

Procuramos ser uma voz ativa na divulgação de conhecimento, na atualização técnica e científica e contribuir, por vezes de forma inovadora, na solução de problemas nesta área da engenharia. Prestámos um serviço à nossa escola, o Instituto Superior de Engenharia do Porto, aos nossos professores e alunos e, de uma forma geral, a todos os profissionais da engenharia eletrotécnica.

José Beleza Carvalho, Professor Doutor



Máquinas e Veículos Elétricos



Produção, Transporte e Distribuição Energia



Instalações Elétricas



Telecomunicações



Segurança



Gestão de Energia e Eficiência Energética



Automação, Gestão Técnica e Domótica

ÍNDICE

| | |
|--|----|
| - Editorial | 3 |
| - Conversor CC-CC elevador (<i>Boost</i>) | 5 |
| Alexandre Silveira, Rui Brito, Rui Chibante | |
| - Conversão de centrais termoeletricas em compensadores síncronos como medida de estabilidade da frequência dos sistemas elétricos de energia | 15 |
| António Mendes, José Beleza de Carvalho | |
| - Proteções de Distância em Sistemas de Energia Elétrica | 23 |
| Filipe Azevedo | |
| - Switched Reluctance Motor Characteristics: Potential for Electric Vehicle Applications | 29 |
| Pedro Melo | |
| - Monitorização da Bateria de Veículos Elétricos para Eficiência de uma UPAC | 35 |
| Simão Mesquita, Teresa Nogueira | |
| - O Futuro do SF₆ em equipamentos de Média Tensão | 41 |
| Rita Sá, Teresa Nogueira | |
| - Autonomia Energética Local: Dimensionamento de Comunidades de Energias Renováveis | 47 |
| Cristiano Correia, Teresa Nogueira | |
| - Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos ligados à Rede: Portugal vs França | 55 |
| Gonçalo Vieira, Teresa Nogueira | |
| - Lista de Autores | 59 |

Os artigos não substituem a legislação, regulamentos, normas ou outros documentos, nem exclui a sua consulta, ou a consulta das entidades neles mencionadas, uma vez que apesar de todo o esforço dos autores na sua elaboração, são suscetíveis de conter imprecisões e omissões, além de poder não abranger todos os aspetos relevantes das temáticas tratadas.

FICHA TÉCNICA

| | |
|---------------|--|
| DIRETOR: | José António Beleza Carvalho, Doutor |
| SUBDIRETORES: | António Augusto Araújo Gomes, Eng. Roque Filipe Mesquita Brandão, Doutor Sérgio Filipe Carvalho Ramos, Doutor |
| PROPRIEDADE: | Área de Máquinas e Instalações Elétricas Departamento de Engenharia Electrotécnica Instituto Superior de Engenharia do Porto |
| CONTATOS: | jbc@isep.ipp.pt ; aag@isep.ipp.pt |

Estimados leitores

Iniciámos há 18 anos o compromisso de intervir, semestralmente, na área científica da Engenharia Eletrotécnica, com a publicação de artigos técnicos e científicos como forma de apoio aos estudantes dos cursos de engenharia eletrotécnica, em particular do perfil de especialização em Sistemas Elétricos de Energia. Procuramos ser uma voz ativa na divulgação de conhecimento, na atualização técnica e científica e contribuir, por vezes de forma inovadora, na solução de problemas nesta área da engenharia. Prestámos um serviço à nossa escola, o Instituto Superior de Engenharia do Porto, aos nossos professores e alunos e, de uma forma geral, a todos os profissionais da engenharia eletrotécnica.

Assim, voltámos à vossa presença com mais uma publicação da nossa revista “Neutro-à-Terra”. Nesta edição, publicamos artigos que entendemos ser muito interessantes, muito atuais, de natureza mais científica, e que traduzem de uma forma transversal o perfil de especialização e o trabalho que é realizado pelos autores.

No âmbito das máquinas elétricas, o motor de relutância comutado tem vindo ao longo dos últimos anos a impor-se como uma máquina de elevada fiabilidade, simples em termos de aspetos construtivos, elevado rendimento e fácil controlo e regulação de velocidade. Assim, ele tem vindo a tomar protagonismo na sua crescente utilização como motor dos veículos elétricos. Nesta edição da revista, publica-se um artigo em língua inglesa sobre este motor, em que se destaca as suas principais características, as suas vantagens na utilização em veículos elétricos, mas também algumas limitações que terão ainda de ser resolvidas.

A transição energética, no âmbito das medidas definidas pela União Europeia para a neutralidade carbónica levaram a um aumento de produção de energia elétrica através de fontes de energia renovável. A injeção crescente nas redes elétricas de produção de origem renovável, principalmente de natureza eólica e fotovoltaica, está a originar a uma redução drástica no nível de inércia girante, colocando em causa a estabilidade do funcionamento dos atuais sistemas elétricos de energia, quer nas oscilações da frequência, no controlo da tensão e na potência de curto-circuito. Nesta edição, publica-se um artigo que analisa a possibilidade das centrais térmicas que venham a ser descomissionadas serem utilizadas como compensadores síncronos, contribuindo com a elevada inércia das massas girantes dos seus grupos geradores, estabilizando a frequência na rede síncrona, mas também contribuindo para a estabilidade da tensão. O artigo discute e apresenta as vantagens técnicas e económicas deste tipo de solução na estabilidade do funcionamento dos sistemas elétricos de energia, minimizando o risco de potenciais apagões, como ainda recentemente se verificou.

As redes elétricas, de forma partícula as de alta e muito alta tensão, são determinantes no bom funcionamento dos atuais sistemas elétricos de energia. Constituem redes de grandes dimensões, interligadas internacionalmente, formando uma rede síncrona de potência infinita, que contribuí para a estabilidade dos sistemas interligados e, ao mesmo tempo, permitem o funcionamento dos mercados de energia elétrica. Estão sujeitas a perturbações de diversos tipos, quer de natureza ambiental, quer de natureza funcional e de manobra. Nesta edição da nossa revista publica-se um artigo técnico que auxilia o dimensionamento de proteções de distância das redes de muito alta tensão, de acordo com o recomendado pelas normas IEEE, bem como considerações modernas associadas a relés numéricos utilizados na proteção de redes fortemente interligadas e de elevada penetração de geração renovável.

A eletrónica de potência é, atualmente, incontornável e indissociável do funcionamento dos atuais sistemas elétricos de energia. Ela é importante no controlo e regulação de máquinas elétricas, nas fontes de alimentação ininterruptas, no controlo da transmissão de energia nas redes elétricas, na estabilidade de tensão ao nível das subestações, na correção de fator de potência nas instalações industriais, nos veículos elétricos, além de outras igualmente importantes. Neste âmbito, apresenta-se também nesta edição da revista um interessante artigo sobre a constituição e funcionamento de um conversor CC-CC elevador.

Nesta edição da nossa revista Neutro-à-Terra são ainda publicados alguns artigos muito interessantes, correspondentes a trabalhos de desenvolvimento realizados por alunos do mestrado em Sistemas Elétricos de Energia do Departamento de Engenharia Eletrotécnica do ISEP, dos quais se destacam um artigo sobre “Monitorização da Bateria de Veículos Elétricos para Eficiência de uma UPAC”, um artigo sobre “O Futuro do SF6 em equipamentos de Média Tensão”, um artigo sobre “Autonomia Energética Local: Dimensionamento de Comunidades de Energias Renováveis”, e um artigo sobre “Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos ligados à Rede: Portugal vs França”, que efetua uma comparação entre os sistemas de produção fotovoltaica adotados em Portugal e em França.

Estando convencido que esta edição da revista “Neutro-à-Terra” satisfaz as habituais expectativas dos nossos estimados leitores, e desejando a todos um excelente ano de 2026, apresento os meus cordiais cumprimentos.

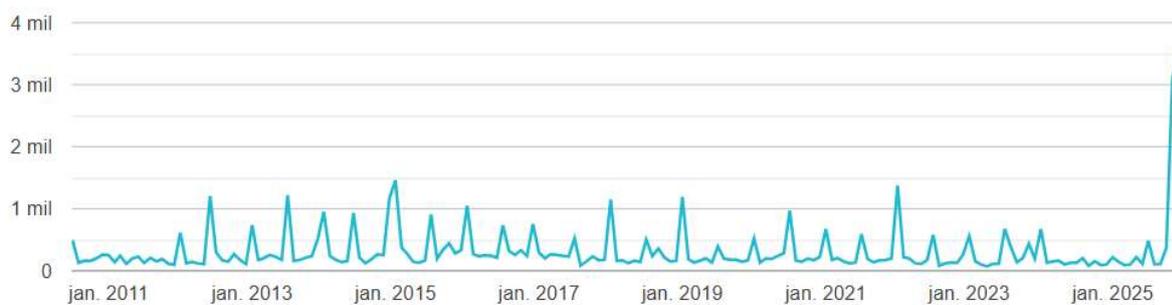
Porto, 31 de dezembro de 2025

José António Beleza Carvalho

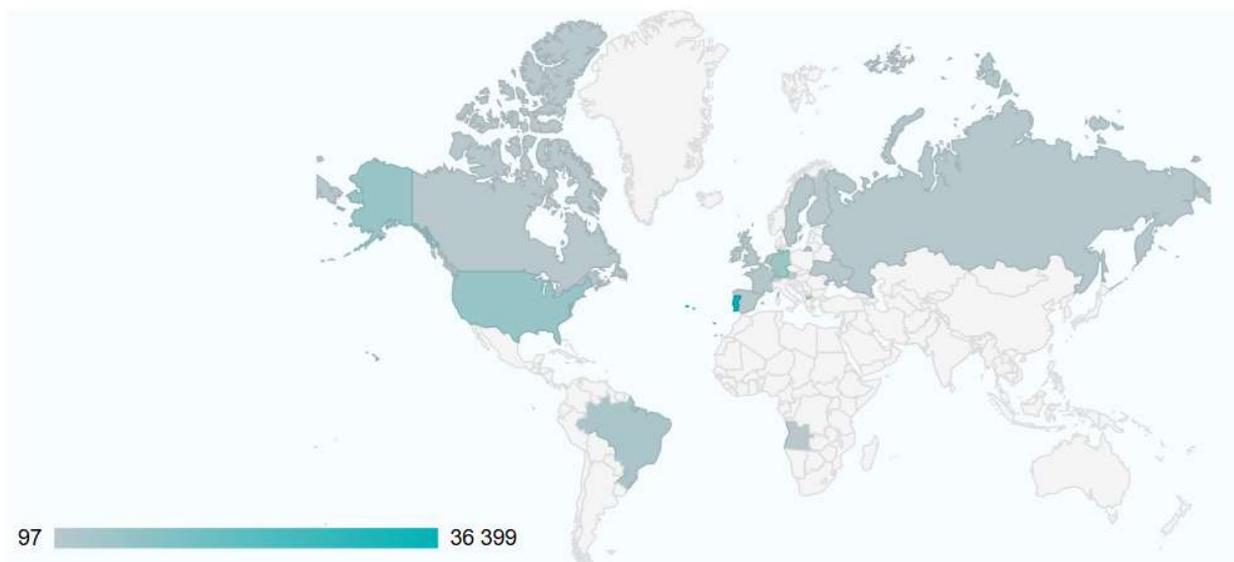
www.neutroaterra.blogspot.com



Histórico de visualizações: 59211



Localizações principais de visualizações



CONVERSOR CC-CC ELEVADOR (*BOOST*)

RESUMO

Este artigo aborda os conversores CC-CC elevadores, também conhecidos como conversores *boost*, que são dispositivos eletrônicos de potência usados para converter uma tensão contínua de entrada numa tensão contínua de saída de valor superior. É explicado o funcionamento básico do conversor *boost*, que envolve componentes como uma bobina, um interruptor, um diodo e um condensador. O texto detalha o princípio de funcionamento no modo de condução contínua (CCM), onde a corrente na bobina nunca se anula durante um período de comutação. Além disso, é abordada a técnica da modulação por largura de impulso (PWM), que é usada para controlar o interruptor do conversor, e são apresentadas as equações matemáticas que descrevem o comportamento do conversor. É feito o dimensionamento dos componentes passivos, como a bobina e o condensador para responder aos requisitos pré-estabelecidos de ondulação de corrente e tensão do conversor. Também são abordados os efeitos das não-idealidades dos componentes no ganho estático do conversor.

1. Introdução

Os conversores CC-CC elevadores, também conhecidos como conversores *boost* (*step-up converters*), são conversores eletrônicos de potência cuja função principal é converter uma tensão contínua (CC) de entrada numa tensão contínua de saída de valor superior. Por exemplo, elevar os 3,7 V de uma bateria de lítio para os 5 V necessários para uma porta USB.

Fazem parte da família das fontes de alimentação comutadas (SMPS – *Switched-Mode Power Supply*) e são um dos blocos construtivos fundamentais e utilizados na eletrônica moderna. A sua utilização é crucial em inúmeras aplicações do nosso dia a dia, mesmo que não nos apercebamos disso [1].

O conversor CC-CC *boost* tem uma vasta gama de aplicações, que vão desde a eletrônica de consumo, circuitos de correção do fator de potência, implementação de *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) em sistemas solares fotovoltaicos, a sistemas de alimentação de baterias ou aplicações automóveis. Seguem-se alguns exemplos:

- **Fontes de Alimentação para Dispositivos Portáteis:** Como computadores e telemóveis, onde a tensão da bateria precisa ser elevada para alimentar diferentes componentes.
- **Sistemas de Energia Renovável:** Em painéis solares ou células de combustível, onde a tensão gerada precisa ser aumentada para ser compatível com a rede elétrica ou para carregar baterias.
- **Automóveis Elétricos:** Para elevar a tensão da bateria e alimentar motores elétricos e outros sistemas.

O circuito elétrico do conversor *boost* ideal com controlo por Modulação por Largura de Pulso (PWM) está ilustrado na Figura 1. O conversor é composto por uma bobina L , um interruptor S_1 , um diodo D_1 , um condensador C_1 e uma carga R_o . À entrada aplica-se uma tensão contínua V_i e à saída obtém-se uma tensão V_o de valor superior (ou igual) à entrada.

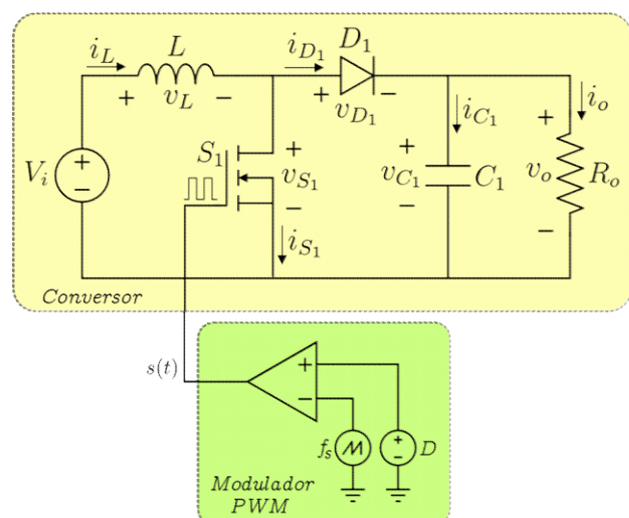


Figura 1. Circuito ideal do conversor *boost*, com modulador PWM

O modulador PWM é um circuito eletrônico que gera um sinal PWM, que é uma onda quadrada com largura de pulso variável, a partir da comparação de um sinal triangular (ou dente de serra) de frequência f_s (da ordem das dezenas/centenas de kHz) com um valor contínuo, neste caso designado por *duty-cycle* D . A Modulação por Largura de Impulso, é uma técnica de modulação digital que consiste em variar a largura dos impulsos num sinal periódico, para representar um sinal analógico ou para controlar a energia fornecida a um dispositivo. O princípio de geração do sinal PWM pode ser visualizado na Figura 2. Nela estão representados os sinais triangular (V_{tri}) que é comparado com o sinal contínuo $0 \leq D \leq 1$. O resultado dessa comparação é o sinal PWM ($s(t)$) de valor médio igual ao *duty-cycle* D . Este sinal é utilizado para controlar o interruptor, ficando este ligado durante o intervalo DT_s e desligado durante o intervalo $(1 - D)T_s$, sendo T_s o período de comutação (*switching period*).

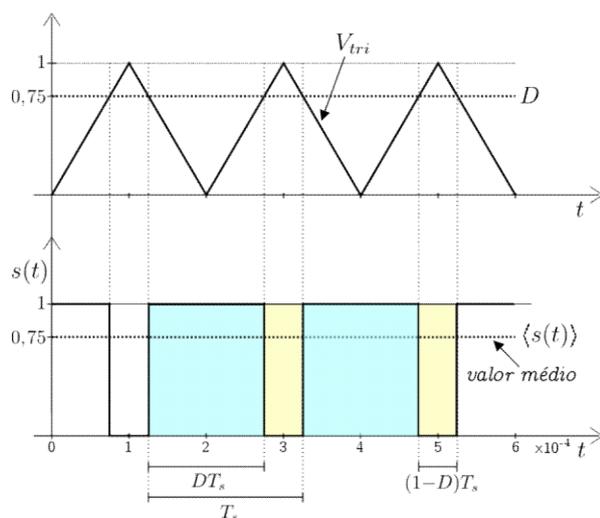


Figura 2. Geração do sinal PWM (Modulador PWM)

2. Princípio de funcionamento

O funcionamento básico de um conversor *boost* envolve a utilização de uma bobina, um interruptor (tipicamente um MOSFET ou IGBT), um díodo e um condensador. Tal como no conversor CC-CC abaixador (*buck*), na configuração *boost* o

transistor funciona como um interruptor, que controla a transferência de energia entre a fonte e a carga. Como previamente referido, em regime permanente, a tensão de saída v_o é sempre superior à tensão de entrada V_i . Além disso, atendendo que num conversor ideal a potência de entrada é igual à potência de saída ($P_i = V_i I_i = P_o = V_o I_o$), a corrente de saída será inferior à corrente de entrada. Este conversor, como outros, pode funcionar no modo de condução contínua (*Continuous Conduction Mode – CCM*), onde a corrente na bobina nunca se anula durante um período de comutação, e no modo de condução descontínua (*Discontinuous Conduction Mode – DCM*) onde a corrente atinge o valor nulo.

O modo CCM é o mais usado devido às seguintes vantagens:

1. Menor ondulação da corrente na bobine;

A baixa variação da corrente em relação à corrente média traz dois benefícios imediatos:

- Redução de Interferência Eletromagnética (EMI): Como a corrente de entrada é menos pulsante, o ruído gerado é menor, facilitando o projeto de filtros de entrada.
- A corrente que flui para o condensador de saída é menos agressiva, o que pode aumentar a vida útil do componente e reduzir a ondulação da tensão de saída (em CCM será necessário um condensador de menor capacidade para a mesma ondulação da tensão de saída do que no caso DCM).

2. Ganho de tensão independente da carga no caso ideal.

Na realidade, para o mesmo *duty-cycle* (D) o ganho estático do conversor diminui à medida que a corrente solicitada pela carga aumenta (ou seja, à medida que a potência envolvida na conversão aumenta);

Em CCM relação entre a tensão de saída e a de entrada depende exclusivamente do *duty-cycle* (no caso ideal).

3. Modo de Condução Contínua (CCM)

A Figura 3 ilustra as duas etapas de funcionamento do conversor ideal, para o modo de condução contínua: (a) quando o interruptor S_1 está ligado (ON), e (b) quando o interruptor S_1 está desligado (OFF). O estado ON significa que o interruptor está fechado e a conduzir. O estado OFF significa que o interruptor está aberto e não conduz. Como se pode perceber, quando o interruptor S_1 está no estado ON, o diódo S_1 não conduz, ao passo que quando S_1 está no estado OFF, o diódo D_1 conduz.

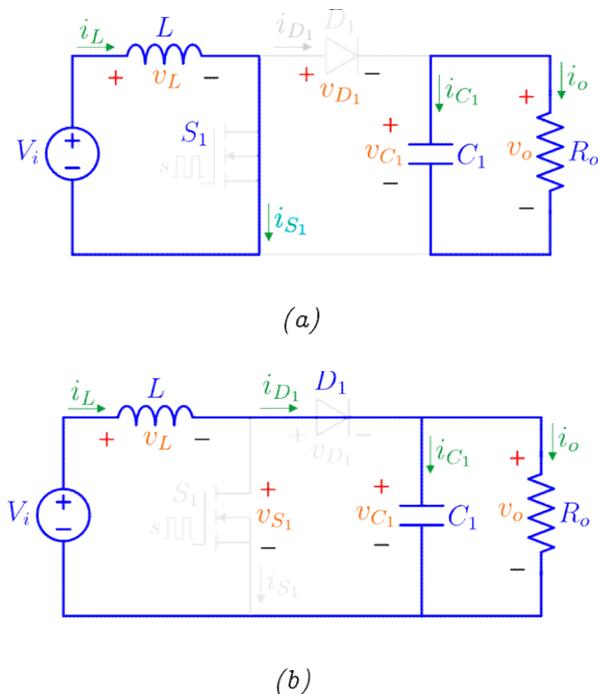


Figura 3. Etapas de funcionamento (CCM): (a) Interruptor ON, (b) Interruptor OFF

O princípio de funcionamento do conversor pode ser melhor compreendido através da análise das formas de onda idealizadas de corrente e tensão representadas na Figura 4.

Nesta análise seguimos a seguinte notação: valores instantâneos são representados com letra minúscula e valores médios com letra maiúscula. Para efeitos de análise, serão inicialmente consideradas constantes as tensões de entrada (V_i) e de saída (V_o) do conversor em regime permanente [2].

No intervalo de tempo $0 < t < DT_s$ o interruptor está ligado e a tensão através do diódo é igual a $v_{D1} = -V_o$, fazendo com que este seja polarizado inversamente e, portanto, não conduz. Durante esse intervalo, a tensão através da bobina é $v_L = V_i$, o que faz com que a corrente que a percorre aumente linearmente com uma inclinação de V_i/L . Consequentemente, alguma energia é acumulada no seu campo magnético. No instante $t = DT_s$, o interruptor é desligado.

Durante o intervalo $DT_s < t < T_s$, a corrente na bobina diminui linearmente com uma inclinação de $(V_i - V_o)/L$. Pela Lei de Faraday-Lenz (como $v_L = L di_L/dt$), essa diminuição da corrente faz com que a tensão aos terminais da bobine se inverta, i.e., se torne negativa. Nestas condições, a tensão V_i é somada a V_i , pelo que V_o é efetivamente maior que V_i (para $0 < D < 1$).

Quando o interruptor está desligado, a corrente que passa pelo diódo é igual à que passa pela bobina. Durante este período, a energia armazenada na bobina é transferida para o condensador e para a carga.

As formas de onda da Figura 4 (4a; 4b) foram obtidas em regime permanente, com o conversor a funcionar em equilíbrio. Neste caso, a energia armazenada na bobina durante uma parte do ciclo deve ser igual à energia libertada durante a outra parte do ciclo para manter o equilíbrio. Isto leva a que a tensão média na bobina durante um ciclo completo de comutação num conversor CC-CC ideal em regime permanente seja nula.

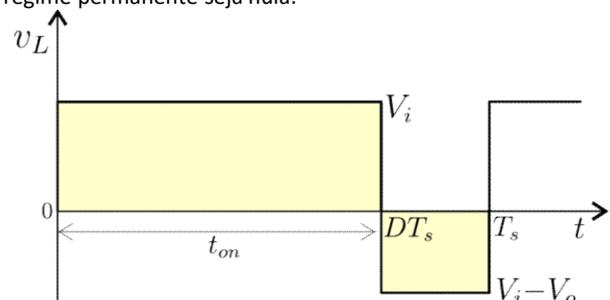


Figura 4ª. Tensão e corrente na bobina para os dois estados do modo CCM

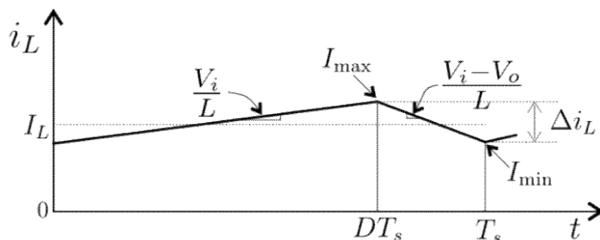


Figura 4b. Tensão e corrente na bobina para os dois estados do modo CCM

Assim, de acordo com a Figura 4a, o valor médio da tensão na bobina V_L é dado por:

$$V_L = \frac{1}{T_s} \int_0^{t_{on}} V_i dt + \frac{1}{T_s} \int_{t_{on}}^{T_s} (V_i - V_o) dt = 0 \quad (1)$$

Uma vez que o valor médio da tensão na bobina tem de ser nulo, resulta que:

$$V_i \frac{t_{on}}{T_s} = -(V_i - V_o) \frac{T_s - t_{on}}{T_s} \Leftrightarrow V_i D = -(V_i - V_o)(1 - D) \quad (2)$$

Finalmente pode escrever-se que:

$$\frac{V_o}{V_i} = M(D) = \frac{1}{1 - D} \quad (3)$$

$M(D)$ representa o ganho estático do conversor CC-CC *boost* ideal. Nas equações anteriores, V_1 representa o valor da tensão de entrada do conversor, e V_0 o valor médio da tensão na saída, em regime permanente. A evolução do ganho estático deste conversor está representada na Figura 5. Como se pode constatar, o valor da tensão de saída do conversor ideal será sempre superior ao da tensão de entrada.

Neste tipo de conversor, embora a corrente no diodo seja sempre descontínua, a corrente fornecida pela fonte e a corrente na bobina podem ser contínuas ou descontínuas. Este modo de funcionamento depende do nível de energia que é armazenada na bobina durante o tempo de condução do interruptor (transistor) S_1 . A Figura 6 ilustra as formas de onda das correntes no conversor *boost* ideal para o regime permanente no modo de condução contínua (CCM).

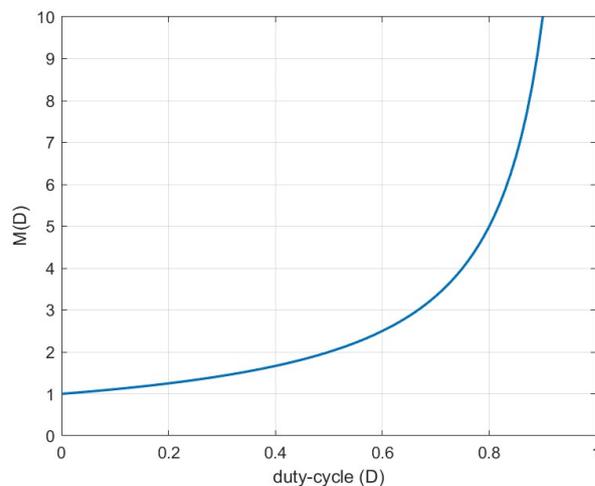


Figura 5. Ganho estático do conversor *boost* ideal

Quando o interruptor S_1 está em condução, a tensão de entrada é aplicada à bobina e a corrente que a atravessa cresce linearmente de acordo com a seguinte expressão (válida entre $0 < t < DT_s$):

$$i_L(t) = I_{L_{\min}} + \frac{V_i}{L} t \quad (4)$$

Quando $t = t_{on} = DT_s$ a corrente na bobina atinge o seu valor máximo $I_{L_{\max}}$, ou seja:

$$I_{L_{\max}} = I_{L_{\min}} + \frac{V_i}{L} DT_s \quad (5)$$

Durante o período em que o interruptor está em aberto e, conseqüentemente, o diodo está a conduzir, a tensão na bobina será igual à diferença entre as tensões de entrada e saída (válida entre $DT_s < t < T_s$), pelo que se pode escrever:

$$i_L(t) = i_{D_1}(t) = I_{L_{\max}} - \frac{V_o - V_i}{L} t' \quad (6)$$

onde t' é o tempo decorrido desde a abertura do interruptor (transistor). Quando $t' = t_{off} = (1 - D)T_s$ pode escrever-se que:

$$I_{L_{\min}} = I_{L_{\max}} - \frac{V_o - V_i}{L} (1 - D)T_s \quad (7)$$

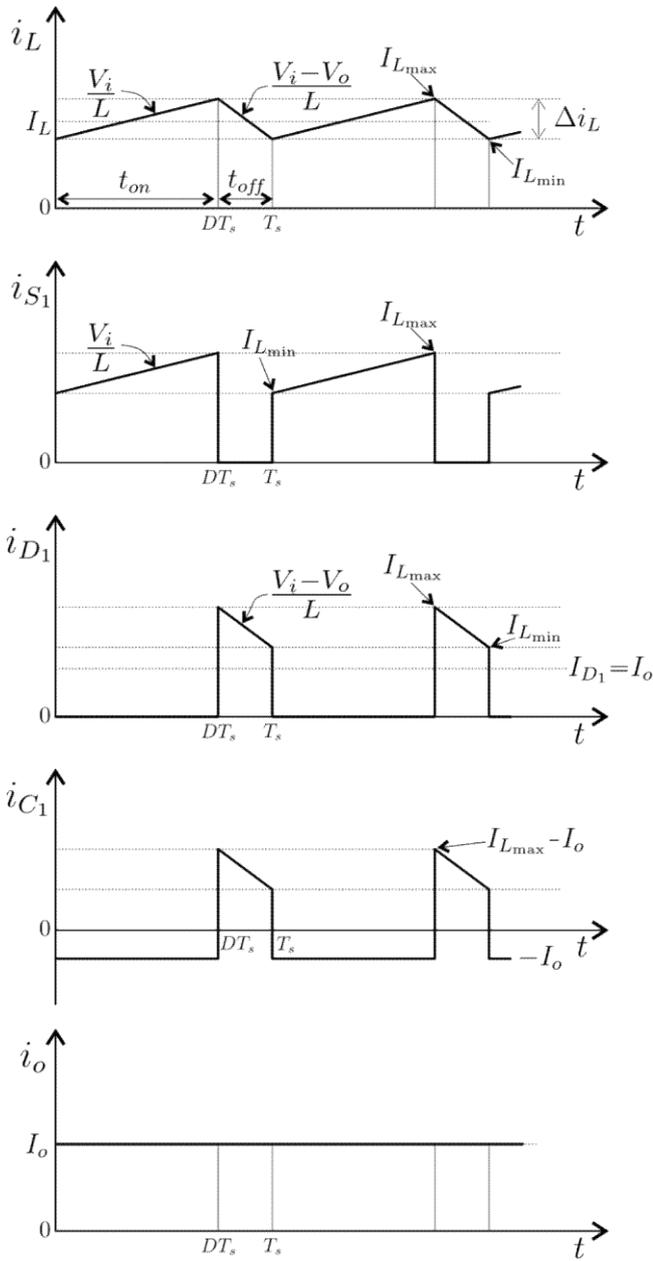


Figura 6. Formas de onda das correntes no conversor *boost* em modo CCM

4. Ondulação da corrente na bobina

A partir da forma de onda da corrente na bobina ilustrada na Figura 6, pode escrever-se que:

$$\Delta i_L = \frac{V_i}{L} t_{on} = \frac{V_i T_s}{L} D = \frac{V_i}{L f_s} D \quad (8)$$

Onde: $f_s = \frac{1}{T_s}$

Analisando agora as potências de entrada e saída, pode escrever-se:

$$P_{in} = V_i \cdot I_L \quad (9)$$

que representa a potência fornecida pela fonte, e:

$$P_{out} = V_o \cdot I_o = \frac{V_o^2}{R_o} \quad (10)$$

Recorrendo a (3), obtém-se:

$$P_{out} = \frac{V_i^2}{R_o} \cdot \frac{1}{(1-D)^2} \quad (11)$$

que representa a potência recebida (dissipada) pela carga. Admitindo que o conversor é ideal, onde todos os componentes são ideais, a potência fornecida pela fonte é transferida na totalidade para a carga, pelo que:

$$P_{in} = P_{out} \Leftrightarrow V_i \cdot I_L = \frac{V_i^2}{R_o} \cdot \frac{1}{(1-D)^2} \quad (12)$$

Isolando I_L , obtém-se:

$$I_L = \frac{V_i}{R_o} \cdot \frac{1}{(1-D)^2} \quad (13)$$

O fator de ondulação da corrente de entrada, obtém-se dividindo (8) por (13), o que resulta em:

$$r_i = \frac{\Delta i_L}{I_L} = \frac{V_i T_s}{L} D \cdot \frac{R_o}{V_i} (1-D)^2 = \frac{R_o}{L} T_s D (1-D)^2 \quad (14)$$

Desta forma:

$$r_i = \frac{\Delta i_L}{I_L} = K \cdot D (1-D)^2 = K \cdot \beta \quad (15)$$

Onde: $K = \frac{R_o}{L} T_s$

Esta expressão representa a ondulação relativa da corrente de entrada, ou fator de ondulação do conversor *boost*. Construindo um gráfico de $\beta = \frac{r_i}{K}$, em função do *duty-cycle*, verifica-se que a ondulação relativa máxima ocorre para um valor de $D = 1/3$, como ilustra a Figura 7.

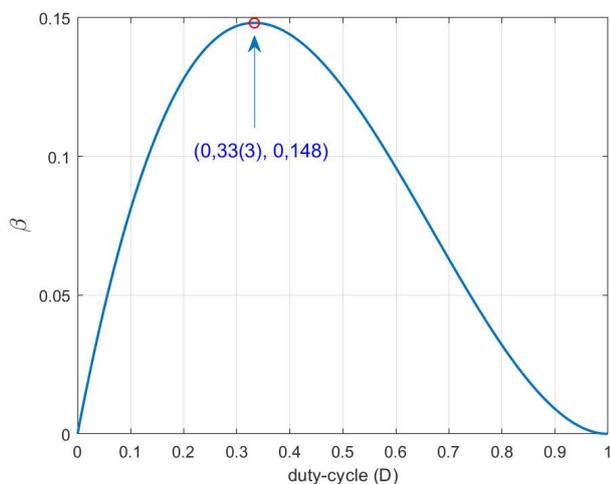


Figura 7. Ondulação relativa da corrente de entrada do conversor *boost* ideal

Este fator é vital para determinar o modo de condução (CCM ou DCM) do conversor. Se $r_i < 2$, o conversor funciona no modo de condução contínua (CCM), ou seja, a corrente não atinge o valor de zero [2].

5. Ondulação da tensão de saída

Na análise da ondulação da corrente de entrada considerou-se que a ondulação da tensão na saída era desprezável e foi considerado o seu valor médio V_o . Esta análise da ondulação da tensão de saída será realizada a partir da ondulação de tensão no condensador de saída C_1 . Será considerada também uma constante de tempo $R_o C_1$ suficientemente elevada de forma que o condensador carregue e descarregue linearmente a cada período de funcionamento.

Durante a condução do interruptor S_1 , o condensador C_1 fornece energia à carga. Dessa forma, a sua carga interna diminui, diminuindo também a tensão aos seus terminais. Quando o interruptor S_1 deixa de conduzir, a energia armazenada na bobina é transferida para a carga e para o condensador C_1 através do diodo D_1 . Desta forma o condensador carrega, elevando a tensão aos seus terminais.

Considerando o regime permanente, estes dois modos de funcionamento produzem uma ondulação da tensão aos terminais do condensador de valor constante e igual a Δv_{C_1} .

A Figura 8 ilustra as principais formas de onda das tensões no conversor.

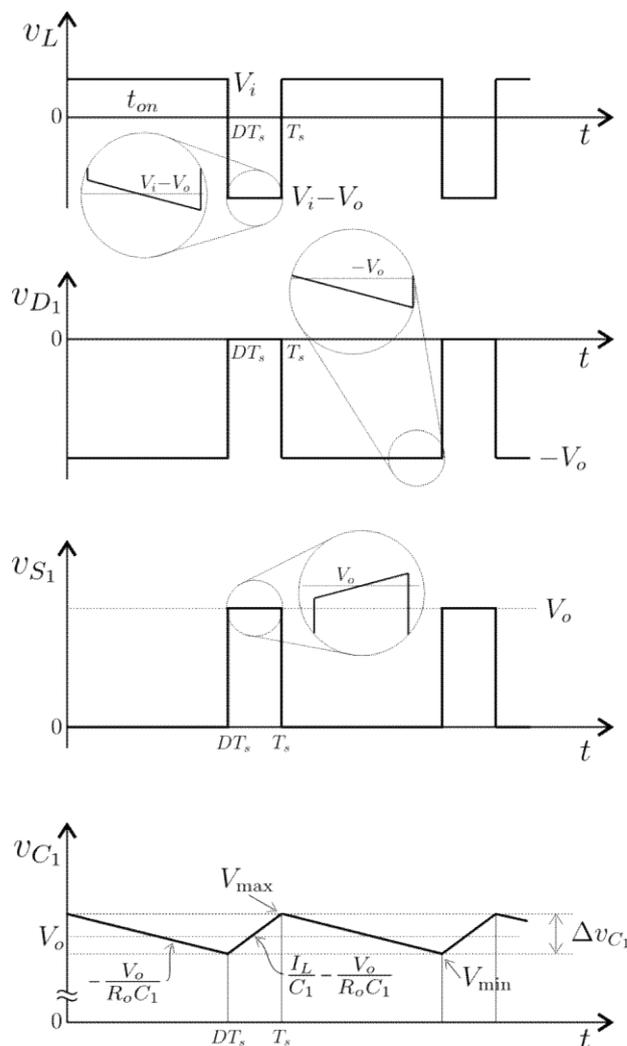


Figura 8. Formas de onda das tensões no conversor *boost* em modo CCM

Durante o intervalo de tempo $0 < t < DT_s$, o condensador alimenta a carga com corrente constante I_o . Assim, a ondulação de tensão é dada por:

$$i_{C_1} = C_1 \frac{dv_{C_1}}{dt} \quad (16)$$

$$I_o = -C_1 \frac{\Delta v_{C_1}}{\Delta t} \quad (17)$$

Analisando a figura pode escrever-se:

$$\Delta v_{C_1} = -I_o \frac{\Delta t}{C_1} = -\frac{V_o}{R_o C_1} \Delta t \quad (18)$$

Assim, como $\Delta t = DT_s$, a expressão anterior pode ser escrita da seguinte forma:

$$\Delta v_{C_1} = -I_o \frac{DT_s}{C_1} = -\frac{V_o}{R_o C_1} DT_s \quad (19)$$

O valor médio da tensão no condensador é igual a V_o , e pode ser obtido a partir de (3). Explicitando o *duty-cycle* pode escrever-se que:

$$D = \frac{V_o - V_i}{V_o} \quad (20)$$

Substituindo (20) em (19) obtém-se:

$$|\Delta v_{C_1}| = \frac{I_o}{f_s C_1} \cdot \frac{V_o - V_i}{V_o} = \frac{V_o}{f_s R_o C_1} \cdot \frac{V_o - V_i}{V_o} = \frac{V_o - V_i}{f_s R_o C_1} \quad (21)$$

que é a ondulação da tensão no condensador de saída. Esta equação é utilizada para calcular o valor da capacidade do condensador para se obter uma determinada ondulação na tensão de saída (*ripple*).

6. Dimensionamento dos componentes passivos

Nesta secção mostra-se como dimensionar a bobina e o condensador de forma que a ondulação de corrente de entrada e a ondulação da tensão de saída satisfaçam os requisitos definidos, ou seja, definem-se esses requisitos para depois se calcularem a indutância da bobina e capacitância do condensador.

O valor da indutância é calculado com base em (8), para determinada ondulação de corrente (Δi_L) e frequência de comutação (f_s). A ondulação nada mais é do que o *ripple* em alta frequência presente na corrente.

Normalmente, define-se esse parâmetro para se situar entre 20% e 40% do valor médio da corrente da bobina que, no caso do conversor *Boost*, é igual à corrente de entrada. Assim, o valor da indutância é dado por:

$$L = \frac{V_i T_s}{\Delta i_L} D = \frac{V_i}{\Delta i_L f_s} D$$

Além do valor da indutância será necessário saber o valor máximo da corrente que a bobina deve suportar, uma vez que a corrente varia em torno do valor médio I_L . Assim, pode escrever-se que:

$$I_{L_{\max}} = I_L + \frac{\Delta i_L}{2} = \frac{I_o}{1-D} + \frac{\Delta i_L}{2} = \frac{V_o}{(1-D)R_o} + \frac{\Delta i_L}{2} \quad (23)$$

Desta forma, para evitar a saturação do seu núcleo, deve escolher-se uma bobina cuja corrente de saturação seja superior ao valor calculado a partir de (23).

No que se refere ao condensador de saída, o valor da sua capacidade é obtido com base em (21). Assim, o valor da capacidade do condensador será:

$$C_1 \geq \frac{V_o - V_i}{f_s \Delta v_{C_1} R_o} \quad (24)$$

Onde Δv_{C_1} representa a ondulação de tensão desejada, tipicamente entre 1% e 5% do valor médio da tensão de saída V_o .

Neste tipo de conversor, o condensador é submetido a um maior stress uma vez que a corrente que por ele circula é descontínua, como se pode verificar através da Figura 6. Desta forma é importante calcular o valor eficaz da corrente que circula através do condensador, que é dada por:

$$I_{C_1(rms)} = I_o \sqrt{\frac{D}{1-D}} \quad (26)$$

Utilizando o valor da corrente eficaz que atravessa o condensador, pode calcular-se o valor das perdas na resistência série (ESR) do mesmo. De notar que a vida útil de um condensador (especialmente os eletrolíticos de alumínio) é extremamente sensível à temperatura interna.

A regra prática diz que cada aumento de 10°C na temperatura de operação reduz a vida útil para metade. A queda de tensão nesta resistência também provoca um aumento da ondulação de tensão. Desta forma, o condensador deve ser capaz de suportar a corrente calculada anteriormente e também apresentar uma ESR máxima dada por [3]:

$$ESR_{(max)} = \frac{\Delta V_o(ESR)}{\frac{I_o}{1-D} + \frac{\Delta I_L}{2}} \quad (26)$$

onde $\Delta V_o(ESR)$ é o aumento da ondulação da tensão de saída devido à ESR do condensador.

7. Efeito da não-idealidade da bobina no ganho estático

O ganho estático do conversor *boost* expresso por (3) mostra que a tensão de saída aumenta com o *duty-cycle* e, quando este se aproxima da unidade, a tensão na saída tende para infinito. No entanto, o funcionamento real deste conversor contradiz este cenário. Quando $D=1$, o interruptor fica sempre fechado e o diódo não conduz. Isto significa que a saída fica isolada da alimentação, o que leva a que a tensão de saída caia para zero, pois não há energia a ser transferida para a carga. De notar também que, com o interruptor sempre fechado, a bobina entra em saturação.

Nestas condições, a indutância da bobina cai abruptamente para zero pelo que a fonte V_i é curto-circuitada, levando à eventual destruição do equipamento.

Esta situação (tensão de saída tender para infinito) fica resolvida quando são introduzidas as não-idealidades nos componentes do circuito. A Figura 9 mostra o circuito elétrico do conversor *boost* assim como os subcircuitos para as situações de condução e não condução do interruptor (transistor), com a introdução da resistência do enrolamento da bobina r_L , enquanto os restantes componentes se mantêm ideais. Notar que a única "não idealidade" considerada é r_L , mas existem outras que também são relevantes, tais como a resistência r_{on} do MOSFET, a queda de tensão no diódo, e a ESR do condensador que já se referiu anteriormente.

Para se obter o ganho estático do conversor não ideal, utiliza-se a tensão na bobina, que deve ter valor médio nulo num período. Assim, pode escrever-se:

$$(V_i - r_L I_L) D T_s = (V_o - r_L I_L - V_i)(1 - D) T_s \quad (27)$$

onde I_L representa o valor médio da corrente na bobina. Simplificando a expressão anterior obtém-se:

$$V_i = r_L I_L + (1 - D) V_o \quad (28)$$

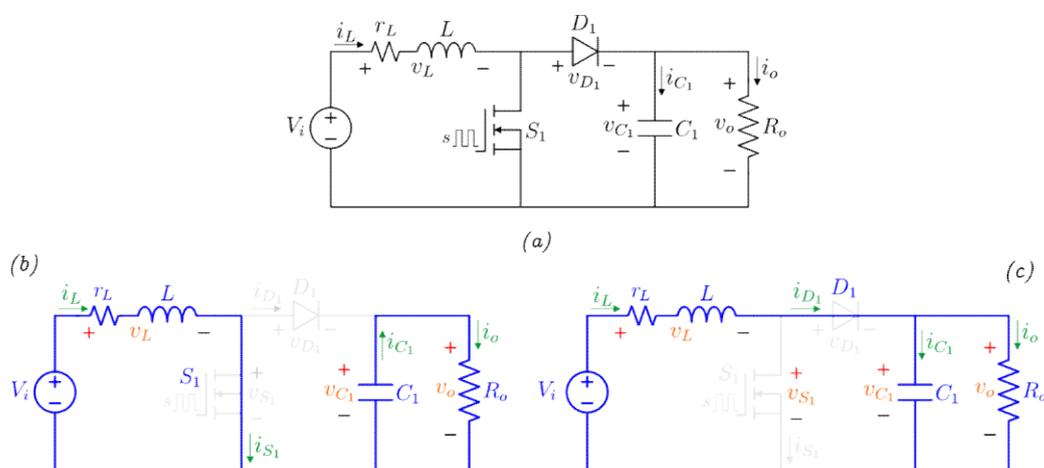


Figura 9. Conversor *boost* não ideal. Circuito elétrico e etapas para o modo CCM

Por outro lado, considerando que a corrente média no condensador é nula, pode escrever-se:

$$\frac{V_o}{R_o} D T_s = \left(\frac{V_o}{R_o} - I_L \right) (1 - D) T_s \quad (29)$$

Simplificando a expressão anterior, resulta em:

$$\frac{V_o}{R_o} = I_L (1 - D) \quad (30)$$

O ganho estático em tensão pode ser obtido resolvendo as expressões e de forma a eliminar I_L . A expressão obtida resulta no produto do ganho estático do conversor ideal por um fator que tem em conta com a resistência do enrolamento da bobina [4]. Resolvendo e simplificando as expressões anteriores, obtém-se:

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{1}{1 - D} \left(\frac{1}{1 + \frac{1}{(1 - D)^2} \cdot \frac{r_L}{R_o}} \right) \quad (31)$$

O parâmetro principal nesta correção é a razão $\frac{r_L}{R_o}$. A Figura 10 mostra as curvas do ganho estático calculadas a partir da expressão anterior, para diferentes valores de $\frac{r_L}{R_o}$, desde o caso ideal, onde esta razão é nula. É importante notar que a razão $\frac{r_L}{R_o}$ limita o ganho máximo em tensão que o conversor pode atingir. Por exemplo, no caso de $\frac{r_L}{R_o} = 0,02$, o ganho em tensão atinge um máximo de 3,535 quando $D=0,859$, diminuindo a partir desse valor, até atingir o zero.

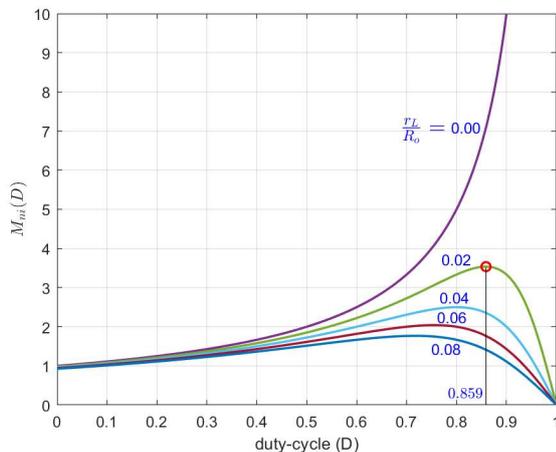


Figura 10. Ganho estático do conversor *boost* com não-idealidade da bobina (r_L)

8. Conclusão

Este artigo aborda o princípio de funcionamento dos conversores CC-CC elevadores, também conhecidos como conversores *boost*, no modo de condução contínua. O conversor *boost* é um dispositivo essencial na eletrônica moderna, utilizado para elevar a tensão contínua de entrada para um valor superior na saída. Os conversores *boost* têm uma ampla gama de aplicações, incluindo fontes de alimentação para dispositivos portáteis, sistemas de energia renovável e automóveis elétricos. A sua utilização é crucial em inúmeras aplicações do nosso dia a dia.

Este conversor pode funcionar em dois modos principais: o modo de condução contínua (CCM) e o modo de condução descontínua (DCM). No modo CCM, a corrente na bobina nunca se anula durante um período de comutação, enquanto no modo DCM, a corrente atinge o valor nulo.

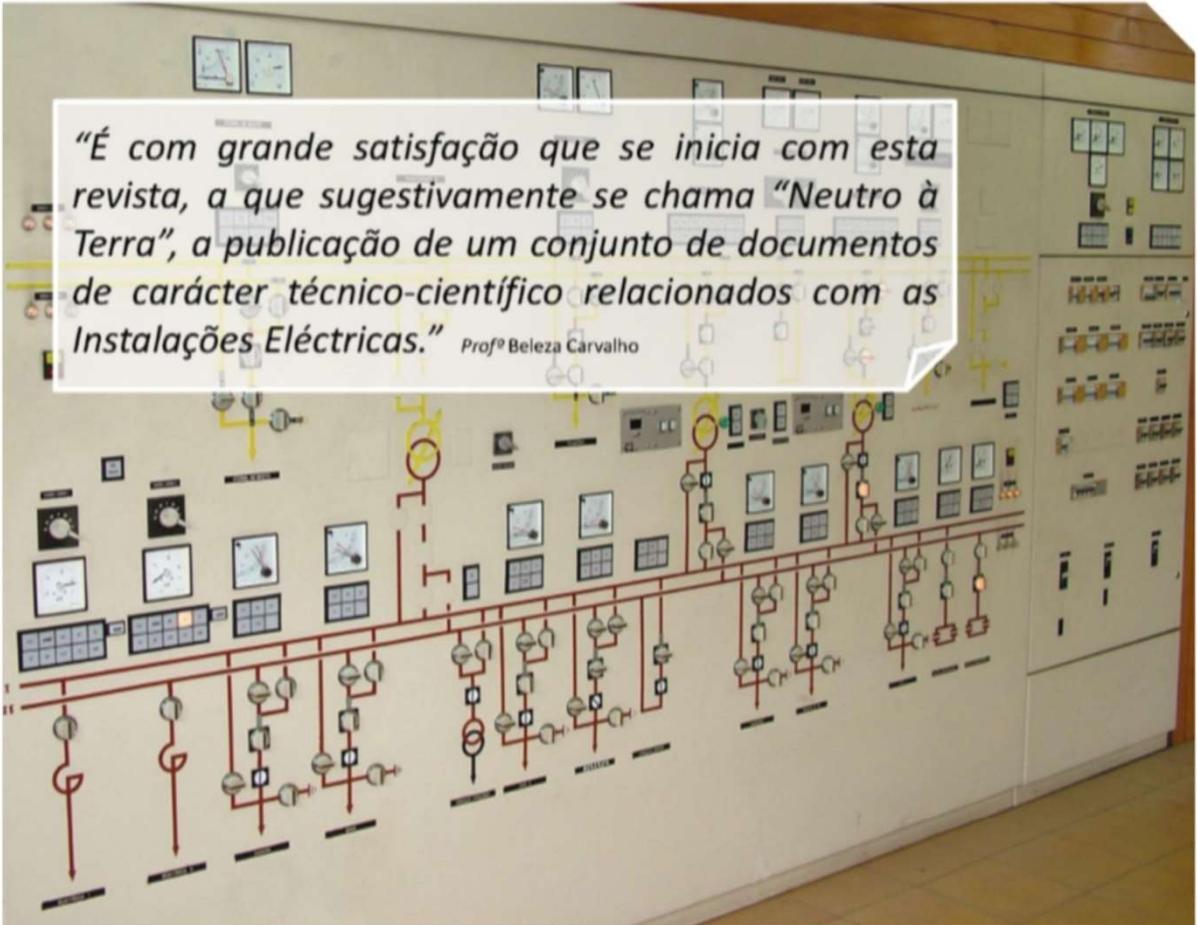
O dimensionamento dos componentes passivos, como a bobina e o condensador, para atender aos requisitos de ondulação de corrente e tensão é crucial para garantir a eficiência e a longevidade do conversor. Por outro lado, as não-idealidades dos componentes, como a resistência do enrolamento da bobina, afetam o ganho estático do conversor.

Referências

- [1] R. W. Erickson e D. Maksimovc, *Fundamentals of Power Electronics*, New York: Kluwer Academic Publishers, 2004.
- [2] D. C. Martins e I. Barbi, *Conversores CC-CC Básicos não Isolados*, Florianópolis - SC, 2006.
- [3] B. Hauke, "Basic Calculation of a Boost Converter's Power Stage," Texas Instruments, 2022.
- [4] B. Choi, *Pulsewidth Modulated Dc-to-Dc Power Conversion: Circuits, Dynamics, Control, and Dc Power Distribution Systems*, John Wiley & Sons, Inc., 2022.



“É com grande satisfação que se inicia com esta revista, a que sugestivamente se chama “Neutro à Terra”, a publicação de um conjunto de documentos de carácter técnico-científico relacionados com as Instalações Eléctricas.” Prof^o Beleza Carvalho


MAIS EFICIENTE

MENOS EFICIENTE

Eficiência Energética
Pág. 2



Domótica
Pág. 4



Segurança
Pág. 7



Instalações Eléctricas
Pág. 14



Telecomunicações
Pág. 18

CONVERSÃO DE CENTRAIS TERMOELÉTRICAS EM COMPENSADORES SÍNCRONOS COMO MEDIDA DE ESTABILIDADE DA FREQUÊNCIA DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA

Resumo

As metas de neutralidade carbónica estabelecidas pela União Europeia e por diversos países em todo o mundo impulsionaram uma transformação dos Sistemas Eléctricos de Energia (SEE), caracterizada pela substituição gradual da geração térmica síncrona por Fontes de Energia Renovável (FER), como a eólica e a solar.

A transição energética, embora necessária para alcançar as metas estabelecidas, introduz desafios significativos à estabilidade dos SEE, uma vez que as FER ainda não contribuem para a estabilidade em níveis equiparáveis aos de um gerador síncrono, seja ao nível da inércia, que tem registado uma redução assinalável nos últimos anos, seja no controlo de tensão ou na potência de curto-circuito.

Neste contexto, os compensadores síncronos apresentam-se como uma solução promissora para assegurar, de forma eficaz, o papel de estabilidade até agora desempenhado pela produção termoelétrica. Entre as soluções de compensação síncrona destacam-se duas abordagens: a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos e a construção de novos compensadores.

A solução de conversão representa uma oportunidade única para rentabilizar ativos que seriam, de outro modo, descomissionados, apresentando custos de investimento até 50 % inferiores e prazos de implementação mais reduzidos, comparativamente à construção de novos compensadores síncronos. Porém, esta potencial vantagem económica e operacional deve ser avaliada face aos requisitos técnicos exigidos e à viabilidade de conversão específica a cada central.

Neste artigo, faz-se uma análise da viabilidade técnica e económica da conversão de centrais termoelétricas em

compensadores síncronos, identificando os principais desafios e modificações técnicas, os aspetos económicos envolvidos, e comparando as vantagens e desvantagens desta opção face à construção de novos compensadores.

Na realidade, as centrais termoelétricas podem desempenhar um papel essencial na transição energética, através da sua conversão em compensadores síncronos, proporcionando os benefícios económicos e as condições técnicas necessárias para que a crescente integração das FER decorra sem colocar em causa os níveis de fiabilidade dos Sistemas Eléctricos de Energia.

1. Introdução

A transição energética nos modelos de produção de eletricidade tem-se tornado cada vez mais visível a nível global, com previsões a apontar que, até 2050, em muitos países, a maior parte da eletricidade será gerada a partir de fontes renováveis, com destaque para a energia eólica e solar [1], [2]. No caso de Portugal Continental, em 2024, a produção renovável satisfaz 70 % do consumo, da qual 27 % teve origem na energia eólica e 9 % na energia solar, registando novos máximos de quotas anuais [3].

Em sentido contrário, a produção não renovável, como a das centrais de ciclo combinado a gás natural, tem vindo a diminuir progressivamente, alinhada com os compromissos europeus de descarbonização, nomeadamente no âmbito do Pacto Ecológico Europeu, que estabelece uma redução de 55 % nas emissões líquidas de gases com efeito de estufa até 2030 e a neutralidade carbónica até 2050 [4].

O compromisso com o Pacto Ecológico Europeu, adotado pelos Estados-Membros, tem acelerado a adoção de Fontes de Energia Renovável (FER) em substituição da produção convencional. Esta transição, embora fundamental para

alcançar as metas estabelecidas, acrescenta novos desafios para a operação dos Sistemas Elétricos de Energia (SEE). Com efeito, à medida que a penetração das FER aumenta e a geração térmica (síncrona), caracterizada por grandes massas rotativas, é retirada de serviço, tem-se verificado uma diminuição assinalável da inércia dos SEE, causando desafios à sua estabilidade [5], [6].

A Figura 1 ilustra esta redução na área síncrona da Europa Continental, comparando os valores de inércia equivalente H (s) registados em 2019 (a laranja) com os projetados para 2030 (a azul), considerando um cenário de transição energética assente nas políticas já declaradas pelos Estados-Membros para alcançar a neutralidade carbónica [7].

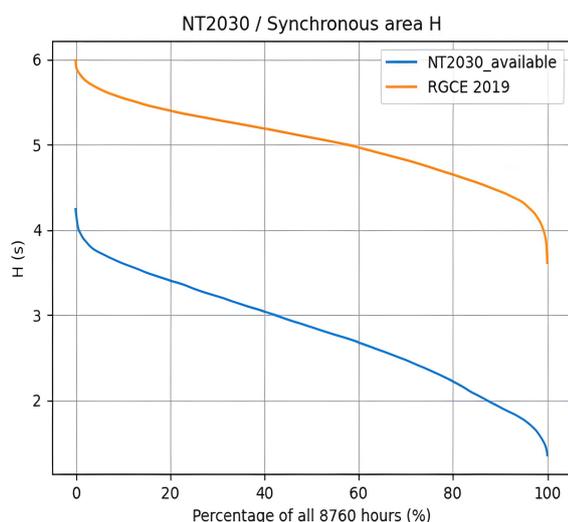


Figura 1. Constante de inércia equivalente H (s) na área síncrona da Europa Continental: comparação entre os valores registados em 2019 e os projetados para 2030 (Extraído de [7])

A redução da inércia, que poderá inclusive atingir um terço do valor registado em 2019 [5], mostra-se diretamente associada à crescente penetração de produção eólica e solar, uma vez que estas tecnologias, pelas suas características e pelo modo como são ligadas à rede, ainda contribuem de forma muito reduzida para a inércia dos SEE [5], [8]. Com efeito, a Tabela 1 apresenta a contribuição de inércia por tipo de produção na Europa Continental.

Tabela 1. Constantes típicas de inércia por tipo de produção na Europa Continental (Adaptado de [8])

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

Como se pode observar na Tabela 1, a produção convencional destaca-se como a principal contribuidora para a inércia dos sistemas elétricos, enquanto as tecnologias de energia eólica e solar, cada vez mais predominantes nos SEE, apresentam um contributo ainda considerado desprezível ou nulo.

Neste contexto, e com a crescente e inevitável predominância das FER no funcionamento dos SEE, são várias as soluções tecnológicas que têm sido exploradas para assegurar a estabilidade dos sistemas na falta de geração síncrona, entre as quais se apresentam as principais na Figura 2.

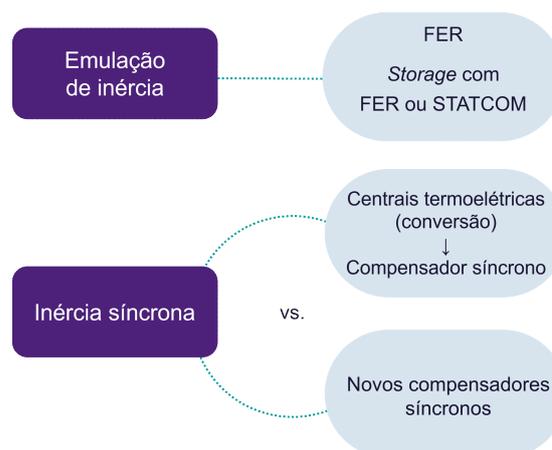


Figura 2. Soluções para compensação de inércia nos sistemas elétricos de energia.

Por um lado, ainda que emergentes, as soluções de emulação de inércia, por exemplo, associando *Energy Storage Systems* (ESS) com fontes de energia renovável ou com *STATic synchronous COMPensators* (STATCOM). Por outro, o uso de compensadores síncronos, uma tecnologia já amplamente desenvolvida e presente nos SEE há décadas na compensação de energia reativa, na contribuição para o aumento da potência de curto-circuito e que, intrinsecamente, também são capazes de oferecer inércia aos SEE [9], [10].

Pela sua maturidade tecnológica e capacidade de oferecer inércia de forma intrínseca, os compensadores síncronos são vistos como uma das soluções mais promissoras para, de forma eficaz e a curto-médio prazo, mitigar a redução de inércia dos SEE, oferecendo a robustez e estabilidade de que os sistemas elétricos necessitam para funcionar com fiabilidade e segurança [11], [12].

Neste contexto, as opções dividem-se em duas abordagens principais: a construção de novos compensadores síncronos em locais estratégicos ou a conversão de unidades de produção convencional existentes em compensadores síncronos, como é o caso das centrais termoelétricas já descomissionadas ou em fase de descomissionamento.

Porém, a escolha entre uma das duas opções depende tanto da viabilidade técnica da conversão como da económica, uma vez que nem todas as centrais se encontram em iguais condições técnicas e estado de conservação. Na literatura atual, a informação necessária para conduzir esta avaliação encontra-se dispersa e limitada, sobretudo ao nível técnico.

Assim, este artigo, pretende-se fazer uma análise para a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos, tendo em vista o seu papel relevante a curto-médio prazo na estabilidade dos SEE, mas também de criar, fruto da investigação realizada [13], uma base de conhecimento sobre a Inércia dos SEE, sobre a qual futuras investigações sobre o tema se possam suportar.

2. Conceitos fundamentais

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

2.1. Inércia síncrona

Atualmente, a inércia dos sistemas elétricos é assegurada, em grande medida, pela energia cinética acumulada pelas massas rotativas dos sistemas de produção convencional, que rodam de forma síncrona com a rede, como é o caso das centrais termoelétricas, hídricas e nucleares [14]. Sabendo da contribuição preponderante das máquinas síncronas e seus acoplamentos para a inércia e estabilidade dos SEE, importa compreender como esta se quantifica.

A constante de inércia de um gerador síncrono H_i pode ser definida como sendo a relação direta entre a energia cinética acumulada pelas massas rotativas em movimento síncrono com a rede e a potência aparente nominal da máquina [15]:

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

Onde:

J corresponde ao momento de inércia da massa rotórica (e seus acoplamentos) em $\text{kg}\cdot\text{m}^2$;

ω é a velocidade angular em rad/s ;

S_i é a potência aparente nominal de um gerador síncrono i , em MVA;

H_i é a constante de inércia de um gerador síncrono i , em segundos.

Por sua vez, a constante de inércia de um sistema H_{sys} , com i geradores a ele interligados, é calculada a partir da média ponderada de todas as contribuições:

$$H_{sys} = \sum_{i=1}^n \frac{H_i \cdot S_i}{S_{sys}} \quad (2.2)$$

Onde:

S_{sys} é a potência aparente nominal de todos os grupos interligados ao sistema, em MVA;

H_{sys} é a constante de inércia do sistema, em segundos.

A partir das equações apresentadas, conclui-se que quanto maior for a constante de inércia de um sistema H_{sys} , maior é a energia cinética acumulada pelas massas rotóricas (e seus acoplamentos), energia que é libertada de forma imediata perante um desequilíbrio na rede, atenuando de forma natural a variação na frequência.

Equação de movimento de uma máquina síncrona

Por forma a analisar e relacionar o comportamento de uma máquina síncrona perante um desequilíbrio na rede, e como a inércia rotacional atenua, de forma natural, a variação de frequência que daí poderá surgir, é fundamental recorrer à equação de movimento de uma máquina síncrona, a qual traduz o comportamento dinâmico do rotor em relação ao eixo de referência síncrono. Na forma simplificada e considerando todas as unidades em p.u. (*per unit*), a equação de movimento pode ser expressa por [13]:

$$\frac{2 \cdot H_i}{\omega} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_{mec} - P_{elec} \Leftrightarrow \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{P_a \cdot \omega}{2 \cdot H_i} \quad (2.3)$$

Onde:

P_{mec} é a potência mecânica gerada pela turbina e P_{elec} a potência elétrica produzida pelo gerador;

P_a é a potência de aceleração resultante do desequilíbrio entre P_{mec} e P_{elec} ;

H_i é a constante de inércia de um gerador síncrono;

$\frac{d^2 \delta}{dt^2}$ corresponde à aceleração angular da máquina;

ω corresponde à velocidade angular da máquina.

A análise da equação de movimento (2.3) permite concluir que, perante um mesmo desequilíbrio na rede de valor P_a , quanto maior for a constante de inércia H_i de um gerador síncrono, menor será a aceleração angular da máquina e, consequentemente, menor o desvio de frequência em relação ao valor nominal ou de sincronismo, situação desejável para manter a estabilidade durante tal evento.

Tal equivale a afirmar que valores elevados da constante de inércia H_i contribuem para uma menor taxa de variação da frequência (em Hz/s) durante situações de desequilíbrio, oferecendo robustez aos SEE, isto é, capacidade de manter a frequência na vizinhança dos valores nominais.

2.2. Taxa de variação da frequência

Através da análise à equação de movimento demonstrou-se que os desequilíbrios entre a produção e o consumo afetam a velocidade angular das máquinas e, consequentemente, a frequência, afastando-a dos valores nominais.

Para quantificar a velocidade com que ocorre este desvio de frequência num SEE, utiliza-se o indicador RoCoF (*Rate of Change of Frequency*), o qual reflete a robustez do sistema perante um desequilíbrio. Recorrendo à equação de movimento da máquina síncrona, e reorganizando-a em ordem à taxa de variação da frequência, obtém-se [13]:

$$\frac{df}{dt} = \frac{P_{mec} - P_{elec}}{S_{sys}} \cdot \frac{f}{2 \cdot H_{sys}} \quad (2.4)$$

Considerando que o desequilíbrio ($P_{mec} - P_{elec}$) pode ser representado por ΔP , e que o indicador RoCoF representa o desvio de frequência que ocorre num determinado intervalo de tempo $\left(\frac{df}{dt}\right)$, pode-se reescrever a equação anterior como:

$$RoCoF = \frac{\Delta P}{S_{sys}} \cdot \frac{f}{2 \cdot H_{sys}} \quad (2.5)$$

Onde:

ΔP corresponde ao desequilíbrio de potência entre a produção e o consumo em MW;

f é a frequência nominal do sistema em Hz;

RoCoF é a taxa de variação de frequência no momento do desequilíbrio em Hz/s.

Analisando a expressão da equação (2.5), confirma-se, conforme esperado, que o indicador RoCoF é inversamente proporcional à constante de inércia do sistema H_{sys} . Assim, quanto maior for a inércia do sistema, menor será a taxa de variação da frequência perante um desequilíbrio e, por isso, menor o desvio de frequência que é observado na rede.

2.3. Serviços de sistemas e Inércia sintética

As soluções de emulação de inércia, ainda que emergentes, procuram dotar os conversores de eletrónica de potência – que interligam as FER à rede elétrica – com a capacidade de emular inércia, também conhecida como inércia sintética.

Neste conceito, presente em pequena escala nos SEE, recorre-se a conversores capazes de assegurar a regulação ativa da frequência e da tensão (tecnologia *grid-forming*) e a algoritmos de controlo para emular inércia através das FER, isto é, de modo a que forneçam potência ativa adicional em momentos de desequilíbrio do sistema. Uma das principais dificuldades de implementação decorre, em regra, da necessidade de as FER serem operadas abaixo do seu ponto de potência ótimo (*curtailment* da produção), diminuindo os proveitos económicos na produção de energia [6], [9], [10].

Igualmente representadas por este conceito encontram-se as soluções de emulação de inércia que incluem a associação de *Battery Energy Storage Systems* (BESS) com FER ou com *Static synchronous Compensators* (STATCOM), da qual resulta uma maior flexibilidade na gestão da inércia pela capacidade de não só fornecer potência ativa em situações de desequilíbrio do sistema, mas também de absorver recorrendo ao BESS. A sua implementação em larga escala é, contudo, ainda muito limitada pelo elevado custo e pelas preocupações relacionadas com a sua vida útil [11], [12].

O conceito de emulação de inércia, nas suas diferentes abordagens de implementação, é ilustrado na Figura 3.

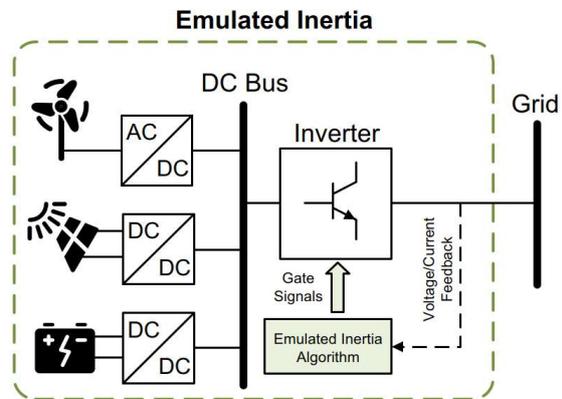


Figura 3. Conceito de emulação de inércia (Extraído de [9])

Apesar dos avanços neste domínio e dos resultados promissores dos primeiros estudos com esta tecnologia, a implementação da inércia sintética em larga escala enfrenta ainda desafios técnicos e económicos complexos, para os quais a comunidade científica continua a procurar respostas. Por este motivo, a contribuição das FER para a inércia global dos sistemas permanece, atualmente, muito limitada, o que justifica os valores nulos apresentados na Tabela 1 [13], [14].

Assim, as soluções de inércia sintética, embora promissoras para o médio e longo prazo, encontram-se ainda numa fase emergente, carecendo de maior maturidade tecnológica e económica antes de poderem ser implementadas em larga escala como uma alternativa viável à inércia síncrona [11], [14]. Com efeito, não se prevê uma adoção generalizada da tecnologia antes de 2028, sendo esperado que até lá um grande volume de conversores de potência (associados às FER já em fase de construção) seja instalado sem a capacidade de contribuir com inércia [15], traduzindo a necessidade de implementar soluções de curto-médio prazo como as referidas em [13].

3. Conclusões

Atualmente, a inércia dos SEE é assegurada, em grande medida, pela energia cinética acumulada nas grandes massas rotativas dos sistemas de produção convencional, que rodam de forma síncrona com a rede, como é o caso das centrais termoelétricas, hídricas e

nucleares. Contudo, em linha com os objetivos da transição energética, a geração térmica (síncrona) vai sendo progressivamente retirada de serviço e substituída por Fontes de Energia Renovável (FER), como a eólica e a solar. Estas, apesar dos avanços tecnológicos, ainda não contribuem para a inércia dos SEE de forma comparável a um gerador síncrono.

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

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

A mesma limitação verifica-se nos serviços de sistema estabelecidos na maior parte dos países da Europa Continental, cujos mecanismos de regulação da frequência – tradicionais ou baseados em inércia sintética – não conseguem fornecer uma resposta (inercial) imediata perante um desequilíbrio na rede. É, por isso, a inércia intrínseca das máquinas síncronas que (ainda) se encontram

ligadas à rede que assegura aos SEE a necessária e imediata resposta inercial para limitar os valores iniciais de RoCoF durante um desequilíbrio, oferecendo um intervalo de tempo essencial para que os Operadores da Rede de Transporte (ORT) possam ativar os mecanismos de controlo de frequência previstos.

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

Em algumas dessas iniciativas, a conversão de centrais termoelétricas existentes em compensadores síncronos foi preferida face à construção de raiz de um novo compensador síncrono, quer pela otimização de custos, quer por rapidez de implementação. Justifica-se, por isso, um dos objetivos do trabalho aqui proposto, nomeadamente, a criação de uma metodologia de análise à conversão de centrais termoelétricas existentes em compensadores síncronos, que descreva as principais modificações técnicas necessárias e que avalie as vantagens, desvantagens e custos comparativamente à construção de novos compensadores.

Assim, com este artigo, pretendeu-se não só contextualizar o problema, como também fornecer uma visão clara dos desafios e oportunidades que se colocam pela inevitável transição energética e da sua relação com a estabilidade dos SEE.

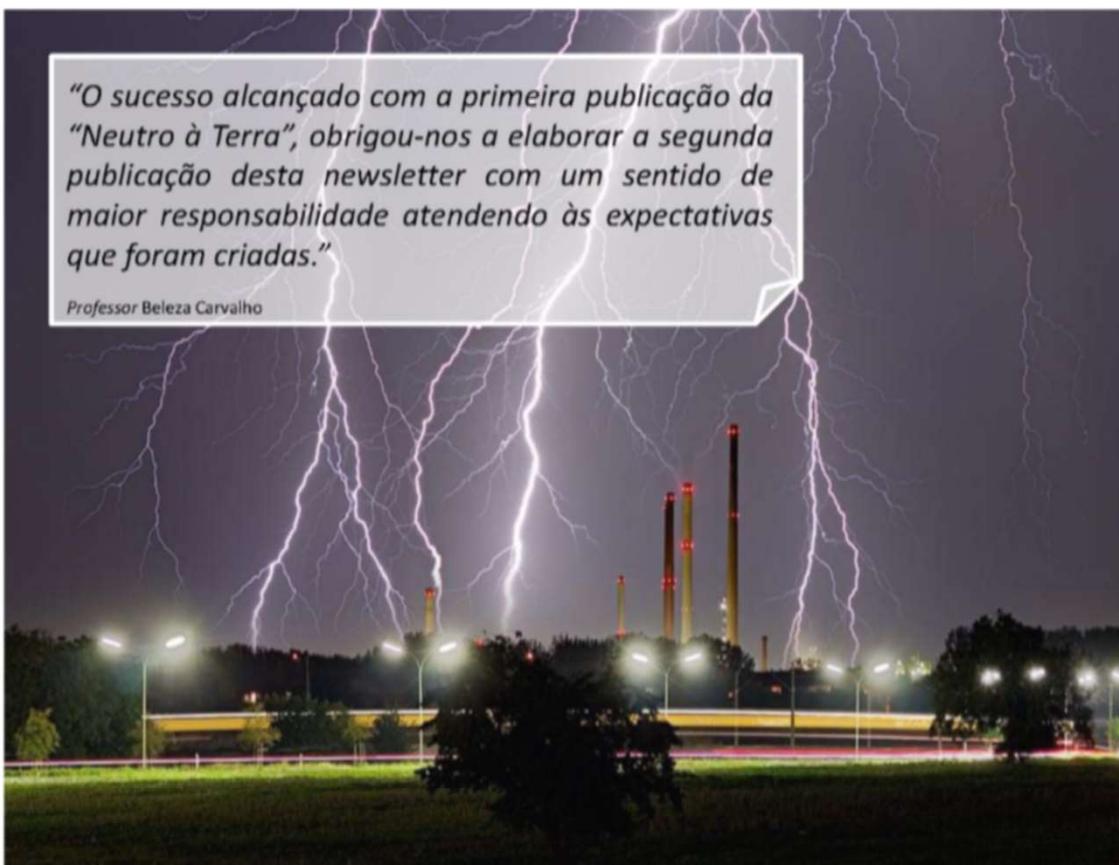
Referências bibliográficas

- [1] IEA, «World Energy Outlook 2023», International Energy Agency, 2023.
- [2] DNV, «Energy transition outlook new power systems - Electricity, renewables generation, and grids through to 2050», 2024.
- [3] REN, «Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede - Situação a 31 de dezembro de 2024», REN, mar. 2025.
- [4] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia, «Regulamento (UE) 2024/1735 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que cria um regime de medidas para o reforço do ecossistema europeu de fabrico de produtos de tecnologias neutras em carbono e que altera o Regulamento (UE) 2018/1724». Jornal Oficial da União Europeia, 28 de junho de 2024.
- [5] ENTSO-E, «TYNDP 2022 - System dynamic and operational challenges», mai. 2023.
- [6] P. Makolo, R. Zamora, U. Perera, e T. T. Lie, «Flexible Synthetic Inertia Optimization in Modern Power Systems», *Inventions*, vol. 9, n.o 1, p. 18, jan. 2024, doi: 10.3390/inventions9010018.
- [7] ENTSO-E, «Project Inertia phase II - Recovering power system resilience in case of system splits for a future-ready decarbonised system: Supporting technical report», ENTSO-E, jan. 2025.
- [8] ENTSO-E, «Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF)», Brussels, Belgium, Version 17, dez. 2020.
- [9] J. Jia, G. Yang, A. H. Nielsen, E. Muljadi, P. Weinreich-Jensen, e V. Gevorgian, «Synchronous Condenser Allocation for Improving System Short Circuit Ratio», em 2018 5th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS), abr. 2018, pp. 1–5. doi: 10.1109/EPECS.2018.8443358.
- [10] H. T. Nguyen, G. Yang, A. H. Nielsen, e P. H. Jensen, «Combination of Synchronous Condenser and Synthetic Inertia for Frequency Stability Enhancement in Low-Inertia Systems», *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, n.o 3, pp. 997–1005, jul. 2019, doi: 10.1109/TSTE.2018.2856938.
- [11] ENTSO-E, «Project inertia – Phase II: Updated frequency stability analysis in long term scenarios, relevant solutions and mitigation measures», ENTSO-E, nov. 2023.
- [12] DIGSILENT, «Repurposing existing generators as synchronous condensers», ARENA, 3971-ETR-01, jun. 2023.
- [13] A. Mendes, «Conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos como medida de estabilidade da frequência dos sistemas elétricos de energia», Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, 2025. [Online]. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10400.22/30798>
- [14] ENTSO-E, «The inertia challenge in Europe – Present and long-term perspective Insight», ago. 2021.
- [15] M. Khatibi e S. Ahmed, «Impact of Distributed Energy Resources on Frequency Regulation of the Bulk Power System», em 2019 IEEE Conference on Power Electronics and Renewable Energy (CPERE), jun. 2019, pp. 258–263. doi: 10.1109/CPERE45374.2019.8980107.



“O sucesso alcançado com a primeira publicação da “Neutro à Terra”, obrigou-nos a elaborar a segunda publicação desta newsletter com um sentido de maior responsabilidade atendendo às expectativas que foram criadas.”

Professor Beleza Carvalho



Eficiência Energética
Pág. 4



Sistemas Segurança
Pág. 8



Telecomunicações
Pág. 18



Domótica
Pág. 27



Máquinas Eléctricas
Pág. 31



Instalações Eléctricas
Pág. 38

PROTEÇÕES DE DISTÂNCIA EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Resumo

Este artigo apresenta uma revisão didático-técnica das proteções de distância (ANSI 21) aplicadas a linhas de transmissão em sistemas de energia elétrica. São abordados os fundamentos de medição da impedância aparente, a coordenação das zonas de proteção, as características no plano R-X, os métodos de polarização, os esquemas de teleproteção, o bloqueio de oscilações de potência (PSB), o encobrimento por carga e os principais critérios de parametrização.

Complementarmente, discutem-se práticas recomendadas pelas normas IEEE e pelos guias ENTSO-E, bem como considerações modernas associadas a relés numéricos, redes fortemente interligadas e elevada penetração de geração renovável. O objetivo é fornecer uma síntese clara, rigorosa e coerente, útil para engenheiros de proteção e estudantes envolvidos no estudo, projeto e ensaio de proteções de distância em sistemas AC.

1. Introdução

As proteções de distância (ANSI 21) constituem, desde há várias décadas, um dos pilares da proteção de linhas de transmissão em sistemas de energia elétrica. Baseiam-se na medição da impedância aparente entre o terminal do relé e o local do defeito, permitindo determinar se este se encontra dentro do alcance configurado e assegurando uma atuação seletiva e rápida.

Apesar da maturidade da filosofia, a sua relevância tem vindo a aumentar devido à digitalização das subestações, à crescente integração de geração renovável e ao reforço da interligação entre redes. Estes fatores introduzem novos desafios, como a redução da corrente de curto-circuito disponível, variações significativas no sentido do fluxo de potência e a necessidade de maior coordenação dinâmica

entre terminais. Nessas condições, a escolha da característica (mho ou quadrilateral), o método de polarização, a estratégia de teleproteção e a utilização de funções de bloqueio de oscilações de potência (PSB) assumem um papel determinante na segurança operacional.

Este artigo tem um caráter didático-técnico e procura sistematizar os fundamentos essenciais e as práticas de parametrização adotadas internacionalmente. A Secção 2 resume a terminologia usada; as secções seguintes apresentam o princípio de funcionamento, a coordenação de zonas, as características no plano R-X, a polarização, a teleproteção, o PSB, o encobrimento por carga e um exemplo numérico aplicado. As conclusões sintetizam recomendações práticas para projeto, comissionamento e ensaio de proteções de distância em redes modernas.

2. Quadro de terminologia

Conforme a Tabela 1, sintetiza-se a terminologia usada nas secções seguintes.

Tabela 1. Quadro de terminologia usado no artigo

| Português (PT) | Inglês |
|---------------------|--------------------|
| Barramento | Bus / Busbar |
| Defeito | Fault |
| Proteção | Protection |
| Alcance | Reach |
| Impedância aparente | Apparent impedance |
| Zonas (1, 2, 3) | Zones |

3. Princípio de funcionamento

A proteção de distância mede a impedância aparente:

$$Z_{ap} = \frac{V}{I}$$

Quando Z_{ap} fica abaixo do alcance configurado Z_{alc} , considera-se defeito interno e emite-se comando de abertura. Esta definição é canónica e encontra-se nos manuais de relés e obras de referência [1, 2].

A Figura 1 mostra o esquema típico de medição e localização do defeito ao longo da linha.

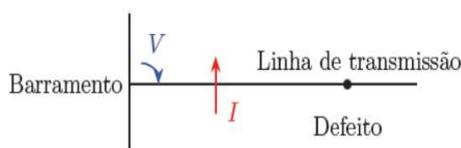


Figura 1. Esquema do princípio de funcionamento do relé de distância

4. Zonas de proteção e coordenação

Adota-se a prática consolidada [3, 4]: Zona 1 (80 %–85 % da linha, atuação instantânea), Zona 2 (restante da linha e parte adjacente, atraso 0,3 s–0,5 s) e Zona 3 (proteção de reserva (backup), atraso 0,8 s–1,0 s).

A Figura 2 ilustra a coordenação temporal típica das zonas em função do alcance, conforme guias IEEE/ENTSO-E [3, 4].

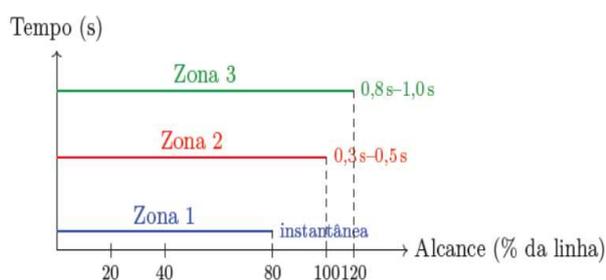


Figura 2. Diagrama tempo-alcance das zonas 1–3

5. Curvas características no plano R-X

As duas famílias mais usadas são a *mho* e a *quadrilateral*. A *mho* é naturalmente direcional; a *quadrilateral* é mais robusta à resistência de arco e permite exclusões retangulares (p. ex., carga) [5, 2].

A Figura 3 compara regiões de operação. Em linhas longas, a *mho* é comum; em linhas curtas/urbanas, a *quadrilateral* é muitas vezes preferida [5].

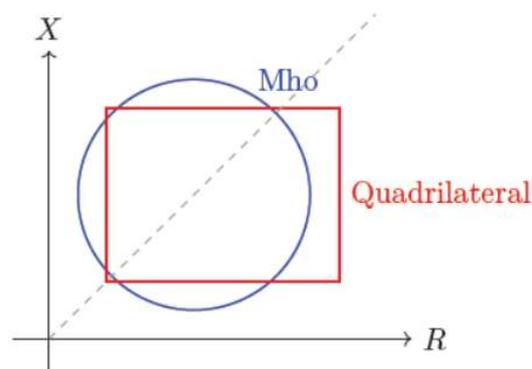


Figura 3. Curvas no plano R-X: mho (círculo) e quadrilateral (retângulo)

Conforme a Tabela 2, resumem-se diferenças de forma, direcionalidade e aplicação [2].

Tabela 2. Comparação entre as características mho e quadrilateral

| Critério | Mho | Quadrilateral |
|---------------------|---------------|-----------------------|
| Forma | Círculo | Retângulo |
| Direcionalidade | Natural | Requer polarização |
| Resistência de arco | Mais sensível | Mais robusta |
| Uso típico | Linhas longas | Linhas curtas/urbanas |

6. Polarização

A autopolarização usa a tensão da fase em defeito (degrada com $V \rightarrow 0$) como vetor de referência.

Em defeitos próximos do terminal protegido, a queda de tensão pode ser muito elevada, tornando a característica mais sensível a erros de medição e a transitórios de tensão.

A polarização cruzada utiliza tensões de fases sãs para construir o vetor de referência e é, por isso, mais robusta em defeitos monofásicos e em condições de tensão deprimida na fase em defeito. Nos relés numéricos modernos é frequente a utilização de polarização mista (combinação de auto e polarização cruzada), com pesos diferentes em função do tipo de defeito e da qualidade da tensão medida.

Outra prática comum é a utilização de *voltage memory*, em que o relé “recorda” o fasor de tensão pré-defeito durante um intervalo típico de 1–3 ciclos. Esta funcionalidade ajuda a manter uma referência de polarização estável durante a depressão transitória de tensão associada ao defeito, reduzindo disparos indevidos ou perda de sensibilidade.

Em redes fracas ou com elevada penetração de geração renovável (com reduzida contribuição de corrente de curto-circuito), a escolha e parametrização da polarização assumem um papel ainda mais crítico, sendo recomendada a validação dos ajustes por simulação e por ensaios secundários [3, 1].

7 Teleproteção

Esquemas de teleproteção permitem coordenar disparos entre terminais de uma linha, utilizando canais de comunicação dedicados (fibras óticas, PLC, rádio, etc.), de forma a acelerar a eliminação de defeitos internos e a evitar atuações indevidas em defeitos externos [3, 4].

Na prática, destacam-se quatro famílias principais:

- PUTT (*Permissive Underreach Transfer Trip*): a Zona 1 *underreach* em cada terminal envia um sinal permissivo para o extremo oposto. O disparo tripolar rápido só ocorre quando há simultaneamente atuação local e sinal remoto, assegurando seletividade;
- POTT (*Permissive Overreach Transfer Trip*): utiliza normalmente uma Zona 2 *overreach* como elemento piloto. A lógica permissiva permite acelerar a eliminação de defeitos em toda a linha, mantendo no entanto um critério direcional e de coordenação com proteções adjacentes;
- DCB (*Directional Comparison Blocking*): cada terminal transmite um sinal de bloqueio em defeitos externos (sentido inverso). Na ausência de bloqueio remoto, o disparo interno é permitido, sendo um esquema intrinsecamente seguro;

- DCUB (*Directional Comparison Unblocking*): semelhante ao DCB, mas em que a perda do sinal de bloqueio remoto é interpretada como condição permissiva após determinadas verificações de segurança.

Os esquemas permissivos (PUTT/POTT) privilegiam a rapidez de eliminação de defeitos internos, enquanto os esquemas de bloqueio (DCB/DCUB) privilegiam a segurança contra disparos indevidos. A escolha do critério e dos tempos de supervisão deve considerar a fiabilidade do canal de comunicação, a filosofia de coordenação da empresa e as recomendações dos guias IEEE/ENTSO-E [3, 4].

8 Power Swing Blocking (PSB)

Durante oscilações de potência estáveis, a trajetória R–X vista pelo relé cruza lentamente a característica de distância, podendo, em princípio, entrar na região de disparo. O *Power Swing Blocking* (PSB) distingue estes casos de defeitos reais, bloqueando temporariamente a função de distância enquanto a oscilação é detetada [1, 3].

Tipicamente, o relé utiliza um elemento de deteção de oscilações de potência (*Power Swing Detection*, PSD), baseado na velocidade com que o ponto (R,X) atravessa pares de *blindings* (ou anéis temporizados). Trajetórias lentas entre *blindings* são interpretadas como oscilações de potência, ativando o PSB; cruzamentos rápidos são associados a defeitos e não devem ser bloqueados.

Em muitos relés numéricos, o PSB é complementado com funções de *out-of-step tripping* (OOST), que permitem desligar seletivamente partes do sistema em situações de perda de sincronismo, após um critério temporizado de segurança. Neste caso, distingue-se entre *blindings* de bloqueio (para PSB) e *blindings* de disparo (para OOST), com zonas e tempos cuidadosamente coordenados.

A Figura 4 ilustra a distinção entre oscilações (trajetórias lentas entre *blindings*) e defeitos reais (cruzamento rápido) [1].

A parametrização adequada do PSB é crucial em sistemas fortemente interligados, de forma a evitar disparos indevidos durante oscilações inter-área e, ao mesmo tempo, garantir a atuação correta em defeitos verdadeiros.

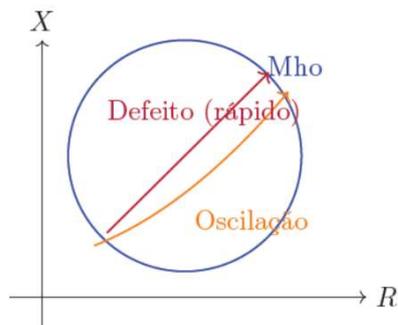


Figura 4. Diagrama R-X ilustrando o *Power Swing Blocking* (PSB), e a interação com as zonas do relé e *blinders*

9 Encobrimento por carga (*Load Encroachment*)

Linhas muito carregadas podem fazer com que o ponto (R,X) correspondente à carga se aproxime da região de disparo da proteção de distância, sobretudo em situações de baixa tensão e elevado ângulo de carga. Nesses casos, a característica de distância pode “ver” a carga pesada como se fosse um defeito resistivo.

Para mitigar este problema, os relés modernos implementam *load encroachment*, isto é, uma região explícita no plano R-X reservada à carga, que é excluída da característica de disparo.

Em características quadrilaterais, esta exclusão é particularmente flexível, permitindo definir um retângulo de carga em torno do ponto de operação previsto (tipicamente com base em estudos de fluxo de potência) [2, 5, 4].

A Figura 5 mostra, de forma qualitativa, a região de carga em relação às características mho e quadrilateral.

A definição adequada dos limites de *load encroachment* deve considerar:

- o carregamento máximo admissível da linha (incluindo sobrecargas de curta duração);
- variações de tensão e de fator de potência em exploração normal e em contingência;
- a coordenação com outras funções (sobrecorrente, sobrecarga térmica, controlo de tensão).

Um dimensionamento demasiado conservador da região de carga pode reduzir a sensibilidade a defeitos de elevada resistência, enquanto um dimensionamento demasiado agressivo aumenta o risco de disparos indevidos em linhas fortemente carregadas. Daí a importância de suportar os ajustes em estudos de rede e em recomendações de normas e guias internacionais [4].

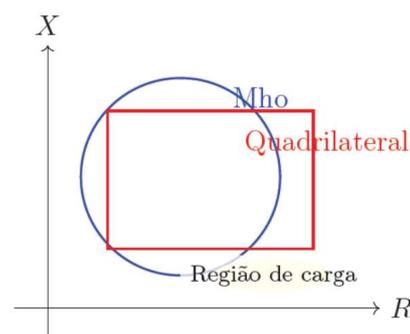


Figura 5. Região de encobrimento por carga (*Load Encroachment*)

10 Exemplo numérico

Linha de 100 km com impedância própria:

$$Z' = 0,2 + j 0,8 \Omega/km$$

Considere-se um defeito a 60 km do terminal protegido:

$$Z_{linha}(60) = 60 \times Z' = (12 + j 48) \Omega$$

Admita-se que o resto da rede visto a partir do outro terminal é representado por uma impedância equivalente:

$$Z_{resto} = 20 + j 80 \Omega$$

A impedância aparente vista pelo relé, em presença de *infeed* remoto, pode ser aproximada por:

$$Z_{ap} = \frac{Z_{linha}(d) \cdot Z_{resto}}{Z_{linha}(d) + Z_{resto}} \approx (7,5 + j 30,0) \Omega$$

Se o relé utilizar $|Z'|$ como base para a conversão de impedância em distância, a distância aparente ao defeito é:

$$d_{ap} = \frac{|Z_{ap}|}{|Z'|} \approx 37,5 \text{ km}$$

isto é, cerca de 37,5% do comprimento da linha, apesar de o defeito real se encontrar a 60 km.

Este subbalcance aparente decorre da partilha de corrente entre a linha e o resto da rede (*infeed* remoto), sendo um efeito bem conhecido na parametrização de proteções de distância.

O exemplo ilustra a importância de considerar os equivalentes de rede nos estudos de coordenação e na definição dos alcances das Zonas 1–3, sobretudo em sistemas com múltiplas alimentações e fortes interligações [1, 2].

11 Conclusões

A proteção de distância mantém-se como uma função essencial na proteção de linhas de transmissão, assegurando a deteção e eliminação seletiva de defeitos. A escolha da característica (*mho* ou *quadrilateral*), do método de polarização, da filosofia de teleproteção e das exclusões de carga deve adequar-se à topologia da rede, ao regime de defeitos esperado e às condições de exploração (carregamento, geração distribuída, interligações).

Recomenda-se a implementação de esquemas de teleproteção e de bloqueio de oscilações de potência (PSB), bem como, quando adequado, de funções de *out-of-step tripping* (OOST), em consonância com as boas práticas descritas nos guias IEEE/ENTSO-E [3, 4].

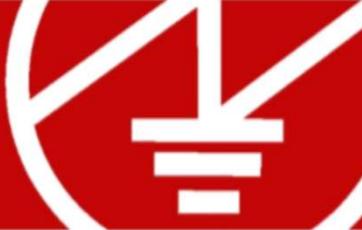
A validação dos parâmetros e tempos de atuação deve ser suportada por estudos de curto-circuito, simulações dinâmicas e ensaios (de tipo e de rotina), incluindo testes secundários com os relés numéricos [6].

Nos sistemas modernos, a digitalização das subestações e a integração de geração renovável trazem novos desafios à proteção de distância: fontes com fraca contribuição de corrente de defeito, variação do sentido de fluxo de potência e topologias mais dinâmicas. Torna-se, por isso, relevante explorar ajustes adaptativos, o uso de medições sincronizadas (PMUs) e funções avançadas de supervisão, de forma a melhorar a coordenação dinâmica das zonas de proteção e a robustez em cenários fora da filosofia clássica.

Em síntese, este artigo consolidou fundamentos clássicos e práticas recomendadas, fornecendo uma referência técnica e didática para o projeto, parametrização e ensaio de proteções de distância em sistemas modernos de energia elétrica.

Referências

- [1] S. H. Horowitz, A. G. Phadke, and J. K. Niemira, *Power System Relaying*, 4th ed. Chichester: Wiley, 2014.
- [2] J. L. Blackburn and T. J. Domin, *Protective Relaying: Principles and Applications*, 4th ed. Boca Raton: CRC Press, 2014.
- [3] IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines, IEEE Std. IEEE Std C37.113-2015, 2015. [Online]. Available: <https://standards.ieee.org/ieee/C37.113/5387/>
- [4] ENTSO-E, “Best protection practices for hv and ehv ac transmission systems,” ENTSOE, Tech. Rep., 2018. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Best_protection_practices_for_HV_EHV_AC_transmission_system.pdf
- [5] E. O. S. III and B. Kasztenny, “Distance protection: Why have we started with a circle, does it matter, and what else is out there?” in 71st Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE). College Station, TX, USA: IEEE, 2018. [Online]. Available: <https://selinc.com/api/download/121655/>
- [6] V. Lacković, “Distance protection of electrical power systems,” <https://www.pdh-pro.com/wp-content/uploads/2018/11/EE-03-903.pdf>, 2017, Continuing Education and Development, Inc.

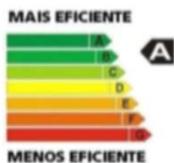


EUTRO À TERRA

Revista Técnico-Científica | N°3 | Abril 2009
<http://www.neutroaterra.blogspot.com>

“...Os assuntos relacionados com as instalações eléctricas, a domótica, os sistemas de segurança, as telecomunicações e a eficiência energética, particularmente na utilização da força motriz, merecem particular destaque nesta edição...”

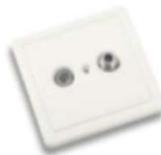
Doutor Beleza Carvalho



Eficiência Energética
Pág. 6



Sistemas Segurança
Pág. 12



Telecomunicações
Pág. 18



Domótica
Pág. 23



Máquinas Eléctricas
Pág. 27



Instalações Eléctricas
Pág. 37

SWITCHED RELUCTANCE MOTOR CHARACTERISTICS: POTENTIAL FOR ELECTRIC VEHICLE APPLICATIONS

1. Introduction

Environmental concerns are motivating the international community to replace internal combustion engine vehicles with low/local zero – emission ones. Currently, the electrification of vehicular powertrains (both hybrid and pure electric) is considered the most effective solution for increasing energy efficiency and reducing greenhouse gas emissions in the automotive sector. In addition to areas as power electronics, control and energy storage systems, there has been a growing interest in traction motors (both optimized and new types), aiming to reach the high performance demanded by electric powertrains [1]. The torque & power speed characteristics of an electric drive suitable for electric vehicles (EV) is shown in Figure 1, where three different zones are marked: constant torque (Zone 1), constant power (Zone 2) and high speed with reduced power (Zone 3).

An electric machine for traction application must fulfil a set very demanding requirements. In addition to the lowest possible cost, they can be summarized as follows [1]:

- High efficiency in a wide range of speed (including regenerative braking);
- High torque and power density with fast dynamic response;
- High torque at low speeds (starting, acceleration, and hill climbing) and high power at high speeds – Figure 1;
- Wide constant power speed range (CPSR) – Figure 1;
- Operation in demanding conditions (e.g., frequent start/stop) and harsh environmental conditions (e.g., dust, water, cold, and hot temperatures);
- Intermittent overload capability;
- Ruggedness and robustness with low-frequency service and maintenance;
- High level of fault tolerance and safety, low acoustic noise and vibrations.

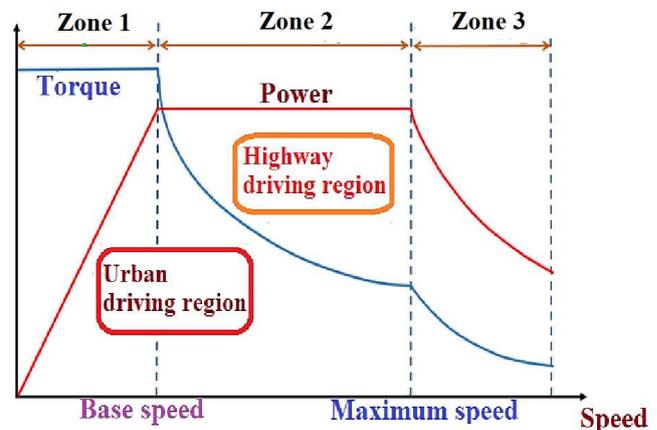


Figure 1. Torque & power vs speed characteristics of desired EV motor (adapted from [2])

So far, the majority of HEVs and BEVs traction drives have permanent magnet synchronous motor (PMSM), due to their high power, torque density and efficiency (reduced heating), as well as wide speed range (this is true for interior PMSM, where the magnets are located inside the rotor structure). However, high energy density permanent magnets (PM) combine rare-earth elements (e.g., Neodymium Iron Boron (NdFeB) and Samarium cobalt (SmCo)), which is a significant obstacle to PMSM drives widespread. The main reasons are the following ones [2], [3]:

- Around 50% of reserves are located in China;
- China controls most (85%) of the world's rare-earth PM production;
- Demand is growing for PM in green industries (e.g., wind generation and electric vehicles);
- Ecological impact of rare-earth extraction, mining, and refining processes;
- Cost of PM, since they constitute between 30-40 % of the total motor cost.

In addition, PM are also constrained by demagnetization effect due to strong armature reaction (this is notorious in high-speed range due to field weakening). Moreover, they

are vulnerable to high temperatures, which can affect their performance in demanding driving conditions. This can cause increased expenses, premature deterioration, and reduced stability [2].

2. Rare-Earth (RE) Free Electric Motor for EV

Hence, significant efforts have been made in order to develop electric machines with reduced or even without PM. Currently, the most relevant candidates are induction motor (IM) drives, synchronous reluctance motor (SynRM) drives and switched reluctance motor (SRM) drives. Figure 2 shows a basic cross-section of these motors.

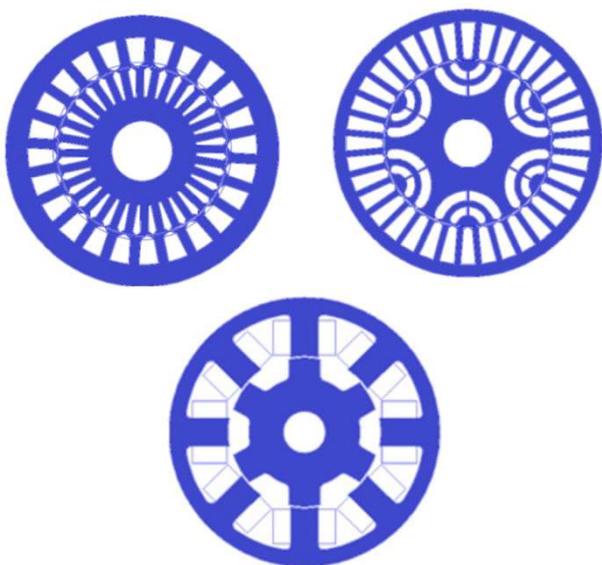


Figure 2. Cross-section view of: a) IM; b) SynRM and c) SRM [4]

IM are a natural option for EV, since they are reliable and require minimal maintenance actions. However, their choice is limited by low operating power factor and efficiency, corresponding to a low inverter usage factor resulting and high losses [5]. Also, low speed control is a difficult task [2], [6].

The main advantages of SynRM are high efficiency, small size, robustness, and fault tolerance. It is based on a magnetic anisotropic rotor to produce a reluctance torque,

where PM are not required. Moreover, the rotor has no windings. Compared with IMs, SynRMs have higher torque density, higher efficiency, since there are no rotor Joules loss. When compared to SRM, SynRM has smoother low speed torque. Challenges for SynRM applications are manufacturing, controllability and low power factor [7].

Overall, compared to PMSMs, RE free motors have lower efficiency (particularly in low-speed range), torque density and power factor.

3. Switched Reluctance Motor (SRM)

SRM is a doubly salient electric machine able to develop a reluctance torque. The term “switched” is because the machine operation depends on power switching transistors. Its low-cost robust and simple structure make SRM suitable for applications such as automotive, renewable energy and aerospace, particularly in high-speed range. Moreover, this machine is able to operate in harsh environments and has a high fault tolerance. Nonetheless, SRM drives need a non-conventional power converter type with specific control schemes [1], [8]. In Figure 3 is depicted the most usual converter architecture for SRM (asymmetric half-bridge), where the control unit is also represented.

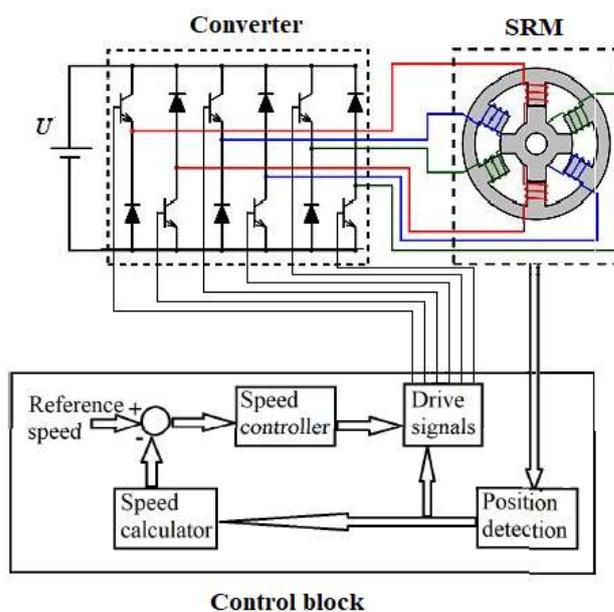


Figure 3. Three-phase 6/4 SRM drive (adapted from [2, 9])

Due to SRM double salient geometry and phase current pulse, its operation has intrinsic torque pulsation and noise. As stated before, its efficiency (low speed) and power density are lower than PM machines. Such limitations poses obstacles for EV, particularly in passenger vehicle since these applications are more performance oriented [1]. In spite this, SRM shows a significative potential for EV applications, including e-bike and e-scooter powertrains. It has a very wide constant power speed range and can actually reach high speeds, since the rotor has no windings or PM. In addition, its inertia is considerably low compared to other motor types.

3.1. SRM Constitution

The main attractive point of conventional SRM is its simple structure. The windings are of concentrated type, located around the stator poles and the rotor consists in a stack of laminations of ferromagnetic material, as depicted in Figure 4. From manufacturing point of view, SRM is easy to make. The windings can be simply inserted into the stator, whereas core laminations in conventional designs are made with stamping. Since the rotor has no windings, SRM colling is more effective since removing heat from the stator is easier. It should be noted windings are a significant source of heat in all electrical machines.

Another relevant SRM particularity is a small phase mutual inductance. In many applications it is considered null, i.e., each phase is magnetically decoupled from the others. This has a most relevant impact on the machine operation: since a phase fault has no influence in the others, SRM have a significant fault-tolerance capacity. As phase number increases, the impact of the faulted phase is smaller. However, in high-speed operation, currents in adjacent phases can overlapped for a significant portion of the conduction cycle. Therefore, the mutual flux linkages between phase windings can be most relevant, so their effects should be considered in those situations [8].

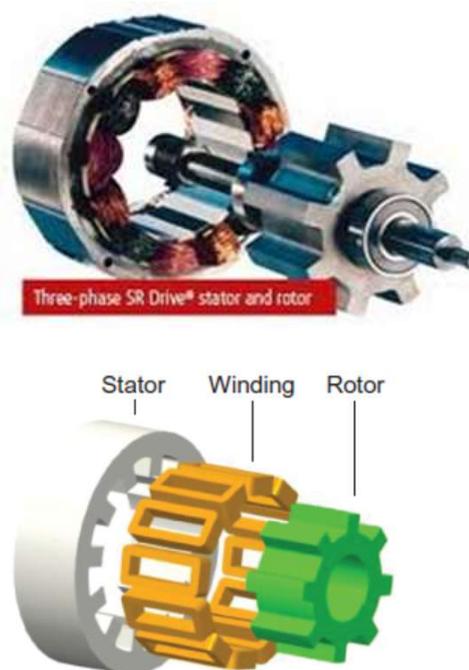


Figure 4. Structure of conventional SRM [10]

3.2. SRM Basic Control

SRM usually operates under high magnetic saturation with a complex flux dependency on rotor position and stator current. There are three basic control modes: current hysteresis mode (Figure 5-a)); voltage-PWM mode (Figure 5-b)); and single-pulse mode (Figure 5-c)). For low/medium speed range (below rated speed), the motor can be controlled either by current hysteresis control or voltage-PWM control. In the former phase current is kept in the reference value (I_{ref}) within a given hysteresis band. For the latter each SRM phase is supplied with voltage-PWM with constant duty-cycle. In both cases, the turn-on (θ_o) and turn-off (θ_c) angles are kept constant, unless is intended to apply an optimization process (e.g., minimizing torque ripple, noise or losses). At high speeds, due to high back-electromotive force in stator phases, single-pulse control is used with the voltage at rated value. The conduction period ($\theta_o - \theta_c$) is then adapted to torque and speed requirements.

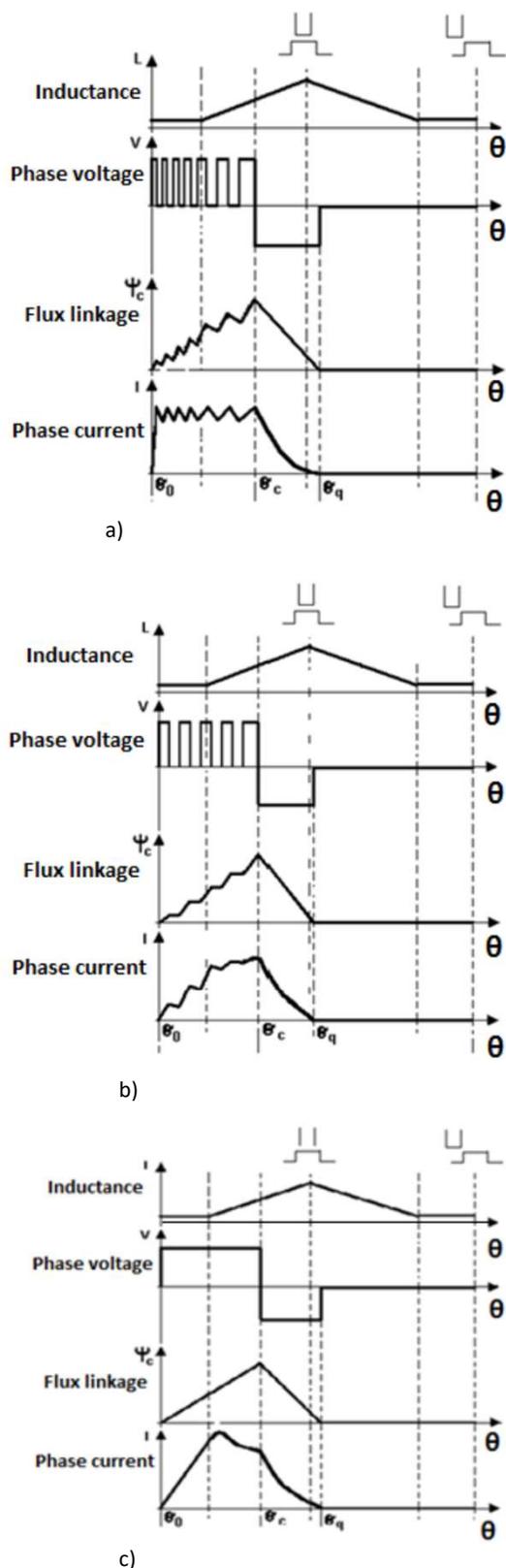


Figure 5. SRM operation modes: a) current hysteresis; b) voltage-PWM; c) single-pulse [4]

3.3. SRM Non-Conventional Configurations and Applications

In order to overcome the SRM main limitations (torque ripple, noise, low power density and low power factor), different research directions have been pursued, both in design and control. This section just enumerates some promising alternative SRM configurations, being far from presenting an exhaustive overview on this issue. There is also considerable ongoing research on SRM control methods, but this is not covered in this paper.

Recent research shows that multi-stack conventional SRM and multi-stack SRM with segmental stator or rotor are promising alternatives for reducing torque ripples, increasing torque density and increasing power factor. Other approaches, such as double stator and double-sided topologies, also have been addressed. For further improvement, the insertion of magnets into the stator poles was also implemented, giving rise to a new class of hybrid machines that are being actively researched. A few examples are depicted in Figure 6.

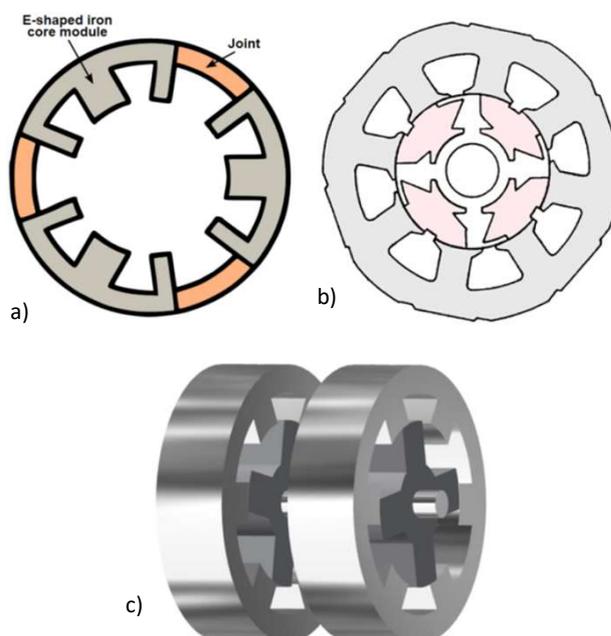
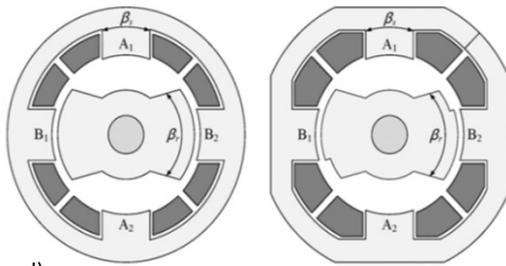
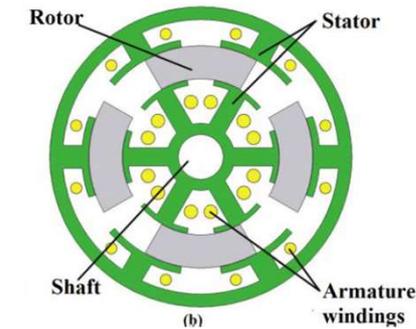


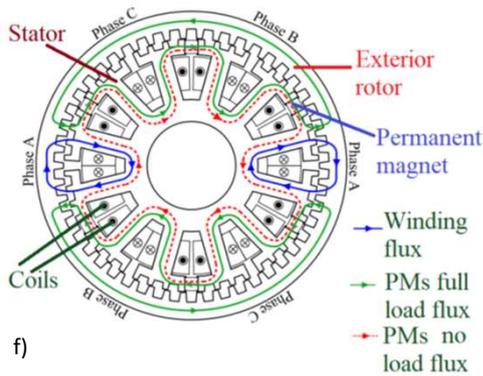
Figure 6 (part 1). Examples of non-conventional SRM – a) 9 poles (unsymmetric) modular SRM stator [11]; b) independent iron cores of a segmental rotor [11]; c) two-stack SRM. Torque ripple & vibrations are reduced [12]; starting torque is increased;



d)



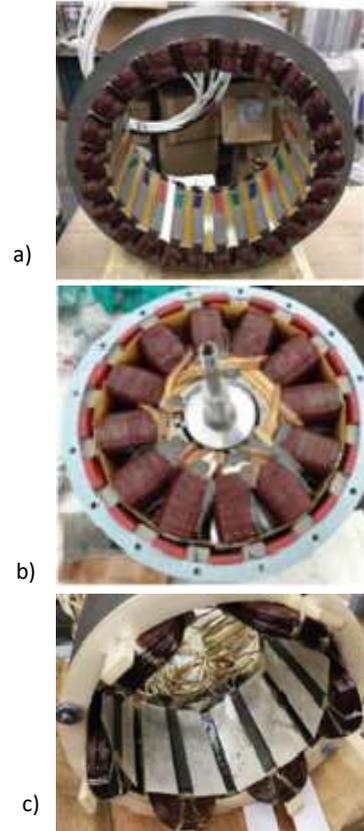
e)



f)

Figure 6 (part 2). Examples of non-conventional SRM – d) non-uniform air gap for high torque & reduced torque ripple [2]; e) double stator switched reluctance motor (DS-SRM) to minimize radial forces [2]; f) exterior rotor with multiple teeth employing PMs improving the output power and torque [2]

Figures 7 shows some SRM for electric traction and HVAC applications, whereas in Figure 8 is depicted a prototype developed for hybrid electric vehicle. New opportunities for SRM applications are emerging. It should be pointed that non-conventional design may increase the production costs. This can be mitigated with optimized control methods.

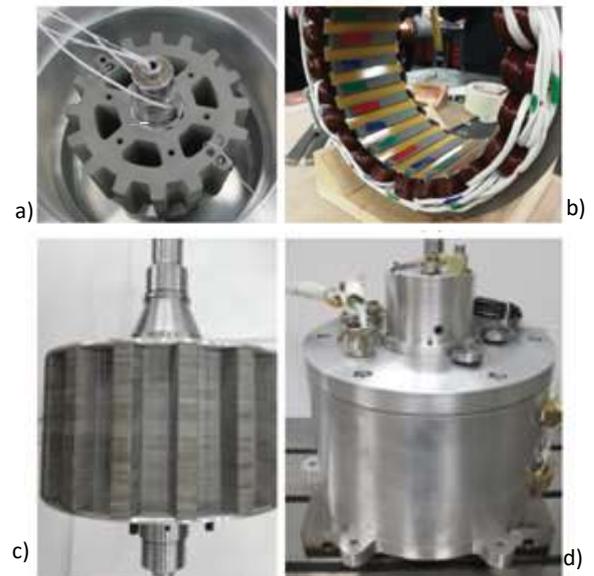


a)

b)

c)

Figure 7. Actual windings in SRMs: (a) 24/16 traction SRM, (b) external-rotor e-bike SRM, and HVAC SRM



a)

b)

c)

d)

Figure 8. Prototype 24/16 SRM used as traction motor for HEV application: (a) rotor core, (b) stator-winding subassembly, (c) rotor-shaft subassembly, and (d) SRM assembly

4. Conclusions

Currently, interior PMSMs are still the first choice in the electric propulsion market. However, rare earth metals cost and supply chain restrictions are motivating an interest for electric machines without RE. SRMs are RE free machines with several advantages for EV, such as simple structure, a wide constant power region at high speed, fault tolerance, cost effective, and robust construction. However, high torque ripple and acoustic noise are their main limitations, in addition to specific power converters and control methods. Significant research progress has been done (and still is!) in order to mitigate torque ripple and noise, addressing both the SRM design and control methods. non-conventional structures may have a negative impact on the machine simplicity, cost and robustness. Therefore, optimizing the converter configuration and control methods (e.g., adopting machine learning techniques for real-time control) can minimize those impacts.

5. References

- [1] E. Bostanci, M. Moallem, A. Parsapour, and B. Fahimi, "Opportunities and challenges of switched reluctance motor drives for electric propulsion: A comparative study," *IEEE transactions on transportation electrification*, vol. 3, no. 1, pp. 58-75, 2017.
- [2] K. Sreeram, P. Preetha, J. Rodríguez-García, and C. Álvarez-Bel, "A comprehensive review of torque and speed control strategies for switched reluctance motor drives," *CES Transactions on Electrical Machines and Systems*, 2025.
- [3] B. Bilgin et al., "Making the case for switched reluctance motors for propulsion applications," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 69, no. 7, pp. 7172-7186, 2020.
- [4] P. Andrada, "1. Trends in Switched Reluctance Motor Drives for Electric Traction," *SRM drives for electric traction*, p. 13, 2019.
- [5] S. Cai, J. L. Kirtley, and C. H. Lee, "Critical review of direct-drive electrical machine systems for electric and hybrid electric vehicles," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 37, no. 4, pp. 2657-2668, 2022.
- [6] J.-R. Riba, C. López-Torres, L. Romeral, and A. Garcia, "Rare-earth-free propulsion motors for electric vehicles: A technology review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 367-379, 2016.
- [7] Z. Cao, A. Mahmoudi, S. Kahourzade, and W. L. Soong, "An overview of electric motors for electric vehicles," in *2021 31st Australasian Universities power engineering conference (AUPEC), 2021: IEEE*, pp. 1-6.
- [8] P. S. Melo and R. E. Araújo, "Switched Reluctance Motor Modeling and Loss Estimation Review," in *Modelling and Control of Switched Reluctance Machines: IntechOpen*, 2020.
- [9] S. M. Mahmoud, M. Z. El-Sherif, E. S. Abdel-Aliem, and M. N. Nashed, "Studying different types of power converters fed switched reluctance motor," *International Journal of Electronics and Electrical Engineering*, vol. 1, no. 4, pp. 281-290, 2013.
- [10] B. Bilgin et al., "Making the case for electrified transportation," *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 1, no. 1, pp. 4-17, 2015.
- [11] L. Szabó, "Variable Reluctance Motors for Automotive Applications. The Modular Construction Approach," *SRM Drives for Electric Traction*, p. 57, 2019.
- [12] Y. Lan et al., "Switched reluctance motors and drive systems for electric vehicle powertrains: State of the art analysis and future trends," *Energies*, vol. 14, no. 8, p. 2079, 2021.

MONITORIZAÇÃO DA BATERIA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS PARA EFICIÊNCIA DE UMA UPAC

Resumo

A transição energética exige soluções inovadoras que integrem de forma eficiente os setores da mobilidade elétrica e da produção descentralizada de energia. Este artigo explora a necessidade de criar soluções inovadoras que acompanhem o incentivo e inclinação da sociedade para a adoção dos veículos elétricos e os sistemas de autoconsumo. São apresentados cenários práticos que demonstram como certos parâmetros da bateria de um veículo elétrico podem influenciar os métodos de decisão de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) e, conseqüentemente, tornar o sistema mais eficiente. A forma como se lida com um determinado parâmetro depende significativamente das configurações da UPAC e neste artigo vão ser especificados como certos ajustes podem maximizar o aproveitamento de energia e assegurar tanto a sustentabilidade do sistema como a longevidade da bateria do veículo.

Palavras-chave: Veículo elétrico; Unidade de Produção para Autoconsumo; Otimização energética; Sistema de gestão de baterias; Eficiência energética.

1. Introdução

A transição para uma matriz energética descarbonizada e resiliente constitui um dos maiores desafios globais do século XXI. Neste cenário, duas tendências emergem como pilares fundamentais: a produção descentralizada de energia renovável e a eletrificação do transporte. Em Portugal, tal como noutras geografias, a proliferação de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), predominantemente baseadas em tecnologia fotovoltaica, tem permitido que consumidores residenciais, comerciais e industriais gerem a sua própria eletricidade, reduzindo a dependência da rede elétrica e das emissões de gases com efeito de estufa. Como se verifica no gráfico da Figura 1, a produção de eletricidade fotovoltaica através de UPACs tem aumentado exponencialmente e tem contribuído de forma significativa para a redução das emissões de CO₂ [1].

Paralelamente, o setor da mobilidade atravessa uma transformação profunda, impulsionada pela massificação dos veículos elétricos (VEs). Estes representam não apenas uma alternativa de zero emissões diretas, mas também um ativo energético flexível com potencial para interagir de forma

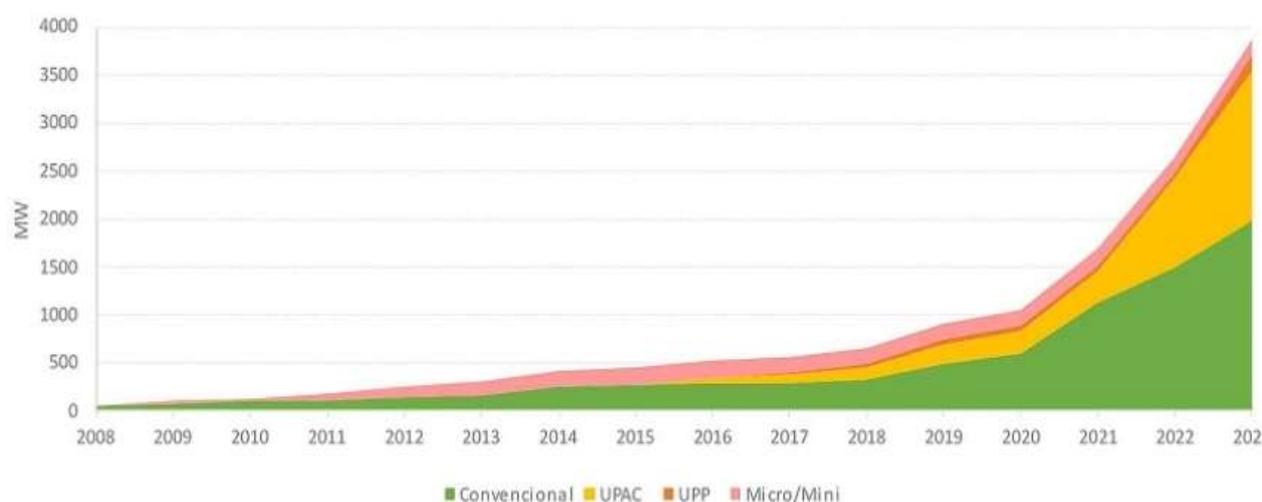


Figura 1. Evolução da Potência instalada por regime [1]

ativa com o sistema elétrico. No entanto, a integração massiva de VEs representa também um novo desafio para a gestão da rede, devido ao aumento previsto da procura elétrica e à sua eventual concentração em determinados períodos.

Atualmente, estes dois vetores de transição energética — produção descentralizada e mobilidade elétrica — evoluem maioritariamente de forma isolada. As UPACs operam para otimizar o autoconsumo imediato ou o armazenamento em baterias estacionárias, enquanto os VEs são tipicamente vistos como meras cargas passivas a serem abastecidas. Esta desconexão representa uma oportunidade perdida para criar sinergias de eficiência sistémica.

O presente trabalho parte da premissa de que a monitorização em tempo real e a comunicação de parâmetros críticos da bateria do VE — tais como o Estado de Carga (SoC), o Estado de Saúde (SoH), temperatura, tensão e corrente — para a unidade de controlo de uma UPAC podem ser o catalisador para essa sinergia. Ao ter acesso a estes dados, o sistema de gestão da UPAC pode passar de uma lógica de operação estática ou pré-programada para uma tomada de decisão dinâmica e inteligente. Esta decisão pode otimizar o fluxo de energia renovável, priorizando o carregamento do VE em momentos de excedente solar, ajustando a potência de carga para preservar a longevidade da bateria, ou mesmo utilizando a capacidade de armazenamento do veículo para suprir cargas locais através de tecnologia *Vehicle-to-Grid* (V2G) em períodos de baixa produção.

2. Métodos de monitorização da bateria

Os veículos elétricos são desenvolvidos com um alto nível de tecnologia embarcada, estando dependentes de microcontroladores e processadores. Sendo assim, é cada vez mais habitual que estes sejam integrados com sistemas de monitorização e conectividade que permite que vários componentes sejam controlados de forma remota. Contudo,

há veículos que não tem estas capacidades integradas e necessitam de sofrer adaptações para que os seus parâmetros possam ser monitorizados.

2.1. Telemática integrada

Os veículos mais evoluídos tecnologicamente são integrados com um módulo de telemática que permite uma conexão por rede móvel (4G ou 5G). Assim, o carro consegue receber e enviar informações dos vários sistemas para um aplicativo móvel [3].

Marcas como Mercedes e Tesla são exemplos de marcas que contém conectividade móvel integrada permitindo ao veículo estar sempre online e interagir com outros serviços. Da mesma forma que os dados dos Teslas são enviados e acedidos numa plataforma de nuvem, uma UPAC pode também se conectar e guardar os valores registados como mostra a Figura 2. A UPAC, por sua vez, teria de ser adaptada com uma central de controlo para que possa aceder diretamente a esses dados na nuvem do fabricante.



Figura 2. Processo de transmissão de dados de um veículo com capacidade de telemática até uma UPAC

2.2. Conexão *On-Board Diagnostics-II* (OBD-II) e envio para uma nuvem

Veículos sem telemática integrada necessitam de ferramentas externas para que os dados dos diversos sistemas possam ser controlados. Para isto, usa-se um dispositivo OBD-II que é conectado à porta OBD-II do veículo.

Esta porta está presente em todos os carros e tem acesso a todos os sistemas. Ao se aceder ao barramento desta porta OBD-II, as informações de bateria e dos outros sistemas ficam acessíveis [4].

Este método tem de ser complementado com um microcontrolador que solicite o valor de um determinado parâmetro, que armazene os dados obtidos e que se conecte a uma nuvem para permitir o envio dos dados. Na Figura 3 mostra-se que com a UPAC também conectada à Internet, esta consegue aceder à nuvem e retirar os valores de bateria obtidos pelo dispositivo OBD-II [3].

3. Sistema de controlo da bateria

Um veículo, seja ele de combustão ou elétrico, é composto que vários componentes que interligados formam diversos sistemas denominados *Electronic Control Unit (ECU)*. A sua principal função é coletar informações e tomar decisões que garantam o comportamento adequado para o veículo. O sistema mais relevante para o artigo é o *Battery Management System (BMS)* que se limita ao controlo da bateria e é responsável pela monitorização, proteção, verificação do estado operacional e otimização.

O BMS tem a capacidade de obter parâmetros como a temperatura, a tensão, a corrente, a impedância/condutância, a bateria atual e o balanceamento de células.

Neste artigo, quando se aborda a monitorização de um veículo ao nível da bateria, o que se pretende é garantir uma comunicação entre o BMS do veículo e a UPAC.

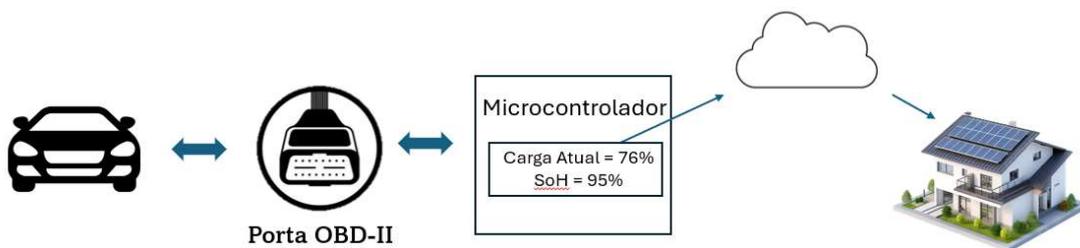


Figura 3. Transmissão de dados até uma UPAC utilizando o componente OBD-II

Esta comunicação permite garantir a normalização dos valores de corrente e tensão das células para assegurar proteção elétrica nos processos de carga e descarga através da análise dos limites estabelecidos na Figura 4.

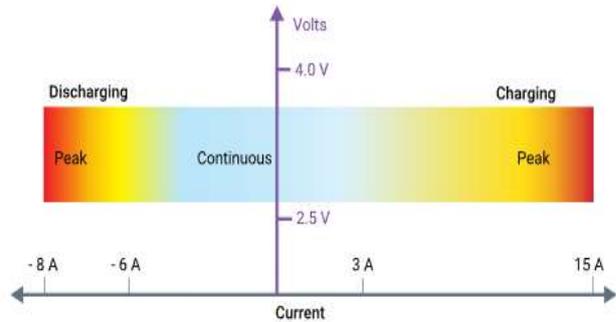


Figura 4. Limites de tensão e corrente da bateria [5]

Além da corrente, a temperatura é fundamental para maximizar o desempenho da bateria, pois esta componente afeta a sua impedância. Sendo assim, o BMS atua no sentido de estabilizar a temperatura segundo os valores da Figura 5 através de aquecimento e arrefecimento. Quando associado a uma UPAC, a monitorização da temperatura permite que ela utilize algoritmos que ajustem a corrente fornecida, adaptando o fluxo de energia às condições térmicas ideais da bateria.

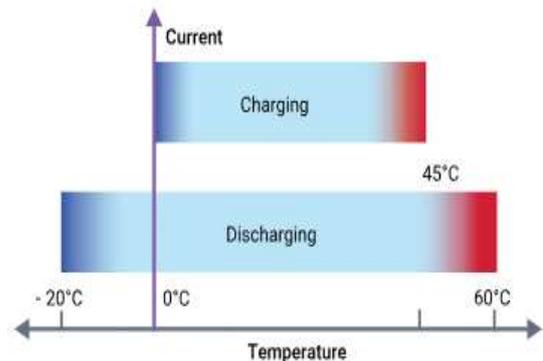


Figura 5. Limites de temperatura da bateria [6]

4. Influência dos dados na tomada de decisão

Quando um veículo elétrico está a ser carregado, este é considerado um “consumidor” da rede. Quando associado a uma UPAC, a energia renovável aproveitada é usada para o carregar. Contudo, o fluxo de energia vai depender das configurações da UPAC e dos métodos de decisão, sendo estes dependentes do seu estado de produção e dos valores obtidos na monitorização do veículo. A Figura 6 mostra a sequência de processos num sistema que combine a monitorização dos parâmetros da bateria com o funcionamento da UPAC.



Figura 6 - Processo desde obtenção dos dados até chegada destes à UPAC

Nos próximos exemplos são descritos cenários que demonstram como a monitorização dos vários parâmetros da bateria do veículo influenciam as tomadas de decisão da UPAC maximizando a utilização da sua energia produzida.

4.1. Carga Atual

Cenário 1 – Nível de carga atual determina o momento de carregamento

Partindo do princípio que o carregamento do veículo atua como uma carga secundária, apenas em momentos de excesso de energia é que o sistema considera o carregamento do veículo. Contudo, o carregamento só deverá acontecer se a monitorização assim o indicar. O nível de bateria baixo conjugado com a excedente produção de energia é considerado o momento ideal para carregamento, garantindo aproveitamento de toda a energia elétrica.

Cenário 2 – Urgência de carregamento

Um sistema que pretenda garantir ao utilizador disponibilidade constante do veículo precisa de garantir uma

carga mínima. Considerando que o utilizador pretende ter pelo menos 40% de bateria para fazer uma viagem, a obtenção da carga atual através da monitorização vai permitir ao sistema tomar a decisão se deve ou não priorizar o carregamento do veículo. No caso de o sistema retirar 60% de bateria, a decisão vai ser alimentar as outras cargas, mas ao verificar um valor de 20%, vai ser priorizado o carregamento do carro.

Cenário 3 – Planeamento de carregamento evitando utilização da rede elétrica durante a noite

Um sistema que esteja configurado para minimizar o uso da rede elétrica vai sempre funcionar segundo os valores de produção da UPAC. No final do dia, um valor de bateria baixo conjugado com a baixa produção de energia exigiria utilização da rede elétrica para carregar o veículo. Contudo, a monitorização da bateria permite ao sistema decidir se deve aguardar pelo dia seguinte para utilizar a energia produzida pela UPAC ou se a energia que está a produzir naquele momento é suficiente para carregar o veículo.

Cenário 4 – Equilíbrio do consumo em dias de baixa produção da UPAC

Em dias em que a UPAC apresente limitações energéticas, é possível criar métodos para maximizar a sua produção de energia e evitar que se utilize de forma desnecessária a rede elétrica. O que acontece nestes casos é limitar o carregamento do veículo até um valor considerado “suficiente” de modo a manter energia noutras cargas. Por exemplo, ao se definir uma carga suficiente de 70%, ao registar esse valor na monitorização, o carregamento seria interrompido e a energia direcionada para as restantes cargas. Assim, a utilização da energia gerada pela UPAC era gerida de forma equilibrada, garantindo uma carga mínima ao veículo e uma reserva para as restantes cargas.

Cenário 5 – Balanceamento energético

Esta situação é bastante semelhante ao cenário anterior.

Contudo, este contexto surge quando existem vários carros para carregar. O melhor exemplo para apresentar este contexto é num stand de automóveis. Nestes casos, o sistema tem de garantir que todos os veículos têm uma carga mínima para poderem ser utilizados. Com a monitorização, é possível decidir para onde deve a energia ser direcionada. Considerando um valor mínimo de 80%, os veículos que apresentarem valores de carga abaixo disso terão carregamento prioritário.

Cenário 6 – Carga atual para utilizar Tecnologia Vehicle-to-Grid (V2G)

A Tecnologia V2G é um método onde os Veículos Elétricos (VEs) funcionam como baterias móveis, ou seja, armazenam energia e funcionam de forma bidirecional. Numa situação de grande demanda energética onde a UPAC não consegue cobrir todas as cargas, o sistema pode solicitar energia aos VE que a ele estiverem conectados. Contudo, apenas vai saber se pode ou não receber energia do veículo se a monitorização da carga atual assim o indicar. Desta forma a rede é estabilizada e é permitido o uso de energia armazenada distribuída.

4.2. Estado de Saúde da Bateria (SoH)

Os seguintes cenários mostram como a monitorização do estado de saúde da bateria condicionam as ações da UPAC:

Cenário 1 – Veículos com melhor SoH tem prioridade de carregamento

Como visto anteriormente, o estado da bateria pode afetar o tempo de carregamento e, consequentemente minimizar o aproveitamento da energia gerada. Veículos com SoH baixo, ao exigirem mais esforço da rede e mais tempo de carregamento, são colocados como “não prioritários”. Assim, o sistema toma as decisões de prioridades de modo a direcionar energia de forma eficiente para veículos com maior capacidade de armazenamento.

Cenário 2 – Ajuste na intensidade de carregamento

Para evitar degradação contínua da bateria de um veículo com SoH baixo, a intensidade de corrente no processo de carregamento tem de diminuir. Ao monitorizar o SoH, o sistema toma a decisão de aplicar uma corrente reduzida. Uma das estratégias consiste em aplicar cálculos matemáticos para determinar a corrente ideal para a bateria consoante os valores de tensão e impedância obtidos na monitorização.

4.3. Temperatura, tensão e corrente

Os próximos cenários irão descrever situações onde a monitorização da temperatura, tensão e corrente afetam as decisões de uma UPAC.

Cenário 1 – Temperatura da bateria elevada obriga a um ajuste de corrente

Em dias mais quentes é possível que a temperatura da bateria aumente durante o processo de carregamento. Nestas situações, a monitorização indica a necessidade de reduzir a corrente de carregamento para evitar sobreaquecimento. Desta forma o fluxo de corrente acontece de forma controlada e a UPAC garante um carregamento seguro para a bateria.

Cenário 2 – UPAC identifica a melhor forma de carregamento consoante diferentes características de bateria.

As características das baterias variam de carro para carro, logo vão exigir diferentes condições no processo de carregamento. Ao realizar a monitorização de corrente e SoH, o sistema pode realizar algoritmos que cumpram as necessidades ideais de corrente para carregamento.

5. Conclusões

Este artigo demonstra que a monitorização em tempo real da bateria do veículo elétrico é fundamental para otimizar a eficiência de uma UPAC. Apesar de neste artigo se verificar que ainda existem poucas ligações práticas entre os dois setores, foi demonstrado que ambos podem ser relacionadas de modo a maximizar a eficiência de cada uma. Os cenários apresentados no artigo funcionam como soluções para integrar a monitorização dos parâmetros da bateria num sistema de UPAC.

Ao longo do artigo é possível verificar que fatores como a direção do fluxo de energia e a intensidade de corrente podem ser controladas consoante os valores obtidos na monitorização e que esta adaptação dinâmica entre veículo e UPAC tornam o sistema mais eficiente e sustentável.

No futuro, a inteligência artificial vai tornar as UPACs capazes de realizar algoritmos que ajustem dinamicamente o fluxo de energia consoante as necessidades em tempo-real. Com o tempo, a eficácia desses algoritmos e deteção de padrões de consumo podem levar a que a distribuição de energia seja feita de forma automática, ajustando a produção e consumo de energia. Esta convergência é um passo decisivo para sistemas energéticos mais resilientes, eficientes e preparados para a descarbonização.

Referências

- [1] B. d. P. -. Eurossistema, O aumento na utilização de fontes de energia renováveis tem sido crucial para a redução das emissões de carbono em Portugal, 2023.
- [2] S. Freitas, “O crescimento do fotovoltaico descentralizado em Portugal,” Instalador, 7 junho 2024. [Online]. Available: <https://www.oinstalador.com/Artigos/558847-O-crescimento-do-fotovoltaico-descentralizado-em-Portugal.html>
- [3] “Telemática: Um dia completo,” Webfleet, [Online]. Available: https://www.webfleet.com/pt_pt/webfleet/fleet-management/glossary/telematics/
- [4] “Monitoramento avançado de bateria VE com dispositivos de leitura de dados OBD,” Teltonika, [Online]. Available: <https://teltonika-gps.com/pt/use-cases/emobility-management/advanced-ev-battery-monitoring-with-obd-data-reading-devices>
- [5] “Battery Management System: A comprehensive guide to Automotive BMS ECU,” Ambien Empowering With Innovation, [Online]. Available: <https://www.embien.com/automotive-insights/automotive-bms-ecu-battery-management-system-for-evs>
- [6] “What is a Battery Management System?,” Synopsys, [Online]. Available: <https://www.synopsys.com/glossary/what-is-a-battery-management-system.html>

O FUTURO DO SF₆ EM EQUIPAMENTOS DE MÉDIA TENSÃO

Resumo

Este artigo analisa o futuro do hexafluoreto de enxofre (SF₆) em equipamentos de média tensão (MT), destacando o equilíbrio entre o seu elevado desempenho técnico e os impactos ambientais associados. Exploram-se as principais propriedades do SF₆, nomeadamente as excelentes características dielétricas e de extinção de arco que permitem soluções compactas e fiáveis, bem como as desvantagens relacionadas com o seu elevado potencial de aquecimento global. São comparadas as dimensões e aplicações de equipamentos isolados a SF₆ e a ar, com enfoque em quadros de MT, disjuntores e interruptores tripolares. Analisa-se ainda o enquadramento regulamentar europeu, em particular as restrições ao uso de gases fluorados, e apresentam-se tecnologias emergentes isentas de SF₆, como soluções baseadas em ar seco, vácuo e misturas gasosas alternativas. O artigo enquadra assim o papel do SF₆ na transição energética, evidenciando os desafios e oportunidades associados à sua substituição gradual por soluções mais sustentáveis.

Palavras-chave: Hexafluoreto de enxofre (SF₆); Isolamento dielétrico; Impacto ambiental, Regulamentação europeia; Tecnologias alternativas.

1. Introdução

O gás hexafluoreto de enxofre (SF₆) é amplamente utilizado em sistemas de média tensão graças às suas excelentes propriedades dielétricas e capacidade de extinção do arco elétrico. Este gás é extremamente isolante, permitindo a construção de equipamentos mais compactos e confiáveis, como disjuntores e seccionadores. A sua alta estabilidade química e térmica assegura durabilidade e reduz o risco de falhas ambientais industriais e de distribuição de energia elétrica [1].

Contudo, o SF₆ apresenta um potencial de aquecimento global (GWP) cerca de 24 mil vezes maior que o CO₂. A manipulação inadequada durante a instalação, manutenção ou desativação dos equipamentos pode levar à libertação do gás na atmosfera, contribuindo assim para o aquecimento global. Estes desafios têm impulsionado a indústria a desenvolver alternativas sustentáveis, como isolamentos livres de SF₆ [2].

Os principais equipamentos de MT que utilizam este gás como isolamento, são os quadros de média tensão, disjuntores e interruptores tripolares. Este tipo de equipamentos, com dimensões reduzidas, torna-se ideal para instalação em locais onde o espaço é limitado ou onde existem normas rigorosas de segurança, como nas subestações. Já nos disjuntores de média tensão, este gás é utilizado como meio isolante para extinção do arco elétrico que ocorre durante a interrupção de correntes decorrentes de manobras realizadas [1].

Este tipo de tecnologia, transmite maior segurança para o utilizador, devido a reduzir drasticamente o risco de incêndio quando comparado com outras soluções, uma vez que não são utilizados óleos como meio isolante. Apesar das suas reconhecidas vantagens técnicas, importa reforçar, conforme anteriormente referido, que subsistem preocupações ambientais significativas associadas à utilização deste gás [3].

2. Caracterização do SF₆

O Hexafluoreto de enxofre é um gás puro, incolor, inodoro e não inflamável. Para além disso, não se mistura com nenhum elemento da tabela periódica, e dá a possibilidade de que com ele seja possível efetuar todas as ligações químicas existentes. Esta particularidade deve-se à sua estabilidade

permitindo que quando sofre uma interrupção é capaz de se regegar e reverter o processo. Esta estabilidade, torna-o deveras útil no caso do corte do arco elétrico e faz dele um gás bastante diferente dos restantes [1].

2.1 Vantagens e Desvantagens

O estudo das vantagens e desvantagens do SF₆ é fundamental para compreender o seu papel em equipamentos de média tensão. Este tópico visa analisar de forma crítica as propriedades técnicas que tornam o SF₆ um isolante elétrico eficaz, assim como os desafios ambientais e de segurança que condicionam a sua utilização.

Uma das principais vantagens reside nas suas excelentes propriedades dielétricas. Para além disso, a sua utilização permite a conceção de equipamentos e subestações do tipo blindado, uma vez que possibilita soluções compactas e hermeticamente seladas, que apresentam reduzidas necessidades de manutenção, em contraste com sistemas baseados noutros meios isolantes [4].

O SF₆ é amplamente utilizado devido à sua elevada capacidade de extinção do arco elétrico e elevada fiabilidade operacional, associada a requisitos mínimos de manutenção. Estas características tornam os equipamentos que o utilizam particularmente adequados para aplicações em sistemas elétricos de média e alta tensão [1].

Adicionalmente, o facto de o SF₆ poder ser armazenado em compartimentos de pequenas dimensões permite a construção de quadros elétricos e equipamentos isolados a gás com dimensões substancialmente mais reduzidas face aos equipamentos isolados a ar, os quais, por norma, requerem volumes significativamente superiores para garantir níveis equivalentes de isolamento [1].

Não obstante, apresenta impactos ambientais e riscos para a saúde humana que não podem ser negligenciados. Trata-se de um gás com um potencial de aquecimento global

extremamente elevado, estimado em cerca de 24 000 vezes superior ao do dióxido de carbono e com um tempo de permanência na atmosfera superior a mil anos [2].

Para além do impacto ambiental, a presença de concentrações elevadas de SF₆ no ar constitui um risco para a segurança humana. Quando a concentração ultrapassa aproximadamente 20%, este gás torna-se perigoso por inalação, uma vez que é cerca de seis vezes mais pesado do que o ar, podendo acumular-se em espaços confinados e provocar deslocamento do oxigénio, o que, em situações extremas, pode conduzir à asfixia [4].

2.2 Condutividade Térmica

O comportamento da condutividade térmica em função da temperatura constitui um aspeto relevante na caracterização de gases isolantes, como o SF₆. A análise desta relação permite compreender melhor as propriedades de transferência de calor do gás, bem como identificar fenómenos específicos, como alterações associadas a processos de decomposição, que influenciam o desempenho dos equipamentos elétricos onde este gás é utilizado.

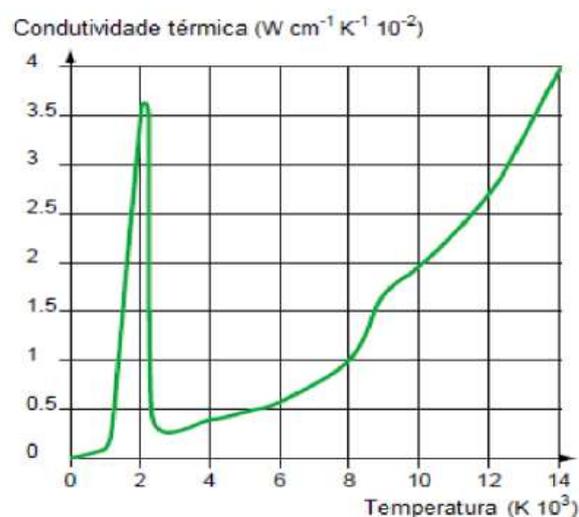


Figura 1. Condutividade térmica do SF₆ em função da temperatura [1]

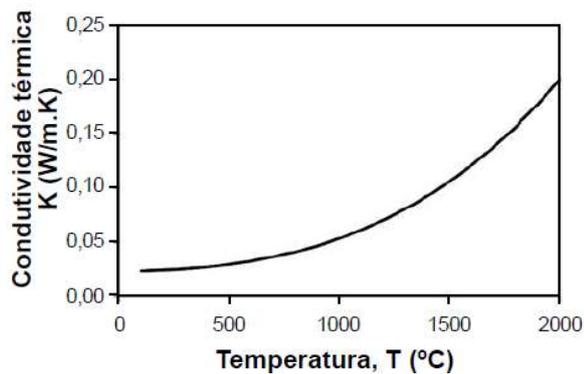


Figura 2. Condutividade térmica do Ar em função da temperatura [14]

No que se refere à relação entre a condutividade térmica e a temperatura, observa-se, a partir da Figura 1, que a condutividade térmica do gás aumenta à medida que a temperatura se eleva. Verifica-se ainda a presença de um pico quando se atinge a temperatura de decomposição, correspondendo ao ponto em que a substância se dissocia em moléculas menores [1].

A comparação entre o gráfico da condutividade térmica em função da temperatura do SF₆ (Figura 1) e o do ar (Figura 2) revela uma tendência globalmente semelhante, sendo a principal diferença a ocorrência do referido pico no SF₆, ausente no ar, que está associado ao processo de decomposição do gás [1].

3. Dimensões e Aplicações

O estudo das dimensões e aplicações de equipamentos isolados a SF₆ permite compreender como as propriedades do gás influenciam o design e a funcionalidade de dispositivos elétricos.

Este subtópico aborda tanto a conceção compacta de quadros e equipamentos, como as principais áreas de aplicação, evidenciando o equilíbrio entre desempenho técnico, segurança e eficiência do espaço ocupado.

3.1 Dimensões quadros isolados a Gás e Ar

Os dois tipos de isolamento mais utilizados em quadros de média tensão são o Gás e o Ar, sendo a principal diferença entre eles as dimensões dos equipamentos [1].

Quadros isolados a Gás (GIS – Gas Insulated Switchgear): sistemas de manobra e proteção em que os componentes energizados estão selados em compartimentos metálicos preenchidos com gás isolante (geralmente SF₆), permitindo design compacto, elevada fiabilidade e menor manutenção, especialmente adequados para espaços confinados [5], [6].

Quadros isolados a Ar (AIS – Air Insulated Switchgear): sistemas em que o ar ambiente serve de isolante entre os componentes, exigindo maiores distâncias de isolamento, resultando em equipamentos de maiores dimensões, mais simples e de manutenção acessível, mas mais sensíveis a influências ambientais [5].

Nos quadros isolados a Ar, de forma simplificada cada kilovolt (kV) corresponde a um centímetro de distanciamento entre fases [7].

Na Figura 3 encontra-se representado um quadro de média tensão de distribuição secundária da SIEMENS, com isolamento em SF₆, tensão de 24 kV e respetivas dimensões.



Figura 3. Quadro isolado a SF₆ – Gama 8DJH SIEMENS [8]

Na Figura 4, é apresentado um quadro com as mesmas características do representado na figura 3, mas com isolamento a AR [8], [9].

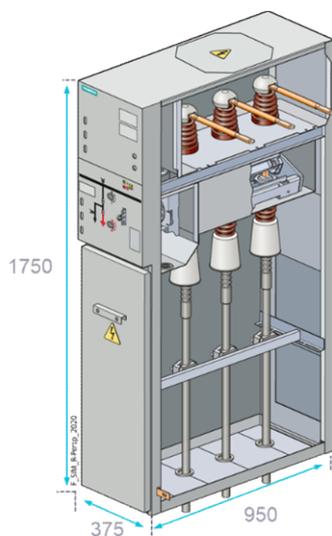


Figura 4. Quadro isolado a Ar – Gama Simosec SIEMENS [9]

É possível constatar através da análise da Figura 3 e Figura 4, que as dimensões são bastante diferentes, ou seja, as dimensões, principalmente a altura e largura do quadro isolado a Ar (Figura 4) são significativamente maiores.

Quando existe a necessidade de implementação de um quadro de média tensão num local com espaço reduzido, o quadro isolado a gás é possivelmente a melhor solução, uma vez que é composto por celas mais compactas, devido a ser um monobloco de isolamento integral. [8].

Nos quadros isolados a SF₆, a aparelhagem e barramento encontram-se fechados numa cuba de aço inox estanque, hermeticamente selada. Estas características permitem que a segurança na exploração aumente e que os procedimentos de manutenção reduzam [6].

3.2 Aplicações

Este gás pode ser aplicado em diversas áreas, contudo, no âmbito da média tensão assume particular relevância, uma vez que desempenha três funções essenciais.

No isolamento elétrico, uma vez que este é um gás dielétrico com excelente capacidade de isolamento, podendo ser utilizado para evitar falhas e curto-circuitos entre componentes. Na extinção de arco elétrico, devido às suas propriedades de absorção de energia, que permitem que seja possível a rápida extinção do arco. E por fim, para proteção de equipamentos, uma vez que auxiliam na proteção contra a humidade, poeira e outros resíduos, garantido assim a extensão da vida útil do material [7], [1].

No que diz respeito aos equipamentos de média tensão, este gás pode ser utilizado em interruptores tripolares, equipamentos capazes de realizar o estabelecimento e interrupção da corrente de serviço, permitindo assim com que seja possível extinguir o arco elétrico que existe dentro de uma cápsula. Estes dispositivos podem ser acionados eletricamente ou mecanicamente através de um motor [7].

Poderá ainda ser utilizado no isolamento de disjuntores de média tensão, para interrupção das correntes de serviço e curto-circuitos. Estes equipamentos têm a capacidade de abrir o circuito de forma automática quando o valor da intensidade de corrente apresenta valores superiores os valores da corrente estipulada. É possível verificar se a corrente é superior ou inferior através de relés de proteção que são normalmente acoplados nos compartimentos de baixa tensão, fazendo assim com que seja possível identificar possíveis falhas ou irregularidades [1].

Este conjunto de equipamentos, incluindo disjuntores, seccionadores, interruptores, transformadores e relés, pode ser implementado em subestações elétricas destinadas à distribuição de energia em sistemas urbanos e industriais, sendo particularmente comum em zonas densamente povoadas. No setor industrial, onde são frequentemente utilizados em sistemas de distribuição elétrica de fábricas em refinarias e outras instalações que operam com média tensão [3], [1].

Além disso, a utilização destes equipamentos é recorrente em sistemas de energia renovável, nomeadamente em parques eólicos e solares, bem como em edifícios comerciais e complexos residenciais, assegurando uma distribuição de energia segura e eficiente [3], [1].

Por fim, as soluções de média tensão isoladas a SF₆ são também amplamente empregues em infraestruturas críticas, como aeroportos, hospitais, centros de dados e outras instalações que requerem um fornecimento contínuo, estável e altamente fiável de energia.

4. Transição para novas tecnologias

Com a expansão elétrica mundial, aumento da população, transição para energias renováveis, desenvolvimento económico, entre outras, deverá existir cada vez mais a necessidade de aumentar a utilização de equipamentos de média tensão, recorrendo a quadros com isolamento em SF₆ [1]. Contudo, a sua utilização deixará de ser permitida de acordo com o Regulamento (UE) 2024/573 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 7 de fevereiro de 2024. No artigo 13.º, “Restrições de utilização”, ponto 9, é estabelecido que, a partir de 1 de janeiro de 2026, será proibida a utilização de comutadores elétricos de média tensão, tanto de distribuição primária como secundária, até 24 kV inclusive. Já aqueles equipamentos com mais de 24 kV e menos de 52 kA (inclusive) a sua utilização é mais alargada, até 1 de janeiro de 2030 [10].

Atualmente, empresas do setor têm vindo a desenvolver alternativas ao SF₆, uma vez que este gás, como referido anteriormente, tende a ser progressivamente eliminado dos equipamentos de média tensão, em conformidade com as diretivas europeias [10]. Diversas alternativas já se encontram a ser implementadas em equipamentos elétricos de média tensão, garantindo desempenho equivalente e alinhado com metas globais de sustentabilidade.

Atualmente, estão a ser desenvolvidas e implementadas tecnologias alternativas ao SF₆ em equipamentos elétricos

de média tensão, com o objetivo de reduzir o impacto ambiental sem comprometer o desempenho técnico. Entre estas soluções destacam-se sistemas baseados em ar seco comprimido e em isolamento a ar combinado com interrupção a vácuo, que oferecem níveis de fiabilidade e segurança comparáveis aos equipamentos tradicionais, eliminando simultaneamente a emissão de gases com efeito de estufa. Estas tecnologias são aplicáveis tanto em novos equipamentos como na modernização de instalações existentes, sendo particularmente adequadas para redes de transporte e distribuição em ambientes urbanos e industriais [11] [12] [13].

Paralelamente, têm sido desenvolvidas misturas gasosas alternativas ao SF₆, com reduzido potencial de aquecimento global, que mantêm propriedades dielétricas e de extinção de arco semelhantes às do SF₆. Um exemplo desta abordagem é a tecnologia blue GIS, aplicada nos quadros de média tensão da SIEMENS, nomeadamente na gama de distribuição secundária 8DJH24, que permite a conceção de quadros isolados a gás sem utilização de SF₆ [8].

Estas soluções refletem os avanços na procura de equipamentos tecnicamente equivalentes, capazes de responder aos requisitos de fiabilidade e segurança, contribuindo simultaneamente para um futuro mais sustentável. Estas iniciativas encontram-se alinhadas com as regulamentações ambientais internacionais e desempenham um papel relevante na promoção da descarbonização do setor elétrico.

5. Conclusões

Através da elaboração deste tipo de artigos, tendo em conta diferentes perspetivas, é possível contribuir positivamente para caminhos que interligam a eficiência energética e sustentabilidade.

A utilização do SF₆ em equipamentos de média tensão, nomeadamente, disjuntores, interruptores tripolares, painéis blindados e quadros de distribuição, possibilita a

criação de soluções eficientes, compactas, robustas e confiáveis para a distribuição de energia, isso deve-se às suas propriedades dielétricas e de extinção de arco elétrico. Estes equipamentos desempenham um papel fundamental tanto em sistemas urbanos como industriais.

Apesar de este tipo de isolamento apresentar condições muito favoráveis à sua utilização, subsistem desafios ambientais que não podem ser ignorados. Estes desafios exigem um aperfeiçoamento contínuo das práticas de manuseamento, das soluções atualmente existentes e dos processos de recuperação e reciclagem, bem como o desenvolvimento e a adoção de alternativas que visem minimizar ou mesmo eliminar a sua utilização.

A obrigatoriedade de eliminação dos gases fluorados no isolamento de equipamentos de média tensão, têm levado as grandes empresas, como a SIEMENS, a adotar novas soluções que passam por misturas gasosas, materiais sólidos e equipamentos livres de SF₆, direcionando assim para um futuro mais sustentável e eficiente [8].

Relativamente às novas soluções pioneiras para a substituição do SF₆, observa-se ainda uma disponibilidade limitada de informação no que diz respeito à composição dos novos gases isentos de SF₆.

As novas soluções livres de SF₆ apresentam desafios técnicos significativos nomeadamente a necessidade de operar a pressões mais elevadas, o que exige o reforço das estruturas, sobretudo nos quadros GIS, a otimização dos processos de isolamento e de soldadura, e a melhoria das soluções de dissipação térmica interna, de modo a assegurar a estabilidade operacional e a longevidade dos equipamentos em condições de serviço reais.

Concluindo, atualmente o SF₆ continua a ser indispensável para diversas soluções de média tensão, no entanto deve existir um equilíbrio entre práticas responsáveis e inovação tecnológica, garantindo que os avanços sejam alcançados de forma sustentável, mas sempre alinhadas com o que o sistema necessita em determinado momento.

Referências Bibliográficas

- [1] T. Paiva, "Aparelhagem de Média Tensão: Definição e Aplicação Prática," 2020.
- [2] E. Green, "Euronews," 07 04 2024. [Online]. Available: <https://www.euronews.com/green/2024/04/07/what-is-sf6-study-raises-concerns-about-gas-that-is-24000x-more-powerful-than-co2>. [Acedido em 25 10 2024].
- [3] Â. Guimarães, "Descritivo e apresentação de uma subestação elétrica isolada a SF₆ para alta tensão," 2020.
- [4] T. Pinheiro, "Hexafluoreto de Enxofre - Conceitos sobre o gás e a sua reutilização".
- [5] R. Nagarsheth, "Study of gas insulated substation and its comparison with air insulated," p. 5, 2013.
- [6] A. Gomes, Postos de transformação e seccionamento, 2024.
- [7] M. Bolotinha, Subestações - Projeto, Construção, Fiscalização, 2019.
- [8] SIEMENS, Catálogo 8DHJ24 - blue GIS, 2022.
- [9] SIEMENS, SIMOSEC, 2017.
- [10] P. Europeu, "Regulamento (UE) 2024/573 do parlamento europeu e do conselho," Jornal Oficial da União Europeia, 2024.
- [11] S. Energy, "Siemens Energy," 19 10 2021. [Online]. Available: <https://www.siemens-energy.com/br/pt/home/stories/new-hv-substation-burladingen-germany.html>. [Acedido em 19 12 2024].
- [12] Schneider, "Schneider," [Online]. Available: <https://www.se.com/pt/pt/work/products/product-launch/sf6free-mv-technology/>. [Acedido 19-12- 2024].
- [13] Paranoaenergia, "Paranoaenergia," 28 04 2021. [Online]. Available: <https://www.paranoaenergia.com.br/o-que-se-diz/2021/04/28/ge-e-hitachi-abb-usam-gas-alternativo-ao-sf6/>. [Acedido em 19-12-2024].
- [14] D. O. Vivaldini, "Revisão: fundamentos e materiais para o projeto da microestrutura de isolantes térmicos refratários de alto desempenho," Junho 2014.

AUTONOMIA ENERGÉTICA LOCAL: DIMENSIONAMENTO DE COMUNIDADES DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

RESUMO

Com as metas ambiciosas de neutralidade climática da União Europeia até 2050, as Comunidades de Energia Renovável (CER) surgem como solução estratégica para descentralizar a produção e consumo de energia limpa, gerando benefícios ambientais, económicos e sociais. Este artigo identifica os elementos essenciais para o dimensionamento otimizado de uma CER, abrangendo planeamento técnico, financeiro, integração com políticas locais e superação de obstáculos como regulamentações e investimentos iniciais. Através do caso prático da comunidade Alta de Lisboa, demonstra-se como decisões técnicas e organizacionais maximizam a eficiência, reduzem custos e promovem a autonomia energética, contribuindo para uma transição sustentável em Portugal.

Palavras-chave: Comunidades de energia renovável; Dimensionamento técnico; Autoconsumo coletivo; Simulação PVGIS; Transição energética

1. Introdução

As Comunidades de Energia Renovável (CER) emergem como solução inovadora e sustentável ao desafio para a descentralização da produção e distribuição de energia, promovendo a autonomia energética em escala local. Estas iniciativas, baseadas em fontes renováveis como solar e eólica, reúnem cidadãos, empresas e instituições públicas ou privadas na partilha de recursos e gerando benefícios ambientais, económicos e sociais significativos alinhadas com as metas de eficiência energética e neutralidade climática da União Europeia (UE) até 2050, as CER incentivam a participação ativa dos consumidores na produção, armazenamento e comercialização de energia elétrica, reduzindo encargos e fomentando sistemas mais sustentáveis [1].

As CER são reconhecidas pela UE como ações coletivas de energia que promovem a participação dos cidadãos em todo o sistema energético, com o claro objetivo de fornecer aos membros aderentes ou às localidades onde opera, benefício ambientais, económicos e sociais. Através disto, incentiva-se a descentralização da produção elétrica, pelo que o consumidor toma parte ativa no processo, tendo a capacidade de produzir, armazenar e/ou vender a sua própria energia. Um dado cativante destas comunidades é a possível adaptação do seu dimensionamento ou implementação consoante as necessidades específicas de cada local (por ex. zonas rurais, zonas urbanas, locais industriais, etc..) [2].

Em Portugal, este tema ganhou um interesse acrescido contribuindo para a produção e desenvolvimento do consumo de energia renovável no país. No entanto, a implementação das CER traduz-se num investimento considerável acompanhado de certas exigências regulamentares, requerendo apoio de entidades externas, públicas ou privadas.

2. Comunidades de Energia Renovável

2.1 Caracterização e Definição

O Autoconsumo consiste no consumo de energia elétrica que é produzido por uma ou mais Unidade(s) de Produção de Autoconsumo (UPAC). É possível a divisão em três diferentes categorias de autoconsumo: Autoconsumo Individual (ACI), Autoconsumo Coletivo (ACC) e CER [3]. Em termos de configuração, a CER é uma modalidade cujo funcionamento é bastante idêntico ao do ACC, diferenciando-se na definição institucional [4].

No ACI, representado na Figura 1, o consumidor final é responsável pela produção da energia elétrica por meio de fontes de energia renováveis, a qual é utilizada para o próprio consumo, sendo por isso produzida no mesmo espaço da Instalação de Utilização (IU). Nesta configuração é possível o armazenamento da energia, a cedência à rede ou a sua venda a um comercializador (sem constituir a principal fonte de rendimento do consumidor).

No caso do ACC apresentado na Figura 2, acrescenta à definição de autoconsumo a possibilidade de produzir energia elétrica para várias IU na proximidade geográfica e elétrica da UPAC. Neste caso, é subentendido que a UPAC está associada a vários consumidores finais, que se associam de forma voluntária e assumem os custos de investimento e de manutenção entre eles. No caso de se utilizar a rede pública para a partilha de energia, é obrigatório realizar o pagamento das tarifas de acesso à rede [5].

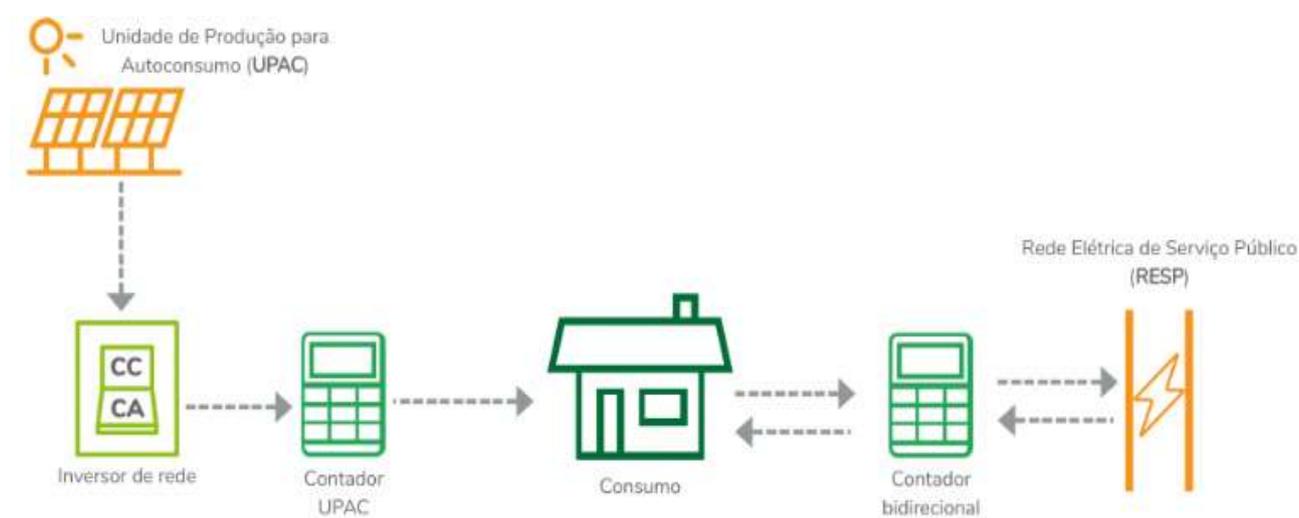


Figura 1. Autoconsumo Individual [5]

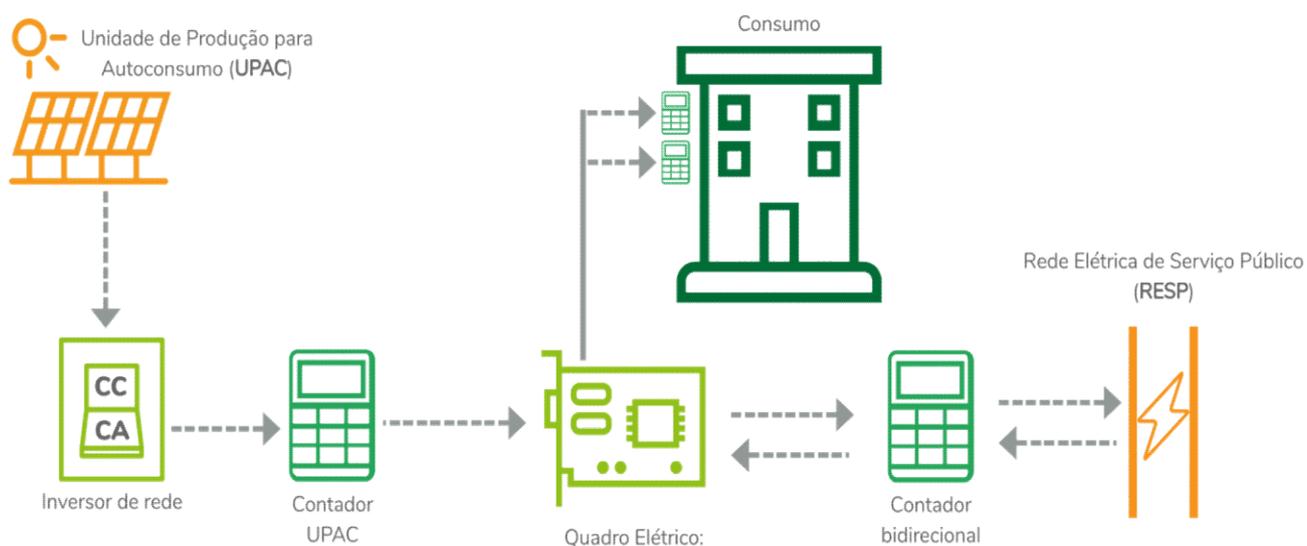


Figura 2. Autoconsumo Coletivo [5]

Apesar do conceito de CER ser bastante vasto, o seu objetivo principal passa sempre pela produção e distribuição de energia, através de fontes renováveis. Em Portugal, o Decreto-Lei nº162/2019 define CER como uma pessoa coletiva, com ou sem fins lucrativos, com base numa adesão aberta e voluntária dos seus membros, sócios ou acionistas, os quais podem ser pessoas singulares ou coletivas, de natureza pública ou privada, incluindo, nomeadamente, pequenas e médias empresas ou autarquias locais, que seja autónoma dos seus membros ou sócios, mas por eles efetivamente controlada, nas quais:

- Os membros ou participantes estejam localizados na proximidade dos projetos de energia renovável ou desenvolvam atividades relacionadas com os projetos de energia renovável da respetiva comunidade de energia;
- Os referidos projetos sejam detidos e desenvolvidos pela referida pessoa coletiva;
- A pessoa coletiva tenha por objetivo principal propiciar aos membros ou às localidades onde opera a comunidade benefícios ambientais, económicos e sociais em vez de lucros financeiros [3].

2.2 Constituintes de uma Comunidade de Energia Renovável

Como foi referido anteriormente, o funcionamento da CER é semelhante ao do ACC, distinguindo-se na sua definição institucional, isto é, no ACC os autoconsumidores estruturam-se por meio de um regulamento interno que estabelece direitos e obrigações dos seus membros.

No caso das CER, quem assume esse papel é uma entidade jurídica (cooperativa ou sociedade), a qual fazem parte os autoconsumidores e as outras entidades envolvidas. Sendo assim, atuam juridicamente sobre a CER: a própria CER, os membros constituintes da comunidade, a Entidade Gestora de Autoconsumo (EGAC), a entidade investigadora, os operadores da rede, o agregador e por fim, o comercializador [4]. A EGAC é uma entidade responsável pela representação da associação de

autoconsumidores perante os operadores e as entidades administrativas, sendo a responsável pela gestão de informação (dados de consumo e produção da CER), gestão da repartição de energia (armazenamento e comunicação dos coeficientes de partilha) e pelos relacionamentos comerciais (contrato com comercializadores para autoconsumo e armazenamento, operadores da rede de distribuição para as tarifas e com o agregador para a venda dos excedentes), a cada período de 15 minutos [6].

Ao nível de instalação, uma CER pode conter: Instalações de Produção (IPr), Instalações de Armazenamento (IA), Instalações de Consumo (IC), postos de carregamento e outros componentes de consumo. A IPr provém de fontes de energia renovável, sendo a mais frequente a solar fotovoltaica devido ao seu enorme custo-benefício. Atribui-se genericamente que uma UPAC de uma CER é um sistema de produção solar fotovoltaico. Existem três tipos de configuração de produção que a CER pode conter, produção autónoma, produção integrada em consumos ou produção híbrida (combinação de ambas), conforme representado na Figura 3.

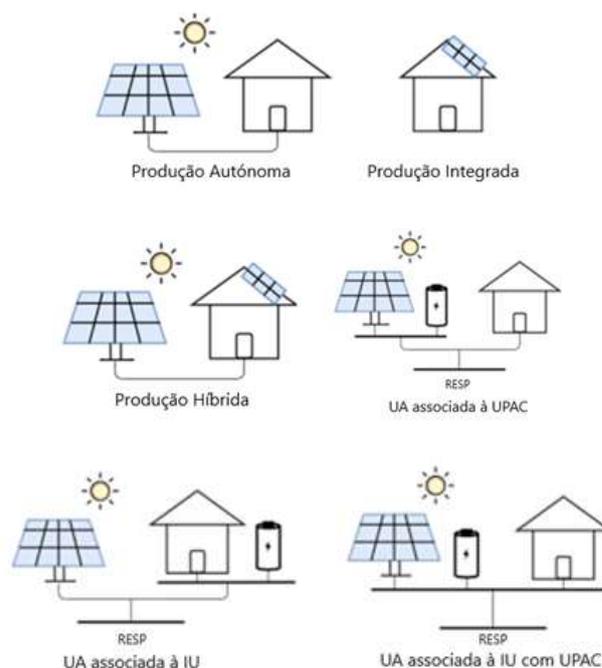


Figura 3. Tipos de Configuração de Produção e Disposição das Unidades de Armazenamento numa CER

O armazenamento de energia nas CER através de IA obriga a que esta esteja no regulamento de autoconsumo de energia eléctrica para ser possível a identificação dos trânsitos de energia. Na Figura 3, verifica-se as três formas que os sistemas de armazenamento podem estar dispostos: integrados na instalação eléctrica da UPAC (ou seja, a unidade de armazenamento encontra-se instalada no mesmo barramento que a UPAC), integrados na instalação de utilização do autoconsumidor, ou incorporada na instalação de utilização do autoconsumidor que possui UPAC de pequena dimensão.

Com a implementação de instalações de armazenamento na CER adquirem-se vantagens no que toca a aproveitamento da energia produzida pela UPAC, pois não só se diminui a injeção na Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP) da energia produzida, como também se maximiza o seu aproveitamento. A nível económico, a IA fornece a possibilidade de reter energia durante as horas em que o seu custo é menor (fora de ponta) e utilizá-la no horário em que o seu custo seria mais elevado (horas de ponta), diminuindo o valor da fatura de consumos [7].

3. Dimensionamento Técnico de uma Comunidade de Energia Renovável

O dimensionamento correto de uma CER trata-se de um processo de criação extenso e trabalhoso, que pode ser dividido em 4 etapas: composição da comunidade, projecção de consumos, previsão da produção e análise económica.

3.1 Composição da Comunidade

A primeira etapa do dimensionamento da comunidade dá-nos a conhecer a sua configuração, pelo que é fundamental definir a localização geográfica, o modelo de negócio e o tipo de investimento da CER. A localização geográfica revela importância pois zonas diferentes de implementação exigem características diferentes, o que influencia diretamente no modelo de negócio a adotar. A localização pode ser rural, urbana, industrial ou mista, sendo que, em áreas rurais é

comum utilizar terrenos para UPAC centralizadas, enquanto em zonas urbanas opta-se pela utilização dos telhados dos edifícios para autoconsumo. Já nas zonas industriais, por estas possuírem um elevado consumo energético, é possível a instalação de várias unidades de produção distribuída, sendo viável o armazenamento de energia.

Quanto ao tipo de investimento, pode ser privado (financiado pelos consumidores), público (auxiliado com subsídios governamentais) ou por empresas comercializadoras de energia (assumem os custos iniciais e realizam contratos de longo prazo).

3.2 Projeção de Consumos

Após o conhecimento da composição da comunidade, é essencial estimar os consumos da comunidade. Neles estão incluídos os potenciais consumos dos diferentes intervenientes da comunidade, os quais são elaborados tendo por base perfis de consumo ou diagramas de carga, auxiliando na minimização de erros. A realização da projecção de consumos através do estudo detalhado de cada consumidor permite obter uma estimativa mais real do consumo total da comunidade. Este estudo inclui a utilização de padrões de uso, horários de pico, sazonalidade e especificidades de cada consumidor. No caso de não existirem estes dados, é permitida a utilização de perfis de consumo padrão aprovados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

Torna-se essencial ponderar os dados meteorológicos do local para prever a produção de energia e seleccionar os componentes mais adequados para aquele local, de forma a maximizar a eficiência e durabilidade dos sistemas, melhorando o desempenho da comunidade ao longo do tempo.

3.3 Previsão da Produção

Após obter todos os perfis de consumo, estima-se a capacidade a instalar, o que irá depender de diversos

fatores, tais como, área disponível, modelo de negócio a utilizar e a meta de produção de energia a atingir. Com a escolha da capacidade a instalar, é vital realizar uma simulação da quantidade de energia a ser produzida. Existem softwares específicos para a obtenção desses valores, e a escolha do software é importante pois é crucial ter em consideração as possíveis perdas que podem ocorrer no sistema.

Ocorrida a simulação, estabelece-se de que forma será feita a partilha da energia. Esta envolve a determinação da chave de repartição, que pode ser baseada em três diferentes modelos (segundo regulamento da ERSE), que visam garantir a eficiência e eficácia a nível energético e financeiro [8].

Muito sucintamente, no primeiro modelo a partilha de energia é baseada em coeficientes fixos, que incidem sobre a energia injetada na rede por instalações de consumo, de armazenamento, de produção com armazenamento ou UPAC integradas. Com estes coeficientes fixos, define-se a repartição para cada período de 15 minutos. Através do portal do autoconsumo e das CER, a entidade gestora atribuída ao autoconsumo coletivo comunica ao respetivo operador da rede de distribuição os coeficientes aplicáveis à partilha de energia. Em termos de eficiência, este modelo apresenta um nível bastante baixo, pois como reparte a energia através de coeficientes fixos, injeta um grande excesso individual na rede, quando o seu consumo é baixo, o que deveria ser repartido para outras Instalações de Utilização (IU). Neste caso a energia repartida na IU é dada pela seguinte equação.

$$R_{IU_i} = \frac{F_{IU_i}}{\sum_i F_{IU_i}} \times \sum_j E_{UPAC_j}$$

Em que:

ER_{IU_i} – Energia repartida na IU_i

EC_{IU_i} – Fator de repartida na IU_i

$\sum_j E_{UPAC_j}$ – Energia produzida a repartir

i – Índice da IU

j – Índice da Unidade de Produção

O segundo modelo é elaborado tendo em conta o consumo, isto é, existem coeficientes proporcionais ao consumo pelo que a partilha da energia pelas instalações de consumo e de armazenamento é determinada pelo consumo medido nas instalações de consumo e pela injeção na medida nas instalações de armazenamento por cada período de quarto-horário. Neste modelo já temos uma maior eficiência pois o consumo da energia autoproduzida é maximizado. Porém, fica tudo ao encargo do operador da rede de distribuição, deixando a CER de ter influência na repartição de energia. A energia repartida deste modelo é dada pela seguinte equação.

$$ER_{IU_i} = \frac{EC_{IU_i}}{\sum_i EC_{IU_i}} \times \sum_j E_{UPAC_j}$$

Em que:

ER_{IU_i} – Energia repartida na IU_i

EC_{IU_i} – Energia consumida na IU_i

$\sum_j E_{UPAC_j}$ – Energia produzida a repartir

i – Índice da IU j – Índice da Unidade de Produção

Por último, existe o modelo que combina aspetos dos dois anteriores, o modelo híbrido. Este oferece uma maior maleabilidade na partilha de energia, porém a escolha deste modelo dependerá de certas características e objetivos de cada CER.

3.4 Análise Económica

Na fase final de cada dimensionamento deve realizada uma análise económica da CER. Nesta analisa-se os dados de faturação da comunidade consoante os períodos tarifários definidos pela ERSE. Os períodos tarifários são divididos em 4 tipos (I, II, III, IV), sendo o período I e IV referentes aos meses de inverno e os outros dois aos de verão.

Com esta etapa do dimensionamento, os utilizadores conseguem realizar diferentes configurações para a comunidade e testar a sua viabilidade, o que proporciona uma melhor tomada de decisão na implementação e gestão da comunidade.

4. Comunidade de Energia Renovável Alta de Lisboa

O caso de estudo apresenta um condomínio na Alta de Lisboa, no qual os seus moradores pretendiam investir em energia solar fotovoltaica para reduzir a fatura energética dos prédios. O condomínio é composto por 8 edifícios compartes comuns individuais e uma garagem partilhada, e está representado na Figura 4. O objetivo principal é reduzir as faturas das partes comuns dos edifícios, alimentando consumos residuais como iluminação, elevadores, bombas e extractores. Futuramente, pretende-se incluir os residentes na partilha da energia gerada [9].



Figura 4. Condomínio localizado na Alta de Lisboa [9]

Desde o início, o presente condomínio apresenta alguns desafios no processo de licenciamento, uma vez que apesar de ser visto como um só condomínio, para o operador da rede de distribuição trata-se de edifícios independentes entre si. Isto obriga a que cada um tenha um diferente contrato de energia, o que leva ao pagamento de taxas de acesso à rede [9].

O condomínio implementou um projeto de energia solar de forma faseada. Em 2017, iniciou com 3,3 kWp, seguido por mais 14,6 kWp em 2018. Em 2021, foram instalados mais 10 kWp, reforçando a integração entre instalações e adicionando monitorização completa. Atualmente, a instalação totaliza 27,6 kWp, com sistema de monitorização para produção quarto-horária. Com os dados fornecidos na Tabela 1, é visível que os blocos possuem diferentes tarifários energéticos e diferentes valores de potência contratada. Através da mesma figura, é possível verificar a fatura energética das partes comuns em julho de 2018 (com apenas 3,3 kWp instalados), a qual nos remete para um custo total de cerca de 30 mil euros [9].

Na Tabela 2 comparam-se os valores médios mensais da fatura energética do condomínio desde 2018, com o intuito de verificar o impacto da produção fotovoltaica. Até 2021, verifica-se uma possível poupança entre os 6 e os 9 mil euros, num total de 30 mil euros, com um retorno do investimento inicial de 2 a 4 anos, permitindo a continuação da implementação faseada [9].

| Ano | Fatura Média Mensal Condomínio | Poupança | |
|------|--------------------------------|----------|-----------|
| | | Mensal | Anual |
| 2018 | € 2 503.1 | - | - |
| 2019 | € 1 758.8 | € 744.3 | € 8 931.8 |
| 2020 | € 1 939.5 | € 563.6 | € 6 763.3 |
| 2021 | € 1 959.3 | € 543.8 | € 6 525.2 |

Tabela 2. Evolução dos valores das faturas energéticas do condomínio da CER Alta de Lisboa [9]

| Bloco | Horário | Painéis Qtd. | Potência Instalada (kW) | | | Pot. Total (kW) | Potência Contratada (kVA) | Consumo (kWh) | Preço (€) |
|--------------|-------------|--------------|-------------------------|-------|------|-----------------|---------------------------|---------------|-----------|
| | | | 2017 | 2018 | 2021 | | | | |
| A | tri-horário | 23 | | 2745 | 4830 | 7575 | 27.6 | 2513 | € 425.0 |
| B | bi-horário | 23 | | 2745 | 4830 | 7575 | 13.8 | 1465 | € 258.5 |
| C | bi-horário | 6 | | 1830 | | 1830 | 13.8 | 825 | € 144.7 |
| D | tri-horário | 9 | | 2745 | | 2745 | 27.6 | 1614 | € 274.7 |
| E | normal | 9 | | 2745 | | 2745 | 17.25 | 1499 | € 270.1 |
| F | bi-horário | 6 | 1650 | | | 1650 | 13.8 | 1505 | € 257.5 |
| G | bi-horário | 6 | 1650 | | | 1650 | 13.8 | 1562 | € 267.8 |
| H | bi-horário | 6 | | 1830 | | 1830 | 13.8 | 1511 | € 264.7 |
| Total | | 88 | 3300 | 14640 | 9660 | 27600 | 45 | 2588 | € 293.7 |
| | | | | | | | Total/mês | 15082 | €2456.6 |
| | | | | | | | Total/ano | 180984 | €29479.8 |

Tabela 1. Abordagem faseada de implementação do projeto com os valores totais de energia gerada em julho de 2018 [9]

A Coopérnico, uma cooperativa de energia renovável que tem apoiado o projeto, efetuou estudos de viabilidade económica da CER, concluindo que existe capacidade para cerca de 60 kWp de potência fotovoltaica, com um custo estimado de 53 mil euros e retorno em 5 anos. Ao longo de 25 anos (tempo de vida do material), o retorno seria de 130 mil euros [9].

5. Conclusões

As CER destacam-se como uma solução inovadora e sustentável para enfrentar os desafios energéticos e ambientais em Portugal, alinhando-se com as metas de neutralidade carbónica da União Europeia. Estas comunidades promovem a descentralização da produção de energia, democratizam o acesso a fontes renováveis e oferecem benefícios económicos, sociais e ambientais significativos para os seus membros e para as localidades onde estão inseridas.

Contudo, a implementação das CER enfrenta barreiras complexas, como entraves burocráticos, regulamentações rígidas, elevados custos iniciais e a falta de conhecimento técnico por parte de muitas comunidades locais. A CER Alta de Lisboa ilustra bem esses desafios, evidenciando as dificuldades no licenciamento e na integração com os operadores de rede. Porém, através dos dados expostos nessa mesma CER, é perceptível o impacto que a mesma pode trazer, tanto a nível económico como social. A evolução das faturas energéticas mensais ao longo dos referidos anos retrata esse aspeto de forma concisa.

É visível que com o correto dimensionamento, as CER podem desempenhar um papel crucial na transição energética nacional, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis, fortalecendo a independência energética das comunidades e contribuindo para um futuro mais sustentável, inclusivo e energeticamente autónomo.

Referências Bibliográficas

- [1] “DIRETIVA (UE) 2018/ 2001 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO - de 11 de dezembro de 2018 - relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.”
- [2] Matthias Resch, “Impact of operation strategies of large scale battery systems on distribution grid planning,” Jul. 2017. Accessed: Oct. 18, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117302976>
- [3] “Decreto Lei no162/2019,” Oct. 2019.
- [4] DGEG, “Comunidades de Energia Renovável em Portugal.” Accessed: Oct. 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-sustentabilidade/comunidades-de-energia/comunidades-de-energia-renovavel-em-portugal/>
- [5] Poupa Energia, “Energia Verde - Autoconsumo.” Accessed: Nov. 08, 2024. [Online]. Available: <https://poupaenergia.pt/energia-verde/>
- [6] ERSE, “Autoconsumo.” Accessed: Nov. 08, 2024. [Online]. Available: <https://www.erse.pt/atividade/regulamentos-eletricidade/autoconsumo/>
- [7] Daniel Augusto Cantane, Oswaldo Hideo Ando Junior, and Márcio Biehl Hamerschmidt, Tecnologias de Armazenamento de Energia Aplicadas ao Setor Elétrico Brasileiro.
- [8] “Diário da República, 2.a série PARTE E ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS.”
- [9] J. Daniel and C. Brandão, “O Valor das Comunidades de Energia Renovável na Transição Energética,” 2023.



Instalações
Eléctricas
Pág. 5



Máquinas
Eléctricas
Pág. 13



Telecomunicações
Pág. 23



Segurança
Pág. 27



Energias
Renováveis
Pág. 33



Domótica
Pág.41



Eficiência
Energética
Pág. 47

DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS LIGADOS À REDE: PORTUGAL VS FRANÇA

RESUMO

Os sistemas fotovoltaicos ligados à rede emergem como solução estratégica para atender à crescente procura energética, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis e alinhando-se às metas europeias de quota renovável e eficiência energética. Este artigo caracteriza os componentes essenciais desses sistemas, analisando o impacto de fatores como irradiação solar, temperatura, orientação e inclinação na produção elétrica, e detalha o dimensionamento técnico para otimizar inversores, fileiras e módulos conforme a potência da instalação. O caso de estudo a ser analisado neste artigo tem como objetivo a comparação da variação de irradiação a que o sistema fotovoltaico está sujeito assim como a consequente variação de energia produzida pelo mesmo para dois países da Europa: Portugal e França. Através de simulações PVGIS comparando, demonstra-se as vantagens desta tecnologia para as próximas décadas.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico ligado à rede; Dimensionamento técnico; Irradiação solar; Simulação PVGIS; Produção energética.

1. Introdução

O crescimento exponencial da procura pela energia elétrica impulsiona a adoção de fontes renováveis, como a solar fotovoltaica, alinhando-se às metas ambiciosas da União Europeia de elevar a quota renovável para 20% e aprimorar a eficiência energética em igual proporção, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis e impulsionando o desenvolvimento económico. Portugal destaca-se pela posição geográfica privilegiada, com condições ideais para converter radiação solar em eletricidade limpa. Além disso, os avanços tecnológicos nessa área têm catalisado o interesse pela integração de sistemas fotovoltaicos, democratizando o acesso à energia sustentável [1].

Este tipo de tecnologia de produção de energia proporciona vantagens para o sistema ao nível do ambiente, da qualidade de serviço e do mercado de energia, entre as quais se destacam [2]:

- A redução das emissões de gases de efeito de estufa;
- A redução da distância entre a produção e os centros de consumo;
- O aumento da qualidade de serviço;
- A redução das perdas nas redes a montante;
- A atenuação do impacto de falhas de distribuição e transmissão de energia;
- A contribuição para a redução dos preços de energia elétrica, tendo em conta que as redes de transporte e distribuição são usadas de forma menos intensiva

Nos sistemas fotovoltaicos ligados à rede existe um contador de energia, um inversor e um regulador de carga entre a rede elétrica e os vários módulos fotovoltaicos implementados no sistema. A função do gerador fotovoltaico é entregar a potência máxima à rede elétrica, perante condições de receção de energia que são impostas pela rede e a função do inversor é converter um sinal de tensão e corrente contínua (DC) produzido pelo gerador fotovoltaico num sinal de tensão e corrente alternada (AC) que será posteriormente ajustado para a tensão de alimentação e frequência nominais da rede elétrica. Este sistema é composto por um banco de baterias que armazena a energia excedente da produção. Este sistema é diretamente ligado ao barramento DC, recorrendo a um inversor bidirecional com o intuito de efetuar o trânsito de energia na instalação [3].

2. Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Neste artigo, o sistema fotovoltaico a implementar será constituído por um inversor de fileira. Este deve ser utilizado em sistemas com várias fileiras, de acordo com a Figura 1,

onde estão sujeitos a diferentes condições de sombreamento e diferentes orientações, permitindo uma melhor adaptação do ponto de potência máxima às condições de radiação e temperatura existentes no local.

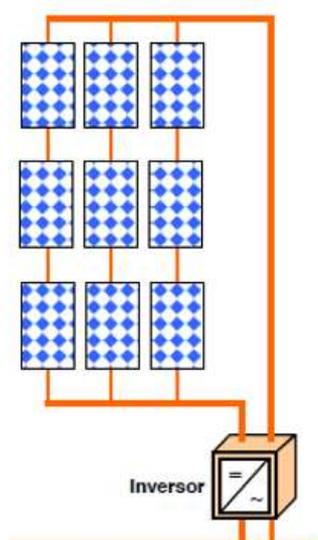


Figura 1. Inversor de fila ligado à rede [4]

A potência máxima de dimensionamento do inversor deve ser determinada em função do valor de potência que está previsto para o gerador fotovoltaico do sistema. A potência máxima deverá respeitar a seguinte condição:

$$0,7 \times P_{\max} < P_{\max \text{ inv (DC)}} < 1,2 \times P_{\max} \quad (1)$$

Onde:

$P_{\max \text{ inv (DC)}}$ - potência máxima nominal do inversor

P_{\max} - potência máxima nominal do gerador fotovoltaico

O rendimento do inversor resultante do processo de conversão de energia pode ser utilizado para determinar a sua potência DC, através da seguinte expressão:

$$P_{\max \text{ inv (DC)}} = \frac{P_{\max \text{ inv (AC)}}}{\eta_{\text{inv}}} \quad (2)$$

Onde:

$P_{\max \text{ inv (DC)}}$ - potência máxima nominal do inversor

$P_{\max \text{ inv (AC)}}$ - potência máxima AC do inversor

$I_{\max \text{ DC}}$ - corrente máxima gerador fotovoltaico

$$N_{\text{módulos}} = \frac{P_{\max}}{P_{\text{módulo}}} \quad (3)$$

Onde:

$N_{\text{módulos}}$ - número de módulos do sistema

P_{\max} - potência de pico do sistema fotovoltaico

$P_{\text{módulo}}$ - potência de cada módulo fotovoltaico utilizado

$$N_{\text{inv}} = \frac{P_{\max}}{P_{\max \text{ inv (AC)}}} \quad (4)$$

Onde:

N_{inv} - número de inversores do sistema

P_{\max} - potência de pico do sistema fotovoltaico

$P_{\max \text{ inv (AC)}}$ - potência máxima AC do inversor

$$N_{\text{fileiras}} = \frac{I_{\max \text{ inv}}}{I_{\max \text{ fileira}}} \quad (5)$$

Onde:

N_{fileiras} - número de fileiras de módulos fotovoltaicos;

$I_{\max \text{ inv}}$ - corrente máxima gerada pelo gerador fotovoltaico, que corresponde à corrente de entrada do inversor;

$I_{\max \text{ fileira}}$ - corrente máxima que circula em cada fileira do sistema fotovoltaico [5]

3. Análise e Interpretação dos resultados do caso de estudo implementado

Este caso de estudo tem como objetivo realizar o dimensionamento de um sistema fotovoltaico para implementação numa futura instalação e, posteriormente, estudar o seu comportamento caso a sua implementação fosse realizada noutro país da Europa com condições diferentes de exposição solar, quando comparado com Portugal. Para além disso, será estimada a quantidade de energia elétrica produzida para ambas as situações de estudo

A partir dos parâmetros que caracterizam o sistema fotovoltaico e que se encontram na Tabela 1, é possível determinar as grandezas indicadas na secção anterior.

Tabela 1. Características gerais do sistema fotovoltaico

| Características gerais | |
|--|-------|
| Potência de pico do sistema (Wp) | 15000 |
| Potência do painel fotovoltaico (Wp) | 500 |
| Potência máxima AC do Inversor (W) | 3750 |
| Potência máxima DC do Inversor (W) | 12000 |
| Valor máximo de corrente do inversor (A) | 7,2 |
| Valor máximo DC de corrente por fileira (A) | 1,8 |
| Valor de tensão máxima DC do sistema (V) | 29,9 |
| Área de cada painel fotovoltaico (A) (m ²) | 1,8 |

Conforme a Equação (3):

$$N_{\text{módulos}} = \frac{P_{\text{máx}}}{P_{\text{módulo}}} = \frac{15000}{500} = 30 \text{ módulos}$$

Conforme a Equação (4):

$$N_{\text{inv}} = \frac{P_{\text{máx}}}{P_{\text{máx inv (AC)}}} = \frac{15000}{3750} = 4 \text{ inversores}$$

Conforme a Equação (5):

$$N_{\text{fileiras}} = \frac{I_{\text{máx inv}}}{I_{\text{max fileira}}} = \frac{7,2}{1,8} = 4 \text{ fileiras}$$

$$A_{\text{total}} = A \times N_{\text{módulos}} = 1,8 \times 30 = 54 \text{ m}^2$$

Conforme a Equação (2):

$$P_{\text{máx inv (DC)}} = \frac{P_{\text{máx inv (AC)}}}{\eta_{\text{inv}}} \Leftrightarrow \eta_{\text{inv}} = \frac{P_{\text{máx inv (AC)}}}{P_{\text{máx inv (DC)}}$$

$$\Leftrightarrow \eta_{\text{inv}} = \frac{3750}{12000} = 0,3125 = 31,25\%$$

Por analogia, é possível calcular o rendimento do sistema fotovoltaico, dado pela seguinte expressão:

$$\eta_{\text{sistema}} = \frac{P_{\text{painel}}}{A_{\text{painel}} \times 1000} = \frac{500}{1,8 \times 1000} = 0,28 = 28\%$$

A demonstração da veracidade da Equação (1), é realizada da seguinte forma:

$$0,7 \times P_{\text{max}} < P_{\text{max(DC)}}^{\text{inv}} < 1,2 \times P_{\text{max}}$$

$$\Leftrightarrow 0,7 \times 15000 < 12000 < 1,2 \times 15000$$

$$\Leftrightarrow 10500 < 12000 < 18000$$

A localização do sistema fotovoltaico afeta a produção de energia gerada para em cada um dos países onde será efetuado o estudo, apesar dos dois sistemas apresentarem as mesmas características. A condições de irradiação solar foram obtidas pelo simulador PVGIS.

Na Tabela 2 apresenta-se a variação da irradiação solar a que o sistema fotovoltaico está exposto.

Tabela 2 - Variação da Irradiação solar ao longo do ano

| Mês | Irradiação solar | |
|-----------|------------------|----------|
| | Portugal | França |
| Janeiro | 104 | 57,7 |
| Fevereiro | 122,9 | 81,6 |
| Março | 153,4 | 129,7 |
| Abril | 168 | 155,2 |
| Maio | 193,5 | 160,8 |
| Junho | 191,1 | 169,1 |
| Julho | 210,9 | 183,3 |
| Agosto | 208,8 | 174,8 |
| Setembro | 187,7 | 150,7 |
| Outubro | 143,2 | 105,6 |
| Novembro | 105,3 | 69,1 |
| Dezembro | 101,7 | 58,5 |
| Total | 1890,5 | 1 496,10 |

Na Figura 2 está representada a variação da mesma ao longo do ano nos dois países do estudo.



Figura 2. Representação gráfica da variação de Irradiação solar ao longo do ano

Da mesma maneira que se obteve a irradiação solar para cada país ao longo do ano, também é possível conhecer a produção estimada do sistema fotovoltaico no seu tempo de vida útil de 25 anos, como se mostra na Tabela 3, reduzindo a produção de energia em 1% relativamente ao ano anterior de forma sucessiva. Esta percentagem representa a perda de eficiência do sistema e as variações de irradiação solar ao longo dos anos.

Tabela 3. Variação da produção estimada de energia ao longo do tempo de vida útil

| Produção estimada de energia elétrica | | |
|---------------------------------------|----------|-------------|
| Ano | Portugal | França |
| 1 | 16683,6 | 13317,3 |
| 2 | 16516,8 | 13184,127 |
| 3 | 16351,6 | 13052,28573 |
| 4 | 16188,1 | 12921,76287 |
| 5 | 16026,2 | 12792,54524 |
| 6 | 15865,9 | 12664,61979 |
| 7 | 15707,3 | 12537,97359 |
| 8 | 15550,2 | 12412,59386 |
| 9 | 15394,7 | 12288,46792 |
| 10 | 15240,8 | 12165,58324 |
| 11 | 15088,3 | 12043,92741 |
| 12 | 14937,5 | 11923,48813 |
| 13 | 14788,1 | 11804,25325 |
| 14 | 14640,2 | 11686,21072 |
| 15 | 14493,8 | 11569,34861 |
| 16 | 14348,9 | 11453,65513 |
| 17 | 14205,4 | 11339,11858 |
| 18 | 14063,3 | 11225,72739 |
| 19 | 13922,7 | 11113,47012 |
| 20 | 13783,5 | 11002,33541 |
| 21 | 13645,6 | 10892,31206 |
| 22 | 13509,2 | 10783,38894 |
| 23 | 13374,1 | 10675,55505 |
| 24 | 13240,3 | 10568,7995 |
| 25 | 13107,9 | 10463,1115 |
| Total | 370674 | 295881,961 |

A variação da produção é traduzida graficamente na Figura 3.

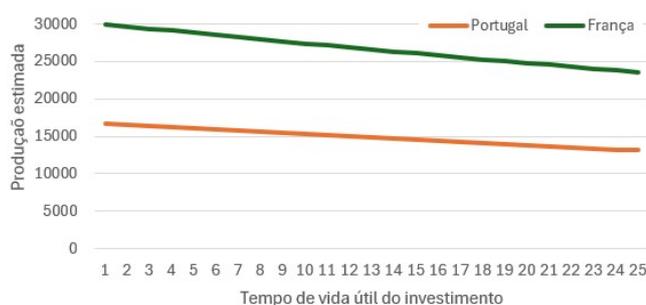


Figura 3 - Representação gráfica da variação da produção estimada de energia ao longo do tempo de vida útil

Através de uma análise comparativa aos resultados encontrados é possível afirmar que, para um mesmo sistema fotovoltaico com as mesmas características, mas com a implementação realizada em duas localizações diferentes, a capacidade de produção de energia elétrica será maior na França do que em Portugal, devido às condições mais favoráveis para a produção no primeiro país.

Assim, as condições climáticas de cada localização geográfica afetam fortemente a capacidade de produção. Além disso, a produção do sistema fotovoltaico tem tendência a diminuir ao longo dos vários anos em ambos os casos. As possíveis causas que podem justificar o sucedido são: a realização de operações de gestão e manutenção ao sistema de forma periódica e a diminuição do seu rendimento/eficiência.

Como resultado do dimensionamento do sistema fotovoltaico e das condições de irradiação solar, a determinação dos vários parâmetros foi realizada de forma adequada. Os valores dos parâmetros são essenciais para que se possa concluir sobre o bom funcionamento do sistema assim como sobre a sua integridade a curto, médio e longo prazo.

4. Conclusões

Algumas tendências futuras associadas ao tipo de tecnologia fotovoltaica correspondem ao aumento da eficiência dos painéis solares, à expansão dos painéis solares bifaciais, ao crescimento da energia fotovoltaica integrada em edifícios, ao crescimento das soluções de armazenamento de energia solar e à proliferação de sistemas solares inteligentes. A fim de promover o aumento da procura neste tipo de tecnologia renovável para produção e energia elétrica, destacam-se algumas inovações realizadas neste tipo de tecnologia, tais como os painéis solares transparentes, os painéis solares flutuantes e os sistemas de energia com capacidade de previsão da produção e do consumo de energia elétrica, permitindo uma gestão mais inteligente de energia. Este tipo de tendências e inovações associadas à tecnologia solar fotovoltaica asseguram uma maior acessibilidade à energia solar para as mais diversas aplicações e um mundo mais orientado para a sustentabilidade e, de um modo geral, para a integração de fontes de energia renováveis.

Referências Bibliográficas:

- [1] Vaz, Rodrigues, Miguel e João, "Dimensionamento de Sistema Fotovoltaico - Caso de Estudo Edifício Azevedo Gomes," Universidade de Lisboa, Lisboa, 2017.
- [2] G. M. J. Soares, "Integração de Produção Distribuída utilizando sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição de baixa tensão," Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, 2018.
- [3] M. M. F. André, "Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos com baterias ligados à rede," Universidade Nova Lisboa, 2022.
- [4] A. S. S. Freitas, "Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos," Instituto Politécnico de Bragança- Escola Superior de Tecnologia e Gestão, Bragança, 2008.
- [5] C. d. M. T. Cunha, "Cálculo do custo nivelado de energia em sistemas fotovoltaicos para diferentes localizações," Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, 2023.

LISTA DE AUTORES:

| | |
|---|---------------------|
| Alexandre Miguel Marques Silveira Professor Adjunto, Instituto Superior de Engenharia do Porto | asi@isep.ipp.pt |
| António Tiago Ribeiro Mendes Mestre em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto | 1211455@isep.ipp.pt |
| Cristiano Manuel Oliveira Correia Aluno do curso de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto | 1211455@isep.ipp.pt |
| Filipe Miguel Tavares De Azevedo Professor Adjunto, Instituto Superior de Engenharia do Porto | fta@isep.ipp.pt |
| Gonçalo Loureiro da Rocha Vieira Aluno do curso de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto | 1211404@isep.ipp.pt |
| José António Beleza Carvalho Professor Coordenador, Instituto Superior de Engenharia do Porto | jbc@isep.ipp.pt |
| Pedro Miguel Azevedo De Sousa Melo Assistente 2º Triénio, Instituto Superior de Engenharia do Porto | pma@isep.ipp.pt |
| Rita Isabel Marinho de Sá Aluna do curso de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto | 1201136@isep.ipp.pt |
| Rui Filipe Marques Chibante Professor Adjunto, Instituto Superior de Engenharia do Porto | rmc@isep.ipp.pt |
| Rui Miguel Monteiro De Brito Professor Adjunto, Instituto Superior de Engenharia do Porto | rmb@isep.ipp.pt |
| Simão José Pires Mesquita Aluno do curso de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto | 1211286@isep.ipp.pt |
| Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira Professor Adjunto, Instituto Superior de Engenharia do Porto | tan@isep.ipp.pt |

