

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Supercondensadores para controlo de frequência – modelização e análise de impacto no sistema elétrico

Rafael Duarte da Rocha



Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Maria Helena Osório Pestana de Vasconcelos

28 de julho de 2026

Supercondensadores para controlo de frequência – modelização e análise de impacto no sistema elétrico

Rafael Duarte da Rocha

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Aprovado em provas públicas pelo Júri:

Presidente: Prof. Bernardo Marques Amaral Silva

Arguente: Prof. Fernanda de Oliveira Resende

Vogal: Prof. Maria Helena Osório Pestana de Vasconcelos

28 de julho de 2026

Sumário

A estabilidade de frequência em sistemas elétricos isolados de pequena dimensão constitui um desafio crescente, particularmente num contexto de elevada penetração de fontes de energia renovável e consequentemente na redução da inércia física. Nestes sistemas, a ocorrência de perturbações pode originar desvios de frequência significativos e elevadas taxas de variação da frequência, comprometendo a operação segura do sistema elétrico. O controlo primário de frequência assume, assim, um papel fundamental na mitigação destes efeitos nos primeiros segundos após a perturbação.

Atualmente, os sistemas de armazenamento de energia baseados em baterias de iões de lítio são a tecnologia de armazenamento dominante para aplicações de suporte à frequência. No entanto, os supercondensadores apresentam características intrínsecas particularmente adequadas para a regulação primária de frequência, como tempos de resposta extremamente rápidos, elevada densidade de potência e elevado número de ciclos de carga/descarga ao longo da vida útil. Estas características tornam esta tecnologia uma alternativa promissora, especialmente em sistemas isolados com baixa inércia.

O objetivo deste trabalho consiste na identificação do nível adequado de aproximação a considerar na modelização de supercondensadores quando utilizados em estudos de controlo de frequência de sistemas elétricos isolados. Como caso de estudo é usado um sistema elétrico baseado nas características do existente na ilha da Graciosa. O sistema elétrico é modelizado de forma simplificada, através de modelo com um único barramento, mas que permite analisar a dinâmica global da frequência elétrica do sistema.

O trabalho desenvolvido inclui uma revisão crítica do estado da arte sobre modelos de supercondensadores quando utilizados em estudos de estabilidade de frequência. Tendo os modelos do estado de arte como referência, investiga-se neste trabalho o grau de simplificação que pode ser adotado na modelização do supercondensador sem perda de rigor na evolução temporal da frequência do sistema, na sequência de uma perda de produção.

Os resultados obtidos evidenciam que a consideração do circuito elétrico do supercondensador introduz alterações relevantes na evolução do seu estado de carga. Caso o limite de carga seja atingido durante o período em análise, esta abordagem melhora de forma relevante a precisão da representação do comportamento da frequência a partir do momento que é ativada a limitação de potência do supercondensador. Por outro lado, a aproximação baseada na assunção de uma capacitância constante permite obter um modelo mais simples sem perda de rigor na análise.

Os desenvolvimentos futuros propostos focam-se na validação experimental dos modelos através de ensaios reais e controlados e na análise do comportamento do supercondensador perante outras perturbações severas na rede, tais como curto-circuito.

Abstract

Frequency stability in small isolated power systems is an increasingly critical issue, particularly in the context of high renewable energy penetration and the consequent reduction of synchronous inertia. In such systems, disturbances may lead to significant frequency deviations and high rates of change of frequency, threatening secure system operation. Primary frequency control therefore plays a crucial role in mitigating these effects during the first seconds following a disturbance.

Currently, lithium-ion battery-based energy storage systems represent the dominant energy storage technology for frequency support applications. However, supercapacitors exhibit intrinsic characteristics that make them especially suitable for primary frequency regulation, namely extremely fast response time, high power density and high number of charge-discharge cycles. These features make supercapacitors a promising alternative, particularly in low-inertia isolated power systems.

The objective of this work consists of identifying the appropriate level of approximation to be considered in modeling supercapacitors when used in frequency control studies for isolated electrical systems, using a case study based on the characteristics of the Graciosa island power system. The system is modeled in a simplified manner using a single-bus equivalent which nevertheless, allows the analysis of the overall power system frequency dynamics.

The work developed includes a critical review of the state of the art on supercapacitor models when used in frequency stability studies. Taking the state of the art models as reference, this study researches the degree of simplification that can be adopted in supercapacitor modeling without losing accuracy in the system's frequency time response following a generation loss.

The obtained results demonstrate that considering the electrical circuit of the supercapacitor introduces significant changes in the evolution of its state of charge. If the charge limit is reached during the analyzed period, this approach considerably improves the accuracy of the frequency behavior representation from the moment the supercapacitor's power limitation is activated. On the other hand, in cases where the charge limit is not reached, the approximation based on the assumption of a constant capacitance provides a simpler model without any loss of accuracy in the analysis.

The proposed future developments focus on the experimental validation of the models through real and controlled trials, as well as the analysis of the supercapacitor's behavior under other severe network disturbances, such as short-circuits.

Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU

Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas constituem um modelo global partilhado para alcançar um futuro mais sustentável, resiliente e próspero. Esta agenda universal é composta por 17 objetivos interligados, desenhados para dar resposta aos desafios mais prementes da humanidade, incluindo a erradicação da pobreza, a mitigação das alterações climáticas, a degradação ambiental, a inovação de infraestruturas e a transição energética justa.

No contexto desta dissertação, o estudo do nível adequado de aproximação a considerar na modelização do supercondensador para regulação primária de frequência e o seu impacto em redes elétricas isoladas de baixa inércia contribui diretamente para o cumprimento das metas globais estabelecidas pela ONU, com particular incidência nos seguintes objetivos específicos:

SDG 7 Garantir o acesso a fontes de energia fiáveis sustentáveis, modernas e acessíveis para todos

SDG 13 Adotar medidas urgentes para combater as alterações climáticas e os seus impactos globais

ODS	Alvo	Contributo do Trabalho	Métricas e Indicadores de Desempenho
7	7.1	A integração de supercondensadores aumenta a fiabilidade da rede elétrica, permitindo a substituição de produção a partir de combustíveis fósseis por produção renovável.	Diminuição dos custos de eletricidade e das emissões de carbono em áreas que dependam consideravelmente de combustíveis fósseis.
	7.2	A modelização adequada do supercondensador suporta a integração segura de fontes renováveis, como solar e eólica, em sistemas isolados.	Quota de energia renovável integrada na rede sem violação de limites operacionais.
13	13.2	A modelização correta do supercondensador permite a integração segura de fontes renováveis em zonas com elevada dependência de combustíveis fósseis.	Redução das emissões de CO2 provenientes do consumo de combustíveis fósseis.

Agradecimentos

À medida que dou por concluída esta etapa fundamental do meu percurso académico, não posso deixar de apresentar a minha gratidão a todos aqueles que contribuíram para a realização e enriquecimento desta dissertação.

Em primeiro lugar, expresso o meu sincero agradecimento à minha orientadora, Professora Maria Helena Osório Pestana de Vasconcelos, pela oportunidade, pelo voto de confiança e pela excelente orientação ao longo de todo o desenvolvimento desta dissertação. A sua disponibilidade, o seu rigor científico e as suas críticas construtivas foram pilares fundamentais para superar os desafios encontrados ao longo desta dissertação.

À Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), em particular ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, agradeço pelas condições e infraestruturas disponibilizadas, bem como a todo o corpo docente que me acompanhou e transmitiu conhecimento ao longo dos anos de mestrado.

Aos meus colegas de curso e amigos de faculdade, agradeço pela ajuda constante, pelas palavras de incentivo nos momentos de maior cansaço e por tornarem estes anos letivos numa experiência inesquecível.

Por fim, gostaria de agradecer também à minha família. Especialmente aos meus pais, pelo apoio incondicional, pelos sacrifícios realizados, por me darem esta oportunidade e acreditarem sempre nas minhas capacidades, servindo de apoio durante todas as fases da minha vida.

Rafael Duarte da Rocha

Índice

Nomenclatura	xi
1 Introdução	1
1.1 Contexto	1
1.2 Motivação e Objetivos do Trabalho	2
1.3 Estrutura da Tese	4
2 Estado da Arte	5
2.1 Desafios em Sistemas Isolados	5
2.1.1 O Problema da Baixa Inércia	5
2.1.2 Controlo Primário de Frequência	8
2.2 Tecnologias de Armazenamento para Resposta Rápida	9
2.2.1 Princípios de Funcionamento dos Supercondensadores	10
2.2.2 Vantagens dos Supercondensadores na Regulação de Frequência	11
2.3 Modelização de Supercondensadores para Controlo Primário de Frequência	13
2.3.1 Revisão de Modelos	14
2.3.2 Análise Crítica dos Modelos Apresentados	21
3 Metodologia	23
3.1 Sistema Elétrico de Estudo	23
3.1.1 Descrição do Sistema Elétrico	23
3.1.2 Cenário de Operação Analisado	24
3.2 Modelo Dinâmico do Sistema Elétrico	26
3.2.1 Aproximação por Sistema Equivalente de Barramento Único	26
3.2.2 Modelização da Equação de Oscilação do Sistema Elétrico	27
3.2.3 Definição da Perturbação em Análise	28
3.2.4 Métricas de Avaliação da Resposta Dinâmica	28
3.2.5 Ambiente de Simulação	29
3.3 Modelização da Bateria de Iões de Lítio	29
3.3.1 Modelização do Controlo Primário	30
3.3.2 Modelização do Controlo Secundário	32
3.4 Inclusão de um Supercondensador	33
3.4.1 Modelização do Controlo de Frequência do Supercondensador	35
3.4.2 Modelização do Supercondensador - Modelo Baseado em Egido et al	37
3.4.3 Modelização do Supercondensador - Modelo Baseado em Krpan et al	43
3.4.4 Diagrama de Blocos do Supercondensador para Modelo de Capacitância Constante	48
3.4.5 Análise Comparativa e Síntese das Abordagens	52

4	Resultados	54
4.1	Caso Base - Supercondensador Desligado	54
4.2	Caso de Referência - Supercondensador ligado como fonte de energia infinita . .	56
4.3	Modelo de Egido et al.	57
4.3.1	Resultados do Modelo de Egido et al.	57
4.3.2	Análise do impacto da variação dos limiares de atuação da redução da potência máxima	60
4.4	Modelo de Krpan et al.	62
4.4.1	Resultados do Modelo de Krpan et al.	62
4.4.2	Análise do Impacto da Variação da Capacitância com a Tensão	65
4.5	Comparação entre os Modelos	69
4.5.1	Impacto do Aumento do Dimensionamento do Supercondensador na Mo- delização	73
5	Conclusão	77
5.1	Síntese da Dissertação	77
5.2	Limitações Existentes	78
5.3	Possíveis Desenvolvimentos Futuros	79
	Referências	81

Lista de Figuras

1.1	Comparação da resposta da frequência em sistemas de inércia elevada e sistemas de inércia reduzida. Adaptado de [10].	2
2.1	Parâmetros característicos da resposta de frequência após uma contingência de carga. Adaptado de [6].	7
2.2	Representação esquemática do modelo de Resposta de Frequência do Sistema (SFR) com controlo primário por <i>droop</i> . Adaptado de [21].	9
2.3	Representação esquemática do princípio de funcionamento de um supercondensador do tipo EDLC. Adaptado de [27].	11
2.4	Diagrama de blocos do modelo de Egido <i>et al.</i> Adaptado de [15].	15
2.5	Representação conceptual simplificada do modelo energético de Egido <i>et al.</i> Adaptado de [15].	16
2.6	Circuito equivalente de cada célula do supercondensador sugerida por Krpan <i>et al.</i> . Adaptado de [16].	19
3.1	Representação simplificada do sistema elétrico da ilha da Graciosa num único barramento	24
3.2	Cenário de operação analisado.	25
3.3	Modelização do controlo primário da bateria de lítio em ambiente MATLAB/Simulink	32
3.4	Modelização do controlo secundário das baterias de lítio em ambiente MATLAB/Simulink	33
3.5	Representação do sistema elétrico com o supercondensador	34
3.6	Implementação do controlo de frequência do supercondensador em ambiente MATLAB/Simulink	36
3.7	Implementação em ambiente MATLAB/Simulink do modelo baseado em Egido <i>et al.</i> [15]	37
3.8	Implementação em ambiente MATLAB/Simulink do modelo energético do supercondensador baseado em Egido <i>et al.</i> [15]	40
3.9	Variação de P_{max} com o valor do SoC	42
3.10	Variação de P_{min} com o valor do SoC	42
3.11	Implementação em ambiente MATLAB/Simulink do modelo baseado em Krpan <i>et al.</i> [16]	44
3.12	Implementação em ambiente MATLAB/Simulink da dinâmica de corrente do supercondensador (bloco designado "Cálculo da corrente DC").	46
3.13	Implementação em ambiente MATLAB/Simulink do modelo do supercondensador (bloco designado "Modelo Supercondensador").	49
4.1	Resposta de frequência do sistema para o caso base.	55
4.2	Comparação da resposta de frequência do sistema para o caso de referência e o caso base.	56

4.3	Comparação da resposta de frequência do sistema para os casos de Egido <i>et al.</i> e de Referência.	58
4.4	Variação do SoC para o Modelo de Egido <i>et al.</i>	59
4.5	Variação de P_{max} para o Modelo de Egido <i>et al.</i>	59
4.6	Comparação da Frequência para diferentes limiares de atuação da redução de P_{max}	60
4.7	Comparação de P_{max} para diferentes limiares de atuação da redução de P_{max} . . .	61
4.8	Comparação da resposta da frequência do sistema para os casos de Krpan <i>et al.</i> e de Referência	62
4.9	Variação do SoC para o modelo de Krpan <i>et al.</i>	63
4.10	Variação de P_{max} para o modelo de Krpan <i>et al.</i>	64
4.11	Evolução temporal da queda de tensão na Resistência Série Equivalente, V_{ESR} . . .	65
4.12	Comparação da regulação de frequência entre os cenários de capacitância constante e capacitância variável com a tensão.	67
4.13	Comparação da variação do SoC entre os cenários de capacitância constante e capacitância variável com a tensão.	67
4.14	Comparação da variação de P_{max} entre os cenários de capacitância constante e capacitância variável com a tensão.	68
4.15	Comparação da regulação de frequência entre os modelos de Egido <i>et al.</i> e Krpan <i>et al.</i>	70
4.16	Comparação da variação do SoC entre os modelos de Egido <i>et al.</i> e Krpan <i>et al.</i> .	71
4.17	Comparação da variação de P_{max} entre os modelos de Egido <i>et al.</i> e Krpan <i>et al.</i> .	72
4.18	Comparação da variação de $P_{g,AC}$ entre os modelos de Egido <i>et al.</i> e Krpan <i>et al.</i> .	72
4.19	Comparação da regulação de frequência entre os modelos de Egido <i>et al.</i> e Krpan <i>et al.</i> , para o cenário de $P_n = 500kW$	74
4.20	Comparação da variação do SoC entre os modelos de Egido <i>et al.</i> e Krpan <i>et al.</i> , para o cenário de $P_n = 500kW$	75
4.21	Comparação da variação de P_{max} entre os modelos de Egido <i>et al.</i> e Krpan <i>et al.</i> , para o cenário de $P_n = 500kW$	76
4.22	Comparação da variação de $P_{g,AC}$ entre os modelos de Egido <i>et al.</i> e Krpan <i>et al.</i> , para o cenário de $P_n = 500kW$	76

Lista de Tabelas

2.1	Valores típicos da constante de inércia (H) para diferentes tecnologias de geração. Adaptado de [23].	6
2.2	Comparação de parâmetros técnicos e operacionais entre supercondensadores e baterias de íons de lítio para aplicações de suporte de frequência. Adaptado de [30].	13
3.1	Parâmetros nominais do sistema elétrico e da perturbação	29
3.2	Parâmetros da bateria de lítio utilizados para determinar H_{VSM} e D_{VSM}	31
3.3	Parâmetros elétricos e operacionais do supercondensador	35
3.4	Parâmetros utilizados no modelo energético do supercondensador baseado em Egido <i>et al.</i> [15]	41
3.5	Parâmetros utilizados na limitação da Potência em função do estado de carga do supercondensador	43
3.6	Parâmetros utilizados no cálculo da corrente DC do supercondensador	46
3.7	Parâmetros utilizados no modelo do supercondensador	49
3.8	Comparação técnica entre as metodologias de modelização de supercondensadores	52
4.1	Indicadores de desempenho do sistema para o caso base	55
4.2	Comparação dos indicadores de desempenho do sistema para os casos base e de referência	57
4.3	Resumo dos indicadores de desempenho do sistema para o Modelo de Egido <i>et al.</i> [15]	60
4.4	Resumo dos indicadores de desempenho do sistema para o Modelo de Krpan <i>et al.</i> [15]	65
4.5	Comparação dos indicadores de desempenho do sistema para os casos capacitância constante e de capacitância variável	69
4.6	Comparação dos indicadores de desempenho do sistema para os modelos de Egido <i>et al.</i> e Krpan <i>et al.</i>	73
4.7	Parâmetros elétricos e operacionais para o novo dimensionamento do supercondensador	74

Lista de Abreviaturas

AC	Alternating Current
AGC	Automatic Generation Control
DC	Direct Current
EDLC	Electrochemical Double-Layer Capacitor
ESR	Equivalent Series Resistance
ESS	Energy Storage System
FCR	Frequency Containment Reserve
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
Li-ion	Iões de Lítio
MPP	Maximum Power Point
RoCoF	Rate of Change of Frequency
SC	Supercondensador
SEI	Solid Electrolyte Interphase
SFR	System Frequency Response
SoC	State of Charge
UFLS	UnderFrequency Load Shedding
VSM	Virtual Synchronous Machine

Nomenclatura

Parâmetros para modelização do supercondensador

Símbolo	Descrição	Unidades
$p_{loss,n}$	Perdas nominais do conversor de potência	p.u. na base S_b
η	Eficiência nominal do conversor	%/100
P_n	Potência nominal do supercondensador	p.u. na base S_b
$P_{n,c}$	Potência ativa nominal do conversor de potência	p.u. na base S_b
I_{max}	Limite máximo de corrente de carga/descarga do supercondensador	A
V_{max}	Tensão máxima operacional permitida para o supercondensador	V
V_{min}	Tensão mínima operacional permitida para o supercondensador	V
R_{ESR}	Resistência Série Equivalente (<i>Equivalent Series Resistance</i>) de cada célula	Ohm
C_0	Capacitância base de cada célula (para tensão nula ou mínima de operação)	F
k_v	Coefficiente linear de variação da capacitância com a tensão	F/V
E_n	Capacidade energética nominal total do supercondensador	Ws
SoC_{ini}	Estado de carga inicial do supercondensador antes da perturbação	%/100
SoC_{min}	Limiar mínimo admissível para o estado de carga do dispositivo	%/100
SoC_{max}	Limiar máximo admissível para o estado de carga do dispositivo	%/100
SoC_{min}^{th}	Limiar crítico de SoC que inicia a redução de P_{max}	%/100
SoC_{max}^{th}	Limiar crítico de SoC que inicia a redução de P_{min}	%/100
R	Estatismo (<i>Droop</i>) do controlador de frequência	p.u. na base S_b
H	Constante de inércia sintética aplicada à malha de controlo	s
T_m	Constante de tempo de atraso na medição da frequência	s
T_c	Constante de tempo de atraso do conversor	s
n_s	Número de células ligadas em série para formar uma <i>string</i>	-
n_p	Número de <i>strings</i> ligadas em paralelo para formar o supercondensador	-
S_b	Potência de base comum adotada para o sistema elétrico	VA

Variáveis para modelização do supercondensador

Símbolo	Descrição	Unidades
Δf	Desvio de frequência da rede elétrica face ao valor nominal	p.u. na base S_b
P_{ref}	Potência ativa de referência calculada pelo controlador de frequência	p.u. na base S_b
$P_{g,AC}$	Potência ativa injetada no lado AC (positiva para descarga)	p.u. na base S_b
p_{loss}	Perdas de potência ativa no sistema de conversão	p.u. na base S_b
$P_{g,DC}$	Potência ativa no barramento DC (positiva para descarga)	p.u. na base S_b
I_{SC}	Corrente total do supercondensador (positiva para carga)	A
I_C	Corrente em cada célula do supercondensador (positiva para carga)	A
V_{SC}	Tensão total medida nos terminais do supercondensador	V
$V_{SC,C}$	Tensão medida nos terminais de uma única célula do supercondensador	V
V_C	Tensão interna da capacitância de cada célula	V
V_{ESR}	Queda de tensão na resistência série equivalente de cada célula	V
E	Energia armazenada no supercondensador	Ws
SoC	Estado de Carga (<i>State of Charge</i>) instantâneo do supercondensador	%/100
P_{max}	Limite superior da potência ativa de descarga do supercondensador	p.u. na base S_b
P_{min}	Limite inferior da potência ativa de carga do supercondensador	p.u. na base S_b
$I_{ch,max}$	Limite superior da corrente de carga do supercondensador	A
$I_{dch,max}$	Limite superior da corrente de descarga do supercondensador	A

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contexto

No âmbito da redução da pegada de carbono e dos custos associados à produção de energia a partir de combustíveis fósseis, tem-se observado um aumento significativo na geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, como a energia solar e eólica. Esta tendência é particularmente relevante em redes isoladas, como as existentes em ilhas, onde a dependência de combustíveis fósseis tem sido historicamente elevada.

A penetração de renováveis nestes sistemas tem crescido a um ritmo acelerado. Enquanto arquipélagos de maior dimensão, como as Canárias, atingiram recentemente cerca de 21% de integração renovável na sua geração anual [1], os sistemas elétricos isolados portugueses enfrentam desafios de integração ainda mais exigentes. Na Região Autónoma da Madeira, a energia anual gerada de produção renovável rondou os 45% em 2023 [2], e na ilha da Graciosa, foco futuro deste estudo, a penetração renovável anual atingiu os 60% em 2024 [3]. Estes níveis de penetração impõem desafios técnicos severos à operação da rede.

Um dos principais problemas deve-se às características físicas da integração da geração eólica e fotovoltaica no sistema elétrico, pois a maioria destas fontes ligam-se à rede através de conversores de eletrónica de potência, que, ao contrário dos geradores síncronos convencionais, não apresentam massas rotativas acopladas diretamente à frequência da rede [4]. Consequentemente, estas fontes não fornecem inércia síncrona natural [5]. Num gerador síncrono convencional, a inércia física é uma resposta natural e instantânea à variação de frequência da rede [5]. Em contraste, a inércia sintética fornecida por inversores depende de algoritmos de medição e controlo. A literatura demonstra que este processo introduz inevitavelmente um atraso temporal, necessário para a medição da frequência e cálculo da sua derivada (*Rate of Change of Frequency* – **RoCoF**), que distingue a resposta da inércia sintética da física [6]. Em sistemas com baixa inércia, este atraso pode ser suficiente para comprometer a estabilidade do sistema perante desequilíbrios súbitos de potência [5].

Adicionalmente, o recurso a fontes renováveis para a regulação de frequência é condicionado pela sua operação convencional no ponto de potência máximo (*Maximum Power Point* – **MPP**), o

que impossibilita a existência de uma reserva de potência para resposta a perturbações na rede [7]. Como alternativa, a literatura sugere a operação em regime de *deloading*, em que a produção é deliberadamente mantida abaixo da capacidade máxima disponível [8]. No caso da energia eólica, esta margem é mantida através do controlo do ângulo das pás (*pitch control*) ou da velocidade do rotor [8], enquanto nos sistemas fotovoltaicos se recorre ao ajuste da tensão de operação dos inversores [9]. No entanto, o recurso ao *deloading* implica não só um desperdício de energia renovável e um prejuízo económico para o produtor como costuma estar limitada a apenas 10% do valor máximo de produção [7], [8].

Para exemplificar a consequência destas limitações na resposta da frequência da rede, a Fig. 1.1 ilustra a variação de frequência de um sistema elétrico com inércia reduzida, como um sistema isolado com alta penetração renovável, em comparação com um sistema com inércia elevada, como os sistemas com produção síncrona convencional.

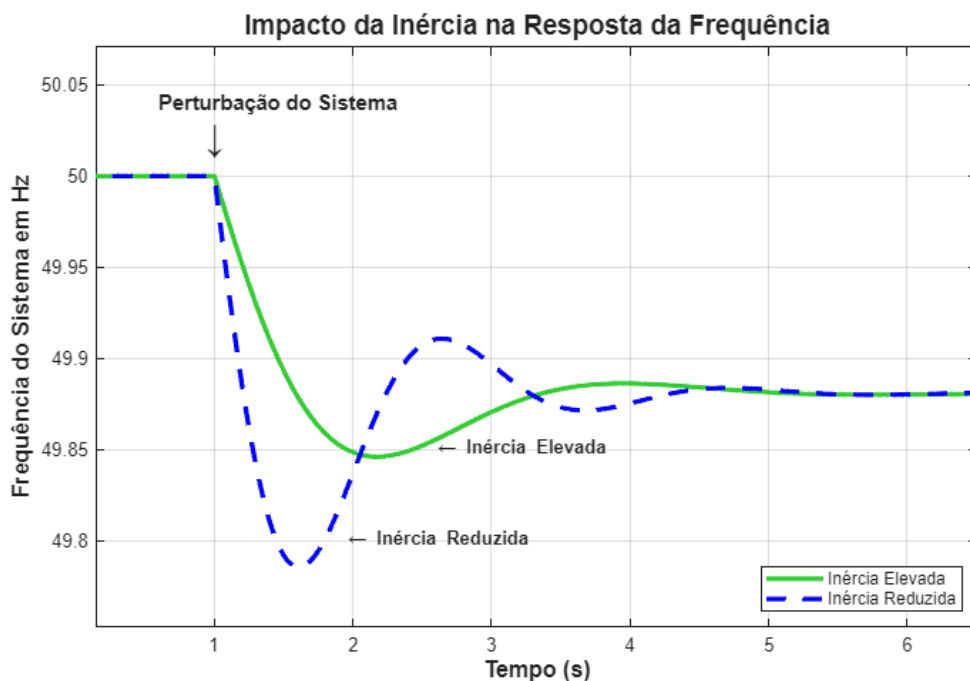


Figura 1.1: Comparação da resposta da frequência em sistemas de inércia elevada e sistemas de inércia reduzida. Adaptado de [10].

1.2 Motivação e Objetivos do Trabalho

Para mitigar a volatilidade das renováveis e a falta de inércia, a adoção de sistemas de armazenamento de energia (*Energy Storage System* - **ESS**) tornou-se usual [11], com predominância das baterias de iões de lítio (**Li-ion**) [12]. No entanto, a aplicação destas baterias para regulação primária de frequência em redes isoladas apresenta limitações técnicas e económicas significativas [13].

A regulação de frequência impõe às baterias milhares de micro-ciclos diários e exige taxas de descarga elevadas para compensar perdas súbitas de potência. A investigação na área eletroquímica aplicada indica que a operação contínua a taxas de descarga elevadas gera stress térmico e mecânico nos materiais ativos, acelerando fenómenos de degradação como o crescimento da camada **SEI** (*Solid Electrolyte Interphase*) [14]. Estudos experimentais comprovam que perfis de utilização agressivos reduzem drasticamente a vida útil das células em comparação com operações de gestão de energia convencionais [14].

Neste enquadramento, a integração de supercondensadores (**SC**) surge como uma solução promissora. Devido à sua resposta rápida, elevada densidade de potência e capacidade para suportar um número elevado de ciclos [5], os **SC** podem absorver os picos de alta frequência, preservando a bateria. Contudo, a revisão preliminar de literatura revela que existem diferentes níveis de aproximação na modelização destes dispositivos para estudos de estabilidade. Existem modelos muito detalhados, que podem ser desnecessariamente complexos para a análise do comportamento transitório dos sistemas elétricos, bem como modelos muito simplificados, por exemplo os que assumem um condensador ideal, que podem falhar na representação da dinâmica do sistema elétrico durante eventos rápidos [15], [16].

O objetivo central deste trabalho consiste em identificar o nível adequado de aproximação a considerar na modelização do supercondensador quando utilizado em estudos de controlo de frequência de sistemas elétricos isolados. Pretende-se que o modelo represente de forma adequada a ação do supercondensador no controlo de frequência, permitindo a sua utilização em estudos de estabilidade e desempenho transitório de sistemas elétricos.

No âmbito desta dissertação, foram abordados os seguintes tópicos fundamentais:

- Caracterização do problema da estabilidade de frequência em sistemas elétricos isolados com elevada penetração renovável.
- Análise crítica das tecnologias de armazenamento e dos modelos de supercondensadores existentes na literatura.
- Desenvolvimento e implementação de modelos de supercondensadores, com base em modelos descritos na literatura.
- Avaliação do impacto do nível de detalhe da modelização na resposta dinâmica de controlo de frequência.
- Análise comparativa do desempenho dos modelos em termos de **RoCoF**, nadir de frequência e requisitos energéticos.

A concretização do trabalho proposto permitirá aprofundar o conhecimento sobre a modelização de supercondensadores aplicada a estudos de estabilidade da frequência e clarificar o seu papel no contexto da transição energética. A definição de um modelo de supercondensador simples, mas adequado, constitui um contributo relevante para o desenvolvimento de ferramentas de análise eficazes destinadas ao dimensionamento e à otimização de sistemas híbridos de armazenamento.

1.3 Estrutura da Tese

Esta tese encontra-se organizada nos seguintes capítulos:

- **Capítulo 1 - Introdução:** Apresenta o enquadramento do problema, com destaque para a redução da inércia em sistemas elétricos isolados, a motivação para a utilização de supercondensadores no controlo de frequência, definindo ainda os objetivos da dissertação.
- **Capítulo 2 - Estado da Arte:** Apresenta a revisão crítica da literatura relevante, abordando os desafios da estabilidade de frequência em sistemas elétricos isolados, as tecnologias de armazenamento aplicáveis e as diferentes abordagens de modelização de supercondensadores.
- **Capítulo 3 - Metodologia:** Descreve o sistema elétrico de estudo, o ambiente de simulação e a abordagem metodológica adotada para a modelização e integração de diferentes modelos de supercondensadores, bem como os critérios definidos para a avaliação do seu desempenho.
- **Capítulo 4 - Resultados:** Apresenta os resultados obtidos através das simulações realizadas, analisando o impacto do nível de detalhe dos modelos de supercondensadores na resposta dinâmica da frequência do sistema elétrico.
- **Capítulo 5 - Conclusões:** Sintetiza os resultados do trabalho, discutindo o nível adequado de aproximação na modelização de supercondensadores para estudos de controlo de frequência, apresentando limitações existentes e possíveis desenvolvimentos futuros.

Capítulo 2

Estado da Arte

2.1 Desafios em Sistemas Isolados

A operação de sistemas elétricos isolados com elevada penetração renovável apresenta desafios de estabilidade significativamente mais complexos do que os observados em redes continentais interligadas [11], [17]. Nestas redes, a reduzida dimensão do sistema implica que qualquer desequilíbrio entre a geração e a carga resulte numa variação de frequência muito mais acentuada, dada a ausência de suporte externo e a elevada magnitude relativa das perturbações [11], [18].

Neste contexto, a estabilidade de frequência é condicionada pela conjugação de dois fatores técnicos fundamentais que serão analisados detalhadamente nas secções seguintes. A perda de inércia natural, devido ao desacoplamento provocado pelos conversores eletrónicos e à dificuldade dos sistemas de controlo baseados em tecnologias convencionais em responder à dinâmica acelerada destas redes [19], [20].

2.1.1 O Problema da Baixa Inércia

A inércia síncrona de um sistema elétrico representa a capacidade natural das massas girantes dos geradores síncronos convencionais em armazenar e libertar energia cinética (E_k), atuando como um mecanismo de compensação rápido e natural perante desequilíbrios entre a potência mecânica produzida e a potência elétrica consumida [10]. A energia cinética total de um gerador síncrono é definida pela seguinte equação:

$$E_k = \frac{1}{2} J \omega_{sm}^2 \quad (2.1)$$

em que E_k representa a energia cinética armazenada expressa em Joule [J], J é o momento de inércia da massa rotativa em $[\text{kg}\cdot\text{m}^2]$ e ω_{sm} corresponde à velocidade angular mecânica expressa em $[\text{rad/s}]$ [21].

Na análise de sistemas elétricos, utiliza-se a constante de inércia (H), expressa em segundos [s], que relaciona a energia cinética com a potência aparente nominal (S_n) da máquina:

$$H = \frac{E_k}{S_n} = \frac{J\omega_{sm}^2}{2S_n} \quad (2.2)$$

Esta expressão resulta diretamente da modelização clássica de máquinas síncronas e é amplamente adotada em estudos de estabilidade transitória e de frequência, por permitir comparar tecnologias de geração com diferentes escalas de potência [6], [21].

A transição energética para fontes renováveis baseadas em conversores eletrónicos de potência provoca uma redução direta da inércia total do sistema [22]. No caso da produção eólica, apesar de existir uma massa rotativa física associada ao rotor, a inércia "vista" pela rede é nula ou próxima de zero, uma vez que o gerador se encontra desacoplado da frequência do sistema através de conversores [19]. Quanto aos sistemas fotovoltaicos, estes não contêm massas rotativas e por isso não apresentam qualquer inércia física associada [10].

A Tabela 2.1 apresenta valores típicos da constante de inércia para diferentes tecnologias de geração, evidenciando o contraste entre a geração síncrona convencional e as fontes renováveis baseadas em inversores [23].

Tabela 2.1: Valores típicos da constante de inércia (H) para diferentes tecnologias de geração. Adaptado de [23].

Tipo de Tecnologia	Constante de Inércia Média (H)
Nuclear	5.9 s
Térmica (Carvão/Lignite)	3,8 – 4,2 s
Ciclo Combinado / Gás	4,0 – 4,3 s
Hídrica (Fio de Água / Reservatório)	2,7 – 3,7 s
Hídrica de Bombagem	3,5 s
Energia Eólica (<i>Onshore / Offshore</i>)	0,0 s
Solar Fotovoltaica	0,0 s

A resposta dinâmica da frequência do sistema, quando sujeita a uma perturbação de carga (ΔP), pode ser descrita pela equação de oscilação (*Swing Equation*):

$$2H \frac{\partial^2 \delta(t)}{\partial t^2} = P_m(t) - P_e(t) - D \cdot \Delta\omega(t) \quad (2.3)$$

onde $\Delta\omega(t)$ representa a variação da velocidade angular em relação à velocidade nominal expressa em p.u.rad/s, as variáveis $P_m(t)$ e $P_e(t)$ representam as potências mecânica e elétrica de saída, respetivamente, ambas expressas em por unidade [p.u.] e D define a constante de amortecimento do sistema expresso em p.u.W/p.u.rad/s [10].

A equação de oscilação apresentada corresponde à formulação clássica da dinâmica eletromecânica de geradores síncronos, amplamente utilizada em estudos de estabilidade de frequência [5].

Outra métrica amplamente utilizada no controlo de frequência é o *Rate of Change of Frequency* (**RoCoF**), que representa a taxa de variação temporal da frequência. Na prática, o **RoCoF** não é

medido diretamente, sendo estimado a partir da frequência obtida por algoritmos de medição, através de uma aproximação discreta da derivada temporal, dada por [24]:

$$RoCoF = \frac{f(t_0 + T) - f(t_0)}{T} \quad (2.4)$$

onde $f(t_0)$ e $f(t_0 + T)$ representam valores estimados da frequência em instantes consecutivos e T corresponde ao intervalo de tempo utilizado no cálculo.

Devido à presença de ruído de medição e a limitações dos algoritmos de estimação de frequência, o cálculo do **RoCoF** requer tipicamente a utilização de janelas temporais ou técnicas de filtragem, introduzindo um compromisso entre rapidez de resposta e robustez da estimativa.

Conforme ilustrado na Figura 2.1, sistemas com baixa inércia apresentam valores de **RoCoF** significativamente mais elevados e um Nadir de frequência (desvio máximo) mais acentuado, aumentando o risco de atuação dos esquemas de proteção por subfrequência (*UnderFrequency Load Shedding – UFLS*) antes da resposta dos reguladores primários convencionais [19], [20]. Embora a implementação de inércia sintética através de controlo de inversores possa mitigar parcialmente estes efeitos, a literatura demonstra que os atrasos associados à medição da frequência e ao processamento dos algoritmos de controlo impedem que esta resposta replique integralmente o comportamento da inércia síncrona [6], [19].

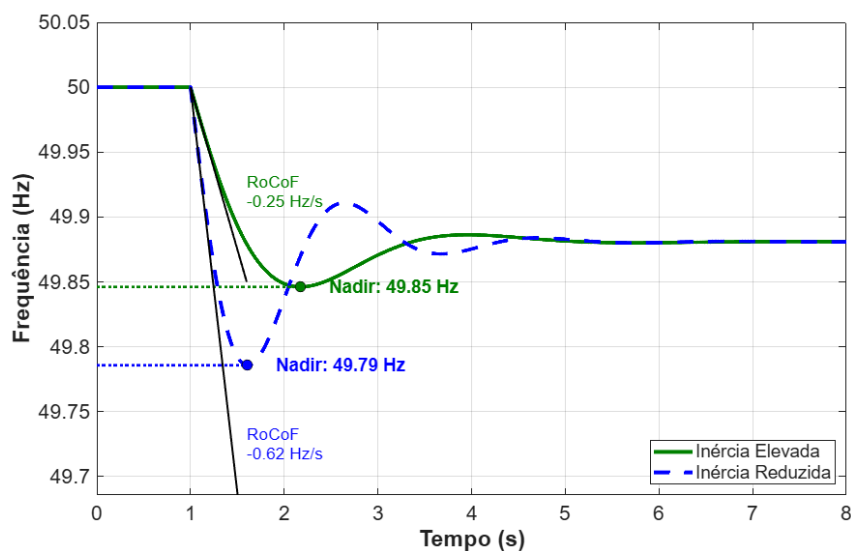


Figura 2.1: Parâmetros característicos da resposta de frequência após uma contingência de carga. Adaptado de [6].

Em sistemas elétricos isolados, a redução da inércia equivalente (H_{eq}) retira uma das principais reserva passivas de estabilidade, tornando necessária a integração de tecnologias de resposta ultrarápida, como sistemas de armazenamento baseados em supercondensadores, capazes de fornecer suporte quase imediato de potência ativa e limitar a degradação da frequência após contingências severas [15].

2.1.2 Controle Primário de Frequência

O controle primário de frequência, também designado por *Frequency Containment Reserve* (**FCR**), constitui o primeiro mecanismo ativo de regulação, atuando imediatamente após a resposta inercial do sistema, na regulação da frequência após a ocorrência de uma perturbação [25]. O seu objetivo central é reestabelecer o equilíbrio entre a geração e a carga, estabilizando a frequência num novo ponto de operação estável, ainda que com um erro residual em relação ao valor nominal [20].

Analiticamente, a atuação do controle primário pode ser integrada na equação de oscilação, na qual a variação da potência mecânica (ΔP_m) ou a injeção de potência de um sistema de armazenamento (ΔP_{ESS}) é modelizada em função do desvio de frequência (Δf), através de uma função de transferência característica associada ao controle por *droop* (estatismo) [21]:

$$\Delta P(s) = -\frac{1}{R} \cdot \frac{1}{1 + sT_g} \cdot \Delta f(s) \quad (2.5)$$

onde R representa o estatismo (*droop*) do controle primário e T_g a constante de tempo dominante associada ao conjunto regulador-turbina ou à interface eletrónica do sistema [21].

A função de transferência apresentada corresponde a uma representação simplificada e linearizada do controle primário por *droop*, incluindo a dinâmica dominante do conjunto regulador-turbina ou da interface eletrónica de potência, conforme adotado em alguns modelos clássicos simplificados de resposta de frequência do sistema (*System Frequency Response* – **SFR**) [4], [5].

Em sistemas eletromecânicos convencionais, T_g reflete as limitações mecânicas da turbina e do regulador de velocidade, enquanto em sistemas baseados em eletrónica de potência, como os sistemas de armazenamento de energia (*Energy Storage Systems* – **ESS**), este parâmetro assume valores significativamente reduzidos, podendo, em determinados estudos, ser aproximado a zero, resultando numa resposta praticamente instantânea [4].

Para avaliar o comportamento dinâmico da frequência é frequentemente utilizado o modelo de Resposta de Frequência do Sistema [4]. Este modelo integra a lógica do controle primário na equação de oscilação, equação 2.3, que descreve a dinâmica do sistema [13].

No modelo **SFR**, a atuação do controle primário é representado como um ciclo de realimentação onde o desvio de frequência (Δf) passa por uma função de transferência que simula o regulador e a turbina, resultando numa variação de potência que compensa o desequilíbrio inicial [4]. Em sistemas com baixa inércia, a rapidez com que este ciclo atua é o fator determinante para a estabilidade [4].

A Figura 2.2 apresenta uma representação esquemática do modelo de **SFR**, evidenciando o mecanismo de realimentação associado ao controle primário de frequência. Neste modelo, o desvio de frequência resultante de um desequilíbrio entre a geração e carga é utilizado como sinal de entrada do regulador primário, que ajusta a potência ativa injetada no sistema de forma proporcional ao estatismo (*droop*), contribuindo para a contenção da frequência e para o estabelecimento de um novo ponto de equilíbrio dinâmico [25].

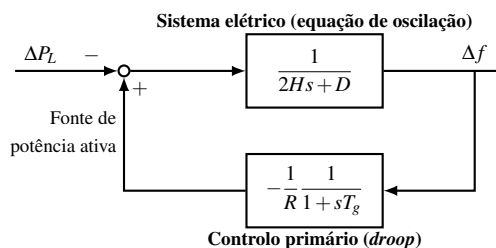


Figura 2.2: Representação esquemática do modelo de Resposta de Frequência do Sistema (SFR) com controlo primário por *droop*. Adaptado de [21].

Conforme discutido na Secção 2.1.1, a redução da inércia equivalente leva a uma dinâmica de frequência significativamente mais rápida, caracterizadas por elevados valores de **RoCoF** e por um Nadir de frequência mais acentuado [10]. Neste contexto, o controlo primário de frequência assume um papel crítico, uma vez que a sua capacidade de atuação rápida determina se a frequência é estabilizada antes de atingir os limiares de atuação dos esquemas de proteção por subfrequência [25].

Assim em sistemas elétricos isolados, com elevada penetração de geração baseada em conversores, a eficácia do controlo primário deixa de depender apenas do ganho estático (*droop*), passando a ser fortemente condicionada pela dinâmica do sistema de controlo e da fonte de potência associada [4].

Para mitigar estes riscos, a integração de **ESS** com resposta rápida torna-se vantajosa [12]. Ao contrário das limitações mecânicas das centrais térmicas ou hídricas, a interface eletrónica dos **ESS** permite uma injeção de potência quase instantânea, na ordem dos milissegundos, atuando eficazmente na contenção do **RoCoF** e na elevação do Nadir de frequência [25].

A eficácia dos **ESS** para controlo primário de frequência em redes isoladas está fortemente condicionada pelo número de ciclos carga/descarga ao longo da vida útil [12]. Nomeadamente, o uso exclusivo de baterias convencionais, como as de iões de lítio, pode resultar numa degradação acelerada do **ESS** devido aos picos agressivos de carga e descarga exigidos pelo controlo primário de frequência, que aceleram mecanismos como o crescimento da camada **SEI** e geram *stress* térmico nos materiais ativos [14]. É nesta intersecção de necessidades, resposta rápida, elevada densidade de potência e elevado número de ciclos de carga/descarga, que a integração de supercondensadores surge como uma solução ideal [26]. Uma abordagem híbrida, que recorre ao controlo combinado de baterias e supercondensadores, assegura a estabilidade dinâmica do sistema elétrico sem comprometer a vida útil das baterias, otimizando o desempenho global do sistema [16], [27].

2.2 Tecnologias de Armazenamento para Resposta Rápida

A mitigação dos desafios impostos pela baixa inércia e pela volatilidade das fontes renováveis em sistemas isolados exige a adoção de **ESS** capazes de atuar com dinâmicas de resposta extremamente rápidas [22]. Atualmente, as baterias de iões de lítio (**Li-ion**) representam a tecnologia

dominante nestas aplicações [28]. Contudo, a sua utilização para a regulação primária de frequência apresenta limitações técnicas e económicas severas, uma vez que este serviço impõe milhares de micro-ciclos diários e taxas de descarga elevadas para compensar perdas súbitas de potência [13].

A literatura indica que a operação contínua sob regimes de descarga agressivos gera *stress* térmico e mecânico nos materiais ativos das baterias, acelerando fenómenos de degradação como o crescimento da camada SEI [14]. Neste enquadramento, torna-se necessária a introdução de tecnologias específicas que consigam lidar com a dinâmica rápida exigida sem comprometer a vida útil do sistema global [28].

2.2.1 Princípios de Funcionamento dos Supercondensadores

Os supercondensadores (SC), também designados por *electrochemical double-layer capacitors* (EDLC), constituem uma tecnologia de armazenamento de energia cuja operação se baseia predominantemente em fenómenos eletrostáticos, distinguindo-se fundamentalmente dos mecanismos eletroquímicos característicos das baterias convencionais [27].

Ao contrário das baterias, nas quais a energia é armazenada através de reações químicas reversíveis no interior dos elétrodos, os supercondensadores armazenam energia por meio da separação de cargas elétricas na interface entre um eletrodo sólido poroso e um eletrólito [29]. Este fenómeno dá origem à chamada dupla camada elétrica (*electric double layer*), onde os iões do eletrólito se organizam junto à superfície do eletrodo, criando uma capacitância elevada sem ocorrência de transformações químicas significativas [28].

O princípio de funcionamento dos supercondensadores do tipo EDLC pode ser compreendido através da formação da dupla camada elétrica na interface entre os elétrodos e o eletrólito [29]. A Figura 2.3 ilustra de forma esquemática este mecanismo, evidenciando a separação eletrostática de cargas resultante da absorção de catiões e aniões na superfície dos elétrodos porosos, bem como o fluxo de eletrões no circuito externo [27]. A ausência de reações químicas significativas de armazenamento eletroquímico convencionais está na base da sua elevada capacidade de resposta dinâmica [27].

A elevada capacitância dos supercondensadores resulta essencialmente de dois fatores, a elevada área superficial dos elétrodos, tipicamente constituídos por materiais à base de carbono altamente porosos, e a reduzida distância efetiva entre as cargas separadas na dupla camada elétrica [28].

Do ponto de vista dinâmico, a ausência de reações químicas lentas confere aos supercondensadores tempos de resposta extremamente curtos, permitindo variações rápidas de potência com constantes de tempo da ordem dos milissegundos [16]. Esta característica distingue-os claramente das baterias eletroquímicas, cuja dinâmica é condicionada por processos de difusão iónica e cinética de reação, naturalmente mais lentos [27].

Adicionalmente, o mecanismo de armazenamento eletrostático permite que os supercondensadores suportem um número muito elevado de ciclos de carga e descarga, com degradação mínima

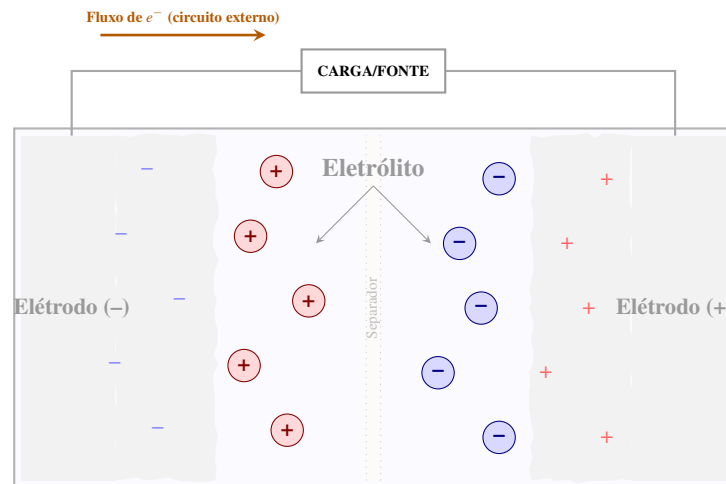


Figura 2.3: Representação esquemática do princípio de funcionamento de um supercondensador do tipo EDLC. Adaptado de [27].

das suas propriedades elétricas ao longo do tempo [16]. Esta robustez cíclica torna-os particularmente adequados para aplicações que exigem variações frequentes e rápidas de potência, como é o caso da regulação primária de frequência em sistemas elétricos com elevada penetração de fontes renováveis [26].

Assim, os supercondensadores posicionam-se como uma tecnologia de armazenamento orientada para potência, complementando as baterias convencionais, que são tipicamente otimizadas para armazenamento energético [13]. Esta complementaridade constitui a base para a sua crescente integração em arquiteturas híbridas de armazenamento destinadas ao suporte dinâmico de sistemas elétricos de baixa inércia [26].

2.2.2 Vantagens dos Supercondensadores na Regulação de Frequência

No contexto da regulação de frequência em sistemas elétricos de baixa inércia os sistemas de armazenamento de energia assumem um papel cada vez mais relevante como fornecedores de reserva primária rápida [15]. Entre as tecnologias atualmente disponíveis, as baterias de íões de lítio destacam-se como a solução dominante, devido à sua elevada densidade de energia e maturidade tecnológica [28]. No entanto, quando o objetivo principal é a contenção imediata da frequência após uma perturbação, os supercondensadores apresentam vantagens significativas, resultantes das suas características intrínsecas de operação [7].

A principal diferença entre supercondensadores e baterias de íões de lítio reside no mecanismo de armazenamento de energia e na respetiva resposta dinâmica [26]. Enquanto baterias dependem de processos eletroquímicos que envolvem transporte iónico e cinética de reação, os supercondensadores baseiam-se predominantemente em fenómenos eletrostáticos, permitindo variações quase instantâneas de potência [27]. Como consequência, os supercondensadores apresentam tempos de resposta da ordem dos milissegundos, significativamente inferiores aos das baterias, cuja resposta é limitada pela dinâmica interna e pelos sistemas de gestão associados [29].

Esta capacidade de resposta ultra-rápida torna os supercondensadores particularmente adequados para a regulação primária de frequência, onde a contenção inicial do desvio da frequência e a limitação do **RoCoF** são críticas [16]. Em cenários de elevada penetração de geração baseada em conversores, a injeção imediata de potência ativa por supercondensadores permite compensar rapidamente o desequilíbrio entre geração e carga, reduzindo o Nadir de frequência e mitigando o risco de atuação dos esquemas de proteção por subfrequência, antes da resposta dos reguladores primários convencionais ou de outras tecnologias de armazenamento [22].

Adicionalmente, os supercondensadores apresentam um número de ciclos de carga/descarga ao longo da vida útil extremamente elevado, suportando milhões de ciclos de carga e descarga com degradação mínima do desempenho [26]. Esta característica é particularmente relevante em aplicações de regulação de frequência, nas quais são exigidas variações frequentes e rápidas de potência em torno do estado médio da carga, penalizando tecnologias com um número de ciclos de carga/descarga mais reduzido, como é o caso das baterias de íões de lítio [26].

Apesar das suas vantagens, os supercondensadores apresentam limitações importantes no que respeita à densidade de energia, significativamente inferior à das baterias eletroquímicas [29]. Como resultado, a energia total disponível para descarga é reduzida, limitando a duração do suporte de potência ativa que podem fornecer [26]. Esta limitação torna os supercondensadores incapazes de realizar serviços que exigem fornecimento sustentado de energia ao longo de períodos mais longos, como as regulações secundária ou terciária de frequência [7].

Em contraste, as baterias de íões de lítio, embora apresentem uma resposta dinâmica mais lenta, oferecem uma densidade de energia elevada, permitindo a prestação de serviços de regulação em escalas temporais mais longas [26]. No entanto, tal como foi atrás referido, a sua utilização para serviços de regulação primária rápida pode conduzir a um aumento significativo do desgaste e a uma redução da vida útil, especialmente em cenários que exigem elevado número de ciclos de carga e descarga [14].

Para fundamentar tecnicamente as diferenças de desempenho discutidas entre supercondensadores e baterias de íões de lítio e evidenciar a complementaridade entre estas tecnologias de armazenamento, a Tabela 2.2 apresenta uma síntese comparativa dos principais parâmetros operacionais de supercondensadores e baterias de íões de lítio [5]. Estes valores quantificam o compromisso entre densidade de potência e densidade de energia, validando a adequação de cada tecnologia para diferentes escalas temporais de suporte à rede, desde a contenção imediata do **RoCoF** até à regulação de energia de maior duração [5].

Tabela 2.2: Comparação de parâmetros técnicos e operacionais entre supercondensadores e baterias de iões de lítio para aplicações de suporte de frequência. Adaptado de [30].

Característica	Supercondensadores	Baterias de Iões de Lítio
Tempo de Descarga	0.3 – 30 s	0.5 – 3 h
Densidade de Energia [Wh/kg]	1 – 10	150 – 200
Densidade de Potência [kW/kg]	<10	0.5 – 2
Número de Ciclos de Carga/Descarga ao longo da Vida Útil	<50000	5000

Neste contexto, a hibridização de tecnologias de armazenamento, combinando supercondensadores e baterias de iões de lítio, surge como uma solução particularmente atrativa [12]. Numa arquitetura híbrida, os supercondensadores são responsáveis pela resposta imediata a perturbações de frequência, fornecendo picos de potência de curta duração e absorvendo variações rápidas, enquanto as baterias asseguram o suporte energético em escalas temporais mais longas [12]. Esta abordagem permite explorar as vantagens de ambas as tecnologias, mitigando simultaneamente as suas limitações individuais, e tem sido amplamente apontada na literatura como uma solução eficiente e robusta para o suporte dinâmico de sistemas elétricos de baixa inércia [12].

2.3 Modelização de Supercondensadores para Controlo Primário de Frequência

Uma modelização fidedigna dos supercondensadores é indispensável para simular com precisão o comportamento dinâmico da rede, permitindo prever a interação entre o sistema de armazenamento e as fontes de geração sob condições transitórias severas [15], [16]. Consequentemente, a fidelidade do modelo matemático é o elemento determinante para a especificação de estratégias de controlo eficientes, que devem ser capazes de gerir a injeção ultra-rápida de potência ativa e otimizar a reserva de energia do dispositivo em escalas temporais de milissegundos [15], [16].

Como discutido nas secções anteriores, a transição para redes de baixa inércia exige que os sistemas de armazenamento compensem a redução da resposta inercial e assegurem os serviços de regulação de frequência [4]. Neste cenário, a escolha do nível de detalhe na modelização dos sistemas de armazenamento impacta diretamente a fiabilidade dos estudos de estabilidade de frequência realizados: modelos excessivamente simplificados podem ocultar limitações físicas, como a ocorrência da perda de capacidade de controlo devido a terem sido atingidos limites de carga, enquanto modelos de elevada complexidade podem impor exigências de dados e de modelização desnecessárias, bem como inviabilizar a simulação de sistemas de larga escala devido ao elevado esforço computacional [15], [16].

2.3.1 Revisão de Modelos

A modelização de sistemas de armazenamento baseados em supercondensadores para estudos de estabilidade de frequência tem sido abordada na literatura com diferentes níveis de detalhe, em função dos objetivos da análise e da escala temporal considerada [15], [16]. Enquanto alguns trabalhos escolhem modelos orientados para a resposta global do sistema elétrico, outros recorrem a representações fisicamente mais detalhadas do dispositivo, incluindo a dinâmica elétrica do banco de supercondensadores e do conversor eletrónico de potência [15], [16].

No contexto da regulação primária de frequência, o principal interesse reside na correta reprodução da resposta rápida de potência ativa no lado AC do sistema de armazenamento, das limitações energéticas do dispositivo e da interação do conversor com os mecanismos de controlo do sistema elétrico [15], [16]. Nesta, secção são analisados dois modelos, propostos na bibliografia da especialidade, para obter a ação de um supercondensador no controlo primário da frequência de sistemas elétricos: o modelo proposto por Egido *et al.* [15], orientado para uma resposta aproximada do supercondensador desprezando perdas de energia e atrasos de resposta do supercondensador, e o modelo desenvolvido por Krpan *et al.* [16], que inclui numa representação elétrica simplificada do supercondensador. Estes modelos constituem a base conceptual para a modelização do supercondensador considerada no presente trabalho.

2.3.1.1 Modelo de Egido et al.

O modelo proposto por Egido *et al.* [15] foi desenvolvido no contexto da implementação e validação experimental de um supercondensador de 4 MW / 5 s para reforço da estabilidade de frequência no sistema elétrico isolado de La Palma. O principal objetivo é representar a resposta do supercondensador tal como é vista pelo sistema elétrico, sendo orientado para estudos de estabilidade de frequência nos primeiros segundos após a perturbação.

A Figura 2.4 apresenta um diagrama de blocos simplificado do modelo proposto por Egido *et al.* [15] que evidencia a relação entre o desvio de frequência do sistema, a lei de controlo aplicada e a evolução do estado energético do dispositivo. Esta representação permite compreender de forma intuitiva o papel do supercondensador como fonte de potência controlada nos instantes iniciais após uma perturbação.

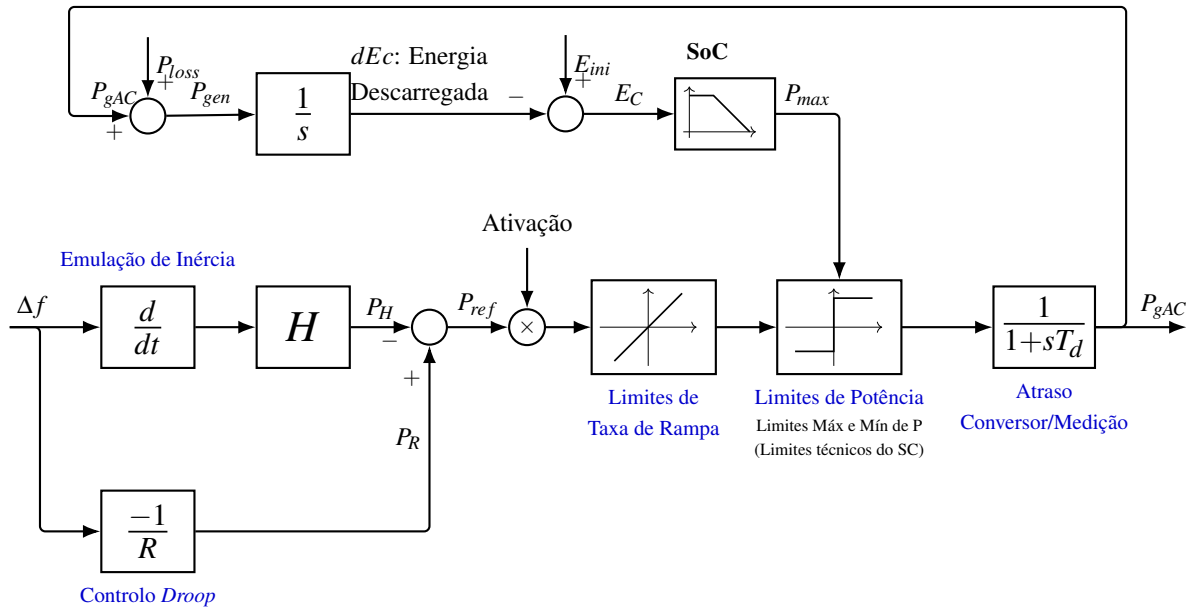


Figura 2.4: Diagrama de blocos do modelo de Egido *et al.* Adaptado de [15].

No modelo de Egido *et al.* [15], as principais variáveis e parâmetros considerados são os seguintes:

Sinais de Entrada:

- E_{ini} [p.u.W.s]: Energia inicialmente armazenada no supercondensador.
- P_{loss} [p.u.]: Perdas de potência associadas às resistências internas e à eficiência do conversor.
- Δf [p.u.]: Desvio de frequência da rede face ao valor nominal.

Variáveis:

- P_{ref} [p.u.]: Potência de referência calculada pelo controlador de frequência.
- P_{gAC} [p.u.]: Potência ativa efetivamente injetada na rede elétrica no lado AC.
- P_{gen} [p.u.]: Potência ativa injetada pelo supercondensador no lado DC.
- E_C [p.u.W.s]: Energia armazenada no supercondensador num dado instante.
- P_{max} [p.u.]: Potência máxima admissível do supercondensador, dependente do seu estado de carga.

Parâmetros de Controlo:

- R [p.u.]: Estatismo (*Droop*) do controlo de frequência.
- H [s]: Constante de inércia sintética do controlo de frequência.

- T_d [s]: Constante de tempo associada ao atraso global do sistema de armazenamento incluindo medição da frequência e resposta do conversor.

Este modelo baseia-se numa representação da dinâmica do dispositivo através de um balanço global de energia, sem recurso a uma representação explícita da sua estrutura elétrica interna. Nesta abordagem, as variáveis de interesse são definidas ao nível da potência ativa trocada com o sistema elétrico no lado **AC** do conversor e da energia armazenada no dispositivo.

A Figura 2.5 ilustra esta abordagem, evidenciando a relação entre a potência fornecida pelo supercondensador, P_{gen} , e a potência ativa efetivamente disponibilizada à rede elétrica, P_{gAC} . É também possível introduzir as perdas associadas ao sistema de conversão, P_{loss} , caso o seu valor seja conhecido e o seu impacto seja relevante para a modelização.

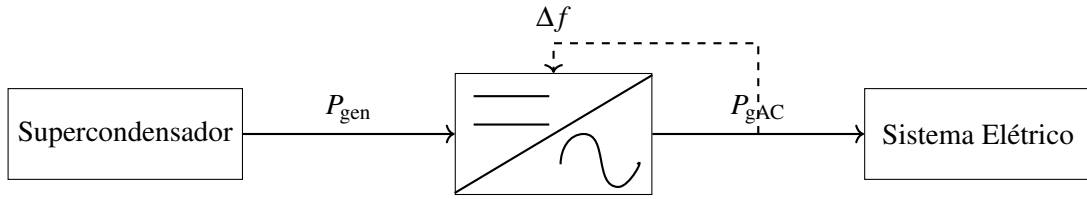


Figura 2.5: Representação conceptual simplificada do modelo energético de Egido *et al.* Adaptado de [15].

Neste modelo, o supercondensador não é representado explicitamente ao nível da estrutura elétrica interna. Em vez disso, o dispositivo é descrito através de uma variável de estado associada à energia armazenada ou, de forma equivalente, ao seu estado de carga (*State of Charge – SoC*). A dinâmica energética do supercondensador é expressa através de um balanço global de energia, dado por:

$$\frac{\partial E_C(t)}{\partial t} = -P_{gen}(t) \quad (2.6)$$

A integração desta expressão conduz à forma integral:

$$E_C(t) = E_{ini} - \int_0^t P_{gen}(t) dt \quad (2.7)$$

Esta formulação corresponde a um balanço energético global do sistema de armazenamento, conforme adotado por Egido *et al.* [15], onde o supercondensador é modelizado como uma fonte de potência controlada sem representação explícita da sua estrutura elétrica interna.

A expressão (2.7) é particularmente relevante, uma vez que permite obter diretamente a energia disponível ao longo do tempo, E_C , variável fundamental para o cálculo do estado de carga do supercondensador. Para além de caracterizar o nível energético instantâneo do dispositivo, o estado de carga desempenha um papel ativo no esquema de controlo, sendo utilizado como variável de supervisão para a imposição de limites de potência durante a atuação do controlo de frequência.

A potência fornecida pelo supercondensador é determinada por uma lei de controlo dependente do desvio de frequência, concebida para simular o controlo de frequência fornecido por um gerador síncrono. De forma genérica, esta lei pode ser expressa por:

$$P_{ref}(t) = \frac{-1}{R} \cdot \Delta f - H \cdot \frac{\partial(\Delta f)}{\partial t} \quad (2.8)$$

A energia inicialmente armazenada no supercondensador, E_{ini} , é condicionada pela energia nominal do sistema de armazenamento, a qual é definida pelo tempo de injeção à potência nominal. No caso estudado por Egido *et al.*, a escolha de um sistema de 4 MW com uma autonomia de 5 segundos conduz a uma energia nominal de 20 MJ, tendo sido esse valor adotado para a definição de E_{ini} . No entanto, para aplicações de controlo de frequência, é mais usual considerar um estado de carga intermédio, tipicamente em torno de 50% da energia nominal, permitindo ao supercondensador fornecer e absorver potência de forma simétrica. Neste caso, a energia inicial é definida como uma fração da energia nominal, sendo este valor utilizado como referência para a definição dos limites energéticos durante a operação.

O estatismo R do controlo de frequência é tipicamente selecionado de forma a tornar a resposta do supercondensador compatível com a resposta de um gerador síncrono convencional, permitindo que o dispositivo contribua para a contenção da frequência sem introduzir interações indesejadas com o controlo primário existente. Este parâmetro é geralmente escolhido com base em valores típicos de estatismo utilizados em reguladores de velocidade, podendo ter de ser ajustado de acordo com as limitações do conversor.

O parâmetro de inércia sintética H é definido de forma a controlar a resposta transitória inicial do sistema elétrico, em particular a taxa de variação da frequência imediatamente após a perturbação.

Valores mais elevados de H conduzem a um controlo mais agressivo nos instantes iniciais, aumentando a potência injetada pelo supercondensador, mas também acelerando o esgotamento da energia disponível. Assim, a escolha deste parâmetro resulta de um compromisso entre a redução do **RoCoF** e a manutenção de uma margem energética suficiente ao longo do evento transitório.

Finalmente, a potência de referência calculada pela lei de controlo, P_{ref} é limitada em termos de taxa de variação e de valor máximo/mínimo, para refletir as restrições físicas do sistema de conversão e de armazenamento energético. Estes limites asseguram que o sistema de armazenamento opera sempre dentro das suas capacidades técnicas, nomeadamente prevenindo solicitações excessivas de potência ativa ou de carga/descarga do supercondensador. Assegura também que o supercondensador não sofra cortes súbitos de potência ativa por ter atingido o seu limite carga ou descarga. Esta última função é efetuada pela variável de controlo P_{max} .

Neste contexto, o estado de carga é utilizado como variável de supervisão para a adaptação dinâmica dos limites da potência ativa que o supercondensador pode injetar ou absorver. À medida que o dispositivo se aproxima dos seus limites energéticos, a potência de referência é progressivamente restringida, assegurando uma redução do seu valor. Este mecanismo permite evitar cortes

súbitos de potência ativa associados à saturação energética, que poderiam introduzir descontinuidades na resposta de frequência do sistema elétrico.

Nos trabalhos descritos em [15], o modelo foi validado experimentalmente através de ensaios de perda de grupos geradores reais, apresentando resultados semelhantes às medições efetuadas em campo, particularmente no que respeita ao Nadir de frequência e à dinâmica inicial da resposta da frequência do sistema elétrico. Estes resultados confirmam a adequação do modelo para estudos de impacto e dimensionamento preliminar de supercondensadores para regulação primária de frequência.

Para além da formulação conceptual do modelo, a sua aplicação prática requer a definição explícita de um conjunto reduzido, mas fundamental, de parâmetros, cuja escolha condiciona diretamente a resposta dinâmica do supercondensador. Em particular, a capacidade energética total do dispositivo no momento da perturbação simulada é representada no modelo pela energia inicial armazenada, E_{ini} , enquanto a potência máxima admissível é imposta através do parâmetro dinâmico P_{max} , que limita a potência ativa fornecida pelo sistema de conversão. A resposta do supercondensador ao desvio da frequência é definida pelos parâmetros da lei de controlo, nomeadamente o estatismo R e a constante de inércia sintética H . Por sua vez, os atrasos associados à medição da frequência e à dinâmica do conversor eletrónico são agregados no parâmetro T_d , que modeliza o atraso das medições da frequência e da atuação do conversor.

2.3.1.2 Modelo de Krpan et al.

O modelo desenvolvido por Krpan *et al.* [16] adota uma abordagem mais detalhada do supercondensador, devendo ser adotado em estudos onde a dinâmica elétrica interna do supercondensador influencia de forma relevante a resposta do sistema elétrico. Ao contrário do modelo de Egido, este modelo inclui uma representação elétrica explícita de cada célula do supercondensador, recorrendo a circuitos equivalente do tipo RC.

As equações que descrevem a dinâmica elétrica do supercondensador decorrem diretamente do modelo de circuito equivalente descrito em [16]. A Figura 2.6 ilustra o circuito equivalente considerado pelos autores como sendo uma simplificação apropriada para a modelização da resposta dinâmica de cada célula do supercondensador, válida para fenómenos que ocorrem em escalas temporais inferiores a um minuto. Este circuito modeliza a dinâmica de carga, descarga e as perdas elétricas.

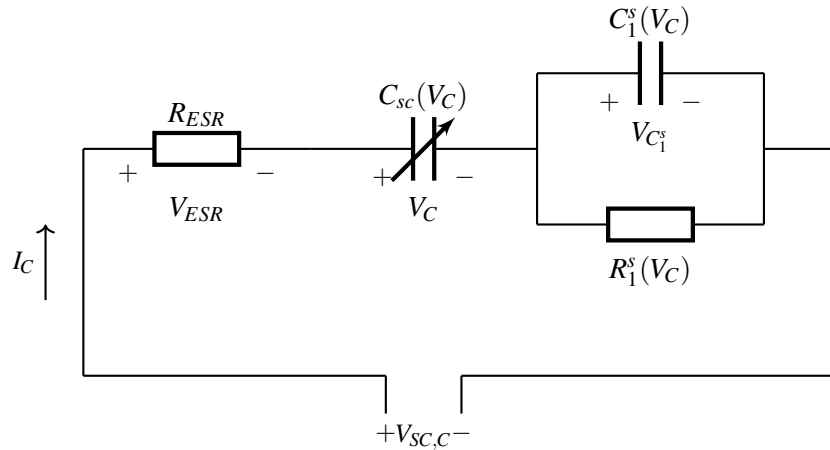


Figura 2.6: Circuito equivalente de cada célula do supercondensador sugerida por Krpan *et al.*. Adaptado de [16].

A célula de supercondensador é representada por uma capacitância equivalente, C_{SC} , potencialmente dependente da tensão aos seus terminais, em série com uma resistência série equivalente (*Equivalent Series Resistance* - **ESR**), R_{ESR} , e o paralelo de uma resistência e uma capacitância, R_1^s e C_1^s , dependentes da tensão aos terminais de C_{SC} . A **ESR** e o paralelo RC modelizam as perdas internas.

A capacitância do supercondensador, C_{SC} , é, em geral, dependente da tensão aos seus terminais, refletindo fenómenos associados à estrutura eletroquímica das interfaces elétricas internas. Esta relação capacitância-tensão pode ser caracterizada, a partir de ensaios experimentais de carga e descarga controlados. No modelo proposto por Krpan *et al.*, esta dependência é aproximada por uma relação linear, válida na gama de operação considerada:

$$C_{SC}(V_C) = C_0 + k_v \cdot V_C(t) \quad (2.9)$$

onde C_0 corresponde à capacitância para tensão nula e k_v é um coeficiente, expresso em F/V, que define a variação da capacitância com a tensão.

A resistência série equivalente, R_{ESR} representa as perdas ómicas internas do supercondensador e tem um impacto direto na potência efetivamente disponível e na dissipação térmica. Este parâmetro pode ser identificado a partir de ensaios de corrente pulsada, analisando a queda instantânea de tensão aquando da aplicação de um degrau de corrente. Em alguns casos, a **ESR** é fornecida pelo fabricante, mas a sua validação experimental é recomendável, sobretudo quando o modelo é utilizado para estudos dinâmicos de curta duração e elevada potência.

O paralelo da resistência com a capacitância, R_1^s e C_1^s , permitem representar com maior detalhe a dinâmica elétrica interna da célula, incorporando efeitos não lineares associados à variação das propriedades elétricas com a tensão. No entanto, os resultados apresentados pelos autores de [16] indicam que a inclusão explícita do paralelo RC tem uma influência irrelevante na resposta dinâmica da tensão para excitações rápidas. Assim, nesta Tese é feito o pressuposto de que em

estudos de transitórios de curta duração, a dinâmica da tensão do supercondensador é adequadamente descrita pela capacitância principal e pela resistência série equivalente, podendo o paralelo RC ser negligenciado sem comprometer a precisão do modelo.

Em versões mais detalhadas do supercondensador, incluem-se ainda circuitos RC adicionais, ligados em paralelo ao que se mostra na Figura 2.6, associados a fenómenos de recombinação após carga ou descarga rápida, e uma resistência, R_{leak} , também ligada em paralelo, associada a fenómenos de auto-descarga, que se tornam relevantes em escalas temporais mais longas. Embora estas perdas não tenham um impacto relevante nos primeiros segundos após uma perturbação, foco principal dos estudos desta Tese sobre regulação primária de frequência, a sua inclusão permitiria aumentar a generalidade do modelo e a sua aplicabilidade a outros contextos de operação, nomeadamente em estudos que envolvam um horizonte temporal mais elevado.

A dinâmica da tensão aos terminais da capacitância equivalente de cada célula do supercondensador descreve-se por:

$$C_{SC}(V_C) \frac{\partial V_C(t)}{\partial t} = I_C(t) \quad (2.10)$$

Desprezando o paralelo RC, a tensão terminal de cada célula do supercondensador é dada por:

$$V_{SC,C}(t) = V_C(t) + R_{ESR} \cdot I_C(t) \quad (2.11)$$

permitindo modelizar explicitamente as perdas resistivas associadas ao dispositivo.

A energia armazenada em cada célula do supercondensador que pode ser usada para ações de controlo obtêm-se diretamente a partir da tensão **DC**, através da expressão:

$$E(t) = \frac{C_{SC}(V_C)}{2} \cdot (V_{SC,C}^2(t) - v_{min}^2) \quad (2.12)$$

onde v_{min} é a tensão mínima de operação da célula.

Os limites operacionais do supercondensador, nomeadamente as tensões mínima e máxima admissíveis, devem ser rigorosamente definidos no modelo, uma vez que condicionam diretamente a energia efetivamente utilizável. A correta parametrização destes limites é essencial para assegurar a coerência entre o modelo elétrico e a capacidade energética disponível, permitindo uma estimativa realista do estado de carga ao longo do tempo.

Com base na representação da célula individual, o modelo é expandido para representar supercondensador, considerando células ligadas em série para formar strings, strings em paralelo para formar módulos e módulos em paralelo para formar o supercondensador. O modelo assume que o sistema de controlo inclui lógica de carga e descarga baseada na tensão **DC**, proteção contra sobretensão e subtensão, limitação de corrente **DC** e controlo do inversor eletrónico em coordenadas síncronas, permitindo a injeção controlada de potência ativa na rede elétrica.

Os autores demonstram que a utilização de modelos do supercondensador excessivamente simplificados pode conduzir a erros relevantes na estimativa da energia disponível e do Nadir de frequência, sobretudo em situações de elevada solicitação do supercondensador. Apesar da sua

maior complexidade, Krpan *et al.* afirmam que o modelo que propõem apresenta um compromisso adequado entre fidelidade física e custo computacional, sendo facilmente integrável em ferramentas de simulação de sistemas elétricos.

A aplicação do modelo elétrico proposto por Krpan *et al.* requer a definição rigorosa de um conjunto de parâmetros que caracterizam o comportamento interno do supercondensador, nomeadamente a capacitância efetiva, a resistência série equivalente e as perdas associadas ao sistema de conversão. Estes parâmetros não podem ser arbitrariamente assumidos, devendo ser obtidos a partir de dados experimentais ou especificações fornecidas pelo fabricante.

2.3.1.3 Observação Final Sobre os Modelos

A análise dos modelos de Egido e de Krpan evidencia duas filosofias complementares de modelização de um supercondensador quando utilizado para efetuar controlo de frequência primário num sistema elétrico. O modelo de Egido privilegia a simplicidade de modelização tendo demonstrado ser adequado para estudos de impacto de um supercondensador no controlo da frequência do sistema elétrico de La Palma na sequência da perda de um grupo gerador. O modelo de Krpan, por sua vez, fornece uma descrição elétrica mais rigorosa do supercondensador, permitindo incluir os efeitos das perdas internas e dos atrasos do comportamento dinâmico da tensão **DC**. Estes modelos fornecem o enquadramento necessário para o desenvolvimento da abordagem de modelização adotada no presente trabalho.

2.3.2 Análise Crítica dos Modelos Apresentados

Os modelos de supercondensadores analisados na Secção 2.3.1 apresentam filosofias de modelização distintas, refletindo diferentes compromissos entre simplicidade, rigor físico e aplicabilidade em estudos de estabilidade de frequência. A escolha do modelo mais adequado depende, em grande medida, do objetivo da análise, da escala temporal considerada e do nível de detalhe necessário para a avaliação do desempenho do sistema de armazenamento.

O modelo proposto por Egido *et al.* caracteriza-se por uma abordagem global e energética, na qual o supercondensador é representado como uma fonte de potência controlada, limitada pela energia disponível desprezando perdas de energia internas e atrasos de resposta do supercondensador. Esta abordagem apresenta como principal vantagem a sua simplicidade conceptual e computacional, permitindo uma integração direta em modelos clássicos de resposta de frequência do sistema. Além disso, a validação experimental apresentada pelos autores demonstra que, apesar da ausência de uma representação elétrica explícita do supercondensador, o modelo é capaz de reproduzir com fidelidade a resposta inicial da frequência, nomeadamente o Nadir e a taxa de variação da frequência após uma perturbação do tipo de perda de geração.

No entanto, esta simplicidade implica também algumas limitações. Em particular, o modelo de Egido não permite analisar fenómenos associados à dinâmica interna do supercondensador, como perdas dependentes da corrente, atrasos nas variações da tensão **DC** ou efeitos associados à não linearidade da capacitância. Consequentemente, é de supor que este modelo é mais adequado

para estudos de impacto global e para avaliações preliminares de dimensionamento, mas menos indicado para análises detalhadas do comportamento elétrico do dispositivo ou para a avaliação precisa de energia efetivamente disponível em diferentes condições de operação.

Por outro lado, o modelo desenvolvido por Krpan *et al.* adota uma abordagem de maior rigor físico, baseada numa representação elétrica explícita do supercondensador através de circuitos equivalentes. Esta formulação permite capturar a dinâmica da tensão DC, as perdas internas e a relação não linear entre a tensão DC e a energia armazenada. Como resultado, é válido supor que este modelo é particularmente adequado para estudos em que a precisão da estimativa da energia disponível e da potência efetivamente fornecida seja crítica, como em análises de dimensionamento do supercondensador ou em situações em que as ações de controlo exigidas ao supercondensador possam levar a que sejam atingidos os seus limites de carga.

A principal desvantagem do modelo de Krpan reside na sua maior complexidade e no consequente aumento do custo computacional, especialmente quando aplicado a sistemas de grande dimensão ou em estudos que envolvem a variação sistemática de múltiplos parâmetros do supercondensador. Em particular, em análises de sensibilidade ou de dimensionamento, nas quais se avalia o impacto de diferentes configurações do supercondensador na regulação de frequência, a necessidade de definir e identificar um maior número de parâmetros elétricos pode constituir uma limitação em fases iniciais de projeto, quando a informação detalhada sobre o equipamento ainda não está disponível.

No contexto do presente trabalho, cujo objetivo central é identificar o nível adequado de aproximação a considerar na modelização de supercondensadores quando utilizados no controlo primário de frequência, para identificar requisitos mínimos de dimensionamento que assegurem um desempenho eficaz, ambos os modelos apresentam contributos relevantes e complementares. O modelo de Egido fornece um enquadramento adequado para a análise do impacto global do supercondensador na dinâmica da frequência do sistema elétrico, permitindo estudar de forma eficiente diferentes cenários de potência e energia disponíveis. O modelo de Krpan, por sua vez, permite aprofundar a análise, avaliando com maior rigor a relação entre potência, energia e tensão DC do supercondensador, bem como os efeitos das perdas internas e dos atrasos da tensão DC. O que falta saber, e se pretende analisar com este trabalho, é se esta análise mais profunda é ou não relevante quando se pretende analisar a estabilidade de frequência de um sistema elétrico.

Capítulo 3

Metodologia

O presente capítulo descreve o trabalho desenvolvido e a metodologia utilizada para a realização da dissertação, tendo como objetivo identificar o nível adequado de aproximação a considerar na modelização do supercondensador quando utilizado no controlo primário de frequência de sistemas elétricos isolados.

A metodologia adotada baseia-se predominantemente em simulação dinâmica, permitindo analisar a resposta temporal da frequência do sistema elétrico após a ocorrência de perturbações e avaliar o contributo de sistemas de armazenamento de energia baseados em supercondensadores. Esta abordagem é particularmente adequada para o estudo dos primeiros segundos após uma perturbação, período crítico para a estabilidade de frequência.

3.1 Sistema Elétrico de Estudo

3.1.1 Descrição do Sistema Elétrico

O sistema elétrico considerado neste trabalho corresponde ao da ilha da Graciosa, consistindo num sistema de pequena dimensão, caracterizado por níveis reduzidos de inércia e elevada sensibilidade a desequilíbrios entre geração e consumo. Este sistema constitui um caso de estudo particularmente relevante no contexto atual da transição energética, onde a crescente penetração de fontes renováveis baseadas em eletrónica de potência conduz a uma diminuição significativa da inércia síncrona disponível.

O sistema elétrico da ilha da Graciosa consiste numa rede isolada com elevada penetração de fontes de energia renovável, um parque eólico e uma central fotovoltaica, apoiada por um sistema de armazenamento e uma central de geração diesel. A constituição do sistema baseia-se nas seguintes capacidades instaladas [31]:

- O parque eólico apresenta uma potência ativa nominal, P_n , de 4.5 MW (5x900 kW).
- A central fotovoltaica apresenta uma P_n de 1 MW.
- A central diesel encontra-se dividida em 6 geradores diesel com as seguintes características: 3 geradores com potência ativa nominal, P_n , de 600 kW e potência aparente nominal, S_n , de

aproximadamente 769 kVA; 1 gerador com P_n de 810 kW e S_n de aproximadamente 1038 kVA; e 2 geradores com P_n de 1000 kW e S_n de aproximadamente 1282 kVA;

- O sistema de baterias possui uma potência aparente nominal, S_n , de 7.425 MVA, dividida por 3 baterias de íões de lítio, tendo cada uma S_n de 2.475 MVA, potência ativa máxima de carga/descarga, P_{max} , de 1.579 MW e uma capacidade de 0.8667 MWh.
- A carga ativa do sistema, no ano de 2021, variou entre um valor mínimo, P_{min} , de 0.97 MW e um pico máximo, P_{max} , de 2.36 MW.

No que diz respeito à operação e estabilidade da rede, os conversores das baterias de íões de lítio operam em modo grid-forming sendo responsáveis por estabelecer a referência de tensão e frequência na ausência de máquinas síncronas. O controlo primário de frequência é partilhado entre as baterias de íões de lítio e os grupos geradores diesel, reagindo a desvios instantâneos. Contudo, o controlo secundário, responsável pela reposição da frequência para o valor nominal, é assegurado exclusivamente pelo sistema de baterias.

Embora o modelo desenvolvido neste trabalho utilize estes parâmetros como fundamentação técnica para garantir o realismo do comportamento dinâmico, é importante ressaltar que o mesmo não pretende ser uma réplica exata do sistema da ilha, mas sim uma representação representativa das suas características operacionais.

A Figura 3.1 apresenta uma representação simplificada deste sistema, através de uma representação equivalente de um único barramento.

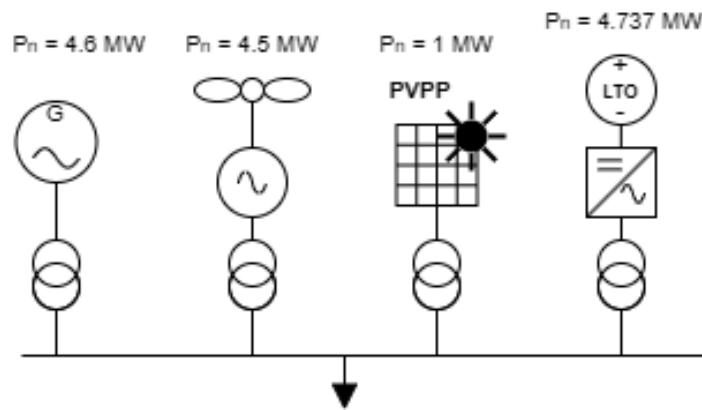


Figura 3.1: Representação simplificada do sistema elétrico da ilha da Graciosa num único barramento

3.1.2 Cenário de Operação Analisado

Após a caracterização da infraestrutura e das capacidades nominais instaladas na rede da ilha da Graciosa, torna-se necessário definir o cenário de operação que serviu como base do estudo a ser realizado nesta Tese.

Para avaliar o comportamento do sistema sob condições representativas de elevada penetração de produção proveniente de fontes com interface baseadas em eletrônica de potência, foi considerado um sistema no qual não existe a contribuição da central a diesel. Foi considerada apenas uma bateria em serviço, com uma potência aparente nominal de 2.475 MVA e potência ativa máxima de carga/descarga de 1.579 MW.

O ponto de operação inicial foi definido considerando uma carga total de 2 MW. Este consumo é alimentado através da seguinte distribuição de potência ativa:

- O parque eólico injeta uma potência ativa de 2.5 MW.
- A central fotovoltaica contribui com uma potência ativa de 1 MW.
- O sistema de armazenamento apresenta uma absorção inicial de 1.5 MW, de modo a compensar a produção excessiva da geração renovável.

A capacidade de regulação deste cenário depende inteiramente do comportamento dinâmico da bateria de íons de lítio operando em modo *grid-forming*. A margem disponível para o controlo de frequência é ditada pelas restrições operacionais e limites simétricos de potência ativa do conversor da bateria:

- **Limite Máximo de Potência Ativa (P_{max}):** Como o ponto inicial de operação corresponde a -1.5 MW, estando o sistema de armazenamento a absorver potência, o sistema dispõe de uma margem total de subida de 3.079 MW para responder a perturbações.
- **Limite Mínimo de Potência Ativa (P_{min}):** Como o sistema de armazenamento se encontra a consumir uma potência de -1.5 MW, este irá dispor de uma margem total de descida de 0.079 MW.

A Figura 3.2 apresenta uma representação simplificada através de um único barramento do sistema de estudo utilizado, já com as potências geradas associadas às tecnologias.

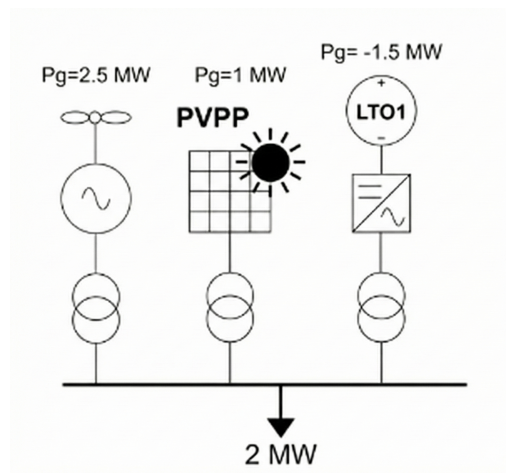


Figura 3.2: Cenário de operação analisado.

3.2 Modelo Dinâmico do Sistema Elétrico

Nesta secção é apresentada a modelização do sistema elétrico de referência utilizado ao longo do presente trabalho, designado por modelo base. Este modelo constitui o ponto de partida para a análise da dinâmica da frequência e será utilizado como cenário de referência para a avaliação do impacto da integração de supercondensadores com diferentes níveis de detalhe de modelização.

O modelo base corresponde a uma configuração simplificada do sistema elétrico, na qual a regulação de frequência é assegurada exclusivamente por um sistema de armazenamento de energia baseado em baterias de iões de lítio, não sendo ainda considerada a contribuição de supercondensadores. Esta abordagem permite isolar o comportamento dinâmico do sistema e estabelecer uma base consistente para comparação com os modelos desenvolvidos nas secções seguintes.

A modelização é realizada com base nas representações equivalentes de barramento único introduzida na Secção 3.1, sendo considerada apenas a dinâmica associada à potência ativa e à evolução da frequência do sistema.

O modelo base integra os elementos fundamentais que influenciam a resposta de frequência de curto prazo: a constante de inércia, a constante de amortecimento e os mecanismos de controlo primário e secundário da frequência. Nesta abordagem, a dinâmica do sistema é regida por uma *swing equation* equivalente, onde a constante de inércia (H) e a constante de amortecimento (D) representam os valores globais do sistema elétrico. É importante notar que estes parâmetros são representados apenas pela resposta sintética fornecida pelo sistema de armazenamento através do seu controlo automático de frequência.

3.2.1 Aproximação por Sistema Equivalente de Barramento Único

O sistema elétrico é modelizado através de uma representação equivalente de um único barramento, na qual não são explicitamente consideradas as características da rede de transporte e distribuição, como impedâncias de linhas, transformadores ou fluxos de potência entre barramentos.

Esta simplificação é amplamente utilizada em estudos de estabilidade de frequência, sendo válida sob as seguintes hipóteses:

- A análise é restrita a fenómenos associados à potência ativa, assumindo-se que a dinâmica do valor eficaz das tensões AC e da potência reativa tem um impacto reduzido na evolução da frequência.
- O sistema apresenta um comportamento coerente em frequência (i.e, todas as fontes AC do sistema elétrico estão sempre com a mesma frequência, mesmo durante regimes transitórios), permitindo a sua representação por uma única variável agregada.
- As perturbações consideradas correspondem a variações de potência ativa (perda de geração ou variação súbita de carga), não sendo analisados eventos que induzam variações significativas de tensão, como curto-circuitos.

Sob estas condições, a dinâmica da frequência é dominada pela inércia equivalente do sistema e pelos mecanismos de controlo primário e secundário da frequência, podendo ser adequadamente representada através de um modelo agregado.

No entanto, importa reconhecer as limitações desta abordagem. Em particular, o modelo não permite analisar:

- Fenómenos associados à estabilidade de tensão.
- Interações dinâmicas entre os diferentes dispositivos que efetuam controlo de frequência do sistema.
- Limitações associadas à capacidade de transporte da rede.

Apesar destas limitações, a utilização de um modelo de barramento único é adequada para o objetivo do presente trabalho, que consiste na análise da resposta global da frequência nos primeiros segundos após uma perturbação e na avaliação do impacto da modelização do supercondensador nesse contexto.

A Figura 3.2 ilustra a representação simplificada do sistema elétrico adotado, modelizado como um equivalente de um único barramento. Nesta abordagem, os diferentes elementos do sistema, nomeadamente a geração, carga e o sistema de armazenamento de energia são agregados num único ponto de ligação, permitindo analisar de forma direta a dinâmica global da frequência.

3.2.2 Modelização da Equação de Oscilação do Sistema Elétrico

Para efeitos de análise, o sistema elétrico é modelizado como um sistema dinâmico agregado em um único barramento, no qual a variável de estado principal é a frequência elétrica do sistema. A dinâmica da frequência resulta diretamente da equação de oscilação (swing equation) já descrita no capítulo 2 (ver equação (2.3)). Neste modelo, supondo que a regulação de frequência é efetuada exclusivamente por geradores síncronos, a equação de oscilação tem a seguinte forma:

$$2H \frac{d^2 \Delta f(t)}{dt^2} = \Delta P_m(t) - \Delta P_e(t) - D \cdot \Delta f(t) \quad (3.1)$$

onde:

- Δf é o desvio de frequência elétrica (em p.u.Hz).
- ΔP_m é o desvio de potência mecânica de todos os geradores síncronos em serviço (em p.u.W).
- ΔP_e é o desvio de potência elétrica gerada de todos os geradores síncronos em serviço (em p.u.W).
- H é a constante de inércia equivalente de todos os geradores em serviço (em s).
- D é a constante de amortecimento do sistema elétrico (em p.u.W/p.u.Hz).

No caso de um gerador síncrono, a resistência do estator é tipicamente desprezável. Por este motivo, assume-se que a potência elétrica gerada aos terminais da máquina, P_g , é igual à potência elétrica, P_e , utilizada na equação de oscilação, a qual corresponde à medição efetuada antes das perdas do estator. Todos os parâmetros e variáveis estão definidos em p.u. em relação a uma base de potência comum, S_b , e à frequência nominal do sistema elétrica de 50 Hz. Adicionalmente, os desvios de potência considerados são medidos em relação ao valor obtido em regime permanente antes da ocorrência da perturbação simulada.

No domínio de Laplace, esta equação expressa-se por:

$$\Delta f(s) = \frac{1}{2Hs + D}(\Delta P_m(s) - \Delta P_e(s)) \quad (3.2)$$

Quando a regulação primária de frequência é assegurada pelo sistema de baterias de iões de lítio, o modelo da equação de oscilação sofre determinadas modificações, as quais serão detalhadas adiante na Secção 3.3.

3.2.3 Definição da Perturbação em Análise

A análise da resposta dinâmica do sistema elétrico é realizada através da simulação de perturbações de potência ativa, representativas de eventos típicos em sistemas isolados.

A análise da estabilidade de frequência foca-se na resposta do sistema a uma contingência severa, modelizada por uma perda súbita do parque eólico, resultando numa perda de geração de magnitude $\Delta P_e = 2.5MW$ a qual é vista pelos dispositivos de controlo em serviço como um aumento da carga total do sistema. Esta perturbação é modelizada como um sinal de entrada em degrau no instante $t = t_0$. A escolha desta magnitude justifica-se por representar um cenário de grande amplitude, permitindo avaliar a eficácia do supercondensador na contenção do RoCoF e na elevação do nadir de frequência em condições críticas de operação.

A análise temporal é limitada aos primeiros segundos após a perturbação, tipicamente no intervalo de 0 a 10 segundos, período no qual se desenvolvem os fenómenos associados ao controlo primário e secundário de frequência do sistema em análise e onde a contribuição de dispositivos de resposta rápida, como os supercondensadores, é mais relevante.

3.2.4 Métricas de Avaliação da Resposta Dinâmica

Para avaliar o desempenho do sistema elétrico e o impacto dos diferentes modelos de supercondensadores, são consideradas as seguintes métricas de análise da resposta de frequência:

- **RoCoF (Rate of Change of Frequency):** o RoCoF é aqui calculado através da equação 2.4 com uma janela temporal de 50 ms. As recomendações técnicas da ENTSO-E para sistema com baixa inércia referem uma janela de 100 a 500 ms, mas no caso desta Tese esses valores são demasiado elevados fazendo com que o RoCoF incluísse o período de reposição do valor nominal da frequência.

- **Nadir da Frequência:** valor mínimo da frequência atingido após a perturbação, relevante para a avaliação do risco de atuação de esquemas de proteção por subfrequência.
- **Tempo de Estabilização:** intervalo necessário para que a frequência atinja um regime próximo do novo ponto de equilíbrio.
- **Energia Libertada pelo Supercondensador:** energia total libertada pelo supercondensador durante o evento transitório, relevante para a análise de requisitos energéticos.

Estas métricas permitem caracterizar de forma quantitativa a resposta do sistema e constituem a base para a comparação entre diferentes estratégias de modelização do supercondensador.

3.2.5 Ambiente de Simulação

O modelo dinâmico foi implementado e simulado em ambiente MATLAB/Simulink (versão R2025a). Devido à natureza das equações diferenciais resultantes da integração de conversores eletrónicos e ramos RC, utilizou-se o solver numérico ode23tb com um passo de integração variável máximo de 0.001 s. Esta precisão temporal é necessária para o cálculo rigoroso do **RoCoF**, evitando erros na estimativa da derivada da frequência.

A implementação do modelo base permite simular a evolução temporal da frequência na sequência de perturbações de potência ativa, constituindo a plataforma sobre a qual são posteriormente integrados os modelos de supercondensadores e avaliado o seu impacto na estabilidade de frequência.

Desta forma, a parametrização base utilizada para todos os cenários de simulação dinâmica discutidos neste capítulo encontram-se sintetizada na Tabela 3.1

Tabela 3.1: Parâmetros nominais do sistema elétrico e da perturbação

Potência Base do Sistema (S_b)	10 MVA
Frequência Nominal (f_n)	50 Hz
Perda de Produção (P_e)	2.5 MW
Instante da Perturbação (t_0)	2 s

3.3 Modelização da Bateria de Iões de Lítio

No modelo base considerado, a regulação de frequência é assegurada por um sistema de armazenamento de energia baseado em baterias de iões de lítio, o qual é modelizado como uma fonte de potência ativa ligada ao sistema elétrico. Esta abordagem permite representar de forma direta a capacidade do sistema de armazenamento em injetar ou absorver potência, contribuindo para o equilíbrio entre geração e consumo.

No entanto, para assegurar o realismo físico das simulações, foram impostos limites de saturação de potência ativa em +3.079 e -0.079 MW, correspondentes à capacidade da bateria em

relação ao funcionamento em regime permanente considerado. Adicionalmente, assume-se que a bateria opera num estado de carga intermédio, garantindo que a potência de reserva primária não seja limitada por saturação energética durante os 10 segundos de análise dinâmica.

A modelização adotada assume que a bateria opera como um atuador de resposta rápida, sendo capaz de ajustar a potência fornecida ao sistema numa escala temporal compatível com a dinâmica de frequência a curto prazo. Neste contexto, não são considerados fenómenos associados à dinâmica eletroquímica interna da bateria, como efeitos de difusão ou dependência da tensão com o estado de carga, uma vez que estes se manifestam tipicamente em escalas temporais superiores às de interesse neste estudo.

Assim, a potência injetada pela bateria é determinada exclusivamente pelo sistema de controlo, sendo para o intervalo temporal considerado, correspondente aos primeiros segundos após uma perturbação, a variação de energia associada à resposta da bateria é reduzida quando comparada com a sua capacidade nominal. Esta aproximação permite simplificar o modelo sem comprometer a análise da dinâmica de frequência, que constitui o foco principal deste trabalho.

3.3.1 Modelização do Controlo Primário

O controlo primário de frequência atua nos primeiros instantes após uma perturbação, sendo responsável pela contenção da variação da frequência e pela limitação da sua taxa de variação. No sistema de armazenamento com baterias de iões de lítio da rede de teste em estudo, este mecanismo é implementado através de uma malha de controlo de *Droop* por um conversor do tipo *grid-forming*, permitindo modelizar o controlo primário do sistema de armazenamento como uma *Virtual Synchronous Machine (VSM)* [32].

Ao contrário dos conversores do tipo *grid-following*, que dependem da tensão da rede para sincronização, o conversor *grid-forming* estabelece internamente uma referência da tensão cuja frequência evolui de acordo com a dinâmica imposta pelo sistema de controlo. Desta forma, o sistema de armazenamento contribui diretamente para a dinâmica da frequência, deixando esta de ser exclusivamente determinada pela rede.

A modelização do controlo baseia-se numa analogia com o comportamento eletromecânico de uma máquina síncrona, na qual a frequência do sistema elétrico é ajustada em função do desequilíbrio entre a potência ativa de referência, P_{ref} , e a potência efetivamente injetada na rede, P_e . Neste enquadramento, são introduzidos termos equivalentes de inércia virtual, H_{VSM} , e de amortecimento, D_{VSM} , que permitem reproduzir os efeitos associados à equação de oscilação.

Consequentemente, a dinâmica da frequência do sistema pode ser descrita por uma expressão equivalente à equação de oscilação, na qual a contribuição do sistema de armazenamento é incorporada nos parâmetros equivalentes de inércia e amortecimento.

No caso de o controlo primário ser apenas efetuado pelo sistema de armazenamento *grid-forming*, a equação de oscilação equivalente expressa-se por:

$$\Delta f(s) = \frac{1}{2H_{VSM}s + D_{VSM}} \cdot (\Delta P_{ref}(s) - \Delta P_e(s)) \quad (3.3)$$

onde:

- ΔP_{ref} é o desvio de potência ativa de referência do conversor (em p.u.W);
- ΔP_e é o desvio de potência ativa efetivamente injetada na rede pelo conversor (em p.u.W);
- H_{VSM} é a inércia da **VSM** (em s);
- D_{VSM} é a constante de amortecimento da **VSM** (em p.u.W/p.u.Hz).

A correta parametrização dos coeficientes associados à **VSM** é essencial para garantir que o modelo apresenta adequadamente a dinâmica de frequência do sistema elétrico. Com base na equivalência entre controladores do tipo *Virtual Synchronous Machine* e estratégias de controlo baseadas em *droop* com filtragem da potência ativa, é possível estabelecer uma correspondência entre os parâmetros da malha de controlo primário de frequência e os parâmetros da equação de oscilação [32].

Neste contexto, a constante de tempo do filtro passa-baixo de medição da potência ativa, T_f , introduz uma dinâmica equivalente à inércia, enquanto o parâmetro *Droop* de frequência, R , define o amortecimento introduzido pelo sistema. Em [32] demonstra-se que os parâmetros de controlo de uma malha de controlo baseada em droop traduzem-se nos seguintes parâmetros de uma **VSM**:

$$H_{VSM} = \frac{T_f}{2 \cdot R} \quad (3.4)$$

$$D_{VSM} = \frac{1}{R} \quad (3.5)$$

Os valores dos parâmetros utilizados neste trabalho encontram-se sintetizados na Tabela 3.2 (valor do Droop definido na base da máquina S_n).

Tabela 3.2: Parâmetros da bateria de lítio utilizados para determinar H_{VSM} e D_{VSM}

Potência Nominal do conversor da Bateria (S_n)	2.475 MVA
Droop de Frequência (R)	0.035 puHz/puW
Constante de tempo do filtro passa baixo de medição de potência ativa (T_f)	0.0167 s

Com base nestes valores, obtêm-se os seguintes parâmetros na base da máquina (base S_n):

$$H_{VSM} = \frac{0.0167}{2 \cdot 0.035} = 0.2381s \quad (3.6)$$

$$D_{VSM} = \frac{1}{0.035} = 28.5714puW/puHz \quad (3.7)$$

Procedendo à conversão para a base do sistema, $S_b = 10$ MVA, obtêm-se:

$$H_{VSM} = 0.2381 \cdot \frac{S_n}{S_b} = 0.058929s \quad (3.8)$$

$$D_{VSM} = 28.5714 \cdot \frac{S_n}{S_b} = 7.071429 puW / puHz \quad (3.9)$$

A implementação do controlador no ambiente de simulação, apresentado na Figura 3.3, incorpora diretamente estes parâmetros na função de transferência associada à equação de oscilação, permitindo representar de forma consistente a contribuição do sistema de armazenamento na dinâmica global da frequência.

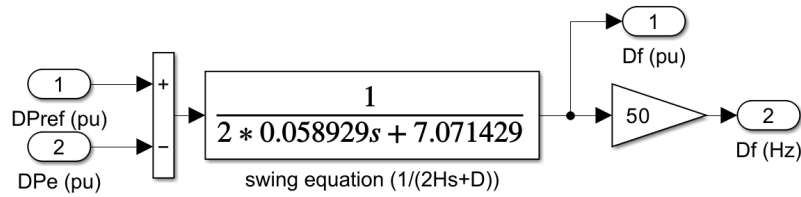


Figura 3.3: Modelização do controlo primário da bateria de lítio em ambiente MATLAB/Simulink

3.3.2 Modelização do Controlo Secundário

O controlo secundário, associado ao *Automatic Generation Control* (AGC), atua após a resposta inicial assegurada pelo controlo primário, tendo como principal objetivo a reposição da frequência para o seu valor nominal em regime permanente.

Enquanto o controlo primário, implementado através da malha de controlo de droop, atua sobre a dinâmica transitória da frequência e estabelece um novo ponto de equilíbrio dependente do coeficiente de *droop*, o controlo secundário assegura que, após a estabilização inicial do sistema, a frequência converge novamente para o valor nominal.

O controlo secundário é implementado através de um regulador do tipo proporcional-integral (PI), atuando sobre o desvio de frequência do sistema. A ação proporcional permite uma resposta imediata à variação da frequência, enquanto a ação integral assegura a eliminação do erro em regime permanente através da acumulação do desvio ao longo do tempo.

A potência de correção associada ao controlo secundário pode ser expressa por:

$$P_{ref}(t) = K_p \Delta f(t) + K_i \int \Delta f(t) dt \quad (3.10)$$

onde K_p e K_i representam, respetivamente, os ganhos proporcional e integral do controlador, e $\Delta f(t)$ o desvio de frequência relativamente ao valor nominal.

A parametrização dos ganhos K_p e K_i foi realizada de forma a garantir que a resposta do controlo secundário ocorra numa escala temporal superior à do controlo primário, permitindo assim uma melhor análise do impacto do supercondensador, para tal efeito foram escolhidos os valores 4 e 2, respetivamente.

A Figura 3.4 apresenta a implementação em MATLAB/Simulink do controlo secundário adotado, evidenciando os blocos proporcional e integrador responsáveis pela geração do sinal de correção a partir do erro de frequência. Adicionalmente, detalha a inclusão da constante de tempo associada ao atraso da medição da frequência de 0.1 s e da constante de tempo associada ao envio de sinais de controlo de 0.3 s.

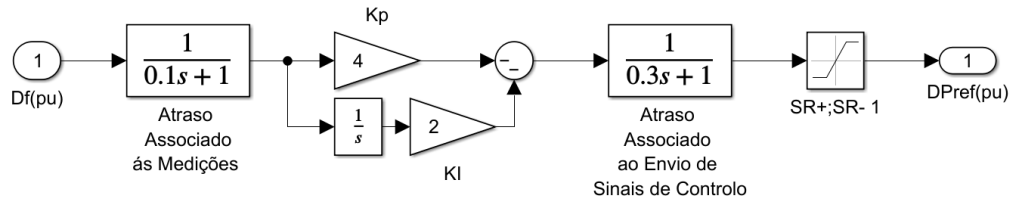


Figura 3.4: Modelização do controlo secundário das baterias de lítio em ambiente MATLAB/Simulink

O sinal de saída ΔP_{ref} é o desvio da potência ativa de referência que é enviada pelo controlo secundário ao conversor da bateria de lítio. A potência resultante da ação de controlo secundário é limitada entre +3.079 e -0.079 MW, garantindo a coerência física do modelo com o estado de funcionamento em regime permanente definido. Desta forma, o controlo secundário complementa o controlo primário, assegurando simultaneamente a estabilização transitória e a reposição da frequência nominal.

3.4 Inclusão de um Supercondensador

Nesta secção é apresentada a modelização do supercondensador e a sua integração no sistema elétrico definido anteriormente. O supercondensador é considerado em serviço, com o objetivo de contribuir para o controlo da frequência particularmente nos instantes iniciais após uma perturbação.

Neste contexto, o sistema de controlo de frequência passa a ser composto por dois dispositivos: a bateria, responsável pela regulação de frequência primária e secundária, e o supercondensador apenas com regulação de frequência primária. Esta configuração tem como objetivos melhorar o controlo de frequência da rede, reduzir o esforço imposto à bateria de iões de lítio durante a regulação primária da frequência e, assim, aumentar a sua vida útil.

No modelo considerado, assumiu-se a integração de um supercondensador com uma potência nominal de 250 kW, com capacidade para injetar essa potência na rede durante um período de pelo menos 10 segundos. A interface com o sistema AC é realizada através de um conversor a operar em modo *grid-following*, o qual apresenta uma potência aparente nominal de 1,1 MVA. Estas especificações baseiam-se num supercondensador que se estima ser ligado futuramente à rede da ilha da Graciosa. De acordo com os dados do fabricante, o supercondensador possui uma

resposta dinâmica ultrarrápida, sendo capaz de atingir a sua potência máxima em menos de 50 milissegundos.

A Figura 3.5 apresenta a estrutura global do sistema elétrico com a inclusão do supercondensador, evidenciando a sua ligação ao sistema elétrico e a sua interação com o sistema de armazenamento baseado em baterias. Esta representação permite visualizar de forma clara a arquitetura adotada e o enquadramento do supercondensador no modelo global.

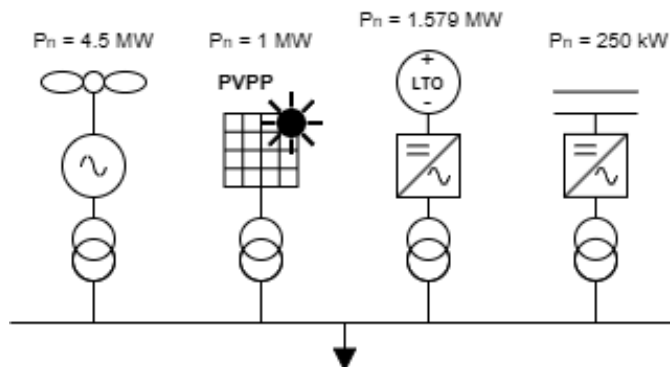


Figura 3.5: Representação do sistema elétrico com o supercondensador

O objetivo desta Tese consiste na análise do impacto do nível de detalhe da modelização do supercondensador na resposta dinâmica da frequência do sistema elétrico. Em particular, pretende-se avaliar de que forma diferentes representações do dispositivo influenciam métricas como o **RoCoF**, o nadir de frequência e a energia fornecida pelo supercondensador durante o transitório.

Para este efeito, são considerados diferentes níveis de modelização do supercondensador. Na Secção 3.4.2, é apresentada uma abordagem simplificada, onde o dispositivo é representado com base em relações energéticas. Na Secção 3.4.3, é considerado um modelo elétrico mais detalhado, que incorpora explicitamente a dependência da capacitância com a tensão e os efeitos resistivos internos.

A comparação entre estas abordagens permite avaliar o compromisso entre complexidade de modelização e precisão dos resultados, identificando o nível de detalhe necessário para a análise da dinâmica de frequência em sistemas com baixa inércia.

Neste contexto, ambos os modelos pressupõem o mesmo tipo de controlo de frequência, o qual se descreve na Secção 3.4.1.

Para a realização dos estudos dinâmicos e validação do comportamento dos modelos, procedeu-se inicialmente à parametrização do supercondensador com base nas especificações técnicas de células comerciais. A Tabela 3.3 sintetiza os parâmetros elétricos e operacionais adotados, garantindo a consistência entre a formulação teórica e a implementação no ambiente de simulação:

Tabela 3.3: Parâmetros elétricos e operacionais do supercondensador

Parâmetro	Valor
Potência Nominal do Supercondensador (P_n)	250 kW
Energia Nominal (E_n)	3.159 MJ
Tensão máxima de Operação (V_{max})	810 V
Tensão mínima de Operação (V_{min})	360 V
Capacitância Base de cada célula do supercondensador (C_0)	180 F
Resistência Série Equivalente de cada célula do supercondensador (R_{ESR})	22 mΩ
Limite de Corrente (Carga / Descarga) (I_{max})	694 A
Estado de Carga Inicial (SoC_{ini})	0.5
Número de Células em Série formando Strings (n_s)	30
Número de Strings em Paralelo (n_p)	2

É fundamental notar que o valor adotado para a resistência série equivalente, R_{ESR} , corresponde a 2.75 vezes o seu valor nominal. Esta parametrização fundamenta-se em [33], onde se demonstrou que o ajuste do fator resistivo permite capturar com maior fidelidade as perdas internas do dispositivo, conduzindo a resultados significativamente mais próximos dos valores experimentais observados.

3.4.1 Modelização do Controle de Frequência do Supercondensador

O controle do supercondensador é definido de forma a permitir a sua integração no sistema de regulação de frequência, assegurando uma atuação coordenada com o sistema de armazenamento baseado em baterias. Tal como no caso da bateria, o supercondensador contribui para a resposta dinâmica da frequência do sistema elétrico, sendo a potência injetada determinada em função do desvio de frequência.

No entanto, ao contrário da bateria, cujo controle é implementado por um conversor *grid-forming* com base no conceito de máquina síncrona virtual, o supercondensador é controlado por um conversor *grid-following* através do controle de potência em função da frequência.

Neste trabalho assumiu-se que a potência de referência do supercondensador é definida a partir dos seguintes tipos de controle:

- Um termo proporcional ao desvio de frequência, efetuado com controle por *Droop* (parâmetro R da figura 2.4), responsável pela contribuição para a estabilização da frequência.

- Um termo proporcional à taxa de variação da frequência, efetuado com controlo por inércia sintética (parâmetro H da figura 2.4), responsável por efetuar um controlo semelhante à inércia de um gerador síncrono.

A utilização desta estratégia de controlo exige uma definição rigorosa dos ganhos associados a cada termo, de modo a garantir uma contribuição adequada para o controlo de frequência do sistema.

Nas simulações de base efetuadas, o *Droop* foi definido em $R=2\%$ na base nominal do conversor, o que resulta num ganho proporcional de $1/0.1818$ p.u. na base do sistema. Esta parametrização pretende maximizar a contribuição do supercondensador na regulação de frequência, permitindo não só avaliar o seu impacto imediato na rede, como também criar as condições necessárias para estudar o efeito do esgotamento da reserva energética.

Adicionalmente, para a inércia sintética foi utilizado um ganho de $H=0.5$ na base do sistema. A escolha deste valor foi ajustada por tentativa erro com a intenção de impor uma resposta inicial agressiva por parte do supercondensador. Ao assumir um ganho elevado, força-se uma dinâmica de descarga mais acelerada nos instantes iniciais, o que é fundamental que o supercondensador tenha um contributo significativo no controlo de frequência.

Desta forma, a potência de saída do supercondensador está em função direta da dinâmica da frequência, permitindo atuar de forma eficaz na contenção do RoCoF e do nadir. A Figura 3.6 apresenta a implementação deste controlador em ambiente MATLAB/Simulink, evidenciando os blocos funcionais responsáveis pela geração da potência de referência do conversor.

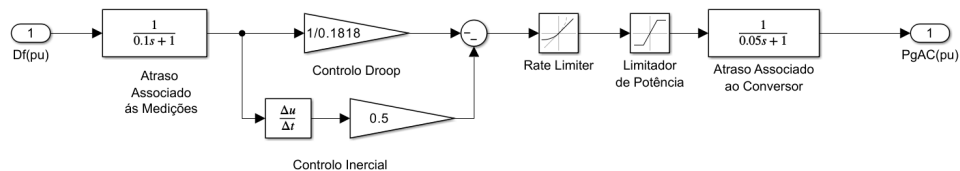


Figura 3.6: Implementação do controlo de frequência do supercondensador em ambiente MATLAB/Simulink

A potência de referência definida pelo controlador é sujeita a limitações que refletem as restrições físicas do supercondensador, garantindo a fidelidade do modelo face a condições de operações reais. Foram assim impostos limites de potência $P_{max} = 250$ kW e $P_{min} = -250$ kW e uma taxa de variação de potência (*ramp-rate*), limitada a 5 MW/s (equivalente a 250 kW em 50 ms), correspondendo às restrições definidas pelos fabricantes do supercondensador.

No modelo, estes valores são introduzidos em p.u. na base do sistema.

Adicionalmente, inclui-se um bloco de atraso, com constante de tempo de 0.05s, para modelizar o atraso da resposta do conversor. A potência AC introduzida pelo supercondensador, $P_{g,ACSC}$, entra na equação de oscilação como uma redução da carga total do sistema.

3.4.2 Modelização do Supercondensador - Modelo Baseado em Egido et al

Nesta subsecção é apresentado um modelo simplificado do supercondensador, baseado numa abordagem energética proposta por Egido *et al.* [15], adequado à análise da dinâmica de frequência do sistema elétrico, a qual se descreve no capítulo 2 (secção 2.3.1.1). Este modelo tem como objetivo representar o comportamento global do dispositivo em termos de capacidade de fornecimento e absorção de potência, sem recorrer a uma descrição detalhada das suas características elétricas internas.

A modelização adotada baseia-se no balanço energético entre a potência trocada com a rede e a variação da energia armazenada. Ao considerar a energia como variável de estado, despreza-se a dinâmica da tensão DC e as perdas internas, assumindo-se o supercondensador como um reservatório energético ideal, apenas sujeito a perdas no conversor. Esta simplificação é considerada pelos autores adequada para estudos de estabilidade global onde o foco reside na capacidade de suporte à rede e não nos fenómenos eletroquímicos internos.

De forma a contextualizar a interação deste modelo com os restantes elementos do sistema elétrico, a Figura 3.7 apresenta a estrutura global implementada no ambiente Simulink.

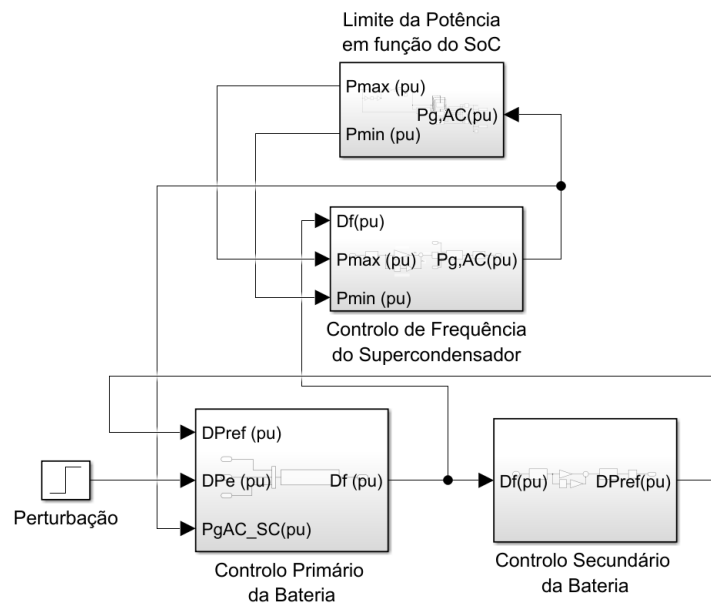


Figura 3.7: Implementação em ambiente MATLAB/Simulink do modelo baseado em Egido *et al.* [15]

A potência gerada pelo supercondensador é definida pelo sistema de controlo de frequência descrito na Subsecção 3.4.1, sendo posteriormente limitada de acordo com as restrições energéticas processadas no bloco de "Limitação da Potência em função do SoC". Desta forma, o modelo estabelece uma ligação direta entre o controlo de frequência e a reserva energética disponível, garantindo que a injeção de potência respeita o princípio da conversão de energia e os limites de saturação do supercondensador.

3.4.2.1 Modelo Energético

A limitação da potência ativa gerada pelo supercondensador em função do seu *State of Charge* (SoC), representada no bloco de controlo superior da Figura 3.7, começa com o cálculo do SoC do supercondensador a partir da potência injetada no lado AC, $P_{g,AC}$. Esta secção explica como é que este cálculo é efetuado no modelo implementado.

A modelização do supercondensador segundo a abordagem de Egido *et al.* assenta no princípio de conversão de energia, em que a evolução do estado energético do dispositivo é ditada pelo balanço entre a potência solicitada pelo sistema elétrico e as perdas internas de conversão.

Nesta perspetiva, a energia armazenada (E) assume o papel de variável de estado fundamental, permitindo monitorizar o SoC sem a necessidade de descrever a dinâmica detalhada da tensão nos terminais das células. Para assegurar a fidelidade deste balanço, é necessário quantificar previamente o processo de transformação da potência entre o lado AC e o lado DC, conforme se descreve de seguida.

As perdas associadas ao sistema de conversão, p_{loss} , são incorporadas no modelo de forma agregada, estabelecendo a relação entre a potência no lado AC e a potência interna no lado DC do supercondensador. Estas perdas resultam principalmente de fenómenos de condução nos semicondutores de potência, bem como de perdas de elementos passivos de filtragem.

De forma a manter a coerência computacional da abordagem energética, as perdas são aproximadas por uma relação quadrática em função da potência ativa, conforme a Equação 3.11.

$$p_{loss} = p_{loss,n} \left[\frac{P_{g,AC}(t)}{P_{n,c}} \right]^2 \quad (3.11)$$

onde $p_{loss,n}$ representa as perdas nominais do sistema de conversão e $P_{n,c}$ a potência nominal desse dispositivo, cujo valor é de 1 MW em unidades SI. Nesta fórmula, todos os valores estão definidos em p.u. da base do sistema, logo assume-se $P_{n,c}$ igual a 0.1 pu.

As aproximações desta última fórmula consistem em supor que o valor eficaz da tensão AC é constante e que a potência reativa à saída do conversor é desprezável em relação à potência ativa.

A utilização de uma representação quadrática permite capturar o comportamento dominante das perdas ómicas nos conversores eletrónicos sem a necessidade de modelizar explicitamente a corrente ou a dinâmica interna dos semicondutores. Esta simplificação mantém o esforço computacional reduzido, o que é vantajoso para simulações de estabilidade global do sistema elétrico.

A determinação do valor do parâmetro das perdas nominais, $p_{loss,n}$, é efetuada a partir da eficiência do sistema de conversão quando o conversor se encontra no ponto de operação nominal, a qual é dada por:

$$\eta = \frac{P_{g,AC,n}}{P_{g,DC,n}} \quad (3.12)$$

Nesta modelização $P_{g,AC,n}$ é a potência ativa no lado AC do conversor e $P_{g,DC,n}$ é a potência ativa no lado DC do conversor, ambas no valor nominal. Assume-se a convenção de sinal positivo para a injeção de potência na rede (descarga).

Por outro lado, sabe-se que as perdas nominais são calculadas como:

$$p_{loss,n} = P_{g,DC,n} - P_{g,AC,n} \quad (3.13)$$

Juntando as duas fórmulas obtêm-se:

$$p_{loss,n} = P_{g,AC,n} \left(\frac{1}{\eta} - 1 \right) \quad (3.14)$$

Sabendo que a eficiência unidirecional do conversor, η , tem um valor típico próximo de 0.98 e que a potência nominal do conversor no seu lado **AC**, $P_{g,AC,n}$, é de 1 MW, então obtêm-se um $p_{loss,n}$ de 0.0204 MW. Em p.u. na base do sistema fica então:

$$p_{loss,n} = 0.00204 pu \quad (3.15)$$

Neste enquadramento, a relação entre a potência da rede elétrica no lado **AC** e a potência interna no lado **DC** é expressa por:

$$P_{g,DC}(t) = P_{g,AC}(t) + p_{loss}(t) \quad (3.16)$$

onde $P_{g,AC}(t)$ representa a potência ativa injetada na rede **AC**, $p_{loss}(t)$ as perdas associadas ao conversor e $P_{g,DC}(t)$ representa a potência injetada no lado **DC**. Esta fórmula para cálculo de $P_{g,DC}(t)$ é válida em unidades SI ou em p.u.

Supondo grandezas em unidades SI, a dinâmica da energia armazenada, $E(t)$, é descrita por:

$$\frac{dE(t)}{dt} = -P_{g,DC}(t) \quad (3.17)$$

O sinal negativo na Equação 3.17 indica que, sob a convenção de carga positiva para a descarga, uma injeção de potência na rede resulta numa redução direta da reserva energética do dispositivo. Esta formulação permite tratar o supercondensador como um integrador ideal de potência, condicionado apenas pela eficiência do sistema de conversão.

A integração temporal da Equação 3.17 permite determinar a energia disponível em cada instante:

$$E(t) = E_{ini} - \int_0^t P_{g,DC}(\tau) d\tau \quad (3.18)$$

O estado de carga, $SoC(t)$, é definido como a normalização da energia instantânea em relação à capacidade nominal do supercondensador (E_n):

$$SoC(t) = \frac{E(t)}{E_n} \quad (3.19)$$

Substituindo 3.18 em 3.19, obtêm-se a expressão da evolução do estado de carga em função da potência interna:

$$SoC(t) = SoC_{ini} - \frac{1}{E_n} \int_0^t P_{g,DC}(\tau) d\tau \quad (3.20)$$

Uma vez que a potência no ambiente de simulação é expressa em p.u. na base do sistema (S_b), é necessário introduzir um fator de conversão de base para assegurar a coerência dimensional do modelo. Assim, a relação final implementada no simulador é dada por:

$$SoC(t) = SoC_{ini} - \frac{S_b}{E_n} \int_0^t P_{g,DC}(\tau) d\tau \quad (3.21)$$

onde S_b e E_n estão expressos em unidades SI e $P_{g,DC}$ está em p.u. da base S_b .

Esta formulação permite descrever de forma consistente a evolução do estado de carga do supercondensador, **SoC**, a partir da potência injetada no sistema elétrico, $P_{g,AC}$, mantendo uma representação computacionalmente leve e adequada à análise da dinâmica de frequência.

A Figura 3.8 apresenta a implementação deste modelo no ambiente MATLAB/Simulink, evidenciando o fluxo de processamento de sinais. Observa-se que a potência no lado **AC** ($P_{g,AC}$) é inicialmente utilizada num bloco de cálculo das perdas do conversor, resultando na potência interna no lado **DC** ($P_{g,DC}$).

Esta grandeza é posteriormente escalada pelo fator de conversão S_b/E_n e integrada temporalmente para determinar a variação do estado de carga face ao valor inicial (SoC_{ini}), o qual é assumido com valor de 0.5.

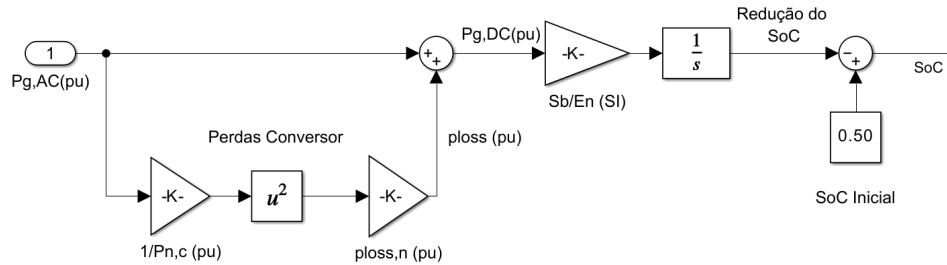


Figura 3.8: Implementação em ambiente MATLAB/Simulink do modelo energético do supercondensador baseado em Egido *et al.* [15]

A Tabela 3.4 apresenta um resumo dos parâmetros utilizadas no diagrama (Figura 3.8):

Tabela 3.4: Parâmetros utilizados no modelo energético do supercondensador baseado em Egido *et al.* [15]

Designação	Significado	Unidades	Valor Considerado
$P_{n,c}$	Potência Nominal do Conversor	Em p.u. na base S_b	0.1 p.u.
$P_{loss,n}$	Perdas Nominais do Conversor	Em p.u. na base S_b	0.00204 p.u.
S_b	Potência de Base do Sistema	Sistema Internacional	10 MVA
E_n	Energia Nominal do Supercondensador	Sistema Internacional	3.159 MJ
SoC Inicial	Estado de Carga Inicial do Supercondensador	%/100	0.5

3.4.2.2 Limitação da Potência em Função do Estado de Carga

Para além de monitorizar a reserva energética, o estado de carga, **SoC**, é integrado no sistema de controlo como uma variável de supervisão ativa. O objetivo principal desta camada de controlo é adaptar dinamicamente os limites de potência ativa para evitar a saturação abrupta do dispositivo.

Em sistemas isolados, a interrupção repentina da injeção de potência por esgotamento energético pode resultar em descontinuidades na frequência, comprometendo a estabilidade recuperada pelo controlo primário.

Desta forma, a potência efetivamente injetada pelo supercondensador é condicionada pela seguinte restrição:

$$P_{min}(SoC) < P_{ref}(t) < P_{max}(SoC) \quad (3.22)$$

onde P_{ref} corresponde à potência de referência definida pelo controlo de frequência da Figura 3.6. $P_{max}(SoC)$ e $P_{min}(SoC)$ correspondem aos limites do bloco designado, nessa figura, como "Limitador de Potência", onde P_{max} limita a potência de descarga e P_{min} a de carga. Estes limites são reduzidos progressivamente à medida que o dispositivo se aproxima dos limites operacionais de carga (SoC_{max}) ou descarga (SoC_{min}). Esta redução segue uma lógica linear definida por:

$$P_{max}(SoC) = \begin{cases} \text{se } SoC(t) \in [SoC_{min}; SoC_{th}^{min}] : P_{max}(SoC) = \frac{SoC(t) - SoC_{min}}{SoC_{th}^{min} - SoC_{min}} \cdot P_{max} \\ \text{senão: } P_{max}(SoC) = P_{max} \end{cases} \quad (3.23)$$

$$P_{min}(SoC) = \begin{cases} \text{se } SoC(t) \in [SoC_{max}; SoC_{th}^{max}] : P_{min}(SoC) = \frac{SoC(t) - SoC_{max}}{SoC_{th}^{max} - SoC_{max}} \cdot P_{min} \\ \text{senão: } P_{min}(SoC) = P_{min} \end{cases} \quad (3.24)$$

As Figuras 3.9 e 3.10 apresentam a evolução obtida de P_{max} e P_{min} , respectivamente, em função do valor do SoC, onde o valor adotado para os parâmetros desta função são os que se descrevem na Tabela 3.5:

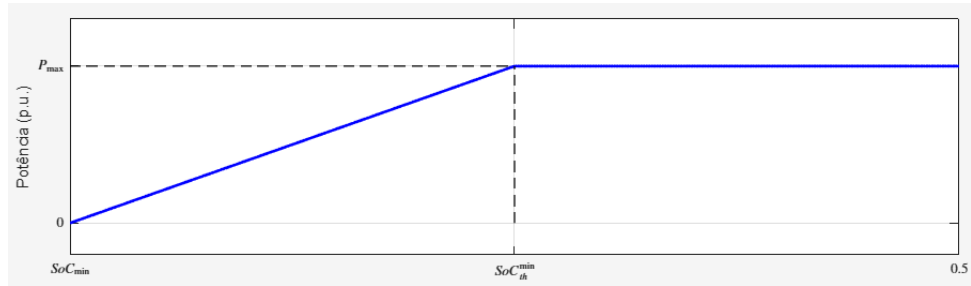


Figura 3.9: Variação de P_{max} com o valor do SoC

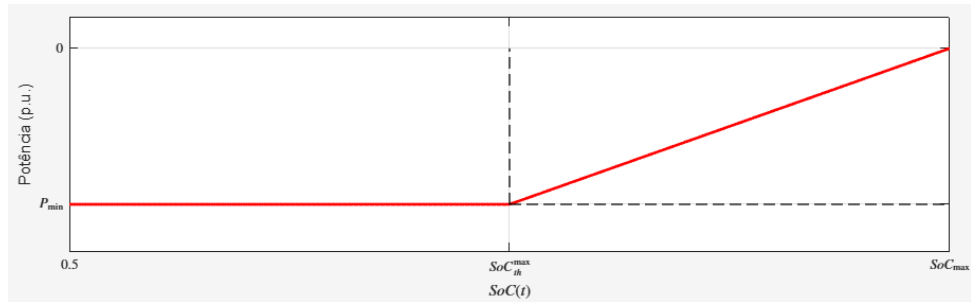


Figura 3.10: Variação de P_{min} com o valor do SoC

Os limiares de ativação (SoC_{th}) definem o início da rampa de atenuação, definidos para 25%, garantindo uma transição suave da potência injetada. Esta estratégia permite que o sistema de baterias tenha tempo para assumir a parcela do desequilíbrio de potência à medida que o supercondensador esgota a sua reserva, assegurando a continuidade do suporte à rede.

Tabela 3.5: Parâmetros utilizados na limitação da Potência em função do estado de carga do supercondensador

Designação	Significado	Unidades	Valor Considerado
SoC_{min}	Valor mínimo que o SoC pode atingir	%/100	0
SoC_{max}	Valor máximo que o SoC pode atingir	%/100	1
SoC_{min}^{tch}	Valor para o começo da redução de P_{max}	%/100	0.25
SoC_{max}^{tch}	Valor para o começo da redução de P_{min}	%/100	0.75
P_{max}	Potência máxima que o supercondensador pode fornecer	Por unidade na base do sistema, S_b	0.025 p.u.
P_{min}	Potência máxima que o supercondensador pode absorver	Por unidade na base do sistema, S_b	0.025 p.u.

3.4.3 Modelização do Supercondensador - Modelo Baseado em Krpan et al

O segundo modelo adotado baseia-se na abordagem proposta por Krpan *et al.* [16], em que o supercondensador é representado através de um circuito equivalente do tipo RC, tal como se descreve no Capítulo 2 (Secção 2.3.1.2). Ao contrário da perspectiva global de Egido *et al.* [15], esta modelização incorpora explicitamente a dinâmica elétrica interna do supercondensador, permitindo monitorizar a evolução da tensão DC aos seus terminais e o impacto direto das suas perdas ómicas na dinâmica transitória do supercondensador.

A Figura 3.11 apresenta a arquitetura global deste modelo implementada no Simulink, evidenciando a interligação entre todos os blocos que modelizam o comportamento dinâmico do sistema elétrico. Neste caso, o supercondensador é modelizado pelos seguintes blocos:

- "Calculo da Corrente DC": que calcula a corrente DC à saída do supercondensador, I_{SC} , em função da potência ativa injetada no lado AC, P_g, AC , e da sua tensão DC, V_{SC} .
- "Modelo do Supercondensador": que utiliza o modelo elétrico do tipo RC do supercondensador para obter a sua tensão DC, V_{SC} , em função da corrente DC, I_{SC} .

- "Limitação da Potência e Corrente em função do SoC": que calcula o valor do *State of Charge* (SoC) do supercondensador com base na sua tensão DC, V_{SC} , este valor é então utilizado para limitar a potência de carga e descarga, P_{min} e P_{max} , e a corrente DC, I_{SC} , do supercondensador.

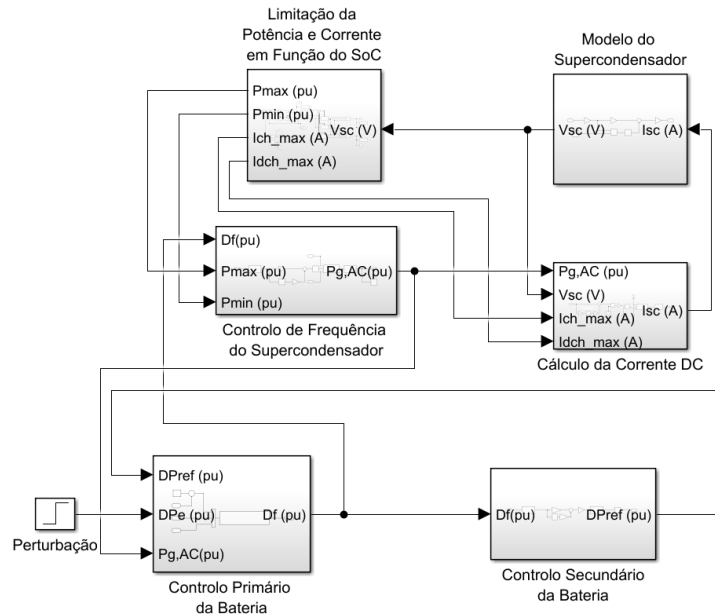


Figura 3.11: Implementação em ambiente MATLAB/Simulink do modelo baseado em Krpan *et al.* [16]

Nesta abordagem, o comportamento do supercondensador é modelizado pela interação entre a capacitância principal e a Resistência Série Equivalente (ESR), capturando fenômenos que ocorrem em escalas temporais de milissegundos. O modelo estabelece uma relação não linear entre a corrente injetada, a tensão nos terminais e a energia efetivamente disponível, considerando ainda a dependência da capacitância face ao estado da tensão das células.

Este nível de detalhe é particularmente relevante para estudos onde as limitações físicas do supercondensador, como a queda de tensão interna ou a saturação por corrente máxima, podem condicionar a capacidade de suporte à rede. Embora esta fidelidade física implique uma parametrização mais complexa e um maior esforço computacional, ela poderá ser relevante para validar a viabilidade técnica da resposta inercial sintética em condições operacionais.

3.4.3.1 Cálculo da Corrente DC

Nesta secção, é explicado o processo de conversão da potência ativa gerada pelo supercondensador no lado AC, $P_{g,AC}$, na sua corrente DC, I_{SC} . Esta modelização é fundamental para permitir introduzir as perdas do supercondensador e analisar a variação da tensão DC, V_{SC} , no modelo elétrico do mesmo.

Inicialmente é necessário obter-se o valor da potência no barramento **DC**, $P_{g,DC}(t)$. Tal como considerado até ao momento, esta é obtida somando as perdas do conversor à potência ativa trocada com a rede:

$$P_{g,DC}(t) = P_{g,AC}(t) + p_{loss}(t) \quad (3.25)$$

onde $p_{loss}(t)$ representa as perdas da interface eletrónica discutidas na Secção 3.4.2.1, e onde se assume a convenção de sinal positivo para a injeção de potência na rede (descarga).

Após obtido o valor da potência no barramento **DC**, $P_{g,DC}$, que está expresso em p.u. da base do sistema, S_b , este deve ser expresso em unidades SI. Para tal, é feita a seguinte conversão:

$$P_{g,DC} = P_{g,DC} \cdot S_b \quad (3.26)$$

Nesta abordagem, a corrente interna, $I_{SC}(t)$, cujo valor é assumido no SI e cuja convenção é ser positiva se a carregar (ver Figura 2.6 para cada célula do supercondensador), é determinada pela relação entre a potência no barramento **DC** e a tensão medida nos terminais do dispositivo, conforme a expressão:

$$I_{SC}(t) = -\frac{P_{g,DC}(t)}{V_{SC}(t)} \quad (3.27)$$

A introdução do sinal negativo na Equação 3.27 justifica-se pela convenção de sinais adotada: positivo para potência a descarregar e para corrente a carregar.

Esta relação introduz uma dependência não linear no modelo, uma vez que a potência é a variável de controlo e a corrente depende inversamente da tensão instantânea.

De forma a garantir a integridade física das células do supercondensador, a corrente é sujeita a limites de saturação:

$$-I_{max} \leq I_{SC}(t) \leq I_{max} \quad (3.28)$$

A implementação prática desta dinâmica no ambiente MATLAB/Simulink, responsável por converter a potência gerada pelo supercondensador no barramento **AC**, $P_{g,AC}$, na corrente **DC** do mesmo, I_{SC} , é detalhada na Figura 3.12

Como se observa no diagrama de blocos, a potência gerada no lado **AC**, $P_{g,AC}$ (em p.u.) é inicialmente adicionada às perdas associadas ao conversor, p_{loss} (em p.u.) para se obter $P_{g,DC}$ (em p.u.). Este valor é depois alterado para valores SI (em W), multiplicando pela base do sistema, S_b , e dividido pela tensão aos terminais do supercondensador, V_{SC} (em V) para se obter o valor da corrente **DC**, I_{SC} (em A). O sinal resultante é então submetido a limitadores de saturação para prevenir sobreintensidades.

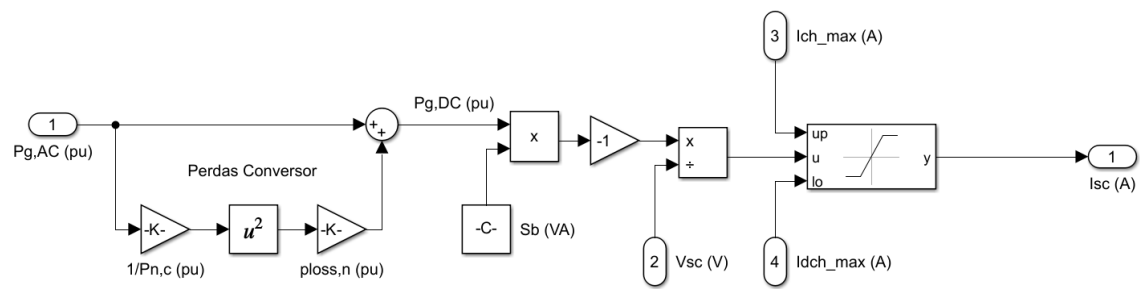


Figura 3.12: Implementação em ambiente MATLAB/Simulink da dinâmica de corrente do supercondensador (bloco designado "Cálculo da corrente DC").

A Tabela 3.6 apresenta um resumo dos parâmetros utilizados no bloco designado "Cálculo da Corrente DC"(Figura 3.12).

Tabela 3.6: Parâmetros utilizados no cálculo da corrente DC do supercondensador

Designação	Significado	Unidades	Valor Considerado
$P_{n,c}$	Potência Nominal do Conversor	Em p.u. na base S_b	0.1 p.u.
$p_{loss,n}$	Perdas Nominais do Conversor	Em p.u. na base S_b	0.00204 p.u.
S_b	Potência de Base do Sistema	Sistema Internacional	10 MVA

3.4.3.2 Modelo do Supercondensador

Nesta abordagem, a variável de estado fundamental é a tensão interna da capacitância, V_C , cuja evolução temporal é regida pela intensidade da respetiva corrente **DC**, I_C . Ao contrário de modelos puramente energéticos, esta formulação permite desacoplar a dinâmica interna da célula da resposta elétrica global do supercondensador. Assim, torna-se possível distinguir a tensão interna da capacitância, V_C , que varia de forma contínua ao longo da simulação, da tensão nos terminais do supercondensador, V_{SC} , que é diretamente influenciada pela queda de tensão na resistência série equivalente, R_{ESR} , de cada célula.

A interação com o sistema elétrico é definida pela potência no lado **DC**, $P_{g,DC}$, estabelecendo uma dependência não-linear sendo a corrente necessária para satisfazer a potência solicitada pela rede inversamente proporcional à tensão instantânea nos terminais. Esta característica é vital para modelizar o comportamento do supercondensador em estados de carga reduzidos, onde a descida da tensão obriga a um aumento da corrente, aumentando as perdas internas por efeito Joule e aproximando o dispositivo dos seus limites de saturação térmica e elétrica.

O circuito equivalente adotado, conforme detalhado na Figura 2.6 (no Capítulo 2), simplifica a complexidade eletroquímica de cada célula do dispositivo para uma estrutura RC de parâmetros

concentrados, capturando a essência da dinâmica de transferência de potência ativa para estudos de estabilidade da rede. Esta estrutura constitui o suporte para a formulação matemática que se apresenta de seguida.

Inicialmente, é necessário determinar a corrente de carga de cada célula do supercondensador, I_C . Assumindo que todas as células apresentam características idênticas, a corrente distribui-se de forma uniforme entre elas, resultando na seguinte expressão:

$$I_C(t) = \frac{I_{SC}(t)}{n_p} \quad (3.29)$$

onde n_p representa o número de *strings* em paralelo, as quais são constituídos por diversas células conectadas em série.

Neste contexto, a dinâmica interna do supercondensador é descrita pela relação entre a corrente de carga de cada célula, $I_C(t)$, e a taxa de variação da tensão na capacitância, sendo expressa por:

$$I_C(t) = C_{SC}(V_C) \cdot \frac{dV_C(t)}{dt} \quad (3.30)$$

onde C_{SC} representa a capacitância interna da célula. Conforme será detalhado adiante nesta secção, este parâmetro poderá ser aproximado por um valor constante ou, de forma mais rigorosa, modelizado como uma grandeza variável em função da própria tensão.

A partir desta relação, determina-se a tensão interna da capacitância, V_C , através da seguinte equação:

$$V_C(t) = \int \frac{I_C(t)}{C_{SC}(V_C)} dt + V_C(0) \quad (3.31)$$

onde a tensão $V_C(0)$ define o valor inicial de carga de cada célula do supercondensador.

A tensão medida nos terminais da célula do supercondensador, $V_{SC,C}(t)$, difere da tensão interna da capacitância, $V_C(t)$, devido à queda de tensão óhmica na resistência série equivalente, R_{ESR} , conforme a Equação 3.32. Este termo é fundamental para representar a dissipação de energia sob a forma de calor no interior da célula do supercondensador:

$$V_{SC,C}(t) = V_C(t) + R_{ESR} \cdot I_C(t) \quad (3.32)$$

Um vez determinada a tensão nos terminais da célula, $V_{SC,C}$, calcula-se a tensão total nos terminais do supercondensador, V_{SC} , multiplicando o valor pelo número de elementos associados:

$$V_{SC} = V_{SC,C} \cdot n_s \quad (3.33)$$

onde n_s representa o número de células ligadas em série para formar cada *string*.

Como já foi referido anteriormente nesta secção, a modelização da capacitância pode ser realizada segundo diferentes níveis de detalhe, sendo considerados neste trabalho dois casos distintos que visam isolar o efeito da não-linearidade eletrostática das células.

Capacitância Constante

No modelo mais simplificado, a capacitância é assumida como um parâmetro constante, independente do estado de tensão do dispositivo:

$$C_{SC} = C_0 \quad (3.34)$$

onde C_0 representa a capacitância para a tensão mínima de operação do dispositivo.

Capacitância Dependente da Tensão

Em supercondensadores reais do tipo **EDLC**, a espessura da dupla camada elétrica e a distribuição iônica variam com o potencial elétrico, resultando numa capacitância que aumenta com a tensão nos terminais. Esta dependência é aproximada por uma relação linear:

$$C_{SC}(V_C) = C_0 + k_v \cdot V_C(t) \quad (3.35)$$

onde C_0 representa a capacitância para a tensão mínima de operação do dispositivo e k_v (expresso em F/V) define o gradiente de variação da mesma.

A consideração destes dois modelos é fundamental para avaliar o impacto da não-linearidade na dinâmica de frequência do sistema elétrico. Uma capacitância variável implica que, para a mesma corrente de descarga, a taxa de queda da tensão ($\frac{dV_C}{dt}$) não é constante, tornando a resposta do dispositivo mais agressiva à medida que a energia armazenada diminui.

Esta análise permite aferir se a simplificação para uma capacitância constante, comum em estudos de larga escala, introduz erros significativos na estimativa do nadir de frequência.

3.4.4 Diagrama de Blocos do Supercondensador para Modelo de Capacitância Constante

A Figura 3.13 representa a implementação em ambiente MATLAB/Simulink do modelo do supercondensador, considerando uma capacitância constante, ilustrando o processo de determinação da tensão nos terminais, V_{SC} , a partir da corrente **DC**, I_{SC} .

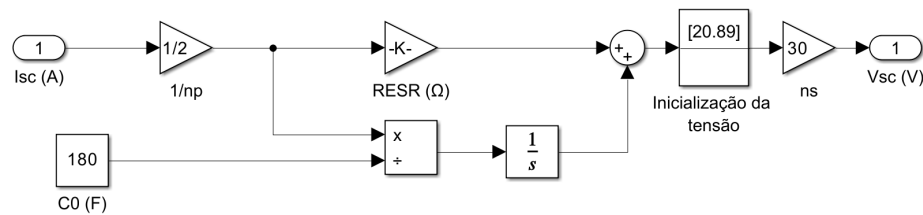


Figura 3.13: Implementação em ambiente MATLAB/Simulink do modelo do supercondensador (bloco designado "Modelo Supercondensador").

A Tabela 3.7 apresenta um resumo dos parâmetros utilizados no bloco designado "Modelo Supercondensador"

Tabela 3.7: Parâmetros utilizados no modelo do supercondensador

Designação	Significado	Unidades	Valor Considerado
C_0	Capacitância Base de cada célula do supercondensador	Sistema Internacional	180 F
R_{ESR}	Resistência Série Equivalente de cada célula do supercondensador	Sistema Internacional	22 $m\Omega$
n_s	Número de células ligadas em série para formar uma <i>String</i>	-	30
n_p	Número de <i>String</i> ligadas em série para formar o supercondensador	-	2
$V_C(0)$	Valor inicial de carga de cada célula	Sistema Internacional	20.89 V

Na tabela acima, o valor de $V_C(0)$ foi definido de modo que o supercondensador tenha um valor inicial de **SoC** correspondente a 50 % de carga, ou seja um valor de 0.5, e supondo uma capacitância constante ao longo do tempo. Para se perceber como se chega a este valor é preciso

primeiro saber a relação entre o SoC e a tensão DC do supercondensador, a qual é feita na secção seguinte. Dessa explicação chega-se à seguinte fórmula:

$$SoC(0) = \frac{V_{SC}^2(0) - V_{min}^2}{V_{max}^2 - V_{min}^2} \quad (3.36)$$

onde:

- SoC(0): valor inicial do SoC do supercondensador (valor de 0 a 1);
- $V_{SC}(0)$: valor inicial da tensão DC aos terminais do supercondensador (em V);
- V_{max} : tensão máxima de operação do supercondensador (em V);
- V_{min} : tensão mínima de operação do supercondensador (em V).

Após obter o valor de $V_{SC}(0)$ para um determinado valor de SoC(0), o valor inicial de carga de cada célula, $V_C(0)$, é obtido através da seguinte relação:

$$V_C(0) = \frac{V_{SC}(0)}{n_s} \quad (3.37)$$

3.4.4.1 Limitação da Potência e Corrente em função do SoC

No modelo de Krpan *et al.*, a energia armazenada no supercondensador é determinada a partir da tensão nos seus terminais, $V_{SC}(t)$, permitindo que o sistema de controlo incorpore o impacto das perdas ómicas na autonomia do dispositivo. De forma geral, a energia disponível para suporte à rede (E em Js) é calculada pela integração da capacitância equivalente do supercondensador em função da tensão aos seus terminais, entre o limite inferior da operação e o valor instantâneo medido. Ou seja, é dada por:

$$E(t) = \int_{V_{min}}^{V_{SC}(t)} C_{SC,eq}(v) \cdot v dv \quad (3.38)$$

Onde:

- $C_{SC,eq}$: capacitância equivalente do supercondensador (em F).
- V_{min} : tensão mínima de operação do dispositivo (em V).

Nesta formulação, assume-se que a capacitância varia em função da tensão aos terminais do supercondensador, V_{SC} , em vez da tensão aos terminais da capacitância equivalente.

A utilização de V_{SC} nesta expressão assegura que a queda de tensão interna nas resistências séries de cada célula, R_{ESR} , é contabilizada no balanço energético. A resolução deste integral depende do modelo de capacitância adotado:

Capacitância Constante

Assumindo uma capacitância constante ($C_{SC,eq} = C_{0,eq}$), a energia disponível apresenta uma dependência quadrática com a tensão nos terminais:

$$E(t) = \int_{V_{min}}^{V_{SC}(t)} C_{0,eq} \cdot v dv = \frac{1}{2} C_{0,eq} (V_{SC}^2(t) - V_{min}^2) \quad (3.39)$$

Capacitância Dependente da Tensão

Considerando uma dependência linear da capacitância com a tensão ($C_{SC,eq}(v) = C_{0,eq} + k_v \cdot v$), a integração resulta numa formulação não-linear que inclui um termo cúbico:

$$E(t) = \int_{V_{min}}^{V_{SC}(t)} (C_{0,eq} + k_v \cdot v) v dv = \left[\frac{1}{2} C_{0,eq} \cdot v^2 + \frac{1}{3} k_v \cdot v^3 \right]_{V_{min}}^{V_{SC}(t)} \quad (3.40)$$

Resultando na expressão final para o cálculo da energia instantânea:

$$E(t) = \frac{1}{2} C_{0,eq} (V_{SC}^2(t) - V_{min}^2) + \frac{1}{3} k_v (V_{SC}^3(t) - V_{min}^3) \quad (3.41)$$

Esta formulação permite obter com precisão a energia disponível no supercondensador, garantindo que o suporte inercial fornecido à rede respeita os limites físicos de armazenamento e as perdas internas de condução do dispositivo.

SoC

O estado de carga (**SoC**) é a métrica que traduz a reserva energética relativa do dispositivo. É definido como a razão entre a energia útil instantânea e a capacidade energética máxima nominal:

$$SoC(t) = \frac{E(t)}{E_n} \quad (3.42)$$

onde E_{max} corresponde à energia nominal do supercondensador.

Limitação da Potência em função do SoC

Uma vez determinado o **SoC**, procede-se à limitação dinâmica da potência, reduzindo os limites operacionais, P_{max} e P_{min} à medida que o supercondensador se aproxima dos seus **SoC** máximo e mínimo. Esta estratégia de redução segue a mesma metodologia implementada para o modelo de Egido *et al.*, descrita detalhadamente na Secção 3.4.2.2.

Desta forma, aplicam-se as Equações 3.23 e 3.24 para limitar os valores de P_{max} e P_{min} , respetivamente. A parametrização adotada para estas curvas encontra-se sintetizada na Tabela 3.5.

Limitação da corrente em função do SoC

A limitação da corrente é realizada em função da tensão, verificando-se continuamente se a tensão nos terminais do supercondensador, V_{SC} , se encontra dentro dos seus limites operacionais, conforme estabelecido na equação:

$$V_{min} \leq V_{SC} \leq V_{max} \quad (3.43)$$

Caso a tensão exceda o valor máximo de operação, V_{max} , a capacidade de carga do dispositivo é interrompida, colocando-se a 0 A o limite de corrente correspondente (I_{max}) para evitar a sobrecarga do supercondensador. Por outro lado, caso a tensão desça abaixo do valor mínimo de operação, V_{min} , é o limite de corrente de descarga ($-I_{max}$) que é fixado em 0 A. Esta ação de controlo impede que o supercondensador continue a fornecer energia à rede elétrica quando já se encontra descarregado.

3.4.5 Análise Comparativa e Síntese das Abordagens

A modelização do supercondensador apresentada neste capítulo assume várias abordagens com diferentes níveis de aproximação desde modelos puramente energéticos a modelos que incluem a componente elétrica do supercondensador. A escolha entre o modelo de Egido *et al.* e o de Krpan *et al.* depende do compromisso desejado entre a simplicidade computacional e a precisão dinâmica.

Para facilitar a análise das diferenças fundamentais entre as duas abordagens de modelização exploradas, a Tabela 3.8 resume os principais atributos técnicos, variáveis de estado e o nível de complexidade matemática associado a cada modelo. Esta síntese evidencia o compromisso entre a abstração global de Egido *et al.* e o rigor elétrico de Krpan *et al.*

Tabela 3.8: Comparação técnica entre as metodologias de modelização de supercondensadores

Característica	Modelo de Egido <i>et al.</i>	Modelo de Krpan <i>et al.</i>
Representação Elétrica	Fonte de potência controlada	Circuito equivalente RC
Variável de Estado	Energia (E)	Tensão na Capacitância (V_C)
Perdas Internas	Aproximação das perdas no conversor	Perdas na Resistência Série Equivalente + Aproximação das perdas no conversor
Capacitância	Não considerada (Ideal)	Constante ou Dependente da Tensão
Complexidade	Baixa	Elevada

A partir da comparação estabelecida, identificam-se três pontos que motivam a análise detalhada de cada abordagem. Estes pontos representam as hipóteses de investigação que fundamentam a escolha do nível de detalhe na modelização, focando-se na sensibilidade do sistema elétrico à precisão dos parâmetros internos do supercondensador.

- **Modelo de Egido *et al.*:** Foca-se na eficiência global e no balanço de energia, sendo assumido como aplicável em estudos de integração de larga escala onde o detalhe elétrico individual do dispositivo não apresenta impacto significativo face à resposta global do sistema.
- **Modelo de Krpan *et al.*:** Ao introduzir a resistência série equivalente e a capacitância, este modelo permite capturar a degradação da performance em regimes de elevada corrente e a não-linearidade do armazenamento energético.
- **Impacto no Estado de Carga:** Enquanto o primeiro modelo assume uma evolução do **SoC** baseada apenas no integral da potência, o segundo assume uma variação não-linear, em função da tensão DC do supercondensador, que pode limitar a extração de energia devido às quedas de tensão internas em R_{ESR} .

Em suma, esta abordagem comparativa permite estabelecer um cenário de teste rigoroso para quantificar o impacto de diferentes filosofias de modelização na resposta dinâmica de frequência do sistema. O objetivo principal consiste em determinar o nível de detalhe mínimo apropriado para a representação do supercondensador em estudos de estabilidade de rede, avaliando de forma crítica o compromisso entre a simplicidade computacional e a precisão do sistema. Esta análise permitirá identificar se o acréscimo de complexidade introduzido por variáveis como a resistência interna e a capacitância não-linear é compensado por uma melhoria substantiva na fiabilidade dos resultados, ou se, pelo contrário, modelos mais simplificados são suficientes para capturar a essência do suporte fornecido.

Capítulo 4

Resultados

O presente capítulo dedica-se à apresentação, análise e discussão dos resultados obtidos através das simulações dinâmicas realizadas. O foco principal reside na avaliação do impacto das diferentes abordagens de modelização do supercondensador na estabilidade de frequência de um sistema elétrico isolado, permitindo assim obter-se uma referência para o nível mínimo de aproximação a considerar na modelização de supercondensadores para controlo primário de frequência.

A análise estrutura-se em torno da comparação direta entre o modelo energético simplificado de Egido *et al.* e o modelo elétrico detalhado de Krpan *et al.*, permitindo quantificar como a inclusão de fenómenos como as perdas internas e a não-linearidade da capacitância influenciam a resposta do sistema. Através da observação de métricas críticas, como o Nadir de frequência, o RoCoF, o tempo de estabilização e a energia efetivamente fornecida ao sistema, é avaliada a eficácia do suporte fornecido por este sistema de armazenamento.

Adicionalmente, os resultados aqui discutidos permitem aferir a viabilidade técnica e as limitações operacionais de cada modelo em cenários de contingência severa, estabelecendo as bases para a conclusão sobre o nível de detalhe necessário para uma representação fiel destes dispositivos em estudos de integração de larga escala.

4.1 Caso Base - Supercondensador Desligado

Antes de analisar o impacto dos modelos de supercondensador, é fundamental estabelecer um cenário de referência que ilustre a resposta natural do sistema elétrico isolado perante a perturbação de perda de 2.5 MW de produção eólica definida anteriormente, (Secção 3.2.3). Neste cenário, o suporte à frequência é garantido pelo controlo primário e secundário da bateria de iões de lítio, estando o supercondensador desligado.

A Figura 4.1 apresenta a evolução temporal da frequência para este caso base.

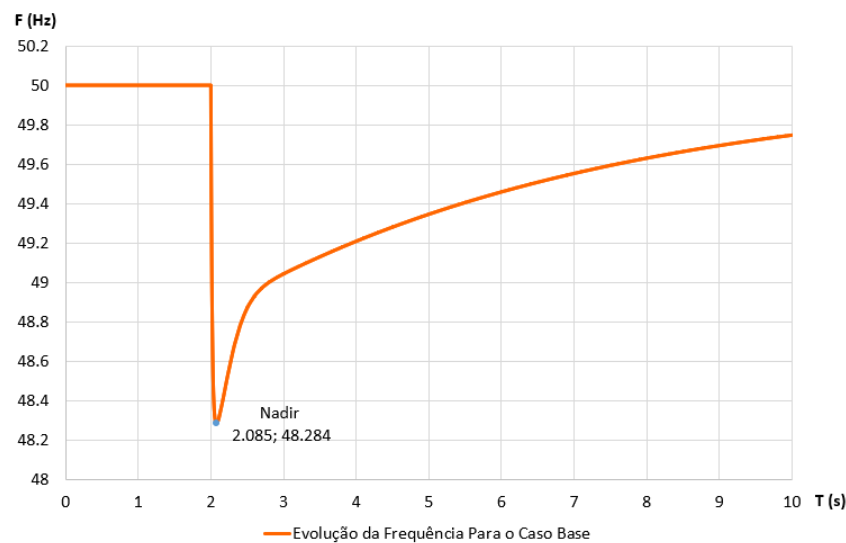


Figura 4.1: Resposta de frequência do sistema para o caso base.

Como se observa, a perda súbita de geração resulta numa queda abrupta da frequência, atingindo um Nadir de frequência de 48.284 H aos 2.084 segundos. O **RoCoF** máximo registado imediatamente após a perturbação, considerando um intervalo de 50 ms, é de -32.8 Hz/s.

Embora este valor seja significativamente superior aos limites típicos de sistemas síncronos de grande dimensão (geralmente situados entre 0,5 e 2 Hz/s para um intervalo de 500 ms), este resulta de se ter considerado um intervalo de tempo na medição do **RoCoF** menor que os típicos 500 ms devido à natureza de baixa inércia do sistema isolado. Nestas condições, a ausência de massas rotativas resulta numa incapacidade quase total de oposição imediata ao desequilíbrio de potência, levando a uma variação de frequência extremamente rápida até à atuação do sistema de armazenamento.

A Tabela 4.1 assume os indicadores críticos registados para o sistema sem suporte de supercondensadores perante a perda de 2.5 MW de geração. Estes valores representam o pior caso de desempenho do sistema, onde a estabilidade depende exclusivamente do sistema de armazenamento baseado em baterias.

Tabela 4.1: Indicadores de desempenho do sistema para o caso base

Nadir de Frequência (f_{nadir})	48.28 Hz
Tempo para atingir o Nadir (t_{nadir})	2.084 s
RoCoF Medido	-32.8 Hz/s
Erro em Regime Permanente (Δf_{ss}, após 10 segundos)	49.746 Hz

4.2 Caso de Referência - Supercondensador ligado como fonte de energia infinita

Antes de avaliar o impacto dos diferentes modelos dinâmicos, torna-se necessário estabelecer um cenário de referência. Para o efeito, definiu-se um modelo de referência no qual o sistema de controlo do supercondensador, detalhado na Secção 3.4.1 do Capítulo 3, é totalmente implementado no ambiente de simulação, mas onde o dispositivo de armazenamento é idealizado como uma fonte de energia infinita.

Desta forma, nesta simulação inicial, omitiram-se deliberadamente as restrições de capacidade energética, permitindo ao sistema injetar a sua potência nominal sem interrupção. Embora este cenário represente um cenário teórico ideal, uma vez que a energia real de um supercondensador é restrita, a sua formulação é indispensável. Este caso de referência funciona como um termo de comparação, permitindo analisar o impacto real que as limitações de energia impostas pelos modelos introduzem na estabilidade da rede elétrica.

A Figura 4.2 apresenta a dinâmica da frequência para o cenário de referência definido anteriormente.

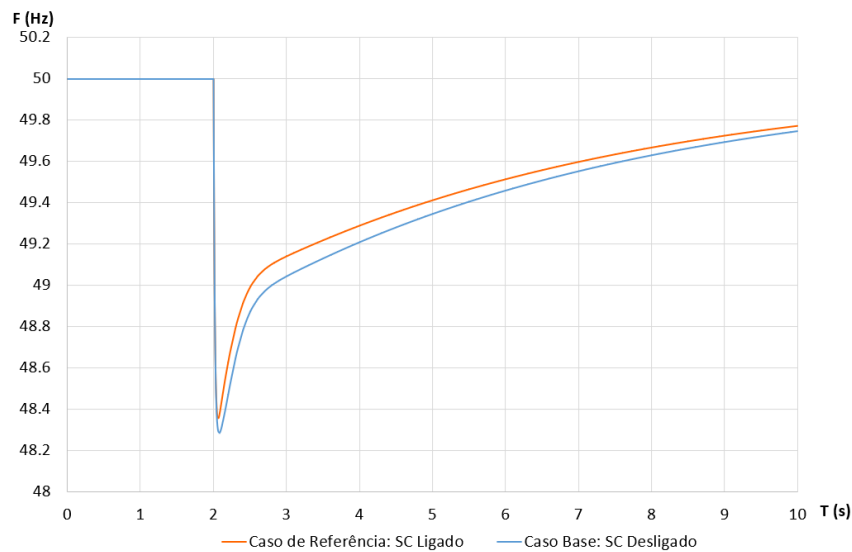


Figura 4.2: Comparação da resposta de frequência do sistema para o caso de referência e o caso base.

Como se pode observar, a integração do supercondensador permite mitigar o impacto inicial do evento de perda de geração. O Nadir de frequência situou-se em 48.354 Hz aos 2.068 s, demonstrando uma evolução positiva face ao cenário base. Embora esta melhoria na amplitude do Nadir seja reduzida devido à reduzida dimensão do supercondensador face à magnitude da perturbação (supercondensador de 250 kW para uma perda de 2.5 MW), o impacto no amortecimento do declínio inicial é evidente. O RoCoF registou um valor de -32.66 Hz/s, assinalando também uma evolução favorável ao tornar-se menos acentuado do que no caso base.

Estas melhorias são justificadas pela rápida velocidade de resposta do supercondensador, cuja injeção de potência ativa ocorre de forma quase instantânea nos primeiros instantes após a perturbação. Esta atuação rápida complementa assim a resposta dinâmica do sistema de armazenamento baseado em baterias permitindo uma melhor regulação da frequência da rede elétrica.

A Tabela 4.2 resume os principais indicadores de desempenho obtidos para ambos os casos, evidenciando o comportamento do sistema após os 10 segundos de simulação.

Tabela 4.2: Comparação dos indicadores de desempenho do sistema para os casos base e de referência

Métrica	Caso Base	Caso de Referência
Nadir de Frequência (f_{nadir})	48.28 Hz	48.354 Hz
Tempo Para Atingir o Nadir (t_{nadir})	2.084 s	2.068 s
RoCoF Medido	-32.8 Hz/s	-32.66 Hz/s
Frequência em Regime Permanente (f_{ss} , após 10 segundos)	49.746 Hz	49.772 Hz

4.3 Modelo de Egido et al.

Nesta secção, avalia-se a eficácia do sistema de armazenamento utilizando a modelização energética de Egido *et al.* [15]. A análise foca-se na capacidade do supercondensador em atenuar o RoCoF e elevar o Nadir de frequência, explorando-se dois vetores fundamentais: a influência da estratégia de redução de potência conforme o estado de carga (SoC).

4.3.1 Resultados do Modelo de Egido et al.

Nesta secção, são apresentados e discutidos os resultados das simulações dinâmicas obtidos através da aplicação do modelo energético de Egido *et al.* Estes resultados permitem compreender o comportamento da rede sob a ação do modelo referido, avaliando-o comparativamente ao Caso de Referência (no qual as restrições energéticas do supercondensador são omitidas).

A Figura 4.3 apresenta a evolução da frequência para os dois cenários em análise, permitindo quantificar diretamente as diferenças ao longo da simulação.

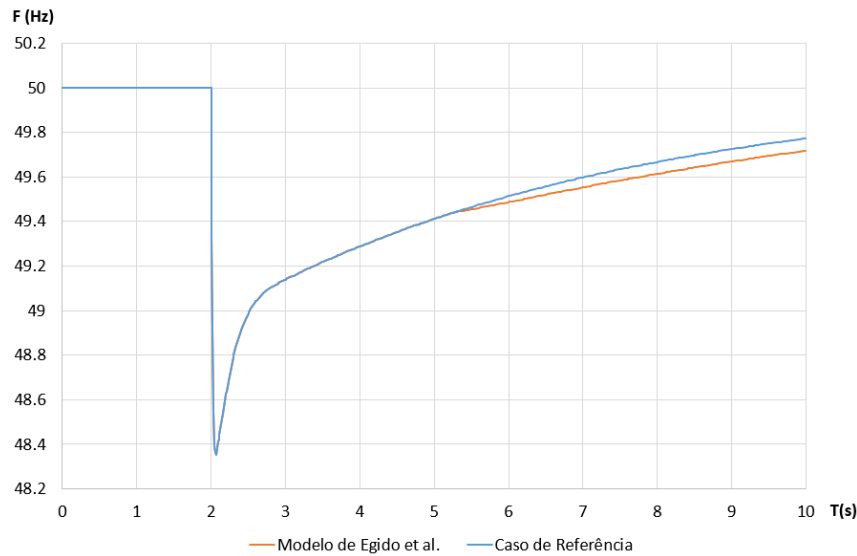
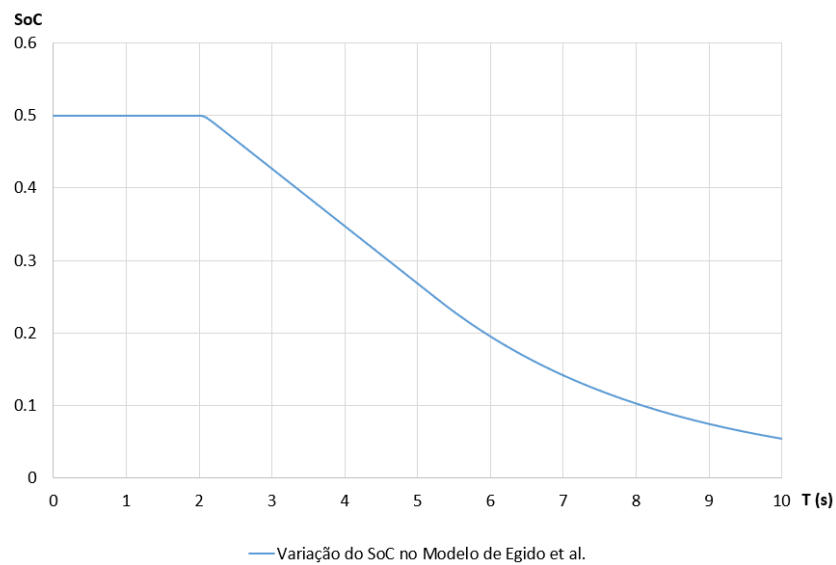
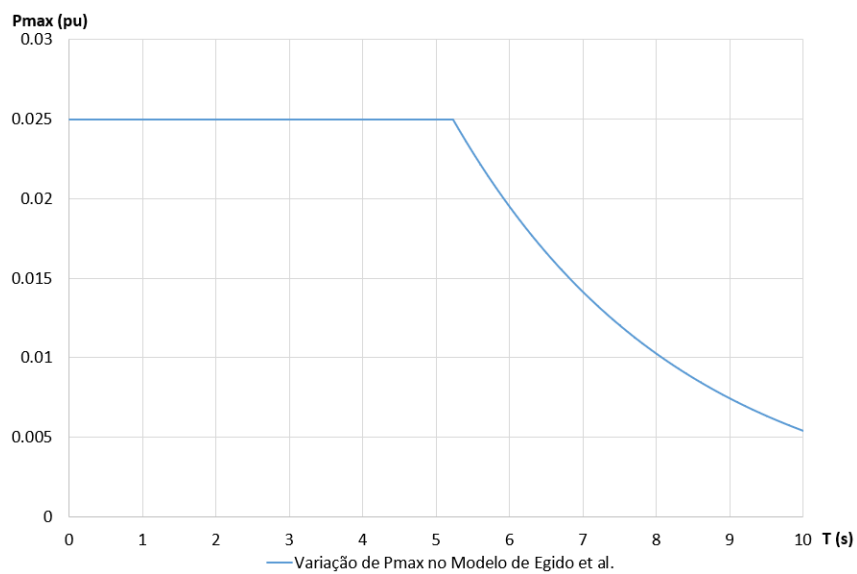


Figura 4.3: Comparação da resposta de frequência do sistema para os casos de Egido *et al.* e de Referência.

Com base na Figura 4.3, constata-se que não existem alterações nos instantes iniciais após a perturbação. Tanto o RoCoF como o Nadir de frequência apresentam valores idênticos aos registados no caso de referência. Este comportamento era expectável, dado que o modelo introduz apenas o cálculo dinâmico do SoC, não afetando a ação de controlo nos momentos iniciais, nos quais a energia armazenada é suficientemente elevada para que o supercondensador injete a sua potência nominal.

No entanto, durante o período de recuperação da frequência para o seu valor nominal, detetam-se desvios na resposta do sistema. Mais especificamente, a partir dos 5.218 segundos, instante em que o SoC atinge o limiar de 25% da sua capacidade total, inicia-se a redução da potência máxima que o supercondensador pode fornecer, P_{max} . Esta redução progressiva resulta numa perda gradual de injeção de potência ativa ao longo do tempo. Consequentemente, gera-se um atraso na reposição da frequência, visível nos instantes finais da simulação, onde o caso de referência apresenta uma frequência superior ao cenário que inclui o Modelo de Egido *et al.*

As Figuras 4.4 e 4.5 apresentam, respetivamente, a evolução temporal do SoC do supercondensador e do seu limite máximo de potência disponível, P_{max} , ao longo da simulação. A análise destas figuras permite validar o comportamento dinâmico discutido anteriormente, evidenciando o instante exato em que a redução de P_{max} inicia. Adicionalmente, observa-se que nos instantes finais da simulação o limite de potência disponível decai para um valor residual de 0.0050 p.u., confirmando o esgotamento prático da capacidade de energia do supercondensador. Esta variação acentuada no parâmetro P_{max} justifica as discrepâncias observadas na recuperação de frequência entre o Modelo de Egido *et al.* e o Caso de Referência.

Figura 4.4: Variação do SoC para o Modelo de Egido *et al.*Figura 4.5: Variação de P_{max} para o Modelo de Egido *et al.*

A Tabela 4.3 sintetiza os principais indicadores de desempenho extraídos para este cenário.

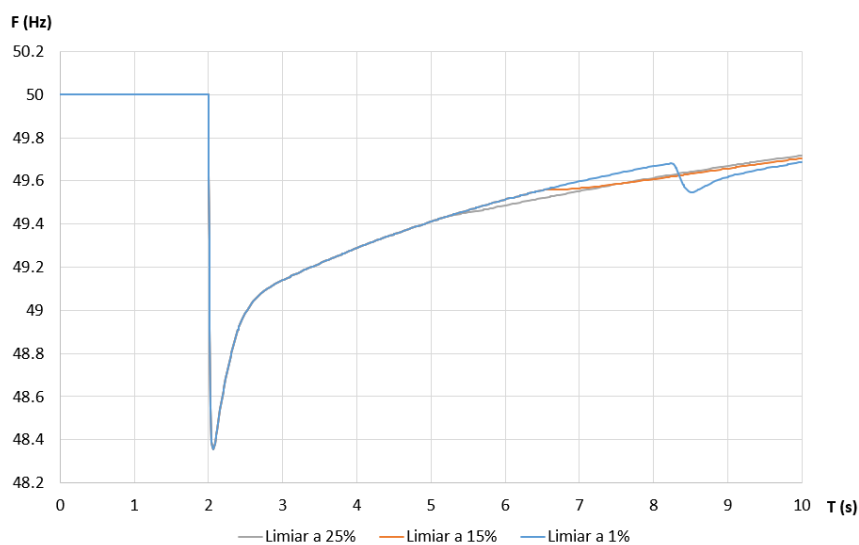
Tabela 4.3: Resumo dos indicadores de desempenho do sistema para o Modelo de Egido *et al.* [15]

Métrica	Modelo de Egido <i>et al.</i>
Nadir de Frequência (f_{nadir})	48.354 Hz
Tempo Para Atingir o Nadir (t_{nadir})	2.068 s
RoCoF Medido	-32.66 Hz/s
Frequência em Regime Permanente (f_{ss}, após 10 segundos)	49.718 Hz
Instante em que Começa a Redução de P_{max}	5.218 s
Energia Fornecida Pelo Supercondensador durante a Simulação	1.40 MJ

4.3.2 Análise do impacto da variação dos limiares de atuação da redução da potência máxima

Um aspeto crítico na modelização do supercondensador reside na definição dos limiares de atuação do controlo, responsáveis por restringir dinamicamente a potência máxima que pode ser fornecida ou absorvida. Neste contexto, esta secção visa analisar o impacto destes parâmetros na modelização e controlo do supercondensador, permitindo identificar as consequências que a escolha dos limiares introduz na estabilidade da rede.

A Figura 4.6 compara a resposta da frequência do sistema a três cenários distintos: um cenário com limiar de atuação de 1%, um cenário com limiar de atuação de 15% e um cenário com limiar de atuação de 25%. Estes diferentes valores foram adotados para se avaliar o impacto que uma redução mais atrasada da potência máxima pode provocar na resposta da frequência.

Figura 4.6: Comparação da Frequência para diferentes limiares de atuação da redução de P_{max}

Como se observa nos resultados da Figura 4.6, os parâmetros referentes aos primeiros instantes após a perturbação, como o Nadir de frequência, não sofrem alterações quando comparados com o cenário em que o supercondensador é integrado no sistema elétrico sem se considerar limites de energia. No entanto, deteta-se uma queda da frequência durante o seu período de recuperação.

No cenário em que o controlo se inicia a 1%, esta perda de frequência é bastante acentuada, devido ao facto de a potência máxima do supercondensador passar de 0.025 p.u. para aproximadamente 0.005 p.u. de forma quase instantânea. No entanto, à medida que se aumenta o valor de início do controlo, esta queda vai sendo atenuada. Para um limiar de 15% observa-se que embora ainda exista uma oscilação na frequência, esta já não é tão significativa. Por fim, no caso em que a redução começa aos 25% esta queda não existe.

A Figura 4.7 compara este parâmetro para os diferentes cenários, onde se observa que a redução ocorre de forma mais agressiva para os limiares de 1% e 15%. Devido à rapidez com que P_{max} é reduzido, nestes casos, o sistema de armazenamento baseado em baterias não possui tempo suficiente para compensar a perda de injeção de potência do supercondensador. Consequentemente, gera-se um desequilíbrio transitório que resulta na segunda queda de frequência.

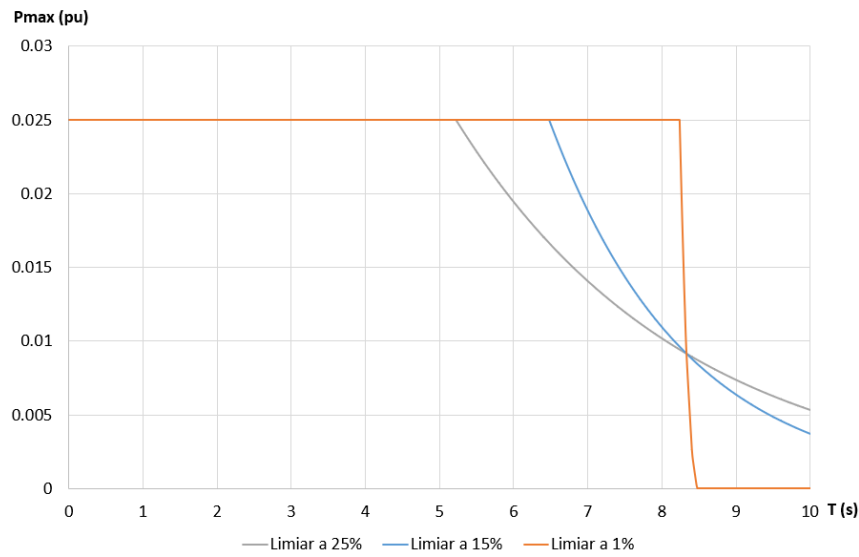


Figura 4.7: Comparação de P_{max} para diferentes limiares de atuação da redução de P_{max}

Embora esta segunda queda não afete diretamente a estabilidade de frequência nos instantes iniciais, ela introduz atraso na estabilização da frequência. Este atraso é visível nos instantes finais da simulação, nos quais a frequência para o limiar de 25% (49.718 Hz) apresenta valores superiores aos restantes cenários, 49.706 Hz para o limiar de 15% e 49.687 Hz para o de 1%.

É crucial notar que esta perda secundária apresenta uma magnitude reduzida no presente caso de estudo, devido à potência nominal do supercondensador ($P_n = 250$ kW) ser significativamente inferior à dimensão da perturbação ($P_e = 2.5$ MW). Caso fosse considerado um supercondensador com maior potência nominal, este desvio secundário poderia assumir um valor consideravelmente

mais elevado, constituindo um risco para a estabilidade da rede. Neste contexto, justifica-se a escolha do limiar de atuação em 25% para as comparações subseqüentes apresentadas na Secção 4.5.

4.4 Modelo de Krpan et al.

Nesta secção, analisa-se a resposta do sistema de armazenamento utilizando o modelo proposto por Krpan *et al.* [16]. A análise foca-se na capacidade do supercondensador responder à perturbação e atenuar o RoCoF e o Nadir de frequência, explorando-se o impacto da variação da capacitância com a tensão DC na regulação da rede elétrica.

4.4.1 Resultados do Modelo de Krpan et al.

Nesta secção, são apresentados e analisados os resultados das simulações dinâmicas obtidos através da implementação do modelo de Krpan *et al.* Estas simulações têm como objetivo avaliar o impacto do modelo no comportamento do supercondensador comparativamente ao Caso de Referência.

A Figura 4.8 apresenta uma comparação da evolução da frequência do sistema elétrico ao longo da simulação para o caso de referência e do modelo de Krpan *et al.* assumindo uma capacitância constante.

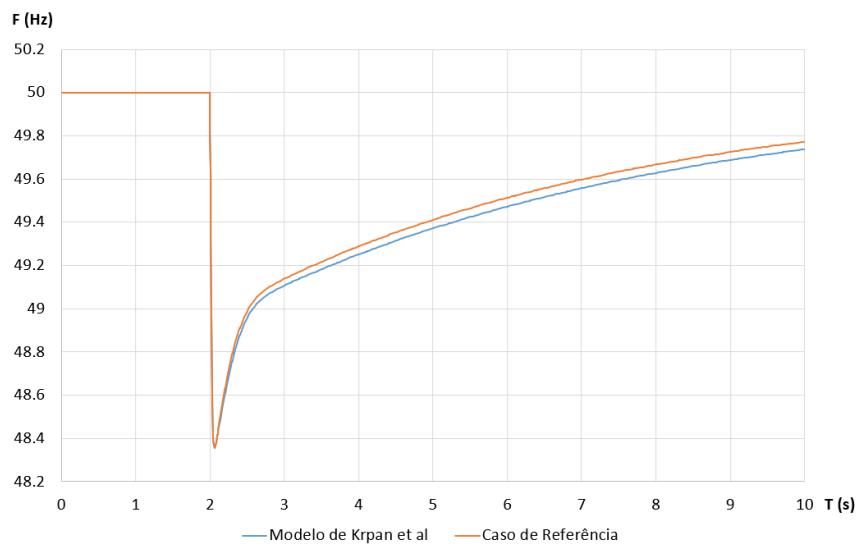


Figura 4.8: Comparação da resposta da frequência do sistema para os casos de Krpan *et al.* e de Referência

Como se observa na Figura 4.8, nos instantes iniciais após a perturbação, os valores do RoCoF e do Nadir de frequência são idênticos em ambos os cenários. Este comportamento justifica-se pelo facto do modelo introduzir apenas o cálculo dinâmico do SoC e a redução dos limites

de carga/descarga do supercondensador, fatores que não influenciam nos instantes iniciais após a perturbação.

Contudo, a inclusão do modelo do supercondensador introduz um desvio durante o processo de recuperação da frequência para o seu valor nominal. Mais especificamente, aos 2.088 segundos, instante em que o SoC atinge 25% da carga total iniciando-se a redução da potência máxima que o supercondensador pode fornecer, P_{max} . Esta restrição progressiva resulta na perda de injeção de potência ativa por parte do supercondensador. Consequentemente, a potência total injetada na rede elétrica diminui, provocando assim uma recuperação mais lenta da frequência.

As Figuras 4.9 e 4.10 apresentam, respetivamente, a evolução temporal do SoC supercondensador e da potência máxima disponível, P_{max} . A partir destas figuras pode-se validar o comportamento dinâmico apresentado anteriormente, evidenciando o momento exato em que se inicia a redução de P_{max} .

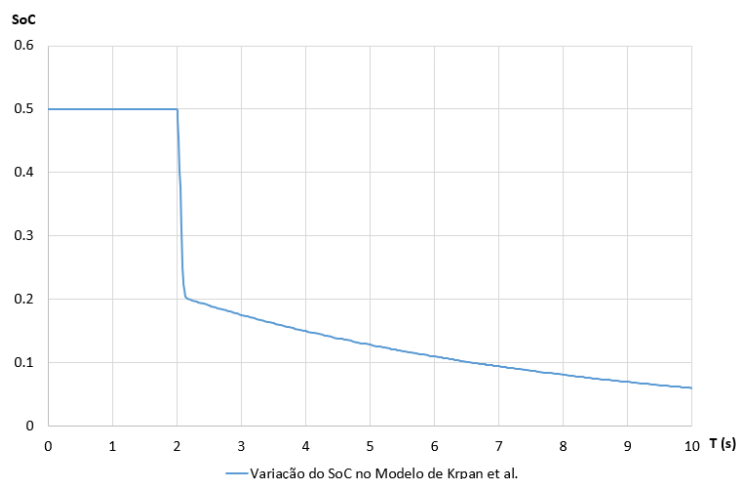


Figura 4.9: Variação do SoC para o modelo de Krpan et al.

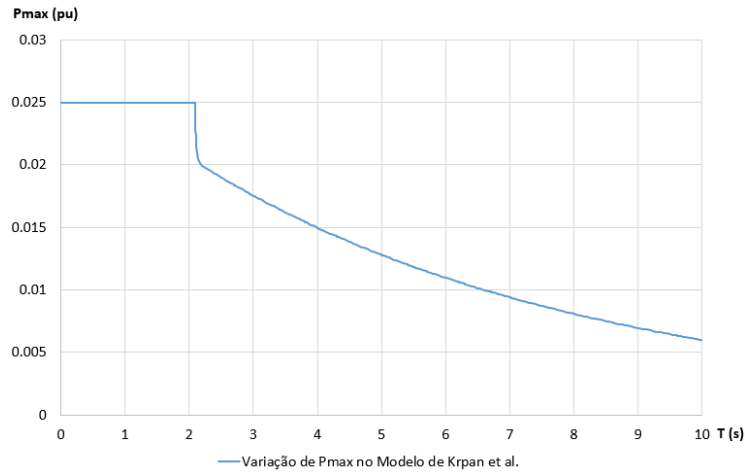


Figura 4.10: Variação de P_{max} para o modelo de Krpan *et al.*

Neste contexto, um dos aspetos mais críticos na análise deste modelo reside no instante em que se inicia a redução da potência máxima disponível, P_{max} . Como se observa, este processo inicia-se aos 2.088 segundos, um valor extremamente próximo do instante de ocorrência da perturbação ($t = 2$ s).

Esta resposta prematura justifica-se pela acentuada queda de tensão que ocorre na resistência série equivalente, $V_{ESR} = I_C \cdot R_{ESR}$, cuja evolução temporal ao longo da simulação é apresentada na Figura 4.11. Esta queda de tensão reduz diretamente a tensão nos terminais do supercondensador, de acordo com a Equação 3.32 (apresentada na Secção 3.4.3).

Consequentemente, como o cálculo do SoC depende diretamente do valor da tensão nos terminais do supercondensador e, como ilustrado na Figura 4.11, o desvio atinge um pico de aproximadamente 4.6 V nos momentos iniciais de descarga, gera-se um impacto severo quando avaliado à janela de operação da tensão da célula, cujos limites mínimo e máximo são fixados em 12 V e 27 V, respetivamente. Como resultado, esta queda imediata da tensão terminal força o algoritmo de controlo a restringir o valor de P_{max} de forma antecipada.

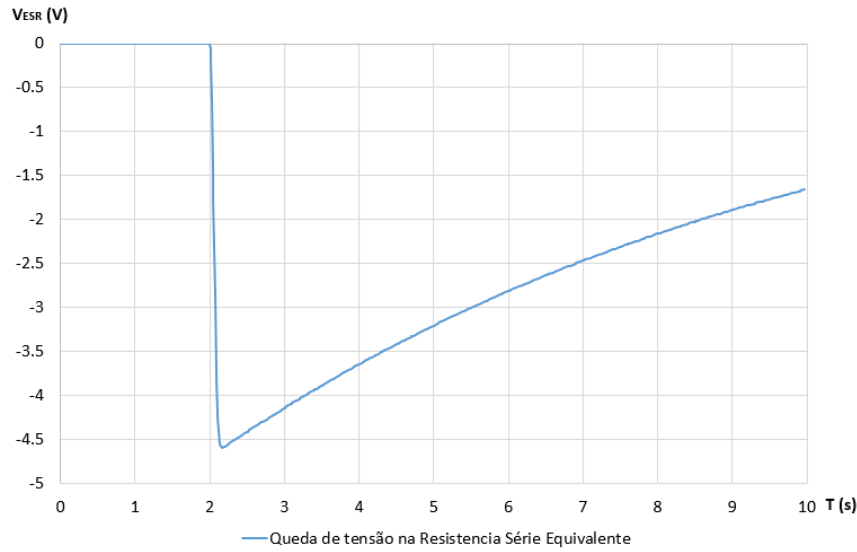


Figura 4.11: Evolução temporal da queda de tensão na Resistência Série Equivalente, V_{ESR} .

A Tabela 4.4 apresenta um resumo dos principais indicadores de desempenho extraídos para este cenário.

Tabela 4.4: Resumo dos indicadores de desempenho do sistema para o Modelo de Krpan et al. [15]

Métrica	Modelo de Krpan et al.
Nadir de Frequência (f_{nadir})	48.354 Hz
Tempo Para Atingir o Nadir (t_{nadir})	2.068 s
RoCoF Medido	-32.66 Hz/s
Frequência em Regime Permanente (f_{ss}, após 10 segundos)	49.738 Hz
Instante em que Começa a Redução de P_{max}	2.088 s
Energia Fornecida Pelo Supercondensador durante a Simulação	0.934 MJ

4.4.2 Análise do Impacto da Variação da Capacitância com a Tensão

Um aspeto importante a ser analisado na modelização do supercondensador é o impacto provocado pela consideração de uma capacitância constante ou de uma capacitância variável com a tensão. Nesta tese, o estudo inicial do modelo de Krpan et al. foi feito considerando uma capacitância constante, devido à inexistência de dados referentes à variação da capacitância com a tensão.

Neste contexto, foi assumida uma variação de 40% na capacitância da célula para uma variação da tensão entre o valor máximo e 0 V. Considerou-se que, para a tensão máxima de operação da

célula (27 V), a capacitância C_{SC} corresponde ao valor nominal constante de 180 F. Por outro lado, para uma tensão de 0 V, a capacitância decresce até ao valor mínimo C_0 , calculada de acordo com a equação seguinte:

$$C_0 = C_{SC,max} - C_{SC,max} \cdot 0.4 \quad (4.1)$$

onde $C_{SC,max}$ representa a capacitância da célula para a sua tensão máxima de operação. Substituindo $C_{SC,max}$ pelo seu valor obtém-se o valor de C_0 :

$$C_0 = 180 - 180 \cdot 0.4 = 108 \text{ F} \quad (4.2)$$

Com C_0 determinado, o coeficiente k_v pode ser determinado a partir da Equação 3.35, resultando na seguinte expressão:

$$k_v = \frac{C_{SC,max} - C_0}{V_{C,max}} \quad (4.3)$$

onde $V_{C,max}$ corresponde à tensão máxima de operação da célula. Substituindo pelos valores para o cenário em estudo, obtém-se:

$$k_v = \frac{180 - 108}{27} = 2.667 \text{ F/V} \quad (4.4)$$

Assim, substituindo os valores de C_0 e k_v na Equação 3.35, a variação da capacitância com a tensão passa a ser regida pela seguinte expressão:

$$C_{SC}(V_C) = 108 + 2.667 \cdot V_C(t) \quad (4.5)$$

A Figura 4.12 apresenta a comparação entre as abordagens de capacitância constante e capacitância variável com a tensão.

Como se observa na Figura 4.12, para o cenário de estudo apresentado, não se constata um impacto muito significativo na regulação de frequência, visto que ambos os cenários apresentam uma resposta praticamente idêntica. Este comportamento deve-se ao facto de o esgotamento do supercondensador ocorrer de forma extremamente rápida, o que impede a ocorrência de diferenças significativas entre os dois cenários.

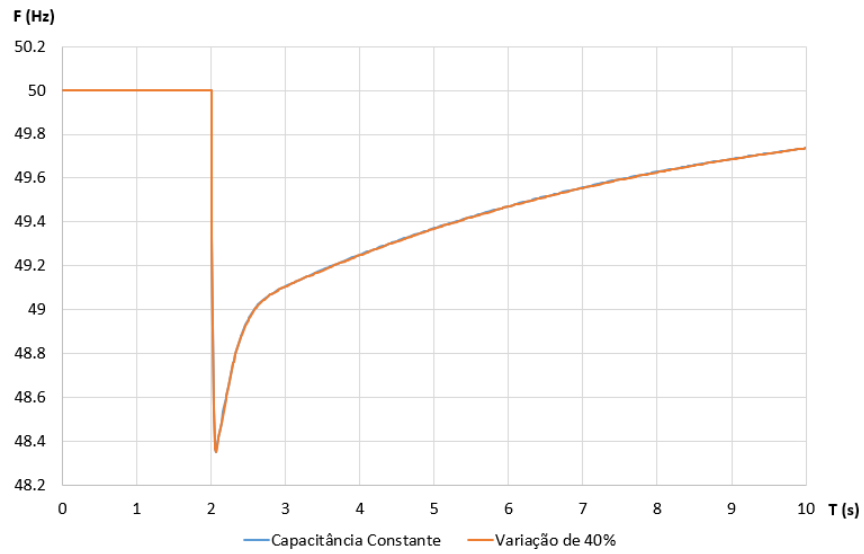


Figura 4.12: Comparação da regulação de frequência entre os cenários de capacitância constante e capacitância variável com a tensão.

De modo a validar a análise anterior, foram comparadas também as variações do **SoC** e de P_{max} , apresentadas nas Figuras 4.13 e 4.14, respetivamente.

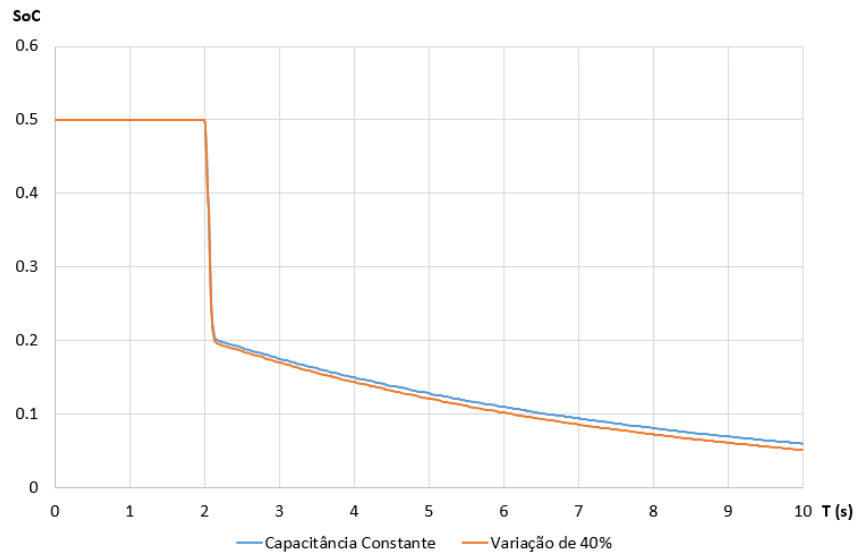


Figura 4.13: Comparação da variação do SoC entre os cenários de capacitância constante e capacitância variável com a tensão.

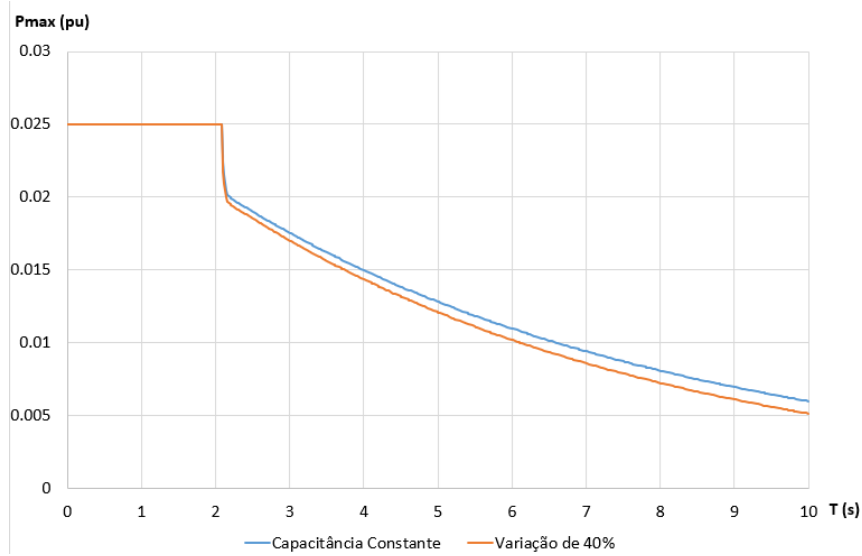


Figura 4.14: Comparação da variação de P_{max} entre os cenários de capacitância constante e capacitância variável com a tensão.

Como se observa, para o SoC e o valor de P_{max} verificam-se discrepâncias entre os dois casos, mesmo que estas não sejam muito significativas. No caso da capacitância constante observa-se uma redução do SoC e de P_{max} ligeiramente mais lenta. Esta divergência deve-se principalmente à energia disponível no supercondensador, que representa a principal diferença entre as duas abordagens. Assim, utilizando a Equação 3.38 (apresentada na Secção 3.4) para se calcular o valor da Energia máxima que o supercondensador pode fornecer nos dois casos, considerando que está completamente carregado, obtêm-se os seguintes valores:

$$E_{max} = 3.159 \text{ MJ} \quad (4.6)$$

$$E_{40\%} = 2.85 \text{ MJ} \quad (4.7)$$

Onde E_{max} é a energia para o cenário de capacitância constante e $E_{40\%}$ a energia para o cenário de capacitância variável com a tensão.

A partir destes valores, é possível observar a principal diferença entre os dois cenários. Importa notar que este desvio é reduzido quando comparado com a variação da capacitância, mesmo considerando uma variação de 40% (que representa um caso extremo), regista-se uma variação de apenas 309 kJ ou de aproximadamente 9.8% da energia total.

Esta diferença reduzida realça que, em situações nas quais o supercondensador não seja responsável por uma parcela muito significativa da potência do sistema, a aproximação por uma capacitância constante pode apresentar resultados extremamente próximos daqueles obtidos ao considerar uma capacitância variável, apresentando no entanto uma abordagem mais simples.

A Tabela 4.5 apresenta uma comparação das principais métricas avaliadas para os dois cenários, realçando as semelhanças entre as abordagens.

Tabela 4.5: Comparação dos indicadores de desempenho do sistema para os casos capacitância constante e de capacitância variável

Métrica	Caso de Capacitância Constante	Caso de Capacitância Variável
Nadir de Frequência (f_{nadir})	48.354 Hz	48.354 Hz
Tempo Para Atingir o Nadir (t_{nadir})	2.068 s	2.068 s
RoCoF Medido	-32.66 Hz/s	-32.66 Hz/s
Frequência em Regime Permanente (f_{ss}, após 10 segundos)	49.738 Hz	49.736 Hz
Instante em que Começa a Redução de P_{max}	2.088 s	2.085 s
Energia Fornecida Pelo Supercondensador durante a Simulação	0.934 MJ	0.876 MJ

4.5 Comparação entre os Modelos

Nesta secção é realizada a comparação entre os modelos de supercondensador, com o objetivo de identificar as principais diferenças entre os modelos e o nível mínimo de aproximação do supercondensador a se considerar para a regulação primária de frequência.

A Figura 4.15 apresenta uma comparação entre a regulação de frequência nos dois modelos, evidenciando as diferenças entre as duas abordagens. No caso do modelo Krpan *et al*, assumiu-se uma capacitância constante.

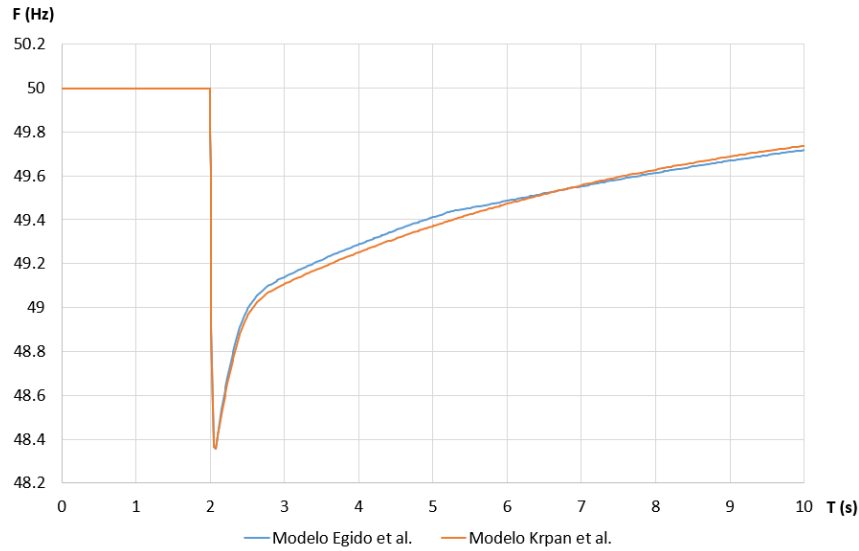


Figura 4.15: Comparação da regulação de frequência entre os modelos de Egido *et al.* e Krpan *et al.*

Como se observa, os cenários apresentam uma resposta de frequência próxima, registando-se apenas uma ligeira discrepância entre os 2.5 segundos e os 6 segundos. Este desvio ocorre porque o modelo de Krpan *et al.* inicia antecipadamente a redução de P_{max} , enquanto que o modelo de Egido *et al.* mantém o limite nominal de potência até aos 5.218 segundos, iniciando a redução apenas nos instantes seguintes.

Desta análise, conclui-se que, num cenário em que o supercondensador assume o suporte de uma parcela reduzida da perturbação, cerca de 10% da perturbação total, a dinâmica de frequência da rede pode ser estimada com alguma fidelidade por ambas as abordagens. De facto, os valores finais para a frequência diferem de apenas 0.02 Hz e, embora a discrepância máxima ao longo do período de simulação atinja os 0.04 Hz, esta discrepância permanece reduzida.

Adicionalmente, importa destacar que as principais diferenças entre as duas abordagens se encontram na evolução do **SoC** e na redução dinâmica de P_{max} . Estas variáveis constituem as componentes onde os modelos divergem de forma mais acentuada evidenciando as suas diferenças estruturais.

O modelo de Egido *et al.*, por considerar um modelo estritamente energético do supercondensador, contabiliza exclusivamente as perdas associadas ao conversor de potência. Esta simplificação resulta um cenário ideal e otimista, que omite as perdas internas do dispositivo. Em contrapartida, o modelo de Krpan *et al.* considera também a componente elétrica equivalente do supercondensador. Conforme analisado previamente, esta inclusão acrescenta as perdas internas do dispositivo às perdas do conversor, impondo uma limitação severa à quantidade de energia que o supercondensador consegue injetar na rede elétrica.

A validação das análises prévias é sustentada pelas Figuras 4.16, 4.17 e 4.18, as quais apresentam, respetivamente, a comparação da evolução do **SoC**, de P_{max} e de $P_{g,AC}$ de ambos os modelos.

Constata-se que, no modelo de Krpan *et al.*, o SoC regista uma queda abrupta induzida pela queda de tensão em R_{ESR} , provocando a atenuação de P_{max} logo após a perturbação, resultando assim numa redução suave e constante de $P_{g,AC}$. Em contrapartida, como a R_{ESR} é omitida no modelo de Egido *et al.*, esta queda não existe, resultando numa maior injeção de potência por parte do supercondensador, visível pelo facto de $P_{g,AC}$ manter o seu valor nominal durante um longo período, mas numa redução agressiva nos instantes após a atuação da limitação de P_{max} .

Consequentemente, no modelo de Egido *et al.*, a redução de P_{max} inicia-se mais tarde, resultando uma perda de potência mais severa na fase de recuperação do valor nominal da frequência. Assim, a margem temporal para mitigar este défice é reduzida, reduzindo a velocidade de subida da frequência, conforme ilustrado na Figura 4.15.

Em contrapartida, dado que a redução no modelo de Krpan *et al.*, se inicia imediatamente após a perturbação, o controlo da rede ainda está num estágio inicial. Esta antecipação resulta numa janela temporal mais ampla para a bateria elevar a sua produção e compensar a restrição da potência do supercondensador. O resultado traduz-se numa recuperação de frequência mais linear e constante, embora o supercondensador acabe por injetar uma quantidade de energia menor na rede.

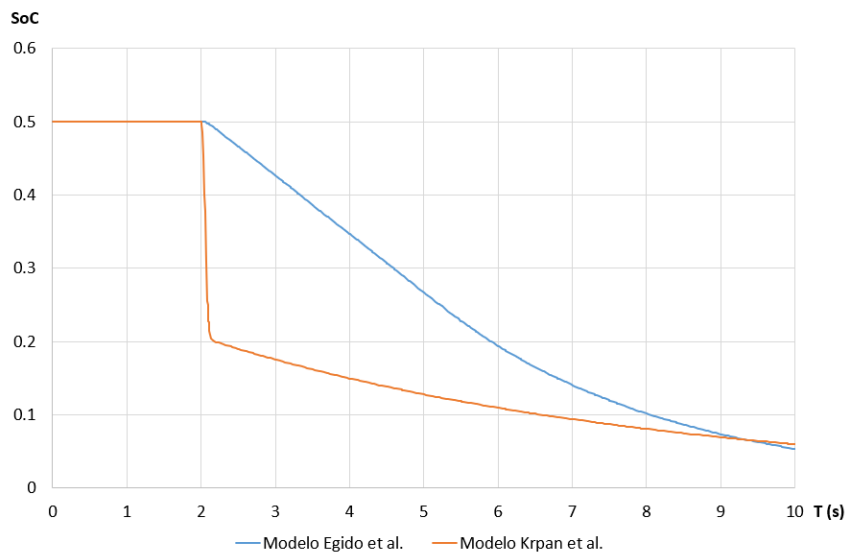


Figura 4.16: Comparação da variação do SoC entre os modelos de Egido *et al.* e Krpan *et al.*

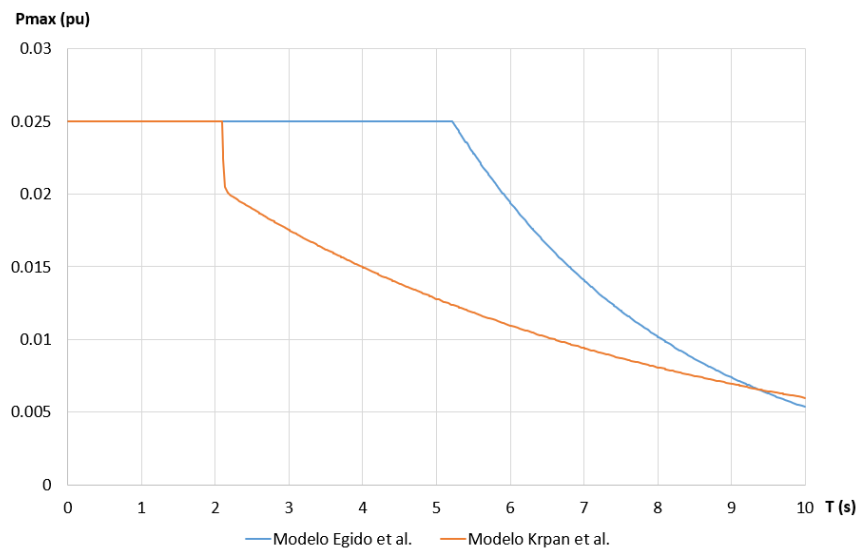


Figura 4.17: Comparação da variação de P_{max} entre os modelos de Egido *et al.* e Krpan *et al.*

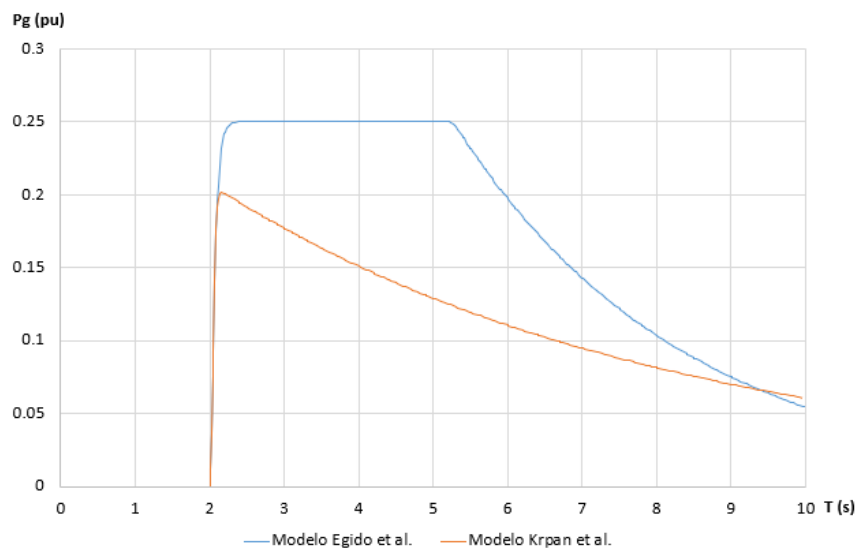


Figura 4.18: Comparação da variação de $P_{g,AC}$ entre os modelos de Egido *et al.* e Krpan *et al.*

A Tabela 4.6 apresenta um resumo das principais métricas comparadas entre os dois modelos.

Tabela 4.6: Comparação dos indicadores de desempenho do sistema para os modelos de Egido *et al.* e Krpan *et al.*

Métrica	Modelo de Egido <i>et al.</i>	Modelo de Krpan <i>et al.</i>
Nadir de Frequência (f_{nadir})	48.354 Hz	48.354 Hz
Tempo Para Atingir o Nadir (t_{nadir})	2.068 s	2.068 s
RoCoF Medido	-32.66 Hz/s	-32.66 Hz/s
Frequência em Regime Permanente (f_{ss} , após 10 segundos)	49.718 Hz	49.738 Hz
Instante em que Começa a Redução de P_{max}	5.218 s	2.088 s
Energia Fornecida Pelo Supercondensador durante a Simulação	1.40 MJ	0.934 MJ

4.5.1 Impacto do Aumento do Dimensionamento do Supercondensador na Modelização

De modo a consolidar as análises feitas previamente nesta secção, avalia-se o impacto que aumentar o dimensionamento do supercondensador provoca na modelização do mesmo.

Para o efeito, assumiu-se uma configuração composta por quatro *strings* em paralelo, duplicando a estrutura anterior, de forma a elevar a potência nominal para 500 kW. Consequentemente, os restantes parâmetros foram reajustados para se respeitar o funcionamento correto do sistema, o que inclui a redefinição do conversor para uma potência base de 2.2 MVA e uma potência nominal de 2000 kW.

As especificações detalhadas deste novo dimensionamento, bem como as perdas nominais associadas ao respetivo conversor de potência, encontram-se sintetizadas na Tabela 4.7.

Tabela 4.7: Parâmetros elétricos e operacionais para o novo dimensionamento do supercondensador

Parâmetro	Valor
Potência Nominal do Supercondensador ($P_{SC,n}$)	500 kW
Energia Nominal ($E_{SC,n}$)	6.318 MJ
Tensão máxima de Operação (V_{max})	810 V
Tensão mínima de Operação (V_{min})	360 V
Capacitância Base de cada célula do supercondensador (C_0)	180 F
Resistência Série Equivalente de cada célula do supercondensador (R_{ESR})	22 mΩ
Limite de Corrente (Carga/Descarga) (I_{max})	1388 A
Estado de Carga Inicial (SoC_{ini})	0.5
Número de Células em Série formando <i>Strings</i> (n_s)	30
Número de Strings em Paralelo (n_p)	4
Perdas Nominais no Conversor de Potência ($p_{loss,n}$)	0.00408 p.u.

Obtidos os valores para o novo dimensionamento do supercondensador, foram comparados os modelos neste novo cenário. A Figura 4.19 apresenta a comparação da evolução da frequência nos modelos de Egido *et al.* e Krpan *et al.*.

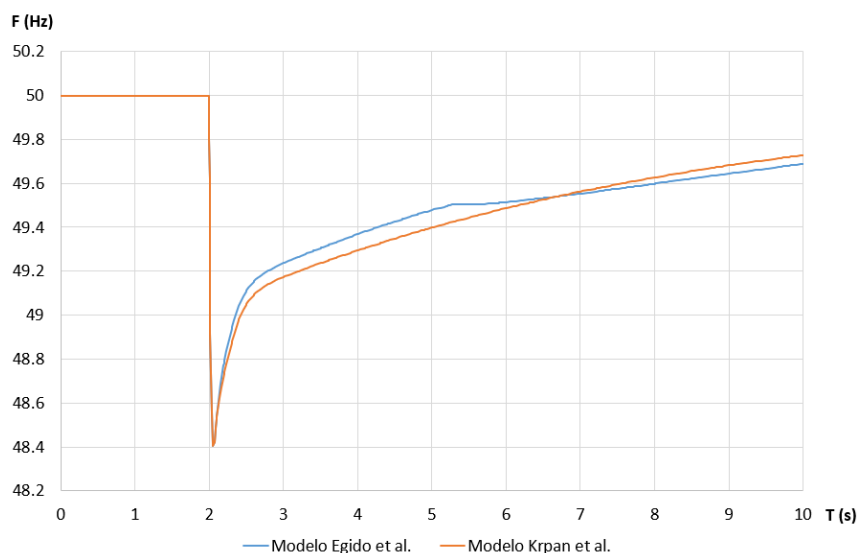


Figura 4.19: Comparação da regulação de frequência entre os modelos de Egido *et al.* e Krpan *et al.*, para o cenário de $P_n = 500\text{kW}$

Como se observa, a discrepância entre a evolução da frequência de ambos os modelos apresenta um valor mais acentuado, registrando-se um desvio final de 0.04 Hz, e uma variação máxima

de 0.08 Hz. Quando comparados com os índices obtidos no cenário anterior, estes revelam-se superiores, sendo o dobro do erro apresentado previamente.

Este cenário realça a necessidade de se adotar uma abordagem mais detalhada. A omissão da componente elétrica equivalente no modelo de Egido *et al.* leva a uma estimativa otimista durante a fase intermédia da simulação, resultando, em previsões mais pessimistas nos instantes finais.

Neste contexto, estabelece-se um contraste claro com a análise previa: enquanto em cenários de baixa penetração do supercondensador as duas modelizações convergem para respostas de frequência aproximadas, a ampliação da contribuição deste dispositivo face à perturbação total torna as discrepâncias entre os modelos mais evidentes. Este fenómeno resulta em simulações consideravelmente distintas, justificando a necessidade de abordagens de modelização mais detalhadas.

Outro aspeto relevante foca-se na evolução do SoC e de P_{max} . Constata-se que, apesar do aumento significativo no desvio da frequência entre ambos os modelos, estas variáveis preservaram uma proporcionalidade semelhante à observada no cenário anterior.

Este comportamento evidencia que o aumento da discrepância não decorre de alterações intrínsecas no cálculo do SoC ou da regulação de P_{max} , mas sim, exclusivamente, na razão entre a potência nominal do supercondensador e a magnitude da perturbação. De modo a confirmar a manutenção desta tendência, as Figuras 4.20, 4.21 e 4.22 apresentam, respetivamente, a comparação da evolução do SoC, de P_{max} e de $P_{g,AC}$ de ambos os modelos para o novo dimensionamento.

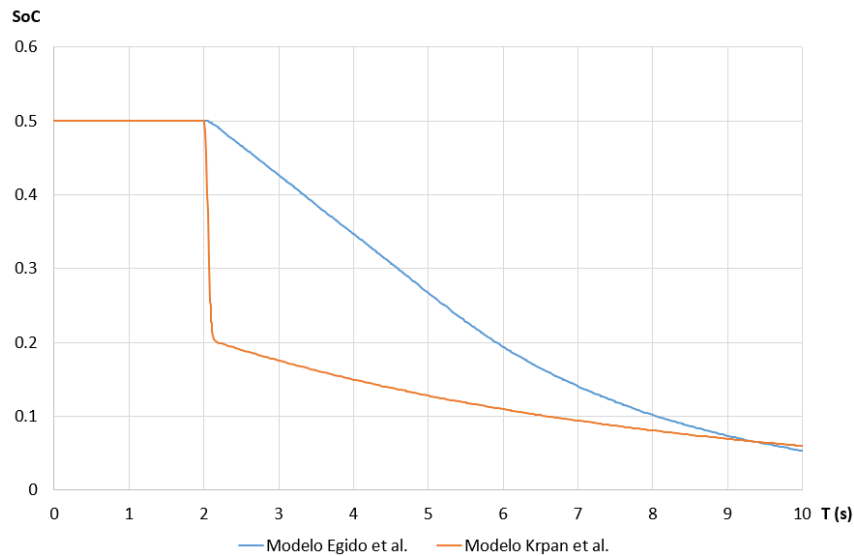


Figura 4.20: Comparação da variação do SoC entre os modelos de Egido *et al.* e Krpan *et al.*, para o cenário de $P_n = 500\text{kW}$

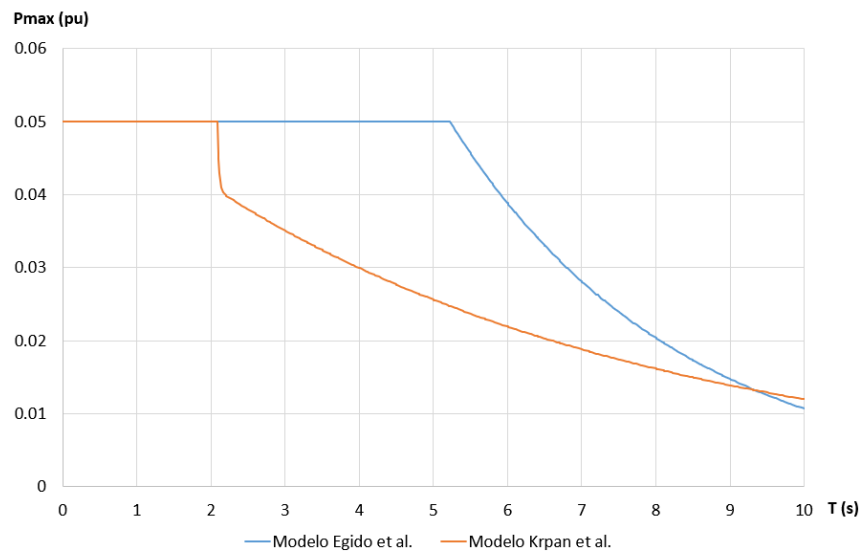


Figura 4.21: Comparação da variação de P_{max} entre os modelos de Egido *et al.* e Krpan *et al.*, para o cenário de $P_n = 500\text{kW}$

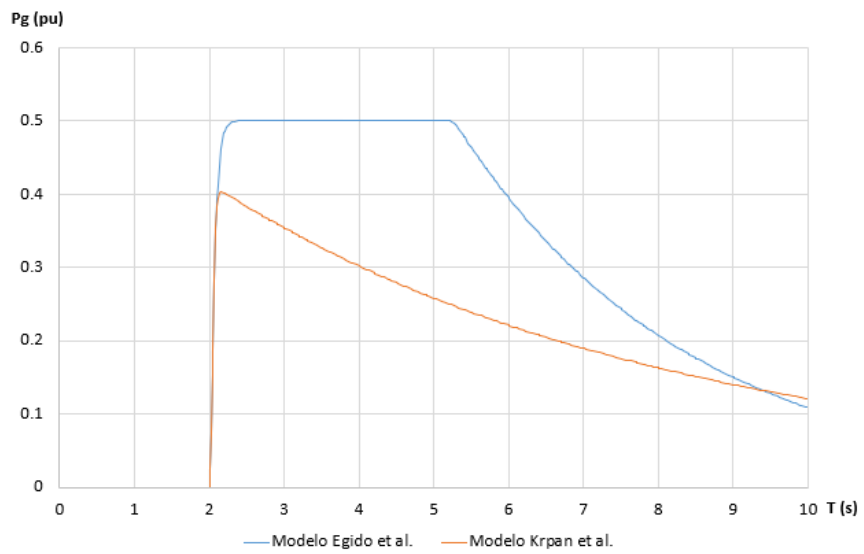


Figura 4.22: Comparação da variação de $P_{g,AC}$ entre os modelos de Egido *et al.* e Krpan *et al.*, para o cenário de $P_n = 500\text{kW}$

Capítulo 5

Conclusão

A integração massiva de fontes de energia renovável não síncronas tem levado a uma redução severa da inércia física nos sistemas elétricos de energia, emergindo como um desafio crítico para a estabilidade e controle da frequência, em particular em redes isoladas de pequena dimensão. Neste contexto, esta dissertação propôs-se a analisar a modelização de supercondensadores para o suporte dinâmico da regulação primária de frequência. Ao longo deste trabalho, exploraram-se diferentes filosofias de modelização e controle, analisando um modelo mais simplificado puramente energético e um modelo de maior detalhe que inclui também a componente equivalente elétrica do supercondensador.

O presente capítulo encerra a dissertação, organizando-se em três secções fundamentais. Inicialmente, apresenta-se uma síntese do trabalho desenvolvido, onde são discutidas as principais conclusões retiradas das simulações e o nível de detalhe necessário na modelização de supercondensadores. Seguidamente, expõem-se as limitações operacionais e metodológicas identificadas durante o percurso investigativo. Por fim, delinea-se um conjunto de potenciais desenvolvimentos futuros que possam expandir e consolidar o âmbito do estudo aqui apresentado.

5.1 Síntese da Dissertação

Nesta secção, efetua-se uma revisão dos principais desenvolvimentos alcançados ao longo desta dissertação, dedicando particular atenção à discussão sobre o nível de detalhe e aproximação matemática requerido na modelização de supercondensadores para estudos de estabilidade de rede. O trabalho centrou-se no desenvolvimento, implementação e análise comparativa de diferentes filosofias de modelização do supercondensador, focando-se principalmente na comparação do modelo puramente energético proposto por Egido *et al.* e no modelo elétrico equivalente proposto por Krpan *et al.*

Os resultados das simulações evidenciaram que a consideração de perdas internas ómicas através da resistência série equivalente (R_{ESR}), no modelo de Krpan *et al.*, introduz alterações relevantes no comportamento dinâmico do estado de carga (SoC) do supercondensador. Por esta razão, no caso de o supercondensador atingir o seu limite de SoC durante o período em análise, ocorrem

alterações significativas da evolução da potência ativa fornecida à rede por este dispositivo. Como, neste modelo, o SoC do supercondensador é estimado em função da sua tensão DC, a injeção elevada de corrente imediatamente após uma perturbação gera uma queda de potencial relevante na R_{ESR} . Esta queda pode fazer com que o limiar de atuação do controle de limitação da potência máxima disponível (P_{max}) seja atingido rapidamente após uma perda de produção na rede.

Por outro lado, observou-se que o modelo de Egido *et al.*, por omitir a componente elétrica do supercondensador e contabilizar apenas as perdas do conversor, exhibe um cenário otimista na fase de recuperação da frequência, por adiar o corte de potência para uma fase posterior. Desta forma perde precisão na modelização do comportamento da frequência da rede na fase de recuperação para o valor nominal.

Em termos gerais, estes resultados obtidos evidenciam que a consideração do circuito elétrico do supercondensador introduz alterações relevantes na evolução do seu estado de carga. Caso o limite de descarga seja atingido durante o período em análise, esta abordagem melhora de forma relevante a precisão da recuperação do comportamento da frequência a partir do momento em que é ativada a limitação de potência do supercondensador. No caso particular analisado nesta Tese, o limiar de atuação do controle de limitação de potência do supercondensador é atingido posteriormente à frequência ter atingido o seu Nadir, pelo que ambos os modelos fornecem um comportamento semelhante em termos do Nadir de frequência e de RoCoF.

A análise de sensibilidade realizada sobre o impacto do dimensionamento do supercondensador, revela que a escolha do nível de detalhe do modelo está diretamente ligada à magnitude do supercondensador face às perturbações. Ao duplicar o número de *strings* em paralelo para elevar a potência nominal do supercondensador, observou-se que a discrepância entre a evolução de frequência fornecida pelos dois modelos ficou mais acentuada. Isto demonstra de forma inequívoca que, à medida que o supercondensador assume o suporte de uma fração maior da perturbação da rede, as diferenças estruturais entre os modelos podem tornar-se críticas, tornando-se obrigatória a adoção de formulações mais detalhadas, como a de Krpan *et al.*

Por outro lado, no que diz respeito ao nível de detalhe interno do supercondensador é demonstrado que é possível adotar simplificações sem comprometer significativamente a fidelidade dos resultados globais. Ao avaliar o impacto da variação da capacitância com a tensão face à consideração de uma capacitância constante, constatou-se que mesmo utilizando um decréscimo linear de 40%, considerado um cenário extremo, não ocorre uma diferença relevante no comportamento dinâmico do supercondensador.

Conclui-se, assim, que para aplicações de estabilidade de frequência onde o supercondensador atue como suporte rápido de potência, a aproximação por capacitância constante constitui um nível de detalhe adequado, oferecendo uma implementação simples que permite resultados fiáveis.

5.2 Limitações Existentes

Apesar dos resultados obtidos através das simulações computacionais, o desenvolvimento desta dissertação foi condicionado por um conjunto de limitações, com principal destaque para

a limitação no acesso a dados técnicos e a impossibilidade de validação experimental.

A primeira grande limitação residiu na falta de dados detalhados e específicos relativamente ao supercondensador em estudo. Esta falta de informação impossibilitou a caracterização de fenômenos físicos não-lineares e variáveis, tais como a variação da capacitância em função da tensão aos seus terminais e o paralelo RC apresentado no modelo de Krpan *et al.* Para contornar esta lacuna nos dados, foi necessário recorrer a pressupostos teóricos e simplificações do modelo, nomeadamente a adoção de um cenário de variação linear de 40% e a remoção do paralelo RC, o que, embora tenha permitido realizar estudos de sensibilidade válidos, introduz uma componente de aproximação que pode não representar com completa fidelidade o comportamento real.

Adicionalmente, a impossibilidade de realizar ensaios reais com o sistema físico constitui outra limitação neste trabalho. Em engenharia de sistemas elétricos de energia, a ausência de dados reais de ensaios de campo impede a validação e calibração completa dos modelos implementados no ambiente MATLAB/Simulink. Sem a comparação direta da evolução da frequência no ambiente de simulação e as leituras de um sistema real sob perturbação, não é possível quantificar com exatidão os erros apresentados pela modelização.

Consequentemente, as conclusões desta Tese ficam limitadas à validação numérica e à análise comparativa entre os modelos. Esta metodologia, embora seja válida e amplamente aceite para demonstrar a superioridade conceptual e as limitações estruturais de cada filosofia de modelização, carece de uma validação empírica final para assegurar a sua aplicabilidade sem desvios consideráveis ao cenário real.

5.3 Possíveis Desenvolvimentos Futuros

Como complemento ao trabalho desenvolvido nesta dissertação e de forma a solucionar as limitações identificadas, apresentam-se um conjunto de linhas de investigação e desenvolvimentos futuros que poderão enriquecer e expandir o âmbito deste estudo.

O primeiro e mais imediato passo consiste na transição de um ambiente puramente de simulação para a validação experimental num sistema físico real. Desta forma, seria possível recolher dados experimentais fidedignos para validar os resultados obtidos através das simulações e calibrar com exatidão os parâmetros do modelo elétrico equivalente do supercondensador.

Adicionalmente, prevê-se como desenvolvimento futuro de grande relevância a expansão da modelização e análise do supercondensador para outros cenários de perturbação na rede elétrica, expandido para além de perda súbita de geração ou variação de carga. Especificamente, o estudo do impacto do supercondensador face a falhas na rede, tais como curto-circuitos.

Durante a ocorrência de um curto-circuito, o sistema elétrico experiencia quedas de tensão severas, isto não avalia a capacidade para regulação de frequência, mas também o suporte de tensão e a estabilidade angular. Avaliando assim como o supercondensador, e as restrições dinâmicas de P_{max} e do SoC validadas nesta tese, se comporta perante a exigência simultânea de injeção de corrente reativa rápida para suporte de tensão e suporte de potência ativa para a frequência.

Este estudo permitiria desenhar estratégias de controlo coordenadas e multifuncionais, maximizando a segurança global de redes isoladas com baixa inércia perante qualquer tipologia de perturbação à rede.

Referências

- [1] Red Eléctrica. «The Canary Islands surpass their annual renewable energy generation record.» Press Release, acedido em 13 de dez. de 2025. URL: <https://www.ree.es/en/press-office/press-release/news/press-release/2024/12/canary-islands-surpass-their-annual-renewable-energy-generation-record-2024>
- [2] APREN. «Electricity Generation by Energy Sources in the Autonomous Region of Madeira.» Production Statistics, acedido em 13 de dez. de 2025. URL: <https://www.apren.pt/en/renewable-energies/production>
- [3] Novidades Newsletter. «Renewable energy production in São Miguel (Azores) to reach 65% of all energy consumed by 2027.» The Islands e the Diaspora, acedido em 13 de dez. de 2025. URL: <https://novidadesnewsletter.news/2025/02/05/renewable-energy-production-in-sao-miguel-azores-to-reach-65-of-all-energy-consumed-by-2027-eda-announces/>
- [4] C. He, H. Geng, K. Rajashekara e A. Chandra, «Analysis and Control of Frequency Stability in Low-Inertia Power Systems: A Review,» *IEEE/CAA Journal of Automatica Sinica*, vol. 11, 12 2024, ISSN: 23299274. DOI: [10.1109/JAS.2024.125013](https://doi.org/10.1109/JAS.2024.125013)
- [5] F. Milano e Á. O. Manjavacas, *Converter-interfaced energy storage systems: Context, modelling and dynamic analysis*. 2019. DOI: [10.1017/9781108363266](https://doi.org/10.1017/9781108363266)
- [6] P. Tielens e D. V. Hertem, «The relevance of inertia in power systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 999–1009, mar. de 2016, ISSN: 1364-0321. DOI: [10.1016/J.RSER.2015.11.016](https://doi.org/10.1016/J.RSER.2015.11.016) URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403211501268X?via%3Dihub>
- [7] M. S. Alam et al., *Solar and Wind Energy Integrated System Frequency Control: A Critical Review on Recent Developments*, 2023. DOI: [10.3390/en16020812](https://doi.org/10.3390/en16020812)
- [8] P. Fernández-Bustamante, O. Barambones, I. Calvo, C. Napole e M. Derbeli, *Provision of frequency response from wind farms: A review*, 2021. DOI: [10.3390/en14206689](https://doi.org/10.3390/en14206689)
- [9] M. Tavakkoli, J. Adabi, S. Zabihi, R. Godina e E. Pouresmaeil, «Reserve Allocation of Photovoltaic Systems to Improve Frequency Stability in Hybrid Power Systems,» *Energies*, vol. 11, 10 2018, ISSN: 19961073. DOI: [10.3390/en11102583](https://doi.org/10.3390/en11102583)
- [10] K. S. Ratnam, K. Palanisamy e G. Yang, «Future low-inertia power systems: Requirements, issues, and solutions - A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 124, p. 109773, mai. de 2020, ISSN: 1364-0321. DOI: [10.1016/J.RSER.2020.109773](https://doi.org/10.1016/J.RSER.2020.109773) URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032120300691?via%3Dihub>

- [11] P. Arévalo, D. Ochoa-Correa, E. Villa-Ávila, J. L. Espinoza e E. Albornoz, «Decarbonizing Insular Energy Systems: A Literature Review of Practical Strategies for Replacing Fossil Fuels with Renewable Energy Sources,» *Fuels*, vol. 6, 1 2025. DOI: [10.3390/fuels6010012](https://doi.org/10.3390/fuels6010012)
- [12] A. K. Rizvandi, M. B. Sanjareh, M. H. Nazari, G. B. Gharehpetian e S. H. Hosseinian, «A comparative study of lithium-ion battery and Pb-acid battery-supercapacitor hybrid energy storage system for frequency control and energy management of islanded microgrids,» *Scientia Iranica*, vol. 30, 4 D 2023, ISSN: 23453605. DOI: [10.24200/sci.2021.57928.5476](https://doi.org/10.24200/sci.2021.57928.5476)
- [13] H. Jiang, K. Han, W. Bao e Y. Li, «Comprehensive Control Strategy for Hybrid Energy Storage System Participating in Grid Primary Frequency Regulation,» *Energies*, vol. 18, 10 2025, ISSN: 19961073. DOI: [10.3390/en18102423](https://doi.org/10.3390/en18102423)
- [14] K. Uddin, T. Jackson, W. D. Widanage, G. Chouchelamane, P. A. Jennings e J. Marco, «On the possibility of extending the lifetime of lithium-ion batteries through optimal V2G facilitated by an integrated vehicle and smart-grid system,» *Energy*, vol. 133, pp. 710–722, ago. de 2017, ISSN: 0360-5442. DOI: [10.1016/J.ENERGY.2017.04.116](https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2017.04.116) URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217306825?pes=vor&utm_source=mendeley&getft_integrator=mendeley
- [15] I. Egido, L. Sigrist, E. Lobato, L. Rouco e A. Barrado, «An ultra-capacitor for frequency stability enhancement in small-isolated power systems: Models, simulation and field tests,» *Applied Energy*, vol. 137, 2015, ISSN: 03062619. DOI: [10.1016/j.apenergy.2014.08.041](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.041)
- [16] M. Krpan, I. Kuzle, A. Radovanovic e J. V. Milanovic, «Modelling of Supercapacitor Banks for Power System Dynamics Studies,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, 5 2021, ISSN: 15580679. DOI: [10.1109/TPWRS.2021.3059954](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2021.3059954)
- [17] A. Eleksiani, M. Jackson, B. Mackey e C. Beal, «Renewable Energy Systems in Supporting Climate Resilience of Off-grid Communities: A Review of the Literature and Practice,» *Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*, vol. 13, 3 2025, ISSN: 18489257. DOI: [10.13044/j.sdewes.d13.0569](https://doi.org/10.13044/j.sdewes.d13.0569)
- [18] D. Ochoa-Correa, P. Arévalo e S. Martinez, *Pathways to 100% Renewable Energy in Island Systems: A Systematic Review of Challenges, Solutions Strategies, and Success Cases*, 2025. DOI: [10.3390/technologies13050180](https://doi.org/10.3390/technologies13050180)
- [19] A. Shrestha e F. Gonzalez-Longatt, «Frequency stability issues and research opportunities in converter dominated power system,» *Energies*, vol. 14, 14 2021, ISSN: 19961073. DOI: [10.3390/en14144184](https://doi.org/10.3390/en14144184)
- [20] S. Lim, T. Kim, K. Y. Lee, D. Choi e J. W. Park, «Impact of high penetration of renewables on power system frequency response: A review and verification,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 217, 2025, ISSN: 18790690. DOI: [10.1016/j.rser.2025.115728](https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.115728)
- [21] A. Fernández-Guillamón, E. Gómez-Lázaro, E. Muljadi e Á. Molina-García, *Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time*, 2019. DOI: [10.1016/j.rser.2019.109369](https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109369)

- [22] P. González-Inostroza, C. Rahmann, R. Álvarez, J. Haas, W. Nowak e C. Rehtanz, «The role of fast frequency response of energy storage systems and renewables for ensuring frequency stability in future low-inertia power systems,» *Sustainability (Switzerland)*, vol. 13, 10 2021, ISSN: 20711050. DOI: [10.3390/su13105656](https://doi.org/10.3390/su13105656)
- [23] ENTSO-E, «Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF),» *Executive summary*, vol. 17, 2020.
- [24] *Review of RoCoF Estimation Techniques for Low-Inertia Power Systems*, 2023. DOI: [10.3390/en16093708](https://doi.org/10.3390/en16093708)
- [25] M. R. Amin, M. Negnevitsky, E. Franklin, K. S. Alam e S. B. Naderi, «Application of battery energy storage systems for primary frequency control in power systems with high renewable energy penetration,» *Energies*, vol. 14, 5 2021, ISSN: 19961073. DOI: [10.3390/en14051379](https://doi.org/10.3390/en14051379)
- [26] G. Navarro, J. Torres, M. Blanco, J. Nájera, M. Santos-Herran e M. Lafoz, *Present and future of supercapacitor technology applied to powertrains, renewable generation and grid connection applications*, 2021. DOI: [10.3390/en14113060](https://doi.org/10.3390/en14113060)
- [27] F. Naseri, S. Karimi, E. Farjah e E. Schaltz, «Supercapacitor management system: A comprehensive review of modeling, estimation, balancing, and protection techniques,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 155, p. 111 913, mar. de 2022, ISSN: 1364-0321. DOI: [10.1016/j.rser.2021.111913](https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111913) URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121011783?pes=vor&utm_source=mendeley&getft_integrator=mendeley
- [28] L. Zhang, X. Hu, Z. Wang, F. Sun e D. G. Dorrell, *A review of supercapacitor modeling, estimation, and applications: A control/management perspective*, 2018. DOI: [10.1016/j.rser.2017.05.283](https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.283)
- [29] M. E. Şahin, F. Blaabjerg e A. Sangwongwanich, *A Comprehensive Review on Supercapacitor Applications and Developments*, 2022. DOI: [10.3390/en15030674](https://doi.org/10.3390/en15030674)
- [30] K. Dissanayake e D. Kularatna-Abeywardana, *A review of supercapacitors: Materials, technology, challenges, and renewable energy applications*, 2024. DOI: [10.1016/j.est.2024.112563](https://doi.org/10.1016/j.est.2024.112563)
- [31] D. C. Silva e N. Taveira, «The hybrid power plant in Graciosa island – a pioneer project in the Azores islands,» em *Proceedings of the 6th Hybrid Power Systems Workshop*, M. Dietrich e T. Ackermann, eds., Presented 26–27 April 2022, Energynautics GmbH, Madeira, Portugal: 6th Hybrid Power Systems Workshop, abr. de 2022, pp. 1–6. URL: <https://hybridpowersystems.org/>
- [32] S. D’Arco e J. A. Suul, «Equivalence of virtual synchronous machines and frequency-droops for converter-based Microgrids,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, 1 2014, ISSN: 19493053. DOI: [10.1109/TSG.2013.2288000](https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2288000)
- [33] A. Rizvandi et al., «D2.2: Digital twins for HESSs design,» SMHYLES Project - Horizon Europe, Deliverable D2.2, jan. de 2025, Grant Agreement No. 101138029. Lead Beneficiary: FBK. URL: <https://smhyles.eu/>