o momento em que os custos acumulados das duas soluções se igualem. Esta informação deverá ser analisada

em conjunto com os requisitos de estabilidade da rede e com os reforços necessários a curto, médio e longo prazo, tendo em conta o nível de investimento exigido por cada solução e o período previsto de operação (durante o qual deverá estar assegurada a existência de mecanismos de remuneração).

Para este efeito, no estudo apresentado em [101], os autores apresentam um modelo económico detalhado que compara os custos acumulados ao longo do ciclo de vida de um novo compensador síncrono e de uma solução obtida por conversão, para as quais se assumem características técnicas idênticas (igual potência instalada). Considerando horizontes temporais de 10, 15 e 20 anos, foi demonstrado, para o caso analisado, que a solução de conversão apresenta uma vantagem económica assinalável face à construção de raiz para períodos de exploração de 15 e 20 anos, beneficiando sobretudo do menor custo inicial.

Além disso, ainda que a viabilidade e eventual vantagem económica da solução de conversão dependam das características particulares de cada central em estudo e do seu estado de conservação, múltiplos casos de estudo, publicações e aplicações concretas [12], [61], [132] demonstram consistentemente a viabilidade económica das soluções obtidas por conversão.

A atratividade destas soluções é ainda mais evidente em contextos regulatórios favoráveis, como é o caso do Reino Unido, onde, através do programa *Stability Pathfinder* promovido pelo ORT, os operadores privados são remunerados pela prestação dos serviços de estabilidade, sendo ainda reembolsados pelos custos da energia elétrica consumida pelo compensador síncrono [133]. Nestas condições, elimina-se uma das principais desvantagens associadas à solução de conversão, nomeadamente o maior consumo (e custo) de energia elétrica durante a operação, o que reforça a sua competitividade face à construção de raiz de um novo compensador síncrono.

Em síntese, a análise do retorno e da rentabilidade deverá manter coerência com as estruturas de custos (iniciais e de exploração) e com os mecanismos de remuneração anteriormente caracterizados, fornecendo assim um referencial comparável de métricas e indicadores financeiros que suporte a decisão a tomar: optar pela solução de conversão, pela construção de raiz de um novo compensador síncrono ou, em última análise, pela não implementação do projeto, conforme abordado em seguida no subcapítulo 4.6 – *Análise e tomada de decisão*.

4.6 Análise e tomada de decisão

Esta etapa constitui a última fase da metodologia proposta, tendo como objetivo sistematizar e suportar o processo de análise e tomada de decisão relativo à viabilidade da conversão de uma dada central termoelétrica em compensador síncrono. Para uma visão clara deste processo, retoma-se, na Figura 36, o fluxograma anteriormente apresentado para descrever a estrutura geral da metodologia, destacando-se a azul a etapa atual de estudo (3).

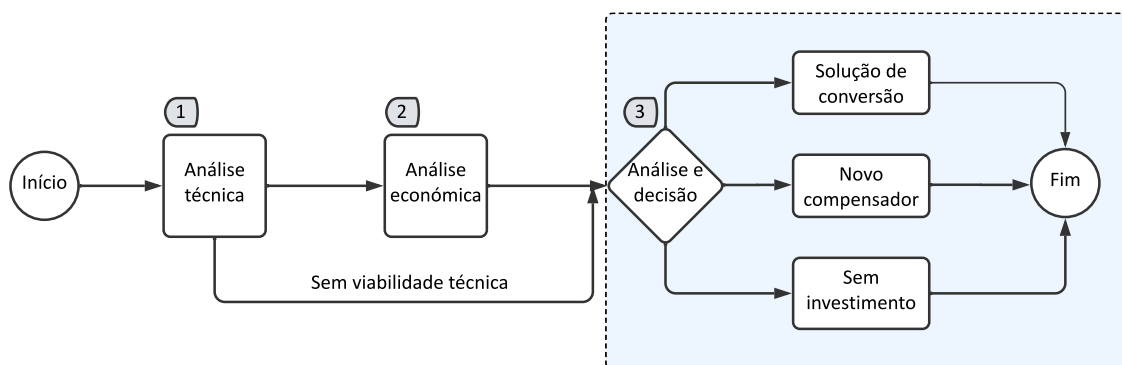


Figura 36 – Fluxograma da metodologia com destaque para o processo de análise e tomada de decisão associado à conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos.

Tal como ilustrado na Figura 36 e já anteriormente referido, os resultados obtidos nas etapas (1) e (2), relativos à análise técnica e económica, servem de base ao processo de análise e tomada de decisão. Assim, tendo em conta os resultados em cada uma das componentes, será possível tomar uma de três decisões:

- **Conversão da central termoelétrica em compensador síncrono:** quando se verifique, cumulativamente, a viabilidade técnica e económica;
- **Construção de raiz de um novo compensador síncrono:** no caso de não existir viabilidade técnica ou económica na conversão;
- **Sem investimento:** decisão de não implementar o projeto, caso nenhuma das soluções ofereça rentabilidade ou se, por outros motivos de natureza legal, regulatória ou de outro foro, o investidor decida não avançar com qualquer uma das soluções anteriores.

De salientar que, para além dos critérios acima referidos, outros fatores poderão prevalecer na decisão final. Por exemplo, um estudo [12] encomendado pela *Australian Renewable Energy Agency* (ARENA) em 2023 constatou que, face à elevada procura de compensadores síncronos (estimada em mais de 30 unidades) e aos longos prazos de entrega então verificados no mercado (superiores a 24 meses), uma eventual adjudicação desta escala agravaria ainda mais esses prazos, comprometendo as metas estabelecidas nos seus planos de reforço dos SEE. Assim, dada a urgência de implementar em tempo útil soluções de estabilidade para assegurar uma operação segura e fiável dos SEE, admite-se, neste estudo, optar pela conversão mesmo quando economicamente menos vantajosa face à construção de um novo compensador síncrono, uma vez que as consequências de não dispor dos níveis de resiliência planeados poderá traduzir-se em impactos negativos significativos, inclusive do ponto de vista económico.

Logo, em última análise, a decisão final sobre a conversão, a construção de raiz de um novo compensador síncrono ou, eventualmente, a não implementação de qualquer uma destas soluções, não depende apenas de critérios técnicos e económicos, mas também do contexto mais amplo em que a decisão se insere, como a urgência de implementação, os riscos técnicos e de execução, o contexto político, regulatório e particularidades da solução em causa.

4.7 Comparação com a construção de raiz de novos compensadores síncronos

Ao longo do presente capítulo foram analisadas as principais vantagens e desvantagens associadas à conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos, bem como à construção de raiz de novos compensadores síncronos. Entre os aspetos analisados, quer na vertente técnica, quer na económica, identificaram-se vários pontos diferenciadores entre as duas soluções, seja por exemplo a eficiência (ou perdas), o prazo de implementação ou os custos iniciais e de exploração. Assim, com o objetivo de oferecer uma visão clara e concisa e de facilitar a comparação entre as duas soluções, apresentam-se em seguida, na Tabela 11, os aspetos mais diferenciadores de cada solução, bem como as respetivas vantagens e desvantagens.

Tabela 11 – Resumo das principais vantagens e desvantagens da solução de conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos e da construção de raiz de novos compensadores síncronos.

Critério	Solução de conversão	Novo compensador	Referências
Localização	Condicionada à localização da central existente	Estratégica, consoante as necessidades da rede	[68], [98]
Ligação à rede	Existente, acelera o acesso à prestação de serviços	Nova ligação a criar, instalar e licenciar	–
Características técnicas	Limitadas aos equipamentos existentes	Dimensionadas à medida das necessidades	[12], [98]
Manutenção	Mais frequente e de maior complexidade	Menos frequente e mais simples	[12], [98]
Operação	Local, com pessoal técnico permanente	Remota, sem pessoal técnico permanente	[90], [134]
Aproveitamento de ativos	Sim, reutilização dos equipamentos existentes	Não, todos os equipamentos são novos	–
Prazo de execução	6 a 18 meses	Superior a 30 meses	[12], [73]
Perdas totais	Entre 1 e 2 %	Cerca de 1 %	[12], [79]
Custos iniciais	Até 50 % inferiores, graças aos ativos existentes	Superiores, construção integral de uma nova solução	[12], [73]
Custos de exploração	Superiores, devido às perdas e à operação local	Inferiores, graças à operação mais eficiente e automatizada	[12], [98]
Vida útil	15 a 25 anos ^a	Até 40 anos	[12], [73]

^a Assumindo que a conversão ocorre entre 15 e 25 anos após a colocação em serviço da central termoelétrica

De referir que os dados apresentados na Tabela 11 refletem condições tipicamente observadas, podendo variar consoante as particularidades técnicas de cada caso, as disposições regulamentares locais ou os requisitos específicos definidos pelo respetivo ORT.

4.8 Perfil das centrais com maior potencial de conversão

Tendo por base a análise técnica e económica desenvolvida no presente trabalho, é possível apurar, de forma sistemática, um conjunto de aspetos, características e fatores que permitem identificar, entre as centrais termoelétricas existentes nos SEE, aquelas que, do ponto de vista da viabilidade, se afiguram como as melhores candidatas à conversão. Para sustentar esta conclusão, importa destacar que:

- Diversos estudos já apresentados apontam que, após a conversão, deverá dispor de pelo menos 10 a 15 anos adicionais de exploração, por forma a recuperar o investimento e gerar rentabilidade. Considerando que os principais equipamentos da central (máquina síncrona e transformador elevador) contam com um tempo de vida útil típico até 40 anos e admitindo uma central termoelétrica comissionada na década de 2000, é expectável que, entre 2025 e 2030, esta ainda conserve cerca de 10 a 15 anos adicionais de potencial exploração enquanto compensador síncrono, constituindo esta janela temporal o ponto de partida para a avaliação da oportunidade;
- No entanto, importa ter presente que, no âmbito da marcação CE e do cumprimento dos requisitos de conformidade aplicáveis à conversão – em particular os previstos nas Diretivas Máquinas e ATEX – o projeto original das centrais comissionadas na década de 2000 poderá não satisfazer integralmente os requisitos essenciais de segurança atualmente em vigor. Tal circunstância poderá obrigar, caso se confirme, à substituição ou modificação de sistemas de elevada complexidade técnica e custo significativo. Neste enquadramento é, por isso, expectável que as centrais colocadas em serviço no EEE a partir de 29 de dezembro de 2009, data em que a Diretiva 2006/42/CE passou a ser obrigatória no ordenamento jurídico dos Estados-Membros, apresentem maior potencial de conversão, por já integrarem desde a sua conceção grande parte da base normativa e dos padrões de segurança atualmente exigidos, tornando mais simples – e menos dispendioso – adequá-las à operação enquanto compensador síncrono;
- Neste sentido, as centrais a gás natural (de ciclo simples ou combinado), comissionadas em larga escala a partir de 2009²⁸, surgem como candidatas naturais a uma conversão tecnicamente viável e economicamente atrativa, combinando um elevado potencial de reutilização dos equipamentos e sistemas existentes, uma expectativa de vida útil remanescente superior a 15 anos e uma conformidade substancial com os requisitos essenciais de segurança atualmente em vigor;
- Tomando como exemplo uma central comissionada no ano 2010, e admitindo um tempo de vida útil típico de 40 anos, é expectável que, entre 2025 e 2030, esta ainda conserve cerca de 20 a 25 anos adicionais de operação passíveis de ser explorados em modo de compensador síncrono. A título ilustrativo, as centrais de Lares e do Pego –

²⁸ Entre 2009 e 2019 foram comissionadas no EEE mais de 88 centrais termoelétricas, correspondendo a mais de 100 grupos e a uma potência instalada superior a 47 GW [135].

ambas de ciclo combinado e ainda em operação em Portugal – contam com dois grupos cada, comissionados em 2009 e 2011, respetivamente, apresentando atualmente um potencial de exploração adicional na ordem dos 24 e 26 anos. Na União Europeia, pelo menos outros 100 grupos de produção termoelétrica de elevada potência (> 160 MVA), comissionados no mesmo período ou posteriormente, encontram-se em condições semelhantes, isto é, com um potencial e uma janela de oportunidade superior a 15 anos de exploração adicional em regime de compensador síncrono [135].

- Ainda nas centrais termoelétricas comissionadas a partir de 2009, é frequente encontrar-se máquinas equipadas com sistemas auxiliares mais modernos que, embora possam carecer de algum grau de modernização, facilitam os trabalhos de modificação e/ou substituição. Igualmente relevante é a prática, já generalizada em 2009, de prever a instalação de um GCB, equipamento que oferece uma proteção mais eficaz da máquina síncrona, facilita as manobras de operação durante a exploração da central [124] e simplifica significativamente os trabalhos de conversão;
- Nestas centrais, é ainda frequente que os transformadores elevadores estejam já equipados com um comutador em carga – requisito identificado na metodologia proposta como fundamental para a viabilidade técnica da conversão – e com sistemas de excitação estáticos, usualmente mais adequados à conversão devido ao seu rápido tempo de resposta e à maior capacidade de controlo dinâmico da tensão. Ao nível dos equipamentos mecânicos, é igualmente comum encontrarem-se sistemas de lubrificação, sistemas de óleo de elevação e dispositivos viradores (*turning gear*) mais sofisticados e, por conseguinte, mais fáceis de modernizar;
- Por fim, o acesso à documentação técnica existente, essencial para a caracterização da central termoelétrica alvo de conversão, é facilitado pela digitalização de processos, prática já comum em instalações comissionadas a partir de 2009. Este fator, aliado à maior disponibilidade de peças de reserva e à existência de pessoal técnico especializado, facilita significativamente os trabalhos de manutenção e assistência técnica, cenário habitualmente distinto daquele que se verifica em centrais termoelétricas comissionadas em décadas anteriores.

Assim, pelos motivos enunciados, é possível concluir que as centrais termoelétricas a gás natural (de ciclo simples ou combinado), comissionadas a partir de 2009, surgem como as melhores candidatas a uma conversão tecnicamente viável e economicamente atrativa.

4.8.1 O caso particular da central termoelétrica da Tapada do Outeiro

Embora não se enquadre no perfil das centrais com maior potencial de conversão, o exemplo da central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro constitui um caso pertinente para analisar os desafios técnicos, económicos e regulamentares em Portugal, associados à sua conversão em compensador síncrono:

- A central termoelétrica da Tapada do Outeiro é atualmente mantida em operação ao abrigo de um acordo bilateral com a REN, que limita o seu funcionamento a situações excecionais e de último recurso, nomeadamente para efeitos de segurança do Sistema Elétrico Nacional (SEN). Adicionalmente, esta central presta o serviço de arranque autónomo do SEN, sem apoio de tensão da rede, cujo termo se encontra definido para 2026, embora já tenha sido anunciada pelo Governo a intenção de prorrogar o contrato até 2030 [43]. Findo este período, prevê-se o descomissionamento da central, com o consequente cessar das licenças de produção e de exploração daquela que é atualmente a única central termoelétrica em operação cuja construção foi financiada por Contratos de Aquisição de Energia (CAE) sendo, por isso, até agora operada fora do regime de mercado, para o qual não dispõe de enquadramento legal [136], [137];
- Apesar disso, em 2030 é expectável que a central da Tapada do Outeiro ainda conserve cerca de 10 anos adicionais de potencial exploração em regime de compensador síncrono, considerando o início da sua exploração em agosto de 1999 e o tempo de vida útil das suas principais máquinas elétricas, estimado em cerca de 40 anos;
- Na perspetiva da viabilidade económica, um período de exploração de 10 anos após a conversão corresponde ao valor mínimo de referência considerado e justificado na metodologia proposta que permite, em regra, recuperar o investimento realizado e alcançar níveis de rentabilidade considerados atrativos. Já do ponto de vista da viabilidade técnica, atendendo a que a construção da central ocorreu em data anterior à entrada em vigor da Diretiva Máquinas, o seu projeto original poderá não satisfazer integralmente os requisitos essenciais de segurança atualmente aplicáveis, obrigando, caso se confirme, à substituição ou modificação de equipamentos para o cumprimento desses requisitos, aspeto relevante pelo eventual impacto na viabilidade económica;
- Embora os aspetos analisados apontem para a necessidade de uma análise cuidada sobre a viabilidade de conversão, é de salientar que a central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro partilha tecnologia idêntica e o mesmo ano de construção da central de Townsville, localizada na Austrália, convertida com sucesso em compensador síncrono no verão de 2025 para o fornecimento de serviços de sistema, tendo sido considerada, aliás, a opção mais económica entre as alternativas possíveis [61].

A presente análise, ainda que realizada a alto nível, evidencia sinais positivos relativamente à viabilidade de conversão da central termoelétrica da Tapada do Outeiro em compensador síncrono, considerando a experiência recente e bem-sucedida da conversão da central de Townsville, de idêntica tecnologia e do mesmo ano de construção. Acresce ainda a localização estratégica da central da Tapada do Outeiro, pela sua proximidade a zonas de elevado consumo de energia e a parques eólicos, aspeto favorável ao seu potencial contributo para os SEE. A análise da viabilidade técnica e económica da conversão deverá decorrer em data próxima ao termo do contrato em vigor, de modo a garantir que os dados utilizados reflitam, da melhor forma possível, as condições e oportunidades existentes nesse momento.

4.9 Conclusão

No atual contexto de transição energética, a implementação de compensadores síncronos constitui uma das soluções mais promissoras para assegurar, de forma eficaz, o contributo de inércia essencial ao funcionamento estável dos SEE, papel que tem sido desempenhado, em grande medida, pela produção termoelétrica convencional. Além do seu contributo para a inércia, estes equipamentos oferecem ainda versatilidade no apoio a outros serviços de sistema, como o controlo de tensão e o reforço da potência de curto-circuito, ambos de elevada importância para uma operação segura e fiável dos SEE.

Da análise às soluções de compensação síncrona destacaram-se duas abordagens principais: a conversão de centrais termoelétricas existentes em compensadores síncronos, dando uma nova vida aos ativos imobilizados que vão sendo progressivamente descomissionados e substituídos por Fontes de Energia Renovável (FER), ou a construção de raiz de novos compensadores síncronos. A escolha entre uma das opções depende tanto da viabilidade técnica da conversão como da viabilidade económica, informação que se verifica dispersa e, em certos casos, limitada, evidenciando a necessidade de uma maior consolidação e contributo para o tema.

Assim, no presente capítulo estabeleceu-se uma metodologia de análise para a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos, com o objetivo de alavancar o potencial da conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos, e de identificar os principais desafios associados, bem como os critérios fundamentais para validar a sua viabilidade. A metodologia, desenvolvida em três etapas, apresenta-se sob a forma de um modelo prático e replicável em diferentes contextos de conversão e a várias tipologias de centrais termoelétricas (a gás natural, carvão, entre outras).

Em primeiro lugar, na etapa de análise técnica, são analisadas as principais modificações técnicas necessárias para implementar a conversão, tendo sido definidos vários critérios e procedimentos técnicos de avaliação, para que apenas os projetos tecnicamente robustos transitem para a etapa de análise económica, contribuindo, assim, para o desenvolvimento de soluções que assegurem a fiabilidade e a robustez dos sistemas elétricos de energia. Nesta matéria, concluiu-se que a máquina síncrona e o transformador elevador constituem os equipamentos cujas características e estado de conservação são críticos para a viabilidade da conversão.

Na segunda etapa, dedicada à análise económica, foram apresentados os principais fatores económicos a considerar no âmbito da conversão, seguindo uma lógica que acompanha as diferentes etapas do ciclo de vida do projeto, desde os custos iniciais e de exploração (comparando-os com a construção de raiz de um novo compensador síncrono) aos mecanismos de remuneração, até ao retorno do investimento e à rentabilidade esperada ao longo do tempo. O método de análise proposto foi concebido de forma agnóstica e transversal a diferentes modelos de avaliação económica, permitindo que os contributos oferecidos sejam integrados nas métricas específicas de cada investidor e segundo o seu perfil, seja o ORT, seja um privado,

considerando as diferentes abordagens possíveis para classificar um projeto quanto à rentabilidade, oportunidade e risco.

A análise económica evidenciou que a solução de conversão pode proporcionar uma redução significativa nos custos iniciais, podendo estes ser até 50 % inferiores comparativamente à construção de raiz de um novo compensador síncrono, além de apresentar prazos de implementação mais curtos, fator que poderá ser também decisivo na opção pela conversão. Embora presente, em contrapartida, custos de exploração superiores devido ao maior consumo de energia e à necessidade de pessoal técnico permanente durante a operação, diversos estudos demonstram que um período de exploração entre 10 e 15 anos após a conversão permite, habitualmente, recuperar o investimento realizado e alcançar uma rentabilidade considerada atrativa, como demonstrado de forma consistente por múltiplos casos de conversão executados com sucesso.

Já na terceira e última etapa da metodologia, dedicada ao processo de análise e tomada de decisão, formularam-se critérios para apoiar este processo, atendendo aos resultados obtidos nas etapas de análise técnica e económica. Deste processo podem resultar três decisões: a conversão da central termoelétrica em compensador síncrono, a construção de raiz de um novo compensador síncrono, ou a não realização do investimento, caso nenhuma das soluções anteriores se revele economicamente viável. Pese embora a existência de critérios de apoio à tomada de decisão, como se viu, esta não depende apenas de critérios técnicos e económicos, mas também do contexto mais amplo em que a decisão se insere, como a urgência de implementação, os riscos associados a cada opção, bem como o enquadramento político, regulamentar e específico da solução em estudo.

Para complementar a metodologia proposta, apresentou-se uma comparação global entre a solução de conversão e a construção de raiz de novos compensadores síncronos, destacando as principais vantagens e desvantagens segundo diferentes critérios técnicos e económicos. Com base no trabalho desenvolvido, foi ainda possível caracterizar o perfil das centrais termoelétricas existentes nos SEE com maior potencial de conversão, destacando-se as centrais a gás natural (de ciclo simples ou combinado), comissionadas a partir de 2009, como as melhores candidatas a uma conversão tecnicamente viável e economicamente atrativa.

Em síntese, a metodologia proposta cria condições para o aproveitamento eficaz de ativos existentes que, de outra forma, em consequência da transição energética, seriam progressivamente descomissionados e imobilizados, ao mesmo tempo que assegura uma resposta adequada às necessidades de estabilidade dos sistemas elétricos de energia, através da conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos.

5 Estudo de caso

O presente capítulo implementa a metodologia desenvolvida para a análise da conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos. Após uma breve introdução, caracteriza-se a central termoelétrica considerada para o caso de estudo, fundamentando as razões da sua escolha. Em seguida, aplica-se a metodologia proposta, de acordo com os processos e a sequência lógica definida, com o objetivo de avaliar a viabilidade de conversão da central em compensador síncrono. O estudo de caso completa-se com uma análise dos resultados obtidos, na qual se discutem as conclusões relativas à viabilidade do caso de estudo, o sucesso da aplicação da metodologia e o seu contributo enquanto ferramenta prática de apoio a futuros processos de conversão.

5.1 Introdução

O estudo de caso tem por objetivo validar e demonstrar a aplicabilidade da metodologia proposta no capítulo 4, mediante a sua aplicação a um caso concreto. Pretende-se, neste contexto, aplicar a metodologia desenvolvida tomando como exemplo as condições reais de uma central termoelétrica, analisando, passo a passo, as etapas de análise técnica, análise económica e tomada de decisão, com vista a avaliar a viabilidade da conversão da central em compensador síncrono.

Como se evidenciou ao longo dos subcapítulos de análise 4.4 e 4.5, a avaliação da viabilidade da conversão, pela sua complexidade, tipo e número de diferentes equipamentos e sistemas envolvidos, exige uma equipa multidisciplinar suportada por várias especialidades, incluindo pelo menos, as áreas de Engenharia Eletrotécnica, Mecânica e Civil, bem como o envolvimento dos OEM dos principais equipamentos em estudo. Estes processos têm, em regra, uma duração mínima de cerca de seis meses, período durante o qual se realizam em detalhe os cálculos e estudos de engenharia necessários à concretização da análise, abrangendo, entre outros

aspectos, a componente elétrica e mecânica do gerador, os sistemas de arrefecimento, os sistemas de arranque, e a automação e controlo da instalação.

Assim, por se tratar de um processo moroso e complexo, que exige um elevado volume de dados sobre a central e o envolvimento, a tempo inteiro, de múltiplos intervenientes de diferentes equipas e entidades, adota-se neste trabalho a estratégia de aplicar a metodologia a um caso de conversão já desenvolvido, para o qual existe informação suficiente que permite aplicar e validar os diferentes critérios e procedimentos definidos ao longo das várias etapas da metodologia.

Com a aplicação bem-sucedida da metodologia ao caso selecionado, deverá ser possível reproduzir, em traços gerais, as mesmas conclusões que sustentaram a decisão de viabilidade obtida no estudo prévio, demonstrando a validade e a relevância da metodologia na sua aplicação a futuros processos de conversão.

5.2 Seleção e caracterização da central

O estudo de caso a analisar neste trabalho corresponde a uma central termoelétrica [138], localizada numa zona síncrona dos SEE no sudeste da Austrália, selecionada por se enquadrar nas conclusões apresentadas em 4.8 relativas ao perfil das centrais termoelétricas com maior potencial de conversão em compensador síncrono. Em particular, trata-se de uma central termoelétrica de ciclo simples a gás natural, comissionada em data posterior a 2009, e para a qual se encontra disponível informação suficiente para aplicar e validar a metodologia proposta.

A central está equipada com dois grupos de produção convencional, cada um constituído por uma turbina a gás e por uma máquina síncrona de fabrico Siemens, com as seguintes características principais:

- Potência aparente nominal: 333 MVA;
- Potência ativa nominal: 283 MW, $\cos \phi = 0,85$;
- Tensão nominal: 20 kV $\pm 5\%$;
- Frequência e velocidade nominais: 50 Hz, 3000 rpm;
- Ano de colocação em serviço: 2012.

Para adequar os níveis de tensão e assegurar a ligação ao ponto de rede, cada grupo gerador dispõe de um transformador elevador de 20/510 kV, com potência aparente nominal de 333 MVA, tensão de curto-circuito $u_{kr} = 16\%$, equipado com um comutador de regulação em carga com ± 9 passos de 1,25 %.

O diagrama unifilar representativo da configuração da central, no qual se encontram representados os dois grupos geradores, os respetivos transformadores elevadores e os principais equipamentos e infraestruturas elétricas da instalação, pode ser consultado em

pormenor no Anexo IV. Sendo os dois grupos equivalentes e de operação independente, o estudo de caso incidirá sobre o primeiro grupo, onde se considera expectável a implementação, constituindo uma solução igualmente representativa para o segundo.

5.3 Análise técnica

No presente subcapítulo aplica-se, ao caso de estudo, a primeira etapa da metodologia proposta – de análise técnica – seguindo a estrutura e os moldes estabelecidos no respetivo subcapítulo 4.4. Pretende-se analisar, com base nos processos definidos, a viabilidade técnica da conversão da central em estudo, incidindo sobre as principais modificações necessárias para a sua implementação enquanto compensador síncrono.

Seguindo o proposto na metodologia, os subcapítulos 5.3.1 a 5.3.5 abordam os equipamentos e trabalhos tidos como críticos à viabilidade da conversão, os quais se analisam em seguida.

5.3.1 Critérios de elegibilidade

A verificação dos critérios de elegibilidade tem por objetivo assegurar que a central selecionada, após a conversão em compensador síncrono, constitui uma solução capaz de satisfazer os níveis pretendidos de serviços de sistema para um determinado ponto da rede. Para este efeito, comparam-se, tal como definido na metodologia proposta, os níveis de serviço que a central poderá oferecer após a eventual conversão em compensador síncrono com as necessidades de estabilidade definidas para o ponto de interligação à rede.

No caso em estudo, a motivação do projeto prende-se com a necessidade de aferir a viabilidade da conversão para efeitos de uma futura prestação de serviços de sistema, não se encontrando definidos formalmente contributos mínimos a satisfazer. Contudo, mesmo na ausência de requisitos mínimos, importa determinar os contributos de estabilidade que a solução será capaz de oferecer após a conversão, os quais são determinados em seguida com base nas características técnicas da central existente.

i) Inércia da solução

Com base na documentação técnica da máquina síncrona existente, identificou-se o momento de inércia da massa rotórica (J) em $11528 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$. Logo, caracterizado o equipamento, determinou-se o contributo de inércia do rotor (E_{Cr}) utilizando a equação (2.2), segundo a fundamentação já apresentada no subcapítulo 2.2.

O valor estimado para a inércia da solução E_{Cr} , após a conversão, é de aproximadamente 568 MW·s, resultado em linha com as conclusões do estudo prévio de viabilidade realizado em [138].

ii) Potência nominal

A partir do diagrama de capacidade da máquina síncrona (quando disponível), é possível quantificar os limites operacionais nos dois quadrantes de operação em regime de compensador síncrono $(-Q, Q)$, tal como fundamentado no subcapítulo 3.2. No presente caso, não foi possível localizar o referido diagrama na documentação existente da central. Contudo, segundo informação técnica obtida junto do fabricante (OEM) da máquina síncrona, os limites operacionais estimados em cada quadrante, para condições nominais, são os seguintes:

- Em sobre-excitação, a máquina fornece potência reativa (capacitiva) à rede, até a um valor de $Q_C = 255$ MVAR;
- Em sub-excitação, a máquina consome potência reativa (indutiva) da rede, até a um valor de $Q_{Ind} = -135$ MVAR.

Os valores indicados pelo OEM foram calculados considerando uma temperatura do gás frio (isto é, a temperatura do gás de arrefecimento no interior da máquina síncrona) de 27 °C.

iii) Short-circuit capacity

A contribuição máxima de potência de curto-circuito (S_{cc}) da solução foi estimada recorrendo ao modelo simplificado proposto na metodologia (subcapítulo 4.4.1), aplicando-se, em conformidade, as equações (4.1) a (4.5).

Os parâmetros considerados no cálculo, retirados da documentação técnica da máquina síncrona e do transformador elevador existente [138], encontram-se resumidos na Tabela 12.

Tabela 12 – Estudo de caso – Parâmetros utilizados para o cálculo da potência de curto-circuito.

Parâmetro	Valor	Unidade
S_{rT}	333	MVA
U_{rTHV}	510	kV
U_{rTLV}	20	kV
u_{kr}	16	%
S_{rG}	333	MVA
U_{rG}	20	kV
X''_d	23,63	%
U_{nQ}	500	kV
c	1,05	–

Da aplicação do modelo proposto resulta um valor estimado de aproximadamente 840 MVA para a contribuição máxima de potência de curto-circuito (S_{cc}) no ponto de ligação à rede. Considerando que as condições operacionais são suscetíveis de variar ao longo do tempo, poderá ainda ser aplicada uma tolerância de ± 10 %. O resultado obtido encontra-se em linha com o valor de 824 MVA apresentado no estudo prévio de viabilidade realizado em [138].

iv) Resumo dos contributos

Apresenta-se na Tabela 13 um quadro-resumo dos contributos de estabilidade esperados após a conversão da central em compensador síncrono, nos termos da metodologia proposta.

Tabela 13 – Estudo de caso – Contributos de estabilidade após a conversão (valores preliminares).

Requisito	Características	Valor	Motivação
i)	Inércia da solução (E_{Cr})	568 MW.s	Estabilidade da frequência
ii)	Potência nominal ($-Q, Q$)	-135, 255 MVar	Controlo de tensão
iii)	Short-circuit capacity (S_{CC})	840 MVA	Robustez do sistema

Os resultados obtidos permitem concluir que a central em estudo dispõe de capacidade técnica adequada para fornecer contributos relevantes de estabilidade aos SEE, nomeadamente ao nível da inércia, do controlo de tensão e do reforço da potência de curto-circuito, o que fundamenta o seu potencial de conversão em compensador síncrono, com vista à futura prestação de serviços de sistema. Não estando ainda formalmente definidos requisitos mínimos para a solução, considera-se cumprido com sucesso o primeiro ponto de validação da metodologia proposta.

5.3.2 Máquina síncrona

No presente ponto valida-se a aptidão da máquina síncrona existente para operar em modo de compensador síncrono, aplicando ao caso em estudo os critérios definidos na metodologia proposta no subcapítulo 4.4.2, bem como o conjunto de etapas-chave consideradas:

1. Estado de conservação

Com base na análise da documentação técnica da central e nas informações obtidas junto do fabricante (OEM), apurou-se que:

- A máquina síncrona entrou em serviço em 2012, apresentando cerca de 13 anos de operação, período relativamente curto face ao tempo de vida útil esperado para o equipamento (aproximadamente 40 anos);
- Não há registo de incidentes ocorridos durante a operação comercial ou de limitações técnicas que coloquem em causa o estado de conservação da máquina;
- Não foi identificada a necessidade de intervenções ou inspeções que excedam o âmbito da manutenção regular prevista pelo fabricante;
- Por estes motivos, considera-se a máquina em bom estado de conservação e em condições operacionais para assegurar, pelo menos, mais 15 anos de exploração.

2. Limites operacionais

- A operação contínua nos quadrantes de potência reativa, típica do regime de compensador síncrono, é considerada adequada pelo fabricante, não se prevendo impactos negativos nas condições técnicas originais do equipamento;
- Os limites de operação em cada quadrante foram identificados no ponto 5.3.1 e considerados adequados pelo OEM. O número de arranques e as horas de operação não são considerados, nesta fase, fatores determinantes pelo OEM, tendo em conta o bom estado de conservação do equipamento.

3. Outros aspetos relevantes

- Encontra-se assegurada pelo OEM a disponibilidade de peças de reserva e de suporte técnico especializado, por um período mínimo de 15 anos após a eventual conversão.

4. Análise de viabilidade

- Face aos critérios definidos na metodologia (4.4.2) e aos resultados obtidos na análise técnica efetuada, considera-se cumprida com sucesso a validação dos requisitos associados à reutilização da máquina síncrona enquanto compensador síncrono.

5.3.3 Transformador elevador

No presente ponto valida-se a aptidão do transformador elevador existente para a operação no regime associado ao compensador síncrono, aplicando ao caso em estudo os critérios definidos na metodologia proposta no subcapítulo 4.4.3, bem como o conjunto de etapas-chave consideradas:

1. Estado de conservação

Com base na análise da documentação técnica da central e nas informações obtidas junto do fabricante (OEM), apurou-se que:

- À semelhança da máquina síncrona, o transformador elevador entrou em serviço em 2012, apresentando cerca de 13 anos de operação, período relativamente curto face ao tempo de vida útil esperado para o equipamento (aproximadamente 40 anos);
- Não há registo de incidentes ocorridos durante a operação comercial ou de limitações técnicas que coloquem em causa o estado de conservação do equipamento;
- Não foi identificada a necessidade de intervenções ou inspeções que excedam o âmbito da manutenção regular prevista pelo fabricante;

- Por estes motivos, considera-se o transformador em bom estado de conservação e em condições operacionais para assegurar, pelo menos, mais 15 anos de exploração.
2. Influência das características do transformador elevador no contributo de potência reativa e no controlo de tensão
- A capacidade do compensador síncrono em fornecer e absorver potência reativa da rede $(-Q, Q)$ foi avaliada de forma preliminar em 5.3.1, como resultado da verificação dos critérios de elegibilidade. Contudo, conforme descrito na metodologia, esses resultados encontram-se condicionados à análise técnica do transformador elevador, dada a influência das suas características, em particular da tensão de curto-circuito (u_{kr}) , no contributo efetivo de potência reativa e no controlo de tensão;
 - Neste contexto, a metodologia recomenda conduzir um estudo do trânsito de potência reativa da solução, considerando os aspetos e critérios destacados no subcapítulo 4.4.3, recorrendo a ferramentas de simulação e análise de sistemas elétricos de energia (como o PSS® SINCAL, onde se implementou um caso prático), com o objetivo de simular a resposta do compensador síncrono nas diferentes condições operacionais;
 - Por consulta ao estudo prévio já referido [138], confirmou-se a realização do estudo recomendado pela metodologia, através do qual foi estimado o contributo máximo de potência reativa em função do valor de tensão verificado no ponto de interligação, considerando a regulação automática do comutador em carga, e cujos resultados se apresentam na Tabela 14.

Tabela 14 – Estudo de caso – Contributo máximo de potência reativa estimado no ponto de rede.

U_{nQ} (p.u.)	Potência reativa injetada Q_C (MVar)	Potência reativa absorvida Q_{Ind} (MVar)
0,90	201,2	11,7
1	189,3	-126,5
1,10	53,6	-130,0

- Analisando os resultados apresentados na Tabela 14 e comparando-os com os valores preliminares obtidos em 5.3.1, baseados exclusivamente no diagrama de capacidade da máquina síncrona, é possível quantificar a influência das características do transformador elevador no contributo efetivo de potência reativa entregue à rede. O valor máximo da potência reativa injetada (Q_C) é atualizado de 255 MVar para cerca de 201 MVar, enquanto o valor da potência reativa consumida (Q_{Ind}) é atualizado de -135 MVar para -130 MVar;
- A influência observada encontra-se em linha com o cenário antecipado na metodologia e resulta, em ambos os quadrantes de operação, do consumo de potência reativa do transformador elevador (traduzido pela característica u_{kr}), da sua corrente de

magnetização e, em menor escala, da energia reativa consumida pelos serviços auxiliares.

3. Influência do comutador em carga no contributo de potência reativa e no controlo de tensão

- A relevância do comutador em carga, quer para o contributo de potência reativa, quer para o controlo de tensão, foi destacada pelo OEM como essencial para alcançar os resultados apresentados na Tabela 14, em linha com o previsto na metodologia;
- Sem este equipamento, a potência reativa seria limitada pela tensão máxima admissível aos terminais do gerador, não sendo possível fornecer os mesmos contributos de potência reativa à rede sem exceder tais limites.

4. Influência das características do transformador elevador no contributo para o aumento da potência de curto-circuito

- Na metodologia desenvolvida foi demonstrada a relação direta entre as características do transformador elevador, nomeadamente a sua tensão de curto-circuito (u_{kr}) e respetiva impedância equivalente (Z_{THV}), com os níveis de potência de curto-circuito (S_{cc}) entregues no ponto de interligação à rede pelo compensador síncrono;
- Com efeito, através do exemplo modelizado e simulado em PSS® SINCAL, demonstrou-se que quanto menor a tensão de curto-circuito (u_{kr}), maior o contributo de (S_{cc}) do compensador síncrono, embora tal resulte num menor desacoplamento entre os dois níveis de tensão do transformador, ou seja, entre o compensador e a rede a montante;
- No presente caso de estudo, o valor da tensão de curto-circuito (u_{kr}) do transformador elevador é de 16 %, valor que se encontra cerca de 20 % acima da média de referência indicada na IEC TR 60909-2:2008. Tal indica que, na fase de conceção da central, foi privilegiado um maior desacoplamento com a rede, visando favorecer a estabilidade transitória e atenuar variações súbitas de tensão, já que um valor mais elevado de (u_{kr}) amortece as oscilações de potência entre a máquina síncrona e a rede elétrica. Ainda assim, dada a elevada potência nominal da máquina síncrona, o contributo de potência de curto-circuito (S_{cc}) permanece significativo (cerca de 840 MVA). Neste contexto, o valor relativamente elevado de (u_{kr}) revela-se inclusivamente vantajoso para limitar as correntes de defeito na instalação, mantendo-as em níveis compatíveis com o poder de corte dos equipamentos de proteção de média e alta tensão da infraestrutura elétrica da central.

5. Limites operacionais do transformador elevador em regime de compensador síncrono

- Com base nas informações obtidas junto do fabricante (OEM) apurou-se que, apesar de o propósito original do transformador elevador ser predominantemente orientado ao fornecimento de potência ativa, não foram identificadas limitações (como aquecimento

ou degradação prematura) associadas ao funcionamento contínuo em regime de compensador síncrono, orientado ao fornecimento e consumo de potência reativa;

- A mesma conclusão aplica-se ao comutador em carga, o qual é considerado adequado ao novo regime de operação, dado o número de posições de regulação disponíveis (± 9 passos de 1,25 %).

6. Outros aspetos relevantes

- Encontra-se assegurada pelo OEM a disponibilidade de peças de reserva e de suporte técnico especializado, por um período mínimo de 15 anos após a eventual conversão.

7. Análise de viabilidade

- Face aos critérios definidos na metodologia (4.4.3) e aos resultados obtidos na análise técnica efetuada, considera-se cumprida com sucesso a validação dos requisitos associados à reutilização do transformador elevador no âmbito da conversão.

5.3.4 Volante de inércia

No caso em estudo, a entidade exploradora não manifestou intenção de considerar os benefícios associados à instalação de um volante de inércia e, não se encontrando definidos requisitos mínimos específicos para os contributos de estabilidade, não se verifica vantagem em analisar os potenciais benefícios decorrentes da adição deste equipamento.

Deste modo, o presente ponto considera-se não aplicável ao caso em estudo, encontrando-se cumprida a respetiva análise, conforme previsto na metodologia. Nos casos aplicáveis, devem ser aplicados os critérios de viabilidade definidos na metodologia proposta (4.4.4).

5.3.5 Estudos mecânicos

Neste ponto procede-se à validação dos estudos mecânicos considerados necessários para avaliar as modificações técnicas associadas à conversão da central em compensador síncrono, aplicando ao caso em estudo os critérios definidos na metodologia proposta no subcapítulo 4.4.5. Por consulta ao estudo prévio já referido [138], confirmou-se a realização das etapas recomendadas pela metodologia:

1. Principais modificações mecânicas necessárias à conversão

- Com base na análise da documentação da central e nas informações obtidas junto do fabricante (OEM), apurou-se que na presente conversão está prevista a instalação de uma embraiagem com o objetivo de tornar o processo reversível, mantendo operacionais a turbina a gás e os equipamentos associados ao ciclo térmico da turbina;

- Destaca-se o reposicionamento horizontal da máquina síncrona em cerca de 3,8 metros por forma a acomodar a instalação do sistema de embraiagem. Esta alteração revela-se tecnicamente viável dada a existência de espaço livre na zona envolvente, prevendo-se a extensão das fundações existentes em igual comprimento;
- Confirma-se a identificação das principais modificações necessárias à conversão, incluindo a avaliação das adaptações necessárias aos acoplamentos da turbina e da máquina síncrona, aos respetivos suportes axiais, à extensão do veio e às chumaceiras;
- Conclui-se, através da análise preliminar do impacto dessas modificações no *layout* da instalação, que as estruturas e fundações existentes apresentam boas condições e capacidade adequada para acomodar, em segurança, as modificações necessárias à implementação da conversão.

2. Análise do sistema de lubrificação

- O estudo confirmou que o sistema de lubrificação a óleo existente será mantido em funcionamento, prevendo-se, contudo, modificações pontuais para acomodar o aumento do caudal exigido pela introdução do sistema de embraiagem e pelas condições de operação decorrentes do regime de compensador síncrono;
- Confirmou-se igualmente a existência do sistema de óleo de elevação e do dispositivo virador (*turning gear*), ambos identificados como essenciais para reduzir o atrito nas chumaceiras e minimizar o binário de aceleração durante o arranque da máquina síncrona, conforme referido na metodologia. Prevê-se, no entanto, a necessidade de modificações pontuais em ambos os sistemas, bem como a introdução de novos consumidores de baixa tensão, num total de aproximadamente 44 kW.

3. Análise do sistema de arrefecimento

- O estudo confirma a reutilização do sistema de arrefecimento de óleo existente, tendo-se verificado, contudo, a necessidade de um reforço de potência (em cerca de 11 kW), devido ao aumento de aproximadamente 22 % das necessidades de arrefecimento, resultante da introdução do sistema de embraiagem. São igualmente previstas adaptações pontuais nas tubagens de óleo, associadas ao reposicionamento da máquina síncrona para libertar espaço para a instalação da embraiagem;
- O estudo avaliou ainda o impacto das modificações no circuito de água de arrefecimento da máquina síncrona, cuja reutilização é também confirmada. As adaptações técnicas necessárias às tubagens, decorrentes do referido reposicionamento da máquina síncrona, são consideradas viáveis, incluindo eventuais ajustes pontuais nas fundações e/ou estruturas metálicas existentes, não tendo sido identificada a necessidade de outras modificações adicionais ao sistema.

4. Estudo dos novos regimes de arranque, travagem e operação

- Com base na análise da documentação técnica existente e nas informações obtidas junto do fabricante (OEM), confirma-se que foi avaliada, no âmbito dos aspetos de natureza mecânica, a viabilidade de reutilizar o método de arranque (elétrico) existente, assente num sistema SFC e por um sistema de excitação estático, considerando os novos regimes de arranque, travagem e operação em modo de compensador síncrono;
- Confirma-se igualmente que o estudo prévio [138] validou a capacidade do sistema existente para cumprir os requisitos definidos para o arranque da máquina síncrona até à velocidade nominal, estipulado num tempo máximo de 900 segundos, sem o contributo da turbina, que anteriormente lhe permitia acelerar até à velocidade de sincronismo. Para satisfazer este requisito, foi apurado que a potência nominal do sistema de arranque deveria ser, pelo menos, de 2,2 MW. O estudo demonstrou inclusivamente que, dada a potência nominal instalada do sistema SFC existente (de 5 MW), é possível reduzir o tempo de arranque para menos de 400 segundos;
- Foi igualmente validada a capacidade do sistema existente para assegurar a operação de travagem da máquina síncrona, desde a velocidade nominal até cerca de 5-10 % da mesma, num tempo máximo estipulado de 900 segundos. O estudo prévio confirmou que a potência necessária à travagem nestas condições é de cerca de 0,5 MW. Contudo, atendendo à potência disponível no sistema existente, é recomendado utilizar uma potência superior (aproximadamente 2,5 MW), permitindo reduzir o tempo de travagem para menos de 400 segundos;
- Foi ainda confirmada a capacidade do sistema existente para realizar até três ciclos de arranque por hora, seguidos de um período de quatro horas destinado ao arrefecimento dos componentes, confirmando-se a sua adequação técnica ao regime de operação definido para a conversão;
- Confirma-se, desta forma, na perspetiva da análise dos aspetos mecânicos, a viabilidade de reutilização do sistema de excitação estático e do sistema SFC existentes para o novo regime operacional em modo de compensador síncrono.

5. Estudo das forças axiais e do comportamento dinâmico do rotor

- Confirma-se que o estudo prévio [138] avaliou e validou as novas forças axiais decorrentes da instalação da embraiagem e da operação desacoplada da turbina a gás no regime de compensador síncrono. Confirmou-se igualmente a viabilidade técnica dos suportes axiais e chumaceiras existentes, bem como dos novos elementos previstos, para assegurar a compatibilidade com as novas condições operacionais impostas ao rotor da máquina síncrona;

- Foi igualmente validado o comportamento dinâmico e torsional do rotor face às novas condições de operação, nomeadamente no que diz respeito a eventuais frequências de ressonância, vibrações e esforços mecânicos (binários) produzidos em cenários de defeitos elétricos, concluindo-se estar assegurada a operação segura e fiável do rotor;
- Confirmou-se ainda, conforme antecipado na metodologia, a necessidade de instalação de novos sensores de velocidade e vibração, com o objetivo de monitorizar eventuais oscilações ou desalinhamentos que possam surgir no novo arranjo mecânico;
- Neste âmbito, não foram identificadas limitações ou riscos adicionais associados às novas condições operacionais definidas para o funcionamento em regime de compensador síncrono.

6. Análise ao cumprimento dos requisitos de conformidade aplicáveis

- Confirmou-se, pelo estudo prévio, o desenvolvimento de uma análise preliminar ao cumprimento dos requisitos de conformidade aplicáveis, tendo sido identificada a necessidade de assegurar uma revalidação dos requisitos técnicos e de segurança aplicáveis à instalação, processo que será garantido no âmbito dos trabalhos previstos a realizar pelo fabricante (OEM) dos equipamentos da central;
- Neste contexto, e conforme salientado na metodologia, identificou-se a necessidade de desenvolver uma nova avaliação de riscos, incluindo a definição das correspondentes medidas de mitigação, recorrendo à metodologia HAZOP (*Hazard and Operability Study*), estando esta prevista nos trabalhos a realizar pelo OEM no âmbito da conversão;
- Conclui-se ainda que as modificações previstas na conversão não originam impactos que obriguem à revisão dos requisitos de conformidade aplicáveis às Atmosferas potencialmente Explosivas (ATEX).

7. Caracterização das perdas

- Em linha com o recomendado na metodologia, confirmou-se, no estudo, a realização da avaliação e caracterização das perdas de funcionamento associadas à operação da máquina síncrona em regime de compensador síncrono. Esta avaliação é essencial não só para demonstrar, quando aplicável, a conformidade com os requisitos estabelecidos para a conversão, mas também porque o correspondente consumo de energia elétrica constitui um dos indicadores relevantes para a análise da viabilidade económica da conversão, enquanto principal custo de exploração neste regime de operação;
- O estudo estima um valor máximo para as perdas de funcionamento de aproximadamente 3,5 MW, correspondente ao ponto de operação em regime nominal (sobre-excitação), em que a máquina síncrona fornece potência reativa (capacitiva) no valor de 255 MVar. O valor calculado (3,5 MW) inclui todas as perdas associadas a este regime de operação, das quais cerca de 3 MW dizem respeito às perdas inerentes ao

próprio funcionamento da máquina síncrona e os restantes 0,5 MW aos consumos de energia dos sistemas auxiliares, tais como os sistemas de lubrificação, de arrefecimento, entre outros;

- Considerando a potência aparente nominal (255 MVA) em modo compensador síncrono, as perdas calculadas representam cerca de 1,4 % da potência nominal, valor em linha com os dados de referência para este tipo de soluções (entre 1,0 % e 2,0 %), conforme se apresentou na metodologia.

Face aos critérios definidos na metodologia proposta no subcapítulo 4.4.5 e aos resultados obtidos na análise dos estudos mecânicos, conclui-se que todas as etapas recomendadas pela metodologia foram devidamente realizadas e validadas, considerando-se, deste modo, satisfeitos os requisitos estabelecidos para o presente ponto.

5.3.6 Análise de viabilidade técnica

Tal como proposto no subcapítulo 4.4.6 da metodologia, procede-se neste ponto à validação cumulativa da viabilidade técnica dos equipamentos, trabalhos e sistemas considerados críticos para a conversão, assegurando-se, deste modo, que apenas os projetos tecnicamente robustos avançam em todos os processos de análise técnica e, posteriormente, para a análise económica.

Da análise realizada aos equipamentos críticos do presente caso de estudo, abordados nos subcapítulos 5.3.1 a 5.3.5, confirmou-se a viabilidade técnica de todos os pontos avaliados, permitindo concluir que o caso em estudo é tecnicamente viável.

Confirmadas as condições de viabilidade técnica, a análise prossegue, tal como previsto na metodologia, para os sistemas e trabalhos descritos nos subcapítulos 5.3.7 a 5.3.10, cujas conclusões, embora relevantes para caracterizar as modificações a implementar e quantificar o seu impacto nos custos da conversão, não constituem habitualmente um impedimento ou uma limitação à viabilidade da conversão.

5.3.7 Sistemas de arranque e excitação

Considerando que, no presente caso de estudo, os sistemas de arranque e de excitação existentes constituem uma solução integrada, procede-se neste ponto à validação da sua adequação técnica para a operação em regime de compensador síncrono, em conformidade com os critérios definidos nos subcapítulos 4.4.7 e 4.4.8 da metodologia. Da aplicação dos aspetos e critérios recomendados ao caso em estudo, conclui-se o seguinte:

- O sistema existente, assente numa solução integrada de arranque elétrico, é constituído por um sistema SFC e por um sistema de excitação estático, com controlo comum, beneficiando de uma arquitetura que permite um elevado potencial de reutilização dos equipamentos existentes;

- Dos resultados dos estudos mecânicos analisados, identifica-se a necessidade de uma potência nominal mínima de 2,2 MW para o arranque no regime de compensador síncrono. O sistema atual, com potência instalada de 5 MW, atende ao requisito definido, permitindo inclusivamente reduzir o tempo máximo de arranque e travagem para valores inferiores a 400 segundos (menos de metade do requisito estipulado), confirmando-se a adequação técnica da solução ao novo regime operacional;
- Contudo, verifica-se, segundo o *fact sheet* [139] disponibilizado pelo OEM, que a solução existente – da gama SEMIPOL D3 – se encontra obsoleta, sendo recomendada a sua modernização para a versão SEMIPOL D4.2. Assim, considerando os requisitos estabelecidos na metodologia relativos à necessidade de assegurar um sistema fiável, com pelo menos 10 a 15 anos adicionais de vida útil, bem como a disponibilidade de peças de reserva, conclui-se ser necessária, no âmbito da conversão, a modernização parcial da solução existente;
- A modernização proposta segue um conceito 1:1, no qual os componentes da nova solução serão adaptados, durante a fase de fabrico, às condições atuais de instalação do sistema existente, incluindo o espaço ocupado, as ligações existentes e a preservação de componentes que não careçam de substituição, minimizando, assim, intervenções significativas nas infraestruturas da central;
- De acordo com o diagrama unifilar representativo da configuração da central, disponibilizado no Anexo IV, a instalação já dispõe de um *Is-Limiter* e de um *Generator Circuit Breaker* (GCB) para a proteção eficaz da máquina síncrona e do sistema SFC, não tendo sido identificadas pelos OEM limitações técnicas relativamente à sua utilização no regime operacional da instalação enquanto compensador síncrono;
- Em resultado da modernização, também o sistema de excitação atualmente integrado na solução SEMIPOL D3 será modernizado para a versão SEMIPOL D4.2, com características técnicas validadas para satisfazer os requisitos definidos pelo ORT da zona síncrona, nomeadamente quanto à capacidade de controlo dinâmico da tensão e ao tempo máximo de resposta face a oscilações ou variações de tensão.

Face aos critérios definidos na metodologia (4.4.7 e 4.4.8) e aos resultados obtidos pela análise técnica efetuada, considera-se cumprida com sucesso a validação dos requisitos associados à reutilização dos sistemas de arranque e excitação existentes, desde que sujeitos à referida modernização para a gama SEMIPOL D4.2, assegurando-se, deste modo, a sua compatibilidade e adequação às condições operacionais exigidas no regime de compensador síncrono.

5.3.8 Transformador de serviços auxiliares

No presente ponto valida-se a aptidão do Transformador de Serviços Auxiliares (TSA) existente para a operação no regime associado ao compensador síncrono, aplicando ao caso em estudo

os critérios definidos na metodologia proposta no subcapítulo 4.4.9, bem como o conjunto de etapas-chave consideradas:

1. Estado de conservação

- À semelhança dos outros equipamentos da central, o transformador de serviços auxiliares entrou em serviço em 2012, apresentando cerca de 13 anos de operação, período relativamente curto face ao tempo de vida útil esperado para o equipamento (aproximadamente 40 anos);
- Não há registo de incidentes ocorridos durante a operação comercial ou de limitações técnicas que coloquem em causa o estado de conservação do equipamento;
- Não foi identificada a necessidade de intervenções ou inspeções que excedam o âmbito da manutenção regular prevista pelo fabricante;
- Por estes motivos, considera-se o TSA em bom estado de conservação e em condições operacionais para assegurar, pelo menos, mais 15 anos de exploração.

2. Articulação de resultados

- Conforme identificado nos estudos mecânicos, encontra-se prevista a instalação de um sistema de embraiagem, com o objetivo de tornar o processo de conversão reversível, mantendo operacionais a turbina a gás e os respetivos equipamentos associados ao ciclo térmico;
- Assim, os consumidores existentes associados a estes sistemas serão mantidos operacionais, incluindo-se as suas alimentações, proteções e demais infraestruturas elétricas associadas;
- Adicionalmente, identifica-se no estudo mecânico a introdução de novos consumidores de baixa tensão (relacionados com os sistemas de óleo e arrefecimento), a serem alimentados pelo TSA, resultando num aumento da potência instalada em cerca de 125 kVA, dos quais aproximadamente 75 kVA operados em regime contínuo;
- Da análise da lista atual de consumidores da central [140], verifica-se que o regime de carga na configuração atual é de aproximadamente 700 kVA, o que corresponde a cerca de 70 % da potência nominal do TSA (1000 kVA). O acréscimo de novos consumidores conduzirá, num eventual retorno ao modo de produção de energia, ao funcionamento do TSA num regime de carga próximo dos 77,5 % da potência nominal, valor alinhado com as práticas habituais para equipamentos deste tipo;
- Já no regime operacional em modo compensador síncrono, as cargas associadas ao funcionamento contínuo da turbina a gás estarão fora de serviço, pelo que o regime de carga efetivamente imposto ao TSA será inferior ao regime de carga atual (700 kVA).

Nesta condição, verifica-se inclusivamente um aumento do rendimento na exploração do TSA, embora marginal, face à dimensão reduzida deste equipamento quando comparado com a máquina síncrona ou com o transformador elevador, cujas perdas totais, como se apresentou anteriormente, ultrapassam os 3 MW.

Face aos critérios definidos na metodologia (4.4.9) e aos resultados obtidos na análise técnica efetuada, considera-se cumprida com sucesso a validação dos requisitos associados à reutilização do transformador de serviços auxiliares no âmbito da conversão.

5.3.9 Sistemas de proteção, controlo e infraestruturas elétricas

No presente ponto procede-se à validação da adequação técnica dos sistemas de proteção, controlo e infraestruturas elétricas existentes para a operação em regime de compensador síncrono, aplicando ao caso em estudo os critérios definidos na metodologia proposta no subcapítulo 4.4.10, bem como o conjunto de etapas-chave consideradas:

1. Sistemas de controlo

Da consulta à documentação técnica da central verifica-se que o sistema existente assenta numa tipologia de controlo distribuído ou DCS (*Distributed Control System*), de arquitetura modular e escalável, que permite a reutilização dos equipamentos existentes, preservando as funcionalidades originais associadas ao modo de produção de energia elétrica e assegurando a escalabilidade necessária à implementação das novas funcionalidades para a operação em regime de compensador síncrono.

Para a implementação do novo modo de operação, revelam-se necessárias modificações ao nível do *software* e do *hardware* existentes que, em linha com o proposto na metodologia e confirmado pelo estudo prévio [138] desenvolvido pela equipa de I&C (*Instrumentation and Control*) do OEM, consistem essencialmente nas seguintes:

- Implementação lógica das funções específicas de controlo necessárias à operação em modo de compensador síncrono, incluindo novas interfaces homem-máquina dedicadas à operação, supervisão, manutenção e diagnóstico do sistema;
- Implementação lógica para o controlo dos novos equipamentos identificados nos estudos mecânicos, nomeadamente o sistema de embraagem, os novos consumidores relacionados com os sistemas de óleo e arrefecimento, e ainda os sensores de velocidade e vibração;
- Integração de novos sinais provenientes dos sistemas de arranque, excitação e proteções, decorrentes das novas funcionalidades associadas ao modo de compensador síncrono;

- Instalação de módulos adicionais de entradas e saídas digitais e analógicas, assim como interfaces adicionais de comunicação, incluindo módulos com características *Safety Integrity Level 3* para ligação aos novos sensores de velocidade e vibração, de forma a assegurar o cumprimento dos requisitos de conformidade e segurança aplicáveis à instalação em estudo.

Dada a arquitetura modular e escalável do sistema de controlo existente, as modificações identificadas ao nível do *software* e do *hardware* são consideradas tecnicamente viáveis e de implementação corrente no âmbito dos sistemas de controlo.

2. Sistemas de proteção e sincronismo

Neste ponto procede-se à validação da adequação técnica dos sistemas de proteção existentes para a operação em regime de compensador síncrono, em conformidade com os critérios definidos na metodologia proposta no subcapítulo 4.4.10. Da aplicação dos aspetos e critérios recomendados ao caso em estudo, conclui-se o seguinte:

- Os sistemas de proteção associados às principais máquinas elétricas da instalação – máquina síncrona, transformador elevador e transformador de serviços auxiliares – são constituídos por relés eletrónicos multifunção, com redundância total de equipamentos, oferecendo condições para uma operação segura e fiável da instalação;
- Considerando as particularidades do novo regime de operação da máquina síncrona em modo compensador síncrono, recomenda-se, na fase de execução do projeto, o desenvolvimento de um estudo de proteções para identificar eventuais necessidades de funções adicionais de proteção, bem como para atualizar os parâmetros de proteção atualmente definidos. Dado que os equipamentos instalados são eletrónicos, multifunção e facilmente ajustáveis por meios digitais, não se antecipam limitações técnicas para acomodar as modificações que resultem desse estudo;
- Os novos consumidores de baixa tensão identificados nos estudos mecânicos – nomeadamente o sistema de embraiagem e os equipamentos adicionais relacionados com os sistemas de óleo e arrefecimento – podem ser integrados com facilidade nos quadros existentes, aproveitando as reservas disponíveis e a facilidade de adaptação das saídas modulares desses quadros (gavetas de ligação direta ao barramento);
- Ao nível das proteções de média e alta tensão, não se identifica a necessidade de novos consumidores ou de modificações além das já analisadas relativamente às principais máquinas elétricas.

Considerando às modificações identificadas, topologia dos sistemas de proteção e dos quadros de baixa tensão existentes, bem como ao número reduzido de alterações, conclui-se que todas as adaptações são tecnicamente viáveis e de implementação relativamente simples, não se antecipando limitações que impeçam a reutilização dos equipamentos existentes.

3. Infraestruturas elétricas

Neste ponto procede-se à validação da adequação técnica das infraestruturas elétricas existentes para a operação em modo de compensador síncrono, aplicando ao caso em estudo os critérios definidos na metodologia proposta no subcapítulo 4.4.10, concluindo-se que:

- O impacto nas infraestruturas elétricas existentes é, em geral, reduzido, dada a possibilidade de reutilização da maioria dos equipamentos e sistemas elétricos. As principais modificações identificadas nos subcapítulos anteriores envolvem essencialmente intervenções ao nível de sistemas específicos, como a modernização dos sistemas de arranque e excitação ou a instalação de novos consumidores associados aos sistemas de embraiagem, lubrificação e arrefecimento;
- A integração dos novos consumidores pode ser assegurada pelo espaço disponível nos caminhos de cabos existentes, não sendo previsto qualquer reforço significativo;
- Destaca-se, no entanto, uma modificação com ligeiro impacto associada à introdução do sistema de embraiagem, o qual implica o reposicionamento horizontal da máquina síncrona em cerca de 3,8 metros face à sua posição original. Este ajuste origina uma alteração no percurso dos barramentos IPB (*Isolated Phase Busducts*), responsáveis pela ligação entre o estator da máquina síncrona e o transformador elevador;
- Por consulta ao estudo prévio [138], verifica-se que a modificação envolve essencialmente o ajuste do traçado dos barramentos IPB na zona adjacente à máquina síncrona e a sua extensão em aproximadamente 3,8 metros. Prevê-se ainda o reaproveitamento quase total das estruturas de fixação existentes, não tendo sido identificada a necessidade de intervenções ao nível de construção civil ou de reforços estruturais. As modificações são, por isso, consideradas tecnicamente viáveis;
- Da análise efetuada às restantes infraestruturas elétricas contempladas na metodologia não se identificam modificações nem limitações técnicas à sua reutilização no âmbito da conversão.

Face aos critérios definidos na metodologia (4.4.10) e aos resultados obtidos na análise técnica efetuada, considera-se cumprida com sucesso a validação dos requisitos necessários à reutilização das infraestruturas elétricas existentes no âmbito da conversão da central em compensador síncrono.

5.3.10 Estudos elétricos

Neste ponto procede-se à validação dos estudos elétricos recomendados na metodologia proposta no subcapítulo 4.4.11, os quais têm por objetivo demonstrar, com maior precisão e detalhe, os contributos de estabilidade assegurados pela solução após as modificações associadas à conversão da central em compensador síncrono. Através da consulta ao estudo prévio já referido [138], confirmou-se a realização dos estudos recomendados:

1. Correntes de curto-circuito

- Confirma-se, no estudo, a avaliação e validação das correntes de curto-circuito, tendo sido calculado o contributo efetivo da solução para o reforço da potência de curto-circuito no ponto de ligação à rede (840 MVA). Com efeito, este resultado permitiu validar os cálculos preliminares (824 MVA) desenvolvidos em 5.3.1, que serviram como referência inicial para a elegibilidade técnica do caso de estudo;
- Dado o impacto reduzido da conversão nas infraestruturas elétricas, não se identificam alterações relevantes nas correntes de curto-circuito que motivem limitações técnicas à reutilização dos equipamentos existentes, quer no que diz respeito ao poder de corte dos dispositivos de proteção, quer à capacidade de ajuste dos parâmetros;

2. Trânsito de potência reativa

- Confirmou-se, igualmente, a realização do estudo do trânsito de potência reativa, o qual permitiu estabelecer, com maior precisão face ao cálculo preliminar, a capacidade de fornecimento e absorção de potência reativa no ponto de ligação à rede, e cujos resultados se apresentaram na Tabela 14.

3. Estudo de proteções

- Prevê-se, conforme sugerido na metodologia, a realização, durante a fase de execução do projeto, de um estudo de proteções, com o objetivo de identificar novas funções ou ajustes nos parâmetros das funções existentes (como na coordenação e seletividade), atendendo às particularidades do novo regime operacional em modo de compensador síncrono;

4. Estudos dinâmicos (opcional)

- Tal como previsto na metodologia, o desenvolvimento dos estudos dinâmicos é remetido para a fase de execução do projeto, à semelhança do procedimento adotado em projetos anteriores já comissionados com sucesso.

Face aos critérios definidos na metodologia proposta no subcapítulo 4.4.11, e aos resultados obtidos na análise dos estudos elétricos, conclui-se que todas as etapas recomendadas pela

metodologia foram devidamente realizadas e validadas, considerando-se, deste modo, satisfeitos os requisitos estabelecidos para o presente ponto.

5.3.11 Nota final

Em complemento à validação da viabilidade técnica dos equipamentos críticos para a conversão (subcapítulos 5.3.1 a 5.3.5), que permitiu concluir pela viabilidade técnica do caso em estudo (5.3.6), foram também aqui avaliadas, conforme proposto na metodologia, as modificações necessárias aos restantes sistemas da solução (5.3.7 a 5.3.10). Tal como antecipado, as modificações identificadas não constituem impedimento técnico à conversão, permitindo, no entanto, caracterizar as intervenções necessárias nos demais sistemas, para que sejam consideradas no planeamento e na quantificação dos custos associados à conversão.

5.4 Análise económica

A análise económica constitui a segunda etapa da metodologia proposta (4.5), na qual se avalia a viabilidade económica da conversão da central termoelétrica em compensador síncrono e se compara com a construção de raiz de um novo compensador síncrono. Neste contexto, a metodologia elencou os principais fatores económicos a considerar ao longo do ciclo de vida do projeto, a serem posteriormente integrados nos modelos de avaliação económica do investidor, sabendo que, consoante a entidade que financia o projeto (seja o ORT ou um privado) e o respetivo perfil de investimento, poderão ser aplicadas diferentes técnicas e indicadores financeiros para categorizar e classificar o projeto quanto à sua rentabilidade, oportunidade e risco.

Considerando os aspetos económicos destacados na metodologia e os dados publicamente disponíveis sobre o caso em estudo, verifica-se que:

- Os custos iniciais (4.5.1) para a conversão da central estão estimados em cerca de 50 % a 60 % dos custos associados à construção de raiz de um novo compensador síncrono [12], valor em linha com a comparação estabelecida entre as duas soluções (4.7);
- As perdas em funcionamento, que representam a maior fatia dos custos de exploração (4.5.2), são estimadas (na análise técnica) em cerca de 1,4 % da potência nominal do compensador síncrono, valor consistente com os dados de referência para este tipo de solução (entre 1,0 % e 2,0 %). Por conseguinte, é expectável que os custos de exploração associados se encontrem igualmente alinhados com os valores de referência para este tipo de investimento;
- Nas zonas síncronas da Austrália, a prestação de serviços de estabilidade é compensada através de mecanismos de remuneração (4.5.3) assentes em contratos bilaterais entre o ORT e os *asset owners*, com o objetivo de assegurar os requisitos mínimos de estabilidade necessários à exploração segura e fiável da rede, conforme previsto nos

planos de reforço da rede, e nos quais surge com particular destaque a necessidade de assegurar inércia e potência de curto-circuito [141], [142]. Nestes planos, embora sejam avaliados diversos portfólios alternativos com um *mix* de diferentes soluções tecnológicas para garantir os contributos de estabilidade necessários, todos incluem, como base para o horizonte de planeamento dos próximos 10 a 20 anos (com início em 2026), o contributo dos compensadores síncronos, sejam novos ou por resultado da conversão de centrais termoelétricas;

- Embora a estrutura específica de remuneração para a nova fase de prestação de serviços de sistema, a iniciar em dezembro de 2025, ainda não esteja completamente definida, os estudos realizados pela *Australian Energy Market Operator* (AEMO) concluem que o retorno do investimento e a rentabilidade (4.5.4) associados à conversão são considerados economicamente viáveis após um período de exploração de aproximadamente 10 anos. Estes estudos [141], [142], têm em consideração pressupostos financeiros como o custo de oportunidade do capital, cujas taxas foram estabelecidas com base num levantamento efetuado junto dos principais investidores no mercado. Este horizonte converge, por isso, com o considerado na presente metodologia (4.5.4), segundo a qual, um período de exploração entre 10 e 15 anos após a conversão permite, em regra, recuperar o investimento e alcançar níveis de rentabilidade considerados atrativos.

Face ao exposto, considerando os aspetos financeiros propostos na metodologia (4.5), conclui-se que existe viabilidade económica na conversão da central em compensador síncrono, assumindo válidos os pressupostos considerados nos modelos financeiros da AEMO e dos ORT, e que os mesmos sejam considerados igualmente atrativos pelo *asset owner* (entidade que explora a central).

5.5 Análise e tomada de decisão

No presente subcapítulo desenvolve-se o processo de análise e tomada de decisão associado à terceira e última etapa da metodologia proposta (4.6), que tem por objetivo suportar a decisão final sobre a viabilidade da conversão de uma dada central termoelétrica em compensador síncrono, com base nos resultados obtidos nas etapas anteriores de análise técnica (5.3) e de análise económica (5.4).

Assim, a partir dos resultados obtidos nessas etapas e da aplicação da metodologia ao caso em estudo, conclui-se que:

- Foi confirmada a viabilidade técnica (5.3.6) da conversão da central em estudo em compensador síncrono, cumprindo os critérios estabelecidos na metodologia que asseguram as condições para uma operação segura e fiável da solução por um período mínimo de exploração de pelo menos 15 anos. É ainda expectável um horizonte

superior, considerando o tempo de vida útil remanescente da máquina síncrona e do transformador elevador (estimado em cerca de 27 anos);

- Concluiu-se igualmente, pela viabilidade económica da conversão (5.4), prevendo-se custos alinhados com os dados de referência, tendo sido confirmada a existência de mecanismos de remuneração para a prestação dos serviços de estabilidade, através dos quais se antecipa a recuperação do investimento realizado e a obtenção de níveis de rentabilidade atrativos num período de exploração estimado em cerca de 10 anos, resultado que se encontra em linha com os pressupostos definidos na metodologia;
- Os planos de reforço definidos pelos ORT das áreas síncronas da Austrália sustentam a necessidade destes serviços de estabilidade por períodos mínimos entre 10 e 20 anos, conforme a região, existindo uma forte expectativa de que estes períodos possam ser ainda superiores, refletindo uma procura efetiva no mercado. Nestes planos, o contributo dos compensadores síncronos é identificado como essencial em todos os cenários analisados, sejam novos ou por resultado da conversão de centrais termoelétricas, estando prevista a instalação de, pelo menos, 36 compensadores síncronos nos próximos 9 anos (contados a partir de 2025) [141], [142], [143];

Deste modo, com base nos critérios estabelecidos na metodologia proposta e nos resultados obtidos, conclui-se que estão reunidas, cumulativamente, as condições técnicas e económicas necessárias para suportar favoravelmente a decisão pela conversão da central termoelétrica em compensador síncrono. Salvaguarda-se, no entanto, que a decisão final sobre a conversão, a construção de raiz de um novo compensador síncrono ou, eventualmente, a não implementação do projeto poderá ainda depender de fatores específicos do caso em análise, tais como o contexto político e regulatório em que a decisão se insere, ou ainda circunstâncias particulares dos investidores envolvidos.

5.6 Análise dos resultados

Da aplicação prática da metodologia ao caso em estudo foi possível concluir que a conversão da central termoelétrica em compensador síncrono é técnica e economicamente viável, permitindo recuperar o investimento e alcançar uma rentabilidade considerada atrativa num horizonte de exploração de aproximadamente 10 anos. Com efeito, pela aplicação bem-sucedida da metodologia confirmou-se que os resultados obtidos são coerentes com as conclusões do estudo prévio, que também concluiu pela viabilidade (técnica) da conversão, validando assim a eficácia prática da metodologia desenvolvida. Destaca-se que o estudo prévio é um relatório estritamente técnico, orientado à apresentação de resultados sumários aplicáveis exclusivamente ao caso específico, não oferecendo, portanto, a visibilidade dos diferentes procedimentos, critérios técnicos ou opções que a metodologia proposta proporciona de forma sistemática e replicável a diferentes tipologias de centrais termoelétricas.

A metodologia proposta prevê uma eficiente utilização de recursos ao incorporar (em 4.4.6, e posteriormente aplicado ao caso em 5.3.6) um ponto de validação técnica que assegura que apenas os projetos tecnicamente robustos e aptos a satisfazer os níveis pretendidos de serviços de estabilidade avançam nos processos subsequentes de análise técnica e, posteriormente, para a análise económica. Em caso contrário, o processo é interrompido, evitando esforços adicionais em projetos sem viabilidade técnica.

No presente caso de estudo, foi selecionada uma central termoelétrica cujas características se enquadram com as conclusões apresentadas em 4.8, relativas ao perfil das centrais termoelétricas com maior potencial para conversão em compensador síncrono. Graças a esta decisão, foi possível colocar em prática todos os processos de análise técnica e económica definidos na metodologia.

A diversidade das diferentes soluções técnicas contempladas nos processos de análise oferece robustez, flexibilidade e uma elevada aplicabilidade da metodologia a diferentes cenários e tipologias de centrais, o que, embora constitua um ponto forte da metodologia, limita, pela sua abrangência, a capacidade prática de testar exaustivamente todas as possíveis soluções no âmbito do presente trabalho, dada a complexidade e o tempo necessário para analisar cada central. Não obstante, na conceção e na aplicação prática da metodologia, as decisões técnicas foram justificadas e analisadas com detalhe, permitindo inferir que, para diferentes condições ou configurações da central, as opções alternativas descritas poderiam configurar-se igualmente viáveis e apropriadas.

No domínio da análise económica, além dos contributos oferecidos pelos aspetos económicos destacados na metodologia, o estabelecimento de valores de referência (como para os custos iniciais, custos de exploração e horizontes típicos de retorno do investimento) permitem identificar e fundamentar a viabilidade económica da solução, dado que estes se encontram ancorados em casos reais de conversão, estudos de referência e planos de reforço dos SEE orientados, entre outros objetivos, para criar condições económicas atrativas ao investimento.

Embora não se tenham feito sentir no caso estudado, as limitações identificadas na aplicação da metodologia decorrem dos necessários pressupostos fixados no seu desenvolvimento conceptual (referidos em 4.2). Apesar do esforço em conceber uma metodologia ampla e aplicável a um leque alargado de centrais termoelétricas e cenários, não é possível contemplar exaustivamente todos os casos possíveis, dada a elevada diversidade de configurações e soluções existentes no terreno. Foi, portanto, caracterizado o perfil das centrais termoelétricas com maior potencial de conversão (4.8), para as quais a metodologia apresenta uma elevada probabilidade de aplicação plena.

Para efeitos práticos da aplicação, assumiu-se que a central em estudo já havia sido identificada pelo respetivo ORT como estando estrategicamente posicionada na rede para a prestação de serviços de estabilidade. Embora tal se verifique efetivamente no presente caso e em vários outros exemplos concretos de centrais já convertidas ou com conversão planeada, em algumas

regiões essa análise estratégica poderá ainda estar por concluir, impondo-se nesses casos, previamente, um estudo da rede, promovido pelo ORT ou pelo *asset owner*.

O uso continuado e a aplicação regular da metodologia agora validada contribuirá, de forma natural, para mitigar as limitações identificadas, incorporando progressivamente mais cenários e soluções possíveis através das lições aprendidas e da experiência adquirida pelos seus utilizadores.

5.7 Conclusão

No presente capítulo aplicou-se a metodologia proposta no capítulo 4 a um caso concreto, com o objetivo de validar a sua eficácia e demonstrar a sua aplicabilidade prática. Para tal, tomou-se como exemplo as condições reais de uma central termoelétrica, percorrendo, passo a passo, as etapas de análise técnica, análise económica e tomada de decisão, com vista a avaliar a viabilidade de conversão da central em compensador síncrono.

A metodologia, desenvolvida em três etapas, apresenta-se sob a forma de um modelo prático e replicável a diferentes contextos de conversão e a várias tipologias de centrais termoelétricas. Os resultados obtidos ao longo do estudo evidenciam a sua capacidade em orientar, de forma sistemática, para os aspetos mais importantes a serem considerados no processo de conversão, tanto ao nível técnico como económico, demonstrando a sua importância para suportar a decisão de viabilidade do projeto.

A análise dos resultados confirma não só a viabilidade de conversão do caso de estudo, como demonstra também a eficácia e o valor da metodologia proposta, sublinhando a sua utilidade e aplicabilidade em futuros processos de conversão. A metodologia constitui, adicionalmente, um guia técnico para a conversão, ao identificar e tratar os aspetos mais relevantes, o seu peso na viabilidade do projeto, as diferentes alternativas técnicas possíveis, as respetivas vantagens e desvantagens, formulando critérios para apoiar a análise e a tomada de decisão, contribuindo, deste modo, para o desenvolvimento de soluções que assegurem a fiabilidade e a segurança dos sistemas elétricos de energia em matéria de estabilidade.

Assim, considerando os objetivos que se propuseram para a metodologia e para o estudo de caso, e tendo em conta os resultados obtidos, conclui-se que estes foram alcançados com sucesso.

6 Conclusões e trabalho futuro

Neste capítulo apresentam-se as principais conclusões do trabalho realizado no âmbito desta dissertação, os seus principais contributos e as propostas para trabalho futuro.

6.1 Conclusões

Em linha com as metas de neutralidade carbónica estabelecidas pela União Europeia e por diversas regiões, tem-se assistido a um cenário de transição energética no qual a geração térmica síncrona vai sendo progressivamente retirada de serviço e substituída por Fontes de Energia Renovável (FER), como a eólica e a solar. Esta transição, embora necessária para alcançar as metas de descarbonização, introduz desafios significativos para a estabilidade dos Sistemas Eléctricos de Energia (SEE), em particular pela redução assinalável da inércia até agora assegurada pelas massas rotativas dos alternadores de elevada potência, como os que equipam as centrais termoelétricas. Com efeito, as FER não contribuem ainda para a estabilidade dos SEE em níveis equiparáveis aos de um gerador síncrono, onde ainda recai a resiliência das redes elétricas, seja ao nível da inércia, no controlo de tensão ou na potência de curto-circuito.

Neste contexto, os compensadores síncronos são apontados por diversos estudos e planos de reforço das redes elétricas, como uma das soluções mais promissoras para assegurar, de forma eficaz, o papel que tem sido desempenhado pela produção termoelétrica convencional. Entre as soluções possíveis de compensação síncrona, destacam-se duas abordagens: i) a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos e ii) a construção de raiz de novos compensadores síncronos. A solução de conversão representa uma oportunidade promissora para rentabilizar ativos que, de outro modo, seriam imobilizados e, em vários casos, ainda dispõem de períodos de vida útil significativos. Além disso, apresentam um potencial elevado na redução de custos com a estabilidade dos SEE, sendo até 50 % inferiores aos da construção de novos compensadores, e com prazos de implementação mais reduzidos. No entanto, esta

vantagem deve ser avaliada face aos requisitos técnicos exigidos e à viabilidade técnica efetiva de cada central em concreto, uma vez que nem todas se encontram nas mesmas condições técnicas e estado de conservação. Atualmente, na literatura disponível a informação necessária para realizar esta avaliação encontra-se dispersa e limitada, particularmente ao nível técnico.

Assim, desenvolveu-se na presente dissertação uma metodologia de análise sistemática para a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos, com objetivo de endereçar os desafios e as oportunidades identificadas nos SEE, e alavancar o potencial desta solução. A metodologia, estruturada em três etapas, estabelece procedimentos e critérios, técnicos e económicos, para avaliar, de forma sustentada, a viabilidade de conversão, tendo sido concebida sob a forma de um modelo prático e replicável a diferentes contextos de conversão e tipologias de centrais termoelétricas.

A partir da investigação desenvolvida, foi possível caracterizar o perfil das centrais termoelétricas existentes com maior potencial de conversão, destacando-se as centrais comissionadas a partir de 2009 como as melhores candidatas a uma conversão tecnicamente viável e economicamente atrativa. Esta conclusão fundamentou em seguida, a escolha da central selecionada para o estudo de caso, desenvolvido com o objetivo de validar e demonstrar a aplicabilidade da metodologia proposta, aplicando, passo a passo, as etapas de análise técnica, análise económica e tomada de decisão.

A aplicação prática da metodologia revelou-se bem-sucedida, confirmando não só a viabilidade técnica e económica da conversão da central em estudo, como também a eficácia e aplicabilidade da própria metodologia. Ao identificar e tratar de forma clara os aspetos mais relevantes para a viabilidade do projeto, bem como as alternativas técnicas possíveis e respetivas vantagens e desvantagens, a metodologia consolida-se como um guia técnico detalhado para apoiar futuras conversões, contribuindo assim para o desenvolvimento de soluções robustas que assegurem a fiabilidade e a segurança dos SEE.

As centrais termoelétricas podem, deste modo, desempenhar um (novo) papel essencial na transição energética, convertendo-se em facilitadoras das redes elétricas do futuro através da sua conversão em compensadores síncronos, criando as condições necessárias para que a crescente integração das FER decorra com normalidade e sem comprometer os níveis de fiabilidade tradicionais dos SEE. Para o concretizar, e de uma forma neutra à tecnologia empregue, é essencial estabelecer mecanismos de remuneração adequados para a prestação dos serviços de estabilidade, através dos quais se assegurem condições de mercado atrativas ao investimento. Esta é já uma tendência registada e com forte investimento em países ou regiões menos interligadas, como o Reino Unido, Irlanda e Austrália, que por estes motivos mais cedo enfrentam os desafios da redução de inércia, e também em zonas adjacentes à Europa Continental, como na Dinamarca e Noruega, bem como no interior, onde a Alemanha tem já delineada a implementação de um mercado de inércia para 2026.

Assim, este trabalho procurou contribuir com soluções técnicas e economicamente viáveis para endereçar os desafios de estabilidade das redes elétricas, oferecendo uma metodologia

detalhada e sistemática para apoiar a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos, constituindo também uma base de conhecimento do tema, sobre a qual futuras investigações se possam suportar para o desenvolvimento de soluções neste domínio.

6.2 Trabalho futuro

O trabalho realizado permitiu identificar os atuais desafios e oportunidades nos SEE e, através da metodologia proposta, contribuir para alavancar o potencial de conversão das centrais termoelétricas em compensadores síncronos, tirando partido da redução de custos e dos prazos de implementação que a solução oferece, face a soluções equiparáveis, como a da construção de novos compensadores síncronos. Não obstante a robustez e flexibilidade que a metodologia proposta oferece, identificam-se fatores que, ao serem acrescentados na análise, poderão enriquecê-la ainda mais, destacando-se os seguintes:

- Em linha com os objetivos do Pacto Ecológico Europeu e das metas de neutralidade carbónica que orientam os planos de transição energética, sugere-se integrar uma análise dos impactos ambientais e do uso sustentável de matérias-primas críticas, comparando a solução de conversão com a construção de novos compensadores síncronos. Desta análise poderá resultar um novo fator diferenciador, estabelecendo métricas comparáveis e confirmando-se os benefícios ecológicos da solução de conversão, reforçar a decisão pela opção de conversão, mesmo nos casos em que esta se revele menos vantajosa no plano económico;
- Alargar a metodologia à implementação de sistemas híbridos, explorando cenários onde se revele benéfica a associação de compensadores síncronos a *Energy Storage Systems* (ESS) ou a *STATic synchronous COMpensators* (STATCOM);
- A diversidade de soluções técnicas contempladas na análise constitui um ponto forte da metodologia, contudo, essa mesma abrangência limita, por razões práticas, a possibilidade de testar exaustivamente todas as soluções possíveis no âmbito do presente trabalho. Assim, o uso continuado e regular da metodologia contribuirá, de forma natural, para mitigar esta limitação, enriquecendo-a através da integração progressiva de novos cenários e soluções técnicas, com base nas lições aprendidas e na experiência adquirida pelos utilizadores.

Através das propostas de trabalho apresentadas, será possível aprimorar a metodologia e os resultados obtidos, assegurando a sua atualização em sintonia com futuras inovações tecnológicas, e proporcionando uma base sólida para o desenvolvimento contínuo de novas soluções neste domínio.

Referências bibliográficas

- [1] IEA, «World Energy Outlook 2023», International Energy Agency, 2023.
- [2] DNV, «Energy transition outlook new power systems - Electricity, renewables generation, and grids through to 2050», 2024.
- [3] REN, «Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede - Situação a 31 de dezembro de 2024», REN, mar. 2025.
- [4] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia, «Regulamento (UE) 2024/1735 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que cria um regime de medidas para o reforço do ecossistema europeu de fabrico de produtos de tecnologias neutras em carbono e que altera o Regulamento (UE) 2018/1724». Jornal Oficial da União Europeia, 28 de junho de 2024.
- [5] ENTSO-E, «TYNDP 2022 - System dynamic and operational challenges», mai. 2023.
- [6] P. Makolo, R. Zamora, U. Perera, e T. T. Lie, «Flexible Synthetic Inertia Optimization in Modern Power Systems», *Inventions*, vol. 9, n.º 1, p. 18, jan. 2024, doi: 10.3390/inventions9010018.
- [7] J. Jia, G. Yang, A. H. Nielsen, E. Muljadi, P. Weinreich-Jensen, e V. Gevorgian, «Synchronous Condenser Allocation for Improving System Short Circuit Ratio», em *2018 5th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS)*, abr. 2018, pp. 1–5. doi: 10.1109/EPECS.2018.8443358.
- [8] H. T. Nguyen, G. Yang, A. H. Nielsen, e P. H. Jensen, «Combination of Synchronous Condenser and Synthetic Inertia for Frequency Stability Enhancement in Low-Inertia Systems», *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, n.º 3, pp. 997–1005, jul. 2019, doi: 10.1109/TSTE.2018.2856938.
- [9] ENTSO-E, «The inertia challenge in Europe – Present and long-term perspective Insight», ago. 2021.
- [10] REN, «Iberian incident of 24-Jul-2021 - Stability in networks with low inertia», 20 de abril de 2022.
- [11] ENTSO-E, «Project inertia – Phase II: Updated frequency stability analysis in long term scenarios, relevant solutions and mitigation measures», ENTSO-E, nov. 2023.
- [12] DIGSILENT, «Repurposing existing generators as synchronous condensers», ARENA, 3971-ETR-01, jun. 2023.
- [13] ECO, «Concurso de armazenamento com 76 candidaturas e triplo da procura. Empresas pedem regulação que acomode novas baterias», ECO. Acedido: 16 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://eco.sapo.pt/2024/09/11/concurso-de-armazenamento-com-76-candidaturas-e-triplo-da-procura-empresas-pedem-regulacao-que-acomode-novas-baterias/>
- [14] ENTSO-E, «The Scenario Building Process», ENTSO-E | Ten-Year Network Development Plan. Acedido: 13 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://tyndp.entsoe.eu/explore/the-scenario-building-process>
- [15] R. Davies, «Onward inertia! The secret source for keeping the lights on and greening the grid», *The Guardian*, 7 de março de 2022. Acedido: 25 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.theguardian.com/business/2022/mar/07/onward-inertia-the-secret-source-for-keeping-the-lights-on-and-greening-the-grid>

- [16] ENTSO-E, «Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF)», Brussels, Belgium, Version 17, dez. 2020.
- [17] V. Helac, S. Hanjalic, S. Grebovic, e V. Becirovic, «Synthetic Inertia in Wind Power Plants: An Overview», em *2023 22nd International Symposium INFOTEH-JAHORINA (INFOTEH)*, East Sarajevo, Bosnia and Herzegovina: IEEE, mar. 2023, pp. 1–6. doi: 10.1109/INFOTEH57020.2023.10094115.
- [18] F. M. Barbosa, «Estabilidade de Sistemas Eléctricos de Energia». 2017.
- [19] H. Polinder, J. A. Ferreira, B. B. Jensen, A. B. Abrahamsen, K. Atallah, e R. A. McMahon, «Trends in Wind Turbine Generator Systems», *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 1, n.º 3, pp. 174–185, set. 2013, doi: 10.1109/JESTPE.2013.2280428.
- [20] J. A. Beleza Carvalho, «Controlo dos Sistemas Eléctricos de Energia», *Neutro à Terra - Instituto Superior de Engenharia do Porto*, n.º 24, pp. 5–17, 2019.
- [21] Comissão Europeia, «Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede». *Jornal Oficial da União Europeia*, 27 de abril de 2016.
- [22] A. O. Rousis *et al.*, «State-of-the-Art Literature Review of System Scarcities at High Levels of Renewable Generation», *EU-SysFlex*, D2.1, abr. 2018.
- [23] ENTSO-E, «Maximum Admissible Active Power Reduction at Low Frequencies», abr. 2021.
- [24] ERSE, «Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor eléctrico», dez. 2023.
- [25] M. Khatibi e S. Ahmed, «Impact of Distributed Energy Resources on Frequency Regulation of the Bulk Power System», em *2019 IEEE Conference on Power Electronics and Renewable Energy (CPERE)*, jun. 2019, pp. 258–263. doi: 10.1109/CPERE45374.2019.8980107.
- [26] Ministério do Ambiente e Ação Climática, «Portaria n.º 73/2020, de 16 de março - Requisitos não exaustivos para ligação dos módulos geradores à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP)». *Diário da República* n.º 53/2020, Série I de 2020-03-16, páginas 39 - 56, 16 de março de 2020. Acedido: 18 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/73-2020-130273580>
- [27] ENTSO-E, «Continental Europe successful synchronisation with Ukraine and Moldova power systems», *NEWS*. Acedido: 27 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.entsoe.eu/news/2022/03/16/continental-europe-successful-synchronisation-with-ukraine-and-moldova-power-systems/>
- [28] ENTSO-E, «ENTSO-E confirms successful synchronization of the Continental European electricity system with the systems of the Baltic countries», *NEWS*. Acedido: 3 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.entsoe.eu/news/2025/02/09/entso-e-confirms-successful-synchronization-of-the-continental-european-electricity-system-with-the-systems-of-the-baltic-countries/>
- [29] ENTSO-E, «Continental Europe Synchronous Area Separation on 24 July 2021 - Main report», *The Expert Panel on the separation of the Continental Europe Synchronous Area of 24 July 2021, Final report*, mar. 2022.
- [30] ENTSO-E, «Project Inertia phase II - Recovering power system resilience in case of system splits for a future-ready decarbonised system: Supporting technical report», *ENTSO-E*, jan. 2025.

- [31] ENTSO-E, «ENTSO-E Balancing report 2022», 2022.
- [32] Comissão Europeia, «Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico». Jornal Oficial da União Europeia, 28 de novembro de 2017.
- [33] smartEn, «The smartEn Map - Ancillary Services 2022», Smart Energy Europe, 2022.
- [34] H. Alsharif, M. Jalili, e K. N. Hasan, «Fast frequency response services in low inertia power systems—A review», *Energy Reports*, vol. 9, pp. 228–237, out. 2023, doi: 10.1016/j.egy.2023.05.193.
- [35] ENTSO-E, «Industrial Demand Response for Frequency Balancing and Voltage Control». Acedido: 22 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/industrial-demand-response-for-frequency-balancing-and-voltage-control>
- [36] F. Milano, F. Dorfler, G. Hug, D. J. Hill, e G. Verbic, «Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper)», em *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublin: IEEE, jun. 2018, pp. 1–25. doi: 10.23919/PSCC.2018.8450880.
- [37] ENTSO-E, «Survey on Ancillary services procurement - Balancing market design 2021». ENTSO-E, 20 de junho de 2022.
- [38] J. A. Beza Carvalho, «Operação e Planeamento dos Sistemas Eléctricos de Energia». ISEP - Sebenta, 2014.
- [39] D. Davi-Arderius, M. Troncia, e J. J. Peiró, «Operational Challenges and Economics in Future Voltage Control Services», *Curr Sustainable Renewable Energy Rep*, vol. 10, n.º 3, pp. 130–138, jul. 2023, doi: 10.1007/s40518-023-00218-1.
- [40] DGEG, «Mercado de Serviço de Sistemas». Acedido: 12 de setembro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/mercados-e-mecanismos-de-capacidade/outros-mercados/mercado-de-servico-de-sistemas/>
- [41] REN, «Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT) para o período 2025-2034 (proposta inicial)». dezembro de 2024.
- [42] ERSE, «Parecer à proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte para o período 2025-2034 (PDIRT-E 2024)». 30 de junho de 2025.
- [43] Ministério do Ambiente e Energia, «Pacote de Medidas para Reforçar a Segurança do Sistema Elétrico Nacional». XXV Governo Constitucional de Portugal, 28 de julho de 2025.
- [44] EEM, «IMPIC - base: contratos públicos online», Contratos públicos (Portugal). Acedido: 25 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.base.gov.pt/Base4/pt/detalhe/?type=contratos&id=10272138>
- [45] NESO, «Stability network services procurement - Stability Phase 1 Tender - Results table», National Energy System Operator. Acedido: 23 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.neso.energy/industry-information/balancing-services/network-services-procurement/stability-network-services-procurement#Phase-1-concluded>
- [46] NESO, «Stability network services procurement - Stability Phase 3 Tender - Results table», National Energy System Operator. Acedido: 25 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em:

<https://www.neso.energy/industry-information/balancing-services/network-services-procurement/stability-network-services-procurement>

- [47] Siemens Energy, «Siemens Energy - Ireland's great grid stabilizer». Acedido: 25 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/stories/irelands-great-grid-stabilizer.html>
- [48] Siemens Energy, «Two become one: Siemens Energy combines two technologies to stabilize the Irish grid». Acedido: 25 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/press-releases/two-become-one-siemens-energy-combines-two-technologies-to-stab.html>
- [49] ABB, «ABB's integrated technology will stabilize the power grid as Spanish islands transition to green energy». Acedido: 25 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://new.abb.com/news/detail/116318/abbs-integrated-technology-will-stabilize-the-power-grid-as-spanish-islands-transition-to-green-energy>
- [50] Red Eléctrica de España, «Transmission network development plan 2021-2026 period», 2022.
- [51] EDP España, «EDP presenta su proyecto para transformar la central de Puente Nuevo en la energía verde de Córdoba», EDP España. Acedido: 25 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://espana.edp.com/es/noticias/edp-presenta-su-proyecto-para-transformar-la-central-de-puente-nuevo-en-la-energia-verde>
- [52] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Orden TED/823/2024, de 31 de julio», *Boletín Oficial del Estado*, vol. 188, p. 100355 a 100427, ago. 2024, doi: <https://www.boe.es/eli/es/o/2024/07/31/ted823>.
- [53] Amprion GmbH, «Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve». Amprion verbindet, março de 2023.
- [54] S. Ropenus, P. Godron, e M. Steigenberger, «How Electricity Grids Can Help Integrate Variable Renewable Energy». Agora Energiewende, fevereiro de 2019.
- [55] Regelleistung, «2nd BNetzA consultation on the market-based procurement of instantaneous reserve», German transmission system operators. Acedido: 25 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.regelleistung.net/en-us/News/Detail/14937/2nd-bnetza-consultation-on-the-market-based-procurement-of-instantaneous-reserve>
- [56] M. Daube e O. Evbuomwan, «Navigating Germany's inertia market evolution», Baring. Acedido: 8 de julho de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.baringa.com/en/insights/decarbonising-complex-industries/navigating-germanys-inertia-market-evolution/>
- [57] B. H. Jørgensen e K. Remler, «IEA Wind TCP Denmark 2022», Danish Energy Agency & Technical University of Denmark (DTU), Wind and Energy Systems, 2022.
- [58] AEMC, «National Electricity Amendment (Managing the rate of change of power system frequency) Rule 2017 No.9». 19 de setembro de 2017.
- [59] AEMO, «Inertia Requirements Methodology: Inertia Requirements and Shortfalls». 29 de junho de 2018.

- [60] AEMO, «System Security Market Frameworks Review». Acedido: 22 de agosto de 2025. [Online]. Disponível em: https://www.aemo.com.au/initiatives/major-programs/past-major-programs/system-security-market-frameworks-review?utm_source
- [61] Siemens Energy, «Siemens Energy - Townsville grid stability». Acedido: 25 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/stories/Townsville-grid-stability.html>
- [62] M. Rezkalla, M. Pertl, e M. Marinelli, «Electric power system inertia: requirements, challenges and solutions», *Electr Eng*, vol. 100, n.º 4, pp. 2677–2693, ago. 2018, doi: 10.1007/s00202-018-0739-z.
- [63] F. J. Ribeiro, J. A. Peças Lopes, F. J. Soares, e A. G. Madureira, «VPP Participation in the FCR Cooperation Considering Opportunity Costs», *Applied Sciences*, vol. 14, n.º 7, Art. n.º 7, abr. 2024, doi: 10.3390/app14072985.
- [64] M. Ohrelius, M. Berg, R. Wreland Lindström, e G. Lindbergh, «Lifetime Limitations in Multi-Service Battery Energy Storage Systems», *Energies*, vol. 16, n.º 7, p. 3003, mar. 2023, doi: 10.3390/en16073003.
- [65] M. Fotopoulou, P. Padiaditis, N. Skopetou, D. Rakopoulos, S. Christopoulos, e A. Kartalidis, «A Review of the Energy Storage Systems of Non-Interconnected European Islands», *Sustainability*, vol. 16, n.º 4, p. 1572, fev. 2024, doi: 10.3390/su16041572.
- [66] F. O. Igbinovia, G. Fandi, Z. Muller, e J. Tlustý, «Reputation of the Synchronous Condenser Technology in Modern Power Grid», em *2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Guangzhou: IEEE, nov. 2018, pp. 2108–2115. doi: 10.1109/POWERCON.2018.8601540.
- [67] Siemens Energy, «Siemens Energy - Synchronous condenser (SC)». Acedido: 5 de dezembro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/synchronous-condenser.html>
- [68] H. Soleimani, D. Habibi, M. Ghahramani, e A. Aziz, «Strengthening Power Systems for Net Zero: A Review of the Role of Synchronous Condensers and Emerging Challenges», *Energies*, vol. 17, n.º 13, p. 3291, jul. 2024, doi: 10.3390/en17133291.
- [69] B. Singh, R. Saha, A. Chandra, e K. Al-Haddad, «Static synchronous compensators (STATCOM): a review», *IET Power Electron.*, vol. 2, n.º 4, pp. 297–324, jul. 2009, doi: 10.1049/iet-pel.2008.0034.
- [70] ABB, «Power Quality - Voltage Stabilisation for Industrial Grids and Wind Farms with STATCOM». ABB Switzerland Ltd – Jornadas Técnicas ABB en Chile 2013, maio de 2013.
- [71] P. Esteban, «Lifetime Extension Services for Static Var Compensators», em *Reimagining Utility of the Future*, em Session 1, track 18. Kuala Lumpur, Malaysia: Merus Power, set. 2018, p. 15.
- [72] Ingeteam, «INGEGRID Static Synchronous Compensator - Medium voltage - Air/Water Cooled». julho de 2023.
- [73] Siemens Energy, «Supporting Grid Stability - Building a New Energy System with Synchronous Condenser Conversion - White paper». Siemens Energy Global GmbH & Co. KG, 2024.
- [74] Andritz, «The negative impact of Variable Renewable Energy (VRE) on the power system stability - The renaissance of synchronous condensers», apresentado na 18th Energy Innovation Symposium (EnInnov2024), Graz University of Technology (TU Graz), Austria, 2024.

- [75] P. C. Krause e T. C. Krause, *Introduction to Modern Analysis of Electric Machines and Drives*, 1.^a ed. Wiley, 2022. doi: 10.1002/9781119908357.
- [76] J. A. Beza Carvalho e R. F. Mesquita Brandão, «Geradores Eólicos Características Elétricas», *Neutro à Terra - Instituto Superior de Engenharia do Porto*, n.º 9, pp. 19–25, 2012.
- [77] J. P. Sucena Paiva, *Redes de Energia Elétrica: Uma Análise Sistêmica*, 4.^a edição. em Ensino da Ciência e da Tecnologia. IST Press, 2015.
- [78] S. D. Umans e A. E. Fitzgerald, *Fitzgerald & Kingsley's electric machinery*, 7th ed. New York: McGraw-Hill Companies, 2014.
- [79] ABB, «Introduction to ABB Synchronous Condenser offering - A solution to improve grid strength». 16 de dezembro de 2020.
- [80] T. U. Okeke e R. G. Zaher, «Flexible AC Transmission Systems (FACTS)», em *2013 International Conference on New Concepts in Smart Cities: Fostering Public and Private Alliances (SmartMILE)*, Gijon, Spain: IEEE, dez. 2013, pp. 1–4. doi: 10.1109/SmartMILE.2013.6708208.
- [81] Siemens Energy, «Flexible AC transmission systems (FACTS) - Siemens Energy». Acedido: 8 de dezembro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product-offerings/flexible-ac-transmission-systems.html>
- [82] Ingeteam, «Flexible AC Transmission Systems (FACTS) - Ingeteam». Acedido: 8 de dezembro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.ingeteam.com/en-us/marketing/flexible-ac-transmission-systems-facts.aspx>
- [83] Andritz, «Boosting inertia of Synchronous condensers - Flywheels». Acedido: 8 de dezembro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.andritz.com/hydro-en/hydronews/hn36/technology-flywheels>
- [84] H. Qamar, H. Qamar, A. Vaccaro, e N. Ahmed, «Reactive power control for voltage regulation in the presence of massive pervasion of distributed generators», em *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Milan, Italy: IEEE, jun. 2017, pp. 1–5. doi: 10.1109/EEEIC.2017.7977800.
- [85] F. M. Barbosa, «O trânsito de potências em Sistemas Elétricos de Energia». 2018.
- [86] NERC, «Integrating Inverter-Based Resources into Low Short Circuit Strength Systems - Reliability Guideline». NERC (North American Electric Reliability Corporation), dezembro de 2017.
- [87] G. M. G. Guerreiro *et al.*, «Re-thinking Short-Circuit Current Contribution from Type IV Wind Turbines: A Perspective into How Standardization Can Be Improved», em *2024 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Seattle, WA, USA: IEEE, jul. 2024, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM51994.2024.10688914.
- [88] B. de Metz-Noblat, F. Dumas, e C. Poulain, «Cahier technique no. 158 - Calculation of short-circuit currents». Schneider Electric, setembro de 2005.
- [89] A. Ordone, A. Sanchez-Ruiz, M. Zubiaga, F. J. Asensio, e J. A. Cortajarena, «Current limiting strategies for grid forming inverters under low voltage ride through», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 202, p. 114657, 2024, doi: 10.1016/j.rser.2024.114657.

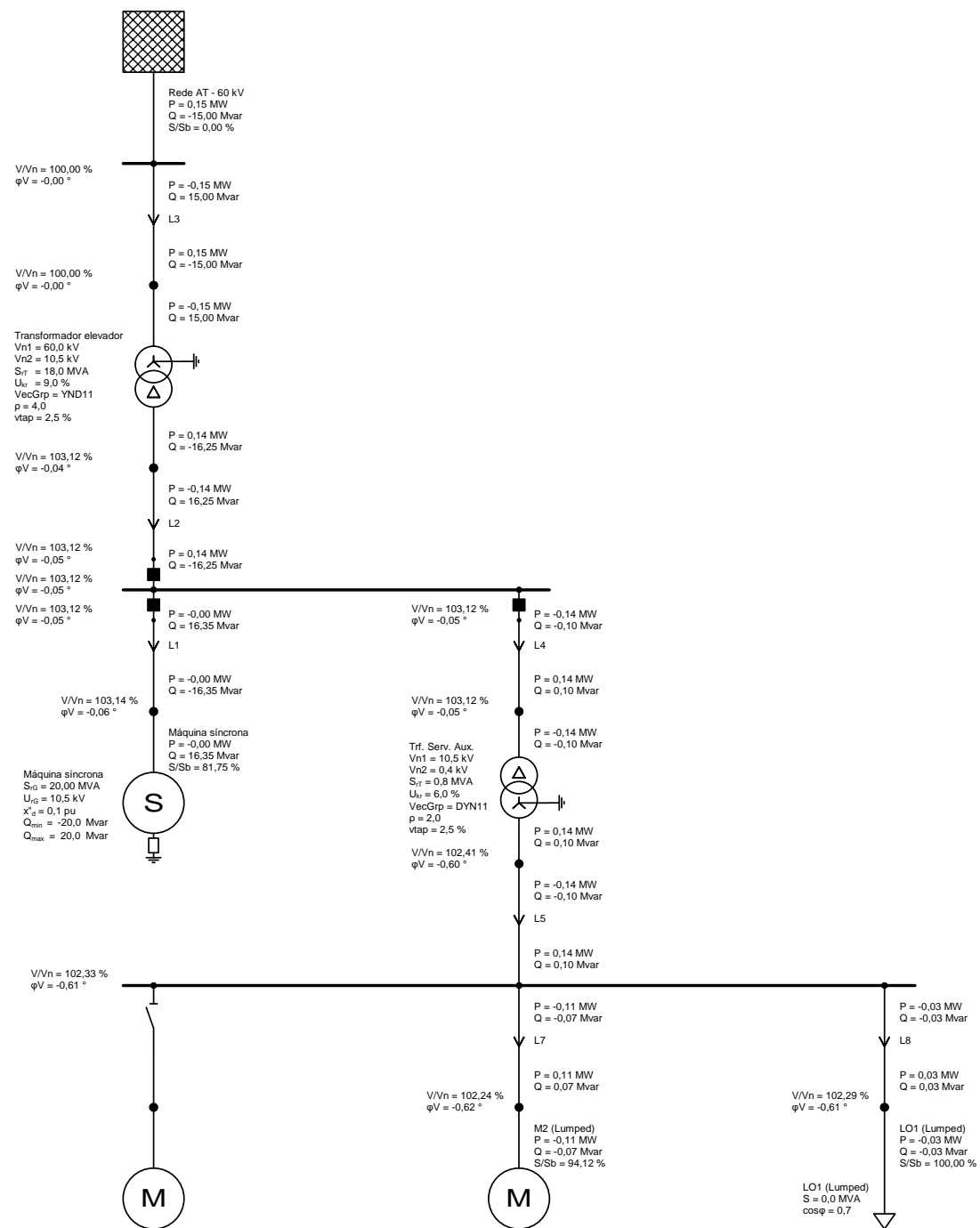
- [90] ENTSO-E, «ENTSO-E | Synchronous Condensers». Acedido: 28 de março de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/synchronous-condenser>
- [91] A. Deecke, «Synchronous Condenser - conversion projects». Siemens Energy, 2023.
- [92] Siemens Energy, «Flywheels for ElectraNet substation - Siemens Energy». Acedido: 27 de dezembro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/stories/flywheels-for-electranet-substation.html>
- [93] D. Valentín, A. Presas, C. Valero, M. Egusquiza, e E. Egusquiza, «Synchronous condenser operation in Francis turbines: Effects in the runner stress and machine vibration», *Renewable Energy*, vol. 146, pp. 890–900, fev. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.07.041.
- [94] REN, «Prorrogação do Contrato de Serviço em Modo Exclusivo de Compensação Síncrona relativo às Centrais Hidroelétricas de Alqueva – V. proposta comunicada através de mensagem de correio eletrónico de 22-05-2024». REN, 18 de junho de 2024.
- [95] A. Sangwongwanich, Y. Yang, D. Sera, e F. Blaabjerg, «Lifetime Evaluation of Grid-Connected PV Inverters Considering Panel Degradation Rates and Installation Sites», *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, n.º 2, pp. 1225–1236, 2018, doi: 10.1109/TPEL.2017.2678169.
- [96] X. Yu, F. Iannuzzo, e D. Zhou, «Model-Based Thermal Stress and Lifetime Estimation of DFIG Wind Power Converter», *Energies*, vol. 17, n.º 14, p. 3451, jul. 2024, doi: 10.3390/en17143451.
- [97] M. Borges Pereira, «Improving Stability of Reduced Inertia Transmission Systems», Master in Electric and Computer Engineering - Energy Major, FEUP (Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto), Porto, Portugal, 2023.
- [98] S. Mehta e V. Rao Bitra, «Synchronous Condenser - A novel solution for grid stability for integration of renewables (Version 2.0)». NTPC Ltd., 9 de maio de 2024.
- [99] Z. Sun *et al.*, «Hierarchical Optimization Configuration Strategy of Synchronous Condenser in High Penetration Wind Power Sending Systems», *Electronics*, vol. 13, n.º 22, p. 4359, nov. 2024, doi: 10.3390/electronics13224359.
- [100] L. Pagnier e P. Jacquod, «Optimal Placement of Inertia and Primary Control: A Matrix Perturbation Theory Approach», *IEEE Access*, vol. 7, pp. 145889–145900, out. 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2945475.
- [101] C. Li, M. Liu, Y. Guo, H. Ma, H. Wang, e X. Yuan, «Cost Analysis of Synchronous Condenser Transformed from Thermal Unit Based on LCC Theory», *Processes*, vol. 10, n.º 9, p. 1887, set. 2022, doi: 10.3390/pr10091887.
- [102] EDP, «Central Termoelétrica de Lares - Pedido de renovação da licença ambiental». maio de 2020.
- [103] ELECGAS, «ELECGAS - Apresentação - Central Termoelétrica do Pego», ELECGAS. Acedido: 4 de abril de 2025. [Online]. Disponível em: <http://www.elecgas.pt/pt/Apresentacao/Elecgas/Projeto/Paginas/Projeto>
- [104] Quadrante, «Compensador síncrono da Madeira - Programa preliminar - Memória descritiva e justificativa (revisão 01)». EEM - Empresa de Eletricidade da Madeira, 22 de junho de 2022.
- [105] M. Bamber *et al.*, «PROTECTION & AUTOMATION application guide». GE Grid Solutions, 2016.

- [106] Siemens Energy, «Instalação de um compensador síncrono na ilha da Madeira - Estudo do trânsito de potências». Documento protegido por direitos de autor (disponível para consulta no ato público de defesa), 26 de agosto de 2022.
- [107] R. M. Gomes Nunes, «Manutenção no Centro de Produção de Eletricidade do Pego», Relatório de estágio para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica, Instituto Politécnico de Tomar - Escola Superior de Tecnologia de Tomar, Tomar, 2021.
- [108] ERSE, «Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás», *Regulamento n.º 826/2023, publicado no Diário da República, 2ª Série, n.º 146, de 28 de julho de 2023*, jul. 2023.
- [109] Uniper, «Energy Transformation Hub - Killingholme», Uniper. Acedido: 19 de abril de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.uniper.energy/solutions/energy-transformation-hubs/energy-transformation-hub-killingholme>
- [110] A. Deecke e Siemens AG, «Usage of existing power plants as synchronous condenser», 2015.
- [111] EPRI, «Turbine-Generator Topics for Power Plant Engineers - Converting a Synchronous Generator for Operation as a Synchronous Condenser», California, USA, Technical Update 3002002902, mar. 2014.
- [112] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia, «Regulamento (UE) 2023/1230 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 14 de junho de 2023, relativo às máquinas e que revoga a Diretiva 2006/42/CE do Parlamento Europeu e do Conselho e a Diretiva 73/361/CEE do Conselho». Jornal Oficial da União Europeia, 29 de junho de 2023.
- [113] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia, «Diretiva 2014/34/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de fevereiro de 2014, relativa à harmonização da legislação dos Estados-Membros relativa a aparelhos e sistemas de proteção destinados a ser utilizados em atmosferas potencialmente explosivas (reformulação)». Jornal Oficial da União Europeia, 29 de março de 2014.
- [114] Documento de trabalho do subgrupo de trabalho MACHEX (MACHEX Sub-WG) «Modificações de máquinas em uso», «Modificações de máquinas em uso com e sem marcação “CE”». European Commission, 6 de abril de 2018.
- [115] The Government of New South Wales, Australia, «Hazardous Industry Planning Advisory Paper No 8 – HAZOP Guidelines». State of New South Wales through the Department of Planning, janeiro de 2011.
- [116] Office for Product Safety & Standards - UK government, «Statutory guidance - Supply of Machinery (Safety) Regulations 2008: Great Britain - Updated 24 March 2025», GOV.UK. Acedido: 31 de maio de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/publications/supply-of-machinery-safety-regulations-2008/supply-of-machinery-safety-regulations-2008-great-britain#legislative-background>
- [117] IEC, «Overview of IEC 61508 & Functional Safety». International Electrotechnical Commission, 2022.
- [118] ElectroMechanical Engineering Associates, Inc., «Synchronous Condenser Conversions». janeiro de 2017.
- [119] ABB, «ACS2000 AFE 1MVA User Manual». ABB Sp. z o.o. - System Drives, julho de 2020.

- [120] A. Giraldi, M. Rebolini, e A. Iliceto, «Use of Static Frequency Converters for Starting Gas Turbines of Combined Cycle Plants», em *The First International Conference on Applications of Industrial Electronics Systems*, Jerusalem: IEEE, 1990, pp. 101–105. doi: 10.1109/AIES.1990.666345.
- [121] X. Shi, H. Huang, T. Liu, W. Mu, e J. Zhao, «Optimized idling grid-connection strategy for synchronous condenser», *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, vol. 28, n.º 5, set. 2020, doi: 10.3906/elk-1907-139.
- [122] NESO, «Electrical standard - Synchronising and voltage selection - TS 3.24.60 (RES) - Issue 2». National Energy System Operator for Great Britain, janeiro de 2018.
- [123] Siemens Energy, «Feed study - Conversion to synchronous condenser - Puente Nuevo». Documento protegido por direitos de autor (disponível para consulta no ato público de defesa), 25 de março de 2022.
- [124] Hitachi Energy, «Generator circuit-breakers - Portfolio». Hitachi Energy Ltd, 2024.
- [125] Siemens AG, «Generator Circuit-Breaker Switchgear - HB3 catalog». Smart Infrastructure - Electrification & Automation, março de 2025.
- [126] Hitachi Energy, «Generator circuit-breakers for synchronous compensator plants - Whitepaper». Hitachi Energy Ltd, 2022.
- [127] A. Deecke, «E3000 – Electrical Systems and Solutions». Siemens AG, 2015.
- [128] G. MAIER e S. KADAM, «A1 - Design aspects of synchronous condensers», *CIGRE Science & Engineering*, n.º CSE 035, p. 22, dez. 2024.
- [129] N. Nicolau, «Excitação sem escovas de geradores síncronos: Estudo de modelos e otimização de controlo», Dissertação para obter o Grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, IST (Instituto Superior Técnico) - Universidade de Lisboa, Lisboa, Portugal, 2016.
- [130] Energy-Efficient Transformer Expert Taskforce, «Accelerating the Global Adoption of ENERGY-EFFICIENT TRANSFORMERS». UN Environment, U4E - Economy Division - Energy & Climate Branch, 2017.
- [131] F. de Morais, «Análise dos Sistemas de Armazenamento de Energia com Base em Baterias no Desempenho de Centrais Termoelétricas de Ciclo Combinado», Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica, ISEL (Instituto Superior de Engenharia de Lisboa), Lisboa, Portugal, 2022.
- [132] A. Roux, B. Bekker, e A. Dalton, «Synchronous condensers as a viable inertia support mechanism on the future South African grid», *Energy for Sustainable Development*, vol. 69, pp. 192–201, jul. 2022, doi: 10.1016/j.esd.2022.06.010.
- [133] NGESO, «Frequently Asked Questions Stability Pathfinder - Phase 1». National Grid Electricity System Operator (NGESO), 17 de dezembro de 2019.
- [134] M. TOMLINSON, F. JOOSTE, U. MINNAAR, e W. FARMER, «Repurposing coal power station generators as synchronous condensers on the South African grid», *CIGRE Science & Engineering*, n.º CSE 033, p. 44, jun. 2024.
- [135] Beyond Fossil Fuels, «Beyond Fossil Fuels: European Gas Plant Database». 22 de abril de 2025. [Online]. Disponível em: <https://beyondfossilfuels.org/gas/>

- [136] ERSE, «Relatório da consulta pública n.º 124 sobre a proposta de repartição do financiamento dos custos com a Tarifa Social em 2025 e ajustamentos de anos anteriores». 20 de dezembro de 2024.
- [137] DGEG, «Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2025-2040 (RMSA-E 2024)». 18 de fevereiro de 2025.
- [138] Siemens Energy, «Estudo de viabilidade da conversão em compensador síncrono de uma central termoelétrica da zona síncrona da Austrália – Relatório Final». Documento protegido por direitos de autor (disponível para consulta no ato público de defesa), 14 de dezembro de 2021.
- [139] General Electric, «Fact sheet - SEMIPOL® D4.2 Controller Upgrade». 2021.
- [140] Siemens, «GT Electrical Load Profile Document - Power plant in Australia». 16 de outubro de 2009.
- [141] AEMO, «Victorian System Strength Requirement», Regulatory Investment Test for Transmission - Project Assessment Conclusions Report (PACR), ago. 2025.
- [142] Transgrid, «Meeting system strength requirements in NSW», Regulatory Investment Test for Transmission - Project Assessment Conclusions Report (PACR), jul. 2025.
- [143] AEMC, «Directions Paper - Efficient provision of inertia». 12 de dezembro de 2024.

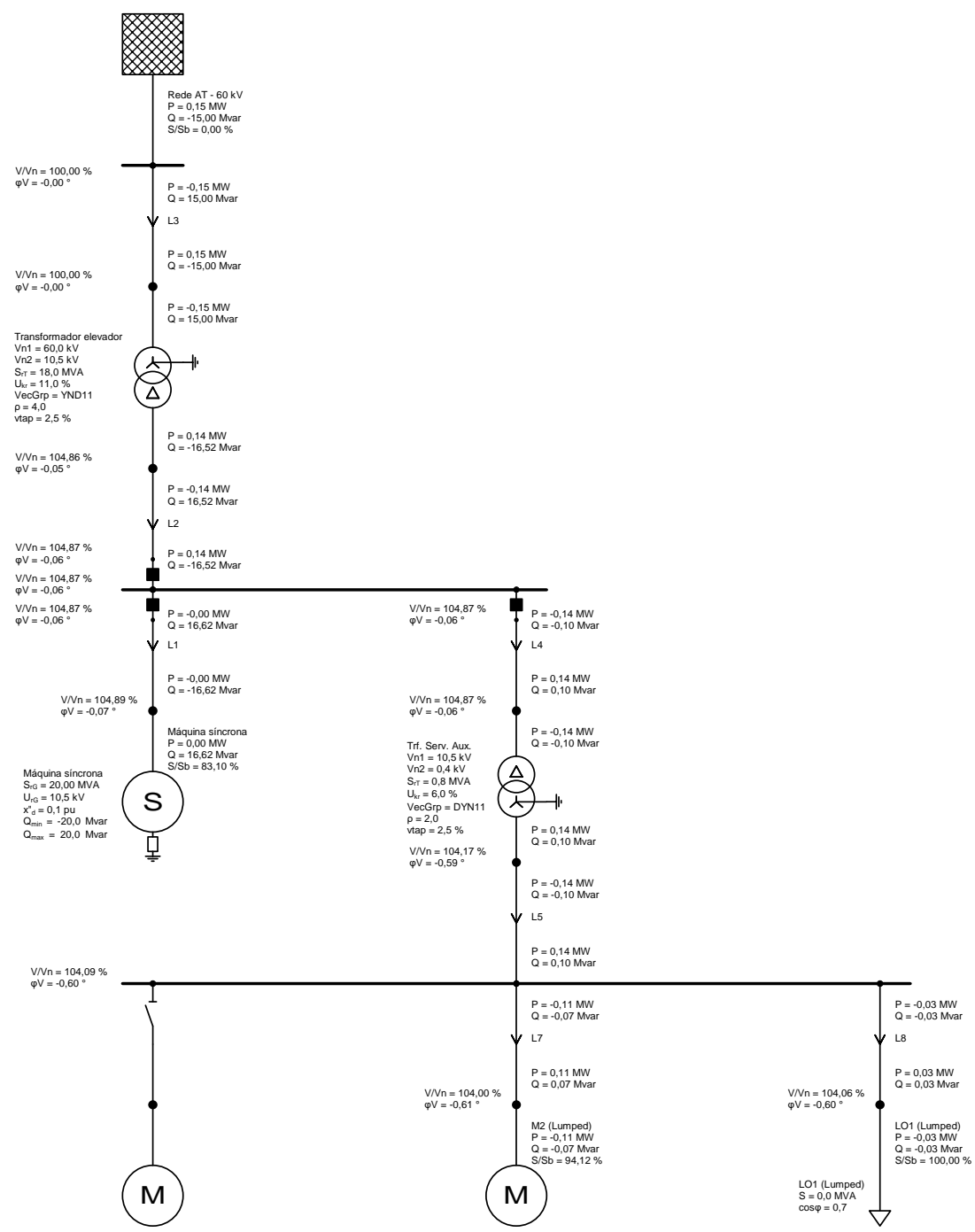
Anexo I. Modelização de compensador síncrono na ilha da Madeira – estudo do trânsito de potência reativa



Cenário de sobre-excitação

$$Q_{Máq. \text{ sin.}} = 16,35 \text{ MVAR}$$

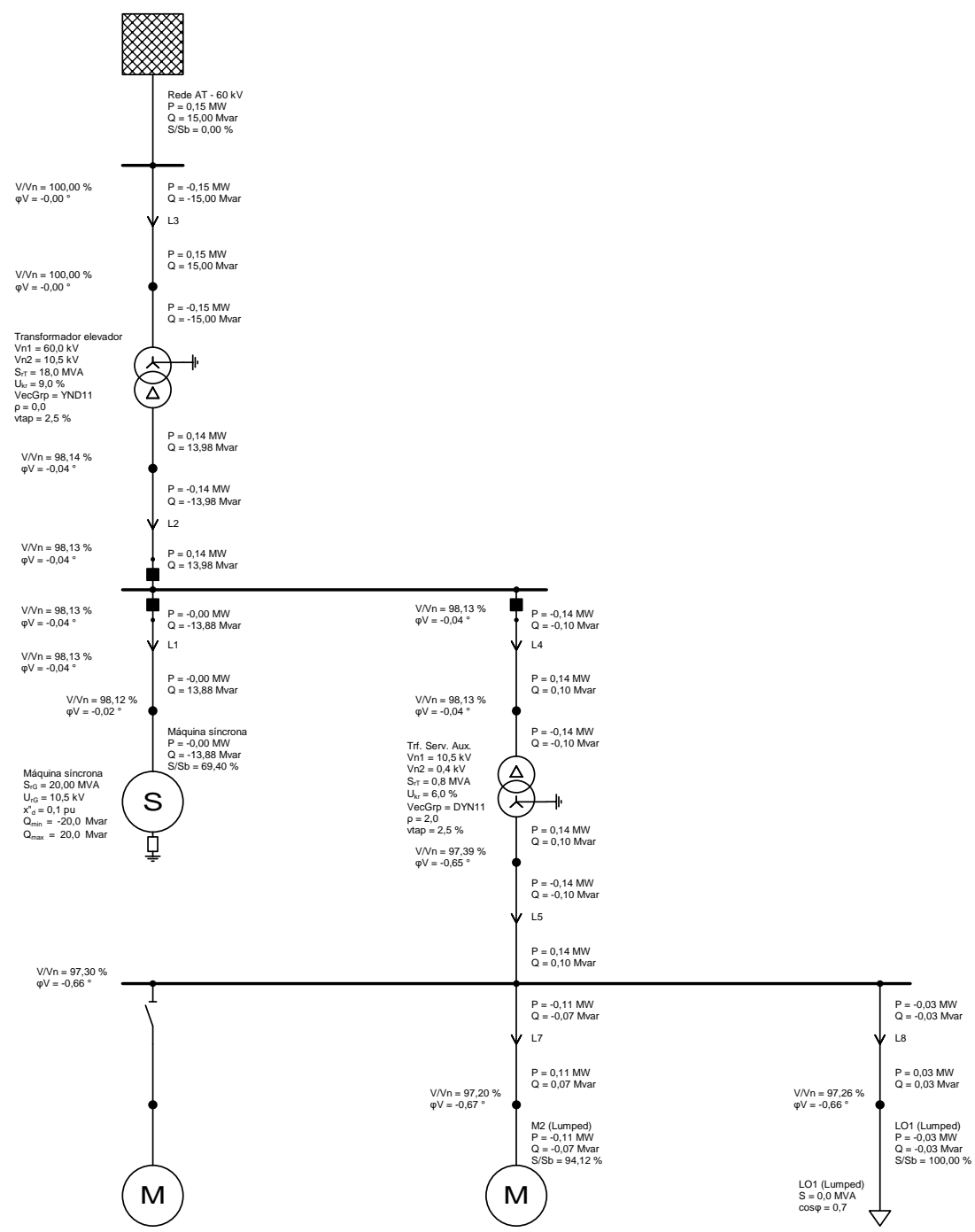
$$u_{kr} = 9\%$$



Cenário de sobre-excitação

$$Q_{M\acute{a}q. \text{ sin.}} = 16,62 \text{ MVar}$$

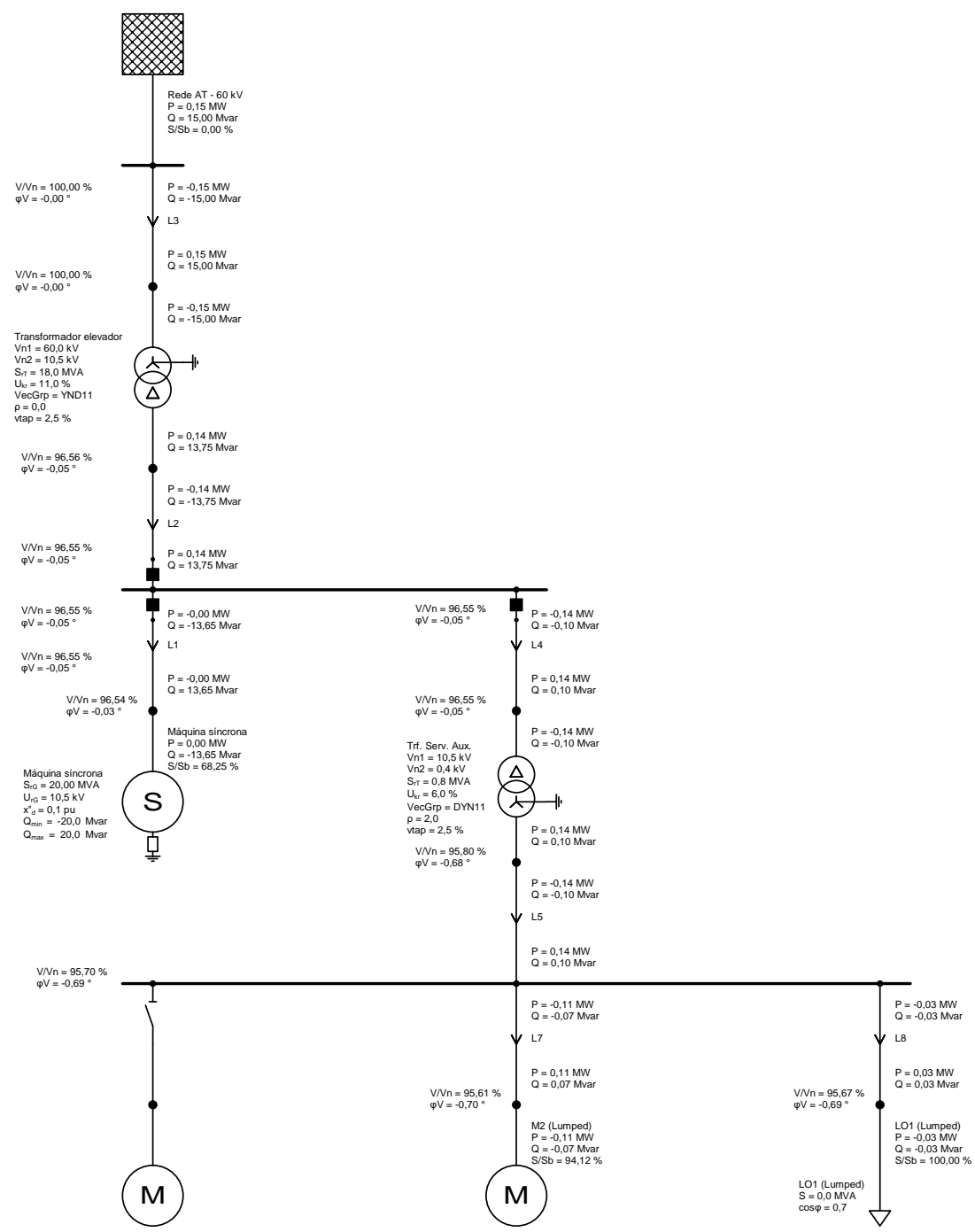
$$u_{kr} = 11\%$$



Cenário de sub-excitação

$$Q_{Máq. \text{ sín.}} = -13,88 \text{ MVAR}$$

$$u_{kr} = 9\%$$

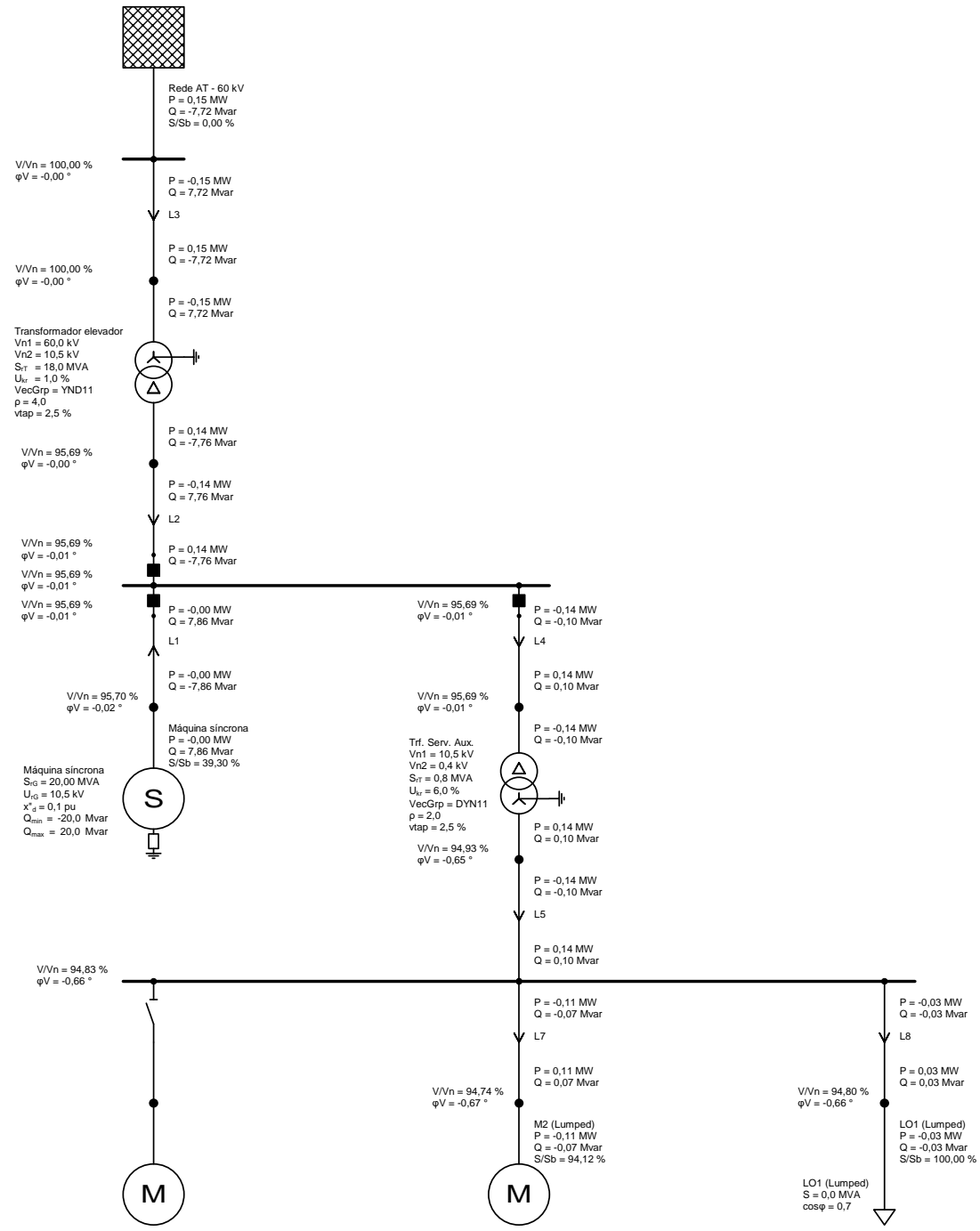


Cenário de sub-excitação

$$Q_{Máq. \text{ sín.}} = -13,65 \text{ MVar}$$

$$u_{kr} = 11\%$$

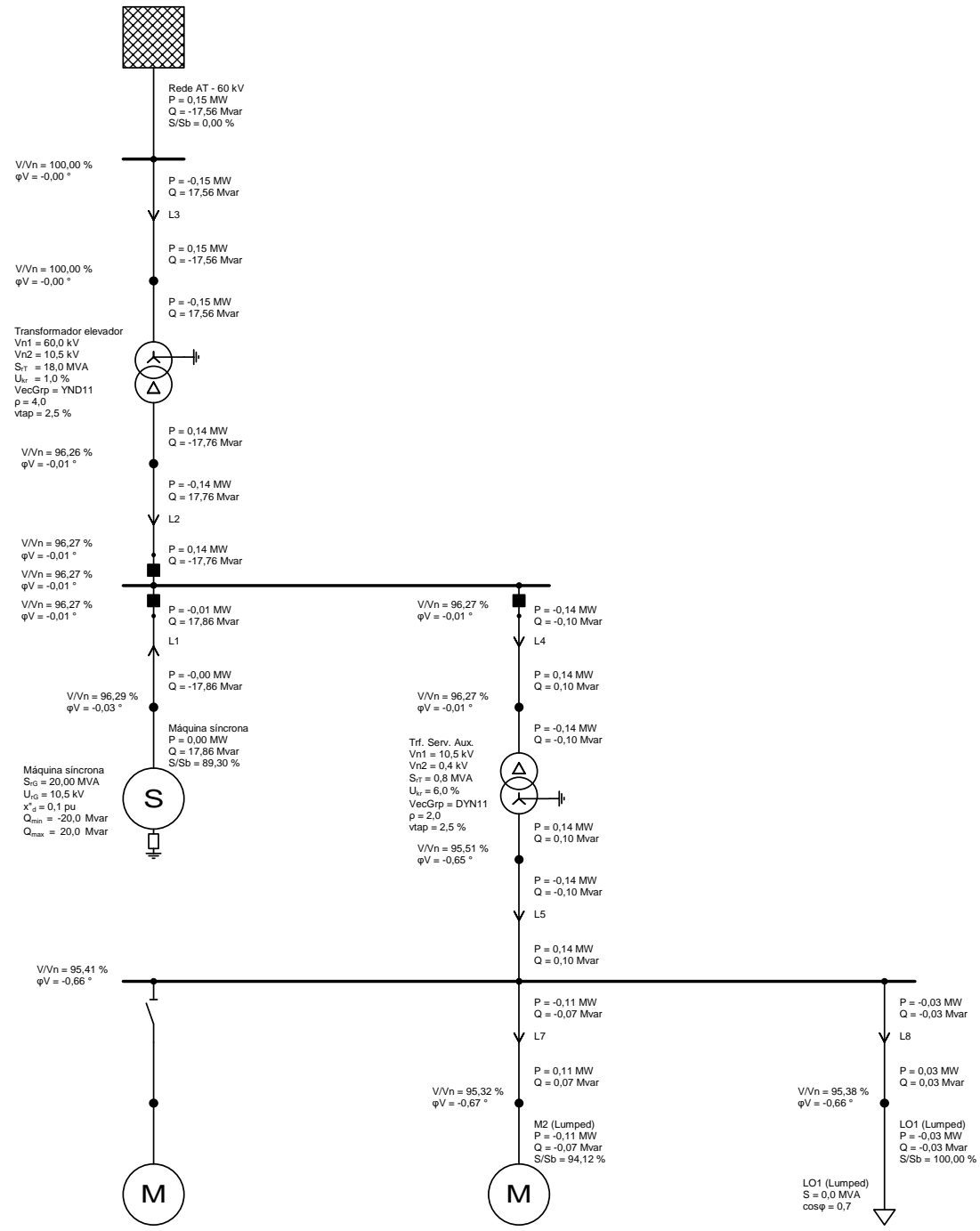
**Anexo II. Modelização de compensador síncrono na ilha da Madeira –
impacto da tensão de curto-circuito de um transformador elevador no
desacoplamento e no controlo de tensão**



Cenário de sobre-excitação

$\Delta Q_{Máq. \text{ sin.}} =$ Condições referência

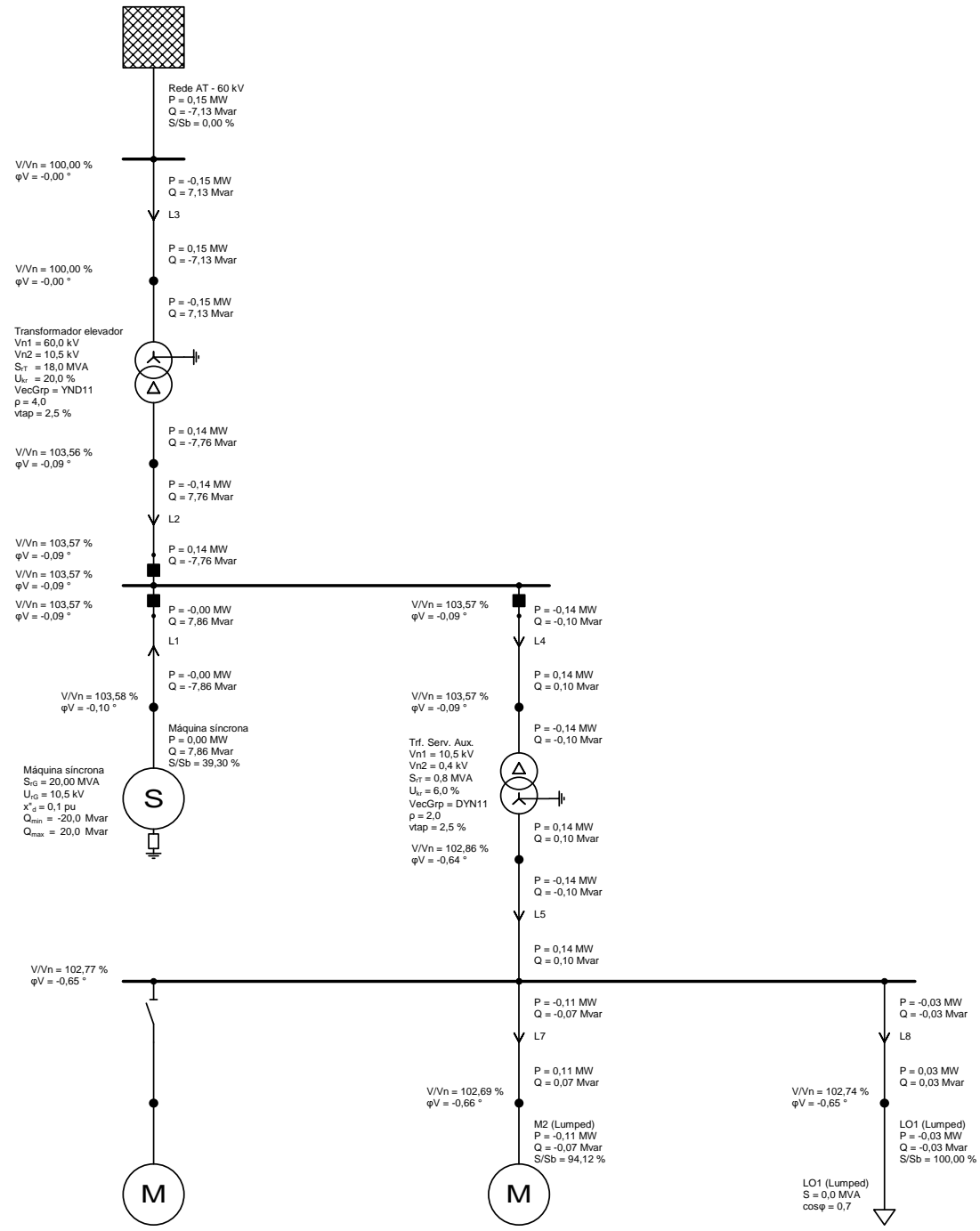
$u_{kr} = 1\%$



Cenário de sobre-excitação

$$\Delta Q_{Máq. \text{ sin.}} = 10 \text{ MVAR}$$

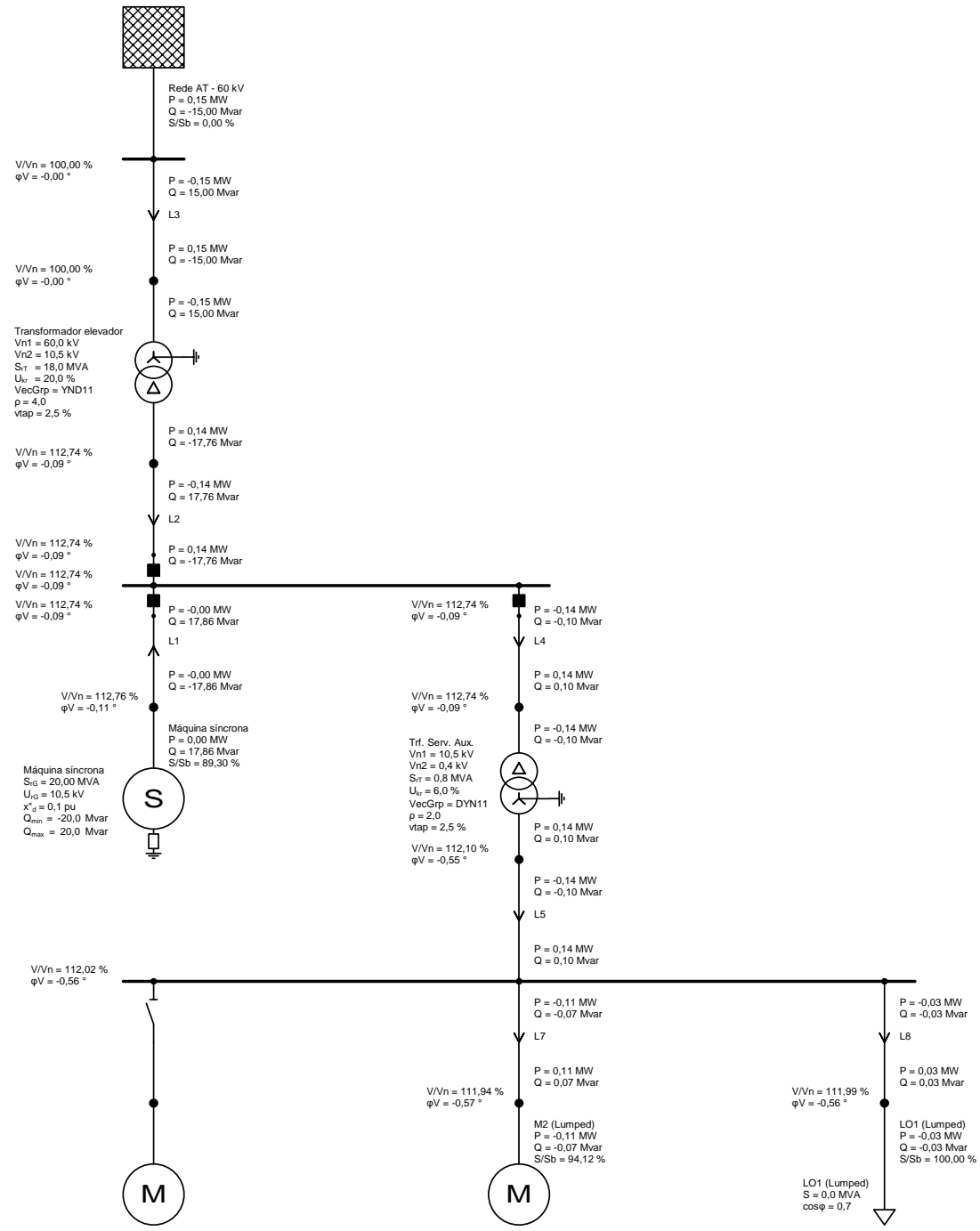
$$u_{kr} = 1 \%$$



Cenário de sobre-excitação

$\Delta Q_{Máq. \text{ sin.}} =$ Condições referência

$u_{kr} = 20\%$

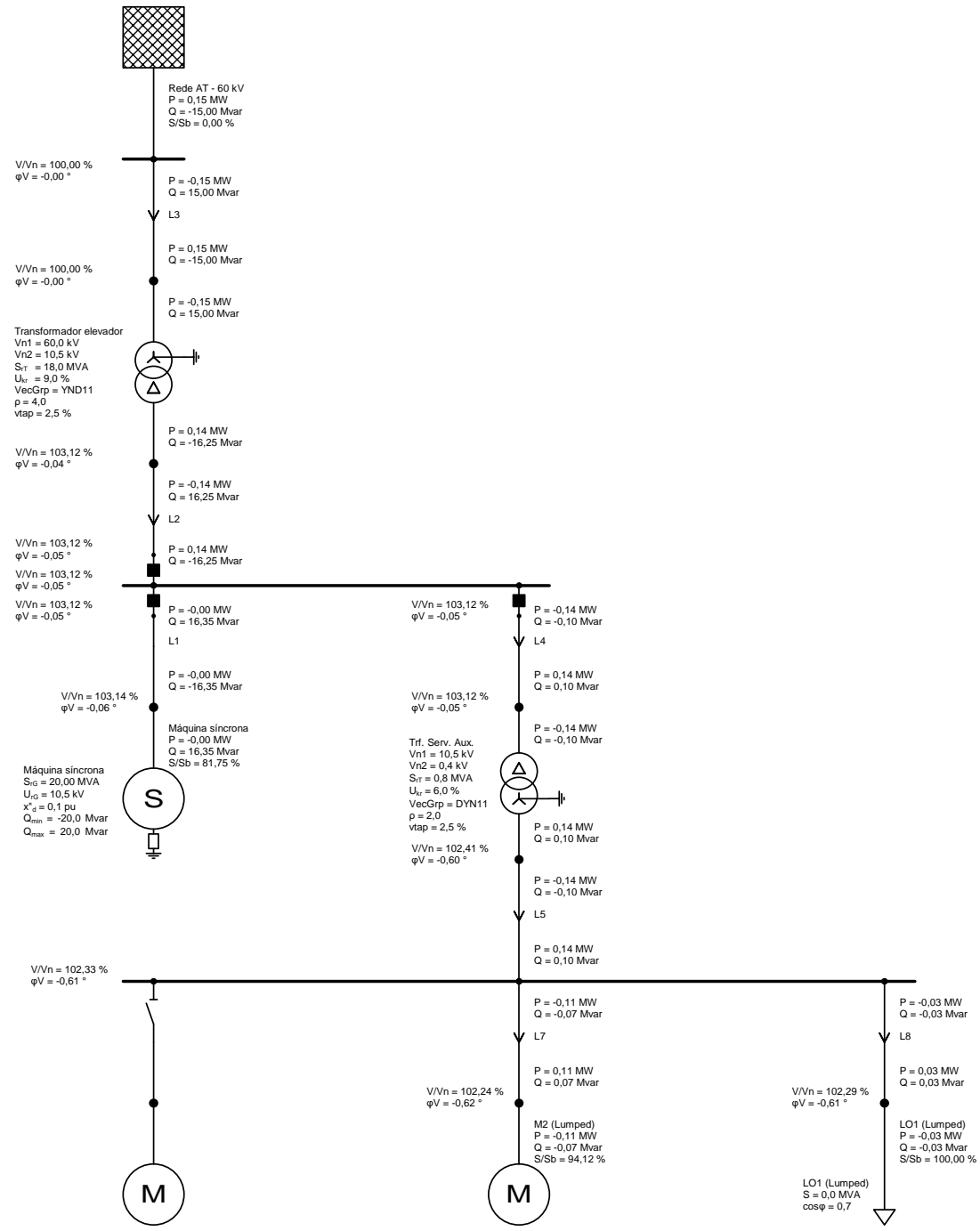


Cenário de sobre-excitação

$$\Delta Q_{Máq. \text{ sin.}} = 10 \text{ MVAR}$$

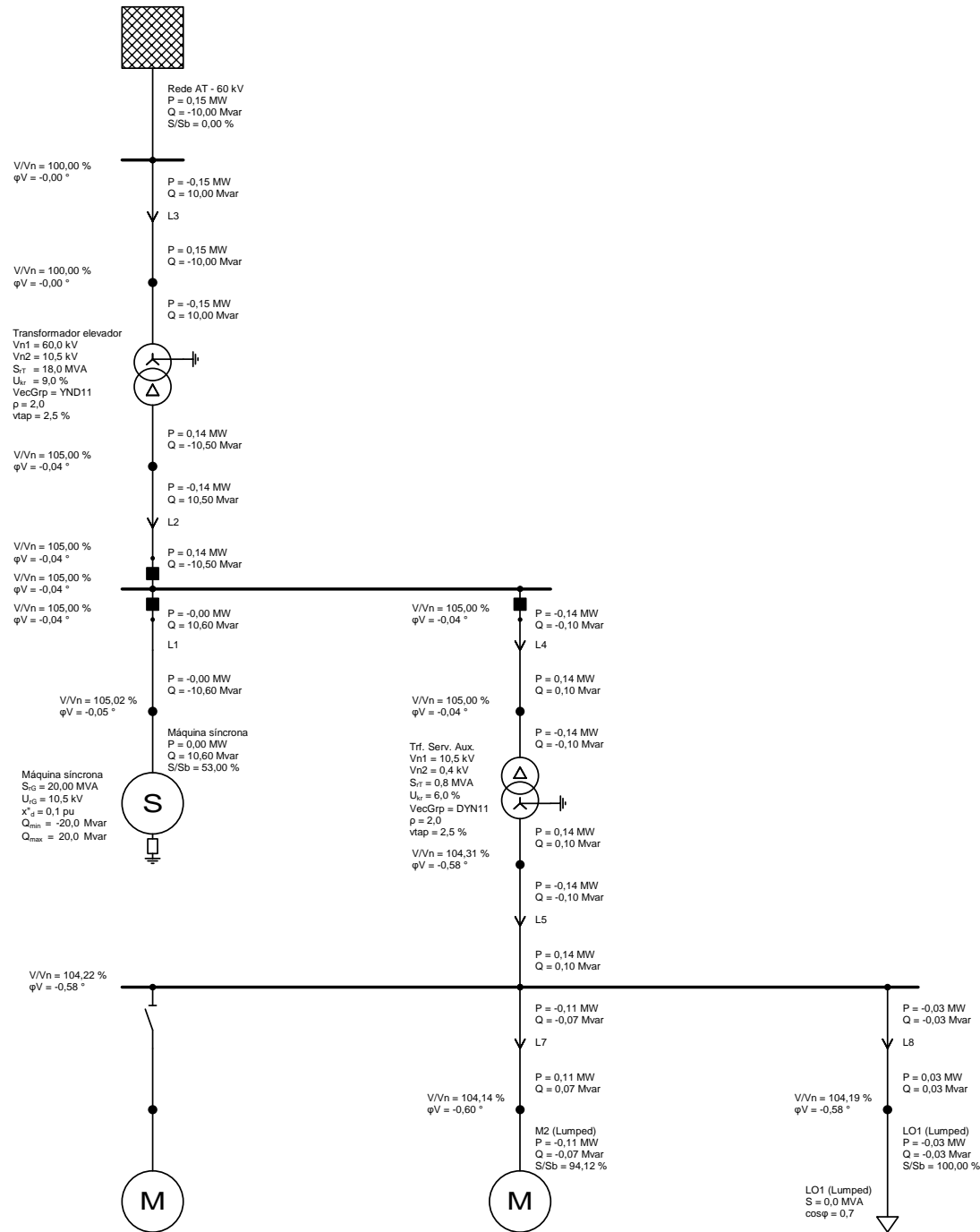
$$u_{kr} = 20\%$$

**Anexo III. Modelização de compensador síncrono na ilha da Madeira –
impacto do comutador em carga no contributo de potência reativa e no
controlo de tensão do compensador síncrono**



Cenário:

- Comutador em carga
- $\frac{U_{rG}}{U_{nominal}} = \text{Máximo } 5\%$
- $u_{kr} = 9\%$



Cenário:

- Comutação fixa
- $\frac{U_{rG}}{U_{nominal}} = \text{Máximo } 5\%$
- $u_{kr} = 9\%$

Anexo IV. Estudo de caso – diagrama unifilar da central termoelétrica

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

Declaro ter conduzido este trabalho académico com integridade. Não plagiei ou apliquei qualquer forma de uso indevido de informações ou falsificação de resultados ao longo do processo que levou à sua elaboração.

Declaro que o trabalho apresentado neste documento é original e de minha autoria, não tendo sido utilizado anteriormente para nenhum outro fim.

Declaro ainda que tenho pleno conhecimento do Código de Conduta Ética do P.PORTO.

ISEP, Porto, 30 de setembro de 2025

António Tiago Ribeiro Mendes

António Tiago Ribeiro Mendes