



Análise da Qualidade de Energia em Instalações Eléctricas com MiniProdução

CARLOS ANDRÉ RODRIGUES DA SILVA

Outubro de 2015

ANÁLISE DA QUALIDADE DE ENERGIA EM INSTALAÇÕES ELÉTRICAS COM MINIPRODUÇÃO

Carlos André Rodrigues da Silva



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2015

Relatório “Análise da Qualidade de Energia em Instalações Elétricas com Miniprodução”
elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Carlos André Rodrigues da Silva, Nº 1030399, 1030399@isep.ipp.pt
Orientação científica: Professor Doutor Roque Filipe Mesquita Brandão, RFB@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2015

Dedico este trabalho em primeiro lugar à minha esposa, aos meus filhos, à minha mãe, ao meu pai, à minha irmã, aos meus cunhados, aos meus sogros e a todos os bons profissionais que fizeram parte da minha formação e que foram capazes de me transmitir a sua experiência e saber.

Agradecimentos

Primeiramente quero agradecer à minha Mãe que foi sempre o meu maior exemplo de humildade, seriedade, amor e responsabilidade da vida, incutindo-me reais valores fazendo de mim o que sou hoje. Quero agradecer também à minha esposa por todo o esforço a que se prestou cuidando dos nossos filhos nos momentos em que dediquei a este trabalho e por ser uma motivação constante não só pela força mas também pela paciência incondicional. Quero agradecer ao meu Pai de criação que apesar de não ter obrigação, foi capaz de ser um verdadeiro Pai em todos os momentos da minha vida. Quero agradecer aos meus sogros e cunhado, que me receberam como um filho, me apoiaram sempre que foi necessário nesta e noutras jornadas. Quero agradecer à minha irmã e a sua família pelos bons momentos que me proporcionou desde criança, e hoje ainda mais, também pelo companheirismo de todos os momentos seu e da sua família. Quero agradecer aos meus colegas de trabalho pela partilha de experiência profissional e a todos aqueles que cruzaram a minha vida e me passaram o que de melhor havia neles. Quero agradecer aos meus amigos pessoais pelos momentos inesquecíveis no decorrer deste trabalho que me ajudaram a limpar a mente para continuar, aos meus amigos de curso pelo grupo fantástico que criamos e que fizeram com que eu chegasse a esta fase da formação e por último quero agradecer ao meu orientador Professor Roque Brandão pela sua colaboração e entendimento em me apoiar e conduzir na execução deste trabalho.

Resumo

Com a alteração da legislação energética em Portugal, nomeadamente a implementação da legislação de Micro e Minigeração, a produção distribuída cresceu de forma exponencial na rede elétrica nacional, diminuindo por um lado as perdas no transporte e distribuição, e por outro aumentando a complexidade na gestão do trânsito de potência ao Distribuidor.

No entanto a motivação desta dissertação prende-se com o facto de que as centrais de produção distribuída, em particular as de tecnologia fotovoltaica, pela sua dimensão, serem instaladas nos pontos de consumo, em paralelo com a instalação elétrica de utilização do cliente e como tal, têm sido verificadas diversas anomalias no funcionamento e exploração das mesmas, por influência da má qualidade de energia resultante das más condições de funcionamento e exploração em que se encontram as instalações de consumo.

A presente dissertação pretende apresentar uma descrição das anomalias mais frequentes verificadas nas centrais fotovoltaicas de minigeração com origem na qualidade da energia que transita das instalações elétricas de consumo ligadas ao mesmo ponto de interligação com a rede elétrica nacional.

Como base de fundamento, foram demonstradas através de três casos práticos reais, algumas das mais frequentes e prejudiciais anomalias descritas na presente dissertação. Foram escolhidos 3 casos reais com diferentes tipos de instalação de consumo sendo que um deles não apresenta qualquer anomalia de forma a comprovar o bom funcionamento em condições normais de ambas as instalações. Foram encontradas e demonstradas várias soluções para os diferentes tipos de anomalias, no entanto esta dissertação vai permitir não só a resolução deste tipo de anomalias em centrais fotovoltaicas em exploração e já com prejuízos avultados mas também introduzir em futuras instalações a análise da qualidade da energia nas instalações de consumo em fase preliminar de estudo de implementação de centrais fotovoltaicas de minigeração e de autoconsumo, precavendo futuros problemas de rentabilidade técnico-económica. Este estudo, irá certamente servir de motor de impulsão para a preocupação com a Qualidade da Energia essencialmente dentro das instalações elétricas de consumo sensibilizando os seus gestores energéticos.

Poderá ainda impulsionar a reformulação do Regulamento de Qualidade de Serviço para exigências ainda mais apertadas de forma a incorporar algumas das anomalias aqui descritas, sendo por isso um elemento de alerta para todos os “*Players*” do Sistema Elétrico Nacional tendo como limite a melhoria contínua da Segurança e da Qualidade da energia na rede elétrica beneficiando da sensibilização de todos os intervenientes.

Palavras-Chave

Fotovoltaico, Minigeração, Produção Distribuída, Produção, Qualidade de Energia, Anomalias nas Centrais fotovoltaicas.

Abstract

The incoming changes of energy legislation in Portugal, mostly known as Micro and Minigeneration legislation, distributed generation has grown exponentially in the national electrical grid, reducing the losses in transmission and distribution, however in the other and increasing complexity in managing of power flow by electrical Distributor.

However the study motivation refers the fact that the distributed production plants, in particular the photovoltaics, because of their size, are being installed at the same point of consumption electrical installation, in parallel with the costumer electrical grid and how such have been checked several anomalies in the working mode and operation of it because of the poor energy quality influence, resulting from poor working conditions and exploitation of consumer electrical installation..

This study aims to present a description of the most common anomalies in the photovoltaic plants of minigeneration originating in power quality transiting by consumption electrical installations connected to the same point of interconnection with the national grid.

Supporting the study, it has been demonstrated through three real case studies, some of the most frequent and damaging anomalies described in this dissertation. Three real cases were chosen with different types of consumer electrical installation and one of them doesn't show any issue in order to ensure the correct working mode under normal conditions of both installations. It were found and demonstrated several solutions to the different anomalies, however this study will allow not only the elimination of some anomalies in photovoltaic power plants in operation and with already huge losses but also introduce into future installations the analysis of power quality installations at a preliminary stage of implementation study of photovoltaic plants of minigeneration and self-consumption, previewing future problems of technical and economic viability. This study will certainly work as a carrying motor for concern to Power Quality essentially within the consumption electrical installations sensitizing their energy managers. It can also boost the reform of the

Quality Service Regulation for even tighter requirements to incorporate some of the anomalies described here. It is therefore an alert element for all "*Players*" in the National Electric System having as limit the continuous improvement of safety and power quality in the grid benefiting from the awareness of all stakeholders.

Keywords

Photovoltaic PV Central, Minigeneration, Distributed Power Generation, Power Quality, Photovoltaic PV Central anomalies.



Résumé

Avec le changement de la législation de l'énergie au Portugal, en particulier la mise en œuvre de la législation de Micro et Minigeneration, la production distribuée a augmenté de façon exponentielle dans le réseau électrique national, réduisant les pertes de transport et de distribution et d'autre part en augmentant la complexité pour gérer la puissance au distributeur.

Cependant, la motivation de cette thèse porte sur le fait que les unités de production réparties, en particulier à la technologie photovoltaïque, en raison de sa dimension, être installés aux points de consommation, en parallèle avec l'installation électrique de l'usage du client et à ce titre, ont été vérifiées plusieurs anomalies dans le fonctionnement et l'exploitation de la même influencées par la mauvaise qualité de l'énergie résultant de mauvaises conditions de fonctionnement et l'exploitation dans les installations de consommation.

Cette thèse vise à présenter une description des anomalies les plus courantes dans les centrales photovoltaïques de minigeneration provenant de la qualité de l'énergie, qui est déplacée des installations électriques du point de consommation connectés d'interconnexion avec le réseau électrique national.

3 cas réels ont été choisis pour démontrer certaines des anomalies les plus fréquentes et nuisibles, dont l'un montre aucune anomalie afin d'assurer le bon fonctionnement dans des conditions normales des deux installations.

Au cours de cette thèse ont été trouvés et démontrés diverses solutions de différents types d'anomalies, cependant ce travail va permettre non seulement la résolution de ce genre d'anomalies dans des installations photovoltaïques en fonctionnement (déjà avec des pertes considérables) mais aussi introduire à l'avenir la possibilité d'analyser la qualité de l'énergie sur les nouveaux projets d'énergie, et éviter de futurs problèmes de rentabilité économique et technique. Cette étude aidera à certainement à comprendre la préoccupation de la qualité de l'énergie, essentiellement dans les installations électriques et sensibiliser les responsables / distributeurs d'énergie. Les résultats peuvent également conduire à une mise à jour de la réglementation de la qualité des services aux exigences toujours plus strictes, afin

d'incorporer certaines anomalies décrites ici qui contribuent pour l'amélioration continue de la qualité et sécurité énergétique dans le réseau électrique, bénéficiant toutes les parties prenantes.

Mots-clés

Photovoltaïque, Minigeneration, Production Distribuée, Qualité Energie, défaillances d'installations photovoltaïques.



Índice

AGRADECIMENTOS.....	I
RESUMO.....	III
ABSTRACT.....	V
RESUME	IX
ÍNDICE	XII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XV
ÍNDICE DE TABELAS	XXI
ACRÓNIMOS	XXIII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1.Contextualização.....	3
1.2.Objetivos	4
1.3.Organização do relatório	4
2. CENTRAIS FOTOVOLTAICAS.....	5
2.1.Estado da Arte.....	6
2.2.Tecnologia.....	8
2.3.Conclusões	68
3. QUALIDADE DE ENERGIA.....	71
3.1.Conceito de Qualidade de Energia.....	72
3.2.Aplicação da Qualidade de Energia por setor	73
3.3.Fatores de Perturbação da Qualidade de Energia.....	75
3.4.Soluções de Melhoria e Correção das Perturbações.....	81
3.5.Normalização	85
3.6.Entidades Reguladoras e Certificadoras.....	85
3.7.Características da alimentação e definição dos limites da qualidade de serviço	90
3.8.Regulamento de Qualidade de Serviço	91
3.9.Qualidade Comercial.....	112
3.10.Enquadramento da Normalização nas Centrais Fotovoltaicas de Minigeração.....	114
3.11.Conclusões	115
4. PROTEÇÕES	117
4.1.Caracterização e aplicação das Proteções Elétricas.....	117
4.2.Tipo de Proteções Elétricas utilizadas nas centrais fotovoltaicas de minigeração	119
4.3.Regimes de Neutro.....	127
4.4.Conclusões	133

5. ANOMALIAS FREQUENTES EM CENTRAIS FOTOVOLTAICAS.....	135
5.1.Falha da Continuidade de Serviço	136
5.2.Sobretensões e Subtensões	137
5.3.Cavas de Tensão.....	139
5.4.Harmónicos de Tensão e Corrente.....	140
5.5.Catástrofes Naturais.....	142
5.6.Conclusões.....	142
6. CASOS PRÁTICOS.....	143
6.1.Caso Pratico N.º 1 – Edifício de Serviços	144
6.2.Caso Pratico N.º 2 – Indústria Metalomecânica Pesada	173
6.3.Caso Pratico N.º 3 – Indústria Metalomecânica Ligeira.....	195
6.4.Outras instalações com registos de algumas anomalias aqui apresentadas.....	210
6.5.Conclusões.....	212
7. CONCLUSÕES.....	213
7.1.Perspetivas de trabalho futuro	214
REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS	215

Índice de Figuras

FIGURA 2.1: ESQUEMA UNIFILAR TIPO DE UMA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE MINIGERAÇÃO	9
FIGURA 2.2: COMPOSIÇÃO DE UM PAINEL FOTOVOLTAICO	10
FIGURA 2.3: SILÍCIO EM FORMA PURA	11
FIGURA 2.4: PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE UMA JUNÇÃO P-N	12
FIGURA 2.5: REFLEXÃO PRISMÁTICA DO VIDRO FOTOVOLTAICO	14
FIGURA 2.6: CAIXILHARIA DE UM PAINEL FOTOVOLTAICO	16
FIGURA 2.7: CAIXA DE JUNÇÃO DE UM PAINEL FOTOVOLTAICO	17
FIGURA 2.8: PROCESSO DE FABRICO DE UM PAINEL FOTOVOLTAICO	18
FIGURA 2.9: IMPLANTAÇÃO DE UMA CENTRAL PV EM COBERTURA	20
FIGURA 2.10: PORMENOR DO MÉTODO DE FIXAÇÃO DE ESTRUTURA FOTOVOLTAICA COM VEDAÇÃO HIDRÁULICA	21
FIGURA 2.11: EXEMPLOS DE ESTRUTURAS COMPLANARES	22
FIGURA 2.12: EXEMPLO DE ESTRUTURA COMPLANAR	22
FIGURA 2.13: EXEMPLOS DE ESTRUTURAS TRIANGULARES	23
FIGURA 2.14: EXEMPLO DE ESTRUTURA TRIANGULAR	24
FIGURA 2.15: EXEMPLOS DE ESTRUTURAS DE SOLO	25
FIGURA 2.16: EXEMPLO DE ESTRUTURA DE SOLO	25
FIGURA 2.17: EXEMPLOS DE ESTRUTURAS DE SEGUIDOR SOLAR	26
FIGURA 2.18: INFRAESTRUTURAS DC	28
FIGURA 2.19: CONECTORES DC	29
FIGURA 2.20: CABO SOLAR	30
FIGURA 2.21: QUADRO DC	31
FIGURA 2.22: CHAPA DE CARACTERÍSTICAS TIPO DE UM INVERSOR	32
FIGURA 2.23: CHAPA DE CARACTERÍSTICAS TIPO DE UM PAINEL FOTOVOLTAICO	33
FIGURA 2.24: EXEMPLO DE UMA SÉRIE	35
FIGURA 2.25: INVERSOR DC/AC (CONVERSOR)	37
FIGURA 2.26: INVERSORES DE LIGAÇÃO À REDE	38
FIGURA 2.27: NORMAS DE FUNCIONAMENTO DE UM INVERSOR DE LIGAÇÃO À REDE	39
FIGURA 2.28: ESQUEMA UNIFILAR DE UMA CENTRAL FOTOVOLTAICA TIPO	40
FIGURA 2.29: EXEMPLO DE UM CABO DE COBRE	42
FIGURA 2.30: EXEMPLO DE UM CABO DE ALUMÍNIO	42
FIGURA 2.31: ESQUEMA UNIFILAR DE UM QUADRO PARCIAL POR INVERSOR	44
FIGURA 2.32: EXEMPLO DE UM QUADRO PARCIAL POR INVERSOR	44

FIGURA 2.33: ESQUEMA UNIFILAR DE UM QUADRO PARCIAL POR EDIFÍCIO	45
FIGURA 2.34: EXEMPLO DE UM QUADRO PARCIAL POR EDIFÍCIO	46
FIGURA 2.35: ESQUEMA UNIFILAR DE UM QUADRO GERAL DE BAIXA TENSÃO DE MINIGERAÇÃO	47
FIGURA 2.36: EXEMPLO DE UM QUADRO GERAL DE BAIXA TENSÃO DE MINIGERAÇÃO	47
FIGURA 2.37: EXEMPLO DE LIGAÇÃO DO PONTO DE INTERLIGAÇÃO DE UMA CENTRAL DE MINIGERAÇÃO	48
FIGURA 2.38: EXEMPLO DE POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE UMA CENTRAL DE MINIGERAÇÃO	48
FIGURA 2.39: EXEMPLO DE ALTERAÇÃO DO QUADRO DE MÉDIA TENSÃO PARA INSTALAÇÃO DE UMA CENTRAL DE MINIGERAÇÃO ...	49
FIGURA 2.40: EXEMPLO DE UM PROJETO DE LICENCIAMENTO PARA UM POSTO DE TRANSFORMAÇÃO DE UMA CENTRAL DE MINIGERAÇÃO	50
FIGURA 2.41: CONTADOR BIDIRECIONAL TRIFÁSICO COM MODEM GSM	51
FIGURA 2.42: CAIXA ISM PARA INSTALAÇÃO DOS TI'S DE CONTAGEM DE CORRENTE INDIRETA	51
FIGURA 2.43: CAIXA DE MEDIÇÃO DE TERRA PARA INTERLIGAÇÃO DAS TERRAS DE PROTEÇÃO	52
FIGURA 2.44: ESQUEMA DE PRINCÍPIO DE UM SISTEMA DE MONITORIZAÇÃO DE UMA CENTRAL FOTOVOLTAICA	53
FIGURA 2.45: PORTAL DA DGEG PARA REGISTO DE MICROPRODUÇÃO	60
FIGURA 2.46: COMPROVATIVO DE REGISTO DE MICROPRODUÇÃO	61
FIGURA 2.47: FORMULÁRIO DE PEDIDO DE INSPEÇÃO DE UMA CENTRAL DE MICROPRODUÇÃO	61
FIGURA 2.48: CERTIFICADO DE EXPLORAÇÃO DE UMA CENTRAL DE MICROPRODUÇÃO	62
FIGURA 2.49: ESQUEMA TIPO DE UMA CENTRAL DE AUTOCONSUMO DE POTÊNCIA > 1.5 kW	66
FIGURA 2.50: APRESENTA-SE UM DIAGRAMA DE PRODUÇÃO/CONSUMO TIPO	67
FIGURA 3.1: GRÁFICO DE ANÁLISE E DESCRIÇÃO DE PERTURBAÇÕES NA ONDE DE TENSÃO	75
FIGURA 3.2: CAVA DE TENSÃO	76
FIGURA 3.3: DESCRIÇÃO DE SOBRETENSÕES	77
FIGURA 3.4: <i>FLICKERS</i>	78
FIGURA 3.5: ASSIMETRIA DA TENSÃO	79
FIGURA 3.6: DISTORÇÃO HARMÓNICA DA ONDA DE TENSÃO	80
FIGURA 3.7: MEDIÇÃO DA ENERGIA NÃO DISTRIBUÍDA	93
FIGURA 3.8: ESQUEMA EQUIVALENTE DA IMPEDÂNCIA HARMÓNICA Z_H	106
FIGURA 3.9: MÓDULO DE IMPEDÂNCIA EM FUNÇÃO DA ORDEM HARMÓNICA	107
FIGURA 4.1: EXEMPLO DE UM INTERRUPTOR DIFERENCIAL	118
FIGURA 4.2: CURVAS TIPO DE DISPARO DOS DISJUNTORES	119
FIGURA 4.3: EXEMPLO DE UM DISJUNTOR	120
FIGURA 4.4: CURVA DE FUSÃO TIPO DE UM FUSÍVEL	121
FIGURA 4.5: CORTA CIRCUITOS FUSÍVEL	121
FIGURA 4.6: EXEMPLO DE UM DESCARREGADOR DE SOBRETENSÃO	122
FIGURA 4.7: EXEMPLO DE UM RELÉ DE PROTEÇÃO DE INTERLIGAÇÃO	124
FIGURA 4.8: EXEMPLO DE UM REGIME DE NEUTRO TT	126
FIGURA 4.9: EXEMPLO DE UM REGIME DE NEUTRO TN-C	127

FIGURA 4.10: EXEMPLO DE UM REGIME DE NEUTRO TN-S	128
FIGURA 4.11: EXEMPLO DE UM REGIME DE NEUTRO TN-C-S.....	129
FIGURA 4.12: EXEMPLO DE UM REGIME DE NEUTRO IT SEM NEUTRO.....	131
FIGURA 4.13: EXEMPLO DE UM REGIME DE NEUTRO IT COM NEUTRO E CPI.....	131
FIGURA 5.1: INVERSOR EM FALHA POR SOBRETENSÃO.....	135
FIGURA 5.2: INVERSOR EM FALHA POR SOBRETENSÃO.....	137
FIGURA 5.3: DISTORÇÃO HARMÓNICA NO CONDUTOR DE NEUTRO	139
FIGURA 6.1: VISTA AÉREA DA IMPLANTAÇÃO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS NA FACULDADE DE PSICOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE LISBOA.....	144
FIGURA 6.2: PORMENOR DA ESTRUTURA APLICADA NA COBERTURA DA FPS.....	145
FIGURA 6.3: PORMENOR DA ESTRUTURA APLICADA NA COBERTURA DA FPS.....	146
FIGURA 6.4: PORMENOR DA ESTRUTURA APLICADA NO PARKING DA FPS.....	146
FIGURA 6.5: LOCALIZAÇÃO DOS QDC'S NO PARKING DA FPS	147
FIGURA 6.6: LOCALIZAÇÃO DOS INVERSORES NA COBERTURA E NO PARKING DA FPS.....	148
FIGURA 6.7: QUADROS PARCIAIS POR INVERSOR	149
FIGURA 6.8: QUADRO PARCIAL AC PARKING.....	150
FIGURA 6.9: QUADRO GERAL DE BAIXA TENSÃO DE MINIGERAÇÃO	150
FIGURA 6.10: TERRA DE PROTEÇÃO DA MINIGERAÇÃO.....	151
FIGURA 6.11: INTERLIGAÇÃO DAS TERRAS COM A ESTRUTURA.	152
FIGURA 6.12: CAIXA ISM	152
FIGURA 6.13: CAIXA DE CONTAGEM DMA-C17-510/N DA EDP	153
FIGURA 6.14: GRÁFICO DE PRODUÇÃO DO PARKING.....	153
FIGURA 6.15: GRÁFICO DE PRODUÇÃO DA COBERTURA.....	154
FIGURA 6.16: PORMENOR DO PONTO DE INTERLIGAÇÃO	154
FIGURA 6.17: INSTALAÇÃO DO ANALISADOR DE ENERGIA.....	155
FIGURA 6.18: PICOS DE CORRENTE NO CONDUTOR DE NEUTRO	156
FIGURA 6.19: TAXA DE DISTORÇÃO HARMÓNICA NOS CONDUTORES DE FASE.....	157
FIGURA 6.20: HARMÓNICOS DE 3.ª ORDEM NOS CONDUTORES DE FASE.....	157
FIGURA 6.21: HARMÓNICOS DE 5.ª ORDEM NOS CONDUTORES DE FASE.....	158
FIGURA 6.22: PICOS DE CORRENTE NO CONDUTOR DE NEUTRO	156
FIGURA 6.23: TAXA DE DISTORÇÃO HARMÓNICA NO CONDUTOR DE NEUTRO	159
FIGURA 6.24: HARMÓNICOS DE MÚLTIPLOS DE 3 NO CONDUTOR DE NEUTRO	159
FIGURA 6.25: TENSÃO HOMOPOLAR	160
FIGURA 6.26: REGISTO DAS SAÍDAS DE SERVIÇO DA CENTRAL FOTOVOLTAICA.....	161
FIGURA 6.27: PICO DE CORRENTE HARMÓNICA NO CONDUTOR DE NEUTRO	161
FIGURA 6.28: REGISTO DA COMPENSAÇÃO DA ENERGIA REATIVA.....	162
FIGURA 6.29: PRODUÇÃO DIÁRIA REGISTADA NO MÊS DE MAIO DE 2014	163
FIGURA 6.30: PRODUÇÃO DIÁRIA REGISTADA NO MÊS DE JUNHO DE 2014.....	164

FIGURA 6.31: PRODUÇÃO DIÁRIA REGISTADA NO MÊS DE JULHO DE 2014	164
FIGURA 6.32: PRODUÇÃO DIÁRIA REGISTADA NO MÊS DE AGOSTO DE 2014	165
FIGURA 6.33: PRODUÇÃO DIÁRIA REGISTADA NO MÊS DE SETEMBRO DE 2014	165
FIGURA 6.34: IMPACTO RELATIVO	170
FIGURA 6.35: REGISTO DE FUNCIONAMENTO DA CENTRAL FOTOVOLTAICA	172
FIGURA 6.36: REGISTO DA RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO DO CABO DE INJEÇÃO NA RESP	173
FIGURA 6.37: IMPLANTAÇÃO NA COBERTURA	175
FIGURA 6.38: PORMENOR DA ESTRUTURA COMPLANAR	175
FIGURA 6.39: IMAGEM ESTRUTURA COMPLANAR	176
FIGURA 6.40: QUADRO DC	177
FIGURA 6.41: INVERSORES	177
FIGURA 6.42: QGBT MN	179
FIGURA 6.43: CAIXA DE MEDIÇÃO DE TERRAS	180
FIGURA 6.44: INTERLIGAÇÃO DAS TERRAS COM A ESTRUTURA	181
FIGURA 6.45: CONTADOR BIDIRECIONAL E MODEM GSM	181
FIGURA 6.46: TT'S E TI'S DE CONTAGEM	182
FIGURA 6.47: EXEMPLO DO SISTEMA DE MONITORIZAÇÃO	182
FIGURA 6.48: PT DE 250KVA DE MINIGERAÇÃO	183
FIGURA 6.49: QUADRO DE MÉDIA TENSÃO	183
FIGURA 6.50: RELÉ DE PROTEÇÃO DE INTERLIGAÇÃO COM A RESP	184
FIGURA 6.51: QUADRO DE REGULAÇÕES E ENSAIOS DO RELÉ DE PROTEÇÃO DE INTERLIGAÇÃO	185
FIGURA 6.52: CAVA DE TENSÃO NA REDE DE MÉDIA TENSÃO DIA 22/01/2014	186
FIGURA 6.53: CAVA DE TENSÃO NA REDE DE MÉDIA TENSÃO DIA 27/01/2014	187
FIGURA 6.54: CAVA DE TENSÃO NA REDE DE MÉDIA TENSÃO DIA 07/02/2014	187
FIGURA 6.55: CAVA DE TENSÃO NA REDE DE MÉDIA TENSÃO DIA 09/02/2014	188
FIGURA 6.56: CAVA DE TENSÃO NA REDE DE MÉDIA TENSÃO DIA 10/02/2014	188
FIGURA 6.57: CAVA DE TENSÃO NA REDE DE MÉDIA TENSÃO DIA 28/02/2014	189
FIGURA 6.58: IMPACTO RELATIVO	193
FIGURA 6.59: IMPLANTAÇÃO DA CENTRAL FOTOVOLTAICA	196
FIGURA 6.60: PORMENOR DA ESTRUTURA DE TRIÂNGULOS	197
FIGURA 6.61: IMAGEM DA IMPLANTAÇÃO DA CENTRAL FOTOVOLTAICA	197
FIGURA 6.62: QUADROS PARCIAIS DC	198
FIGURA 6.63: INVERSORES	199
FIGURA 6.64: QUADRO GERAL DE BAIXA TENSÃO DE MINIGERAÇÃO	200
FIGURA 6.65: CAIXA DE MEDIÇÃO DE TERRA DE MINIGERAÇÃO	201
FIGURA 6.66: INTERLIGAÇÃO DAS TERRAS COM A ESTRUTURA	202
FIGURA 6.67: CAIXA ISM	203
FIGURA 6.68: CONTADOR BIDIRECIONAL E MODEM GSM	203

FIGURA 6.69: EXEMPLO DO SISTEMA DE MONITORIZAÇÃO	204
FIGURA 6.70: PORMENOR DO PONTO DE INTERLIGAÇÃO	205
FIGURA 6.71: RESUMO DA ANÁLISE DA QUALIDADE DE ENERGIA	206
FIGURA 6.72: TENSÃO FUNDAMENTAL	207
FIGURA 6.73: CORRENTE NAS 3 FASES	208
FIGURA 6.74: CORRENTE NO CONDUTOR DE NEUTRO	208
FIGURA 6.75: THDV E H1, H3, H5, H6, H7 E H9	209
FIGURA 6.76: THDV NO CONDUTOR DE NEUTRO.....	209
FIGURA 6.77: THDI E H1, H3, H5, H6, H7 E H9	210
FIGURA 6.78: PRODUÇÃO CONTÍNUA DA CENTRAL FOTOVOLTAICA.....	210
FIGURA 6.79: CORRENTE ELEVADA NO CONDUTOR DE NEUTRO.....	212
FIGURA 6.80: THDI EXCESSIVAMENTE ELEVADA NO CONDUTOR DE NEUTRO	212
FIGURA 6.81: HARMÓNICOS DE CORRENTE, H3, H5, H6, H7 E H9 NO CONDUTOR DE NEUTRO	213

Índice de Tabelas

TABELA 1.1: POTÊNCIA INSTALADA EM PORTUGAL EM MICRO E MINIPRODUÇÃO POR DISTRITO ATÉ 2014	2
TABELA 2.1: RESUMO DAS VANTAGENS E DESVANTAGENS DAS DIFERENTES ESTRUTURAS	27
TABELA 2.2: RESUMO DAS CARACTERÍSTICAS DA LEGISLAÇÃO PARA AUTOCONSUMO	65
TABELA 2.3: RESUMO DO ESCALONAMENTO DE POTÊNCIA PARA AUTOCONSUMO	66
TABELA 3.1: ESPECIFICAÇÕES DA NORMA IEC 61000-4-30	88
TABELA 3.2: MÉTODOS E TEMPOS PARA MEDIÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO.....	89
TABELA 3.3: VALORES DAS TENSÕES HARMÓNICAS NOS PONTOS DE ENTREGA ATÉ À ORDEM 25, EXPRESSAS EM PORCENTAGEM DA TENSÃO NOMINAL (UN)	90
TABELA 3.4: INTERRUPÇÕES DE LONGA DURAÇÃO	93
TABELA 3.5: INDICADORES INDIVIDUAIS.....	94
TABELA 3.6: TABELA DE PERÍODOS DE AGREGAÇÃO (NP EN 50160).....	96
TABELA 3.7: TABELA DE PERÍODOS DE AGREGAÇÃO (NP EN 50160).....	97
TABELA 3.8: VALORES LIMITE PARA INSTALAÇÕES LIGADAS À REDE MT	99
TABELA 3.9: LIMITES DE EMISSÃO DE CORRENTES HARMÓNICAS	104
TABELA 6.1: RESUMO DE INFORMAÇÃO SOBRE A INSTALAÇÃO DE CONSUMO DA FACULDADE DE PSICOLOGIA	143
TABELA 6.2: NÚMEROS DE SÉRIE DOS INVERSORES	148
TABELA 6.3: DESCRIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO UTILIZADOS NA ANÁLISE QUALIDADE DE ENERGIA.....	156
TABELA 6.4: DIAS DE NÃO PRODUÇÃO POR MÊS	166
TABELA 6.5: PRODUÇÃO ESTIMADA POR MÊS DURANTE UM ANO.....	167
TABELA 6.6: PERDAS FINANCEIRAS (€).....	168
TABELA 6.7: CUSTO DOS EQUIPAMENTOS DE SUBSTITUIÇÃO (€).....	169
TABELA 6.8: CUSTO DAS DESLOCAÇÕES E MÃO-DE-OBRA (€)	169
TABELA 6.9: IMPACTO FINANCEIRO (€)	170
TABELA 6.10: RESUMO DE INFORMAÇÃO SOBRE A INSTALAÇÃO DE CONSUMO DA OSCACER.....	174
TABELA 6.11: NÚMEROS DE SÉRIE DOS INVERSORES.....	178
TABELA 6.12: DESCRIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS MEDIÇÃO UTILIZADOS NA ANÁLISE QUALIDADE DE ENERGIA.....	186
TABELA 6.13: DIAS DE NÃO PRODUÇÃO POR MÊS.....	190
TABELA 6.14: PRODUÇÃO ESTIMADA POR MÊS NUM ANO	191
TABELA 6.15: PERDAS FINANCEIRAS (€)	192
TABELA 6.16: CUSTO DE DESLOCAÇÕES E MÃO-DE-OBRA	193
TABELA 6.17: IMPACTO FINANCEIRO (€)	193
TABELA 6.18: RESUMO DE INFORMAÇÃO SOBRE A INSTALAÇÃO DE CONSUMO DA CAPA SA	195
TABELA 6.19: N.º DE SÉRIE DOS INVERSORES	199
TABELA 6.20: DESCRIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS MEDIÇÃO UTILIZADOS NA ANÁLISE QUALIDADE DE ENERGIA.....	206

Acrónimos

AC	–	Corrente Alternada
AT	–	Alta Tensão
BT	–	Baixa Tensão
DC	–	Corrente Contínua
DGEG	–	Direcção Geral de Energia e Geologia
DI	–	Decreto-Lei
EDP	–	Energias de Portugal
ERSE	–	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
IEC	–	<i>International Electrotechnical Commission</i>
ISO	–	<i>International Organization for Standardization</i>
MN	–	Minigeração
MPPT	–	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MPQS	–	Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço
MT	–	Média Tensão
PD	–	Produção Distribuída
PT	–	Posto de Transformação
PV	–	<i>Photovoltaic</i>
QE	–	Quadro Elétrico

-
- RESP – Rede Elétrica de Serviço Público
- RQS – Regulamento de Qualidade de Serviço
- SRMini – Sistema de Registo da Miniprodução
- STC – Standard Test Conditions



1. INTRODUÇÃO

A ideologia de um planeta sustentável reforça a necessidade de aproveitamento dos recursos naturais como fonte de energia primária, como tal, a evolução tecnológica permitiu o crescimento da eficiência de aproveitamento desses recursos para produção de energia elétrica. A rápida penetração de centrais de produção de fonte renovável na rede elétrica colmatou alguns problemas existentes e de difícil resolução, mas criou outros de grande complexidade e exigência técnica. O equilíbrio do Sistema Elétrico Nacional, era e será sempre o grande objetivo dos gestores da rede elétrica, sendo necessário para que esse resultado se consiga, uma boa gestão da relação produção/consumo. A manutenção do equilíbrio do SEM tem como objetivo fazer com que a entrega de energia ao cliente consumidor final se concretize com o máximo de qualidade e fiabilidade. Para garantir e regular a qualidade e a fiabilidade da Energia entregue ao cliente final, existe uma entidade reguladora responsável por monitorizar todos os participantes do SEN, regular e impedir a monopolização dos preços da energia, controlar a gestão comercial dos agentes comercializadores perante o cliente e fazer cumprir a legislação em vigor por

parte do distribuidor sendo que a Norma que serve de bitola a todo esta exigência é a NP EN 50160 resultante da adaptação da Norma Europeia EN50160 que define e estandardiza os parâmetros e métodos de medição e controlo da Qualidade da Energia Elétrica Entregue ao cliente final.

Com a introdução da legislação de Microgeração e Minigeração, em Portugal, a instalação e certificação de centrais de produção distribuída nos pontos de consumo, tornou-se bastante simplificada originando uma implementação rápida e com grande expressão na rede elétrica nacional de acordo com a tabela 1:

Tabela 1: Potência Instalada em Portugal em Micro e Miniprodução por Distrito até 2014.

SRM - Sistema de Registo de Microprodução										SRM		
Unidades de microprodução e miniprodução ligada à rede - Distribuição por distrito e ano de ligação à rede												
Atividade		Miniprodução										
Entidade certificadora		(Tudo)										
Ano ligação		Dados										
		2011		2012		2013		2014		Total Contagem de N.º registo	Total Soma de Pot. Ligação (kW)	
DISTRITO	Contagem de N.º registo	Soma de Pot. Ligação (kW)	Contagem de N.º registo	Soma de Pot. Ligação (kW)	Contagem de N.º registo	Soma de Pot. Ligação (kW)	Contagem de N.º registo	Soma de Pot. Ligação (kW)				
AVEIRO			19	717,10	31	2404,37	10	431,45	60	3552,92		
BEJA			19	654,95	21	587,37	5	81,10	45	1323,42		
BRAGA	1	15,00	46	1764,36	64	3239,03	13	1246,60	124	6264,99		
BRAGANÇA			8	142,25	9	268,00	5	312,35	22	722,60		
CASTELO BRANCO			9	318,35	19	493,40	13	625,73	41	1437,48		
COIMBRA			18	389,84	33	644,19	19	864,05	70	1898,08		
ÉVORA			15	771,00	20	819,40	8	444,40	43	2034,80		
FARO			33	846,05	48	1425,15	9	512,00	90	2783,20		
GUARDA			6	383,70	14	228,05	1	10,00	21	621,75		
ILHA DA MADEIRA	1	11,10	3	396,00	6	92,70			10	499,80		
ILHA DE PORTO SANTO			2	281,00					2	281,00		
ILHA DE SÃO MIGUEL			2	88,00					2	88,00		
ILHA TERCEIRA			1	20,00					1	20,00		
LEIRIA			23	883,65	35	1971,00	24	1547,80	82	4402,45		
LISBOA			81	4561,57	62	2894,15	43	2524,85	186	9980,57		
PORTALEGRE			7	526,75	14	530,00	4	185,00	25	1241,75		
PORTO	1	20,00	42	2637,65	68	3575,88	32	1360,70	143	7594,23		
SANTARÉM			61	2446,65	79	3155,35	54	3210,10	194	8812,10		
SETUBAL			32	1959,68	46	1292,00	18	510,90	96	3762,58		
VIANA DO CASTELO			6	253,81	10	129,25	1	15,00	17	398,06		
VILA REAL			4	132,05	9	215,90	4	180,00	17	527,95		
VISEU			16	800,80	28	1728,57	15	1246,50	59	3775,87		
Total Geral	3	46,10	453	20975,21	616	25693,76	278	15308,53	1350	62023,60		

Na gestão da rede elétrica de transporte e distribuição, a complexidade técnica começou a tornar-se facilitada pelo aparecimento do conceito “*SmartCities*” criando precisamente tecnologia para gestão inteligente de redes elétricas com grande penetração de produção distribuída, no entanto, dentro de portas, o cliente consumidor, apesar da expectativa de ganho financeiro com a instalação da central fotovoltaica no seu ponto de consumo, por consequência da sua instalação elétrica envelhecida, sem manutenção preventiva, sem métodos de eficiência energética implementados e com equipamentos perturbadores da

qualidade de energia elétrica, sofreu consequências técnico-econômicas na sua central fotovoltaica de minigeração devido à qualidade da energia que circulava na sua instalação de consumo, e se anteriormente estas anomalias eram absorvidas em parte pela rede elétrica e outras por outros equipamentos da sua própria instalação, causando até avarias e quebras de serviço sem razão aparente, após a instalação da central fotovoltaica, esta funcionou como filtro dessas mesmas anomalias para instalação de consumo e para a RESP mas tornou-se um problema grave no funcionamento da central fotovoltaica passando a ser esta afetada por avarias nos equipamentos e proteções.

O que inicialmente seria considerado como mau funcionamento da central fotovoltaica e por vezes associada à má qualidade dos equipamentos, tornou-se objeto de estudo pelo seu grau de complexidade no estudo da origem das anomalias e suas soluções.

A análise do Regulamento de Qualidade de Serviço é um procedimento essencial no enquadramento deste problema, no sentido de que por vezes não é capaz de cobrir as anomalias detetadas quanto à sua frequência de ocorrência e por isso criando uma lacuna na resolução e mediação do problema. Posto isto, é importante que de uma forma vertical, este problema seja levado em conta desde a entidade reguladora até ao consumidor final e paralelamente seja tratado em fase de projeto e estudo pelo distribuidor e pela engenharia no nosso país, procurando uma melhoria da qualidade da energia.

1.1. Contextualização

Esta Dissertação surgiu da necessidade de resolução de anomalias verificadas em centrais fotovoltaicas projetadas e exploradas na primeira pessoa ao longo de 5 anos de atividade profissional na empresa CAPA SA. A grande diversidade de centrais instaladas nos mais variados edifícios, quer de indústria, quer de serviços e até mesmo em habitações, permitiu criar uma vasta experiência em resolução de anomalias ocorridas nas centrais fotovoltaicas fruto de influências externas, como tal, o aparecimento e registo destas anomalias de origem oculta em primeira análise, criaram a necessidade de resolução das mesmas, de forma devolver a rentabilidade à central fotovoltaica e criar ferramentas para análise e estudo de projetos futuros, visto que a nova legislação de Autoconsumo, vai contemplar centrais de grande dimensão em instalações elétricas de grande consumo, catapultando a dimensão destas anomalias para um nível de influência e impacto ainda

mais preocupante. É imprescindível o estudo prévio da qualidade da energia na instalação elétrica de consumo em fase preliminar à instalação fotovoltaica.

1.2. Objetivos

Os principais objetivos desta Dissertação são essencialmente os seguintes:

- Caracterização das Centrais fotovoltaicas de Minigeração;
- Referenciação das Normas e Regulamentos em vigor no setor elétrico e em particular no setor fotovoltaico;
- Referenciação das anomalias frequentes nas centrais fotovoltaicas provocadas pelas instalações de consumo;
- Demonstração através de casos práticos da ocorrência e impacto das anomalias;
- Formulação de soluções para eliminação ou redução do impacto das anomalias;
- Promover a sensibilização para o problema na fase de projeto;
- Promover a melhoria do RQS;

1.3. Organização do relatório

No Capítulo 1 realiza-se uma introdução do trabalho desenvolvido nesta dissertação, caracterizando de forma resumida o aparecimento da produção distribuída na rede elétrica nacional, as suas consequências na mesma, apresenta-se a definição da qualidade de serviço e a influências das instalações de consumo nas centrais fotovoltaicas. No Capítulo 2 é realizada uma caracterização das centrais fotovoltaicas de minigeração, desde a sua tecnologia à sua instalação. No Capítulo 3 é realizada uma descrição e da Qualidade da Energia, suas exigências e Normas em vigor. No Capítulo 4 é realizada uma caracterização e explicação das proteções em geral e das proteções em particular utilizadas nas centrais fotovoltaicas. No Capítulo 5 são caracterizadas e descritas as diversas anomalias registadas e possíveis em Centrais fotovoltaicas. No Capítulo 6 são apresentados e os casos práticos que são a base desta dissertação. No Capítulo 7 é apresentada a conclusão e análise final deste estudo.

2. CENTRAIS FOTOVOLTAICAS

Este capítulo pretende apresentar de forma progressiva a evolução tecnológica das Centrais Fotovoltaicas, tendo em conta a mutação das necessidades globais e em particular no nosso País desde a criação da 1.^a célula. As Centrais Fotovoltaicas como parte integrante da produção de energia através de fontes renováveis, têm-se revelado uma alavanca de extrema importância na concretização de mudanças político-económicas no que diz respeito à sustentabilidade climática do nosso Planeta.

A abundancia de silício no planeta Terra abre portas à independência da necessidade de utilização de combustíveis fósseis, direcionando a Ciência e a Economia para este novo caminho.

O protocolo de Quioto, finalmente ratificado por completo em 2005, levou a que se iniciasse um movimento global na produção de energia através de fontes renováveis, sendo as tecnologias, eólica e solar fotovoltaico as mais implementadas. Portugal, foi um dos Países vanguardistas no cumprimento dos objetivos impostos pelo protocolo ao nível da tecnologia eólica, sendo o fotovoltaico neste momento um setor em crescimento e com grande potencial de evolução à escala Global.

Toda esta revolução energética, tem conseqüentemente um grande impacto por um lado, no setor elétrico, pois levou a que a gestão da Rede elétrica fosse replaneada e estudada para que os níveis de qualidade de serviço se mantenham, por outro, no setor económico, pois o mercado energético global mudou profundamente criando novos mercados, novas aplicações financeiras, permitiu a entrada de novos *stakeholders* e com isso a esperança de melhores tarifas e um sistema energético mais sustentável.

2.1. Estado da Arte

A tecnologia solar fotovoltaica, tendo por base uma grande descoberta do potencial do cristal de silício como semicondutor com capacidade foto produtora em 1839 por *Edmond Becquerel*, tem evoluído na sua aplicabilidade nas mais diversas áreas, desde a indústria aeroespacial, eletrónica, indústria cerâmica, etc., sendo na indústria de painéis fotovoltaicos a maior incidência na procura de evolução W/m².

De uma forma global, as centrais fotovoltaicas foram, ao longo das décadas sendo utilizadas em pequenas unidades de produção para fornecimento de energia doméstica em locais remotos onde não existia qualquer possibilidade de fornecimento de energia através da rede elétrica de distribuição, visto que a tecnologia era demasiado dispendiosa, limitando economicamente a sua utilização a grande escala. Em alguns países, tais como os Estados Unidos da América, o poder económico permitiu o investimento em centrais fotovoltaicas de grande dimensão, embora incomparáveis com as de hoje, no entanto, com o protocolo de Quioto, o mercado eólico emergiu de uma forma exponencial, fazendo com que a tecnologia fotovoltaica estagnasse.

Com o crescimento de grandes parques eólicos, a difícil previsão de produção, a gestão da rede elétrica e a manutenção dispendiosa, direcionaram os agentes do mercado energético novamente para a tecnologia fotovoltaica, garantindo uma previsão mais fiável da produção, menores custos de manutenção, menores custos de construção de infraestruturas e uma fiabilidade muito superior, reunindo as condições ideais para garantir um produto financeiro fiável.

Com esta nova janela económica, a tecnologia fotovoltaica, até hoje, é a tecnologia renovável de eleição para investidores e para a sustentabilidade dos sistemas elétricos com uma visão futura de cada vez mais penetração de energia renovável. A visão global

das coisas, evoluiu para que a eficiência seja procurada em tudo e não apenas na energia, ou seja, instalou-se a filosofia global de que tudo tem de ser feito com menos, garantindo o mesmo resultado. Esta ideia levou a que deixassem de construir áreas propositadamente para a instalação de centrais fotovoltaicas e se instalassem as mesmas em zonas com aproveitamento nulo, tais como telhados, parques de automóveis, etc., nascendo assim o conceito de Produção descentralizada, que no fundo traduz-se na produção de energia no ponto de consumo.

Com a mudança de paradigma na instalação de centrais fotovoltaicas, criaram-se em diversos países da Europa leis governamentais para incentivar a instalação de centrais fotovoltaicas em telhados, nomeadamente em habitações familiares, indústria e serviços. Estas leis governamentais, obviamente não foram as mesmas em todos os países, pois as necessidades energéticas, políticas, técnicas e económicas de cada país ditaram as restrições em cada país.

A elevada procura da tecnologia fotovoltaica na Europa, levou ao aparecimento vertiginoso milhares de empresas fabricantes de painel fotovoltaico por todo mundo, sendo que com a entrada da China, o fabrico desta tecnologia cresceu exponencialmente até ao ponto de saturação de painéis fotovoltaicos no mercado, a oferta era demasiado grande para a procura, o que naturalmente levou à diminuição do custo da tecnologia.

Sendo Portugal um dos países com maior potencial de produção fotovoltaica e por outro lado um dos países com maior percentagem de importação de energia, o processo de incentivo à produção descentralizada foi levado a cabo de forma gradual e lenta, sendo que a diminuição do custo da tecnologia que se fazia sentir a nível mundial, permitiu a adaptação, por um lado da rede elétrica que foi obrigada a absorver a produção, por outro das instituições financeiras que se depararam com um novo modelo de negócio e dessa forma criaram financiamentos de apoio à execução de centrais fotovoltaicas.

De forma a gradual, em Portugal a legislação foi permitindo por atribuição de potência e tarifas bonificadas a microgeração com potências até 3.68kW (doméstico), a minigeração com potências entre 3,68 kW e 250 kW (pequenas e médias empresas) e por último a recém-lançada produção em Autoconsumo, com potências até 1 MW (grandes

consumidores de energia – Industria) que ao contrário das anteriores modalidades não contempla uma tarifa bonificada mas sim uma tarifa igual ao preço de compra.

Em paralelo, com a transição da venda de energia à rede para o autoconsumo em que o mercado manteve-se num impasse legislativo, a saturação de painéis fotovoltaicos chegou a uma dimensão tal que obrigou a maior parte dos fabricantes desta tecnologia a fecharem portas e aos que sobreviveram a comprar licenças para construção e exploração de parques fotovoltaicos para produção de energia em grande escala para venda à rede de transporte, conseguindo com este processo aplicar e rentabilizar o *stock* excessivo de painéis fotovoltaicos que detinham sem conseguir escoar para os mercados de produção descentralizada.

Na atualidade, as centrais fotovoltaicas resumem-se ao Autoconsumo e aos Parques fotovoltaicos de grande escala cuja tecnologia é a mesma, utilizada de forma modular. O dinamismo deste mercado contagia de forma conjunta o dinamismo dos fabricantes dos equipamentos, das empresas integradoras, das instituições financeiras, da gestão política e da gestão da rede elétrica.

2.2. Tecnologia

Os séculos XX e XXI têm sido marcados pela exponencial evolução tecnológica, a descoberta de novos materiais, métodos e fórmulas científicas têm alavancado não só novas descobertas como também a melhoria de produtos e métodos existentes, fazendo com que evoluam na sua eficiência e no seu dimensionamento. No caso das Centrais Fotovoltaicas, a diversidade de tecnologias que em conjunto constituem uma central de produção de energia através de uma fonte “inesgotável” abre horizontes ao desenvolvimento dos vários componentes, desde a eletrónica, passando pela eletricidade e terminando na construção mecânica estrutural, levando a que para um correto dimensionamento da central, sejam requisitadas várias especialidades da engenharia. Desta forma, neste capítulo serão detalhadamente estudadas as várias tecnologias integrantes de uma central Fotovoltaica, em particular, de uma central fotovoltaica de minigeração para venda de energia à rede elétrica nacional. O esquema tipo de uma central fotovoltaica de minigeração é apresentado na figura 2.1:

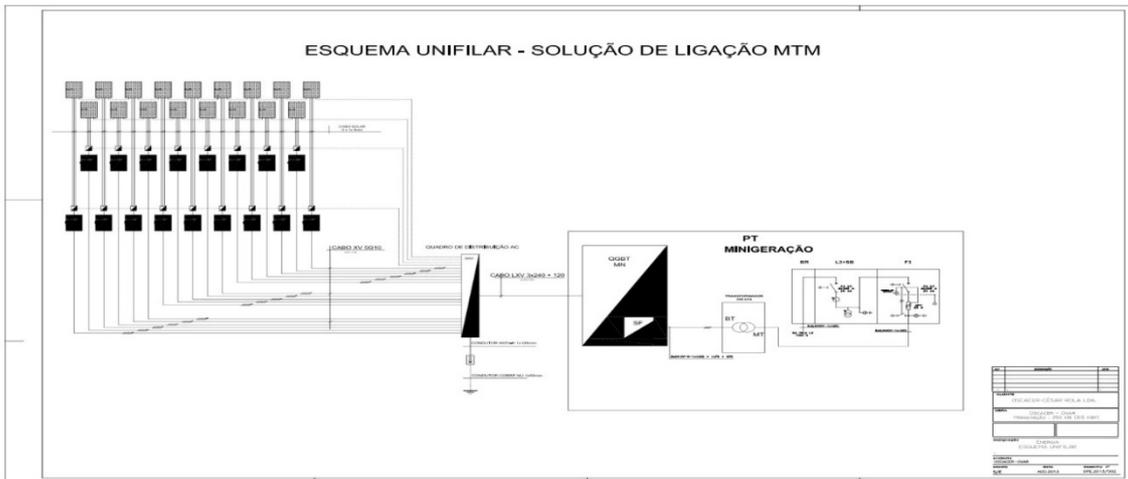


Figura 2.1- Esquema unifilar tipo de uma central fotovoltaica de minigeração.

2.2.1. Painéis Fotovoltaicos

Um painel fotovoltaico é um equipamento capaz de converter a energia solar em eletricidade e a sua construção pode divergir em diversos fatores, tipo de vidro, caixilharia, tipo de encapsulamento e caixa de junção, no entanto a sua componente mais importante são as células fotovoltaicas, responsáveis pela conversão da radiação solar em energia elétrica capaz de ser utilizada diretamente ou retificada. Nos capítulos seguintes serão descritos detalhadamente cada um dos componentes integrantes de um painel fotovoltaico como mostra a figura 2.2, sendo que cada um destes componentes tem como uma das principais funções facilitar e incrementar o rendimento das células fotovoltaicas.

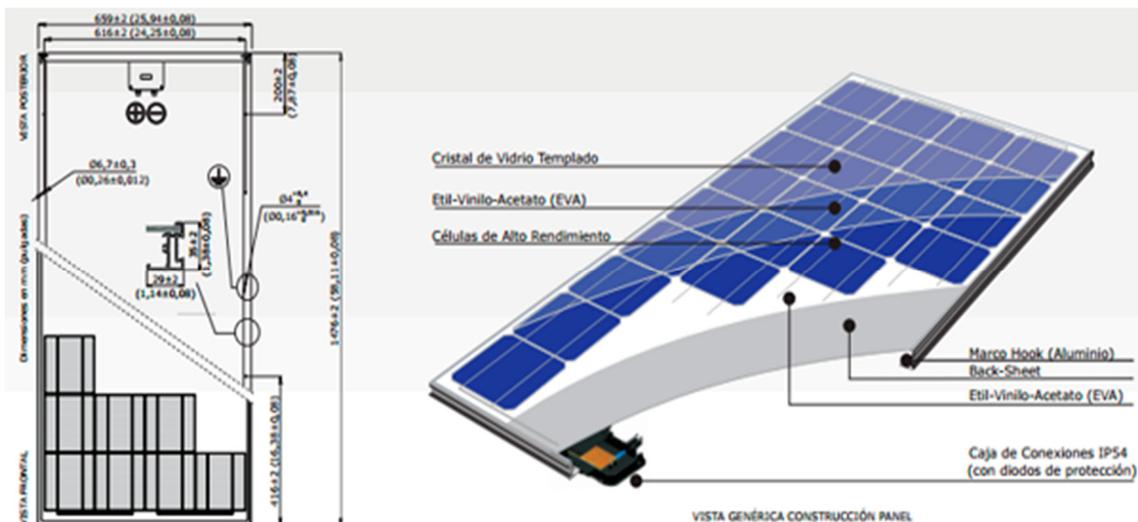


Figura 2.2 - Composição de um painel fotovoltaico

Células Fotovoltaicas

A matéria-prima mais importante para a produção de energia solar fotovoltaica é o cristal de Silício (Si). O silício apresenta-se na natureza sob a forma de dióxido de silício SiO_2 o constituinte principal do quartzo mineral muito abundante na areia e no granito. Através de métodos adequados obtém-se o silício em forma pura conforme mostra a figura 2.3. Na forma cristalina é muito duro e pouco solúvel, apresentando um brilho metálico e uma coloração cinzenta.



Figura 2.3 - Silício em forma pura.

É um elemento relativamente inerte e resistente à ação da maioria dos ácidos. O silício transmite mais de 95% dos comprimentos de onda das radiações infravermelhas. O silício necessário no fabrico das células fotovoltaicas e pode ser obtido a partir da quartzite através de um processo dispendioso, sujo e difícil de realizar o que contribui para tornar o preço do silício bastante elevado. O cristal de silício puro possui poucos elétrons livres sendo por isso um mau condutor elétrico, posto isto, depois de fabricar os cristais é necessário em seguida fazer a deposição de impurezas para criar as 2 zonas (figura 4), p e n, acrescentando-se pequenas percentagens de outros elementos. Este processo denomina-se de dopagem. Mediante a dopagem do silício com o fósforo obtém-se um material com elétrons livres ou material com portadores de carga negativa (silício tipo N). Realizando o mesmo processo, mas acrescentando Boro ao invés de fósforo, obtém-se um material com características inversas, ou seja, déficit de elétrons ou material com cargas positivas livres - as lacunas (silício tipo P). Se juntarmos duas camadas de silício dopado N e P elas formam uma JUNÇÃO semicondutora. Separadamente, ambas as capas

são eletricamente neutras, mas ao serem unidas, na junção P-N, cria-se um campo elétrico devido aos elétrons do silício tipo N que ocupam as lacunas da estrutura do silício tipo P. Seguidamente, o silício é tratado com um revestimento anti refletor, que evita perdas de radiação por reflexão. A incidência da luz solar numa junção P-N de silício transfere a energia dos fótons para os elétrons fazendo com que estes saltem da banda de valência para a banda de condução e formando assim pares elétron-lacuna suscetíveis de se moverem na junção. Devido ao campo elétrico gerado na Junção P-N, os elétrons são orientados a fluir da camada "P" para a camada "N" por meio de um condutor externo, conecta-se a camada negativa à positiva e assim o efeito fotovoltaico produz um fluxo de elétrons nos condutores externos, os elétrons são excitados pelas partículas de luz e encontram no circuito elétrico externo à célula, o caminho mais fácil para viajar de um lado da célula solar para o outro, enquanto a luz continuar a incidir na célula, o fluxo de elétrons mantém-se ativo. A intensidade da corrente gerada varia proporcionalmente conforme a intensidade da luz incidente. A célula solar apenas consegue orientar uma pequena percentagem desses elétrons de forma a fazê-los fluir pelo circuito externo. Este fluxo de elétrons é, por definição, corrente elétrica e a sua energia é vulgarmente chamada de eletricidade. Na figura 2.4 vê-se um exemplo de princípio de funcionamento de uma célula de junção P-N.

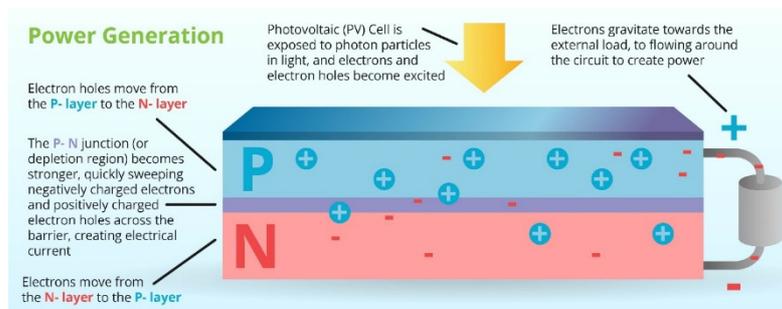


Figura 2.4 - Princípio de funcionamento de uma junção P-N

Vidro

O vidro é um dos componentes mais utilizados no planeta em diversas aplicações, do *design* à fibra ótica, o vidro esteve nas origens do primeiro aproveitamento de energia elétrica com Thomas Edison na construção da 1.^a lâmpada. Hoje em dia, continua a ter utilidade no campo da energia, sendo responsável por várias aplicações, em particular nos painéis fotovoltaicos. Alguns parâmetros de qualidade dos painéis fotovoltaicos são

otimizados pela seleção adequada do vidro, que tem consequências elétricas e mecânicas no rendimento do painel fotovoltaico. Como tal, passo a enumerar as principais características do vidro aplicado à produção de painéis fotovoltaicos:

Resistência mecânica do painel – Existem no mercado diversas tecnologias de painel fotovoltaico, diferenciados pela tecnologia de células utilizadas, pelo tipo de estrutura, e em particular pelo tipo de vidro utilizado. Um painel fotovoltaico convencional utiliza apenas uma camada de vidro como proteção mecânica das células solares. O vidro aplicado neste tipo de painel fotovoltaico é capaz de suportar cerca de 250 kN de força sem quebrar, é dimensionado para suportar o peso de uma pessoa, possibilitando a circulação dos técnicos na montagem e na manutenção protegendo também contra intempéries do tipo granizo, no entanto o poder de flexão mecânica é auxiliado em grande parte pela caixilharia em alumínio. Outro tipo de painéis fotovoltaicos são os de vidro duplo sem caixilharia, sendo neste caso o vidro o único responsável pela resistência mecânica do painel fotovoltaico, que embora com maior proteção à célula solar por impacto direto, o efeito de flexão mecânica é bastante mais acentuado, sendo que sujeito a temperaturas elevadas, a sua flexibilidade mecânica torna-se ainda maior, exigindo o sobredimensionamento das ancoragens estruturais. Embora garanta uma menor taxa de envelhecimento do circuito elétrico, exige mais cuidado na conceção da estrutura de suporte para que o circuito elétrico não se danifique mecanicamente com as oscilações/flexões acentuadas visto não ter caixilharia. Recentemente foi lançado no mercado um novo tipo de painel fotovoltaico com vidro duplo e caixilharia, garantindo um acréscimo substancial na vida útil do painel fotovoltaico, pois garante a proteção do circuito elétrico e uma grande estabilidade mecânica.

Otimização do rendimento fotoelétrico – O vidro utilizado na construção dos painéis fotovoltaicos, possuem para além das características mecânicas, características de conservação e otimização do rendimento das células solares. Sendo um material hermético, garante a estanquicidade do circuito elétrico diminuindo o envelhecimento do mesmo por oxidação devida à humidade. Possui também uma característica de aproveitamento da radiação solar por reflexão prismática, diminuindo em grande escala as perdas de radiação por reflexão conforme mostra a figura 2.5:

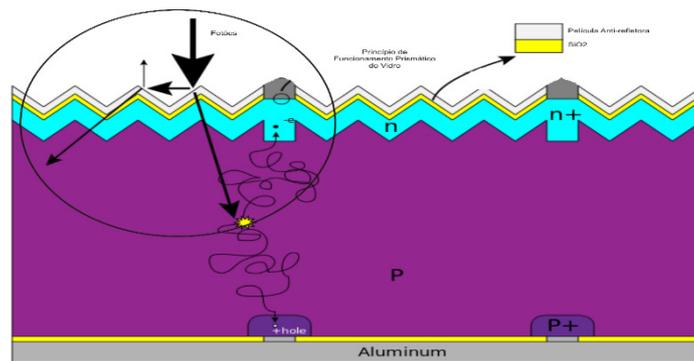


Figura 2.5 - Reflexão Prismática do Vidro Fotovoltaico

A radiação que chega ao vidro, é dividida em dois espectros, sendo que um chega à célula fotoelétrica de forma direta, e o outro é refletido. Se a o vidro apresentasse uma micro estrutura lisa e plana, o espectro refletido tomaria a direção da origem não sendo possível o reaproveitamento, como o vidro apresenta uma micro estrutura prismada, o espectro refletido é direcionado para outro prisma, repetindo-se o fenómeno inicial, ou seja, o espectro volta a dividir-se, sendo que uma parte significativa chega à célula fotovoltaica e a 2.º fração toma a direção de origem do espectro inicial, sendo esta fração a perda efetiva por efeito de reflexão.

Encapsulamento

A proteção das células fotovoltaicas dos agentes atmosféricos e das tensões mecânicas a que podem estar sujeitas, e vital para o seu correto funcionamento. Para tal, as células são embebidas num material transparente e maleável com a particularidade de assegurar o isolamento entre células. De forma a estabilizar a estrutura, o material de encapsulamento e aplicado sobre um substrato que na maioria dos casos e o vidro, mas também pode ser utilizado plástico acrílico, metal ou folheados de plástico.

De acordo com o processo de encapsulamento, as células solares podem ficar assentes na parte posterior, frontal ou entre o material do substrato. Convém referir que a cobertura, no lado onde captara a luz, devesse ser feita por um material com uma elevada transmissão de luminosidade, de modo a maximizar a incidência da energia solar. E possível distinguir o encapsulamento em três tipos:

- Encapsulamento EVA;
- Encapsulamento *Teflon*;
- Encapsulamento em resina fundida.

Encapsulamento EVA - No encapsulamento em Etileno Vinil Acetato (EVA), as células são sujeitas a um processo de laminagem em vácuo. Durante este processo o EVA derrete e circunscreve completamente as células. Este material deve ser resistente a radiação ultravioleta (UV) que incide na superfície frontal, o que na maioria dos casos é conseguido através da colocação de uma placa de vidro temperado com elevada transparência (vidro solar). A parte posterior poderá ser feita a partir de um vidro endurecido convencional ou de uma placa opaca.

Encapsulamento Teflon - Quanto ao encapsulamento em *Teflon*, as células são circundadas por este fluoro polímero, num processo semelhante ao encapsulamento em EVA. A única especificidade neste encapsulamento é o facto de as células assentarem num substrato galvanizado, não necessitando, por isso, de cobertura na parte frontal. O *Teflon* é, por si só, resistente aos raios UV, transparente, bom repelente da sujidade, não perde cor e tem uma superfície não refletiva. Para além destas características, a camada de *Teflon* é boa condutora de calor, o que permite um bom arrefecimento da célula. O substrato pode ser, tal como no processo anterior, em vidro endurecido convencional ou outro material opaco. Este tipo de encapsulamento é muitas vezes utilizado para módulos integrados em telhas solares.

Encapsulamento em resina fundida - Relativamente ao encapsulamento em resina fundida, as células são fixadas entre duas placas de vidro através de amortecedores adesivos. A placa frontal, voltada para os raios solares, consiste num vidro branco endurecido e com elevada transparência. Do lado posterior, a placa é constituída por um vidro endurecido convencional. A cavidade entre as duas placas onde se encontram as células solares é constituída por uma resina fundida extremamente transparente. A maior vantagem deste modo de encapsulamento é a rigorosa posição das células, permite que os intervalos entre estas sejam uniformes, inclusive para grandes módulos. Este tipo de encapsulamento é normalmente utilizado para módulos especiais tendo em vista a integração em edifícios (fachadas, dispositivos de sombreamento, coberturas de vidro).

A resina usada neste processo e também utilizada para a produção de superfícies envidraçadas com isolamento acústico, por este motivo um modulo encapsulado com resina fundida tem propriedades atenuantes no que diz respeito a propagação do ruído.

Encapsulamento de filmes finos - Os módulos FV de película fina tem por base uma folha de vidro (substrato), que e revestida pelo material semiconductor. Nestes casos, não se utiliza como substrato vidro temperado, pois as elevadas temperaturas que são atingidas no processo de deposição do semiconductor, iriam comprometer a resistência do vidro. Para situações em que seja exigido, aos módulos de filmes finos, maior dureza ou melhor comportamento em termos de fratura (exemplo de uma fachada), incorpora-se uma folha adicional de vidro de segurança endurecido. O encapsulamento do material semiconductor pode ser depositado na parte posterior do vidro exterior ou no topo do vidro interior.

Caixilharia

Para a maioria das diferentes tecnologias de construção de painéis fotovoltaicos, a resistência mecânica, a par do vidro, é garantida pela caixilharia de alumínio que também assume a função de assemblagem das várias camadas que constroem a globalidade do painel fotovoltaico. Na figura 2.6 pode-se verificar a caixilharia de um painel fotovoltaico:

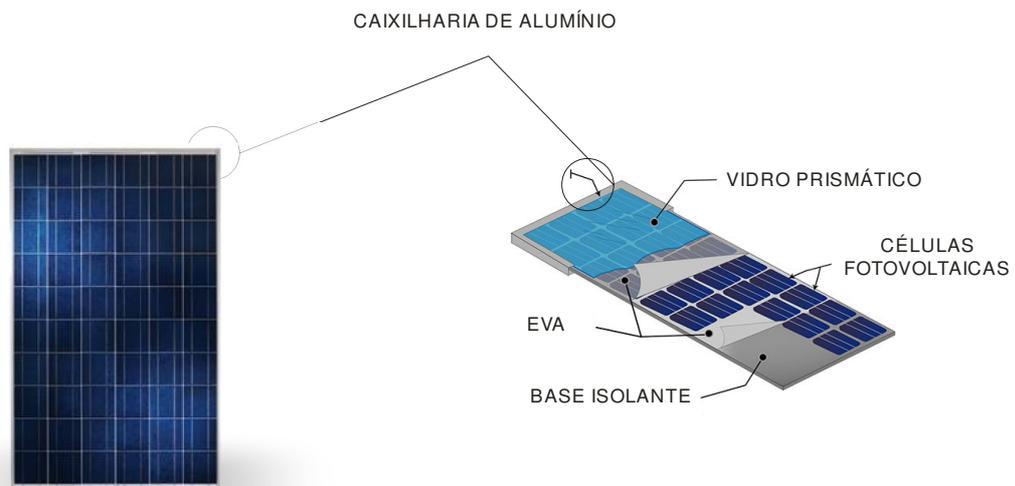


Figura 2.6 - Caixilharia de Um painel Fotovoltaico

Existem diversas variantes na caixilharia de alumínio dos painéis fotovoltaicos, espessuras diferentes, dependendo do tamanho do painel, a espessura pode ser maior ou menor de forma a garantir a estabilidade estrutural e a resistência à flexão, este pormenor é também um fator de diferenciação de qualidade pois afeta diretamente a vida útil do painel fotovoltaico. O desenho do perfil é também importante na forma de fixação do painel à estrutura, embora existam fixadores universais que garantem a fixação de qualquer painel fotovoltaico, existem painéis fotovoltaicos com caixilharia desenhada para fixação direta através de parafuso, ou para colagem ou até mesmo por encaixe. O tipo de tratamento à corrosão é também um fator importante, a caixilharia pode ser anodizada, pode ser anodizada e lacada e em alguns escassos fabricantes pode ser em aço inox embora o custo não permita uma construção de custo competitivo.

Caixas de Junção

As caixas de Junção, são o último elemento do painel fotovoltaico, a caixa de junção é o elemento responsável pela interligação das séries de células fotovoltaicas de um painel fotovoltaico. Estes elementos podem ser diferenciados por vários fatores, a resistência à intempérie, sendo caracterizada pelo seu IP, sendo no mínimo IP44, podendo chegar a IP68. Algumas caixas de junção, possuem também díodos de proteção de retorno, de forma a garantir que uma série de células com menos radiação seja capaz de prejudicar a produção das séries com maior radiação barrando as correntes inversas, sendo um pormenor importante na qualidade do painel fotovoltaico pois garante menor penalização da produção em caso de sombreamento parcial do painel fotovoltaico. O tipo de conectores assim como a ligação dos condutores à caixa de junção podem variar desde ligação por aperto mecânico, soldadura ou fixação por mola. Na figura 2.7 mostra-se uma caixa de junção:



Figura 2.7 - Caixa de Junção de um Painel Fotovoltaico.

Processo de fabrico

Sendo este um produto de produção em grande escala, 99% dos fabricantes de painel fotovoltaico fabrica módulos através de linhas automatizadas sem grandes necessidades de mão-de-obra, tornando o processo bastante simples e contemplando as fases descritas na figura 2.8:

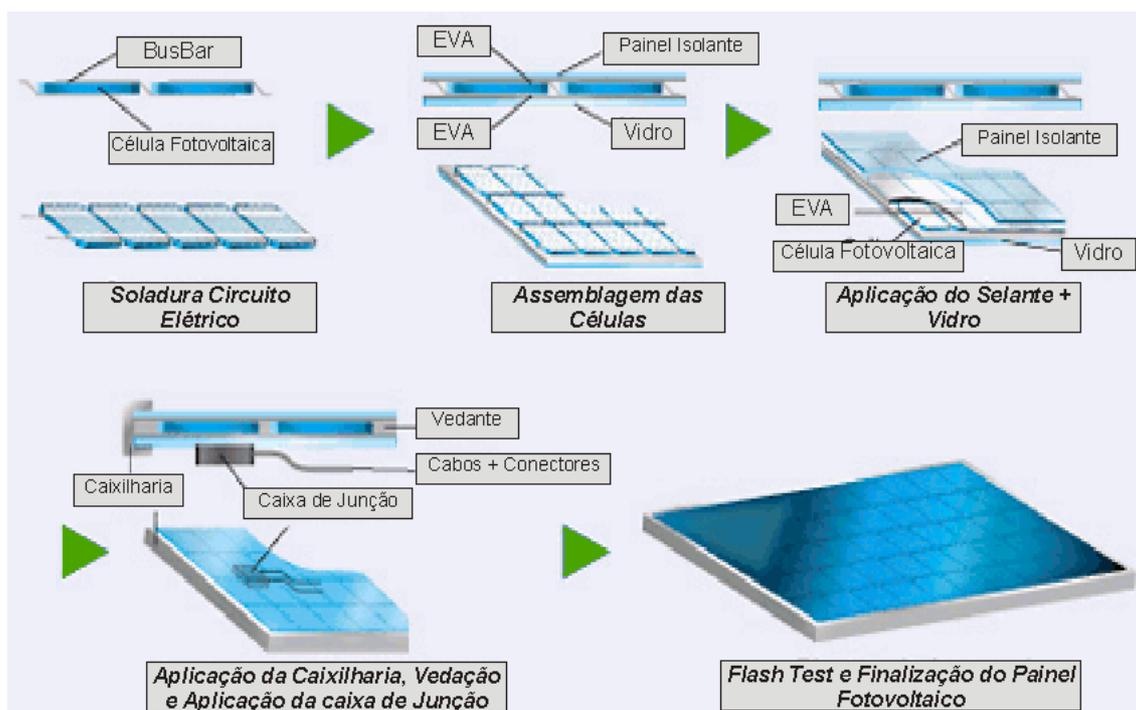


Figura 2.8 - Processo de Fabrico de um Painel Fotovoltaico.

Soldadura do Circuito Elétrico – A 1.^a fase do processo passa por aplicar as ligações elétricas entre células, denominadas de “*busbar*” que serão responsáveis pela captação dos elétrons produzidos em cada célula e encaminhados para a caixa de junção. A quantidade de “*busbar*” que passa em cada série é um fator de qualidade dos painéis fotovoltaicos, quanto maior o número de “*busbar*”, maior a eficiência na captação e condução dos elétrons.

Assemblagem das Células – Os grupos construídos na fase anterior, são agora agrupados em paralelo, colocados sobre uma base isolante sendo depois efetuado o processo de soldadura das séries em paralelo, garantindo a equidistância entre as células e o isolamento eletromagnético.

Aplicação do Selante + o Vidro – Nesta fase é aplicada a película selante para garantir a rigidez dielétrica e a resistência aos efeitos eletroquímicos, sendo finalizada com a colocação do vidro prismático micro estruturado.

Aplicação da Caixilharia, vedação e aplicação da caixa de Junção – Estando a “sandwich” concluída, é aplicada a caixilharia de alumínio (exceto nos painéis de filme fino) que vai garantir a estabilidade estrutural do painel fotovoltaico. Após a aplicação da caixilharia é aplicada a vedação hidráulica de forma a garantir a estanquicidade do painel, por fim é aplicada a caixa de junção elétrica que finaliza o circuito elétrico do painel fotovoltaico.

FlashTest e Finalização do Painel Fotovoltaico – Finalizado o processo de construção do painel fotovoltaico, o mesmo é submetido a um teste de luz que dará origem a um relatório de performance, relatório esse que definirá a potência pico do painel e definirá a sua classe de eficiência. (A,B,C ou não conforme).

2.2.2. Estruturas Metálicas

As primeiras grandes centrais fotovoltaicas foram desenvolvidas para uma instalação no solo ocupando vastas áreas de terreno em locais fora das grandes cidades, funcionando apenas como centrais produtoras ligadas à rede elétrica de transporte, no entanto, com o aparecimento da ideologia da produção distribuída, as centrais fotovoltaicas começaram a ser desenvolvidas para instalação nos próprios locais de consumo, sendo estes, habitações, indústria, edifícios de serviços, etc., locais inseridos ou não dentro das cidades, em zonas habitacionais e em zonas industriais. Se fora das cidades existe espaço disponível com abundância para se instalar centrais fotovoltaicas de grande escala, nos locais de consumo, esse espaço é restrito e por vezes impeditivo de rentabilizar a instalação, isto porque poderemos ter uma instalação de consumo capaz de consumir 1 MW/h de Energia, no entanto o espaço disponível para receber uma central fotovoltaica apenas permite a instalação de 100 kW/h de Energia, ou seja, existe aqui um ponto de análise bastante relevante para a rentabilidade da instalação.

Uma das vantagens da produção distribuída, é que se torna possível o aproveitamento de locais considerados sem utilidade, como é o caso de um telhado como mostra o exemplo da figura 2.9.

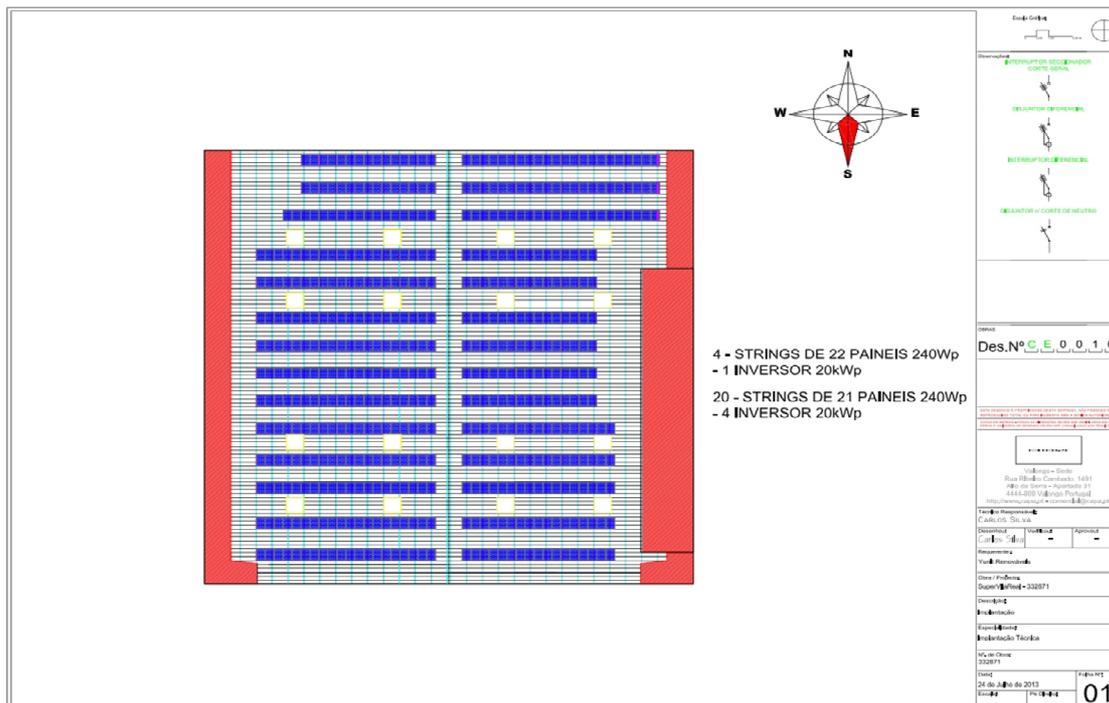


Figura 2.9 - Implantação de uma central PV em cobertura.

Caso contrário é necessário prescindir de grandes áreas de terreno para instalar uma central. Posto isto, o aproveitamento dos telhados para instalação de centrais fotovoltaicas, levou ao desenvolvimento de várias soluções capazes de receber os painéis fotovoltaicos com a maior segurança possível e com a melhor rentabilidade possível.

Embora cada projeto obrigue a que a estrutura seja projetada à medida de cada telhado, é de salientar que principalmente em Portugal, desde a construção antiga à moderna, os telhados habitacionais possuem configurações distintas em forma e em estrutura, a indústria na sua maioria são edifícios antigos que foram crescendo ao longo dos anos, originando um telhado para sul, outro Norte, um mais elevado, outro mais inclinado, dificultando assim a estandardização das estruturas para painéis fotovoltaicos. No entanto, de uma forma macro analítica, existem quatro tipologias tipo que depois se subdividem em diversas subcategorias e essas sim à medida de cada cobertura. Um dos pontos fundamentais para qualquer estrutura é a sua fixação, a fixação é o ponto sujeito a maior esforço mecânico, sendo aquele que exige mais pormenor e cuidado no seu dimensionamento. O tipo de fixação diverge muito em função do material onde a estrutura vai ser ancorada, que pode ser betão, aço, madeira ou painel sandwich. Em função do

material onde vai ser ancorada a fixação da estrutura, deverá ser projetado o tipo de parafuso ou fixação adequada de forma a garantir a robustez mecânica sem danificar a cobertura, a distribuição uniforme das cargas e a vedação hidráulica de forma a evitar infiltrações. Na figura 2.10 apresenta-se um pormenor do método de fixação e vedação hidráulica:

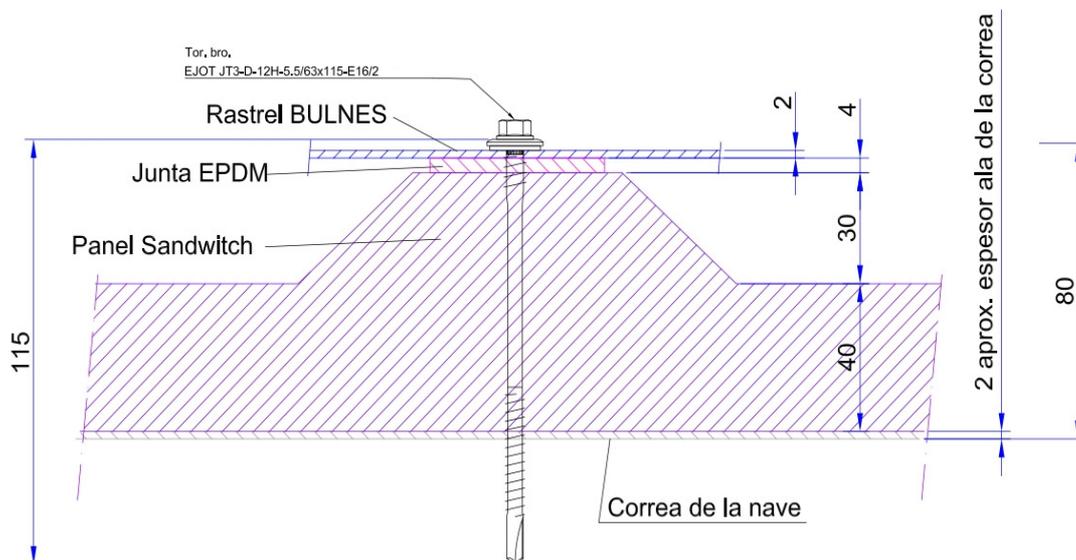


Figura 2.10 - Pormenor do Método de Fixação de Estrutura fotovoltaica com vedação

Em aço ou alumínio, as estruturas para painéis fotovoltaicos devem garantir uma elevada durabilidade e resistência à corrosão. Em função do local, o tratamento pelicular da estrutura, deve ser resistente o suficiente para manter as características mecânicas ao longo da vida útil da central fotovoltaica sem degradação da alma estrutural.

As estruturas normalmente mais utilizadas são em aço galvanizado ou em alumínio anodizado, sendo o alumínio o mais utilizado, não só pelas suas características anti corrosivas mas também pelo seu peso por m^2 que é bastante inferior ao do aço galvanizado, o que em grandes centrais impõe bastante menos carga por m^2 às coberturas que por norma não possuem um coeficiente de reserva alargado visto que não foram dimensionados à partida para suportarem mais peso que o seu próprio. Por outro lado, no solo, as estruturas em aço galvanizado são mais utilizadas, isto porque para grandes secções a utilização de alumínio é demasiado dispendiosa. Em algumas situações, justifica-se a utilização de estruturas mistas aço e alumínio, no entanto é imprescindível

a utilização de isolamento entre os dois materiais de forma a evitar o par galvânico que se forma por indução eletromagnética entre o aço e o alumínio provocando o aparecimento de manchas de corrosão no próprio alumínio.

2.2.3. Tipologias

Estrutura Complanar – A estrutura chamada complanar como mostram as figuras 2.11 e 2.12, foi desenvolvida para instalar painéis fotovoltaicos em coberturas inclinadas, aproveitando a própria inclinação do telhado para otimizar a captação de radiação solar.



Figura 1.11 - Exemplos de Estruturas Complanares.

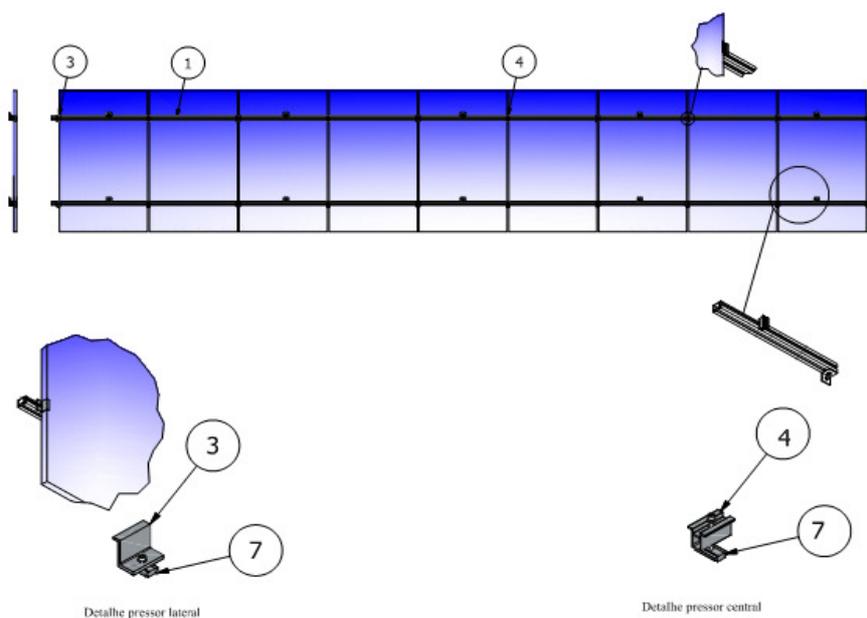


Figura 2.12 - Exemplo de Estrutura Complanar

A estrutura complanar, para além do baixo custo de aquisição, possui grandes vantagens ao nível da segurança quer para os painéis fotovoltaicos, quer para a cobertura em si. Como os painéis são instalados paralelamente à cobertura, a resistência ao vento mantém-se equivalente ao estado da cobertura sem painéis, acrescentando apenas o peso dos próprios painéis e da estrutura num valor aproximadamente entre 17kg/m^2 a 20kg/m^2 .

Esteticamente, é também mais favorável visto que a instalação fica praticamente invisível vista do solo, sendo uma solução discreta para locais com restrições arquitetónicas (edifícios públicos, condomínios, etc.)

Como desvantagens, a montagem torna-se mais complexa no momento de fixação dos painéis, como o espaço entre o painel e a cobertura é demasiado pequeno, a cablagem elétrica tem obrigatoriamente que ser conectada à medida que cada painel vai sendo instalado, tornando a montagem mais demorada e cuidadosa.

A manutenção da estrutura é também uma desvantagem, visto que para aceder aos pontos de ancoragem para reaperto e tratamento, é necessário retirar o painel fotovoltaico, tornando a manutenção mais dispendiosa e demorada.

Um problema transversal a todas as tipologias, é garantir que as ancoragens não afetam o isolamento hidráulico das coberturas, nesta tipologia, em alguns tipos de coberturas, principalmente nas coberturas em telha de barro, é frequente a necessidade de novas furações na própria telha e também na placa de betão por baixo da telha, sendo isto um ponto de possível infiltração, obriga a um cuidado redobrado.

Por fim, é muito frequente, com as vibrações originadas pelas intempéries, as ancoragens originarem a quebra da própria telha de barro, originando pontos de infiltração em zonas de difícil acesso, ou seja, por baixo dos painéis fotovoltaicos, sendo que em coberturas antigas é bastante difícil encontrar telhas para substituição.

Estrutura Triangular – A estrutura chamada triangular é utilizada para impor inclinação dos painéis fotovoltaicos de forma a otimizar a captação dos raios solares em coberturas planas ou inclinadas com desvio do Azimute 180° superior a 45° como mostram as figuras 2.13 e 2.14:



Figura 2.13 - Exemplos de Estruturas Triangulares.

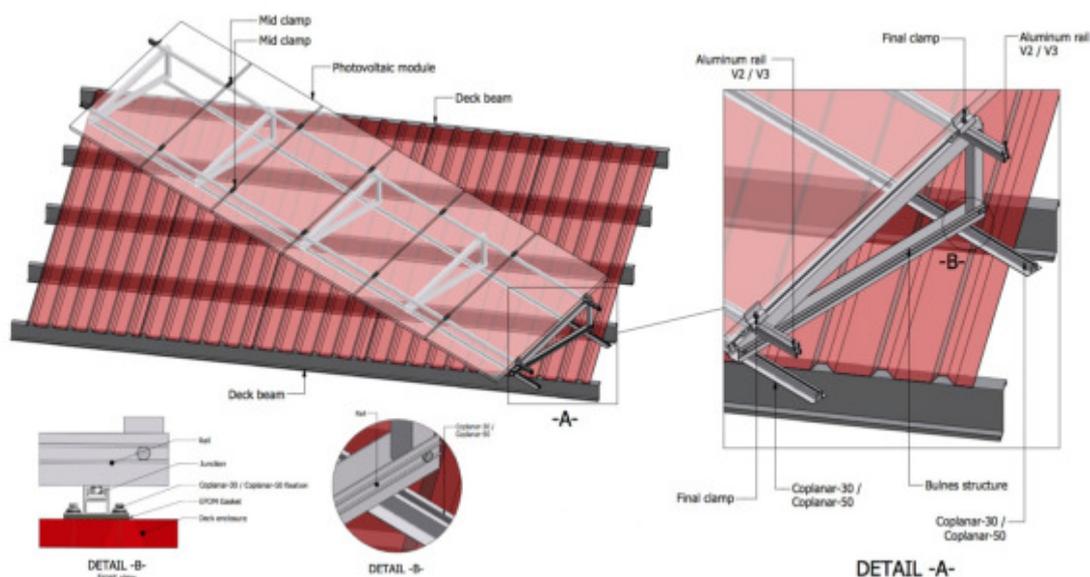


Figura 2.14 - Exemplo de Estrutura Triangular.

As vantagens deste tipo de estrutura são essencialmente a colocação dos painéis na posição ótima relativamente ao sol para melhor desempenho na captação dos raios solares. É também um tipo de estrutura, ao contrário da complanar, que facilita bastante a instalação dos painéis, permite executar a cablagem elétrica à posteriori e pode servir de caminho de cabos para a mesma, permite uma excelente ventilação dos painéis o que se traduz em bons resultados de produção e normalmente permite o aproveitamento das fixações existentes da cobertura para fixação das ancoragens evitando novas furações na cobertura, evitando o aparecimento de infiltrações ou reduzindo a elevada escala esse risco, a sua manutenção tem um grau de dificuldade muito inferior ao modelo anteriormente descrito. Como desvantagens, esta estrutura é bastante mais dispendiosa,

torna a instalação mais demorada e ao nível da segurança possui um risco elevado, visto que pela sua inclinação, proporciona o efeito de vela, provocando uma elevada resistência ao vento, o que exige um sobredimensionamento das ancoragens e vedações e uma periodicidade das manutenções maior. Exige também maior utilização de condutor de proteção para equipotencialização da estrutura.

Estrutura de Solo – A estrutura para instalação em solo é mais utilizada em grandes centrais fotovoltaicas ou em algumas infraestruturas estatais tais como ETAR's com terreno circundantes apenas por questões estéticas e com grande consumo de potência. São disso os exemplos demonstrados nas figuras 2.15 e 2.16:



Figura 2.15 - Exemplos de Estruturas de Solo.

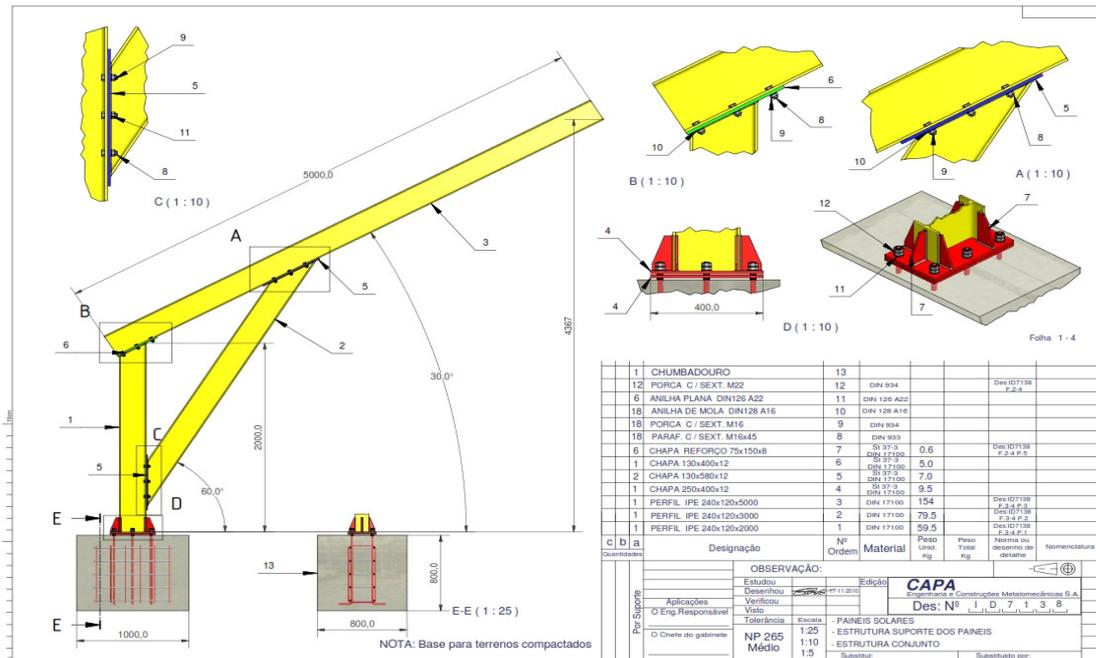


Figura 2.16 - Exemplo de Estrutura de Solo

Uma estrutura em solo tem como principais vantagens a robustez, a facilidade e rapidez de montagem, a segurança, pois evita que os técnicos trabalhem em locais com risco de queda e permite uma liberdade de configuração e otimização da central muito superior. Como desvantagens, apresenta a necessidade de execução de maciços em betão para ancoragem da estrutura ou em alternativa a utilização de maquinaria específica para cravar a estrutura no solo até uma profundidade capaz de garantir a resistência mecânica adequada.

Estrutura com seguimento automático do Sol – A estrutura com seguimento automático do sol, denominada como seguidor solar, apresenta a grande vantagem de manter os painéis fotovoltaicos permanentemente perpendiculares aos raios solares, garantindo sempre o melhor rendimento de produção ao longo do dia, conseguindo para a mesma potência instalada uma produção diária cerca de 30% superior a qualquer uma das outras tipologias, no entanto, possui grandes desvantagens e na sua maioria inviabilizam a escolha destes equipamentos beneficiando as outras tipologias.

O seguidor solar, possui mecanismos eletromecânicos que pelo seu desgaste obrigam a planos de manutenção intensivos e têm um risco de avaria muito superior, a sua degradação (como sistema dinâmico que é) é muito mais acelerada, levam à necessidade de uma monitorização contínua do estado de funcionamento para que se mantenha sempre perpendicular ao Sol, caso contrário, o resultado da produção pode ser o inverso, sendo por isso os custos adjacentes à exploração de centrais fotovoltaicas com seguidor solar muito superior. Na figura 17 mostram-se alguns exemplos de seguidores solares:



Figura 2.17 - Exemplos de Estruturas de Seguidor Solar

Com as vantagens e desvantagens de cada sistema, não é linear a seleção de um em detrimento do outro, essa escolha é sempre condicionada pelo local de instalação, tipo de fixação, orientação da cobertura, espaço disponível e avaliação económica.

Tabela 2.2 - Resumo das vantagens e desvantagens das diferentes estruturas.

Tipologia	Vantagens	Desvantagens
Estrutura Complanar	<ul style="list-style-type: none"> > Baixo Custo > Aproveitamento da Inclinação da Cobertura > Segurança para a estrutura e cobertura > Menor carga dinâmica > Baixo acréscimo de carga na cobertura > Descrição estética 	<ul style="list-style-type: none"> > Montagem Complexa > Menor ventilação > Conjugação com a execução da cablagem > Difícil manutenção > Probabilidade alta de infiltrações e danos ocultos na cobertura >
Estrutura Triangular	<ul style="list-style-type: none"> > Inclinação ótima dos painéis > Facilidade de Instalação > Facilidade da instalação da cablagem elétrica > Excelente ventilação dos painéis > Aproveitamento das fixações existentes da cobertura > Reduzido risco de infiltrações danos nas coberturas > Manutenção simples 	<ul style="list-style-type: none"> > Elevado Custo > Elevado tempo de execução > Efeito de resistência ao Vento > Sobredimensionamento das ancoragens > Elevado risco para a segurança da estrutura e cobertura > Maior consumo de condutor de equipotencialização
Estrutura de Solo	<ul style="list-style-type: none"> > Elevada Robustez > Elevada simplicidade de montagem > Elevada Segurança na Montagem > Liberdade de Configuração da Instalação > Facilidade ao nível do Projeto 	<ul style="list-style-type: none"> > Necessidade de execução de maciços de betão > Necessidade de utilização de máquinas e equipamentos específicos
Seguidor Solar	<ul style="list-style-type: none"> > Mantem os painéis fotovoltaicos sempre perpendiculares aos raios solares, garantindo sempre o máximo de produção > Produção diária cerca de 30% superior > 	<ul style="list-style-type: none"> > Sistema eletromecânico > Risco de avaria elevado > Necessidade de manutenção intensiva > Necessidade de Monitorização contínua > Custo de Exploração elevado

2.2.4. Infraestruturas DC

As infraestruturas DC como é demonstrado na figura 2.18 são os equipamentos de interligação e suporte técnico que integram toda a instalação fotovoltaica a montante do Inversor. Desde os painéis fotovoltaicos até à entrada do inversor, existem vários equipamentos responsáveis pela condução da energia produzida e correspondente proteção, sendo divididas nos grupos abaixo definidos.

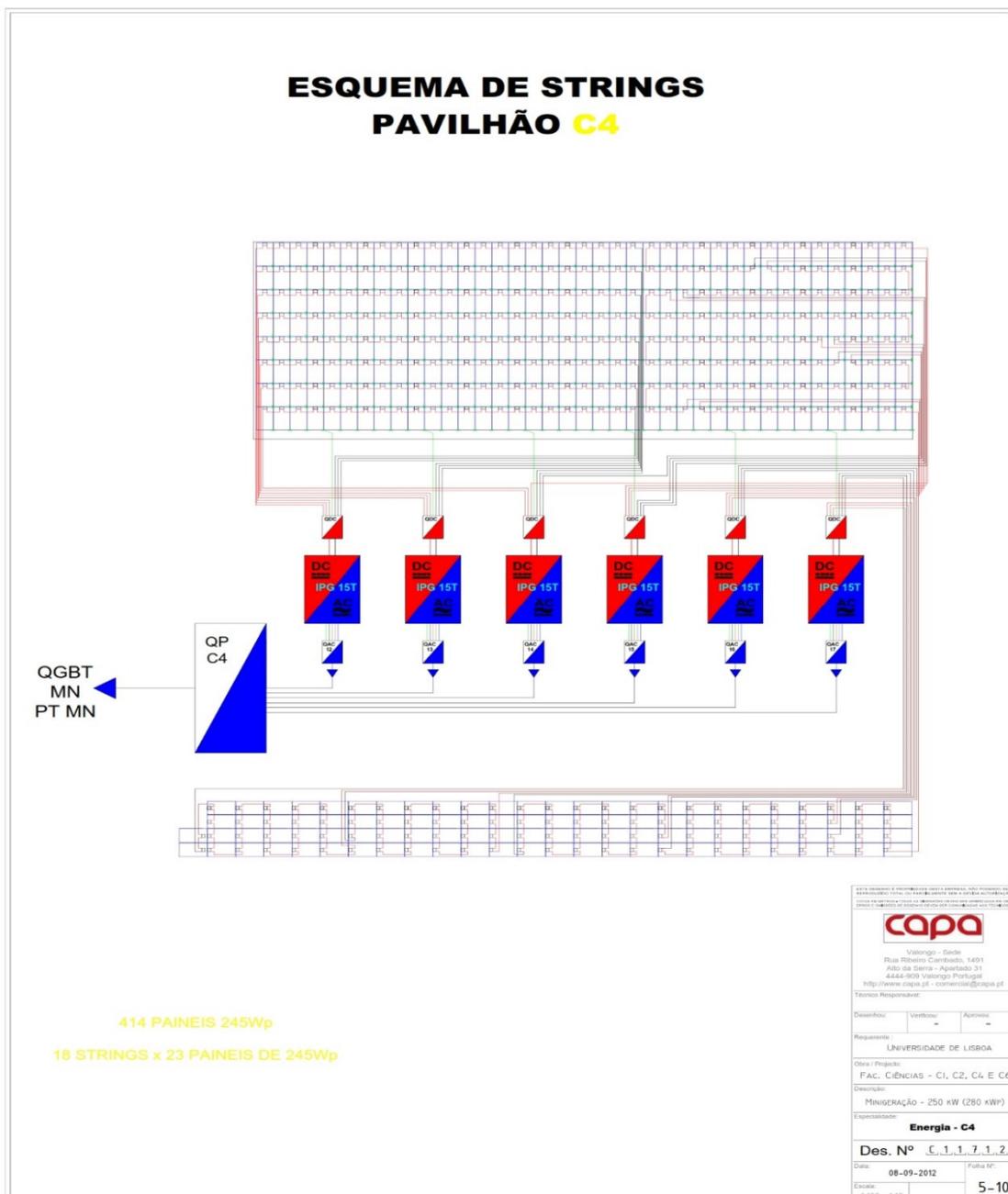


Figura 2.18 - Infraestruturas DC

Cablagem e conexão

Cada painel fotovoltaico possui um polo positivo e um negativo, disponibilizados através de 2 cabos elétricos conectados à caixa de conexão do painel por aperto mecânico ou soldadura e na outra extremidade possuem um conector normalizado macho para o polo positivo e fêmea para o polo negativo. Dependendo do tipo de inversor / instalação (ligação à rede ou sistema isolado) a interligação entre painéis fotovoltaicos poderá adotar várias tipologias dependendo do nível de tensão DC pretendida para interligar ao inversor. Para concretizar essas tipologias, os painéis são interligados em várias séries que por sua vez são interligadas em paralelo ou vice-versa, no entanto, para que essa interligação seja possível, é necessária a utilização de cablagem e conectores adequados não só aos requisitos elétricos mas também mecânicos. Sendo o setor DC de uma instalação fotovoltaica um setor sujeito às intempéries, as cablagens e os conectores deverão ser resistentes às solicitações mecânicas sujeitas pelos ventos, às solicitações hidráulicas sujeitas pelas chuvas garantindo a estanquicidade do circuito elétrico, resistentes ao envelhecimento provocado pela incidência solar que pode provocar a descoloração do isolamento traduzindo-se em redução de resistência mecânica. As cablagens DC deverão também estar protegidas contra sobrecargas, curto-circuitos e sobretensões garantindo o bom funcionamento e a segurança da instalação elétrica.

Conector – O conector solar foi desenvolvido especificamente para painéis fotovoltaicos e com as características adequadas aos requisitos destes sistemas. O conector solar, hoje normalizado e conhecido como conector MC4, exemplificado na figura 2.19, garante um padrão mundial de qualidade no que diz respeito a facilidade de conexão entre painéis e entre painéis e inversores, têm proteção UV de forma a minimizarem o envelhecimento precoce devida à exposição solar, travamento mecânico para garantir o contacto elétrico e alguns já possuem um sistema de montagem rápida do cabo. É de salientar que a utilização de um elevado número de conectores numa instalação, aumenta o risco de avarias de difícil deteção e a percentagem de perdas por efeito de joule.



Figura 2.19 - Conectores DC.

Cablagem – A cablagem DC é em parceria com o inversor, o elemento que reponde a maior número de Normas e requisitos, sendo por isso o seu dimensionamento bastante importante quer ao nível da segurança como das perdas. O cabo solar, desenvolvido pelos fabricantes especificamente para este tipo de instalações é um cabo multifilar flexível de cobre estanhado de classe 5 (-F) de forma a melhorar a resistividade das conexões, capaz de suportar uma tensão máxima de 1800VDC e em regime contínuo de 1000VDC com um isolamento e bainhas reticuladas livre halogéneos capaz de garantir uma vida útil de 30 anos. Exemplo de um cabo solar apresentado na figura 2.20:



Figura 2.20 – Cabo Solar

Proteções DC

De acordo com a Norma IEC 60364-7-712, a proteção do cabo solar pode ser executada sem recorrer à utilização de equipamentos de proteção (fusíveis ou disjuntores), desde que se garantam as seguintes condições, a secção do cabo deve ter um I_z 1,25 vezes superior à corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico (I_{acc} explicito na chapa de características do painel fotovoltaico) e o número de séries acopladas em paralelo numa caixa de junção não ultrapasse as quatro unidades, caso não se verificarem estas duas

condições, é obrigatoriamente necessária a utilização de dispositivos de corte e proteção do tipo fusíveis ou disjuntores cujo In deverá ser também 1,25 vezes a corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico e suportar uma tensão de funcionamento não inferior a 1000VDC.

É também obrigatória a utilização de um dispositivo de desconexão capaz de isolar o inversor da cablagem DC, sendo esse dispositivo capaz de suportar a corrente máxima de curto-circuito assim como a tensão de 1000VDC. Este dispositivo chama-se Interruptor de corte Geral DC.

Como qualquer equipamento ou estrutura instalada numa cobertura, é primordial pensar na proteção contra descargas atmosféricas e sobretensões, de forma que em caso do edifício já possuir um sistema de captação de descargas atmosféricas, o sistema fotovoltaico deverá ser interligado ao mesmo, caso não exista, e na impossibilidade de instalação de um desses sistemas, é imperativo que sejam instalados no barramento DC descarregadores de sobretensão. Existem no mercado, soluções conhecidas como caixas de junção que integram todos estes equipamentos e garantem o cumprimento da Norma, contemplando a proteção por fusíveis de cada string, a proteção contra sobretensões e descargas atmosféricas e contemplando o dispositivo de corte para isolamento do inversor. Na figura 2.21 é possível verificar o exemplo de caixa de junção ou quadro DC:

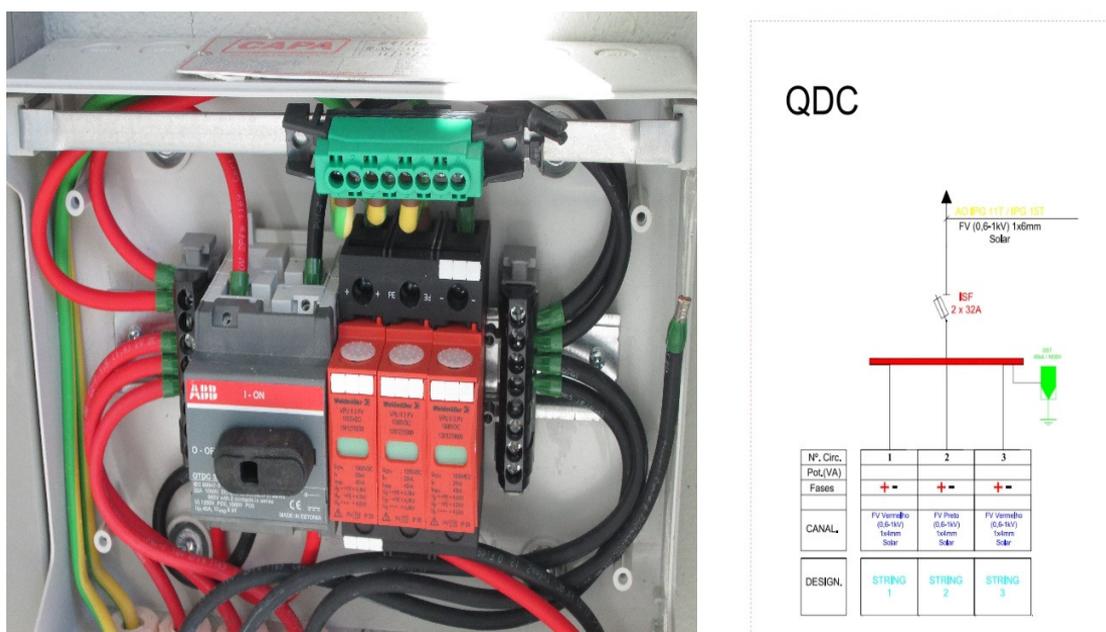


Figura 2.21 – Quadro DC

Configurações

A configuração do setor DC de uma central fotovoltaica é garantidamente um fator decisivo na rentabilidade do sistema. É a configuração das *strings* e interligação com o inversor que dita o funcionamento do próprio sistema e a sua produção ótima para as condições de radiação em cada instante. Os fatores de definição da configuração são os seguintes:

Tensão de funcionamento do inversor, Corrente e Potência máxima de Entrada – O inversor possui duas grandezas de entrada, a tensão e a corrente DC, no que diz respeito à corrente, o inversor tem apenas como restrição o limite máximo da corrente DC de entrada, já para a tensão, o inversor tem também um limite máximo de tensão de entrada, limite esse que garante a integridade do equipamento, no entanto, para o seu funcionamento como conversor DC/AC o inversor possui uma gama de tensão, dentro da qual garante a máxima potência, ou seja, para definir o número de painéis em série e a quantidade de séries em paralelo, são estas características, descritas no exemplo da figura 2.22, do inversor que impõem as condições de configuração. Posto isto, o que define o inversor é o tipo de instalação, sendo uma instalação de ligação à rede elétrica, o inversor possui uma gama de entrada em média de 600V, sendo uma instalação do tipo rede isolada, o inversor possui uma gama de tensão de entrada em média de 24V o que define à partida o tipo de configuração.

Technical Data	Sunny Boy 1.5
Input (DC)	
Max. DC power (@ $\cos \varphi = 1$)	1,600 W
Max. input voltage	600 V
MPP voltage range	160 V to 500 V
Rated input voltage	360 V
Min. input voltage / initial input voltage	50 V / 80 V
Max. input current	10 A
Max. input current per string	10 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1 / 1

Figura 2.22 - Chapa de Características Tipo de um Inversor.

Definido o tipo de instalação, é necessário verificar ou selecionar o painel fotovoltaico para verificar a tensão em circuito aberto (V_{oc}) tensão essa que conjugada com a tensão de entrada do inversor, irá definir a quantidade de painéis em série, sendo depois calculada a quantidade de séries em paralelo baseada na corrente de máxima potência (I_{MPP}) também descrita na chapa de características do painel fotovoltaico, como mostra a figura 2.23:

	Conergy PH Series					
	225P	230P	235P	240P	245P	250P
Rated power (P_{max})¹	225W	230W	235W	240W	245W	250W
Power tolerance	+3%	+3%	+3%	+3%	+3%	+3%
Module efficiency	13.7%	14.0%	14.3%	14.6%	14.9%	15.2%
Maximum power voltage (V_{mpp})	28.4V	28.8V	29.2V	29.5V	29.92V	30.30V
Maximum power current (I_{mpp})	7.92A	7.99A	8.06A	8.13A	8.20A	8.27A
Open circuit voltage (V_{oc})	37.1V	37.4V	37.6V	37.8V	37.98V	38.19V
Short circuit current (I_{sc})	8.49A	8.53A	8.56A	8.59A	8.62A	8.65A
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	43±2°C					
Temperature coefficient (P_{max})	-0.47%/°C					
Temperature coefficient (V_{oc})	-0.34 %/°C					
Temperature coefficient (I_{sc})	0.05 %/°C					
Maximum system voltage	600V(UL)/1000V (IEC)					
Maximum Series Fuse Rating	15A					

Figura 2.23 - Chapa de Características Tipo de um Painel Fotovoltaico.

Posto isto, temos na prática todos os dados necessários para definir a configuração do gerador fotovoltaico, no entanto, é necessário conjugar estes elementos com as condicionantes do local de instalação que poderão afetar e restringir a quantidade de painéis em série ou a quantidade de séries em paralelo.

Para configuração de uma instalação de ligação à Rede aplicando a informação disponível nas chapas de características acima demonstradas, poderão ser aplicadas as equações (1), (2) e (3), tendo em conta os seguintes dados presentes nas chapas de características do inversor e do painel fotovoltaico:

- Tensão Máxima do Inversor
- Gama de Tensão *MPPT* do Inversor
- Corrente Máxima de Entrada do Inversor
- Tensão em circuito Aberto (*Voc*) do Painel Fotovoltaico 230Wp
- Corrente MPPT (*Imp*) do Painel Fotovoltaico 230Wp

De forma a garantir que a tensão total da série em condições de máxima radiação não ultrapassa a gama *MPPT* do inversor, dividimos o valor máximo da gama de tensão *MPPT* do inversor pela tensão *Voc* do painel fotovoltaico, obtendo o número máximo de painéis possíveis de agregar em série.

$$N^{\circ}. \mathbf{Max PV} \mathbf{Série} = \frac{V_{mpptMax}}{V_{oc}} = X \text{ Paineis / Série} \quad (1)$$

Da mesma forma calculamos o número mínimo de painéis necessários de agregar em série.

$$N^{\circ}. \mathbf{Min PV} \mathbf{Série} = \frac{V_{mpptMin}}{V_{oc}} = X \text{ Paineis / Série} \quad (2)$$

Temos agora a gama de painéis em série definida que nos garante para o limite inferior o funcionamento do inversor em condições de extrema difusão solar (céu muito nublado por exemplo) e para o limite superior o funcionamento do inversor em condições de radiação máxima. Na prática, o valor normalmente adotado é o limite máximo, dado que, na maioria dos dias do ano a radiação solar dificilmente atinge valores máximos, ultrapassando-se por vezes o limite máximo calculado de forma a compensar o valor da tensão nos dias de pior radiação.

É sempre desejável que a escolha seja levada para o número máximo de painéis por série, tendo em conta que quanto maior a área de captação maior a possibilidade de produção de energia em cada instante, logo, se o rendimento de uma célula fotovoltaica decresce com o aumento da temperatura, e como no nosso planeta a temperatura aumenta quando existe menor nebulosidade, a tensão *Voc* no verão será afetada de forma depreciativa permitindo que a tensão da série se mantenha dentro dos limites *MPPT* do inversor, sendo por isso possível o sobredimensionamento do número de painéis por série de forma a

compensar os dias de menor radiação. Por outro lado e seguindo a mesma teoria, nos meses de inverno, em que a temperatura baixa acentuadamente, a tensão da série sobe favorecendo a manutenção de funcionamento do inversor.

As condições ideais para a tecnologia fotovoltaica produzir o máximo rendimento, normalmente registam-se nos meses de inverno em alguns dias solarengos, temperatura baixa, excelente ventilação e radiação máxima, ocorrendo nestes dias o maior risco de exceder o limite *MPPT* do inversor.

Calculado o número de painéis em série, é necessário calcular o número de séries em paralelo.

$$N^{\circ}.Séries PV = \frac{IDCMax}{I_{mpp}} = X Séries \quad (3)$$

Embora a potência máxima de entrada do inversor possua um valor máximo, garantidamente que durante todo o ano o gerador fotovoltaico não estará no seu máximo rendimento, logo, o redimensionamento do número de painéis deverá ser efetuado para um valor acima do valor máximo e deverá ser tido em conta o local de instalação mediante a sua radiação média anual e o número de horas solares anual. É de prática comum um valor de sobredimensionamento entre os 20 e os 30% da potência máxima. Na figura 2.24 mostra-se um exemplo de um sistema configurado com apenas uma série:

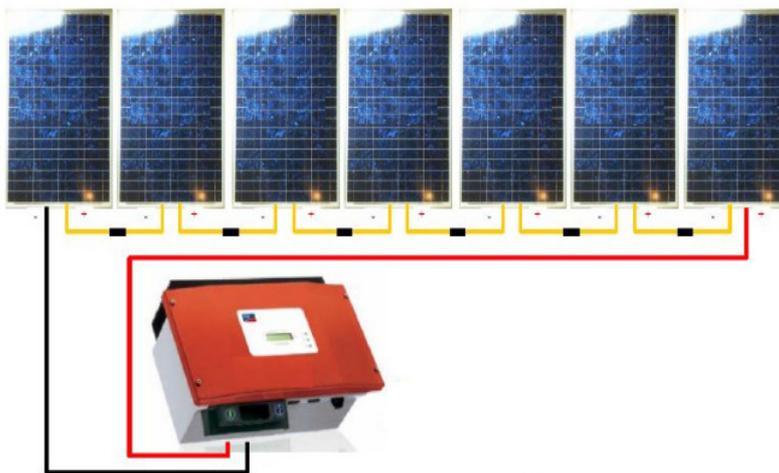


Figura 2.24 - Exemplo de uma série.

Inversores (conversores AC/DC)

O inversor fotovoltaico e também conhecido como conversor DC/AC é o elemento de transição entre o setor DC da instalação e o setor AC, tendo como função a conversão da energia DC em Energia AC com o mínimo de perdas possíveis sendo também responsável pela monitorização e gestão do ponto de interligação com a rede elétrica ao nível da qualidade da energia e da segurança no caso das centrais fotovoltaicas com ligação à rede, no caso da centrais do tipo isoladas, a maioria das exigências de qualidade e segurança não são exigíveis a este equipamento.

Existem inversores fotovoltaicos de diversos tipos e aplicações, mais uma vez selecionados em função da instalação, do local e da rentabilidade financeira sendo que a ultima exige um nível de qualidade e segurança somente garantidos pelo cumprimento de várias normas nas várias áreas desde o fabrico ao funcionamento e à instalação. Estes equipamentos têm evoluído ao nível do rendimento de conversão, aproveitamento da máxima potência para cada ponto de tensão/corrente e não podia deixar de estar presente a evolução da interatividade com o utilizador e a gestão remota.

Tipos de Inversores Fotovoltaicos

Inversor Isolado – Mais conhecido como conversor DC/AC é muito utilizado em instalações móveis como caravanas, barcos e automóveis de forma a converter a energia DC das baterias (12/24/36 e 48 VDC) em energia AC 230 V (ou 110 VAC) permitindo utilizar equipamentos domésticos nestas instalações móveis. Ao nível do fotovoltaico, é muito utilizado em instalações elétricas situadas em locais remotos sem possibilidade de fornecimento de energia pelo distribuidor ou até porque é economicamente inviável. Este equipamento funciona apenas com Tensão DC de onda pura, obrigando sempre à utilização de baterias para acumulação da energia produzida e estabilização da onda de tensão dos painéis fotovoltaicos, não sendo possível a utilização direta da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos sem que esta seja armazenada nas baterias.

Como a tensão de entrada destes equipamentos é no máximo 48 VDC, obrigatoriamente não podem existir painéis ligados em série, sendo necessário criar um *BUS DC* (barramento) onde todos os painéis se conectam individualmente assim como o banco de

baterias criando um coletor de energia DC que abastece o conversor DC/AC. Normalmente para a mesma potência, é um equipamento bastante menos dispendioso que um inversor de ligação à rede. A potência do inversor a utilizar é definida pela potência pico do consumo que vamos ter, é feita à semelhança da potência contratada em qualquer instalação elétrica, sendo o inversor o “limitador de potência”.



Figura 2.25 - Inversor DC/AC (Conversor).

Inversor de Ligação à Rede – Um inversor para instalações de ligação à rede é um equipamento bastante mais complexo e com mais “responsabilidade na instalação. Este equipamento é responsável por monitorizar e manter a segurança nos dois setores da instalação, o setor DC a montante e o setor AC a Jusante, sendo o ultimo muito mais exigente visto que contempla a interligação com a rede elétrica na qual as Normas são bastante exigentes.

O inversor de ligação à rede é dimensionado conforme a potência de ligação contratada com o Distribuidor, por exemplo, para uma potência de ligação contratualizada de 100 kW, a potência nominal do inversor tem de ser no máximo 100 kW, no entanto, por questões de otimização da instalação podem ser utilizados vários inversores de potências inferiores desde que o somatório das potências nominais não ultrapasse os 100 kW. Existem vantagens em utilizar apenas um inversor, entre as quais, a eficiência na conversão de energia, sendo um equipamento apenas, só teremos as perdas associadas a esse equipamento e ao ramo de cablagem que o alimenta, no caso de utilizarmos vários inversores, teremos perdas em todos os equipamentos e também nas cablagens de cada

um deles. Por outro lado, em caso de defeito ou avaria do inversor, a totalidade da produção é desativada, ao utilizarmos vários inversores, em caso de defeito ou avaria, apenas é desativada a instalação associada ao inversor com avaria, mantendo a restante instalação em funcionamento, isto é bastante relevante no que diz respeito à exploração e manutenção da instalação. A utilização de vários inversores é também importante quando o local de instalação apresenta alguns pontos de sombreamento, permitindo separar uma zona da instalação com sombreamento de outras sem sombreamento eliminando a interferência da zona afetada nas zonas sem sombreamento. Na figura 2.26 demonstra-se os dois exemplos de utilização de vários inversores ou de apenas um com o somatório das potências:



Figura 2.26 - Inversores de Ligação à rede.

Se a montante o inversor sai de serviço automaticamente em caso de defeito ou curto-circuito, a jusante, o inversor possui as seguintes condições de funcionamento:

- Medir e analisar em tempo real as condições da rede elétrica, presença de tensão, valor da tensão, valor da impedância da rede e valor da frequência, sendo estes os *inputs* responsáveis pela forma como o inversor transforma a energia DC em AC, ou seja, a onda de tensão produzida pelo inversor, tem de ser igual à onda de tensão da rede em cada instante em amplitude, ângulo e frequência, sendo a impedância da rede a responsável por permitir a entrada de corrente maior ou menor produzida pelo inversor. Em caso de defeito ou distúrbio da rede elétrica (valores e condições definidas no RQS) o inversor

automaticamente sai de serviço mantendo a monitorização até que as condições voltem aos parâmetros normais. De uma forma resumida, estes equipamentos só produzem energia se a rede elétrica estiver presente e dentro dos parâmetros do regulamento de qualidade de serviço, também para garantir a segurança dos operadores em caso de necessidade de manobras nas linhas de distribuição, como a gestão da rede elétrica é executada de forma remota e como não possui qualquer controlo sobre a produção distribuída, sempre que o distribuidor desativar um troço da rede na qual está interligada uma central fotovoltaica com inversor de ligação à rede, este automaticamente sai de serviço. Todo este método de funcionamento é imposto pela Norma EN 50438 (Monitorização dos pontos de interligação com a Rede elétrica). No que diz respeito à qualidade da energia produzida pelo inversor, existem exigências normativas relativamente à distorção harmónica (IEC 61000-3-2/-3-12), à oscilação da onda de tensão (*flickers*) (IEC 61000-3-3/-3-11) e produção de transitórios para a rede elétrica (DIN EN 61000-6-3:2007-09), como tal, estes equipamentos são fabricados e testados de acordo com estes requisitos normativos, não podendo de forma alguma nunca ser responsáveis por defeitos ou distúrbios na rede elétrica na qual estão interligados, conforme se verifica na figura 2.27:

Grid monitoring	
Delay time after grid failure*	60 seconds
Trip time*	< 200 milliseconds
Grid monitoring meets the requirements	VDE 0126-1-1 Germany, France, Greece, Benelux, Czech Republic, Bulgaria, Slovakia; RD 1663 Spain; DK 5940 Italy; EN 50438 Poland, Portugal, Netherlands; ÖNORM/ÖVE Austria; others on demand
Dimensions/Weight	
Dimensions in mm (W x H x D)	510 x 790 x 245
Installation weight	44kg
Conformity	
Transient emissions (EMC)	DIN EN 61000-6-3:2007-09
Interference resistance (EMV)	DIN EN 61000-6-2:2006-03
Grid quality	IEC 61000-3-2/-3-12 (harmonics); IEC 61000-3-3/-3-11 (flicker)
Equipment reliability	IEC 62109-1:2003, IEC 62109-2:2005, IEC 62103:2003 and DIN EN 50178:1998
CE conformity	Yes
GS approval	Yes
Conformity of EEG 2009 § 6,1	Yes
Conformity of Medium Voltage Directive (BDEW) of June 2008 and appendix January 2009	Yes, from entry into force

Figura 2.27 - Normas de Funcionamento de um inversor de ligação à rede.

Existe ainda um requisito da instalação imposta pelo regulamento técnico de instalações elétricas de baixa tensão (RETIEBT) que pode ser parte integrante do inversor que é a utilização de um transformador de isolamento para proteção do utilizador. Inicialmente a maioria destes equipamentos vinha equipado com transformador de isolamento, o que permitia poupar a utilização de dispositivos de proteção diferencial, no entanto, de forma a minimizar o peso dos inversores, os fabricantes foram retirando este componente, sendo apenas utilizado na sua maioria em inversores centrais de potência superior a 100 kW onde a utilização de dispositivos de proteção diferencial se torna mais complexa e dispendiosa.

2.2.5. Infraestruturas AC

A jusante do Inversor, a instalação é na prática uma instalação elétrica comum que funciona como uma rede bi alimentada e que deve contemplar as devidas proteções e seccionamentos capazes de garantir a segurança e a exploração da instalação em perfeitas condições.

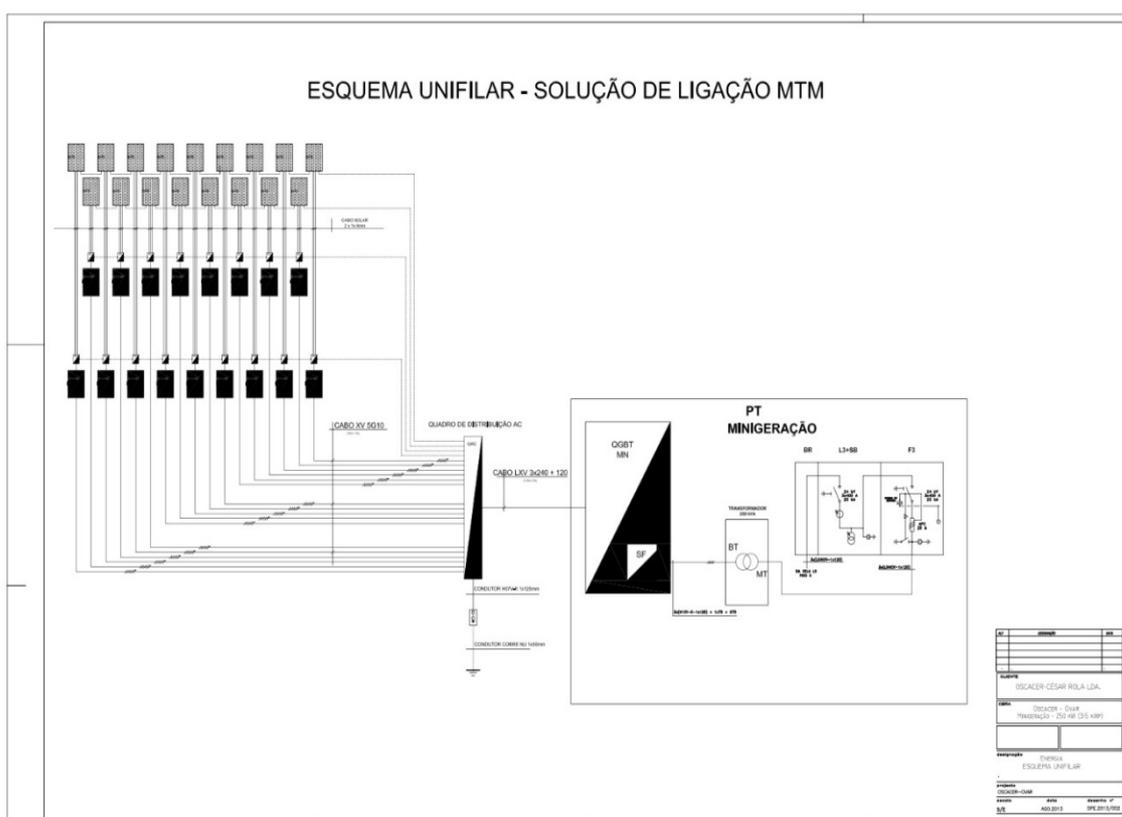


Figura 2.28 - Esquema unifilar de uma central fotovoltaica tipo.

Cablagem e conexão

Em cada Inversor é disponibilizada uma saída AC monofásica ou trifásica dependendo da dimensão da instalação e do próprio inversor, até 5 kW os inversores são todos monofásicos, entre 5 e 11 kW existem inversores monofásicos e trifásicos e superiores a 11 kW são todos trifásicos sendo a sua seleção de acordo com várias condições técnico económicas e legislativas. Os inversores disponibilizam uma ligação com os condutores ativos, neutro e terra, sendo essa ligação concretizada por um conetor ou através de bornes de ligação. Essa ligação é executada por cabo entre o inversor e o quadro elétrico respetivo assim como entre o quadro elétrico e o ponto de interligação com a rede elétrica. Para pequenas potências, já existem cablagens pré feitas com conectores normalizados para montagem rápida e já dimensionados para a potência do inversor, para instalações de grande dimensão é necessário todo o trabalho de engenharia para projetar e dimensionar a configuração da rede elétrica a jusante dos inversores com as respetivas proteções, pontos que serão exemplificados nos pontos seguintes. A cablagem utilizada deverá respeitar o Regulamento Técnico de Instalações elétricas de baixa tensão que implica ter em conta os seguintes parâmetros:

- Corrente Nominal que vai percorrer o cabo;
- Distância;
- Queda de Tensão Máxima admissível;
- Nível de Tensão Nominal;
- Tipo de caminho de cabos;
- Quantidade de cabos que passam no mesmo caminho de cabos;
- Temperatura média exterior;
- Fator de Potência;
- Taxa de Distorção Harmónica;

Todos estes fatores são necessários para definir as seguintes características do cabo AC:

- Secção;
- Tipo de Isolamento;
- Tipo de Proteção Mecânica;
- Tipo de Proteção Eletromagnética;

Por ultimo, as condições económicas poderão definir o tipo de material a utilizar, sendo os mais frequentes cobre (Cu) apresentado na figura 2.29 e Alumínio (Al) apresentado na figura 30, sendo o alumínio bastante mais utilizado em cabos de grande secção pelo seu preço bastante inferior.



Figura 2.29 - Exemplo de um cabo de cobre.



Figura 2.30 - Figura 2.30: Exemplo de um cabo de alumínio.

Em suma, o cabo deve ser selecionado de acordo com a potência que por ele vai transitar, as condições ambientais em que vai ser instalado e o seu comprimento. As condições ambientais são de extrema importância pois influenciam diretamente as condições de funcionamento do cabo, a sua capacidade de condução de corrente diminuem acentuadamente com o aumento da temperatura ambiente, o cabo poderá ser instalado em locais recebendo público e por esse motivo deverão ser livres de halogéneo antideflagrantes, poderá ser necessária a utilização de cabos com armadura metálica para proteção contra impactos diretos, no geral, é nas cablagens e respetivas proteções que se resume a responsabilidade do projetista no que diz respeito às condições de segurança em regime de funcionamento.

Proteções AC

As proteções elétricas utilizadas nas centrais fotovoltaicas a jusante dos inversores de ligação à rede, são na sua maioria de utilização em qualquer instalação elétrica, pois a rede a proteger possui as mesmas características, e as cablagens idem. No entanto é

essencial diferenciar os vários pontos e tipos de proteção a utilizar na rede de baixa tensão a jusante dos inversores, ou entre os inversores e o ponto de interligação com a rede elétrica.

Para uma micro instalação e partindo do princípio que o inversor não contempla transformador de isolamento, são necessárias as seguintes proteções:

Proteção contra contatos diretos e indiretos para proteção de pessoas, proteção contra sobrecargas e curto circuitos para proteção das cablagens, proteção contra sobretensões para proteção contra descargas atmosféricas e proteção contra sobrecargas e curto circuitos no ponto de interligação com a rede elétrica.

Uma instalação de dimensão superior, até ao ponto de interligação, as definições acima descritas são replicadas e dimensionadas à escala mas o conceito mantém-se. Quanto ao ponto de interligação, este exige um maior cuidado e estudo visto que quanto maior a potência a injetar na rede maior o impacto que a central provoca nesta e no trânsito de potência. Como tal, é necessário estudo e avaliação, em primeiro lugar pelo distribuidor em conjunto com o projetista, sendo também necessário que após a instalação e antes da ligação definitiva, o distribuidor faça uma vistoria para validação e ajuste de parâmetros de funcionamento à medida do local, nomeadamente do ponto de entrega.

As proteções são de extrema importância para manter e monitorizar o funcionamento da central fotovoltaica assim como da rede elétrica adjacente, garantindo sempre a estabilidade e a segurança de ambas as instalações.

As centrais fotovoltaicas devem possuir os seguintes pontos de proteção:

Quadro AC por Inversor (QAC INV) – em grande maioria, as centrais fotovoltaicas em edifícios não permitem a centralização dos inversores num só local, como tal é necessário instalar uma proteção a jusante do inversor para proteger a canalização entre o inversor e o Quadro Elétrico de Distribuição de Minigeração (onde se agrupam todas as canalizações provenientes dos restantes inversores), sendo este quadro muito simples contemplando apenas proteção diferencial (sempre que o inversor não possua transformador de isolamento) e proteção contra sobrecargas e curto-circuitos, conforme exemplo demonstrado nas figuras 2.31 e 2.32:

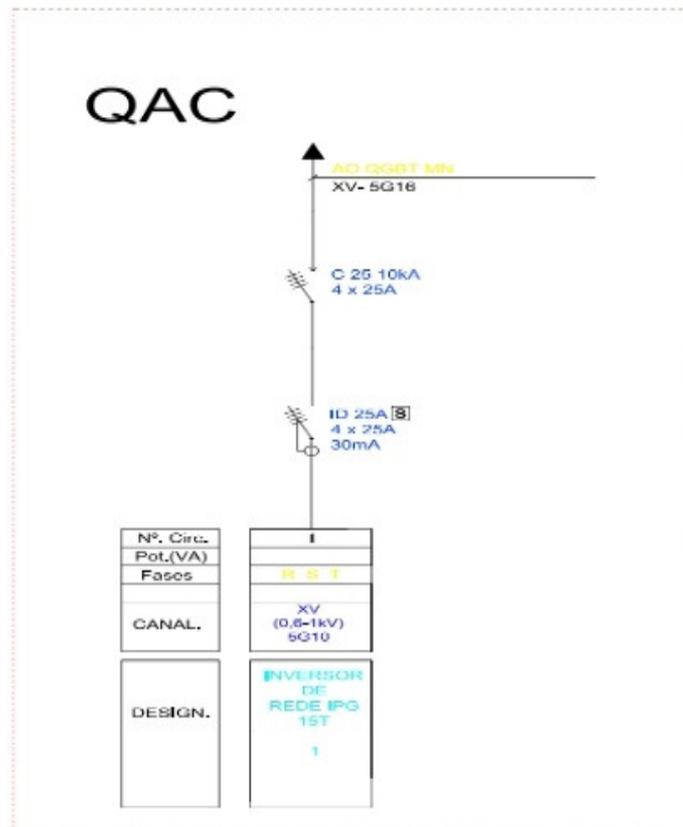


Figura 2.31 - Figura 2.30: Exemplo de um cabo de alumínio.



Figura 2.32 - Exemplo de um quadro parcial por inversor.

Quadro Elétrico de Distribuição AC de Minigeração por Edifício (QED AC Edi) – Sempre que a instalação se encontre distribuída por vários edifícios, é de boa pratica instalar em cada edifício um quadro elétrico para receber as canalizações de todos os QAC INV e sair apenas uma canalização para o Quadro Elétrico Geral de Baixa Tensão de Minigeração (QGBT MN) que recebe todas as canalizações provenientes dos QED AC Edi. Este quadro elétrico contempla um aparelho de corte e seccionamento por cada QAC INV e na saída uma proteção contra sobrecargas e curto-circuitos para proteger a canalização que vai ao QGBT MN. Normalmente é também neste quadro que se instala o sistema de monitorização parcial, conforme exemplo demonstrado nas figuras 2.33 e 2.34:

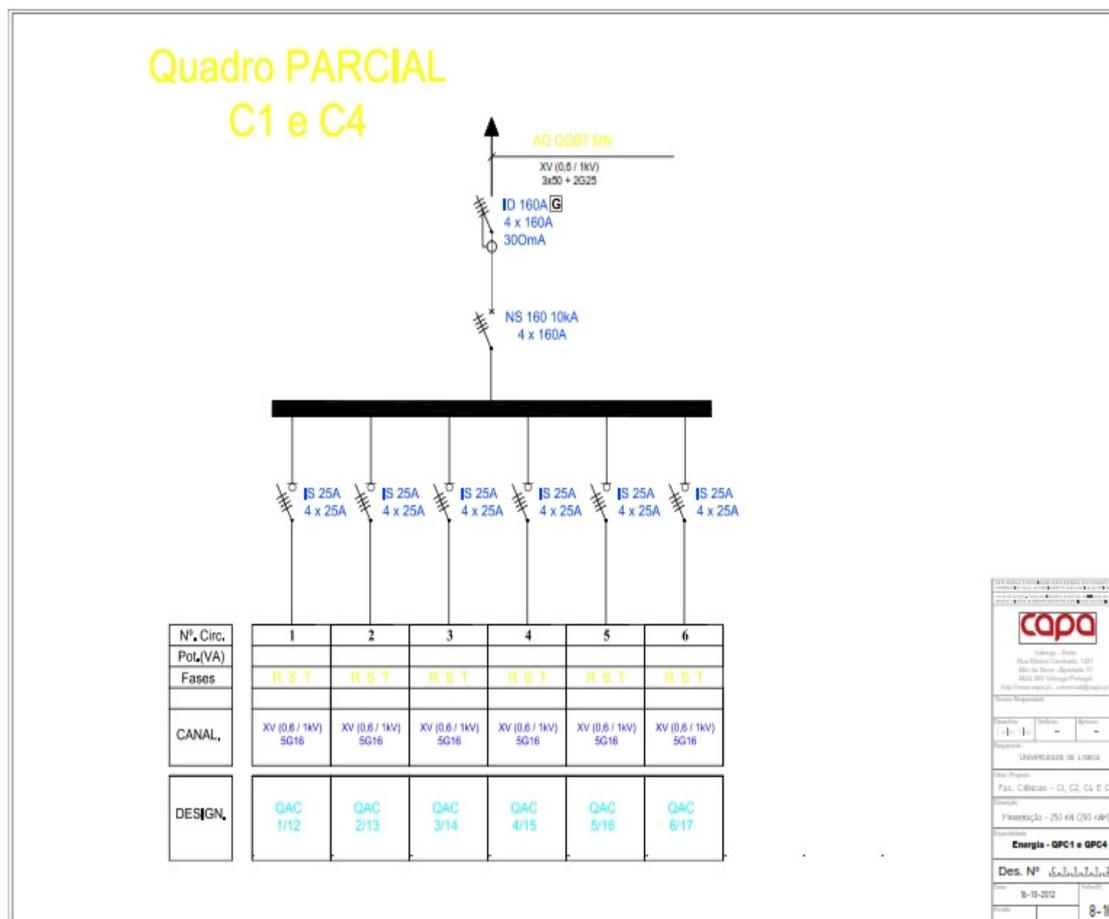


Figura 2.33 - Esquema unifilar de um quadro parcial por edifício.



Figura 2.34 - Exemplo de um quadro parcial por edifício.

Quadro Elétrico Geral de Baixa Tensão de Minigeração (QGBT MN) – O QGBT MN é o quadro elétrico principal da central fotovoltaica de minigeração responsável por receber as canalizações dos QED AC Edi, interliga-las e sair apenas uma canalização direta ao ponto de interligação como RESP. Esse ponto de interligação pode ser em baixa tensão ou em Média tensão, dependendo do nível de contagem da instalação de consumo, conforme exemplo demonstrado nas figuras 2.35 e 2.36:

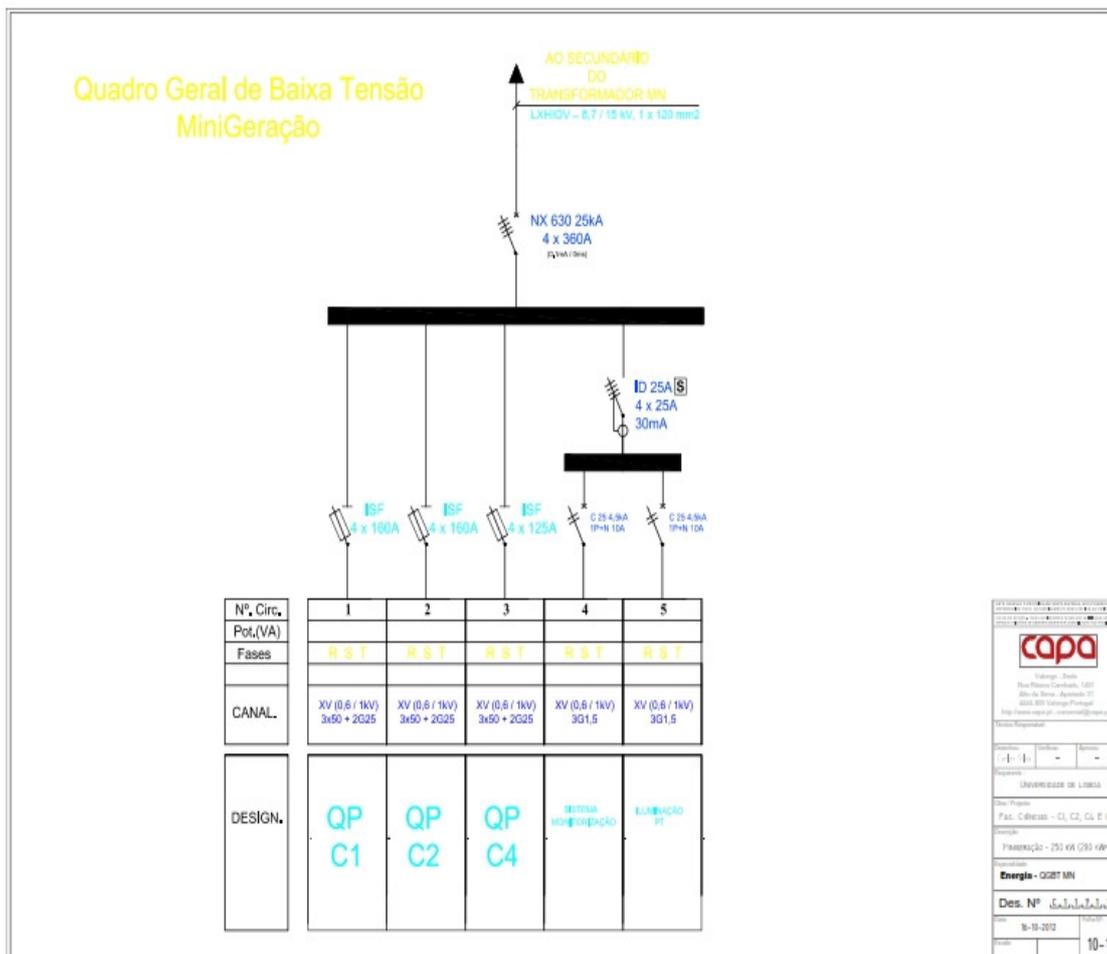


Figura 2.35 - Esquema unifilar de um quadro geral de baixa tensão de minigeração.



Figura 2.36 - Exemplo de um quadro geral de baixa tensão de minigeração.

O ponto de interligação tem obrigatoriamente de ser a montante do sistema de contagem de energia consumida, para que tal aconteça, no caso de esta ser em baixa tensão, o ponto de interligação normalmente é nos bornes de saída do secundário do transformador de consumo ou nos bornes de entrada do QGBT de consumo (este ponto é definido pela localização dos TI's de contagem instalados pelo distribuidor, conforme se exemplifica na figura 2.37:



Figura 2.37 - Exemplo de ligação do ponto de interligação de uma central de minigeração.

No caso de a contagem ser em média tensão, é necessária a instalação de um posto de transformação elevador para que seja possível interligar a canalização da minigeração a montante da contagem de consumo, sendo que do QGBT MN, a canalização é ligada diretamente a um transformador elevador e deste às respetivas proteções de média tensão finalizada por uma relé de proteção de interligação que monitoriza e gere as condições de funcionamento da RESP e a injeção de energia por parte da Minigeração, garantindo a segurança da exploração para ambas as partes. Vários exemplos demonstrados na figura 2.38:



Figura 2.38 - Exemplo de Postos de Transformação de uma central de minigeração.

Para ser possível a instalação e a interligação da minigeração à RESP, é necessária a alteração do Quadro de Média Tensão Existente para intercalar a cela de contagem de produção, a cela disjuntor de proteção ao transformador da minigeração e a cela do relé de proteção de interligação, conforme exemplo da figura 2.39:



Figura 2.39 - Exemplo de alteração do Quadro de Média Tensão para instalação de uma central de minigeração.

Para instalação do PT novo e alteração do Quadro de Média existente é necessário iniciar um processo de licenciamento para o PT novo e outro para a alteração do QE Média existente, sendo por isso uma solução que não é *standard* para todo o país. Este ponto de interligação pode, em virtude da zona, da rede e do distribuidor, ser completamente distinta para centrais com a mesma potência e tipologia.

Exemplo de um projeto de licenciamento de um posto de transformação para central fotovoltaica de minigeração na figura 2.40:

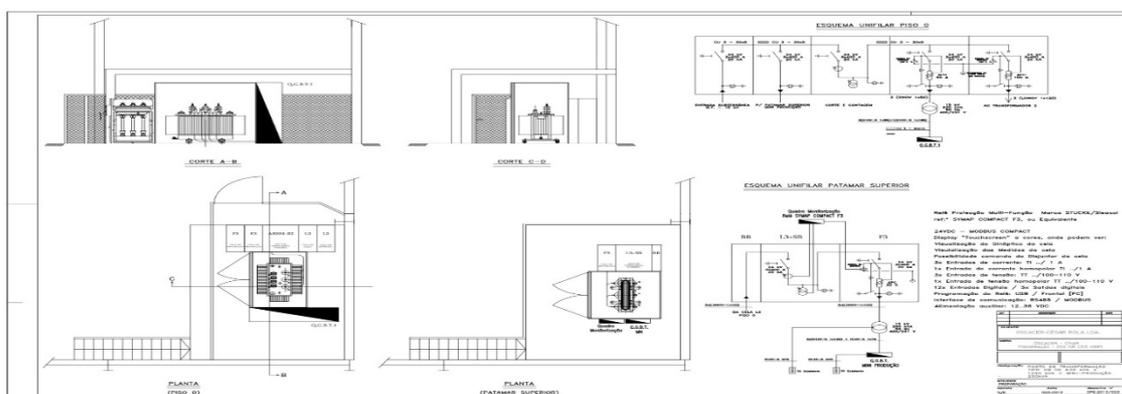


Figura 2.40 - Exemplo de um projeto de licenciamento para um posto de transformação de uma

Contagem da Energia produzida – A central fotovoltaica tem de contemplar um sistema de contagem de energia produzida injetada na RESP com comunicação remota para acesso por parte do distribuidor.

Este sistema de contagem é constituído por um contador que deverá ser bidirecional para ser capaz de contabilizar a energia produzida como mostra a figura 2.41, o pico atingido e a energia consumida. Dependendo da potência de ligação da central, a contagem pode ser de ligação direta (caso a corrente não ultrapasse os 60A), pode ser de ligação indireta com recurso a TI's de baixa tensão (para correntes superiores a 60 A em baixa tensão) utilizando a caixa ISM demonstrada na figura 2.42 ou indireta com recurso a TI's e TT's para situações de ligação à RESP em Média Tensão.

Este equipamento é configurado e testado pelo distribuidor no ato do arranque da central e deve estar instalado em invólucro devidamente certificado pelo distribuidor.



Figura 2.41 - Contador Bidirecional trifásico com modem GSM.



Figura 2.42 - Caixa ISM para instalação dos TI's de contagem de corrente indireta.

Para centrais fotovoltaicas de minigeração de potências inferiores, existem outras tipologias mais simples para o ponto de interligação que serão mencionadas no capítulo da legislação.

Ligação a Terra

As terras numa central fotovoltaica são o primeiro foco de interesse visto que é o dispositivo de proteção da instalação e dos utilizadores. Como tal existem algumas regras que definem a interligação do circuito de terras da central fotovoltaica com o circuito de terras da instalação de consumo. Numa situação em que a central fotovoltaica se encontre instalada a mais de 50m da instalação de consumo, a central fotovoltaica deve contemplar uma terra de proteção exclusiva, caso contrário, a terra de proteção da central deve ser interligada à terra de proteção da instalação de consumo. No caso dos postos de transformação, sempre que se pretenda por questões técnico-financeiras interligar uma terra à outra, seguindo o conceito de terra única, o valor de 1ohm deve ser respeitado.

Terra de Proteção - A terra de proteção deverá ser interligada aos elementos metálicos da instalação que normalmente não estão em tensão, mas que poderão eventualmente estar, devido a avarias ou circunstâncias externas (defeito de isolamento). As celas deverão dispor de uma platina de terra que as interliga, constituindo o coletor de terra de proteção.

Terra de Serviço - A terra de serviço deverá ser ligada ao neutro do transformador.

Regime do Neutro de Baixa Tensão - Regime de neutro em BT tipo TT- Neutro ligado diretamente a terra. Massas de utilização interligadas a terra num ponto através de uma caixa de medição de terra com várias saídas e várias entradas como é o exemplo da figura 2.43. O dispositivo de proteção deve assegurar o disparo ao primeiro defeito num tempo compatível com a curva de segurança.



Figura 2.43 - Caixa de medição de terra para interligação das terras de proteção.

Monitorização

Como qualquer sistema elétrico responsável por geração de lucros financeiros, é necessária a monitorização constante do estado de funcionamento no período de exploração, visto que cada minuto sem produção é prejuízo para a rentabilidade da instalação pondo em causa as garantias bancárias assim como os contratos de fornecimento de energia. Como tal, de forma a garantir o registo e monitorização constante da central, foram criados sistemas de gestão e monitorização técnica capaz de lançar alertas sempre que ocorrem anomalias na central permitindo a intervenção rápida de equipas técnicas para reparação da anomalia e reposição de serviço. A maioria dos sistemas de monitorização funciona apenas através de um sistema de leitura dos dados disponibilizados pelo inversor, agregando, no caso de haver mais do que um inversor, toda a informação e disponibilizando-a num portal acessível através da internet conforme exemplo da figura 2.44.

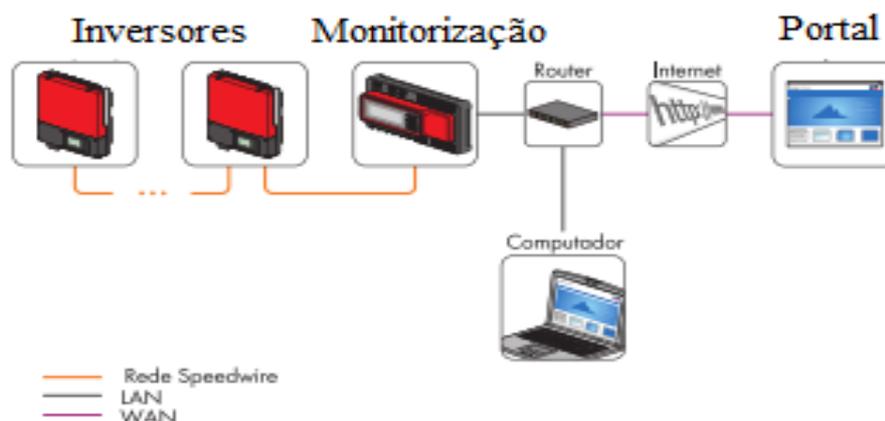


Figura 2.44 - Esquema de princípio de um sistema de monitorização de uma central

No entanto esta informação é bastante precisa ao nível de anomalias no próprio inversor mas muito vaga quanto às anomalias a montante e a jusante. Se em centrais de pequena dimensão esta informação é suficiente para que em situações de avaria a anomalia seja detetada rapidamente, em centrais de grande dimensão que contemplam milhares de painéis fotovoltaicos no global e algumas centenas em particular por cada inversor, saber a localização exata da anomalia permite corrigi-la rapidamente traduzindo-se em menores perdas de produção. De forma a colmatar esta necessidade, existem fabricantes com soluções de monitorização fina ao nível da *string* e até do próprio painel, permitindo saber a localização exata da avaria, no entanto é necessário encontrar um equilíbrio entre o investimento neste sistema e o ganho por atuação rápida na resolução da avaria.

A comunicação entre *strings*, inversor e sistema de monitorização é conseguida através de protocolos de comunicação tipo *modbus*, *can*, *RS485*, etc. e a comunicação entre o sistema de monitorização e o portal através do protocolo *ethernet* na maioria dos casos através de um *router* gsm.

Atualmente alguns fabricantes de inversores já contemplam a monitorização no *hardware* do inversor bastando apenas a conexão deste à internet.

A monitorização da rede AC é normalmente um sistema distinto dos anteriormente referidos e mais direcionados para a qualidade da energia.

2.2.6. Legislação

Normalização e Certificação de Equipamentos

Numa perspetiva global, a garantia de qualidade e conservação dos equipamentos durante o período de vida útil, é um fator decisivo no estudo de viabilidade de uma central fotovoltaica. A exigência dos investidores em equipamento capaz de garantir o rendimento previsto para o retorno do investimento é cada vez maior, o que, levou as entidades certificadoras a criar normas de fabrico e ensaio capazes de definir um padrão mínimo de qualidade para estes equipamentos garantindo confiança na seleção dos equipamentos que constituem uma central Fotovoltaica.

Painéis Fotovoltaicos

Foram desenvolvidas normas para as diversas tecnologias de painéis fotovoltaicos de forma a abranger e standardizar o mais possível os ensaios de qualidade da maioria dos fabricantes, quer ao nível eletrotécnico, quer ao nível mecânico.

De uma forma sintética as Normas que abrangem a certificação destes equipamentos são as seguintes:

DIN EN 61215

A primeira Norma Europeia criada para regular o ensaio de painéis fotovoltaicos nasceu em 1993 quando a Comissão Internacional Eletrotécnica (IEC) converteu a Especificação de Teste nº. 503 - “Módulos fotovoltaicos Terrestres de Silício Cristalino – Qualificação do Desenho e Aprovação do Modelo” do Centro Europeu de Investigação na IEC 61215 ratificada 2 anos depois para a Norma Europeia DIN EN 61215.

DIN EN 61646

Em 1996 foi elaborado um aditamento à Norma, contemplando parâmetros mais exigentes na degradação das células fotovoltaicas e contemplando a tecnologia de painéis amorfos (chamados painéis de película fina), nascendo assim a DIN EN 61646 garantindo a certificação de painéis de alta fiabilidade.

DIN EN 60904-1 (IEC 60904-1)

A Norma DIN EN 60904-1 define especificamente um dos ensaios obrigatórios das Normas acima referidas, esta Norma define os procedimentos exigidos para Medição das Características Fotovoltaicas de Corrente-Tensão, nomeadamente quais as fontes artificiais de luz certificadas para utilização nos ensaios e qual a distribuição espectral semelhante ao espectro do Sol.

IEC 60891

Um dos principais fatores de diferenciação de qualidade dos painéis fotovoltaicos é a perda de rendimento por temperatura, sendo esta Norma a que define os procedimentos obrigatórios para ensaio e regulação da temperatura e da irradiância para caracterização da curva característica I-U dos painéis de células de tecnologia cristalina.

IEC 61724

A resistência mecânica ao impacto é uma característica importante na definição do vidro do painel fotovoltaico, a Norma IEC 61724 define os parâmetros de ensaio desta característica.

Resumidamente, os Ensaio exigidos pelas Normas DIN EN 61215 e DIN EN 61646 de forma a garantir os parâmetros de qualidade e desempenho dos painéis fotovoltaicos em condições *standard* são:

- Inspeção visual;
- Desempenho sob diferentes condições (CTS, NOCT e com $T = 25^{\circ}$ e $E = 200 \text{ W/m}^2$);
- Teste de isolamento térmico;
- Medição dos coeficientes de penalização térmica;
- Teste de exposição a fatores externos;
- Teste de resistência a um ponto quente;
- Teste de resistência ao choque térmico;
- Testes de resistência aos raios UV;
- Teste de estanquicidade e resistência ao gelo;
- Teste de robustez dos acabamentos;

- Teste de resistência mecânica e de torção;
- Teste de resistência ao granizo
- Teste de Proteção Classe II de Isolamento

IEC 61853

Na prática, após alguns anos de verificação do desempenho dos painéis fotovoltaicos em condições reais de utilização e em diversos ambientes completamente distintos, tem-se verificado que os resultados de produção obtidos, não correspondem de forma eficiente aos resultados obtidos nos ensaios segundo as condições standard, de forma que o Centro Europeu de Investigação projetou a Norma IEC 61853 que define os procedimentos de ensaio dos painéis fotovoltaicos em condições de utilização reais determinando ensaios divididos em 6 dias com condições de radiação e temperatura diferentes típicas da variação anual. Esta Norma vem complementar as DIN EN 61215 e DIN EN 61646.

Estruturas Para Painéis Fotovoltaicos

O dimensionamento e Fabrico de estruturas metálicas para centrais fotovoltaicas tem como base algumas normas já existentes para estruturas metálicas e outras adaptadas a esta nova necessidade sendo as seguintes:

EN AW 6063 (EN 573-3)

Esta norma tem como objetivo definir os parâmetros da composição química e forma dos perfis de alumínio extrudido e ligas de alumínio desenvolvidas em geral para estruturas metálicas em alumínio e em particular para estruturas fotovoltaicas.

NP EN 1993 2010 - Euro código 3

A Norma NP EN 1993 de 2010 mais conhecida como Euro código 3, estabelece os requisitos de dimensionamento tendo em conta o local da instalação, formato da estrutura, durabilidade, ancoragens e exposição às intempéries, nomeadamente aos ventos e neve.

Inversores de Ligação à rede

Sendo estes equipamentos responsáveis pela conversão e transformação da energia produzida em energia capaz de ser entregue à rede elétrica em condições ótimas de qualidade e segurança, naturalmente, as normas de fabrico estão indexadas às normas de qualidade e gestão da rede elétrica as quais:

IEC 62103

Norma internacional que estabelece as condições de fabrico de equipamentos eletrónicos para utilização em sistemas de potência. Pretende estabelecer um padrão de conformidade *standard* entre os diversos equipamentos eletrónicos.

EN 50438

Estabelece as condições de fabrico dos equipamentos inversores de rede segundo os requisitos de segurança e qualidade da energia entregue ao ponto de interligação com a RESP.

DIN EN 61000-6-3:2007-09

Limite de produção de transitórios para a RESP.

DIN EN 61000-6-2:2006-03

Limite de influência na Impedância da RESP

IEC 61000-3-2/-3-12 (*harmonics*); IEC 61000-3-3/-3-11 (*flicker*)

Limite na produção de Harmónicos e *Flickers* para a RESP

Infraestruturas DC/AC; Sistemas de Terras e Monitorização

As infraestruturas DC e AC, Sistemas de Terras e Monitorização são reguladas também pelas normas:

IEC 62103

Norma internacional que estabelece as condições de fabrico de equipamentos eletrónicos para utilização em sistemas de potência. Pretende estabelecer um padrão de conformidade *standard* entre os diversos equipamentos eletrónicos e de proteção.

No global todos estes equipamentos e sistemas cumprem a Norma Europeia que regula todos os processos e produtos produzidos e comercializados na Europa que é a Norma EN 1090 mais conhecida como Marcação CE.

Normalização e Certificação de Produção de Energia

Até 2007 a instalação de sistemas fotovoltaicos em edifícios não tinha regulação legislativa, existindo apenas o regulamento para centrais de produção distribuída nomeadamente definindo as condições de interligação e funcionamento com a rede elétrica nacional. Em função da legislação existiam apenas duas centrais fotovoltaicas de grande dimensão com entrega de energia à rede de distribuição.

Desde Novembro de 2007, a legislação nacional sofreu alterações de forma a incentivar o crescimento e instalação de centrais de produção distribuída junto dos pontos de consumo de forma faseada e progressiva com o intuito de adaptar os intervenientes do mercado às novas condições e possibilidades, permitindo o desenvolvimento de soluções financeiras, aparecimento de novas empresas e produtos e adaptação da rede elétrica nacional por parte do distribuidor.

A primeira legislação regulava centrais de produção de pequena potência até 3.6 kVA com enquadramento direcionado para habitações visando a venda total da energia produzida à rede. Esta legislação denominava-se como Microgeração. Com o crescimento e aceitação exponencial deste modelo técnico-económico, a legislação expandiu-se para

potências superiores até 250 kVA permitindo a pequenas e médias empresas a instalação de centrais fotovoltaicas capazes de produzir rendimentos financeiros atrativos, sendo estas denominadas como centrais de minigeração. Se a microgeração teve uma percentagem de penetração na rede bastante elevada, a minigeração superou ainda mais essa percentagem originando pelo explosão inicial uma estagnação na legislação chegando por fim a ser um produto financeiro pouco rentável levando à descrença por parte dos investidores. No final de 2014 e após 2 anos de impasse legislativo, nasceu finalmente a nova legislação direcionada para o autoconsumo de energia mantendo as anteriores legislações (micro e minigeração) com algumas alterações mas criando um novo modelo de negocio que premeia o consumo da energia produzida na própria instalação de consumo, penalizando a venda do excesso à rede elétrica nacional que embora ainda se encontre em fase de adaptação caminha para uma amplitude de enquadramento enorme, desde as pequenas instalações de 200Wp a mega instalações de 1 MW direcionadas para as grandes empresas conhecidas como grandes consumidores, tais como hospitais, industria pesada, etc.

MicroGeração

A microgeração nasceu com a criação do Decreto Lei N.º 363_2007 tendo como base a produção de energia através de fontes renováveis para venda total à rede elétrica nacional. A base da microgeração assentava na atribuição anual de potência por parte da direção Geral de Energia assim como a tarifa para o kWh produzido, tarifa essa que foi diminuindo a cada ano até atingir um valor inferior à tarifa de compra. A tarifa atribuída depende da tecnologia instalada, sendo a solar com benefício máximo e a hidroelétrica com penalização.

A microgeração abrange todos os edifícios incluindo serviços e condomínios sendo a potência instalada máxima de ligação majorada por 50% da potência contratada e sujeita a uma medida de eficiência energética do tipo produção de águas quentes sanitárias através de fontes renováveis (painéis solares térmicos, caldeiras a biomassa etc.)

Segundo o Decreto Lei, qualquer contribuinte titular de um contrato de consumo de energia pode-se tornar produtor de energia elétrica seguindo os seguintes tramites:

- Registo como produtor, tipo de regime remuneratório e comercializador pretendido para celebrar o contrato de venda de energia, através do portal SRM disponibilizado pela DGEG para seguimento e controlo de todo o processo de licenciamento das unidades de microgeração. Exemplo da figura 2.45:

Renováveis na hora
ponha a sua casa a trabalhar.

Entrada | Utilizadores | Informações | Consulta | Contactos | Registo de Unidades

Código de utilizador

Palavra Passe

Entrar

[Esqueci a Palavra Passe](#)

Notícias	Data
Consulte nova atualização da legislação de micro e miniprodução	03-03-2015
Informação sobre operacionalização da Portaria n.º 14/2015	05-02-2015
Informação sobre plataformas eletrónicas do SRM e SRMini	16-01-2015
Restrições ao registo de unidades de microprodução e miniprodução	22-10-2014
Listagens relativas à atribuição de potência	29-08-2014

Visualizando 5 resultados.

"Renováveis na hora" é o portal de acesso ao
SRM – Sistema de registo da microprodução e ao
SRMini – Sistema de registo da miniprodução.

A microprodução e a miniprodução são atividades de pequena escala de produção descentralizada de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, sendo reguladas:

- Microprodução – pelo Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro, e pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, que procederam à sua republicação;
- Miniprodução – pelo Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro.

Neste portal, para além dos sistemas de registo, encontrará outra informação relativa a estas atividades.

 **MINISTÉRIO DA ECONOMIA E DO EMPREGO**

Figura 2.45 - Portal da DGEG para registo de Microprodução.

- Pagamento da taxa de registo, exemplo na figura 2.46:

 **Renováveis na hora**

Registo de Microprodução
Comprovativo de Inscrição

Promotor	
Nome:	Oscacer-César Rola,Lda Oscacer
NIF / NIPC:	500208727

Dados da Instalação	
Número Pedido:	MP2013000056
CPE:	PT0002000071882771VT
Data Registo:	2013-02-15 11:53:29

Figura 2.46 - Comprovativo de registo de Microprodução.

- Executar a instalação até 120 dias após a aceitação do registo (passagem de provisório a definitivo) solicitando dentro desse prazo a inspeção, conforme formulário na figura 2.47 para certificação da mesma (segundo o documento técnico disponível no SRM “Soluções de Ligação da unidade de Microprodução à RESP” – “ LR 003-09/08).

[- Voltar](#)

Dados do Produtor		NIF / NIPC:	505309947	
Nome:	AGUAS DO NORTE ALENTEJANO, S.A. AGUAS NORTE ALENTEJO			
Morada:	REJA CASA DE SAUDE, 5 1			
Localidade:	PORTALEGRE			
Código Postal:	7300-137 PORTALEGRE			
Nome Contacto:	António Nunes		Telefone do Contacto:	919519978
Telefone (SMS):	919519978			

Dados da Instalação de Microprodução			
Número Pedido:	MP2011000208	Comercializador:	EDP Serviço Universal, S.A.
CPE:	PT00020000794415872G	Morada de Instalação:	STIO COUTADAS
Localidade:	URRA	Código Postal:	7300 URRA
Potência de Ligação:	3.68 kW		
Solar:	4.00 kW		

Equipamentos de Miniprodução						
#	Tipo	Fabricante	Modelo	Nº de Série	Potência Nominal (kW)	Potência CC (kW)
1	Inversor	Conergy AG	Conergy IPC 3.6 S	1000061011374	3.68	3.8
2						
3						
4						
5						
6	Contador	ITRON	SL7000 - Ligação semi-direta - Classe de precisão (MID) B ou C	51034210		

[Adicione Equipamento](#) [Remova Equipamento](#)

Outros Equipamentos de Miniprodução					
#	Tipo	Fabricante/Marca	Modelo/referência	Potência Nominal (kW) (por unidade)	Quantidade
1	Panel fotovoltaico	CONERGY	Conergy EcoPro 220P	0.22	20

[Adicione Equipamento](#) [Remova Equipamento](#)

Entidade Instaladora	
NIF / NIPC:	501628010 Pesquisar
Nome:	CAPA ENGENHARIA C M S.A.
Morada:	ALTO DA SERRA, R. CAMBADO RIBEIRO 1491 APARTADO 31
Localidade:	VALONGO
Código Postal:	4440 VALONGO
Alvará:	59959
	Data de Validade: 2013-01-31

Técnico Instalador	
NIF / NIPC: (*)	205127371 Selecionar
Nome:	HÉLDER RICARDO OLIVEIRA LOPES
Número Profissional:	AN 15699

Informações Complementares			
Seguradora:		Nº Apólice:	
Capital Apólice:		Data Validade:	

Figura 2.47 - Formulário de pedido de inspeção de uma central de Microprodução.

- Emitido o certificado de exploração (em caso de reprovação o produtor dispõe de 30 dias para corrigir as anomalias e solicitar 2.ª inspeção) automaticamente o SRM envia para o distribuidor / comercializador de energia. Exemplo do certificado de exploração representado na figura 2.48:

 <p>Associação Certificadora de Instalações Eléctricas Rua dos Anjos, 68 1150-039 LISBOA - PORTUGAL T +351 213 183 200 F +351 213 183 289 certiel@certiel.pt www.certiel.pt NIPC 503 686 794</p>			
CERTIFICADO DE EXPLORAÇÃO			
Registo N. MP2013002353			
Localização da Unidade de Microprodução			
Morada:	RUA ALEX. SA PINTO 277		
Localidade:	GONDEZENDE		
Código Postal:	3885-435 ESMORIZ		
Produtor			
Nome:	Simão Américo Alves Rocha		
NIF / NIPC:	116629851		
Entidade Instaladora / Técnico Responsável pela Execução			
Entidade Instaladora: CAPA ENGENHARIA C M S.A.			
N.º Alvará: 59959			
Técnico Responsável pela Execução: HÉLDER RICARDO OLIVEIRA LOPES			
N.º Técnico: OT 15699			
Características da Unidade de Microprodução / Sistema de contagem / Tarifa			
Solar(kW): 3.68	Eólica(kW): 0	Hídrica(kW): 0	Cogeração a biomassa(kW): 0
Pilhas Combustível: -	Cogeração não renovável (kW): -		
Potência de Ligação(kW): 3.68			
Inversor(es) n.º(s): 4.4X02350051			
Contador n.º: 62062452			
Regime Remuneratório: Bonificado		Tarifa aplicável (€/kWh): 0.196	
CPE consumo: PT0002000011161911BZ		CPE produção: PT0002990011161911RB	
<p>Certificado de exploração emitido nos termos do n.º 1 do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de Outubro.</p> <p>Lisboa, 31 de Dezembro de 2013</p> <p style="text-align: center;">CERTIEL – Associação Certificadora de Instalações Eléctricas</p> <div style="text-align: center;">  Carlos Ferreira Botelho (Director-Geral) </div>			

Cod. Seq.: 24566580235322035

Figura 2.48 - Certificado de exploração de uma central de Microprodução.

- O comercializador elabora o contrato de compra e venda de energia segundo a minuta disponível no SRM e envia para o produtor validar e assinar.
- O produtor deve remeter o contrato assinado para o comercializador (por correio postal ou entregue numa agência representante).
- Assim que o comercializador receber o contrato assinado, contacta o produtor para agendamento da ligação e colocação em serviço da microgeração fechando o processo referente à microgeração.

Minigeração

A Legislação para a minigeração foi decretada a 08 de Março de 2011 pelo Decreto-Lei n.º 34/2011 de 8 de Março e é na prática a mesma metodologia que a microgeração mas permitindo a instalação de centrais de maior dimensão até 250 kVA de potência de ligação. As alterações mais significativas relativamente à microgeração foram as seguintes:

- Alteração do limite de potência de ligação – Permitiu centrais entre 3.6 kVA e 250 kVA
- Alteração da medida de eficiência energética obrigatória – De forma a promover não só a produção de energia limpa, este decreto-lei promoveu também a eficiência energética nos edifícios obrigando à execução de uma auditoria energética e implementação das suas medidas de correção.
- Divisão em Escalões de Potência – Foram criados 3 escalões de potência – até 20 kVA, 20 a 100 kVA e de 100 a 250 kVA diferenciados pela tarifa de venda de energia e pelos prazos limite de tramitação do processo.

A tramitação do processo de minigeração é exatamente igual ao da microgeração exceto nas centrais inseridas no escalão 3 com ligação à RESP em Média tensão, sendo estas obrigadas para além do registo normal no portal renováveis na hora a abrir 2 processos de licenciamento na Direção Geral de Energia e Geologia, um para Instalação e execução de um Posto de Transformação elevador e outro para alteração do Quadro de Média Tensão da Instalação de consumo para interligação do Posto de Transformação Elevador.

A Minigeração permitiu a que entidades públicas, indústria e serviços apostassem na instalação de centrais nos seus telhados para obterem mais um produto financeiro com boas taxas de retorno e por outro lado aumentarem a eficiência da sua instalação elétrica de consumo.

Autoconsumo

Revogando os anteriores Decretos-lei, o Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro estabeleceu o novo paradigma da produção descentralizada, permitindo a produção de energia nos pontos de consumo, desta feita não para entrega total à rede elétrica mas para autoconsumo na instalação elétrica, ainda que o produtor consumidor tem obrigatoriamente de ser titular de um contrato de compra de energia. Com a descida das tarifas de micro e miniprodução e o aumento da tarifa de compra de energia, o autoconsumo começa a fazer cada vez mais sentido essencialmente para grandes consumidores de energia no período diurno (Hospitais, Fábricas, etc.). O Autoconsumo despoletou ao nível tecnológico uma procura enorme de novas soluções para estas centrais, principalmente ao nível dos inversores de rede e do armazenamento de energia (solução com enquadramento doméstico).

Vantagens do novo regime de Autoconsumo:

- Promove produção próxima do ponto de consumo, reduzindo as perdas na rede.
- Promove capacidade de produção renovável (tipicamente de origem solar) e proveniente de recursos ilimitados.
- Democratiza a produção de eletricidade, permitindo a entrada de novos *players* de pequena dimensão e aumentando a concorrência na atividade de geração.
- Reduz concentração das unidades de produção (funcionamento em malha), beneficiando a segurança de abastecimento.
- Reduz as necessidades elétricas em ponta (caso do solar PV).
- A médio / longo prazo, limita necessidades de investimento na RESP (embora possa criar desafios ao nível da rede em Baixa Tensão).
- Dinamiza indústria fotovoltaica, que apresenta uma considerável incorporação nacional (p.e. instaladores, manutenção, fabrico de componentes).

- Promove a criação de emprego e contribuiu para formação, qualificação e desenvolvimento de recursos técnicos, nomeadamente ao nível das economias locais.

Objetivos:

- Dinamizar a atividade de produção distribuída em Portugal, assegurando a sustentabilidade técnica e económica do SEN, e evitando possíveis sobrecustos para o sistema;
- Garantir o desenvolvimento ordenado da atividade, possibilitando a injeção de excedentes na RESP (bem de interesse público, que requer uma utilização adequada);
- Garantir que as novas instalações de produção distribuída sejam dimensionadas para fazer face às necessidades de consumo verificadas no local;
- Reduzir a vertente de —negócio associada ao atual regime de Microprodução, que motiva o 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 constante possam enquadrar-se no regime de produção distribuída;

Principais Características descritas na tabela 2.3 e escalões de potência na tabela 2.4:

Tabela 2.3 - Resumo das características da legislação para Autoconsumo.

Fonte	<ul style="list-style-type: none"> • Renovável e Não Renovável
Limite Potência	<ul style="list-style-type: none"> • Potência de ligação < 100% da potência contratada na instalação de consumo
Requisitos Produção	<ul style="list-style-type: none"> • Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo • Venda do excedente instantâneo ao CUR
Remuneração	<ul style="list-style-type: none"> • Valor da "pool" para excedente instantâneo de produção, deduzido de custos • Numa base anual, o excedente produzido face às necessidades de consumo não é remunerado
Compensação	<ul style="list-style-type: none"> • Entre 30% e 50% do respectivo valor dos CIEG quando a potência acumulada de unidades de autoconsumo exceda 1% da potência instalada no SEN
Contagem	<ul style="list-style-type: none"> • Contagem obrigatória para potências ligadas à RESP superiores a 1,5 kW
Processo Licenciamento	<ul style="list-style-type: none"> • Processo gerido via plataforma electrónica • Mera comunicação prévia: Entre 200W – 1,5 kW • Registo+certificado de exploração: Entre 1,5 kW e 1MW • Licença de produção + exploração: >1MW
Outros aspectos	<ul style="list-style-type: none"> • Não existe quota de atribuição

Tabela 2.4 - Resumo do escalonamento de potência para Autoconsumo.

	<200w	200-1500 W	1,5k W – 1MW	> 1MW	“em ilha”
Registo	-	Mera comunicação prévia	Controlo Prévio / Cert. Exploração	Licença de Exploração	Mera comunicação prévia
Taxas Registo	-	isento	✓	✓ aplicável ao respectivo regime	Isento
Equipamento de Contagem	-	-	Sim. Com Telecontagem	Sim. Com Telecontagem	-
Remuneração excedente (“Pool”)	- (apenas se existir registo)	- (apenas se existir registo)	✓	- (Terá de ser definida com contraparte)	-
PPA	- (CUR caso exista registo)	- (CUR caso exista registo)	CUR	Outro	-
Compensação	isento	isento	✓	✓	-
Seguro. Resp. Civil	-	-	✓	✓	-

Na figura 2.49 apresenta-se a tipologia de uma central fotovoltaica de autoconsumo com potência superior a 1.5kW:

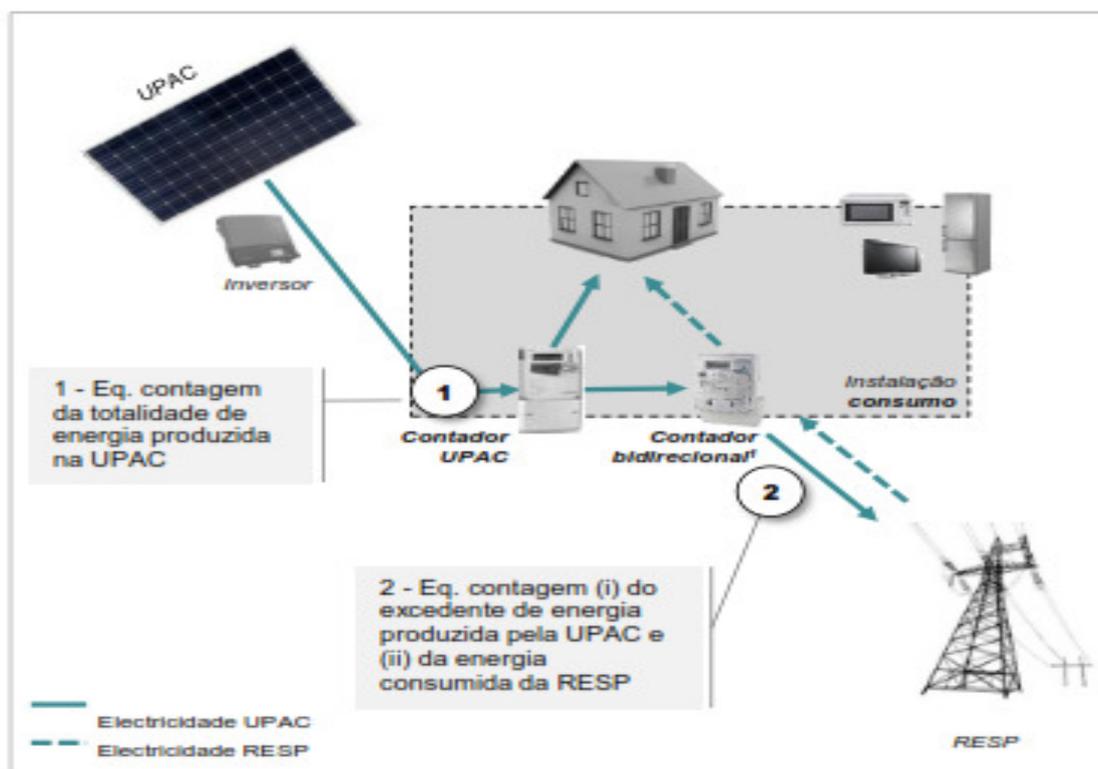


Figura 2.49 - Esquema tipo de uma central de autoconsumo de potência > 1.5 kW.

Na figura 2.50 apresenta-se um diagrama de Produção/Consumo Tipo:

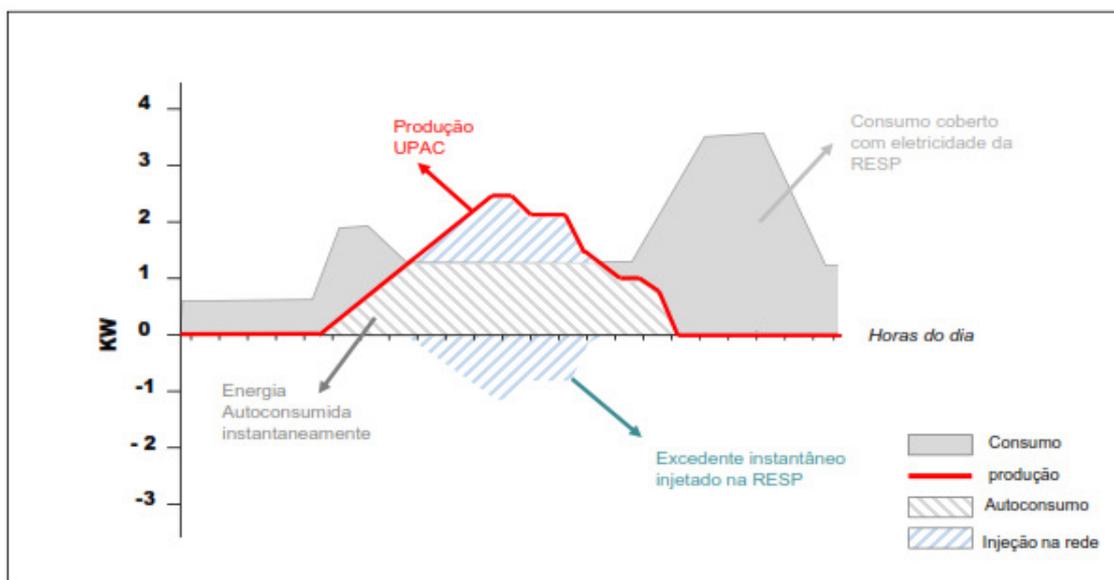


Figura 2.50 - Diagrama produção / consumo tipo de uma central de autoconsumo de potência > 1.5 kW.

Remuneração da Energia Elétrica Injetada na RESP (Excedente):

- O excedente de produção instantânea é remunerado ao preço da *pool*, deduzido de 10% (para compensar custos com injeção) segundo a equação 4 transcrita do decreto-lei;

Fórmula de remuneração do excedente injetado na RESP:

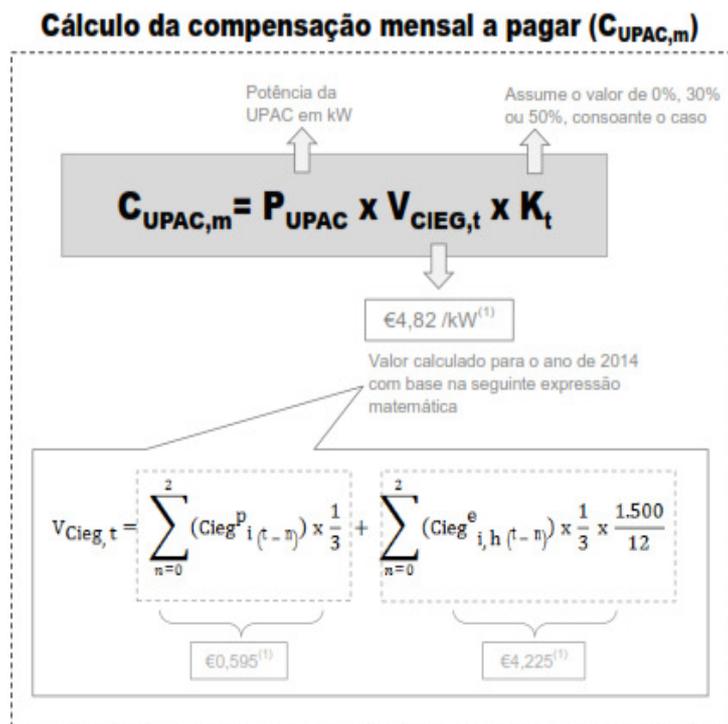
$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida, m} \times OMIE_m \times 0,9$$

(4)

- UPAC Renovável, com potência inferior a 1MW, tem a opção de vender o excedente de energia ao CUR (contratos de 10 + 5 anos). Restantes situações via contratos bilaterais;
- A energia autoconsumida pode beneficiar da transação futura de Garantias de Origem. A energia injetada na rede não dá direito a GO;
- O regime de faturação pode ser dilatado no tempo para agilizar procedimentos administrativos e evitar pequenos montantes nas faturas (p.e. uma única fatura anual);

Compensação paga ao Sistema:

- As UPAC com potência superior a 1,5 kW e cuja instalação de consumo esteja ligada à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação, que permita recuperar uma parcela dos CIEG na tarifa de uso global do sistema;
- A compensação a pagar apenas se torna efetiva quando a representatividade das UPAC exceda 1% do total da potência instalada no SEN;
- Após atingir 1% de representatividade, a compensação passa a ser devida pelas novas UPAC instaladas nos seguintes termos:
 - 30% dos CIEG -> enquanto a potência acumulada de UPAC instaladas não exceda 3% do total da potência instalada no SEN;
 - 50% dos CIEG -> quando a potência acumulada de UPAC instaladas exceda 3% do total da potência instalada no SEN;
- A compensação mensal a pagar é fixada no início da entrada em exploração da UPAC e vigora por um período de 10 anos;
- A Compensação mensal é fixa e incide sobre a potência instalada da UPAC;
- A compensação é apurada pelo ORD e faturada pelo CUR, podendo ser emitida com uma periodicidade anual, caso os montantes em questão sejam de pequena dimensão (p.e. €20) segundo a equação 5 transcrita do decreto-lei:



(5)

Contagem de Energia:

- A contagem da eletricidade produzida é obrigatória para as UPAC com potências superiores a 1,5 kW cuja instalação de consumo se encontre ligada à RESP;
- A contagem da energia fornecida pela UPAC à RESP e da energia adquirida ao comercializador pode ser realizada por contador Bidirecional;
- As UPAC cuja instalação de consumo não se encontre ligada à RESP (em regime de ilha), não necessitam de equipamento de contagem;

Objetivo dos Equipamentos de Contagem:

- Contabilização da eletricidade produzida para efeitos das metas de renováveis 2020;
- Possibilidade dos produtores beneficiarem de Garantias de Origem;
- Permite acompanhar a produção efectuada ao abrigo do novo enquadramento, possibilitando melhorias futuras na legislação;
- Apenas as instalações com dimensão expressiva têm contagem obrigatória;
- Maior representatividade no sistema: produção anual acima de 1.000kWh;
- Permite diluição do custo do contador no total do investimento;

Tramitação:

A instalação de Centrais Fotovoltaicas de Autoconsumo segue os mesmos trâmites das anteriores micro e minigeração, no entanto o portal de registo deixou de ser o “Renováveis na Hora” e passou para o portal da Direção Geral de Energia e Geologia.

2.3. Conclusões

As centrais fotovoltaicas de minigeração, no enquadramento desta dissertação, são reguladas e normalizadas em todo o seu processo, desde o fabrico dos equipamentos, à execução das estruturas metálicas e instalação, sendo por isso instalações de grande rigor e qualidade tecnológica levando a que a qualidade da energia produzida, a sua facilidade de exploração e a segurança que garantem sejam uma referência positiva no setor elétrico nacional.

3. QUALIDADE DE ENERGIA

A energia fornecida por um sistema elétrico tem qualidade quando garante o funcionamento dos equipamentos elétricos, sem que se verifiquem alterações de desempenho significativas, desde as cargas, passando pelas canalizações às proteções. À semelhança de qualquer ser humano, a energia na sua génese, ou seja, quando é produzida, é de certa forma “pura”, começando a ser perturbada a partir do momento em que é entregue à rede de Transporte e Distribuição.

A responsabilidade de manter a Qualidade de energia na rede elétrica é de todos os intervenientes, desde a produção, passando pelo transporte e distribuição e terminando nos consumidores, todos são abrangidos pelos regulamentos e obrigações de gestão e utilização da rede elétrica, só assim se torna viável o funcionamento da rede elétrica com qualidade.

Se a manutenção da Qualidade da Energia e da rede em si já era complexa, com a crescente penetração de produção distribuída, essa tarefa ficou ainda mais complexa. As centrais de produção de energia distribuída, em grande escala na rede de distribuição de tecnologia eólica e na rede de baixa tensão predominantemente por centrais fotovoltaicas,

baseiam os seus métodos de sincronismo em eletrônica de potência, o que para além de impor na rede um fator de indefinição quanto ao equilíbrio produção igual ao consumo, propaga para a mesma perturbações influenciando a Qualidade de Energia na rede elétrica.

3.1. Conceito de Qualidade de Energia

A Qualidade da Energia é perturbada em vários pontos da Rede desde o transporte ao consumidor final por vários fatores distintos. Na primeira metade do séc. XX o SEN era caracterizado predominantemente por cargas lineares, sendo, embora grandes consumidoras, escassas as cargas não lineares. Com o aparecimento da eletrônica de potência, e a sua aplicação em massa nos equipamentos elétricos, as cargas lineares tornaram-se de forma exponencial predominantes no SEN quase a 100% sendo hoje em dia bastante difícil encontrar no mercado cargas com características lineares. A eletrônica de potência pela sua componente comutativa de alta frequência, provoca perturbações na rede elétrica por um lado, mas por outro é também mais sensível a estas próprias perturbações, o que torna a rede elétrica num sistema de gestão complexo e a Qualidade da Energia e a sua manutenção numa tarefa quase impossível.

De forma agravante a rede elétrica funciona em sistema de produção igual ao consumo, sem armazenamento de energia que auxiliaria na estabilização da rede reduzindo a influência das cargas perturbadoras.

Com o objetivo de conseguir uma rede elétrica minimamente estável e com uma Qualidade de Energia capaz de garantir o funcionamento de todos equipamentos a ele ligados, foram criadas Normalizações e Regulamentos desde a produção de equipamentos à sua utilização de forma a limitar as perturbações na rede.

A Qualidade da Energia na Rede foi dividida em três campos de caracterização distintos, a Fiabilidade que define a qualidade da energia quanto à sua continuidade de serviço e interrupções, a sua qualidade da onda que define a qualidade da energia quanto às suas características elétricas e a qualidade comercial que define a qualidade de Energia quanto à informação disponibilizada e tratamento de reclamações.

Continuidade de serviço (Fiabilidade)

- Ausências de interrupções (continuidade de tensão, caracterizada pela frequência e duração das interrupções de fornecimento de energia elétrica)

Qualidade da onda

- Amplitude constante com valor nominal
- Frequência constante
- Sistema de tensões equilibrado e simétrico
- Distorção Harmónica

Qualidade comercial

- Atendimento (presencial ou telefónico)
- Informação disponibilizada (Contratos, opções, serviços, reclamações, faturação, etc.)
- Padrões para a qualidade comercial

A Qualidade de Energia assenta na gestão e manutenção destes três campos de aplicação essencialmente pelo distribuidor de energia. Esta gestão da qualidade da energia tem como base evitar custos adicionais tanto aos consumidores como ao distribuidor visto que cada interrupção e/ou perturbação na rede elétrica pode ter consequências diversas quer no fornecimento de energia, quer na utilização desta que implica paragens de produção na indústria, danos em equipamentos e funcionamento deficiente dos sistemas de informação, sendo mais um fator importante para o funcionamento eficiente do SEN.

3.2. Aplicação da Qualidade de Energia por setor

Cada setor do SEN tem influência distinta na Qualidade da Energia sendo importante conhecer bem esses fatores de perturbação em cada ponto da rede de forma a controlar e gerir a atuação de cada setor na manutenção da Qualidade de Energia.

3.2.1. Produção

A Produção é talvez o ponto da rede com menos influência negativa na qualidade da energia e talvez o ponto com maior capacidade de absorção das perturbações nela existente. A produção é o setor da rede responsável por manter o equilíbrio Produção = Consumo em cada instante e por fornecer a energia reativa necessária ao funcionamento

da mesma, sendo por isso um ponto essencial na gestão da rede e por consequência na Qualidade da Energia, ainda mais porque é o setor responsável pela sua produção.

As perturbações causadas pelo setor de produção baseiam-se apenas nos sistemas de controlo de compensação da energia reativa devido à eletrónica de potência utilizada para ligar e desligar ou regular essa compensação.

A fiabilidade neste setor é naturalmente a maior do SEN visto que uma interrupção na Produção poderia provocar um apagão de grande escala, o que seria uma catástrofe técnico-económica.

3.2.2. Rede de Transporte e Distribuição MT/BT

Ao nível do transporte e distribuição, a qualidade da energia apresenta talvez o maior ponto fraco no que diz respeito à fiabilidade. Sendo uma rede maioritariamente aérea, está exposta às intempéries, descargas atmosféricas e acidentes suscetíveis de interromper as linhas de transporte provocando ainda a atuação das proteções nas subestações impedindo a produção de energia até intervenção na realimentação da rede por seccionamento e manobra para outras linhas. Ao nível da qualidade da onda, o transporte e distribuição servem apenas de transporte das perturbações entre instalações poluidoras e as instalações afetadas podendo também este setor ser afetado pelas perturbações sofrendo sobreaquecimentos e ressonância nas suas linhas e circuitos.

3.2.3. Instalações particulares

É neste setor, o setor de consumo onde a predominância de equipamentos perturbadores é maior. Sendo uma instalação de consumo uma panóplia de cargas de diversos tipos, as perturbações que chegam ao ponto de entrega da rede são elevadas de tal forma que se propagam pela rede de distribuição até outros consumidores adjacentes afetando os equipamentos ligados às suas redes elétricas. O distribuidor é responsável por monitorizar estas perturbações e penalizar a instalação perturbadora sob pena de imputação de responsabilidade por parte dos consumidores afetados caso o distribuidor não impeça a perturbação detetada.

Com o aparecimento da produção distribuída, as perturbações propagadas para a rede diminuíram bastante junto dos consumidores que instalaram centrais fotovoltaicas de minigeração essencialmente, passando a ser essas centrais o alvo das perturbações, ou seja, uma central fotovoltaica de minigeração, ligada ao mesmo ponto de entrega de uma

instalação de consumo predominantemente de cargas perturbadoras, funciona com filtro que absorve as perturbações existentes na instalação de consumo, sofrendo esta as consequências dessas perturbações. É cada vez mais imperativo que as instalações de consumo possuam regulamentação mais exigente no que diz respeito à qualidade de energia dentro da própria instalação, levando a que os projetistas sejam levados a dimensionar as instalações ao ponto das perturbações com isto impor aos fabricantes de equipamentos uma componente de investigação e desenvolvimento capaz de desenhar equipamentos que contemplem ou menor produção de perturbações ou filtros incorporados no próprio equipamento tornando-os menos poluidores mas também menos sensíveis.

3.3. Fatores de Perturbação da Qualidade de Energia

A Qualidade da Energia é avaliada e regulada segundo diversos fatores, fatores esses que influenciam direta e indiretamente o funcionamento de todo o sistema elétrico. Atualmente as diferentes cargas existentes na rede elétrica proporcionam perturbações que se enquadram nestes fatores de forma seletiva, ou seja, dificilmente as cargas chegam ao ponto de causar perturbações na rede em todos estes fatores, cada carga tem uma característica diferente e que influencia alguns destes fatores. Por outro lado nem todos os fatores afetam a totalidade das cargas, ou seja, uma carga pode ser sensível a alguns e imune a outros. É por isso importante descrever o significado e a influência de cada um. Na figura 3.1 apresenta as várias perturbações classificadas no RQS:

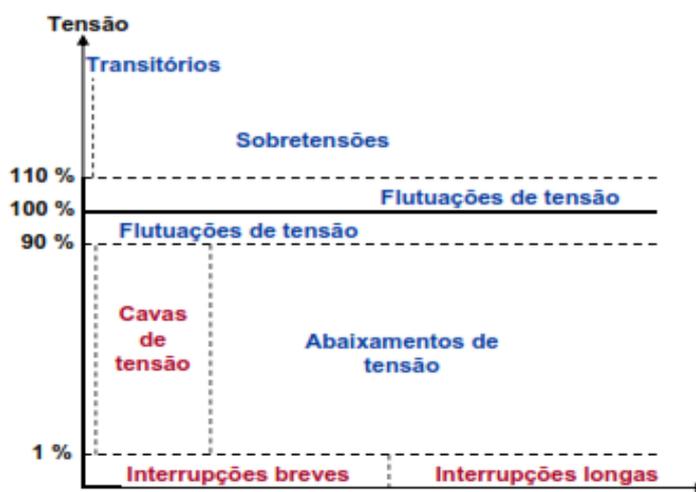


Figura 3.1 - Gráfico de análise e descrição de perturbações na onda de tensão.

3.3.1. Continuidade de Serviço

A continuidade de serviço é o topo da cadeia de perturbações, pois se não existir serviço (fornecimento de energia elétrica) as cargas não funcionam e todos os outros fatores de perturbação deixam de existir. Portanto, a fiabilidade do serviço baseia-se na continuidade do mesmo e é medida segundo a quantidade de interrupções e a sua duração. A continuidade de serviço é caracterizada por quebras de tensão abaixo de 1% da Tensão Nominal e de curta duração se inferior a 3min e de longa duração se superior a 3min. A continuidade de serviço é ainda caracterizada pela sua natureza accidental ou prevista.

Causas – As interrupções de fornecimento de energia são na sua maioria accidentais causadas por descargas atmosféricas, intempéries e por quedas de árvores, afetando essencialmente a rede de transporte e distribuição por serem do tipo aéreo.

Efeitos – As interrupções no fornecimento de energia provocam nos consumidores quebras de produção, podem provocar avarias nos equipamentos mais sensíveis, falha de segurança em sistemas que necessitam de energia e não possuem energia socorrida.

Dependendo da duração, muitas instalações não são dotadas de sistemas ininterruptos de fornecimento de energia e por isso ficam suscetíveis à falha de fiabilidade da rede elétrica.

3.3.2. Cavas de Tensão

As cavas de tensão como o próprio nome indica são abaixamentos de tensão de curta duração. São consideradas cavas de tensão situações em que o valor da tensão desce bruscamente até ao mínimo de 1% do valor nominal com uma duração até 1 min conforme descrito na figura 3.2:

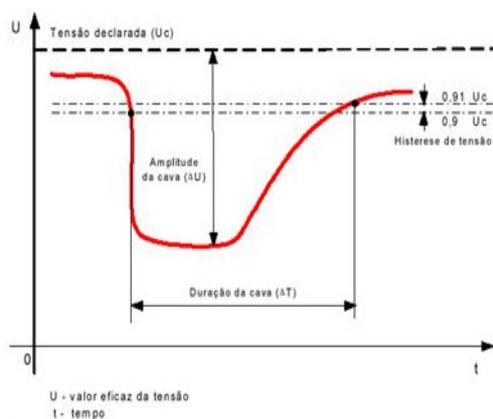


Figura 3.2 - Cava de Tensão.

Causas – As cavas de tensão são uma consequência direta do método de funcionamento da rede elétrica, produção igual ao consumo em cada instante. Quando uma instalação de grande consumo se conecta à rede, o consumo na rede sobe drasticamente obrigando o setor da produção a ajustar-se ao consumo, no entanto, devido à inércia do sistema, durante o período de adaptação do setor de produção a tensão baixa bruscamente. As cavas de tensão podem também ter origem em defeitos que ocorrem em toda a extensão da rede elétrica desde os reguladores de tensão no setor produtivo, passando por curto-circuitos na distribuição e transporte e finalmente nas instalações de consumo através de problemas da própria instalação. Todas estas possibilidades são causadoras de um aumento brusco da corrente solicitada ao setor de produção originando conforme explicado cavas de tensão.

Efeitos – As cavas de tensão são causadoras de disparos nas proteções de média tensão que possuem limites de máximos e mínimos de tensão muitas vezes regulados pelo próprio distribuidor com tempos de disparo abaixo de 1min. Os equipamentos de eletrônica de potência nas instalações de consumo são também sensíveis a estas perturbações, UPS, variadores de velocidade ou equipamentos trifásicos em situação de cava de tensão em apenas uma das fases.

3.3.3. Sobretensões

As sobretensões são o fenómeno oposto às cavas de tensão, significando um aumento da tensão acima dos 110% com duração superior a 10ms, sendo que pode ocorrer em períodos de longa duração conforme é visível na figura 3.3:

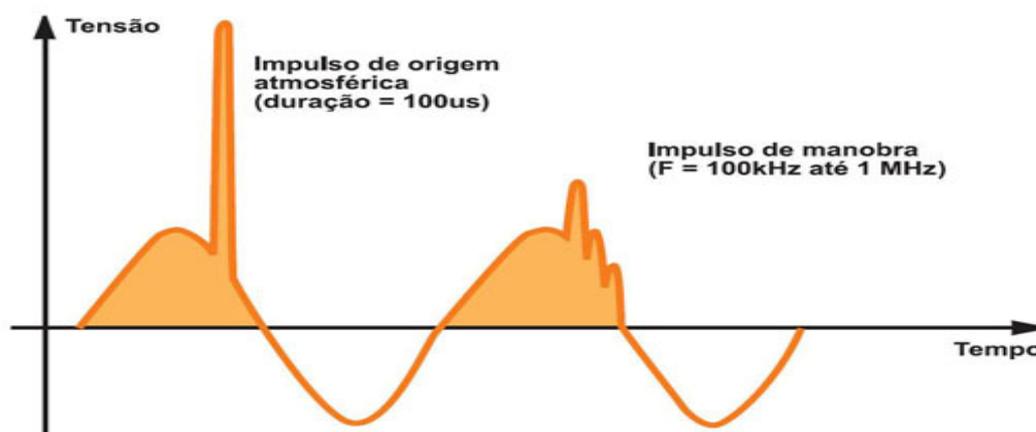


Figura 3.3 - Descrição de Sobretensões.

Causas – As causas de sobretensão embora existam algumas simétricas às cavas de tensão, quando uma carga de grande consumo sai de serviço causa o fenómeno na rede oposto à cava, uma sobrelevação da tensão até que o setor produtivo consiga recuperar. A regulação deficiente dos equipamentos de compensação de energia reativa pode também ser causador de sobretensão na rede elétrica. As causas mais frequentes de sobretensão, são as descargas atmosféricas que provocam as chamadas sobretensões transitórias que se propagam pela rede até às instalações de consumo, provocando a destruição de componentes eletrónicos e o envelhecimento prematuro das infraestruturas.

Efeitos – Envelhecimento precoce dos equipamentos e infraestruturas devido ao esforço em regime contínuo das suas características de isolamento. Disparo de relés de proteção primordialmente em Média tensão. Avarias em equipamentos eletrónicos.

3.3.4. *Flickers*

São flutuações da tensão repetitivas em micro períodos. Na figura 3.4 é possível visualizar a caracterização dos *flickers*:

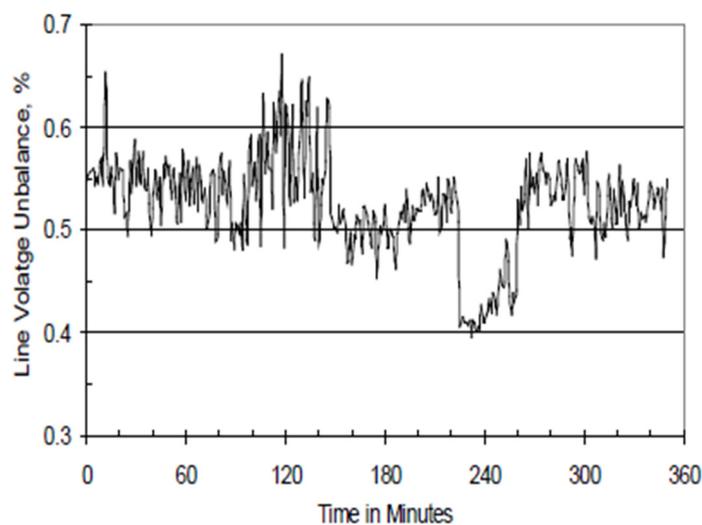


Figura 3.4 - *Flickers*.

Causas – As causas de perturbações tipo *flicker* são cargas não lineares na sua maioria reativas ($\cos \phi$ próximo de 0.5) e de grande consumo. A mudança de fonte de produção é também uma das causas de flickers tais como a passagem de alimentação da rede para um gerador de *backup*.

Efeitos – O efeito mais falado deste fenómeno é tremulação da iluminação principalmente em lâmpadas incandescentes sendo esse efeito bastante visível.

3.3.5. Assimetria ou Desequilíbrio de tensão

O desequilíbrio de tensão é a diferença em amplitude ou em ângulo entre fases consecutivas. Na figura 3.5 é possível analisar estas diferenças:

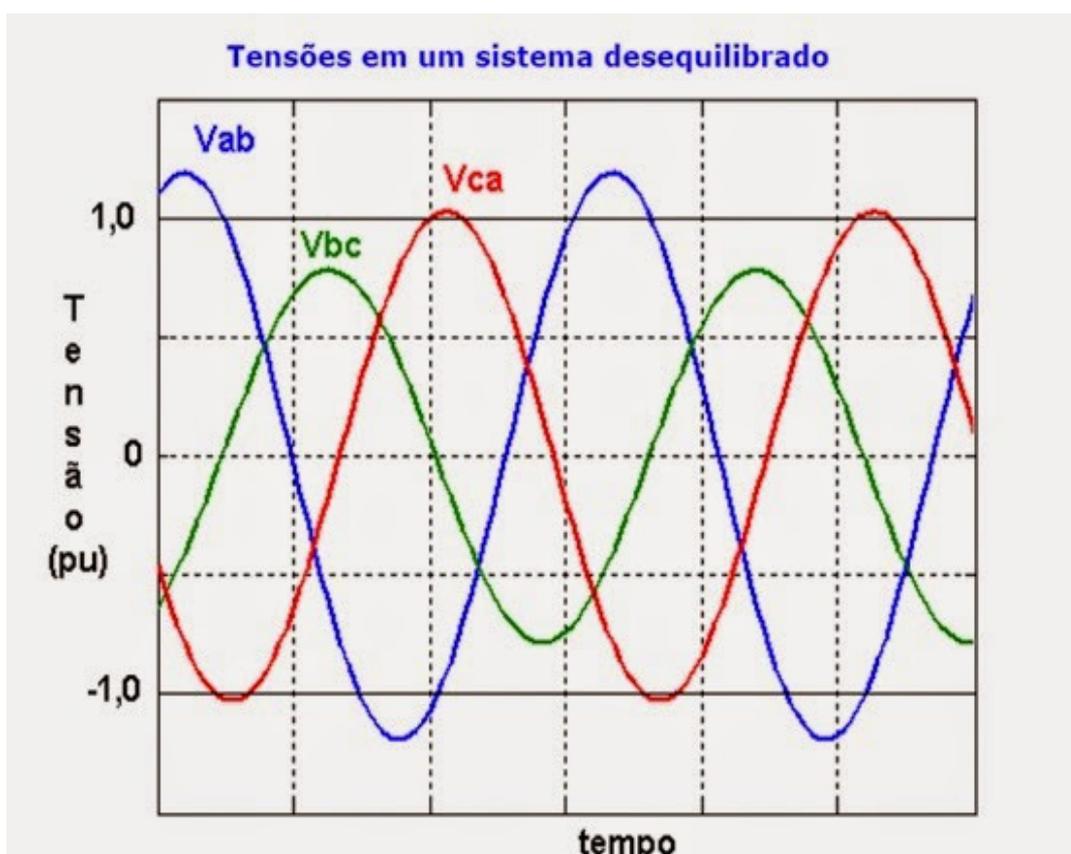


Figura 3.5 - Assimetria da Tensão.

Causas – As assimetrias de tensão ou desequilíbrios são causados por má distribuição das cargas num sistema trifásico ou predominância de cargas monofásicas num sistema trifásico.

Efeitos – Redução do rendimento de cargas trifásicas sem neutro tais como motores trifásicos, aquecimento do enrolamento com maior desequilíbrio e por consequência rutura do isolamento, disparo das proteções contra sobrecargas e por vezes das proteções diferenciais por aparecimento de correntes no neutro.

3.3.6. Distorção Harmónica

A Distorção harmónica da tensão é a alteração da forma de onda da tensão provocada por quedas de tensão originadas por harmónicos de corrente provenientes das cargas não lineares. Essas quedas de tensão provocam deformações na onda de tensão com frequências múltiplas da fundamental sendo que a algumas são indicadores de graves problemas na instalação de consumo. Na figura 3.6 é possível perceber a evolução da forma de onda quando afetada por harmónicos:

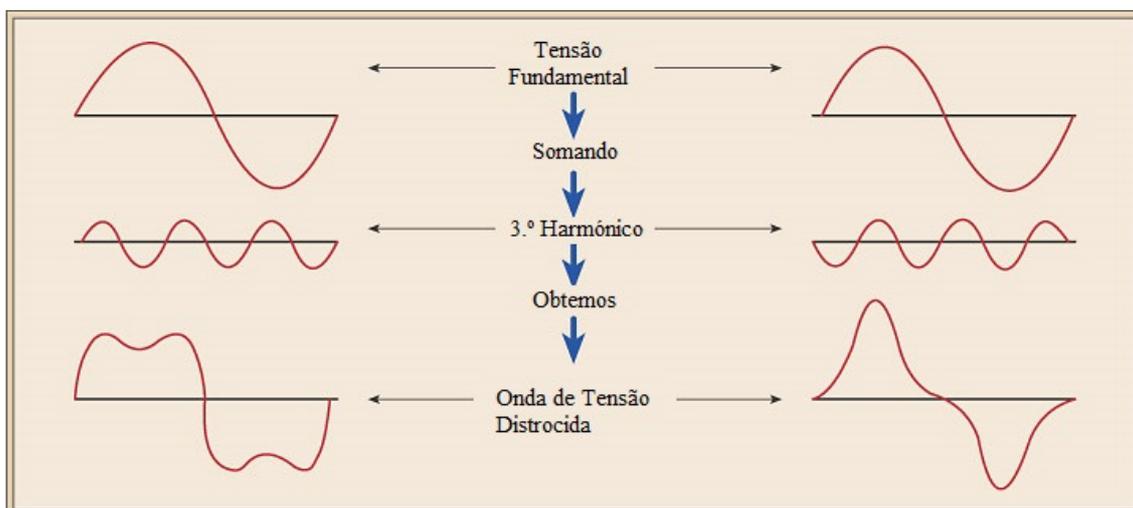


Figura 3.6 - Distorção harmónica da onda de tensão.

Causas – Cargas não lineares com fontes comutadas (variadores de velocidade ou retificadores), lâmpadas de descarga que contêm circuitos ferromagnéticos (balastos) e transformadores em regime de saturação, que provocam correntes desproporcionais à tensão de alimentação devido às sub correntes harmónicas que deformam a onda tornando-a não sinusoidal.

Efeitos – A distorção harmónica provocada por determinadas cargas não lineares, provocam perturbações nas cargas lineares ligadas à mesma instalação, principalmente se estas possuírem eletrónica de potência, os sistemas de medição e transporte de informação são também bastante sensíveis à distorção harmónica. No entanto os efeitos mais graves e preocupantes são o aquecimento excessivo do condutor de neutro e por consequência das proteções e as baterias de condensadores que passam a absorver correntes parasitas originando sobreaquecimentos e existe uma grande probabilidade da rede eléctrica entrar

em ressonância com a bateria de condensadores aumentando a vibração principalmente dos transformadores de alimentação causando envelhecimento e desgaste precoce.

3.4. Soluções de Melhoria e Correção das Perturbações

Para as perturbações mencionadas no ponto anterior deve existir pro atividade no sentido de melhorar a Qualidade de serviço atuando nas causas que provocam cada uma das perturbações. Para isso é necessário analisar finamente cada uma das causas e desenvolver soluções capazes de evitar ou reduzir os efeitos destas na qualidade de serviço. Para cada uma das soluções é necessário encontrar o equilíbrio entre o custo da solução e o ganho em qualidade de serviço de forma a manter o sistema sustentável e enquadrado com as Normas e regulamentos de qualidade de serviço.

3.4.1. Continuidade de Serviço – Fiabilidade

Para melhorar a continuidade de serviço, é primeiro necessário perceber quais as características que definem a continuidade de serviço, sendo estas o número de interrupções e a duração das mesmas. Posto isto, o objetivo é precisamente reduzir o número de interrupções no fornecimento de energia e reduzir o tempo de duração das mesmas. Para que tal seja possível, existem as seguintes soluções:

Ao nível do Distribuidor

- Converter as linhas de transporte e distribuição aéreas em subterrâneas de forma a reduzir o risco de acidente por intempéries ou descargas atmosféricas.
- Adotar a utilização de cabos com proteção para redução de risco de descargas atmosféricas, cabos semi isolados ou com cabos de guarda.
- Reformulação das ações de manutenção preventiva.
- Estudo de estratégias de gestão e realimentação da rede ao nível das proteções e manobras.

Ao nível do Utilizador

- Instalação de sistemas de emergência de fornecimento de energia do tipo geradores ou UPS para suporte de circuitos sensíveis ou críticos em caso de falha de serviço da rede.
- Instalação de aparelhos de corte geral com religação automática para reduzir a duração das interrupções.

Quer ao nível do utilizador quer ao nível do distribuidor todas estas opções devem ser ponderadas à medida de cada situação, pois cada uma delas tem custos maiores ou menores e impactos maiores ou menores consoante o objetivo conseguido sendo muitas vezes inviável a concretização de algumas destas soluções.

3.4.2. Sobretensões

No caso de perturbações ao nível da amplitude de tensão, a redução do tempo de duração é também um objetivo de melhoria, no entanto, é a amplitude da sobretensão e/ou a existência da mesma o principal alvo de melhoria.

Ao nível do Distribuidor

- Adotar soluções de melhoria na gestão da compensação de energia reativa de forma a manter o nível de tensão dentro dos limites regulados.
- Instalação de descarregadores de sobretensão.
- Instalação de cabos de guarda nas linhas de transporte.

Ao nível do Utilizador

- Instalação de descarregadores de sobretensão nos quadros gerais ou junto das cargas mais sensíveis.
- Instalação de sistemas de para raios com descarga direta à terra.
- Reforço do regime de neutro com aumento da secção do condutor de proteção.

Tendo em conta que as sobretensões podem ter origem em defeitos de isolamento das canalizações ou linhas de transporte, é necessária também atenção redobrada nas ações de manutenção preventiva.

3.4.3. Cavas de tensão

As cavas de tensão são uma consequência de outros defeitos e por isso, a melhoria da qualidade quanto a esta perturbação está diretamente relacionada com a melhoria das outras perturbações, no entanto existem algumas soluções embora de grande custo.

Ao nível do Distribuidor

- Isolar clientes com cargas mais sensíveis, criando alimentações diretas e com um nível de tensão superior.
- Aumento da potência de curto-circuito.

Ao nível do Utilizador

- Instalação de UPS por setor ou individualmente nas cargas mais sensíveis.
- Pouco utilizado pelo custo elevado e dimensões demasiado grandes o transformador ferro-ressonante de tensão constante no secundário.
- DVR (*Dynamic Voltage Restorers*)

Apesar da constante melhoria das redes em zonas urbanas onde as redes são mais equilibradas e imunes a estas perturbações devido à sua configuração em malha, em zonas rurais ou de menor concentração de consumidores, muitas vezes existem instalações industriais que pela configuração radial da rede afetam consideravelmente a rede com estas perturbações, sendo por isso a maioria das soluções de resolução adotadas ao nível da carga a proteger.

3.4.4. Flicker (Tremulação)

Os *flickers* são também, à imagem das cavas, uma consequência das características das cargas, principalmente cargas com regime de funcionamento intermitente e com o fator de potência baixo, sendo por isso necessário intervir ao nível da alimentação da rede ou da instalação.

- Aumentar a potência de curto-circuito da fonte de alimentação, procedendo ao isolamento do circuito da carga passando para uma ligação direta à fonte ou para um nível de tensão superior ou até mesmo instalar transformadores de isolamento.
- Alterar a compensação de energia reativa para compensação estática eliminando as comutações por degraus que afetam o nível de tensão, sendo por vezes necessária a compensação local junto da carga para que seja possível a compensação estática.
- Utilização de balastos eletrónicos modernos para eliminar o efeito estroboscópico da iluminação nas lâmpadas.

3.4.5. Assimetria ou desequilíbrio da Tensão

Esta perturbação é possível de prever ao nível de projeto pois incide apenas na correta distribuição das cargas pelas fases. No entanto as instalações vão crescendo e vão sendo adicionadas cargas, cargas essas que vão desequilibrando o consumo em cada fase principalmente se forem monofásicas, sendo necessária uma reavaliação das instalação e alterar algumas cargas para fases menos sobrecarregadas.

3.4.6. Distorção Harmónica

A distorção harmónica é uma perturbação cada vez mais frequente, de forma que não sendo possível a sua mitigação existem várias formas de reduzir o seu efeito nefasto. A distorção harmónica é um inimigo invisível nas instalações provocando defeitos de vários tipos sem razão aparente.

- É necessário, se em fase de projeto, sobre dimensionar as instalações ao nível das canalizações e equipamentos de proteção. No entanto em situações detetadas em

instalações existentes, torna-se dispendiosa a alteração das instalações para tomar este tipo de medidas.

- Identificação das cargas poluidoras e separação das mesmas para circuitos distintos das cargas afetadas. Esta é a solução mais viável em instalações existentes onde são detetadas estas perturbações.

- Instalação de transformadores com duplo enrolamento apenas em casos da presença do 3.º harmónico (o desfasamento simétrico entre os dois enrolamentos faz com que os harmónicos de 5.º grau se anulem a montante)

- Instalação de filtros junto das cargas não imunes, no entanto esta solução obriga a um estudo detalhado e exaustivo da componente harmónica no ponto a proteger, podendo ser do tipo ativo, passivo ou híbrido. Esta solução é bastante dispendiosa.

3.5. Normalização

A sustentabilidade do SEN depende de todos os intervenientes da rede elétrica, desde a produção ao consumo, todos os equipamentos pendurados na rede elétrica, sejam quais forem as suas responsabilidades, têm de funcionar e interagir em conformidade com determinados limites e conceitos para que se torne possível o funcionamento da rede com fiabilidade e qualidade. Para garantir esta harmonia, existem Normas, Regulamentos e entidades responsáveis por legislar, monitorizar e regular todo o setor elétrico segundo as normas existentes garantindo que a qualidade de serviço é mantida e melhorada ao longo do tempo pela produção, transporte e consumo.

3.6. Entidades Reguladoras e Certificadoras

Ao nível da Europa existem as entidades Certificadoras responsáveis por criar e alterar as normas que regem a qualidade da energia no continente europeu, atuando quer ao nível das exigências na produção em fábrica dos equipamentos que irão integrar a rede elétrica, quer ao nível da gestão e execução da própria rede em si. O setor elétrico é dos mais organizados e normalizado a nível mundial visto ser um setor fundamental no funcionamento da população global, no entanto internamente na Europa, o grau de

exigência quer ao nível da segurança quer ao nível da qualidade é bastante elevado e mantém-se na vanguarda da exigência.

Suportado pela componente científica, e alavancado pelos países mais desenvolvidos como é o caso da Alemanha e França, a Normalização no setor elétrico é bastante vasta sendo depois particularizada em cada país adaptando-se às condicionantes político económicas e técnicas destes.

IEC – Comité Eletrotécnico Internacional é a organização mundial líder responsável pela criação de normas internacionais e regulação do acesso aos sistemas elétricos por parte de produtos elétricos e eletrónicos, sistemas e serviços globalmente conhecidos como tecnologia eletrotécnica. Fundada em 1906 e com sede na Suíça, o IEC é composto por vários comités, gabinetes políticos, representantes da indústria e investigadores com representação nos 5 continentes. O IEC foi o comité responsável pela criação das Normas IEC 61000 que pelas várias partes regulamenta toda a cadeia do setor eletrotécnico desde o fabrico de equipamentos, passando pela compatibilidade entre a carga e a rede e finalizando nos métodos de medida de energia ativa e reativa.

CENELEC – É o Comité Europeu para a Estandarização Eletrotécnica responsável pela criação de novas Normas e adoção e adaptação de Normas internacionais para a Europa funcionando próxima da Comité Eletrotécnico Internacional (IEC). O CENELEC foi a Entidade responsável por aprovar a Norma EN 50160 – Características da Tensão em redes de distribuição. Norma base do RQS. O CENELEC nasceu em 1973 resultando da Fusão entre a CENELCOM e a CENEL, com sede na Bélgica é uma instituição sem fins lucrativos.

IPQ – Instituto Português da Qualidade é o Instituto Português da Normalização responsável pela conversão das Normas Internacionais IEC e EN para a Norma Portuguesa NP e criar ainda Normas Portuguesas, de entre as quais, Normas para regulação do Setor Eletrotécnico Português. A Norma NP EN 50160 tem como base a EN 50160 e foi adaptada pelo IPQ.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos responsável pela regulação dos Mercados do Gás Natural e da Eletricidade. A ERSE é uma entidade autónoma

independente dos órgãos políticos com gestão imparcial e tem como objetivo principal a proteção dos consumidores em vários fatores:

- Regulação do preço das tarifas promovendo a competitividade entre comercializadores
- Monitorizar a Qualidade de serviço na rede elétrica desde a produção ao consumidor, incidindo sobre o distribuidor e comercializador promovendo a garantia de qualidade de serviço no fornecimento e atendimento comercial ao cliente.
- Monitorizar e exigir o funcionamento da rede em condições de segurança no abastecimento.
- Promover a existência de informação suficiente e clara por parte dos comercializadores e distribuidores ao cliente.
- Promover a eficiência energética e ambiental do SEN.
- Resolver litígios existentes entre os vários *players* do SEN.

A ERSE foi a entidade responsável pelo RQS, entre outros que regulam o setor elétrico:

- Operação de redes.
- Acesso às redes e interligações.
- Rede de Transporte.
- Rede de Distribuição.
- Tarifário.
- Relações Comerciais.
- Mediação e Conciliação de Conflitos.

Norma IEC 61000-4-30

A Norma estabelecida pelo Comité Eletrotécnico Internacional para a Qualidade de Energia, estabelece os requisitos gerais para os equipamentos de medição. Com a definição dos métodos e normas de medição, com os níveis de precisão e períodos de agregação, esta Norma permite que os fabricantes de equipamentos de medição garantam os mesmos resultados de medição e controlo, sendo por isso possível a utilização de equipamentos de marcas diversas na instalação para aferição da qualidade da energia. Na tabela 3.1 estão descritas as anomalias reguladas pela Norma e os seus parâmetros:

Tabela 3.1 - Especificações da Norma IEC 61000-4-30.

Spécifications IEC 61000-4-30	Class A			Class B
	Mesure	Intervalle	Précision	
Fréquence	Hz	10 s	± 10mHz	Spécif. constructeur
Tension (50Hz)	Vrms	10/12 périodes	± 0,1%	± 0,5%
Flicker (IEC 61000-4-15)	Plt	2 h	± 5%	Spécif. constructeur
Creux, bosses, coupures ou variations rapides de tension	½ période Vrms	10 ms	± 0,2%	± 1%
Déséquilibre (méthode des composantes symétriques)	Fondamentale Vrms	10 /12 périodes	± 0,15%	Spécif. constructeur
Harmoniques (IEC 61000-4-7)	THD, Harm V, A, Inter harmoniques	10 périodes	± 1-5%	Spécif. constructeur
Transitoires (non spécifié)	V crête	50 µ s (200kS/s)		
Mains signaling	Inter harmonique	10 périodes	± 1-5%	Spécif. constructeur
Signalisation	Creux, bosses, coupures entraînant une impossibilité de mesurer Hz, Vrms, déséquilibre et harmoniques.			Non spécifié
Synchronisation	Horloge externe; GPS		1 période	Spécif. constructeur

Norma EN 50160:1999 e NP EN 50160:2001

A Norma que serve de base a todos os países da união europeia no que diz respeito à Qualidade da Energia tem como objetivo definir as características da Tensão fornecida pela rede de distribuição pública de energia elétrica sendo tripartida segundo as seguintes definições:

Campo de Aplicação

Define as características principais, no ponto de entrega ao cliente, da tensão de alimentação por uma rede de distribuição pública em baixa ou média tensão, em condições normais de exploração. São indicados os limites ou valores característicos da tensão que um cliente tem o direito de esperar. São também elencadas as situações que estão fora do âmbito de aplicação da norma (condições anormais de exploração devidamente discriminadas).

Objeto

Tem como objetivo descrever os valores que caracterizam a tensão de alimentação tais como:

- Frequência;
- Amplitude;
- Forma de onda;
- Simetria das tensões trifásicas.

Definições

Descrição de cada parâmetro da Norma.

- Tensão de alimentação
- Frequência da tensão de alimentação
- Tremulação (*flicker*)
- Tensão harmónica
- Tensão inter-harmónica
- Desequilíbrio de tensão
- Referências normativas

3.7. Características da alimentação e definição dos limites da qualidade de serviço

Na tabela 3.2 são descritos os métodos de medição das anomalias:

Tabela 3.2 - Métodos e tempos para medição da Qualidade de serviço.

Supply voltage phenomenon	Acceptable limits	Measurement Interval	Monitoring Period	Acceptance Percentage
Grid frequency	49.5Hz to 50.5Hz 47Hz to 52Hz	10 s	1 Week	95% 100%
Slow voltage changes	230V ± 10%	10 min	1 Week	95%
Voltage Sags or Dips (≤1min)	10 to 1000 times per year (under 85% of nominal)	10 ms	1 Year	100%
Short Interruptions (≤ 3min)	10 to 100 times per year (under 1% of nominal)	10 ms	1 Year	100%
Accidental, long interruptions (> 3min)	10 to 50 times per year (under 1% of nominal)	10 ms	1 Year	100%
Temporary over-voltages (line-to-ground)	Mostly < 1.5 kV	10 ms	N/A	100%
Transient over-voltages (line-to-ground)	Mostly < 6kV	N/A	N/A	100%
Voltage unbalance	Mostly 2% but occasionally 3%	10 min	1 Week	95%
Harmonic Voltages	8% Total Harmonic Distortion (THD)	10 min	1 Week	95%

- **Frequência:** deve ser igual a 50 Hz (frequência da tensão de alimentação). Em condições normais de exploração, o valor médio da frequência fundamental em intervalos de 10 segundos deve estar compreendido entre os seguintes valores:

-50 Hz 1% durante 99,5% de um ano, 50 Hz (+4%/-6%) durante 100% do tempo;

- **Tensão de alimentação:** a tensão normalizada U_n para as redes BT é 230 V entre fase e neutro para sistemas trifásicos.

- **Variação da tensão de alimentação (em condições normais de exploração):** U_n 10% - 95% dos valores eficazes médios devem situar-se dentro da gama U_n (+10% -15%) – todos os valores eficazes médios de 10 minutos devem situar-se dentro desta gama.

- **Desequilíbrio das tensões de alimentação:** para cada período de uma semana, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos da componente inversa das tensões não devem ultrapassar 2% da correspondente componente direta.

- Tensões Harmónicas: em condições normais de exploração, para cada período de uma semana, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos de cada tensão harmónica não devem exceder os valores indicados na tabela 3.3. Em consequência de ressonâncias, podem surgir tensões mais elevadas para uma harmónica. A THD da tensão de alimentação (incluindo os harmónicos até à ordem 40) não deve ultrapassar 8%.

Tabela 3.3 - Valores das tensões harmónicas nos pontos de entrega até à ordem 25, expressas em percentagem da tensão nominal (Un).

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

Nota: Não são indicados valores para harmónicas de ordem superior a 25, por serem em geral de pequena amplitude, mas muito imprevisíveis devido a efeitos de ressonância

Nota: A tabela 3.3 agrupa harmónicas pares e ímpares e estas em múltiplos de 3 e não múltiplos de 3 porque as harmónicas pares dão origem a componentes contínuas, meia onda positiva diferente de meia onda negativa e as harmónicas ímpares múltiplas de 3 somam-se no neutro, em circuitos trifásicos, conduzindo a correntes superiores à esperada, podendo inclusivamente ser superior à das fases.

3.8. Regulamento de Qualidade de Serviço

O presente regulamento é editado nos termos do n.º 2 do artigo 9.º dos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, e ao abrigo da alínea d) do n.º 2 do artigo 77.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro e do n.º 1 do artigo 67.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

Entidades Abrangidas pelo RQS:

- Operador da rede de transporte de Portugal continental.
- Os operadores das redes de distribuição de Portugal continental.
- Concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores.
- Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira.
- Os comercializadores de último recurso.
- Os comercializadores.
- Os clientes.
- Os produtores com instalações ligadas às redes do SEN.

O Regulamento de Qualidade de Serviço é um documento regulador do setor elétrico nacional formulado pela entidade reguladora a ERSE e tem como base a aplicação da Norma NP EN 50160 à realidade técnico-económica do nosso país. O RQS divide-se em três partes importantes.

3.8.1. Continuidade de Serviço

A continuidade de serviço, conforme referenciado em pontos anteriores prende-se com a quantidade de interrupções no fornecimento de energia, sua duração, origem, tipo e causas.

Quantificação da Interrupção – O RQS considera que existe uma interrupção no fornecimento de energia a partir do momento em que a tensão desce abaixo dos 5% da tensão nominal em todas as fases e considera que o fim da interrupção acontece quando o valor da tensão sobe acima dos 5% do valor da tensão nominal em pelo menos uma das fases.

Classificação das Interrupções – as interrupções são avaliadas segundo a sua origem, tipo e causa, sendo a Tabela abaixo bastante clara quanto às definições:

Zonas de Qualidade de Serviço – A rede elétrica é dividida em três zonas de qualidade de serviço (A; B; C) segundo a zona geográfica:

- Zona A: Capitais de distrito e localidades com mais de 25 mil Clientes.
- Zona B: Localidades com um número de Clientes compreendido entre 2500 e 25000 Clientes.
- Zona C: Os restantes locais.

A Continuidade de serviço é mensurada através de alguns indicadores gerais calculados através das equações abaixo descritas:

- **TIEPI** - Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada.

$$TIEPI_{IMT} = \frac{\sum(\text{Potência Instalada } PT's \times \text{Tempo de Interrupção})}{\sum \text{Potência Instalada em todos os } PT's} \quad (5)$$

- **SAIFI** - *System Average Interruption Frequency Index* (Duração média das interrupções do Sistema (MT e BT)).

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Durações das interrupções nos pontos de entrega}}{\text{Total dos pontos de entrega}} \quad (6)$$

- **SAIDI** – *System Average Interruption Duration Index* (Frequência média das interrupções do Sistema (MT e BT)).

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Interrupções nos pontos de entrega}}{\text{Total dos pontos de entrega}} \quad (7)$$

- **END** – Energia não distribuída. Medição efetuada através da observação da figura 3.7:

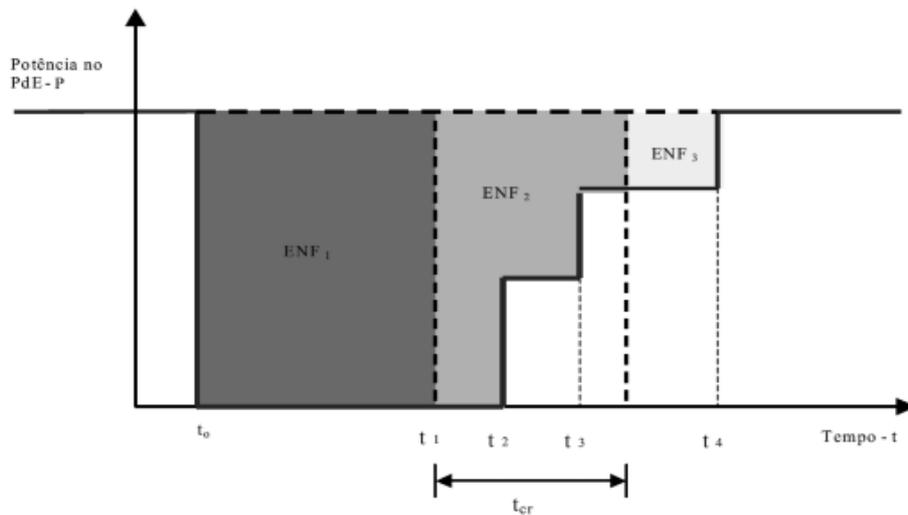


Figura 3.7 - Medição da Energia Não Distribuída.

Os padrões da qualidade de serviço nas redes de Média e Baixa Tensão segundo as zonas de qualidade de serviço são descritos nas tabelas 3.4 e 3.5:

Tabela 3.4 - Interrupções de Longa Duração

Indicadores MT	Zona QS		
	A	B	C
TIE PI (h)	2	4	10
SAIFI (nº)	3	6	8
SAIDI (h)	3	5	10

Indicadores BT	Zona QS		
	A	B	C
SAIFI (nº)	3	6	8
SAIDI (h)	4	7	12

Tabela 3.5 - Indicadores Individuais.

Zona	Clientes (Interrupções/ano)			Zona	Clientes (Duração/ano)		
	AT	MT	BT		AT	MT	BT
A	8	8	12	A	4	4	6
B	8	16	21	B	4	8	10
C	8	25	30	C	4	16	20

Zona	Tempo de Início de Reparação (Horas)		
	Clientes BT	Clientes com necessidades especiais / prioritários	Outros Clientes
A	4	3	4
B	4	3	4
C	5	3	4

3.8.2. Qualidade da Energia Elétrica

Para auxiliar os *players* do SEN a manter, otimizar e garantir aos consumidores a qualidade da energia na rede elétrica a entidade reguladora desenvolveu o Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço para clarificar e standardizar os procedimentos relativos a todos os setores e exploradores da rede elétrica, sendo estes:

- a) Classificação de zonas de qualidade de serviço;
- b) Registo e classificação das interrupções de fornecimento;
- c) Método de cálculo dos indicadores de continuidade de serviço;
- d) Informação a prestar no caso de incidentes de grande impacto;
- e) Classificação de eventos excecionais;
- f) Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço;

- g) Mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT;
- h) Planos de monitorização da qualidade de energia;
- i) Medição da qualidade da energia na sequência de reclamações dos clientes;
- j) Características da onda de tensão de alimentação nos pontos de entrega da rede MAT;
- k) Metodologia de cálculo de limites máximos das perturbações emitidas para a rede por instalações fisicamente ligadas às redes do SEN;
- l) Envio de informação à ERSE;
- m) Protocolo de comunicação entre o operador da RND e os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.

Redes de Transporte e Distribuição

A qualidade da energia elétrica define os limites e períodos de Medição para cada uma das características da onda de tensão descritas na Norma NP EN 50160 em condições normais de exploração.

Frequência

- $\pm 1\%$ de 50Hz durante 95% do tempo no período mínimo de uma semana.
- -6% $+4\%$ de 50Hz durante 100% o tempo no período mínimo de uma semana.

Variação da Tensão de Alimentação

- 95% dos valores eficazes médios da tensão de alimentação medidos em períodos de 10 minutos devem estar compreendidos entre $\pm 5\%$ sem ultrapassar a tensão máxima das respetivas redes por cada semana.

Tremulação (*Flicker*)

- Pst > 1 de com probabilidade de 95% no período mínimo de uma semana.
- Plt > 1 de com probabilidade de 95% no período mínimo de uma semana.

Distorção Harmónica

- 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos de cada tensão harmónica não devem exceder os níveis de referência indicados na Norma NP EN 50160 por cada período de medição de uma semana.

Desequilíbrio do Sistema Trifásico de Tensões

- 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos da componente inversa das tensões não devem ultrapassar 2% da correspondente componente direta por cada período de medição de uma semana.

Cavas de Tensão

- Para efeitos de divulgação devem adotar-se os períodos de agregação temporal de um e dez minutos, com a apresentação dos resultados em conformidade com a tabela 3.6 (resumo em conformidade com a norma NP EN 50160):

Tabela 3.6 - Tabela de Períodos de agregação (NP EN 50160)

Tensão residual u %	Duração t ms				
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	CELL A1	CELL A2	CELL A3	CELL A4	CELL A5
$80 > u \geq 70$	CELL B1	CELL B2	CELL B3	CELL B4	CELL B5
$70 > u \geq 40$	CELL C1	CELL C2	CELL C3	CELL C4	CELL C5
$40 > u \geq 5$	CELL D1	CELL D2	CELL D3	CELL D4	CELL D5
$5 > u$	CELL X1	CELL X2	CELL X3	CELL X4	CELL X5

Com a apresentação dos resultados deverá ser indicado o período de medição, o período de agregação (se utilizado) e, no caso do período de medição ser superior a um ano, se os valores apresentados se referem a valores totais, máximos, médios ou correspondem a 95% de probabilidade de ocorrência.

Sobretensões

Para efeitos de divulgação a entidades interessadas devem adotar-se os períodos de agregação temporal de um e dez minutos, com a apresentação dos resultados em conformidade com a tabela 3.7 (resumo em conformidade com a norma NP EN 50160):

Tabela 3.7 - Tabela de Períodos de agregação (NP EN 50160).

Tensão de incremento u %	Duração t ms		
	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5\,000$	$5\,000 < t \leq 60\,000$
$u \geq 120$	CELL S1	CELL S2	CELL S3
$120 > u > 110$	CELL T1	CELL T2	CELL T3

Com a apresentação dos resultados deverá ser indicado o período de medição, o período de agregação (se utilizado) e, no caso do período de medição ser superior a um ano, se os valores apresentados se referem a valores totais, máximos, médios ou correspondem a 95% de probabilidade de ocorrência.

Instalações Fisicamente Ligadas ao SEN

Neste ponto são definidos os métodos de cálculo dos limites máximos das perturbações emitidas para a rede por instalações fisicamente ligadas às redes do SEN, nomeadamente dos *flickers*, distorção harmónica e desequilíbrio das tensões de forma a penalizar os consumidores que possuam instalações com um grau de poluição capaz de afetar a rede elétrica e os consumidores vizinhos na sua qualidade da energia.

Tremulação (*Flicker*)

Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação em Redes MAT e AT

Aceita-se a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de emissão de tremulação, quando:

$$\frac{S_{MAT_i}}{S_{ccMAT}} \leq 0,1\% \quad (8)$$

Em que:

S_{MATi} – potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação MAT (MVA).

S_{ccMAT} – potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação MAT (MVA).

Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação em Redes MAT e AT.

Caso a potência contratada pela instalação seja superior a 0,1% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, a emissão de tremulação de curta e longa duração não poderá exceder os valores obtidos a partir das expressões seguintes:

$$P_{stMATi} \leq K_{pp} \times P_{stMAT} \times \sqrt[3]{\frac{S_{MATi}}{S_{MAT}}} \quad (9)$$

$$P_{ltMATi} \leq K_{pp} \times P_{ltMAT} \times \sqrt[3]{\frac{S_{MATi}}{S_{MAT}}} \quad (10)$$

Em que:

P_{stMATi} – Nível de planeamento para a tremulação (curta duração) num ponto de interligação MAT – ou que venha a existir no caso de se tratar de um novo ponto de interligação (a este valor deve ser descontado o P já existente no ponto de interligação devido à propagação da tremulação de pontos de interligação vizinhos)

K_{pp} – Coeficiente de Planeamento para a tremulação ($K_{pp} = 1$ para pontos de interligação partilhados e $K_{pp} = 0.7$ para pontos de interligação dedicados exclusivamente, agora e no futuro, a ligar à instalação i).

P_{ltMATi} – Limite de emissão de tremulação (longa duração) para a instalação i .

Pl_{MAT} – Nível de planeamento de tremulação (longa duração) num ponto de interligação MAT (a este valor deve ser descontado o P já existente no ponto de interligação devido à propagação da tremulação de pontos de interligação vizinhos).

S_{MATi} – Potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação MAT (MVA).

S_{MAT} – potência representativa da capacidade de absorção de tremulação por parte da rede (potência contratada e/ou que se prevê que venha a ser contratada por todos os clientes diretamente alimentados pela MAT no ponto de interligação ao qual está ou vai ser ligada a instalação i, somada da potência de ligação dos produtores poluidores ligados e/ou que se prevê que venham a ligar-se ao ponto de interligação) (MVA).

Valores Limite para instalações ligadas à Rede MT

Aceita-se a ligação da instalação à rede nesta etapa, sempre que as variações de potência dS (MVA), impostas pela instalação, em percentagem da potência de curto-circuito mínima S_{ccmin} (MVA) no ponto de interligação, se situem dentro dos intervalos indicados na tabela seguinte:

Tabela 3.8 - Valores limite para instalações ligadas à rede MT.

r (1/min)	dS/S_{ccmin} (%)
$r > 200$	0,1
$10 \leq r \leq 200$	0,2
$r < 10$	0,4

Em que:

r – número de variações por minuto do valor eficaz da tensão no ponto de interligação, resultantes das variações de potência dS impostas pela instalação (a uma diminuição da tensão seguida de uma recuperação da mesma num minuto, corresponderá $r = 2$).

Nota – No caso do arranque de um motor por exemplo, a variação da potência aparente entre $S = 0$ e $S = S_{\text{máx}}$ (máxima potência aparente no arranque) resultará em $dS = S$. As variações de potência dS podem assim ser menores, iguais ou maiores do que a potência nominal S_n do equipamento considerado.

No caso da não verificação da etapa anterior, os níveis de emissão para a tremulação de curta e longa duração deverão ser inferiores aos limites obtidos pelas seguintes equações:

$$P_{\text{stMT}_i} \leq \sqrt[3]{L_{P_{\text{stMT}}}^3 - (0,8 \times L_{P_{\text{stAT}}})^3} \times \sqrt[3]{\frac{S_i}{0,3 \times S_{\text{MT}}}} \quad (11)$$

$$P_{\text{ltMT}_i} \leq \sqrt[3]{L_{P_{\text{ltMT}}}^3 - (0,8 \times L_{P_{\text{ltAT}}})^3} \times \sqrt[3]{\frac{S_i}{0,3 \times S_{\text{MT}}}} \quad (12)$$

Em que:

P_{STMT_i} – limite individual para a tremulação de curta duração.

P_{LTMT_i} – limite individual para a tremulação de longa duração.

LP_{stMTst} – nível de planeamento para a tremulação de curta duração P em MT.

LP_{stATst} – nível de planeamento para a tremulação de curta duração P em AT.

LP_{ltMT} – nível de planeamento para a tremulação de curta duração P em MT.

LP_{ltAT} – nível de planeamento para a tremulação de curta duração P em AT.

S_i – potência contratada pela instalação i (MVA).

S_{MAT} – potência representativa da capacidade de absorção de tremulação por parte da rede no ponto de interligação (MVA).

Distorção Harmónica

Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação em Redes MAT e AT

Aceita-se a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de emissão de harmónicas, quando:

$$\frac{S_{MAT_i}}{S_{ccMAT}} \leq 0,1\% \quad (13)$$

Em que:

S_{MAT_i} – potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação MAT (MVA).

S_{ccMAT} – potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação MAT (MVA).

Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação em Redes MAT e AT.

Caso a potência contratada pela instalação seja superior a 0,1% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, a emissão de harmónicas não poderá exceder os valores obtidos a partir das seguintes equações:

$$E_{U_{h_i}} \leq K_{Ph} \times L_{hMAT} \times \alpha \sqrt{\frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}} \quad (14)$$

$$E_{I_{h_i}} \leq K_{Ph} \times \frac{L_{hMAT}}{Z_{hMAT}} \times \alpha \sqrt{\frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}} \quad (15)$$

$$DHT_{U_i} \leq K_{Ph} \times L_{DHTMAT} \times \frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}} \quad (16)$$

Em que:

E_{Uhi} – limite de emissão da harmónica de tensão h para a instalação i (V).

E_{Ihi} – limite de emissão da harmónica de corrente h para a instalação i (A).

DHT_{Ui} – limite da distorção harmónica total de tensão para a instalação i .

K_{Ph} – coeficiente de planeamento para as tensões e correntes harmónicas e para a distorção harmónica total ($K_{Ph} = 1$ para pontos de interligação partilhados e $K = 0,7$ para pontos de interligação dedicados exclusivamente, agora e no futuro, a ligar a instalação i).

Lh_{MAT} – nível de planeamento da tensão harmónica h num ponto de interligação MAT (a este valor deve ser descontado o nível de tensão harmónica h existente – ou que venha a existir no caso de se tratar de um novo ponto de interligação – devido a pontos de interligação vizinhos) (V).

Z_{hMAT} – impedância harmónica da rede a montante para a harmónica h (Ω):

$$Z_{hMAT} = Z_{CCMAT} \times f(h) \quad (15)$$

$$f(h) = h \Rightarrow 2 < h \leq 13 \quad (16)$$

Com:

$$f(h) = 13 + \frac{(h - 13)}{2,5} \Rightarrow 13 < h \leq 25 \quad (17)$$

$$f(h) = 13 + \frac{12}{2,5} + \frac{(h - 25)}{7,5} \Rightarrow 25 < h \leq 40 \quad (18)$$

Z_{CCMAT} – módulo da impedância de curto-circuito no ponto de interligação MAT(Ω).

h – índice da harmónica.

α – constante que depende do índice da harmónica:

$$\alpha = 1 \Rightarrow h < 5$$

$$\alpha = 1,4 \Rightarrow 5 \leq h \leq 10$$

$$\alpha = 2 \Rightarrow h > 10$$

L_{DHTMAT} – nível de planeamento da distorção harmónica total num ponto interligação MAT.

S_{MATi} – potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação MAT (MVA).

S_{MAT} – potência representativa da capacidade de absorção de harmónicas por parte da rede (potência de transformação total instalada na instalação da rede considerada (todos os transformadores $X / 60 \text{ kV} / \text{kV}$), subtraída da potência do transformador mais potente e somada do valor da potência contratada e ou que se prevê que venha a ser contratada por todos os clientes diretamente alimentados pela MAT no ponto de interligação ao qual está ou vai ser ligada a instalação i , somada da potência de ligação dos produtores poluidores ligados e/ou que se prevejam ligar ao ponto de interligação. No caso da instalação das redes em causa ser um posto de corte, ou possuir apenas autotransformação (no momento e a médio prazo), toma-se para apenas o valor da potência contratada e/ou que se preveja que venha a ser contratada por todos os clientes diretamente alimentados pela MAT no ponto de interligação ao qual está ou vai ser ligada a instalação i , somada da potência de ligação dos produtores eólicos da Produção em Regime Especial ligados e/ou que se prevê que venham a ligar-se ao ponto de interligação) (MVA).

Valores limite de emissão harmónica para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de MT

Os procedimentos são similares aos estipulados para instalações ligadas em MAT e AT no entanto a emissão de harmónicos deve respeitar a tabela 3.9:

Tabela 3.9 - Limites de emissão de correntes harmónicas.

Limites de emissão de correntes harmónicas a considerar na Etapa 1 (em percentagem da corrente nominal da instalação I_i)					
Ordem harmónica h	5	7	11	13	$\sqrt{\sum_n i_h^2}$
$i_h = I_h / I_i$ (%)	6	4	3	2,5	8

i_h – intensidade de corrente harmónica de ordem h causada pela instalação (A).

I_i – intensidade nominal da instalação i (A), dada por:

$$I_i = \frac{S_i}{U_c \times \sqrt{3}} \times 10^3 \quad (18)$$

Em que:

U_c – tensão declarada no ponto de interligação (kV).

Exceções:

a) Para instalações com potências contratadas $S_i > 2\text{MVA}$ ou em que $\frac{S_i}{S_{ccMT}} > 2\%$, deverá passar à Etapa 2.

a) A metodologia proposta na etapa 1 também não é aplicável quando a instalação estiver equipada com baterias de condensadores para correção do fator de potência ou filtros harmónicos, pelo que nestes casos deverá passar à etapa 2.

Determinação de limites de emissão em função das características da rede:

Aceita-se a ligação à rede de uma instalação contendo cargas não lineares desde que, para cada harmónica de ordem h a considerar, o nível de emissão de corrente harmónica de ordem da instalação i , não ultrapasse o respetivo limite individual de emissão em corrente, E_{Ih_i} (percentagem) dado por:

$$E_{Ih_i} \leq \frac{E_{U_{h_i}}}{Z_h} \quad (19)$$

Z_h – impedância harmónica de ordem vista do ponto de interligação em (pu) (ver cálculo de Z_h).

$E_{U_{h_i}}$ – limite individual de emissão de tensão harmónica de ordem da instalação i em percentagem, dado pela equação:

$$E_{U_{h_i}} \leq \sqrt[\alpha]{L_{h_{MT}}^\alpha - (1 \times L_{h_{AT}})^\alpha} \times \sqrt[\alpha]{\frac{S_i}{S_{MT}}} \quad (20)$$

Em que:

S_i – potência contratada pela instalação i (MVA).

S_{MT} – potência representativa da capacidade de absorção de harmónicas por parte da rede no ponto de interligação (MVA).

α – coeficiente dependente da ordem da harmónica:

$$\alpha = 1 \Rightarrow h < 5$$

$$\alpha = 1,4 \Rightarrow 5 \leq h \leq 10$$

$$\alpha = 2 \Rightarrow h > 10$$

LhMT – nível de planeamento para a tensão harmónica de ordem h na MT (percentagem).

LhAT – nível de planeamento para a tensão harmónica de ordem h na AT (percentagem).

Adicionalmente, o nível de distorção harmónica total de tensão resultante da ligação da instalação i no ponto de interligação MT, não deverá ultrapassar o respetivo limite de emissão, dado por:

$$DHT_{U_i} \leq L_{DHT_{MT}} \times \frac{S_i}{S_{MT}} \quad (21)$$

Em que:

DHT_{U_i} – limite da distorção harmónica total de tensão para a instalação i (percentagem).

$L_{DHT_{MT}}$ – nível de planeamento da distorção harmónica total de tensão no ponto de interligação MT (percentagem).

Cálculo da Impedância Harmónica Z_h

Esquema Equivalente apresentado na figura 3.8:

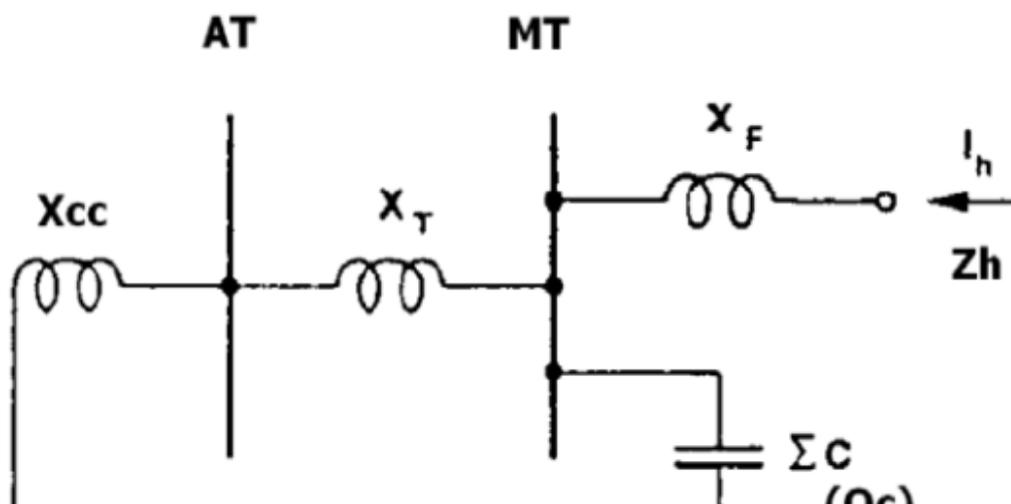


Figura 3.8 - Esquema equivalente da impedância harmónica Z_h .

O módulo da impedância harmónica de ordem h da rede vista do ponto de interligação MT, pode ser obtido de forma aproximada utilizando a figura 3.9:

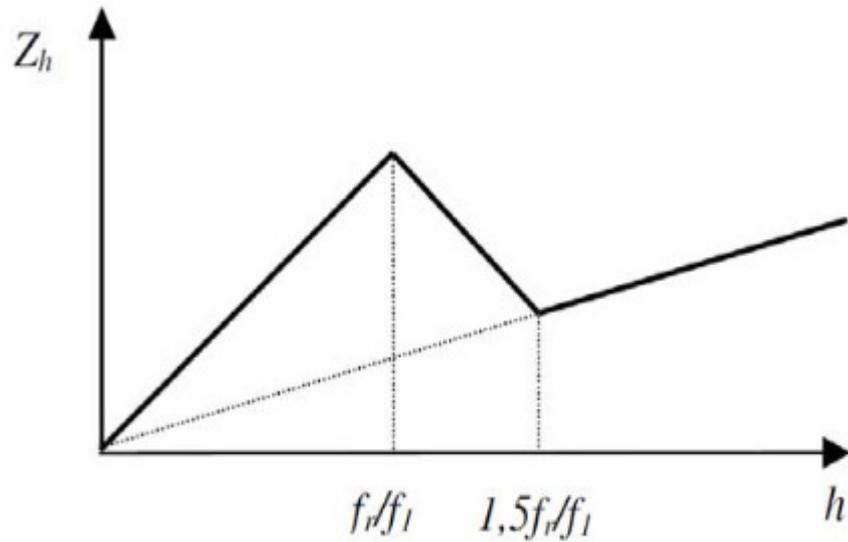


Figura 3.9 - Módulo de impedância em função da ordem harmónica.

a que correspondem as seguintes equações para Z_h :

$$2 < h \leq \frac{f_r}{f_1} \Rightarrow Z_h = k \times h \times (X_{cc} + X_T) + h \times X_F \quad (22)$$

$$1,5 \times \frac{f_r}{f_1} < h \leq 40 \Rightarrow Z_h = h \times (X_{cc} + X_T + X_F) \quad (23)$$

$$k = 5$$

$$f_1 = 50\text{Hz}$$

$$f_r = f_1 \times \sqrt{\frac{S_{ccMT}}{Q_c}} \quad (24)$$

Em que:

Z_h – módulo da impedância harmónica de ordem da rede vista do ponto de interligação MT(pu).

X_{cc} – reatância de curto-circuito vista do barramento AT de alimentação transformador AT/MT (pu).

X_T – reatância de curto-circuito do transformador AT/MT (pu).

X_F – reatância do troço de alimentação do ponto de interligação MT (pu).

$X_{cc_{MT}}$ – potência de curto-circuito no barramento MT (MVA).

Q_c – potência reativa equivalente de todas as cargas de carácter capacitivo ligadas no barramento MT de alimentação do ponto de interligação (baterias de condensadores e cabos) (Mvar).

h – índice da harmónica.

No caso de não existirem nem cabos nem baterias de condensadores de compensação de fator de potência, a equação a utilizar é a seguinte:

$$2 < h \leq 40 \Rightarrow Z_h = h \times (X_{cc} + X_T + X_F) \quad (24)$$

No cálculo das grandezas (pu) deverá tomar-se para base de impedância a impedância base da instalação para a qual se pretendem obter os limites de emissão, dada por:

$$Z_b = \frac{U_C^2}{S_i} \quad (25)$$

Desequilíbrio das Tensões

Potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação em Redes MAT, AT e MT

Aceita-se a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de emissão de desequilíbrio, quando:

$$\frac{S_{MATi}}{S_{ccMAT}} \leq 0,1\% \quad (26)$$

Em que:

S_{MATi} – potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação MAT (MVA).

S_{ccMAT} – potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação MAT (MVA).

Potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação em Redes MAT e AT.

Caso a potência contratada pela instalação seja superior a 0,1% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, a emissão de harmónicas não poderá exceder os valores obtidos a partir das expressões seguintes:

$$E_{U_{i_i}} \leq K_{Pi} \times U_{iMAT} \times U_d \times \frac{S_{MATi}}{S_{MAT}} \quad (27)$$

$$E_{I_{i_i}} \leq K_{Pi} \times \frac{U_{iMAT} \times U_d}{Z_{iMAT}} \times \frac{S_{MATi}}{S_{MAT}} \quad (28)$$

Em que:

E_{Uii} – limite de emissão de tensão inversa para a instalação i (V).

E_{Lii} – limite de emissão de corrente inversa para a instalação i (A).

K_{Pi} – coeficiente de planeamento para a tensão e corrente inversa (1 para pontos de interligação partilhados e 1,5 para pontos de interligação dedicados exclusivamente, agora e no futuro, a ligar a instalação i).

U_{iMAT} – nível de planeamento do desequilíbrio na tensão num ponto de interligação MAT (a este valor deve ser descontado o nível de desequilíbrio existente – ou que venha a existir no caso de se tratar de um novo ponto de interligação – no ponto de interligação devido a pontos de interligação vizinhos).

U_d – valor eficaz da tensão simples do sistema direto de tensões (V).

Z_{iMAT} – impedância inversa da rede a montante (o módulo da impedância inversa de equivalentes de redes MAT “vistas” de pontos de interligação pode ser aproximado, para o presente efeito, pelo módulo da impedância direta e como tal pode ser obtido a partir da potência de curto-circuito no ponto de interligação) (Ω).

S_{MATi} – potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação.

S_{MAT} – potência representativa da capacidade de absorção de desequilíbrio por parte da rede (potência contratada e/ou que se preveja que venha a ser contratada por todos os clientes diretamente alimentados pela MAT no ponto de interligação ao qual está ou vai ser ligada a instalação i) (MVA).

3.9. Qualidade Comercial

A Qualidade Comercial define as condições e exigências para o atendimento, tratamento de reclamações, assistência e avaliação de satisfação de clientes.

Este capítulo estabelece os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores gerais de qualidade do relacionamento comercial.

Âmbito e Periodicidade

O cálculo destes indicadores, nos casos aplicáveis, deve considerar o relacionamento dos distribuidores vinculados quer com os clientes do SEP quer com os clientes não vinculados fisicamente ligados às redes de distribuição. Cada entidade titular de licença vinculada de distribuição deve, sempre que possível e significativo, proceder ao cálculo dos indicadores de forma discriminada, tendo por base o Distrito. Os indicadores são calculados, para cada ano civil, pelos distribuidores vinculados.

Cálculo

Excluem-se dos tempos considerados para efeitos de cálculo dos indicadores os períodos de tempo em que a realização dos serviços solicitados ao distribuidor vinculado esteja dependente da atuação do cliente ou de terceiros, nomeadamente de autorização de entidade administrativa competente.

Elaboração de orçamentos

O cálculo do indicador relativo à elaboração de orçamentos de ramais e chegadas de baixa tensão deve excluir os casos de inexistência de rede de distribuição no local onde se situa a instalação de utilização a alimentar, bem como os casos em que, existindo rede, seja necessário proceder ao seu reforço.

Execução de ramais

O cálculo do indicador relativo à execução de ramais e chegadas de baixa tensão, deve considerar, unicamente, os tempos que decorrem desde a data em que são acordadas as condições económicas de realização dos trabalhos até à sua conclusão, excluindo-se os casos de inexistência de rede de distribuição no local onde se situa a instalação de utilização a alimentar, bem como os casos em que, existindo rede, seja necessário proceder ao seu reforço.

Ligações à rede - O cálculo do indicador relativo à ligação à rede de instalações de utilização alimentadas em baixa tensão, na sequência da celebração de contrato de fornecimento de energia elétrica, deve considerar exclusivamente os casos:

- Em que o ramal/entrada j- se encontre estabelecido e que envolvam somente a colocação ou operação de órgãos de corte ao nível da portinhola ou caixa de coluna e a ligação ou montagem do contador de energia elétrica e do disjuntor de controlo de Potência.
- De ativação do fornecimento em que o contador j- estava montado.

Não são considerados para efeito de cálculo deste indicador, relativo à ligação à rede, os casos em que:

- O primeiro dia disponível para o distribuidor executar o serviço conduza a um prazo até dois dias úteis e em que o cliente solicite uma data posterior;
- Se verifiquem situações de simples mudança do nome do titular do contrato de fornecimento, sem necessidade de interrupção;
- A ligação não é executada na data acordada, por facto imputável ao cliente.

Atendimento - O indicador relativo ao tempo de espera nos centros de atendimento deve ser calculado para cada um dos três centros de atendimento com maior número de utentes de cada entidade titular de licença vinculada de distribuição, sendo calculado pelo tempo que medeia o instante de retirada da senha que atribui o número de ordem do atendimento, e o seu início. O tempo de espera no atendimento telefónico centralizado deve ser calculado tendo em conta o tempo que vai entre o primeiro sinal de chamada e o instante em que a chamada é atendida. Para efeitos do cálculo deste indicador, a mera indicação de que a chamada se encontra em lista de espera não deve ser considerada como atendimento efetivo, no entanto, um atendimento automático que permita ao cliente usufruir dos serviços do atendimento telefónico centralizado deve ser considerado como atendimento.

Reposição de serviço - O indicador relativo à reposição de serviço na sequência de interrupções de fornecimento acidentais deve excluir, no cálculo, as interrupções.

Reclamações - O indicador relativo à apreciação de reclamações deve considerar, no cálculo, todas as reclamações apresentadas, quer de natureza comercial, quer de natureza técnica.

Leitura - O indicador relativo à leitura do contador deve considerar, no cálculo, conjuntamente, as leituras efetuadas pelo distribuidor vinculado e pelo cliente, incluindo somente os clientes de baixa tensão com uma Potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA. Não são consideradas para efeito de cálculo do indicador relativo à leitura do contador as situações de segunda habitação em que o contador não se encontra disponível ao distribuidor.

3.10. Enquadramento da Normalização nas Centrais Fotovoltaicas de Minigeração

A instalação de centrais de produção distribuída ao nível da qualidade da energia e em particular as centrais de minigeração, sendo instalações elétricas ligadas à rede elétrica, encontram-se automaticamente abrangidas pelo RQS, pela Norma NP EN 50160 e pelas IEC 61000-4-30. Particularmente a IEC 61000-4-30 tem o cuidado de impor exigências no fabrico dos equipamentos instalados nas centrais fotovoltaicas, nomeadamente nos inversores de ligação à rede. As centrais fotovoltaicas de ligação à rede, têm dupla ação na qualidade de energia da rede, isto porque sendo equipamentos produtores, têm de respeitar os limites impostos pelas normas e regulamentos quanto à qualidade e segurança da onda de tensão por eles produzida, por outro lado, sendo equipamentos com muita eletrónica de potência, ficam sujeitos às perturbações existentes na rede elétrica adjacente. É neste sentido que é importante referir que as referidas Normas, atualmente possuem janelas de medição demasiado grandes e as perturbações capazes de interferir nas centrais de produção e até mesmo em outros equipamentos ligados à mesma rede, passem despercebidas na análise de qualidade de energia segundo as Normas e regulamentos. Devido à janela de tempo e intervalo de análise e gravação dos valores de medida de cerca de 10 min, as centrais fotovoltaicas são muitas vezes penalizadas no seu funcionamento e rendimento, no entanto a rede elétrica respeita e garante o cumprimento do RQS. Em alguns países da Europa, estão a ser projetadas normas contemplando a redução do tempo de medição para 1min. e em outros para 3s.

3.11. Conclusões

Uma reflexão que pretendemos retirar da elaboração desta tese, é precisamente o enquadramento das anomalias que afetam profundamente o funcionamento e o rendimento das centrais fotovoltaicas de minigeração mas que ao abrigo do RQS não são sancionáveis nem ao distribuidor nem ao consumidor, criando aqui uma lacuna na definição de responsabilidades na resolução das perturbações. Com o objetivo de eliminar esta lacuna, a DGEG tem previsto lançamento do Regulamento da Qualidade de Serviço com métodos e limites adaptados às centrais fotovoltaicas utilizadas como produção distribuída, sendo ainda impossível saber a abrangência do mesmo.

4. PROTEÇÕES

Qualquer instalação elétrica é constituída pela fonte de energia, carga, equipamentos de manobra, equipamentos de proteção e as cablagens que fazem a interligação entre os vários componentes. Para garantir a continuidade de serviço, é necessário garantir, partindo do princípio que a fonte e a carga funcionam em perfeitas condições, que as cablagens suportam o trânsito de potência entre a fonte e a carga, sendo necessário o seu dimensionamento e as suas proteções. As proteções devem garantir que a corrente elétrica que circula na cablagem não ultrapassa o valor máximo admissível estipulado pelo fabricante garantindo desta forma que a cablagem não sobre qualquer dano e se mantém fiável durante o seu tempo de vida estimado. Existem ainda as proteções às cargas que devem ser capazes de garantir a proteção dos equipamentos contra descargas atmosféricas ou outras anomalias provenientes de outras cargas.

4.1. Caracterização e aplicação das Proteções Elétricas

As proteções elétricas utilizadas nas centrais fotovoltaicas são na sua maioria de utilização em qualquer instalação elétrica, pois a rede a proteger possui características semelhantes. No entanto é essencial diferenciar os vários pontos e tipos de proteção a utilizar em cada setor de uma central fotovoltaica, nomeadamente entre os geradores (painéis fotovoltaicos) e os inversores e entre os inversores e o ponto de interligação com

a rede elétrica. Para uma micro instalação e partindo do princípio que o inversor não contempla transformador de isolamento, são necessárias as seguintes proteções:

Proteção contra contatos diretos e indiretos para proteção de pessoas, proteção contra sobrecargas e curto circuitos para proteção das cablagens, proteção contra sobretensões para proteção contra descargas atmosféricas e proteção contra sobrecargas e curto circuitos no ponto de interligação com a rede elétrica. Uma instalação de dimensão superior, até ao ponto de interligação, as definições acima descritas são replicadas e dimensionadas à escala mantendo-se o conceito. Quanto ao ponto de interligação, este exige um maior cuidado e estudo visto que quanto maior a potência a injetar na rede maior o impacto que a central provoca nesta e no trânsito de potência. Como tal, é necessário estudo e avaliação, em primeiro lugar pelo distribuidor em conjunto com o projetista, sendo também necessário que após a instalação e antes da ligação definitiva, o distribuidor faça uma vistoria para validação e ajuste de parâmetros de funcionamento à medida do local, nomeadamente do ponto de entrega. As proteções são de extrema importância para manter e monitorizar o funcionamento da central fotovoltaica assim como da rede elétrica adjacente, garantindo sempre a estabilidade e a segurança de ambas as instalações. De uma forma resumida, apresenta-se as definições de cada tipo de proteção utilizada nas centrais fotovoltaicas.

As proteções são caracterizadas por várias capacidades e funções, sendo que cada um dos equipamentos pode contemplar quase todas as funções e outros apenas uma, sendo a avaliação técnico económica muitas vezes o fator decisivo na escolha de dispositivos polivalentes ou vários dispositivos cada um com a sua função.

- Poder de corte – capacidade de um dispositivo abrir automaticamente o circuito elétrico se ultrapassado um determinado limite de corrente nominal, sobrecarga e curto-circuito (Ex: Disjuntor, fusível).
- Sensibilidade – capacidade de um dispositivo abrir automaticamente o circuito elétrico se ultrapassado o limite diferencial entre a corrente que entra na fase e a corrente que retorna no neutro (Ex: Interruptor Diferencial).

- Seletividade – A seletividade é o conceito de seleção de dispositivos na mesma instalação que define as características de cada um deles de forma a garantir que o disparo do equipamento é executado apenas no circuito que este protege. A seletividade é conseguida através da seleção da curva de disparo (tempo e corrente) e da sensibilidade. (Ex. Interruptor diferencial, Disjuntor).
- Características da Carga – Os equipamentos de proteção devem ter em conta as características da carga e da instalação elétrica envolvente. No caso das proteções das canalizações, a proteção para uma carga do tipo motor deve ser selecionada com uma curva de disparo diferente de uma proteção para uma carga do tipo lâmpada incandescente, visto que a solicitação de corrente do motor no arranque é muito superior à sua corrente nominal, logo a proteção da canalização que alimenta esse motor tem de ser capaz de permitir essa elevação de corrente inicial para garantir o arranque da carga.
- Ao nível da proteção diferencial, é possível selecionar dispositivos imunes aos transitórios AC muitas vezes originados em descargas atmosféricas e causadores de disparos intempestivos, imunes a correntes transitórias originadas por fontes comutadas e imunes a correntes de defeito com componente contínua.

4.2. Tipo de Proteções Elétricas utilizadas nas centrais fotovoltaicas de minigeração

Nas Centrais Fotovoltaicas de minigeração são utilizadas de uma forma geral as mesmas proteções das instalações elétricas correntes, no entanto a sua forma de aplicação e regulação pode de certa forma ser distinta.

4.2.1. Interruptores Diferenciais

O interruptor diferencial é um dispositivo utilizado para proteção das instalações elétricas e pessoas, instalado a montante do circuito ou grupo de circuitos a proteger, tendo como base a análise contínua da corrente entre os condutores ativos. Este dispositivo mede, por exemplo num circuito monofásico em que a corrente que circula na fase é a mesma que circula no neutro, a diferença entre a corrente que circula na fase e a corrente que circula

no neutro, e em caso de uma diferença significativa, este retira o circuito de funcionamento, esta diferença significativa só acontece em caso de defeito no circuito, isolamento defeituoso de um dos componentes, ou por contacto do utilizador com partes ativas do circuito, originando uma corrente de fuga à terra. De forma a proteger a instalação e/ou o utilizador, este dispositivo ao medir uma corrente de fase diferente da corrente de neutro (visto que a corrente que entrou pela fase não retornou pelo neutro porque foi passada à terra) abre automaticamente os contatos eliminando a passagem de corrente para jusante dele próprio. Este equipamento não possui poder de corte, ou seja, o seu calibre apenas define a sua capacidade à passagem de corrente sem que este se danifique. A sua principal característica é a sensibilidade ou corrente diferencial, ou seja, é a diferença de corrente entre os condutores ativos e o condutor de retorno que define o seu funcionamento.



Interruptores diferenciais bipolares

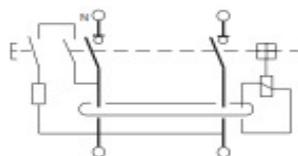


Figura 4.1 - Exemplo de um Interruptor Diferencial.

4.2.2. Disjuntor

O Disjuntor é o dispositivo utilizado para proteger as canalizações contra sobrecargas e curto-circuitos, a sua função é retirar de serviço um circuito sempre que a corrente que o percorre ultrapasse o valor nominal calculado para esse circuito, impedindo que a corrente atinja o valor I_Z do cabo (valor máximo admissível pelo cabo) definido pelo fabricante evitando o seu aquecimento excessivo e por consequência um incêndio ou danificação do cabo ou outros equipamentos vizinhos. A esta característica chama-se poder de corte, ou seja, o disjuntor tem a capacidade de automaticamente abrir o circuito se a corrente que o está a atravessar ultrapassar a sua corrente nominal mais conhecida por calibre, sendo

esta a sua característica de proteção contra sobrecargas, tendo também a mesma função, também com poder de corte mas para curto-circuitos, situação em que a corrente que o atravessa sobe exponencialmente, sendo por isso definido também pelo seu poder de corte contra curto-circuitos sem se danificar. Por exemplo, dois disjuntores podem ter o mesmo calibre (valor de corrente nominal) mas possuírem poder de corte diferente, sendo esta característica definida pelo tipo de instalação, carga e distância à fonte de energia, quanto mais próximo da fonte o disjuntor estiver, maior deverá ser o seu poder de corte visto que a corrente de curto-circuito é tanto maior quanto mais próxima estiver a fonte. De uma forma resumida, o funcionamento do disjuntor é distinguido por 3 zonas de funcionamento nas quais mecanicamente, o disjuntor tem um comportamento diferente mediante a variação da corrente que por ele passa em tempo e amplitude:

Zona 1 – Zona de atuação térmica do disjuntor, esta zona é responsável pela corrente nominal do circuito que atravessa o disjuntor, sendo constituída por uma lâmina bimetálica que à passagem de corrente dilatam a velocidades diferentes tanto quanto maior for a corrente que a atravessa, a dilatação conjunta destes dois materiais está projetada para que em caso de sobrecarga, o seu aumento de volume acione o mecanismo de abertura do disjuntor. Esta é a zona que define o **calibre** do disjuntor.

Zona 2 – Zona de atuação indefinida onde é possível a atuação da zona térmica ou da zona magnética, dependendo das condições externas.

Zona 3 – Zona de atuação magnética, esta zona é responsável pela corrente de curto-circuito que atravessa o disjuntor, sendo constituída por uma bobine eletromagnética que pela passagem de uma corrente de elevação exponencial num curto espaço de tempo é atuada acionando o mecanismo de abertura do disjuntor. Esta é a zona que define o poder de corte do disjuntor e por consequência o seu tamanho e robustez (visto que o eletroímã aumenta de volume tanto quanto maior for o poder de corte). Posto isto, os disjuntores dividem-se em 3 classes diferentes segundo a sua curva de disparo como se exemplifica na figura 4.2, sendo o tempo de atuação das zonas 1,2 e 3 o fator de diferenciação. Os disjuntores podem ser de curva B, sendo caracterizado por um tempo de disparo rápido, mais utilizado para proteção de cargas sensíveis ou para impor seletividade nas instalações elétricas, curva C, sendo caracterizado por um tempo de disparo considerado

normal aceitável para a maioria das cargas, curva D, sendo caracterizado por um tempo de disparo lento, mais utilizado para cargas com correntes de arranque elevadas e em regime de funcionamento normal variáveis como é o caso de motores elétricos.

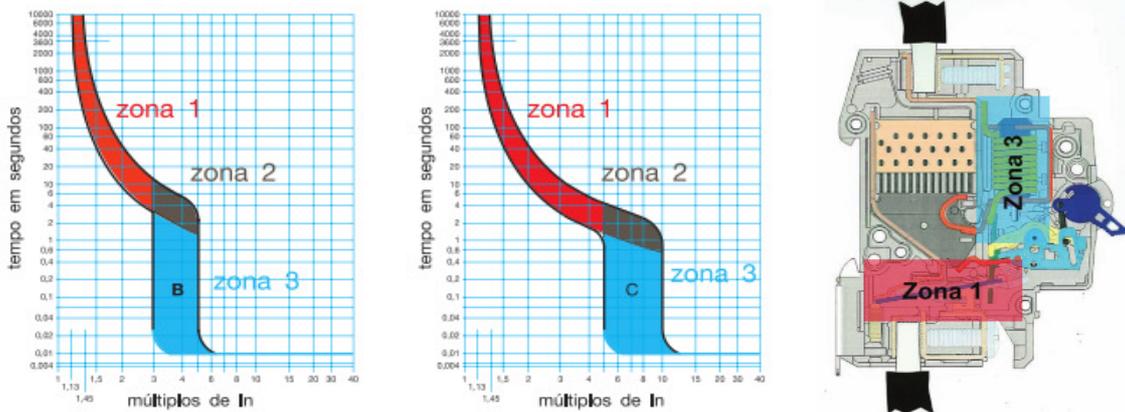


Figura 4.2 - Curvas tipo de Disparo dos disjuntores.

A sua seleção obviamente leva em conta essencialmente o tipo de carga e a sua construção quanto à curva de disparo difere na espessura e conjugação dos materiais bimetálicos.

Existem para maiores potências, disjuntores com possibilidade de regulação do circuito térmico e magnético disponibilizando ajustes da corrente nominal, corrente de curto-circuito e tempo de disparo, disjuntores esses que tem como função primária a proteção das canalizações e como função secundária a proteção contra contatos diretos e indiretos pela limitação da corrente de curto-circuito (Esquema TN) evitando a utilização de dispositivos de proteção diferencial.

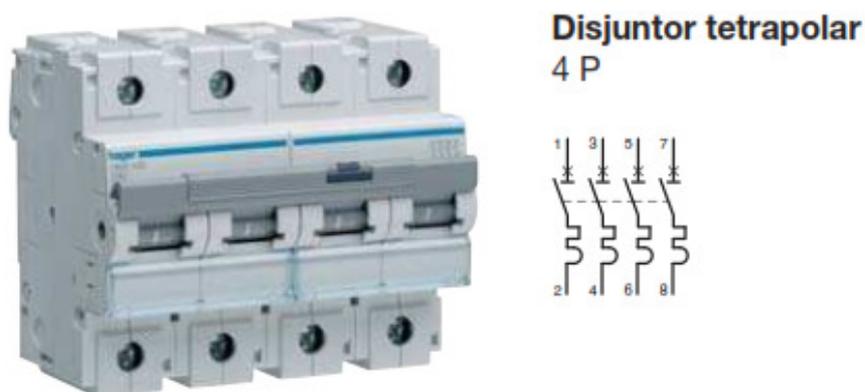


Figura 4.3 - Exemplo de um disjuntor.

4.2.3. Fusível

É um dispositivo com a mesma aplicação do disjuntor, no entanto possui algumas vantagens e desvantagens, o seu circuito mecânico interno é apenas térmico equivalente à zona 1 do disjuntor mas não é bimetálico pois o objetivo não é dilatar mas sim fundir, ou seja, a sua atuação à passagem excessiva de corrente é de rutura (fusão do metal por aquecimento) e não de manobra.

Um fusível só possui vida útil de 1 operação, quando atua cumpre a função e passa a ser resíduo sem possibilidade de reutilização, sendo esta uma das desvantagens assim como o espaço que ocupa para o mesmo calibre, como vantagens apresenta uma total imunidade à presença de harmônicos de corrente visto que não possui circuito magnético e não é permite disparos intempestivos, a sua probabilidade de avaria é bastante inferior pois não possui partes mecânicas móveis, sendo bastante utilizado para proteção de cargas como motores.

A sua curva de disparo é bastante mais simples variando apenas no tempo de fusão, característica que diferencia os fusíveis, sendo que um fusível do tipo gG é caracterizado como um fusível de fusão rápida equivalente a um disjuntor do tipo C, um fusível do tipo aM, é um fusível de fusão lenta, equivalente a um disjuntor de curva D conforme se comprova na figura 4.4:

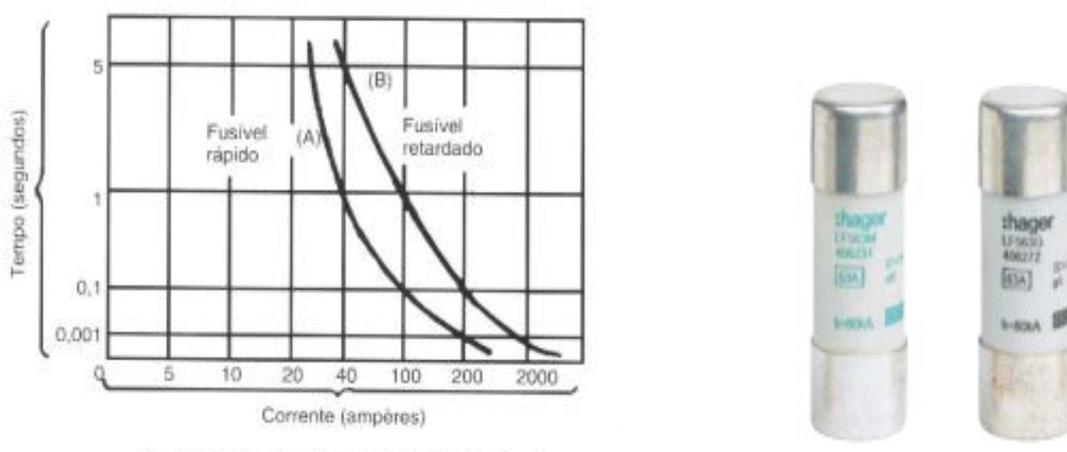


Figura 4.4 - Curva de fusão tipo de um fusível.

O fusível é uma solução bastante mais económica que um disjuntor e sendo aplicado através de um corta-circuitos representado na figura 4.5 que abrange uma gama de calibres, permite a adaptação a novas condições de carga sem alteração da instalação.

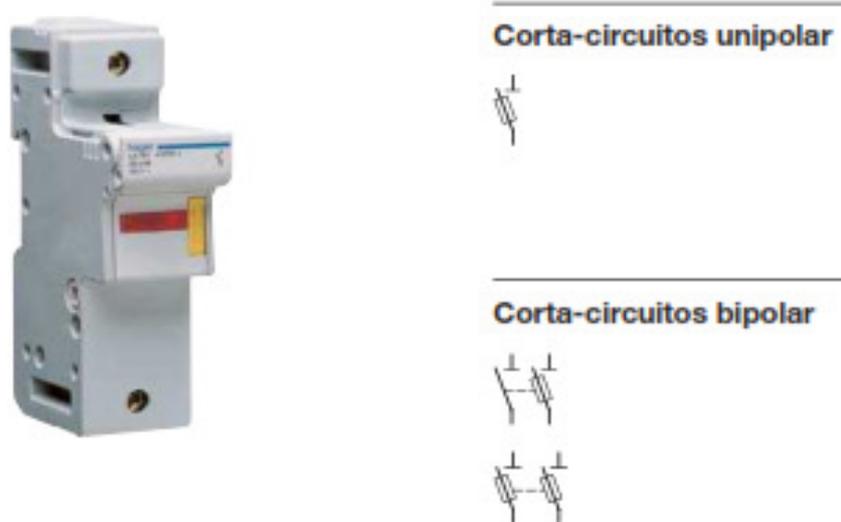


Figura 4.5: Corta Circuitos Fusível.

4.2.4. Descarregador de Sobretensão

Dispositivos com função de eliminar as sobretensões provenientes de descargas atmosféricas (curta duração) e manobras na rede elétrica. Estes equipamentos devem ser instalados o mais próximo possível da carga a proteger e por isso devem cumprir os seguintes requisitos:

- Não permitir em condições normais o escoamento de corrente elétrica para a terra.
- Quando a corrente escoada para a terra, o dispositivo deve voltar para a sua condição normal de funcionamento ou seja isolamento total.

O descarregador é dimensionado mediante a sua localização referencialmente à carga e deve ter em conta as seguintes características:

- Tensão estipulada
- Tensão máxima de serviço em regime permanente
- Tensão residual máxima ou nível de proteção
- Corrente Nominal de descarga

Sendo as centrais fotovoltaicas instaladas em coberturas ou terrenos amplos, o risco descarga atmosférica é elevado, sendo portanto um equipamento essencial na segurança e exploração da central fotovoltaica e obrigatoriamente utilizado a montante e a jusante do inversor.



Figura 4.6 - Exemplo de um descarregador de sobretensão.

4.2.5. Relé de Proteção de interligação

Em centrais fotovoltaicas de grande dimensão, cuja ligação à rede elétrica é executada na média ou na alta tensão, é imperativa a instalação de um relé de proteção da interligação, relé esse que monitoriza e controla os defeitos no ponto de entrega à rede. Este equipamento, constituído por *inputs* de medição e *outputs* de manobra geridos por um autómato programável tem como função garantir de forma bilateral que as anomalias na rede elétrica influenciem a central fotovoltaica e vice-versa, sendo os parâmetros de controlo os seguintes:

- Medição em tempo real dos máximos e mínimos de tensão
- Medição em tempo real dos máximos e mínimos de corrente
- Medição dos máximos e mínimos de frequência
- Medição da tensão Homopolar
- Medição da Corrente Homopolar

Este dispositivo deve ser capaz de registrar e gravar todos os eventos ocorridos, nomeadamente defeitos detetados em qualquer um dos parâmetros acima definidos. Deve ser capaz de emitir um alarme visual e impedir a reposição de serviço sem que o alarme seja verificado. Este dispositivo controla o funcionamento das proteções a montante e a jusante do transformador.

Os relés de proteção de interligação com a RESP controlam o disjuntor de saída do QGBT MN e a cela disjuntor de média tensão que protege o transformador da minigeração, utilizando o método de medição indireta para monitorizar todas as grandezas por ele protegidas utilizando TI's para medição da corrente e TT's para medição da Tensão em Média Tensão.

A parametrização deste equipamento de proteção é imposta pelo distribuidor de energia na fase de projeto, sendo depois testada e vistoriada também pelo distribuidor antes da entrada em serviço.

Os parâmetros regulados nesta proteção são nada mais nada menos que os referenciados e exigidos no MPQS respeitando os limites por ele impostos.

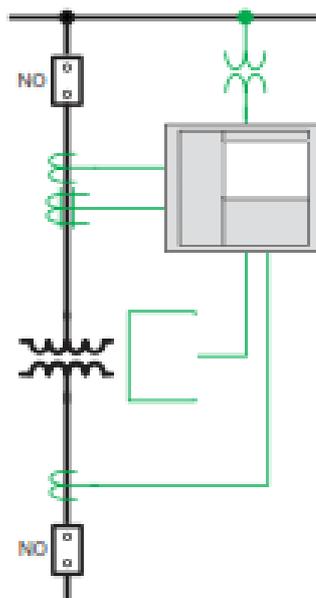


Figura 4.7 - Exemplo de um relé de proteção de interligação.

4.3. Regimes de Neutro

Para que as proteções funcionem em conformidade garantindo a seletividade, a sensibilidade e o poder de corte, é necessário garantir o escoamento dos defeitos à terra, existindo para isso vários esquemas de ligação do condutor de neutro à terra assim como do condutor de proteção, são estes esquemas designados como regimes de Neutro.

Os regimes de Neutro são representados através de duas letras que representam cada uma delas, uma a ligação dos equipamentos geradores ou fontes de energia (por ex: transformadores) à terra e a segunda a ligação das cargas à terra:

Equipamento Gerador:

T – O equipamento gerador está ligado diretamente à terra;

I – O equipamento gerador está isolado da terra através de uma impedância de elevado valor;

Cargas:

T – A carga está ligada diretamente à terra;

I – O condutor de proteção da carga está ligada ao condutor de neutro que está ligado à terra no equipamento gerador;

Os esquemas de ligação à terra mais utilizados são os seguintes:

Esquema TT:

O Regime de Neutro TT significa que o neutro da fonte produtora de energia está ligada à terra de serviço e as massas são ligadas à terra de proteção, significando que é necessário executar um eletrodo de terra de valor inferior a 1Ω (ohm) exclusivamente para garantir o ponto neutro do transformador, sendo por este motivo denominado terra de serviço, para as massas (carcaças dos equipamentos, grades de proteção, etc.) é necessário executar um eletrodo de terra distinto do eletrodo de terra de serviço, tendo como objetivo escoar os defeitos que ocorrem na instalação normalmente por contactos diretos ou falhas de isolamento nas cablagens ou equipamentos de forma a proteger os utilizadores de entrarem em contacto com partes ativas carregadas eletricamente, sendo por isso

denominada terra de proteção. No regime TT são terras completamente distintas cada uma com o seu objetivo e limites estipulados. A terra de proteção atualmente é limitada no seu valor na maior parte dos casos pelo valor da sensibilidade do dispositivo de proteção diferencial, no entanto existem instalações com características que exigem terras de proteção mais próximas de 1ohm.

Vantagens:

- Sistema fácil de projetar e de aplicar na prática;
- Devido à obrigatória utilização de dispositivos de proteção diferencial, a facilidade de detetar e localizar os defeitos é bastante elevada;

Desvantagens:

- Obriga à utilização de 5 condutores na instalação tornando a instalação mais dispendiosa;
- Sempre que ocorre um defeito na instalação, a energia é interrompida automaticamente, o que pode originar vários disparos intempestivos dos equipamentos de proteção diferencial;
- Obrigatório o uso de dispositivos de proteção diferencial;
- Obrigatório proteger o condutor de neutro caso a secção deste seja inferior aos condutores de fase;
- O regime TT normalmente é mais utilizado em redes elétricas de baixa tensão e em sistemas complexos e de difícil cálculo da impedância. Uma habitação é por norma utilizado este regime.

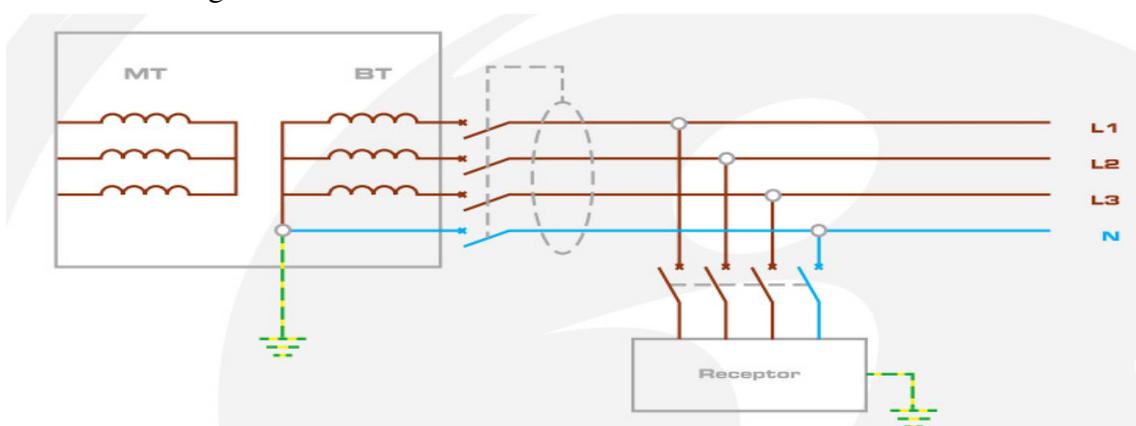


Figura 4.8 - Exemplo de um regime de neutro TT.

Esquema TN:

Existem 3 tipos de regime TN, o TN-C, o TN-S e o TN-C-S.

O Regime TN-C significa que a terra de serviço e a terra de proteção são uma só, sendo que a terra de serviço executada junto do transformador para obter o ponto neutro é distribuída pela instalação funcionando como condutor de terra de proteção e condutor de neutro, as massas são ligadas ao neutro. Este regime é conhecido como regime de terra única sendo que o valor limite é o valor limite da terra de serviço 1Ω (ohm).

Vantagens:

- Não é necessária a utilização de dispositivos de proteção diferencial, sendo a proteção contra contactos diretos e indiretos garantida pelos dispositivos de proteção contra sobre intensidades (disjuntores e fusíveis), no entanto para que esta garantia funcione é necessário calcular a impedância do circuito e calcular a potência de curto-circuito; Normalmente são utilizados disjuntores com regulação da curva magnética.
- Torna a instalação mais barata pela poupança de um condutor;

Desvantagens:

- Não se pode cortar o condutor de neutro sob risco de colocar a instalação desprotegida;
- Sempre que ocorre um defeito na instalação, a energia é interrompida automaticamente, o que pode originar vários disparos intempestivos dos equipamentos de proteção diferencial;
- Correntes de defeito elevadas;

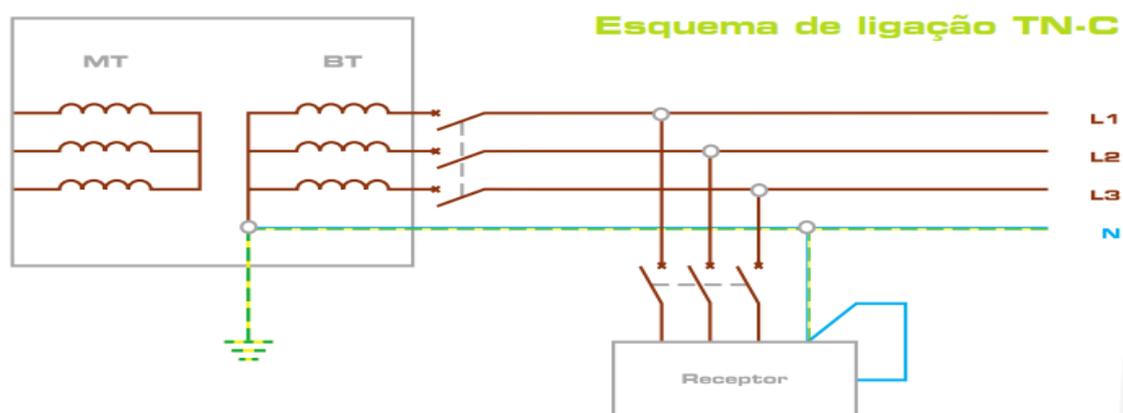


Figura 4.9 - Exemplo de um regime de neutro TN-C.

O Regime TN-S significa que a terra de serviço e a terra de proteção são uma só, sendo que a terra de serviço executada junto do transformador para obter o ponto neutro é distribuída pela instalação mas dividida em dois condutores à saída da fonte funcionando um como condutor de terra de proteção e outro como condutor de neutro, as massas são ligadas ao condutor de terra que por sua vez está ligado à terra de serviço. Este regime é também considerado como regime de terra única sendo que o valor limite é o valor limite da terra de serviço 1Ω (ohm).

Vantagens:

- Podem ser utilizados dispositivos de proteção diferencial, sendo a proteção contra contactos directos e indirectos garantida por estes dispositivos ou pelos dispositivos de proteção contra sobre intensidades (disjuntores e fusíveis), no entanto para que esta garantia funcione é necessário calcular a impedância do circuito e calcular a potência de curto-circuito; Normalmente são utilizados disjuntores com regulação da curva magnética.

Desvantagens:

- Não se pode cortar o condutor de neutro sob risco de colocar a instalação desprotegida;
- Sempre que ocorre um defeito na instalação, a energia é interrompida automaticamente, o que pode originar vários disparos intempestivos dos equipamentos de proteção diferencial;
- Correntes de defeito elevadas;

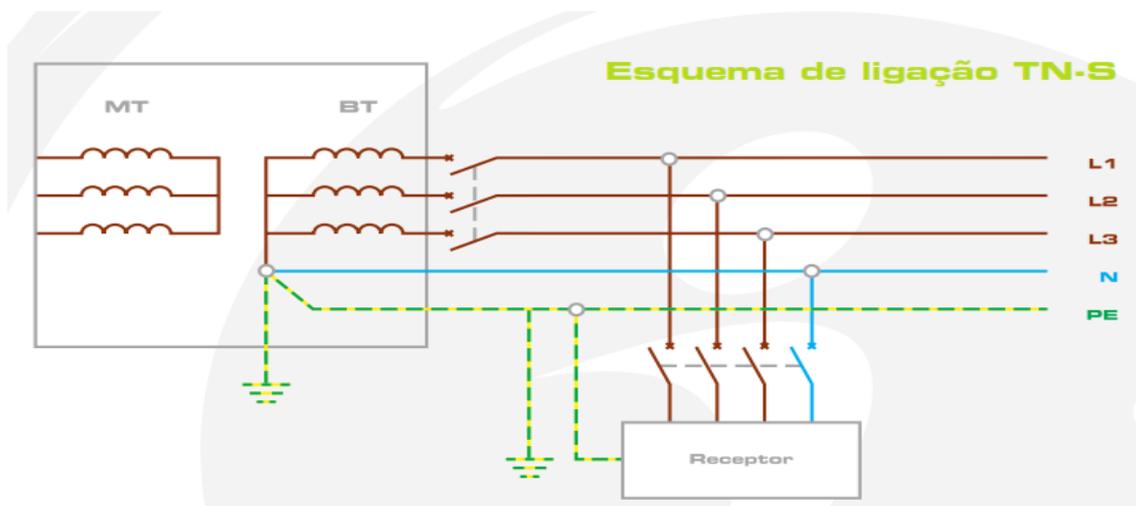


Figura 4.10 - Exemplo de um regime de neutro TN-S.

O Regime TN-C-S significa que a terra de serviço e a terra de proteção são uma só, sendo que a terra de serviço executada junto do transformador para obter o ponto neutro é distribuída pela instalação, no entanto pode ser dividida em dois condutores em determinados pontos da instalação funcionando um como condutor de terra de proteção e outro como condutor de neutro sendo necessária a utilização de dispositivos de proteção diferencial a partir desse ponto, as massas são ligadas ao condutor de terra que por sua vez está ligado à terra de serviço. Este regime é também considerado como regime de terra única sendo que o valor limite é o valor limite da terra de serviço 1Ω (ohm). É um regime misto do TN-C + o TN-S.

Vantagens:

- Possibilidade de adaptação a instalações em evolução na sua forma e definição

Desvantagens:

- Não se pode cortar o condutor de neutro sob risco de colocar a instalação desprotegida;
- Sempre que ocorre um defeito na instalação, a energia é interrompida automaticamente, o que pode originar vários disparos intempestivos dos equipamentos de proteção diferencial;
- Correntes de defeito elevadas;

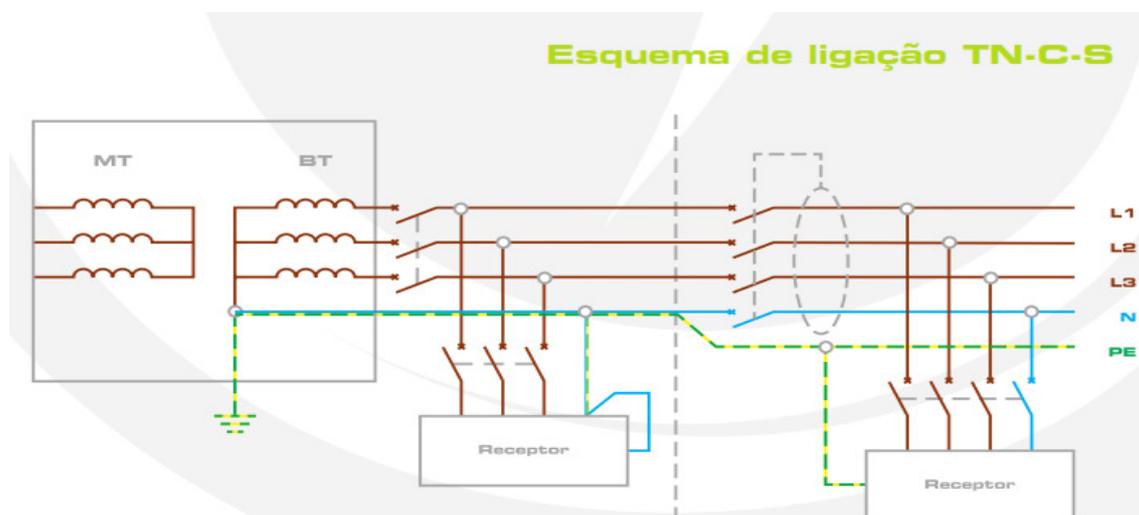


Figura 4.11 - Exemplo de um regime de neutro TN-C-S.

Os Regimes de Neutro TN são mais utilizados em instalações industriais, que têm como principal característica a sua flexibilidade de utilização e mutação constante em forma e dimensão, facilitando a adaptação do regime de neutro a cada secção da instalação.

Esquema IT: O Regime de Neutro IT significa que o neutro da fonte produtora de energia está ligada à terra de serviço através de uma impedância de elevado valor e as massas são ligadas à terra de proteção, é necessário executar um elétrodo de terra distinto do elétrodo de terra de serviço, tendo como objetivo escoar os defeitos que ocorrem na instalação normalmente por contactos diretos ou falhas de isolamento nas cablagens ou equipamentos de forma a proteger os utilizadores de entrarem em contacto com partes ativas carregadas eletricamente, sendo por isso denominada terra de proteção, no entanto neste regime de neutro a corrente de curto-circuito é baixa devido à impedância alta onde o neutro está ligado e não existe distribuição do neutro nem do condutor de terra. Existe ainda o mesmo regime mas com um controlador permanente de impedância que permite distribuir o neutro. Este regime de neutro é bastante utilizado em instalações em que a continuidade de serviço é o fator mais importante devido ao suporte contínuo de vida e como tal este regime permite que a instalação se mantenha em funcionamento mesmo que ocorra um defeito na instalação, apos o primeiro defeito, é lançado um aviso e ao 2.º defeito o fornecimento de energia é desligado sob pena de ocorrer danos maiores na instalação.

Vantagens:

- Maior Continuidade de Serviço;
- Maior segurança para o utilizador por redução da corrente de curto-circuito;

Desvantagens:

- Custo elevado da instalação (investimento em transformadores de isolamento e CPI's);
- Sistema complexo ao nível de projeto e execução;

O regime IT normalmente é mais utilizado em instalações elétricas do tipo hospitais, aeroportos, explorações mineiras para garantir que não ocorre o corte de energia após um primeiro defeito.

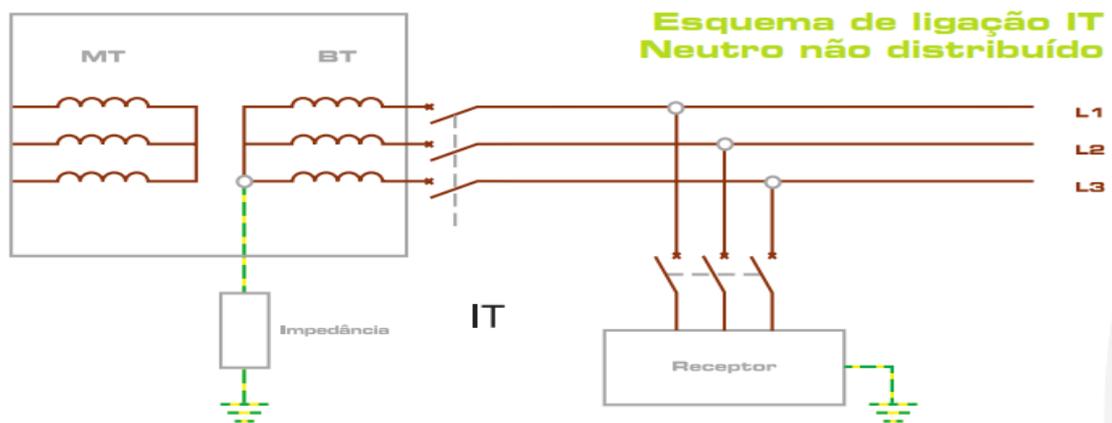


Figura 4.12 - Exemplo de um regime de neutro IT sem neutro.

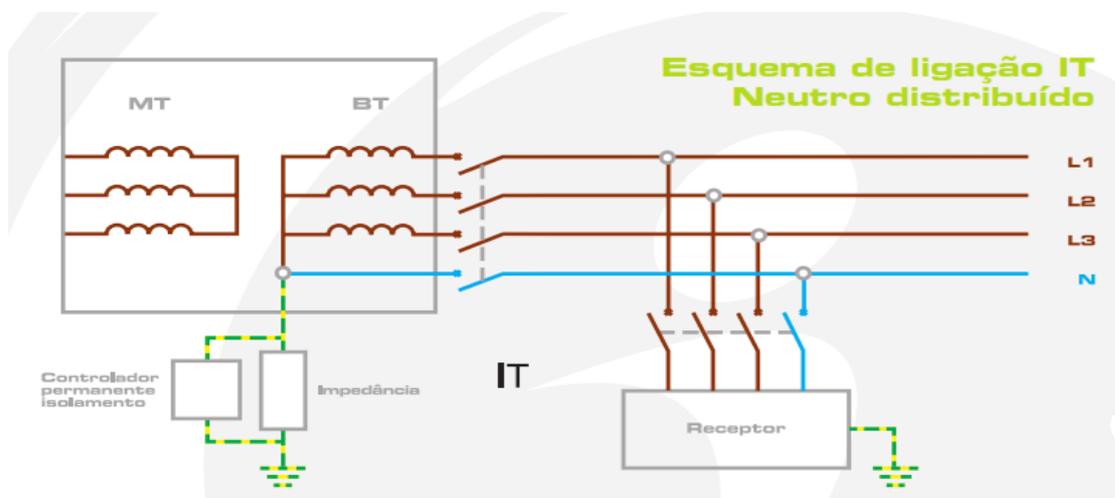


Figura 4.13 - Exemplo de um regime de neutro IT com neutro e CPI.

4.4. Conclusões

Ao nível das centrais fotovoltaicas, são bastante utilizados os regimes de neutro TT e TN pelas vantagens e condicionantes inerentes a cada um, o regime IT não tem à primeira vista aplicação neste tipo de instalações, no entanto poderá ser um caso de estudo para resolução de algumas perturbações que afetam a continuidade de serviço das centrais fotovoltaicas.

5. ANOMALIAS FREQUENTES EM CENTRAIS FOTOVOLTAICAS

Numa central fotovoltaica podem ocorrer diversos tipos de anomalias capazes de afetar negativamente o seu funcionamento e a sua rentabilidade, no entanto, neste capítulo vamos apenas focar as anomalias que ocorrem do lado AC da instalação, visto que neste setor, o grau de complexidade é maior pois contempla no mesmo ponto 3 instalações elétricas de características distintas e com grande influência recíproca. É por este motivo que a manutenção da qualidade da energia é cada vez mais um problema de crescimento exponencial, sendo que a legislação em voga não é capaz de abranger a totalidade das ocorrências criando uma lacuna na responsabilização destas ocorrências. Atualmente, a rede elétrica nacional é caracterizada por instalações consumidoras industriais, sendo poucas as que possuem instalações cuidadas, bem dimensionadas e bem exploradas, e se ao nível das anomalias enviadas para a rede, estas instalações cumprem com os requisitos da Norma EN 50160, quando contemplam também centrais fotovoltaicas, essas anomalias, propagam-se para as centrais fotovoltaicas, criando diversas avarias nos

inversores, relés e disjuntores de proteção da central, afetando também em muitos casos os equipamentos de medição.

5.1. Falha da Continuidade de Serviço

A responsabilidade do Distribuidor na continuidade de serviço seria maior com a introdução de produção distribuída na rede elétrica, no entanto mesmo que ocorra uma falha de energia na rede elétrica inferior a 1 min, essa falha é suficiente para que a central fotovoltaica seja afetada de forma significativa. Por imposição das normas IEC 61000-30-4 e EN 50160 os inversores das centrais fotovoltaicas obrigatoriamente têm de se desconectar da rede elétrica para garantir a segurança das equipas de assistência que poderão intervir no ramo da rede elétrica com defeito garantindo que não existe nenhuma fonte a alimentar esse ramo. Posto isto, ou por acidente ou por manobra de rede, basta uma falha de 5 segundos na rede elétrica para que a central fotovoltaica saia de serviço, originando um intervalo de não produção da mesma que se traduz em quebras significativas de rentabilidade. Após a desconexão, os inversores iniciam o processo de análise da onda de tensão e apenas depois de garantir a presença da mesma em condições normais de funcionamento, os inversores iniciam o processo de sincronismo com a rede elétrica após o qual dão início à injeção de energia. Este processo pode ter uma duração entre 15min a 60min, que dependendo da hora do dia, das condições climatéricas e da altura do ano podem traduzir uma perda elevada na faturação de produção de energia. A falha na continuidade de serviço pode também ter origem na instalação de consumo. Em caso de defeito, pode ocorrer um disparo nas proteções de média tensão impedindo a chegada de tensão aos terminais de ligação da minigeração originando a desconexão dos inversores por falta de tensão. Em centrais fotovoltaicas instaladas em instalações localizadas em zonas remotas, é frequente o aparecimento de répteis ou outros animais que procuram as fontes de calor, estes animais por vezes infiltram-se pelas canalizações chegando ao interior dos invólucros de potência, aumentando o risco de contacto entre condutores ativos chegando mesmo a ocorrer curto-circuitos provocados por estes animais. Estas ocorrências provocam não só a desconexão da central fotovoltaica, da instalação de consumo e poderão afetar a rede de distribuição, correndo o risco de provocar danos nos equipamentos ligados a estas instalações. As medidas de correção para este tipo de anomalias, são as mesmas já referidas no ponto 3, sendo que só será

praticamente eliminado com a alteração da legislação permitindo o funcionamento das centrais de produção descentralizada como *backup* à rede permitindo a sua continuidade de serviço como suporte de emergência à rede e não desconetando por obrigação de medida de segurança, indo de encontro ao modelo de gestão da rede utilizado nas *smartcity's*.

5.2. Sobretensões e Subtensões

Para a Norma EN 50160 a amplitude da tensão não pode ultrapassar os $\pm 10\%$, como tal os inversores estão regulados para se desconetarem da rede sempre que a tensão ultrapasse quer superior quer inferiormente 10% do valor nominal, o mesmo acontecendo com a frequência. Como tal as sobretensões e as subtensões que são frequentes na rede elétrica por variadíssimos motivos, são também uma anomalia frequente que afeta as centrais fotovoltaicas.

Em locais em que a rede de distribuição é radial, a variação da amplitude da tensão em função da carga na rede é bastante acentuada, notando-se esse efeito ainda maior quando a distância ao posto de transformação é superior ou é fim de linha, nestes casos torna-se complexo para o distribuidor encontrar o ponto ótimo de regulação da tensão visto a consequência desta anomalia é o aumento excessivo da tensão quando a carga da rede é mínima e a produção da central fotovoltaica é máxima provocando a saída de serviço da central fotovoltaica conforme o exemplo da figura 5.1, e a diminuição excessiva da tensão é mínima quando a carga na rede é máxima provocando o funcionamento deficiente das cargas mais sensíveis.



Figura 5.1 - Inversor em Falha por Sobretensão.

Mesmo numa instalação alimentada em média tensão, é frequente acontecerem sobre ou subtensões. Estas anomalias ocorrem principalmente quando a instalação de consumo é industrial e com cargas com regime de funcionamento variável provocando flutuações na tensão muitas vezes extremas. Principalmente nos meses de inverno, as intempéries provocam instabilidade na rede de distribuição provocando flutuações excessivas chegando por vezes à classe de cava. A central fotovoltaica, por si só, dependendo da potência e da impedância da rede, provoca um acréscimo na amplitude da tensão no ponto de interligação, que associado à tensão já elevada em regime de funcionamento normal sem central fotovoltaica, provoca uma sobretensão capaz de retirar de serviço a própria central fotovoltaica.

É frequente nas instalações antigas a existência de compensação de energia reativa deficiente, a instalação foi crescendo e a compensação não foi ajustada à nova realidade, provocando na maior parte dos casos um acréscimo da amplitude da tensão e da frequência. Aquando da instalação da central fotovoltaica, esta situação vai influenciar ainda mais o acréscimo de tensão imposto pela central fotovoltaica provocando a sua saída de serviço.

Para colmatar esta anomalia nas suas diversas origens, é necessário o entendimento com as várias partes interessadas, quando a anomalia é originada pela tipologia da rede, é necessária a negociação com o distribuidor visto que de acordo como RQS, só o distribuidor pode intervir nos parâmetros da rede, no entanto na maior parte dos casos, conforme explicado acima, não é possível encontrar o ponto ótimo de regulação sob pena de afetar todos os consumidores da rede, sendo a solução a alteração dos limites de funcionamento do inversor ao nível da amplitude máxima e mínima da tensão e frequência mas reduzindo o tempo de atuação.

Para as anomalias provocadas pela compensação de energia reativa deficiente, é de resolução normalmente simples visto que o explorador da instalação de consumo é o mesmo da central fotovoltaica, logo o interesse de resolução é uma prioridade, optando-se pelo ajuste da compensação da energia reativa. As Sobretensões em regime continuado numa central fotovoltaica podem provocar sobreaquecimento nos componentes de eletrónica de potência levando ao envelhecimento prematuro dos mesmos e por vezes à rotura provocando mais uma vez saídas de serviço da central fotovoltaica.

5.3. Cavas de Tensão

À semelhança das sobretensões, as cavas são variações da amplitude da tensão para valores próximos de zero. Na rede de baixa tensão a ocorrência destas anomalias é menos frequente e menos prejudicial às centrais fotovoltaicas visto que quem monitoriza a tensão da rede do lado da central fotovoltaica são os inversores de ligação à rede, que embora sensíveis, a sua regulação é *standard* e normalizada permitindo que em casos em que as cavas são de duração de ms os inversores não sendo capazes de as detetar não se desconectam da rede. Por outro lado, em instalações cujas centrais de minigeração são ligadas à rede em média tensão, quem monitoriza a tensão da rede em primeira mão, são as reles de proteção da interligação que são reguladas à medida de cada ponto de interligação pelo distribuidor, sendo mais sensíveis às cavas de tensão de curta duração como o exemplo da figura 5.2, que são frequentes na rede de média tensão por questões climáticas, acidentes com aves, etc.

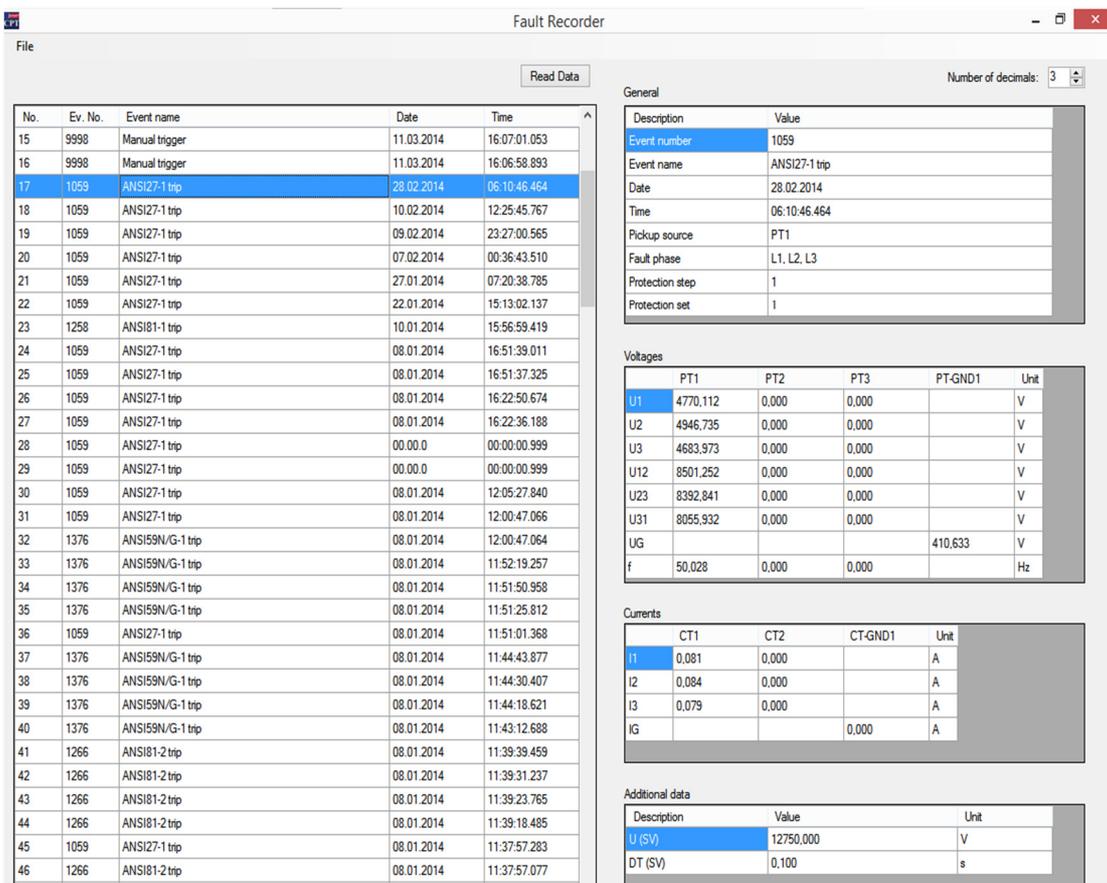


Figura 5.2 – Registo de uma Cava de tensão.

A resolução ou a minimização do efeito desta anomalia é de calibre quase irresolúvel perante a legislação atual, visto que por questões de segurança o distribuidor torna-se inflexível quanto à alteração das regulações e ao nível tecnológico apenas se poderá considerar um equipamento de corte com rearme automático diminuindo o tempo de religação e necessidade de deslocação de equipas técnicas. No que diz respeito a avarias provocadas por cavas de tensão, é possível a ocorrência de roturas dos isoladores no transformador ou nas celas de proteção de média tensão, criando o risco das partes ativas entrarem em contato com as massas envolventes.

5.4. Harmónicos de Tensão e Corrente

Esta anomalia é talvez a mais preocupante e a mais destrutiva. Se as anteriores descritas apenas despoletavam saídas de serviço da central fotovoltaica, os harmónicos de corrente e tensão provocam a rotura, o envelhecimento, a destruição e a distorção de funcionamento dos equipamentos de proteção, medição e gestão da central fotovoltaica.

A taxa de distorção harmónica calculada através da equação 29 e é provocada por cargas não lineares que consomem correntes de frequência múltiplas da fundamental, sendo normalmente cargas com eletrónica de potência e que pelas comutações de alta frequência provocam distorções de frequências diversas, afetando assim a forma de onda da tensão de alimentação.

$$THD(\%) = 100 \times \frac{\sqrt{I_{2(RMS)}^2 + I_{3(RMS)}^2 + \dots + I_{n(RMS)}^2}}{I_{total(RMS)}} \quad (29)$$

De todos os harmónicos, os múltiplos de 3 são os mais preocupantes pois provocam correntes de neutro elevadas e em alguns casos superiores às correntes dos condutores de fase sendo responsáveis por sobreaquecimentos do condutor de Neutro e quedas de tensão significativas.

Os harmónicos têm essencialmente impacto nas fontes de energia, motores e equipamentos que usam a tensão como referência para o seu funcionamento como é o caso dos inversores de ligação à rede.

Os transformadores são pouco imunes à presença de harmônicos, principalmente se forem dimensionados com pouca tolerância, então a presença de harmônicos pode provocar o aumento das perdas por correntes de *Foucault* e deficiência no isolamento entre lâminas consecutivas, vibração dos enrolamentos e sobreaquecimento. Ao nível dos motores os impactos são semelhantes com a agravante de que podem ocorrer binários pulsantes no rotor, provocando anomalias mecânicas nos sistemas acoplados.

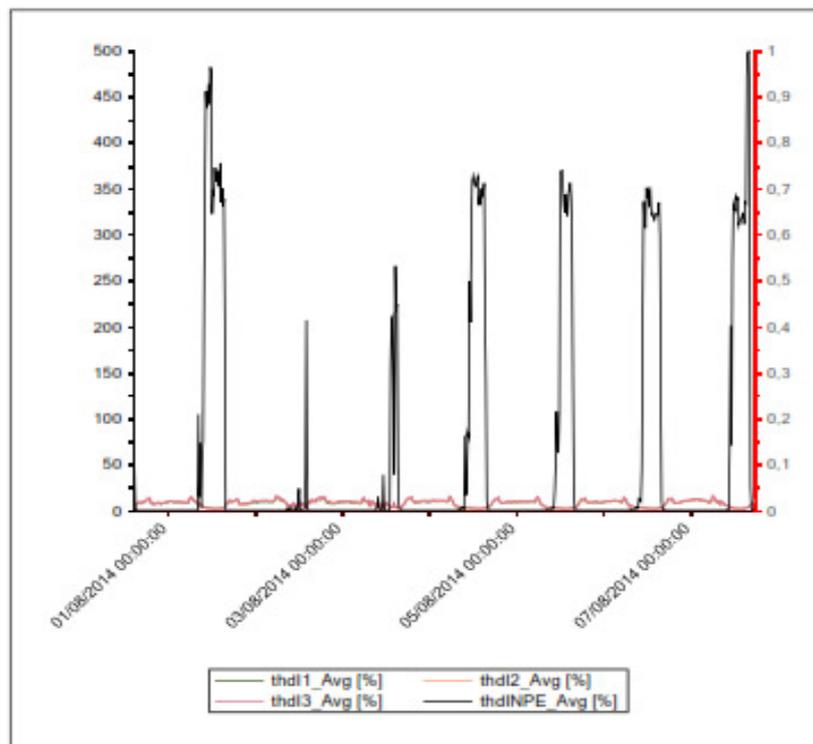


Figura 5.3 - Distorção harmônica no condutor de neutro.

Ao nível das centrais fotovoltaicas, toda a rede de baixa tensão entre os inversores e o ponto de interligação é afetada pelos harmônicos de corrente, os tirístores dos inversores, devido à presença de várias frequências múltiplas, têm dificuldade em ler as características de tensão e atuam intempestivamente chegando à saturação demasiado cedo, os disjuntores de proteção das canalizações disparam indevidamente devido ao sobreaquecimento do circuito magnético afetado pela presença de harmônicos tornando-se inviável a sua utilização. Os equipamentos de medição da energia injetada na rede e os sistemas de monitorização das centrais fotovoltaicas são afetados ao nível da resolução criando desvios nas leituras da energia.

Como medidas de correção ou redução do impacto dos harmónicos, existem várias soluções, no entanto, a maioria delas só é viável técnico-financeiramente se projetadas antes da execução da instalação, pois exigem a alteração da instalação e de equipamentos de custo elevado como é o caso dos transformadores, exigem a separação das cargas não lineares das lineares que obrigam à alteração da rede elétrica da instalação, exigem a alteração dos equipamentos de proteção tornando as medidas de correção demasiado dispendiosas. Existem soluções capazes de ser instaladas à posteriori e que resolvem instantaneamente o problema dos harmónicos no entanto se a instalação continuar em expansão, a medida aplicada deixa de ter efeito e obriga a novo estudo profundo da origem dos harmónicos na instalação. Mais uma vez as centrais fotovoltaicas são afetadas por anomalias que refletem o estado de exploração das instalações elétricas particulares, a nossa indústria e os nossos edifícios de serviços são construções antigas, por vezes remodeladas e que foram crescendo e continuam a crescer tornando muito complexa a previsão do comportamento das centrais fotovoltaicas associadas ao mesmo ponto de interligação.

5.5. Catástrofes Naturais

Como em todo o SEN as intempéries e catástrofes naturais são um risco eminente e impossível de prever e dimensionar, como tal, e devido à exposição exterior deste tipo de centrais, o risco de descargas atmosféricas, queda de árvores, ou outros acidentes naturais, podem afetar drasticamente as centrais fotovoltaicas por grandes períodos de desativação.

5.6. Conclusões

De uma forma geral, as anomalias aqui descritas, apesar do seu grande impacto na rentabilidade e funcionamento das centrais fotovoltaicas não são sancionáveis aos olhos na EN 50160 nem do RQS tornando sempre difícil a conjugação das necessidades com a flexibilidade do conjunto distribuidor – cliente – explorador, levando a que na sua maioria não sejam tomadas as medidas de prevenção e /ou correção para minimização do impacto o que impede também muitas vezes a validação da solução estudada. É por isso de grande importância ter em conta todos estes *items* aquando do estudo da central fotovoltaica e tornar a preocupação com a Qualidade da Energia um hábito contínuo.

6. CASOS PRÁTICOS

O presente capítulo pretende demonstrar através de casos reais as consequências técnico económicas das anomalias da qualidade da energia nas centrais fotovoltaicas de minigeração. Pretende igualmente demonstrar a relação entre o tipo de instalação de consumo, central de produção e anomalias registadas de forma a criar um quadro de soluções possíveis para a resolução ou diminuição das mesmas.

Os casos apresentados são centrais fotovoltaicas de minigeração com registo das anomalias apresentadas, as quais serviram de motivação para a execução desta dissertação. Não havendo histórico de associação das anomalias registadas às causas apresentadas, o presente capítulo torna-se de elevada importância para a análise e estudo de centrais fotovoltaicas de minigeração em exploração e em fase de projeto, sendo ainda mais importante para o estudo e enquadramento das centrais fotovoltaicas de autoconsumo, que abrangem uma potência de ligação muito superior, levando a que o impacto na instalação de consumo seja ainda maior.

As instalações de consumo apresentadas nos casos práticos são bastante distintas no que diz respeito ao tipo de cargas e também no seu diagrama de consumo e abrangem anomalias distintas favorecendo e enriquecendo o estudo e a demonstração das mesmas.

6.1. Caso Prático N.º 1 – Edifício de Serviços

Este caso prático tem a particularidade de ter sido o alerta para o objeto de estudo, sendo a primeira central fotovoltaica de minigeração com avarias que se foram mostrando inexplicáveis e sem resolução possível, levando a uma análise mais profunda da central de produção e da instalação de consumo em busca da origem das anomalias chegando com sucesso à origem das mesmas.

6.1.1. Caracterização da Instalação de consumo

A instalação de consumo é o edifício da Faculdade de Psicologia da Universidade de Lisboa que é uma instalação tipicamente de serviços, não contemplando cargas de grande consumo no entanto contempla bastantes cargas não lineares:

- Salas de Informática (computadores, ups, impressoras, Etc.);
- Iluminação fluorescente (balastros eletrónicos);
- Compensação de Energia Reativa (Baterias de condensadores);

A instalação apresenta um estado de conservação bastante deteriorado e sem indícios de manutenção recente, a sua configuração é bastante complexa e desorganizada, existindo cablagem suplementar sobrecarregando os caminhos de cabos originando sobreaquecimentos e interferências eletromagnéticas capazes de criar anomalias na rede elétrica.

Tabela 6.1 - Resumo de Informação sobre a Instalação de Consumo da Faculdade de Psicologia

Informações da Instalação			
Nome:	Faculdade de Psicologia da Universidade de Lisboa		
Morada:	Alameda da Universidade – Cidade Universitária de Lisboa		
CPE:	PT0002000077048472VQ		
Distribuidor:	EDP Serviço Universal, SA		
Tipo de Ligação:	Ligação em Média Tensão através de Posto de Transformação de 430kVA		
Nível da Contagem:	A Contagem de Energia Consumida é em Baixa Tensão		
Caraterização da Instalação			
Tipo de Instalação	Tipo de cargas	Estado de Conservação da Instalação Elétrica	Compensação da Energia Reativa
Edifício de Serviços	Servidores Informáticos	Bastante degradada. Não sujeita a manutenção preventiva. Caminhos de cabos sobrecarregados. Canalizações antigas	O quadro de compensação de Energia Reativa é bastante antigo e não se encontra ajustado à realidade atual da instalação
	Computadores		
	UPS		
	Impressoras		
	Iluminação Fluorescente com balastro eletrónico		

6.1.2. Caracterização da Instalação de Minigeração

O caso de estudo refere-se a uma Instalação de Produção Fotovoltaica para ligação à RESP inserida no programa do Governo no âmbito da Minigeração regendo-se o seu licenciamento pelo Decreto-lei N.º 34/2011 e a sua execução pelas Soluções de Ligação à Rede (LRMini V01 06/2011) e RTIEBT (PORTARIA N.º 949-A/2006 DE 11 DE SETEMBRO).

Estrutura

A implantação desta central divide-se em dois locais com estruturas de tipologias diferentes conforme se verifica na figura 6.1.

- Cobertura;
- Parque Automóvel;

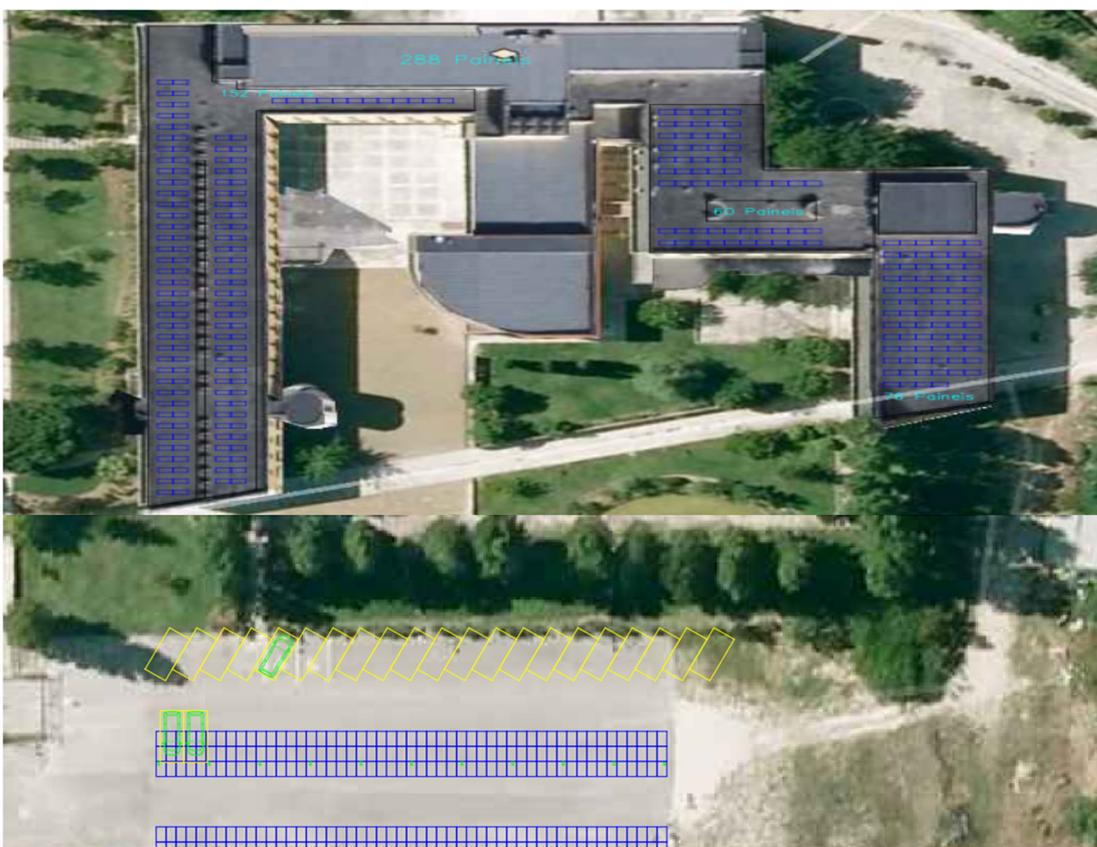


Figura 6.1 - Vista aérea da implantação dos painéis fotovoltaicos na Faculdade de Psicologia da Universidade de Lisboa.

Cobertura – Estrutura Triangular com contrapesos – 70.46 kWp:

Foram montadas 288 estruturas triangulares exemplificadas na figura 6.2 em alumínio anodizado, fixas a maciços de betão de 60kg cada distribuídos uniformemente pela cobertura.

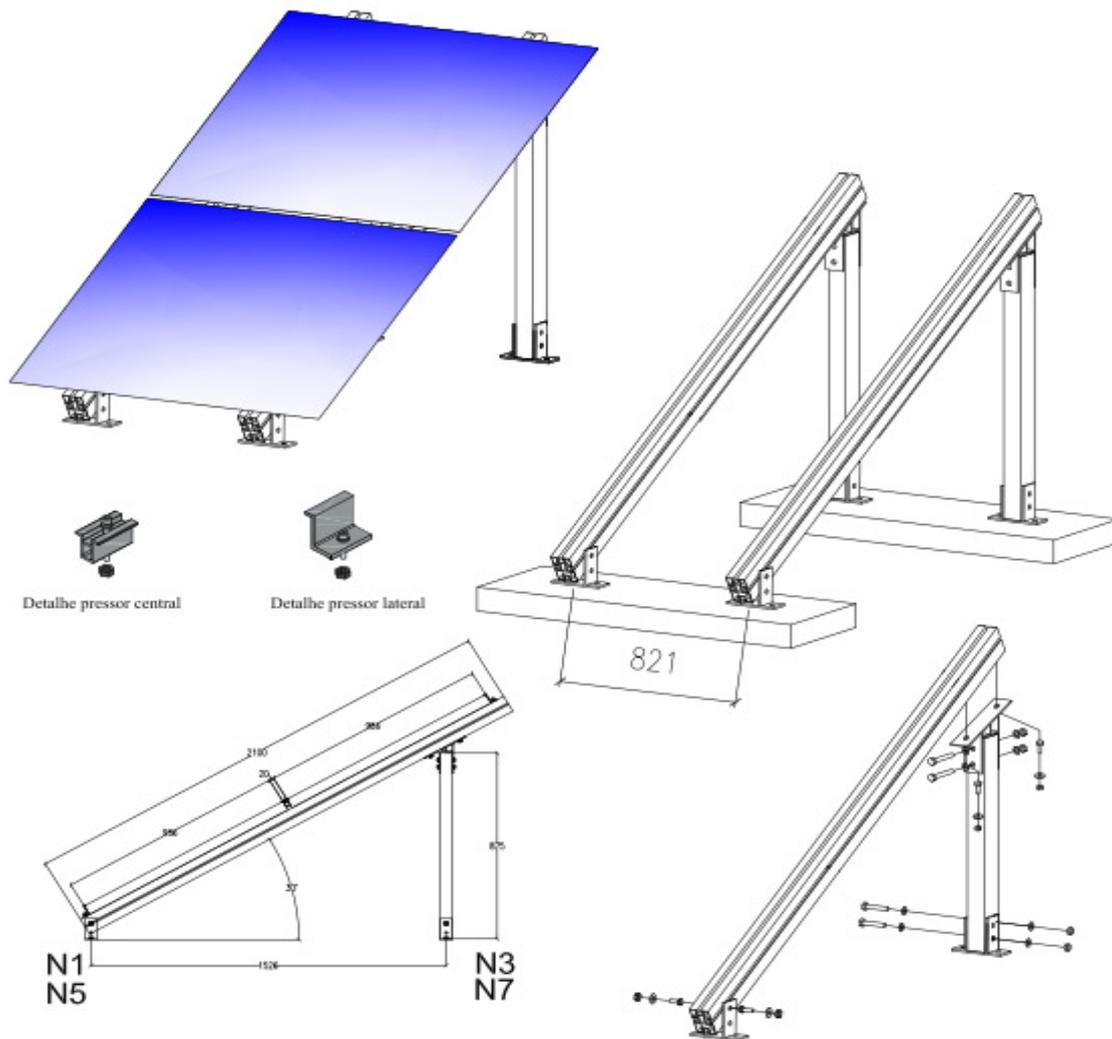


Figura 6.2 - Pormenor da Estrutura aplicada na Cobertura da FPS.

Foram montados os 288 painéis fotovoltaicos de 245Wp, tendo como exemplo a figura 6.3, distribuídos da seguinte forma:

- 12 *strings* com 19 painéis fotovoltaicos de 245 Wp
- 03 *strings* com 20 painéis fotovoltaicos de 245 Wp

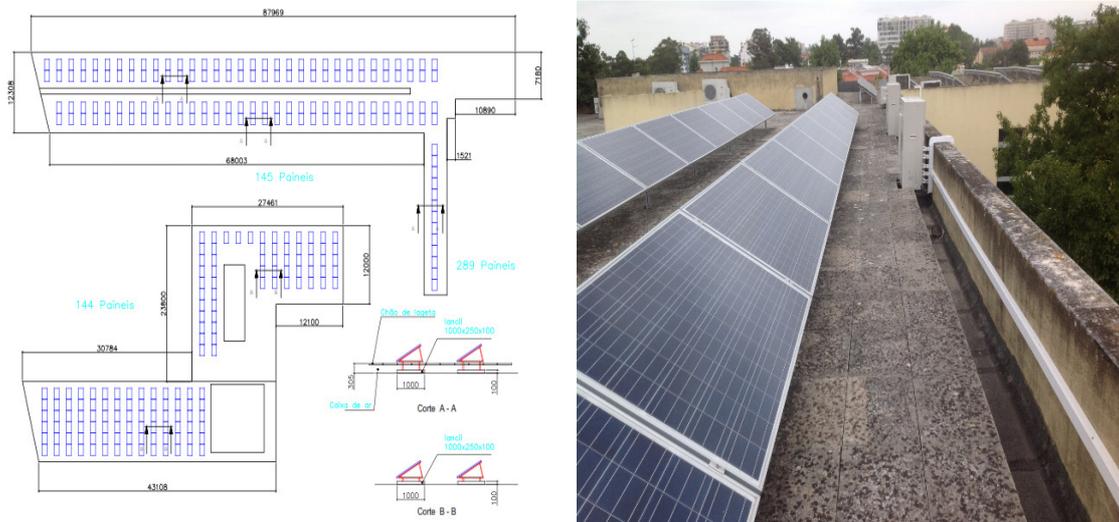


Figura 6.3 - Pormenor da Estrutura aplicada na Cobertura da FPS.

Parque Automóvel – Estrutura de Solo tipo Parking – 83.79 kWp:

Foram montadas 24 estruturas tipo parking como mostra a figura 6.4 em aço galvanizado a quente com tratamento de pintura epoxica para cobrir o parque automóvel, fixas a maciços de betão de 1500kg cada executados no solo:

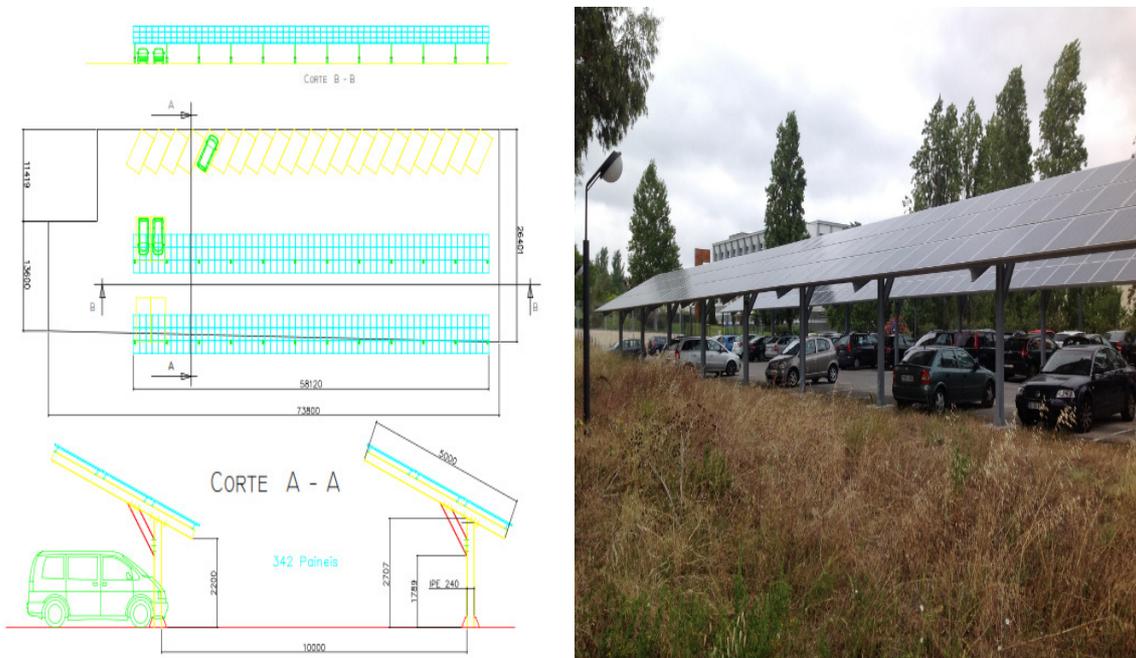


Figura 6.4 - Pormenor da Estrutura aplicada no Parking da FPS.

Foram montados os 342 painéis fotovoltaicos de 245Wp distribuídos da seguinte forma:

- 12 *strings* com 21 painéis fotovoltaicos de 245 Wp
- 02 *strings* com 22 painéis fotovoltaicos de 245 Wp
- 02 *strings* com 24 painéis fotovoltaicos de 245 Wp

Quadros DC Parciais com Proteção às Sobretensões

Foram aplicados 8 quadros parciais DC demonstrados na figura 6.5 equipados proteção de sobretensões.

- 07 Quadros parciais DC recebem 28 *strings* (56 cabos) – ou seja, 4 *strings* por quadro.
- 01 Quadros parciais DC recebem 3 *strings* (6 cabos) – ou seja, 3 *strings* por quadro.



Figura 6.5 - Localização dos QDC's no Parking da FPS.

Inversores de Rede DC/AC

Foram utilizados inversores CONERGY de duas potências.

- 7 Unidades de 15 Kw - IPG 15T
- 1 Unidades de 11 Kw - IPG 11T

Cada Inversor IPG 15T/11T é alimentado por um quadro parcial DC e recebe 1 única STRING desse mesmo quadro.



Figura 6.6 - Localização dos Inversores na Cobertura e no Parking da FPS.

Números de série dos equipamentos:

Tabela 6.2 - Números de Série dos Inversores.

Descrição	Nº Serie
Cobertura	
WR Conergy IPG 11 T IP65	1000061014332
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061002916
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061015365
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061014979
Parking	
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061014338
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061014962
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061014963
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061014980

Quadro Parcial AC do Inversor

Este quadro instalado a jusante dos inversores e a montante do QPAC Parking, recebe a energia produzida de cada inversor, existindo no total 8, 1 por cada inversor como mostra a figura 6.7:

- 1 Interruptor diferencial tetra polar de 25 A;
- 1 Disjuntores 3P+N 25A 10kA;

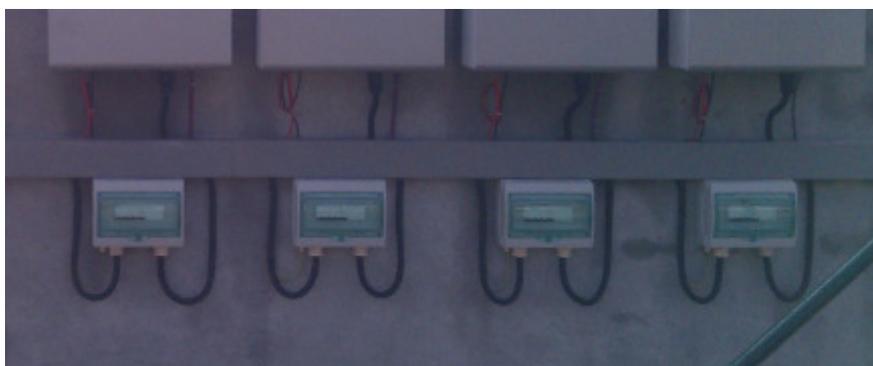


Figura 6.7 - Quadros Parciais por Inversor.

Quadro Parcial AC Parking e Edifício

Estes quadros instalados a jusante dos QPAC INV e a montante do QGBT MN, recebem a energia produzida de cada quadro parcial por inversor, funcionando como integradores de toda a energia produzida em cada zona da central fotovoltaica, existindo apenas dois, um para o parking apresentado na figura 6.8 e outro para a cobertura.

- 1 Interruptor diferencial 25 A – 300 mA Bipolar - sistema de monitorização;
- 1 Disjuntor bipolar de 16 A - sistema de monitorização;
- 1 Descarregadores de sobretensão 40kA;
- 4 Interruptores 3P+N 25ª para corte e seccionamento de cada Inversor;
- 1 Disjuntor Diferencial Tetrapolar de 160 A – Regulado para $I_N=125A$ e $\Delta I_N=300mA$ de proteção ao cabo que vai ao QGBT MN.



Figura 6.8 - Quadro Parcial AC Parking.

Quadro Geral de Baixa Tensão da Minigeração

Este quadro instalado a jusante dos QPAC Parking e Edifício e a montante do Ponto de Interligação como RESP, recebem a energia produzida de cada quadro parcial de zona, funcionando como integrador de toda a energia produzida nas duas zonas da central fotovoltaica, existindo apenas um como o exemplo da figura 6.9 no Posto de Transformação da Faculdade de Psicologia.

- 1 Descarregadores de sobretensão 40kA;
- 2 Corta Circuitos Fusíveis tipo gaveta, equipados com 3 fusíveis APC NH00 125A + faca de Neutro NH00 – um para cada QPAC parking e Edifício;
- 1 Corta Circuitos Fusíveis tipo gaveta, equipado com 3 fusíveis APC NH1 250A + faca de Neutro NH1 – Para proteger o cabo de interligação com a RESP;



Figura 6.9 - Quadro Geral de Baixa Tensão de Minigeração

Segurança e Sistema de Terra de Proteção

Toda a instalação de Minigeração de energia elétrica prevê que satisfaça os requisitos mínimos de segurança e padrões de qualidade, integrada e enquadrada com a instalação já existente. Tratando-se de edificações com sistemas fotovoltaicos, onde as pessoas realizam as suas atividades quotidianas, a existência destes tipos de sistemas não deve acarretar qualquer tipo de risco adicional a quem quer que seja pela sua proximidade ao sistema de miniprodução. O sistema tem um circuito de terras dedicado, na figura 6.10 é apresentado o cabo principal de terra (através de Piquets em Cobre) que foi interligado á terra de proteção do QGBT do edifício, num conceito de Terra Única, a Terra do QGBT está no sistema TT. A interligação foi executada no barramento de terras do QGBT, sendo possível realizar uma medição independente (apenas do circuito de terras da instalação PV).



Figura 6.10 - Terra de Proteção da Minigeração.

Foram realizadas as interligações das estruturas metálicas conforme exemplo da figura 6.11, caixilharia dos painéis PV, estrutura de suporte dos inversores, quadros DC, Barramento do quadro AC e todos os elementos metálicos instalados suscetíveis de contatos indiretos. Toda a Instalação tem à cabeça um dispositivo de proteção diferencial que garante a proteção de pessoas sempre que estas se encontrem sujeitas a um defeito.



Figura 6.11 - Interligação das terras com a estrutura.

Armário de Contagem de Energia Produzida

Este quadro ficou instalado dentro da Sala do Posto de Transformação.

Recebe a informação dos 3 TI's 250/5 A que estão instalados numa caixa ISM demonstrada na figura 6.12 e tem o seguinte equipamento:

- Contador de energia ITROM SL 7000 de contagem indireta na figura 6.13;
- Módulo de comunicação GSM para leitura remota do distribuidor na figura 6.13;



Figura 6.12 - Caixa ISM.



Figura 6.13 - Caixa de Contagem DMA-C17-510/N da EDP.

Sistema de Monitorização

A instalação está equipada com um sistema monitorização remota Conergy VisionBox.

Este sistema de monitorização tem como principais funções:

- Monitorizar o estado de funcionamento dos 8 inversores em paralelo.
- Monitorizar os principais parâmetros de energia (Potência, Tensão, Intensidade, Rendimento).
- Importação de dados via USB.
- Acesso remoto.
- Protocolo Ethernet.

Faculdade de Psicologia - Parking (1001440003824)

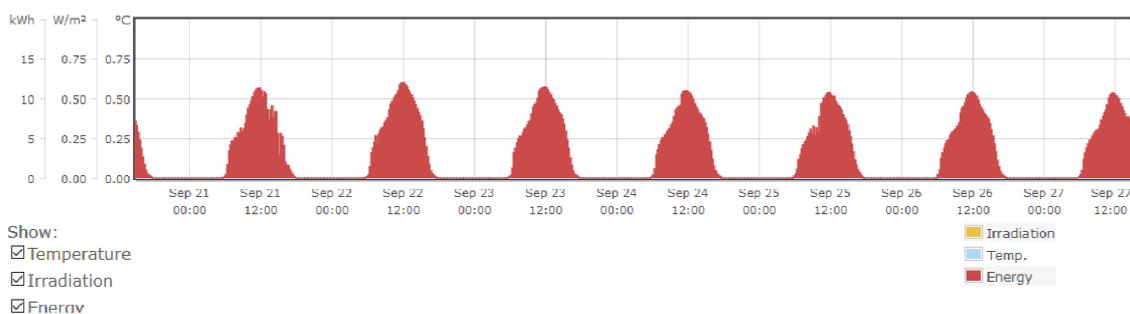


Figura 6.14 - Gráfico de Produção do Parking.

Faculdade de Psicologia - Edifício (1001440003890)

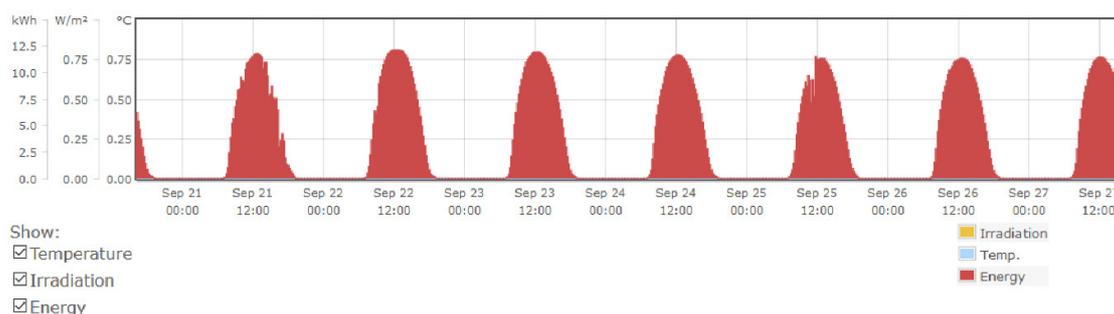


Figura 6.15 - Gráfico de Produção da Cobertura.

6.1.3. Caracterização Do Ponto De Interligação Com A RESP

A instalação de Minigeração ficará conectada à RESP através do PT de consumo da Faculdade de Psicologia, sendo que o ponto de interligação como se pode ver na figura 6.16, é fisicamente executado no barramento secundário (baixa tensão) do transformador a montante dos TI's de contagem do consumo. A interligação garante as condições técnicas de ligação à rede de distribuição conforme o disposto no Regulamento de Rede de Distribuição e proteções ao nível da Interligação, de acordo com o especificado no Guia Técnico das Instalações da Produção Independente de Energia Elétrica. As proteções de máximo e mínimo de tensão e de frequência estabelecidos no Regulamento de Rede de Distribuição são assegurados pelos inversores que garantidamente fazem parte da lista de equipamentos publicada no portal “renovaveisnatura”. Foi adotada a Solução 9 das Soluções de Ligação à Rede (LRMini V01 06/2011) publicadas no portal “renovaveisnatura”.



Figura 6.16 - Pormenor do Ponto de Interligação.

6.1.4. Anomalias Verificadas

Após alguns dias da entrada em funcionamento da Central fotovoltaica, foram verificadas algumas saídas de serviço de alguns setores da central fotovoltaica de minigeração. Após várias visitas técnicas para reposição do serviço, foram registadas as seguintes anomalias:

- Disparo dos dispositivos de proteção diferencial;
- Disparo dos Disjuntores principais dos QPAC edifício e Parking;
- Atraso no arranque de alguns inversores de injeção na RESP;

De forma a identificar a origem de cada anomalia, foram sendo tomadas medidas de correção da instalação prevendo que os equipamentos de proteção poderiam estar subdimensionados, sendo tomadas as seguintes medidas:

- Substituição dos dispositivos de proteção diferencial por outros com menor sensibilidade;
- Aumento do calibre dos disjuntores;
- Alteração da Curva de disparo para disjuntores de curva D;
- Separação das terras de proteção;

Após as medidas adotadas, as anomalias continuaram a existir, levando a que a necessidade analítica aumentasse para um nível mais pormenorizado, de tal forma que instalamos um analisador de energia no QGBT da Minigeração conforme se verifica na figura 6.17 de forma a analisar a Qualidade da Energia no ponto de interligação com a RESP.



Figura 6.17 - Instalação do Analisador de Energia.

Ficha Técnica da Medição:

Tabela 6.3 - Descrição dos Equipamentos de medição utilizados na análise da Qualidade de Energia.

Entidade Executante	
Equipa Técnica	Carlos Silva

Equipamentos de Medição				
Designação	Marca	Modelo	Número de Série	Data de Calibração
Analizador de Energia	HT Instruments	PQA 824	13041639	18/09/2013
Pinça Amperimétrica	Fluke	381	16560029	30/02/2014
Data Logger	Conergy	VisionBox	1001440003824 e 1001440003890	N/A
Medidor Multifunções	Testo	435-4	0635.9540	22/11/2013
Sonda de Temperatura	Testo	NTC	0635.9544	N/A

Período de Análise			
Data de Início	Condições Climatéricas	Data de Fim	Condições Climatéricas
01/08/2014	Céu Pouco Nublado	07/08/2014	Encoberto com períodos de chuva

Na medição efetuada foram registadas várias anomalias com capacidade para provocar as avarias registadas nesta instalação:

É possível ver na figura 6.18 picos de corrente no neutro, indiciando a presença de harmónicos de corrente no condutor de neutro:

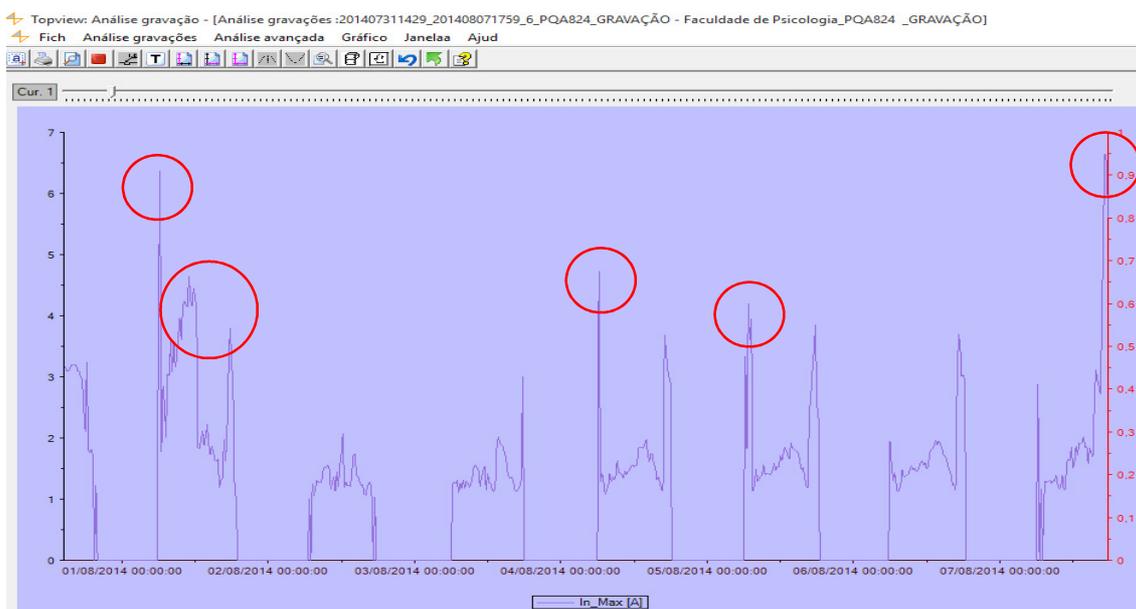


Figura 6.18 - Picos de corrente no condutor de neutro.

A presença de picos de corrente no neutro indiciam a existência de uma distorção harmónica da corrente acentuada como mostra a figura 6.19:

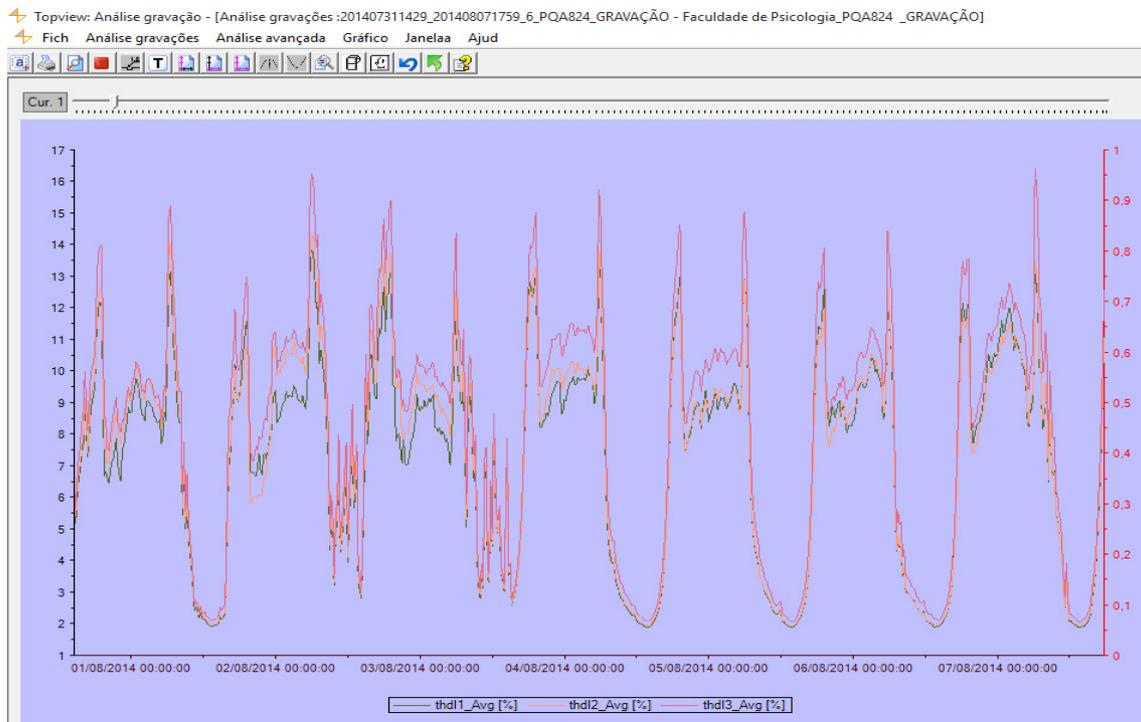


Figura 6.19 - Taxa de Distorção Harmónica nos condutores de fase.

Sendo que a distorção harmónica registada é resultante da presença dos harmónicos de 3.^a, 5.^a e 7.^a ordem como mostra a figura 6.20, 6.21 e 6.22:

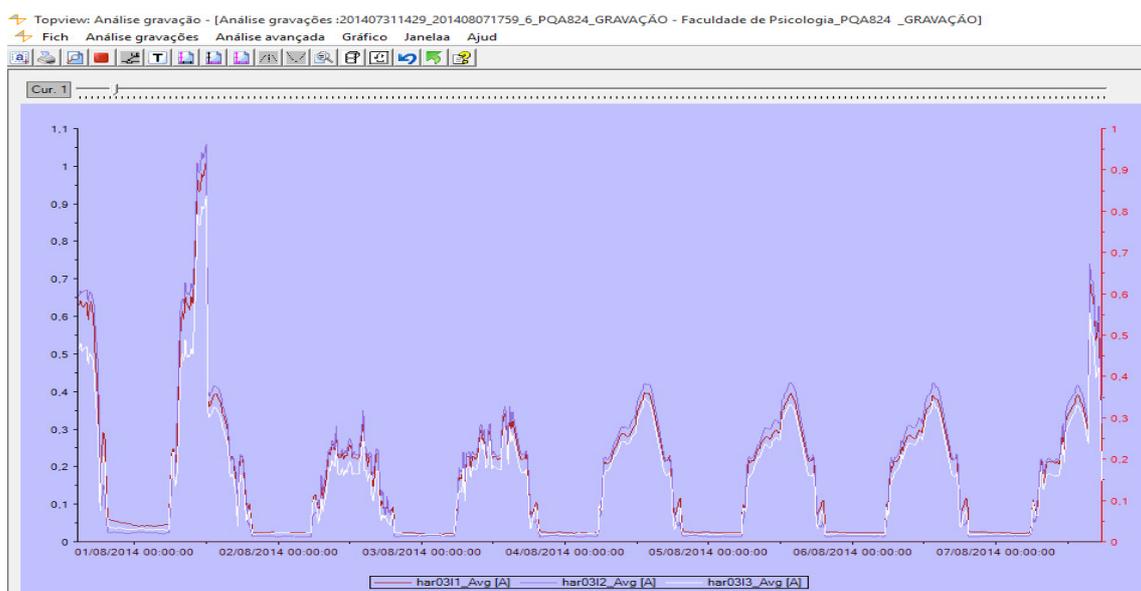


Figura 6.20 - Harmónicos de 3.^a ordem nos condutores de fase.

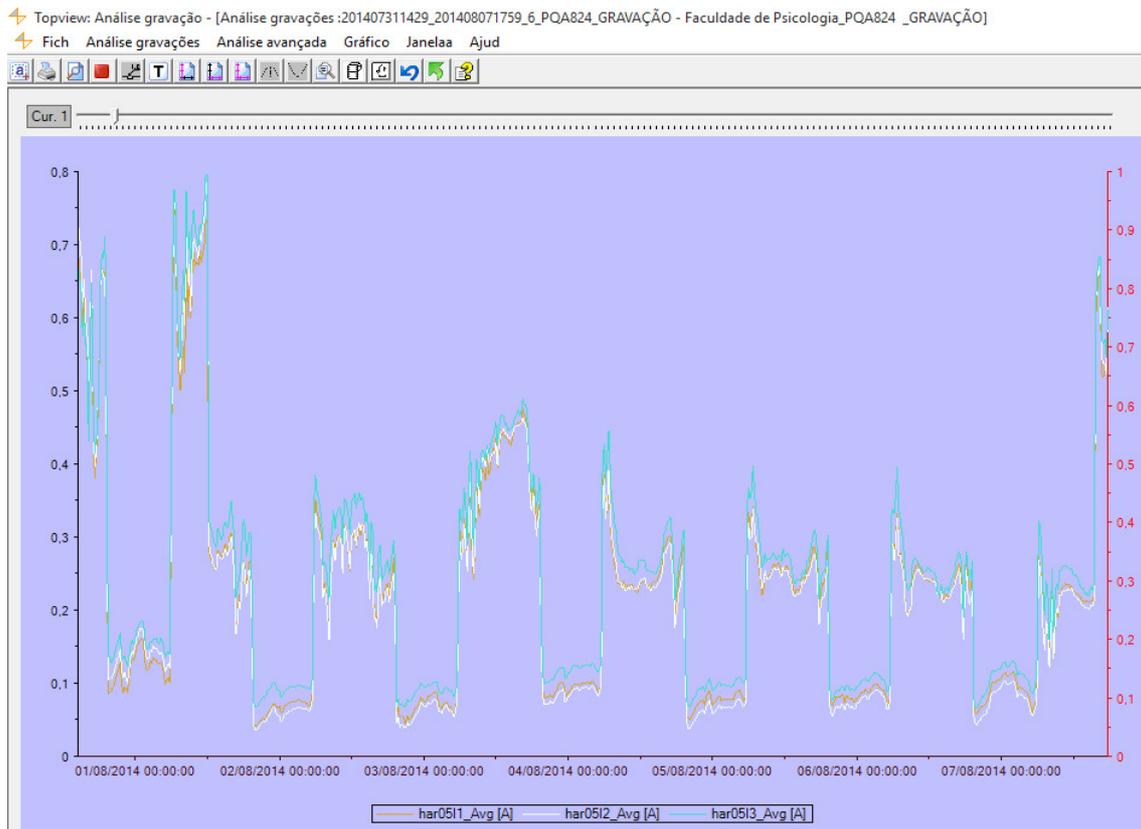


Figura 6.21 - Harmônicos de 5.^a ordem nos condutores de fase.

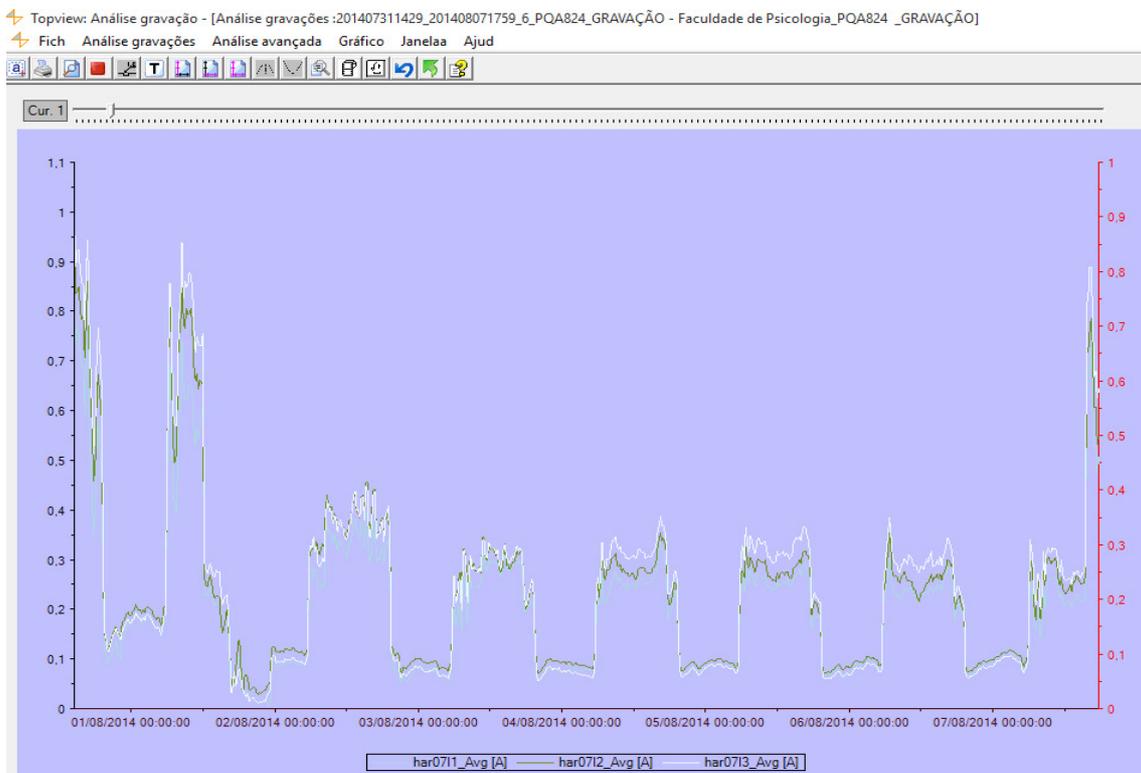


Figura 6.22 - Harmônicos de 7.^a ordem nos condutores de fase.

No entanto, a distorção harmónica no neutro como mostra a figura 6.23 é bastante mais preocupante, visto que apresenta valores elevadíssimos:

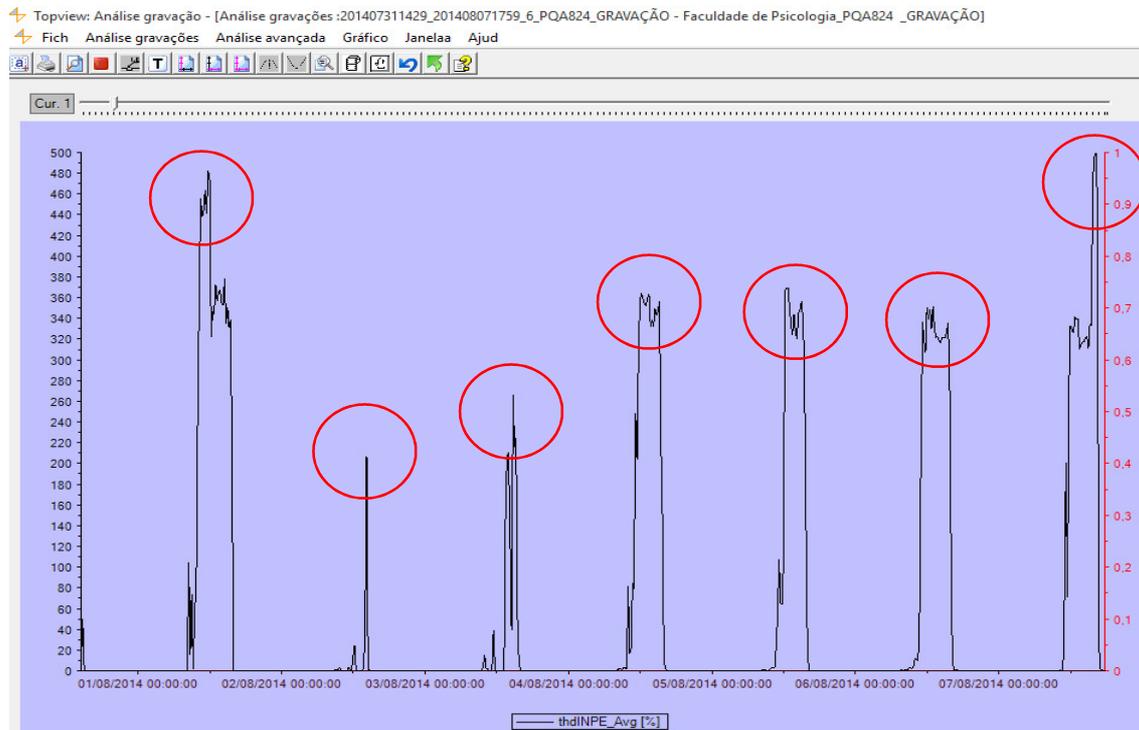


Figura 6.23 - Taxa de Distorção Harmónica no condutor de neutro.

A distorção harmónica verificada entre neutro e terra é resultante da presença de harmónicos múltiplos de 3, na figura 6.24 representam-se os harmónicos de 3.^a, 6.^a e 9.^a ordem registados no neutro:

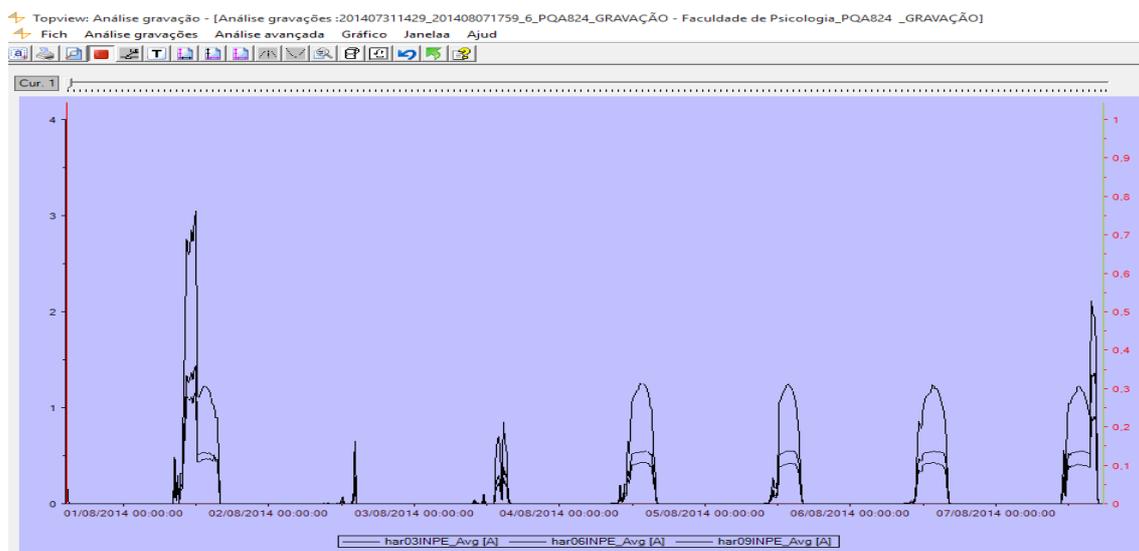


Figura 6.24 - Harmónicos de múltiplos de 3 no condutor de neutro.

O registo de tensão homopolar, como mostra a figura 6.25, verificado nesta instalação é mais uma prova da presença acentuada de harmónicos múltiplos de 3, tornando evidente a causa das anomalias verificadas:

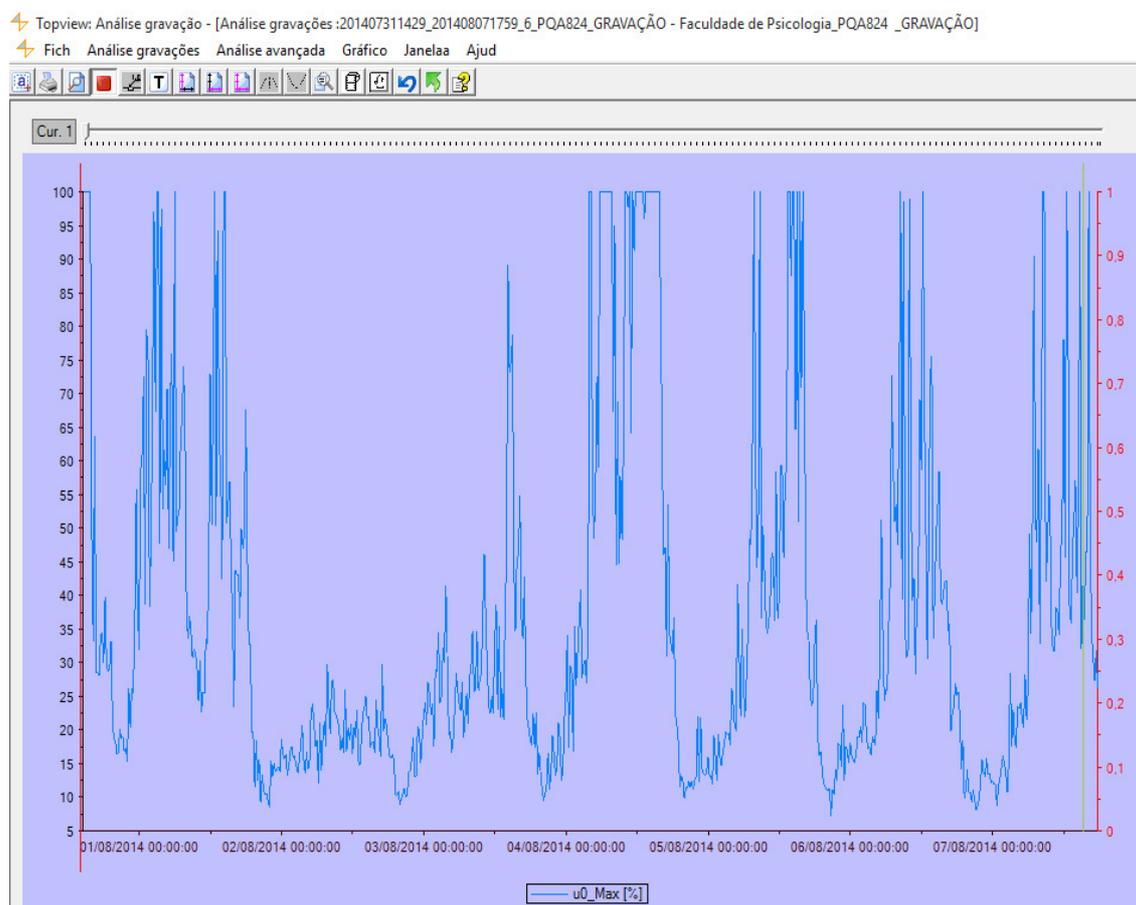


Figura 6.25 - Tensão Homopolar.

A presença de tensão homopolar significa que a instalação é predominante em cargas monofásicas não lineares provocando em vários momentos desfasamento zero entre fases.

Relação Causa Efeito

Após a medição efetuada, foram feitas análises aos eventos mais críticos registados pelo analisador de energia para depois verificar o funcionamento da central fotovoltaica em função desses mesmos eventos, como tal, para o evento mais crítico registado no dia 01 de Agosto de 2014 às 11h44m representado na figura 6.27, com um valor de THDI igual a 482.10% da fundamental, verificou-se o disparo dos disjuntores de proteção dos QPAC

Edifício e Parking provocando a saída de serviço da central fotovoltaica como mostra a figura 6.26.

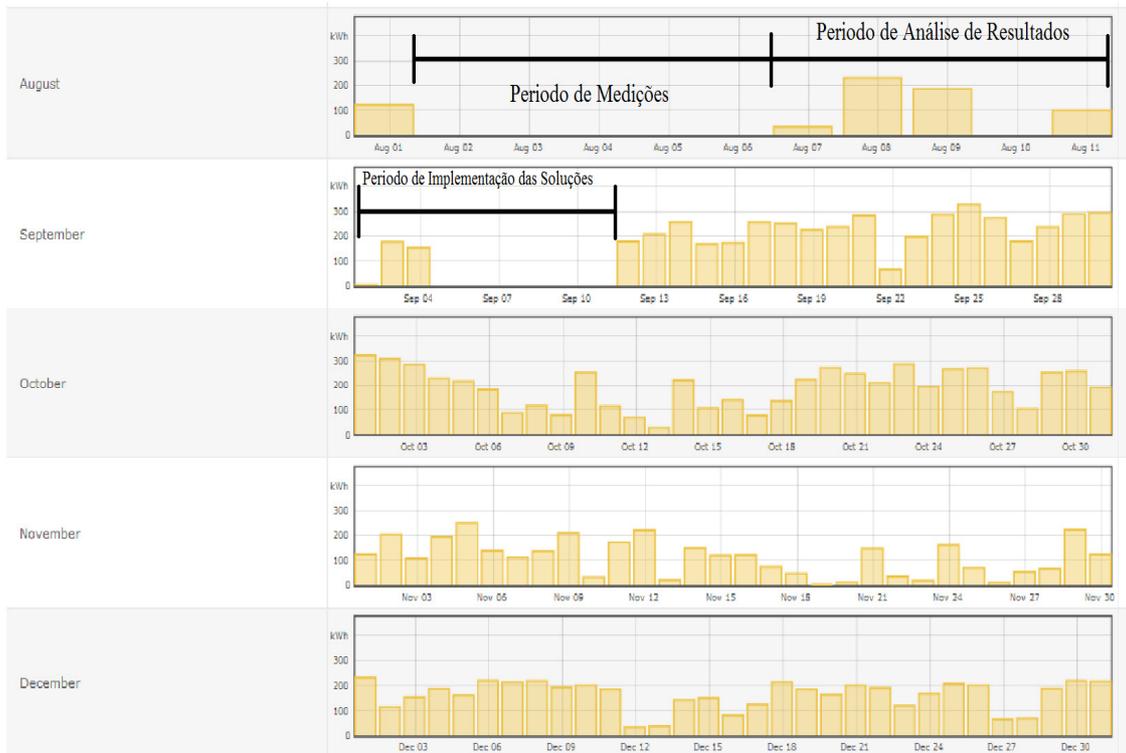


Figura 6.26 - Registo das Saídas de serviço da Central fotovoltaica.

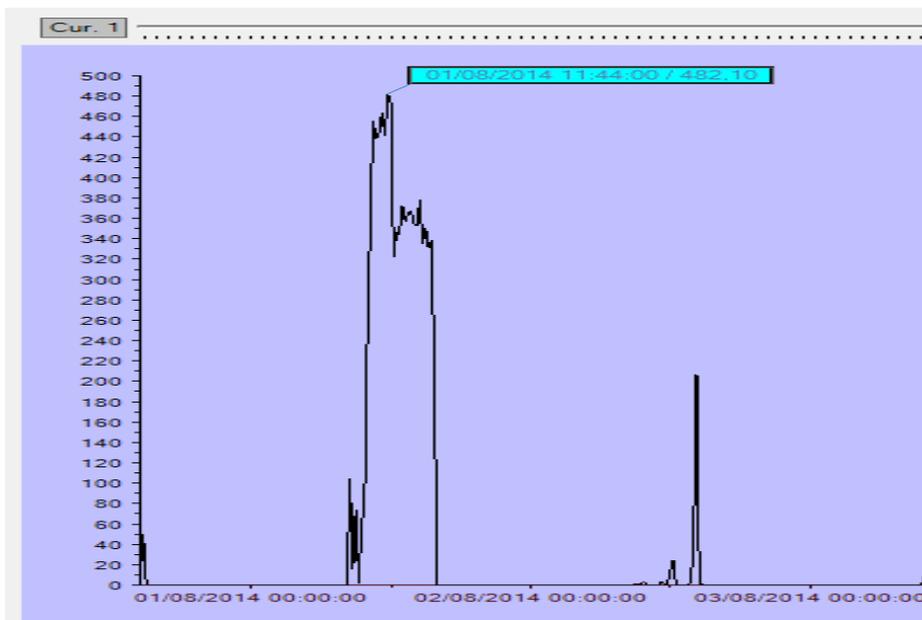


Figura 6.27 - Pico de corrente harmónica no condutor de neutro.

Após a análise dos registos do sistema de monitorização da central fotovoltaica, é possível relacionar o evento do pico da distorção harmónica com a saída de serviço da central fotovoltaica que ocorreu no dia 01 de Agosto de 2014 verificando-se no gráfico acima a falta de produção entre o momento em que ocorreu o pico de THDI e o momento em que finalizamos a medição e reativamos a central fotovoltaica. Foi possível comprovar que sem a central fotovoltaica em funcionamento, a THDI embora mais baixa, manteve-se com valores demasiado elevados, levando a concluir que a presença de uma central fotovoltaica de minigeração numa instalação de consumo portadora de poluição harmónica, agrava essa mesma poluição harmónica sendo no entanto a central fotovoltaica a mais afetada pela THDI.

Foi registado ainda um fator amplificador da THDI na instalação de consumo, que mesmo em instalações sem central de produção associada no ponto de interligação, conforme referido em capítulos anteriores, a compensação de energia reativa deficiente como mostra a figura 6.28, na presença de harmónicos, cria um circuito ressonante amplificando ainda mais a distorção harmónica. Foi então registado o seguinte valor de fator de potência:

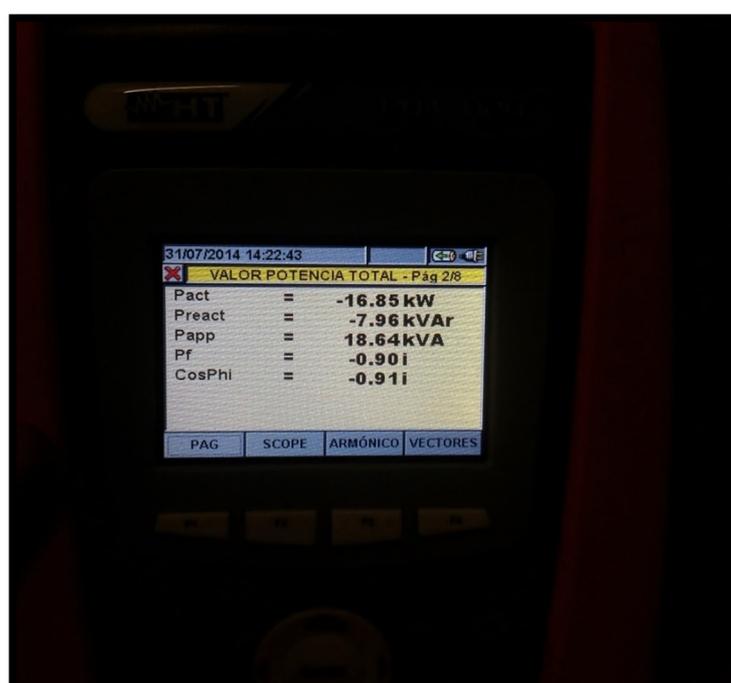


Figura 6.28 - Registo da Compensação da Energia Reativa.

6.1.5. Consequências Técnico-Econômicas

De uma forma geral, as anomalias registradas têm impacto na exploração da central fotovoltaica, quer ao nível da durabilidade dos equipamentos, quer ao nível da energia vendida à rede, provocando avultados prejuízos financeiros. Sendo uma central fotovoltaica de minigeração uma aplicação de caráter financeiro, o objetivo é um retorno rápido do investimento, no entanto, com a ocorrência das anomalias registradas, os gastos adicionais em correções e falta de produção, aumentam o tempo de retorno do investimento em largos meses causando desvios bastante significativos no plano de recuperação do investimento.

Para o caso prático em questão, quantificamos primeiramente o tempo de não produção, seguidamente equipamentos de substituição e por fim deslocações para reposição de serviço.

Tempo de Não Produção

Segundo o portal de monitorização Remota demonstrado nas figuras 6.29, 6.30 e 6.31, desde o arranque da instalação até à data da instalação do Analisador de Energia foram registados os seguintes Dias de não Produção:

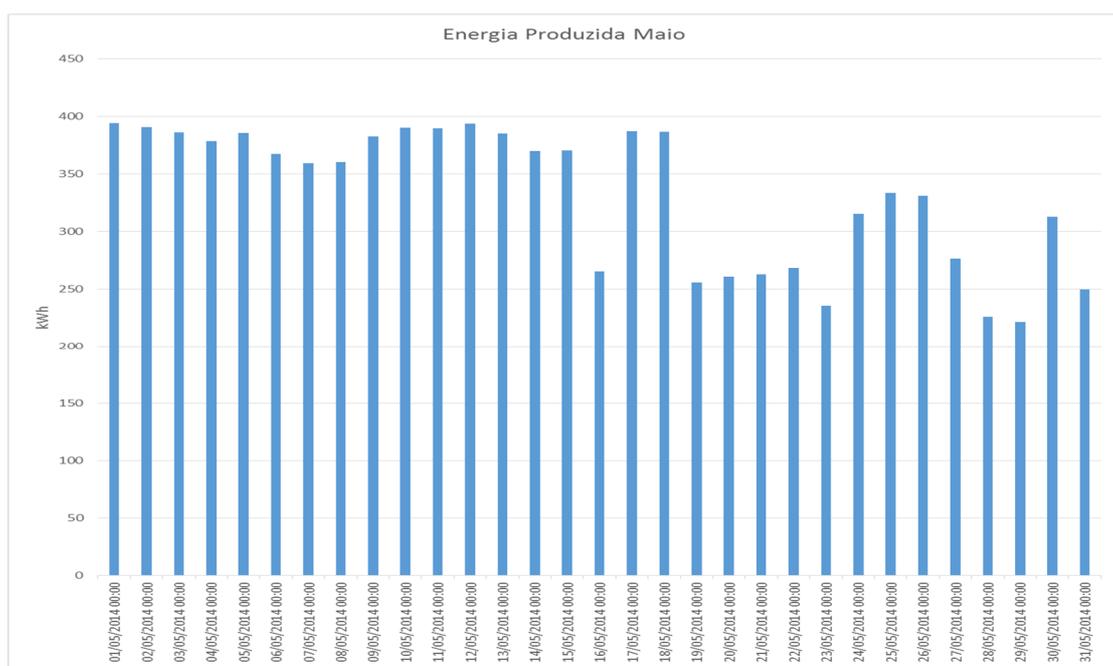


Figura 6.29 - Produção diária registada no mês de Maio de 2014.

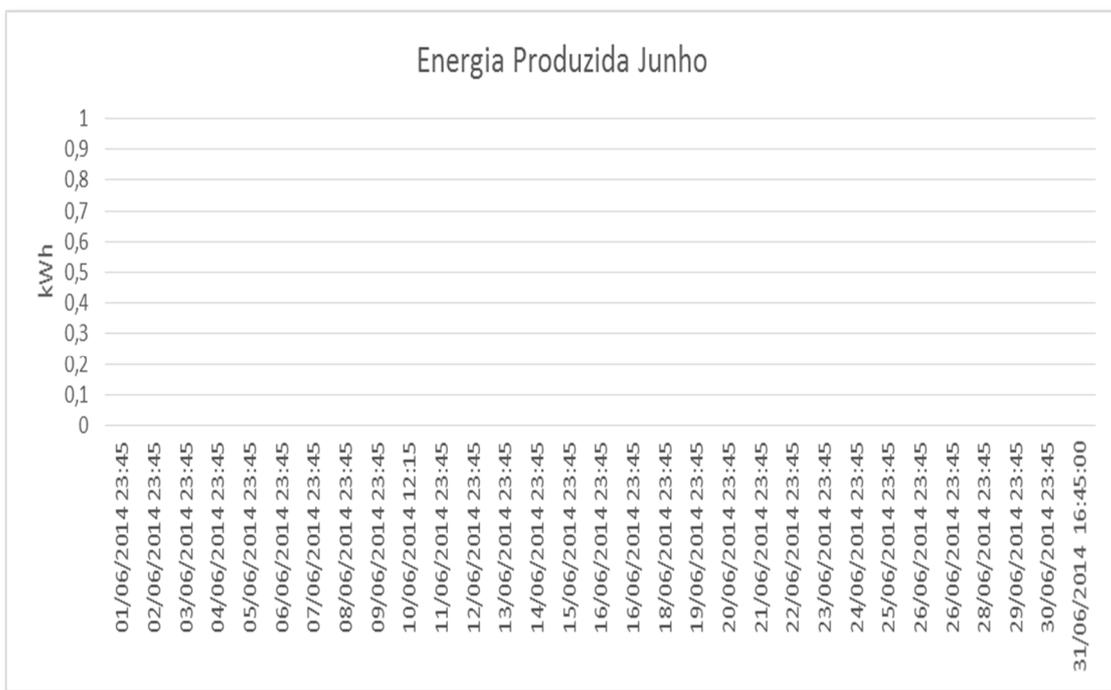


Figura 6.30 - Produção diária registrada no mês de Junho de 2014.

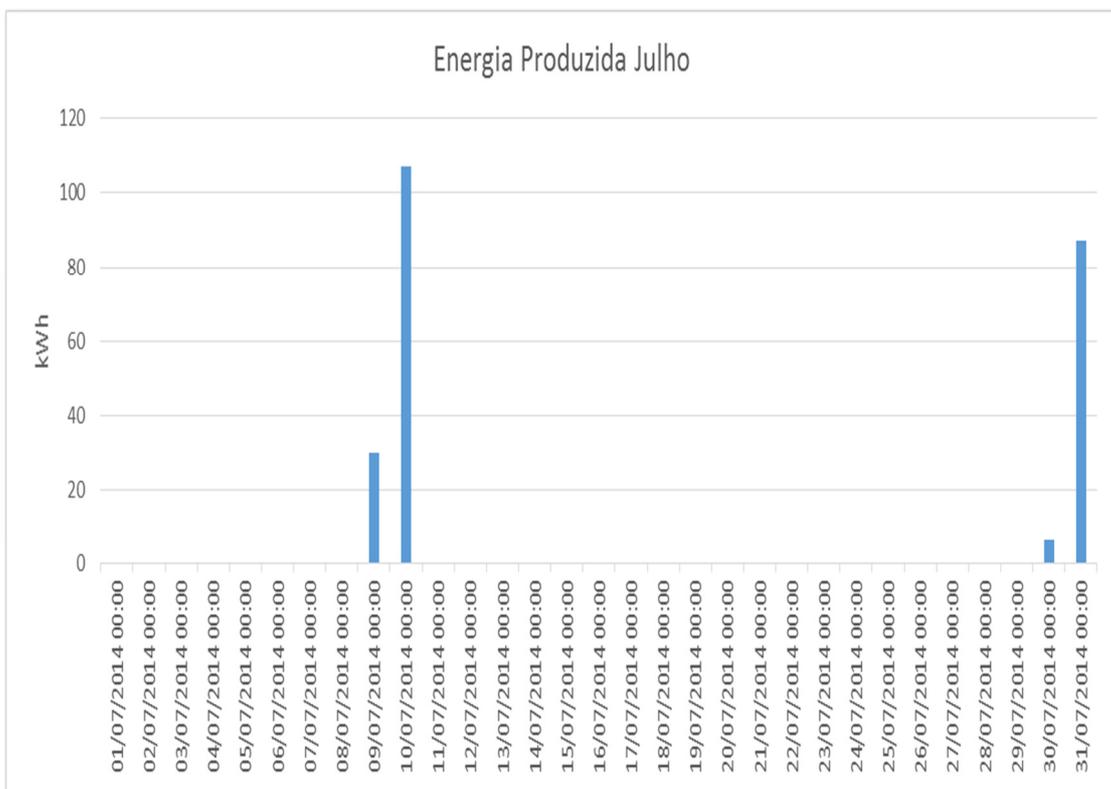


Figura 6.31 - Produção diária registrada no mês de Julho de 2014.

Após a instalação do Analisador de Energia, foram registados os seguintes dias de não produção:

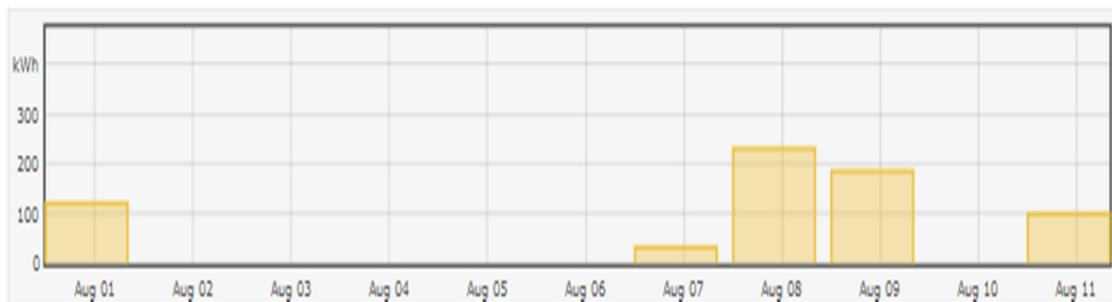


Figura 6.32 - Produção diária registada no mês de Agosto de 2014.

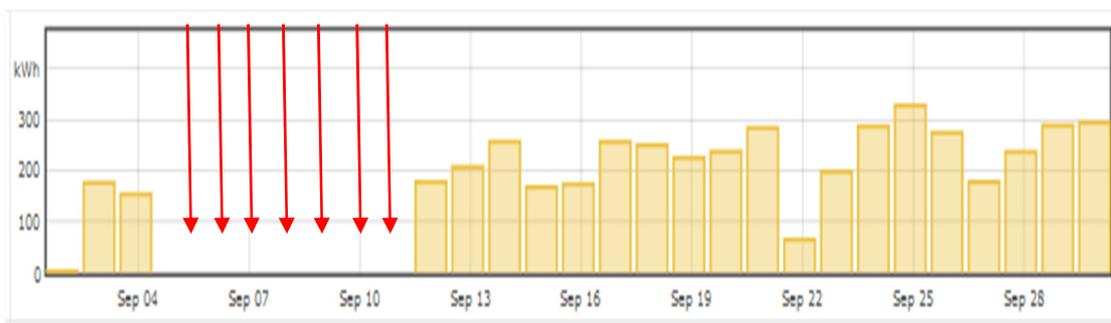


Figura 6.33 - Produção diária registada no mês de Setembro de 2014.

Na tabela 6.4 apresenta-se o resumo de dias de não produção:

Tabela 6.4 - Dias de Não Produção por mês.

Mês	N.º de Dias de Não Produção
Maio	0
Junho	30
Julho	27
Agosto	26
Setembro	7
TOTAL	90

Quantificados os dias de Não Produção apresentados na tabela 4, para calcular o prejuízo financeiro, é necessário consultar a tabela de produção prevista que serviu de base de cálculo ao investimento. Essa tabela é conseguida através de um software de cálculo, o PVGYS, que tem como suporte a base de dados de radiação da União Europeia sendo um dos quais as entidades bancárias reconhecem como fiável credível. A tabela 6.5 fornecida pelo PVGYS mostra a previsão diária de produção, mensal e anual estimada para as características do sistema introduzido. Para este caso Prático apresenta-se a seguinte tabela:

Tabela 6.5 - Produção Estimada por Mês durante um ano.

PVGIS estimates of solar electricity generation				
Location: 38°45'8" North, 9°9'18" West, Elevation: 85 m a.s.l.,				
Solar radiation database used: PVGIS-classic				
Nominal power of the PV system: 70.5 kW (crystalline silicon)				
Estimated losses due to temperature and low irradiance: 15.2% (using local ambient temperature)				
Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.8%				
Other losses (cables, inverter etc.): 9.8%				
Combined PV system losses: 25.6%				
Fixed system: inclination=30°, orientation=20°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	180.00	5590	3.26	101
Feb	197.00	5510	3.63	102
Mar	282.00	8740	5.29	164
Apr	282.00	8460	5.38	161
May	314.00	9740	6.03	187
Jun	331.00	9940	6.50	195
Jul	342.00	10600	6.75	209
Aug	336.00	10400	6.66	207
Sep	300.00	9000	5.89	177
Oct	248.00	7670	4.72	146
Nov	175.00	5250	3.28	98.5
Dec	163.00	5040	2.98	92.4
Yearly average	263	8000	5.04	153
Total for year		95900		1840
E_d : Average daily electricity production from the given system (kWh)				
E_m : Average monthly electricity production from the given system (kWh)				
H_d : Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m ²)				
H_m : Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m ²)				
PVGIS © European Communities, 2001-2012				
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged				
See the disclaimer here				

Pela tabela 6.5 que apresenta a produção prevista, apresentam-se os seguintes cálculos e resultados para as perdas financeiras por não produção:

Tabela 6.6 - Perdas Financeiras (€).

Mês	N.º de Dias de Não Produção	Produção Estimada/Dia (kWh)	Produção Estimada Perdida/Mês (kWh)	Tarifa Contratada (€/kWh)	Produção Estimada Perdida/Mês (€)
Maio	0	314	0	0,2499 €	0,00 €
Junho	30	331	9930		2 481,51 €
Julho	27	342	9234		2 307,58 €
Agosto	26	336	8736		2 183,13 €
Setembro	7	300	2100		524,79 €
TOTAL	90	Total Não Produção (MWh)	30		7 497,00 €

Segundo a tabela 6.5, no total de um ano, a produção prevista seria de 95.9 MWh que traduzido em valor monetário daria 23750€.

Posto isto, as perdas por não produção neste caso prático significam cerca de 31% do valor anual estimado conforme apresenta a tabela 6.6.

Equipamento substituído e/ou adicionado

Durante a fase de ocorrência das anomalias anterior ao período de análise com o analisador de energia foram tomadas medidas de correção com o intuito de resolver os sintomas detetados, no entanto sem qualquer efeito prático (confirmado após a análise levada a cabo com analisador de energia), foram instalados equipamentos de proteção descritos na tabela 6.7, com características distintas dos instalados inicialmente, equipamentos esses que tiveram um custo, custo esse, que deve ser considerado como

penalização da rentabilidade da instalação visto que a sua aplicação não se traduziu em benefícios práticos por não ter sido a solução para o Problema.

Tabela 6.7 - Custo dos Equipamentos de Substituição (€).

Mapa de pedido de materiais			Qty	Preço Unit.(€)	TOTAL	
3	Designação				Unid.	Preço Total (€)
3.239	Disjuntor 4P 125A C 15kA 6M da Hager	HMD499	1	481	un	481,00 €
3.253	Inter. dif. 4P 25A 300 mA tipo AC 2M da Hager	CDC425A	8	84,38	un	675,04 €
3.255	Inter. dif. 4P 125A 500 mA tipo AC 6M da Hager	CGC490F	1	421,09	un	421,09 €
					TOTAL	1 577,13 €

Relacionando este valor com o rendimento anual, o valor gasto em equipamento tem um peso de 6.65%.

Deslocações e mão-de-obra

Para reposição de serviço e instalação das medidas de correção da central fotovoltaica após cada evento de saída de serviço, foi necessário deslocar equipas técnicas, como tal, também este é um custo associado às anomalias registadas, como tal, apresenta-se na tabela 6.8 os custos de cada uma das deslocações:

Tabela 6.8 - Custo das Deslocações e Mão-de-obra (€).

Mapa de Deslocações			
Ordem	Data Evento	Data Intervenção	Preço Total (€)
1.º	01/06/2014	09/07/2014	150,00 €
2.º	11/07/2014	30/07/2014	250,00 €
3.º	02/08/2014	07/08/2014	150,00 €
4.º	12/08/2014	01/09/2014	150,00 €
5.º	05/09/2014	12/09/2014	150,00 €
TOTAL			850,00 €

Relacionando este valor com o rendimento anual, o valor gasto em equipamento tem um peso de 3.6%.

No total o impacto das anomalias registadas neste caso prático foi de cerca de 42% do rendimento anual estimado conforme se apresenta na tabela 6.9:

Tabela 6.9 - Impacto Financeiro (€).

Penalizações	Custo (€)	Rendimento Estimado (€)	Peso Parcial (%)	Total de Perdas (€)	Total de Perdas (%)
Não Produção	7 497,00 €	23 750,00 €	31,57%	9 924,13 €	41,79%
Equipamentos	1 577,13 €		6,64%		
Mão-de-obra	850,00 €		3,58%		

O impacto financeiro das anomalias verificadas neste caso prático é bastante expressivo, sendo que pela análise da figura 34, são os dias de não produção o fator de maior expressão no global dos custos.

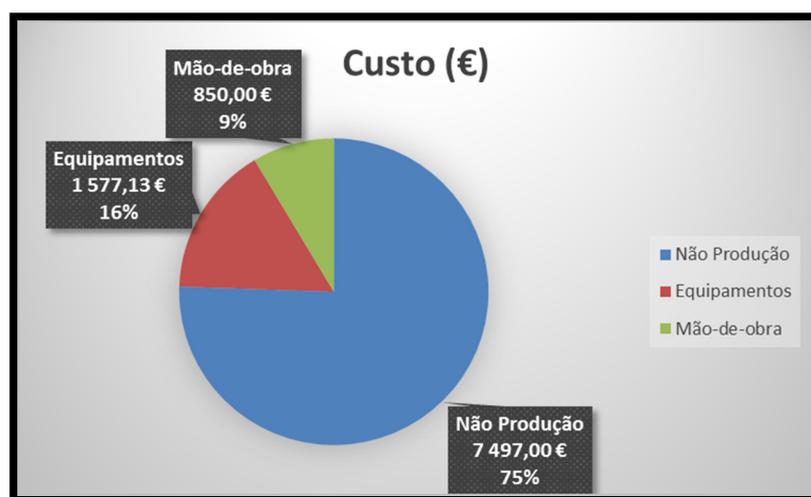


Figura 6.34 - Impacto Relativo.

6.1.6. Soluções

Após a análise detalhada da origem das anomalias registadas, procedemos ao estudo de soluções possíveis para garantir a continuidade de serviço da central fotovoltaica de forma a causar o menor impacto possível quer ao nível técnico quer ao nível financeiro, visto que o prejuízo financeiro até ao momento já apresentava valores elevadíssimos.

Soluções Possíveis

- Aplicação de um filtro de harmónicos no ponto de interligação – a instalação de um filtro de harmónicos exige um estudo exaustivo da instalação na procura dos equipamentos causadores, exige o investimento de alguns milhares de euros na aquisição do filtro e na sua instalação, não obstante, a instalação e o dimensionamento do filtro, caso a instalação de consumo sofra alterações ao longo do tempo, o dimensionamento do filtro deixa de ser válido, sendo portanto um risco demasiado elevado e dispendioso para ser considerado como solução.
- Agrupar as cargas poluidoras em circuitos independentes – esta solução obriga a grandes mudanças na instalação de consumo, o que se torna demasiado complexo nesta instalação em causa visto ser antiga e estar completamente desconfigurada relativamente à configuração inicial, sendo quase impossível a sua perceção.
- Instalação de transformador especial à medida para eliminar determinadas ordens de harmónicos – possui um grau de flexibilidade limitado em caso de crescimento da instalação de consumo. Custo bastante elevado visto ser um equipamento construído à medida.

Embora existam várias soluções para eliminar ou reduzir o impacto das anomalias, na sua maioria são excessivamente dispendiosas, de implementação complexa e sem garantias de sucesso a médio prazo, de tal forma que foi adotada uma solução de resolução rápida e de baixo custo e mantendo a instalação protegida.

Solução Adotada

Após análise das possibilidades, foi necessário encontrar um equipamento de proteção capaz de cumprir a mesma função do disjuntor mas sem circuito magnético, visto que o disjuntor disparava intempestivamente devido aos picos de harmónicos no neutro que faziam atuar o circuito magnético do disjuntor, como tal o disjuntor foi substituído por um corta circuitos fusível com fusíveis do mesmo calibre e do tipo aM (curva de fusão lenta). Apesar da Abertura homopolar das 3 fases e do neutro, o corta circuitos fusível apenas contempla fusíveis nas 3 fases, sendo que no neutro é instalado um “shunt” de secção capaz de suportar a corrente máxima admissível do aparelho, garantindo desta forma que não acontecem saídas de serviço intempestivas.

Através da figura 6.35 é possível verificar que a instalação deixou de ter saídas de serviço frequentes:

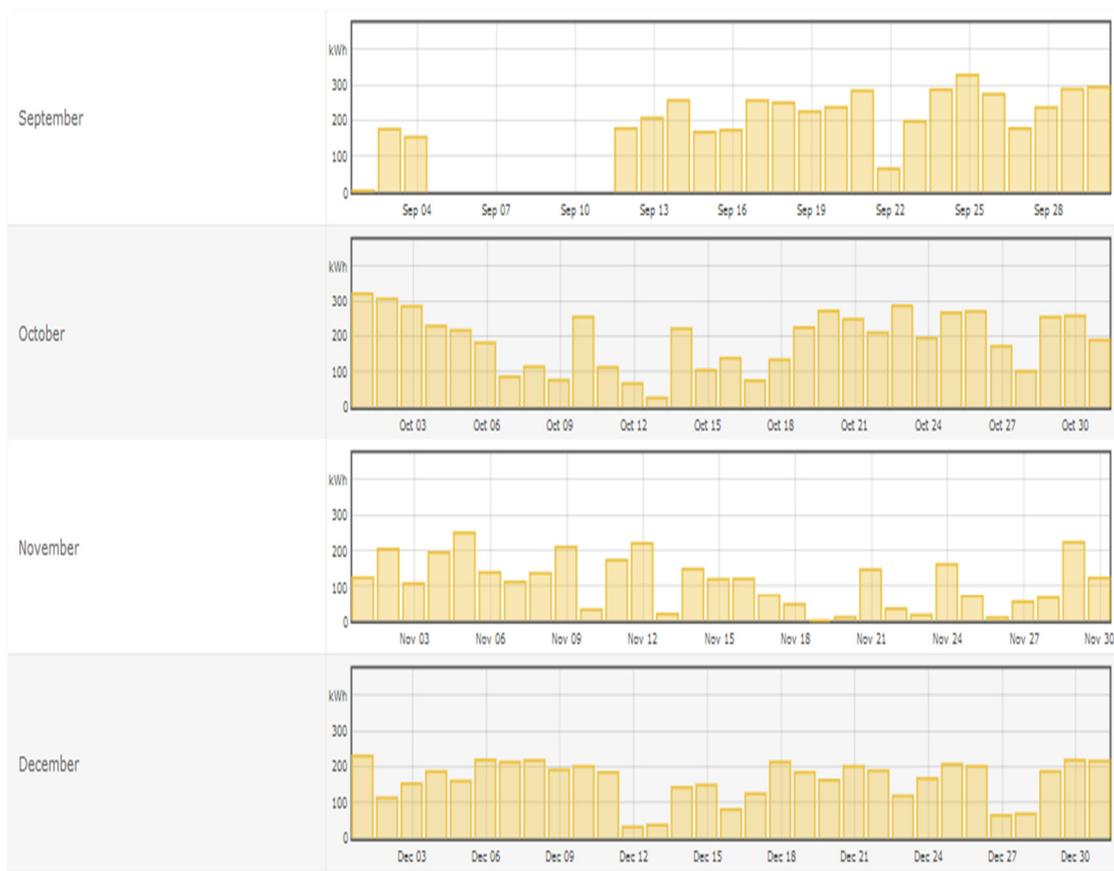


Figura 6.35 - Registo de Funcionamento da Central Fotovoltaica.

É possível comprovar que até ao final do ano de 2014, não foi registada nenhuma saída de serviço, comprovando o sucesso da solução adotada, mantendo-se o mesmo sucesso no primeiro semestre de 2015.

No entanto, durante a ação de manutenção preventiva anual, foi medida a resistência de isolamento do cabo de injeção na RESP de forma a confirmar o estado de conservação e segurança do mesmo, e foi verificado um decréscimo do valor de isolamento do cabo em cerca de metade do valor mínimo exigido, 115.9 M Ω como se verifica na figura 6.36, quando deveria ser superior a 250 M Ω , indiciando um envelhecimento precoce do mesmo, de tal forma que foi imprescindível a substituição do cabo por um novo de secção superior.

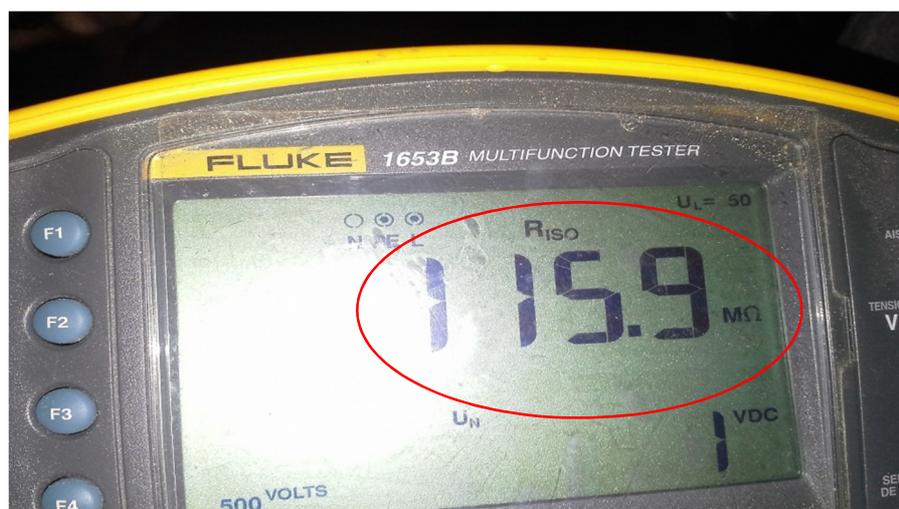


Figura 6.36 - Registo da Resistência de Isolamento do Cabo de Injeção na RESP.

Existe ainda mais uma medida a tomar que reduziria o impacto dos harmónicos na central fotovoltaica, que seria a reconfiguração ou substituição da bateria de condensadores, no entanto, tal medida depende apenas do explorador da instalação de consumo não podendo ser levada em conta como primeira opção.

6.2. Caso Prático N.º 2 – Indústria Metalomecânica Pesada

Este caso prático tem como particularidade o facto de ser o primeiro deste tipo e para resolução ou redução das anomalias depende obrigatoriamente do distribuidor. No entanto a quantidade de eventos ocorridos não é tão frequente como o caso prático n.º 1.

6.2.1. Caracterização da Instalação de consumo

A instalação de consumo é um edifício industrial sendo uma instalação abundante em cargas não lineares de grande consumo e com regime de funcionamento intermitente e inconstante:

Máquinas de corte de chapa (motores de grande potência);

Desenroladores de grande capacidade (Motores de grande potência);

Movimentação de cargas pesadas (Pontes rolantes);

A instalação apresenta uma rede elétrica de consumo bastante atualizada e em perfeito estado de conservação, apresentando indícios de manutenção preventiva, compensação da energia reativa bem dimensionada e ajustada proporcionando todas as condições necessárias ao bom funcionamento da central fotovoltaica no mesmo ponto de interligação.

Tabela 6.10 - Resumo de Informação sobre a Instalação de Consumo da Oscacer

Informações da Instalação			
Nome:	Grupo Oscacer - Armazéns de Ferro - Linhas de Corte		
Morada:	Sítio da Pardala, 3880 - Ovar		
CPE:	PT0002000071882771VT		
Distribuidor:	Endesa - Energia S.A.		
Tipo de Ligação:	Ligação em Média Tensão através de Posto de Transformação de 1200kVA		
Nível da Contagem:	A Contagem de Energia Consumida é em Média Tensão		
Caraterização da Instalação			
Tipo de Instalação	Tipo de cargas	Estado de Conservação da Instalação Elétrica	Compensação da Energia Reativa
Indústria Metalomecânica	Máquinas de Corte de Chapa	Em excelente estado. Sujeita a manutenção preventiva. Bem dimensionada	O quadro de compensação de Energia Reativa é atual e bem dimensionado
	Desenroladores Industriais		
	Pontes Rolantes		
	Iluminação Fluorescente com balastro eletrónico		
	Variadores de Velocidade		

6.2.2. Caracterização da Instalação de Minigeração

O caso de estudo refere-se a uma Instalação de Produção Fotovoltaica para ligação à RESP inserida no programa do Governo no âmbito da Minigeração regendo-se o seu licenciamento pelo Decreto-lei N.º 34/2011 e a sua execução pelas Soluções de Ligação à Rede (LRMini V01 06/2011) e RTIEBT (PORTARIA N.º 949-A/2006 DE 11 DE SETEMBRO).

Estrutura

A implantação, como mostra a figura 37, desta central estende-se apenas na cobertura de uma nave industrial com estruturas de tipologia complanar.

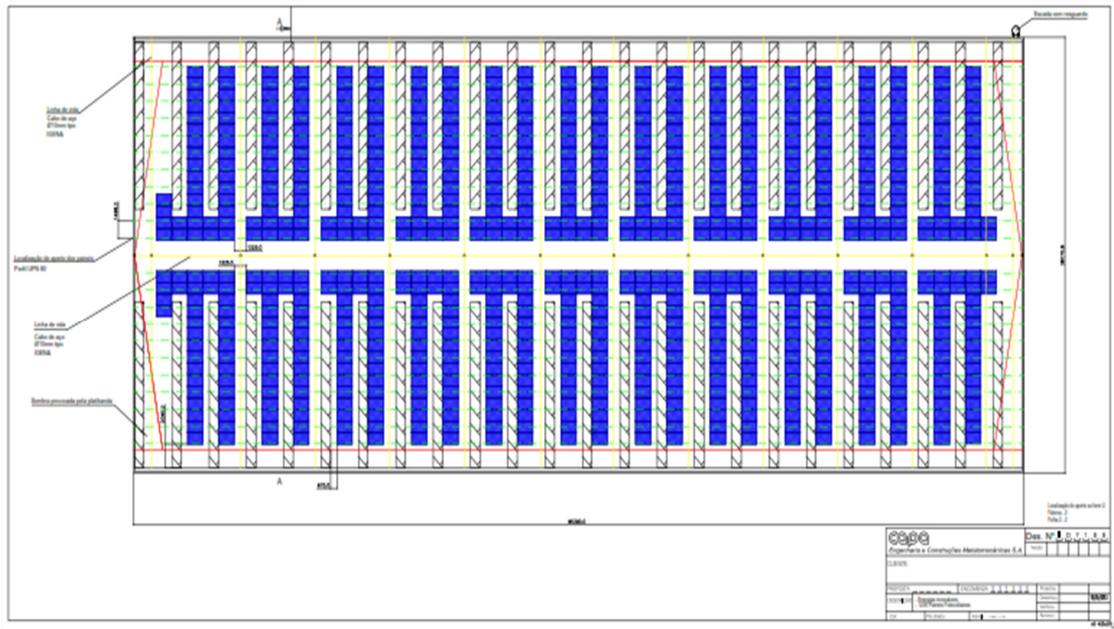


Figura 6.37 - Implantação na Cobertura.

Cobertura – Estrutura Complanar – 315 kWp:

Foram montadas 1146 estruturas complanares conforme mostra a figura 6.38, em alumínio anodizado, fixas às madres do telhado distribuídos uniformemente pela cobertura:

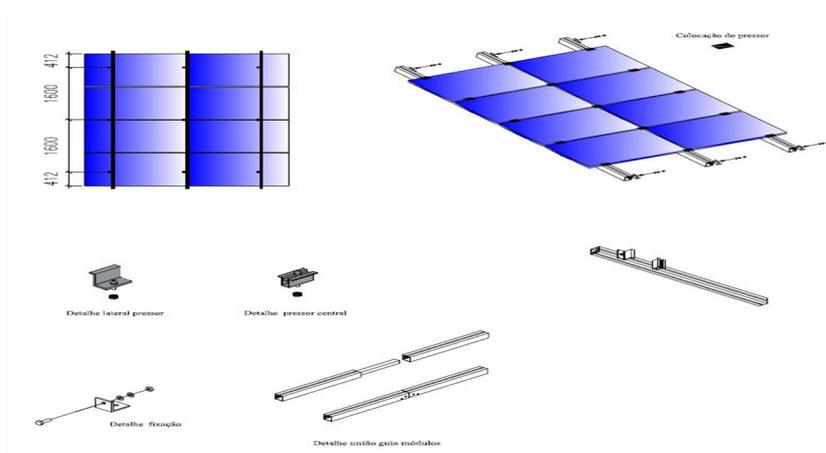


Figura 6.38 - Pormenor da Estrutura Complanar.

Foram montados os 1260 painéis fotovoltaicos distribuídos da seguinte forma como o exemplo da figura 6.39:

56 *strings* com 19 painéis fotovoltaicos de 250 Wp – Cobertura

03 *strings* com 23 painéis fotovoltaicos de 250 Wp – Cobertura

02 *strings* com 22 painéis fotovoltaicos de 250 Wp – Cobertura

01 *strings* com 23 painéis fotovoltaicos de 250 Wp – Cobertura



Figura 6.39 - Imagem Estrutura Complanar.

Quadros DC Parciais com Proteção às Sobretensões

Os painéis PV foram agrupados em séries 19, 22 e 23 unidades:

De cada série de painéis derivam dois cabos solares ZZ-F 6mm (negativo e positivo) que posteriormente serão conectados ao quadro parcial DC, foram aplicados 17 quadros parciais DC como o exemplo da figura 6.40, equipados com proteção de sobretensões.

14 Quadros parciais DC recebem 56 *strings* (112 cabos) – ou seja, 4 *strings* por quadro.

03 Quadros parciais DC recebem 6 *strings* (12 cabos) – ou seja, 3 *strings* por quadro.



Figura 6.40 - Quadro DC.

Inversores de Rede DC/AC

Foram utilizados inversores CONERGY de duas potências.

16 Unidades de 15 kW - IPG 15T

1 Unidades de 08 kW - IPG 8T

Cada Inversor IPG 15T/11T é alimentado por um quadro parcial DC e recebe 1 única *STRING* desse mesmo quadro como mostra a figura 6.41.



Figura 6.41 - Inversores.

Na tabela 6.11 são apresentados os números de série dos equipamentos:

Tabela 6.11 - Números de série dos inversores

Descrição	Nº Serie
WR Conergy IPG 8 T IP65	1000061014775
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061015775
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061015786
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061015774
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061015768
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061015787
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061015788
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061015789
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061015790
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061015766
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061015757
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061015756
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061015750
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061015735
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061015734
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061015730
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061015725

Quadro Geral de Baixa Tensão da Minigeração

Este quadro como mostra a figura 6.42, instalado a jusante dos Inversores e a montante do Posto de Transformação de Minigeração, recebe a energia produzida de cada inversor, funcionando como integrador de toda a energia produzida nos inversores, existindo apenas um junto dos inversores da central fotovoltaica.

17 Interruptores diferenciais tetra polares de 25 A afetos aos inversores

17 Disjuntores 3P+N 25A 10kA afetos aos inversores

1 Interruptor diferencial 25 A – 300 mA Bipolar - sistema de monitorização e contagem.

1 Disjuntor bipolar de 16 A - sistema de monitorização e contagem.

1 Descarregadores de sobretensão 40kA

1 Disjuntor Tetrapolar de 400 A – Regulável até 1 A de proteção ao cabo que vai ao QGBT do PT de Minigeração.



Figura 6.42 - QGBT MN.

Segurança e Sistema de Terra de Proteção

Toda a instalação de Minigeração de energia elétrica prevê que satisfaça os requisitos mínimos de segurança e padrões de qualidade, integrada e enquadrada com a instalação já existente. Tratando-se de edificações com sistemas fotovoltaicos, onde as pessoas realizam as suas atividades quotidianas, a existência destes tipos de sistemas não deve acarretar qualquer tipo de risco adicional a quem quer que seja pela sua proximidade ao sistema de miniprodução.

A figura 6.43 mostra o circuito de terras dedicado (através de Piquets em Cobre) que foi interligado á terra de proteção do QGBT do edifício, num conceito de Terra Única, a Terra do QGBT está no sistema TT. A interligação foi executada no barramento de terras do QGBT, sendo possível realizar uma medição independente (apenas do circuito de terras da instalação PV).



Figura 6.43 - Caixa de Medição de Terras

Foram realizadas as interligações das estruturas metálicas como se demonstra na figura 6.44, caixilharia dos painéis PV, estrutura de suporte dos inversores, quadros DC, Barramento do quadro AC e todos os elementos metálicos instalados suscetíveis de contactos indiretos. Toda a Instalação tem à cabeça um dispositivo de proteção diferencial que garante a proteção de pessoas sempre que estas se encontrem sujeitas a um defeito.



Figura 6.44 - Interligação das Terras com a Estrutura

Armário de Contagem de Energia Produzida

Este armário, representado na figura 6.44, ficou instalado dentro da Sala do QGBT de Consumo. Recebe a informação dos 3 TI's 400/5 A e dos TT's que estão instalados na cela de Contagem contígua, demonstrado na figura 6.46, e tem o seguinte equipamento:

- Contador de energia Janz A1700i, apresentado na figura 6.45;
- Módulo de comunicação GSM apresentado na figura 6.45;



Figura 6.45 - Contador Bidirecional e Modem GSM.



Figura 6.46 - TT's e TI's de Contagem

Sistema de Monitorização.

A instalação está equipada com um sistema monitorização remota Conergy VisionBox.

Este sistema de monitorização tem como principais funções:

- Monitorizar o estado de funcionamento dos 8 inversores em paralelo.
- Monitorizar os principais parâmetros de energia (Potência, Tensão, Intensidade, Rendimento).
- Importação de dados via USB.
- Acesso remoto.
- Protocolo Ethernet.

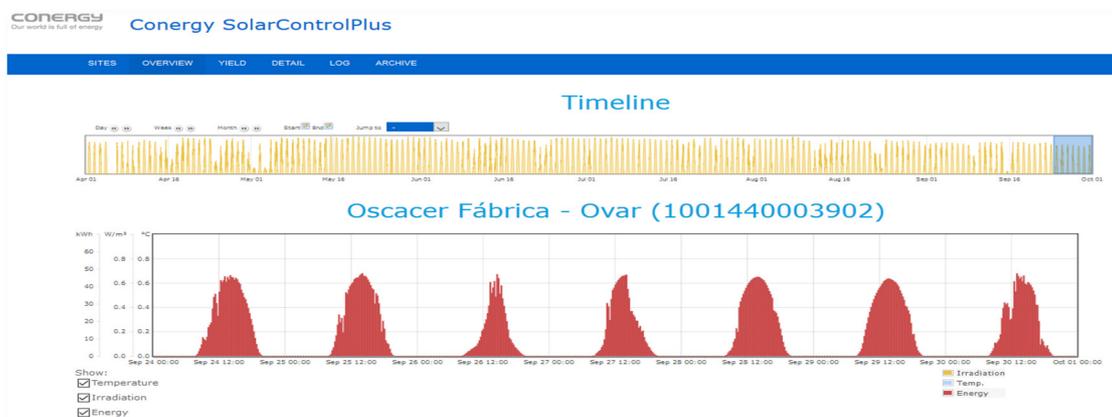


Figura 6.47 - Exemplo do Sistema de Monitorização

6.2.3. Caracterização Do Ponto De Interligação Com A RESP

A instalação de produção PV ficará conectada à rede elétrica de serviço público através de um PT de Minigeração como mostra a figura 6.48 para injeção na rede de média tensão, sendo que o ponto de interligação é fisicamente executado no barramento de entrada do anel de média tensão do PT de consumo a montante dos TI's e TT's de contagem do consumo, como mostra a figura 6.49.



Figura 6.48 - PT de 250kVA de Minigeração

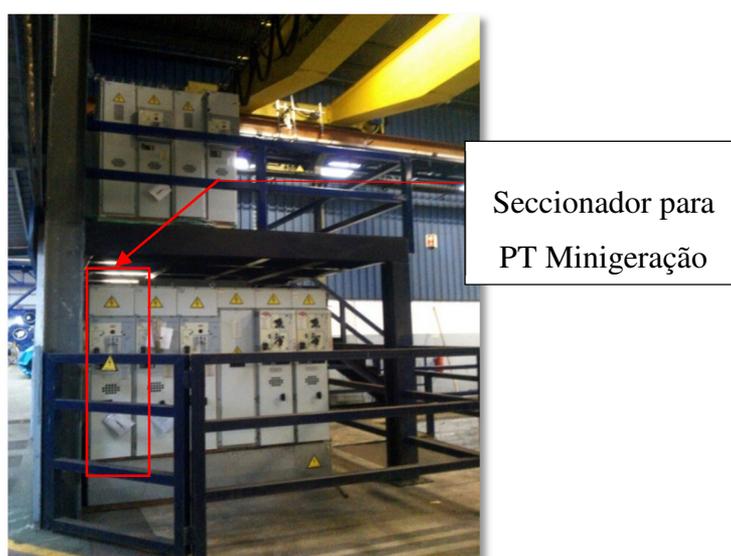


Figura 6.49 - Quadro de Média Tensão

O cabo LXV 3x240+120 mm² proveniente do QGBT, será conectado ao PT de Minigeração.

A interligação garante as condições técnicas de ligação à rede de distribuição conforme o disposto no Regulamento de Rede de Distribuição e proteções ao nível da Interligação, de acordo com o especificado no Guia Técnico das Instalações da Produção Independente de Energia Elétrica.

Foi adotada a Solução 9 das Soluções de Ligação à Rede (LRMini V01 06/2011) publicadas no portal “renovaveishora”. As proteções de máximo e mínimo de tensão e de frequência estabelecidos no Regulamento de Rede de Distribuição são assegurados pelos inversores que garantidamente fazem parte da lista de equipamentos publicada no portal “renovaveishora”, no entanto, o relé de proteção de interligação apresentado na figura 6.49, é o elemento principal na monitorização e controlo do ponto de interligação, que para além dos máximos e mínimos de tensão, corrente e frequência, possui a proteção contra tensão homopolar, cavas de tensão, etc.



Figura 6.50 - Relé de Proteção de Interligação com a RESP

6.2.4. Anomalias Verificadas

No presente caso prático foi apenas verificada e registada uma anomalia, anomalia esta que só tem impacto no rendimento da central de minigeração porque a interligação com a RESP é executada em média tensão e como tal, obrigatoriamente, tem de ser instalada a relé de proteção de interligação, parametrizada e regulada pelo distribuidor. Tal exigência, expõe a central a disparos intempestivos do relé de proteção sempre que acontece uma cava de tensão com tempo inferior a 0.1s conforme a tabela de regulações referente ao caso prático:

 distribuição														
QUADRO DE REGULAÇÃO E ENSAIO DAS PROTECÇÕES DE INTERLIGAÇÃO										Potência instalada - 0,25 MVA		Potência de ligação -		
Instalação de Produção: Miniprodução OSCACER - César Rola, Lda														
Proteção	Marca	Tipo	Nº de série	Valores Nominais		Funções de Protecção				Tempos				
				Designação	Valor	Designação	Regulação		Ensaio		Regulação	Ensaio (s)		Regulação
				% V.N.	Valor	Fase	Valor	RNE	RNE	REE	REE			
Máx./Min. F	STUCKE	Compact F3	000604	Un	15000 V	F>	101,0%	50,5 Hz		50,504	0,1 s	0,116	0 s	0,029
				Fn	50 Hz	F>>		Hz	R-S-T		s		s	
				Un	15000 V	F<	99,0%	49,5 Hz		49,496	0,1 s	0,115	0 s	0,030
				Fn	50 Hz	F<<		Hz	R-S-T		s		s	
				-	-	Umin	20%	3000 V		3025		-		
Máx. U	STUCKE	Compact F3	000604	Un	15000 V	U>	115%	17250 V	R-S	17197		0,109		0,022
									S-T	17212	0,1 s	0,106	0 s	0,019
									T-R	17197		0,107		0,023
Min. U (1º)	STUCKE	Compact F3	000604	Un	15000 V	U<	85%	12750 V	R-S	12706		0,105		0,017
									S-T	12722	0,1 s	0,107	0 s	0,024
									T-R	12709		0,113		0,020
Min. U (2º)					Un	V	U<<	V	R-S					
									S-T	s		s		
									T-R					
Min. U (3º)					Un	V	U<<<	V	R-S					
									S-T	s		s		
									T-R					
Máx. U<>	STUCKE	Compact F3	000604	Un	8660 V	U<>	10%	866 V	R-S-T-N	867	0,1s	0,112	0 s	0,023
Máx. U<>>					Un	V	U<>>	V	R-S-T-N		s		s	
Máx. I	STUCKE	Compact F3	000604	In	10 A	I>	125%	12,5 A	R-N	12,512		1,209		1,208
									S-N	12,514	1,2 s	1,208	1,2 s	1,207
									T-N	12,516		1,209		1,209
									R-N	25,140*		0,161		0,162
									S-N	25,160*	0,15 s	0,162	0,15 s	0,161
									T-N	25,100*		0,164		0,163
Lim. Potência					Sn	0,26 MVA	S> Alarme	MVA	R-S-T		s		s	
							S> Disparo	MVA	R-S-T		s		s	

Ensaio: 08-01-2014 Carlos Malhão 936 830 153 Ensaio Primário: - Tensões <input type="checkbox"/> - Correntes <input type="checkbox"/>	Abertura do Disjuntor: - Actuação das protecções <input type="checkbox"/> - Falta Corrente Contínua <input type="checkbox"/> - Disjuntor TT's <input type="checkbox"/> - Watchdog <input type="checkbox"/> - Outro _____	Inibição de fecho do Disjuntor: - Bloqueio 3 min: - Bloqueio REE: - Outro _____ TI (A): 10/5 Ramal de Ligação: TT(V): 15000/100 Azate-Zona Industrial	Diversos: - Comutador de REE <input checked="" type="checkbox"/> - D.T. / V.S. na SE <input type="checkbox"/> - Teledisparo <input type="checkbox"/> - Telecomando <input type="checkbox"/> - Sincronizador <input type="checkbox"/>	Contacto do Produtor: Telf: 839 903 332 Nome: Emanuel Costa Intervententes:  (EDPD) (PRE)
--	---	--	---	--

Modelo A1/01 AY08 - Sistemas de Protecção e Automatismos (2012)

Figura 6.51 - Quadro de Regulações e Ensaio do relé de proteção de interligação

Neste caso, a origem da anomalia foi de fácil deteção visto que a relé de proteção da interligação regista e emite um alarme descritivo da origem do disparo, de tal forma que a quantificação do impacto foi relativamente simples embora considerável. Ocorreu ainda uma anomalia devido à acumulação de pó de ferro nos isoladores do transformador da minigeração que originou a quebra de um isolador por arco elétrico.

Ficha Técnica da Medição:

Tabela 6.12 - Descrição dos Equipamentos de medição utilizados na análise da Qualidade de Energia.

Entidade Executante			
Equipa Técnica		Carlos Silva	
Equipamentos de Medição			
Designação	Marca	Modelo	Número de Série
Analizador de Energia	Symap-Compact	Stucke Compact F3	000504
Periodo de Análise			
Data de Inicio	Condições Climáticas	Data de Fim	Condições Climáticas
08/01/2014	Céu Limpo	28/02/2014	Céu Limpo

Eventos Registados

The screenshot shows the 'Fault Recorder' application window. The main window is divided into several sections:

- Event List:** A table with columns 'No.', 'Ev. No.', 'Event name', 'Date', and 'Time'. Event 1059 is highlighted in blue, corresponding to 'ANSI27-1 trip' on 22.01.2014 at 15:13:02.137.
- General:** A table with 'Description' and 'Value' columns. It shows details for event 1059, including 'Event name: ANSI27-1 trip', 'Date: 22.01.2014', 'Time: 15:13:02.137', 'Pickup source: PT1', 'Fault phase: L1, L3', 'Protection step: 1', and 'Protection set: 1'.
- Voltages:** A table with columns 'U1', 'U2', 'U3', 'U12', 'U23', 'U31', 'UG', and 'f'. It shows voltage measurements for PT1, PT2, PT3, and PT-GND1.
- Currents:** A table with columns 'I1', 'I2', 'I3', and 'IG'. It shows current measurements for CT1, CT2, and CT-GND1.
- Additional data:** A table with 'Description', 'Value', and 'Unit' columns. It shows 'U (SV): 12750.000' and 'DT (SV): 0.100'.

Figura 6.52 - Cava de Tensão na Rede de Média Tensão dia 22/01/2014

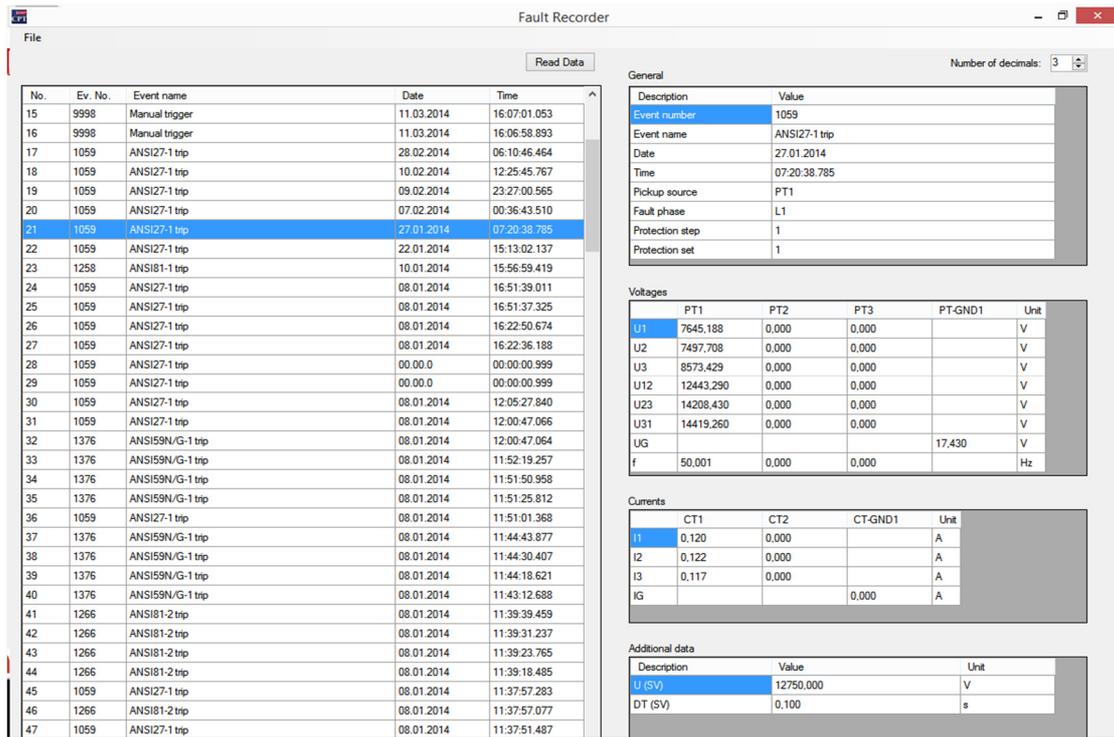


Figura 6.53 - Cava de Tensão na Rede de Média Tensão dia 27/01/2014

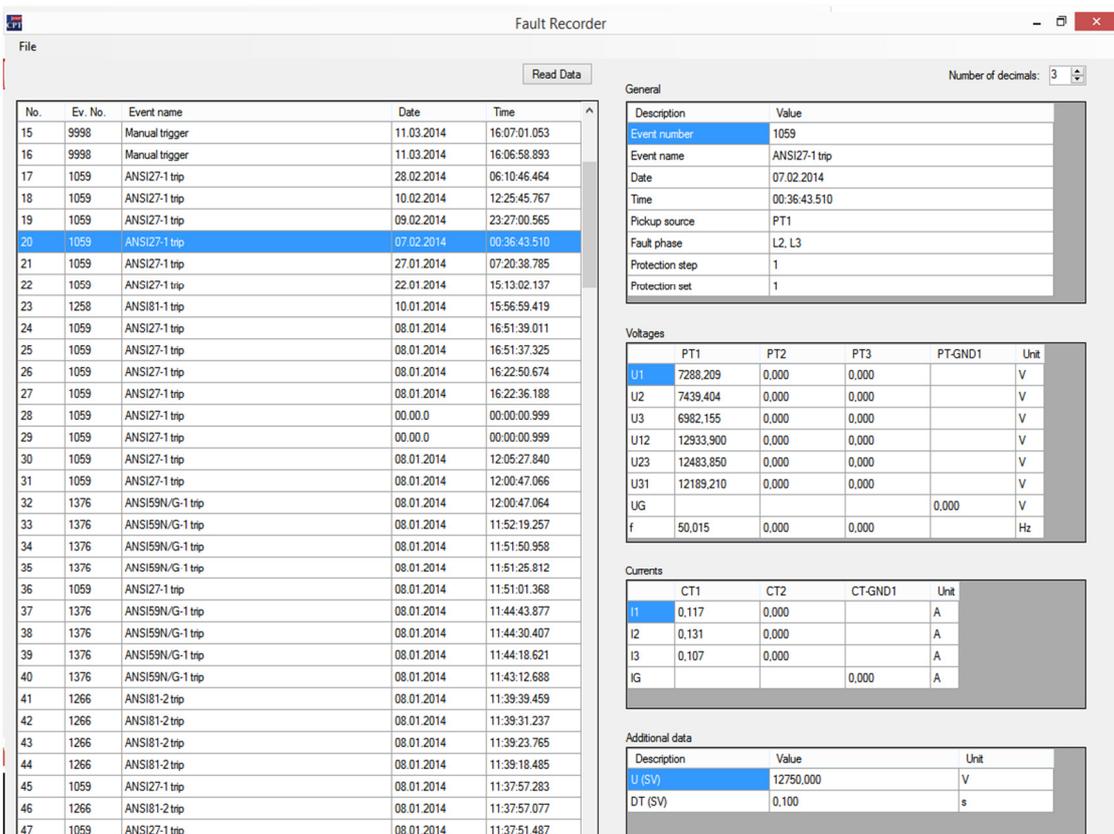


Figura 6.54 - Cava de Tensão na Rede de Média Tensão dia 07/02/2014

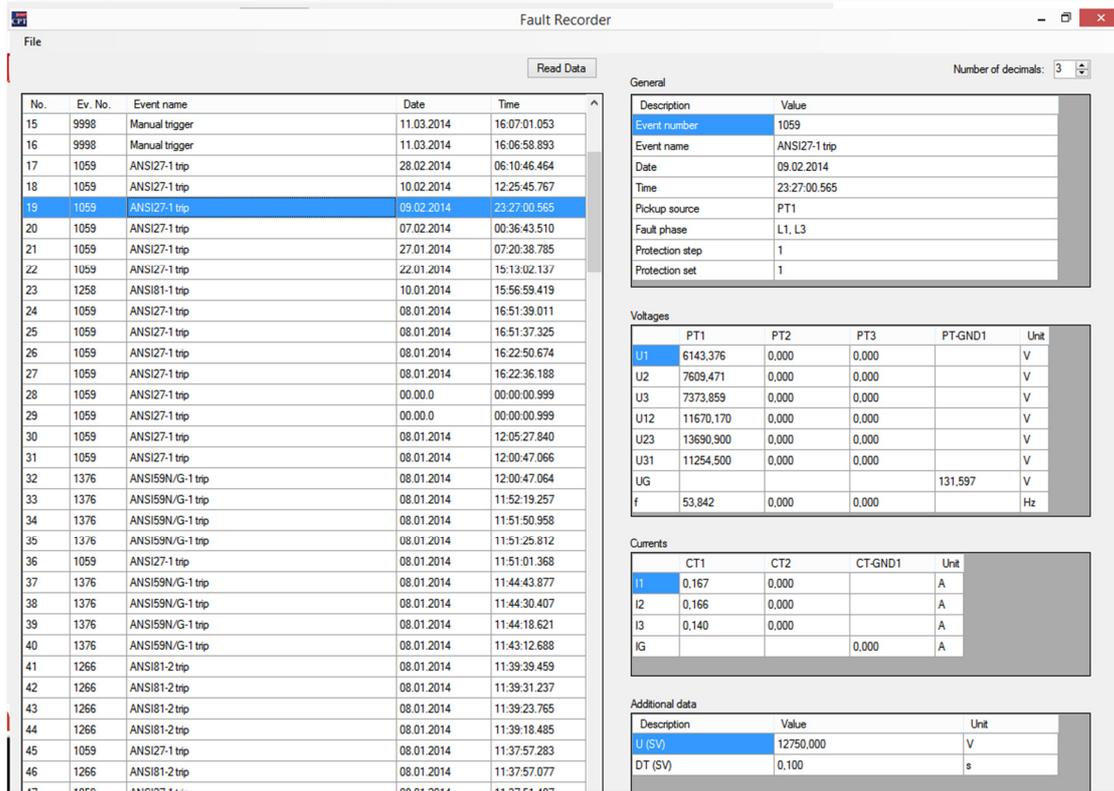


Figura 6.55 - Cava de Tensão na Rede de Média Tensão dia 09/02/2014

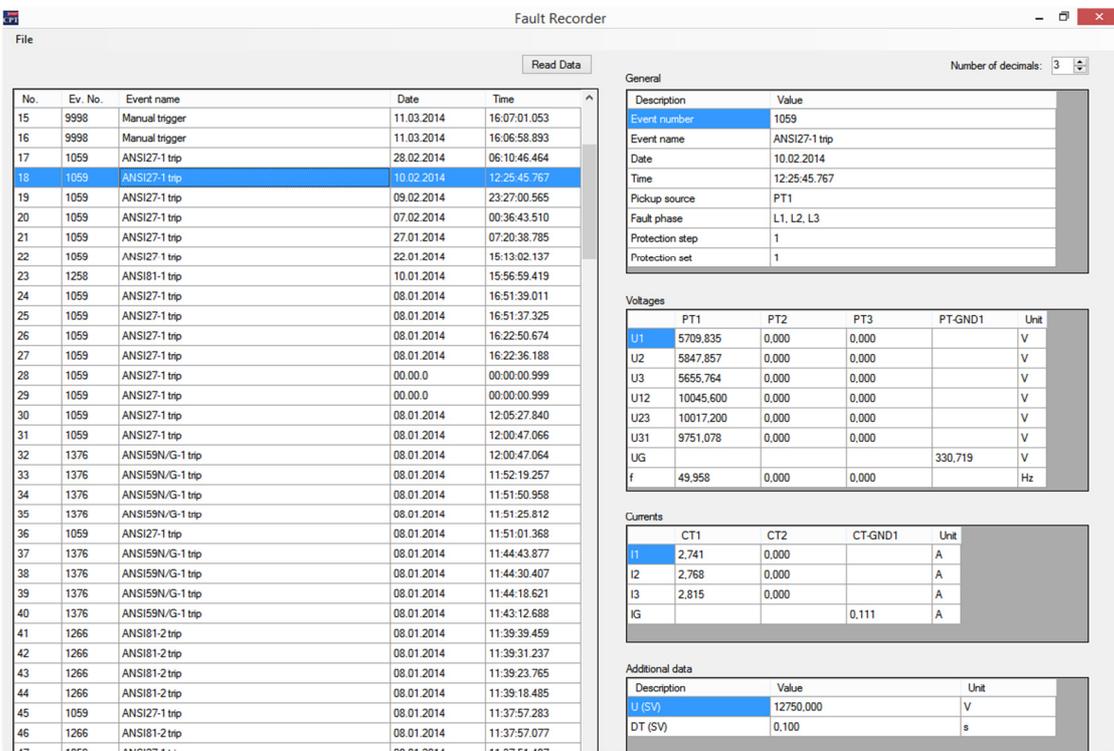


Figura 6.56 - Cava de Tensão na Rede de Média Tensão dia 10/02/2014

The screenshot shows the 'Fault Recorder' application window. The main table lists events with columns for No., Ev. No., Event name, Date, and Time. Event 1059 is highlighted. To the right, the 'General' section shows details for event 1059: Description (Event number 1059), Event name (ANSI27-1 trip), Date (28.02.2014), Time (06:10:46.464), Pickup source (PT1), Fault phase (L1, L2, L3), Protection step (1), and Protection set (1). Below this, the 'Voltages' table shows readings for PT1, PT2, PT3, PT-GND1, and Unit for various points (U1, U2, U3, U12, U23, U31, UG, f). The 'Currents' table shows readings for CT1, CT2, CT-GND1, and Unit for various points (I1, I2, I3, IG). The 'Additional data' section shows U (SV) at 12750.000 V and DT (SV) at 0.100 s.

No.	Ev. No.	Event name	Date	Time
15	9998	Manual trigger	11.03.2014	16:07:01.053
16	9998	Manual trigger	11.03.2014	16:06:58.893
17	1059	ANSI27-1 trip	28.02.2014	06:10:46.464
18	1059	ANSI27-1 trip	10.02.2014	12:25:45.767
19	1059	ANSI27-1 trip	09.02.2014	23:27:00.565
20	1059	ANSI27-1 trip	07.02.2014	00:36:43.510
21	1059	ANSI27-1 trip	27.01.2014	07:20:38.785
22	1059	ANSI27-1 trip	22.01.2014	15:13:02.137
23	1258	ANSI81-1 trip	10.01.2014	15:56:59.419
24	1059	ANSI27-1 trip	08.01.2014	16:51:39.011
25	1059	ANSI27-1 trip	08.01.2014	16:51:37.325
26	1059	ANSI27-1 trip	08.01.2014	16:22:50.674
27	1059	ANSI27-1 trip	08.01.2014	16:22:36.188
28	1059	ANSI27-1 trip	00.00.0	00:00:00.999
29	1059	ANSI27-1 trip	00.00.0	00:00:00.999
30	1059	ANSI27-1 trip	08.01.2014	12:05:27.840
31	1059	ANSI27-1 trip	08.01.2014	12:00:47.066
32	1376	ANSI59N/G-1 trip	08.01.2014	12:00:47.064
33	1376	ANSI59N/G-1 trip	08.01.2014	11:52:19.257
34	1376	ANSI59N/G-1 trip	08.01.2014	11:51:50.958
35	1376	ANSI59N/G-1 trip	08.01.2014	11:51:25.812
36	1059	ANSI27-1 trip	08.01.2014	11:51:01.368
37	1376	ANSI59N/G-1 trip	08.01.2014	11:44:43.877
38	1376	ANSI59N/G-1 trip	08.01.2014	11:44:30.407
39	1376	ANSI59N/G-1 trip	08.01.2014	11:44:18.621
40	1376	ANSI59N/G-1 trip	08.01.2014	11:43:12.688
41	1266	ANSI81-2 trip	08.01.2014	11:39:39.459
42	1266	ANSI81-2 trip	08.01.2014	11:39:31.237
43	1266	ANSI81-2 trip	08.01.2014	11:39:23.765
44	1266	ANSI81-2 trip	08.01.2014	11:39:18.485
45	1059	ANSI27-1 trip	08.01.2014	11:37:57.283
46	1266	ANSI81-2 trip	08.01.2014	11:37:57.077

Description	Value
Event number	1059
Event name	ANSI27-1 trip
Date	28.02.2014
Time	06:10:46.464
Pickup source	PT1
Fault phase	L1, L2, L3
Protection step	1
Protection set	1

	PT1	PT2	PT3	PT-GND1	Unit
U1	4770.112	0,000	0,000		V
U2	4946.735	0,000	0,000		V
U3	4683.973	0,000	0,000		V
U12	8501.252	0,000	0,000		V
U23	8392.841	0,000	0,000		V
U31	8055.932	0,000	0,000		V
UG				410.633	V
f	50,028	0,000	0,000		Hz

	CT1	CT2	CT-GND1	Unit
I1	0,081	0,000		A
I2	0,084	0,000		A
I3	0,079	0,000		A
IG			0,000	A

Description	Value	Unit
U (SV)	12750.000	V
DT (SV)	0.100	s

Figura 6.57 - Cava de Tensão na Rede de Média Tensão dia 28/02/2014

6.2.5. Consequências Técnico-Económicas

À imagem do primeiro caso prático, a anomalia registada tem impacto na exploração da central fotovoltaica essencialmente ao nível da energia vendida à rede, provocando avultados prejuízos financeiros. Sendo uma central fotovoltaica de minigeração uma aplicação de caráter financeiro, o objetivo é um retorno rápido do investimento, no entanto, com a ocorrência da anomalia registada, os gastos adicionais em correções e falta de produção, aumentam o tempo de retorno do investimento em largos meses causando desvios bastante significativos no plano de recuperação do investimento.

Para o caso prático em questão, quantificamos primeiramente o tempo de não produção, seguidamente de equipamentos de substituição e por fim deslocações para reposição de serviço.

Tempo de Não Produção

Segundo os registos do relé de proteção de interligação, desde o arranque da instalação até à data do último evento de disparo em 2015, foram registados os dias de não produção registados na tabela 6.13:

Tabela 6.13 - Dias de Não produção por Mês

2014	
Mês	N.º de Dias de Não Produção
Janeiro	2
Fevereiro	4
2015	
Mês	N.º de Dias de Não Produção
Janeiro	3
Abril	1
TOTAL	10

Quantificados os dias de Não Produção registados na tabela 6.13, para calcular o prejuízo financeiro, é necessário consultar a tabela de produção prevista que serviu de base de cálculo ao investimento. Essa tabela é conseguida através de um *software* de cálculo, o PVGYS, que tem como suporte a base de dados de radiação da União Europeia sendo um dos quais as entidades bancárias reconhecem como fiável credível. A tabela fornecida pelo PVGYS mostra a previsão diária de produção, mensal e anual estimada para as características do sistema introduzido. Para este caso Prático apresenta-se a tabela 6.14:

Tabela 6.14 - Produção Estimada por mês num Ano.

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 40°51'34" North, 8°37'31" West, Elevation: 16 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-classic

Nominal power of the PV system: 315.0 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 15.9% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.9%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

Combined PV system losses: 29.7%

Fixed system: inclination=30°, orientation=0°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	736.00	22800	3.13	97.1
Feb	812.00	22700	3.52	98.5
Mar	1150.00	35800	5.17	160
Apr	1160.00	34700	5.28	158
May	1300.00	40200	5.95	185
Jun	1380.00	41400	6.43	193
Jul	1380.00	42900	6.48	201
Aug	1390.00	43100	6.56	203
Sep	1230.00	36900	5.72	172
Oct	992.00	30800	4.46	138
Nov	713.00	21400	3.09	92.6
Dec	610.00	18900	2.59	80.3
Yearly average	1070	32600	4.87	148
Total for year		391000		1780

 E_d : Average daily electricity production from the given system (kWh) E_m : Average monthly electricity production from the given system (kWh) H_d : Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²) H_m : Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

PVGIS © European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged

See the disclaimer [here](#)

Pela tabela 6.14, de produção prevista, apresentam-se os seguintes cálculos e resultados para as perdas financeiras por não produção descritos na tabela 6.15:

Tabela 6.15 - Perdas Financeiras (€).

Mês	N.º de Dias de Não Produção	Produção Estimada/Dia (kWh)	Produção Estimada Perdida/Mês (kWh)	Tarifa Contratada (€/kWh)	Produção Estimada Perdida/Dia (€)
jan/14	2	736	1472	0,25 €	367,85 €
fev/14	4	812	3248		811,68 €
jan/15	3	736	2208		551,78 €
abr/15	1	1160	1160		289,88 €
TOTAL	10	Total Não Produção (MWh)	8		2 021,19 €

Segundo a tabela 6.14, no total de um ano, a produção prevista seria de 391 MWh que traduzido em valor monetário daria 97750€ descrito na tabela 6.15.

Posto isto, as perdas por não produção neste caso prático significam cerca de 1.2% do valor anual estimado.

Equipamento substituído e/ou adicionado

Existiu apenas a substituição de um isolador no primário do transformador da minigeração que teve origem no arco elétrico provocado pelo pó de ferro. O custo do isolador foi de 200€. Relacionando este valor com o rendimento anual, o valor gasto em equipamento tem um peso de 0.2%.

Deslocações e mão-de-obra

Para reposição de serviço e instalação das medidas de correção da central fotovoltaica após cada evento de saída de serviço, foi necessário deslocar equipas técnicas, como tal,

também este é um custo associado às anomalias registadas, como tal, apresenta-se na tabela 6.16 os custos de cada uma das deslocações:

Tabela 6.16 - Custo de deslocações e mão-de-obra.

Mapa de Deslocações			
Ordem	Data Evento	Data Intervenção	Preço Total (€)
1.º	22/01/2014	23/01/2014	100,00 €
2.º	27/01/2014	28/01/2014	100,00 €
3.º	07/02/2014	08/02/2014	100,00 €
4.º	09/02/2014	10/02/2014	100,00 €
5.º	10/02/2014	11/02/2014	100,00 €
6.º	28/02/2014	01/03/2014	100,00 €
7.º	17/01/2015	19/01/2015	100,00 €
8.º	29/01/2015	30/01/2015	100,00 €
9.º	05/04/2015	06/04/2015	830,00 €
TOTAL			1 630,00 €

Relacionando este valor com o rendimento anual, o valor gasto em equipamento tem um peso de 1.7%.

No total o impacto das anomalias registadas neste caso prático são de cerca de 3.08%, segundo a tabela 6.17, do rendimento estimado:

Tabela 6.17 - Impacto Financeiro (€).

	Custo (€)	Rendimento Estimado (€)	Peso Parcial (%)	Total de Perdas (€)	Total de Perdas (%)
Não Produção	1 179,00 €	97 750,00 €	1,21%	3 009,00 €	3,08%
Equipamentos	200,00 €		0,20%		
Mão-de-obra	1 630,00 €		1,67%		

É de Salientar que analisando a figura 6.58, neste caso a mão-de-obra e deslocações para reposição de serviço, têm mais impacto financeiro do que o tempo de não produção.

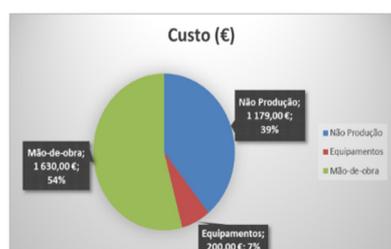


Figura 6.58 - Impacto Relativo

6.2.6. Soluções

Para resolução das anomalias verificadas nesta instalação, é imprescindível a colaboração do distribuidor, visto que apenas ele pode permitir a alteração dos parâmetros de disparo do relé de proteção da interligação, nomeadamente o tempo de análise do mínimo de tensão. No entanto após várias tentativas neste sentido, o distribuidor mostrou-se intransigente justificando com a necessidade de que era necessário garantir a segurança da rede e como tal não abdicava do tempo regulado, até mesmo porque as cavas de tensão embora frequentes, mantêm-se dentro dos limites estipulados pelo RQS não ocorrendo mais de 95% do tempo num período de análise de uma semana.

Posto isto, as soluções a tomar seriam apenas no sentido de minimizar o tempo de religação e as deslocações de equipas técnicas sempre que ocorre um evento de disparo. Para cumprir esse objetivo, propôs-se ao Distribuidor, a seguinte solução técnica:

A atuação da Relé incidir apenas no disparo do disjuntor do lado da baixa tensão, mantendo o disjuntor de média tensão ligado, o que à partida simplificava a manobra de religação da central fotovoltaica e poderia ser executada por qualquer funcionário que se encontrasse nas imediações do PT, deixando de haver a necessidade de deslocação de uma equipa técnica.

Substituição do disjuntor de baixa tensão por um motorizado comandado pelo relé de interligação, capaz de religar a central automaticamente sem necessidade de intervenção humana.

Tendo o Distribuidor concordado e aceite formalmente estas soluções, reduziu-se o tempo de não produção de um dia para 15 minutos e eliminaram-se as deslocações de equipas técnicas para religação da central. Apesar do problema não ter sido extinto, o seu impacto foi diminuído praticamente para 0,1%.

Para a anomalia da quebra do isolador por arco elétrico, propôs-se ao cliente a execução da manutenção preventiva do Posto de transformação da minigeração duas vezes por ano (inicialmente era uma vez por ano).

6.3. Caso Prático N.º 3 – Indústria Metalomecânica Ligeira

O 3.º Caso Prático tem como objetivo demonstrar uma instalação com unidade fabril e edifício de serviços, no fundo a mistura do caso prático n.º 1 e n.º 2, mas como caso de sucesso, ou seja, sendo uma instalação com todas as características para se prever o surgimento de anomalias diversas equivalentes às registadas nos dois casos anteriores, tal não aconteceu, demonstrando-se o bom funcionamento tanto da central fotovoltaica como da instalação de consumo.

6.3.1. Caracterização da Instalação de consumo

A instalação de consumo é um edifício industrial com um edifício de serviços, sendo uma instalação abundante em cargas não lineares de grande consumo e com regime de funcionamento intermitente e inconstante:

- Quinadoras (motores de grande potência);
- Aparelhos de soldar (transformadores) e variadores de frequência;
- Movimentação de cargas pesadas (Pontes rolantes);
- Iluminação Fluorescente;

A instalação apresenta uma rede elétrica de consumo renovada, bem dimensionada e bem estruturada quanto à distribuição de energia, possuindo vários quadros de distribuição, parciais e locais, favorecendo o equilíbrio da instalação e diminuindo a probabilidade de influência negativa entre cargas. Na tabela 6.18 apresenta-se a caracterização da instalação de consumo:

Tabela 6.18 - Resumo de Informação sobre a Instalação de Consumo da CAPA SA

Informações da Instalação			
Nome:	CAPA Engenharia e Construções Metalomecânicas SA		
Morada:	Rua Ribeiro Cambado, 1491 4440-599, Alto da Serra, Valongo		
CPE:	PT0002000088059583XR		
Distribuidor:	EDP Serviço Universal, SA		
Tipo de Ligação:	Ligação em Média Tensão através de Posto de Transformação de 400kVA		
Nível da Contagem:	A Contagem de Energia Consumida é em Baixa Tensão		
Caraterização da Instalação			
Tipo de Instalação	Tipo de cargas	Estado de Conservação da Instalação Elétrica	Compensação da Energia Reativa
Edifício de Serviços	Motores Trifásicos	Instalação elétrica renovada e bem estruturada. Rede de Distribuição equilibrada	O quadro de compensação de Energia Reativa está atualizado e ajustado à instalação
	Transformadores (aparelhos de soldar)		
	UPS		
	Computadores		
	Impressoras		
	Iluminação Fluorescente com balastro eletrónico		

6.3.2. Caracterização da Instalação de Minigeração

O caso de estudo refere-se a uma Instalação de Produção Fotovoltaica para ligação à RESP inserida no programa do Governo no âmbito da Minigeração regendo-se o seu licenciamento pelo Decreto-lei N.º 34/2011 e a sua execução pelas Soluções de Ligação à Rede (LRMini V01 06/2011) e RTIEBT (PORTARIA N.º 949-A/2006 DE 11 DE SETEMBRO).

Estrutura

A implantação desta central estende-se apenas na cobertura de uma nave industrial com estruturas de tipologia triângulo 30º.

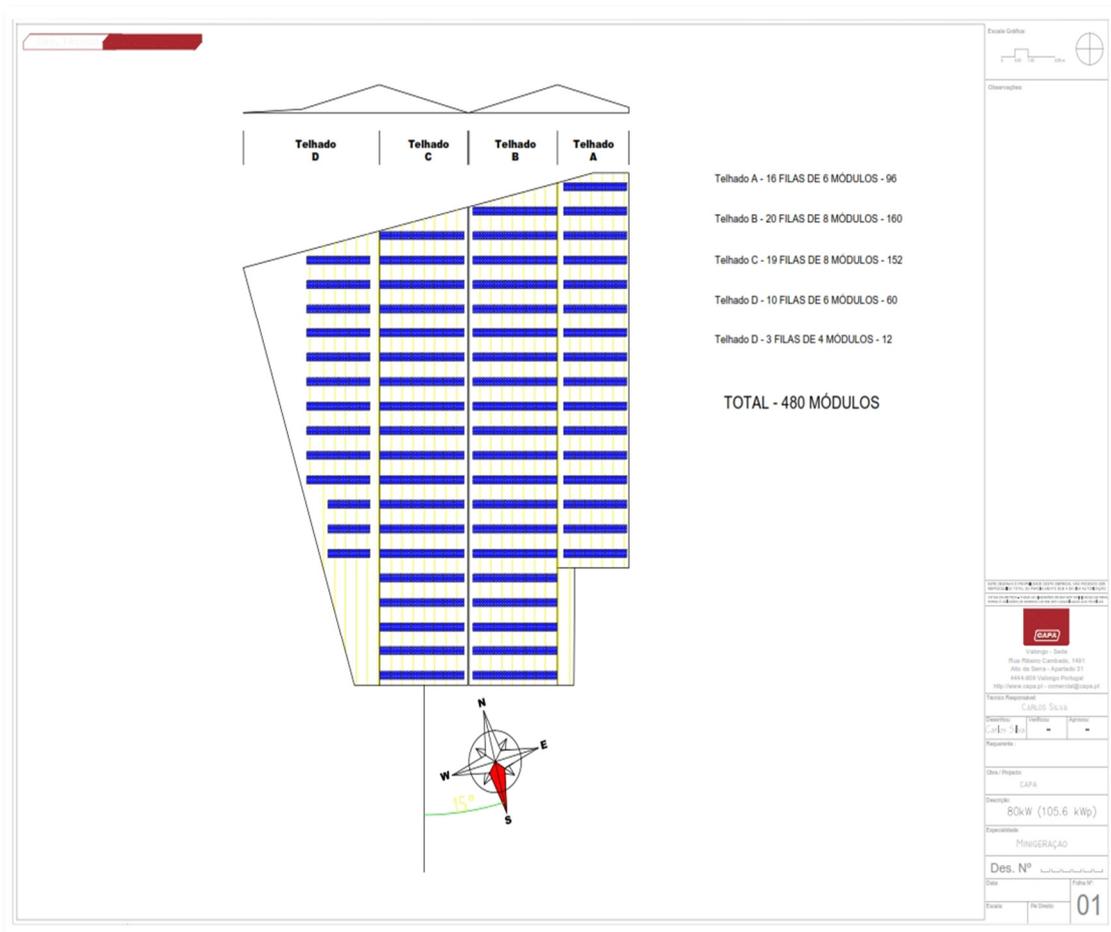


Figura 6.59 - Implantação da Central Fotovoltaica

Cobertura – Estrutura Complanar – 86.4 kWp:

Foram montadas 544 estruturas triangulares conforme mostra a figura 6.60, com inclinação de 30° em alumínio anodizado, fixas às madres do telhado distribuídos uniformemente pela cobertura:

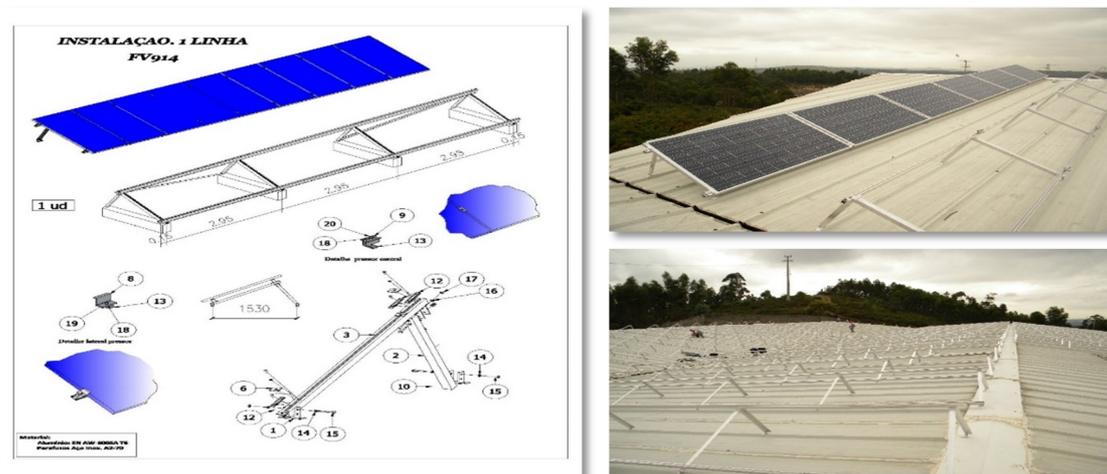


Figura 6.60 - Pormenor da Estrutura de Triângulos

Foram montados os 480 painéis fotovoltaicos distribuídos da seguinte forma:

- 24 strings com 20 painéis fotovoltaicos de 180 Wp – Cobertura



Figura 6.61 - Imagem da implantação da Central Fotovoltaica

Quadros DC Parciais com Proteção às Sobretensões

Os painéis PV foram agrupados em séries de 20 unidades:

De cada série de painéis derivam dois cabos solares ZZ-F 6mm (negativo e positivo) que posteriormente serão conectados ao quadro parcial DC.

Foram aplicados 6 quadros parciais DC equipados proteção de sobretensões.

- 6 Quadros parciais DC conforme o da figura 6.62, recebem 24 *strings* (48 cabos) – ou seja, 4 *strings* por quadro.



Figura 6.62 - Quadros Parciais DC

Inversores de Rede DC/AC

Foram utilizados inversores CONERGY de duas potências.

- 06 Unidades de 15 kW - IPG 15T conforme mostra a figura 6.62.

Cada Inversor IPG 15T é alimentado por um quadro parcial DC e recebe 1 única *STRING* desse mesmo quadro.



Figura 6.63 - Inversores

Na tabela 6.19 apresentam-se os números de série dos equipamentos:

Tabela N.º 6.19 - de Série dos Inversores

Descripción	Nº Serie
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061016886
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061016664
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061016797
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061016885
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061016879
WR Conergy IPG 15 T IP65	1000061016898

Quadro Geral de Baixa Tensão da Minigeração

Este quadro instalado como mostra a figura 6.64 a jusante dos Inversores e a montante do ponto de interligação, recebe a energia produzida de cada inversor, funcionando como integrador de toda a energia produzida nos inversores, existindo apenas um junto dos inversores da central fotovoltaica.

- 6 Interruptores diferenciais tetra polares de 25 A afetos aos inversores
- 6 Disjuntores 3P+N 25A 10kA afetos aos inversores
- 1 Interruptor diferencial 25 A – 300 mA Bipolar - sistema de monitorização e contagem.
- 1 Disjuntor bipolar de 16 A - sistema de monitorização e contagem.
- 1 Descarregadores de sobretensão 40kA
- 1 Disjuntor Tetrapolar de 160 A – Regulável até 1 A de proteção ao cabo que vai ao ponto de interligação.



Figura 6.64 - Quadro Geral de Baixa Tensão de Minigeração

Segurança e Sistema de Terra de Proteção

Toda a instalação de Minigeração de energia elétrica prevê que satisfaça os requisitos mínimos de segurança e padrões de qualidade, integrada e enquadrada com a instalação já existente. Tratando-se de edificações com sistemas fotovoltaicos, onde as pessoas realizam as suas atividades quotidianas, a existência destes tipos de sistemas não deve acarretar qualquer tipo de risco adicional a quem quer que seja pela sua proximidade ao sistema de miniprodução. O sistema tem um circuito de terras dedicado conforme mostra a figura 6.65, (através de Piquets em Cobre) que foi interligado á terra de proteção do Posto de Transformação de consumo, num conceito de Terra Única, a Terra do QGBT de minigeração está no sistema TT. A interligação foi executada no barramento de terras de proteção do Posto de Transformação, sendo possível realizar uma medição independente (apenas do circuito de terras da instalação PV).



Figura 6.65 - Caixa de Medição de Terra de Minigeração.

Foram realizadas as interligações das estruturas metálicas conforme a figura 6.66, caixilharia dos painéis PV, estrutura de suporte dos inversores, quadros DC, Barramento do quadro AC e todos os elementos metálicos instalados suscetíveis de contactos

indiretos. Toda a Instalação tem à cabeça um dispositivo de proteção diferencial que garante a proteção de pessoas sempre que estas se encontrem sujeitas a um defeito.



Figura 6.66 - Interligação das terras coma estrutura.

Armário de Contagem de Energia Produzida

Este quadro ficou instalado dentro da Sala do Posto de Transformação de Consumo. Recebe a informação dos 3 TI's 250/5A que estão instalados na numa caixa ISM como mostra a figura 6.67, e tem o seguinte equipamento:

- Contador de energia ITROM SL 7000 de contagem indireta (figura 6.68);
- Módulo de comunicação GSM para leitura remota do distribuidor (figura 6.68);



Figura 6.67 - Caixa ISM



Figura 6.68 - Contador Bidirecional e Modem Gsm

Sistema de Monitorização

A instalação está equipada com um sistema monitorização remota Conergy VisionBox como mostra a figura 6.69.

Este sistema de monitorização tem como principais funções:

- Monitorizar o estado de funcionamento dos 6 inversores em paralelo.
- Monitorizar os principais parâmetros de energia (Potência, Tensão, Intensidade, Rendimento).
- Importação de dados via USB.
- Acesso remoto.
- Protocolo Ethernet.

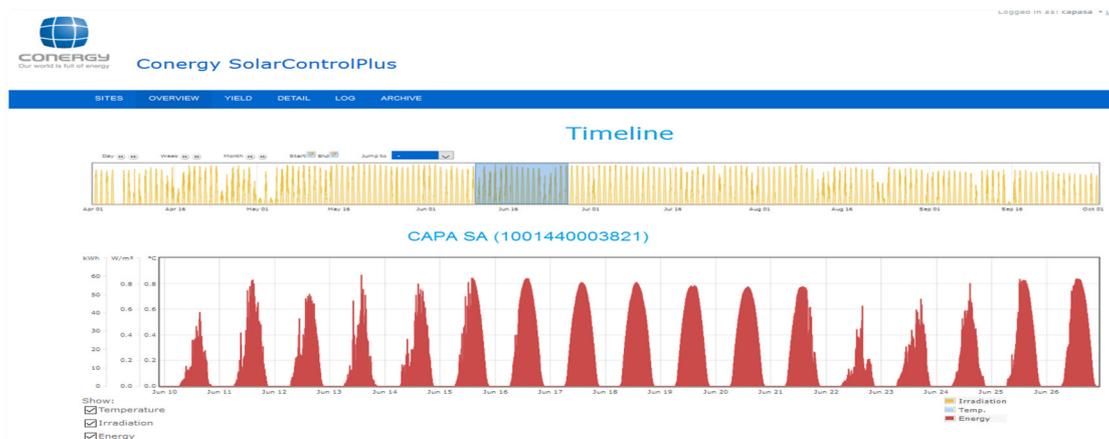


Figura 6.69 - Exemplo do Sistema de Monitorização

6.3.3. CARACTERIZAÇÃO DO PONTO DE INTERLIGAÇÃO COM A RESP

A instalação de Minigeração ficará conectada à RESP através do PT de consumo da unidade fabril, sendo que o ponto de interligação é fisicamente executado no barramento secundário (baixa tensão) do transformador a montante dos TI's de contagem do consumo.

A interligação, como mostra a figura 6.70, garante as condições técnicas de ligação à rede de distribuição conforme o disposto no Regulamento de Rede de Distribuição e proteções ao nível da Interligação, de acordo com o especificado no Guia Técnico das Instalações da Produção Independente de Energia Elétrica.

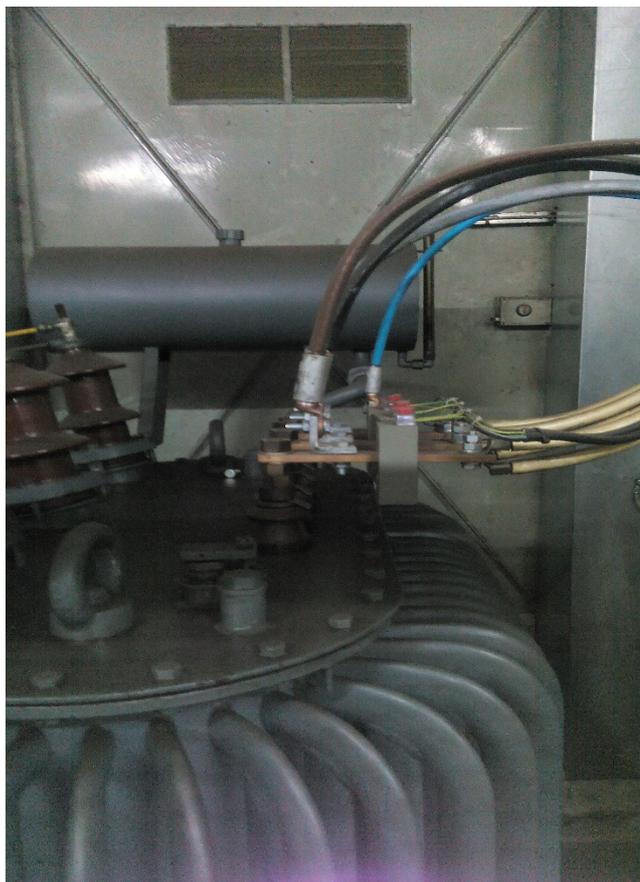


Figura 6.70 - Pormenor do Ponto de Interligação

As proteções de máximo e mínimo de tensão e de frequência estabelecidos no Regulamento de Rede de Distribuição são assegurados pelos inversores que garantidamente fazem parte da lista de equipamentos publicada no portal “renovaveishora”.

Foi adotada a Solução 9 das Soluções de Ligação à Rede (LRMini V01 06/2011) publicadas no portal “renovaveishora”.

6.3.4. ANOMALIAS VERIFICADAS

No presente caso prático, vamos apenas demonstrar o bom funcionamento da central fotovoltaica, apesar das características das cargas que constituem a instalação de consumo, demonstrando um exemplo de sucesso.

Ficha Técnica da Medição:

Tabela 6.20 - Descrição dos Equipamentos de medição utilizados na análise da Qualidade de Energia.

Entidade Executante				
Equipa Técnica	Carlos Silva			
Equipamentos de Medição				
Designação	Marca	Modelo	Número de Série	Data de Calibração
Analizador de Energia	HT	PQA 824	13041639	18/09/2013
Periodo de Análise				
Data de Inicio	Condições Climatéricas	Data de Fim	Condições Climatéricas	Condições Climatéricas
31/10/2014	Céu Limpo	04/11/2014	Céu Limpo	Céu Limpo

Análise da Qualidade de Energia

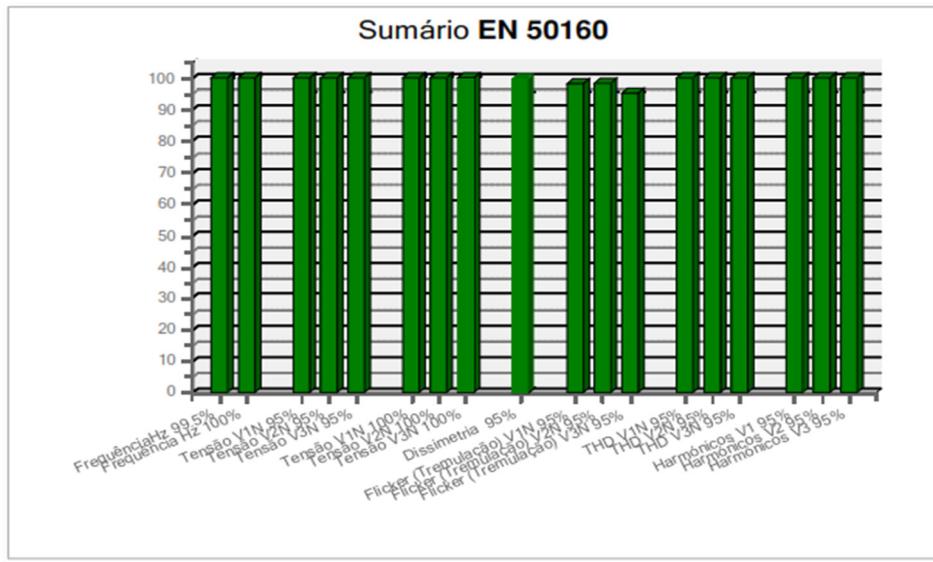


Figura 6.71 - Resumo da Análise da Qualidade de Energia

Conforme se pode verificar no resumo apresentado na figura 6.71, o analisador de energia não registou qualquer anomalia na qualidade de energia no ponto de interligação no que diz respeito às exigências da Norma EN 50160, no entanto vamos verificar por cada grandeza esta constatação.

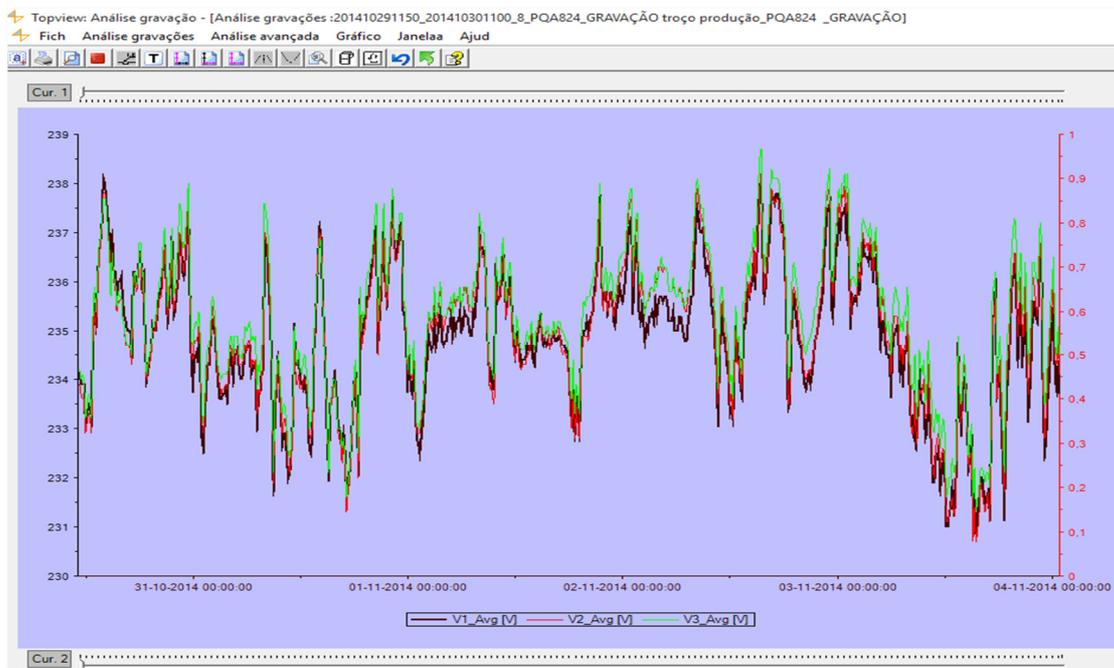


Figura 6.72 - Tensão fundamental

É possível verificar o equilíbrio entre fases na figura 6.72 quanto à evolução da amplitude da tensão, apesar da variação constante, os valores verificam-se sempre entre os 231V e os 238V, não se verificando sobretensões nem cavas.

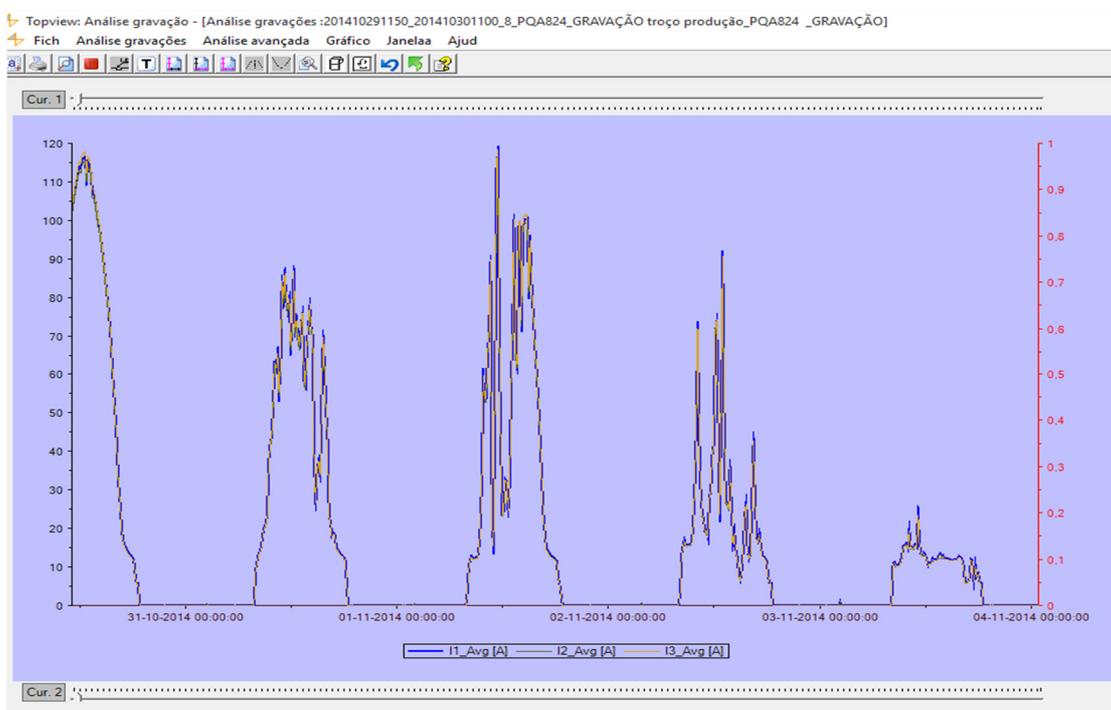


Figura 6.73 - Corrente nas 3 fases.

O mesmo se verifica para a corrente nas fases na figura 6.73, que demonstra um equilíbrio bastante bom que pode ser comprovado pela corrente de neutro na figura 6.74 registada sendo esta residual:

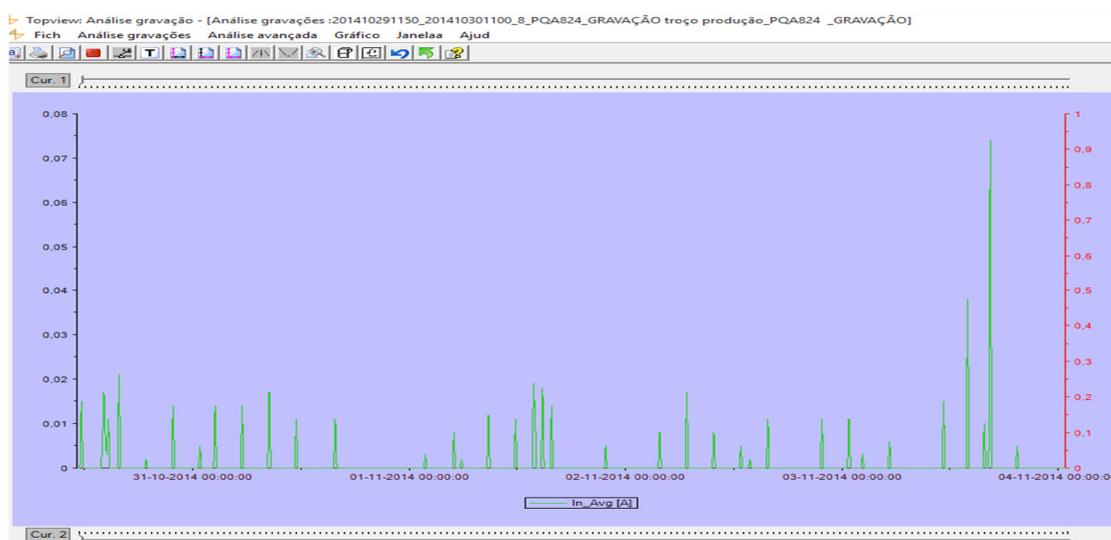


Figura 6.74 - Corrente no condutor de neutro

Ao nível dos harmônicos de tensão, pode-se verificar na figura 6.75 a baixa THD e como era de esperar, a presença dos harmônicos de 3.^a ordem e seus múltiplos 6.^a e 9.^a ordem, que apesar apresentarem valores superiores aos restantes, não são significativos e por isso não causam perturbações na central fotovoltaica. A mesma situação é verificada na figura 6.76 no condutor de Neutro.

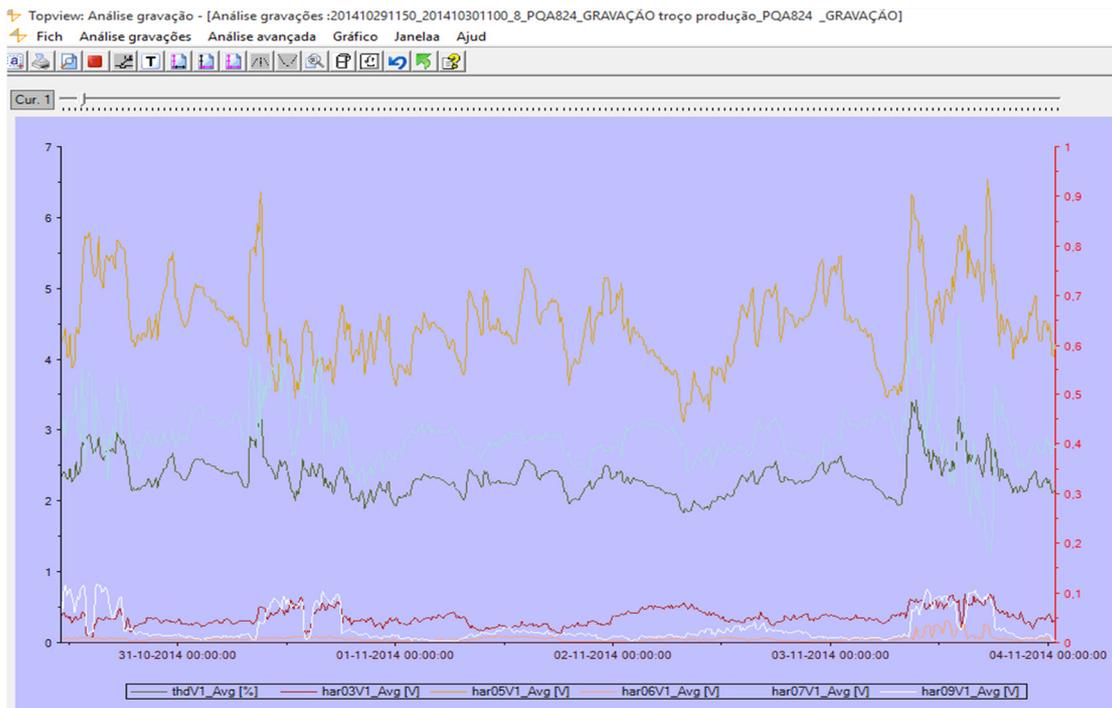


Figura 6.75 - THDV e h1, h3, h5, h6, h7 e h9.

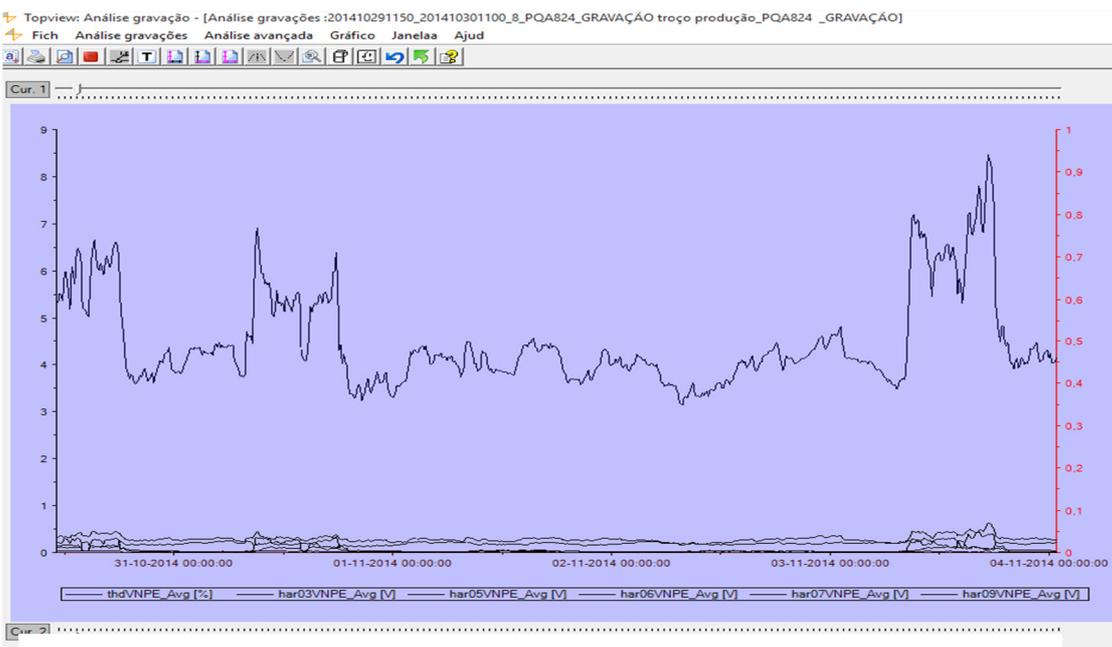


Figura 6.76 - THDV no condutor de Neutro.

Analisando os Harmônicos de corrente, apesar da sua presença, apresentam valores muito baixos para causarem impacto na central fotovoltaica conforme se mostra na figura 6.77.

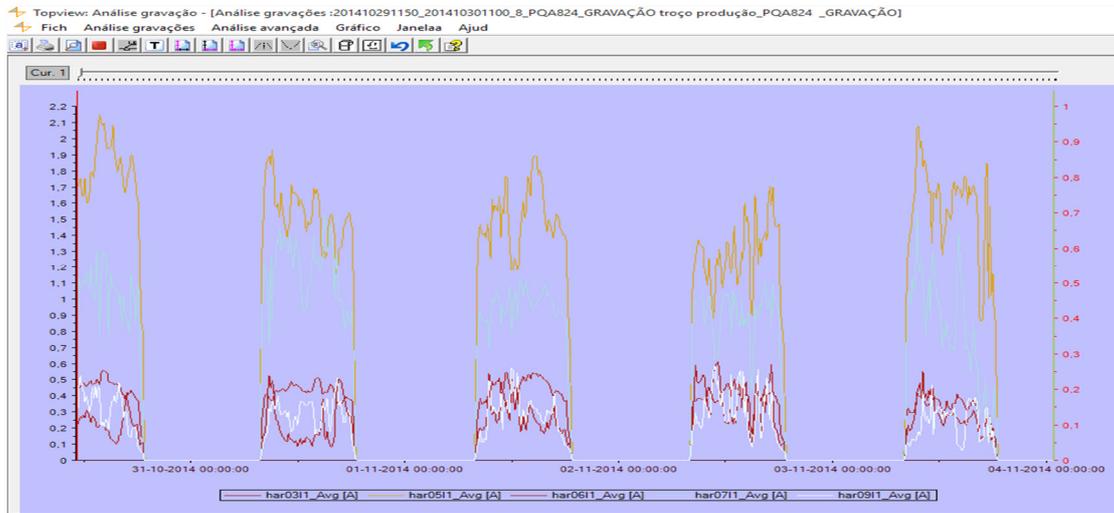


Figura 6.77 - THDI e h1, h3, h5, h6, h7 e h9.

A compensação de energia reativa está devidamente ajustada não provocando qualquer impacto negativo na instalação.

Posto isto é possível demonstrar que uma central fotovoltaica e as suas proteções devidamente dimensionadas, ligada a um ponto de interligação conforme mostra a figura 78, com a Qualidade de Energia garantida, não é afetada pela instalação de consumo nem provoca impacto negativo na instalação de consumo.

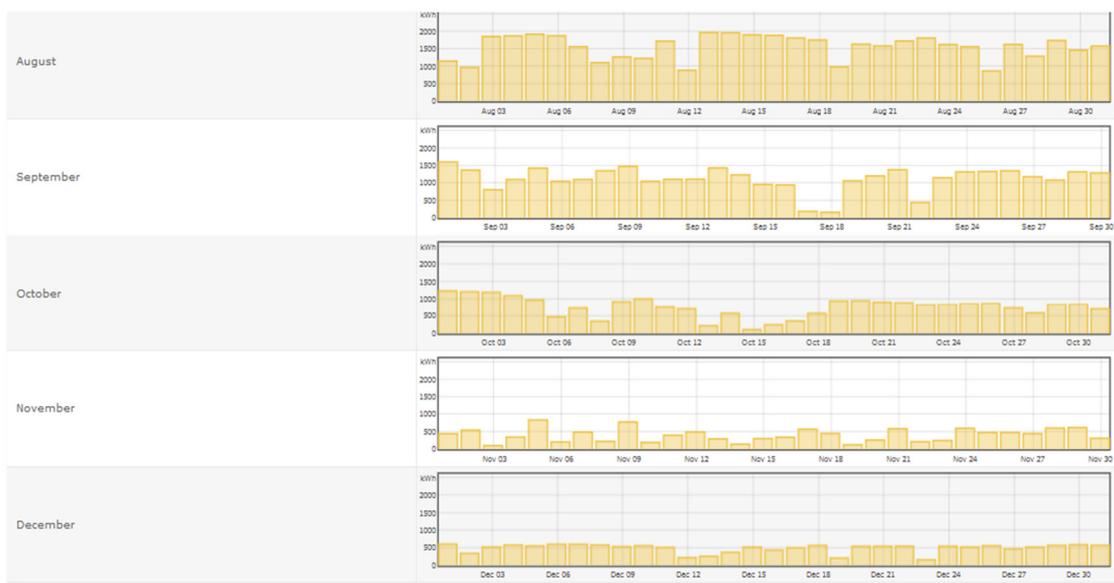


Figura 6.78 - Produção Contínua da Central Fotovoltaica.

6.3.5. CONSEQUÊNCIAS TÉCNICO-ECONÓMICAS

Visto não existir impacto negativo bidirecional entre as instalações de miniprodução, consumo e RESP, não existem consequências técnico-económicas, nem necessidade de estudo de soluções, no entanto é importante fazer o registo de qualidade de serviço periodicamente ou sempre que é instalada uma nova carga na instalação de consumo de forma a prevenir possíveis futuras anomalias.

6.4. Outras instalações com registos de algumas anomalias aqui apresentadas

Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa

- Edifício de Serviços;
- *DataCenter* de grande dimensão (servidor);
- Elevadores;
- Iluminação Fluorescente com balastos eletrónicos;

Minigeração com Ligação em Média Tensão de 250kVA

Anomalias verificadas:

- Disparo intempestivo de alguns disjuntores;
- Falha de leitura do sistema de monitorização em alguns períodos;

Causas registadas:

- Corrente no condutor de Neutro elevadíssima conforme se verifica na figura 6.79;
- THDI no condutor de Neutro elevadíssima conforme se verifica na figura 6.80;
- Harmónicos de Corrente no condutor de Neutro de valor elevadíssimo conforme se verifica na figura 6.80;

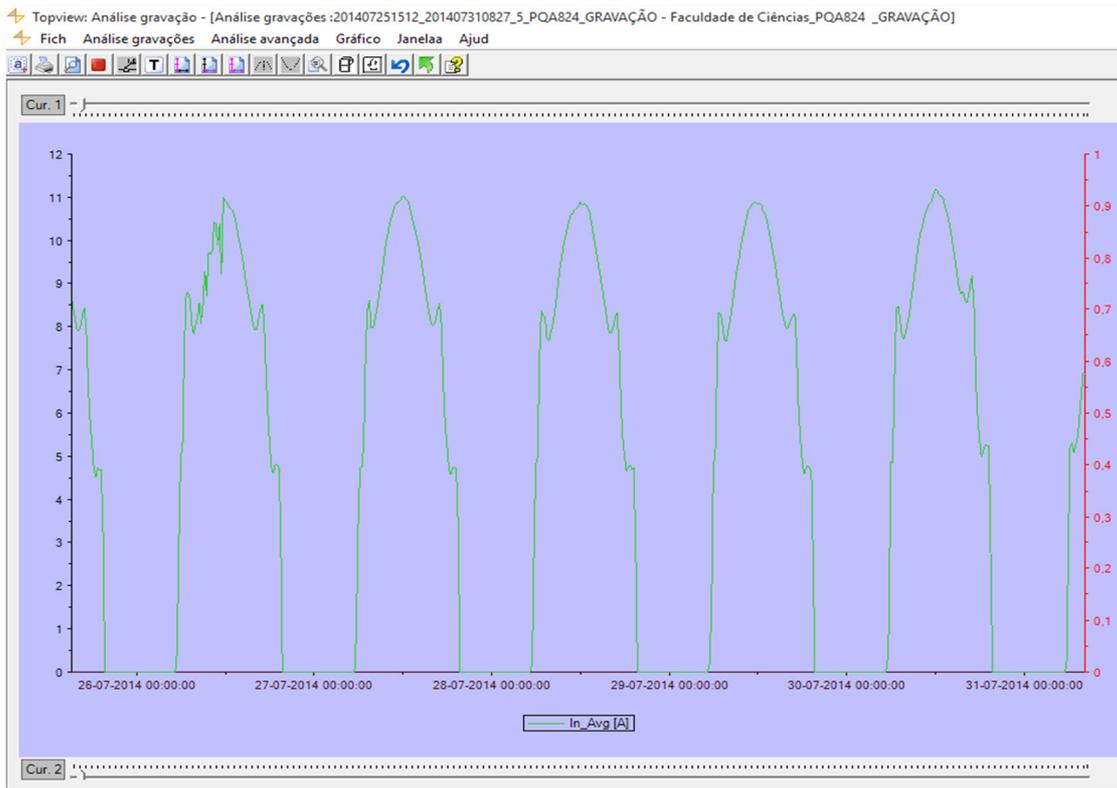


Figura 6.79 - Corrente elevada no condutor de Neutro.

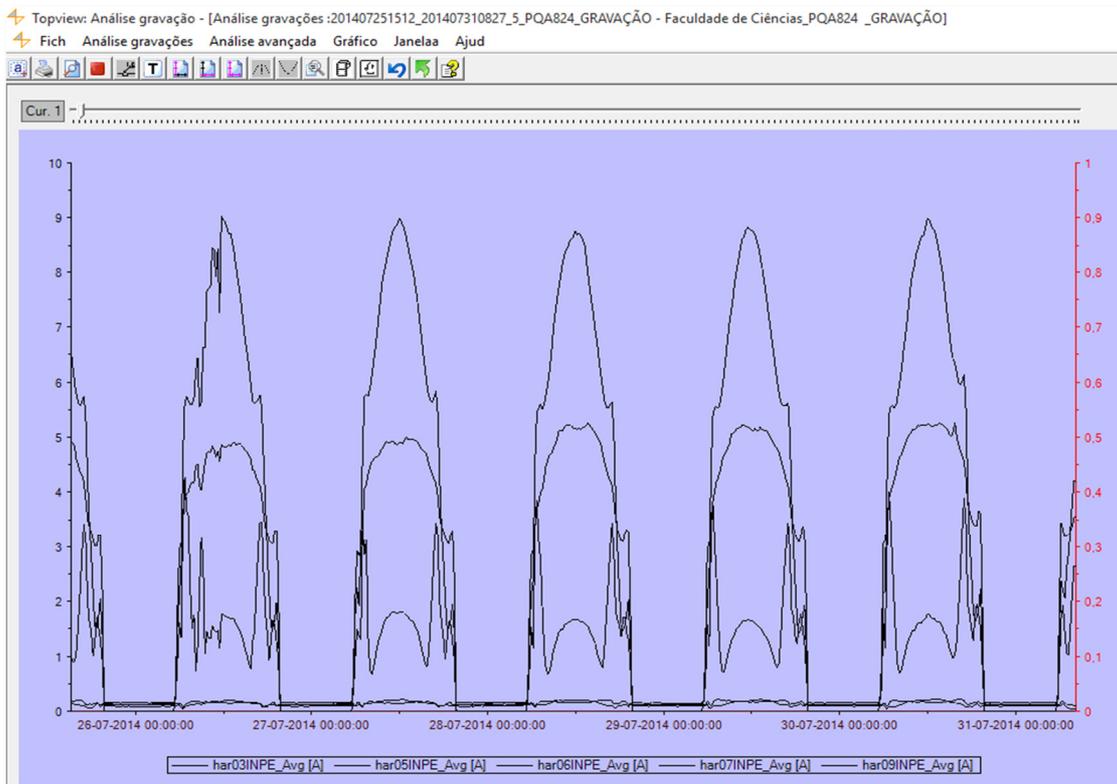


Figura 6.80 - THDI excessivamente elevada no condutor de Neutro.

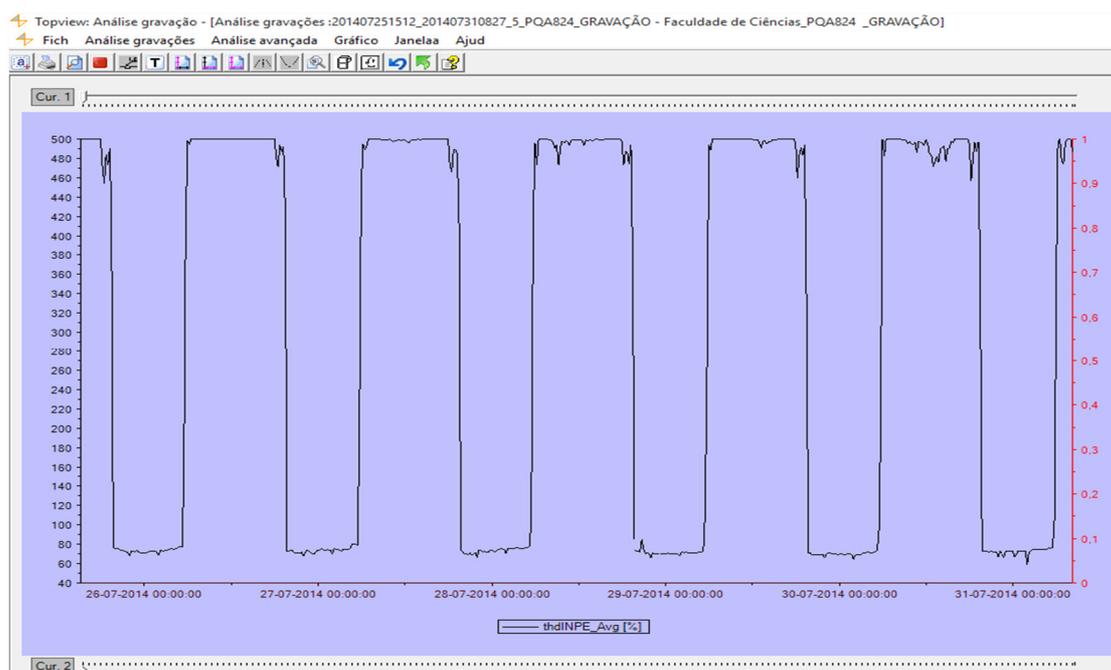


Figura 80: Harmónicos de Corrente, h3, h5, h6, h7 e h9 no condutor de neutro

A presente instalação é constituída por 3 edifícios, sendo que a minigeração instalada está subdividida pelos 3 edifícios com um quadro parcial por edifício. As anomalias verificadas registaram-se sempre no quadro parcial da minigeração instalada no edifício onde se encontra ligado o *DataCenter*, sendo muito provável que seja esta a carga produtora da distorção harmónica no condutor de neutro registada no analisador de energia.

6.5. Conclusões

É importante salientar que através destes casos práticos é possível perceber que a relação bidirecional entre uma instalação de consumo, central fotovoltaica e RESP no mesmo ponto de interligação podem funcionar em perfeitas condições de exploração, desde que ambas se encontrem bem dimensionadas e estruturadas na sua configuração de rede, garantindo uma qualidade de energia desejável no ponto de interligação.

7. CONCLUSÕES

De uma forma progressiva, ao longo do trabalho foram sendo referenciadas as conclusões resultantes das análises e registros explicados através dos vários métodos para cada uma das situações, no entanto de uma forma resumida, vou aqui apresentar as principais conclusões resultantes desta dissertação.

Foi importante perceber em primeiro lugar, que no mesmo ponto de interligação, podem coexistir três instalações distintas mas complementares e que o objetivo fundamental de qualquer sistema elétrico é manter o equilíbrio, a continuidade e qualidade de serviço em todos os momentos. Posto isto, a presente dissertação foi capaz de demonstrar e concluir que, tendo a RESP má qualidade de serviço, não é afetada apenas a instalação de consumo como também, e com mais impacto, a instalação de produção distribuída, neste caso concreto, as centrais fotovoltaicas de minigeração. Foi possível também concluir que, sendo a instalação de consumo envelhecida, sem manutenção preventiva e sem alteração constante para melhoria da sua qualidade de energia, possui um risco eminente de interferir no bom funcionamento de uma central fotovoltaica de minigeração e inclusive causar graves danos nas canalizações, proteções e equipamentos nela instalados. Não foi possível encontrar soluções capazes de anular completamente as anomalias registradas e estudadas, no entanto, as soluções encontradas reduziram de forma bastante satisfatória a interferência nas centrais fotovoltaicas de minigeração estudadas. Ao nível da

normalização, foi possível concluir que, apesar da enorme panóplia de normas e regulamentos criados para as redes elétricas, produção de equipamentos, proteções, instalação e exploração de instalações elétricas de produção e consumo, continuam a existir lacunas que permitem a ocorrência de anomalias de dimensão suficiente para causar impactos negativos elevados nas centrais fotovoltaicas de minigeração. Considero que os objetivos foram alcançados de forma satisfatória, tendo sido apresentada nesta dissertação matéria técnica e prática suficiente para demonstrar o impacto técnico-financeiro das interferências da RESP e das instalações elétricas de consumo com graves problemas de qualidade de energia, nas centrais fotovoltaicas de minigeração. Considero ainda que as conclusões aqui demonstradas servirão como ferramenta de apoio ao projeto de novas instalações, quer de consumo quer de produção, e com isso contribuir para a melhoria contínua da qualidade da energia no sistema elétrico nacional. Espero com este estudo alertar as entidades normativas no sentido de ajustar os regulamentos e normas, tendo em conta os conceitos aqui demonstrados, para que na especialidade da energia, os sistemas elétricos sejam projetados, instalados e explorados sustentavelmente sobre os pilares do bom senso, do conhecimento da engenharia e da exigência das normas.

7.1. Perspetivas de trabalho futuro

A presente dissertação deixa em aberto várias possibilidades para evolução do trabalho no futuro, como tal, pretendo aqui enumerar algumas dessas possibilidades que acho bastante relevantes para a evolução da produção distribuída, nomeadamente das centrais fotovoltaicas de ligação à rede. No seguimento das conclusões aqui demonstradas, seria importante criar um modelo de análise/diagnóstico para futuras instalações, no sentido de caracterizar pormenorizadamente o estado de exploração das instalações elétricas de consumo, capaz de prever o comportamento da qualidade da energia e das instalações de consumo e produção nos vários regimes de funcionamento. Seria de grande utilidade transpor o estudo aqui apresentado para as instalações elétricas com centrais de produção em autoconsumo, visto que o ponto de interligação da central de produção com a instalação de consumo pode ser concretizada em qualquer quadro elétrico parcial da instalação de consumo, permitindo estudar o melhor local possível na instalação para interligar a central de produção sem sofrer as interferências da má qualidade de energia da instalação de consumo.

Referências Documentais

- [1] TAVARES, Hugo—ISEP, Regimes de Neutro em Média Tensão em Subestações de Distribuição de Energia Elétrica. Porto, 2013.
- [2] ENERGIA, Portal—Energia Fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projeto e instalação. União Europeia, 2004.
- [3] DGEG—Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia Elétrica. Lisboa, 2009.
- [4] SCHNEIDER—*Qualidade de Energia, Harmónicas*. Brasil, 2003.
- [5] XU, Xiao-yan, HUANG, Yue-hui, LIU, Chun, WANG, Wei-sheng—*Impact of Dispersed PV Generation on Voltage Rise of Distribution Grid*, 2010.
- [6] Wei-Lin, Hsieh, Chia-Hung, Lin, Chao-Shun, Chen, C.T., Hsu, Te-Tien, Ku, Cheng-Ta, Tsai, Chin-Ying, Ho—*Impact of PV Generation to Voltage Variation and Power Losses of Distribution Systems*, 2011.
- [7] ERSE —Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico, 2013.
- [8] EDP, ISR—Manual da Qualidade da Energia Elétrica, 2005.
- [9] ISE—Aspetos Gerais da Qualidade de Energia, 2012
- [10] ERSE — Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico, 2013.