

Marco Gabriel Ferraz Estêvão

Licenciado em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores

Avaliação do impacto da integração de Veículos Elétricos na Qualidade de Energia Elétrica de uma rede de Média Tensão

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Universidade NOVA de Lisboa
Setembro, 2023

Avaliação do impacto da integração de Veículos Elétricos na Qualidade de Energia Elétrica de uma Rede de Média Tensão

Marco Gabriel Ferraz Estêvão

Licenciado em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Nuno Manuel Ortega Amaro,
Professor Auxiliar, FCT-NOVA

Coorientadores: Andreia L. Leiria,
Diretora da área de consultoria energética, EDP Labelec

Júri:

Presidente: Arnaldo Manuel Guimarães Batista,
Professor auxiliar, FCT-NOVA

Arguentes: Pedro Miguel Ribeiro Pereira,
Professor Auxiliar, FCT-NOVA

Orientador: Nuno Manuel Ortega Amaro,
Professor Auxiliar, FCT-NOVA

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Universidade NOVA de Lisboa
Setembro, 2023

Avaliação do impacto da integração de Veículos Elétricos na Qualidade de Energia Elétrica de uma rede de Média Tensão

Copyright © Marco Gabriel Ferraz Estêvão, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade NOVA de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

À memória do meu avô

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, estou grato à Nova School of Science and Technology da Universidade Nova de Lisboa e ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores pela oportunidade de escrever esta tese que irá marcar o fim de uma jornada de cinco anos para obter o Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e Computadores.

Começar por agradecer ao meu orientador, Professor Doutor Nuno Amaro pela orientação, disponibilidade e confiança no meu trabalho. Gostaria de deixar um agradecimento a toda a equipa de Consultoria energética da EDP Labelec e, em especial, à minha coorientadora engenheira Andreia Leiria, pela orientação, motivação, partilha de conhecimentos e incansável disponibilidade e preocupação durante este último ano de mestrado e durante a realização desta tese. Muito obrigado por tudo sem ti esta tese não alcançaria perto da qualidade que alcançou.

Um obrigado do tamanho do mundo a toda a minha família, em especial aos meus pais, Luís e Dina, à minha irmã Liliana, aos meus avós, avó Guida, avô Beto, avó Carmo e avô António e padrinho Ricardo, que sempre lutaram e fizeram todos os esforços e sacrifícios para me permitir seguir os meus objetivos e me ampararam em todos os obstáculos pelo caminho. Obrigado pela paciência, por sempre acreditarem em mim e apoiarem os meus sonhos. Espero orgulhar-vos sempre.

Agradecer aos meus colegas de faculdade e de curso com quem também tive a oportunidade de trabalhar e aprender e, de forma direta ou indireta, contribuíram na elaboração da presente tese. Agradecer ao meu padrinho de praxe, Tabanez, aos amigos do "Margem Sul" que me acompanharam e enfrentaram o mesmo desafio desde o início e a quem tenho orgulho em chamar amigos e, em especial, ao meu braço direito de todos os trabalhos, Ventura um muito obrigado por seres o melhor parceiro que podia pedir.

Um agradecimento especial também aos meus amigos que, mesmo fora do círculo académico, celebraram comigo os momentos bons e apoiaram-me nos menos bons e aos

meus colegas de casa Francisco, Miguel e Ferro que acompanharam de perto todo este percurso e sempre me apoiaram.

Por fim, um agradecimento muito especial à minha Carolina. Obrigado pelo teu amor, apoio e amizade. Obrigado por caminhares a meu lado, pela tua paciência e por enfrentares todos os obstáculos comigo. Se eu estou onde estou hoje é em grande parte graças a ti.

A todos o meu sincero e profundo **Muito Obrigado!**

RESUMO

Os setores de mobilidade e transporte totalizam cerca de 30% da energia final consumida na Europa. Logo, reduzir o seu impacto no ambiente é um fator fundamental para atingir a transição energética. Devido aos seus múltiplos benefícios, o número de veículos elétricos tem aumentado rapidamente. Mesmo com uma extensa investigação relacionada com veículos elétricos, o entendimento do seu impacto na qualidade de energia da rede elétrica ainda apresenta lacunas, mais ainda se considerarmos a rede de distribuição de Média Tensão.

Neste contexto, tendo como caso de estudo uma rede de distribuição de Média Tensão, o trabalho descrito nesta tese apresenta dois grandes objetivos. O primeiro é entender o comportamento de uma rede de distribuição com diferentes características considerando cenários com geração fotovoltaica centralizada, diferentes distribuições de carregadores no sistema trifásico de tensões, para baixa e alta integração de veículos elétricos na rede e diferentes características da rede de Alta Tensão que a alimenta. O segundo é avaliar o seu impacto nas métricas de qualidade de energia e o cumprimento dos requisitos da norma NP 50160.

O trabalho desenvolvido permite concluir o impacto significativo no desequilíbrio de tensões e no valor de tensão eficaz se ocorrer distribuição de carregadores numa única fase da rede. Este impacto torna-se mais significativo com o aumento de integração de veículos elétricos na rede. Complementa provando que com distribuição uniforme pelo sistema trifásico não existe impacto significativo nas métricas analisadas, mesmo no cenário de alta integração de veículos elétricos. A integração de um parque Fotovoltaico de média escala permitiu reduzir o desequilíbrio de tensões e aumentar a tensão eficaz, no entanto aumentou a injeção de harmónicas da rede.

Palavras-chave: Veículo Elétrico, Rede de Distribuição de Energia, Média Tensão, Qualidade da Energia Elétrica, Carregador de Veículos Elétricos, Fotovoltaico

ABSTRACT

The mobility and transportation sectors account for around 30% of the final energy consumed in Europe. Reducing their impact on the environment is therefore a key factor in achieving the energy transition. Due to their multiple benefits, the number of electric vehicles is increasing rapidly. Even with extensive research into electric vehicles, there are still gaps in understanding their impact on the electricity grid's power quality, even more so if we consider only the medium voltage distribution grids.

In this context, using a medium voltage distribution grid as a case study, the work described in this thesis has two main objectives. The first is to understand the behavior of a distribution network with different characteristics, considering scenarios with centralized photovoltaic generation, different chargers' distributions in the triphasic system, during low and high integration of electric vehicles in the grid and different characteristics of the High Voltage grid that feeds it. The second is to assess their impact on power quality metrics and compliance with the requirements of the NP 50160 standard.

The work carried out shows the significant impact on distribution grid's voltage unbalance and the effective voltage value for one phase chargers' distribution. This impact becomes more significant with the increased integration of electric vehicles into the grid. This work goes on to prove that with uniform distribution of chargers in the triphasic system there is no significant impact on the metrics analyzed, even in the scenario of high integration of electric vehicles. The integration of a medium-scale photovoltaic park made it possible to reduce voltage unbalance and increase the effective voltage, although it did increase the injection of harmonics into the grid.

Keywords: Electrical Vehicle, Distribution Grid, Medium Voltage, Power Quality, Electrical Vehicle Charger, Photovoltaic

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Contexto e motivação.....	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Organização do documento	3
2	ESTADO DA ARTE	5
2.1	Eletrificação do setor de mobilidade	5
2.1.1	Funcionamento do VE	8
2.1.2	Funcionamento de PCVE	10
2.2	Rede elétrica inteligente.....	12
2.2.1	Rede de transporte	14
2.2.2	Rede de distribuição.....	16
2.2.3	Integração de PCVEs na rede.....	16
2.2.4	Integração de FV na rede.....	19
2.2.5	Sistemas de armazenamento.....	23
2.3	Qualidade de energia.....	27
3	REDE EM ESTUDO.....	31
4	RESULTADOS E ANÁLISE.....	39
4.1	Casos e cenários de simulação.....	39
4.1.1	Cenário 0	40
4.1.2	Cenário 1	43
4.1.3	Cenário 2	47
4.1.4	Cenário 3	53
4.2	Análise de resultados	56
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	61
5.1	Revisão geral da dissertação	61

5.2	Contribuições Originais.....	62
5.3	Trabalhos Futuros.....	62

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Incertezas setor da mobilidade elétrica relevantes por áreas. Adaptado de [7].....	6
Figura 2: Projeção de crescimento da frota de VEs, para vários cenários, utilizando a função de crescimento logístico [8]	7
Figura 3: Componentes chave dos diferentes exemplos de VEs. Adaptado de [12]	8
Figura 4: Procura de potência em função do SOC. Adaptado de [14]	9
Figura 5: Configuração convencional carregador CC fora de bordo. Adaptado de [19].....	11
Figura 6: Configuração convencional carregador CA de bordo. Adaptado de [19].....	11
Figura 7: Componentes da rede elétrica tradicional	12
Figura 8: Componentes da rede inteligente. Adaptado [22]	13
Figura 9: Preços à vista do módulo para diferentes tecnologias FV para o período 2010-2021 [36]	20
Figura 10: Sistemas de acoplamento CA e CC.....	22
Figura 11: Esquemático da arquitetura de estações de carregamento. Adaptado de [43][44] ..	26
Figura 12: Representação simplificada da rede de distribuição de energia e seus componen- tes	33
Figura 13: Sistema equivalente do transformador.....	35
Figura 14: Tensão rms (pu) do sistema trifásico tensões nos pontos analisados, casos 0 a 3..	43
Figura 15: Tensão rms (pu) do sistema trifásico tensões nos pontos analisados, casos 4 a 7..	47
Figura 16: Tensão rms (pu) do sistema trifásico tensões nos pontos analisados, casos 8 a 13	52
Figura 17: Tensão rms (pu) do sistema trifásico tensões nos pontos analisados, casos 14 a 17	56

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Procura de potência por carregador nível 3 [17]	10
Tabela 2- E-REDES típica configuração de rede suburbana e urbana [25].....	16
Tabela 3: Diferentes diagramas de carga em diferentes locais [32].....	18
Tabela 4: Características constituintes da rede	32
Tabela 5: Legenda da rede elétrica representada na figura 12.....	34
Tabela 6: Características da rede AT.....	34
Tabela 7: Espectro de harmónicas de corrente referentes ao VE.....	36
Tabela 8: Espectro de harmónicas de tensão forçadas no ponto 2	37
Tabela 9: Espectro de harmónicas de corrente referentes ao parque FV	38
Tabela 10: Amplitudes das harmónicas de tensão do sistema trifásico no ponto analisado 2, caso 0 a 3	41
Tabela 11: Amplitude das harmónicas de corrente do sistema trifásico no ponto analisado 2, casos 0 a 3	41
Tabela 12: DHTv e DHTi do sistema trifásico casos 0 e 1.....	42
Tabela 13: DHTv e DHTi do sistema trifásico casos 2 e 3.....	42
Tabela 14: Nº de carregadores por fase em baixa integração de PCVEs com distribuição uniforme, mediante legenda da rede.....	44
Tabela 15: Nº de carregadores por fase em baixa integração de PCVEs com distribuição não uniforme, mediante legenda da rede	44
Tabela 16: Amplitudes das harmónicas de tensão do sistema trifásico no ponto analisado 2, caso 4 a 7	45
Tabela 17: Amplitudes das harmónicas de corrente do sistema trifásico no ponto analisado 2, caso 4 a 7	45
Tabela 18: DHTv e DHTi do sistema trifásico casos 3 e 5.....	46
Tabela 19: DHTv e DHTi do sistema trifásico casos 6 e 7.....	46
Tabela 20: Nº de carregadores por fase em alta integração de PCVEs com distribuição uniforme, mediante legenda da rede.....	48
Tabela 21: Nº de carregadores por fase em alta integração de PCVEs com distribuição não uniforme, mediante legenda da rede	48
Tabela 22: Nº de carregadores por fase em alta integração de PCVEs e misto de distribuições de PCVEs, mediante legenda da rede.....	48
Tabela 23: Amplitudes das harmónicas de tensão do sistema trifásico no ponto analisado 2, caso 8 a 10	49

Tabela 24: Amplitudes das harmónicas de tensão do sistema trifásico no ponto analisado 2, caso 11 a 13	49
Tabela 25: Amplitudes das harmónicas de corrente do sistema trifásico no ponto analisado 2, caso 8 a 10	50
Tabela 26: Amplitudes das harmónicas de corrente do sistema trifásico no ponto analisado 2, caso 11 a 13	50
Tabela 27: DHTv e DHTi do sistema trifásico casos 8 e 9.....	51
Tabela 28: DHTv e DHTi do sistema trifásico casos 10 e 11.....	51
Tabela 29: DHTv e DHTi do sistema trifásico casos 12 e 13.....	52
Tabela 30: Amplitudes das harmónicas de tensão do sistema trifásico no ponto analisado 2, caso 14 a 17	53
Tabela 31: Amplitudes das harmónicas de corrente do sistema trifásico no ponto analisado 2, caso 14 a 17	54
Tabela 32: DHTv e DHTi do sistema trifásico casos 14 e 15.....	54
Tabela 33: DHTv e DHTi do sistema trifásico casos 16 e 17.....	55
Tabela 34: Comparação de desequilíbrio máximo e mínimo relatado nos pontos analisados na rede para os diferentes casos.....	57
Tabela 35: Comparação de desequilíbrio máximo e mínimo relatado nos pontos analisados na rede para os diferentes casos.....	57
Tabela 36: DTHv e Tensões da fase A dos casos 1, 5, 10 e 17.....	59
Tabela 37:Valores de tensões harmônicas individuais nos terminais de alimentação da rede MT	71

SIGLAS

AT	Alta Tensão
ATCC	Alta Tensão e Corrente Contínua
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CG	Cabo de guarda
CO ₂	Dióxido de carbono
DHT	Distorção harmónica Total
FER	Fonte de energia renovável
FV	Fotovoltaico
LCOE	Custo nivelado da energia
MT	Média Tensão
opEX	Custos de operação
ORD	Operador da Rede de Distribuição
PCVE	Posto de Carregamento de Veículos Elétricos
PT	Posto de Transformação
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
RDE	Rede de Distribuição de Energia
RED	Recursos de energia distribuídos
RTE	Rede de Transporte de Energia
SAEB	Sistemas de armazenamento de energia em baterias
SGE	Sistema de gestão de energia
SGEB	Sistemas de gestão de energia em baterias
SOC	Estado de carregamento
VE	Veículo Elétrico

Introdução

Este capítulo começa com uma introdução ao tema da dissertação, introduzindo as razões que levaram à dissertação, denominada "Avaliação do impacto da integração de Veículos Elétricos na Qualidade de Energia Elétrica de uma rede de Média Tensão", tratado no subcapítulo 1.1. No subcapítulo 1.2 são apresentados os principais objetivos da dissertação assim como a abordagem que será adotada para a concretização dos mesmos. Finalmente, no subcapítulo 1.3 é fornecido um resumo da estrutura documental.

1.1 Contexto e motivação

O consumo de energia está a aumentar em todo o mundo, o que contribuirá para o aumento das emissões de dióxido de carbono (CO₂) [1]. Com este cenário em mente, o investimento em sistemas elétricos de potência é um dos pontos mais relevantes para a descarbonização devido ao seu contributo para o aumento de produção de energias renováveis, para a eletrificação dos vários sectores e para o desenvolvimento de tecnologias mais eficientes e limpas.

Um dos setores de maior importância é o setor da mobilidade, uma vez que uma grande maioria dos veículos e outros meios de transporte continuam a ser alimentados por combustíveis fósseis, sendo este um dos principais contribuintes para as crescentes emissões de gases com efeito de estufa para a atmosfera [2].

A popularização da eletrificação deste mercado aumentará a integração na rede de postos de carregamento de veículos elétricos (PCVEs) para acomodar as necessidades dos utilizadores de veículos elétricos (VE). Esta integração levará a uma descentralização do consumo na rede que, somada à crescente produção descentralizada de energia a partir de fon-

tes de energia renovável (FERs), maioritariamente de fotovoltaico (FV) e eólica [3], criarão desafios aos operadores da rede de distribuição (ORDs) a fim de integrar estes recursos de forma eficiente na rede de distribuição de energia, especialmente em redes urbanas, normalmente já bastante congestionadas.

Com a crescente presença de PCVEs na rede prevê-se um impacto na QEE das redes de distribuição de energia, nomeadamente na distorção harmónica, no desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e no valor eficaz da tensão. Por outro lado, a crescente integração de fontes de energia renováveis na rede, nomeadamente parques FV, cujo funcionamento é baseado em eletrónica, torna a rede menos robusta. Deste modo, a rede de distribuição requererá uma gestão ativa do seu comportamento e um forte investimento em expansão e reforço, como infraestruturas de controlo de carregamento.

1.2 Objetivos

Nesta dissertação pretende-se avaliar, por simulação, o impacto, numa rede de distribuição de média tensão (MT), resultante do aumento de integração de VEs e FERs na rede e verificar se os requisitos regulamentares são cumpridos.

Para o efeito, será utilizado o software de simulação simulink do Matlab. Será considerada uma rede de teste, especialmente criada para o efeito, que se pretende representativa de uma cidade pequena de Portugal, com misto de rede rural e urbana. Os espectros de harmónicas do modelo de PCVE, do parque FV e da distorção presente na rede foram obtidos a partir da bibliografia de referência.

Os cenários de simulação serão definidos utilizando a bibliografia analisada tendo em consideração o aumento do número de PCVE, diferentes distribuições de carregadores no sistema trifásico da rede, o regime de funcionamento do parque FV e variação das características da rede alta tensão (AT).

Para cada um dos cenários, as características de tensão serão avaliadas de acordo com a regulamentação em vigor, nomeadamente o disposto no Regulamento de Qualidade de Serviço [4] e na Norma NP EN 50160 [5] "Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica". Finalmente, serão identificadas relações de causa-efeito da presença crescente de PCVEs na qualidade de energia elétrica (QEE).

1.3 Organização do documento

Este documento é composto por 5 capítulos distintos. Todos são fundamentais para o entendimento do trabalho e para estabelecer o contexto.

No primeiro capítulo, incluindo este subcapítulo, é apresentada uma introdução ao tema, apresentando as motivações que levaram a realizar esta dissertação e onde são definidos os objetivos a alcançar.

O segundo capítulo, Estado da Arte, encontra-se dividido em 3 subcapítulos. O primeiro dá um contexto sobre mercado e componentes relacionados à mobilidade elétrica, o segundo relacionado ao funcionamento e composição da rede atual e redes inteligentes, assim como apresentação e discussão de estudos de integração de PCVEs, FV e sistemas de armazenamento na rede. Por fim, o terceiro aborda estudos e as suas conclusões sobre a QEE resultante da integração de PCVEs na rede elétrica de energia.

O terceiro capítulo apresenta a rede analisada e as características de cada componente da mesma.

O quarto capítulo encontra-se dividido em 2 subcapítulos sendo o primeiro a apresentação dos cenários e casos de simulação e consequentes resultados da simulação dos mesmos e um segundo subcapítulo com a análise e discussão dos casos em estudo.

Por fim, no quinto capítulo é feita uma revisão geral do trabalho realizado no âmbito da dissertação, uma descrição das contribuições originais desenvolvidas e propostos possíveis trabalhos futuros.

Estado da Arte

Esta secção apresenta o conhecimento necessário e as pesquisas relevantes aos tópicos desta dissertação. Primeiramente, são introduzidos o contexto de mercado e as características do VE e PCVE. É ainda feita uma análise à rede elétrica portuguesa, uma análise a estudos de integração de PCVEs, FERs e sistemas de armazenamento na rede e por fim são analisados trabalhos relacionados ao objetivo desta dissertação, focando em impactos na Qualidade de Energia da rede elétrica.

2.1 Eletrificação do setor de mobilidade

A eletrificação terá um papel importante na transformação da indústria da mobilidade e apresenta grandes oportunidades em todas as categorias de veículos, embora o ritmo e a extensão da mudança possam variar devido a diferentes necessidades energéticas, custo de infraestrutura, entre outros. Para garantir a rápida adoção generalizada à mobilidade elétrica, o lançamento de novos VEs no mercado é um primeiro passo importante. Além disso, todo o ecossistema da mobilidade deve trabalhar para tornar a transformação bem-sucedida, desde fabricantes e fornecedores de VEs até financiadores, concessionários, fornecedores de energia e operadores de estações de carregamento [6].

No entanto, há incertezas nos domínios da política e regulação, do mercado e da tecnologia atual, bem como no fornecimento de energia (figura 1) [7] que oferecem alguns desafios à evolução deste sector.

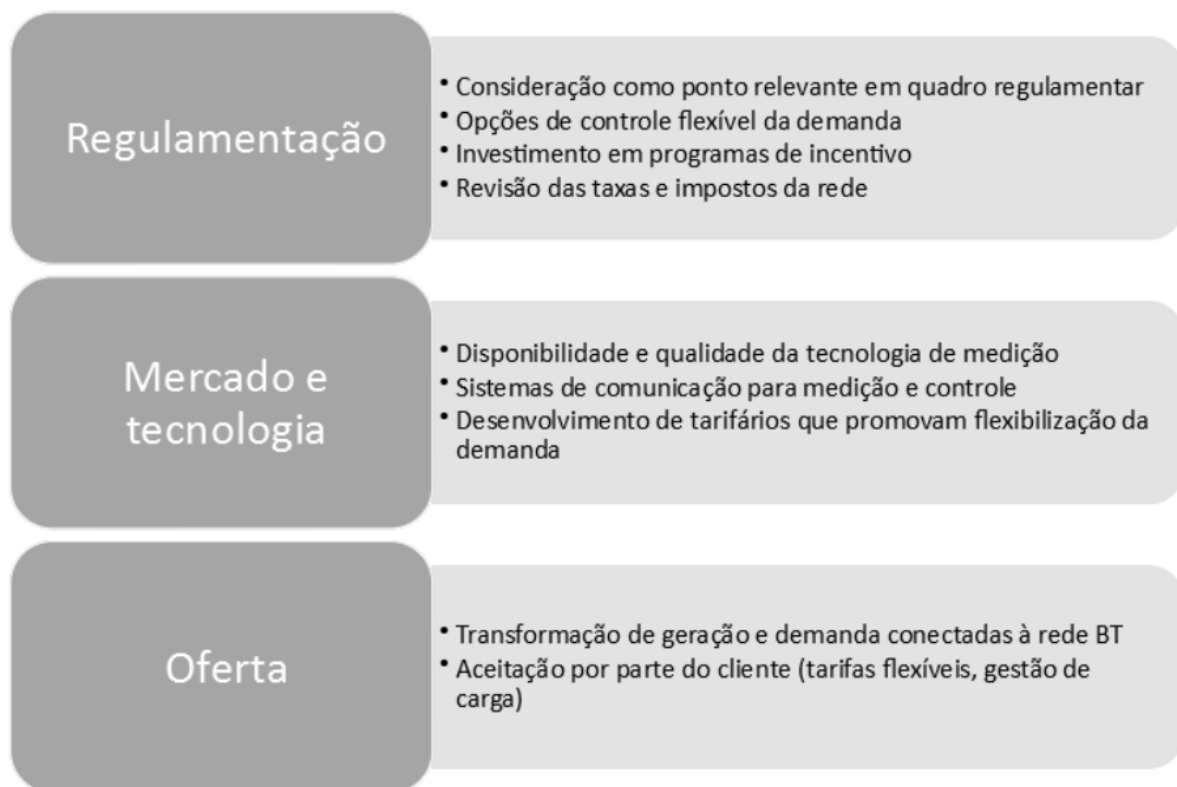


Figura 1: Incertezas setor da mobilidade elétrica relevantes por áreas. Adaptado de [7].

Contra estas incertezas, tem existido um crescimento no mercado de VEs, prevendo-se um crescimento ainda maior nos próximos anos [8].

Apesar dos grandes desenvolvimentos recentes, o processo de carregamento de VEs tem muito espaço para melhorias. Atualmente, muitos proprietários de VEs em zonas mais rurais têm dificuldades em aceder aos postos de carregamento, devido à concentração de estações CC, de maiores potências, ser maior em zonas urbanas [9].

Para realizar este planeamento, é necessário estimar a procura de carga dos PCVEs. Uma vez que esta tem características não lineares [9], estimá-la é imperativo para uma avaliação não só técnica, mas também económica, dos múltiplos constituintes da rede de distribuição de energia. No entanto, este é um procedimento muito complexo devido ao número de variáveis e à escassez de dados.

Neste sentido, o planejamento é realizado considerando múltiplos cenários possíveis de modo que um reforço de rede mais eficiente e sustentável seja realizado a longo prazo. Desse modo, várias metodologias de previsão de como se comportará este crescimento foram desenvolvidas. Entre estas, o estudo [10] destaca a função de crescimento logístico, crescimento em "S", que provou ser o modelo mais preciso no que diz respeito à previsão do crescimento deste número. Um estudo de previsão da procura de PCVEs utilizou este modelo em vários cenários e concluiu que o crescimento anual deverá aumentar até, pelo menos, ao ano de 2040 (figura 2) [8].

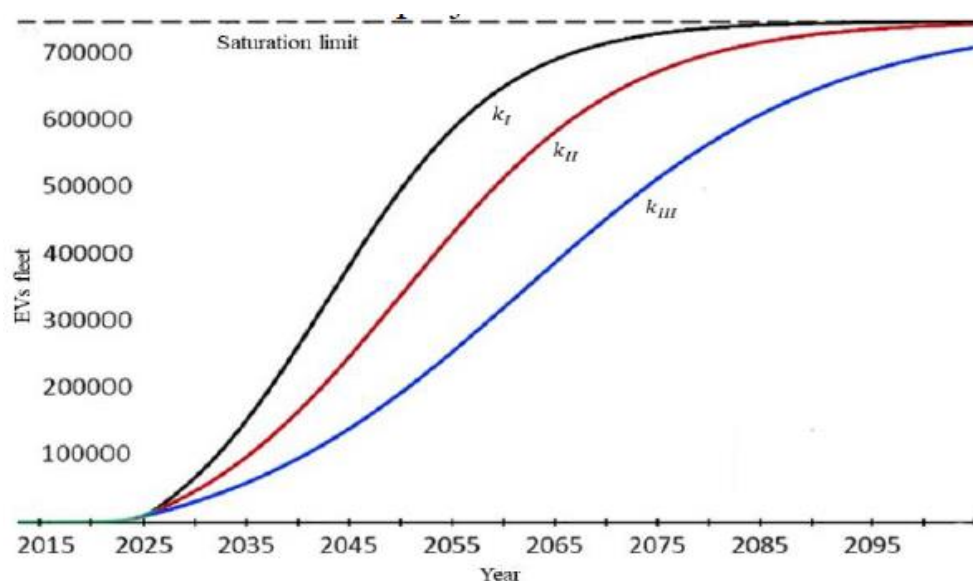


Figura 2: Projeção de crescimento da frota de VEs, para vários cenários, utilizando a função de crescimento logístico [8]

Atualmente as tarifas de energia mais baixas são comuns a todos os utilizadores. Logo, é normal e esperado que, na sua maioria, os utilizadores de VEs que carregam os seus veículos em casa o façam no período da noite e madrugada. Este comportamento tornar-se-á um desafio pois, com a popularização do mercado de VEs, o número de utilizadores irá aumentar cada vez mais, provocando o aumento do pico de potência da rede devido a um coeficiente de simultaneidade alto. Para prevenir essas situações, a aprovação para aumentar a potência contratada de modo a acomodar novas estações de carregamento em residências pode vir a ser negada no futuro, caso já exista um número elevado de estações ligadas à mesma rede [11].

2.1.1 Funcionamento do VE

O VE difere dos restantes, visto não funcionar através de um motor de combustão interna, e sim a partir de um motor elétrico alimentado com baterias. Este pode ser alimentado total ou parcialmente por eletricidade, contém um sistema de armazenamento de energia e mecanismos de carregamento que permitem obter energia a partir da rede elétrica, de sistemas de armazenamento de energia ou de FERs.

Atualmente, os diferentes exemplos de VEs podem ser divididos em três classes diferentes de modo a responder às diferentes necessidades dos utilizadores [12]. Na figura 3 estão destacados os constituintes chave dos diferentes exemplos de VEs.

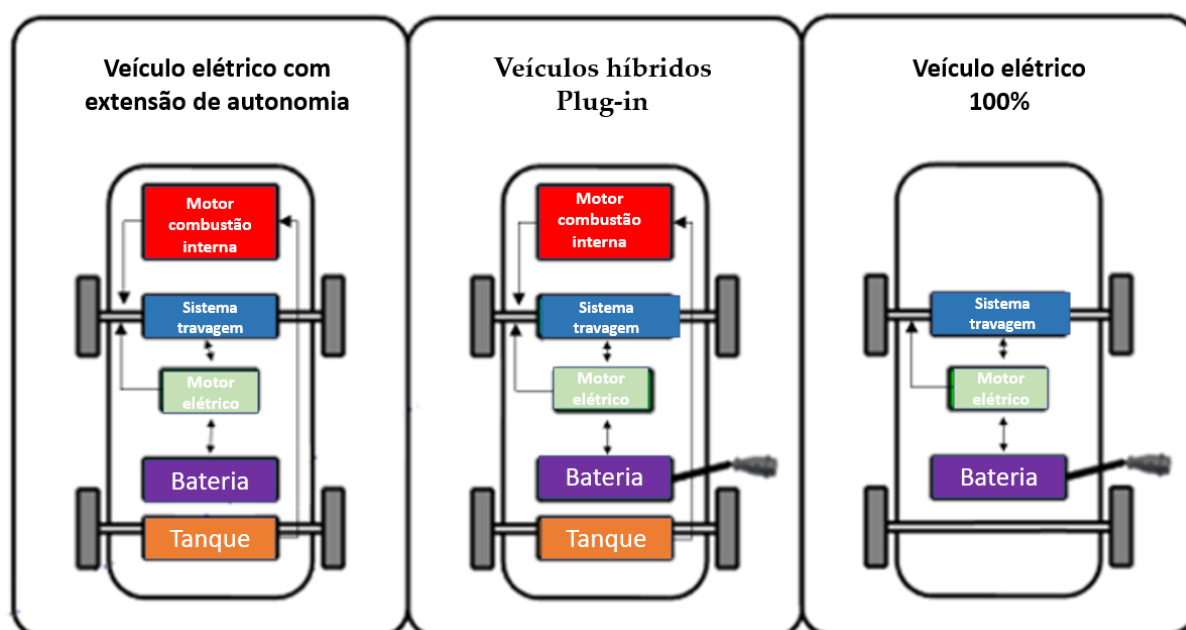


Figura 3: Componentes chave dos diferentes exemplos de VEs. Adaptado de [12]

O veículo 100% elétrico caracteriza um veículo que utiliza, como único meio de propulsão, um ou dois motores elétricos alimentados por baterias que são, por sua vez, carregadas totalmente por eletricidade. Em relação à autonomia, que representa a distância que este tem capacidade para viajar com uma carga, varia entre modelos e anos. No entanto, a maioria destes veículos pode percorrer de 120 a 647 km por carregamento [13] e prevê-se que venha a aumentar. A segunda classe caracteriza veículos elétricos com extensão de autonomia. Estes são idênticos aos anteriores, contudo, incluem um motor extra que utiliza outro tipo de combustível para funcionar como gerador, permitindo assim carregar o sistema de baterias em movimento. A terceira e última classe de VE é o veículo híbrido Plug-in que, além de utilizar um motor elétrico alimentado a baterias para se deslocar, pode utilizar um motor de combustão interna.

O funcionamento dos veículos 100% elétricos, ou dos veículos elétricos com extensão de autonomia e veículos híbridos Plug-in quando utilizados os motores elétricos alimentados pelo sistema de baterias, têm zero emissões de dióxido de carbono para a atmosfera, além de serem mais silenciosos em relação aos veículos com motores de combustão interna.

Um veículo 100% elétrico tem de ser ligado a um PCVE para carregar o sistema de baterias. O VE converte CA, fornecida através da porta de carregamento, em CC, utilizada para carregar a bateria através do carregador de bordo. Para manter a temperatura dentro dos limites do fabricante e proceder a um carregamento eficiente, os VEs possuem um sistema de gestão de energia em baterias (SGEB). Este permite monitorizar e garantir o processo de carregamento das diferentes células da bateria de forma eficiente e otimizada, controlando as diferentes velocidades de carregamento (figura 4) com o objetivo de manter a bateria saudável em troca de um acréscimo no tempo de carregamento.

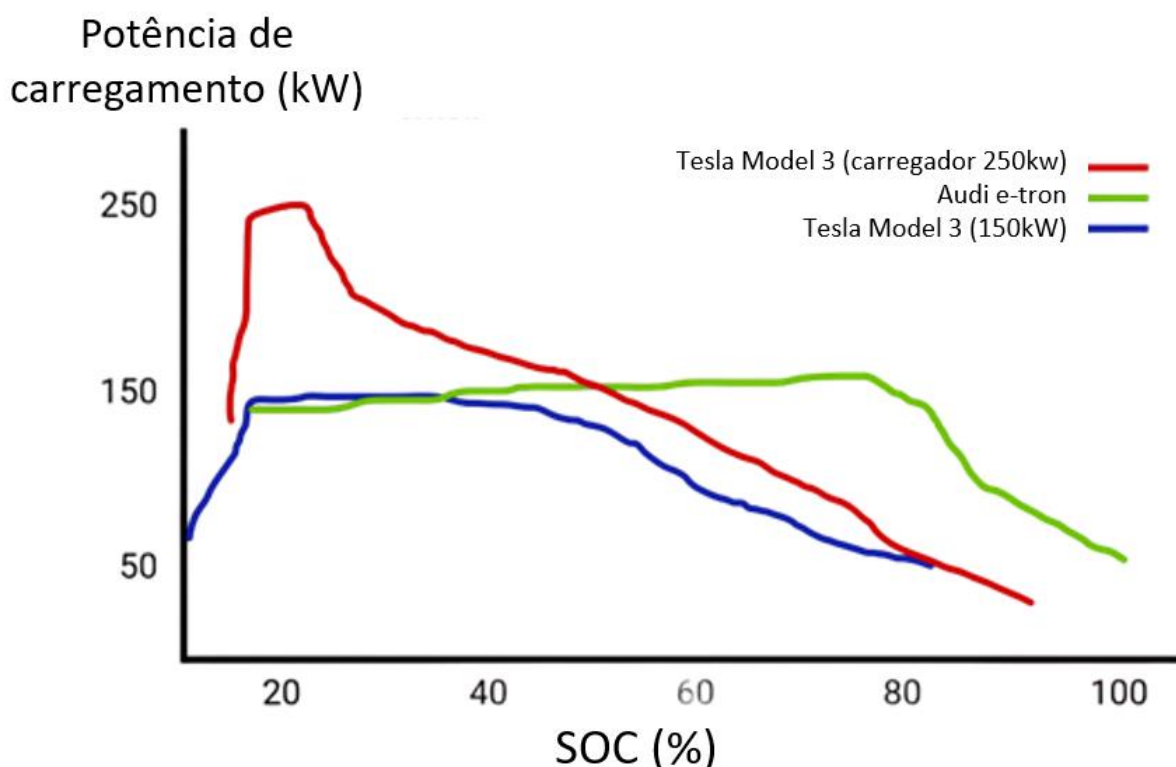


Figura 4: Procura de potência em função do SOC. Adaptado de [14]

Outras duas razões para um carregamento mais lento são o deterioramento da bateria e a existência de limites de corrente, tensão ou potência. Os limites de corrente e tensão podem restringir a quantidade de energia que o veículo pode receber durante o carregamento. Além disso, a potência máxima do PCVE pode ser inferior à potência máxima de carregamento do VE.

A gestão da energia entregue ao motor e a velocidade do veículo são feitas por um controlador eletrónico de potência. Um VE tem também um mecanismo conhecido por travagem regenerativa que permite converter energia cinética do veículo, desacelerando o mesmo, em elétrica de modo a armazená-la na bateria, aumentando o rendimento do funcionamento.

2.1.2 Funcionamento de PCVE

O PCVE permite transferir energia da rede elétrica ou de um sistema de armazenamento para a bateria do veículo. Estes carregadores podem ser caracterizados em três níveis, mediante as suas características de carregamento de corrente alternada (CA) ou corrente contínua (CC) [15]:

- CA nível 1,
- CA nível 2, ou
- CC nível 3.

O carregamento nível 1 representa as tomadas comuns. É a opção de carregamento mais básica, sem segurança e controlo específicas ou com um dispositivo de proteção e controlo de potência no cabo, não necessitando de nenhuma instalação prévia, mas mais lento e limitada a 16 A, que implicam tempos de carregamento de mais de 20 horas [16]. O carregamento nível 2 já permite um carregamento de 5 a 6 horas, no entanto, em relação ao carregamento nível 1, necessita da instalação de uma tomada e carregador específicos para VEs. Este funciona entre 208 e 240V e é mais utilizado em residências, shoppings e parques de estacionamento [16].

Os carregadores CC nível 3 convertem de CA para CC internamente, permitindo assim uma maior conexão à rede e potências muito maiores de carregamento, começando em 50 kW. A tabela 1 organiza os carregadores CC por potência fornecida.

Tabela 1: Procura de potência por carregador nível 3 [17]

Carregadores rápidos	$50 \leq P(kW) < 150$
Carregadores ultrarrápidos	$150 \leq P(kW) < 350$
Carregadores mega	$P(kW) \geq 350$

Estes, de maior pico de potência em relação aos carregadores CA, respondem à necessidade dos utilizadores de cada vez menores períodos de carregamento, no entanto têm im-

pactos maiores na rede. Maiores potências de PCVEs inseridos numa rede de baixa tensão (BT) podem provocar congestionamentos na rede, tais como sobrecargas e apagões [18]. Assim, para limitar esses congestionamentos, podemos ter PCVEs ligados diretamente à rede de média tensão, pois uma maior tensão diminui a corrente para a mesma potência, no entanto limita também os locais de instalação dos PCVEs aos postos de transformação MT/BT, o que pode inviabilizar a sua instalação.

Uma estação de carregamento CC é mais complexa e dispendiosa tecnologicamente comparada com uma estação de carregamento CA. A primeira necessita de uma fonte de energia potente e de capacidade de comunicação com o veículo, entre o SGEB e o controlador do carregador (figura 5), para ajustar os parâmetros de potência de carregamento em detrimento de usar o carregador de bordo (figura 6) [19].

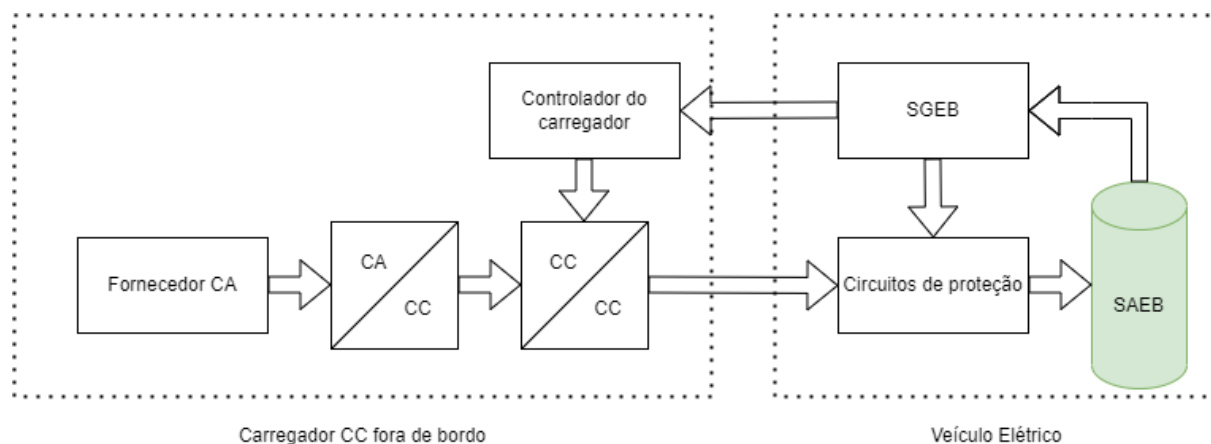


Figura 5: Configuração convencional carregador CC fora de bordo. Adaptado de [19]

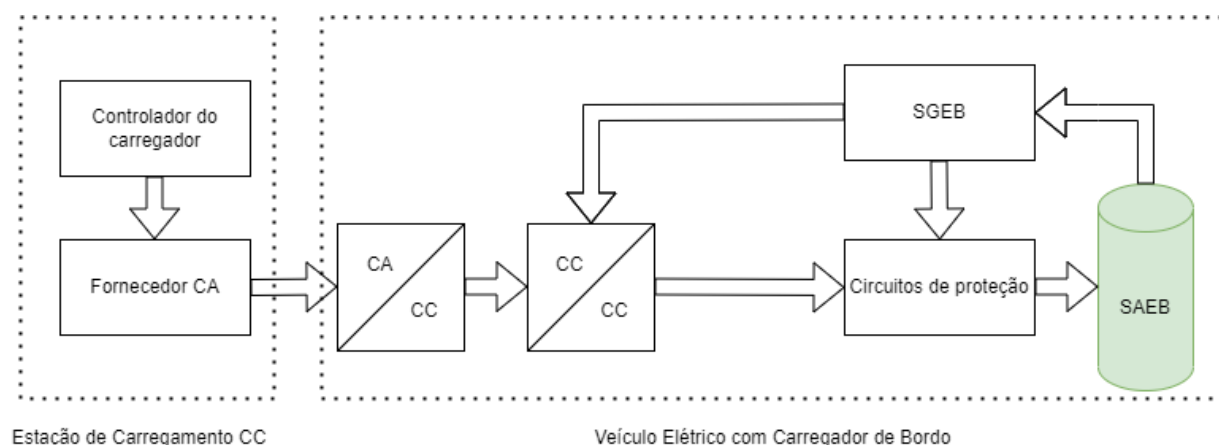


Figura 6: Configuração convencional carregador CA de bordo. Adaptado de [19]

2.2 Rede elétrica inteligente

Para atingir emissões líquidas de carbono zero até ao ano 2060, 74% da eletricidade mundial tem de provir de fontes renováveis [20]. No entanto, a elevada integração de geração "descentralizada" de FERs tornará o funcionamento da rede mais bidirecional, aumentando os pontos da rede em que a geração é maior que a carga.

Desde a criação das primeiras redes elétricas, estas têm funcionado de forma unidirecional, com o propósito de entregar energia elétrica dos produtores até aos consumidores. Esta pode ser dividida em 4 fases, nomeadamente geração, transporte, distribuição e consumo (figura 7).

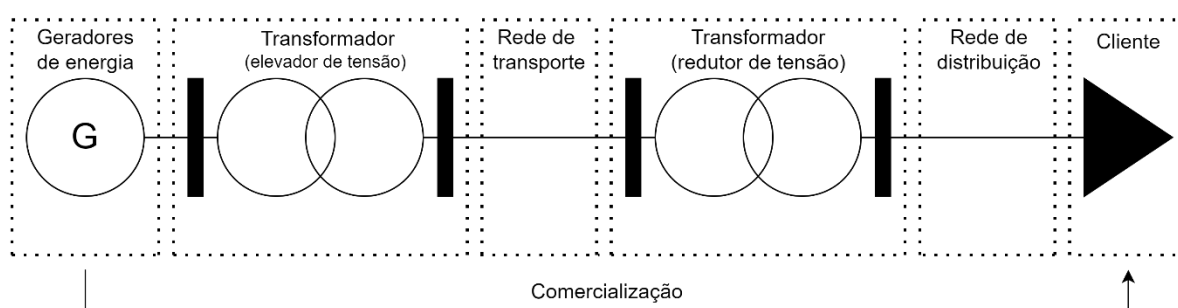


Figura 7: Componentes da rede elétrica tradicional

Em oposição à rede tradicional, as redes inteligentes deixam de ser unidirecionais, conectando todos os elementos da rede (figura 8), permitindo maior eficiência e controlo na integração de geração descentralizada. O sistema é completamente digital e permite monitorizar e resolver problemas em tempo real ou de forma automática. Esta monitorização permite adotar medidas de prevenção, maximizar a QEE e minimizar assim impactos ao consumidor [20].

As redes inteligentes são necessárias para a adoção generalizada de veículos elétricos, porque permitem a otimização dos tempos de carga e descarga para reduzir os custos de eletricidade e prestam serviços auxiliares à rede através de controlo de frequência e tensão.

Implementações anteriores de redes inteligentes mostraram que as suas vantagens superam consistentemente os seus inconvenientes. No entanto, em alguns casos, as taxas de retorno do investimento podem não ser suficientemente sedutoras para os investidores privados. A maior fiabilidade da rede e a utilização de energias renováveis, bem como a diminuição de armazenamento de reserva e dos investimentos de reforço da rede, são todos benefícios económicos mensuráveis das redes inteligentes. A melhoria da saúde pública a longo prazo, provocada pela redução das emissões, é mais difícil de avaliar.

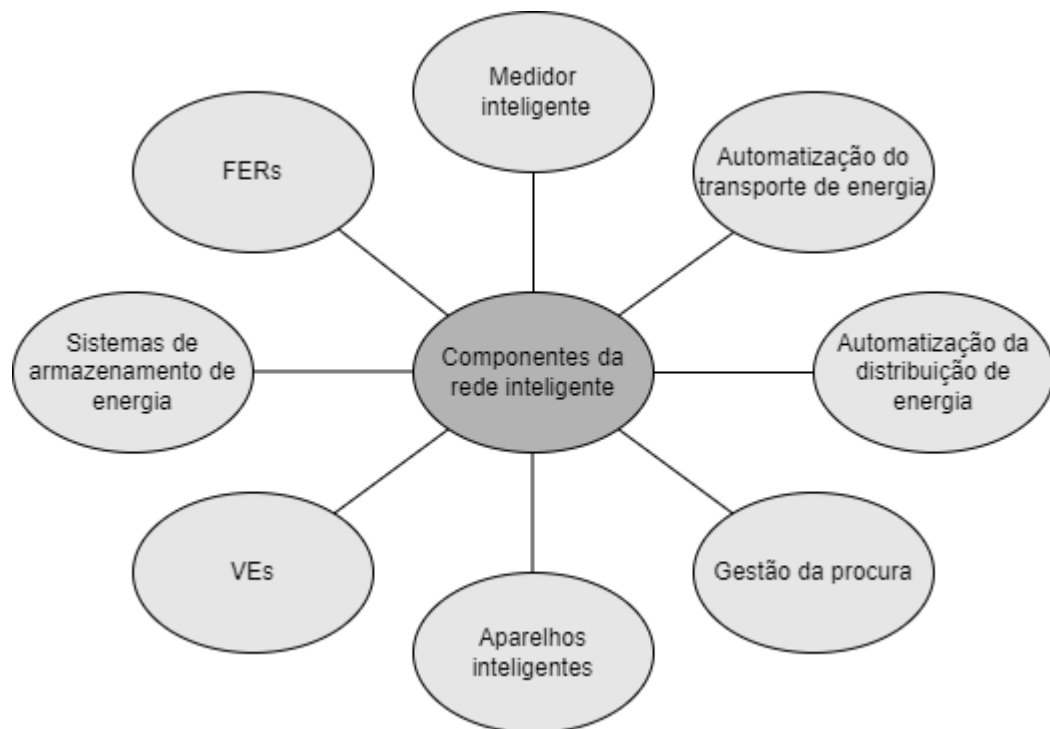


Figura 8: Componentes da rede inteligente. Adaptado [22]

Os benefícios dependem largamente da forma como as redes inteligentes são implementadas e a integração bem-sucedida da tecnologia é essencial. Uma boa disponibilidade de dados espaciais e temporais é necessária para a análise e avaliação das vantagens das redes inteligentes [20].

Para tornar as redes inteligentes operacionais é necessária uma infraestrutura sofisticada e a rede atual não o permite. A existência de diversos fabricantes, sendo estes concorrentes económicos, criará um acúmulo de infraestrutura com conceitos de controlo diferentes, que criam desafios à comunicação entre os componentes da rede inteligente. Deste modo, será necessário normalizar os protocolos técnicos e de comunicação, que implica a atualização das atuais políticas, locais e nacionais, ao mesmo ritmo dos avanços tecnológicos.

Um destes avanços é a transição para sistemas elétricos de transmissão e distribuição de energia utilizando CC. Em Portugal, os sistemas elétricos de transmissão e distribuição de energia utilizam, na sua totalidade, corrente alternada. Este regime de funcionamento deve-se às vantagens de possuir a capacidade de alterar a tensão entre níveis superiores e inferiores utilizando transformadores e assim transmitir eletricidade em longas distâncias de forma mais económica em tensões muito altas resultando em perdas por efeito de joule mínimas. Outro fator é os geradores de energia, como hidroelétricas, termoelétricas ou nucleares, produzirem corrente alternada que pode alimentar diretamente os motores mais simples e bara-

tos. Utilizar CC exigiria equipamentos onduladores de tensão ou motores CC que são mais dispendiosos e menos robustos.

Atualmente, devido a melhorias significativas na tecnologia de conversores, sendo agora mais eficientes, compactos e confiáveis, e avanços na tecnologia de cabos e restantes componentes de transmissão, as redes de alta tensão e corrente contínua (ATCC) tornaram-se uma solução viável e competitiva para o aumento da geração de energia CC a partir de FV e eólica, normalmente em zonas distantes ao consumidor final, que criou uma dificuldade para o transporte da mesma devido ao comportamento ondulatório durante a transmissão em grandes distâncias, podendo levar a um valor eficaz de tensão maior no lado do consumidor em relação ao lado do gerador. As redes ATCC têm uma eficiência de transmissão mais alta, se comparadas com redes CA e permitem interconectar sistemas de energia a longa distância que operam em diferentes frequências e tensões e não necessitam de compensação de potência reativa. No entanto, são mais dispendiosas [21].

Existe a possibilidade de diversos conflitos de interesse na gestão de sistemas solares entre o provedor de energia, que procura maximizar a geração, e o ORD, que dá prioridade à proteção da rede ou em quem terá direito de propriedade aos dados gerados pela rede inteligente, seja o provedor de energia, o consumidor, o distribuidor, o governo, entre outros [20].

Os ORD têm várias responsabilidades de gestão, operação e manutenção da rede. Estes comandam a manutenção das linhas, postos de transformação e instalações auxiliares e são responsáveis por dimensionar reforços da rede ou implementar elementos como sistemas de armazenamento e PCVEs. A gestão procura reduzir o desperdício de eletricidade, de custos energéticos e assegurar a fiabilidade e continuidade do fornecimento de energia. O seu papel na integração de PCVEs seria prover uma distribuição geográfica adequada e assim reduzir a ansiedade de alcance, minimizar os custos associados à conexão com as redes de distribuição locais e garantir que o seu portfólio de PCVEs seja pelo menos neutro em termos de receita no longo prazo. Os ORD interagem com os consumidores somente em questões como ligações à rede, leituras de contadores e qualidade do serviço técnico prestado [23].

2.2.1 Rede de transporte

A rede de transporte portuguesa tem a função de garantir a circulação de energia elétrica entre os produtores e a rede de distribuição, enquanto a última tem a função de garantir a circulação de energia elétrica entre a rede de transporte nacional e os consumidores. A eletricidade é transportada em longas distâncias através da rede de transporte. De modo a

minimizar as perdas por efeito de joule, a tensão é elevada no produtor em subestações para a rede MAT e assim poder ser transportada em longas distâncias e, junto à carga, reduzida para ser conduzida em distâncias menores, em subestações para AT e MT e postos de transformação (PTs) para BT até chegar às instalações dos consumidores [23].

O planeamento do sistema de transporte deve abordar os efeitos da geração no sistema, tendo em conta as mudanças de carga e a geração, e assegurar que o sistema tenha flexibilidade suficiente. O sistema de fornecimento de eletricidade de cada país passará tipicamente por três fases de desenvolvimento à medida que aumenta a proporção de energia fotovoltaica na oferta global de eletricidade:

- Fase 1: Nível de integração fotovoltaica baixo a médio na rede. O consumo local excede a produção local num pequeno número de redes de distribuição (redes de distribuição unidirecionais);
- Fase 2: Elevada integração de energia fotovoltaica em algumas redes de distribuição. A produção local é frequentemente superior ao consumo local (redes de distribuição bidirecionais),
- Fase 3: A energia fotovoltaica é uma fonte significativa de eletricidade com elevada integração em muitas redes de distribuição.

Numa primeira fase, a integração de energia fotovoltaica é apenas moderadamente elevada num pequeno subconjunto de redes de distribuição. Isto significa que, nomeadamente durante os períodos de elevada irradiação solar, um pequeno número de circuitos, principalmente em redes de menor consumo, apresentará fluxos de energia inversos. Os sistemas de distribuição, no entanto, continuam a ser dominados pela carga, pelo que não se registam fluxos de energia inversos para o sistema de transporte a montante. Nesta fase, a produção de energia fotovoltaica não tem efeitos técnicos na rede de transporte de energia (RTE).

Na fase 2 a integração de energia fotovoltaica na rede de distribuição de energia (RDE) excede largamente o pico de carga local, podendo causar problemas muito graves de sobre-tensão e sobrecarga. Na maioria dos casos é necessário aumentar a rede para acolher corretamente a capacidade fotovoltaica instalada.

Por fim, numa terceira fase, a integração de produção fotovoltaica está centrada na operação da RTE. Serão necessárias soluções técnicas maduras a fim de lidar com fluxos de energia inversos na RTE e com problemas potencialmente graves de estabilidade de frequência e tensão.

2.2.2 Rede de distribuição

Todas as RDEs apresentam propriedades e características diferentes no que diz respeito a comprimento e secção dos condutores, número e características das cargas alimentadas, curvas de procura, equilíbrio entre fases, entre outras. Assim, a capacidade de integração de novos VEs varia de uma rede para outra e não é constante para os diferentes horas do dia [24].

Redes BT em zonas urbanas, em geral, apresentam maior procura assim como uma rede com maior número de ramificações e com cabos mais curtos desde o PT até o fim de linha, o que a torna mais robusta e menos suscetível a variações dos parâmetros de qualidade, se comparada com uma rede rural [25], caracterizada por menor procura e possivelmente grande geração centralizada. Esta, em geral, apresenta cabos mais longos e menos ramificados devido a uma maior área abrangida por um único PT [26]. Características, segundo a E-Redes, típicas para estas redes são apresentadas na tabela 3.

Tabela 2- E-REDES típica configuração de rede suburbana e urbana [25]

	Suburbana	Urbana
Potência transformador [kVA]	250	630
Número de alimentadores	4	6
Linhas subterrâneas [m]	1173	1444
Linhas aéreas [m]	2105	832
Secção normal [mm ²]	63	106
Capacidade procura [kVA]	640	1493
Nº cargas trifásicas	23	51
Nº cargas monofásicas	70	137

2.2.3 Integração de PCVEs na rede

De modo a verificar o impacto do aumento da integração de VEs numa rede de distribuição de energia, estudos preparatórios são imperativos para uma operação e planeamento sustentável das redes de distribuição no futuro. O planeamento terá de considerar os orçamentos e as limitações da rede de distribuição de energia, mas também as necessidades dos utilizadores de VEs. Deste modo, as características e restrições dos locais para integração de PCVEs seriam: [27][28]

- áreas onde é necessária uma cobertura melhorada, do ponto de vista do tempo de viagem,

- comunidades onde a procura prevista em carregadores de viagem provavelmente será alta,
- inferir nos locais onde as filas na infraestrutura de carregamento existente podem ser esperadas,
- locais de prioridade/preferência de autoridades locais existentes,
- a corrente não deve exceder um certo limite dependendo das características físicas do cabo (principalmente o tipo e a secção do metal),
- o fluxo de energia não deve exceder a potência de transformação do transformador MT/BT, podendo levar à diminuição da sua vida útil [29], o que se poderá tornar um problema mais comum com o crescimento do mercado de VEs. e
- uma análise à rede de distribuição de energia, considerando as restrições impostas pela legislação em vigor, que define os padrões e requisitos para a QEE [4] [5], deve ser realizada.

No entanto, podem ser adotadas algumas ações para reduzir o impacto da crescente procura, tais como favorecer pontos de carregamento mais lentos, priorizando minimizar o impacto no bem-estar dos utilizadores, deslocar as absorções para horas de carga baixas ou instalar sistemas de armazenamento [30]. Devem ser consideradas, nestas ações, o fator de ansiedade, resultado de um maior tempo de espera no processo de carregamento, e as filas de espera para a utilização de PCVEs em complemento a parâmetros como a carga do transformador e da linha, a distribuição de carga pelas fases, perdas, perfis de carga e violações de limites de tensão, bem como o estado de carregamento do veículo (SOC) atingido pela frota [31].

Deste modo, o desenvolvimento de modelos de previsão da procura de energia é importante para se adotarem medidas de carregamento inteligente já que, no caso dos VEs, paragens longas não necessitam de altas potências de carregamento, se comparadas com paragens curtas, pois o tempo extra não afeta a satisfação do utilizador. Muitos destes modelos pressupõem a criação de perfis de carga, de modo a agrupar PCVEs mediante comportamentos semelhantes em afluência, distância de viagem e propósitos das mesmas [30] e são importantes para uma melhor análise e entendimento do comportamento da rede. Alguns exemplos de perfis de carga, utilizados em [32], são os de carácter residencial com pico de procura durante dias úteis no período da madrugada, os carregadores em empresas utilizados durante o dia e os carros de serviço carregados ao fim do horário de expediente (tabela 3).

Tabela 3: Diferentes diagramas de carga em diferentes locais [32]

Grupo	Diagrama de carga	Tendência de carga
Residencial		Carregamento à noite devido à tarifa mais económica
Trabalho		Carregamento durante o dia na empresa
Veículos empresa		Carregamento no fim do horário de expediente

O carregamento inteligente é uma estratégia eficaz para ajudar a cumprir as restrições à QEE com o aumento de procura de energia, ajustando os perfis de carga com o fornecimento de energia e a capacidade da rede. Este engloba todas as estratégias e algoritmos com o objetivo de melhorar a integração de VEs na rede. O investimento em reforços ou expansão da rede atual não parece ser a maneira mais económica de lidar com esse desafio e beneficiar os consumidores finais, sendo este investimento 4 a 10 vezes mais dispendioso [33]. Novos modelos de negócios e uma nova estrutura regulatória podem fornecer a solução para gerir novas restrições de rede [34].

Estas estratégias e algoritmos ajudam a reduzir os reforços futuros com subestações, cabos, caixas de fusíveis, entre outros, sendo que, normalmente, o custo da sua implementação é menor relativamente à poupança que fornece. No entanto, podem não ser muito apelativos visto que grande percentagem dos custos está associado às novas ligações. A rede de distribuição precisa de ser reforçada se os requisitos técnicos e operacionais do sistema de energia não forem cumpridos, ou seja, se o sistema não for viável. Em [35] concluíram que 20% das atuais redes MT e BT precisam de reforços e melhorias para suportar a crescente procura proveniente de VEs.

Uma estratégia a adicionar aos modelos de previsão de procura, nomeadamente previsão de tempo de carregamento, é pedir diretamente ao utilizador qual a previsão do tempo

de partida. Desta forma, os clientes podem assumir um papel ativo ao controlar o seu consumo, transferindo-o para horas do dia mais económicas e até mesmo produzindo a sua própria eletricidade para autoconsumo. Um estudo do projeto "*flexQgrid*" [11] realizou um período de teste no qual os participantes recebem uma interface de utilizador SGEB simples onde o utilizador poderia inserir o horário de partida planeado ao ligar o seu veículo à estação de carregamento. Se um utilizador, por opção, não inserir um horário de partida planeado, seria utilizada a duração média da ligação. O estudo concluiu que a previsão da potência nas subestações era feita com precisão suficiente que, em conjunto com a previsão do SGEB de cada veículo, poderia automatizar a gestão de congestionamentos na rede. O modelo de previsão da produção solar perdia precisão de até 40% com o aumento da radiação solar. O estado de carga da bateria não pode ser utilizado devido à falta de dados, uma vez que as estações de carregamento que funcionam com corrente alternada não são capazes de comunicar os valores de SOC com o controlador do carregador (figura 6).

Um estudo produzido pela E-REDES [25] parte de uma avaliação económica com o objetivo de concluir se as estratégias de carregamento inteligente podem otimizar o investimento na rede. Este fornece mais informação do estado da rede aos ORDs de modo que a integração de novos VEs seja realizada com o mínimo de impacto na rede.

2.2.4 Integração de FV na rede

A preocupação global em aumentar a proporção de energias renováveis na energia consumida é um dos principais fatores que impulsionam a profunda transformação dos sistemas de energia e desenvolvimento de abordagens técnicas inovadoras. A energia fotovoltaica pode ser produzida em grande escala, de forma centralizada e na ordem das centenas de MW, ou em pequena e média escala, de forma descentralizada na ordem dos 5 a 500 kW. Numa perspetiva económica, a produção centralizada é mais competitiva devido à escala de produção e ao mais fácil controlo. No entanto, o planeamento e execução de projetos de produção em pequena e média escala é menos demorado, se comparado com grandes centrais.

O financiamento de projetos inclui uma mistura de dívida e capital, principalmente de investidores privados, bem como subsídios de setores públicos. Inovações como o pagamento conforme o uso, microfinanciamento e financiamento coletivo têm catalisado o desenvolvimento de energia solar fotovoltaica fora da rede e em micro redes. Durante a última década tem-se observado aumentos consistentes na capacidade de energia solar fotovoltaica em todo o mundo (figura 9), resultado de uma rápida diminuição dos custos dos componentes.

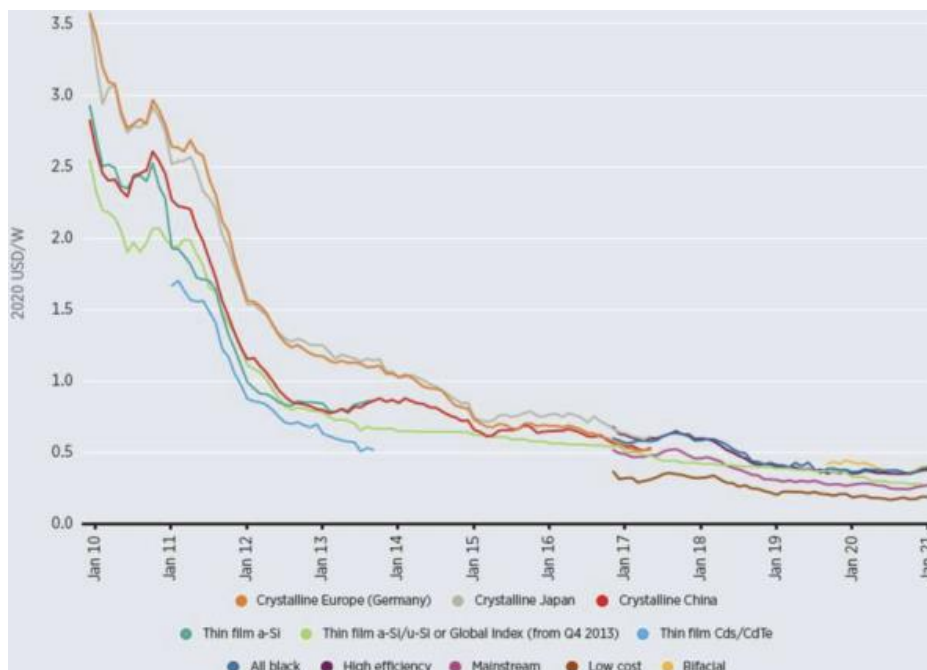


Figura 9: Preços à vista do módulo para diferentes tecnologias FV para o período 2010-2021 [36]

O papel de governos como financiadores tornou-se fundamental para a expansão bem-sucedida da capacidade de energia solar fotovoltaica em todo o mundo. Um projeto FV depende dos mecanismos de financiamento, tarifas, regulamentações, incerteza de procura e localização e tem o objetivo de minimizar indicadores económicos e ambientais, LCOE, capEx, opEx e emissões de CO₂ e maximizar os indicadores técnicos de resiliência e autonomia [20].

Cada vez mais, as fontes de energia renováveis têm de oferecer controlo e flexibilidade aos sistemas de energia a que estão ligadas. O futuro das energias renováveis está intimamente relacionado com a dificuldade de integrar as energias renováveis intermitentes na rede. Estas têm um limite máximo de produção variável ao longo do tempo, limite este que não é conhecido com perfeita exatidão. Os operadores de sistemas estão preocupados com a adoção generalizada de energias renováveis intermitentes, como os parques eólicos e a energia solar fotovoltaica de relativa baixa potência, que criam um desafio maior em equili-

brar a produção de eletricidade com a procura, obedecendo simultaneamente às restrições da legislação e mantendo os custos o mais baixo possível. As fontes de energia renováveis devem agora funcionar como centrais elétricas de apoio à rede elétrica e não apenas produzir eletricidade.

O aumento de geração FV descentralizada pode implicar um menor custo de energia ao consumidor, resultado de um menor custo de geração e diminuição de perdas na rede de distribuição. A descentralização da geração a partir de FERs reduz o impacto ambiental e elimina ou adia a necessidade de investimentos na rede de distribuição, pois diminui a distância entre o produtor e o consumidor.

A produção descentralizada de pequena e média escala junto às cargas permite aumentar a taxa de autoconsumo e minimizar perdas e congestionamentos da rede de distribuição, o que elimina ou adia a necessidade de investimentos na rede de distribuição. Deste modo, a aproximação do produtor e consumidor pode implicar um menor custo de comercialização de energia, resultado do menor custo de geração e diminuição das perdas no transporte e distribuição de energia. Neste contexto tem-se assistido à proliferação de redes isoladas, como mini e micro redes, e que permitem a locais remotos ter acesso a eletricidade, especialmente países em desenvolvimento. Um projeto piloto em Xanthi [37] demonstra a operação de uma micro rede numa ilha. A energia é gerada a partir de FERs e os componentes sistemas de armazenamento e gerador auxiliar estão integrados na rede. Os benefícios da tecnologia apresentados pelo estudo são tornar FERs fiáveis onde o transporte de combustíveis é dispendioso ou inviável, realizar uma gestão centralizada dos múltiplos sistemas de armazenamento, permitir utilizar VEs em auxílio à rede, reduzir emissões de gases para a atmosfera, permitir o funcionamento ótimo dos subsistemas e maximizar a utilização das FERs disponíveis. A inércia do gerador síncrono, que é a capacidade de um sistema elétrico se opor às mudanças de frequência, torna a rede mais robusta a variações da QEE, graças à resistência fornecida pela energia cinética das massas rotativas ligadas ao sistema. Esta pode ser replicada por centrais elétricas baseadas em eletrónica de potência.

Outra estratégia para aumentar as taxas de autoconsumo é ter os painéis solares ligados a uma bateria. Esta pode ser feita através de um sistema CA ou CC (figura10).

Nos sistemas CA existem inversores separados para os painéis solares e para a bateria. Tanto os painéis solares como o módulo da bateria podem ser descarregados à potência máxima e podem ser utilizados em conjunto ou de forma independente, criando flexibilidade no funcionamento do sistema. Os painéis solares e a bateria podem ou partilhar uma interligação com a rede ou funcionar em interligações separadas. O sistema compreende um mó-

dulo de bateria de iões de lítio, inversores e um sistema de gestão de bateria. Como o painel solar e a bateria são compatíveis com corrente contínua, para carregar a bateria com os painéis, a corrente terá de ser convertida duas vezes num sistema CA [38].

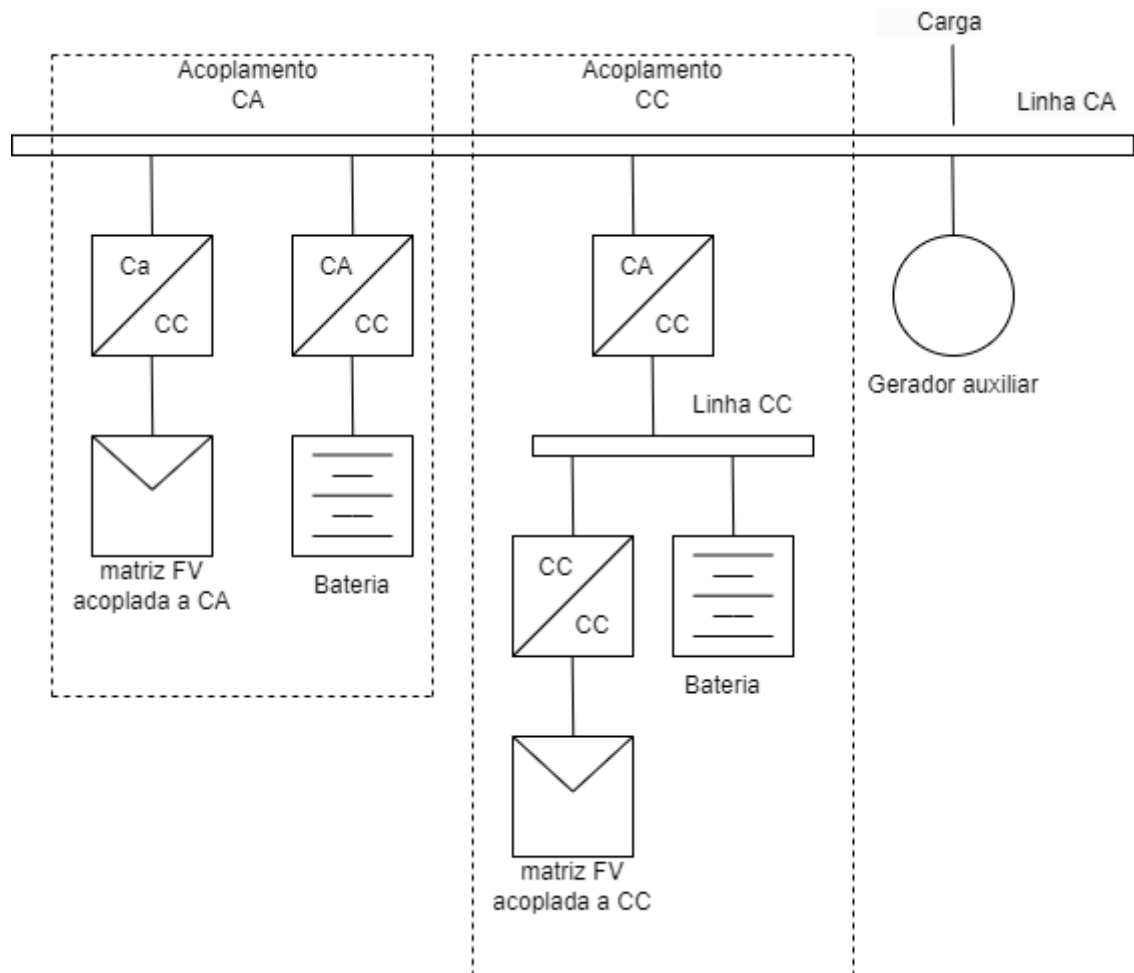


Figura 10: Sistemas de acoplamento CA e CC

Os sistemas CC utilizam tipicamente controladores de carga solar, ou reguladores, para carregar a bateria dos painéis solares, juntamente com um inversor de bateria para converter a energia CC em CA. Os painéis solares e o módulo de bateria utilizam o mesmo inversor e partilham a interligação da rede, reduzindo o custo do equipamento. Isto também reduz as perdas de energia resultantes da inversão da corrente e do funcionamento de linhas de interconexão separadas para a rede, uma vez que a matriz solar e a bateria são instaladas numa única instalação. Mas isto oferece menos flexibilidade do que um sistema CA [38].

2.2.5 Sistemas de armazenamento

Para controlar as trocas entre as centrais elétricas e a rede elétrica, estas devem estabelecer um limite para a rapidez com que a potência que injetam na rede varia. A natureza intermitente e variável da geração solar fotovoltaica apresenta dificuldades de integração em áreas como a estabilidade do sistema, equilíbrio de energia elétrica, compensação de energia reativa, resposta de frequência, entre outros [20]. Deste modo, serão necessários sistemas de armazenamento de energia. Existe uma tendência para aumentar os períodos de geração de energia superiores à procura, o que cria um excedente de energia disponível cada vez maior que não se quer desperdiçar. Esta constrói uma desvantagem quando comparada com outras fontes de energia renovável como a energia hídrica ou térmica, pois no caso da energia solar e eólica, para aproveitar este excedente, dever-se-á utilizar baterias para armazenar essa energia.

Os parâmetros e o custo destes sistemas têm um papel na decisão de qual tecnologia utilizar em conjunto com a energia solar fotovoltaica. A bateria tradicional é uma tecnologia madura e fiável usando múltiplos materiais, no entanto com muito espaço para inovação. Outras tecnologias de armazenamento menos desenvolvidas, principalmente associadas a projetos de produção FV, nomeadamente armazenamento hidroelétrico, ar comprimido e hidrogénio, são menos escaláveis, menos eficientes e de mais difícil transporte.

A geração de energia a partir de painéis FV tem um pico de geração perto do meio-dia, no entanto, perfis de carga residenciais têm o pico de procura nas manhãs e fins de tarde. Neste contexto, com o objetivo de sobrepor os picos, podem se utilizar sistemas de armazenamento de energia para a integração de FV na rede de distribuição de energia elétrica. A energia solar fotovoltaica combinada com armazenamento permite:

- o desenvolvimento de *mini ou micro redes* em locais remotos, onde estender a rede para áreas rurais pode não ser viável economicamente devido aos altos custos de transmissão e maiores riscos de falha na rede [37],
- estabilizar variações na troca de energia com a rede, e
- abastecer a procura fora das horas de geração [39].

Um estudo levado a cabo pela E-redes Portugal [18] teve como objetivo estudar o impacto de VEs e FV na rede num caso residencial e num PT. Observaram que VEs com baterias de maior armazenamento prolongavam o tempo de carregamento e consequentemente impactavam mais o congestionamento da rede. Para melhorar a resiliência e fiabilidade do processo de carregamento, foi estudada a hipótese de se utilizar baterias, que concluiu que ba-

terias de maior capacidade e energia de saída, juntamente com FV, eram a melhor combinação [18].

Outros estudos analisam a hipótese de se utilizar os sistemas de baterias dos VEs como fonte de energia para a rede, V2G. Esta hipótese surge com o objetivo de aumentar a resiliência do serviço em caso de defeito, deste modo a indústria de VEs pretende assumir como padrão o carregamento bidirecional [40]. Tal como nos sistemas de armazenamento, para esta utilização a bateria do VE seria carregada durante as horas de geração excedente da rede e alimentaria a rede em momentos de baixa disponibilidade de recursos renováveis. Esta utilização estaria dependente da quantidade e disponibilidade de geração excedente da rede. Em complemento, enquanto ligado à rede, uma pequena parte de cada bateria pode fornecer parte da potência de controlo necessária para resposta de frequência e, portanto, suportar uma operação de rede estável em momentos com picos de geração ou procura [40]. Os desafios desta utilização incluem degradação das baterias, dificuldade na partilha de dados entre a rede e o VE, o VE comprometer a QEE, mudanças na infraestrutura presente e outros obstáculos sociais, culturais e políticos [24].

O conceito de sistema híbrido tem evoluído nos últimos anos. Inicialmente era constituído por FV e sistema de armazenamento ou pela combinação de fontes de energias renováveis com geradores a combustíveis fósseis. Numa próxima fase, tem-se estudado a possibilidade de combinar FV e eólica complementado com um sistema de armazenamento [41]. Neste estudo, utilizou-se o sistema de armazenamento para carregar os VEs, enquanto o FV e a rede elétrica eram usados principalmente para carregar o sistema de armazenamento. O sistema operava em três modos - carga desconectado da rede (*off-grid*), carga ligado à rede (*on-grid*) ou carga a partir da bateria enquanto esta está ligada à rede (*on-charging*). O sistema priorizava o carregamento do sistema de armazenamento nas horas de tarifa baixa (*on-grid* e *on-charging*) e operava em (*off-grid*) nas horas de tarifa alta ou maior congestionamento da rede. O estudo relatou flutuações consideráveis de frequência e tensão na operação no modo (*off-grid*), o que aumenta o risco de sobrecargas ao desconectar as estações. A resincronização à rede só era possível com baixa procura nas estações.

Um ponto que tem recebido bastante atenção é o fornecimento a PCVEs, principalmente estações CC de maior potência, em autoestradas e outras rotas de longa duração. Assim baterias de grande capacidade serão instaladas ao longo dessas estradas, de modo a fornecer o pico de potência no carregamento. Um estudo sobre este tópico [43] foi conduzido ligando um destes sistemas a uma rede BT. Foi realizada uma análise técnica e económica sobre duas configurações diferentes, uma utilizando um sistema de grande capacidade (*pe-*

ak-shifting) e outro de menor capacidade (*peak-shaving*). O sistema de armazenamento com maior capacidade provou-se ser o que trazia mais vantagens para a rede, pois consegue suprimir 100% da procura nas alturas de maior congestionamento da rede, também concluído em [41]. Esta estratégia seria implementada controlando a hora de carregamento visto que o pico de corrente é resultado de um índice de simultaneidade elevado. No entanto, do ponto de vista económico, a configuração (*peak-shaving*), nas condições atuais, é a mais vantajosa devido ao seu investimento inicial menor e assim permitir recuperar o investimento em 20% menos tempo. Esta configuração tem especial pertinência já que, na sua maioria, os veículos elétricos exigem maiores potências apenas no início do processo de carregamento (figura 2).

As baterias de VE podem ser reutilizadas num sistema de armazenamento fixo. Baterias com 80-85% da sua capacidade original podem ser reutilizadas, pois a diminuição da densidade de corrente nas mesmas e logo um maior volume para a mesma capacidade não têm um impacto significativo num sistema fixo igual ao que têm num VE de volume para baterias limitado. Em 2025, prevê-se que 75% das baterias de VE sejam reutilizadas nestas condições [42]. A arena Johan Crujff em Amesterdão tem um sistema de armazenamento que inclui 148 baterias de VEs Nissan Leaf novas e usadas, totalizando 2,8MWh de capacidade, utilizada para limitar picos de consumo e auxiliar a QEE da rede. O sistema de armazenamento permite assim aumentar a taxa de autoconsumo dos 4200 painéis solares instalados no estádio [39].

A figura 11 apresenta um esquemático da arquitetura da rede de modo a alimentar uma estação de carregamento CC ou CA. Este demonstra três opções de fonte de alimentação: a rede BT, um sistema fotovoltaico e um sistema de baterias. O sistema de baterias e os carregadores são geridos por um sistema de gestão de energia (SGE) que permite ao ORD implementar estratégias de carregamento inteligente.

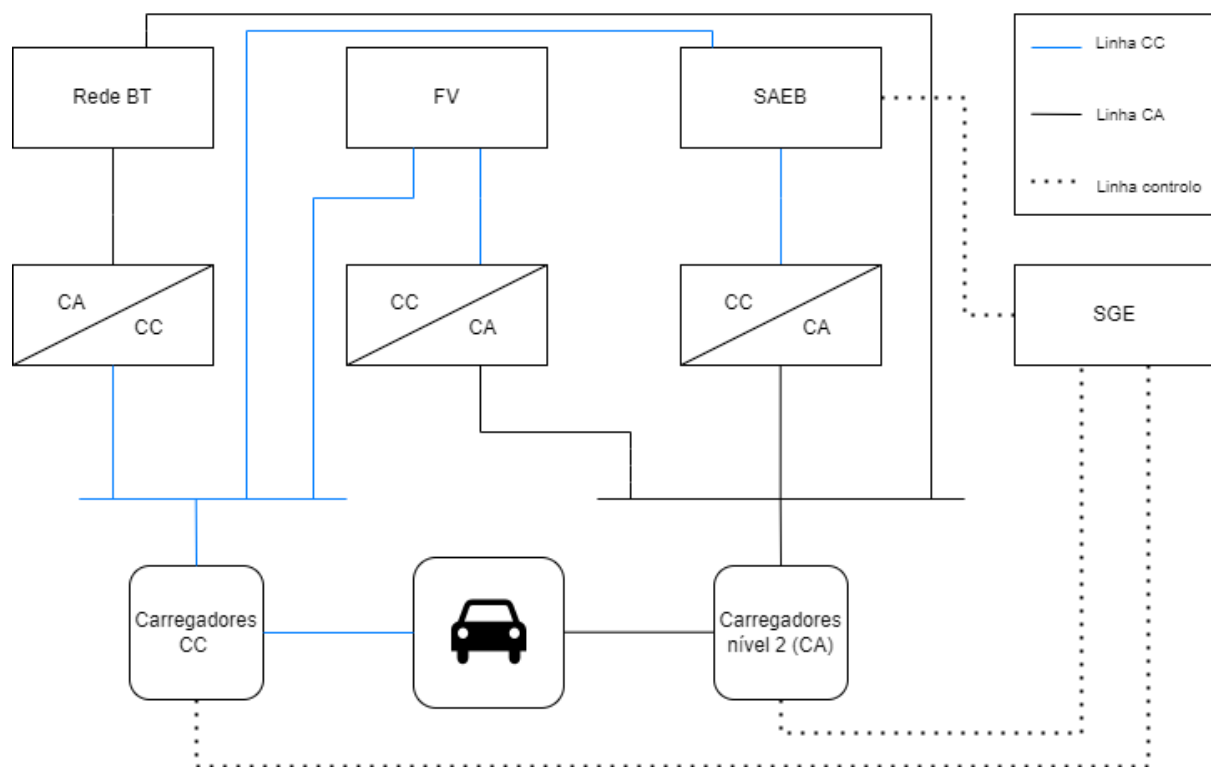


Figura 11: Esquemático da arquitetura de estações de carregamento. Adaptado de [43][44]

A utilização de SGE para controlo remoto do carregamento de VEs juntamente com geração renovável [44], permite aos ORDs monitorizar e avaliar a performance da rede BT em tempo real e implementar estratégias de carregamento inteligente. Em [32] são introduzidas tecnologias que permitem realizar este controlo sobre múltiplos VEs e tecnologias que comandam cada VE individualmente comandando a sua procura com precisão. Estes sistemas permitem [24]:

- Trazer a capacidade de regular o tempo de carregamento de VEs em função das cargas existentes na rede, do número de VEs que solicitam carregamento e da capacidade da rede,
- Minimizar pontos de congestionamento,
- Minimizar/adiar investimentos no reforço da rede,
- Garantir qualidade e segurança de energia,
- Possibilitar uma gestão otimizada nos próximos cenários de flexibilidade.

2.3 Qualidade de energia

Com a integração crescente de PCVEs na rede elétrica e o crescente interesse em aplicações de redes inteligentes, a preocupação pela QEE que transita na rede elétrica aumentou. Neste sentido, existem pesquisas que consideram redes com características e PCVEs diferentes que estudam a propagação de harmônicas de frequências até à harmónica 50, e supra-harmônicas, até a frequência 170kHz, na rede. A propagação em excesso pode causar o aumento de perdas, aumento de temperatura dos componentes, falha prematura de isoladores e dos enrolamentos do transformador, entre outras, o que compromete a confiança, a segurança e a eficiência do funcionamento da rede. Deste modo, na rede portuguesa as distorções do sistema trifásico de tensões devem cumprir as restrições impostas pela norma NP 50160.

O projeto piloto de San Severino [45] permite a gestão da RDE MT, fornecendo informação adequada ao ORD, em tempo real e antecipadamente, para melhorar a eficiência da operação da rede, reduzindo assim perdas de energia, maximizando a capacidade de alojamento da rede para FERs. Deste modo o ORD pode regular a frequência, mitigar congestionamentos, etc., em utilizadores ativos e passivos, através de sistemas de armazenamento de energia.

Em [46] os autores utilizaram duas redes, uma rural e uma urbana, com características distintas, descritas em 2.2.2, ambas a alimentar casas com VEs e sistemas FV. Foram considerados cenários diferentes de produção e consumo, ambos de 0% até 80% com incrementos de 20%. Os autores concluíram que o incumprimento dos limites de tensão da norma NP EN 50160 é a transgressão mais comum.

Outro parâmetro da qualidade de energia, restringido pela norma NP EN 50160, é o *flicker* que poderá ser de curta ou longa duração. Este é um parâmetro em que não há consenso, visto que alguns estudos verificam um reduzido impacto no *flicker* em relação ao limite legislado, pelos VEs e sistemas FV [47], enquanto outros estudos, como [48], indicam que 53% das redes BT apresentam valores do *flicker* fora do limite. O estudo [29], não apresenta violação da norma NP EN 50160 num período de monitorização de duas semanas, e num reduzido período com P_{lt} superiores a 1 não verificou correlação entre o máximo de procura com o não cumprimento dos limites.

Em [29], os autores consideram duas redes de distribuição BT com idades diferentes, e estimaram o impacto de novas cargas, VEs e de produção FV. O uso de duas redes, uma mais recente, de 22 anos, e outra mais antiga, de 40 anos, permitiu concluir que a rede mais anti-

ga, e consequentemente equipada com componentes com um maior número de ciclos de utilização, sofreria de interrupções e impactos na QEE, frequentemente. Deste modo, é esperado o mesmo impacto em redes parecidas levando ao não cumprimento da legislação. Assim, com o aumento de procura de energia, será necessário um investimento, num futuro próximo, em reforços na rede. Como as redes elétricas são construídas para durar várias décadas, o investimento precisa ter início numa fase inicial da mudança da oferta e procura de energia [7].

O estudo [49] apresenta, para diferentes potências de carregadores, uma análise da onda de tensão em cinco redes com características distintas, de rural extrema a urbana, de modo a verificar quais são mais vulneráveis à introdução de diferentes números de carregadores na rede considerando distribuição aleatória pelas fases. Conclui que a distribuição de carga pelas fases pode afetar a Qualidade da Onda de Tensão sendo que potências mais altas e redes menos segmentadas, referentes às rurais, são as mais suscetíveis a variações na qualidade da onda [49].

Em [3] foram consideradas duas redes, uma referente ao Sul e outra ao Norte de Portugal com o objetivo de criar cenários teste para quantificar o impacto de recursos de energia distribuídos (REDs). A grande diferença entre as redes é a forte geração eólica da do Norte, relativamente à do Sul. Os impactos na rede eram superiores na rede do Norte, como maiores períodos de sobretensão devido à maior geração, com maiores interferências na rede MT, só que sem essa forte geração afetava maioritariamente a rede BT. Além disso, ao contrário do FV, o eólico não tem uma relação entre geração e consumo, por exemplo dia-noite, o que pode acentuar os problemas na rede de distribuição.

Um comportamento semelhante foi obtido num estudo [26] sobre o impacto de FVs e VEs na rede. Os autores concluíram que, mesmo no caso estudado com maior integração na rede de VEs, a rede MT se mantém robusta. Os impactos negativos apenas apareciam com a integração de FV, especialmente sobretensões originadas pela elevada geração e pouca procura já que, sob as tendências atuais, grandes parques FV são integrados em zonas rurais de baixa densidade populacional. Para reduzir o impacto de ambos na rede, FV e VE, os autores sugerem incentivar a geração FV nos telhados residenciais juntamente com carregamento de VEs durante o dia. Eventos como a sombra súbita de uma grande área de FV por pouco tempo são difíceis de prever o que afeta significativamente a qualidade do prognóstico de interferências [11].

De modo a limitar os impactos negativos da integração de VEs na rede, é necessário perceber o comportamento do PCVEs. Vários modelos têm sido desenvolvidos para esse

efeito com o objetivo de oferecer uma representação elétrica do processo de carregamento confiável. Esta representação pode ser alcançada a partir de modelos matemáticos [49][56] ou a partir de bases de dados [51][52][53][54][55].

Diversos estudos foram realizados com o objetivo de determinar os impactos impostos pelo processo de carregamento de VEs. Os estudos [49][52] analisam o impacto da integração de VEs na rede BT. O estudo [53] analisa o impacto na QEE da instalação de carregadores com sistema de baterias. O estudo [54] analisa o impacto de diferentes carregadores na QEE da rede BT considerando o SOC. O estudo [55] analisa os impactos das harmônicas de corrente resultantes do carregamento de VEs, no caso de carregamento CC ou CA monofásico, considerando SOC. O estudo [56] compara processos de carregamento sem controlo com o carregamento fora de horas de maior congestionamento na perspetiva da violação de limites de tensão e perdas de energia. O estudo [50] analisa a utilização de geradores eólicos para mitigar o impacto de VEs na QEE.

Dos estudos já realizados podemos esperar algumas conclusões, tais como durante períodos com distribuição de carregadores, em utilização, não uniforme verificam-se maiores desequilíbrios entre as fases do sistema trifásico de tensões, com maior impacto na rede BT [49][52][56][57], maiores perdas [56], menor tensão rms [52] e maior distorção harmónica total (DHT) [52][53]. Os estudos identificaram uma correlação entre corrente e DHT_i [52][53], uma correlação inversa entre corrente e tensão rms [52], que harmónicas provenientes de baixa taxa de integração de VEs na rede não afeta significativamente a rede MT em DHT_v , [56] e tensão rms ou vice-versa [52]. Não existe uma forte correlação entre harmónicas de corrente ou tensão. No estudo [54] o autor identificou uma correlação *Pearson* entre as harmónicas de tensão 7 e 9 de 0.78, mas conclui que grande parte das diferentes ordens de harmónicas não dependem da amplitude de outras.

Os estudos [50][53] abordam a hipótese de cancelamento de harmónicas, o primeiro através da integração de Aerogeradores e o segundo pelo uso de diferentes carregadores. O primeiro apresenta casos de sucesso conseguindo injetar harmónicas com fases complementares e assim diminuir DHT_v em alguns ramos da rede. O segundo comenta o caso particular da harmónica 7, no qual existiu mínimo cancelamento de harmónicas entre os três PCVEs em estudo, resultando quase numa soma aritmética, levando ao não cumprimento dos limites impostos pela legislação [7][8].

Rede em estudo

No presente capítulo, é apresentada e descrita de uma forma detalhada a solução proposta para os problemas identificados para a resolução do objetivo da dissertação, as decisões tomadas durante a elaboração da mesma e as suas justificações.

Um requisito essencial para a realização de simulações de rede são os respectivos modelos para cada elemento da rede (Fig. 12 e Tabela 4), que devem ser capazes de representar a emissão de harmónicas e a impedância característica com uma precisão razoável. A base para todos os modelos de harmónicas nesta dissertação é o equivalente de Thévenin e o equivalente de Norton. Enquanto o primeiro utiliza uma fonte de tensão em série com uma impedância, o segundo utiliza uma fonte de corrente em paralelo com uma impedância. Embora ambos os tipos de circuitos equivalentes possam ser traduzidos de um para o outro, o equivalente de Thévenin é normalmente aplicado para modelar a distorção existente na rede MT e representar o equivalente da rede AT a montante. O equivalente de Norton é aplicado para modelar a emissão de corrente harmónica das instalações dos clientes na rede de BT, nomeadamente dos PCVEs e para representar o parque FV.

O desafio consiste em parametrizar os modelos para que estes se ajustem da melhor forma aos seus comportamentos reais. Este passo é efetuado com recurso a medições, realizadas numa rede de características semelhantes. De seguida, descreve-se brevemente o procedimento para cada elemento da rede. A disposição simplificada da rede está representada na figura 12.

Tabela 4: Características constituintes da rede

Elemento		Parâmetro	Valor
Rede AT		$U_{n,MT}$ em kV	60
		$I_{CC3\varphi}$ em kA	7.1
		$I_{CC1\varphi}$ em kA	7.6
		X/R	4.5
Transformador AT/MT (Yd11)		S_n em MVA	31.5
		u_k em %	4
		P_{cu} em kW	13
Cabos e linhas aéreas	AA 160 mm ² s/CG	R_+ em Ω/km	0.23
		X_+ em Ω/km	0.36
		C_+ em μF/km	10.23
		R_0 em Ω/km	0.36
		X_0 em Ω/km	1.53
		C_0 em μF/km	5.12
	AA 30 mm ² s/CG	R_+ em Ω/km	1.18
		X_+ em Ω/km	0.4
		C_+ em μF/km	9.1
		R_0 em Ω/km	1.32
		X_0 em Ω/km	1.6
		C_0 em μF/km	4.15
	LX H10V 120 mm ²	R_+ em Ω/km	0.32
		X_+ em Ω/km	0.12
		C_+ em μF/km	170
		R_0 em Ω/km	1.18
		X_0 em Ω/km	9.54
		C_0 em μF/km	170
	LX H10V 240 mm ²	R_+ em Ω/km	0.16
		X_+ em Ω/km	0.10
		C_+ em μF/km	220
		R_0 em Ω/km	1.01
		X_0 em Ω/km	0.53
		C_0 em μF/km	220
	AA 50 mm ² s/CG	R_+ em Ω/km	0.73
		X_+ em Ω/km	0.39
		C_+ em μF/km	9.12
		R_0 em Ω/km	0.88
		X_0 em Ω/km	1.56
		C_0 em μF/km	4.61
PCVE		P_r em kW	20.65

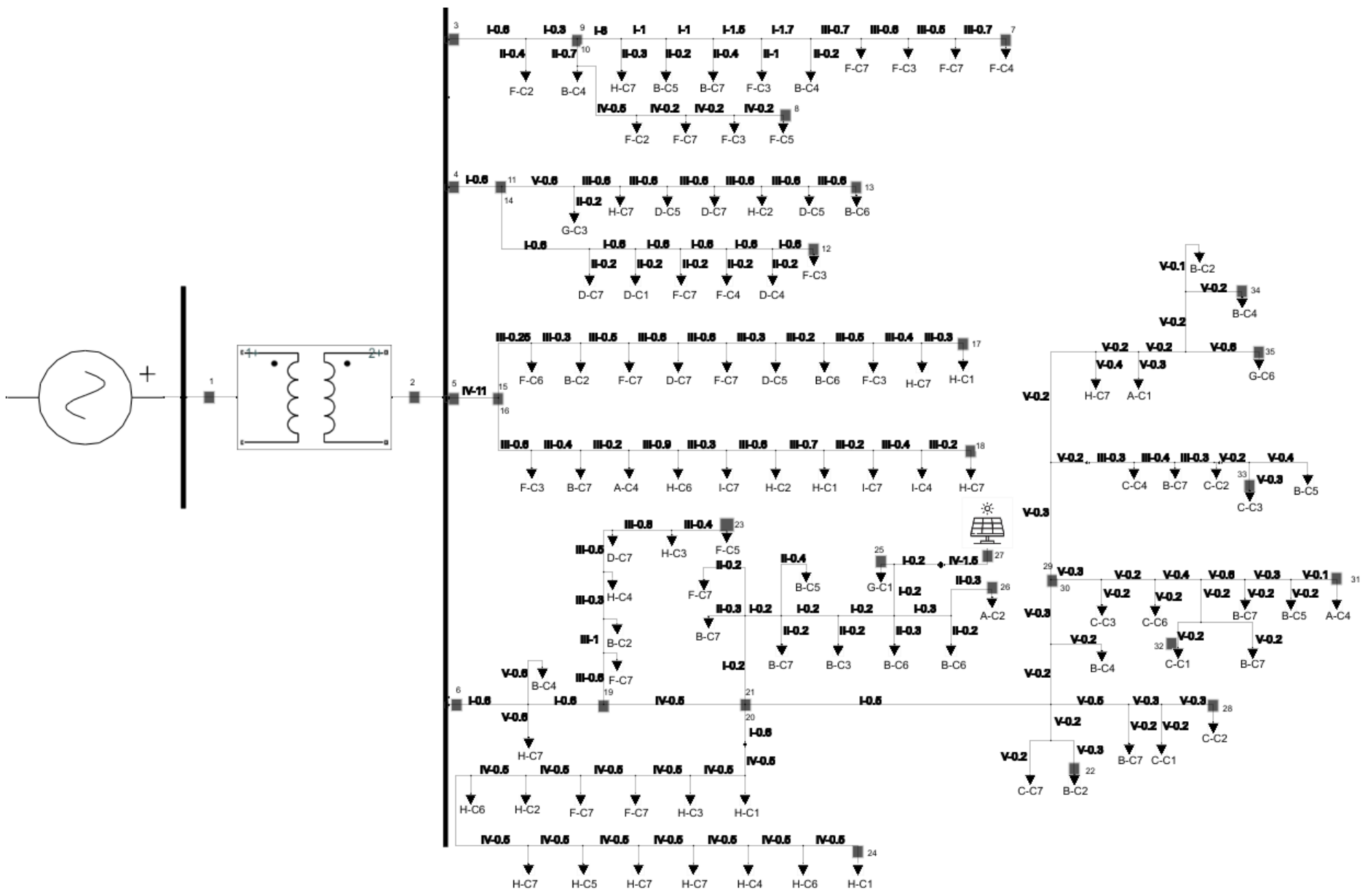


Figura 12: Representação simplificada da rede de distribuição de energia e seus componentes

Tabela 5: Legenda da rede elétrica representada na figura 12

Simbologia	Significado
I	Linha aérea AA 160 mm ² s/CG
II	Linha aérea AA 30 mm ² s/CG
III	Cabo subterrâneo LX H10V 120 mm ²
IV	Cabo subterrâneo LX H10V 240 mm ²
V	Linha aérea AA 50 mm ² s/CG
A	PT 50MVA
B	PT 100MVA
C	PT 160MVA
D	PT 250MVA
E	PT 300MVA
F	PT 400MVA
G	PT 500MVA
H	PT 630MVA
I	PT 800MVA
C1-7	Diferentes integrações PCVE (nº e fase)

A rede é composta, primeiramente, por um equivalente de Thévenin da rede AT. Esta é composta por um gerador trifásico e uma impedância trifásica com acoplamento mútuo entre fases. As impedâncias próprias e impedâncias mútuas são definidas pelos parâmetros de sequência positivos e zero. De modo a verificar o impacto da rede AT na rede MT foi considerado um segundo modelo com metade dos valores de $I_{CC3\phi}$ e $I_{CC1\phi}$ apresentados na tabela 4.

Deste modo, as impedâncias utilizadas para os dois cenários, tabela 6, foram calculadas a partir dos dados apresentados na tabela 4.

Tabela 6: Características da rede AT

Cenários	$R_1(ohm)$	$L_1(mH)$	$R_0(ohm)$	$L_0(mH)$
Cenário 0-2	1.058	15.16	0.8495	12.17
Cenário 3	2.1168	30.32	1.699	24.33

A rede tem um transformador 60/30kV que é utilizado para alimentar a rede MT, este está ligado em estrela no lado do primário e em triângulo do lado do secundário com desfasagem de -30° . As impedâncias e parâmetros respectivos, figura 13, podem ser calculadas utilizando os dados fornecidos na tabela 4.

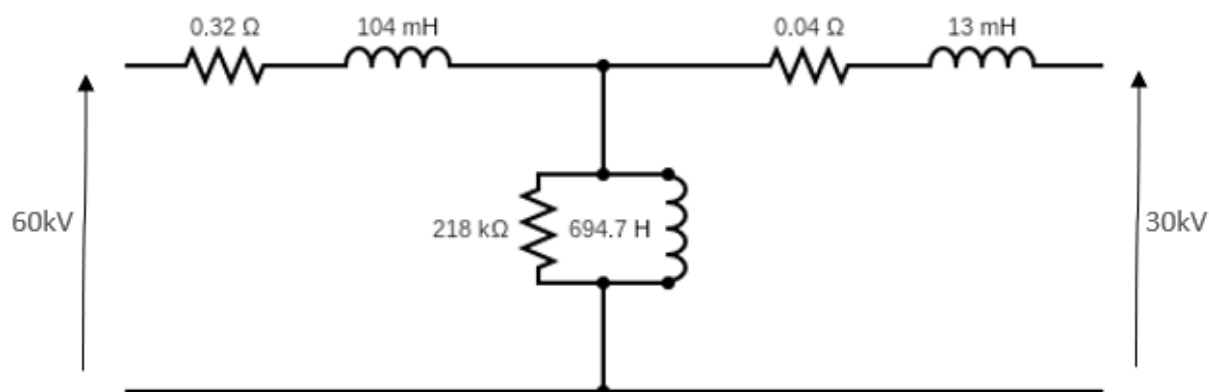


Figura 13: Sistema equivalente do transformador

A rede MT é constituída tanto por linhas de distribuição aéreas como por cabos subterrâneos. A rede subterrânea é a instalação mais segura, não afeta esteticamente o local de instalação e tem uma maior fiabilidade relativamente às redes aéreas. As desvantagens são o maior custo atrelado à instalação e manutenção ou à resolução de eventuais avarias.

A rede em estudo é construída por 4 linhas com características distintas, sendo as três primeiras pouco segmentadas e a quarta bastante segmentada. A primeira é constituída apenas por cabos subterrâneos, uma constituída maioritariamente por linhas aéreas, uma composta por ambos, e, por fim, uma quarta mais segmentada, também com um misto de ambos. Todos os PTs são considerados a 80% da potência nominal e com fator de potência de 0.9.

Assim como grande parte dos equipamentos e dispositivos elétricos não lineares, os PCVEs frequentemente causam perturbações na qualidade da Onda de Tensão da instalação. De modo a replicar este comportamento não linear, foi adaptada um modelo de cargas variáveis no tempo em sistemas elétricos. O objetivo deste modelo é simular eventos não determinísticos, utilizando uma distribuição normal e uniforme para randomizar os valores das cargas não lineares, e respetivos espectros harmónicos associados [58]. Nos diferentes casos de simulação, de modo a poder avaliar individualmente o impacto de cada variável que pretendemos analisar, foram mantidas as restantes constantes entre casos. Deste modo, não foi utilizada a funcionalidade de randomizar as cargas, e sim forçou-se os valores das amplitudes e fases de cada ordem de harmónicas de tensão, distorção existente na rede, ou de corrente, PCVEs e parque FV.

Mesmo não sendo para o mesmo propósito que no estudo [58], o modelo utilizado é útil pois permite replicar o comportamento não linear do PCVE utilizando apenas três equivalentes de Norton, um para cada fase, e assim não serem necessários três equivalentes para

cada ordem de harmónicas introduzidas na rede. Os valores relativos à fundamental das harmónicas de corrente, nomeadamente 3, 5, 7, 9 e 11, utilizadas foram retiradas do estudo [29], tabela 7. A harmónica 13, não considerada no estudo em questão, foi dimensionada com amplitude igual a 90% da harmónica 9.

Tabela 7: Espectro de harmónicas de corrente referentes ao VE

	Fundamental	3 ^a	5 ^a	7 ^a	9 ^a	11 ^a	13 ^a
I_harm(%)	100	0.336	2.442	1.010	0.081	1.023	0.072
Fase (°)	0	18.34	44.00	76.53	75.96	-20.92	68.36

No entanto esta abordagem não representa com precisão flutuações durante o processo de carregamento, já que este depende do SOC das baterias e a relação entre as harmónicas varia bastante. O estudo [54] mostra a emissão das harmónicas 3, 5, 7 e 9 ao longo do processo de diferentes formas de carregamento e é visível uma variação acentuada, relativa à fundamental, da amplitude nas mesmas quando a potência de carregamento diminui no processo final do carregamento. A fase das harmónicas analisadas também não se manteve relativamente constante, o que aumenta o impacto nas métricas da QEE. O espectro escolhido tem a harmónica 5 como dominante, seguida da 7, 11, 3, 9 e 13. Esta relação, como já referido, varia mediante o SOC, mas também mediante fabricante, temperatura ambiente entre outros, não sendo assim uma relação que se deva esperar sempre que se analise a emissão de harmónicas por parte de um PCVE. O autor em [51] apresenta 5 espectros dos 51 veículos utilizados no estudo, e também nenhuma correlação entre as harmónicas dos cinco carregadores foi registada.

Para replicar a distorção existente na rede, foi adaptado o mesmo modelo utilizado para reproduzir a introdução de harmónicas de corrente na rede por parte dos PCVE, substituindo as fontes de corrente por fontes de tensão adicionando a fonte de tensão equivalente às harmónicas em série em cada fase com a rede. Esta pode ser altamente variável no tempo e o objetivo deste estudo é analisar o comportamento da rede mediante múltiplos cenários. Deste modo são introduzidas, no ponto 2 analisado, harmónicas de tensão para simular poluição harmónica na rede utilizando a mesma estratégia de forçar valores de amplitude e fase, tabela 8.

Tabela 8: Espectro de harmônicas de tensão forçadas no ponto 2

Ordem harmónica	Magnitude fase A (%)	Magnitude fase B (%)	Magnitude fase C (%)	Angulo fase A (°)	Angulo fase B (°)	Angulo fase C (°)
1 ^a	100	100	100	0	-120	120
2 ^a	0.024	0.024	0.026	-79.74	-168.54	165.51
3 ^a	0.224	0.267	0.396	16.88	-80.31	-57.46
4 ^a	0.028	0.029	0.026	164.70	-163.38	30.70
5 ^a	1.761	1.624	1.783	167.36	-145.03	-99.43
6 ^a	0.012	0.010	0.011	-123.26	116.44	90.46
7 ^a	0.0576	0.0568	0.0558	169.41	70.14	-88.17
8 ^a	0.005	0.005	0.005	164.58	-65.84	2.14
9 ^a	0.018	0.010	0.019	-5.26	162.08	71.67
10 ^a	0.003	0.004	0.003	108.10	-167.6	140.73
11 ^a	0.103	0.109	0.114	-128.92	-22.05	165.34
12 ^a	0.003	0.002	0.003	-28.17	-42.64	17
13 ^a	0.086	0.099	0.084	149.66	95.59	-130.1
15 ^a	0.016	0.011	0.019	105.19	106.27	-126.25
17 ^a	0.049	0.043	0.033	165.42	-112.73	-87.30
19 ^a	0.024	0.024	0.019	56.07	-3.68	122.66
21 ^a	0.008	0.007	0.006	-167.14	-19.59	-88.46
23 ^a	0.029	0.026	0.026	125.69	52.67	113.14
25 ^a	0.029	0.032	0.027	156.24	75.37	-92.33

Foi também utilizada a modelação de cargas variáveis no tempo para replicar o comportamento do parque fotovoltaico utilizando o equivalente de Norton, sendo desta vez forçado a harmónica principal também juntamente com as restantes harmónicas até à ordem 25, tabela 9. Foi considerado um espectro de um inversor que injeta 1.6MW na rede, tabela 9, e em cenário de simulação foi considerado um parque com 10 inversores em paralelo, totalizando 16 MW em carga máxima.

Tabela 9: Espectro de harmônicas de corrente referentes ao parque FV

Ordem harmónica	Magnitude (%)	Ângulo (°)	Ordem harmónica	Magnitude (%)	Ângulo (°)
1ª	100	0	14ª	0.0143	-3.68
2ª	0.4554	-163.38	15ª	0.0121	-19.590
3ª	0.0143	-145.03	16ª	0.0088	52.670
4ª	0.0132	116.44	17ª	0.1397	75.370
5ª	0.0143	70.140	18ª	0.0165	91.690
6ª	0.0143	-65.840	19ª	0.0121	-80.630
7ª	1.2672	162.08	20ª	0.0121	64.690
8ª	0.011	-167.60	21ª	0.0110	55.840
9ª	0.0154	-22.050	22ª	0.1298	-121.46
10ª	0.0143	-42.640	23ª	0.0165	-137.16
11ª	0.0143	95.590	24ª	0.0110	-0.590
12ª	0.2299	106.27	25ª	0.0220	165.51
13ª	0.0154	-112.73			

Resultados e Análise

O presente capítulo tem como função expor e analisar os resultados obtidos através da simulação da rede considerando diferentes cenários. Numa primeira fase é feita a descrição detalhada dos casos de estudo e apresentação dos diferentes cenários considerados, juntamente com os respetivos resultados obtidos. Por fim, é feita uma análise e discussão dos mesmos.

4.1 Casos e cenários de simulação

Diversos casos foram considerados neste estudo de forma a analisar os impactos de VEs e geração FV na rede MT em estudo. As simulações foram realizadas utilizando o Simulink da versão licenciada R2020a do Matlab. Como o objetivo é analisar os impactos de cada componente individualmente, os casos de estudo são construídos de forma a manter as diversas variáveis inalteradas para avaliação individualizada da componente.

Os diferentes cenários de integração de VEs e geração FV considerados neste estudo são os seguintes:

- Cenário 0 (C0): Referência
- Cenário 1 (C1): Baixa integração de VEs na rede
- Cenário 2 (C2): Alta integração de VEs na rede
- Cenário 3 (C3): Diferente potência de curto-circuito

4.1.1 Cenário 0

Para o cenário de referência foram simulados 4 casos, variando a geração do parque assim como distorção existente na rede ou não. Num primeiro caso, caso 0, considera-se a rede sem integração de PCVEs, FV ou existência prévia de distorção na rede. O caso 1, em relação ao caso 0, considera distorção prévia na rede. O caso 2, em relação ao caso 0, considera a integração na rede do parque FV e o caso 3 considera a distorção prévia na rede e a integração do parque FV.

Os casos 1 e 3 existem de forma a facilitar a aferição dos limites de DHT na rede MT, permitindo assim representar cargas não lineares já existentes na rede antes da integração de PCVEs. O DHT_v e DHT_i do sistema foram utilizados como um índice para avaliar a poluição de harmônicas inseridas na rede.

O objetivo é investigar diferentes cenários de integração de PCVEs na rede e perceber a magnitude do seu efeito na QEE da rede, sendo este cenário usado para fins de comparação os índices de poluição das mesmas e os conceitos definidos na norma, nomeadamente os desequilíbrios de tensão, limites de tensão e amplitude das harmônicas de corrente e tensão. O perfil de tensão, por unidade, para cada ponto analisado na rede, para os casos de referência, é mostrado na figura 14.

Os resultados são representados de forma ascendente da numeração dos pontos de referência por questões de simplicidade, mas a figura 12 apresenta a localização física de cada ponto na rede. Conforme a tabela, os pontos analisados mais junto ao transformador, nomeadamente 2 a 6, e junto ao parque FV, ponto 27, quando em funcionamento, apresentam uma queda de tensão menor, quando comparada com pontos mais afastados. Podemos notar que, das 4 linhas anteriormente mencionadas, a linha conectada ao secundário do transformador pelo ponto 5 é a que apresenta maior queda de tensão, este fenómeno deve-se à característica física da linha de ter comprimento 11km. Em complemento, o espectro de harmônicas de tensão e corrente, mais relevantes, juntamente com os valores de DHT_v e DHT_i para os pontos considerados de maior relevância estão representados nas tabelas 12 e 13. Podemos ver que ambos os espectros de corrente (tabela 10) e tensão (tabela 11), para os casos considerando distorção prévia na rede, cumprem os requisitos da norma em vigor. Na tabela 12, a DTH_i do ponto 27 é apresentada como Não aplicável (Na) pois o parque não fornece corrente à rede.

Tabela 10: Amplitudes das harmônicas de tensão do sistema trifásico no ponto analisado 2, caso 0 a 3

Ordem Harmônicas	Amplitude harmônicas tensão (%) secundário do transformador											
	Caso 0			Caso 1			Caso 2			Caso 3		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
2 ^a	0	0	0	0.02	0.01	0.01	0.14	0.14	0.14	0.15	0.15	0.14
3 ^a	0	0	0	0.18	0.10	0.12	0.01	0.01	0.01	0.10	0.07	0.07
5 ^a	0	0	0	1.26	0.26	1.25	0.02	0.02	0.02	0.51	0.09	0.51
7 ^a	0	0	0	0.07	0.09	0.09	3.54	3.54	3.54	3.55	3.55	3.55
9 ^a	0	0	0	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
11 ^a	0	0	0	0.02	0.04	0.03	0.02	0.02	0.02	0.03	0.04	0.01
12 ^a	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29
13 ^a	0	0	0	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01
15 ^a	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
17 ^a	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.12	0.12	0.12	0.12	0.13	0.12
19 ^a	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
21 ^a	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
23 ^a	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
25 ^a	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01

Tabela 11: Amplitude das harmônicas de corrente do sistema trifásico no ponto analisado 2, casos 0 a 3

Ordem Harmônicas	Amplitude harmônicas corrente (%) secundário do transformador											
	Caso 0			Caso 1			Caso 2			Caso 3		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
2 ^a	0	0	0	0.01	0.00	0.01	0.29	0.29	0.29	0.30	0.29	0.31
3 ^a	0	0	0	0.09	0.05	0.06	0.02	0.02	0.02	0.27	0.15	0.16
5 ^a	0	0	0	0.32	0.07	0.32	0.01	0.01	0.01	0.92	0.19	0.93
7 ^a	0	0	0	0.02	0.03	0.03	2.08	2.08	2.08	2.05	2.05	2.05
9 ^a	0	0	0	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.01
11 ^a	0	0	0	0.02	0.03	0.03	0.01	0.01	0.01	0.03	0.05	0.04
12 ^a	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
13 ^a	0	0	0	0.01	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.03
15 ^a	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
17 ^a	0	0	0	0.01	0.01	0.00	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.03
19 ^a	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21 ^a	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23 ^a	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00
25 ^a	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01

Tabela 12: DHTv e DHTi do sistema trifásico casos 0 e 1

Pontos analisados	Caso 0						Caso 1					
	DTH_v			DTH_I			DTH_v			DTH_I		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0	0	0	0	0	0	0.06	0.03	0.03	0.38	0.21	0.20
2	0	0	0	0	0	0	1.28	0.30	1.26	0.34	0.10	0.33
3	0	0	0	0	0	0	1.28	0.30	1.26	0.27	0.08	0.26
4	0	0	0	0	0	0	1.28	0.30	1.26	0.40	0.10	0.39
5	0	0	0	0	0	0	1.28	0.30	1.26	0.82	0.22	0.81
6	0	0	0	0	0	0	1.28	0.30	1.26	0.29	0.08	0.28
7	0	0	0	0	0	0	1.27	0.30	1.29	0.54	0.13	0.55
8	0	0	0	0	0	0	1.26	0.30	1.28	0.54	0.13	0.55
12	0	0	0	0	0	0	1.26	0.30	1.28	0.53	0.13	0.55
13	0	0	0	0	0	0	1.26	0.30	1.28	0.54	0.13	0.55
17	0	0	0	0	0	0	1.28	0.31	1.30	0.55	0.13	0.56
18	0	0	0	0	0	0	1.29	0.31	1.30	0.55	0.13	0.56
24	0	0	0	0	0	0	1.26	0.30	1.28	0.54	0.13	0.55
27	0	0	0	Na	Na	Na	1.28	0.30	1.26	Na	Na	Na
34	0	0	0	0	0	0	1.26	0.30	1.28	0.54	0.13	0.55
35	0	0	0	0	0	0	1.26	0.30	1.28	1.26	0.30	1.28

Tabela 13: DHTv e DHTi do sistema trifásico casos 2 e 3

Pontos analisados	Caso 2						Caso 3					
	DTH_v			DTH_I			DTH_v			DTH_I		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0.23	0.23	0.23	2.10	2.10	2.10	0.25	0.24	0.24	2.34	2.16	2.15
2	3.56	3.56	3.56	2.10	2.10	2.10	3.60	3.57	3.60	2.29	2.09	2.28
3	3.56	3.56	3.56	0.52	0.52	0.52	3.60	3.57	3.60	0.54	0.53	0.54
4	3.56	3.56	3.56	0.70	0.70	0.70	3.60	3.57	3.60	0.72	0.70	0.72
5	3.56	3.56	3.56	3.58	3.58	3.58	3.60	3.57	3.60	3.61	3.59	3.60
6	3.56	3.56	3.56	3.32	3.32	3.32	3.60	3.57	3.60	4.00	3.33	3.99
7	3.65	3.65	3.65	1.15	1.15	1.15	3.69	3.66	3.69	1.17	1.15	1.17
8	3.57	3.57	3.57	1.12	1.12	1.12	3.61	3.58	3.61	1.15	1.13	1.15
12	3.56	3.56	3.56	1.12	1.12	1.12	3.60	3.57	3.60	1.14	1.12	1.14
13	3.57	3.57	3.57	1.12	1.12	1.12	3.61	3.58	3.61	1.15	1.13	1.15
17	3.72	3.72	3.72	1.17	1.17	1.17	3.77	3.74	3.77	1.19	1.18	1.20
18	3.73	3.73	3.73	1.17	1.17	1.17	3.77	3.74	3.77	1.19	1.18	1.20
24	3.59	3.59	3.59	1.13	1.13	1.13	3.63	3.60	3.63	1.15	1.13	1.15
27	3.48	3.48	3.48	1.32	1.32	1.32	3.52	3.49	3.52	1.43	1.32	1.43
34	3.56	3.56	3.56	1.12	1.12	1.12	3.60	3.58	3.61	1.14	1.13	1.15
35	3.56	3.56	3.56	3.56	3.56	3.56	3.60	3.58	3.61	3.60	3.58	3.61

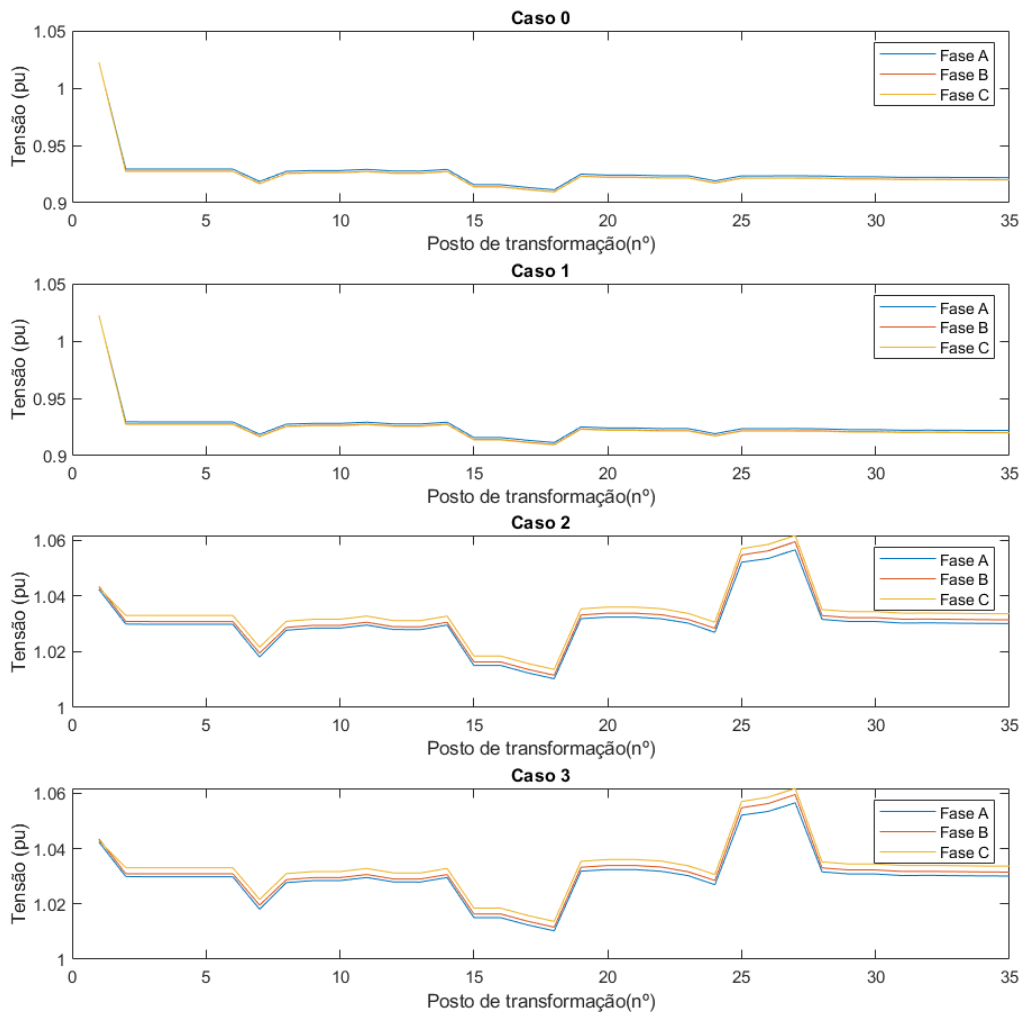


Figura 14: Tensão rms (pu) do sistema trifásico tensões nos pontos analisados, casos 0 a 3

4.1.2 Cenário 1

Neste cenário foram considerados que 33% dos PTs tinham instalado PCVEs. De forma a simplificar a análise de simulações foi considerado que em cada PT são instalados 3 carregadores. São estudados dois métodos de instalação, um método em que existe distribuição de PCVE equilibrada na rede e um segundo que considera o pior caso de integração, que é cada PT ter os 3 carregadores ligados na mesma fase. Para este cenário foram simulados 4 casos, variando a geração do parque FV com distribuição uniforme de PCVEs, tabela 14, ou distribuição não uniforme, tabela 15. Deste modo o caso 4 não tem geração e tem instalado um carregador por fase, o caso 5 não tem geração e tem instalado três carregadores numa

única fase, o caso 6 tem geração e tem instalado um carregador por fase e o caso 7 tem geração e tem instalado três carregadores numa única fase.

Tabela 14: N° de carregadores por fase em baixa integração de PCVEs com distribuição uniforme, mediante legenda da rede

Legenda	Fase A (n° PCVEs)	Fase B (n° PCVEs)	Fase 3 (n° PCVEs)
C1	0	0	0
C2	0	0	0
C3	0	0	0
C4	1	1	1
C5	1	1	1
C6	1	1	1
C7	0	0	0

Tabela 15: N° de carregadores por fase em baixa integração de PCVEs com distribuição não uniforme, mediante legenda da rede

Legenda	Fase A (n° PCVEs)	Fase B (n° PCVEs)	Fase 3 (n° PCVEs)
C1	0	0	0
C2	0	0	0
C3	0	0	0
C4	3	0	0
C5	0	3	0
C6	0	0	3
C7	0	0	0

O perfil de tensão, por unidade, para cada ponto analisado na rede, para os casos de referência, é mostrado na figura 15. Como pode ser analisado, de igual forma ao cenário de referência, os pontos analisados mais junto ao transformador, pontos 2 a 6 e junto ao parque FV, ponto 27, quando em funcionamento, apresentam uma queda de tensão menor, quando comparada a pontos mais afastados. Em complemento, o espectro de harmônicas de tensão (tabela 16) e corrente (tabela 17), mais relevantes, juntamente com os valores de DHT_v e DHT_i para os pontos considerados de maior relevância estão representados nas tabelas 18 e 19. Podemos analisar um aumento generalizado dos índices de poluição de harmônicas ao longo da rede, diminuição generalizada da tensão nas fases e aumento de desequilíbrios de tensão nas mesmas em relação aos casos respectivos do cenário de referência. Verifica-se que ambos espectros e valores de tensão rms cumprem os requisitos da norma em vigor.

Tabela 16: Amplitudes das harmônicas de tensão do sistema trifásico no ponto analisado 2, caso 4 a 7

Ordem Harmônicas	Amplitude harmônicas tensão (%) secundário do transformador											
	Caso 4			Caso 5			Caso 6			Caso 7		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
2 ^a	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.15	0.14	0.14	0.15	0.14	0.14
3 ^a	0.19	0.09	0.13	0.2	0.11	0.13	0.11	0.06	0.07	0.11	0.08	0.07
5 ^a	1.35	0.47	0.97	0.88	0.24	1.17	0.55	0.18	0.4	0.37	0.07	0.48
7 ^a	0.33	0.35	0.35	0.36	0.19	0.25	3.47	3.47	3.47	3.45	3.43	3.5
9 ^a	0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.02
11 ^a	0.08	0.13	0.13	0.1	0.05	0.07	0.05	0.08	0.08	0.06	0.01	0.06
12 ^a	0	0	0	0	0	0	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29
13 ^a	0.01	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0.01	0.01	0.01
15 ^a	0	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
17 ^a	0	0	0	0	0	0	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
19 ^a	0	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
21 ^a	0	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
23 ^a	0	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
25 ^a	0	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01

Tabela 17: Amplitudes das harmônicas de corrente do sistema trifásico no ponto analisado 2, caso 4 a 7

Ordem Harmônicas	Amplitude harmônicas corrente (%) secundário do transformador											
	Caso 4			Caso 5			Caso 6			Caso 7		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
2 ^a	0.01	0.00	0.01	0.01	0.00	0.01	0.29	0.27	0.30	0.29	0.28	0.3
3 ^a	0.08	0.05	0.07	0.08	0.04	0.05	0.25	0.14	0.17	0.25	0.14	0.15
5 ^a	0.46	0.07	0.4	0.41	0.17	0.44	0.99	0.1	0.97	0.96	0.27	1
7 ^a	0.09	0.1	0.1	0.1	0.07	0.05	1.94	1.93	1.93	1.93	1.91	1.95
9 ^a	0	0	0	0	0	0.01	0	0	0	0	0.01	0
11 ^a	0.01	0.05	0.04	0.01	0.02	0.01	0.03	0.07	0.04	0.04	0.04	0.02
12 ^a	0	0	0	0	0	0	0.09	0.09	0.09	0.09	0.1	0.09
13 ^a	0.01	0.02	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01	0.02	0.03	0.01	0.02	0.02
15 ^a	0	0	0	0	0	0	0.01	0	0	0.01	0	0
17 ^a	0.01	0.01	0	0.01	0.01	0	0.04	0.04	0.03	0.04	0.04	0.03
19 ^a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21 ^a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 ^a	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0	0	0.01	0
25 ^a	0	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0	0	0.01

Tabela 18: DHTv e DHTi do sistema trifásico casos 3 e 5

Pontos analisados	Caso 4						Caso 5					
	DTH_v			DTH_I			DTH_v			DTH_I		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0.08	0.05	0.04	0.51	0.32	0.24	0.08	0.05	0.05	0.49	0.28	0.31
2	1.40	0.61	1.05	0.47	0.14	0.42	0.98	0.33	1.21	0.43	0.19	0.45
3	1.40	0.61	1.05	0.32	0.08	0.35	0.98	0.33	1.21	0.46	0.20	0.25
4	1.40	0.61	1.05	0.45	0.07	0.47	0.98	0.33	1.21	0.49	0.24	0.42
5	1.4	0.61	1.05	1.02	0.48	0.78	0.98	0.33	1.21	0.72	0.29	0.92
6	1.4	0.61	1.05	0.37	0.08	0.39	0.98	0.33	1.21	0.41	0.15	0.4
7	1.06	0.62	1.42	0.69	0.3	0.5	1.22	0.34	0.98	0.52	0.14	1.3
8	1.05	0.61	1.41	0.69	0.3	0.5	1.2	0.34	0.99	0.51	0.97	0.41
12	1.05	0.61	1.4	0.43	0.24	0.59	1.21	0.33	0.98	0.51	0.14	0.41
13	1.05	0.61	1.41	1.6	1.09	1.19	1.2	0.34	0.99	3.01	0.15	0.41
17	1.07	0.63	1.44	0.44	0.24	0.61	1.23	0.36	1.01	0.52	0.15	0.42
18	1.07	0.63	1.44	0.44	0.24	0.61	1.23	0.35	1	0.52	0.14	0.42
24	1.05	0.62	1.42	0.44	0.24	0.6	1.22	0.34	0.98	0.52	0.14	0.41
27	1.41	0.61	1.05	Na	Na	Na	0.98	0.34	1.22	Na	Na	Na
34	1.05	0.61	1.41	0.44	0.24	0.6	1.22	0.34	0.98	0.51	0.14	0.41
35	1.05	0.61	1.41	1.3	0.36	1.51	1.22	0.34	0.98	1.86	0.34	0.98

Tabela 19: DHTv e DHTi do sistema trifásico casos 6 e 7

Pontos analisados	Caso 6						Caso 7					
	DTH_v			DTH_I			DTH_v			DTH_I		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0.24	0.23	0.23	2.27	2.06	2.03	0.25	0.23	0.23	2.28	2.03	2.05
2	3.53	3.5	3.51	2.22	1.97	2.19	3.49	3.45	3.55	2.19	1.96	2.21
3	3.53	3.5	3.51	0.60	0.6	0.62	3.49	3.45	3.55	0.71	0.62	0.53
4	3.53	3.5	3.51	0.78	0.77	0.8	3.49	3.45	3.55	0.82	0.86	0.74
5	3.53	3.5	3.51	3.53	3.51	3.52	3.49	3.45	3.55	3.49	3.46	3.47
6	3.53	3.5	3.51	4.39	3.62	4.25	3.49	3.45	3.55	4.3	3.76	4.24
7	3.61	3.59	3.63	1.1	1.07	1.05	3.62	3.55	3.59	1.15	1.12	1.36
8	3.52	3.51	3.54	1.08	1.05	1.02	3.57	3.46	3.49	1.13	1.72	1.11
12	3.51	3.5	3.53	1.11	1.1	1.13	3.55	3.45	3.49	1.13	1.09	1.11
13	3.52	3.51	3.54	1.55	1.45	1.38	3.58	3.45	3.48	2.83	1.09	1.1
17	3.68	3.66	3.7	1.16	1.15	1.18	3.73	3.61	3.64	1.18	1.14	1.15
18	3.68	3.67	3.7	1.16	1.15	1.18	3.71	3.63	3.65	1.17	1.14	1.15
24	3.54	3.52	3.56	1.12	1.11	1.13	3.58	3.48	3.52	1.14	1.1	1.11
27	3.44	3.41	3.42	1.55	1.44	1.5	3.4	3.37	3.49	1.51	1.46	1.46
34	3.52	3.5	3.54	1.11	1.11	1.13	3.56	3.45	3.5	1.13	1.09	1.11
35	3.52	3.5	3.54	3.54	3.48	3.53	3.56	3.45	3.5	3.45	3.45	3.5

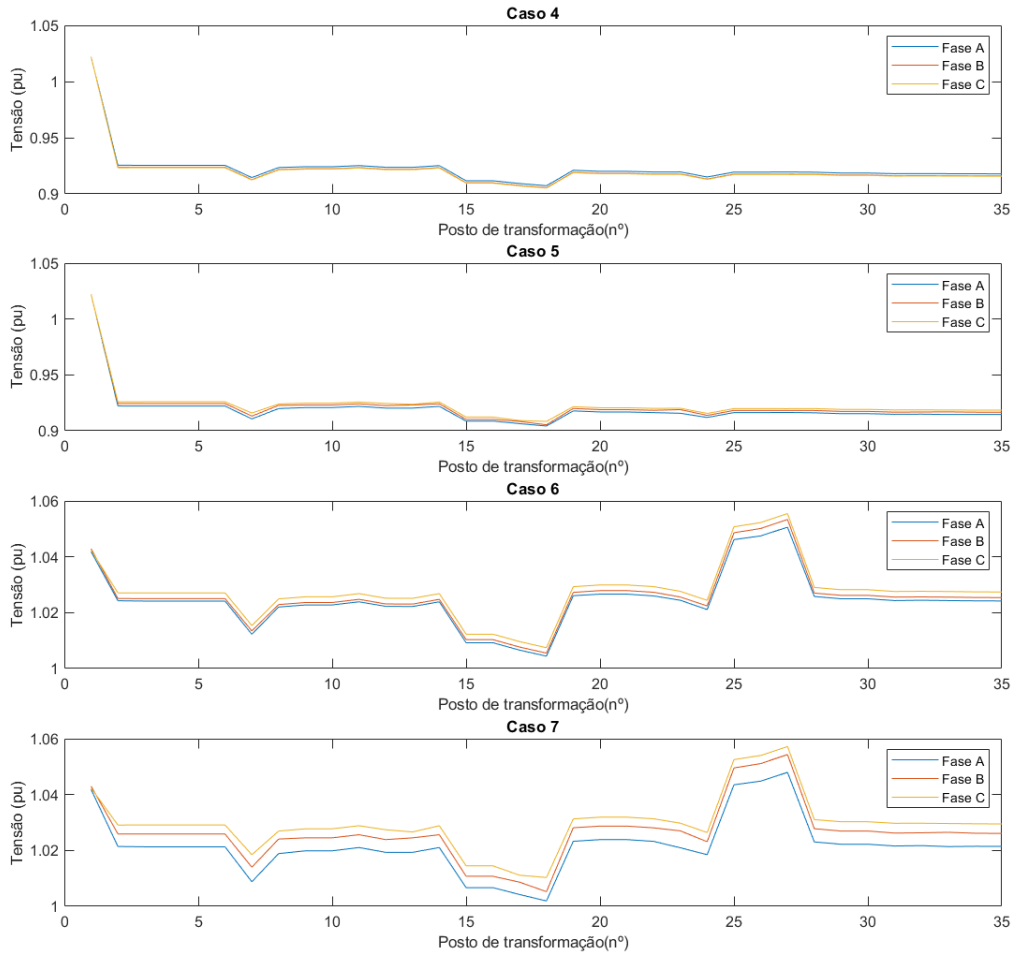


Figura 15: Tensão rms (pu) do sistema trifásico tensões nos pontos analisados, casos 4 a 7

4.1.3 Cenário 2

Neste cenário foi considerado que 66% dos PTs tinham instalado PCVEs. De igual modo ao cenário 1, foi considerado que em cada PT são instalados 3 carregadores. Para este cenário foram simulados 6 casos de instalação de PCVEs, variando a geração do parque FV e variando a distribuição de PCVEs na rede, sendo esta uniforme (tabela 20), numa única fase (tabela 21), ou um misto dos dois (tabela 22). Deste modo, o caso 8 não tem geração FV e tem instalado um carregador por fase, o caso 9 não tem geração FV e tem em metade dos PTs, com PCVE instalados, um carregador por fase e nos restantes os três carregadores na mesma fase, o caso 10 não tem geração FV e tem instalados três carregadores numa única fase, o caso 11 tem geração FV e tem instalado um carregador por fase, o caso 13 tem geração FV e tem em metade dos PTs, com PCVE instalados, um carregador por fase e nos res-

tantes os três carregadores na mesma fase e o caso 12 tem geração FV e tem instalados três carregadores numa única fase

Tabela 20: N° de carregadores por fase em alta integração de PCVEs com distribuição uniforme, mediante legenda da rede

Legenda	Fase A (n° PCVEs)	Fase B (n° PCVEs)	Fase 3 (n° PCVEs)
C1	1	1	1
C2	1	1	1
C3	1	1	1
C4	1	1	1
C5	1	1	1
C6	1	1	1
C7	0	0	0

Tabela 21: N° de carregadores por fase em alta integração de PCVEs com distribuição não uniforme, mediante legenda da rede

Legenda	Fase A (n° PCVEs)	Fase B (n° PCVEs)	Fase 3 (n° PCVEs)
C1	3	0	0
C2	0	3	0
C3	0	0	3
C4	3	0	0
C5	0	3	0
C6	0	0	3
C7	0	0	0

Tabela 22: N° de carregadores por fase em alta integração de PCVEs e misto de distribuições de PCVEs, mediante legenda da rede

Legenda	Fase A (n° PCVEs)	Fase B (n° PCVEs)	Fase 3 (n° PCVEs)
C1	1	1	1
C2	1	1	1
C3	1	1	1
C4	3	0	0
C5	0	3	0
C6	0	0	3
C7	0	0	0

O perfil de tensão, por unidade, para cada ponto analisado na rede, para os casos de referência, é mostrado na figura 16. O perfil de tensão deixa de cumprir a norma no caso 13 pontos 17 e 18. O incumprimento deve-se à tensão eficaz estar abaixo de 90% da nominal. São analisados os espectros de harmónicas de tensão (tabelas 23 e 24) e corrente (tabelas 25

e 26), mais relevantes, juntamente com os valores de DHT_v e DHT_i para os pontos considerados de maior relevância representados nas tabelas 27 a 28. Verifica-se que ambos espectros para os casos, considerando com distorção harmónica prévia, cumprem os requisitos da norma em vigor.

Tabela 23: Amplitudes das harmónicas de tensão do sistema trifásico no ponto analisado 2, caso 8 a 10

Ordem Harmónicas	Amplitude harmónicas tensão (%) secundário do transformador								
	Caso 8			Caso 9			Caso 10		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
2 ^a	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01
3 ^a	0.21	0.08	0.14	0.21	0.10	0.13	0.20	0.13	0.15
5 ^a	1.47	0.72	0.77	1.01	0.26	0.99	0.77	0.44	1.15
7 ^a	0.53	0.55	0.55	0.56	0.28	0.30	0.50	0.38	0.49
9 ^a	0.02	0.02	0.02	0.02	0.00	0.01	0.02	0.02	0.03
11 ^a	0.18	0.23	0.22	0.20	0.10	0.10	0.17	0.12	0.20
12 ^a	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13 ^a	0.02	0.02	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01
15 ^a	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17 ^a	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
19 ^a	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21 ^a	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23 ^a	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
25 ^a	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabela 24: Amplitudes das harmónicas de tensão do sistema trifásico no ponto analisado 2, caso 11 a 13

Ordem Harmónicas	Amplitude harmónicas tensão (%) secundário do transformador								
	Caso 11			Caso 12			Caso 13		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
2 ^a	0.15	0.14	0.14	0.15	0.14	0.14	0.15	0.14	0.14
3 ^a	0.12	0.06	0.08	0.12	0.07	0.08	0.12	0.09	0.09
5 ^a	0.61	0.29	0.32	0.43	0.08	0.41	0.30	0.15	0.50
7 ^a	3.40	3.41	3.40	3.38	3.36	3.43	3.40	3.31	3.43
9 ^a	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.02
11 ^a	0.11	0.14	0.13	0.12	0.05	0.08	0.10	0.06	0.15
12 ^a	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
13 ^a	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
15 ^a	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
17 ^a	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
19 ^a	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
21 ^a	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
23 ^a	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
25 ^a	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01

Tabela 25: Amplitudes das harmônicas de corrente do sistema trifásico no ponto analisado 2, caso 8 a 10

Ordem Harmônicas	Amplitude harmônicas corrente (%) secundário do transformador								
	Caso 8			Caso 9			Caso 10		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
2 ^a	0.01	0.00	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	0.00	0.01
3 ^a	0.07	0.05	0.08	0.07	0.04	0.06	0.07	0.04	0.04
5 ^a	0.57	0.16	0.49	0.51	0.05	0.52	0.49	0.25	0.57
7 ^a	0.14	0.15	0.15	0.15	0.09	0.07	0.14	0.12	0.10
9 ^a	0	0	0	0	0	0.01	0	0.01	0.01
11 ^a	0.02	0.06	0.05	0.02	0.04	0.02	0.02	0.01	0.01
12 ^a	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13 ^a	0.01	0.02	0.02	0.01	0.02	0.02	0.01	0.01	0.02
15 ^a	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17 ^a	0.01	0.01	0	0.01	0.01	0	0.01	0.01	0
19 ^a	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21 ^a	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 ^a	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25 ^a	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 26: Amplitudes das harmônicas de corrente do sistema trifásico no ponto analisado 2, caso 11 a 13

Ordem Harmônicas	Amplitude harmônicas corrente (%) secundário do transformador								
	Caso 11			Caso 12			Caso 13		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
2 ^a	0.28	0.26	0.29	0.28	0.27	0.29	0.28	0.27	0.29
3 ^a	0.24	0.13	0.18	0.24	0.13	0.15	0.24	0.14	0.13
5 ^a	1.06	0.05	1.01	1.02	0.17	1.03	1	0.33	1.07
7 ^a	1.84	1.83	1.83	1.83	1.81	1.84	1.85	1.77	1.83
9 ^a	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0.01
11 ^a	0.04	0.09	0.05	0.05	0.06	0.01	0.05	0.04	0.03
12 ^a	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
13 ^a	0.01	0.02	0.03	0.01	0.02	0.02	0.01	0.02	0.02
15 ^a	0.01	0	0	0.01	0	0	0.01	0	0
17 ^a	0.04	0.03	0.03	0.04	0.04	0.03	0.04	0.04	0.03
19 ^a	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21 ^a	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 ^a	0	0.01	0	0	0.01	0	0	0.01	0
25 ^a	0	0	0.01	0	0	0.01	0	0	0.01

Tabela 27: DHTv e DHTi do sistema trifásico casos 8 e 9

Pontos analisados	Caso 8						Caso 9					
	DTH_v			DTH_I			DTH_v			DTH_I		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0.10	0.07	0.06	0.63	0.42	0.32	0.10	0.06	0.05	0.61	0.34	0.31
2	1.59	0.94	0.98	0.59	0.23	0.52	1.19	0.41	1.04	0.54	0.12	0.52
3	1.59	0.94	0.98	0.37	0.13	0.43	1.19	0.41	1.04	0.50	0.14	0.34
4	1.59	0.94	0.98	0.49	0.09	0.52	1.19	0.41	1.04	0.52	0.19	0.46
5	1.59	0.94	0.98	1.24	0.75	0.88	1.19	0.41	1.04	0.99	0.32	0.9
6	1.59	0.94	0.98	0.44	0.15	0.49	1.19	0.41	1.04	0.46	0.09	0.49
7	0.99	0.96	1.62	0.58	0.3	0.5	1.06	0.41	1.21	0.44	0.15	1.3
8	0.98	0.94	1.6	0.58	0.3	0.5	1.04	0.41	1.2	0.43	1.06	0.49
12	0.98	0.94	1.59	1.46	0.98	1.08	1.04	0.41	1.19	1.5	1.22	1.08
13	0.98	0.94	1.59	1.46	0.98	1.08	1.04	0.42	1.2	2.89	0.16	0.49
17	1.01	0.98	1.64	0.49	0.29	0.54	1.06	0.43	1.24	0.51	0.28	0.38
18	1.01	0.98	1.64	0.39	0.37	0.68	1.07	0.42	1.23	0.45	0.16	0.5
24	0.99	0.95	1.61	0.48	0.28	0.53	1.06	0.42	1.21	0.52	0.27	0.37
27	1.61	0.95	0.99	Na	Na	Na	1.2	0.41	1.06	Na	Na	Na
34	0.98	0.95	1.61	1.46	0.99	1.08	1.05	0.41	1.2	1.5	1.23	1.08
35	0.98	0.95	1.61	1.17	0.7	1.63	1.05	0.41	1.2	1.65	0.41	1.2

Tabela 28: DHTv e DHTi do sistema trifásico casos 10 e 11

Pontos analisados	Caso 10						Caso 11					
	DTH_v			DTH_I			DTH_v			DTH_I		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0.10	0.06	0.07	0.61	0.34	0.43	0.24	0.23	0.22	2.22	1.97	1.94
2	0.96	0.61	1.28	0.51	0.28	0.58	3.48	3.44	3.44	2.15	1.86	2.12
3	0.96	0.61	1.28	0.42	0.29	0.35	3.48	3.44	3.44	0.68	0.68	0.71
4	0.96	0.61	1.28	0.54	0.25	0.48	3.48	3.44	3.44	0.83	0.82	0.86
5	0.96	0.61	1.28	0.8	0.56	1.05	3.48	3.44	3.44	3.47	3.45	3.46
6	0.96	0.61	1.28	0.53	0.19	0.52	3.48	3.44	3.44	4.8	3.93	4.54
7	1.3	0.62	0.96	0.53	0.24	1.23	3.53	3.54	3.57	1.06	1.04	1.02
8	1.27	0.62	0.97	0.52	0.84	0.39	3.45	3.45	3.49	1.04	1.02	1
12	1.28	0.61	0.95	2.81	0.24	0.39	3.44	3.44	3.48	1.49	1.39	1.32
13	1.27	0.62	0.97	2.79	0.25	0.39	3.44	3.45	3.48	1.49	1.4	1.32
17	1.32	0.64	0.99	0.77	0.25	0.39	3.6	3.6	3.64	1.08	1.07	1.07
18	1.28	0.67	1	0.52	0.25	0.4	3.6	3.61	3.64	1.14	1.14	1.16
24	1.3	0.62	0.96	0.53	0.24	0.9	3.46	3.46	3.5	1.04	1.03	1.03
27	0.96	0.62	1.29	Na	Na	Na	3.38	3.34	3.34	1.67	1.57	1.58
34	1.3	0.61	0.96	2.82	0.24	0.39	3.44	3.44	3.48	1.48	1.4	1.32
35	1.3	0.62	0.96	1.7	0.62	0.96	3.44	3.44	3.48	3.45	3.41	3.46

Tabela 29: DHTv e DHTi do sistema trifásico casos 12 e 13

Pontos analisados	Caso 12						Caso 13					
	DTH_v			DTH_I			DTH_v			DTH_I		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0.24	0.22	0.22	2.22	1.94	1.95	0.25	0.22	0.22	2.23	1.93	1.95
2	3.43	3.38	3.47	2.13	1.84	2.14	3.43	3.34	3.49	2.14	1.83	2.15
3	3.43	3.38	3.47	0.77	0.67	0.61	3.43	3.34	3.49	0.7	0.74	0.56
4	3.43	3.38	3.47	0.86	0.89	0.8	3.43	3.34	3.49	0.87	0.93	0.79
5	3.43	3.38	3.47	3.43	3.39	3.4	3.43	3.34	3.49	3.44	3.31	3.33
6	3.43	3.38	3.47	4.71	4.05	4.51	3.43	3.34	3.49	4.65	4.12	4.72
7	3.55	3.48	3.54	1.12	1.1	1.33	3.55	3.43	3.55	1.13	1.08	1.33
8	3.49	3.39	3.44	1.11	1.73	1.09	3.51	3.34	3.44	1.11	1.67	1.09
12	3.47	3.38	3.43	1.51	1.45	1.35	3.48	3.34	3.44	2.74	1.05	1.09
13	3.5	3.38	3.43	2.79	1.07	1.09	3.52	3.33	3.42	2.73	1.05	1.08
17	3.65	3.54	3.58	1.1	1.06	1.05	3.65	3.46	3.62	1.52	1.09	1.14
18	3.62	3.56	3.6	1.15	1.12	1.14	3.64	3.51	3.59	1.15	1.11	1.13
24	3.5	3.41	3.46	1.05	1.03	1.02	3.52	3.36	3.46	1.12	1.06	1.13
27	3.34	3.29	3.4	1.63	1.56	1.53	3.34	3.27	3.45	1.58	1.59	1.53
34	3.48	3.39	3.44	1.5	1.46	1.35	3.49	3.34	3.45	2.72	1.06	1.09
35	3.48	3.39	3.44	3.36	3.39	3.44	3.49	3.34	3.45	3.35	3.34	3.45

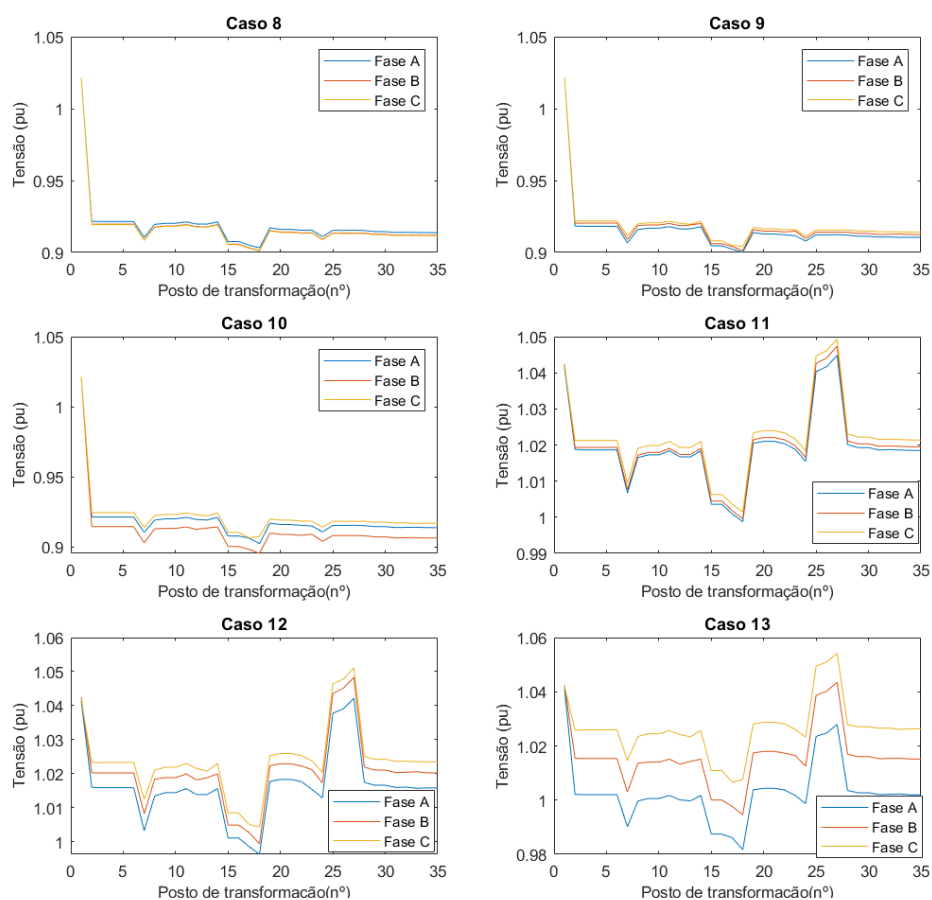


Figura 16: Tensão rms (pu) do sistema trifásico tensões nos pontos analisados, casos 8 a 13

4.1.4 Cenário 3

O objetivo deste cenário é verificar o impacto da rede AT nas métricas da qualidade de energia analisadas. Deste modo só foram realizadas simulações considerando distorção prévia presente na rede e não foi considerado o parque FV nos casos de simulação, visto que o objetivo principal é analisar o impacto dos PCVEs nas métricas. Deste modo o primeiro caso considerado, caso 14, não tem integração de PCVEs e serve como referência para os seguintes. Para o caso 15 considerou-se 3 carregadores com distribuição uniforme em 33% dos PT, configuração igual ao caso 4 (tabela 14). O caso 15 considerou-se 3 carregadores com distribuição uniforme em 66% dos PTs, configuração igual ao caso 8 (tabela 20) e por fim, no caso 17 considerou-se 3 carregadores com distribuição não uniforme em 66% dos PTs, configuração igual ao caso 10 (tabela 21).

O perfil de tensão, por unidade, para cada ponto analisado na rede, para os casos de referência, é mostrado na figura 17. O perfil de tensão deixa de cumprir a norma em alguns dos pontos analisados do caso 15 e grande parte dos pontos analisados no caso 16 e 17. O incumprimento existe pois as tensões eficazes estão abaixo do limite de 90% da tensão nominal. Foram analisados os espectros de harmônicas de tensão (tabela 30) e corrente (tabela 31) mais relevantes, juntamente com os valores de DHT_v e DHT_i para os pontos considerados de maior relevância estão representados nas tabelas 32 e 33. Verifica-se que ambos espectros para os casos cumprem os requisitos da norma em vigor.

Tabela 30: Amplitudes das harmônicas de tensão do sistema trifásico no ponto analisado 2, caso 14 a 17

Ordem Harmônicas	Amplitude harmônicas tensão (%) secundário do transformador											
	Caso 14			Caso 15			Caso 16			Caso 17		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
2 ^a	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01
3 ^a	0.17	0.1	0.12	0.19	0.09	0.13	0.21	0.08	0.14	0.2	0.13	0.15
4 ^a	0.01	0.02	0.03	0.01	0.02	0.03	0.01	0.02	0.03	0.01	0.02	0.03
5 ^a	1.32	0.27	1.3	1.36	0.49	0.95	1.49	0.76	0.74	0.74	0.47	1.16
6 ^a	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01
7 ^a	0.14	0.18	0.18	0.33	0.35	0.35	0.54	0.55	0.55	0.51	0.38	0.5
8 ^a	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0	0.01	0	0	0.01	0	0
9 ^a	0.01	0.01	0.01	0	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03
10 ^a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11 ^a	0.02	0.04	0.03	0.08	0.13	0.13	0.18	0.23	0.22	0.18	0.13	0.2
12 ^a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13 ^a	0.01	0.02	0.02	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.02	0.01	0.01

Tabela 31: Amplitudes das harmônicas de corrente do sistema trifásico no ponto analisado 2, caso 14 a 17

Ordem Harmônicas	Amplitude harmônicas corrente (%) secundário do transformador											
	Caso 14			Caso 15			Caso 16			Caso 17		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
2 ^a	0.01	0	0.01	0.01	0	0.01	0.01	0	0.01	0.01	0	0.01
3 ^a	0.08	0.05	0.05	0.08	0.05	0.07	0.07	0.05	0.07	0.07	0.04	0.04
4 ^a	0	0	0.01	0	0.01	0.01	0	0.01	0.01	0	0.01	0.01
5 ^a	0.22	0.05	0.22	0.46	0.07	0.4	0.57	0.16	0.49	0.49	0.25	0.56
6 ^a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7 ^a	0.04	0.05	0.05	0.09	0.1	0.09	0.14	0.14	0.14	0.13	0.11	0.1
8 ^a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9 ^a	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0.01
10 ^a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11 ^a	0.02	0.03	0.02	0.01	0.04	0.04	0.02	0.06	0.05	0.02	0.01	0.01
13 ^a	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01
17 ^a	0.01	0.01	0	0.01	0.01	0	0.01	0.01	0	0.01	0.01	0

Tabela 32: DHTv e DHTi do sistema trifásico casos 14 e 15

Pontos analisados	Caso 14						Caso 15					
	DTH_v			DTH_I			DTH_v			DTH_I		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0.08	0.05	0.05	0.27	0.16	0.15	0.17	0.11	0.09	0.51	0.32	0.24
2	1.33	0.34	1.32	0.24	0.09	0.23	1.41	0.62	1.03	0.47	0.13	0.42
3	1.33	0.34	1.32	0.28	0.08	0.27	1.41	0.62	1.03	0.31	0.08	0.34
4	1.33	0.34	1.32	0.37	0.09	0.36	1.41	0.62	1.03	0.45	0.07	0.47
5	1.33	0.34	1.32	0.57	0.2	0.57	1.41	0.62	1.03	1.02	0.48	0.78
6	1.33	0.34	1.32	0.28	0.08	0.27	1.41	0.62	1.03	0.36	0.08	0.39
7	1.33	0.35	1.34	0.56	0.14	0.57	1.04	0.63	1.43	0.68	0.32	0.49
8	1.32	0.34	1.34	0.56	0.14	0.57	1.03	0.62	1.42	0.68	0.31	0.49
12	1.32	0.34	1.33	0.56	0.14	0.57	1.03	0.62	1.41	0.43	0.24	0.6
13	1.32	0.34	1.34	0.56	0.14	0.57	1.03	0.62	1.42	1.62	1.12	1.2
17	1.35	0.35	1.36	0.57	0.15	0.58	1.06	0.64	1.45	0.44	0.25	0.61
18	1.35	0.35	1.36	0.57	0.15	0.58	1.06	0.64	1.45	0.44	0.25	0.61
24	1.33	0.35	1.34	0.56	0.14	0.57	1.04	0.63	1.43	0.43	0.25	0.6
27	1.34	0.35	1.32	Na	Na	Na	1.42	0.63	1.04	Na	Na	Na
34	1.32	0.35	1.34	0.56	0.14	0.57	1.04	0.63	1.42	0.43	0.24	0.6
35	1.32	0.35	1.34	0.56	0.14	0.57	1.04	0.63	1.42	1.29	0.36	1.51

Tabela 33: DHTv e DHTi do sistema trifásico casos 16 e 17

Pontos analisados	Caso 16						Caso 17					
	DTH_v			DTH_I			DTH_v			DTH_I		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0.21	0.15	0.12	0.62	0.42	0.31	0.2	0.12	0.15	0.6	0.34	0.43
2	1.61	0.97	0.96	0.59	0.23	0.52	0.94	0.63	1.29	0.51	0.28	0.57
3	1.61	0.97	0.96	0.36	0.12	0.42	0.94	0.63	1.29	0.42	0.29	0.35
4	1.61	0.97	0.96	0.49	0.09	0.51	0.94	0.63	1.29	0.54	0.25	0.47
5	1.61	0.97	0.96	1.25	0.76	0.88	0.94	0.63	1.29	0.79	0.56	1.06
6	1.61	0.97	0.96	0.44	0.14	0.48	0.94	0.63	1.29	0.53	0.19	0.51
7	0.98	0.99	1.64	0.57	0.32	0.5	1.32	0.64	0.94	0.54	0.25	1.23
8	0.97	0.97	1.62	0.57	0.32	0.49	1.29	0.64	0.94	0.53	0.86	0.38
12	0.96	0.97	1.61	1.47	1.01	1.07	1.29	0.63	0.93	2.84	0.25	0.38
13	0.97	0.97	1.61	1.47	1.01	1.07	1.29	0.64	0.95	2.81	0.26	0.38
17	1	1.01	1.66	0.47	0.31	0.54	1.33	0.66	0.96	0.81	0.26	0.38
18	1	1.01	1.66	0.38	0.39	0.69	1.3	0.69	0.98	0.53	0.27	0.39
24	0.97	0.98	1.63	0.47	0.3	0.53	1.31	0.64	0.94	0.54	0.25	0.9
27	1.63	0.98	0.97	Na	Na	Na	0.94	0.64	1.31	Na	Na	Na
34	0.97	0.98	1.63	1.47	1.01	1.07	1.31	0.64	0.94	2.84	0.25	0.38
35	0.97	0.98	1.6	1.15	0.72	1.63	1.31	0.64	0.94	1.69	0.64	0.94

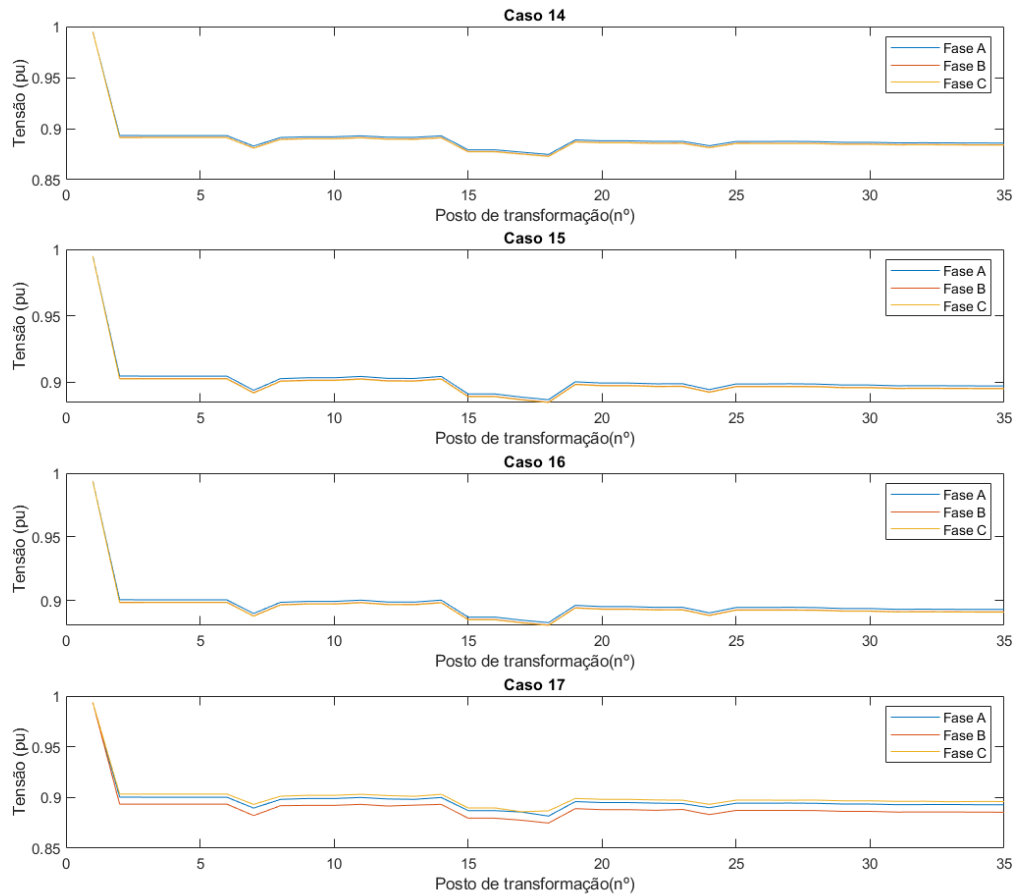


Figura 17: Tensão rms (pu) do sistema trifásico tensões nos pontos analisados, casos 14 a 17

4.2 Análise de resultados

No presente subcapítulo, é feita a comparação de todos os resultados obtidos e a sua discussão tendo em conta os três cenários considerados. Nas tabelas 34 e 35, referentes aos casos sem e com geração FV respetivamente, estão discriminados o desequilíbrio mínimo e máximo relatado nos 34 pontos analisados da rede MT. Este valor é obtido a partir da relação entre a componente inversa com a componente direta, conforme a norma NP 50160 [5].

Tabela 34: Comparação de desequilíbrio máximo e mínimo relatado nos pontos analisados na rede para os diferentes casos

	Máximo (%)	Mínimo (%)		Máximo (%)	Mínimo (%)
Caso 0	0.00147	0.00147	Caso 10	0.25976	0.23483
Caso 1	0.00147	0.00147	Caso 14	0.00146	0.00146
Caso 4	0.00147	0.00147	Caso 15	0.00147	0.00147
Caso 5	0.15466	0.13105	Caso 16	0.00147	0.00147
Caso 8	0.00147	0.00144	Caso 17	0.27012	0.24527
Caso 9	0.15389	0.13046			

Tabela 35: Comparação de desequilíbrio máximo e mínimo relatado nos pontos analisados na rede para os diferentes casos

	Máximo (%)	Mínimo (%)		Máximo (%)	Mínimo (%)
Caso 2	0.00144	0.00144	Caso 11	0.00143	0.00143
Caso 3	0.00147	0.00147	Caso 12	0.13397	0.11118
Caso 6	0.00144	0.00144	Caso 13	0.22799	0.20716
Caso 7	0.13474	0.11177			

Comparando os diversos cenários é possível apurar o impacto de cada variável no desequilíbrio de tensões. O trabalho realizado conclui que o impacto, nos desequilíbrios de tensão, da integração do parque FV na rede MT é inexistente no caso referência (relação entre caso 0 e 2) e permitiu a diminuição do desequilíbrio de tensões, tendo esta sido verificada relacionando todos os restantes cenários com integração do parque FV na rede (relação entre casos 1 e 3, 4 e 6, 5 e 7, 8 e 11, 9 e 12, 10 e 13). Em especial, a integração de FV no cenário com distorção prévia na rede e integração alta de PCVEs na rede (relação entre casos 10 e 13) relatou uma melhoria de 12%, tanto no máximo como no mínimo relatado.

O impacto da baixa integração de PCVEs no desequilíbrio de tensões na rede é inexistente nos cenários com distribuição uniforme de PCVEs no sistema trifásico de tensões dos PTs (casos 1/4 e 3/6). Com distribuição não uniforme relataram-se aumentos significativos em toda a rede (casos 1/5 e 3/7). Do mesmo modo, o cenário de alta integração de PCVEs na rede apresenta impacto reduzido ou inexistente com distribuição uniforme (relação entre casos 1 e 8, 3 e 11) e com distribuição não uniforme relatam-se aumentos significativos (relação entre casos 1 e 10, 3 e 13).

Comparando o impacto dos cenários de alta integração de PCVEs e baixa integração, é possível observar que o aumento da integração de PCVEs na rede MT, durante os períodos de distribuição de PCVEs uniforme, não tem impacto no desequilíbrio de tensões (relação entre casos 4 e 8, 6 e 11, 5 e 9, 7 e 12). No entanto este impacto torna-se significativo quando não existe esse equilíbrio (relação entre casos 5 e 10, 7 e 13).

Comparando os cenários com variação de potência de curto-circuito na rede, é possível observar que integração de PCVEs, em períodos de utilização equilibrada, na rede não tem impacto no desequilíbrio de tensões. No entanto em períodos com forte utilização de PCVEs de uma única fase verifica-se tem um impacto maior. No cenário de alta integração de PCVEs na rede sem controlo de fases (relação entre casos 14 e 17) relatou-se um aumento 4% maior no desequilíbrio de tensões em relação ao cenário com maior potência de curto-circuito (relação entre casos 1 e 10).

Relativamente ao valor eficaz de tensão, como esperado, é, em todos os pontos analisados de rede, maior considerando produção FV e relata-se uma correlação com a integração de VEs, sendo relatado o não cumprimento da norma nos pontos 17 e 18 no caso 10 de simulação. No cenário 3 variando as características da rede AT podemos analisar que os valores rms de tensão descem em ambos os casos de simulação, estando agora grande parte dos pontos analisados com tensões abaixo do limite imposto pela norma, pois a resistência fornecida pela energia cinética das massas rotativas ligadas ao sistema é menor. O não cumprimento deste limite não é preocupante, pois a análise trata-se de um instante de tempo e a norma permite que 5% do tempo num intervalo de 10 minutos não cumpra o limite $U_n \pm 10\%$, desde que 100% se encontre no limite $U_n \left(\begin{smallmatrix} +10 \\ -15 \end{smallmatrix} \right) \%$ que se verifica em todos os pontos analisados nos casos estudados.

Como a emissão de harmónicas dos PCVEs é, por ordem de mais influentes no espectro, nas ordens 5, 11, 7 e 3 e a emissão do parque FV é principalmente nas ordens 7, 2, 12, 17 e 22 é esperado que a harmónica 7 seja a mais suscetível a grandes variações ao longo dos diferentes pontos da rede, incluindo cancelamentos por desfasagem em alguns deles. Este fenómeno pode ser verificado se comparando o valor da harmónica 7, 5 e 11 entre os casos 6 e 11, considerando geração FV em baixa e alta integração de PCVEs, respetivamente. Nestes casos notamos que, no segundo, as amplitudes das harmónicas 5 e 11 aumentam, como seria de esperar, devido ao aumento de PCVEs na rede a injetarem-nas na rede MT, no entanto, no caso 11 a amplitude da harmónica 7 é menor, pois a desfasagem entre as harmónicas injetadas promove parte do seu cancelamento.

Em todos os cenários é possível observar que o ponto 18 é o que apresenta maiores valores de DTH_v e DTH_i (tabela 36) e menor valor de tensão rms. Desta observação é possível concluir uma correlação direta com as métricas DTH_v e DTH_i e uma correlação inversa com o valor de tensão rms. A correlação está presente comparando o comprimento físico das linhas, relacionando as linhas dos pontos 3 e 4 compostas por linhas aéreas e cabos em mé-

dia mais curtos que a linha do ponto 5, e baixa segmentação da rede, relacionando a linha do ponto 5 com a linha do ponto 6.

Tabela 36: DTHv e Tensões da fase A dos casos 1, 5, 10 e 17

	Caso 1		Caso 5		Caso 10		Caso 17	
	DTH_v (%)	Tensão (pu)	DTH_v (%)	Tensão (pu)	DTH_v (%)	Tensão (pu)	DTH_v (%)	Tensão (pu)
3	1.28	0.928	0.98	0.924	0.96	0.92	0.94	0.899
4	1.28	0.928	0.98	0.924	0.96	0.92	0.94	0.899
5	1.28	0.928	0.98	0.924	0.96	0.92	0.94	0.899
6	1.28	0.928	0.98	0.924	0.96	0.92	0.94	0.899
7	1.27	0.917	1.22	0.913	1.3	0.909	1.32	0.888
8	1.26	0.926	1.2	0.922	1.27	0.918	1.29	0.897
12	1.26	0.926	1.21	0.922	1.28	0.918	1.29	0.897
13	1.26	0.926	1.2	0.922	1.27	0.918	1.29	0.897
17	1.28	0.912	1.23	0.908	1.32	0.904	1.33	0.883
18	1.29	0.910	1.23	0.906	1.28	0.902	1.3	0.881
34	1.26	0.921	1.22	0.917	1.3	0.912	1.31	0.891
35	1.26	0.921	1.22	0.916	1.3	0.912	1.31	0.891

Entre as harmônicas não foram observadas relações entre harmônicas de tensão ou corrente. A falta de relações foi também observada na bibliografia em referência [54]. O espectro de tensão e corrente e consequentemente as métricas de poluição harmônica na rede pioram com o aumento da integração de PCVEs e com o aumento de FV, devido ao aumento da injeção de harmônicas de corrente na rede. No entanto, nos casos em estudo, os limites da norma [5] não foram ultrapassados.

Considerações Finais

O presente capítulo procura fazer uma revisão geral do trabalho desenvolvido no âmbito desta dissertação, tendo um especial foco nas contribuições originais oferecidas à comunidade científica e a sugestão de trabalhos futuros partindo do mesmo.

5.1 Revisão geral da dissertação

O trabalho desenvolvido teve como principal motivação analisar os impactos do aumento da integração de PCVEs na rede de distribuição de média tensão portuguesa. Este aumento é resultado de um esforço de eletrificar o setor da mobilidade de modo a cumprir com os objetivos da união europeia para a emissão de dióxido de carbono. No entanto, juntamente com a integração de FERs na rede, o aumento da eletrónica e a mudança de fluxo de energia criará desafios à boa operação da rede e QEE.

A análise desenvolvida procura avaliar não só os impactos da necessidade de controlo da crescente integração de PCVEs, numa rede MT com ou sem um parque de 16MW de produção FV centralizada, mas também o impacto da rede AT a que está ligada. Foram avaliados impactos no desequilíbrio de tensões, valor rms de tensão, métricas de poluição da rede, nomeadamente DTH_v e DTH_i , e nas harmónicas de tensão e corrente.

Deste modo, foram criados 4 cenários de simulação, um primeiro para servir de referência, um segundo para representar baixa integração de PCVEs na rede considerando 33% dos PTs com 3 carregadores, um terceiro cenário para representar uma alta integração de PCVEs na rede considerando 66% dos PTs com 3 carregadores e um quarto cenário onde se considera a rede MT ligada a uma rede AT com metade da potência de curto-circuito, menos robusta. Para este cenário consideraram-se casos iguais aos cenários 0, 1 e 2 apenas variando

o equivalente da rede AT. O trabalho desenvolvido permite concluir o impacto significativo no desequilíbrio de tensões e no valor de tensão eficaz do não controlo durante a instalação de PCVEs na rede, piorando com o aumento de integração de PCVEs na rede. Complementa provando que com esse controlo não existe impacto significativo nas métricas analisadas mesmo no cenário de alta integração de PCVEs. A integração de um parque FV de média escala permitiu reduzir o desequilíbrio de tensões e aumentar a tensão eficaz, no entanto aumentou a injeção de harmónicas da rede piorando as métricas de poluição harmónica da rede consideradas.

5.2 Contribuições Originais

Sendo a motivação para esta tese uma preocupação recente, ainda não existe uma literatura muito vasta sobre a influência de PCVEs na rede MT.

Deste modo, o trabalho desenvolvido oferece, à comunidade científica, diversas contribuições originais como análise de índices de poluição harmónica, nomeadamente DTH_v e DTH_i e verificação dos limites da norma [5] nomeadamente desequilíbrios de tensão, tensão eficaz e análise de harmónicas.

No estudo desenvolvido foram comparados dois cenários. Um de baixa e outro de alta integração de PCVEs. Os diversos casos implementados distinguem-se pelo controlo de escolha de fase durante a instalação dos PCVEs monofásicos na rede, pela presença de produção FV centralizada e pelas diferentes características de rede AT que a alimenta.

5.3 Trabalhos Futuros

Uma vez que o trabalho desenvolvido no âmbito desta dissertação pertence a uma área de investigação recente e pouco explorada no contexto português, existem diversos trabalhos futuros a realizar dentro da área. Tendo como ponto de partida a rede desenvolvida, é possível desenvolver os seguintes trabalhos:

- Analisar o impacto de ter FERs de pequena escala nos PTs juntamente com os PCVEs
- Analisar o impacto de diferentes PCVEs na rede, nomeadamente espectros com diferentes relações de harmónicas.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Agência Europeia do Ambiente, [Online]. [Acedido em 19 janeiro 2023]. Disponível em: <https://www.eea.europa.eu/pt/themes/energy/intro>.
- [2] Flygare, C. Et al. "THE POTENTIAL IMPACT OF A MOBILITY HOUSE ON A CONGESTED DISTRIBUTION GRID – A CASE STUDY IN UPPSALA, SWEDEN". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022.
- [3] Kupper, G. Et al. "ELECTRICAL VEHICLES – GRID INTEGRATION ISSUES AND SOLUTIONS". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022
- [4] ERSE. "Regulamentação da Qualidade de Serviço". Maio, 2021
- [5] EN50160. 'Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks', Out, 2021
- [6] McKinsey & Company. "Why the automotive future is electric". Cornet, A. et al. Set, 2021
- [7] Schacht, D. et al. "TRANSFORMATION PROCESS OF DISTRIBUTION SYSTEMS FOR THE INTEGRATION OF ELECTRIC VEHICLES". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022
- [8] Oliveira, M. et al. "EV DEMAND FORECASTING BASED ON LOGISTIC GROWTH METHOD APPLIED TO INFRASTRUCTURE PLANNING FOR FAST CHARGING ALLOCATION INTEGRATED WITH STORAGE AND SOLAR PHOTOVOLTAIC ENERGY SYSTEM". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022
- [9] Almeida, M. et al. "EFFECTS OF EV ULTRA-FAST CHARGERS IN POWER QUALITY". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022
- [10] Rietmann, N; Hugler, B; Lieven, T. "Forecasting the trajectory of electric vehicle sales and the consequences for worldwide CO2 emissions". Journal of cleaner production. March, 2020

- [11] Frankenbach, M. et al. "FORECASTING PROCEDURE AND TECHNOLOGIES FOR A CONGESTION MANAGEMENT IN LOW VOLTAGE GRIDS". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022.
- [12] UOL. "Inside evs". [online] [Acedido em 21 de fevereiro 2023]. Disponível em: <https://insideevs.uol.com.br/FEATURES/593771/CARRO-ELETRICO-HIBRIDO-VANTAGENS-DUVIDAS/>.
- [13] EVgo Fast Charging. "Welcome to EV101: Electric Vehicle Charging Basics". [Acedido em 20 janeiro 2023]. Disponível em: <https://www.evgo.com/ev-drivers/charging-basics/>.
- [14] Ampcontrol. "The CV Phase of Electric Vehicles: Why does it matter for charging point operators?". [Acedido em 20 janeiro 2023]. Disponível em: <https://www.ampcontrol.io/post/the-cv-phase-of-electric-vehicles-why-does-it-matter-for-charging-point-operators>. Nov, 2021
- [15] Kokkinos, Mdimitrios. "The biggest brake in electronic vehicle growth". [Acedido em 20 janeiro 2023]. Disponível em: <https://DVKCONSULTANTS.AE/ELECTRIC-VEHICLE-GROWTH/>. Out, 2017.
- [16] EVgo Fast Charging. "Welcome to EV101: Electric Vehicle Charging Basics" [Acedido em 20 janeiro 2023]. Disponível em: <https://www.evgo.com/ev-drivers/charging-basics/>.
- [17] Cirujano, P. et al "STABILITY MANAGEMENT FOR AN INCREASING NUMBER OF EV FAST, ULTRA-FAST AND MEGA CHARGING STATIONS CONNECTED TO MV NETWORK". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022.
- [18] Gomes, E. et al. "SIMULATION OF THE IMPACT OF EV PENETRATION ON ELECTRICAL GRIDS IN PORTUGAL". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022.
- [19] Ronanki D, Kelkar A, Williamson SS. Extreme Fast Charging Technology—Prospects to Enhance Sustainable Electric Transportation. *Energies*. 2019; 12(19):3721. <https://doi.org/10.3390/en12193721>
- [20] International Solar Alliance. "World Solar market report". [Acedido em 11 de fevereiro 2023]. Disponível em: <https://isolaralliance.org/uploads/docs/d998384d914dbf6499abe666ddb47f.pdf>
- [21] Cencepower. "The Benefits of HVDC Transmission Systems (High-Voltage Direct Current)". Disponível em: <https://www.cencepower.com/blog-posts/hvdc-transmission-systems>. Jul, 2022
- [22] Aksh. Talwariya. et al. "An execution of smart grid with game theory". [Acedido em: 11 de fevereiro 2023]. Disponível em <https://www.semanticscholar.org/paper/An-execution-of->

smart-grid-with-game-theory-Talwariya-

Sharma/08434e77a0833d75bbbc0a1468363f32057a96d1

[23] ERSE. "Eletricidade|Funcionamento|Distribuição". [Acedido em: 11 de fevereiro 2023]. Disponível em: <https://WWW.ERSE.PT/ELETRICIDADE/FUNCIONAMENTO/DISTRIBUICAO/>

[24] Goiti, I. et al. "A NEW MODEL OF RESILIENT LV NETWORK FOR MASSIVE EV CHARGING AND DISTRIBUTED GENERATION". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022

[25] Vera, Pereira. Et al. "Probabilistic EV Impact: E-REDES Case Study using Typical Low Voltage Grids". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022

[26] Venegas, F; Petit, M. "IMPACT OF ELECTRIC VEHICLE AND SOLAR PV IN DISTRIBUTION GRID.A DATA-DRIVEN SURVEY". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022

[27] Hunter, L; Sims, R. "FASTER: A SITE-SELECTION METHODOLOGY FOR JOURNEY EV CHARGERS". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022

[28] Bouorakima, A; Achaichia, P. "CAPTEN: A SERVICE FOR ROLLING OUT EV CHARGING INFRASTRUCTURE WHILE TAKING INTO ACCOUNT THE CAPACITY OF THE DISTRIBUTION NETWORK". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022

[29] Bhattacharyya, S; Wunand, M; Slangen, T. "ESTIMATING THE FUTURE IMPACT OF RESIDENTIAL EV LOADS ON LOW VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORKS". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022.

[30] Vigano, G. et al. "ASSESSMENT OF THE IMPACT OF ELECTROMOBILITY ON URBAN DISTRIBUTION FEEDERS UNDER DIFFERENT SCENARIOS". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022.

[31] Offel, C; Stahleder, D; Lehfuss, F. "A LARGE-SCALE COMPARISON OF THE GRID IMPACT OF CENTRALIZED AND DECENTRALIZED CHARGE CONTROL FOR ELECTRIC VEHICLES". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022

[32] Morita, K. et al. "Development of EV charging control technology for load peak shifting". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022

[33] IRENA (2019), Innovation outlook: Smart charging for electric vehicles, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

[34] Rafael, J. et al. "E-Mobility Contribution to E-REDES Flexible Power Distribution System". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022

- [35] Schmidt, J. et al. "SMART CHARGING SIMULATION AND STUDY FOR VIABILITY OF IMPLEMENTATION IN DSO OPERATING REGIONS". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022
- [36] IRENA. "Global landscape of renewable energy finance 2023". [Acedido a 11 de Janeiro 2023]. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications/2023/Feb/Global-landscape-of-renewable-energy-finance-2023>
- [37] Integrid. "Managing energy in islanded multi-node microgrids involving hybrid storage technologies". Disponível em: <https://www.integridy.eu/content/xanthi>
- [38] Deegesolar. "Ac or DC coupled solar batteries?". [Acedido a 3 de fevereiro de 2023]. Disponível em: https://www.deegesolar.co.uk/ac_coupling_vs_dc_coupling_solar_battery_storage/
- [39] World economic forum. "This Dutch football stadium creates its own energy and stores it in electric car batteries". [Acedido a 11 de Janeiro 2023]. Disponível em: <https://www.weforum.org/agenda/2018/07/netherlands-football-johan-crujff-stadium-electric-car-batteries/>. Jul, 2018
- [40] Hebbeln, I. et al. "POTENTIAL OF ELECTRIC VEHICLES TO SUPPORT A TEMPORARY LOCAL EMERGENCY POWER BACK-UP SUPPLY IN CASE OF A LARGE-SCALE BLACKOUT". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022
- [41] Mastiny, P. et al. "ANALYSIS OF THE OPERATION OF CHARGING STATIONS WITH THE SUPPORT OF ACCUMULATION AND PHOTOVOLTAIC SYSTEM IN THE CZECH REPUBLIC". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022
- [42] Hive power. "Is Repurposing EV Batteries for Grid Energy Storage a Sustainable Plan?". [Acedido a 11 de Janeiro 2023]. Disponível em: <https://www.hivepower.tech/blog/is-recycling-ev-batteries-for-grid-energy-storage-a-sustainable-plan>. Fev, 2022
- [43] Salamone, S. et al. "MODELLING AND SIMULATION OF EV HIGH-POWER RECHARGING POOLS WITH STATIONARY STORAGE". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022
- [44] Faveri, F. et al. "IMPLEMENTATION OF AN ENERGY MANAGEMENT SYSTEM TO OPTIMIZE ELECTRIC VEHICLE CHARGING AND ENERGY RESOURCES USE: E-PARK CASE STUDY". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022
- [45] SAN SEVERINO MARCHE. INTEGRIDY PROJECT. [ONLINE]. [Acedido a 23 MARÇO 2023]. Disponível em: [HTTPS://WWW.INTEGRIDY.EU/CONTENT/SAN-SEVERINO-MARCHE](https://www.integridy.eu/content/san-severino-marche)
- [46] Kurth, M. et al. "INVESTIGATING THE IMPACT OF ELECTRIC VEHICLE CHARGING AND

PHOTOVOLTAIC SYSTEMS ON A RURAL AND A SUBURBAN LOW-VOLTAGE GRID". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022

[47] Garn, T. et al. "FLICKER EMISSION OF ELECTRIC VEHICLE CHARGING IN LOW VOLTAGE GRIDS". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022

[48] M. Kasperek, L. Mikulas ;D. Mezera, „Analysis of voltage quality parameters in LV distribution grids with connected distributed energy sources," in CIRED - Open Access Proceedings Journal, 2017

[49] Vanselow, A. Et al. "SIMULATION OF THE EFFECTS OF HIGH SHARES OF ELECTRIC VEHICLES ON VOLTAGE UNBALANCE IN THE DISTRIBUTION GRID LEVEL". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022

[50] J. Baraniak and J. Starzrski, 2020, "Modeling the impact of electric vehicle charging systems on electric power quality," *Energies*, vol. 13, 3951.

[51] Simolin,T. Hildén,A. Pakonen,P. Järventausta,P. "ANALYSING ELECTRIC VEHICLE CHARGING POWER QUALITY IN LARGE-SCALE CHARGING SITES – A DATA-DRIVEN APPROACH". 27th International Conference on Electricity Distribution. Jun, 2023

[52] Bosisio,A. Et al. "IMPACT OF CHARGING INFRASTRUCTURE FOR ELECTRIC VEHICLES ON THE POWER QUALITY OF THE DISTRIBUTION NETWORKS". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun, 2022

[53] Müller,S. Meyer,J. Jacob,J. Giertz,P. "HARMONIC AND SUPRAHARMONIC DISTURBANCES CAUSED BY THE COMBINED OPERATION OF FAST CHARGING STATIONS AND A BATTERY STORAGE". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun,2022

[54] Rodríguez-Pajarón,P. Casasola-Aignesberger,L. Contreras,A. Hernandez,A. Milanovic,J. "ANALYSIS OF HARMONIC CURRENT INJECTIONS OF ELECTRIC VEHICLES". 27th International Conference on Electricity Distribution. Jun,2023

[55] D. Alame, M. Azzouz, e N. Kar, 2020, "Assessing and mitigating impacts of electric vehicle harmonic currents on distribution systems," *Energies*, vol. 13, no. 12, 3257.

[56] S. Deilami, A. S. Masoum, P. S. Moses, and M. A. S. Masoum, 2010, "Voltage profile and THD distortion of residential network with high penetration of plug-in electrical vehicles," *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT Eur.*, 1–6.

[57] Cirujano,P. Et al. "STABILITY MANAGEMENT FOR AN INCREASING NUMBER OF EV FAST, ULTRA-FAST AND MEGA CHARGING STATIONS CONNECTED TO MV NETWORK". CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems. Jun,2022

[58] Lamedica,R. Ruvio,A. Ribeiro,P. Regoli,M. "A Simulink model to assess harmonic distortion in MV/LV distribution networks with time-varying non linear loads". Jul, 2019

LEGISLAÇÃO

Este apêndice tem como objetivo mostrar a legislação sobre a QEE. As características da onda de tensão serão avaliadas de acordo com a regulamentação em vigor, nomeadamente o disposto no Regulamento de Qualidade de Serviço [4] e na Norma NP EN 50160 [5] para redes BT e MT.

A.1 Legislação

Como anteriormente referido, o consumo de energia aumentará nos próximos anos e as redes de distribuição de energia atuais poderão não conseguir satisfazer a crescente procura de modo a não exceder a capacidade da rede. A capacidade da rede corresponde à potência máxima que a rede pode alimentar um determinado ponto final sem criar nenhuma restrição elétrica na rede. Os operadores de redes devem proceder à caracterização da tensão nas redes que exploram, devendo efetuar medições das seguintes características da tensão:

- Valor eficaz da tensão;
- Cavas de tensão;
- Sobreensões;
- Frequência;
- *flicker*;
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- Distorção harmónica.

Em Portugal, a tensão nominal (U_n) nas redes BT deve ser de 230V, entre fase e neutro, se o sistema tiver 4 condutores e 400V, entre fases, se de 3 condutores. Nestas condições,

não considerando situações relacionadas com interrupções ou defeitos, num período de uma semana, 95% dos valores médios efetivos de 10 min devem ser $U_n \pm 10\%$, e 100% devem ser $U_n \left(\begin{smallmatrix} +10 \\ -15 \end{smallmatrix} \right) \%$ [5]. O limite máximo é excedido devido a excesso de geração enquanto o limite mínimo se deve a excesso de carga.

A frequência nominal deve ser de 50 Hz. Nestas condições, o valor médio da frequência fundamental em intervalos de 10 s deve ser, no caso de redes com ligação síncrona a redes interligadas, $50 \text{ Hz} \pm 1\%$, equivalentes a 49,5 Hz a 50,5 Hz, para 99,5% do tempo de um ano e $50 \text{ Hz} \left(\begin{smallmatrix} +4 \\ -6 \end{smallmatrix} \right) \%$, equivalente a 47 Hz a 52 Hz, para 100% do tempo [5].

Outro parâmetro de qualidade de energia é a severidade do *flicker*, definida pelo método de medição UIE-CEI do *flicker*, é avaliada segundo dois valores:

- Severidade de curta duração (P_{st}) com medições de 10 minutos
- Severidade de longa duração (P_{lt}) calculada sobre uma cadeia 12 valores de P_{st} equivalentes a um período de 2 horas, a partir de (3).

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}} \quad (3)$$

O NP EN 50160 [5] limita o máximo de *flicker* de longa duração a 1 em 95% dos intervalos numa semana.

As tensões harmónicas são as tensões sinusoidais de frequência múltipla da frequência fundamental que podem ser avaliadas individualmente pela ordem relativa à fundamental (U_{rmsh}), e globalmente pelo valor da DHT, em (4).

$$DHT_v = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_{rmsh}^2}}{U_{rms1}} \quad (4)$$

Em condições normais de exploração, 95% dos valores eficazes médios de 10 min, num espaço de uma semana, de cada tensão harmónica não devem exceder os valores indicados na tabela 37, até a ordem 25 [5]. Estas tensões são criadas a partir das harmónicas das correntes, originadas por cargas não lineares que, ao percorrer as impedâncias dos sistemas de energia, causam quedas de tensão harmónica distorcendo a onda de tensão.

Tabela 37: Valores de tensões harmônicas individuais nos terminais de alimentação da rede MT

Harmônicas ímpares				Harmônicas pares	
Não múltiplas de 3		Múltiplas de 3			
Ordem h	Tensão rela- tiva (%)	Ordem h	Tensão rela- tiva (%)	Ordem h	Tensão rela- tiva (%)
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,5	6...24	0,5
13	3,0	21	0,5		
17	2,0				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				



2023

Marco Gabriel Ferraz Estêvão

Avaliação do impacto da integração de Veículos Elétricos na Qualidade de
Energia Elétrica de uma rede de Média Tensão