



INTEGRAÇÃO DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA UTILIZANDO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO

JOSÉ MIGUEL GOMES SOARES

Agosto de 2018

INTEGRAÇÃO DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA UTILIZANDO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO

José Miguel Gomes Soares



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2018

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: José Miguel Gomes Soares, N° 1120517, 1120517@isep.ipp.pt

Orientação científica: Teresa Alexandra Nogueira, tan@isep.ipp.pt

Empresa: EDP Distribuição - Energia S.A.

Supervisão: José Miguel Leal Costa, josemiguel.lealcosta@edp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2018

Agradecimentos

Esta etapa final da minha vida não ficaria completa sem agradecer a todos aqueles que permitiram a realização deste trabalho.

À professora Teresa Nogueira, minha orientadora, pelo tempo disponibilizado e pela gentileza com que sempre me recebeu.

À EDP Distribuição, Energia S.A., por me ter proporcionado a oportunidade de realizar o estágio na sua empresa, tornando, assim, possível parte deste trabalho.

Ao Eng.º José Miguel Costa, por me ter recebido na empresa e pela simpatia e disponibilidade sempre demonstrada.

Ao Eng.º João Osvaldo Sousa, que me acompanhou sempre ao longo do estágio, pela disponibilidade, pela partilha de conhecimentos e pela compreensão.

Aos restantes elementos da equipa da Área Operacional de Penafiel-Guimarães, por me receberem sempre com simpatia e pelo bom ambiente vivido.

Aos meus pais, à minha irmã e toda a minha família e amigos, por acreditarem que tudo era possível, mesmo nas adversidades.

Resumo

Com o constante desenvolvimento da sociedade o consumo de energia elétrica tem aumentado gradualmente, levantando preocupações com o meio ambiente e a necessidade de um desenvolvimento sustentável. Para esse efeito têm surgido incentivos para a implementação de pequenos sistemas de produção em instalações de consumo, aparecendo assim o conceito de produtor-consumidor: o *prosumer*.

Assiste-se assim a uma mudança de paradigma energético que transformará extensivamente as redes elétricas de modo a remeter novos desafios. O novo paradigma assenta no uso eficiente da energia suportada na gestão da procura, na aposta nas energias renováveis e na produção distribuída reforçando o papel do *prosumer*. Nesse seguimento, integram-se novas soluções de produção distribuída e de inovação tecnológica, surgindo os conceitos de autoconsumo e produção de eletricidade em regime de pequena produção.

Porém, é necessário efetuar a avaliação dos impactos que a introdução destas tecnologias provoca nas redes de distribuição de baixa tensão. Assim sendo, os principais objetivos desta dissertação assentam na avaliação do comportamento da rede de distribuição sob diferentes condições de carga e penetração fotovoltaica de modo a analisar os resultados do sistema relativamente à variação dos perfis de tensão, avaliação de perdas e análise do congestionamento dos condutores.

Com recurso ao *software Power World* foram consideradas várias situações de exploração e criados cenários utilizando perfis de consumo diários e diagramas de produção para uma instalação fotovoltaica. A metodologia foi aplicada numa rede de distribuição de baixa tensão real, variando os valores de carga e produção em função da época do ano (Verão e Inverno) e hora do dia. A análise dos resultados comprovou o impacto positivo que o aumento do número de *prosumers* provoca na rede, contribuindo para a diminuição das perdas ativas e reativas e para a redução do congestionamento dos condutores. Em relação aos perfis de tensão, como seria de esperar, é nas horas de maior exposição solar que se verifica um maior aumento dos valores. Ao passo que se aumenta o número de instalações fotovoltaicas na rede os valores de tensão aumentam sendo possível garantir que os

intervalos de tolerância não sejam excedidos ($\pm 10\%$ da tensão nominal). Porém, em situações específicas como um consumo baixo face a uma produção elevada, existe a possibilidade de ocorrência de problemas que poderão comprometer os limites operacionais da rede como é o caso dos níveis de tensão.

Atualmente aponta-se o futuro da distribuição de energia para um novo conceito em crescimento: as *smart grids*. A implementação destas redes inteligentes permitirá resolver certos problemas de forma automatizada através da incorporação de tecnologias inteligentes para medição e comunicações sobre o estado da rede em tempo real.

Palavras-Chave

Distribuição de energia em baixa tensão, produção distribuída, *prosumer*, painel fotovoltaico, perfis de tensão, perdas ativas e reativas, congestionamento dos condutores, *smart grids*

Abstract

The consumption of electricity has gradually increased with the constant progress of society, raising concerns about the environment and the need for sustainable development. For this, incentives have been introduced for the implementation of small production systems in consumer facilities, appearing the concept of producer-consumer: the prosumer.

It happens then a change of energy paradigm that will extensively transform the electric networks to bring new challenges. The new paradigm is based on the efficient use of energy supported in the management of the demand, the bet in the renewable energies and the distributed production reinforcing the role of the prosumer. In this sequence, new solutions of distributed production and of technological innovation are integrated, with the concepts of self-consumption and production of electricity in a small production system.

However, it is necessary to evaluate the impact of the introduction of these technologies on low voltage distribution networks. Therefore, the main objectives of this dissertation are based on the evaluation of the performance of the distribution network under different conditions of load and photovoltaic penetration to analyse the results of the system regarding the variation of the voltage profiles, loss evaluation and congestion analysis of the conductors.

Using Power World software, various operating scenarios were considered using daily consumption profiles and production diagrams for a photovoltaic installation. The methodology was applied to a real low voltage network, varying the load and production according to the time of year (summer or winter) and time of day. The analysis of the results showed the positive impact that the increase in the number of prosumers causes in the network, contributing to the reduction of the active and reactive losses and the reduction of the congestion of the conductors. Regarding the tension profiles, as expected, it is in the hours of greater sun exposure that there is a greater increase in values. As the number of photovoltaic systems in the network increases, the voltage values growth and it is possible to ensure that the tolerance intervals are not exceeded ($\pm 10\%$ of the rated voltage). However, in specific situation such as low consumption due to high production,

problems can occur that could compromise the operating limits of the network, such as voltage levels.

Currently the future of energy distribution is being pointed out for a new growth concept: smart grids. The implementation of these concept will solve problems in an automated way by incorporating intelligent technologies for measurement and communications on the state of the network on real time.

Keywords

Distribution of energy at low voltage, distributed production, prosumer, photovoltaic panel, voltage profiles, active and reactive losses, congestion of the conductors, smart grids

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABELAS.....	XV
ACRÓNIMOS.....	XVII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Contextualização.....	1
1.2. Objetivos do trabalho.....	3
1.3. Organização do relatório.....	4
2. INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA NAS REDES DE BT	5
2.1. Introdução	5
2.2. Características das redes de distribuição de baixa tensão	7
2.2.1. Tensão de alimentação.....	8
2.2.2. Perdas no sistema elétrico de energia.....	9
2.2.3. Congestionamento dos condutores elétricos	11
2.3. Estudos de rede	11
2.3.1. Ferramentas corporativas EDP Distribuição	13
2.3.2. Pedidos de Ligação à Rede (PLR).....	15
2.3.3. Estudos de melhoria de qualidade de serviço	19
2.4. Novo regime de produção distribuída.....	20
2.5. Ligação de produtores – UPAC e UPP.....	23
2.6. Microprodução através de painéis fotovoltaicos.....	26
2.6.1. Vantagens e desvantagens.....	27
2.6.2. Análise SWOT.....	28
2.7. Ligação de Unidades de Pequena Produção fotovoltaicas.....	29
3. ANÁLISE DA REDE DE BT E CENÁRIOS DE EXPLORAÇÃO.....	31

3.1.	Introdução	31
3.2.	<i>Software</i> utilizado	31
3.3.	Caracterização da rede de BT simulada.....	32
3.4.	Caracterização dos cenários de simulação	38
3.5.	Resultados da análise dos <i>Load Cases</i>	43
3.5.1.	<i>Perfis de Tensão</i>	43
3.5.2.	<i>Perdas ativas</i>	46
3.5.3.	<i>Perdas reativas</i>	47
3.5.4.	<i>Análise do congestionamento dos condutores</i>	48
3.6.	Análise conclusiva	50
4.	IMPACTO DA MICROPRODUÇÃO FOTOVOLTAICA NA REDE DE BT.....	51
4.1.	Introdução	51
4.2.	Impacto nos perfis de tensão	52
4.3.	Impacto nas perdas ativas	56
4.4.	Impacto nas perdas reativas	59
4.5.	Impacto no congestionamento dos condutores	61
4.6.	Avaliação da possibilidade de existência de sobretensões na rede de distribuição	67
4.7.	Análise conclusiva	71
5.	CONCLUSÕES E PERSPETIVAS FUTURAS.....	75
5.1.	Conclusões	75
5.2.	Perspetivas de desenvolvimento futuro.....	76
	REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS.....	79
	ANEXO A. VALORES CALCULADOS PARA A RESISTÊNCIA, REATÂNCIA E POTÊNCIA APARENTE MÁXIMA DOS CONDUTORES DA REDE.....	82
	ANEXO B. VALORES DA REATÂNCIA LINEAR DOS CONDUTORES (SEBENTA DE INSTALAÇÕES ELÉTRICAS 2 DO ISEL).....	84
	ANEXO C. CORRENTE MÁXIMA ADMISSÍVEL EM FUNÇÃO DO TIPO E SECÇÃO DO CONDUTOR.....	85
	ANEXO D. VALORES DE CARGA DOS CLIENTES EM FUNÇÃO DA HORA DO DIA E DA POTÊNCIA CONTRATADA E VALOR DO FATOR DE POTÊNCIA	86
	ANEXO E. DIAGRAMAS DE CARGA.....	88
	ANEXO F. VALORES DE PRODUÇÃO DIÁRIOS PARA O VERÃO E O INVERNO	90
	ANEXO G. VALORES DE TENSÃO POR BARRAMENTO – <i>LOAD CASE</i> (SEM PENETRAÇÃO FOTOVOLTAICA)	92
	ANEXO H. PERDAS ATIVAS PARA CADA UMA DAS HORAS SIMULADAS	94

ANEXO I. PERDAS REATIVAS PARA CADA UMA DAS HORAS SIMULADAS.....	95
ANEXO J. PERCENTAGENS DE CONGESTIONAMENTO DOS CONDUTORES NO <i>LOAD CASE</i>	96
ANEXO K. VALORES DE TENSÃO PARA CENÁRIO 25% DE CLIENTES COM INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA - VERÃO	98
ANEXO L. VALORES DE TENSÃO PARA CENÁRIO 25% DE CLIENTES COM INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA – INVERNO.....	100
ANEXO M. VALORES DE TENSÃO PARA CENÁRIO 50% DE CLIENTES COM INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA – VERÃO.....	102
ANEXO N. VALORES DE TENSÃO PARA CENÁRIO 50% DE CLIENTES COM INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA – INVERNO.....	104
ANEXO O. VALORES DE TENSÃO PARA CENÁRIO 75% DE CLIENTES COM INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA – VERÃO.....	106
ANEXO P. VALORES DE TENSÃO PARA CENÁRIO 75% DE CLIENTES COM INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA – INVERNO.....	108
ANEXO Q. VALORES DE TENSÃO PARA CENÁRIO 100% DE CLIENTES COM INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA – VERÃO.....	110
ANEXO R. VALORES DE TENSÃO PARA CENÁRIO 100% DE CLIENTES COM INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA – INVERNO.....	112
ANEXO S. PERCENTAGENS DE CONGESTIONAMENTO DOS CONDUTORES PARA CENÁRIO 25% DE CLIENTES COM INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA – VERÃO.....	114
ANEXO T. PERCENTAGENS DE CONGESTIONAMENTO DOS CONDUTORES PARA CENÁRIO 25% DE CLIENTES COM INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA – INVERNO.....	116
ANEXO U. PERCENTAGENS DE CONGESTIONAMENTO DOS CONDUTORES PARA CENÁRIO 50% DE CLIENTES COM INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA – VERÃO.....	118
ANEXO V. PERCENTAGENS DE CONGESTIONAMENTO DOS CONDUTORES PARA CENÁRIO 50% DE CLIENTES COM INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA – INVERNO.....	120
ANEXO W. PERCENTAGENS DE CONGESTIONAMENTO DOS CONDUTORES PARA CENÁRIO 75% DE CLIENTES COM INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA – VERÃO.....	122
ANEXO X. PERCENTAGENS DE CONGESTIONAMENTO DOS CONDUTORES PARA CENÁRIO 75% DE CLIENTES COM INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA – INVERNO.....	124
ANEXO Y. PERCENTAGENS DE CONGESTIONAMENTO DOS CONDUTORES PARA CENÁRIO 100% DE CLIENTES COM INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA – VERÃO.....	126
ANEXO Z. PERCENTAGENS DE CONGESTIONAMENTO DOS CONDUTORES PARA CENÁRIO 100% DE CLIENTES COM INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA – INVERNO.....	128
ANEXO AA. TENSÃO NOS BARRAMENTOS 38, 49 E 6 (UTILIZADOS NAS SIMULAÇÕES PARA AVALIAÇÃO DE OCORRÊNCIA DE SOBRETENSÕES).....	130

Índice de Figuras

Figura 1 – Topologia de uma rede radial	8
Figura 2 – Ambiente de trabalho do <i>software</i> DPlan (Representação da rede BT proveniente do PT169 – Jazente/ Cimo Vila em Amarante).....	13
Figura 3 – Ambiente de trabalho do <i>software</i> SIT/DM (Representação da rede MT e localização do PT169 – Jazente/ Cimo Vila em Amarante e suas características).....	14
Figura 4 – PLR de Amarante para potência de 20,7kVA – Rede atual com quedas de tensão.....	17
Figura 5 – PLR de Amarante para potência de 20,7kVA – Rede atual sem quedas de tensão	18
Figura 6 – PLR de Amarante para potência de 20,7kVA – Proposta de Obra	18
Figura 7 – Organização do Sistema Elétrico Nacional – Ligação de produtores	23
Figura 8 – Esquema tipo de ligação à rede de uma UPP.....	24
Figura 9 – Esquema de ligação de UPAC com e sem venda de eletricidade à rede.....	25
Figura 10 – Esquema típico de ligação de uma UPP fotovoltaica à RESP	29
Figura 11 – Representação da rede de distribuição simulada e identificação dos clientes (<i>Power World</i>).....	33
Figura 12 – Janela de características dos barramentos inseridos (<i>Power World</i>)	35
Figura 13 – Janela de características das linhas de transmissão – Condutor da ligação 1_2 (<i>Power World</i>).....	37
Figura 14 – Janela de opções das cargas no <i>Power World</i> – Cliente do barramento 4 de potência contratada 34,5kVA (valores de consumo correspondentes à hora 11).....	38
Figura 15 – Diagrama de produção diária para uma instalação fotovoltaica de 6,9kVA.....	39
Figura 16 – Análise da tensão em função da carga típica de determinada hora nos barramentos 6, 38 e 42 (<i>Load case</i> – sem penetração fotovoltaica).....	44
Figura 17 – Tensão nos barramentos para a hora 11 sem penetração, através do método <i>contouring</i> disponível no <i>Power World</i>	45
Figura 18 – Perdas ativas por hora – <i>Load case</i>	46
Figura 19 - Perdas ativas obtidas para a hora 11 do <i>load case</i> , através do método <i>contouring</i> disponível no <i>Power World</i>	47
Figura 20 - Perdas reativas por hora – <i>Load case</i>	47
Figura 21 - Perdas reativas obtidas para a hora 11 do <i>load case</i> , através do método <i>contouring</i> disponível no <i>Power World</i>	48

Figura 23 – Congestionamento dos condutores para a hora 13 do <i>load case</i> , através do método <i>contouring</i> disponível no <i>Power World</i>	49
Figura 22 – Valores de congestionamento dos condutores para o <i>load case</i>	49
Figura 24 – Variação dos valores de tensão para a hora 11 no Verão em função do número de clientes com microprodução fotovoltaica	52
Figura 25 – Variação dos valores de tensão para a hora 11 no Inverno em função do número de clientes com microprodução fotovoltaica	52
Figura 26 – Variação dos valores de tensão para a hora 13 no Verão em função do número de clientes com microprodução fotovoltaica	53
Figura 27 - Variação dos valores de tensão para a hora 13 no Inverno em função do número de clientes com microprodução fotovoltaica	53
Figura 28 - Análise da tensão para a hora 11 de Verão do caso com 100% de clientes microprodutores, através do método <i>contouring</i> disponível no <i>Power World</i>	54
Figura 29 – Análise da tensão na hora 13 de Verão no ramal de ligação ao barramento 38	56
Figura 30 – Perdas ativas por hora, no Verão, em função do aumento de clientes com microprodução fotovoltaica	57
Figura 31 – Perdas ativas por hora, no Inverno, em função do aumento de clientes com microprodução fotovoltaica	57
Figura 32 – À esquerda, perdas ativas na hora 13 do <i>load case</i> e, à direita, perdas ativas na hora 13 de Verão com 100% de clientes com microprodução (método <i>contouring</i> do <i>Power World</i>)	58
Figura 33 – Perdas reativas por hora, no Verão, em função do aumento de clientes com microprodução fotovoltaica	59
Figura 34 - Perdas reativas por hora, no Inverno, em função do aumento de clientes com microprodução fotovoltaica	60
Figura 35 – Perdas reativas na hora 11 de Verão com 100% de clientes com microprodução (método <i>contouring</i> do <i>Power World</i>).....	61
Figura 36 – Análise do impacto do aumento de clientes com microprodução fotovoltaica na percentagem de congestionamento dos condutores da ligação 1_2 no Verão	62
Figura 37 - Análise do impacto do aumento de clientes com microprodução fotovoltaica na percentagem de congestionamento dos condutores da ligação 1_2 no Inverno	63
Figura 38 - Análise do impacto do aumento de clientes com microprodução fotovoltaica na percentagem de congestionamento dos condutores da ligação 2_3 no Verão	63
Figura 39 - Análise do impacto do aumento de clientes com microprodução fotovoltaica na percentagem de congestionamento dos condutores da ligação 2_3 no Inverno	64
Figura 40 - Análise do impacto do aumento de clientes com microprodução fotovoltaica na percentagem de congestionamento dos condutores da ligação 35_38 no Verão	65

Figura 41 - Análise do impacto do aumento de clientes com microprodução fotovoltaica na percentagem de congestionamento dos condutores da ligação 35_38 no Inverno	65
Figura 42 - Congestionamento dos condutores para a hora 13 do cenário com 100% de clientes com microprodução, através do método <i>contouring</i> disponível no <i>Power World</i>	66
Figura 43 – Valor de tensão em função do aumento de cargas com consumo nulo para as cargas nos barramentos 6, 38 e 49.....	68
Figura 44 - Valor de tensão em função do aumento de cargas com consumo nulo para as cargas nos barramentos 6, 38 e 49 – Transformador na posição 3: 1,00pu.....	69
Figura 45 - Valor de tensão em função do aumento de cargas com consumo nulo para os pontos de consumo nos barramentos 6, 38 e 49 – Transformador na posição 2: 0,95pu.....	69
Figura 46 – Exemplo de Arquitetura Técnica de Referência para uma implementação de Redes Inteligentes de Energia	70

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Desempenho da saída 2 do PT169 – Jazente/ Cimo Vila (Rede atual com quedas de tensão)	17
Tabela 2 - Desempenho da saída do PT169 – Jazente/ Cimo Vila (Rede atual sem quedas de tensão)	17
Tabela 3 - Desempenho da saída 2 do PT169 – Jazente/ Cimo Vila (Proposta de Obra para saída existente).....	19
Tabela 4 - Desempenho da nova saída do PT169 – Jazente/ Cimo Vila (Proposta de Obra para nova saída)	19
Tabela 5 – Características e diferenças das UPAC e UPP	22
Tabela 6 – Análise SWOT (forças, fraquezas, oportunidades e ameaças) da tecnologia fotovoltaica	28
Tabela 7 – Organização dos clientes, barramentos em que estão posicionados e potência contratada	33
Tabela 8 – Descrição dos cenários de exploração implementados nas simulações.....	40
Tabela 9 – Cenários simulados com penetração de microprodução fotovoltaica em função da hora do dia, da percentagem de clientes com instalações fotovoltaicas e da época de Verão ou Inverno.....	41
Tabela 10 – Barramentos com microprodução fotovoltaica associada para cada um dos cenários .	42
Tabela 11 – Cargas a colocar com consumo nulo para cada um dos cenários	67

Acrónimos

AGM-UIM	–	Área de Rede e Clientes Guimarães – Unidade de Investimento e Manutenção Planeada
ARC	–	Áreas de Rede e Clientes
AT	–	Alta Tensão
BT	–	Baixa Tensão
DGEG	–	Direção Geral de Energia e Geologia
DTC	–	<i>Distribution Transformer Controller</i>
EB	–	<i>Energy Boxes</i>
EDP	–	Energias de Portugal
ERSE	–	Entidade Reguladora de Serviços Energéticos
MAD-DCL	–	Modelo de Apoio à Decisão – Definição de Condições de Ligação
MAT	–	Muito Alta Tensão
MT	–	Média Tensão
ORD	–	Operador da Rede de Distribuição
PLR	–	Pedido de Ligação à Rede
PRE	–	Produção em Regime Especial
PT	–	Posto de Transformação

QGBT	–	Quadro Geral de Baixa Tensão
QS	–	Qualidade de Serviço
RESP	–	Rede Elétrica de Serviço Público
RND	–	Rede Nacional de Distribuição
RNT	–	Rede Nacional de Transporte
RQS	–	Regulamento Qualidade de Energia
RRC	–	Regulamento de Relações Comerciais
RRD	–	Regulamento da Rede de Distribuição
RSLEAT	–	Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão
RSRDEEBT	–	Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão
SEE	–	Sistema Elétrico de Energia
SEN	–	Sistema Elétrico Nacional
SERUP	–	Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção
SIT/DM	–	Sistema de Informação Técnica/ <i>Design Manager</i>
UPAC	–	Unidades de Produção para Autoconsumo
UPP	–	Unidades de Pequena Produção

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

Um Sistema Elétrico de Energia (SEE) é uma infraestrutura complexa que tem como objetivo assegurar o fornecimento de energia elétrica segundo padrões de elevada qualidade e fiabilidade. O SEE, compreendendo a produção, o transporte, a distribuição e o consumo, é dos mais complexos empreendimentos jamais concebidos por cientistas e engenheiros. As redes de transporte interligadas à escala continental, associadas às redes de distribuição, permitem levar a energia elétrica desde os centros produtores até junto de cada consumidor.

Como resposta às crescentes necessidades energéticas e aos problemas ambientais, tem-se vindo a adotar formas alternativas de produção de energia elétrica cada vez mais limpas e eficientes. Assiste-se assim a uma mudança de paradigma energético, integrando novas soluções de produção distribuída e de inovação tecnológica, surgindo os conceitos de autoconsumo e produção de eletricidade em regime de pequena produção, anteriormente denominadas como microprodução e miniprodução. No caso das Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), os consumidores de BT têm a possibilidade de satisfazerem as suas necessidades de consumo de energia e injetar os eventuais excedentes de produção instantânea na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) o que se traduz numa redução das perdas associadas à distribuição, contribuindo para a nova forma de operação dos sistemas de energia. Por outro lado, as Unidades de Pequena Produção (UPP) injetam a totalidade de energia produzida na RESP.

Como exemplos de tecnologias associadas à produção de energia usando fontes renováveis podem enumerar-se as mini e microhídricas, microeólicas e painéis solares fotovoltaicos, ou processos de microgeração de elevada eficiência, como as microturbinas e células de combustível.

Segundo (J.A. Peças Lopes, 2006), este conceito traz vantagens para o sistema ao nível do ambiente, da qualidade de serviço e do mercado de energia como:

- Redução das emissões de gases e conseqüentemente uma atenuação nas mudanças climáticas;
- Sistemas de produção de energia de menor porte em relação às grandes centrais hídricas e termoelétricas;
- Redução da distância entre a produção e os centros de consumo;
- Redução de perdas nas redes a montante;
- Aumento da qualidade de serviço;
- Atenuação do impacto de falhas na distribuição e transmissão de energia;
- Possível contribuição para a redução dos preços de eletricidade, já que as redes de transporte e distribuição são usadas de forma menos intensiva.

Contudo, a introdução destas unidades de produção de pequena escala impacta diretamente com a forma de planear e operar o sistema elétrico. Como exemplo, o excedente de produção, em horas de menor consumo, pode levar à alteração do sentido do fluxo de potência e a alterações nos perfis de tensão. Desta forma, e também devido a uma certa incerteza de produção, é necessário desenvolver mecanismos para que a integração na rede de distribuição seja feita de forma eficiente e controlada.

A presente dissertação surge no âmbito do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia (MEESEE), do Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP). Neste seguimento, surgiu a possibilidade de realizar um estágio que se concretizou na EDP Distribuição – Energia, SA (EDP) cujo objetivo principal se centra na avaliação da integração de produção distribuída utilizando sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição de baixa tensão.

A EDP, fundada em 1976, é uma empresa do setor energético, considerada como o maior produtor, distribuidor e comercializador de eletricidade em Portugal, com uma posição

consolidada na eletricidade na Península Ibérica. É um dos maiores *players* internacionais ao nível da produção de energia eólica, através da EDP Renováveis, produzindo energia solar fotovoltaica em Portugal, Roménia e Estados Unidos da América.

A EDP Distribuição é a empresa que exerce a atividade de Operador da Rede de Distribuição (ORD) no território continental de Portugal, uma atividade regulada pela Entidade Reguladora de Serviços Energéticos (ERSE), sendo titular da concessão para a exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND) de energia elétrica em Média Tensão (MT) e Alta Tensão (AT), e das concessões municipais de distribuição de energia elétrica em BT.

A Área de Rede e Clientes Guimarães – Unidade de Investimento e Manutenção Planeada (AGM-UIM) polo de Penafiel, no qual foi realizado o estágio, realiza obras de investimento cuja iniciativa é da própria empresa, assim como, o investimento relacionado com ligações de clientes à rede e outros investimentos de iniciativa de terceiros no âmbito da prestação do serviço público. As obras são realizadas ao abrigo das concessões com o Estado Português (no caso dos níveis de tensão AT e MT) e no caso da BT, conforme previsto nos contratos de concessão celebrados com as autarquias de acordo com a Portaria 454 de 5 de maio de 2001, que apresenta o contrato tipo celebrado pelo ORD e os municípios e ainda o Regulamento de Relações Comerciais (RRC) publicado pela ERSE, com vista à melhoria da qualidade de serviço, para fazer face aos crescimentos de carga, modificações de rede por motivos diversos, novas ligações à rede de instalações consumidoras e produtoras, telecomando de redes, entre outras.

1.2. OBJETIVOS DO TRABALHO

Os objetivos do trabalho estão centrados no tema relacionado com a integração de produção distribuída, utilizando instalações fotovoltaicas de pequena escala, em redes de distribuição de BT.

Durante o tempo de estágio na empresa foram realizados diversos estudos de rede de forma a desenvolver conhecimentos sobre a operação e comportamento da rede de distribuição de BT. Assim, com recurso a ferramentas corporativas da empresa, como o DPlan e o SIT, foram efetuados estudos que visam dar resposta às diversas solicitações que surgem no âmbito do normal funcionamento da rede de distribuição de energia elétrica. Foram,

portanto, analisados vários casos de Pedidos de Ligação à Rede (PLR's) e Estudos de Qualidade de Serviço (QS).

Posteriormente, de acordo com o objetivo principal da dissertação, recorrendo ao *software Power World* foram efetuadas simulações na mesma rede de distribuição sob diferentes condições de carga e penetração de modo a analisar o impacto da produção distribuída. Para cada situação de exploração e cenário analisou-se o comportamento do sistema relativamente à variação dos perfis de tensão, avaliação de perdas ativas e reativas e análise do congestionamento dos condutores.

1.3. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO

A presente dissertação está dividida em 5 capítulos, sendo que no Capítulo 1 é feita a apresentação do trabalho, descrevendo aspetos relativos ao enquadramento, objetivos do trabalho e organização do relatório, assim como a organização da empresa na qual foi realizado o estágio. No segundo capítulo é efetuada uma introdução ao tema “Integração da produção distribuída nas redes de ”, onde são descritas algumas características das redes de distribuição de BT, assim como projetos de estudos de rede apresentando a análise de um caso real. Neste capítulo é também introduzido o novo regime de produção distribuída e a ligação de produtores fotovoltaicos segundo a utilização de UPAC e UPP. O Capítulo 3 é relativo à introdução às simulações efetuadas e apresentação dos cenários de exploração estabelecidos. São também apresentados os resultados das simulações efetuadas para os *load cases*. No capítulo seguinte, 4, são apresentados os resultados referentes as simulações com a introdução de microprodução fotovoltaica na rede de distribuição de BT, assim como as conclusões inerentes a esses resultados, avaliando o impacto nos perfis de tensão, nas perdas ativas e reativas e no congestionamento dos condutores. Por último, no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões relativas aos estudos efetuados e perspetivas de desenvolvimento para o futuro.

2. INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA NAS REDES DE BT

2.1. INTRODUÇÃO

A atividade de distribuição de energia elétrica é efetuada através da exploração das redes de distribuição, constituídas por infraestruturas adequadas de AT, MT e BT. A concessão da RND está atribuída pelo estado Português à EDP Distribuição. Estas concessões são supervisionadas pela ERSE, que se constitui como uma entidade, independente de serviço público, responsável pela regulação dos setores do gás natural e da eletricidade.

O (Regulamento da Rede de Distribuição (RRD), 2010), tem por objetivo estabelecer as condições técnicas de exploração da RND, bem como as condições técnicas de ligação de instalações produtoras e consumidoras a estas redes.

O ORD tem como principais responsabilidades o planeamento, construção, operação e manutenção da RND, o cumprimento do (Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), 2013) e o fornecimento de serviços aos comercializadores.

A rede de distribuição tem as funções de fornecer a energia aos consumidores e absorver a energia produzida pelos produtores independentes, que usam fontes renováveis ou cogeração. O fornecimento de energia é maioritariamente feito na BT, nível de tensão abaixo dos 1000V, distinguindo-se nas redes de distribuição em Portugal os valores típicos de 400/230V.

O atual interesse demonstrado por um aumento da produção de energia de origem renovável a partir de produtores independentes deve-se em muito à importância que as questões ambientais têm nos dias de hoje, ao aumento do interesse na liberalização do mercado de energia, onde os consumidores decidem a quem comprar energia, ao melhoramento dos índices de qualidade das redes e também à possibilidade de poupança na fatura de eletricidade.

A produção de energia elétrica através de instalações de pequena escala utilizando fontes de energia renovável, está a contribuir para a alteração do paradigma energético. As unidades de produção distribuída localizadas nos pontos de consumo permitem genericamente reduzir perdas na rede elétrica e ainda adiar investimentos no reforço das infraestruturas da rede.

Neste seguimento, tal como referido no (Decreto-Lei n.º153/2014, 2014), assume-se como objetivo do Programa do XIX Governo Constitucional a implementação de uma política energética mais equilibrada e direcionada para a resolução dos problemas atuais das empresas, das famílias e do País. Para tal, procura-se garantir fontes de energia final a preços relativamente competitivos, e um modelo energético de racionalidade económica com incentivos transparentes e adequados aos agentes de mercado, bem como reforçar a diversificação das fontes primárias de energia e apoiar o desenvolvimento das empresas do setor energético, com ênfase na fileira das energias renováveis.

Neste contexto, foram reformulados e integrados no (Decreto-Lei n.º153/2014, 2014) os regimes de mini e microprodução, revogando-se o Decreto-lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado pelos Decretos-leis n.ºs 25/2013, de 19 de fevereiro, e 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro, e pelos Decretos-leis n.ºs 118-A/2010, de 25 de outubro, e 25/2013, de 19 de fevereiro. Desta forma, a pequena produção, mantendo os traços gerais estabelecidos pelos decretos identificados, passa a beneficiar de um enquadramento legal único.

Diversos estudos foram realizados com o objetivo de analisar o impacto da produção distribuída em redes de distribuição, sendo que, em termos globais, conclui-se que a produção distribuída contribui positivamente para a redução de perdas e para o aumento dos perfis de tensão, bem como, uma redução da percentagem de carga transferida nos ramais.

Segundo (S. M. Silva, 2007), o aumento da microprodução provoca um aumento nos valores de tensão de forma linear com o aumento da penetração de microprodução. Por outro lado, as perdas ativas e reativas diminuem com o aumento da produção distribuída.

De acordo com (T. Tran-Quoc, 2003), nas redes de BT, quando a microprodução está mais distribuída pela rede, os perfis de tensão e o congestionamento nos ramos apresentam um impacto menor do que quando a microprodução é concentrada num pequeno número de barramentos.

Para (J. Oyarzabal, 2005), as perdas ativas decrescem significativamente com o aumento da penetração de microprodução. Estes mostram também que a percentagem de carga nos ramos pode ser reduzida significativamente se for considerada uma elevada penetração de microprodução na rede.

Por último, segundo (K. Balamurugan, 2011), a elevada penetração de produção distribuída nas redes de distribuição pode conduzir à ocorrência de problemas de sobretensão que se devem ao facto de, em certas horas, a produção local ser muito superior ao consumo e, por isso, existir uma injeção de potência na rede de distribuição.

2.2. CARACTERÍSTICAS DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO

Segundo o artigo 3º do (Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão (RSRDEEBT), 1984) uma rede de distribuição de energia elétrica em BT é uma “instalação elétrica de baixa tensão destinada à transmissão de energia elétrica a partir de um posto de transformação (PT) ou de uma central geradora, constituída por canalizações principais e ramais”. A partir do Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) dos PT, encontram-se estabelecidos um conjunto de canalizações elétricas que podem ligar a uma portinhola, um aparelho de corte de entrada de uma instalação de utilização, um quadro de colunas ou alimentar armários de distribuição.

A rede de distribuição é explorada tipicamente de forma radial (Figura 1). As redes radiais partem de um PT ou de um barramento, que vai alimentando outros barramentos situados a jusante, podendo subdividir-se em vários circuitos, alimentando múltiplos barramentos numa estrutura arborescente, conduzindo a energia elétrica até ao ponto de consumo. Estas redes são economicamente vantajosas e oferecem uma análise mais simples quando comparadas com outras topologias. Torna-se assim mais fácil o diagnóstico de avarias, no entanto, a garantia de serviço é mais reduzida.

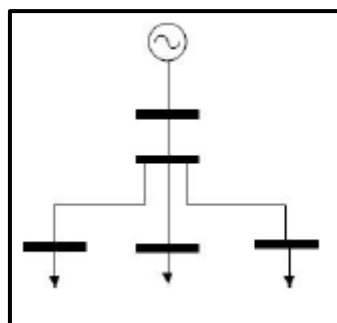


Figura 1 – Topologia de uma rede radial

Construtivamente, as redes de distribuição elétrica podem ser subterrâneas ou aéreas. Estas soluções apresentam custos de instalação e asseguram níveis de qualidade de serviço bastante distintos. Normalmente, nas áreas urbanas existe uma maior densidade de carga, sendo as redes construídas através de cabos subterrâneos. Isto assegura uma maior qualidade de serviço e um melhor aspeto estético e ambiental. Por sua vez, nas redes rurais as cargas encontram-se mais dispersas, implementando-se, geralmente, cabos aéreos. Este tipo de ligação é realizado à vista, através de condutores suportados em apoios, obedecendo a regras técnicas construtivas e normas de segurança. Uma vez que a extensão das redes rurais é tendencialmente muito superior à urbana espera-se que as perdas sejam bastante mais significativas. Por outro lado, dado que as cargas estão mais dispersas, os desequilíbrios também são maiores, contribuindo assim para maiores perdas técnicas.

2.2.1. TENSÃO DE ALIMENTAÇÃO

Para as redes de distribuição em BT, os estudos para os PLR's bem como os estudos de QS para propostas que obras de investimento que farão parte da carteira a priorizar a sua execução por ordem de mérito e maior risco, impõem uma análise das condições de ligação nos pontos de entrega, nomeadamente dos valores de tensão. A crescente introdução de produção distribuída impõe uma análise mais exigente que a análise clássica com energia proveniente das fontes de produção e consumo nos pontos de entrega (de unidirecional

para bidirecional). Um dos valores a analisar é o impacto nos valores de tensão sendo que estes valores não devem ultrapassar os definidos pelas normas e regulamentos em vigor.

A tensão de alimentação é definida na (Norma Portuguesa EN 50160 2010, 2011), a qual tem por objetivo definir e descrever os valores que caracterizam a tensão de alimentação, tais como a frequência, amplitude, forma de onda e simetria das tensões trifásicas. Os valores nominais da tensão para as redes BT definidos são os seguintes:

- $U_n = 230V$ entre fase e neutro (sistemas trifásicos com 4 condutores);
- $U_n = 400V$ entre fases (sistemas trifásicos com 3 condutores).

Relativamente às variações da tensão de alimentação, em condições de funcionamento normal, excluindo os períodos de interrupções, estas não devem exceder $\pm 10\%$ da tensão nominal. Nos casos de fornecimento por energia elétrica em redes não interligadas com sistemas de transmissão ou para utilizadores especiais remotos da rede, as variações de tensão não devem exceder $+10\%$ / -15% de U_n .

Desta forma, em condições de funcionamento normal, o método de ensaio segundo a norma NP EN 50160 é:

- Durante cada período de uma semana 95 % dos valores eficazes médios de 10 minutos da tensão de alimentação devem estar no interior da gama de $U_n \pm 10\%$;
- Todos os valores eficazes de 10 minutos de tensão de alimentação devem estar no interior da gama de $U_n + 10\%$ / -15% .

Segundo o (Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão (RSRDEEBT), 1984), as redes de distribuição deverão ser concebidas de forma a que desempenhem com eficiência e em boas condições de segurança os fins a que se destinam. O artigo 9º define que as variações de tensão em qualquer ponto da rede de distribuição não deverão ser superiores a $\pm 8\%$ da tensão no nominal, recomendando também que nos centros urbanos as variações de tensão em relação ao valor nominal não excedam $\pm 5\%$.

2.2.2. PERDAS NO SISTEMA ELÉTRICO DE ENERGIA

As perdas nos sistemas elétricos são provocadas pelos processos envolvidos na produção, transporte e distribuição de energia. A otimização das perdas existentes nas redes de

distribuição é muito importante para as empresas concessionárias de redes elétricas. A EDP Distribuição recebe um incentivo por parte do regulador caso as perdas na rede de distribuição sejam reduzidas em uma determinada percentagem anualmente e, conseqüentemente, com menores perdas, será entregue mais energia elétrica nos pontos de entrega.

Segundo (Jing Hu, 2017), na rede de distribuição existem vários fatores que podem contribuir para o aumento das perdas no sistema, nomeadamente uma exploração da rede com valores de carga próximos dos limites técnicos dos equipamentos constituintes da rede de distribuição, os valores algo elevados da resistência das linhas e cabos elétricos, a eventual falta de manutenção dos elementos que constituem o sistema elétrico e a ocorrência de fatores de carga com valores baixos devido a diagramas de carga irregulares.

Nesta dissertação, com o objetivo de averiguar o impacto que a introdução de produção distribuída provoca nas perdas, vão ser avaliadas as perdas técnicas. Estas traduzem as perdas resultantes das atividades de transporte, distribuição e transformação de energia elétrica que ocorrem antes da entrega de energia ao consumidor final. Dentro das perdas técnicas existem as perdas ativas e reativas.

As perdas ativas são proporcionais ao quadrado da corrente elétrica que circula nos condutores, podendo ser calculadas multiplicando o valor dessa corrente pelo valor da resistência elétrica do condutor. Estas perdas são denominadas por perdas por efeito de Joule e constituem normalmente a maior parte das perdas presentes nos condutores elétricos.

Por outro lado, as perdas reativas ocorrem nas reatâncias dos equipamentos. As reactâncias armazenam energia em cada meio ciclo para posteriormente devolver essa mesma energia à fonte. Dessa forma, esta energia não será efetivamente perdida, sendo, contudo, necessária para o bom funcionamento dos componentes. Embora não cause perdas de forma direta contribui para o aumento da corrente nas linhas.

Para a redução das perdas nas redes existem algumas estratégias que podem ser adotadas. A empresa distribuidora pode aplicar métodos nas redes de forma a torna-las mais eficientes, tendo em vista a diminuição das perdas.

Para a EDP Distribuição é de extremo interesse reduzir os níveis de perdas na rede, atingindo um patamar condicente com as orientações da ERSE de não penalização ou mesmo o recebimento de incentivos. Em 2015 foi estipulado como valor de referência a percentagem de 10,25%, sendo que no caso de este valor ser atingido a empresa não sofre penalização e ainda, no caso de este valor ser reduzido, existem incentivos que podem ser atribuídos.

Este estudo contribuirá para que se entenda melhor o funcionamento da rede e dessa forma possibilitar uma redução nas perdas técnicas.

2.2.3. CONGESTIONAMENTO DOS CONDUTORES ELÉTRICOS

O aumento do número de instalações produtoras ao longo da rede aumenta a impossibilidade do controlo do fluxo de produção e consumo a cada instante. Apesar de serem feitas estimativas sobre o consumo e a produção de energia diárias, através de diagramas de cargas recorrendo a ferramentas de gestão, torna-se difícil o controlo da rede, sobretudo quando é impossível limitar a produção de alguns aproveitamentos.

Neste trabalho, para a avaliação do congestionamento dos condutores da rede de distribuição em questão, é calculada a potência aparente máxima para cada ramal de ligação. A potência é a grandeza que determina as variações de tensão no sistema, essa mesma variabilidade é determinada pela injeção e consumo de potência a cada instante.

2.3. ESTUDOS DE REDE

Para um bom desempenho no que diz respeito à exploração da rede, é essencial existir um profundo conhecimento da mesma. Assim, a análise da rede elétrica prende em si a importante análise dos três espaços temporais: passado, presente e futuro. De facto, para qualquer estudo, é importante avaliar as condicionantes do local que levaram que no passado tenha sido tomada determinada decisão, aferir as condições atuais e ainda, tentar, na medida do possível, garantir que a rede elétrica é capaz de assegurar novas solicitações a médio e longo prazo.

Os processos que dão entrada na empresa EDP Distribuição irão originar a realização de obras, que são classificadas quanto à sua natureza e critério de investimento. Segundo essa classificação, vamos ter dois tipos essenciais de áreas de ação: obras de carácter

obrigatório e de iniciativa de empresa. As obras por iniciativa de empresa inserem-se em todas as obras cujo objetivo passa pela melhoria da rede que são alvo de um estudo técnico-económico e de risco, avaliando o mérito de cada uma das propostas para inclusão numa carteira de obras prioritizada de acordo com o mérito de cada uma delas. O carácter obrigatório visa cumprir com o definido regulamentarmente no que diz respeito à ligação de clientes, nomeadamente no (Regulamento de Relações Comerciais (RRC), 2014), e o cumprimento da legislação referente ao RSRDEEBT e ao Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão (Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão (RSLEAT), 1992).

Os estudos técnicos de rede visam dar resposta às diversas solicitações que surgem no âmbito do normal funcionamento da rede de distribuição de energia elétrica, seja devido à ligação de novos clientes, aumentos de potência contratada, modificações à rede devido a obras, regularização da mesma para melhoria da qualidade de serviço ou questões de segurança.

A elaboração de um estudo envolve diversas fases, percebendo-se facilmente que a tarefa a realizar não é linear, existindo de facto inúmeras condicionantes que influenciam a opção por uma determinada solução, dependendo sempre da qualidade da informação que chega ao decisor conseguida através de diversos *softwares* aliados à experiência e conhecimento aprofundado da rede. Inclui ainda a elaboração de vários cenários para que depois, mediante o mérito de cada um e respetivas condicionantes, se opte pelo que melhor vai de encontro à estratégia da EDP Distribuição.

A seleção da solução deverá ser efetuada sob duas perspetivas, a técnica e a económica. Para uma perspetiva técnica serão fatores evidentes a considerar, entre outros, a segurança de alimentação, a facilidade de intervenção e a rapidez na reposição de serviço, isto é, facilidades oferecidas por certas soluções. Por outro lado, a perspetiva económica refere que os custos atualizados das diferentes soluções devem integrar, não somente os investimentos, mas todos os fatores de custos e benefícios relevantes, isto é, as perdas, interrupções de energia, encargos de exploração, valor residual de equipamentos, entre outros.

2.3.1. FERRAMENTAS CORPORATIVAS EDP DISTRIBUIÇÃO

A EDPD possui ferramentas que utiliza no apoio à decisão do planeamento de redes. As ferramentas em questão são as seguintes:

- **DPlan – Distribution Planning**

O DPlan é uma ferramenta de simulação para planeamento e operação de redes, que entre outras funcionalidades, permite avaliar o comportamento da rede em termos de qualidade de serviço, trânsito de energia e curto circuitos. Este software pode ter uma aplicabilidade desde a BT até à AT, sendo que a exportação de redes do Sistema de Informação Técnica (SIT) possibilita que se consiga trabalhar na rede existente, permitindo avaliar o impacto que determinadas ações causam no seu funcionamento.

Os dados fundamentais para este programa são relativos às características de linhas (secção, comprimento e características elétricas), à caracterização das cargas (ponta, potência instalada e tipo) e à caracterização dos transformadores de potência e geradores.

A grande vantagem do DPlan, como ferramenta de análise e planeamento de redes, prende-se com uma excelente interface com o utilizador e com uma grande versatilidade na simulação da rede e dos ficheiros.

A Figura 2 apresenta o ambiente de trabalho que se encontra na utilização do *software* DPlan, na qual está representada a rede de BT proveniente do PT169 de Jazente/ Cimo Vila em Amarante.

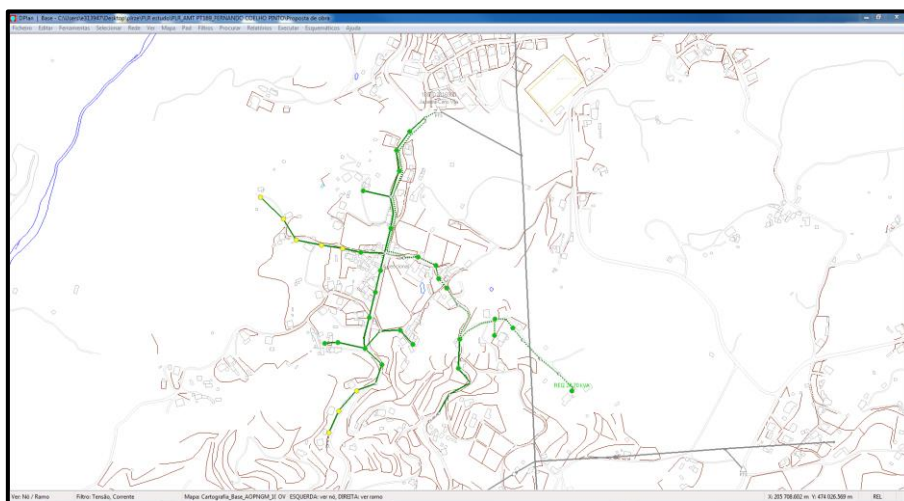


Figura 2 – Ambiente de trabalho do *software* DPlan (Representação da rede BT proveniente do PT169 – Jazente/ Cimo Vila em Amarante)

- **SIT/DM – Sistema de Informação Técnica/ Design Manager**

O SIT/DM é uma aplicação informática que integra dois módulos, o SIT e o DM (Design Manager).

O SIT é o módulo onde está residente o cadastro geográfico das infraestruturas existentes. Este sistema permite, para além da caracterização dos diferentes equipamentos e instalações que constituem as redes, guardar a posição geográfica, as ligações e a representação esquemática de cada elemento. A Figura 3 apresenta a rede de MT e localização do PT169 de Jazente/ Cimo Vila em Amarante, assim como as suas características.

O DM integra as funcionalidades de desenho e cálculo essenciais no projeto de linhas de AT e de MT. Em relação à vertente de cálculo, apresenta-se como uma ferramenta bastante poderosa, efetuando o cálculo mecânico associado aos condutores, aos apoios e armações e verificando a distância mínima entre condutores e todas as grandezas associadas ao projeto de linhas aéreas. Por outro lado, ao nível do desenho, uma vez importado o perfil e a planta parcelar resultante do trabalho topográfico, é possível desenhar os apoios de acordo com o seu tipo construtivo e o desenho catenárias representativas dos condutores e cabos de guarda.

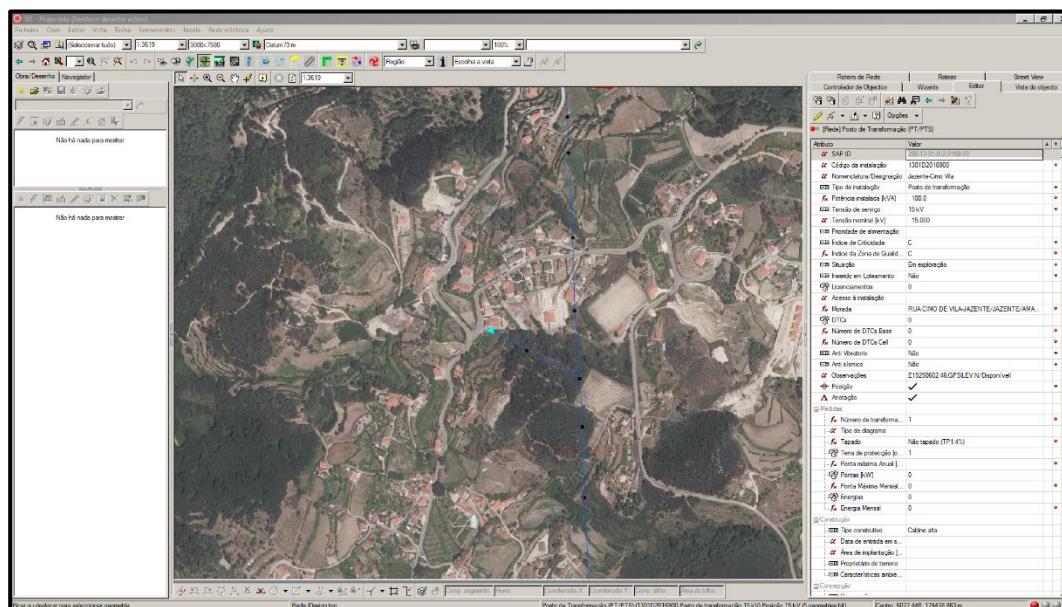


Figura 3 – Ambiente de trabalho do *software* SIT/DM (Representação da rede MT e localização do PT169 – Jazente/ Cimo Vila em Amarante e suas características)

2.3.2. PEDIDOS DE LIGAÇÃO À REDE (PLR)

Segundo o (Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas (RLIE), 2017), as instalações elétricas de serviço particular, para efeitos do seu licenciamento ou aprovação, classificam-se nos três seguintes tipos:

- Tipo A – instalações de carácter permanente com produção própria, não incluídas no tipo C;
- Tipo B – instalações que sejam alimentadas por instalações de serviço público em MT, AT ou Muito Alta Tensão (MAT);
- Tipo C – instalações alimentadas por uma rede de distribuição de serviço público em BT ou instalações de carácter permanente com produção própria em BT até 100kVA, se de segurança ou socorro.

O ORD, por via das Áreas de Rede e Clientes (ARC) recebem pedidos de novas ligações à rede de distribuição, que são em grande maioria referentes a instalações dos tipos B e C.

A tarefa tem início nos comercializadores e visa a execução de uma nova ligação ou o aumento de potência a fim de satisfazer o pedido de determinado cliente. No caso de não existirem registos de análises anteriores, procede-se ao levantamento da rede no local, onde são identificados os traçados e as cargas associadas a cada ponto. De seguida, os dados recolhidos são representados no DPlan.

Existem duas outras ferramentas auxiliares a este processo que são o SIT e o Modelo de Apoio à Decisão – Definição de Condições de Ligação (MAD DCL). A consulta ao SIT tem como objetivo verificar possíveis atualizações que possam existir, assim como oferecer uma panorâmica das redes BT ou MT e dos PT existentes mais próximos. O MAD DCL indica, através de respostas a simples questões, se há necessidade de proceder ao estudo em DPlan ou viabilizar a ligação a partir do ponto de ligação mais próximo.

De seguida, através do DPlan, verifica-se se a rede atual apresenta valores de tensão que não cumprem com a legislação existente. Essa informação é fornecida através do relatório que o DPlan fornece ou através das cores dos pontos que representam as cargas. Os pontos verdes significam que não há motivos de preocupação, encontrando-se a tensão nesses

pontos dentro dos valores regulamentares, os amarelos indicam valores próximos do limite regulamentar e os vermelhos assinalam valores de tensão fora dos regulamentados.

No caso de se verificar a existência de parâmetros fora dos limites normalizados, procede-se ao estudo da melhor solução para que a rede respeite os valores exigidos. Apenas após esta regularização é que se procede à análise do impacto que a ligação da nova carga causa na rede. De acordo com o RRC, o ponto de ligação à rede das instalações em BT e MT deve ser o ponto da rede que se encontra fisicamente mais próximo e disponha das condições técnicas necessárias à satisfação das características de ligação constantes da requisição. Por outro lado, se se verificar alteração dos parâmetros legais na rede provocados pela inserção da nova carga, efetua-se novo estudo de forma a repor os parâmetros definidos regularmente.

Os valores a compartilhar pelo requerente são definidos pelo RRC e, atualmente, no (Despacho n.º 6402/2011, 2011), sendo os valores unitários atualizados anualmente por despacho da ERSE.

Após todas estas análises, o processo segue aprovação e o estudo do PLR é concluído. Durante o estágio foram elaborados diversos estudos de PLR, com diferentes graus de dificuldade, desde a viabilização a partir do ponto mais próximo, passando pelo reforço da rede recorrendo a aumentos de secção dos cabos, até transferências de cargas entre PT e, em alguns casos, inserção de novo PT.

- **Análise de PLR – Caso nº1**

As figuras seguintes apresentam um exemplo de uma solução adotada para um PLR em Amarante. O pedido foi efetuado para uma potência de 20,7kVA, tal como é possível identificar nas imagens. Na Figura 4 constata-se que a rede que deriva do PT169 – Jazente/Cimo Vila apresenta problemas. A Tabela 1 demonstra os valores fornecidos pelo relatório, onde se verifica que a variação de tensão máxima se encontra acima dos 8% regulamentados.

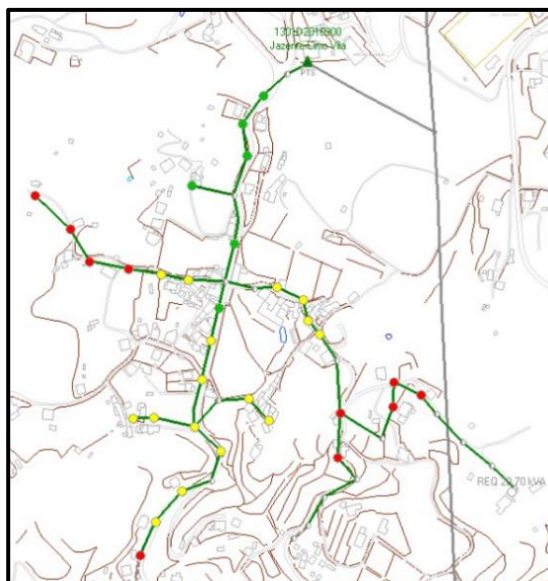


Figura 4 – PLR de Amarante para potência de 20,7kVA – Rede atual com quedas de tensão

Tabela 1 - Desempenho da saída 2 do PT169 – Jazente/ Cimo Vila (Rede atual com quedas de tensão)

Desempenho da Saída 2 do PT169	
Ponta na saída (BT)	52,10kW
Varição de tensão máxima (BT)	9,79%

Assim, em primeiro lugar, foi efetuado um estudo na rede atual (rede sem requerente) que consiste em resolver os problemas de tensão que existem na rede sem efetuar a ligação do cliente. A resolução encontrada está representada na Figura 5 e passa por reforçar, aproximadamente, 300 metros de rede recorrendo a aumentos de secção dos cabos, ficando assim a rede sem quedas de tensão. A variação de tensão máxima, segundo o relatório, desceu para os 7,82% (Tabela 2).

Tabela 2 - Desempenho da saída do PT169 – Jazente/ Cimo Vila (Rede atual sem quedas de tensão)

Desempenho da Saída 2 do PT169	
Ponta na saída (BT)	51,10kW
Varição de tensão máxima (BT)	7,82%

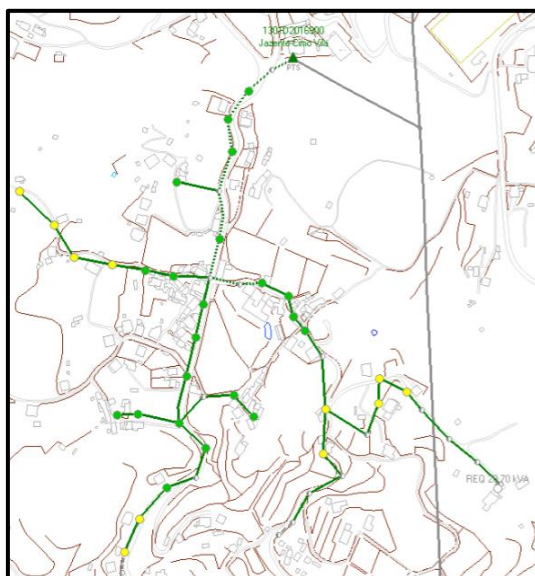


Figura 5 – PLR de Amarante para potência de 20,7kVA – Rede atual sem quedas de tensão

Após obter a rede atual sem quedas de tensão é que se efetua a ligação do requerente. A ligação é efetuada com o cabo com maior secção (LXS4x95+16mm²), sendo este ligado ao ponto da rede mais próximo do requerente que não provoque alterações nos restantes pontos da rede. Neste caso o cabo percorreu a distância entre o requerente e o PT, sendo esta de 830 metros aproximadamente. Este valor será utilizado para obter os custos a imputar ao cliente.

Por último é efetuada a proposta de obra que se apresenta na Figura 6. A resolução encontrada, que se revelou a mais eficiente para acomodar a nova carga e resolver os problemas da rede, passa por utilizar outra saída disponível no PT169 repartindo as cargas pelas duas saídas e reforçar a rede recorrendo a aumentos de secção de cabos.

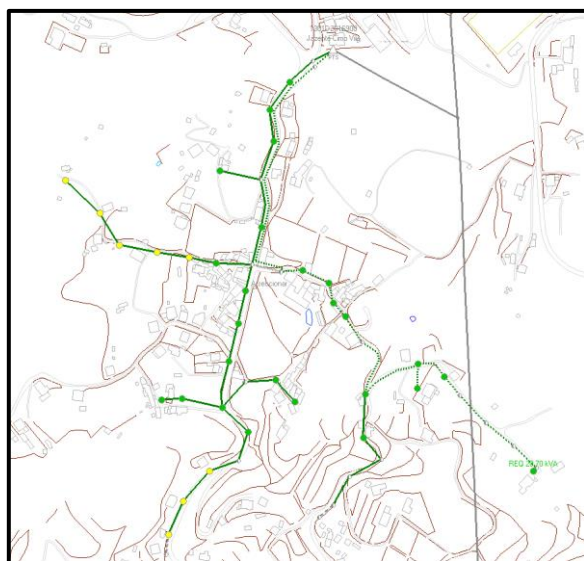


Figura 6 – PLR de Amarante para potência de 20,7kVA – Proposta de Obra

Segundo os relatórios exportados do DPlan para a saída existente e para a nova saída, as variações de tensão máxima encontram-se dentro do valor regulamentado, como se pode conferir na Tabela 3 e Tabela 4.

Tabela 3 - Desempenho da saída 2 do PT169 – Jazente/ Cimo Vila (Proposta de Obra para saída existente)

Desempenho da Saída 2 do PT169	
Ponta na saída (BT)	42,00kW
Varição de tensão máxima (BT)	7,87%

Tabela 4 - Desempenho da nova saída do PT169 – Jazente/ Cimo Vila (Proposta de Obra para nova saída)

Desempenho da Saída 2 do PT169	
Ponta na saída (BT)	23,70kW
Varição de tensão máxima (BT)	5,49%

2.3.3. ESTUDOS DE MELHORIA DE QUALIDADE DE SERVIÇO

O RQS estabelece um quadro de relacionamento entre os operadores, comercializadores e consumidores, com o objetivo de promover a melhoria dos serviços prestados. A EDP Distribuição, como operadora da RND, tem a responsabilidade, em conjunto com o operador da Rede Nacional de Transporte (RNT), da qualidade de serviço perante os clientes. Para isso são fixados padrões mínimos de qualidade e sanções para o não cumprimento de padrões.

O ORD depara-se diariamente com perturbações e anomalias na rede elétrica que se designam por incidentes, isto é, um fenómeno imprevisto que provoca a desconexão, momentânea ou prolongada, de um ou mais elementos da rede. Quando ocorre um incidente na rede, a prioridade é restabelecer o serviço o mais rapidamente possível, de forma a minimizar as perturbações sentidas pelos consumidores. No momento que surge um incidente, este é gerido pelo técnico do centro de condução da rede, que efetua e coordena as manobras na rede para isolar o defeito.

Nos estudos de melhoria de qualidade de serviço são analisadas as reclamações dos clientes que visam a qualidade do serviço da rede. Apuram-se as razões que levam os

clientes a reclamar e analisam-se as ações adequadas para resolver o problema. Por norma uma reclamação de cliente está associada a uma deficiência de serviço na área, sendo, portanto, efetuado o levantamento das cargas existentes na zona e dos PT existentes nas proximidades.

2.4. NOVO REGIME DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA

Segundo o (Decreto-Lei n.º153/2014, 2014) foi criado um novo regime de produção distribuída de forma a garantir que as novas instalações de produção sejam dimensionadas para fazer face às necessidades de consumo verificadas no local e assim evitar o sobredimensionamento das centrais. No novo regime de produção distribuída enquadram-se as UPAC e as UPP.

As UPAC são definidas como instalações destinadas à produção de eletricidade, a partir de tecnologias de produção renováveis ou não renováveis, para autoconsumo, sendo uma atividade com o objetivo de satisfazer as necessidades próprias de abastecimento de energia elétrica do produtor, sem prejuízo do excedente de energia produzida ser injetado na rede. Por outro lado, as UPP são instalações destinadas à produção de eletricidade a partir de energias renováveis, baseadas numa só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250kW, destinada à venda total de energia à rede.

Com a revisão do regime, segundo (Ministério do Ambiente, 2014), os objetivos do novo diploma são:

- Dinamizar a atividade de produção descentralizada em Portugal, assegurando a sustentabilidade técnica e económica do Sistema Elétrico Nacional (SEN);
- Garantir o desenvolvimento ordenado da atividade, possibilitando a injeção de excedentes na RESP;
- Garantir que as novas instalações de produção descentralizada sejam dimensionadas para fazer face às necessidades de consumo verificadas no local;
- Reduzir a vertente de “negócio” associada aos regimes de micro e miniprodução, que incentivava ao sobredimensionamento das centrais e o consequente sobrecusto para o SEN;

- Simplificar o atual modelo da mini e microprodução, assegurando que entidades com perfis de consumo menos constantes possam igualmente enquadrar-se no regime de produção distribuída.

As atividades de produção distribuída, de pequena produção e em autoconsumo, regem-se por disposições comuns no que respeita ao controlo prévio das mesmas e aos direitos e deveres dos promotores, e por normas específicas que acolhem as transformações inerentes a cada uma das modalidades.

O autoconsumo através das UPAC é a grande mudança de paradigma, uma vez que toda a energia produzida pode ser consumida na instalação de consumo, sendo que eventuais excedentes de produção podem ser injetados na RESP ou então armazenados em baterias. Porém, esta última solução é atualmente um entrave pelo facto de, atualmente, ter um elevado custo afastando esta solução técnica das soluções mormente escolhidas. A produção elétrica pode ser feita a partir de fontes renováveis e não renováveis com ligação ou sem ligação à RESP. Pode ser considerado um sistema autónomo caso a sua própria produção permita satisfazer todos os seus consumos, sendo que em falta de produção a RESP pode ser fornecedora de energia. Deste modo, o autoconsumo induz comportamentos de eficiência energética, contribui para a otimização dos recursos endógenos e promove a criação de benefícios técnicos para a RESP, nomeadamente através da redução de perdas na mesma.

Por sua vez, o regime de pequena produção permite ao produtor vender a totalidade da energia elétrica à RESP, sendo que esta só pode ser proveniente de uma única tecnologia de produção de origem renovável. Em modo de comparação, pode-se dizer que este regime, através das UPP, assume a forma de exploração que antes abrangia os regimes de mini e microprodução. A energia injetada é depois remunerada por uma tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência. A tarifa a aplicar varia consoante o tipo de energia primária utilizada, sendo determinada mediante a aplicação das seguintes percentagens à tarifa de referência: solar – 100%, eólica – 80%, hídrica – 50%, biogás – 60% e biomassa – 60%.

Na Tabela 5 são apresentadas as principais características e diferenças das UPAC e UPP.

Tabela 5 – Características e diferenças das UPAC e UPP

	Autoconsumo	Pequena Produção
Fonte	Renovável e não renovável, com ou sem ligação à RESP. Eventuais excedentes de produção podem ser injetados na RESP.	Renovável com injeção total de energia produzida.
Limite de Potência	Menor ou igual a 100% da potência contratada na instalação de consumo. A potência instalada não deve exceder o dobro da potência de ligação.	Potência de ligação é menor ou igual a 100% da potência contratada na instalação de consumo, até um máximo de 250kW.
Requisitos de Produção	Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo. Venda do excedente produzido ao comercializador de último recurso.	Energia consumida deverá ser igual ou maior a 50% da energia produzida. Venda da totalidade de energia produzida ao comercializador de último recurso.
Produtor e local de instalação	São permitidos vários registos de unidades de produção em nome do mesmo produtor, desde que a cada uma delas só esteja associada uma instalação de consumo.	São permitidos vários registos de unidades de produção em nome do mesmo produtor, desde que a cada uma delas só esteja associada uma instalação de consumo.
Contagem	Contagem obrigatória da energia produzida e da energia injetada na RESP para uma UPAC ligada à RESP com potência instalada superior a 1,5kW.	Obrigatória para todas as potências, como elemento chave na faturação.

2.5. LIGAÇÃO DE PRODUTORES – UPAC E UPP

Segundo o (Manual de Ligações à rede elétrica de serviço público, 2015) publicado pela EDP Distribuição, a ligação de produtores enquadra-se no SEN de acordo com o esquema da Figura 7.

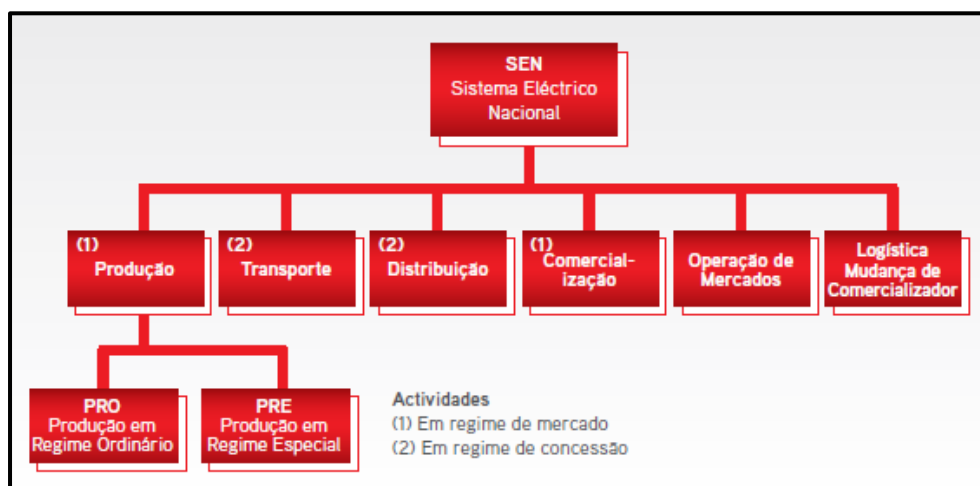


Figura 7 – Organização do Sistema Eléctrico Nacional – Ligação de produtores

No contexto da política comunitária foi incentivado em Portugal o investimento na produção em regime especial (PRE), tendo sido definidas as condições técnicas de ligação à rede de distribuição de energia, além de ter sido garantida a compra de energia emitida para a rede, de acordo com processos remuneratórios definidos em vários diplomas legais.

Atualmente são considerados neste regime os seguintes produtores:

- Aproveitamentos hidroelétricos até 10MVA de potência instalada;
- Produtores cujas fontes de energia são renováveis, resíduos industriais ou urbanos;
- Produtores de cogeração (calor e eletricidade);
- Miniprodutores (revogado, aplicável em MT e BT ligados);
- Microprodutores (revogado, aplicável em BT ligados);
- Unidade de Pequena Produção (UPP) (aplicável em MT e BT);
- Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) (aplicável em AT, MT e BT).

O processo de licenciamento de UPP e UPAC efetua-se através do Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP) no site da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG). A regulação destes modos de produção de energia elétrica, que são suscetíveis de serem potenciados pela venda de energia elétrica à RESP, está a cargo da DGEG. Mais concretamente, em relação às UPP, a contagem da eletricidade produzida é feita por telecontagem, mediante contador bidirecional ou contador que assegure a contagem líquida dos dois sentidos, autónomo do contador de consumo. O contador de produção deve localizar-se junto ao contador de consumo, incluindo os respetivos transformadores de medição (tensões e correntes).

A ligação à rede fica sujeita à verificação prévia dos contadores e respetivos acessórios e à realização do teste de comunicações com o acompanhamento da ORD. A Figura 8 apresenta o esquema tipo de ligação à rede de uma UPP.

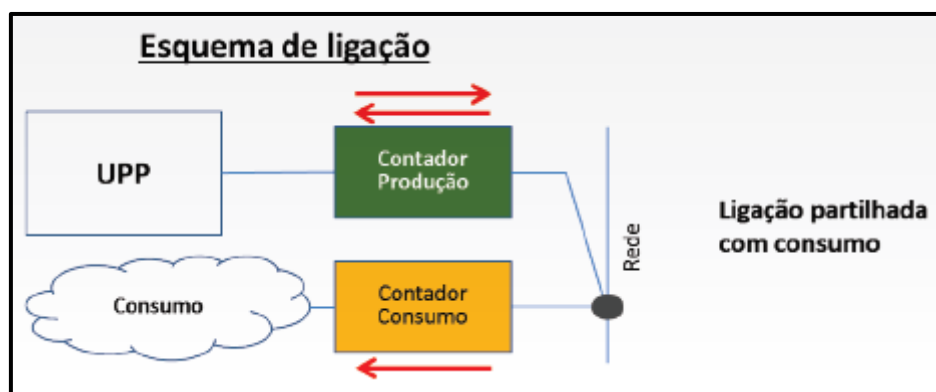


Figura 8 – Esquema tipo de ligação à rede de uma UPP

As UPP podem ser aplicadas em instalações singulares (moradias unifamiliares) ou coletivas. Numa instalação singular o gerador de energia será ligado ao contador de produção e seguidamente à portinhola. No caso de uma instalação coletiva, o gerador de energia será ligado ao contador de produção e seguidamente ao quadro de coluna e à portinhola.

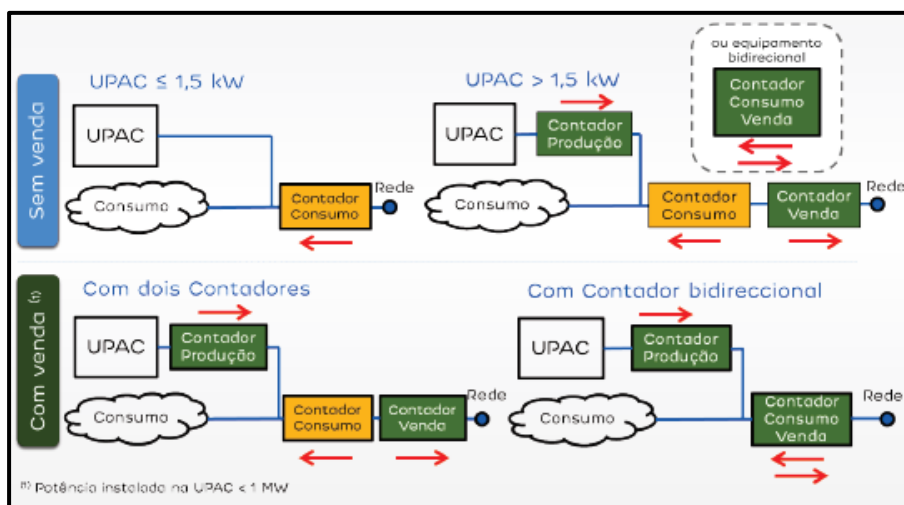
Em relação às UPAC, para que esta seja validada é necessário que se cumpram os seguintes requisitos:

- Sem venda à rede:
 - Potência instalada menor ou igual a 200W está isenta de controlo prévio;

- Potência instalada maior que 200W e menor ou igual a 1,5kW está sujeita a mera comunicação prévia de exploração;
 - Para qualquer potência de uma instalação elétrica de utilização não ligada à RESP está sujeita a mera comunicação prévia de exploração.
- Com venda à rede:
 - Potência instalada menor ou igual a 1,5kW e o titular da UPAC pretenda entregar o excedente de produção à rede está sujeita a registo prévio e à obtenção de certificado de exploração.
 - Com ou sem venda à rede:
 - Potência instalada maior ou igual a 1,5kW e menor ou igual a 1MW está sujeito a registo prévio e à obtenção de certificado de exploração;
 - Potência instalada maior que 1MW exige que a instalação e entrada em exploração possuam licença de produção e de exploração, de acordo com a legislação vigente.

O produtor de uma UPAC ligada à RESP deve assegurar previamente as condições adequadas para a entrega na rede de eventuais excedentes da eletricidade, efetuando as medições de tensão nesse local e salvaguardando os limites e condições técnicas estabelecidos no RQS e no Regulamento Técnico e de Qualidade.

A Figura 9 apresenta o esquema de ligação tipo para a ligação de uma UPAC.



Para as UPAC, a contagem da produção de energia é obrigatória com potência instalada superior a 1,5kW e cuja instalação de utilização associada não se encontre ligada à RESP ou quando a potência instalada seja igual ou inferior a 1,5kW e a UPAC pretenda fornecer energia não consumida na instalação de utilização.

É dever do produtor entregar a energia elétrica em conformidade com as normas técnicas aplicáveis de modo a não causar perturbação no normal funcionamento da rede pública sendo a sua responsabilidade verificar previamente as características técnicas da onda de tensão no ponto de ligação à rede.

2.6. MICROPRODUÇÃO ATRAVÉS DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

A energia solar, em particular através do aproveitamento da mesma para produção de eletricidade, pela tecnologia fotovoltaica, assume-se como uma alternativa aos sistemas convencionais, na maioria provenientes de energia fóssil. Segundo dados disponíveis no (), Portugal é um dos países da Europa com maior disponibilidade de radiação solar, atingindo um número médio anual de horas de sol que varia entre 2200 e 3000 horas e um índice de insolação dos mais elevados com valores de produção que podem atingir os 1600 a 2200kWh/m². Desta forma existe um grande interesse no aproveitamento da energia solar em Portugal, numa perspetiva de desenvolvimento sustentável e oportunidades económicas futuras.

Segundo a (Agência Portuguesa do Ambiente), o aproveitamento da energia solar permite a redução de emissões de gases a efeito de estufa, respeitando assim os limites estipulados pelo Protocolo de Quioto e pela União Europeia. O Protocolo de Quioto é um instrumento internacional que visa reduzir as emissões de gases poluentes responsáveis pelo efeito de estufa e aquecimento global. Para cumprimento destes objetivos, a produção distribuída com recurso a energias renováveis aparece como uma solução viável, incentivando a produção de eletricidade em BT por particulares.

A utilização de geradores fotovoltaicos em residências são a fonte de energia renovável dominante. Segundo (Jaan Niitsoo, 2015), o crescimento da área do fotovoltaico nos últimos anos deve-se à combinação de subsídios, à abundância de sol e ao baixo impacto da tecnologia na paisagem urbana. Uma vez que são dispositivos que incorporam conversores de energia eles terão uma influência na qualidade de fornecimento de energia. A criação de uma concorrência cada vez mais importante no sector, tornando os

investimentos iniciais mais competitivos que, por consequência, levou a um abaixamento dos preços dos materiais. Desta forma, a energia solar tornou-se uma oportunidade de negócios, tanto para particulares como para empresas.

2.6.1. VANTAGENS E DESVANTAGENS

As vantagens e desvantagens associadas a cada tipo de tecnologia fazem com que cada uma delas seja mais apropriada para determinada situação, dependendo de inúmeros fatores. Como fatores para a tecnologia fotovoltaica temos, por exemplo, o investimento inicial, a quantidade de radiação disponível e as necessidades de produção de energia.

- **Vantagens:**

- Redução da dependência energética nacional por se tratar de um recurso endógeno;
- Consequências positivas nas perdas de energia, dado que, com a instalação da microprodução com sistemas fotovoltaicos prevê-se que a energia resultante seja consumida no ponto de produção ou próximo deste;
- Maior segurança de abastecimento e redução da fatura energética dos consumidores;
- Emissões de dióxido de carbono nulas (após instalação e exploração, descontando a pegada ecológica da necessária produção e instalação dos equipamentos), uma vez que se trata de uma energia renovável;
- Redução na importação de energia;
- Consciencialização dos problemas ambientais que o planeta enfrenta por parte dos consumidores/produtores.

- **Desvantagens:**

- Elevado custo de uma instalação, atenuado devido à existência de incentivos governamentais;
- Baixo rendimento das células solares, na ordem dos 15%, comparativamente com o rendimento dos equipamentos de produção de combustíveis fósseis;

- Os sistemas fotovoltaicos só produzem em horas de sol, pelo que se tornam impraticáveis em algumas regiões do planeta onde os índices de insolação são reduzidos.

2.6.2. ANÁLISE SWOT

Fazendo uma análise SWOT, onde serão identificadas as Forças (*Strengths*), Fraquezas (*Weaknesses*), Oportunidades (*Opportunities*) e Ameaças (*Threats*) aplicadas ao mercado português sobre a competitividade da energia solar através dos sistemas fotovoltaicos, vem que:

Tabela 6 – Análise SWOT (forças, fraquezas, oportunidades e ameaças) da tecnologia fotovoltaica

Forças	Fraquezas
<ul style="list-style-type: none"> • Elevados índices de insolação no País; • Incentivos governamentais no desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos; • Incentivo da União Europeia para o uso de energias renováveis; • Facilidade no registo das instalações de produção distribuída; • Fiabilidade do sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> • Atraso no desenvolvimento da tecnologia; • Experiência do mercado fraca; • Tecnologia dispendiosa; • Fraco rendimento da tecnologia em comparação com energias fósseis.
Oportunidades	Ameaças
<ul style="list-style-type: none"> • Elevado potencial do desenvolvimento do mercado; • Cumprimento das metas propostas pelo Protocolo de Quioto em termos de emissões dos gases com efeito de estufa; • Melhorias na eficiência da tecnologia; • Aumento da concorrência que conduzirá a um abaixamento de preços; • Investigação de novas tecnologias de conversão. 	<ul style="list-style-type: none"> • Possíveis comparações com outras fontes de energias renováveis em termos de rentabilidade e eficiência; • Concorrência internacional; • Produção de produtos tóxicos no processo de fabrico.

A elevada taxa de insolação em Portugal conduz a um potencial enorme para o sucesso das tecnologias fotovoltaicas. Porém, existem pontos a serem melhorados, como seja o aumento das indústrias nacionais capazes de produzir sistemas fotovoltaicos, evitando mais importações.

É também importante aumentar o investimento de empresas multinacionais no nosso país, de forma a levar ao crescimento económico interno. Para isto é importante rever os objetivos dos sistemas fotovoltaicos de forma a incentivar o crescimento do setor, utilizando a seu favor as provas dadas em termos de eficiência energética nacional.

Torna-se assim necessário seguir uma estratégia definida que passe pelo investimento na área da investigação, de forma a permitir melhorias na indústria provocando um aumento na capacidade de desenvolvimento na tecnologia.

2.7. LIGAÇÃO DE UNIDADES DE PEQUENA PRODUÇÃO FOTOVOLTAICAS

Segundo dados em (ERSE, 2017), publicados no parecer à proposta de investimentos para a rede de distribuição até 2021, são já quase 11 mil os consumidores domésticos que produzem e vendem eletricidade à rede elétrica. Em quase dois anos, entre março de 2015 e janeiro de 2017, foram licenciados mais de 68MW de produção distribuída em mais de 10500 UPAC. Neste lote, 9300 instalações têm potências inferiores a 1,5kW e mesmo uma com 1MW. Estão também licenciadas 378 UPP, com potências instaladas entre 3 e 250kW. A principal fonte utilizada nestas microproduções é a energia solar fotovoltaica.

Tipicamente, a ligação de UPP fotovoltaicas à RESP segue o esquema da Figura 10.

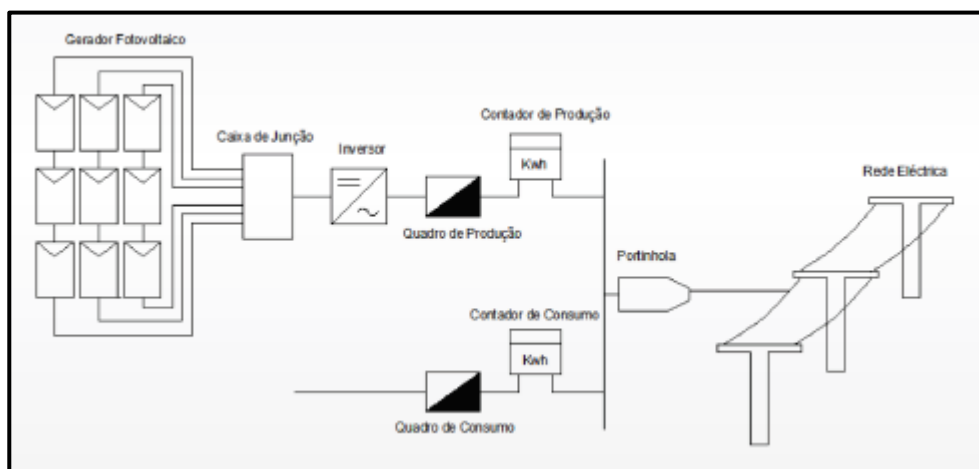


Figura 10 – Esquema típico de ligação de uma UPP fotovoltaica à RESP

No esquema da figura anterior a caixa de junção ligar-se-á ao inversor, que visa impedir a introdução de perturbações na rede pelo gerador e protege contra sobretensões, ajustando-se a frequência e o nível de tensão à rede a que se encontra ligado. O contador terá que ser bidirecional e independente do contador de consumo. Após a ligação ao contador é efetuada a ligação à portinhola de consumo/produção. A portinhola possui na sua constituição dois circuitos de proteção, sendo um trifásico destinado à proteção da instalação de consumo do microprodutor e um monofásico para proteção da instalação de produção.

3. ANÁLISE DA REDE DE BT E CENÁRIOS DE EXPLORAÇÃO

3.1. INTRODUÇÃO

Ao longo deste capítulo é apresentada e analisada a rede de distribuição de BT utilizada nas simulações efetuadas. A rede em questão possui 31 clientes com diferentes potências contratadas, sendo obtida com recurso aos *softwares* SIT e DPlan utilizados na empresa EDP. É uma rede real proveniente de um PT localizado na cidade de Guimarães.

As análises efetuadas para a rede têm como base a inserção dos valores de consumo para determinadas horas do dia para que, posteriormente, com a integração da produção distribuída, através de painéis fotovoltaicos, nos clientes seja possível efetuar as comparações necessárias para avaliar o impacto da mesma na rede de distribuição de BT.

3.2. SOFTWARE UTILIZADO

Para efetuar as simulações pretendidas foi utilizado o programa *Power World Simulator 8.0*. Recorrendo ao seu sistema de simulação de sistemas de energia, é possível estudar o

impacto da produção distribuída nas redes de distribuição sob as mais diversas condições de carga, penetração e localização da microprodução.

O *software* permite o estudo do fluxo de energia capaz de resolver de forma eficiente sistemas com um grande número de barramentos. Este *software* permite ao utilizador visualizar o sistema através de diagramas de linhas coloridas sendo possível adicionar novas transmissões e gerações. O uso de gráficos e animações disponíveis (*contouring*) no programa aumenta consideravelmente a compreensão do usuário das características, problemas e restrições da rede.

Para este estudo foi construído um sistema a partir do zero usando o simulador completo, no entanto também é possível efetuar modificações em sistemas já construídos.

3.3. CARACTERIZAÇÃO DA REDE DE BT SIMULADA

A produção distribuída aparece normalmente associada à rede de distribuição de BT. Neste estudo realizado foi utilizada uma rede de BT real alimentada pelo PT com o ID 0308D2090900, localizado em Abação (S. Tomé) – Lugar de Airos em Guimarães e com uma potência nominal de 250kVA. A rede foi obtida através dos softwares da empresa EDP Distribuição, mais precisamente do SIT/DM e do DPlan, apresentados anteriormente em 2.3.1 - Ferramentas corporativas EDP Distribuição.

A rede de BT, explorada de forma radial, apresenta um comprimento total aproximado de 1500 metros em cabo subterrâneo. A rede dispõe de um único nó injetor, no nó 1, onde se encontra o posto de transformação de 250kVA. Este alimenta a rede radial que compreende 31 nós carga (clientes) com uma potência contratada total de cerca de 315,1kVA.

Na Figura 11 temos a representação da rede conforme o *software Power World* onde verificamos a existência de um único nó injetor (nó 1) e a distribuição das cargas pelos barramentos disponíveis. O barramento 1 foi definido como o de referência (*System Slack Bus*). A Tabela 7 apresenta a organização dessas cargas e o valor da potência contratada por cada um dos 31 *prosumers*.

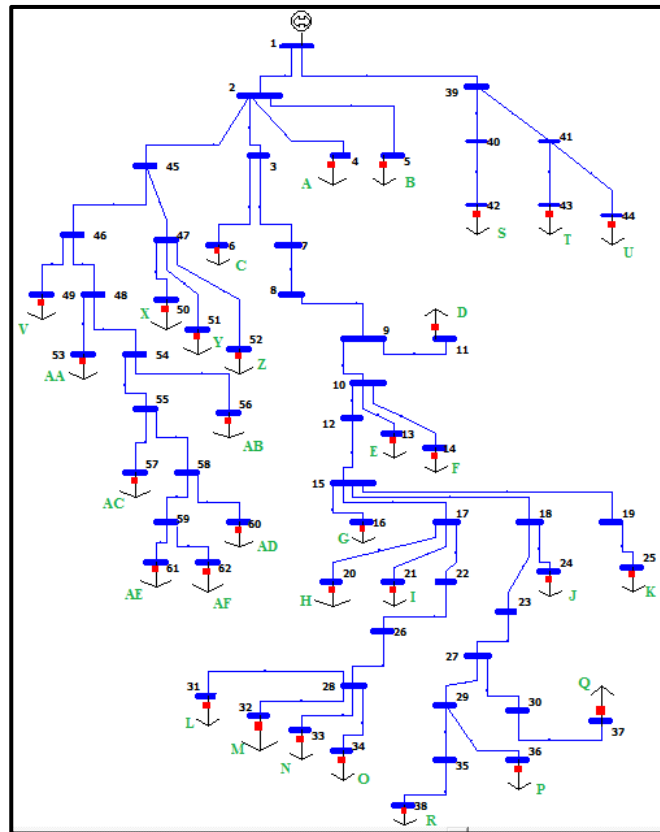


Figura 11 – Representação da rede de distribuição simulada e identificação dos clientes (*Power World*)

Tabela 7 – Organização dos clientes, barramentos em que estão posicionados e potência contratada

Cliente	Nó	Potência Contratada
A	4	34,5kVA
B	5	20,7kVA
C	6	20,7kVA
D	11	6,9kVA
E	13	6,9kVA
F	14	6,9kVA
G	16	6,9kVA
H	20	6,9kVA
P	36	4,6kVA
Q	37	4,6kVA
R	38	6,9kVA
S	42	20,7kVA
T	43	6,9kVA
U	44	20,7kVA
V	49	4,6kVA
X	50	6,9kVA
Y	51	6,9kVA

I	21	6,9kVA
J	24	10,35kVA
K	25	3,45kVA
L	31	5,75kVA
M	32	6,9kVA
N	33	6,9kVA
O	34	6,9kVA

Z	52	10,35kVA
AA	53	10,35kVA
AB	56	20,7kVA
AC	57	6,9kVA
AD	60	10,35kVA
AE	61	10,35kVA
AF	62	5,75kVA

Para a construção da rede no *Power World* foi necessário efetuar vários cálculos de parâmetros essenciais para o bom funcionamento do sistema elétrico. Através do *software* DPlan foi possível obter as características do posto de transformação, das cargas e dos condutores de ligação.

No início foram inseridos todos os barramentos e efetuadas as ligações entre eles. As características foram colocadas como demonstra a Figura 12, tendo em consideração de que se trata de uma rede de BT, a tensão base (U_b) a colocar é de 400V. Foi usada uma potência aparente (S_b) de 1kVA. Este valor serve como tolerância de convergência para determinar quando o fluxo de energia atinge uma solução aceitável. O valor da impedância base (Z_b) é obtido da seguinte equação:

$$Z_b = \frac{U_b^2}{S_b} = \frac{400^2}{1} = 160 \Omega \quad (1)$$

Segundo a (Norma Portuguesa EN 50160 2010, 2011), a regulação das tomadas dos transformadores de MT/BT permitem $\pm 2 \times 2,5\%$, ou seja, $\pm 1,05$ pu, no máximo. Existem 5 posições nas tomadas dos transformadores de MT/BT, sendo:

- Posição 1: -5% de U_n ;
- Posição 2: -2,5% de U_n ;

- Posição 3: 0% de U_n ;
- Posição 4: +2,5 de U_n ;
- Posição 5: +5% de U_n .

Numa rede real, em termos de exploração, é frequente operar com uma tomada que coloque a tensão nominal acima dos valores definidos a fim de atenuar as quedas de tensão no final da rede. Neste caso o transformador foi regulado para a posição 4, ou seja, +1,05pu.

Figura 12 – Janela de características dos barramentos inseridos (*Power World*)

Para as ligações entre os barramentos foi necessário efetuar os cálculos da resistência (R), da reatância (X) e da potência aparente máxima (S_{max}), que dependem do tipo de condutor existente na rede e que pode ser consultado através do DPlan. Na rede em questão existem apenas cabos subterrâneos, derivando entre as seguintes secções: LVAV 3x185+95, LSVAV 4x95, LSVAV 4x35 e LSVAV 4x16. Estes valores calculados estão organizados na tabela presente no Anexo A, e foram obtidos segundo as equações a seguir apresentadas.

- **Resistência do condutor (R):**

$$R = \frac{\rho \times \frac{L}{S} \times 2}{Z_b} \quad (2)$$

Onde R é a resistência (em Ω), L corresponde ao comprimento de cabo (em m), S à secção do mesmo cabo (em mm^2), Z_b é a impedância base (em Ω) e ρ corresponde à resistividade elétrica do cabo (em $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$) calculado pela seguinte equação:

$$\rho_{90^\circ} = \rho_{\text{aluminio}_{20^\circ}} \times (1 + \alpha (90 - 20)) \quad (3)$$

Em que:

$\rho_{\text{aluminio}_{20^\circ}}$ - Corresponde à resistividade padrão do alumínio comumente aceite como sendo $0,0284 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$;

α - Coeficiente de variação da resistividade a 20°C que é igual a $0,00403^\circ\text{C}^{-1}$.

- **Reatância do condutor (X):**

$$X = \frac{2 \times x_l}{1000} \times L \quad (4)$$

Onde X corresponde à reatância (em Ω), x_l à reatância linear (em Ω/km) determinada a partir do quadro que consta na (Sebenta de Instalações Elétricas 2, 2004) (Anexo B), L o comprimento do cabo (em m) e Z_b a impedância base (em Ω).

- **Potência Aparente Máxima do condutor (S_{\max}):**

$$S_{\max} = I_N \times 230 \times \sqrt{3} \times 10^{-6} \quad (5)$$

Em que S_{\max} é a potência aparente máxima (em Ω) e I_N a corrente máxima admissível em função do tipo e secção do condutor (em amperes – A) (Anexo C).

Os parâmetros (resistência (R), reatância (X) e potência aparente máxima (Limite MVA)) foram inseridos no *software Power World* de acordo com a Figura 13.

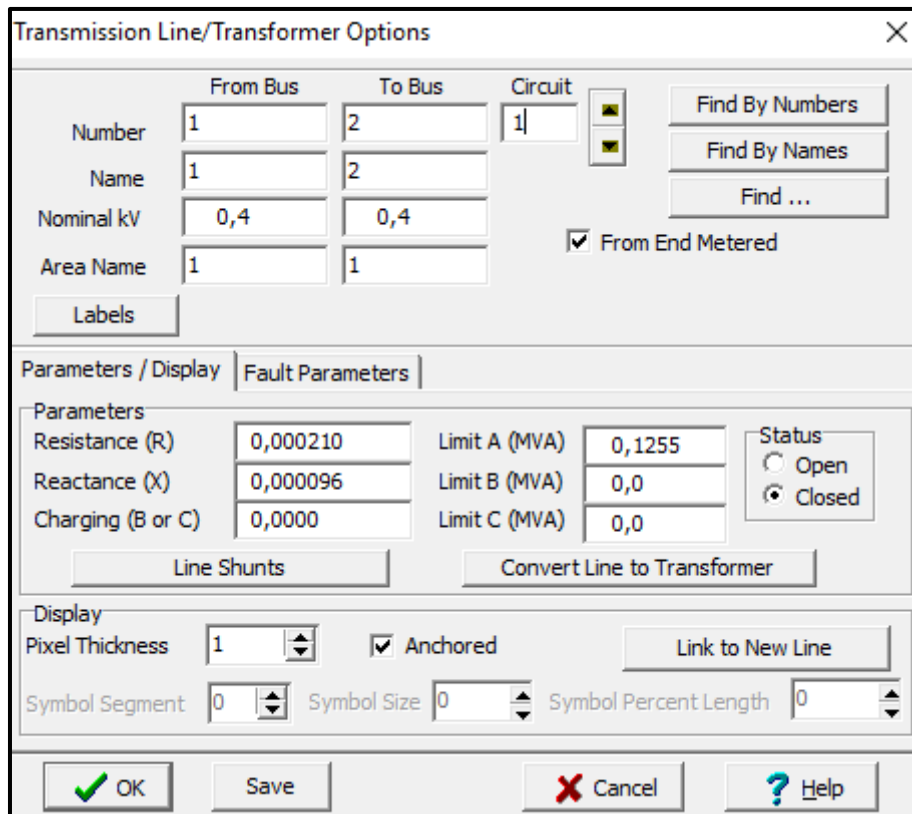


Figura 13 – Janela de características das linhas de transmissão – Condutor da ligação 1_2 (*Power World*)

Por último, para inserir as cargas no *Power World* foi retirada a potência ativa, em MW, do diagrama de carga para cada uma das horas selecionadas e em função da potência contratada de cada cliente. Para a potência reativa, em Mvar, foi utilizada a equação de seguida apresentada. Os parâmetros foram calculados e organizados em tabela (Anexo D), para posteriormente serem inseridos no *software*.

- **Potência reativa (em Mvar)**

$$\text{Potência Reativa} = \text{Potência Ativa} \times \text{sen}(\cos^{-1}(\cos \varphi)) \quad (6)$$

Onde:

Potência Ativa - Corresponde à potência ativa em determinado momento do dia calculada pela equação anterior (em MW);

$\cos \varphi$ – É o fator de potência que varia de acordo com a potência contratada pelo cliente (Anexo D).

A Figura 14 demonstra a janela do software *Power World* onde são apresentadas as características a colocar nas opções das cargas. Neste caso são apresentados os valores para o cliente do barramento 4 que possui uma potência contratada de 34,5kVA. Os valores inseridos correspondem à hora 11.

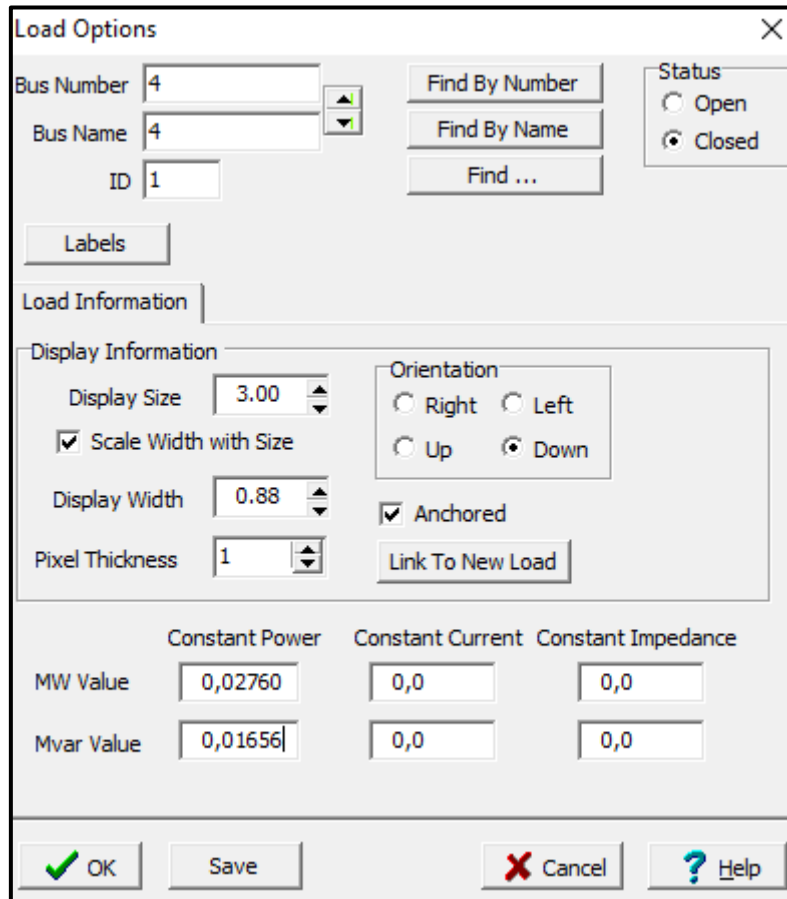


Figura 14 – Janela de opções das cargas no *Power World* – Cliente do barramento 4 de potência contratada 34,5kVA (valores de consumo correspondentes à hora 11)

3.4. CARACTERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO

Foram realizados diversos estudos de forma a analisar os efeitos da produção distribuída ao longo de um dia, utilizando características típicas de um dia de Verão e um de Inverno.

No início foram estabelecidos os *load cases* onde, de acordo com os diagramas de carga presentes no Anexo E, foram obtidos os valores de carga típica para determinadas horas do dia (C4, C8, C10, C11, C13, C15, C18, C20 e C23). Estes valores foram inseridos na rede de BT, apresentada no capítulo anterior, com o objetivo de efetuar a caracterização do sistema numa situação base onde não existe penetração na rede.

De seguida, para cada um dos 9 *load cases* obtidos, através do diagrama típico de produção, diferenciando Verão e Inverno (Figura 15), considerou-se um conjunto de nós onde se admitiu a existência de microprodução fotovoltaica. Admitiu-se a existência de penetração em quatro casos distintos: um cenário onde se admite a existência de microprodução em 7 nós da rede (25% de clientes), outro em 15 nós (50% de clientes), depois em 23 nós (75% de clientes) e por último nos 31 clientes com pontos de consumo na rede (100% de clientes)

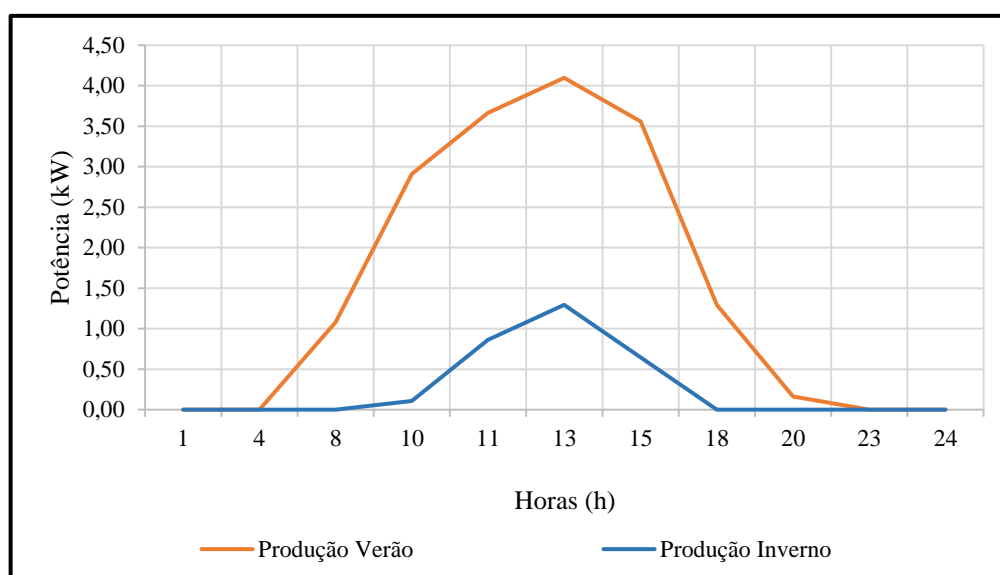


Figura 15 – Diagrama de produção diária para uma instalação fotovoltaica de 6,9kVA

O gráfico representado na Figura 15 apresenta os valores de penetração fotovoltaica para as horas pretendidas de um dia de Verão (linha laranja) e de Inverno (linha azul). Admitiu-se que as potências de cada sistema fotovoltaico são iguais à potência contratada de cada um dos clientes, ou seja, um cliente com uma potência contratada de 6,9kVA, no caso de possuir um sistema fotovoltaico para microprodução, essa instalação terá uma potência de 6,9kW. Os dados obtidos para cada uma das potências foram organizados e estão apresentados no Anexo F.

Em forma de resumo, a Tabela 8 apresenta todos os cenários de exploração que serão implementados nas simulações efetuadas no *software Power World*.

Tabela 8 – Descrição dos cenários de exploração implementados nas simulações

Cenário	Descrição
C4	Carga típica às 4 horas sem penetração
C8	Carga típica às 8 horas sem penetração
C10	Carga típica às 10 horas sem penetração
C11	Carga típica às 11 horas sem penetração
C13	Carga típica às 13 horas sem penetração
C15	Carga típica às 15 horas sem penetração
C18	Carga típica às 18 horas sem penetração
C20	Carga típica às 20 horas sem penetração
C23	Carga típica às 23 horas sem penetração
25% μ G	Admite-se a existência de penetração em 25% dos clientes da rede
50% μ G	Admite-se a existência de penetração em 50% dos clientes da rede
75% μ G	Admite-se a existência de penetração em 75% dos clientes da rede
100% μ G	Admite-se a existência de penetração em 100% dos clientes da rede
PI10	Produção típica de um dia de Inverno às 10 horas
PI11	Produção típica de um dia de Inverno às 11 horas
PI13	Produção típica de um dia de Inverno às 13 horas
PI15	Produção típica de um dia de Inverno às 15 horas
PV8	Produção típica de um dia de Verão às 8 horas
PV10	Produção típica de um dia de Verão às 10 horas
PV11	Produção típica de um dia de Verão às 11 horas
PV13	Produção típica de um dia de Verão às 13 horas
PV15	Produção típica de um dia de Verão às 15 horas

PV18	Produção típica de um dia de Verão às 18 horas
PV20	Produção típica de um dia de Verão às 20 horas

A rede de distribuição foi simulada em diversos cenários de exploração. Foi simulada nos cenários C4, C8, C10, C11, C13, C15, C18, C20 e C23, sendo estes casos denominados como os *load cases*, uma vez que não existe penetração. A partir destes é possível, posteriormente, avaliar os benefícios ou prejuízos que a inserção de produção distribuída traz à rede. Para cada um destes casos admitiu-se a existência de penetração de microprodução fotovoltaica em 25%, 50%, 75% e 100% dos clientes da rede. Por último, para cada um dos cenários obtidos até ao momento, foram inseridos os valores de produção típica nas horas em que esta existe: PI10, PI11, PI13, PI15, PV8, PV10, PV11, PV13, PV15, PV18 e PV20. De seguida, na Tabela 9, são apresentados todos os casos que foram simulados, tal como explicado.

Tabela 9 – Cenários simulados com penetração de microprodução fotovoltaica em função da hora do dia, da percentagem de clientes com instalações fotovoltaicas e da época de Verão ou Inverno

Load cases (sem penetração)	Cenários com penetração de microprodução fotovoltaica	
C4	Não existe microprodução fotovoltaica na hora 4	
C8	25% μ G	PV8
	50% μ G	PV8
	75% μ G	PV8
	100% μ G	PV8
C10	25% μ G	PI10 e PV10
	50% μ G	PI10 e PV10
	75% μ G	PI10 e PV10
	100% μ G	PI10 e PV10
C11	25% μ G	PI11 e PV11
	50% μ G	PI11 e PV11
	75% μ G	PI11 e PV11
	100% μ G	PI11 e PV11
C13	25% μ G	PI13 e PV13
	50% μ G	PI13 e PV13
	75% μ G	PI13 e PV13
	100% μ G	PI13 e PV13

C15	25% μ G	PI15 e PV15
	50% μ G	PI15 e PV15
	75% μ G	PI15 e PV15
	100% μ G	PI15 e PV15
C18	25% μ G	PV18
	50% μ G	PV18
	75% μ G	PV18
	100% μ G	PV18
C20	25% μ G	PV20
	50% μ G	PV20
	75% μ G	PV20
	100% μ G	PV20
C23	Não existe microprodução fotovoltaica na hora 23	

Como se pode verificar na Tabela 9, foram gerados 9 *load cases* onde não existe penetração de produção distribuída e, posteriormente, para cada um destes foi aplicada a penetração fotovoltaica para cada um dos horários selecionados. É necessário ter em atenção que na hora 4 não existe produção fotovoltaica, tal como acontece à hora 23. Por outro lado, nas horas 8, 18 e 20 apenas existe produção no Verão, tal como demonstra o gráfico da Figura 15. Desta forma, no total, foram produzidos 44 casos com as diferentes características explicadas.

Com o intuito de simular as quantidades de potência geradas pelos sistemas fotovoltaicos de cada cliente no *Power World* foram inseridos geradores nos barramentos selecionados para esse efeito. Os barramentos da rede de distribuição BT onde foi simulada a existência de produção distribuída são apresentados na Tabela 10. Embora, atualmente, não existam redes de distribuição com todos os clientes a possuir sistemas de produção distribuída, optou-se por considerar essa possibilidade para efeitos de estudo.

Tabela 10 – Barramentos com microprodução fotovoltaica associada para cada um dos cenários

Percentagem de clientes com microprodução	Nº dos barramentos com microprodução fotovoltaica
25%	6,14,31,33,38,49,61
50%	4,6,14,21,31,33,38,42,43,49,52,53,56,57,61

75%	4,5,6,11,14,21,24,31,33,36,37,38,42,43,49,50,52,53,56,57,60,61,62
100%	4,5,6,11,13,14,16,20,21,24,25,31,32,33,34,36,37,38,42,43,44,49,50,51,52,53,56,57,60,61,62

Para cada situação de exploração e cenário analisou-se o comportamento do sistema relativamente à variação dos perfis de tensão, avaliação de perdas e análise do congestionamento dos ramos.

Por último foi efetuada uma simulação de forma a avaliar a possibilidade de ocorrência de sobretensões na rede de distribuição em questão. Para esse efeito optou-se por realizar um cenário que consiste na diminuição do consumo em certas cargas da rede, isto é, colocar alguns clientes com o consumo nulo.

Nos capítulos seguintes são apresentados os resultados obtidos através das comparações efetuadas entre os *load cases* (Capítulo 3.5) e os cenários em que possuem produção distribuída inerente (Capítulo 4), assim como as conclusões referentes a essas comparações e aos impactos provocados na rede de distribuição de BT.

3.5. RESULTADOS DA ANÁLISE DOS *LOAD CASES*

Nesta secção são apresentados os resultados obtidos nos *load cases* simulados. Estes casos são caracterizados por não possuírem penetração de microprodução fotovoltaica, e foram obtidos através da inserção de valores típicos de carga para determinada hora do dia. Como já explicado anteriormente, foram gerados 9 *load cases* (C4, C8, C10, C11, C13, C15, C18, C20 e C23). Devido à grande quantidade de resultados optou-se por apresentar apenas os resultados mais significativos. Esta análise vai ser muito importante para efeitos de comparação com os cenários onde existe penetração de microprodução fotovoltaica.

3.5.1. PERFIS DE TENSÃO

Para a análise dos perfis de tensão obtidos nas simulações referentes aos cenários base foram selecionados três barramentos onde existe a presença de clientes. Desta forma será possível verificar se os parâmetros de qualidade de serviço no local estão dentro dos limites estabelecidos pela (Norma Portuguesa EN 50160 2010, 2011) ($\pm 10\%$ da tensão no

nominal) descritos em 2.2.1 - Tensão de alimentação. Estes limites são apresentados no gráfico da Figura 16, sendo o limite máximo de 0,440kV e o limite mínimo de 0,360kV.

Para este efeito foram selecionados os barramentos com os números 6, 38 e 42. O barramento 6 é caracterizado por possuir, ao longo do dia, uma tensão próxima da tensão média, apresentando um cliente com uma potência contratada de 20,7kVA. No barramento 38 existe um cliente de 6,9kVA e é caracterizado por ser o barramento que possui a tensão mais baixa ao longo do dia, existindo certos momentos em que ocorrem quedas de tensão. Por último, o barramento 42 possui um ponto de entrega de 20,7kVA e é caracterizado por ser um dos barramentos em que a tensão é mais elevada. Estas características podem ser verificadas na Figura 16, na qual se apresentam os perfis de tensão para cada um dos barramentos indicados em função da hora do dia simulada.

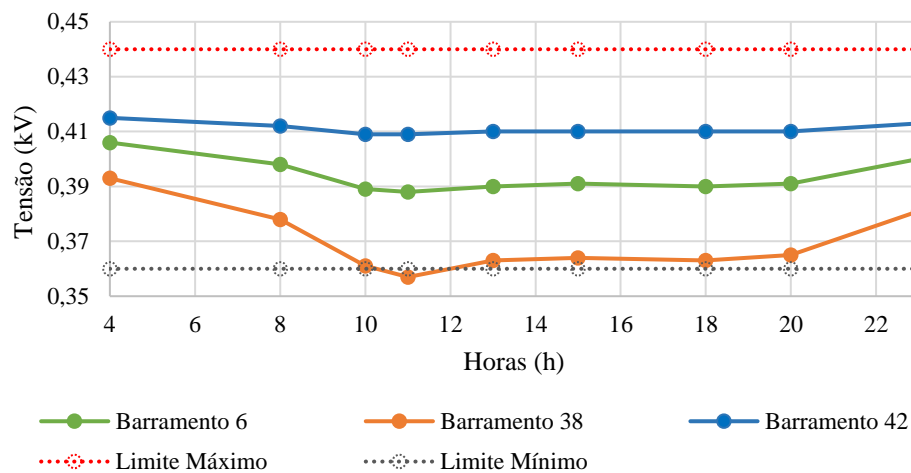


Figura 16 – Análise da tensão em função da carga típica de determinada hora nos barramentos 6, 38 e 42 (*Load case* – sem penetração fotovoltaica)

Analisando o gráfico presente na Figura 16 é possível verificar que o cliente no barramento 38 apresenta, durante certas horas do dia, valores de tensão abaixo do limite mínimo ou muito próximo deste. No Anexo G, no qual está presente a tabela com os valores de tensão para todos os barramentos em todas as horas simuladas, é possível concluir que o momento do dia onde a tensão é mais baixa na rede acontece na hora 11, sendo isto justificável, por ser a hora do dia onde os consumos são superiores. Para além do cliente do barramento 38 que apresenta problemas de quedas de tensão existe apenas mais um cliente (barramento 36) que apresenta um valor de tensão abaixo do limite, sendo que estes casos apenas acontecem na hora 11. Porém, principalmente durante as horas 10, 11, 13, 15, 18 e 20, existem outras cargas que apresentam valores que, apesar de estarem acima do limite, estão

muito próximos deste. É importante assinalar que estes clientes fazem parte do mesmo ramal da rede, sendo este o ramal que apresenta maior percentagem de carga e de maior comprimento, o que acaba por ser uma possível justificação para os baixos valores de tensão.

De seguida, na Figura 17 temos representada a rede de distribuição em questão com as características do cenário base onde não existe penetração de microprodução e são inseridos os valores de carga referentes ao período de pico de carga (hora 11). Contata-se que a tensão nas proximidades do PT está dentro do regulamentado, com valores a variar entre os 0,400kV e os 0,420kV (zonas amarelas). Ao passo que a distância entre cliente e PT aumenta, a tensão apresenta valores mais baixos, entre os 0,360kV e os 0,400kV (zonas azuis). Esta análise é deveras importante para que posteriormente possa ser feita a comparação com os casos em que a microprodução fotovoltaica está presente, isto é, a partir da colocação de produção distribuída através de painéis fotovoltaicos dispersos pelos vários clientes da rede de distribuição vai ser possível verificar e confirmar melhorias nos perfis de tensão, sendo expectável que ocorra uma subida dos valores de tensão na rede.

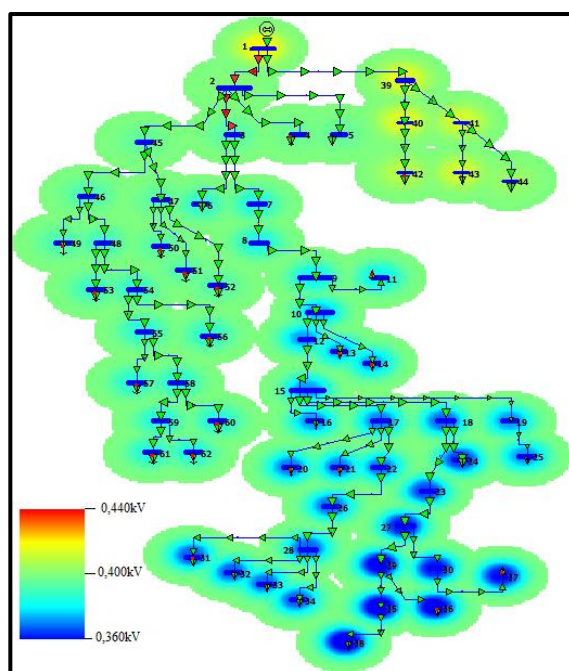


Figura 17 – Tensão nos barramentos para a hora 11 sem penetração, através do método *contouring* disponível no *Power World*

3.5.2. PERDAS ATIVAS

As perdas ativas foram avaliadas segundo a soma dos valores das perdas dos barramentos para cada hora do dia estipulada. Os valores obtidos nas simulações estão organizados na tabela presente no Anexo H. O gráfico da Figura 18 mostra que as perdas aumentam quanto maior for o valor de consumo dos clientes, isto é, as horas de maior carga correspondem a um maior valor de perdas ativas.

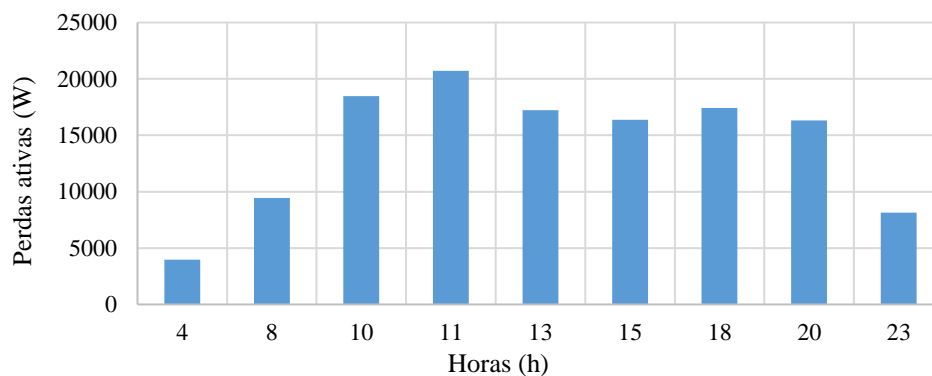


Figura 18 – Perdas ativas por hora – *Load case*

Na hora 11 dá-se o pico de perdas na rede, aproximadamente 20800W, o que coincide com a hora em que a carga também se encontra no topo de utilização. A Figura 19 apresenta o comportamento das perdas ativas da rede na hora 11. Como se pode conferir, a maior percentagem de perdas verifica-se no condutor entre a ligação do PT à saída que possui a maior percentagem de cargas associadas. Esta ligação possui, aproximadamente, 46% das perdas ativas na hora 11.

Os altos valores de perdas obtidos no sistema podem ter diversas justificações, como a exploração da rede com valores elevados de carga, isto é, valores de carga próximos dos limites técnicos dos equipamentos que constituem a rede, o que provoca perdas elevadas nas ligações. Por outro lado, os condutores elétricos podem não ser os mais adequados para suportar as condições da rede de distribuição, ou seja, a baixa secção dos condutores contribui para um aumento das perdas nas linhas.

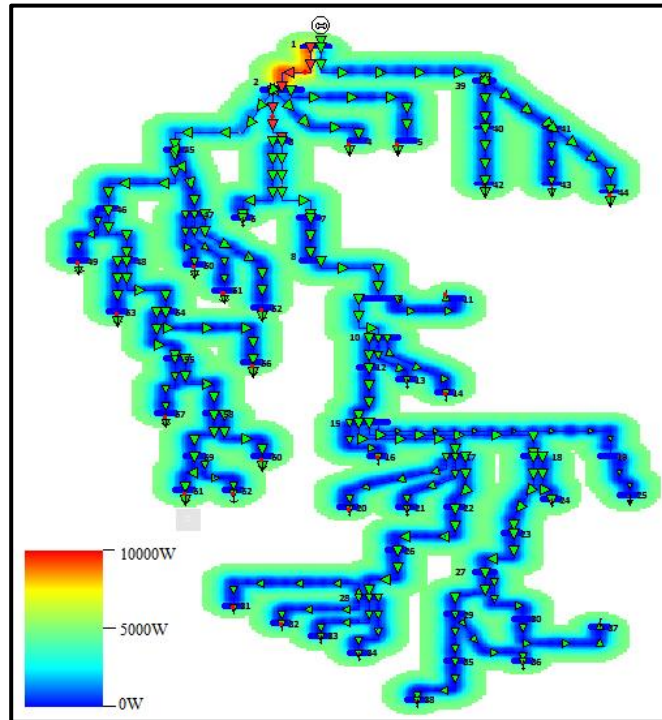


Figura 19 - Perdas ativas obtidas para a hora 11 do *load case*, através do método *contouring* disponível no *Power World*

3.5.3. PERDAS REATIVAS

Tal como para as perdas ativas, as perdas reativas foram avaliadas segundo a soma dos valores das perdas dos barramentos para cada hora do dia. Os valores obtidos nas simulações estão organizados nas tabelas presente no Anexo I.

Segundo o gráfico da Figura 20 verifica-se que os resultados obtidos para as perdas reativas são muito similares aos resultados obtidos para as perdas ativas, embora que as perdas reativas atinjam valores globalmente inferiores.

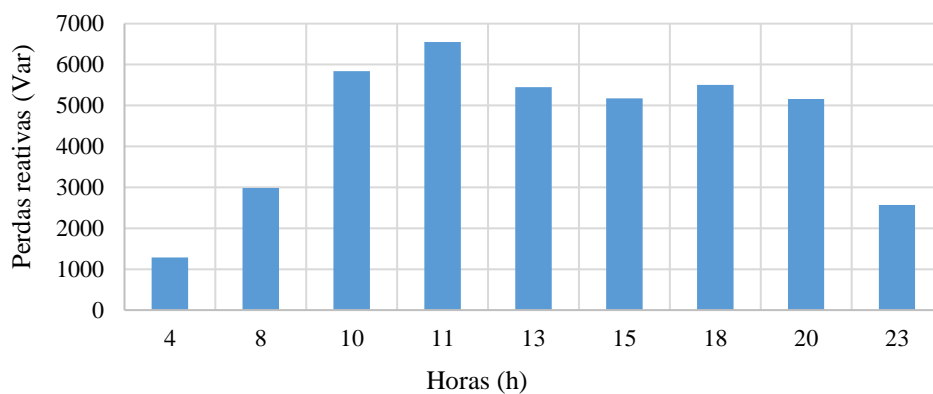


Figura 20 - Perdas reativas por hora – *Load case*

A Figura 21 corresponde à hora 11, momento do dia em que se dá o pico de carga e que corresponde à maior percentagem de perdas reativas na rede. Verifica-se que as perdas reativas são maiores nas proximidades do ponto de injeção, sendo menores nos condutores de ligação aos clientes mais afastados do PT.

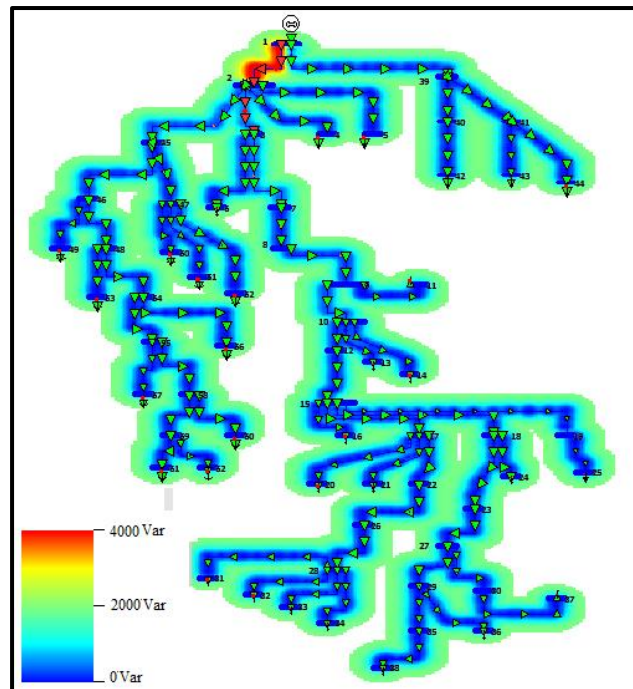


Figura 21 - Perdas reativas obtidas para a hora 11 do *load case*, através do método *contouring* disponível no *Power World*

3.5.4. ANÁLISE DO CONGESTIONAMENTO DOS CONDUTORES

Para o estudo do impacto no congestionamento dos ramos são analisados os condutores que apresentam uma percentagem de carga mais elevada sem microprodução. Este impacto é analisado de acordo com os limites máximos de capacidade do condutor (100%). Os valores de congestionamento dos ramos são apresentados em percentagem em função da capacidade calculada para cada condutor de ligação entre barramentos e estão organizados na tabela do Anexo J.

Os ramos seleccionados estão apresentados no gráfico da Figura 23 onde se pode constatar que existem dois ramos que possuem momentos do dia em que a percentagem de congestionamento dos condutores é superior ao limite máximo calculado (ligação 1_2 e 2_3).

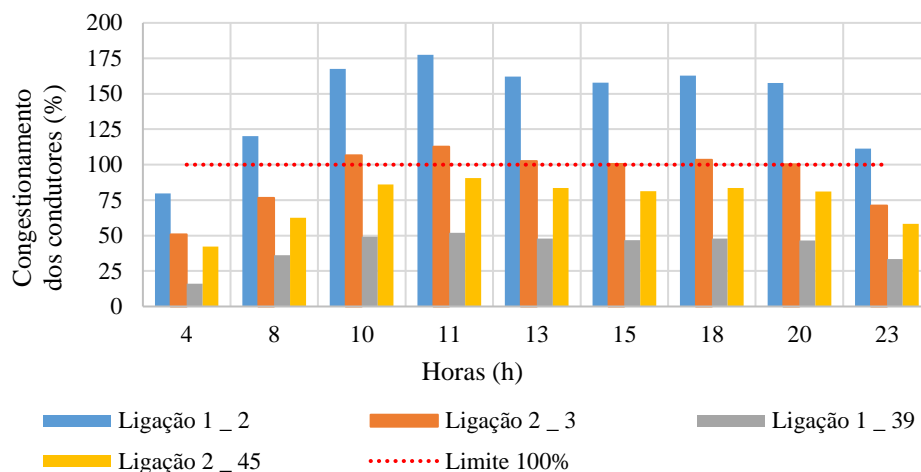


Figura 23 – Valores de congestionamento dos condutores para o *load case*

De seguida, a Figura 22 representa o estado da rede num dos momentos do dia em que os ramos se apresentam mais sobrecarregados, na hora 13.

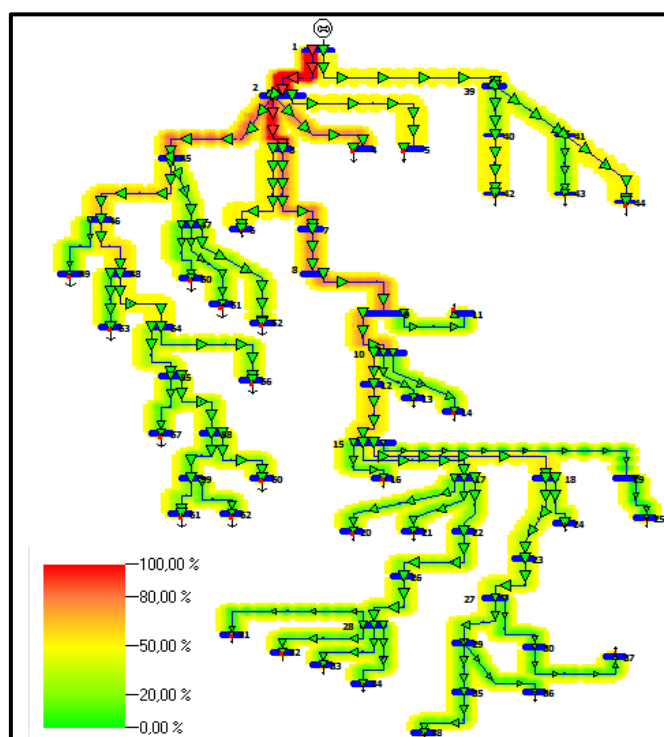


Figura 22 – Congestionamento dos condutores para a hora 13 do *load case*, através do método *contouring* disponível no *Power World*

Analisando a Figura 22 verifica-se que, na hora 13, os condutores que têm maior percentagem de congestionamento encontram-se mais próximos do PT, apresentando um valor próximo ou superior a 100%. Este aspeto pode ser justificado pelo facto de a energia necessária para alimentar os clientes da rede tem que passar por esses condutores. À

medida que o comprimento do ramal é maior e a proximidade aos pontos de entrega dos clientes é menor a percentagem de congestionamento diminui para valores inferiores a 50%.

3.6. ANÁLISE CONCLUSIVA

Os cenários de funcionamento, denominados como *load cases*, foram estabelecidos de acordo com os diagramas de carga típica para determinadas horas do dia (C4, C8, C10, C11, C13, C15, C18, C20 E C23). Em 3.5 são apresentados os resultados obtidos para estes casos, caracterizados por não possuírem microprodução fotovoltaica associada. Constatou-se que, em relação aos perfis de tensão, é no período de pico de carga (hora 11) que os valores de tensão na rede se apresentam mais baixos. Verifica-se que a tensão nas proximidades do PT está dentro do regulamentado durante todos os períodos do dia, porém, ao passo que a distância entre cliente e PT aumenta, a tensão apresenta valores mais baixos, podendo ocorrer nas horas de maior consumo quedas de tensão (valor de tensão abaixo do limite mínimo). Para as perdas ativas e reativas, tal como seria de esperar, é na hora 11 que se dá o pico de perdas na rede, o que coincide com a hora em que a carga também se encontra no topo de utilização. No que toca ao congestionamento dos condutores verificou-se mais uma vez que é nas horas de maior consumo que a percentagem de congestionamento é maior. Constatou-se também que os condutores que apresentam maior percentagem de congestionamento encontram-se mais próximos do PT, existindo momentos em que o valor se situa muito próximo ou até superior aos 100%.

Tal como explicado em 3.4 onde foram caracterizados todos os cenários de simulação presentes neste trabalho, após a análise dos *load cases* foi inserida a potência de microprodução fotovoltaica de acordo com os diagramas de produção para cada hora do dia, tendo em atenção as diferenças na produção de Verão e Inverno. Desta forma, será possível efetuar comparações entre os *load cases*, nos quais não existe penetração fotovoltaica, e os casos em que existe produção distribuída associada. Por último foi efetuada uma simulação para avaliar a possibilidade de ocorrência de sobretensões na rede, a qual é caracterizada pela diminuição do consumo enquanto estas mantêm uma produção elevada, ou seja, um consumo baixo face a uma produção alta. As análises dos resultados obtidos para estes casos estão apresentadas no capítulo 4.

4. IMPACTO DA MICROPRODUÇÃO FOTOVOLTAICA NA REDE DE BT

4.1. INTRODUÇÃO

Nesta secção são efetuadas as comparações entre os *load cases* anteriormente analisados e os casos em que existe penetração de microprodução fotovoltaica.

Como explicado em 3.4 - Caracterização dos cenários de simulação, fazendo uso dos *load cases*, foi inserida a potência de microprodução fotovoltaica de acordo com os diagramas de produção para cada hora do dia selecionada, tendo em atenção as diferenças de produção entre Verão e Inverno. Por último foi avaliada a possibilidade de ocorrência de sobretensões através da diminuição do consumo das cargas enquanto mantêm uma produção característica de Verão.

4.2. IMPACTO NOS PERFIS DE TENSÃO

Para o estudo dos perfis de tensão foram efetuadas as comparações do funcionamento da rede com e sem penetração. Para esse efeito, são medidos os valores das tensões nos nós selecionados anteriormente na análise dos *load cases* (barramento 6, 38 e 42). Uma vez que existe grande diversidade de resultados, foram selecionados dois horários onde se verificam as maiores alterações na rede: para a hora 11, dado que é a hora em que se verifica um pico de consumo, e para a hora 13, uma vez que é o momento do dia, tanto no Verão como no Inverno, em que se dá o pico de produção. Os resultados para todos os outros barramentos e horários estão disponíveis em anexo (Anexo K, Anexo L, Anexo M, Anexo N, Anexo O, Anexo P, Anexo Q e Anexo R) para consulta.

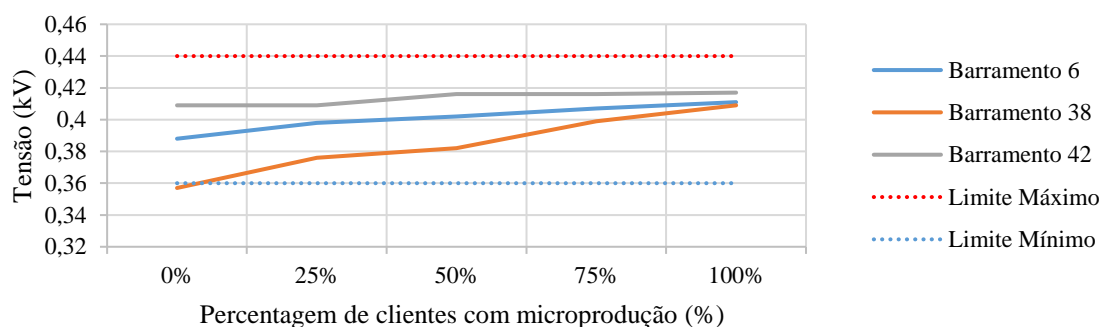


Figura 24 – Variação dos valores de tensão para a hora 11 no Verão em função do número de clientes com microprodução fotovoltaica

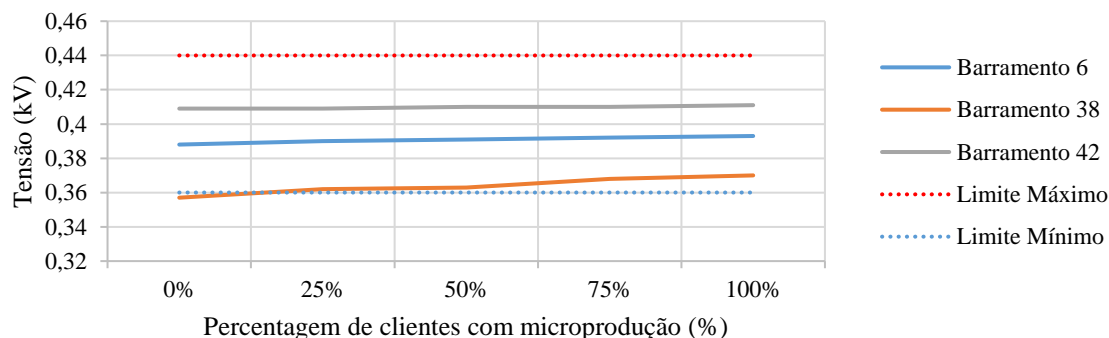


Figura 25 – Variação dos valores de tensão para a hora 11 no Inverno em função do número de clientes com microprodução fotovoltaica

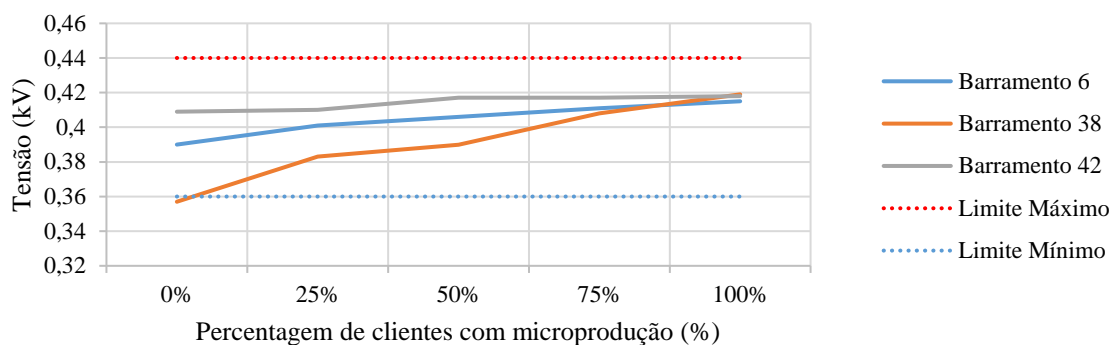


Figura 26 – Variação dos valores de tensão para a hora 13 no Verão em função do número de clientes com microprodução fotovoltaica

Como seria de esperar, é nas horas de maior exposição solar que se verifica um maior aumento dos perfis de tensão na rede. Os barramentos 6 e 38 fazem parte do mesmo ramal, sendo que o barramento 6 encontra-se mais próximo do PT 909, enquanto que o cliente do barramento 38 apresenta uma distância ao PT muito maior (aproximadamente 460 metros), o que justifica a diferença de tensões entre ambos. Como se pode verificar nos gráficos acima apresentados, a maior variação de tensão verifica-se no barramento 38, o ponto da rede que se apresenta mais distante do PT entre os três selecionados. Ao passo que se aumenta o número de microprodutores fotovoltaicos instalados na rede, na hora 13 de Verão (Figura 26), ocorre a maior subida de tensão no barramento 38, atingindo uma subida de 15% em relação ao *load case* (sem penetração). Analisando o gráfico da hora 13 de Verão, com 100% de clientes com microprodução fotovoltaica associada, verifica-se que o barramento 38 apresenta uma tensão superior aos barramentos que se encontram mais próximos do PT, ocorrendo por isso uma inversão dos perfis de tensão na rede de distribuição.

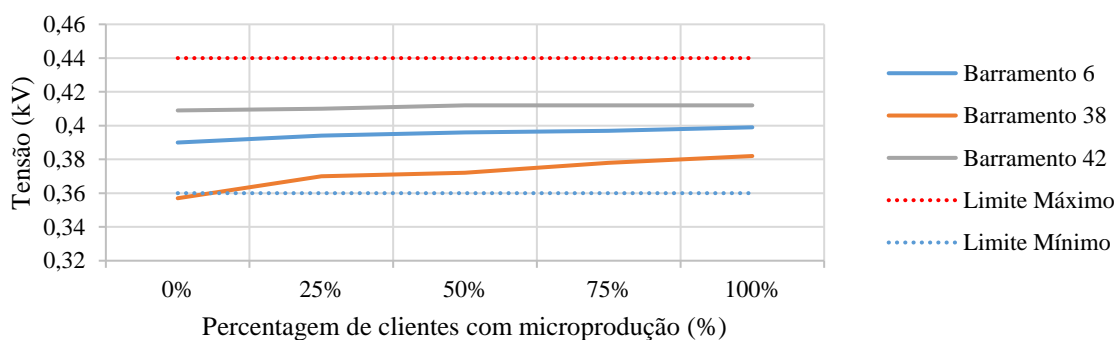


Figura 27 - Variação dos valores de tensão para a hora 13 no Inverno em função do número de clientes com microprodução fotovoltaica

Por sua vez, o barramento 42, que tem um cliente com uma potência contratada de 20,7kVA, já possui uma tensão alta no *load case*. Este nó faz parte da saída 2 do PT909 onde apenas existem 3 clientes ligados, o que faz com que as tensões nesse ramal sejam relativamente altas e praticamente constantes. Para além disso, só é inserida penetração fotovoltaica neste cliente no cenário com uma percentagem de 50% de clientes com microprodução. Nesse momento, no gráfico da hora 13 de Verão, verifica-se uma pequena subida da tensão, apenas 0,02% em relação ao *load case* (0% de clientes com penetração), mantendo-se este valor praticamente igual nos restantes cenários (75% e 100% de clientes com microprodução).

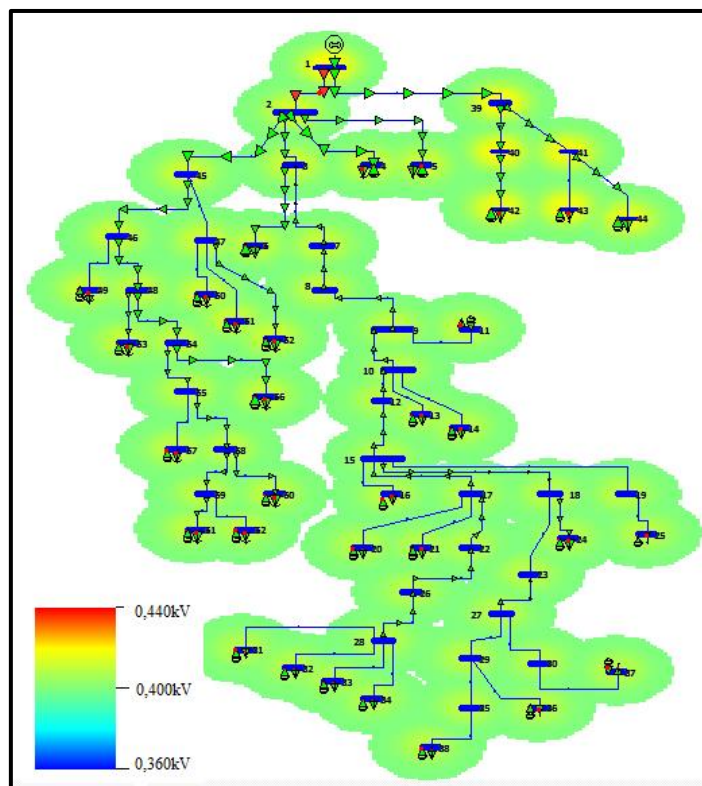


Figura 28 - Análise da tensão para a hora 11 de Verão do caso com 100% de clientes microprodutores, através do método *contouring* disponível no *Power World*

A Figura 28 corresponde à hora 11 de Verão, na qual é possível observar o aumento da tensão na rede em relação ao *load case* (Figura 17). Comparando ambas as imagens podemos concluir que existe um aumento dos perfis de tensão em toda a rede, mais notável nas zonas mais afastadas do PT onde os valores de tensão, no cenário sem microprodução, eram mais baixos. Assim, o aumento dos perfis de tensão coincide com o aumento de injeção local de potência ativa, pois é onde se encontra microprodução instalada. Verifica-se também que, na simulação referente à Figura 28, apesar de todos os clientes possuírem

instalações fotovoltaicas, os valores da tensão não ultrapassam o limite regulamentado, ficando os valores de tensão dos barramentos a rondar entre os 0,410kV e 0,420kV.

No horário de Inverno, a inclusão de produção distribuída na rede não provoca tanto impacto nos perfis de tensão quando em comparação com o Verão, uma vez que a produção neste período é menor. No entanto verifica-se que os problemas de quedas de tensão ficam igualmente resolvidos, mesmo no momento do dia em que ocorre o pico de consumo. Ainda assim, principalmente no Inverno, o impacto positivo provocado pelo aumento da penetração de microprodução fotovoltaica nos valores de tensão permite resolver os problemas de tensão, no entanto existem barramentos em que a tensão fica muito próxima do limite mínimo regulamentar. Dessa forma, uma das possíveis soluções passa pelo controlo da tensão local com recurso a armazenamento, onde para cada barramento com uma unidade de microprodução instalada, existe um controlo caracterizado pela seguinte regra: se a potência gerada no local for superior à potência consumida, é dada ordem de armazenamento para a diferença entre produção e consumo; por outro lado, no caso da potência consumida exceder a potência produzida, é injetada a energia armazenada no valor da diferença entre o consumo e a produção. Esta regra de controlo pretende assim manter um equilíbrio entre o consumo e produção em cada nó, sendo que cabe aos dispositivos de armazenamento colmatar a diferença, tanto por injeção como por armazenamento de energia.

No geral é de esperar que se consiga não só manter as tensões dentro dos níveis técnicos, mas também nivelar as tensões ao longo da rede de distribuição, dado o equilíbrio que se espera atingir entre o consumo e produção. Tal como foi referenciado anteriormente, outro dos problemas que se pode encontrar com o aumento da produção distribuída é a inversão do perfil de tensão na rede, conduzindo a uma inversão do sentido da potência que passa a ser da carga para a rede. No gráfico da Figura 29 temos apresentados os valores de tensão ao longo de um único ramo da rede, pelo que se consegue observar que os barramentos mais afastados do ponto de interligação sofrem uma subida de tensão maior com a introdução da microprodução, sendo esta ascendente desde o ponto de interligação, junto ao PT, até ao barramento mais afastado.

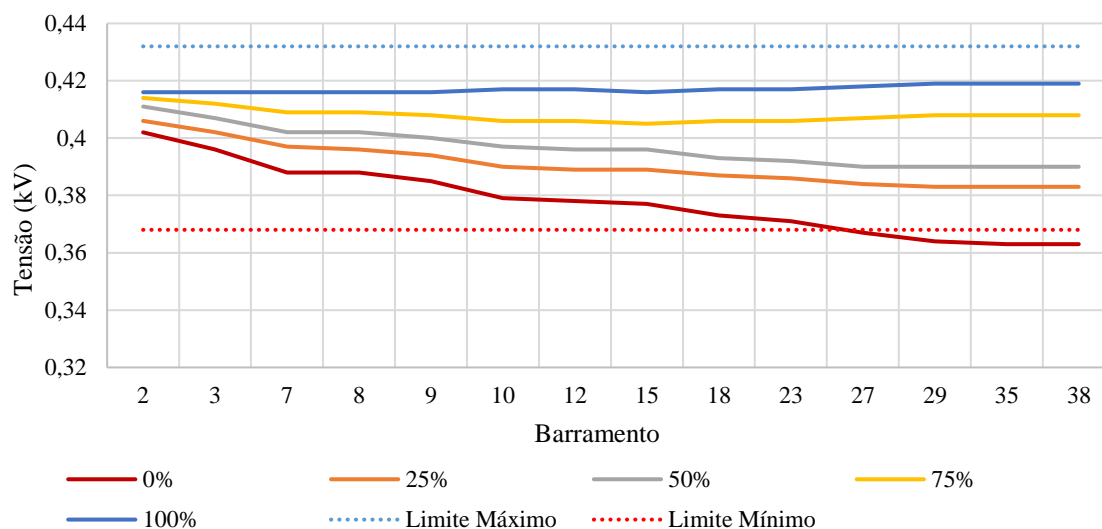


Figura 29 – Análise da tensão na hora 13 de Verão no ramal de ligação ao barramento 38

Em relação à inversão do trânsito de potência, as redes de distribuição foram projetadas para conduzir energia fornecida pela rede de transporte até aos consumidores, segundo um percurso definido e com um trânsito unidirecional. Porém, a ligação da produção distribuída altera esta situação, uma vez que a energia passa a ser injetada em vários pontos espalhados da rede, podendo provocar a alteração no sentido do trânsito (Manuel Matos, 2015). Estes casos são mais propensos a acontecer quando ocorre um excedente de produção face a um consumo local baixo, que é o que acontece, por exemplo, na hora 13. Isto pode constituir um problema para a operação da rede, dado que, a nível da rede de distribuição, existem requisitos de segurança que impõem que a capacidade de transporte de linhas e a potência de corte dos disjuntores não sejam excedidas pela ligação da produção distribuída à rede.

Deste modo é mais uma razão para o aumento do interesse pelo armazenamento de energia elétrica como solução para mitigar os efeitos negativos provocados pela integração em grande escala de produção distribuída nas redes de distribuição.

4.3. IMPACTO NAS PERDAS ATIVAS

Na análise do *load case* (3.5.2 - Perdas ativas) concluiu-se que o pico de perdas ativas se dava na hora 11, que coincide com o pico de consumo dos clientes. Os gráficos da Figura 30 e Figura 31 correspondem às perdas nas horas de Verão e Inverno. Optou-se por inserir apenas as horas simuladas em que existe produção, isto porque, se não existir produção, as perdas são iguais independentemente da percentagem de clientes com penetração. Todos os

valores das perdas ativas obtidos nas simulações dos cenários descritos podem ser consultados no Anexo H.

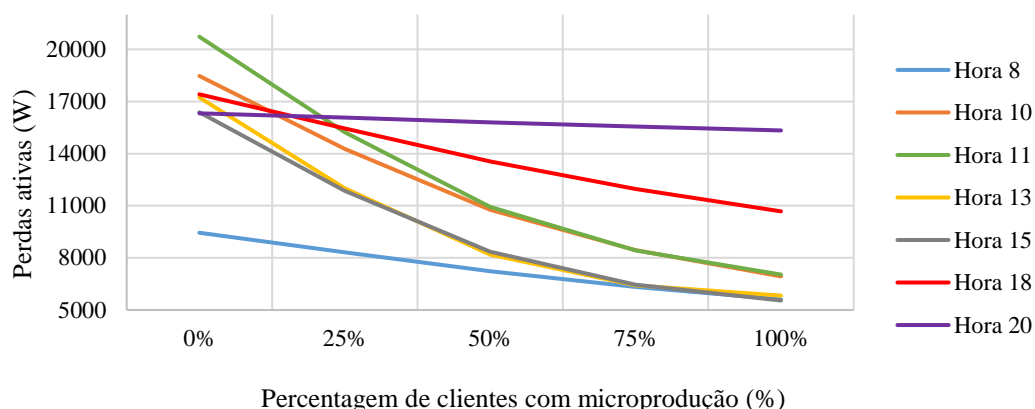


Figura 30 – Perdas ativas por hora, no Verão, em função do aumento de clientes com microprodução fotovoltaica

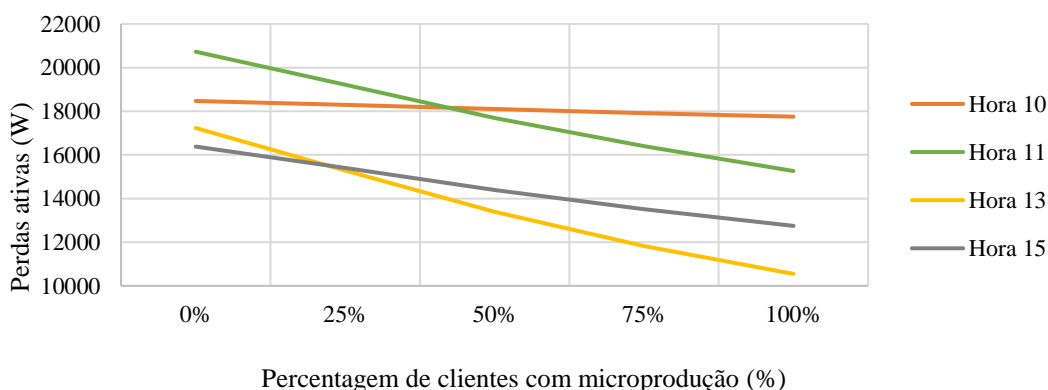


Figura 31 – Perdas ativas por hora, no Inverno, em função do aumento de clientes com microprodução fotovoltaica

Os gráficos revelam que as perdas ativas diminuem à medida que se aumenta a porcentagem de clientes com penetração. Durante o Verão a diminuição das perdas é bastante elevada, principalmente nas horas 10, 11, 13 e 15. Efetuando a comparação entre o *load case* (0% de clientes com microprodução) e o cenário em que todos os clientes possuem microprodução, verifica-se que, nessas horas, a diminuição das perdas atinge valores entre os 60% e 70%.

A Figura 32 mostra as diferenças existentes entre os dois casos (0% de microprodução fotovoltaica e 100% de microprodução fotovoltaica), sendo que foi selecionada a hora 13,

de Verão, pois é neste momento do dia em que as diferenças são mais notórias (diminuição das perdas ativas em cerca de 66%).

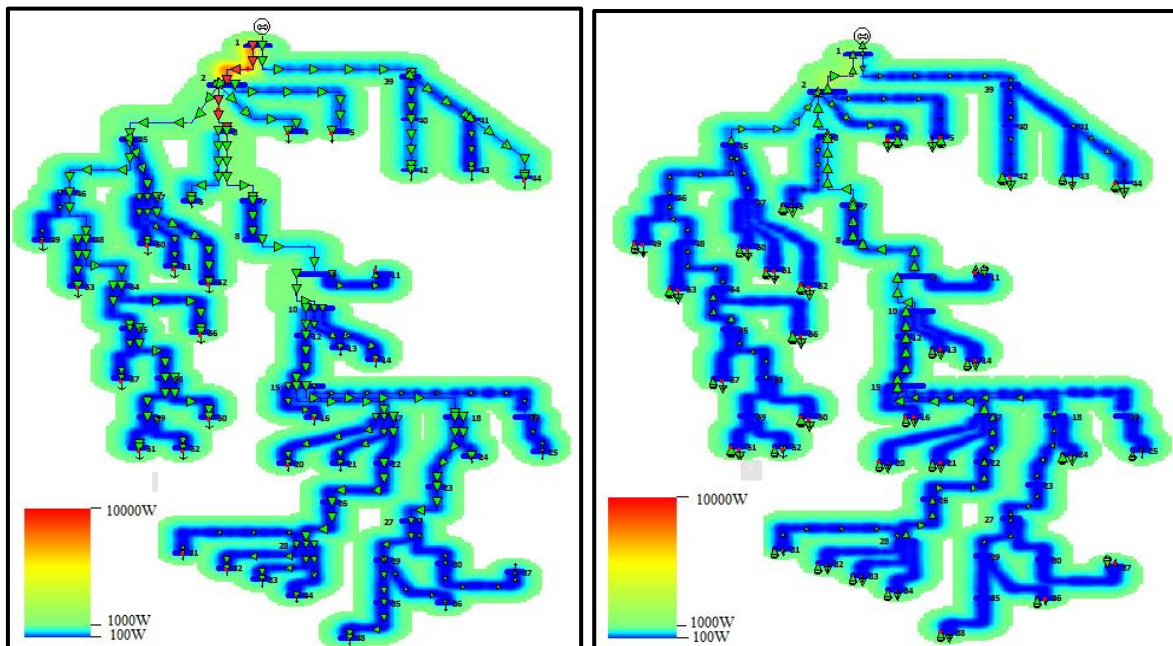


Figura 32 – À esquerda, perdas ativas na hora 13 do *load case* e, à direita, perdas ativas na hora 13 de Verão com 100% de clientes com microprodução (método *contouring* do *Power World*)

A diminuição das perdas ativas verifica-se, pois, quanto menor for o consumo de energia mais reduzidos são os valores das perdas em cada uma das linhas. Isto acontece, pois, apesar de serem horas de grande consumo são também as horas de Verão em que existe maior valor de produção fotovoltaica. Como se pode conferir, nas horas 8, 18 e 20 também ocorre diminuição das perdas, porém, não é tão acentuado devido a serem horas em que a produção não atinge valores tão elevados. Ainda assim, no caso em que a totalidade dos clientes possuem penetração, as horas 8 e 18 atingem aproximadamente 40% de diminuição das perdas, enquanto que na hora 20 o abaixamento é apenas de 6%, em relação ao *load case*.

No Inverno (Figura 31) também se verifica a diminuição das perdas nas horas em que existe produção, no entanto, as percentagens de diminuição, comparando os diferentes casos, não são tão elevadas em comparação com o Verão. Como se pode conferir no gráfico correspondente ao Inverno, a maior descida acontece na hora 13 que coincide com o pico de produção, atingindo uma percentagem de aproximadamente 39% em relação ao *load case*.

Concluindo, a produção distribuída contribui para a diminuição das perdas ativas nas redes de distribuição, o que pode ser explicado pelo facto das centrais produtoras de pequena dimensão se encontrarem normalmente situadas perto das zonas de consumo. Isto leva à redução do fluxo de energia nas linhas, diminuindo, conseqüentemente, o valor das perdas por efeito de Joule. Noutra perspetiva, esta operação permite também reduzir os custos de exploração uma vez que permite o adiamento de investimentos para reforçar a capacidade das linhas.

4.4. IMPACTO NAS PERDAS REATIVAS

Com o estudo efetuado verifica-se que os resultados obtidos para as perdas reativas são muito similares aos resultados obtidos para as perdas ativas. Os gráficos, tanto de Verão (Figura 33) como de Inverno (Figura 34), revelam que os valores das perdas reativas diminuem à medida que se aumenta o número de clientes com microprodução associada na rede. Esta verificação é justificada pelo facto de quanto menor for o consumo de energia menores são os valores das perdas reativas nas linhas.

Tal como para as perdas ativas, a diminuição das perdas reativas é explicada pelo facto de a microprodução fotovoltaica se encontrar situada em zonas de consumo, diminuindo as correntes que circulam nos ramos da rede.

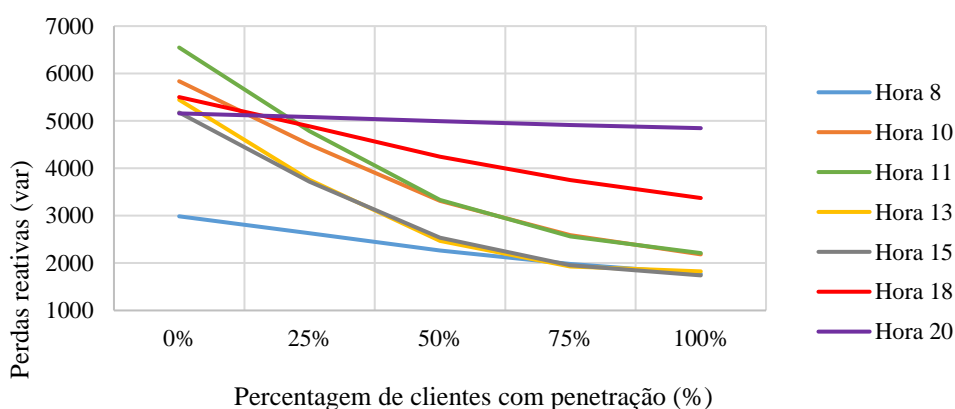


Figura 33 – Perdas reativas por hora, no Verão, em função do aumento de clientes com microprodução fotovoltaica

Tanto para o Verão como para o Inverno, nas horas em que existe produção fotovoltaica, efetuando uma comparação entre as percentagens de descida das perdas reativas com as perdas ativas, conclui-se que estas são idênticas. Em 3.5.3 - Perdas reativas inseriu-se a

Figura 21 correspondente à hora 11, na qual as perdas atingem o valor máximo do dia, que é, aproximadamente, 20727Var. Este valor sofre um decréscimo à medida que é aumentado o número de clientes com microprodução. No cenário em que todos os clientes possuem microprodução fotovoltaica verifica-se que as perdas reativas desceram, aproximadamente, 66% no Verão e 26% no Inverno em relação ao *load case*. A percentagem de descida das perdas reativas é maior para a hora 13, tanto no Verão como no Inverno, uma vez que é o momento do dia em que se dá o pico de produção.

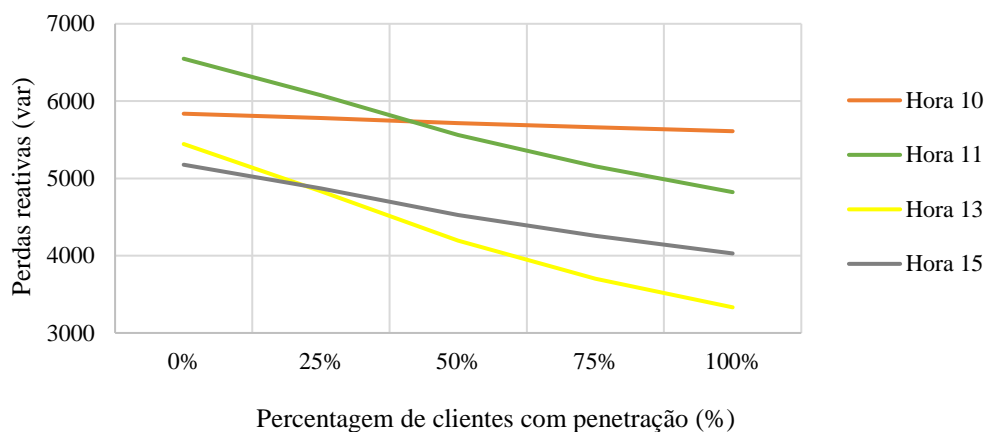


Figura 34 - Perdas reativas por hora, no Inverno, em função do aumento de clientes com microprodução fotovoltaica

Em jeito de confrontação com a Figura 21 do *load case*, a Figura 35 corresponde às perdas reativas obtidas na rede para a hora 11 de Verão, na qual todos os clientes possuem microprodução fotovoltaica associada. De notar que as maiores diferenças se encontram nos ramais mais próximos do PT.

A produção de energia reativa causa uma variação na corrente. Em situações em que a rede de distribuição tem um grande consumo de energia e onde existe compensação de energia reativa, a corrente nos cabos é menor quando comparado com situações sem compensação de energia reativa. Em cenários em que não há compensação as correntes são superiores, o que leva a um aumento das perdas nos condutores. Atualmente já existem no mercado inversores fotovoltaicos que permitem a injeção de potência reativa nas redes de distribuição (Osvaldo Sousa, 2015).

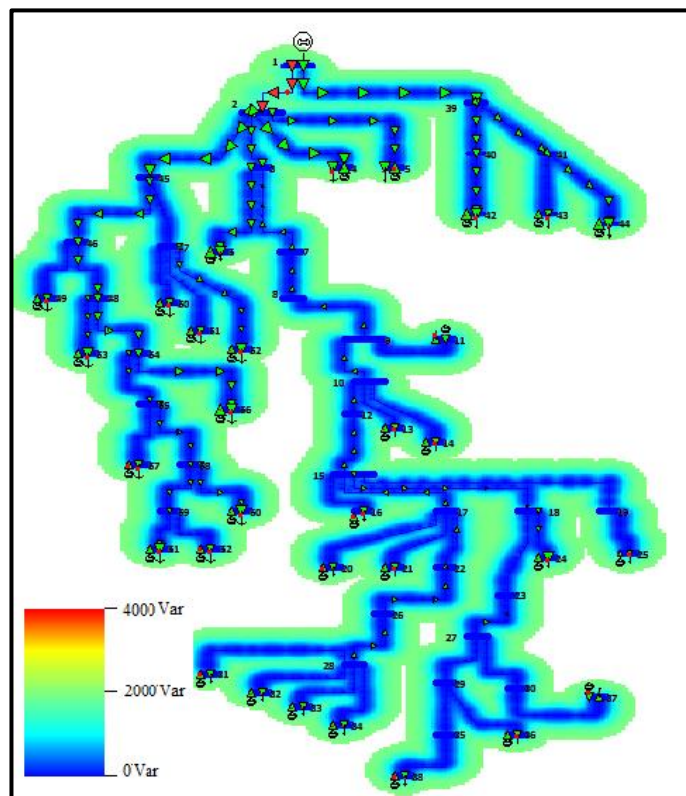


Figura 35 – Perdas relativas na hora 11 de Verão com 100% de clientes com microprodução
(método *contouring* do *Power World*)

4.5. IMPACTO NO CONGESTIONAMENTO DOS CONDUTORES

Para o estudo do impacto da integração de produção distribuída no congestionamento dos ramos são analisados os ramos que apresentam uma percentagem de carga mais elevada sem microprodução. Como se verificou em 3.5.4 - Congestionamento dos condutores elétricos, no qual é efetuada a análise do *load case* (sem penetração fotovoltaica), existem dois ramos que apresentam um congestionamento acima do limite máximo. Desta forma, em primeiro lugar, efetuou-se a avaliação que o aumento de penetração de microprodução provocou nas ligações 1_2 e 2_3, nas várias horas simuladas de Verão e Inverno.

Os gráficos apresentados na Figura 36 e Figura 37 revelam a percentagem de congestionamento dos condutores no ramal 1_2 em função do aumento da percentagem de clientes com penetração.

Uma vez que a quantidade de resultados era grande e existem horas em que os resultados são idênticos optou-se por selecionar apenas alguns cenários para que a compreensão dos gráficos seja maior. Todos os resultados obtidos nas simulações efetuadas estão organizados e podem ser consultados em anexo (Anexo S, Anexo T, Anexo U, Anexo V,

Anexo W, Anexo X, Anexo Y e Anexo Z). Dado que para as horas 10 e 11 e para as horas 13 e 15 os resultados são idênticos, optou-se por selecionar apenas a hora 11 e a hora 13 para apresentar graficamente. Para além destas são também apresentadas as horas 8, 18 e 20, pois são momentos do dia em que existe produção no Verão.

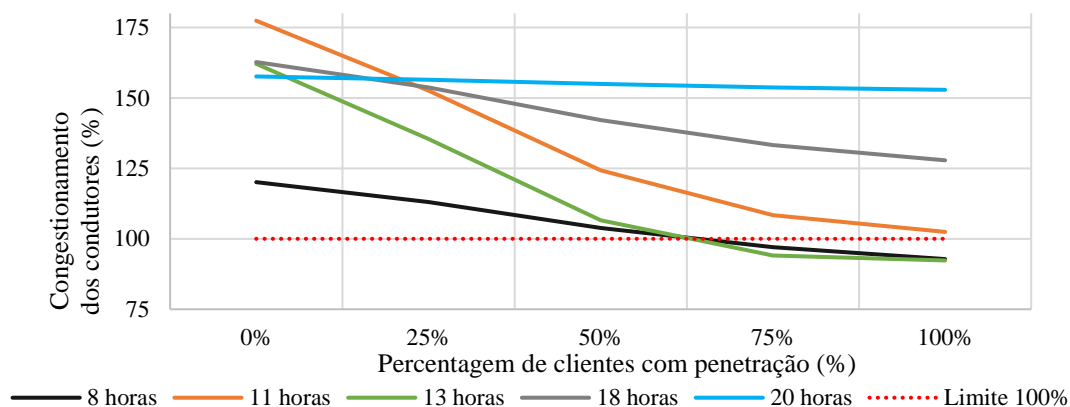


Figura 36 – Análise do impacto do aumento de clientes com microprodução fotovoltaica na percentagem de congestionamento dos condutores da ligação 1_2 no Verão

Nesta ligação (Figura 36), situada junto ao ponto de injeção do PT909, é possível observar que à medida que a percentagem de clientes com penetração fotovoltaica aumenta a percentagem de carga nos condutores diminui. Verifica-se que, mesmo com grande percentagem de penetração, existem horas em que o ramal continua a apresentar um valor superior ao limite dos 100% de congestionamento, o que pode ser justificado pelo facto de no *load case* os valores de congestionamento serem bastante elevados. As horas 8, 13 e 15 são os momentos do dia em que a percentagem de congestionamento dos condutores se encontra abaixo dos 100%, sendo que isto acontece a partir dos 75% de clientes com penetração na rede. No entanto pode concluir-se que a diminuição da percentagem da carga neste ramo em função da penetração fotovoltaica é positiva.

Para o Inverno (Figura 37) foram seleccionadas as horas 10, 11, 13 e 15, momentos do dia em que existe produção no Inverno. Para as restantes horas não existem alterações no congestionamento dos condutores, uma vez que não existe microprodução fotovoltaica.

O gráfico da Figura 37, correspondente ao Inverno, demonstra que existe diminuição da percentagem de congestionamento dos condutores à medida que se aumenta o número de clientes com penetração, no entanto, uma vez que os níveis de congestionamento no

cenário sem penetração são muito elevados, mesmo com o aumento da percentagem de clientes com penetração, o congestionamento nunca atinge o limite dos 100%.

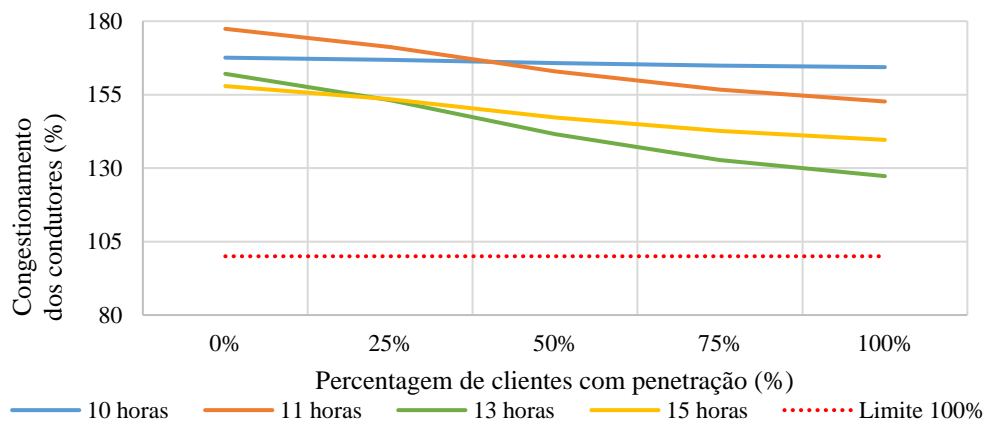


Figura 37 - Análise do impacto do aumento de clientes com microprodução fotovoltaica na percentagem de congestionamento dos condutores da ligação 1_2 no Inverno

De seguida são apresentados os gráficos para as mesmas condições, mas para o ramal de ligação 2_3. Como concluído na análise do *load case*, este ramal apresenta, na maior parte das horas simuladas, a sua percentagem de congestionamento superior ao limite dos 100%.

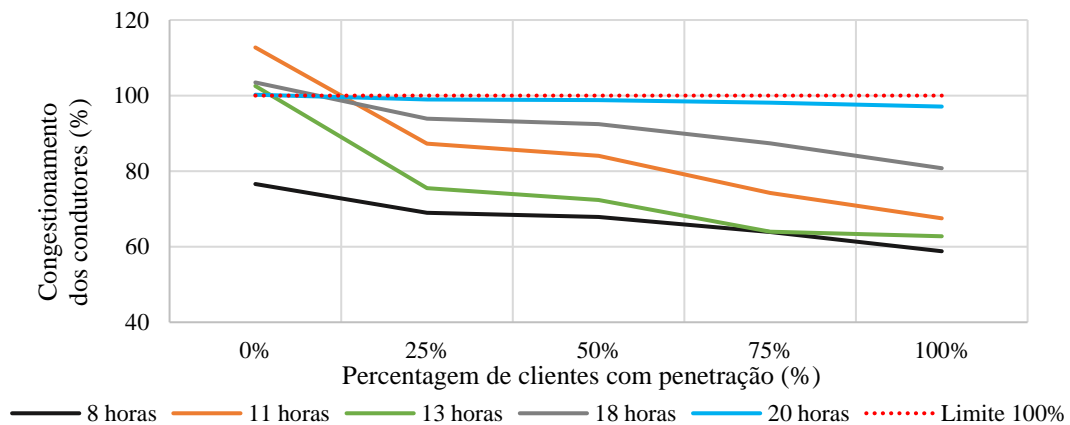


Figura 38 - Análise do impacto do aumento de clientes com microprodução fotovoltaica na percentagem de congestionamento dos condutores da ligação 2_3 no Verão

Na Figura 38, que corresponde ao Verão, é possível verificar que no cenário em que 25% dos clientes possui penetração fotovoltaica os valores de congestionamento dos cabos baixa para percentagens inferiores ao limite em todas as horas simuladas. Tal como no ramal 1_2, à medida que se aumenta a penetração de microprodução fotovoltaica na rede, o congestionamento nos ramos diminui. Para uma percentagem de clientes com

microprodução associada de 100%, o ramal fica com um congestionamento entre os valores de 60% e 70% nas horas de maior produção (horas 10, 11, 13 e 15).

Para o Inverno (Figura 39) os resultados não se apresentam tão favoráveis em comparação com o Verão, no entanto, tal como nos casos analisados anteriormente, à medida que se aumenta a percentagem de clientes com produção distribuída o congestionamento do ramal diminui. O facto de as produções serem inferiores no período de Inverno, faz com que o ramal apresente valores superiores ao limite em algumas horas do dia. Nas horas 13 e 15, caracterizadas por possuírem uma conjugação consumo/ produção mais equilibrada, o valor do congestionamento do ramal em questão apresenta-se inferior ao limite para uma percentagem de apenas 25% de clientes da rede com microprodução fotovoltaica.

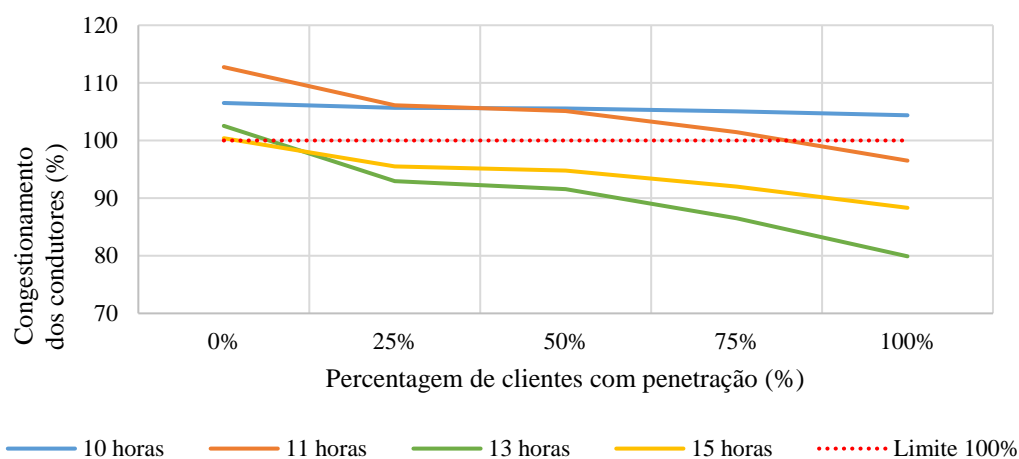


Figura 39 - Análise do impacto do aumento de clientes com microprodução fotovoltaica na percentagem de congestionamento dos condutores da ligação 2_3 no Inverno

Como se pode concluir, para os ramos situados junto à injeção (ramo 1_2 e 2_3), embora apresentem momentos em que os limites máximos de capacidades dos ramos são ultrapassados, à medida que o número de clientes com microprodução fotovoltaica associada aumenta a percentagem de congestionamento diminui. A diminuição da percentagem da carga nestes ramos deve-se ao facto de com o aumento da microprodução se diminuir a potência proveniente da injeção do PT909.

Para além da análise dos ramos localizados junto à injeção, decidiu-se também analisar o efeito da microprodução sobre ramos localizados em diferentes posições da rede. Para esse efeito seleccionou-se a ligação 35_38, caracterizado por ter uma localização afastada do ponto de injeção e situado junto a microprodutores. De seguida, na Figura 40 e Figura 41, são apresentados os gráficos do congestionamento dos condutores presentes no ramo

35_38 em função do aumento da percentagem de clientes com produção distribuída para o período de Verão e Inverno, correspondentemente.

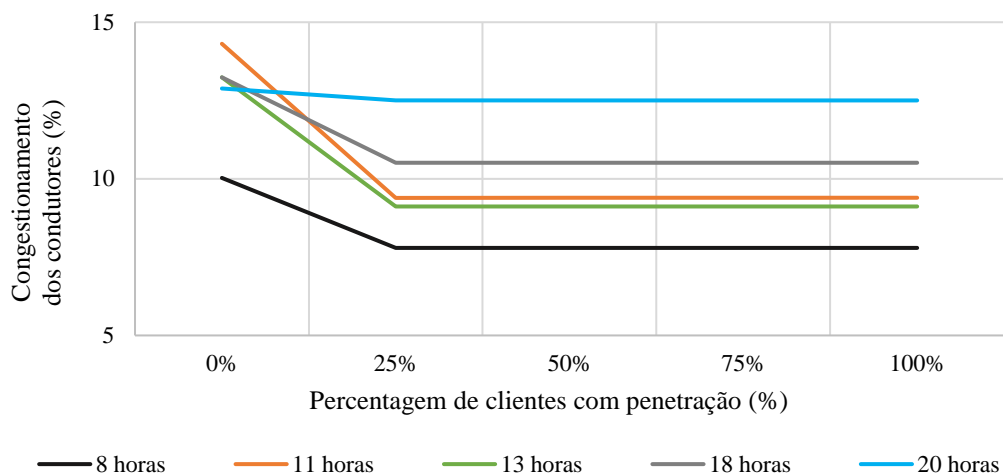


Figura 40 - Análise do impacto do aumento de clientes com microprodução fotovoltaica na percentagem de congestionamento dos condutores da ligação 35_38 no Verão

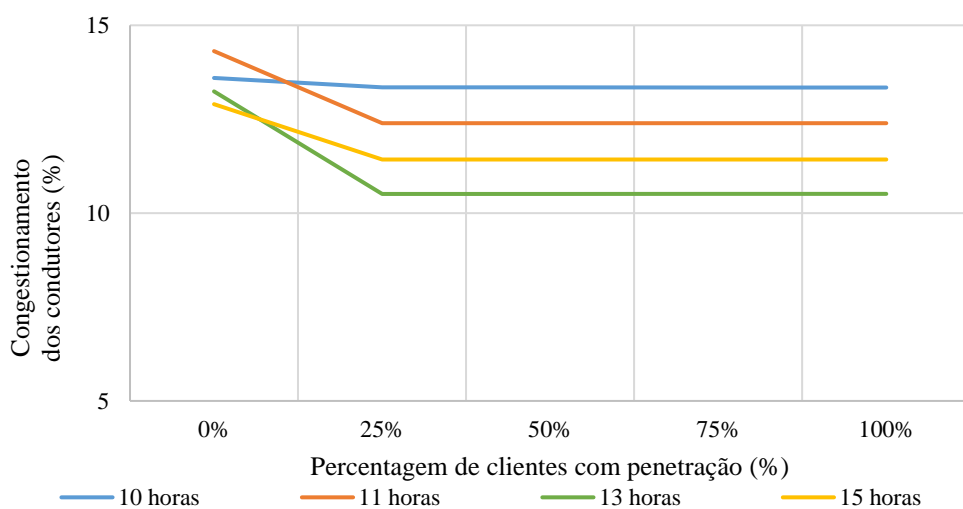


Figura 41 - Análise do impacto do aumento de clientes com microprodução fotovoltaica na percentagem de congestionamento dos condutores da ligação 35_38 no Inverno

Como se pode concluir pela análise dos gráficos, tanto no Verão como Inverno, a percentagem de congestionamento dos condutores no cenário sem penetração na rede já é bastante baixa, com valores entre os 10% e 20% para as várias horas do dia. Mesmo assim, para o ramo 35_38, situado próximo de barramentos com microprodução associada, para uma percentagem de 25% dos clientes com penetração o impacto é positivo, verificando-se uma ligeira descida da percentagem de congestionamento. Porém, para os valores de 50%,

75% e 100% de clientes com penetração a percentagem de carga nos ramos mantem-se constante. Uma vez que o aumento da penetração da produção distribuída implica um aumento das potências geradas pelos microprodutores e conseqüentemente das correntes nas linhas situadas nas proximidades, fica explicada a razão da não descida das percentagens de carga nestes ramos.

Para efeitos de comparação, em 3.5.4 - Análise do congestionamento dos condutores, a Figura 22 correspondente à hora 13 do *load case*, enquanto que a Figura 42 (em baixo) demonstra o comportamento da rede para essa mesma hora, mas com uma percentagem de 100% de clientes com microprodução fotovoltaica associada, no período de Verão.

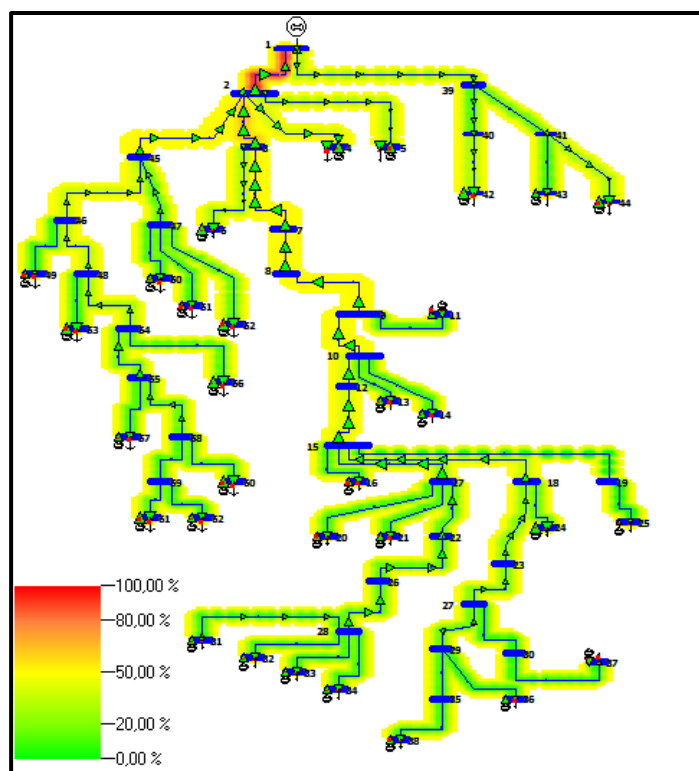


Figura 42 - Congestionamento dos condutores para a hora 13 do cenário com 100% de clientes com microprodução, através do método *contouring* disponível no *Power World*

Analisando a Figura 42 vemos que, no momento do dia em questão, não existe nenhum ramo com uma percentagem de congestionamento dos condutores no limite dos 100%. Confirma-se, portanto, o impacto positivo que a integração da produção distribuída provoca nas redes de distribuição.

Resumindo, podemos concluir que um aumento da microprodução contribui para uma redução do congestionamento dos condutores nos ramos das redes de distribuição. Para este caso em particular é possível afirmar que, embora não seja uma descida da redução da

carga nos ramos elevada em todos os casos, a inclusão da produção distribuída não provoca impactos negativos na rede de distribuição de BT.

4.6. AVALIAÇÃO DA POSSIBILIDADE DE EXISTÊNCIA DE SOBRETENSÕES NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Para avaliar a possibilidade da ocorrência de sobretensões na rede estudada optou-se por realizar um cenário que consiste na diminuição do consumo em certas cargas da rede. Dessa forma a tensão na rede está mais propensa a exceder os valores admissíveis nos momentos em que os valores de produção são mais elevados. A partir das análises efetuadas em 4.2 - Impacto nos perfis de tensão verificou-se que é na hora 13 de Verão que os valores de tensão são mais elevados. Utilizando esse caso, criou-se um cenário onde se colocaram alguns clientes com o consumo nulo, o que porventura pode acontecer na realidade em casos de empresas em períodos de férias ou mesmo uma casa particular em que apenas existe ocupação sazonal. Nestes casos, apesar do consumo ser nulo a instalação fotovoltaica vai continuar a produzir e a inserir potência na rede o que vai provocar uma subida da tensão nos pontos de consumo.

Assumindo assim o cenário em que 100% dos clientes possuem uma instalação fotovoltaica associada, foram realizados 7 *no-load cases* onde se aumenta o número de clientes na rede com consumo nulo. Os clientes selecionados para cada um dos cenários são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 – Cargas a colocar com consumo nulo para cada um dos cenários

Percentagem de clientes com consumo nulo	Cargas selecionadas
10%	4, 34, 38
20%	4, 24, 34, 38, 56, 60
30%	4, 6, 24, 34, 38, 53, 56, 60, 61
40%	4, 6, 24, 34, 38, 43, 50, 52, 53, 56, 60, 61
50%	4, 6, 14, 20, 24, 31, 34, 38, 43, 50, 52, 53, 56, 60, 61
75%	4, 6, 11, 13, 14, 20, 21, 24, 31, 32, 33, 34, 36, 38, 43, 44, 50, 52, 53, 56, 57, 60, 61, 62
100%	4, 5, 6, 11, 13, 14, 16, 20, 21, 24, 25, 31, 32, 33, 34, 36, 37, 38, 42, 43, 44, 49, 50, 51, 52, 53, 56, 57, 60, 61, 62

A Figura 43 apresenta os resultados obtidos para a tensão nos barramentos 6, 38 e 49. Verifica-se que à medida que se diminui o consumo na rede o valor da tensão aumenta, em certos casos para valores superiores ao limite máximo admissível (Anexo AA).

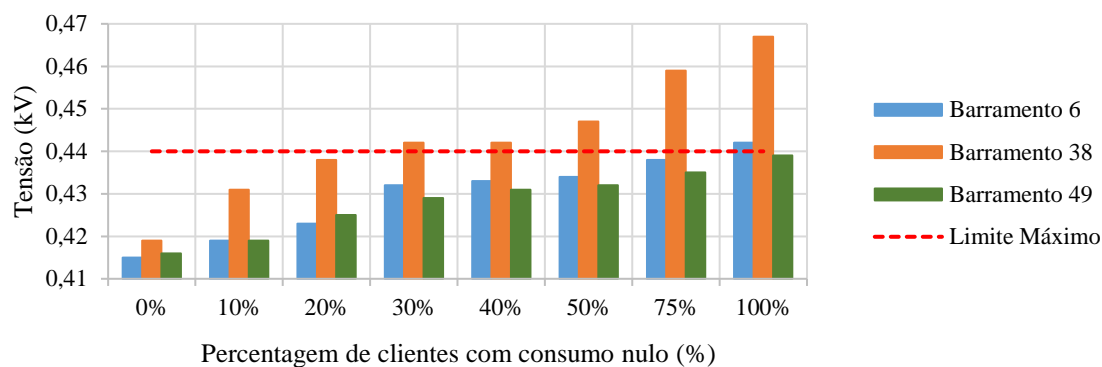


Figura 43 – Valor de tensão em função do aumento de cargas com consumo nulo para as cargas nos barramentos 6, 38 e 49

Em relação ao barramento 38 constatou-se que, no momento em que 30% dos clientes da rede (9 cargas) não apresentam consumo, a tensão apresenta um valor de 0,442kV, ou seja, superior ao limite máximo (0,440kV). Apesar de não ser um cenário real, uma vez que é muito improvável que numa rede com 31 cargas nenhuma destas apresente consumo na hora 13, para o caso em que 100% dos clientes não apresenta consumo o valor da tensão no barramento 38 é de 0,467kV, aproximadamente 6% acima do limite máximo. O barramento 6 apenas atinge esse valor no momento em que todos os clientes apresentam um consumo nulo, enquanto que o barramento 49 fica sempre abaixo dos 0,440kV.

Verifica-se, portanto, que a rede pode apresentar valores de tensão acima do limite máximo regulamentado no caso de o consumo das cargas for diminuído. Desta forma irão aparecer problemas na operação da rede de distribuição, sendo por isso necessário efetuar mudanças para evitar o acontecimento de sobretensões. Tal como referenciado em 3.3 – Caracterização da rede de BT simulada, a fim de atenuar as quedas de tensão no final da rede o transformador do PT909 foi regulado para a posição 4, isto é, +1,05pu. No entanto, segundo (Norma Portuguesa EN 50160 2010, 2011) a regulação das tomadas dos transformadores MT/BT permitem a variação do valor da tensão. Assim, de forma a corrigir os problemas de sobretensões encontrados na simulação efetuada foi regulada a tomada para a posição 3 (1,00pu) e para a posição 2 (0,95pu). Os resultados obtidos são apresentados nos gráficos da Figura 44 e Figura 45.

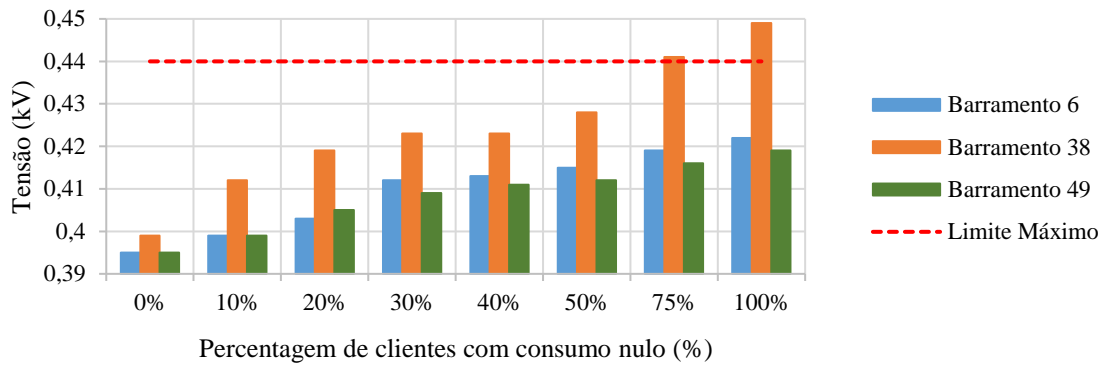


Figura 44 - Valor de tensão em função do aumento de cargas com consumo nulo para as cargas nos barramentos 6, 38 e 49 – Transformador na posição 3: 1,00pu

Na Figura 44, para a qual o transformador está configurado para a posição 3 que corresponde a 1,00pu (0,400kV), analisando os valores de tensão, verifica-se que estes desceram em todos os casos. Porém, para uma percentagem de clientes com consumo nulo acima de 75% verifica-se que o barramento 38 ainda possui a tensão acima do regulamentado.

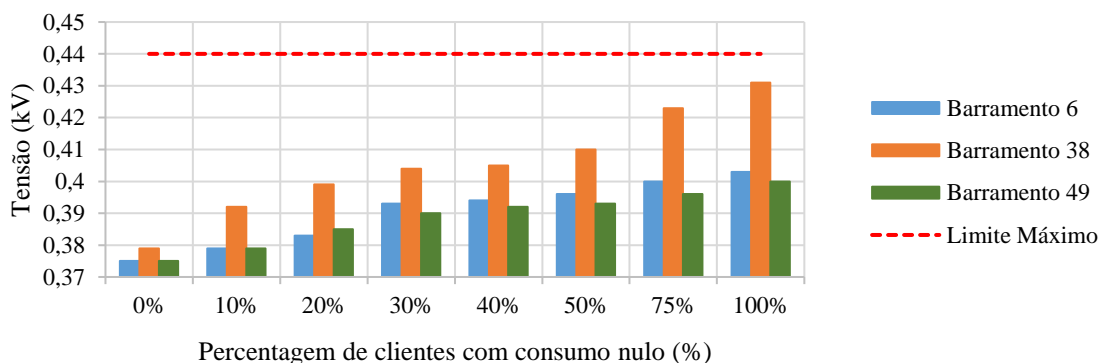


Figura 45 - Valor de tensão em função do aumento de cargas com consumo nulo para os pontos de consumo nos barramentos 6, 38 e 49 – Transformador na posição 2: 0,95pu

Quando o transformador está regulado para a posição 2 (Figura 45) verifica-se que as tensões se apresentam dentro dos limites regulamentados, sendo possível concluir que mesmo com um consumo nulo é possível controlar os valores de tensão através da regulação da tomada do transformador.

Conclui-se assim que os valores de tensão em função do aumento da produção distribuída numa rede de distribuição de BT podem ser controlados para não excederem os limites regulamentados. Para isso é necessário ter um conhecimento das características da rede para que em função disso se regule o transformador para a posição que mais se adequa ao

comportamento das cargas em determinada rede. Particularmente para esta rede estudada verifica-se que mesmo para um consumo total nulo e uma produção típica de Verão em todos os clientes, ou seja, um caso extremo e irreal nos dias de hoje, é possível conseguir controlar os perfis de tensão de forma a não existirem valores nem acima nem abaixo dos limites regulamentados.

Uma hipótese a ter em conta é a comunicação entre os vários constituintes da rede de distribuição através da implementação de redes inteligentes de energia (*smart grids*). Com a implementação das *Energy Boxes* (EB's) nos locais de consumo/produção, será possível que estas efetuem a interação com os *prosumers* através de sensores, atuadores, contadores ou domótica e recolham a informação necessária para que de seguida enviem essa informação para outros pontos da rede, como o *Distribution Transformer Controller* (DTC). Estes aparelhos estão posicionados junto ao PT e através de um controlo local são capazes de, após receber a informação das EB, efetuar as alterações necessárias de forma automática que melhor se adaptam às condições da rede em determinado momento. Através dos transformadores com regulação das tomadas em carga é possível colocar a tomada do transformador na posição adequada de forma automática e sem que seja necessário efetuar qualquer interrupção na distribuição de energia.

A Figura 46 apresenta um exemplo da implementação de redes inteligentes de energia demonstrando como é efetuada a comunicação entre os diferentes constituintes da rede.

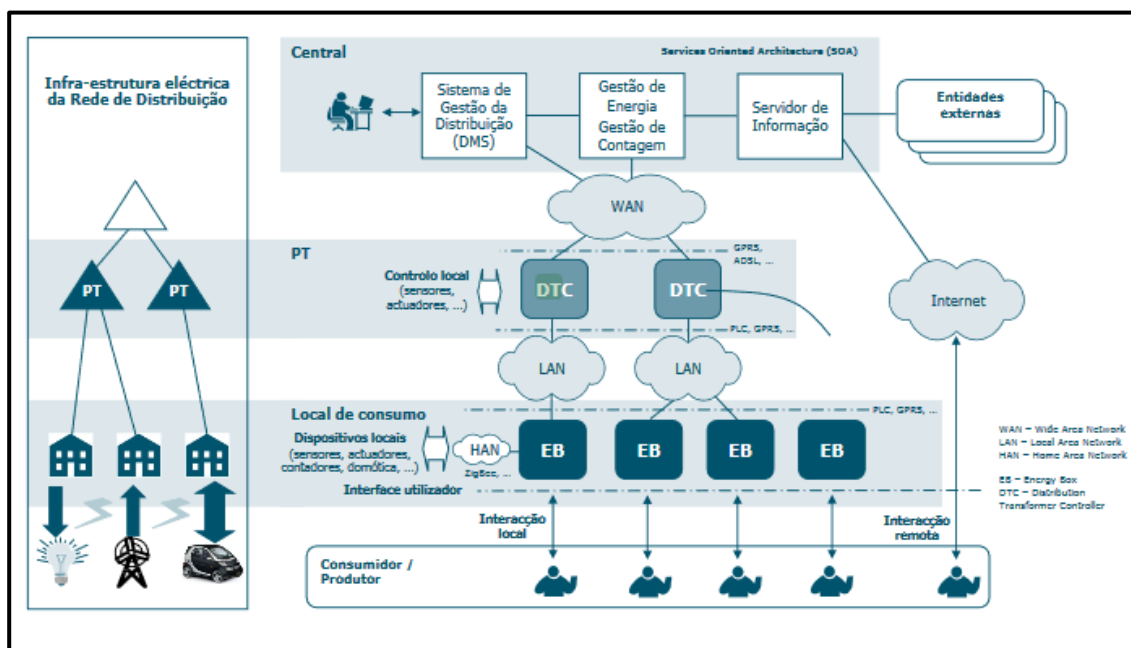


Figura 46 – Exemplo de Arquitetura Técnica de Referência para uma implementação de Redes Inteligentes de Energia

4.7. ANÁLISE CONCLUSIVA

Em primeiro lugar, para as simulações referentes aos *load cases*, ou seja, sem penetração fotovoltaica associada, verificou-se que a rede de distribuição proveniente do PT909 em Guimarães apresenta um perfil de tensão com valores muito próximos do limite mínimo regulamentar, inclusive 2 clientes que apresentam quedas de tensão durante as horas do dia em que a carga típica é superior. Averiguou-se também que estes problemas de tensão abaixo do limite regulamentado ($\pm 10\%$ da tensão no nominal) nos pontos de entrega são encontrados em clientes em que a distância ao PT é bastante grande. Ainda em relação aos perfis de tensão, como seria de esperar, o momento do dia onde a tensão é mais baixa acontece na hora 11 dado que é nesta hora do dia que acontece o pico de carga.

No que toca às perdas ativas e reativas, verificou-se que, tal como no caso dos perfis de tensão, é na hora 11 que se dá o valor mais elevado nas perdas. Constatou-se que a maior percentagem de perdas se encontra num condutor apenas, entre a ligação do PT ao barramento 2 (ligação 1_2), saída esta que possui o maior número de clientes ligados. Os valores de carga próximos dos limites técnicos dos equipamentos que constituem a rede e os valores elevados da resistência dos condutores são justificações para o aumento das perdas nas linhas.

Em relação à percentagem de congestionamento dos ramos, o impacto é avaliado segundo os limites máximos de capacidade do condutor. Verifica-se mais uma vez que os valores das percentagens são mais elevados nas horas em que o consumo dos clientes é maior. Os condutores mais próximos do PT são os que apresentam maior congestionamento, nomeadamente a ligação 1_2 e 2_3 (valores superiores a 100%). Por outro lado, à medida que a distância entre cliente e PT é superior a percentagem de congestionamento nos ramais de ligação diminui para valores mais baixos (entre os 20% e 50%).

Após a análise do *load case*, como dito anteriormente, verificou-se a existência de problemas na operação da rede em questão. Constatou-se, portanto, a existência de parâmetros fora dos limites normalizados, sendo necessário a empresa EDP Distribuição efetuar um estudo para apurar qual a melhor solução. O reforço da rede recorrendo a aumentos de secção dos cabos, transferências de cargas entre PT e a previsão de novo PT são algumas das soluções possíveis. No entanto, a colocação de microprodução através de painéis fotovoltaicos dispersos pelos clientes vai ser importante de forma a possibilitar a

análise de possíveis melhorias nos perfis de tensão, nas perdas e no congestionamento dos condutores.

Para os perfis de tensão, como seria de esperar, é nas horas de maior exposição solar que se verifica um maior aumento dos valores. Ao passo que se aumenta o número de microprodutores instalados na rede os valores de tensão aumentam sem atingir valores acima dos limites regulamentados, neste caso em particular. Conclui-se, portanto, que o aumento de penetração de microprodução fotovoltaica provoca um impacto positivo nos valores de tensão, sendo mais notório na época de Verão do que Inverno devido à maior exposição solar. Um constrangimento que se verificou foi a inversão do trânsito de potência, uma vez que a energia passa a ser injetada em vários pontos espalhados da rede. Quando ocorre um excedente de produção face a um consumo local baixo estes casos são bastantes propensos a acontecer. Isto pode constituir um problema para a operação da rede, dado que as proteções das redes são dimensionadas para um funcionamento com trânsito de energia unidirecional.

Relativamente às perdas na rede, ativas e reativas, conclui-se que o aumento da microprodução na rede contribui favoravelmente para a redução dos valores das perdas. A diminuição das perdas pode ser justificada pelo menor consumo de energia proveniente do PT. Uma vez que as centrais produtoras de pequena dimensão se encontram nas zonas de consumo, o fluxo de energia nas linhas reduz, diminuindo em consequência o valor das perdas por efeito de Joule. Com recurso às simulações verificou-se que é nas horas de maior produção que ocorre a maior descida das perdas, mesmo sendo também as horas em que ocorre os picos de consumo.

Na avaliação do impacto da integração de produção distribuída no congestionamento dos condutores conclui-se que, à medida que a percentagem de clientes com microprodução associada aumenta, a percentagem de carga nos condutores diminui. Em comparação com o Verão, no Inverno os resultados não se apresentam tão significativos devido ao facto de as produções serem inferiores, no entanto pode concluir-se que a penetração fotovoltaica é positiva uma vez que ocorre a diminuição da percentagem da carga nos ramos em todos os cenários. Conclui-se também que para ramos situados junto à injeção, a diminuição da percentagem de congestionamento deve-se ao facto de com o aumento do número de clientes com microprodução se diminuir a potência proveniente do PT. Por outro lado, em ramais situados próximos de barramentos com microprodução associada, verifica-se uma

ligeira descida da percentagem de congestionamento no cenário de 25% de clientes com penetração, todavia, para os valores de 50%, 75% e 100% a percentagem de carga nos ramos mantem-se constante. Isto pode ser justificado pelo facto de que o aumento da penetração implica um aumento das potências geradas pelos microprodutores e consequentemente a não descida das correntes nas linhas situadas nas proximidades.

Resumindo, pode concluir-se que a integração de produção distribuída nas redes de distribuição de BT contribui positivamente para o aumento da tensão nos barramentos, a redução das perdas ativas e reativas e a diminuição da percentagem de congestionamento dos condutores.

Porém, apesar de não ter acontecido durante as simulações efetuadas, a ocorrência de sobretensões é um cenário a ter em conta. Dessa forma, a avaliação efetuada através da diminuição do consumo na rede demonstrou que os valores de tensão podem realmente ultrapassar o limite máximo regulamentado. No entanto, verificou-se que é possível controlar os valores de tensão através da regulação da tomada do transformador. Uma hipótese a ter em conta é a comunicação entre os vários constituintes da rede de distribuição através da implementação de redes inteligentes de energia (*smart grids*). Através da nova EB, que será o dispositivo central da gestão do consumo energético nas habitações, é possível comunicar com o DTC presente nos PT's que com recurso aos transformadores com regulação das tomadas em carga podem efetuar a alteração da tomada do transformador para a posição que se adequa em determinado momento. Ou seja, no caso de existir um consumo baixo e uma produção elevada na rede, através da implementação das redes inteligentes de energia é possível regular a tomada para a posição adequada de forma automática e assim compensar a subida de tensão provocada pela elevada produção.

5. CONCLUSÕES E PERSPETIVAS FUTURAS

5.1. CONCLUSÕES

Tendo em conta o protocolo de Quioto, o governo Português assumiu metas para a redução das emissões de gases com efeito de estufa. A introdução de microprodutores na rede de distribuição contribui a nível ambiental para essa redução, mas também em termos técnicos, pois os microprodutores são instalados perto das cargas o que aumenta a eficiência da rede com a redução das perdas de energia verificadas nas linhas de distribuição.

Concluindo, este trabalho apresenta a possibilidade de se inserir mais microprodutores na rede de distribuição sem comprometer os limites operacionais da mesma como é o caso dos níveis de tensão ($\pm 10\%$ da tensão nominal). Verificou-se que na possibilidade de os valores de tensão serem próximos do limite mínimo (0,360kV), a introdução de produção distribuída provoca uma subida no perfil de tensão de forma a evitar quedas de tensão nos clientes. Por outro lado, se se verificarem valores elevados próximos do limite máximo (0,440kV) existe a possibilidade de controlar esses valores através da regulação da tomada do transformador para a posição que mais se adequa ao comportamento das cargas em determinada rede.

Dessa forma, as redes inteligentes de energia constituem uma evolução significativa em termos de capacidade de gestão da rede e de benefícios que potencia relativamente a soluções de telegestão. Estas trazem diversos benefícios no âmbito da inteligência da rede, do aumento da produção distribuída e da gestão energética, tais como:

- Melhorar a inteligência, supervisão e controlo da rede de distribuição;
- Promover a eficiência e a qualidade do fornecimento;
- Criar condições para uma integração em larga escala, segura e fiável, de fontes de energia renovável (produção distribuída);
- Desenvolver abordagens centradas no consumidor;
- Promover a eficiência energética.

Para além do impacto positivo nos perfis de tensão, a integração de produção distribuída nas redes de distribuição de BT contribui positivamente para a redução das perdas ativas e reativas e para a diminuição da percentagem de congestionamento dos condutores.

As redes de energia elétrica vão sofrer uma evolução profunda, de acordo com o conceito das *smart grids*, pressionadas por fatores como a sustentabilidade ambiental e a eficiência energética. Será de esperar que o futuro *prosumer* tenha um papel muito mais ativo na gestão energética e será assim um dos principais beneficiados entre os diversos *stakeholders*.

Os resultados da presente dissertação podem ser um incentivo para o desenvolvimento de trabalhos futuros com o intuito da integração de produção distribuída nas redes de distribuição de BT.

5.2. PERSPETIVAS DE DESENVOLVIMENTO FUTURO

É importante salientar alguns pontos que não foram abordados nesta dissertação que poderiam ser os próximos passos na progressão deste estudo. Este estudo foi centrado no estudo de uma rede de distribuição real com características únicas na qual foram aumentados os números de clientes que possuem instalações fotovoltaicas inerentes de forma a estudar o impacto que esse aumento provoca nos perfis de tensão, nas perdas ativas e reativas e no congestionamento dos condutores. Seria interessante desenvolver

outros trabalhos com redes de distribuição com características diferentes de forma a efetuar comparações e verificar em que situações a integração de produção distribuída se adapta de melhor forma.

Constatou-se também que existem horas em que há um excedente de produção em relação ao consumo, o que pode ser aproveitado para ser utilizado em momentos do dia em que exista necessidade para tal. Para esse efeito, uma possível solução é a utilização de mecanismos de controlo local com recurso a armazenamento de energia, o que seria uma forma de manter as tensões dentro dos níveis técnicos e nivelar as tensões ao longo da rede. Outras soluções podem ser adotadas tais como: o recurso a transformadores de potência com comutadores de derivação sem carga, transformadores de potência com tomadas de regulação em carga ou sistemas de controlo através de inversores. O estudo destas possibilidades para melhorar a operação e controlo da rede de distribuição seria interessante para o futuro da distribuição de energia.

Outro ponto que poderia ser adicionado era o controlo inteligente das cargas. Dessa maneira seria possível analisar o comportamento da rede caso se verificassem aumentos de consumo bastante elevados que levassem à diminuição do perfil de tensão para valores abaixo do limite legal.

Atualmente já existem inúmeros estudos e discussões que apontam para o futuro da distribuição: as *smart grids*. Desta forma, a revolução no setor elétrico ganha interesse pelas energias renováveis endógenas e o conceito de produção distribuída torna-se uma realidade mais forte. Segundo (Clastres, 2011), a implementação desta rede inteligente vai consentir a utilização intensiva de tecnologia de automação, computação e comunicações para monitorização e controlo da rede elétrica, permitindo a implantação de estratégias de controlo e otimização da rede de forma muito mais eficiente. A aplicação destas redes em larga escala deve permitir também a evolução de todos os processos de operação, manutenção e comercialização de energia, além de oferecer soluções para se atender à crescente procura de energia, com maior qualidade e de forma mais eficiente. Uma primeira demonstração do interesse pelas *smart grids* está na troca dos medidores analógicos por equipamentos digitais, que vai possibilitar uma maior integração entre cliente e empresa concessionária. Esta rede inteligente é caracterizada por:

- Aumento do uso da informação digital e controlo da tecnologia para melhorar a fiabilidade, segurança e eficiência da rede elétrica;
- Otimização dinâmica das operações e recursos da rede;
- Implementação e integração de recursos e produção distribuída, com a inclusão dos recursos energéticos renováveis;
- Implementação de tecnologias inteligentes para medição e comunicações sobre operações e estado da rede em tempo real;
- Incorporação de sistemas avançados de armazenamento de energia e tecnologias de limitação de picos de consumo, assim como veículos elétricos híbridos com recarregamento pela rede.

Referências Documentais

Agência Portuguesa do Ambiente. Protocolo de Quioto - Objetivos e Metas. [Online]
<https://www.apambiente.pt/index.php>.

Clastres, Cédric. 2011. Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives. *Energy Policy*. 2011, Vol. 39, 9, pp. 5399-5408.

Decreto-Lei n.º153/2014. 2014. 202, s.l. : Diário da República, 2014, Vol. I.

Despacho n.º 6402/2011. 2011. 74, s.l. : Diário da República, Abril 14, 2011, Vol. 2.

ERSE. 2017. *Parecer à proposta de plano de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição de eletricidade para o período 2017-2021.* 2017.

J. Oyarzabal, N. Hatziargyriou, J. P. Lopes, A. Madureira, C. Moreira, A. Androutsos. 2005. DI3 - Report on Socio-Economic Evaluation of MicroGrids. *MicroGrids Project.* 2005.

J.A. Peças Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, N. Jenkins. 2006. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. 2006.

Jaan Niitsoo, Marek Jarkovoi, Paul Taklaja, Joni Kluss, Ivo Palu. 2015. Power Quality Issues Concerning Photovoltaic Generation in Distribution Grids. 2015.

Jing Hu, Robert Harmsen, Wina Crjns-Graus. 2017. Developing a Method to Account for Avoided Grid Losses from Decentralized Generation: the EU Case. *4th International Conference on Power and Energy Systems Engineering.* 2017.

K. Balamurugan, Dipti Srinivasan, Thomas Reindl. 2011. Impact of Distributed Generation on Power Distribution Systems. *PV Asia Pacific Conference.* 2011.

Manual de Ligações à rede elétrica de serviço público. EDP Distribuição. 2015. 2015.

Manuel Matos, J. A. Peças Lopes, André Madureira, Clara Gouveia, Pedro Barbeiro. 2015. O impacto do autoconsumo na rede elétrica/ Smart Grid. *INESC TEC & FEUP*. Janeiro 29, 2015.

Ministério do Ambiente. 2014. Ordenamento do Território e Energia - Enquadramento do novo Regime de Produção Distribuída. *Governo de Portugal*. Setembro 2014.

Norma Portuguesa EN 50160 2010. Instituto Português da Qualidade. 2011. 2011.

Oswaldo Sousa, Paulo Torrão. 2015. Technical Implications of Microgeneration Integration in Low Voltage Distribution Grids. *23rd International Conference on Electricity Distribution*. Junho 15_18, 2015.

Portal das Energias Renováveis. *Energias Renováveis*. [Online] [Cited: Maio 18, 2018.] <http://energiasrenovaveis.com/index.asp>.

Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS). Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. 2013. 232, s.l. : Diário da República, 2013, Vol. 2.

Regulamento da Rede de Distribuição (RRD). Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. 2010. 147, s.l. : Diário da República, 2010, Portaria n.º 596/2010, 1ª série - N.º 147, Vol. I, pp. 2940-2954.

Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas (RLIE). 2017. 154, s.l. : Diário da República, Agosto 10, 2017, Vol. 1.

Regulamento de Relações Comerciais (RRC). Entidade Reguladora de Serviços Energéticos. 2014. 2014.

Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão (RSLEAT). 1992. 41, s.l. : Diário da República, Fevereiro 18, 1992.

Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão (RSRDEEBT). 1984. 297, Dezembro 26, 1984.

S. M. Silva, J. N. Fidalgo, J. A. Peças Lopes. 2007. Analysis of Micro Generation Impacts in Distribution Networks. *INESC Porto e FEUP*. 2007.

Sebenta de Instalações Elétricas 2. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. 2004.
2004.

T. Tran-Quoc, C. Andrieu, N. Hadjsaid. 2003. Technical impacts of small dispersed generation units on LV networks. *Power Engineering Society General Meeting*. IEEE, 2003, Vol. 4.

Anexo A. Valores calculados para a resistência, reatância e potência aparente máxima dos condutores da rede

Nó i	Nó j	Comprimento (metros)	Condutor	Resistência (R)	Reatância (X)	Potência Aparente (Smax)
1	2	85,40	LVAV 3x185 + 95	0,000210	0,000096	0,1255
2	3	45,00	LSVAV 4x95	0,000216	0,000051	0,0797
2	4	25,70	LSVAV 4x35	0,000334	0,000032	0,0398
2	5	29,50	LSVAV 4x16	0,000839	0,000037	0,0319
3	6	33,90	LSVAV 4x16	0,000964	0,000042	0,0319
3	7	66,90	LSVAV 4x95	0,000321	0,000075	0,0797
7	8	1,70	LSVAV 4x95	0,000008	0,000002	0,0797
8	9	24,90	LSVAV 4x95	0,000119	0,000028	0,0797
9	10	57,40	LSVAV 4x95	0,000275	0,000065	0,0797
9	11	2,70	LSVAV 4x16	0,000077	0,000003	0,0319
10	12	17,20	LSVAV 4x95	0,000082	0,000019	0,0797
10	13	3,10	LSVAV 4x16	0,000088	0,000004	0,0319
10	14	9,80	LSVAV 4x16	0,000279	0,000012	0,0319
12	15	1,60	LSVAV 4x95	0,000008	0,000002	0,0797
15	16	1,60	LSVAV 4x16	0,000046	0,000002	0,0319
15	17	36,70	LSVAV 4x95	0,000176	0,000041	0,0797
15	18	21,90	LSVAV 4x16	0,000623	0,000027	0,0319
15	19	7,70	LSVAV 4x95	0,000037	0,000009	0,0797
17	20	9,80	LSVAV 4x16	0,000279	0,000012	0,0319
17	21	13,80	LSVAV 4x16	0,000393	0,000017	0,0319
17	22	19,80	LSVAV 4x95	0,000095	0,000022	0,0797
18	23	24,20	LSVAV 4x16	0,000688	0,000030	0,0319
18	24	44,10	LSVAV 4x16	0,001254	0,000055	0,0319
19	25	0,80	LSVAV 4x95	0,000004	0,000001	0,0797
22	26	27,50	LSVAV 4x95	0,000132	0,000031	0,0797
23	27	39,10	LSVAV 4x16	0,001112	0,000049	0,0319
26	28	30,10	LSVAV 4x95	0,000144	0,000034	0,0797
27	29	43,50	LSVAV 4x16	0,001237	0,000054	0,0319
27	30	6,50	LSVAV 4x16	0,000185	0,000008	0,0319
28	31	12,60	LSVAV 4x16	0,000358	0,000016	0,0319
28	32	16,10	LSVAV 4x16	0,000458	0,000020	0,0319
28	33	6,40	LSVAV 4x16	0,000182	0,000008	0,0319

28	34	9,50	LSVAV 4x16	0,000270	0,000012	0,0319
29	35	31,70	LSVAV 4x16	0,000902	0,000040	0,0319
29	36	2,30	LSVAV 4x16	0,000065	0,000003	0,0319
30	37	0,70	LSVAV 4x16	0,000020	0,000001	0,0319
35	38	2,10	LSVAV 4x16	0,000060	0,000003	0,0319
1	39	43,90	LSVAV 4x95	0,000210	0,000049	0,0797
39	40	63,70	LSVAV 4x95	0,000305	0,000072	0,0797
39	41	85,50	LSVAV 4x95	0,000410	0,000096	0,0797
40	42	36,80	LSVAV 4x16	0,001047	0,000046	0,0319
41	43	13,00	LSVAV 4x16	0,000370	0,000016	0,0319
41	44	53,90	LSVAV 4x16	0,001533	0,000067	0,0319
2	45	42,50	LSVAV 4x95	0,000204	0,000048	0,0797
45	46	30,40	LSVAV 4x95	0,000146	0,000034	0,0797
45	47	24,30	LSVAV 4x95	0,000116	0,000027	0,0797
46	48	22,50	LSVAV 4x95	0,000108	0,000025	0,0797
46	49	18,10	LSVAV 4x16	0,000515	0,000023	0,0319
47	50	15,40	LSVAV 4x16	0,000438	0,000019	0,0319
47	51	10,40	LSVAV 4x16	0,000296	0,000013	0,0319
47	52	16,50	LSVAV 4x16	0,000469	0,000021	0,0319
48	53	22,10	LSVAV 4x95	0,000106	0,000025	0,0797
48	54	25,40	LSVAV 4x95	0,000122	0,000029	0,0797
54	55	28,40	LSVAV 4x95	0,000136	0,000032	0,0797
54	56	17,40	LSVAV 4x95	0,000083	0,000020	0,0797
55	57	9,80	LSVAV 4x16	0,000279	0,000012	0,0319
55	58	19,30	LSVAV 4x95	0,000092	0,000022	0,0797
58	59	24,70	LSVAV 4x95	0,000118	0,000028	0,0797
58	60	7,80	LSVAV 4x16	0,000222	0,000010	0,0319
59	61	6,40	LSVAV 4x16	0,000182	0,000008	0,0319
59	62	8,80	LSVAV 4x16	0,000250	0,000011	0,0319

Anexo C. Corrente máxima admissível em função do tipo e secção do condutor

Tipo de cabo e secção	L _A	L _{max} m
LXS 4x14	125	90
	100	75
	80	100
	63	140
	50	190
	40	245
LXS 4x25	160	70
	125	110
	100	120
	80	140
	63	225
	50	300
LXS 4x30	200	110
	160	150
	125	215
	100	240
	80	310
	63	400

Tipo de cabo e secção	L _A	L _{max} m
LXS 4x70	315	90
	250	125
	200	150
	160	210
	125	305
	100	380
LXS 4x95	315	120
	250	165
	200	205
	160	290
	125	415
	100	460

Tipo de cabo e secção	L _A	L _{max} m	Tipo de cabo e secção	L _A	L _{max} m
LSVAV 4x14	160	30	LSVAV 4x95	315	120
	128	80		250	165
	100	75		200	205
	80	100		160	290
	63	140		125	415
	50	190		100	460
LSVAV 4x25	200	35	LSVAV 2x120+70	315	110
	160	70		250	165
	125	110		200	205
	100	130		160	290
	80	155		125	380
	63	235		100	425
LSVAV 4x30	200	80	LSVAV 2x150+70	315	120
	160	75		250	175
	140	105		200	210
	128	150		160	290
	100	170		125	415
	80	215		100	460
LSVAV 4x50	315	55	LSVAV 2x180+95	315	165
	250	90		250	225
	200	110		200	270
	160	150		160	325
	128	215		125	445
	100	240		100	495
LSVAV 4x70 (-)	315	90	LSVAV 4x70 (-)	250	215
	250	125		125	305
	200	150		100	340

Maka os valores de fusíveis de protecção contra curto-circuitos associados com 10000000000 de calibre superior aos fusíveis de protecção contra sobrecarga, que estão associados a "região do triângulo" em relação à protecção destas instalações contra curto-circuitos em condições de carga.

Anexo D. Valores de carga dos clientes em função da hora do dia e da potência contratada e valor do fator de potência

Potência Contratada	Horas			
	4		8	
kVA	P. Ativa (MW)	P. Reativa (Mvar)	P. Ativa (MW)	P. Reativa (Mvar)
3,45	0,000810	0,000701	0,001200	0,001039
4,60	0,001036	0,000897	0,001549	0,001341
5,75	0,001368	0,001185	0,001944	0,001684
6,90	0,001634	0,001415	0,002418	0,002094
10,35	0,002955	0,002364	0,004350	0,003480
20,70	0,006878	0,004912	0,010146	0,007246
34,50	0,013110	0,007866	0,019320	0,011592
41,40	0,015732	0,009439	0,023184	0,013910

10		11		13	
P. Ativa (MW)	P. Reativa (Mvar)	P. Ativa (MW)	P. Reativa (Mvar)	P. Ativa (MW)	P. Reativa (Mvar)
0,001630	0,001412	0,001720	0,001490	0,001591	0,001378
0,002186	0,001893	0,002300	0,001992	0,002129	0,001844
0,002736	0,002369	0,002880	0,002494	0,002664	0,002307
0,003278	0,002839	0,003450	0,002988	0,003192	0,002764
0,005900	0,004720	0,006210	0,004968	0,005745	0,004596
0,013766	0,009831	0,014490	0,010348	0,013404	0,009572
0,026220	0,015732	0,027600	0,016560	0,025530	0,015318
0,031464	0,018878	0,033120	0,019872	0,030636	0,018382

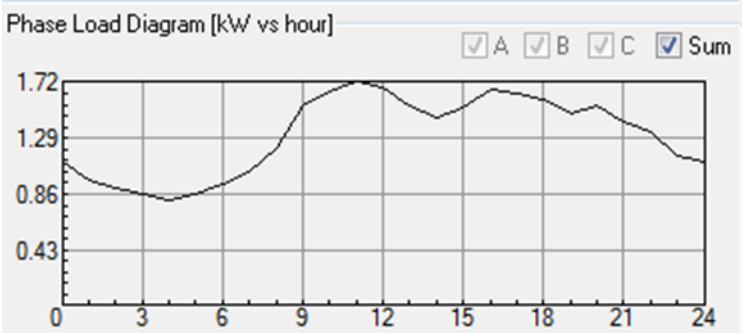
15		18	
P. Ativa (MW)	P. Reativa (Mvar)	P. Ativa (MW)	P. Reativa (Mvar)
0,001510	0,001308	0,001550	0,001342
0,002015	0,001745	0,002120	0,001836
0,002592	0,002245	0,002664	0,002307
0,003106	0,002690	0,003192	0,002764
0,005590	0,004472	0,005745	0,004596
0,013092	0,009350	0,013404	0,009572
0,024840	0,014904	0,025530	0,015318
0,029808	0,017885	0,030636	0,018382

20		23	
P. Ativa (MW)	P. Reativa (Mvar)	P. Ativa (MW)	P. Reativa (Mvar)
0,001550	0,001342	0,001120	0,000970
0,002020	0,001749	0,001492	0,001292
0,002520	0,002182	0,001872	0,001621
0,003106	0,002690	0,002246	0,001945
0,005590	0,004472	0,004040	0,003232
0,013042	0,009314	0,009422	0,006729
0,024840	0,014904	0,017940	0,010764
0,029808	0,017885	0,021528	0,012917

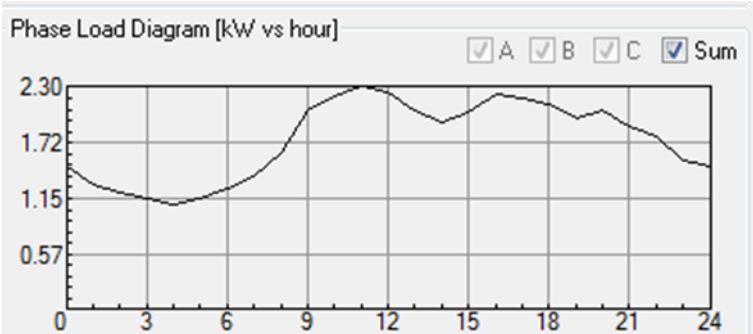
Cargas (kVA)	Fator de potência (cos j)
3,45	0,5
4,6	0,5
5,75	0,5
6,9	0,5
10,35	0,6
20,7	0,7
34,5	0,8

Anexo E. Diagramas de carga

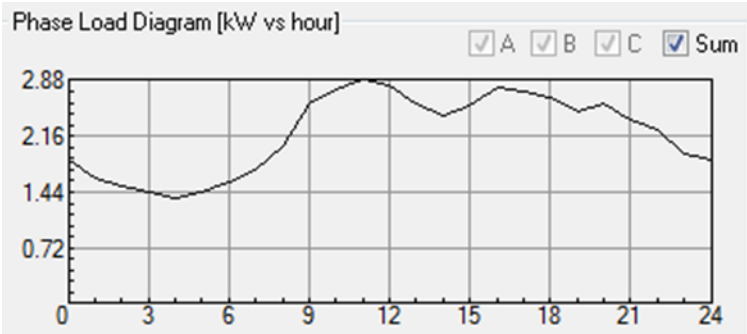
- 3,45kVA:



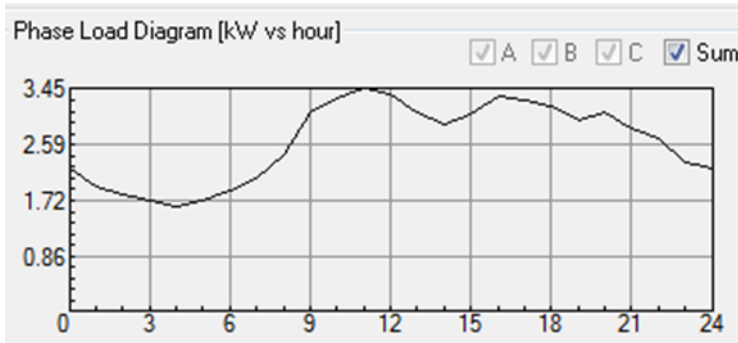
- 4,6kVA:



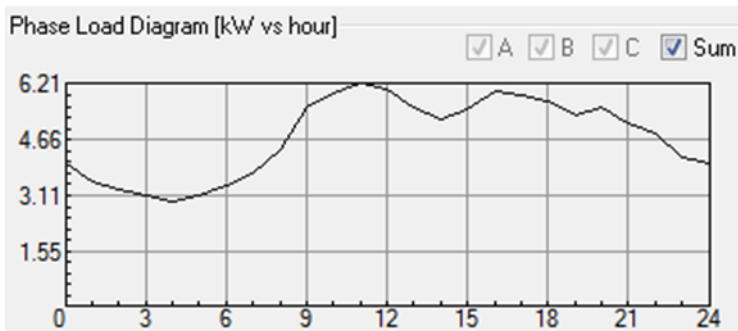
- 5,75kVA:



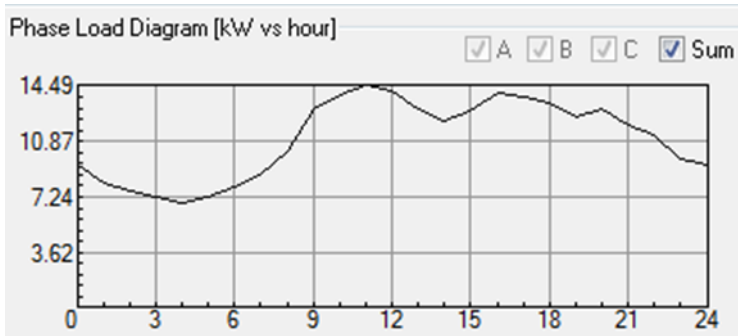
- **6,9kVA:**



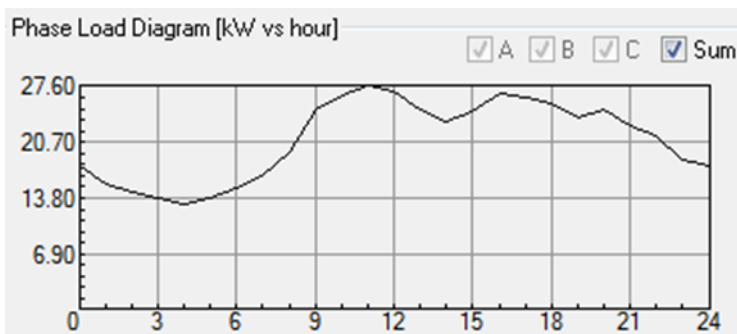
- **10,35kVA:**



- **20,7kVA:**



- **34,5kVA:**



Anexo F. Valores de produção diários para o Verão e o Inverno

- Verão (MW):

Potência Contratada				
kW	4	8	10	11
2	0,0000000	0,0003125	0,0008438	0,0010625
3,45	0,0000000	0,0005391	0,0014555	0,0018328
4,60	0,0000000	0,0007188	0,0019406	0,0024438
5,75	0,0000000	0,0008984	0,0024258	0,0030547
6,90	0,0000000	0,0010781	0,0029109	0,0036656
10,35	0,0000000	0,0016172	0,0043664	0,0054984
20,70	0,0000000	0,0032344	0,0087328	0,0109969
34,50	0,0000000	0,0053906	0,0145547	0,0183281

	13	15	18	20	23
	0,0011875	0,0010313	0,0003750	0,0000469	0,0000000
	0,0020484	0,0017789	0,0006469	0,0000809	0,0000000
	0,0027313	0,0023719	0,0008625	0,0001078	0,0000000
	0,0034141	0,0029648	0,0010781	0,0001348	0,0000000
	0,0040969	0,0035578	0,0012938	0,0001617	0,0000000
	0,0061453	0,0053367	0,0019406	0,0002426	0,0000000
	0,0122906	0,0106734	0,0038813	0,0004852	0,0000000
	0,0204844	0,0177891	0,0064688	0,0008086	0,0000000

- Inverno (MW):

Potência Contratada				
kW	4	8	10	11
2	0,0000000	0,0000000	0,0000313	0,0002500
3,45	0,0000000	0,0000000	0,0000539	0,0004313
4,60	0,0000000	0,0000000	0,0000719	0,0005750
5,75	0,0000000	0,0000000	0,0000898	0,0007188
6,90	0,0000000	0,0000000	0,0001078	0,0008625
10,35	0,0000000	0,0000000	0,0001617	0,0012938
20,70	0,0000000	0,0000000	0,0003234	0,0025875
34,50	0,0000000	0,0000000	0,0005391	0,0043125

13	15	18	20	23
0,0003750	0,0001875	0,0000000	0,0000000	0,0000000
0,0006469	0,0003234	0,0000000	0,0000000	0,0000000
0,0008625	0,0004313	0,0000000	0,0000000	0,0000000
0,0010781	0,0005391	0,0000000	0,0000000	0,0000000
0,0012938	0,0006469	0,0000000	0,0000000	0,0000000
0,0019406	0,0009703	0,0000000	0,0000000	0,0000000
0,0038813	0,0019406	0,0000000	0,0000000	0,0000000
0,0064688	0,0032344	0,0000000	0,0000000	0,0000000

Anexo G. Valores de tensão por barramento – *Load case* (sem penetração fotovoltaica)

Nó	P.	4	8	10	11	13	15	18	20	23
	Contratada kVA	horas kV	horas kV	horas kV	horas kV	horas kV	horas kV	horas kV	horas kV	horas kV
1	0,00	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420
2	0,00	0,411	0,407	0,402	0,401	0,402	0,403	0,402	0,403	0,408
3	0,00	0,408	0,402	0,395	0,394	0,396	0,397	0,396	0,397	0,404
4	34,50	0,410	0,404	0,398	0,397	0,399	0,399	0,399	0,399	0,405
5	20,70	0,409	0,404	0,397	0,396	0,398	0,398	0,398	0,398	0,405
6	20,70	0,406	0,398	0,389	0,388	0,390	0,391	0,390	0,391	0,400
7	0,00	0,405	0,397	0,387	0,385	0,388	0,389	0,388	0,389	0,398
8	0,00	0,404	0,396	0,387	0,385	0,388	0,389	0,388	0,389	0,398
9	0,00	0,403	0,394	0,384	0,382	0,385	0,386	0,385	0,386	0,396
10	0,00	0,400	0,390	0,377	0,375	0,379	0,380	0,379	0,380	0,392
11	6,90	0,403	0,394	0,384	0,381	0,385	0,386	0,385	0,386	0,396
12	0,00	0,399	0,389	0,376	0,373	0,378	0,379	0,377	0,379	0,391
13	6,90	0,400	0,390	0,377	0,375	0,379	0,380	0,379	0,380	0,392
14	6,90	0,400	0,390	0,377	0,374	0,379	0,380	0,378	0,380	0,392
15	0,00	0,399	0,388	0,376	0,373	0,377	0,378	0,377	0,378	0,391
16	6,90	0,399	0,388	0,375	0,373	0,377	0,378	0,377	0,378	0,391
17	0,00	0,398	0,387	0,374	0,371	0,376	0,377	0,375	0,377	0,390
18	0,00	0,397	0,386	0,372	0,369	0,373	0,375	0,373	0,375	0,388
19	0,00	0,399	0,388	0,376	0,373	0,377	0,378	0,377	0,378	0,391
20	6,90	0,398	0,387	0,373	0,371	0,375	0,376	0,375	0,376	0,389
21	6,90	0,398	0,387	0,373	0,370	0,375	0,376	0,375	0,376	0,389
22	0,00	0,398	0,387	0,373	0,370	0,375	0,376	0,375	0,376	0,389
23	0,00	0,396	0,384	0,369	0,366	0,371	0,372	0,371	0,372	0,387
24	10,35	0,396	0,383	0,368	0,365	0,370	0,372	0,370	0,372	0,386
25	3,45	0,399	0,388	0,376	0,373	0,377	0,378	0,377	0,378	0,391
26	0,00	0,398	0,386	0,372	0,369	0,374	0,375	0,374	0,375	0,389
27	0,00	0,395	0,381	0,365	0,362	0,367	0,369	0,367	0,369	0,384
28	0,00	0,397	0,386	0,371	0,368	0,373	0,374	0,373	0,374	0,388
29	0,00	0,393	0,379	0,362	0,359	0,364	0,366	0,364	0,366	0,382
30	0,00	0,395	0,381	0,365	0,362	0,367	0,369	0,367	0,369	0,384
31	5,75	0,397	0,385	0,371	0,368	0,373	0,374	0,372	0,374	0,388
32	6,90	0,397	0,385	0,371	0,368	0,373	0,374	0,372	0,374	0,388
33	6,90	0,397	0,385	0,371	0,368	0,373	0,374	0,373	0,374	0,388
34	6,90	0,397	0,385	0,371	0,368	0,373	0,374	0,372	0,374	0,388

35	0,00	0,393	0,378	0,361	0,357	0,363	0,365	0,363	0,365	0,381
36	4,60	0,393	0,379	0,362	0,359	0,364	0,366	0,364	0,366	0,382
37	4,60	0,395	0,381	0,365	0,362	0,367	0,369	0,367	0,369	0,384
38	6,90	0,393	0,378	0,361	0,357	0,363	0,364	0,363	0,365	0,381
39	0,00	0,419	0,418	0,417	0,417	0,417	0,417	0,417	0,417	0,418
40	0,00	0,418	0,416	0,415	0,415	0,415	0,415	0,415	0,415	0,417
41	0,00	0,418	0,415	0,414	0,413	0,414	0,414	0,414	0,414	0,416
42	20,70	0,415	0,412	0,409	0,409	0,410	0,410	0,410	0,410	0,413
43	6,90	0,418	0,415	0,413	0,413	0,413	0,414	0,413	0,414	0,415
44	20,70	0,417	0,409	0,405	0,404	0,406	0,406	0,406	0,406	0,410
45	0,00	0,409	0,403	0,397	0,395	0,397	0,398	0,397	0,398	0,405
46	0,00	0,408	0,401	0,394	0,392	0,395	0,395	0,395	0,395	0,403
47	0,00	0,409	0,403	0,396	0,395	0,397	0,397	0,397	0,397	0,404
48	0,00	0,407	0,400	0,392	0,390	0,393	0,394	0,393	0,394	0,401
49	4,60	0,407	0,401	0,393	0,392	0,394	0,395	0,394	0,395	0,402
50	6,90	0,408	0,402	0,395	0,394	0,396	0,397	0,396	0,397	0,404
51	6,90	0,408	0,403	0,396	0,394	0,396	0,397	0,396	0,397	0,404
52	10,35	0,408	0,402	0,395	0,393	0,396	0,396	0,396	0,396	0,403
53	10,35	0,406	0,400	0,392	0,390	0,392	0,393	0,392	0,393	0,401
54	0,00	0,406	0,399	0,390	0,388	0,391	0,392	0,391	0,392	0,400
55	0,00	0,405	0,398	0,389	0,387	0,390	0,391	0,390	0,391	0,399
56	20,70	0,405	0,398	0,389	0,388	0,390	0,391	0,390	0,391	0,400
57	6,90	0,405	0,397	0,388	0,387	0,389	0,390	0,389	0,390	0,399
58	0,00	0,405	0,397	0,388	0,386	0,389	0,390	0,389	0,390	0,399
59	0,00	0,405	0,397	0,388	0,386	0,389	0,390	0,389	0,390	0,398
60	10,35	0,405	0,397	0,388	0,386	0,389	0,389	0,389	0,390	0,398
61	10,35	0,404	0,396	0,387	0,385	0,388	0,389	0,388	0,389	0,398
62	5,75	0,404	0,397	0,387	0,385	0,388	0,389	0,388	0,389	0,398

Anexo H. Perdas ativas para cada uma das horas simuladas

- **Verão:**

Horas	0%	25%	50%	75%	100%
4	3972,350	3972,350	3972,350	3972,350	3972,350
8	9445,460	8325,141	7226,180	6337,476	5611,383
10	18469,670	14268,361	10761,189	8444,682	6935,555
11	20727,080	15228,721	10934,260	8420,833	7039,484
13	17230,940	12004,541	8189,279	6412,245	5827,938
15	16379,090	11849,815	8355,856	6467,107	5548,100
18	17412,740	15444,715	13552,498	11973,109	10676,967
20	16318,810	16067,220	15803,366	15555,559	15332,114
23	8130,903	8130,903	8130,903	8130,903	8130,903

- **Inverno:**

Horas	0%	25%	50%	75%	100%
4	3972,350	3972,350	3972,350	3972,350	3972,350
8	9445,460	9445,460	9445,460	9445,460	9445,460
10	18469,670	18287,423	18096,682	17915,184	17750,908
11	20727,080	19216,96	17694,033	16397,457	15260,525
13	17230,940	15280,518	13396,896	11829,429	10548,976
15	16379,090	15398,776	14384,39	13517,935	12747,018
18	17412,740	17412,740	17412,740	17412,740	17412,740
20	16318,810	16318,810	16318,810	16318,810	16318,810
23	8130,903	8130,903	8130,903	8130,903	8130,903

Anexo I. Perdas reativas para cada uma das horas simuladas

- **Verão:**

Horas	0%	25%	50%	75%	100%
4	1288,993	1288,993	1288,993	1288,993	1288,993
8	2986,550	2632,771	2261,774	1982,019	1772,434
10	5836,878	4497,842	3311,908	2592,079	2183,050
11	6548,188	4787,577	3334,877	2560,064	2210,245
13	5444,502	3755,239	2465,100	1927,038	1824,767
15	5176,473	3719,080	2537,588	1957,076	1739,833
18	5501,990	4883,358	4244,080	3748,344	3372,104
20	5157,900	5079,516	4990,424	4912,384	4846,220
23	2569,892	2569,892	2569,892	2569,892	2569,892

- **Inverno:**

Horas	0%	25%	50%	75%	100%
4	1288,993	3972,350	3972,350	3972,350	3972,350
8	2986,550	2986,550	2986,550	2986,550	2986,550
10	5836,878	5780,187	5715,773	5658,709	5610,031
11	6548,188	6076,047	5560,416	5155,213	4821,565
13	5444,502	4831,056	4194,967	3703,081	3331,348
15	5176,473	4869,737	4526,474	4254,996	4028,508
18	5501,990	5501,990	5501,990	5501,990	5501,990
20	5157,900	5157,900	5157,900	5157,900	5157,900
23	2569,892	2569,892	2569,892	2569,892	2569,892

Anexo J. Percentagens de congestionamento dos condutores no *load case*

Nó		4 horas	8 horas	10 horas	11 horas	13 horas	15 horas	18 horas	20 horas	23 horas
De	Para	%	%	%	%	%	%	%	%	%
1	2	79,6	120,1	167,6	177,4	162,1	157,9	162,7	157,6	111,4
2	3	50,9	76,6	106,5	112,7	102,5	100,4	103,5	100,2	71,2
2	4	38,6	57,0	77,5	81,7	75,5	73,4	75,5	73,4	52,9
2	5	26,4	39,4	53,7	56,5	52,2	51,0	52,2	50,8	36,6
3	6	26,4	39,5	53,8	56,7	52,4	51,1	52,4	50,9	36,6
3	7	40,0	59,9	83,2	88,1	80,0	78,3	80,8	78,3	55,8
7	8	39,6	59,1	81,5	86,2	78,4	76,9	79,3	76,8	55,1
8	9	39,6	59,0	81,5	86,1	78,3	76,8	79,2	76,8	55,0
9	10	36,7	54,7	75,4	79,7	72,5	71,1	73,3	71,1	51,0
9	11	6,8	10,0	13,6	14,3	13,2	12,9	13,2	12,9	9,3
10	12	31,1	46,1	63,3	66,8	60,7	59,7	61,6	59,6	43,1
10	13	6,8	10,0	13,6	14,3	13,2	12,9	13,2	12,9	9,3
10	14	6,8	10,0	13,6	14,3	13,3	12,9	13,3	12,9	9,3
12	15	31,0	45,9	63,0	66,5	60,5	59,5	61,3	59,4	42,9
15	16	6,8	10,0	13,6	14,3	13,2	12,9	13,2	12,9	9,3
15	17	15,9	23,5	32,1	33,8	30,3	30,4	31,2	30,2	21,9
15	18	27,6	41,1	56,8	60,1	55,5	53,4	55,4	53,5	38,6
15	19	1,3	2,0	2,7	2,9	2,6	2,5	2,6	2,6	1,9
17	20	6,8	10,0	13,6	14,3	13,3	12,9	13,3	12,9	9,3
17	21	6,8	10,0	13,6	14,3	13,3	12,9	13,3	12,9	9,3
17	22	10,4	15,3	21,0	22,1	19,6	19,9	20,5	19,8	14,4
18	23	15,5	23,3	32,3	34,3	31,7	30,3	31,6	30,3	22,0
18	24	11,9	17,6	23,9	25,2	23,3	22,6	23,3	22,6	16,3
19	25	1,3	2,0	2,7	2,9	2,6	2,5	2,6	2,6	1,9
22	26	10,4	15,3	21,0	22,1	19,5	19,9	20,4	19,8	14,3
23	27	15,5	23,2	32,1	34,1	31,5	30,1	31,4	30,2	21,9
26	28	10,4	15,3	20,9	22,0	19,5	19,8	20,4	19,7	14,3
27	29	11,1	16,6	22,8	24,1	22,3	21,5	22,3	21,5	15,6
27	30	4,3	6,4	9,0	9,5	8,8	8,4	8,8	8,4	6,2
28	31	5,7	8,1	11,4	12,0	8,8	10,8	11,1	10,5	7,8
28	32	6,8	10,0	13,6	14,3	13,3	12,9	13,3	12,9	9,3
28	33	6,8	10,0	13,6	14,3	13,2	12,9	13,2	12,9	9,3
28	34	6,8	10,0	13,6	14,3	13,3	12,9	13,3	12,9	9,3

29	35	6,8	10,1	13,6	14,4	13,3	12,9	13,3	12,9	9,3
29	36	4,3	6,4	9,0	9,5	8,8	8,4	8,8	8,4	6,2
30	37	4,3	6,4	9,0	9,5	8,8	8,4	8,8	8,4	6,2
35	38	6,8	10,0	13,6	14,3	13,2	12,9	13,2	12,9	9,3
1	39	16,2	36,0	49,3	52,0	48,0	46,8	48,0	46,6	33,4
39	40	10,7	15,9	21,6	22,8	21,0	20,5	21,0	20,5	14,7
39	41	5,4	20,0	27,3	28,8	26,6	25,9	26,6	25,8	18,5
40	42	26,7	39,5	53,8	56,7	52,3	51,1	52,3	50,9	36,6
41	43	6,8	10,0	13,6	14,3	13,3	12,9	13,3	12,9	9,3
41	44	6,8	39,7	54,2	57,1	52,7	51,5	52,7	51,2	36,8
2	45	42,3	62,6	86,0	90,7	83,7	81,3	83,7	81,1	58,3
45	46	31,8	47,0	64,5	67,9	62,7	61,0	62,7	60,8	43,8
45	47	10,2	15,1	20,4	21,5	19,9	19,4	19,9	19,4	14,0
46	48	30,0	44,2	60,4	63,6	58,8	57,2	58,8	57,0	41,2
46	49	4,3	6,4	9,1	9,6	8,8	8,4	8,8	8,4	6,2
47	50	6,8	10,0	13,6	14,3	13,3	12,9	13,3	12,9	9,3
47	51	6,8	10,0	13,6	14,3	13,3	12,9	13,3	12,9	9,3
47	52	11,9	17,5	23,8	25,0	23,1	22,5	23,1	22,5	16,3
48	53	4,8	7,0	9,5	10,0	9,2	9,0	9,2	9,0	6,5
48	54	25,2	37,1	50,6	53,3	49,2	48,0	49,2	47,8	34,5
54	55	14,5	21,3	29,1	30,7	28,3	27,6	28,3	27,5	19,9
54	56	10,6	15,7	21,3	22,4	20,7	20,2	20,7	20,1	14,5
55	57	6,8	10,0	13,6	14,3	13,2	12,9	13,2	12,9	9,3
55	58	11,8	17,2	23,6	24,8	23,0	22,3	23,0	22,2	16,1
58	59	7,0	10,2	14,1	14,8	13,7	13,3	13,7	13,2	9,6
58	60	11,9	17,5	23,7	25,0	23,1	22,5	23,1	22,5	16,2
59	61	11,9	17,5	23,7	25,0	23,1	22,5	23,1	22,5	16,2
59	62	5,7	8,1	11,4	12,0	11,1	10,8	11,1	10,5	7,8

Anexo K. Valores de tensão para cenário 25% de clientes com instalação fotovoltaica - Verão

Nó	P. Contratada (kVA)	Produção	8 horas	10 horas	11 horas	13 horas	15 horas	18 horas	20 horas
			kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV
1	0,00		0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420
2	0,00		0,408	0,404	0,404	0,406	0,406	0,404	0,403
3	0,00		0,404	0,399	0,399	0,402	0,402	0,398	0,397
4	34,50		0,405	0,401	0,400	0,402	0,402	0,400	0,400
5	20,70		0,404	0,400	0,399	0,401	0,401	0,399	0,399
6	20,70	PV	0,401	0,397	0,398	0,401	0,401	0,394	0,392
7	0,00		0,399	0,393	0,393	0,397	0,396	0,391	0,389
8	0,00		0,399	0,393	0,393	0,396	0,396	0,390	0,389
9	0,00		0,397	0,391	0,390	0,394	0,394	0,388	0,386
10	0,00		0,393	0,386	0,385	0,390	0,390	0,382	0,381
11	6,90		0,397	0,390	0,390	0,394	0,394	0,388	0,386
12	0,00		0,392	0,384	0,384	0,389	0,389	0,381	0,379
13	6,90		0,393	0,386	0,385	0,390	0,390	0,382	0,380
14	6,90	PV	0,393	0,386	0,385	0,391	0,390	0,382	0,380
15	0,00		0,391	0,384	0,384	0,389	0,389	0,381	0,379
16	6,90		0,391	0,384	0,384	0,389	0,388	0,381	0,379
17	0,00		0,390	0,383	0,382	0,388	0,387	0,379	0,377
18	0,00		0,389	0,381	0,381	0,387	0,386	0,377	0,375
19	0,00		0,391	0,384	0,384	0,389	0,389	0,381	0,379
20	6,90		0,390	0,382	0,382	0,388	0,387	0,379	0,377
21	6,90		0,390	0,382	0,382	0,388	0,387	0,379	0,377
22	0,00		0,390	0,382	0,382	0,388	0,387	0,379	0,377
23	0,00		0,388	0,380	0,379	0,386	0,385	0,375	0,373
24	10,35		0,387	0,378	0,377	0,383	0,383	0,374	0,372
25	3,45		0,391	0,384	0,384	0,389	0,389	0,381	0,379
26	0,00		0,390	0,382	0,382	0,387	0,387	0,378	0,376
27	0,00		0,386	0,377	0,377	0,384	0,383	0,372	0,369
28	0,00		0,389	0,381	0,381	0,387	0,386	0,377	0,375
29	0,00		0,384	0,376	0,376	0,383	0,382	0,370	0,367
30	0,00		0,385	0,377	0,377	0,384	0,383	0,372	0,369
31	5,75	PV	0,389	0,381	0,381	0,387	0,386	0,377	0,375
32	6,90		0,389	0,381	0,380	0,386	0,386	0,377	0,374
33	6,90	PV	0,389	0,381	0,381	0,387	0,386	0,377	0,375
34	6,90		0,389	0,381	0,381	0,387	0,386	0,377	0,375

35	0,00		0,383	0,376	0,376	0,383	0,382	0,369	0,365
36	4,60		0,384	0,376	0,376	0,383	0,382	0,370	0,367
37	4,60		0,385	0,377	0,377	0,384	0,383	0,372	0,369
38	6,90	PV	0,383	0,376	0,376	0,383	0,382	0,369	0,365
39	0,00		0,418	0,417	0,417	0,417	0,417	0,417	0,417
40	0,00		0,416	0,415	0,415	0,415	0,415	0,415	0,415
41	0,00		0,415	0,414	0,413	0,414	0,414	0,414	0,414
42	20,70		0,412	0,409	0,409	0,410	0,410	0,410	0,410
43	6,90		0,415	0,413	0,413	0,413	0,414	0,413	0,414
44	20,70		0,409	0,405	0,404	0,406	0,406	0,406	0,406
45	0,00		0,404	0,400	0,399	0,402	0,402	0,399	0,398
46	0,00		0,402	0,397	0,397	0,399	0,400	0,396	0,396
47	0,00		0,404	0,399	0,398	0,401	0,401	0,398	0,398
48	0,00		0,401	0,396	0,395	0,398	0,398	0,394	0,394
49	4,60	PV	0,402	0,397	0,397	0,400	0,400	0,396	0,395
50	6,90		0,403	0,398	0,398	0,400	0,401	0,397	0,397
51	6,90		0,404	0,399	0,398	0,401	0,401	0,398	0,397
52	10,35		0,403	0,398	0,397	0,400	0,400	0,397	0,397
53	10,35		0,401	0,395	0,395	0,398	0,398	0,394	0,393
54	0,00		0,400	0,394	0,393	0,396	0,396	0,393	0,392
55	0,00		0,399	0,393	0,392	0,396	0,396	0,392	0,391
56	20,70		0,400	0,393	0,393	0,396	0,396	0,392	0,392
57	6,90		0,399	0,393	0,392	0,395	0,395	0,391	0,391
58	0,00		0,399	0,392	0,392	0,395	0,395	0,391	0,390
59	0,00		0,398	0,392	0,392	0,395	0,395	0,391	0,390
60	10,35		0,398	0,392	0,391	0,395	0,395	0,390	0,390
61	10,35	PV	0,398	0,392	0,391	0,395	0,395	0,390	0,389
62	5,75		0,398	0,392	0,391	0,395	0,395	0,390	0,390

Anexo L. Valores de tensão para cenário 25% de clientes com instalação fotovoltaica – Inverno

Nó	P. Contratada (kVA)	Produção	10 horas	11 horas	13 horas	15 horas
			kV	kV	kV	kV
1	0,00		0,420	0,420	0,420	0,420
2	0,00		0,402	0,402	0,404	0,403
3	0,00		0,395	0,395	0,398	0,398
4	34,50		0,398	0,398	0,400	0,400
5	20,70		0,397	0,396	0,399	0,399
6	20,70	PV	0,390	0,390	0,394	0,393
7	0,00		0,387	0,387	0,391	0,390
8	0,00		0,387	0,387	0,391	0,390
9	0,00		0,384	0,384	0,388	0,388
10	0,00		0,378	0,377	0,383	0,382
11	6,90		0,384	0,384	0,388	0,387
12	0,00		0,376	0,376	0,381	0,380
13	6,90		0,378	0,377	0,383	0,382
14	6,90	PV	0,377	0,377	0,383	0,382
15	0,00		0,376	0,375	0,381	0,380
16	6,90		0,376	0,375	0,381	0,380
17	0,00		0,374	0,374	0,380	0,379
18	0,00		0,372	0,372	0,378	0,377
19	0,00		0,376	0,375	0,381	0,380
20	6,90		0,374	0,373	0,379	0,378
21	6,90		0,374	0,373	0,379	0,378
22	0,00		0,374	0,373	0,379	0,378
23	0,00		0,370	0,369	0,376	0,375
24	10,35		0,369	0,368	0,375	0,374
25	3,45		0,376	0,375	0,381	0,380
26	0,00		0,373	0,372	0,379	0,377
27	0,00		0,366	0,366	0,373	0,371
28	0,00		0,372	0,371	0,378	0,377
29	0,00		0,363	0,363	0,370	0,369
30	0,00		0,366	0,365	0,373	0,371
31	5,75	PV	0,371	0,371	0,378	0,376
32	6,90		0,371	0,371	0,377	0,376
33	6,90	PV	0,371	0,371	0,378	0,376
34	6,90		0,371	0,371	0,377	0,376
35	0,00		0,361	0,362	0,370	0,368

36	4,60		0,363	0,363	0,370	0,369
37	4,60		0,366	0,365	0,372	0,371
38	6,90	PV	0,361	0,362	0,370	0,368
39	0,00		0,417	0,417	0,417	0,417
40	0,00		0,415	0,415	0,415	0,415
41	0,00		0,414	0,413	0,414	0,414
42	20,70		0,409	0,409	0,410	0,410
43	6,90		0,413	0,413	0,413	0,414
44	20,70		0,405	0,404	0,406	0,406
45	0,00		0,397	0,396	0,399	0,399
46	0,00		0,394	0,393	0,396	0,396
47	0,00		0,396	0,396	0,398	0,398
48	0,00		0,392	0,391	0,394	0,394
49	4,60	PV	0,394	0,393	0,396	0,396
50	6,90		0,396	0,395	0,398	0,398
51	6,90		0,396	0,395	0,398	0,398
52	10,35		0,395	0,394	0,397	0,397
53	10,35		0,392	0,391	0,394	0,394
54	0,00		0,390	0,389	0,393	0,393
55	0,00		0,389	0,388	0,392	0,392
56	20,70		0,390	0,389	0,392	0,392
57	6,90		0,389	0,388	0,391	0,391
58	0,00		0,388	0,388	0,391	0,391
59	0,00		0,388	0,387	0,391	0,391
60	10,35		0,388	0,387	0,391	0,390
61	10,35	PV	0,387	0,387	0,390	0,390
62	5,75		0,388	0,387	0,390	0,390

Anexo M. Valores de tensão para cenário 50% de clientes com instalação fotovoltaica – Verão

Nó	P. Contratada (kVA)	Produção	8 horas	10 horas	11 horas	13 horas	15 horas	18 horas	20 horas
			kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV
1	0,00		0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420
2	0,00		0,409	0,408	0,408	0,411	0,410	0,405	0,403
3	0,00		0,405	0,403	0,404	0,407	0,406	0,399	0,397
4	34,50	PV	0,407	0,406	0,407	0,410	0,409	0,402	0,400
5	20,70		0,406	0,403	0,403	0,406	0,405	0,400	0,399
6	20,70	PV	0,402	0,401	0,402	0,406	0,405	0,396	0,392
7	0,00		0,400	0,397	0,398	0,402	0,401	0,393	0,390
8	0,00		0,400	0,397	0,398	0,402	0,401	0,392	0,389
9	0,00		0,398	0,395	0,396	0,400	0,399	0,390	0,387
10	0,00		0,394	0,390	0,391	0,397	0,396	0,385	0,381
11	6,90		0,398	0,395	0,395	0,400	0,399	0,390	0,387
12	0,00		0,393	0,389	0,390	0,396	0,395	0,383	0,379
13	6,90		0,394	0,390	0,391	0,397	0,395	0,384	0,381
14	6,90	PV	0,394	0,390	0,391	0,397	0,396	0,384	0,380
15	0,00		0,393	0,389	0,390	0,396	0,394	0,383	0,379
16	6,90		0,393	0,389	0,390	0,396	0,394	0,383	0,379
17	0,00		0,392	0,388	0,389	0,395	0,393	0,382	0,377
18	0,00		0,391	0,386	0,387	0,393	0,392	0,380	0,376
19	0,00		0,393	0,389	0,390	0,396	0,394	0,383	0,379
20	6,90		0,392	0,388	0,388	0,395	0,393	0,381	0,377
21	6,90	PV	0,392	0,388	0,389	0,395	0,394	0,381	0,377
22	0,00		0,392	0,388	0,388	0,395	0,393	0,381	0,377
23	0,00		0,390	0,385	0,385	0,392	0,391	0,378	0,373
24	10,35		0,389	0,383	0,384	0,390	0,389	0,376	0,372
25	3,45		0,393	0,389	0,390	0,396	0,394	0,383	0,379
26	0,00		0,391	0,387	0,388	0,394	0,393	0,380	0,376
27	0,00		0,387	0,382	0,383	0,390	0,389	0,375	0,370
28	0,00		0,391	0,386	0,387	0,394	0,392	0,380	0,375
29	0,00		0,386	0,381	0,382	0,390	0,388	0,372	0,367
30	0,00		0,387	0,382	0,383	0,390	0,389	0,374	0,370
31	5,75	PV	0,391	0,386	0,387	0,394	0,392	0,379	0,375
32	6,90		0,390	0,386	0,387	0,393	0,392	0,379	0,375
33	6,90	PV	0,391	0,386	0,387	0,394	0,392	0,379	0,375
34	6,90		0,391	0,386	0,387	0,394	0,392	0,379	0,375

35	0,00		0,385	0,381	0,382	0,390	0,388	0,372	0,366
36	4,60		0,386	0,381	0,382	0,390	0,388	0,372	0,367
37	4,60		0,387	0,382	0,383	0,390	0,389	0,374	0,370
38	6,90	PV	0,385	0,381	0,382	0,390	0,388	0,371	0,366
39	0,00		0,418	0,418	0,418	0,418	0,418	0,418	0,417
40	0,00		0,417	0,417	0,417	0,418	0,418	0,416	0,415
41	0,00		0,416	0,415	0,415	0,416	0,416	0,415	0,414
42	20,70	PV	0,414	0,415	0,416	0,417	0,417	0,412	0,410
43	6,90	PV	0,416	0,415	0,415	0,416	0,416	0,414	0,414
44	20,70		0,410	0,407	0,406	0,408	0,408	0,406	0,406
45	0,00		0,406	0,405	0,406	0,409	0,408	0,401	0,399
46	0,00		0,405	0,403	0,404	0,408	0,407	0,399	0,396
47	0,00		0,406	0,404	0,405	0,408	0,407	0,400	0,398
48	0,00		0,404	0,402	0,403	0,407	0,406	0,397	0,394
49	4,60	PV	0,405	0,403	0,404	0,408	0,407	0,399	0,396
50	6,90		0,405	0,404	0,405	0,408	0,407	0,400	0,397
51	6,90		0,406	0,404	0,405	0,408	0,407	0,400	0,398
52	10,35	PV	0,405	0,404	0,405	0,408	0,407	0,400	0,397
53	10,35	PV	0,403	0,402	0,403	0,407	0,406	0,397	0,394
54	0,00		0,403	0,401	0,402	0,407	0,405	0,396	0,392
55	0,00		0,402	0,401	0,402	0,406	0,405	0,395	0,391
56	20,70	PV	0,402	0,401	0,402	0,406	0,405	0,396	0,392
57	6,90	PV	0,402	0,400	0,402	0,406	0,405	0,395	0,391
58	0,00		0,401	0,400	0,401	0,406	0,404	0,394	0,391
59	0,00		0,401	0,400	0,401	0,405	0,404	0,394	0,390
60	10,35		0,401	0,399	0,401	0,405	0,404	0,394	0,390
61	10,35	PV	0,401	0,400	0,401	0,405	0,404	0,394	0,390
62	5,75		0,401	0,399	0,401	0,405	0,404	0,394	0,390

Anexo N. Valores de tensão para cenário 50% de clientes com instalação fotovoltaica – Inverno

Nó	P. Contratada (kVA)	Produção	10 horas	11 horas	13 horas	15 horas
			kV	kV	kV	kV
1	0,00		0,420	0,420	0,420	0,420
2	0,00		0,402	0,403	0,405	0,404
3	0,00		0,395	0,396	0,400	0,398
4	34,50	PV	0,398	0,399	0,402	0,401
5	20,70		0,397	0,398	0,400	0,400
6	20,70	PV	0,390	0,391	0,396	0,394
7	0,00		0,387	0,388	0,393	0,391
8	0,00		0,387	0,388	0,393	0,391
9	0,00		0,384	0,385	0,390	0,389
10	0,00		0,378	0,379	0,385	0,383
11	6,90		0,384	0,385	0,390	0,388
12	0,00		0,376	0,377	0,384	0,382
13	6,90		0,378	0,379	0,385	0,383
14	6,90	PV	0,378	0,379	0,385	0,383
15	0,00		0,376	0,377	0,383	0,381
16	6,90		0,376	0,377	0,383	0,381
17	0,00		0,374	0,375	0,382	0,380
18	0,00		0,372	0,373	0,380	0,378
19	0,00		0,376	0,377	0,383	0,381
20	6,90		0,374	0,375	0,382	0,379
21	6,90	PV	0,374	0,375	0,382	0,379
22	0,00		0,374	0,375	0,381	0,379
23	0,00		0,370	0,371	0,378	0,376
24	10,35		0,369	0,370	0,377	0,375
25	3,45		0,376	0,377	0,383	0,381
26	0,00		0,373	0,374	0,381	0,379
27	0,00		0,366	0,367	0,375	0,373
28	0,00		0,372	0,373	0,380	0,378
29	0,00		0,363	0,364	0,373	0,370
30	0,00		0,366	0,367	0,375	0,372
31	5,75	PV	0,372	0,373	0,380	0,377
32	6,90		0,371	0,372	0,379	0,377
33	6,90	PV	0,372	0,373	0,380	0,378
34	6,90		0,372	0,373	0,380	0,377
35	0,00		0,362	0,363	0,372	0,369

36	4,60		0,363	0,364	0,373	0,370
37	4,60		0,366	0,367	0,375	0,372
38	6,90	PV	0,361	0,363	0,372	0,369
39	0,00		0,417	0,417	0,418	0,417
40	0,00		0,415	0,415	0,416	0,416
41	0,00		0,414	0,414	0,415	0,414
42	20,70	PV	0,409	0,410	0,412	0,411
43	6,90	PV	0,413	0,413	0,414	0,414
44	20,70		0,405	0,405	0,406	0,406
45	0,00		0,397	0,398	0,401	0,400
46	0,00		0,394	0,395	0,399	0,398
47	0,00		0,396	0,397	0,401	0,399
48	0,00		0,392	0,394	0,397	0,396
49	4,60	PV	0,394	0,395	0,399	0,397
50	6,90		0,396	0,397	0,400	0,399
51	6,90		0,396	0,397	0,400	0,399
52	10,35	PV	0,395	0,396	0,400	0,398
53	10,35	PV	0,392	0,393	0,397	0,396
54	0,00		0,390	0,392	0,396	0,394
55	0,00		0,389	0,391	0,395	0,393
56	20,70	PV	0,390	0,391	0,396	0,394
57	6,90	PV	0,389	0,390	0,395	0,393
58	0,00		0,389	0,390	0,394	0,393
59	0,00		0,388	0,390	0,394	0,392
60	10,35		0,388	0,389	0,394	0,392
61	10,35	PV	0,388	0,389	0,394	0,392
62	5,75		0,388	0,389	0,394	0,392

Anexo O. Valores de tensão para cenário 75% de clientes com instalação fotovoltaica – Verão

Nó	P. Contratada (kVA)	Produção	8 horas	10 horas	11 horas	13 horas	15 horas	18 horas	20 horas
			kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV
1	0,00		0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420
2	0,00		0,410	0,410	0,411	0,414	0,413	0,406	0,403
3	0,00		0,406	0,407	0,408	0,412	0,411	0,401	0,397
4	34,50	PV	0,408	0,409	0,410	0,413	0,412	0,404	0,400
5	20,70	PV	0,408	0,408	0,410	0,414	0,412	0,403	0,399
6	20,70	PV	0,404	0,405	0,407	0,411	0,409	0,397	0,392
7	0,00		0,402	0,403	0,405	0,409	0,407	0,395	0,390
8	0,00		0,402	0,402	0,404	0,409	0,407	0,395	0,390
9	0,00		0,400	0,401	0,403	0,408	0,406	0,393	0,387
10	0,00		0,397	0,397	0,400	0,406	0,404	0,388	0,381
11	6,90	PV	0,400	0,401	0,403	0,408	0,406	0,393	0,387
12	0,00		0,396	0,396	0,399	0,406	0,403	0,387	0,380
13	6,90		0,397	0,397	0,400	0,406	0,403	0,388	0,381
14	6,90	PV	0,397	0,397	0,400	0,406	0,404	0,388	0,381
15	0,00		0,396	0,396	0,399	0,405	0,403	0,386	0,380
16	6,90		0,396	0,396	0,399	0,405	0,403	0,386	0,379
17	0,00		0,395	0,395	0,398	0,405	0,402	0,385	0,378
18	0,00		0,394	0,395	0,399	0,406	0,403	0,384	0,376
19	0,00		0,396	0,396	0,399	0,405	0,403	0,386	0,379
20	6,90		0,395	0,395	0,397	0,404	0,402	0,385	0,378
21	6,90	PV	0,395	0,395	0,398	0,405	0,402	0,385	0,377
22	0,00		0,395	0,395	0,397	0,404	0,402	0,384	0,377
23	0,00		0,393	0,395	0,399	0,406	0,403	0,383	0,374
24	10,35	PV	0,393	0,395	0,398	0,406	0,403	0,382	0,373
25	3,45		0,396	0,396	0,399	0,405	0,403	0,386	0,379
26	0,00		0,394	0,394	0,397	0,404	0,401	0,384	0,377
27	0,00		0,392	0,395	0,399	0,407	0,403	0,380	0,371
28	0,00		0,394	0,394	0,396	0,404	0,401	0,383	0,376
29	0,00		0,391	0,394	0,399	0,408	0,404	0,379	0,368
30	0,00		0,392	0,394	0,399	0,407	0,403	0,380	0,370
31	5,75	PV	0,393	0,394	0,396	0,404	0,401	0,383	0,375
32	6,90		0,393	0,393	0,396	0,403	0,400	0,382	0,375
33	6,90	PV	0,393	0,394	0,396	0,404	0,401	0,383	0,375
34	6,90		0,393	0,393	0,396	0,403	0,400	0,383	0,375

35	0,00		0,390	0,394	0,399	0,408	0,404	0,378	0,367
36	4,60	PV	0,391	0,394	0,399	0,408	0,404	0,379	0,368
37	4,60	PV	0,392	0,394	0,399	0,407	0,403	0,380	0,370
38	6,90	PV	0,390	0,394	0,399	0,408	0,404	0,378	0,366
39	0,00		0,418	0,418	0,418	0,418	0,418	0,418	0,417
40	0,00		0,417	0,417	0,417	0,418	0,418	0,416	0,415
41	0,00		0,416	0,415	0,415	0,416	0,416	0,415	0,414
42	20,70	PV	0,414	0,415	0,416	0,417	0,417	0,412	0,410
43	6,90	PV	0,416	0,415	0,415	0,416	0,416	0,414	0,414
44	20,70		0,410	0,407	0,406	0,408	0,408	0,406	0,406
45	0,00		0,407	0,408	0,410	0,413	0,412	0,403	0,399
46	0,00		0,406	0,407	0,409	0,413	0,411	0,401	0,396
47	0,00		0,407	0,408	0,410	0,413	0,412	0,402	0,398
48	0,00		0,405	0,406	0,409	0,413	0,411	0,399	0,394
49	4,60	PV	0,406	0,407	0,409	0,413	0,411	0,400	0,396
50	6,90	PV	0,407	0,408	0,410	0,413	0,412	0,402	0,398
51	6,90		0,407	0,407	0,409	0,413	0,411	0,402	0,398
52	10,35	PV	0,407	0,408	0,409	0,413	0,412	0,401	0,397
53	10,35	PV	0,405	0,406	0,408	0,413	0,411	0,399	0,394
54	0,00		0,404	0,406	0,408	0,413	0,411	0,398	0,393
55	0,00		0,404	0,405	0,408	0,413	0,410	0,397	0,392
56	20,70	PV	0,404	0,405	0,408	0,412	0,410	0,398	0,392
57	6,90	PV	0,404	0,405	0,408	0,413	0,410	0,397	0,391
58	0,00		0,403	0,405	0,408	0,412	0,410	0,397	0,391
59	0,00		0,403	0,405	0,408	0,412	0,410	0,396	0,391
60	10,35	PV	0,403	0,405	0,408	0,413	0,410	0,396	0,391
61	10,35	PV	0,403	0,405	0,407	0,412	0,410	0,396	0,390
62	5,75	PV	0,403	0,405	0,408	0,413	0,410	0,396	0,390

Anexo P. Valores de tensão para cenário 75% de clientes com instalação fotovoltaica – Inverno

Nó	P. Contratada (kVA)	Produção	10 horas	11 horas	13 horas	15 horas
			kV	kV	kV	kV
1	0,00		0,420	0,420	0,420	0,420
2	0,00		0,402	0,403	0,406	0,405
3	0,00		0,396	0,397	0,401	0,399
4	34,50	PV	0,399	0,400	0,404	0,402
5	20,70	PV	0,398	0,399	0,403	0,401
6	20,70	PV	0,390	0,392	0,397	0,395
7	0,00		0,388	0,390	0,395	0,393
8	0,00		0,387	0,390	0,395	0,392
9	0,00		0,384	0,387	0,393	0,390
10	0,00		0,378	0,381	0,388	0,385
11	6,90	PV	0,384	0,387	0,393	0,390
12	0,00		0,377	0,380	0,387	0,383
13	6,90		0,378	0,381	0,388	0,384
14	6,90	PV	0,378	0,381	0,388	0,384
15	0,00		0,376	0,379	0,387	0,383
16	6,90		0,376	0,379	0,387	0,383
17	0,00		0,375	0,378	0,385	0,382
18	0,00		0,373	0,376	0,384	0,380
19	0,00		0,376	0,379	0,387	0,383
20	6,90		0,374	0,377	0,385	0,381
21	6,90	PV	0,374	0,377	0,385	0,381
22	0,00		0,374	0,377	0,385	0,381
23	0,00		0,370	0,374	0,383	0,378
24	10,35	PV	0,369	0,373	0,382	0,378
25	3,45		0,376	0,379	0,387	0,383
26	0,00		0,373	0,376	0,384	0,380
27	0,00		0,366	0,371	0,381	0,376
28	0,00		0,372	0,375	0,383	0,379
29	0,00		0,363	0,369	0,379	0,373
30	0,00		0,366	0,371	0,381	0,375
31	5,75	PV	0,372	0,375	0,383	0,379
32	6,90		0,372	0,375	0,383	0,379
33	6,90	PV	0,372	0,375	0,383	0,379
34	6,90		0,372	0,375	0,383	0,379
35	0,00		0,362	0,368	0,378	0,372

36	4,60	PV	0,363	0,369	0,379	0,373
37	4,60	PV	0,366	0,371	0,381	0,375
38	6,90	PV	0,362	0,368	0,378	0,372
39	0,00		0,417	0,417	0,418	0,417
40	0,00		0,415	0,415	0,416	0,416
41	0,00		0,414	0,414	0,415	0,414
42	20,70	PV	0,409	0,410	0,412	0,411
43	6,90	PV	0,413	0,413	0,414	0,414
44	20,70		0,405	0,405	0,406	0,406
45	0,00		0,397	0,399	0,403	0,401
46	0,00		0,394	0,396	0,401	0,398
47	0,00		0,396	0,398	0,402	0,400
48	0,00		0,392	0,395	0,399	0,397
49	4,60	PV	0,394	0,396	0,400	0,398
50	6,90	PV	0,396	0,398	0,402	0,400
51	6,90		0,396	0,398	0,402	0,400
52	10,35	PV	0,395	0,397	0,401	0,399
53	10,35	PV	0,392	0,394	0,399	0,397
54	0,00		0,391	0,393	0,398	0,395
55	0,00		0,389	0,392	0,397	0,394
56	20,70	PV	0,390	0,393	0,398	0,395
57	6,90	PV	0,389	0,392	0,397	0,394
58	0,00		0,389	0,392	0,397	0,394
59	0,00		0,388	0,391	0,396	0,393
60	10,35	PV	0,388	0,391	0,396	0,393
61	10,35	PV	0,388	0,391	0,396	0,393
62	5,75	PV	0,388	0,391	0,396	0,393

Anexo Q. Valores de tensão para cenário 100% de clientes com instalação fotovoltaica – Verão

Nó	P. Contratada (kVA)	Produção	8 horas	10 horas	11 horas	13 horas	15 horas	18 horas	20 horas
			kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV
1	0,00		0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420
2	0,00		0,411	0,412	0,413	0,416	0,415	0,407	0,404
3	0,00		0,408	0,410	0,412	0,416	0,414	0,403	0,397
4	34,50	PV	0,409	0,410	0,412	0,415	0,414	0,404	0,400
5	20,70	PV	0,408	0,410	0,412	0,416	0,414	0,404	0,399
6	20,70	PV	0,405	0,408	0,411	0,415	0,413	0,399	0,392
7	0,00		0,404	0,408	0,411	0,416	0,414	0,398	0,390
8	0,00		0,404	0,407	0,411	0,416	0,413	0,397	0,390
9	0,00		0,403	0,407	0,410	0,416	0,413	0,395	0,387
10	0,00		0,400	0,405	0,409	0,417	0,413	0,391	0,382
11	6,90	PV	0,403	0,407	0,410	0,416	0,413	0,395	0,387
12	0,00		0,399	0,405	0,409	0,417	0,413	0,390	0,380
13	6,90	PV	0,400	0,405	0,409	0,417	0,413	0,391	0,382
14	6,90	PV	0,400	0,405	0,409	0,417	0,413	0,391	0,381
15	0,00		0,399	0,404	0,409	0,416	0,413	0,390	0,380
16	6,90	PV	0,399	0,404	0,409	0,417	0,413	0,390	0,380
17	0,00		0,398	0,404	0,409	0,417	0,413	0,389	0,378
18	0,00		0,397	0,404	0,409	0,417	0,413	0,388	0,377
19	0,00		0,399	0,404	0,409	0,416	0,413	0,390	0,380
20	6,90	PV	0,398	0,404	0,409	0,417	0,413	0,389	0,378
21	6,90	PV	0,398	0,404	0,409	0,417	0,413	0,389	0,378
22	0,00		0,398	0,404	0,409	0,417	0,413	0,389	0,378
23	0,00		0,397	0,403	0,409	0,417	0,413	0,387	0,374
24	10,35	PV	0,396	0,403	0,408	0,417	0,412	0,386	0,374
25	3,45	PV	0,399	0,404	0,409	0,416	0,413	0,390	0,380
26	0,00		0,398	0,404	0,409	0,417	0,412	0,388	0,377
27	0,00		0,395	0,403	0,409	0,418	0,413	0,384	0,371
28	0,00		0,397	0,403	0,409	0,417	0,412	0,388	0,376
29	0,00		0,394	0,402	0,409	0,419	0,414	0,383	0,368
30	0,00		0,395	0,403	0,409	0,418	0,413	0,384	0,371
31	5,75	PV	0,397	0,403	0,409	0,417	0,412	0,387	0,376
32	6,90	PV	0,397	0,403	0,409	0,417	0,412	0,387	0,376
33	6,90	PV	0,397	0,403	0,409	0,417	0,412	0,387	0,376
34	6,90	PV	0,397	0,403	0,409	0,417	0,412	0,387	0,376

35	0,00		0,393	0,402	0,409	0,419	0,414	0,382	0,367
36	4,60	PV	0,394	0,402	0,409	0,419	0,414	0,383	0,368
37	4,60	PV	0,395	0,403	0,409	0,418	0,413	0,384	0,371
38	6,90	PV	0,393	0,402	0,409	0,419	0,414	0,382	0,367
39	0,00		0,418	0,419	0,419	0,419	0,419	0,418	0,417
40	0,00		0,417	0,418	0,418	0,419	0,419	0,416	0,416
41	0,00		0,417	0,417	0,418	0,419	0,418	0,416	0,414
42	20,70	PV	0,414	0,416	0,417	0,418	0,418	0,412	0,410
43	6,90	PV	0,417	0,417	0,418	0,419	0,418	0,415	0,414
44	20,70	PV	0,412	0,414	0,416	0,418	0,417	0,410	0,406
45	0,00		0,408	0,410	0,412	0,416	0,414	0,403	0,399
46	0,00		0,407	0,409	0,411	0,416	0,414	0,402	0,396
47	0,00		0,408	0,410	0,412	0,416	0,414	0,403	0,398
48	0,00		0,406	0,408	0,411	0,415	0,413	0,400	0,395
49	4,60	PV	0,407	0,409	0,411	0,416	0,414	0,401	0,396
50	6,90	PV	0,408	0,410	0,412	0,416	0,414	0,403	0,398
51	6,90	PV	0,408	0,410	0,412	0,416	0,414	0,403	0,398
52	10,35	PV	0,407	0,410	0,412	0,416	0,414	0,402	0,397
53	10,35	PV	0,406	0,408	0,411	0,415	0,413	0,400	0,394
54	0,00		0,405	0,408	0,410	0,415	0,413	0,399	0,393
55	0,00		0,404	0,407	0,410	0,415	0,413	0,398	0,392
56	20,70	PV	0,405	0,407	0,410	0,415	0,413	0,399	0,392
57	6,90	PV	0,404	0,407	0,410	0,415	0,413	0,398	0,391
58	0,00		0,404	0,407	0,410	0,415	0,413	0,398	0,391
59	0,00		0,404	0,407	0,410	0,415	0,412	0,397	0,391
60	10,35	PV	0,404	0,407	0,410	0,415	0,413	0,397	0,391
61	10,35	PV	0,404	0,407	0,410	0,415	0,412	0,397	0,390
62	5,75	PV	0,404	0,407	0,410	0,415	0,413	0,397	0,390

Anexo R. Valores de tensão para cenário 100% de clientes com instalação fotovoltaica – Inverno

Nó	P. Contratada (kVA)	Produção	10 horas	11 horas	13 horas	15 horas
			kV	kV	kV	kV
1	0,00		0,420	0,420	0,420	0,420
2	0,00		0,402	0,404	0,407	0,405
3	0,00		0,396	0,398	0,403	0,400
4	34,50	PV	0,399	0,401	0,404	0,402
5	20,70	PV	0,398	0,400	0,404	0,401
6	20,70	PV	0,390	0,393	0,399	0,395
7	0,00		0,388	0,392	0,398	0,394
8	0,00		0,388	0,391	0,397	0,394
9	0,00		0,385	0,389	0,396	0,391
10	0,00		0,379	0,384	0,392	0,386
11	6,90	PV	0,385	0,389	0,396	0,391
12	0,00		0,377	0,382	0,391	0,385
13	6,90	PV	0,378	0,384	0,392	0,386
14	6,90	PV	0,378	0,383	0,392	0,386
15	0,00		0,377	0,382	0,391	0,385
16	6,90	PV	0,377	0,382	0,391	0,385
17	0,00		0,375	0,381	0,390	0,384
18	0,00		0,373	0,379	0,388	0,382
19	0,00		0,377	0,382	0,391	0,385
20	6,90	PV	0,375	0,380	0,389	0,383
21	6,90	PV	0,374	0,380	0,389	0,383
22	0,00		0,374	0,380	0,389	0,383
23	0,00		0,371	0,377	0,387	0,380
24	10,35	PV	0,370	0,376	0,386	0,380
25	3,45	PV	0,377	0,382	0,391	0,385
26	0,00		0,374	0,379	0,389	0,383
27	0,00		0,367	0,374	0,385	0,378
28	0,00		0,373	0,379	0,388	0,382
29	0,00		0,364	0,372	0,383	0,375
30	0,00		0,367	0,374	0,385	0,377
31	5,75	PV	0,372	0,378	0,388	0,382
32	6,90	PV	0,372	0,378	0,388	0,381
33	6,90	PV	0,372	0,378	0,388	0,382
34	6,90	PV	0,372	0,378	0,388	0,382
35	0,00		0,362	0,370	0,382	0,374

36	4,60	PV	0,364	0,371	0,383	0,375
37	4,60	PV	0,367	0,374	0,385	0,377
38	6,90	PV	0,362	0,370	0,382	0,374
39	0,00		0,417	0,417	0,418	0,418
40	0,00		0,415	0,416	0,416	0,416
41	0,00		0,414	0,415	0,416	0,415
42	20,70	PV	0,409	0,411	0,412	0,411
43	6,90	PV	0,413	0,414	0,415	0,415
44	20,70	PV	0,405	0,407	0,410	0,408
45	0,00		0,397	0,400	0,404	0,401
46	0,00		0,394	0,397	0,402	0,399
47	0,00		0,397	0,399	0,403	0,401
48	0,00		0,393	0,395	0,400	0,397
49	4,60	PV	0,394	0,397	0,401	0,399
50	6,90	PV	0,396	0,398	0,403	0,400
51	6,90	PV	0,396	0,399	0,403	0,400
52	10,35	PV	0,395	0,398	0,402	0,400
53	10,35	PV	0,392	0,395	0,400	0,397
54	0,00		0,391	0,394	0,399	0,396
55	0,00		0,390	0,393	0,398	0,395
56	20,70	PV	0,390	0,393	0,399	0,395
57	6,90	PV	0,389	0,392	0,398	0,395
58	0,00		0,389	0,392	0,398	0,394
59	0,00		0,388	0,392	0,397	0,394
60	10,35	PV	0,388	0,392	0,397	0,394
61	10,35	PV	0,388	0,391	0,397	0,394
62	5,75	PV	0,388	0,392	0,397	0,394

Anexo S. Percentagens de congestionamento dos condutores para cenário 25% de clientes com instalação fotovoltaica – Verão

Nó		Produção	8 horas	10 horas	11 horas	13 horas	15 horas	18 horas	20 horas
De	Para		%	%	%	%	%	%	%
1	2		113,093	147,908	152,620	135,404	134,616	153,758	156,479
2	3		68,978	85,999	87,280	75,509	76,434	93,877	98,991
2	4		56,987	77,538	81,660	75,474	73,416	75,482	73,425
2	5		39,420	53,663	56,520	52,229	51,001	52,237	50,812
3	6	PV	31,609	34,809	34,370	30,254	30,358	42,746	49,650
3	7		55,640	71,476	73,380	64,243	64,534	75,442	77,599
7	8		54,949	70,354	72,220	63,397	63,661	74,122	76,160
8	9		54,918	70,302	72,170	63,355	63,619	74,064	76,099
9	10		50,652	64,480	66,070	57,844	58,211	68,280	70,410
9	11		10,029	13,598	14,310	13,240	12,884	13,240	12,884
10	12		43,104	55,325	56,900	50,009	50,262	57,905	59,180
10	13		10,030	13,599	14,310	13,241	12,885	13,241	12,885
10	14	PV	7,796	8,975	9,390	9,117	8,551	10,518	12,514
12	15		42,993	55,142	56,710	49,870	50,118	57,691	58,950
15	16		10,029	13,597	14,310	13,239	12,883	13,239	12,883
15	17		21,607	27,234	27,790	23,847	24,634	28,969	29,955
15	18		38,414	49,494	51,060	45,627	44,807	52,041	53,040
15	19		1,992	2,706	2,860	2,641	2,507	2,573	2,573
17	20		10,035	13,608	14,320	13,249	12,893	13,250	12,894
17	21		10,038	13,614	14,330	13,255	12,898	13,256	12,899
17	22		13,548	16,479	16,610	13,809	14,657	18,282	19,505
18	23		20,703	25,624	26,170	23,027	22,627	28,418	29,921
18	24		17,569	23,889	25,160	23,251	22,619	23,260	22,630
19	25		1,992	2,706	2,860	2,641	2,507	2,572	2,573
22	26		13,536	16,462	16,600	13,800	14,646	18,258	19,475
23	27		20,631	25,523	26,070	22,963	22,561	28,272	29,745
26	28		13,519	16,439	16,570	13,787	14,629	18,225	19,435
27	29		14,142	16,787	16,990	14,985	14,787	19,294	21,082
27	30		6,425	8,960	9,540	8,834	8,360	8,796	8,380
28	31	PV	6,216	7,491	7,840	7,046	7,134	8,782	10,144
28	32		10,039	13,617	14,330	13,258	12,901	13,259	12,902
28	33	PV	7,795	8,975	9,390	9,117	8,551	10,516	12,510

28	34		10,034	13,608	14,320	13,249	12,893	13,250	12,893
29	35		7,805	8,979	9,390	9,117	8,551	10,535	12,546
29	36		6,423	8,957	9,540	8,831	8,357	8,793	8,378
30	37		6,423	8,956	9,540	8,830	8,357	8,792	8,377
35	38	PV	7,794	8,974	9,390	9,117	8,551	10,513	12,504
1	39		36,042	49,288	51,960	47,953	46,785	47,953	46,621
39	40		15,859	21,627	22,790	21,047	20,548	21,047	20,468
39	41		19,997	27,312	28,790	26,575	25,923	26,575	25,841
40	42		39,488	53,783	56,660	52,348	51,114	52,348	50,915
41	43		10,036	13,610	14,330	13,252	12,895	13,252	12,895
41	44		39,685	54,158	57,070	52,702	51,450	52,702	51,249
2	45		60,256	79,488	82,490	74,664	73,483	80,714	80,753
45	46		44,681	58,163	60,040	54,049	53,406	59,861	60,431
45	47		15,053	20,433	21,510	19,893	19,356	19,894	19,357
46	48		42,595	55,995	58,100	52,691	51,942	56,791	56,787
46	49	PV	4,946	5,985	6,260	6,081	5,583	6,981	8,132
47	50		10,038	13,614	14,330	13,255	12,899	13,256	12,899
47	51		10,035	13,608	14,320	13,249	12,893	13,249	12,893
47	52		17,499	23,754	25,010	23,128	22,502	23,129	22,503
48	53		6,993	9,487	9,990	9,238	8,988	9,238	8,989
48	54		35,461	46,271	47,870	43,271	42,767	47,293	47,535
54	55		19,766	25,067	25,630	22,846	22,741	26,482	27,219
54	56		15,658	21,253	22,370	20,693	20,211	20,693	20,134
55	57		10,034	13,607	14,320	13,249	12,893	13,249	12,893
55	58		15,716	19,605	19,910	17,621	17,621	21,112	21,983
58	59		8,752	10,397	10,400	9,123	9,161	11,891	12,956
58	60		17,481	23,719	24,970	23,095	22,471	23,095	22,471
59	61	PV	13,878	15,563	15,740	14,462	14,043	18,718	21,876
59	62		8,067	11,354	11,950	11,055	10,757	11,055	10,457

Anexo T. Percentagens de congestionamento dos condutores para cenário 25% de clientes com instalação fotovoltaica – Inverno

Nó		Produção	10 horas	11 horas	13 horas	15 horas
De	Para		%	%	%	%
1	2		166,799	171,230	153,138	153,397
2	3		105,677	106,129	92,966	95,488
2	4		77,546	81,670	75,481	73,424
2	5		53,671	56,531	52,237	51,008
3	6	PV	52,944	50,063	42,746	46,148
3	7		82,739	84,331	74,558	75,606
7	8		81,085	82,635	73,271	74,259
8	9		81,015	82,561	73,214	74,201
9	10		74,961	76,206	67,442	68,546
9	11		13,598	14,312	13,240	12,884
10	12		62,949	64,305	57,091	57,844
10	13		13,599	14,313	13,241	12,885
10	14	PV	13,354	12,401	10,518	11,434
12	15		62,683	64,031	56,884	57,627
15	16		13,597	14,310	13,239	12,883
15	17		31,878	32,255	28,065	29,226
15	18		56,510	57,848	52,119	51,733
15	19		2,706	2,856	2,641	2,507
17	20		13,609	14,324	13,250	12,894
17	21		13,615	14,331	13,256	12,899
17	22		20,835	20,652	17,389	18,792
18	23		32,036	32,134	28,495	28,676
18	24		23,900	25,168	23,260	22,628
19	25		2,706	2,855	2,641	2,507
22	26		20,801	20,620	17,367	18,766
23	27		31,829	31,935	28,349	28,520
26	28		20,753	20,574	17,337	18,729
27	29		22,536	22,087	19,331	19,920
27	30		8,960	9,544	8,834	8,360
28	31	PV	11,147	10,355	6,656	9,545
28	32		13,619	14,335	13,259	12,902
28	33	PV	13,350	12,398	10,515	11,431

28	34		13,609	14,323	13,250	12,893
29	35		13,393	12,431	10,535	11,459
29	36		8,957	9,540	8,831	8,357
30	37		8,956	9,539	8,830	8,357
35	38	PV	13,344	12,393	10,513	11,427
1	39		49,288	51,964	47,953	46,785
39	40		21,627	22,788	21,047	20,548
39	41		27,312	28,788	26,575	25,923
40	42		53,783	56,656	52,348	51,114
41	43		13,610	14,325	13,252	12,895
41	44		54,158	57,074	52,702	51,450
2	45		85,751	88,691	80,729	79,851
45	46		64,221	66,006	59,876	59,552
45	47		20,434	21,512	19,894	19,357
46	48		60,210	62,272	56,791	56,246
46	49	PV	8,906	8,268	7,018	7,394
47	50		13,615	14,330	13,256	12,899
47	51		13,608	14,323	13,249	12,893
47	52		23,755	25,007	23,129	22,503
48	53		9,488	9,986	9,238	8,989
48	54		50,424	51,966	47,293	47,000
54	55		28,959	29,402	26,482	26,634
54	56		21,254	22,373	20,693	20,212
55	57		13,608	14,323	13,249	12,893
55	58		23,426	23,580	21,112	21,401
58	59		13,894	13,570	11,891	12,390
58	60		23,720	24,968	23,095	22,471
59	61	PV	23,319	21,932	18,718	20,174
59	62		11,354	11,952	11,055	10,757

Anexo U. Percentagens de congestionamento dos condutores para cenário 50% de clientes com instalação fotovoltaica – Verão

Nó		Produção	8 horas	10 horas	11 horas	13 horas	15 horas	18 horas	20 horas
De	Para		%	%	%	%	%	%	%
1	2		103,858	124,422	124,327	106,619	108,364	142,120	154,939
2	3		67,887	83,270	84,045	72,373	73,501	92,468	98,801
2	4	PV	45,753	49,419	47,854	40,606	41,539	61,858	71,655
2	5		39,418	53,652	56,508	52,216	50,990	52,232	50,811
3	6	PV	31,608	34,805	34,368	30,253	30,357	42,743	49,649
3	7		54,574	68,729	70,057	60,852	61,454	74,086	77,420
7	8		53,920	67,739	69,063	60,152	60,714	72,836	75,990
8	9		53,891	67,692	69,014	60,116	60,676	72,780	75,929
9	10		49,643	61,951	63,035	54,748	55,379	67,025	70,244
9	11		10,029	13,598	14,312	13,240	12,884	13,240	12,884
10	12		42,115	52,839	53,902	46,887	47,431	56,692	59,021
10	13		10,030	13,599	14,312	13,240	12,885	13,241	12,885
10	14	PV	7,796	8,975	9,391	9,117	8,551	10,517	12,514
12	15		42,011	52,681	53,744	46,778	47,314	56,493	58,792
15	16		10,029	13,597	14,310	13,239	12,883	13,239	12,883
15	17		20,665	25,018	25,205	21,357	22,233	27,819	29,800
15	18		38,408	49,468	51,023	45,601	44,785	52,027	53,038
15	19		1,992	2,706	2,856	2,641	2,507	2,573	2,573
17	20		10,035	13,608	14,323	13,249	12,893	13,250	12,894
17	21	PV	7,798	8,976	9,391	9,117	8,551	10,520	12,519
17	22		13,548	16,477	16,609	13,807	14,656	18,281	19,505
18	23		20,700	25,614	26,155	23,019	22,620	28,412	29,920
18	24		17,568	23,884	25,149	23,244	22,614	23,258	22,629
19	25		1,992	2,706	2,855	2,641	2,507	2,572	2,572
22	26		13,536	16,460	16,593	13,798	14,644	18,257	19,475
23	27		20,629	25,516	26,061	22,957	22,556	28,268	29,745
26	28		13,519	16,438	16,572	13,786	14,629	18,224	19,435
27	29		14,142	16,785	16,991	14,983	14,785	19,292	21,082
27	30		6,425	8,960	9,544	8,834	8,360	8,796	8,380
28	31	PV	6,216	7,491	7,837	7,046	7,134	8,782	10,144
28	32		10,039	13,617	14,333	13,257	12,901	13,259	12,902
28	33	PV	7,795	8,975	9,391	9,117	8,551	10,515	12,510

28	34		10,034	13,607	14,322	13,249	12,892	13,250	12,893
29	35		7,805	8,979	9,391	9,117	8,551	10,535	12,546
29	36		6,423	8,957	9,540	8,831	8,357	8,793	8,378
30	37		6,423	8,956	9,539	8,830	8,357	8,792	8,377
35	38	PV	7,794	8,974	9,391	9,117	8,551	10,513	12,505
1	39		31,664	37,924	37,984	32,974	33,464	42,604	45,931
39	40		12,684	13,961	13,780	12,121	12,167	17,166	19,954
39	41		18,906	24,394	25,136	22,547	22,403	25,253	25,674
40	42	PV	31,613	34,808	34,370	30,254	30,359	42,743	49,644
41	43	PV	7,797	8,975	9,391	9,117	8,551	10,518	12,515
41	44		39,683	54,150	57,063	52,691	51,442	52,698	51,249
2	45		53,083	62,009	61,783	53,848	54,210	71,882	79,577
45	46		39,166	45,124	44,877	39,274	39,413	53,099	59,523
45	47		13,547	16,569	16,764	14,783	14,814	18,074	19,122
46	48		37,076	42,754	42,525	37,149	37,423	50,063	55,891
46	49	PV	4,946	5,985	6,261	6,081	5,583	6,981	8,132
47	50		10,038	13,614	14,329	13,255	12,898	13,256	12,899
47	51		10,034	13,607	14,322	13,249	12,893	13,249	12,893
47	52	PV	13,889	15,570	15,739	14,462	14,044	18,738	21,910
48	53	PV	5,554	6,229	6,298	5,789	5,621	7,490	8,753
48	54		31,449	36,590	36,427	31,740	32,058	42,414	46,887
54	55		18,794	22,731	22,866	20,053	20,154	25,301	27,061
54	56	PV	12,573	13,866	13,710	12,094	12,122	16,958	19,640
55	57	PV	7,796	8,975	9,391	9,117	8,551	10,517	12,513
55	58		15,715	19,603	19,911	17,619	17,619	21,111	21,982
58	59		8,752	10,396	10,402	9,122	9,161	11,890	12,956
58	60		17,480	23,718	24,966	23,093	22,469	23,095	22,471
59	61	PV	13,878	15,563	15,735	14,462	14,043	18,717	21,876
59	62		8,067	11,353	11,952	11,055	10,757	11,055	10,457

Anexo V. Percentagens de congestionamento dos condutores para cenário 50% de clientes com instalação fotovoltaica – Inverno

Nó		Produção	10 horas	11 horas	13 horas	15 horas
De	Para		%	%	%	%
1	2		165,757	162,917	141,510	147,240
2	3		105,547	105,125	91,563	94,753
2	4	PV	76,363	72,396	61,858	66,453
2	5		53,670	56,528	52,232	51,006
3	6	PV	52,944	50,060	42,742	46,145
3	7		82,616	83,379	73,206	74,905
7	8		80,969	81,739	71,987	73,594
8	9		80,899	81,667	71,932	73,538
9	10		74,848	75,334	66,190	67,896
9	11		13,598	14,312	13,240	12,884
10	12		62,841	63,471	55,881	57,219
10	13		13,599	14,313	13,241	12,885
10	14	PV	13,354	12,401	10,517	11,434
12	15		62,577	63,208	55,687	57,009
15	16		13,597	14,310	13,239	12,883
15	17		31,774	31,459	26,920	28,625
15	18		56,508	57,834	52,104	51,725
15	19		2,706	2,856	2,641	2,507
17	20		13,609	14,324	13,250	12,894
17	21	PV	13,360	12,406	10,520	11,438
17	22		20,834	20,651	17,388	18,791
18	23		32,035	32,127	28,488	28,672
18	24		23,899	25,166	23,258	22,627
19	25		2,706	2,855	2,641	2,507
22	26		20,801	20,618	17,366	18,765
23	27		31,828	31,930	28,344	28,517
26	28		20,753	20,574	17,337	18,728
27	29		22,535	22,085	19,330	19,919
27	30		8,960	9,544	8,834	8,360
28	31	PV	11,147	10,355	6,656	9,545
28	32		13,619	14,334	13,259	12,902
28	33	PV	13,350	12,398	10,515	11,431

28	34		13,609	14,323	13,249	12,893
29	35		13,392	12,430	10,535	11,459
29	36		8,957	9,540	8,831	8,357
30	37		8,956	9,539	8,830	8,357
35	38	PV	13,344	12,393	10,513	11,427
1	39		48,826	48,325	42,604	44,062
39	40		21,283	20,116	17,166	18,540
39	41		27,200	27,899	25,253	25,257
40	42	PV	52,932	50,052	42,743	46,144
41	43	PV	13,356	12,402	10,518	11,435
41	44		54,158	57,072	52,698	51,449
2	45		84,961	82,301	71,897	75,059
45	46		63,613	61,048	53,114	55,820
45	47		20,277	20,278	18,074	18,429
46	48		59,611	57,635	50,063	52,753
46	49	PV	8,906	7,707	7,018	6,956
47	50		13,615	14,330	13,256	12,899
47	51		13,608	14,323	13,249	12,893
47	52	PV	23,359	21,964	18,738	20,202
48	53	PV	9,330	8,775	7,490	8,072
48	54		49,991	48,611	42,414	44,471
54	55		28,854	28,589	25,301	26,021
54	56	PV	20,924	19,813	16,958	18,279
55	57	PV	13,353	12,401	10,517	11,434
55	58		23,426	23,579	21,111	21,400
58	59		13,894	13,569	11,890	12,389
58	60		23,720	24,968	23,095	22,471
59	61	PV	23,319	21,932	18,717	20,174
59	62		11,354	11,952	11,055	10,757

Anexo W. Percentagens de congestionamento dos condutores para cenário 75% de clientes com instalação fotovoltaica – Verão

Nó		Produção	8 horas	10 horas	11 horas	13 horas	15 horas	18 horas	20 horas
De	Para		%	%	%	%	%	%	%
1	2		96,982	109,549	108,426	94,048	94,751	133,297	153,694
2	3		63,915	74,350	74,185	63,957	64,861	87,370	98,086
2	4	PV	45,752	49,417	47,851	40,605	41,537	61,855	71,655
2	5		31,575	34,776	34,346	30,246	30,344	42,675	49,547
3	6	PV	31,606	34,802	34,365	30,252	30,355	42,739	49,649
3	7		50,705	59,795	59,929	51,659	52,391	69,174	76,739
7	8		50,171	59,171	59,373	51,335	52,001	68,136	75,341
8	9		50,146	59,136	59,339	51,312	51,976	68,088	75,281
9	10		46,865	55,600	55,850	48,200	48,914	63,540	69,761
9	11		7,794	8,974	9,391	9,117	8,551	10,513	12,505
10	12		39,400	46,655	46,901	40,467	41,097	53,324	58,557
10	13		10,030	13,598	14,312	13,240	12,884	13,241	12,885
10	14	PV	7,796	8,975	9,391	9,117	8,551	10,517	12,514
12	15		39,314	46,554	46,810	40,414	41,033	53,157	58,333
15	16		10,029	13,597	14,310	13,239	12,883	13,239	12,883
15	17		20,663	25,012	25,198	21,353	22,229	27,816	29,800
15	18		31,854	36,206	37,492	35,439	33,500	43,843	51,877
15	19		1,992	2,706	2,856	2,641	2,507	2,573	2,573
17	20		10,034	13,607	14,322	13,248	12,892	13,250	12,894
17	21	PV	7,798	8,976	9,391	9,117	8,551	10,520	12,519
17	22		13,547	16,474	16,605	13,805	14,653	18,279	19,504
18	23		17,840	20,673	21,907	21,209	19,683	24,805	29,387
18	24		13,923	15,593	15,751	14,462	14,049	18,807	22,027
19	25		1,992	2,706	2,855	2,641	2,507	2,572	2,572
22	26		13,535	16,458	16,591	13,797	14,642	18,256	19,475
23	27		17,799	20,655	21,910	21,249	19,701	24,715	29,220
26	28		13,518	16,436	16,570	13,785	14,627	18,223	19,435
27	29		12,787	14,810	15,651	15,192	14,129	17,593	20,825
27	30		4,945	5,817	6,261	6,081	5,584	6,978	8,128
28	31	PV	6,216	7,491	7,837	7,046	7,134	8,782	10,144
28	32		10,039	13,616	14,331	13,256	12,900	13,258	12,902
28	33	PV	7,795	8,975	9,391	9,117	8,551	10,515	12,510

28	34		10,034	13,607	14,322	13,248	12,892	13,249	12,893
29	35		7,805	8,978	9,391	9,117	8,551	10,534	12,546
29	36		4,945	5,816	6,261	6,081	5,583	6,977	8,125
30	37		4,944	5,816	6,261	6,081	5,584	6,976	8,124
35	38	PV	7,794	8,974	9,391	9,117	8,551	10,513	12,505
1	39		31,664	37,924	37,984	32,974	33,464	42,604	45,931
39	40		12,684	13,961	13,780	12,121	12,167	17,166	19,954
39	41		18,906	24,394	25,136	22,547	22,403	25,253	25,674
40	42	PV	31,613	34,808	34,370	30,254	30,359	42,743	49,644
41	43	PV	7,797	8,975	9,391	9,117	8,551	10,518	12,515
41	44		39,683	54,150	57,063	52,691	51,442	52,698	51,249
2	45		49,984	56,277	56,410	50,883	49,983	68,009	79,018
45	46		37,041	41,478	41,755	38,166	37,153	50,448	59,136
45	47		12,628	14,599	14,616	12,932	12,902	16,953	18,967
46	48		34,953	39,030	39,246	35,784	34,961	47,428	55,509
46	49	PV	4,946	5,985	6,261	6,081	5,583	6,981	8,132
47	50		7,798	8,976	9,391	9,117	8,551	10,520	12,519
47	51		10,034	13,607	14,322	13,249	12,892	13,249	12,893
47	52	PV	13,889	15,570	15,739	14,462	14,044	18,738	21,910
48	53	PV	5,554	6,229	6,298	5,789	5,621	7,490	8,753
48	54		29,317	32,734	32,900	29,980	29,312	39,780	46,508
54	55		16,737	19,005	19,410	18,161	17,430	22,763	26,695
54	56	PV	12,573	13,866	13,710	12,094	12,122	16,957	19,640
55	57	PV	7,796	8,975	9,391	9,117	8,551	10,517	12,513
55	58		13,601	15,428	15,685	14,560	14,046	18,517	21,617
58	59		8,037	9,196	9,390	8,780	8,431	11,005	12,827
58	60		13,880	15,564	15,736	14,462	14,043	18,720	21,881
59	61	PV	13,878	15,563	15,735	14,462	14,042	18,717	21,876
59	62		6,216	7,490	7,837	7,605	7,134	8,780	10,140

Anexo X. Percentagens de congestionamento dos condutores para cenário 75% de clientes com instalação fotovoltaica – Inverno

Nó		Produção	10 horas	11 horas	13 horas	15 horas
De	Para		%	%	%	%
1	2		164,910	156,742	132,700	142,656
2	3		105,058	101,447	86,479	92,029
2	4	PV	76,362	72,394	61,855	66,452
2	5		52,824	49,958	42,675	46,061
3	6	PV	52,943	50,056	42,739	46,143
3	7		82,153	79,870	68,307	72,300
7	8		80,529	78,406	67,298	71,104
8	9		80,460	78,340	67,250	71,051
9	10		74,520	72,858	62,711	66,047
9	11		13,344	12,394	10,513	11,428
10	12		62,527	61,095	52,518	55,436
10	13		13,599	14,313	13,241	12,885
10	14	PV	13,354	12,401	10,517	11,434
12	15		62,266	60,860	52,356	55,244
15	16		13,597	14,310	13,239	12,883
15	17		31,773	31,455	26,916	28,623
15	18		55,720	51,970	43,918	47,306
15	19		2,706	2,856	2,641	2,507
17	20		13,609	14,323	13,250	12,893
17	21	PV	13,360	12,406	10,520	11,438
17	22		20,834	20,649	17,386	18,790
18	23		31,671	29,485	24,879	26,672
18	24		23,496	22,072	18,806	20,292
19	25		2,706	2,855	2,641	2,507
22	26		20,800	20,617	17,365	18,764
23	27		31,471	29,334	24,789	26,548
26	28		20,753	20,573	17,336	18,728
27	29		22,360	20,828	17,629	18,960
27	30		8,788	8,264	7,015	7,390
28	31	PV	11,146	10,355	6,656	9,544
28	32		13,619	14,334	13,258	12,902
28	33	PV	13,350	12,398	10,515	11,431

28	34		13,608	14,323	13,249	12,893
29	35		13,392	12,429	10,534	11,458
29	36		8,785	8,261	7,013	7,388
30	37		8,784	8,261	7,013	7,387
35	38	PV	13,343	12,393	10,512	11,427
1	39		48,826	48,325	42,604	44,062
39	40		21,282	20,116	17,166	18,540
39	41		27,200	27,899	25,253	25,257
40	42	PV	52,932	50,051	42,743	46,143
41	43	PV	13,355	12,402	10,518	11,435
41	44		54,158	57,072	52,698	51,449
2	45		84,584	79,781	68,024	73,153
45	46		63,353	59,393	50,463	54,565
45	47		20,173	19,491	16,953	17,832
46	48		59,354	55,733	47,428	51,308
46	49	PV	8,906	8,268	7,018	7,394
47	50		13,360	12,406	10,520	11,438
47	51		13,608	14,323	13,249	12,893
47	52	PV	23,358	21,964	18,738	20,201
48	53	PV	9,330	8,775	7,490	8,072
48	54		49,737	46,720	39,781	43,034
54	55		28,609	26,766	22,763	24,633
54	56	PV	20,924	19,813	16,957	18,279
55	57	PV	13,353	12,401	10,517	11,434
55	58		23,181	21,739	18,517	20,003
58	59		13,808	12,929	11,005	11,901
58	60		23,325	21,936	18,720	20,178
59	61	PV	23,319	21,932	18,717	20,174
59	62		11,142	10,351	8,780	9,542

Anexo Y. Percentagens de congestionamento dos condutores para cenário 100% de clientes com instalação fotovoltaica – Verão

Nó		Produção	8 horas	10 horas	11 horas	13 horas	15 horas	18 horas	20 horas
De	Para		%	%	%	%	%	%	%
1	2		92,798	102,409	102,449	92,318	90,617	127,845	152,873
2	3		58,798	66,028	67,513	62,761	60,464	80,768	97,086
2	4	PV	45,752	49,414	47,849	40,604	41,536	61,854	71,654
2	5	PV	31,574	34,774	34,345	30,245	30,343	42,674	49,546
3	6	PV	31,605	34,798	34,362	30,251	30,353	42,736	49,648
3	7		45,838	52,238	54,180	51,414	48,864	62,926	75,788
7	8		45,447	51,965	54,025	51,414	48,797	62,141	74,432
8	9		45,426	51,942	54,003	51,412	48,782	62,101	74,374
9	10		42,163	48,254	50,193	47,793	45,339	57,605	68,868
9	11	PV	7,794	8,974	9,391	9,117	8,551	10,513	12,505
10	12		35,634	40,877	42,573	40,504	38,454	48,611	57,850
10	13	PV	7,794	8,974	9,391	9,117	8,551	10,513	12,506
10	14	PV	7,796	8,974	9,391	9,117	8,551	10,517	12,514
12	15		35,572	40,835	42,550	40,504	38,445	48,486	57,633
15	16	PV	7,794	8,973	9,391	9,117	8,551	10,512	12,504
15	17		18,156	21,000	21,951	20,950	19,972	24,695	29,336
15	18		31,848	36,193	37,489	35,443	33,501	43,828	51,873
15	19		1,545	1,785	1,875	1,822	1,676	2,030	2,497
17	20	PV	7,796	8,974	9,391	9,117	8,551	10,517	12,514
17	21	PV	7,798	8,975	9,391	9,117	8,551	10,520	12,519
17	22		11,881	13,794	14,423	13,663	13,125	16,207	19,197
18	23		17,838	20,668	21,907	21,212	19,684	24,798	29,385
18	24	PV	13,922	15,590	15,750	14,462	14,049	18,804	22,027
19	25	PV	1,545	1,785	1,875	1,822	1,675	2,030	2,497
22	26		11,873	13,789	14,420	13,666	13,124	16,191	19,169
23	27		17,797	20,650	21,910	21,251	19,701	24,710	29,219
26	28		11,862	13,781	14,417	13,669	13,123	16,169	19,130
27	29		12,787	14,807	15,651	15,192	14,129	17,591	20,824
27	30		4,945	5,816	6,261	6,081	5,584	6,978	8,128
28	31	PV	6,216	7,490	7,837	7,046	7,134	8,782	10,144
28	32	PV	7,798	8,975	9,391	9,117	8,551	10,521	12,521
28	33	PV	7,795	8,974	9,391	9,117	8,551	10,515	12,510

28	34	PV	7,796	8,974	9,391	9,117	8,551	10,517	12,513
29	35		7,805	8,977	9,391	9,117	8,551	10,534	12,546
29	36	PV	4,944	5,815	6,261	6,081	5,583	6,977	8,125
30	37	PV	4,944	5,815	6,261	6,081	5,584	6,976	8,124
35	38	PV	7,794	8,973	9,391	9,117	8,551	10,513	12,505
1	39		28,614	31,474	31,166	27,636	27,563	38,813	45,405
39	40		12,684	13,960	13,780	12,121	12,167	17,165	19,954
39	41		15,829	17,434	17,336	15,510	15,371	21,454	25,157
40	42	PV	31,613	34,806	34,369	30,254	30,359	42,742	49,644
41	43	PV	7,797	8,975	9,391	9,117	8,551	10,518	12,515
41	44	PV	31,720	34,895	34,433	30,276	30,399	42,945	49,957
2	45		49,114	55,012	55,569	51,112	49,552	66,918	78,855
45	46		37,039	41,475	41,753	38,165	37,152	50,445	59,136
45	47		11,796	13,364	13,741	12,999	12,389	15,921	18,813
46	48		34,952	39,027	39,244	35,783	34,961	47,427	55,509
46	49	PV	4,946	5,985	6,261	6,081	5,583	6,981	8,132
47	50	PV	7,798	8,975	9,391	9,117	8,551	10,520	12,519
47	51	PV	7,796	8,975	9,391	9,117	8,551	10,517	12,514
47	52	PV	13,889	15,570	15,739	14,462	14,044	18,738	21,910
48	53	PV	5,554	6,228	6,298	5,789	5,621	7,490	8,753
48	54		29,317	32,732	32,899	29,980	29,312	39,779	46,508
54	55		16,737	19,004	19,410	18,161	17,430	22,762	26,695
54	56	PV	12,573	13,865	13,710	12,094	12,122	16,957	19,640
55	57	PV	7,796	8,975	9,391	9,117	8,551	10,517	12,513
55	58		13,601	15,427	15,685	14,560	14,046	18,517	21,617
58	59		8,037	9,196	9,390	8,780	8,431	11,005	12,827
58	60	PV	13,879	15,563	15,736	14,462	14,043	18,720	21,881
59	61	PV	13,878	15,562	15,735	14,462	14,042	18,717	21,876
59	62	PV	6,216	7,490	7,837	7,605	7,134	8,780	10,140

Anexo Z. Percentagens de congestionamento dos condutores para cenário 100% de clientes com instalação fotovoltaica – Inverno

Nó		Produção	10 horas	11 horas	13 horas	15 horas
De	Para		%	%	%	%
1	2		164,348	152,653	127,263	139,607
2	3		104,376	96,504	79,904	88,319
2	4	PV	76,362	72,392	61,854	66,451
2	5	PV	52,823	49,956	42,674	46,060
3	6	PV	52,943	50,053	42,736	46,141
3	7		81,505	75,190	62,089	68,773
7	8		79,912	73,945	61,328	67,725
8	9		79,844	73,887	61,289	67,677
9	10		73,916	68,468	56,802	62,717
9	11	PV	13,344	12,394	10,513	11,428
10	12		62,049	57,624	47,825	52,792
10	13	PV	13,345	12,394	10,513	11,428
10	14	PV	13,354	12,401	10,517	11,434
12	15		61,794	57,426	47,704	52,625
15	16	PV	13,343	12,393	10,512	11,427
15	17		31,461	29,173	23,823	26,882
15	18		55,715	51,951	43,902	47,294
15	19		2,655	2,472	2,096	2,216
17	20	PV	13,354	12,401	10,517	11,434
17	21	PV	13,360	12,405	10,520	11,438
17	22		20,627	19,136	15,341	17,635
18	23		31,668	29,476	24,872	26,666
18	24	PV	23,495	22,069	18,804	20,290
19	25	PV	2,655	2,472	2,096	2,216
22	26		20,594	19,110	15,327	17,614
23	27		31,468	29,327	24,783	26,544
26	28		20,548	19,075	15,307	17,583
27	29		22,359	20,825	17,627	18,957
27	30		8,788	8,264	7,015	7,390
28	31	PV	11,146	10,354	6,656	9,544
28	32	PV	13,363	12,408	10,521	11,440
28	33	PV	13,349	12,397	10,515	11,431

28	34	PV	13,354	12,401	10,517	11,434
29	35		13,391	12,428	10,533	11,457
29	36	PV	8,785	8,261	7,013	7,388
30	37	PV	8,784	8,261	7,013	7,387
35	38	PV	13,343	12,393	10,512	11,427
1	39		48,471	45,640	38,812	42,040
39	40		21,282	20,115	17,165	18,539
39	41		26,853	25,241	21,454	23,258
40	42	PV	52,931	50,050	42,742	46,142
41	43	PV	13,355	12,402	10,518	11,435
41	44	PV	53,291	50,350	42,945	46,400
2	45		84,475	78,977	66,934	72,541
45	46		63,353	59,391	50,460	54,563
45	47		20,070	18,735	15,921	17,254
46	48		59,354	55,732	47,427	51,307
46	49	PV	8,906	8,268	7,018	7,394
47	50	PV	13,360	12,406	10,520	11,438
47	51	PV	13,354	12,401	10,517	11,434
47	52	PV	23,359	21,963	18,738	20,201
48	53	PV	9,330	8,775	7,490	8,072
48	54		49,737	46,720	39,780	43,034
54	55		28,609	26,766	22,762	24,633
54	56	PV	20,924	19,813	16,957	18,279
55	57	PV	13,354	12,401	10,517	11,434
55	58		23,182	21,739	18,517	20,003
58	59		13,808	12,929	11,005	11,901
58	60	PV	23,325	21,936	18,720	20,178
59	61	PV	23,319	21,932	18,717	20,174
59	62	PV	11,142	10,352	8,780	9,542

Anexo AA. Tensão nos barramentos 38, 49 e 6 (utilizados nas simulações para avaliação de ocorrência de sobretensões)

Análise da tensão na carga do barramento 38								
PT909	Percentagem de clientes com consumo nulo							0%
	10%	20%	30%	40%	50%	75%	100%	
1,05pu	0,431	0,438	0,442	0,442	0,447	0,459	0,467	0,419
1,00pu	0,412	0,419	0,423	0,423	0,428	0,441	0,449	0,399
0,95pu	0,392	0,399	0,404	0,405	0,410	0,423	0,431	0,379

Análise da tensão na carga do barramento 49								
PT909	Percentagem de clientes com consumo nulo							0%
	10%	20%	30%	40%	50%	75%	100%	
1,05pu	0,419	0,425	0,429	0,431	0,432	0,435	0,439	0,416
1,00pu	0,399	0,405	0,409	0,411	0,412	0,416	0,419	0,395
0,95pu	0,379	0,385	0,390	0,392	0,393	0,396	0,400	0,375

Análise da tensão na carga do barramento 6								
PT909	Percentagem de clientes com consumo nulo							0%
	10%	20%	30%	40%	50%	75%	100%	
1,05pu	0,419	0,423	0,432	0,433	0,434	0,438	0,442	0,415
1,00pu	0,399	0,403	0,412	0,413	0,415	0,419	0,422	0,395
0,95pu	0,379	0,383	0,393	0,394	0,396	0,400	0,403	0,375

