

ELABORAÇÃO DE UM PROJETO DE UMA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE MINIPRODUÇÃO E ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA, ECONÓMICA E FINANCEIRA

José Fernando Carvalho Oliveira



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Novembro de 2014

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

Candidato: José Fernando Carvalho Oliveira, N.º 1021061, 1021061l@isep.ipp.pt

Orientação científica: Roque Filipe Mesquita Brandão, rfb@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Novembro de 2014

A ti, eu te dedico...

Agradecimentos

Em primeiro lugar, o meu profundo agradecimento aos meus Pais, Manuel Oliveira e Elvira Oliveira, em especial à minha Mãe por todo o carinho e apoio que me tem transmitido ao longo da vida. Sem ti, sem todos os teus sacrifícios, não teria sido possível.

A todos, a quem a vida me roubou o prazer da vossa companhia, sobretudo a ti Avó Laide, que me ajudaste a educar e a quem devo grande parte do que hoje sou.

Aos meus amigos, com quem partilhei bons e maus momentos, com quem cresci, com quem venci e sem os quais a vida não teria o mesmo significado.

À minha família, não vos pude escolher mas tive a sorte de vos ter.

Ao Professor Doutor Roque Brandão, pela disponibilidade demonstrada e pelo contributo na realização desta dissertação.

Como não poderia deixar de ser, aos meus companheiros e amigos da Elergone, que desde sempre me ouviram a dizer “apenas falta a tese”, finalmente posso dizer que chegou o dia. Obrigado pela partilha do conhecimento e, acima de tudo, obrigado pelo prazer que me dão em trabalhar.

Ao meu cão, meu companheiro de há 10 anos, com quem partilhei todos os momentos que redigi este documento.

Por último, à minha namorada, Patrícia Pereira, que sempre acreditou em mim. Obrigado pela insistência, pela compreensão e por todo o Amor que me tens dado.

A todos, o meu obrigado.

Resumo

Desde o final do século XVIII, quando se iniciou a revolução industrial, o crescimento económico tem sido assente num consumo elevado de combustíveis fósseis que libertam gases com efeito de estufa. A emissão destes gases e a escassez dos combustíveis fósseis são temas que, desde as últimas duas décadas do século XX, ocupam um lugar de destaque nas agendas de política mundial.

A produção de energia através de fontes renováveis surge como alternativa e poderá ser a solução para países com escassos recursos de origem fóssil, como é o caso de Portugal, minimizando também a sua dependência energética do exterior.

Uma das medidas de incentivo lançada pelo Governo Português em 2007, foi a criação de um regime simplificado aplicável à microprodução descentralizada de eletricidade através de fontes de energia renováveis e de cogeração.

À semelhança da maioria dos países europeus, o principal meio de promoção destes sistemas em Portugal foram as *Feed-in-Tariffs*, que consistem numa tarifa de venda de energia elétrica de origem renovável acima da tarifa de mercado. Estas tarifas permitiram, sobretudo, o crescimento do setor fotovoltaico em Portugal.

Atualmente, o amadurecimento da tecnologia fotovoltaica, associado ao constante aumento das tarifas de energia elétrica, permite que se torne vantajosa a instalação de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo. Neste contexto, o atual Governo Português, criou recentemente um regime jurídico aplicável à produção de eletricidade para autoconsumo.

O objetivo deste trabalho é demonstrar, com base na minha experiência profissional, a metodologia de dimensionamento de uma central fotovoltaica ligada à Rede Elétrica de Serviço Público. Será utilizado como objeto de estudo um projeto constituído por 28 centrais fotovoltaicas de Miniprodução de 100 kW, dispersas por Portugal Continental, para o qual será efetuada a análise financeira do investimento.

Pretende-se ainda apresentar o novo enquadramento legislativo para o Autoconsumo e Pequena Produção distribuída, detalhar as suas principais características e efetuar um estudo económico para cada um destes regimes.

Palavras-Chave

Energias Renováveis, Solar Fotovoltaico, Microprodução, Miniprodução, Unidades de Produção (UP), Unidades para Autoconsumo (UPAC), Unidades de Pequena Produção (UPP).

Abstract

Since the end of the 18th century, when the industrial revolution began, the economic growth has been based on a high fossil fuels consumption that releases greenhouse gases. The emission of these gases and the scarcity of fossil fuels are topics that, since the last two decades of the 20th century, have an important highlight on the world politics agenda.

The production of energy from renewable sources appears as an alternative and it could be a solution for countries with limited fossil fuels resources, such as Portugal, besides reducing their dependency for abroad energy sources.

One of the stimulus measures launched by the Portuguese Government in 2007 was the creation of a simplified regime for decentralized microgeneration of electricity through renewable energy sources and cogeneration.

Like the majority of the European countries, the primary means of promotion for these systems in Portugal were the Feed-in-Tariffs which consists in a selling price of electricity from renewable energy above the market rate rise. These tariffs allowed, mainly, the growth of the photovoltaic sector in Portugal.

Nowadays, the photovoltaic technology mature, combined with the constant increase of electricity rates, enables self-consumption photovoltaic systems to be advantageous. In this context, the current Portuguese Government recently created a legal regime for the production of electricity for self-consumption.

The objective of this study is to demonstrate, based on my professional experience, the methodology of sizing for a grid-connected photovoltaic plant. The object of this study will be a project composed by 28 *Miniprodução* photovoltaic plants across Portugal, for which will be made the investment's financial analysis.

It will be also presented the new legislative framework for self-consumption and distributed small production, detailing his main features and making an economic study for each of these regimes.

Keywords

Renewable Energy, Solar Photovoltaics, *Microprodução*, *Miniprodução*, Production Units (UP), Self-consumption Units (UPAC), Small Production Units (UPP).

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABELAS	XV
ACRÓNIMOS	XIX
1. INTRODUÇÃO	23
1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO.....	23
1.2.TEMA.....	25
1.3.OBJETIVO.....	25
1.4.ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO	26
2. MICROPRODUÇÃO & MINIPRODUÇÃO	27
2.1.TARIFAS <i>FEED-IN</i>	29
2.2.MICROPRODUÇÃO.....	29
2.3.MINIPRODUÇÃO	32
2.4.EVOLUÇÃO DAS TARIFAS BONIFICADAS DA MICROPRODUÇÃO	39
2.5.EVOLUÇÃO DAS TARIFAS BONIFICADAS DA MINIPRODUÇÃO.....	40
2.6.EVOLUÇÃO DA ATRIBUIÇÃO DE POTÊNCIA EM 2014.....	41
3. UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO & UNIDADES DE PEQUENA PRODUÇÃO	45
3.1.UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO.....	47
3.2.UNIDADES DE PEQUENA PRODUÇÃO.....	50
4. METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO DE UMA UNIDADE DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA LIGADA À RESP	53
4.1.AVALIAÇÃO DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO	54
4.2.ORIENTAÇÃO E INCLINAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	55
4.3.ANÁLISE DE SOMBREAMENTOS.....	55
4.4.SELEÇÃO DE ESTRUTURAS	58

4.5. SELEÇÃO DO MÓDULO FOTOVOLTAICO	61
4.6. SELEÇÃO DO INVERSOR	64
4.7. DEFINIÇÃO DAS <i>STRINGS</i> DOS INVERSORES	66
4.8. CANALIZAÇÕES E MATERIAIS	70
4.9. DIMENSIONAMENTO DA CABLAGEM	70
4.10. DIMENSIONAMENTO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	75
4.11. DISPOSITIVO DE SECCIONAMENTO E CORTE	85
4.12. REGIME DE NEUTRO	85
4.13. SISTEMA DE TELECONTAGEM	86
4.14. INTERLIGAÇÃO COM A REDE ELÉTRICA	87
4.15. SIMULAÇÃO DE PRODUÇÃO	88
5. PROJETO DE CENTRAIS FOTOVOLTAICAS DE MINIPRODUÇÃO	91
5.1. CARACTERIZAÇÃO DAS CENTRAIS	92
5.2. SELEÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	93
5.3. SELEÇÃO DOS INVERSORES	95
5.4. SELEÇÃO DA ESTRUTURA	96
5.5. DEFINIÇÃO DAS <i>STRINGS</i> DOS INVERSORES	98
5.6. IMPLANTAÇÃO	100
5.7. DIMENSIONAMENTO DA CABLAGEM DC	101
5.8. DIMENSIONAMENTO DA CABLAGEM AC	105
5.9. DIMENSIONAMENTO DAS PROTEÇÕES NA PRIMEIRA FASE DO PROJETO	111
5.10. DIMENSIONAMENTO DAS PROTEÇÕES NA SEGUNDA FASE DO PROJETO	113
5.11. INTERLIGAÇÃO COM A RESP	117
5.12. ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA	118
5.13. COMPARAÇÃO ENTRE PRODUÇÃO ESTIMADA E REAL	119
5.14. ORÇAMENTO	122
5.15. ANÁLISE FINANCEIRA DO PROJETO	124
6. ESTUDO ECONÓMICO DE UMA UNIDADE DE PRODUÇÃO	127
6.1. ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SECTOR ELÉTRICO EM PORTUGAL	128
6.2. ESTUDO ECONÓMICO DE UMA UPAC	129
6.3. ESTUDO ECONÓMICO DE UMA UPP	136
6.4. COMPARAÇÃO ENTRE UPAC E UPP	137
7. CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	139
REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS	141
ANEXO A. DECRETO-LEI N.º 25/2013	147
ANEXO B. DESPACHO DGEg DE 26 DEZEMBRO DE 2013	169

ANEXO C. DECRETO-LEI N.º 153/2014.....	173
ANEXO D. ENQUADRAMENTO DO NOVO REGIME DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA	187
ANEXO E. RELATÓRIO PVSYSY – MARINHA GRANDE	203
ANEXO F. FICHA TÉCNICA DO CABO AC.....	207
ANEXO G. FICHA TÉCNICA DO CABO DC	211
ANEXO H. FICHA TÉCNICA DO INVERSOR SMC.....	213
ANEXO I. FICHA TÉCNICA DO INVERSOR STP.....	217
ANEXO J. FICHA TÉCNICA DOS MÓDULOS REC	221
ANEXO K. ESQUEMA UNIFILAR DAS CENTRAIS SMC	223
ANEXO L. ESQUEMA UNIFILAR DAS CENTRAIS STP	225

Índice de Figuras

Figura 1	Evolução do consumo mundial de energia primária, em Mtep [1].	23
Figura 2	Potencial fotovoltaico dos países europeus [2].	24
Figura 3	Modelo de funcionamento de uma UPAC com venda de energia excedentária à RESP [24].	47
Figura 4	Exemplo Ilustrativo de registo para UPAC com potência superior a 1,5 kW [24].	49
Figura 5	Modelo de funcionamento de uma UPP [24].	51
Figura 6	Exemplo Ilustrativo de registo para UPP [24].	51
Figura 7	– Avaliação do potencial fotovoltaico [25].	54
Figura 8	Análise de sombreamentos através do <i>Google® SketchUp</i> [25]	56
Figura 9	Distanciamento entre filas num campo fotovoltaico com estrutura inclinada [26].	57
Figura 10	Estrutura para telhado inclinado [27].	60
Figura 11	Estrutura para cobertura plana [27].	60
Figura 12	Estrutura de campo [27].	60
Figura 13	Seguidor Solar [28].	61
Figura 14	Tipos de células fotovoltaicas [29].	62
Figura 15	Tolerância da potência nominal [30].	63
Figura 16	Coeficiente de temperatura [30].	64

Figura 17	Garantia de potência [30].	64
Figura 18	Potência nominal dos módulos em condições STC e NOCT [30].	66
Figura 19	Exemplo de ocorrência de uma corrente inversa [36].	77
Figura 20	Coordenação entre os condutores e os dispositivos de proteção [34].	78
Figura 21	Combinação de DST com inversores [37].	81
Figura 22	Ligação no lado AC de vários inversores a um DST trifásico [37].	81
Figura 23	Combinação de DST com <i>strings</i> [37]	82
Figura 24	Módulo <i>REC Solar</i> da série <i>PeakEnergy</i> [30].	94
Figura 25	Inversor SMA Sunny Tripower (à esquerda) e SMA Sunny Mini Central (à direita) [36].	95
Figura 26	Estrutura desenvolvida pela Elergone [25].	97
Figura 27	Interface do programa <i>SMA Sunny Design</i> [36].	98
Figura 28	Cabo <i>Exzhellent Solar Fotovoltaico ZZ-F(AS)</i> [39].	101
Figura 29	Esquema unifilar simplificado das strings do inversor SMA STP17000TL.	102
Figura 30	Esquema unifilar simplificado das strings do inversor SMA STP15000TL.	102
Figura 31	Esquema unifilar simplificado das strings do inversor SMA SMC11000TLRP.	103
Figura 32	Cabo <i>Exzhellent XXI RZ1-K(AS)</i> [39].	106
Figura 33	Esquema unifilar simplificado das ligações AC na primeira fase do projeto.	107
Figura 34	Esquema unifilar simplificado das ligações AC na segunda fase do projeto.	108
Figura 35	Esquema Unifilar do Quadro Geral das Centrais Fotovoltaicas na primeira fase do projeto.	112

Figura 36	Esquema representativo do quadro DC.	114
Figura 37	Descarregador de Sobretensão (à esquerda) e Fusível gPV (à direita).	114
Figura 38	Esquema unifilar dos quadros parciais e do quadro geral na segunda fase do projecto.	115
Figura 39	Solução 9 de interligação com a RESP [40]	117
Figura 40	Diagramas de potência.	134
Figura 41	Fatura horária.	135

Índice de Tabelas

Tabela 1	Sessões de atribuição de potência do regime bonificado da microprodução em 2014 [7].	31
Tabela 2	Sessões de atribuição de potência do regime bonificado da miniprodução em 2014 [10].	35
Tabela 3	Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal Continental em 2014 [11].	36
Tabela 4	Preços de fecho do OMIE entre Dezembro de 2013 e Agosto de 2014 para Portugal Continental [13].	38
Tabela 5	Tarifas de Miniprodução, em regime geral, entre Janeiro e Setembro de 2014 de acordo com o cenário apresentado.	39
Tabela 6	Evolução da atribuição de potência da microprodução em 2014 [21].	42
Tabela 7	Evolução da atribuição de potência de miniprodução em 2014 – Escalão I [22].	43
Tabela 8	Evolução da atribuição de potência de miniprodução em 2014 – Escalão II [22].	43
Tabela 9	Evolução da atribuição de potência de miniprodução em 2014 – Escalão III [22].	43
Tabela 10	Principais características do novo regime de produção distribuída [24].	47
Tabela 11	Principais características das centrais instaladas.	92
Tabela 12	Localização das centrais abrangidas pela primeira fase do projeto.	93
Tabela 13	Localização das centrais abrangidas pela segunda fase do projeto.	93
Tabela 14	Principais características dos módulos utilizados [30].	94

Tabela 15	Principais características dos inversores instalados [36].	96
Tabela 16	Orientação das coberturas e das centrais em relação ao Sul.	100
Tabela 17	Estimativa de produção de energia em cada localização para ambas as soluções.	118
Tabela 18	Quadro resumo das produções das centrais.	119
Tabela 19	Produção Acumulada das centrais durante 12 meses consecutivos completos.	120
Tabela 20	Valores mínimos, máximos e médios da produção anual de cada central.	121
Tabela 21	Comparação entre a produção anual estimada e a produção média anual real das centrais.	122
Tabela 22	Orçamento detalhado para cada uma das soluções (€).	122
Tabela 23	Orçamento detalhado para cada uma das soluções (€/Wp).	123
Tabela 24	Orçamento detalhado para cada uma das soluções (€/kWh).	123
Tabela 25	Análise financeira do projeto.	124
Tabela 26	Revisão da análise financeira do projeto.	125
Tabela 27	Parcelas que constituem a fatura de venda de eletricidade a clientes finais [41] [42] [43] [44].	129
Tabela 28	- Horário do ciclo semanal [45]	130
Tabela 29	Tarifa transitória de venda a clientes finais em MT na opção tarifária de longas utilizações [46].	131
Tabela 30	Consumo mensal da instalação da Marinha Grande, sem unidade de autoconsumo.	131

Tabela 31	Custo mensal da energia na instalação da Marinha Grande, sem unidade de autoconsumo.	131
Tabela 32	Consumo mensal da instalação da Marinha Grande, com unidade de autoconsumo.	132
Tabela 33	Custo mensal da energia na instalação da Marinha Grande, com unidade de autoconsumo.	132
Tabela 34	Redução mensal de consumo na instalação da Marinha Grande.	133
Tabela 35	Redução mensal da faturação na instalação da Marinha Grande.	133
Tabela 36	Análise financeira da UPAC.	135
Tabela 37	Análise financeira da UPP.	136

Acrónimos

ARCE	–	Acordo de Racionalização do Consumo de Energia
AT	–	Alta Tensão
BT	–	Baixa Tensão
BTE	–	Baixa Tensão Especial
BTN	–	Baixa Tensão Normal
CE	–	Certificado Energético
CIEG	–	Custos de Interesse Económico Geral
CUR	–	Comercializador de Último Recurso
DGEG	–	Direção Geral de Energia e Geologia
DL	–	Decreto-Lei
DST	–	Descarregador de Sobretensão
ENE	–	Estratégia Nacional para a Energia
ERSE	–	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EU	–	União Europeia
FiT	–	<i>Feed-in-Tariffs</i> (Tarifas Feed-In)
IEC	–	Imposto Especial de Consumo
MAT	–	Muito Alta Tensão
MPP	–	Ponto Máximo de Potência

MT	–	Média Tensão
NOCT	–	Temperatura Nominal de Funcionamento da Célula
OMIE	–	Operador do Mercado Ibérico de Energia
PHP	–	Potência em Horas de Ponta
PT	–	Posto de Transformação
RARI	–	Regulamento de Acesso às Redes e Interligações
RESP	–	Rede Elétrica de Serviço Público
RTIEBT	–	Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão
SCE	–	Sistema de Certificação Energética dos Edifícios
SEI	–	Sistema Elétrico Independente
SEN	–	Sistema Elétrico Nacional
SEP	–	Sistema Elétrico do serviço Público
SGCIE	–	Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia
SMC	–	<i>Sunny Mini Central</i>
SRM	–	Sistema de Registos de Microprodução
SRMini	–	Sistema de Registos de Miniprodução
STC	–	Condições de Teste Standard
STP	–	<i>Sunny Tripower</i>
TI	–	Transformadores de Intensidade
UP	–	Unidade de Produção

UPAC – Unidades de Produção para Autoconsumo

UPP – Unidades de Pequena Produção

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

A emissão de gases com efeito de estufa e a escassez dos combustíveis fósseis são temas que desde as últimas duas décadas do século XX ocupam um lugar de destaque nas agendas de política mundial.

O aumento da temperatura terrestre e da água do mar, a subida no nível médio dos oceanos, as alterações na ocorrência e intensidade da precipitação e das secas e o aumento da atividade ciclónica são alguns dos fenómenos consequentes das alterações climáticas provocadas pela acumulação de gases com efeitos de estufa nas camadas superiores da atmosfera e que evidenciam a constante degradação do meio ambiente.

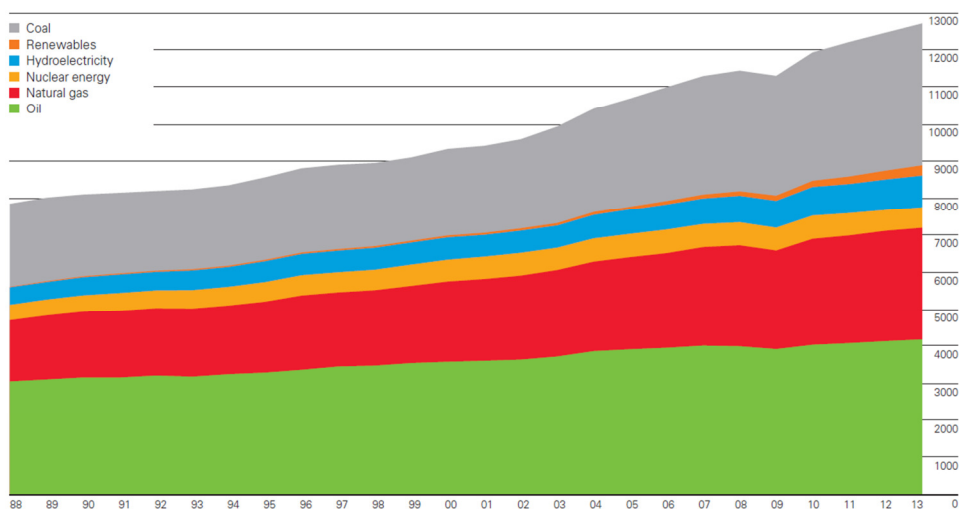


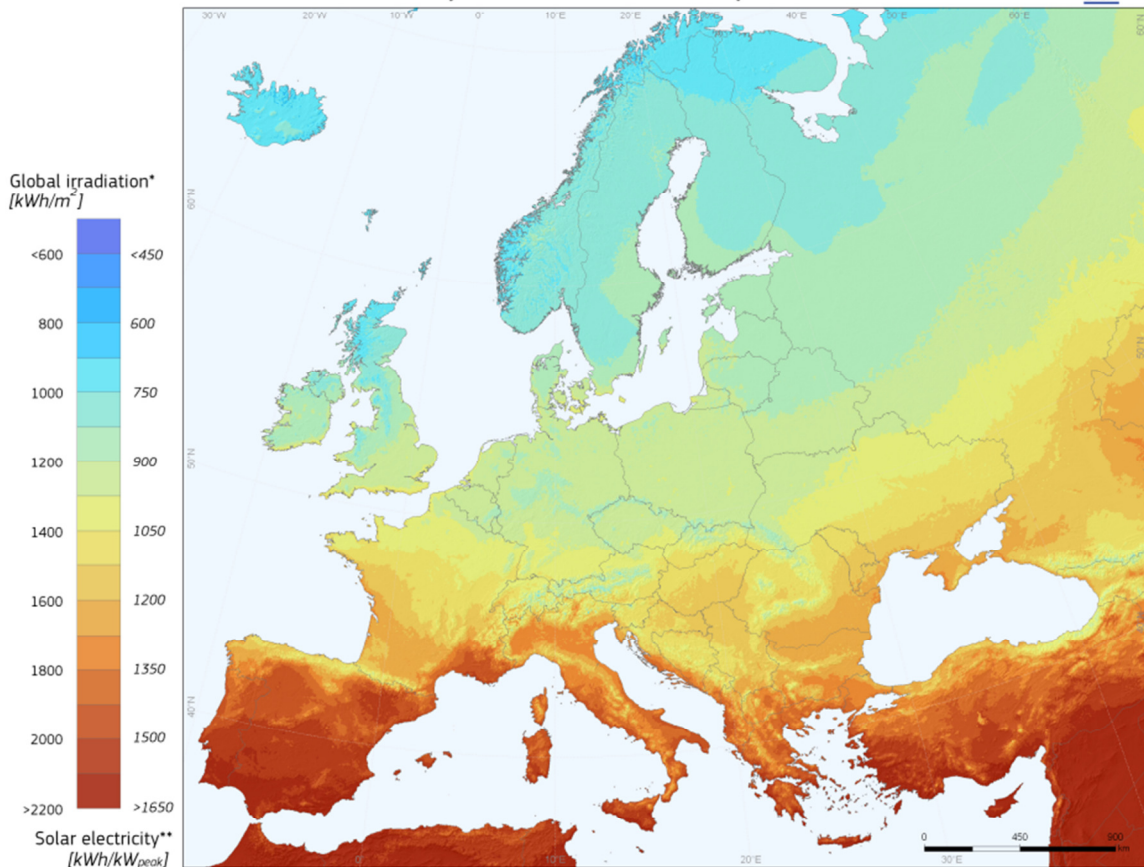
Figura 1 Evolução do consumo mundial de energia primária, em Mtep [1].

Nesta perspetiva é urgente e necessário a adoção de medidas e ações que visem a diminuição do consumo de combustíveis fósseis, minimizando o impacto dos humanos no planeta Terra e a sua dependência de um recurso finito.

A produção de energia através de fontes renováveis surge como alternativa e poderá ser a solução para países com escassos recursos de origem fóssil, como é o caso de Portugal, minimizando assim a sua dependência energética do exterior.

Com efeito, Portugal é um país com um enorme potencial em fontes de energia renováveis pois apresenta uma rede hidrográfica relativamente densa, uma elevada exposição solar e dispõe de uma vasta frente marítima que beneficia dos ventos atlânticos.

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries



* Yearly sum of global irradiation incident on optimally-inclined south-oriented photovoltaic modules

**Yearly sum of solar electricity generated by optimally-inclined 1kWp system with a performance ratio of 0.75

© European Union, 2012
PVGIS <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Authors: Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua
EC - Joint Research Centre
in collaboration with: CM SAF, solar@cm-saf.es

Legal notice: Neither the European Commission nor any of its member states is responsible for any use which might be made of the information contained in this publication.

Figura 2 Potencial fotovoltaico dos países europeus [2].

Uma das medidas de incentivo, lançada pelo Governo Português em 2007, foi a criação de um regime simplificado aplicável à microprodução descentralizada de eletricidade através de fontes de energia renováveis e de cogeração.

À semelhança da maioria dos países europeus, o principal meio de promoção aos sistemas de produção descentralizada de origem renovável em Portugal foram as *Feed-in-Tariffs* que consistem numa tarifa de venda de energia elétrica de origem renovável acima da tarifa de mercado. Estas tarifas permitiram, sobretudo, o crescimento do setor fotovoltaico em Portugal.

Atualmente, o amadurecimento da tecnologia fotovoltaica, associado ao constante aumento das tarifas de energia elétrica, permite que se torne vantajosa a instalação deste tipo de sistemas para produção de energia para consumo próprio. Neste contexto, o atual Governo Português, criou recentemente um regime jurídico aplicável à produção de eletricidade para autoconsumo.

1.2. TEMA

O Tema desta dissertação focaliza-se na Miniprodução fotovoltaica e surge numa altura em que o setor fotovoltaico se encontra praticamente estagnado face à diminuição dos valores das tarifas remuneratórias dos regimes bonificados das atividades de Microprodução e Miniprodução.

Com o novo enquadramento legal da produção distribuída de eletricidade foi finalmente preenchido o vazio legal em que se encontrava o regime de autoconsumo, o que se espera que venha dinamizar o setor fotovoltaico em Portugal.

1.3. OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é demonstrar, com base na minha experiência profissional, a metodologia de dimensionamento de uma central fotovoltaica de miniprodução. Será utilizado como objeto de estudo um projeto constituído por 28 centrais fotovoltaicas de Miniprodução de 100 kW dispersas por Portugal Continental, para o qual será efetuada a análise financeira do investimento.

Pretende-se ainda apresentar o novo enquadramento legislativo para o Autoconsumo e Pequena Produção distribuída, detalhar as principais características e efetuar um estudo económico para cada um destes regimes.

1.4. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO

Esta dissertação é constituída, para além da introdução, por mais 6 capítulos.

No segundo capítulo são apresentadas as atividades de pequena escala de produção descentralizada ao abrigo do Decreto-Lei n.º (DL) 25/2013, de 19 de fevereiro, designadas por Microprodução e Miniprodução.

No terceiro capítulo é apresentado o novo DL 153/2014, de 20 de outubro, que agrega e reformula os atuais regimes Microprodução e Miniprodução, passando a ser designados por Unidade de Pequena Produção (UPP). O DL 153/2014 estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo, designado por Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC).

No quarto capítulo é apresentada, com base na minha experiência profissional, a metodologia de dimensionamento de centrais fotovoltaicas ligadas à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP).

No quinto capítulo é apresentado um projeto de 28 centrais fotovoltaicas de miniprodução, com uma potência nominal de 100kW, no qual estive diretamente envolvido. É apresentado o dimensionamento destas centrais, a comparação entre a produção estimada e real, e análise financeira do projeto com base em valores atuais.

No sexto capítulo são efetuados e comparados os estudos económicos de uma UPP e de uma UPAC com as mesmas características de forma a avaliar qual das Unidades de Produção (UP) seria mais vantajosa.

Por fim, no sétimo capítulo, apresentam-se as conclusões alcançadas com a realização da dissertação e propõem-se desenvolvimentos futuros.

2. MICROPRODUÇÃO & MINIPRODUÇÃO

O DL 29/2006, de 15 de Fevereiro, estabeleceu as bases gerais de organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), classificando a produção de eletricidade em regime ordinário e em regime especial. Ao regime especial corresponde a produção de eletricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis ou a produção combinada de calor e eletricidade (cogeração) [3].

Independente da revisão dos regimes aplicáveis às energias renováveis e à cogeração, o Governo avançou com um regime simplificado aplicável à microprodução de eletricidade através destas fontes, também designado por “Renováveis na Hora”, conforme previsto no Programa de Simplificação Administrativa e Legislativa SIMPLEX 2007 [3].

A microprodução de eletricidade, como atividade de pequena escala de produção em baixa tensão, com possibilidade de entrega de energia à RESP, foi regulada pelo DL 68/2002, de 25 de Março, que previa que a eletricidade produzida se destinasse predominantemente a consumo próprio, sendo o excedente passível de ser entregue a terceiros ou à RESP, com o limite de 150 kW de potência no caso de a entrega ser efetuada à RESP [3].

Por outro lado, o DL 312/2001, de 10 de Dezembro, estabeleceu as disposições aplicáveis à gestão da capacidade de receção de eletricidade nas redes do Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP), por forma a permitir a receção e a entrega de eletricidade proveniente de novos centros electroprodutores do Sistema Elétrico Independente (SEI). Este DL, aplicável a todos os centros electroprodutores, originou uma excessiva centralização administrativa dos processos de licenciamento de micro ou pequena dimensão [3].

Passados cinco anos desde a entrada em vigor do DL 68/2002, o número de sistemas de microprodução licenciados e a funcionar ao abrigo desse enquadramento legal não atingiu uma expressão significativa, o que levou à promulgação do DL 363/2007, de 2 de Novembro, introduzindo um regime significativamente simplificado aplicável à microprodução de eletricidade. Com este DL foi criado o Sistema de Registo da Microprodução (SRM), que constitui uma plataforma eletrónica de interação com os produtores, no qual é realizado todo o relacionamento necessário para exercer a atividade de microprodutor [3].

No desenvolvimento da Estratégia Nacional para a Energia (ENE) 2020, que foi aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 54/2010, de 4 de Agosto, foi determinado a elaboração do regime jurídico do acesso à atividade de miniprodução. Assim, o DL 34/2011, de 8 de Março, estabeleceu o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de miniprodução que complementou o regime da microprodução [4].

Continuando o insucesso do regime da produção com autoconsumo, cumpriu ainda ao DL 34/2011 revogar o DL 68/2002 [4].

Neste capítulo pretende-se detalhar as principais características das atividades de microprodução e miniprodução e apresentar a evolução das tarifas bonificadas e da atribuição de potência.

2.1. TARIFAS *FEED-IN*

Em Portugal, à semelhança da maioria dos países europeus, o principal meio de promoção aos sistemas de produção descentralizada de origem renovável foram as *Feed-in Tariffs* (FiT), introduzidas através do DL 363/2007.

As FiT são o método de incentivo mais comum para encorajar o investimento em energias renováveis e consiste no estabelecimento de uma tarifa de venda de energia elétrica de origem renovável acima da tarifa de mercado. A tarifa é determinada de forma a tornar rentável uma instalação que seja gerida eficientemente com base no estado de arte da tecnologia e pode variar em função da tecnologia, da localização (e.g. solo, cobertura, etc.), da dimensão da central e região geográfica. As tarifas são normalmente garantidas durante longos prazos (entre 15 e 25 anos) ou até a um limite de produção ser atingido [5].

2.2. MICROPRODUÇÃO

A microprodução é uma atividade de pequena escala de produção descentralizada de eletricidade regulada pelo DL 363/2007, de 2 de novembro, alterado pelo DL 118-A/2010, de 25 de outubro, e pelo DL 25/2013, de 19 de fevereiro, que procederam à sua republicação [6].

A microprodução de eletricidade poderá ser realizada a partir de recursos renováveis ou através da cogeração, ainda que não renovável, mediante a utilização de uma unidade ou instalação monofásica ou trifásica, em Baixa Tensão (BT), com potência de ligação até 5,75 kW. No caso de condomínios que integrem seis ou mais frações, em que sejam utilizadas instalações trifásicas, a potência de ligação poderá ser até 11,04 kW. Em qualquer dos casos a microprodução terá que ter por base uma só tecnologia [6].

As condições de acesso à atividade de microprodução são [6]:

- Existência de contrato de fornecimento de energia elétrica em BT no local de implantação da unidade de microprodução. A unidade de microprodução tem que estar instalada no mesmo local do ponto de consumo e a entidade produtor terá que ser a mesma que a entidade consumidora;
- A potência de ligação da unidade de microprodução tem de ser igual ou inferior a metade da potência contratada no contrato referido na alínea anterior, exceto se a

instalação elétrica de utilização estiver em nome de condomínio que integre seis ou mais frações.

A entidade titular de uma unidade de microprodução tem acesso a um dos dois tipos de regimes remuneratórios: Regime Geral e Regime Bonificado.

O Regime Bonificado é aplicável a produtores que preencham cumulativamente os seguintes requisitos [6]:

- A potência de ligação da unidade de microprodução não seja superior a 3,68 kW, ou no caso de condomínios, a 11,04 kW;
- A unidade de microprodução utilize uma das seguintes fontes de energia: Solar, Eólica, Hídrica, Cogeração a biomassa, Pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável ou Cogeração não renovável;
- Caso a unidade de microprodução seja uma cogeração deverá estar integrada no aquecimento do edifício, caso contrário, o local de consumo associado à microprodução terá de dispor de coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m² de área útil de coletor ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente, com exceção dos condomínios cuja obrigatoriedade passa a ser a realização de uma auditoria energética e a implementação das consequentes medidas de intervenção cujo retorno do investimento seja inferior a dois anos.

No Regime Bonificado, o produtor é remunerado, pelo Comercializador de Último Recurso (CUR), com base na tarifa de referência que vigorar à data de emissão de certificado de exploração, sendo a tarifa aplicável durante um total de 15 anos subdivididos em dois períodos, o primeiro com a duração de 8 anos e o segundo com a duração de 7 anos [6].

A tarifa a aplicar varia consoante o tipo de energia primária utilizada, sendo determinada mediante a aplicação das seguintes percentagens [6]:

- Solar – 100%;
- Eólica – 80%;
- Hídrica – 40%;
- Cogeração a biomassa – 70%;

- Pilha de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável – percentagem prevista nas alíneas anteriores aplicável ao tipo de energia renovável utilizado para a produção do hidrogénio;
- Cogeração não renovável – 40%.

Por cada kW instalado, a eletricidade vendida das unidades de microprodução é limitada a 2,4 MWh/Ano, caso o tipo de energia primária utilizada seja solar ou eólica, e a 4 MWh/Ano para os restantes casos [6].

O Despacho da DGEG, de 26 de Dezembro de 2013, divulgou o valor da tarifa aplicável no ano de 2014, a quota de potência de ligação a alocar e sua programação temporal, no âmbito do regime bonificado.

No caso de unidades de microprodução que utilizem a tecnologia solar fotovoltaica, a tarifa de referência, em 2014, é de € 66/MWh durante o primeiro período de 8 anos e de € 145/MWh durante o segundo período de 7 anos. Para as restantes tecnologias, o valor da tarifa de referência, em 2014, é de € 218/MWh durante o primeiro período de 8 anos e de € 115/MWh durante o segundo período de 7 anos [7].

A quota de potência de ligação a alocar, em 2014, ao conjunto da atividade de microprodução em regime bonificado, incluindo saldos transitados de anos anteriores, é de 11,45 MW. Esta quota é alocada em sessões mensais a realizar no último dia útil de cada mês, sendo a potência não atribuída numa das sessões mensais transitada para o mês seguinte, acumulando-se à potência disponível para atribuição nessa sessão [7].

Tabela 1 Sessões de atribuição de potência do regime bonificado da microprodução em 2014
[7].

SESSÕES (meses)	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	Total [MW]
Potência [MW]	1,85	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	11,45

No regime geral, os produtores que vendem a eletricidade produzida ao CUR são remunerados, até à entrada em vigor do diploma que procederá à revisão do regime jurídico da produção distribuída, mediante a aplicação da Equação 1 [6]:

$$Rem_m = W_m \times P_{ref} \times \frac{IPC_{n-1}}{IPC_{ref}}. \quad (1)$$

Onde:

- « Rem_m » é a remuneração do mês m (€);
- « W_m » é a energia produzida no mês m (kWh);
- « P_{ref} » é o valor da parcela de energia da tarifa simples, entre 2,30 kVA e 20,7 kVA, aplicada no ano de 2012 pelo CUR ao fornecimento da instalação de consumo (139,3 €/MWh) [8];
- « IPC_{ref} » é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de Dezembro de 2011 (98,514) [9];
- « IPC_{n-1} » é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de Dezembro do ano $n-1$;

Aplicando a Equação 1 e sabendo que $IPC_{2013} = 100,461$ [9], obtém-se uma tarifa, em 2014, de 142,1€/MWh, ou seja superior à tarifa do regime bonificado durante o primeiro período de 8 anos cujo valor é de 66 €/MWh.

2.3. MINIPRODUÇÃO

A miniprodução é uma atividade de pequena escala de produção descentralizada de eletricidade regulada pelo DL 34/2011, de 8 de março, alterado e republicado pelo DL 25/2013, de 19 de fevereiro [6].

A miniprodução de eletricidade poderá ser realizada apenas a partir de recursos renováveis, mediante a utilização de uma unidade ou instalação, baseada em uma só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW [6].

As unidades de miniprodução estão divididas em três escalões de potência de ligação [6]:

- Escalão I: unidades com potências de ligação à rede inferiores ou iguais a 20 kW;
- Escalão II: unidades com potências de ligação à rede superiores a 20 kW e inferiores ou iguais a 100 kW;
- Escalão III: unidades com potências de ligação à rede superiores a 100 kW e inferiores ou iguais a 250 kW.

As condições de acesso à atividade de miniprodução são [6]:

- Existência de contrato de fornecimento de energia elétrica no local de implantação da Central de Miniprodução. A unidade de miniprodução tem que estar instalada no mesmo local do ponto de consumo. Podem ser produtores, entidades terceiras que ao abrigo de um contrato escrito estejam autorizadas pelo proprietário do contrato de compra de eletricidade;
- A potência máxima da Central de Microprodução tem de ser igual ou inferior a metade da potência contratada, com um máximo 250kW, e a energia consumida na instalação de utilização tem de ser igual ou superior a metade da energia produzida pela unidade de miniprodução. No caso de o produtor ser uma entidade terceira a produção não se encontra limitada pelo consumo.

A entidade titular de uma unidade de miniprodução tem acesso a um dos dois tipos de regimes remuneratórios: Regime Geral e Regime Bonificado.

O Regime Bonificado é aplicável a produtores que preencham cumulativamente os seguintes requisitos [6]:

- A potência de ligação da respetiva unidade de miniprodução seja superior ao limite legalmente estabelecido para o acesso ao regime bonificado no âmbito do regime jurídico da atividade de microprodução;
- A unidade de microprodução utilize uma das seguintes fontes de energia: Solar, Eólica, Hídrica, Biogás, Biomassa ou Pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável;

No caso de existirem no local da unidade de miniprodução instalações consumidoras intensivas de Energia sujeitas ao regime jurídico do Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia (SGCIE) ou ao regime jurídico do Sistema de Certificação

Energética dos Edifícios (SCE), o acesso ao regime bonificado depende da comprovação do seguinte [6]:

- Acordo de Racionalização do Consumo de Energia (ARCE) ou equivalente no sector dos transportes, que esteja a ser cumprido; ou
- Certificado Energético (CE) onde se demonstre que após a implementação das medidas de melhoria do desempenho energético, incluindo a unidade de miniprodução, o edifício alcança a classe B ou superior, para o caso de edifícios novos, ou classe C ou superior, no caso de edifícios existentes.

Fora dos casos em que é exigível um ARCE ou CE, o acesso ao regime bonificado depende da realização de uma auditoria energética que determine a implementação de medidas de eficiência energética com o seguinte período de retorno [6]:

- Escalão I: dois anos;
- Escalão II: três anos;
- Escalão III: quatro anos.

No Regime Bonificado, o produtor cuja unidade de miniprodução se insira no escalão I é remunerado, pelo CUR, com base na tarifa de referência que vigorar à data de emissão de certificado de exploração. O produtor cuja unidade de miniprodução se insira nos escalões II e III é remunerado, pelo CUR, com base na tarifa mais alta que resultar das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência apuradas nos respetivos escalões em cada uma das sessões de atribuição de potência. A tarifa aplicável vigora durante um período de 15 anos [6].

A tarifa a aplicar varia consoante o tipo de energia primária utilizada, sendo determinada mediante a aplicação das seguintes percentagens [6]:

- Solar – 100%;
- Eólica – 80%;
- Hídrica – 50%;
- Biogás – 60%;
- Biomassa – 60%;
- Pilha de combustível com base em hidrogénio proveniente de miniprodução renovável – percentagem prevista nas alíneas anteriores aplicável ao tipo de energia renovável utilizado para a produção do hidrogénio.

Por cada kW instalado, a eletricidade vendida das unidades de miniprodução é limitada a 2,6 MWh/Ano, caso o tipo de energia primária utilizada seja solar ou eólica, e a 5 MWh/Ano para os restantes casos [6].

O Despacho da DGEG, de 26 de Dezembro de 2013, divulgou o valor da tarifa aplicável no ano de 2014, a quota de potência de ligação a alocar e sua programação temporal, no âmbito do regime bonificado.

No caso de unidades de miniprodução que utilizem a tecnologia solar fotovoltaica, a tarifa de referência, em 2014, é de € 106/MWh. Para as restantes tecnologias, o valor da tarifa de referência, em 2014, é de € 159/MWh [10].

A quota de potência de ligação a alocar, em 2014, ao conjunto da atividade de miniprodução em regime bonificado, incluindo saldos transitados de anos anteriores, é de 30,35 MW: 6,1 MW para o escalão I, 9,05 MW para o escalão II e 15,2 MW para o escalão III. Esta quota é alocada em sessões mensais a realizar no último dia útil de cada mês, sendo a potência não atribuída numa das sessões mensais transitada para o mês seguinte, acumulando-se à potência disponível para atribuição nessa sessão. As quotas estabelecidas para cada um dos escalões podem ser revistas consoante o grau de utilização que vier a registar-se em cada um [10].

Tabela 2 Sessões de atribuição de potência do regime bonificado da miniprodução em 2014 [10].

SESSÕES (meses)	Total [MW]	ESCALÃO		
		I	II	III
janeiro	9,25	1,50	3,55	4,20
fevereiro	4,40	1,10	1,30	2,00
março	2,90	0,70	0,70	1,50
abril	2,90	0,70	0,70	1,50
maio	2,90	0,70	0,70	1,50
junho	2,90	0,70	0,70	1,50
julho	2,90	0,70	0,70	1,50
agosto	2,20	-	0,70	1,50
TOTAL [MW]	30,35	6,1	9,05	15,2

No regime geral, os produtores que vendem a eletricidade produzida ao CUR são remunerados, até à entrada em vigor do diploma que procederá à revisão do regime jurídico da produção distribuída, mediante a aplicação da Equação 2:

$$Rem_m = \sum_{i=1}^2 [W_i \times OMIE_m \times C_i \times f_p] . \quad (2)$$

Onde:

- « Rem_m » é a remuneração do mês m (€);
- « i » é o período horário de entrega de energia elétrica (em vazio ou fora de vazio), de acordo com o ciclo (semanal ou diário) aplicado à instalação de consumo;
- « W_i » é a energia produzida no mês m no período i (kWh);
- « $OMIE_m$ » é o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês anterior ao mês m (€/kWh);
- « C_i » é o coeficiente de ponderação do período tarifário i : Para o período de horas de vazio é de 0,86 e para o período de horas fora de vazio é de 1,13;
- « f_p » são factores de ajustamento para perdas do período tarifário i , desde o barramento de produção em muito alta tensão até ao nível de tensão de ligação da unidade de miniprodução. Estes valores são publicados anualmente pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

Tabela 3 Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal Continental em 2014 [11].

(%)	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
γ_{MAT}^h	1,25	1,21	1,26	1,25
$\gamma_{AT/RNT}^h$	1,67	1,61	1,69	1,66
γ_{AT}^h	1,62	1,46	1,21	1,01
γ_{MT}^h	4,72	4,15	3,36	2,68
γ_{BT}^h	9,68	8,69	7,46	4,56

A Tabela 3 apresenta os fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental, a vigorar em 2014. Os fatores de ajustamento estão expressos em percentagem e diferenciados por nível de tensão e por período horário. Anualmente são ainda publicados perfis de perdas com discriminação de 15 minutos, pelo que é possível o cálculo da remuneração com a mesma discriminação.

Segundo o Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI), publicado pela ERSE, a energia elétrica a colocar, em cada hora, nas redes em Portugal continental para abastecer o consumo dos clientes é calculada por aplicação de perfis horários de perdas aos valores de energia ativa desse consumo, que converte estes valores para o referencial de produção de energia elétrica na rede de transporte, de acordo com as Equações de 3 a 7 [12]:

- Em Muito Alta Tensão (MAT):

$$E_P = E_C \times (1 + \rho_{MAT}) ; \quad (3)$$

- Na fronteira em Alta Tensão (AT) da rede de transporte com a rede de distribuição:

$$E_P = E_C \times (1 + \rho_{AT/RT}) ; \quad (4)$$

- Na rede de distribuição em AT:

$$E_P = E_C \times (1 + \rho_{AT/RT}) \times (1 + \rho_{AT}) ; \quad (5)$$

- Na rede de distribuição em Média Tensão (MT):

$$E_P = E_C \times (1 + \rho_{AT/RT}) \times (1 + \rho_{AT}) \times (1 + \rho_{MT}) ; \quad (6)$$

- Na rede de distribuição em BT:

$$E_P = E_C \times (1 + \rho_{AT/RT}) \times (1 + \rho_{AT}) \times (1 + \rho_{MT}) \times (1 + \rho_{BT}) . \quad (7)$$

Onde:

- « E_P » é a energia ativa a colocar na rede, por período horário;
- « E_C » é a energia activa de consumo dos clientes do respetivo nível de tensão, por período horário;
- « ρ_{MAT} » e « $\rho_{AT/RT}$ » são os perfis horários de perdas na rede de transporte relativos à rede MAT e à rede MAT incluindo a transformação MAT/AT, respetivamente;
- « ρ_{AT} », « ρ_{MT} » e « ρ_{BT} » são os perfis horários de perdas nas redes de distribuição em AT, MT e BT, respetivamente.

Conclui-se então que o fator de ajustamento para perdas (f_p) mencionado na Equação 2 é calculado de acordo com as seguintes expressões:

- Com injeção da energia em MT:

$$f_p = (1 + \rho_{AT/RT}) \times (1 + \rho_{AT}) \times (1 + \rho_{MT}); \quad (8)$$

- Com injeção da energia em BT:

$$f_p = (1 + \rho_{AT/RT}) \times (1 + \rho_{AT}) \times (1 + \rho_{MT}) \times (1 + \rho_{BT}). \quad (9)$$

Considerando um cenário de uma unidade de miniprodução com contagem em BT, cujo ponto de consumo associado se encontra no ciclo diário e com uma repartição média de produção de 25% em horas de ponta e de 75% em horas de cheia, calcula-se de seguida o fator de ajustamento para perdas por aplicação da Equação 8:

$$f_{pontas} = (1 + 0,0167) \times (1 + 0,0162) \times (1 + 0,0472) \times (1 + 0,0968) = 1,1867$$

$$f_{cheias} = (1 + 0,0161) \times (1 + 0,0146) \times (1 + 0,0415) \times (1 + 0,0869) = 1,1670$$

$$f_{fora\ de\ vazio} = 0,25 \times 1,1867 + 0,75 \times 1,1670 = 1,1719$$

Sabendo que o coeficiente de ponderação para o período de horas fora de vazio é de 1,13 e tendo conhecimento da média aritmética simples dos preços de fecho do OMIE, apresentados na Tabela 13, é possível calcular a tarifa média mensal da unidade por aplicação da Equação 2:

$$Tarifa_m = OMIE_m \times C_i \times f_p = OMIE_m \times 1,13 \times 1,1719 = 1,32 \times OMIE_m$$

Os resultados são apresentados na Tabela 5.

Tabela 4 Preços de fecho do OMIE entre Dezembro de 2013 e Agosto de 2014 para Portugal Continental [13].

Mês	Preço OMIE (€/kWh)
dezembro 13	0,063
janeiro 14	0,031
fevereiro 14	0,015
março 14	0,026
abril 14	0,026
maio 14	0,042
junho 14	0,051
julho 14	0,048
agosto 14	0,050

Tabela 5 Tarifas de Miniprodução, em regime geral, entre Janeiro e Setembro de 2014 de acordo com o cenário apresentado.

Mês	Tarifa (€/kWh)
janeiro 14	0,083
fevereiro 14	0,042
março 14	0,020
abril 14	0,035
maio 14	0,035
junho 14	0,056
julho 14	0,068
agosto 14	0,064
setembro 14	0,066

Verifica-se portanto que na miniprodução a tarifa do regime geral é muito inferior à tarifa do regime bonificado. De referir ainda que o cenário apresentado é praticamente ideal uma vez que o ponto de consumo se encontra no ciclo diário, a injeção de energia é efectuada em BT e que a produção é totalmente efectuada em horas fora do vazio.

2.4. EVOLUÇÃO DAS TARIFAS BONIFICADAS DA MICROPRODUÇÃO

Para o ano de 2008, o DL 363/2007 definiu uma tarifa de referência de 650 €/MWh aos primeiros 10 MW de potência de ligação registados a nível nacional e uma redução de 5% da tarifa por cada 10 MW adicionais de potência instalada. Nos primeiros 5 anos a tarifa é garantida e tem o valor referente ao ano de instalação. Nos 10 anos seguintes a tarifa aplicada é igual às tarifas aplicadas aos novos produtores desse ano. A quota de potência de ligação a alocar foi inicialmente fixada em 10 MW, sendo anualmente aumentada sucessivamente em 20% [3].

No final de 2010, o DL 118-A/2010 veio alterar o regime de remuneração publicado pelo DL 363/2007. Os produtores continuam a receber uma tarifa bonificada nos primeiros 15 anos de produção mas agora subdivididos em dois períodos, o primeiro tem a duração de 8 anos com uma tarifa de referência de 400 €/MWh e o segundo tem a duração de 7 anos com uma tarifa de referência de 240 €/MWh. Ambas as tarifas são reduzidas anualmente em 20 €/MWh e a quota anual de potência de ligação a alocar foi fixada em 25 MW [14].

No final de 2011, a Portaria n.º 284/2011 veio alterar o DL 118-A/2010, reduzindo as tarifas de referência, aumentando a redução anual das mesmas e diminuindo a quota anual de potência de ligação. Assim sendo a tarifa de 2012 foi fixada em 326 €/MWh para os primeiros 8 anos, com redução anual de 54 €/MWh, e em 185 €/MWh para os 7 anos

seguintes, com redução anual de 35 €/MWh. A quota anual de potência de ligação a alocar foi fixada em 10MW [15].

No final de 2012, a Portaria n.º 431/2012 veio novamente reduzir as tarifas de referência e aumentar a redução anual das mesmas. Assim sendo a tarifa de 2013 foi fixada em 196 €/MWh para os primeiros 8 anos, com redução anual de 130 €/MWh, e em 165 €/MWh para os 7 anos seguintes, com redução anual de 20 €/MWh. A quota anual de potência de ligação a alocar foi fixada em 11MW [16].

No início de 2013, o DL 25/2013 procedeu à terceira alteração do DL 363/2007, no entanto as condições das tarifas bonificadas mantiveram-se.

No final de 2013, o Despacho da DGEG de 26 de Dezembro, reduziu novamente as tarifas de referência, diferenciando as unidades de microprodução de tecnologia fotovoltaica das restantes. No caso de unidades de microprodução que utilizem a tecnologia solar fotovoltaica, a tarifa de referência, em 2014, é de € 66/MWh durante o primeiro período de 8 anos e de € 145/MWh durante o segundo período de 7 anos. Para as restantes tecnologias, o valor da tarifa de referência, em 2014, é de € 218/MWh durante o primeiro período de 8 anos e de € 115/MWh durante o segundo período de 7 anos [7].

2.5. EVOLUÇÃO DAS TARIFAS BONIFICADAS DA MINIPRODUÇÃO

No início de 2011, o DL 34/2011 definiu uma tarifa de referência de 250 €/MWh e uma redução anual de 7%. O produtor inserido no escalão I é remunerado com base na tarifa de referência respetiva ao ano de emissão do certificado de exploração enquanto que o produtor inserido nos escalões II e III é remunerado com base na tarifa mais alta que resultar das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência apuradas nos respetivos escalões. As tarifas atribuídas aos produtores são válidas por 15 Anos. A quota de potência de ligação a alocar foi fixada em 50 MW, sendo que apenas 25% desta potência poderia ser atribuída às unidades do escalão I [4].

No final de 2011, a Portaria n.º 285/2011 veio alterar o DL 31/2011, reduzindo as tarifas de referência, aumentando a redução anual das mesmas e diminuindo a quota anual de potência de ligação. Assim sendo a tarifa de 2012 foi fixada em 215 €/MWh, com redução anual de 14%. A quota anual de potência de ligação a alocar foi fixada em 30 MW [17].

No final de 2012, a Portaria n.º 430/2012 veio novamente reduzir as tarifas de referência e aumentar a redução anual das mesmas. Assim sendo a tarifa de 2013 foi fixada em 151 €/MWh, com redução anual de 30%. A quota anual de potência de ligação a alocar foi fixada em 11MW [18].

No início de 2013, o DL 25/2013 procedeu à terceira alteração do DL 363/2007, no entanto as condições das tarifas bonificadas mantiveram-se.

No final de 2013, o Despacho da DGEG de 26 de Dezembro, reduziu novamente as tarifas de referência, diferenciando as unidades de miniprodução de tecnologia fotovoltaica das restantes. No caso de unidades de miniprodução que utilizem a tecnologia solar fotovoltaica, a tarifa de referência, em 2014, é de € 106/MWh. Para as restantes tecnologias, o valor da tarifa de referência, em 2014, é de € 159/MWh [10].

2.6. EVOLUÇÃO DA ATRIBUIÇÃO DE POTÊNCIA EM 2014

Até à publicação do Despacho da DGEG de 26 de Dezembro de 2013 a evolução das tarifas de referência acompanhou a evolução do custo da tecnologia fotovoltaica, contudo as medidas *anti-dumping* adotadas pela União Europeia (UE) em 2013 [19].

Dumping é uma prática comercial que consiste em vender os produtos ou serviços a um preço muito baixo, durante certo período de tempo, para conquistar um mercado. Em julho de 2012, a Comissão Europeia recebeu uma denúncia formal e válida da parte de uma associação industrial de fabricantes europeus de painéis solares que continha elementos de prova de que os produtores-exportadores chineses estavam a praticar *dumping* na exportação de painéis solares para a UE, causando, assim, prejuízo à indústria da União. Segundo a conclusão definitiva do inquérito, os painéis solares chineses eram vendidos no mercado europeu com margens de *dumping* de 88%, o que significa que o valor justo de um painel solar chinês vendido à Europa deveria ser 88 % superior ao preço a que era vendido de mercado. Por conseguinte, a Comissão Europeia implementou medidas *anti-dumping* de forma a proteger os interesses dos diversos operadores da UE [20].

As medidas impostas pela Comissão Europeia estabilizaram o custo dos módulos fotovoltaicos, pelo que a redução das tarifas bonificadas em 2014, para um patamar inferior ao da tarifa do regime geral, não permite a viabilização económica das centrais

fotovoltaicas de microprodução, justificando assim a baixa procura deste tipo de sistemas, como se pode confirmar na avaliação dos registos de microprodução em 2014.

Conforme se pode observa na Tabela 6, apenas em Janeiro as licenças atribuídas se aproximaram da potência disponível a atribuir nesse mês, contudo todos estes registos foram efetuados em 2013, antes da publicação do referido despacho. Da quota de 11,45 MW disponível para 2014, apenas 2,37% (0,27 MW) foi utilizada [21].

No caso da miniprodução, o fator de escala permite otimizar custos, tornando o valor específico do investimento (€/Wp) inferior. Beneficiando de uma tarifa bonificada superior à da microprodução, alguns projetos de simples execução e/ou de maior dimensão ainda conseguem obter taxas de rentabilidade interessantes. Avaliando os registos de miniprodução em 2014, verifica-se que foi utilizada 33% (2,01 MW) da quota disponível para o escalão I (6,1 MW), 64% (5,8 MW) da quota disponível para o escalão II (9,1 MW) e 26% (3,9 MW) da quota disponível para o escalão III (15,2 MW). No total apenas 39% (11,7 MW) da quota disponível para a miniprodução (30,4 MW) foi utilizada. Verifica-se também que a procura aumentou nas últimas sessões de atribuição de potência, podendo ser uma estratégia para garantir uma tarifa bonificada até que existam novidades para o sector.

Tabela 6 Evolução da atribuição de potência da microprodução em 2014 [21].

2014	Registos aceites		Registos com potência atribuída		Potência a atribuir - prevista (kW)	Potência não atribuída (kW)	Potência a atribuir - acumulada (kW)
	Qtd	Pot. Lig (kW)	Qtd	Pot. Lig (kW)			
Jan	71	253,46	71	253,46	1850,00	1596,54	1850,00
Fev	2	7,36	2	7,36	1600,00	3189,18	3196,54
Mar	2	6,90	2	6,90	1600,00	4782,28	4789,18
Abr	1	3,68	1	3,68	1600,00	6378,60	6382,28
Mai	0	0,00	0	0,00	1600,00	7978,60	7978,60
Jun	0	0,00	0	0,00	1600,00	9578,60	9578,60
Jul	0	0,00	0	0,00	1600,00	11178,60	11178,60
Total	76	271,40	76	271,40	11450,00	11178,60	

Tabela 7 Evolução da atribuição de potência de miniprodução em 2014 – Escalão I [22].

2014	Registos aceites		Registos com potência atribuída		Potência a atribuir - prevista (kW)	Potência não atribuída (kW)	Potência a atribuir - acumulada (kW)
	Qtd	Pot. Lig (kW)	Qtd	Pot. Lig (kW)			
Jan	66	1037,90	66	1037,90	1500,00	462,10	1500,00
Fev	1	10,00	1	10,00	1100,00	1552,10	1562,10
Mar	6	93,7	6	93,70	700,00	2158,40	2252,10
Abr	4	60,35	4	60,35	700,00	2798,05	2858,40
Mai	4	51,50	4	51,50	700,00	3446,55	3498,05
Jun	3	31,45	3	31,45	700,00	4115,10	4146,55
Jul	41	727,5	41	727,50	700,00	4087,60	4815,10
Total	125	2012,40	125	2012,40	6100,00	4087,60	

Tabela 8 Evolução da atribuição de potência de miniprodução em 2014 – Escalão II [22].

2014	Registos a leilão		Registos com potência atribuída		Potência a atribuir - prevista (kW)	Potência não atribuída (kW)	Potência a atribuir - acumulada (kW)
	Qtd	Pot. Lig (kW)	Qtd	Pot. Lig (kW)			
Jan	66	3231,27	66	3231,27	3550,00	318,73	3550,00
Fev	0	0,00	0	0,00	1300,00	1618,73	1618,73
Mar	1	93,00	1	93,00	700,00	2225,73	2318,73
Abr	6	345,00	6	345,00	700,00	2580,73	2925,73
Mai	3	224,00	3	224,00	700,00	3056,73	3280,73
Jun	3	180,00	3	180,00	700,00	3576,73	3756,73
Jul	18	839,20	18	839,20	700,00	3437,53	4276,73
Ago	20	881,95	20	881,95	700,00	3255,58	4137,53
Total	117	5794,42	117	5794,42	9050,00	3255,58	

Tabela 9 Evolução da atribuição de potência de miniprodução em 2014 – Escalão III [22].

2014	Registos a leilão		Registos com potência atribuída		Potência a atribuir - prevista (kW)	Potência não atribuída (kW)	Potência a atribuir - acumulada (kW)
	Qtd	Pot. Lig (kW)	Qtd	Pot. Lig (kW)			
Jan	10	1798,90	10	1798,90	4200,00	2401,10	4200,00
Fev	0	0,00	0	0,00	2000,00	4401,10	4401,10
Mar	0	0,00	0	0,00	1500,00	5901,10	5901,10
Abr	1	150,00	1	150,00	1500,00	7251,10	7401,10
Mai	0	0,00	0	0,00	1500,00	8751,10	8751,10
Jun	1	175,00	1	175,00	1500,00	10076,10	10251,10
Jul	4	780,00	4	780,00	1500,00	10796,10	11576,10
Ago	5	1002,00	5	1002,00	1500,00	11294,10	12296,10
Total	21	3905,90	21	3905,90	15200,00	11294,10	

3. UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO & UNIDADES DE PEQUENA PRODUÇÃO

Atualmente, a atividade de pequena produção descentralizada de eletricidade é regulada pelo DL 363/2007, de 2 de Novembro, alterado pela Lei 67-A/2007, de 31 de Dezembro, e pelos DL 118 A/2010, de 25 de Outubro e 25/2013, de 19 de Fevereiro, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução e pelo DL 34/2011, de 8 de Março, alterado pelo DL 25/2013, de 19 de Fevereiro, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de miniprodução [23].

Estes regimes permitem a entrega total da energia produzida pelas respetivas unidades à RESP, a qual é renumerada em regime geral ou bonificado [23].

Com efeito, o DL 34/2011, de 8 de Março, afastou -se do paradigma do DL 68/2002, de 25 de Março, procedendo à sua revogação, o qual regulava a atividade de produção de energia

elétrica, em baixa tensão, destinada predominantemente a consumo próprio, sem prejuízo da possibilidade de entrega da produção excedente a terceiros ou à RESP [23].

A produção descentralizada através de unidades de microprodução e miniprodução têm demonstrado, no entanto, que a evolução tecnológica permite atualmente desenvolver projetos com recurso a menor investimento, o que tem justificado a adequação da respetiva remuneração da energia proveniente destas unidades de produção [23].

Neste contexto, o presente DL 153/2014, de 20 de Outubro, veio reformular e integrar os atuais regimes de microprodução e miniprodução, revogando o DL 363/2007, alterado pela Lei 67-A/2007 e pelos DL 118-A/2010 e 25/2013 e o DL 34/2011, alterado pelo DL 25/2013. A pequena produção mantém os traços gerais estabelecidos pelos diplomas anteriores, no entanto passa a beneficiar de um enquadramento legal único [23].

O DL 153/2014 estabelece ainda o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao consumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à RESP, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis, aproximando-se de novo do paradigma do DL 68/2002 [23].

O regime da pequena produção permite ao produtor vender a totalidade da energia elétrica à RESP com uma tarifa atribuída com base num modelo de licitação, semelhante ao dos escalões II e III da miniprodução, no âmbito do qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência, eliminando -se o regime remuneratório geral previsto nos anteriores regimes jurídicos de micro e miniprodução. Quando não enquadrada no regime remuneratório aplicável à pequena produção, a Unidade de Produção (UP) deverá ser objeto de controlo prévio e atribuição de remuneração nos termos do regime jurídico da produção de eletricidade em regime especial [23].

No regime de autoconsumo, a energia elétrica produzida destina-se predominantemente a consumo na instalação de utilização associada à UP no entanto existe a possibilidade de vender à RESP, a preço de mercado, a energia elétrica não consumida [23].

Neste capítulo pretende-se detalhar as principais características das atividades de autoconsumo e pequena produção.

Tabela 10 Principais características do novo regime de produção distribuída [24].

	1 Autoconsumo	2 Pequena Produção
Fonte	• Renovável e Não Renovável	• Renovável
Limite Potência	• Potência de ligação < 100% da potência contratada na instalação de consumo	• Potência de ligação < 100% da potência contratada na instalação de consumo • Potencia de ligação até 250 KW
Requisitos Produção	• Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo • Venda do excedente instantâneo ao CUR	• Produção anual < 2x consumo da instalação • Venda da totalidade da energia ao CUR
Remuneração	• 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	• Tarifa obtida em leilão para totalidade da produção • Numa base anual, o excedente produzido face ao requisito de 2x consumo da instalação não é remunerado
Compensação	• Entre 30% e 50% do respectivo valor dos CIEG quando a potência acumulada de unidades de autoconsumo exceda 1% da potência instalada no SEN	• n.a.
Contagem	• Contagem obrigatória para potências ligadas à RESP superiores a 1,5 kW	• Obrigatória para todas as potências, como elemento chave na faturação
Processo Licenciamento	• 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	• Processo gerido via plataforma electrónica • Registo + certificado de exploração • Inspeções obrigatórias
Outros aspectos	• Não existe quota de atribuição	• Quota máxima anual de potência atribuída (p.e. 20 MW atribuídos por ano)

3.1. UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO

O DL 153/2014 estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao consumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à RESP, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis. As unidades produtoras abrangidas por este regime são designadas por Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) [23].

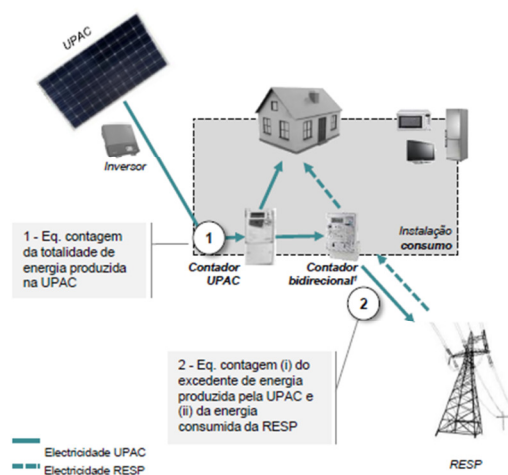


Figura 3 Modelo de funcionamento de uma UPAC com venda de energia excedentária à RESP [24].

O regime de autoconsumo não ficará sujeito a limites de quotas de instalação anuais e as UPAC de origem renovável, com potência instalada inferior a 1MW, têm a opção de vender o excedente de energia ao CUR, mediante contrato de 10 anos, renovável por período de 5 anos. De forma a compensar os custos com a injeção na rede, a remuneração será 10% inferior ao preço do mercado grossista, de acordo com a Equação 10 [23]:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 . \quad (10)$$

Onde:

- « $R_{UPAC,m}$ » é a remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês “m” (€);
- « $E_{fornecida,m}$ » é a energia fornecida no mês “m” (kWh);
- « $OMIE_m$ » é o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do OMIE para Portugal (mercado diário), relativos ao mês “m” (€/kWh);

É obrigatória a contagem da eletricidade total produzida pela UPAC com potência instalada superior a 1500 W e cuja instalação de utilização associada se encontre ligada à RESP, bem como de qualquer UPAC com venda à RESP de energia não consumida na instalação elétrica de utilização. A contagem de energia elétrica total produzida por uma UPAC com potência instalada superior a 1500 W é feita por telecontagem [23].

A contagem da energia fornecida pela UPAC à RESP e da energia adquirida ao comercializador pode ser realizada pelo mesmo equipamento desde que adequado para medir a contagem nos dois sentidos [23].

As UPAC de potência instalada superior a 1500 W, cuja instalação de consumo esteja ligada à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação com o objetivo de recuperar uma parcela dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema. No entanto a compensação só acontecerá quando a representatividade das UPAC exceder 1% do SEN, que no final de 2013 correspondia a 180 MW. Nesse caso, a compensação mensal fixa, em vigor por dez anos, passará a ser devida pelas novas UPAC instaladas que pagarão 30% dos CIEG até 3% de representatividade e 50% dos CIEG ultrapassado esse valor de representatividade. A compensação devida pelas UPAC é calculada com base na equação 11 [23]:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t . \quad (11)$$

Onde:

- « $C_{UPAC,m}$ » é a compensação paga no mês “m” (€);
- « P_{UPAC} » é o valor da potência instalada da UPAC (kW);
- « $V_{CIEG,t}$ » é o valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC (€/kW). O valor calculado em 2014 é de 4,82 €/kW para $BTN < 20,7$ kVA.
- « K_t » é o coeficiente de ponderação tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no SEN, no ano “t”.
- « t » corresponde ao ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

A UPAC cuja potência instalada seja igual ou inferior a 200 W está isenta de controlo prévio. Para uma potência instalada superior a 200 W e inferior ou igual a 1500 W, ou cuja instalação não se encontre ligada à RESP, a UPAC está sujeita a mera comunicação prévia de exploração. Acima dos 1500 W de potência instalada, até a um limite de 1 MW, a UPAC está sujeita a registo prévio e a sua entrada em exploração está sujeita à obtenção de certificado de exploração. A partir deste limite, a sua instalação e a entrada em exploração carecem de licença de produção e licença de exploração, respetivamente. Caso o titular de UPAC pretenda vender à RESP a energia não consumida na instalação elétrica de utilização, a UPAC estará sempre sujeita a registo prévio e à obtenção de certificado de exploração [23].

A UPAC é instalada no mesmo local servido pela instalação de utilização de energia elétrica. É permitida a pluralidade de registos de UP em nome do mesmo produtor, contudo a cada instalação de utilização só poderá estar associada uma única UP em nome do mesmo produtor [23].

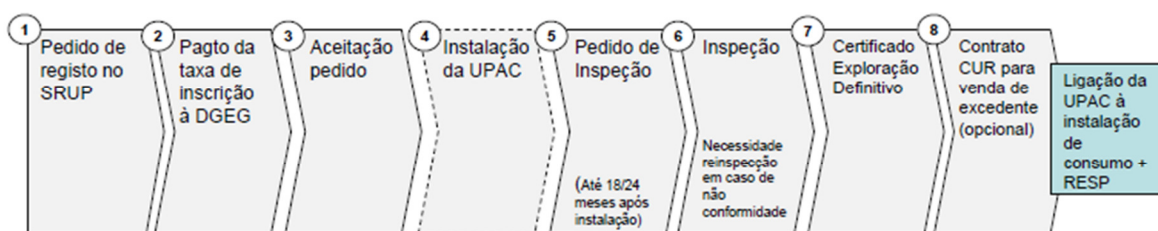


Figura 4 Exemplo Ilustrativo de registo para UPAC com potência superior a 1,5 kW [24].

Pode proceder ao registo de uma UPAC a pessoa singular ou coletiva, bem como os condomínios de edifícios organizados em propriedade horizontal, que preencha cumulativamente, os seguintes requisitos [23]:

- Disponha, à data do pedido de registo, de uma instalação de utilização de energia elétrica e, caso esta instalação se encontre ligada à RESP, seja titular de contrato de fornecimento de energia celebrado com um comercializador de eletricidade;
- A potência de ligação da UP seja inferior ou igual à potência contratada no contrato de fornecimento de energia;
- A potência instalada não seja superior ao dobro da potência de ligação.

3.2. UNIDADES DE PEQUENA PRODUÇÃO

O DL 153/2014 estabelece ainda o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade através de Unidades de Pequena Produção (UPP) a partir de energias renováveis, baseada numa só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede seja inferior ou igual a 250kW, destinada à venda total de energia à RESP. [23].

A potência de ligação a atribuir, no âmbito do regime de pequena produção, não pode exceder anualmente a quota de 20MW e será segmentada em 3 categorias, consoante as medidas acessórias implementadas [23]:

- UPP: Produtor que pretende proceder apenas à instalação de uma UPP;
- UPP + Tomada Veículo Elétrico: Produtor que, para além da instalação de uma UPP, pretende instalar no local de consumo associado àquela, tomada elétrica para o carregamento de veículos elétricos;
- UPP + Solar Térmico: Produtor que, para além da instalação de uma UPP, pretende instalar no local de consumo associado àquela, coletores solares térmicos com um mínimo de 2m² de área útil de coletor ou caldeira a biomassa.

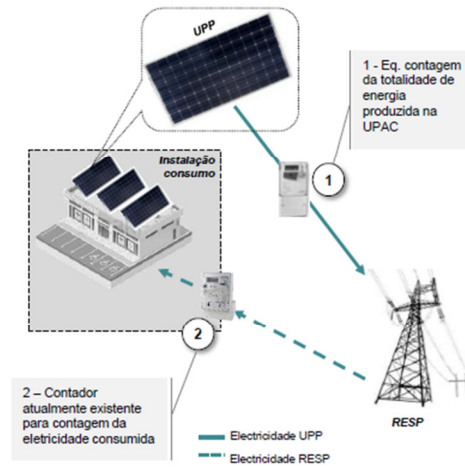


Figura 5 Modelo de funcionamento de uma UPP [24].

A energia elétrica ativa produzida pela UPP e entregue à RESP é remunerada pela tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência. A tarifa a atribuir corresponde ao valor mais alto que resulte das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência, apurado para cada uma das categorias. A tarifa de remuneração atribuída em leilão vigorará por um período de 15 anos, durante o qual os produtores não poderão optar por aderir a outro regime e findo o qual o produtor entrará no regime geral de produção em regime especial [23].

A instalação de uma UPP está sujeita a registo prévio e a sua entrada em exploração sujeita à obtenção de certificado de exploração [23].

A UPP é instalada no mesmo local servido pela instalação de utilização de energia elétrica. É permitida a pluralidade de registos de UP em nome do mesmo produtor, contudo a cada instalação de utilização só poderá estar associada uma única UP em nome do mesmo produtor [23].

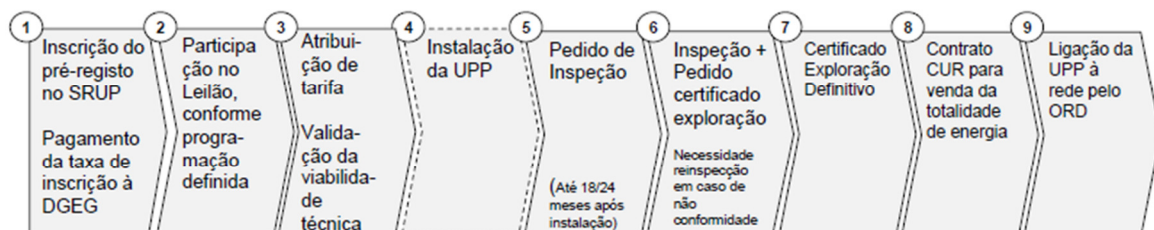


Figura 6 Exemplo Ilustrativo de registo para UPP [24].

Pode proceder ao registo de uma UPP a pessoa singular ou coletiva, bem como os condomínios de edifícios organizados em propriedade horizontal, que preencha cumulativamente, os seguintes requisitos [23]:

- Disponha, à data do pedido de registo, de uma instalação de utilização de energia elétrica e, caso esta instalação se encontre ligada à RESP, seja titular de contrato de fornecimento de energia celebrado com um comercializador de eletricidade;
- A potência de ligação da UP seja inferior ou igual à potência contratada no contrato de fornecimento de energia;
- A energia consumida na respetiva instalação de utilização seja igual ou superior a metade da energia produzida pela respetiva unidade, sendo tomada por referência a relação entre a energia produzida e consumida no ano anterior, no caso de instalações em funcionamento há mais de um ano, e a relação entre a previsão anual de produção e de consumo de energia, para as instalações que tenham entrado em funcionamento há menos de um ano.

Pode ainda aceder ao registo de uma UPP entidade terceira autorizada pelo titular do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação de utilização [23].

4. METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO DE UMA UNIDADE DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA LIGADA À RESP

Um conhecimento prévio do local da instalação é a chave para o correto dimensionamento e orçamentação de uma central fotovoltaica. Uma visita ao local possibilitará uma avaliação das condições disponíveis e será uma ajuda preciosa na definição de alguns aspetos relevantes da instalação, tais como a localização dos módulos fotovoltaicos e dos inversores, orientação e inclinação dos módulos, tipo de estrutura, traçados de cablagem, entre outros.

O dimensionamento de uma central fotovoltaica não é um processo linear, por vezes poderá ser necessário retroceder alguns passos e nem sempre serão efetuados pela ordem a que aqui serão apresentados.

Neste capítulo pretende-se apresentar, com base na minha experiência profissional, a metodologia de dimensionamento de uma central fotovoltaica ligada à RESP.

4.1. AVALIAÇÃO DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO

Hoje em dia os mapas virtuais, como por exemplo o *Google® Earth* ou o *Microsoft® Bing Maps*, são uma poderosa ferramenta de auxílio ao dimensionamento de centrais fotovoltaicas. Conhecendo a morada da instalação ou as suas coordenadas poderá ser possível obter uma vista aérea do local e proceder a uma análise prévia que poderá ser usada como guia da visita técnica.

Estes mapas virtuais em conjunto com uma ferramenta de desenho, como por exemplo o *AutoCad®*, permitem desenhar os módulos fotovoltaicos à escala, tornando-se bastante úteis na definição da dimensão da central, da distribuição dos módulos e na medição dos materiais necessários. Na figura 7 é apresentado um exemplo de uma implantação de uma central.

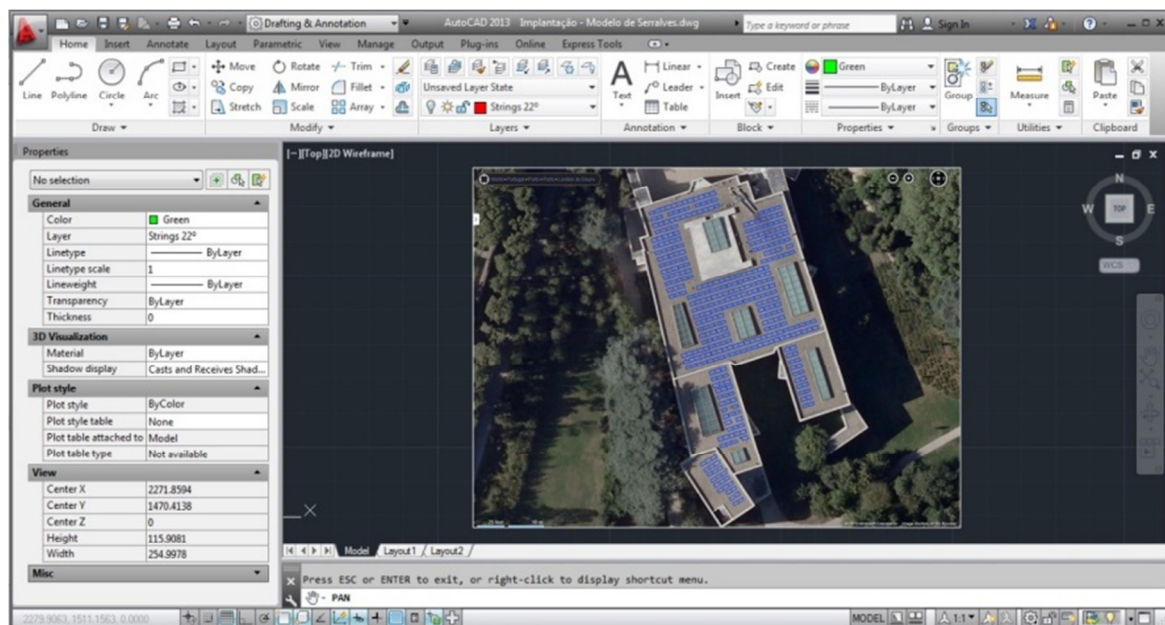


Figura 7 – Avaliação do potencial fotovoltaico [25].

4.2. ORIENTAÇÃO E INCLINAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A quantidade de energia produzida num local depende muito da radiação solar incidente, da respetiva estação do ano, bem como do ângulo de inclinação e orientação do módulo solar.

No hemisfério norte, a orientação que maximiza a quantidade de radiação captada por uma superfície coincide com o sul geográfico. Cada 15° de desvio para nascente ou poente, traduzem-se, respetivamente, num avanço ou atraso à captação de 1 hora [26].

Dependendo da latitude do local, existem ângulos ótimos de inclinação de forma a maximizar a quantidade anual de radiação captada por um módulo solar. O ângulo ótimo de inclinação para maximizar a produção anual, quando um módulo está orientado a sul, pode ser calculado de acordo com a equação 12 [26]:

$$\alpha = 3,7 + 0,69 \times \varphi . \quad (12)$$

Em que:

- « α » é o ângulo ótimo;
- « φ » é a latitude do local.

Em Portugal o ângulo ótimo de inclinação é cerca de 30°.

Quando se pretende maximizar a produção no inverno deverá instalar-se o módulo com mais inclinação e quando se pretende maximizar a produção no verão deverá instalar-se com menos inclinação.

4.3. ANÁLISE DE SOMBREAMENTOS

Uma das condicionantes fundamentais a verificar na visita técnica é a existência de sombreamentos no local da instalação. A presença de sombreamento sobre um módulo fotovoltaico reduz a potência gerada não só por esse módulo mas também pelos restantes a que está eletricamente ligado. Dessa forma uma análise de sombreamento é fundamental para garantir um bom rendimento da central.

Deve-se por isso prestar atenção à envolvente do local onde ficará instalada a central. Prédios vizinhos (incluindo altos edifícios afastados), árvores e montes são alguns dos elementos a ter em conta.

Também o próprio local da instalação pode ter fontes de sombreamento. O rendimento de uma central instalada numa cobertura de um edifício, por exemplo, pode ser afetado por sombreamentos provocados por chaminés, antenas, para-raios e outros elementos.

Há também outras origens de sombreamentos menos evidentes, como é o caso de neve, folhas, dejetos de pássaros e outros tipos de sujidade.

Quando se pretende avaliar o sombreamento com maior precisão pode-se efetuar uma análise de sombreamentos recorrendo a um analisador de sombras, mapa de trajetória solar ou ainda através do plano local e um mapa de trajetória solar. Atualmente é também possível recorrer a programas informáticos como é o caso do *Google® SketchUp* que através de desenhos tridimensionais e das coordenadas locais permite visualizar os sombreamentos em diferentes alturas do ano e em diferentes períodos horários. Na figura 8 é apresentado um exemplo do estudo de sombreamento.

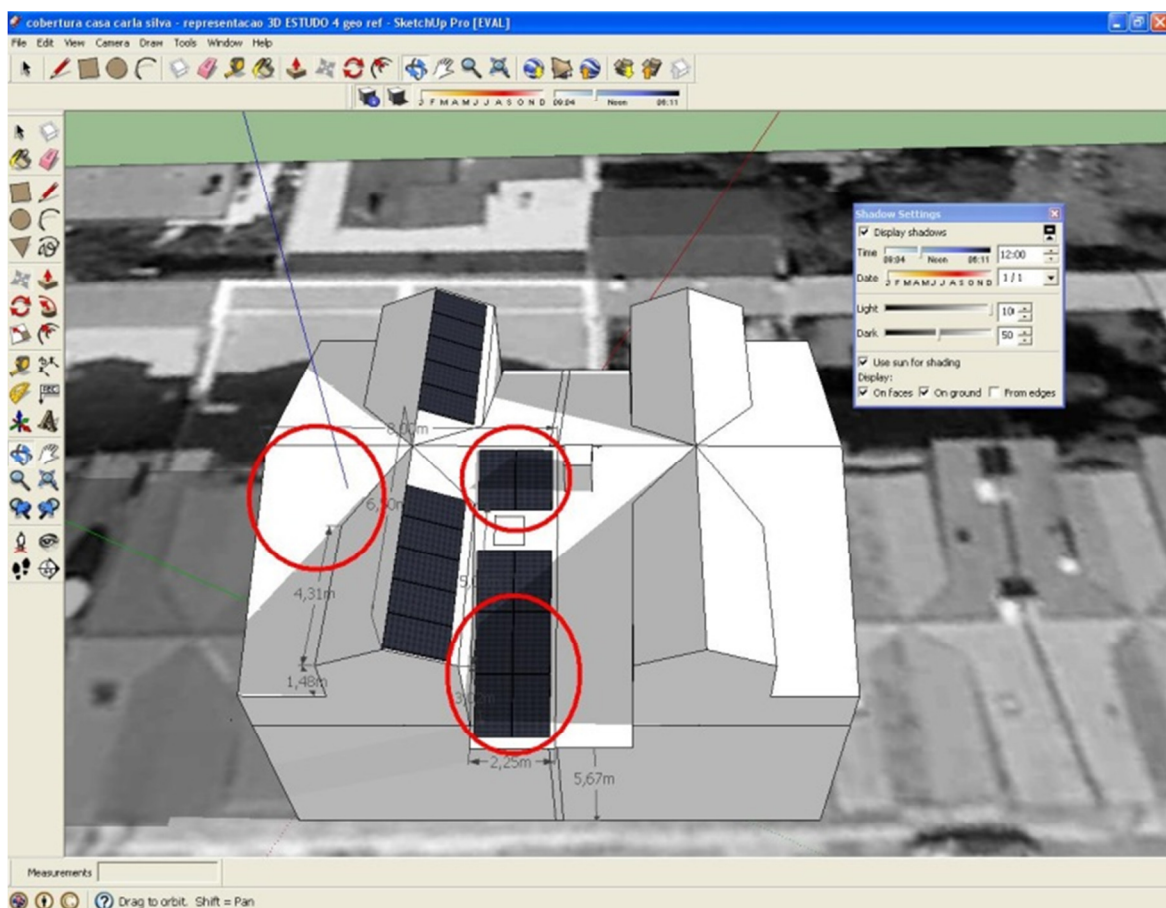


Figura 8 Análise de sombreamentos através do *Google® SketchUp* [25]

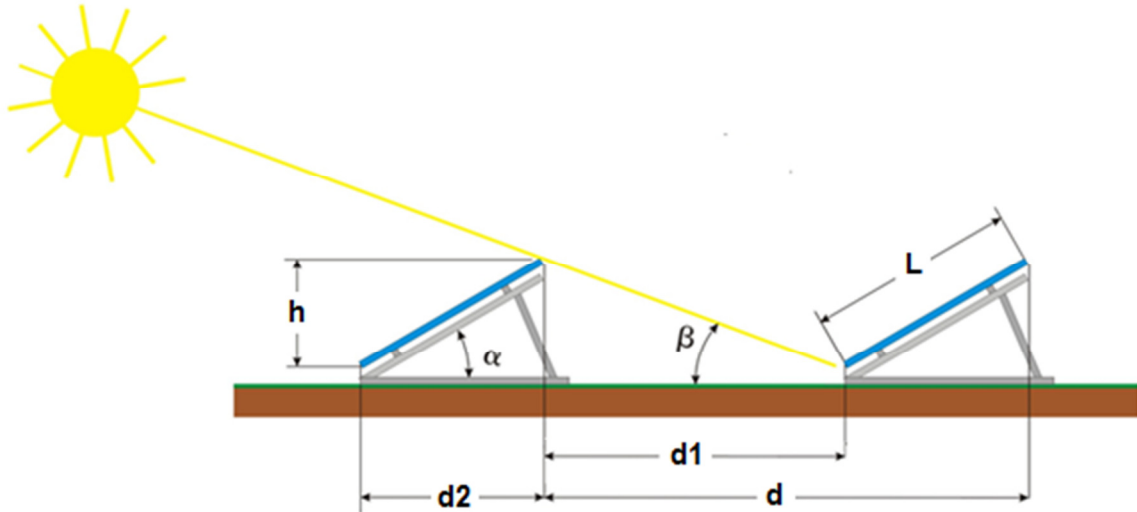


Figura 9 Distanciamento entre filas num campo fotovoltaico com estrutura inclinada [26].

Com alguma frequência, principalmente em coberturas planas ou em espaços abertos, os módulos fotovoltaicos são colocados sobre uma estrutura inclinada, de forma a maximizar a produção, e poderão existir múltiplas filas de módulos, pelo que é essencial determinar a distância entre filas para que não provoquem sombreamento entre si. Na figura 9 é apresentado um exemplo do estudo referente à distância entre fileiras.

Para se calcular o distanciamento entre módulos é aplicada a equação 13 [26]:

$$d = L \times \left(\cos \alpha + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right). \quad (13)$$

Onde:

- «d» é o afastamento entre as filas dos módulos fotovoltaicos;
- «L» é o comprimento do módulo fotovoltaico;
- «α» é a inclinação dos módulos fotovoltaicos com o plano horizontal;
- «β» é o menor dos ângulos máximos de altitude solar atingidos em cada dia durante o ano. Em Portugal este valor é cerca de 28° e ocorre por volta do meio-dia a 22 de Dezembro;

Em Portugal, o ângulo ótimo de inclinação do módulo fotovoltaico é de cerca de 30° e para esta inclinação existem dois métodos empíricos de cálculo do afastamento que se têm relevado eficazes [26]:

- Para minimizar as perdas por sombreamento aplica-se a regra: $d = 3,5 \times h$
- Para otimizar a área de implantação aplica-se a regra: $d = 2,5 \times h$

Quando se pretende otimizar a área de implantação os módulos fotovoltaicos deverão ser aplicados horizontalmente. Desta forma, na eventualidade de existência de sombra, apenas parte da potência do módulo será afetada e não a sua totalidade.

4.4. SELEÇÃO DE ESTRUTURAS

O principal objetivo de uma central fotovoltaica é obter um bom retorno financeiro. Facilmente se pode pensar que para tal terá que se obter o máximo rendimento da central, sendo portanto necessário colocar os módulos perfeitamente orientados a sul e com uma inclinação de 30°. Este pensamento não é inteiramente correto, deve procurar-se obter uma relação ótima entre o custo da central e os seus proveitos, sem colocar em causa a sua durabilidade, a sua fiabilidade e a sua segurança.

Tomando como exemplo um telhado com orientação a Oeste e uma inclinação a 20° na Zona de Lisboa e sabendo que o aumento da produção é de cerca de 15% se orientado a Sul e inclinado a 30°, facilmente se percebe que o sobrecusto pela instalação de uma estrutura de adaptação não deverá ultrapassar esse valor. Caso haja área disponível e dependendo do custo da estrutura e dos módulos pode ser mais favorável aumentar a potência instalada, colocando mais módulos, do que os orientar e inclinar corretamente. Com isto o impacto visual será reduzido e a estrutura não será sujeita a forças por ação do vento tão significativas.

Há no entanto outros fatores a ter em conta. Módulos com pouca inclinação têm uma maior probabilidade de acumular sujidade e módulos sem ventilação natural irão aquecer mais facilmente. Em ambos os casos a produção anual sairia desfavorecida.

Dado que uma central fotovoltaica pode operar durante períodos superiores a 20 anos exposta às condições climáticas, é importante que a estrutura ofereça uma boa resistência às forças exercidas por ação do vento. Os metais aplicados deverão ainda possuir uma elevada resistência à corrosão como é o caso do Alumínio, do Aço Inox e do Aço Galvanizado e a proximidade da instalação à faixa costeira deverá ser tida em consideração aquando da escolha do material, devido ao elevado poder corrosivo do mar que se alastra durante vários quilómetros. Os módulos fotovoltaicos possuem, por norma, uma moldura em alumínio, por essa razão, independentemente do metal escolhido para a estrutura, os módulos deverão ser sempre fixos a perfis de alumínio de forma a não ficarem sujeitos a forças provocadas por diferentes coeficientes de dilatação térmica nos materiais.

Os fabricantes de estruturas e os seus distribuidores possuem o conhecimento e as ferramentas necessárias para dimensionar corretamente a sua estrutura pelo que deverão ser consultados de forma a assegurar a correta aplicação das suas soluções.

A escolha da estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos irá depender do local onde ficará instalada a central. Atualmente há uma vasta variedade de soluções que facilmente se adaptam às necessidades. No que diz respeito ao tipo de estruturas, estas podem ser subdivididas em dois grandes grupos: estruturas fixas e estruturas móveis.

As estruturas fixas, como o nome indica, não têm qualquer tipo de mobilidade, pelo que a inclinação e o ângulo dos módulos serão sempre iguais ao longo do ano. Estruturas mais inclinadas favorecem a produção no Inverno e estruturas menos inclinadas favorecem a produção no Verão. Por outro lado, estruturas orientadas a Este favorecem a produção durante a manhã e estruturas orientadas a Oeste favorecem a produção durante a tarde. Conforme mencionado anteriormente, para otimizar a produção anual, os módulos deverão ser orientados a Sul com uma inclinação de 30°.

As estruturas fixas podem ainda agrupar-se da seguinte forma:

- Telhado Inclinado – Este tipo de instalação é o mais enquadrável na envolvente, porque acompanha a inclinação e orientação do telhado. Na Figura 10 é apresentado um exemplo desta estrutura.
- Cobertura Plana – A vantagem da instalação neste tipo de coberturas é a escolha da orientação e inclinação. Na Figura 11 é apresentado um exemplo desta estrutura.
- Campo – As instalações no solo são mais comuns em campos abertos. A sua instalação é simples, dependendo contudo do lastro ser suficiente para a zona de vento em questão. Na Figura 12 é apresentado um exemplo desta estrutura.
- Integrada em Edifícios – A integração em edifícios tem a vantagem de utilizar módulos fotovoltaicos como elemento estruturante. É esteticamente mais atrativo e moderno, no entanto a produção é prejudicada.

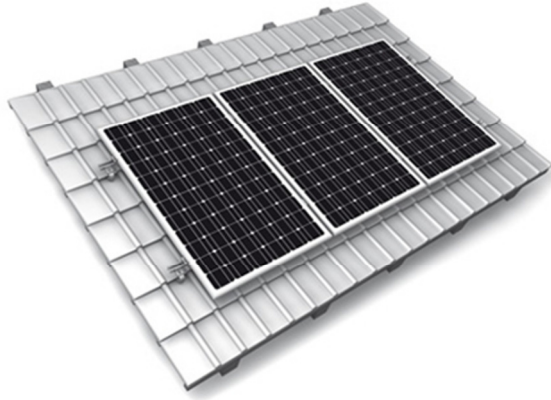


Figura 10 Estrutura para telhado inclinado [27].



Figura 11 Estrutura para cobertura plana [27].

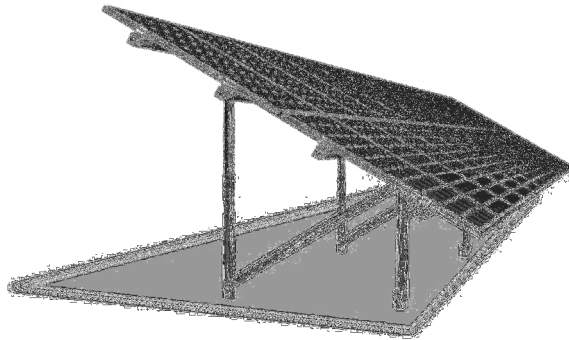


Figura 12 Estrutura de campo [27].

As estruturas móveis, denominadas como seguidores solar ou *trackers*, são equipamentos que seguem a trajetória do Sol, permitindo ao sistema obter produções mais elevadas. Os seguidores solares podem ser de um ou de dois eixos de rotação e podem ser controlados por relógio astronómico ou por sensores de radiação.

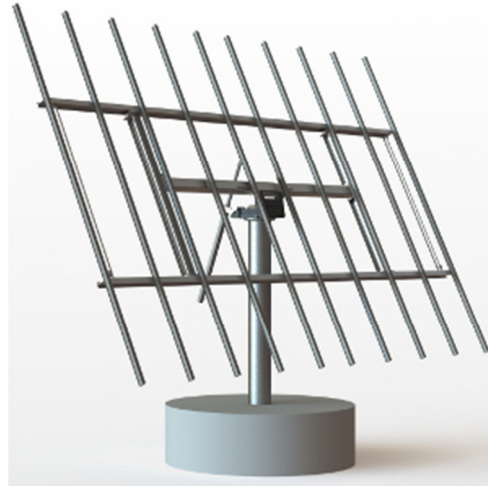


Figura 13 Seguidor Solar [28].

Os mecanismos com dois eixos mantêm sempre orientações e inclinações ótimas em relação ao Sol, o que faz com que proporcionem maiores produções de energia, no entanto são mais caros e mais difíceis de instalar.

Nos mecanismos com um eixo, o mais comum é o seguidor azimutal que segue o movimento do Sol ao longo do dia.

Na Europa Central, os sistemas fotovoltaicos com dispositivos de dois eixos podem obter um aumento de produção na ordem dos 30% enquanto que nos dispositivos de um eixo este ganho situa-se na ordem dos 20%. Em Portugal, a radiação solar anual é superior à da Europa Central, podendo os ganhos atingir, respetivamente, 40% e 25% [28].

No entanto os seguidores solares implicam uma maior despesa. Além do seu custo elevado será necessário também construir uma fundação de suporte e a sua manutenção é mais exigente. Em caso de avaria o seguidor poderá ficar imobilizado numa posição desfavorável o que implica grandes perdas de produção.

4.5. SELEÇÃO DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

O conjunto dos módulos fotovoltaicos é o equipamento mais caro de um sistema fotovoltaico, no entanto, quando se pretende reduzir custos, deverá ter-se algum cuidado no que diz respeito à qualidade dos módulos. Melhor qualidade do produto e melhor controlo de qualidade na produção aumentam a fiabilidade dos módulos em todo o seu tempo de vida.

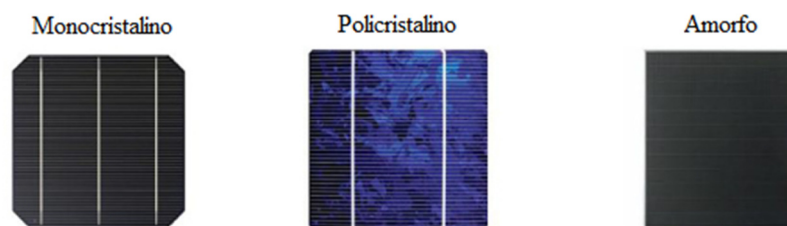


Figura 14 Tipos de células fotovoltaicas [29].

Os problemas nos módulos só se costumam manifestar a médio prazo, o que leva a uma satisfação aparente com a produção da central nos primeiros meses/anos. Posteriormente podem aparecer os problemas típicos nos módulos, tais como, fraturas no vidro, delaminação, corrosão das ligações entre células, curto-circuito e descoloração, entre outros. Por essa razão deverão ser selecionados módulos de fabricantes com uma imagem sólida e serviço pós-venda comprovado.

A escolha da tecnologia dos módulos deve ser tomada consoante as necessidades da instalação. Os módulos policristalinos são os que têm melhor relação qualidade/preço devido aos métodos de fabrico que são mais económicos, no entanto a aplicação de outro tipo de tecnologias pode ser mais aconselhada em determinadas situações.

Quando a falta de espaço é um fator determinante, os módulos monocristalinos, apesar de mais caros, podem ser uma solução uma vez que são mais eficientes que os restantes, ou seja, com a mesma área de ocupação é possível instalar uma potência superior.

Em situações em que a área de ocupação não é um problema então os módulos amorfos e microamorfos podem ser mais vantajosos. As células amorfas utilizam muito menos silício que as cristalinas, o que as torna bastante mais económicas. No entanto a sua eficiência é muito inferior e para a mesma potência instalada serão necessários mais módulos e uma área de instalação bastante superior, o que poderá causar também sobrecustos ao nível de estrutura e da mão-de-obra. Estes módulos apresentam melhor desempenho que os cristalinos em condições meteorológicas adversas, com a radiação difusa e com temperaturas elevadas, no entanto o seu rendimento anual é inferior e a degradação das suas células superior. Outra desvantagem destes módulos é a sua elevada tensão, o que obriga a executar *strings* de menor dimensão e diversos paralelos, tornando o processo de ligação dos módulos mais demorado.

Na escolha do módulo, além do referido anteriormente, existem três características a ter em conta:

- **Tolerância da potência nominal:** Quando os módulos são fabricados, as suas características, embora similares, nunca são iguais. Os módulos são testados e agrupados consoante a sua potência. Por essa razão, ao consultar a ficha técnica de uma série de módulos, poderemos ver diferentes gamas de potência, normalmente com intervalos de 5 Wp, e é apresentada também a tolerância dessa potência. Atualmente a maioria dos fabricantes apresenta uma tolerância positiva o que significa que ao adquirirmos esses módulos temos a garantia de que a sua potência nominal é igual ou superior à apresentada. Na Figura 15 é apresentado um exemplo da indicação deste parâmetro numa ficha técnica de um módulo;
- **Coefficientes de Temperatura:** Com o aumento de temperatura, a potência nominal dos módulos baixam. Quanto mais baixo for o coeficiente de temperatura, melhor será o comportamento do módulo com temperaturas elevadas. Dado que a altura de maior produção das centrais fotovoltaicas coincide precisamente com a altura de maior calor, no Verão, esta característica torna-se importante para o rendimento do sistema. Na Figura 16 é apresentado um exemplo da indicação deste parâmetro numa ficha técnica de um módulo;
- **Garantia de Potência:** Atualmente, praticamente todos os módulos, apresentam uma garantia de produto de 10 Anos ou superior. No entanto a garantia de potência é igualmente importante. As células dos módulos sofrem uma degradação natural das células que influencia negativamente a potência do módulo. Os fabricantes apresentam para o seu produto uma garantia de potência que deve ser levada em conta. Quanto menor for a depreciação anual da potência do módulo, mais rentável se torna o sistema. Na Figura 17 é apresentado um exemplo da indicação deste parâmetro numa ficha técnica de um módulo.

A quantidade de módulos aplicados e a sua potência unitária irá definir a potência instalada da central, no entanto esta quantidade poderá também depender da definição das *strings* consoante as características do inversor escolhido.

ELECTRICAL DATA @ STC	REC235PE	REC240PE	REC245PE	REC250PE	REC255PE	REC260PE
Nominal Power - P _{MPP} (Wp)	235	240	245	250	255	260
Watt Class Sorting - (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5

Figura 15 Tolerância da potência nominal [30].

TEMPERATURE RATINGS	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45.7°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MPP}	-0.40 %/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.27 %/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.024 %/°C

Figura 16 Coeficiente de temperatura [30].

WARRANTY
10 year product warranty
25 year linear power output warranty (max. degression in performance of 0.7% p.a.)
See warranty conditions for further details.

Figura 17 Garantia de potência [30].

4.6. SELEÇÃO DO INVERSOR

Os inversores são dos componentes tecnológicos mais importantes e o coração de uma central fotovoltaica. Na escolha do inversor deve pesar o reconhecimento mundial da marca e dos seus serviços pós-venda, sendo fundamental a rapidez de substituição de um equipamento avariado, de forma a reduzir as perdas de produção provocadas por uma paragem total ou parcial da central.

Os inversores utilizados em sistemas de ligação à rede têm a capacidade de sincronizar a frequência e a sua tensão de saída com a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) e devem-se desligar automaticamente em caso de falha de tensão na rede elétrica. Os inversores devem ainda cumprir as normas diretivas comunitárias de segurança elétrica e compatibilidade eletromagnética. O Portal SRM, de acordo com a informação facultada pela DGEG, disponibiliza, na lista de equipamentos tipo, os inversores que podem integrar as unidades de micro e miniprodução.

Uma instalação poderá ser constituída por um ou vários inversores, sendo a sua potência de ligação definida pela soma das potências nominais de cada um dos inversores. Por norma os inversores de maior potência são mais económicos uma vez que o seu custo específico (€/kWn) é inferior, no entanto a utilização de vários inversores de menor potência pode trazer algumas vantagens:

- Aumento da fiabilidade do sistema: Em caso de avaria de um inversor, apenas uma parte inferior do sistema será afetada;

- Aumento do rendimento do sistema: Um maior número de inversores permite segmentar mais o sistema, reduzindo assim o efeito de ligações defeituosas, módulos danificados, sombreamentos e diferenças de orientações e inclinações;
- Dimensão dos inversores: As centrais de miniprodução são frequentemente executadas em coberturas pelo que a facilidade de instalação de inversores de menor dimensão pode ser útil.

Cada gerador fotovoltaico tem um ponto de funcionamento ideal, no qual pode fornecer a potência elétrica mais elevada possível, o ponto de potência máximo (MPP). O valor desta potência depende sobretudo do grau de radiação. O rastreador MPP assegura que o gerador fotovoltaico funcione permanentemente no seu ponto de funcionamento ideal [27].

Existem também no mercado inversores com mais de um rastreador MPP, o que permite, com apenas um inversor, ter campos solares distintos com diferentes orientações e/ou inclinações e diferentes tecnologias de módulos. Permite ainda segmentar a central para que módulos passíveis de sombreamento fiquem ligados na mesma entrada MPP, diminuindo assim as perdas de produção provocadas por sombreamento.

Os inversores poderão ainda ser monofásicos ou trifásicos, no entanto, no caso de utilização de inversores monofásicos, deverá ter-se em atenção que a assimetria nas fases deverá ser no máximo de 5 kW.

Quando se escolhe a localização do inversor tem que se ter em conta o seu grau de proteção. Habitualmente estes equipamentos têm um grau de proteção IP65, no entanto, sempre que possível, deve-se evitar que não estejam protegidos da radiação solar direta e da chuva uma vez que estes fatores podem aumentar a probabilidade da ocorrência de falhas. As temperaturas elevadas têm um impacto negativo no rendimento do inversor que, preferencialmente, deve ser instalado num local fresco e com espaço suficiente para permitir a ventilação do equipamento.

As características dos módulos são fornecidas pelo fabricante em condições de teste (STC) (Irradiância = 1.000W/m^2 , Temperatura da Célula = 25°C e Massa de Ar = 1,5), mas na realidade estas condições ocorrem muito raramente. Por este motivo as características dos módulos são muitas vezes mencionadas em condições de temperatura nominal de operação das células (NOCT) (Irradiância = 800W/m^2 , Temperatura Ambiente = 20°C , Massa de Ar = 1,5 e Velocidade do Vento = 1 m/s) que se aproximam mais à realidade.

ELECTRICAL DATA @ STC	REC235PE	REC240PE	REC245PE	REC250PE	REC255PE	REC260PE
Nominal Power - P_{MPP} (Wp)	235	240	245	250	255	260
ELECTRICAL DATA @ NOCT	REC235PE	REC240PE	REC245PE	REC250PE	REC255PE	REC260PE
Nominal Power - P_{MPP} (Wp)	179	183	187	189	193	197

Figura 18 Potência nominal dos módulos em condições STC e NOCT [30].

Na figura 18 é apresentado um exemplo da indicação das potências nominais, em condições STC e NOCT, de um módulo. Comparando a Potência nominal do módulo nas duas condições podemos verificar que Potência Nominal do módulo em condições STC é cerca de 30% superior do que em condições NOCT. Por este motivo, os inversores são frequentemente subdimensionados em relação ao campo fotovoltaico.

No entanto ao subdimensionar o inversor é fundamental ter em conta as suas características por forma a assegurar as condições mínimas de segurança, em nenhum momento poderá ser ultrapassada a tensão máxima de entrada do inversor. A ultrapassagem da intensidade de corrente máxima de entrada do inversor poderá não o colocar em risco, no entanto resultará em perdas de potência e poderá provocar o seu envelhecimento prematuro. Por essa razão é necessário saber dimensionar corretamente as *strings* que ligarão ao inversor.

4.7. DEFINIÇÃO DAS *STRINGS* DOS INVERSORES

Os módulos fotovoltaicos podem ser ligados em série, em paralelo ou em associações série-paralelo. Em sistemas ligados à rede, os módulos são normalmente ligados em série, formando *strings*. O tamanho e número de *strings* é definido tendo em conta as características dos módulos e dos inversores escolhidos.

Um inversor poderá ter um ou vários rastreadores MPP, sendo que para cada um desses rastreadores terá uma ou várias entradas de *strings*. As *strings* ligadas no mesmo rastreador terão que ter o mesmo número de módulos em série de forma a possuírem a mesma tensão uma vez que internamente o inversor irá realizar o paralelo dessas *strings* obtendo assim a intensidade de corrente de entrada nesse rastreador. Normalmente a tensão máxima de entrada nos diferentes rastreadores são iguais mas a intensidade de corrente máxima de entrada poderá ser diferente.

Frequentemente, na utilização de módulos com células de amorfo e devido às suas elevadas tensões nominais, é necessário executar várias *strings* sendo que poderão não

existir entradas suficientes no inversor. Nesse caso será necessário executar o paralelo das *strings* exteriormente mantendo o cuidado para não ultrapassar a intensidade de corrente máxima de entrada do inversor.

A maioria dos fabricantes possui um *software* de dimensionamento para os seus inversores que poderão e deverão ser utilizados para definir as *strings*, no entanto deveremos compreender estes cálculos.

O número de inversores e a definição das suas *strings* irá ditar a quantidade de módulos a instalar, que multiplicados pela sua potência unitária resultam na potência instalada da central.

O somatório das tensões individuais dos módulos ligados em série irá definir a tensão de entrada no inversor. Dado que as tensões nos módulos variam consoante a temperatura, o número de módulos por *string* deverá ser definido para situações extremas de calor e de frio.

Por defeito assume-se que o valor mínimo da temperatura do módulo será de 10°C negativos e que o valor máximo será de 70°C, no entanto, consoante o local da instalação, estes valores poderão ser diferentes. Dando como o exemplo uma instalação no Algarve, não é de prever que a temperatura dos módulos atinga valores negativos, porém poderá existir situações em que essa temperatura ultrapasse os 70°C. A situação mais crítica é a ultrapassagem da tensão máxima de entrada do inversor que pode causar danos no aparelho, pelo que se deve ser conservador nos cálculos efetuados.

Com temperaturas baixas a tensão do módulo aumenta. Se o inversor for desligado num dia soalheiro de Inverno, a tensão em circuito aberto das *strings* poderá ser demasiadamente elevada para se poder voltar a ligar o inversor em segurança. O somatório das tensões individuais em circuito aberto dos módulos de uma *string* deverá portanto ser inferior à tensão máxima de entrada do inversor. Sendo assim o número de módulos por *string* deverá respeitar a equação 14 [31]:

$$n_{Max}^{Módulos/String} \leq \frac{U_{Max}^{Inversor}}{U_{OC(-10^{\circ}C)}^{Módulo}} \quad (14)$$

Em que:

- « $n_{Max}^{Módulos/String}$ » é o número máximo de módulos por *string*;
- « $U_{Max}^{Inversor}$ » é a máxima tensão de entrada do inversor, em V;
- « $U_{OC(-10^{\circ}C)}^{Módulo}$ » é a tensão de circuito aberto do módulo à temperatura de 10°C negativos, em V.

Deverá também verificar-se se a tensão máxima do sistema, segundo a ficha técnica dos módulos, não é excedida. Normalmente este valor é de 1000V.

A tensão de circuito aberto dos módulos à temperatura de 10°C negativos não costuma ser especificada nas fichas técnicas dos módulos. Para a calcular deverá ser utilizado o coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto e a tensão de circuito aberto dos módulos em condições STC, onde a temperatura da célula é considerada a 25°C.

O coeficiente de temperatura da tensão em circuito aberto será sempre negativo, uma vez que a tensão dos módulos diminui com o aumento da temperatura, e poderá vir expresso em %/°C ou em mV/°C.

As equações 15 e 16 permitem calcular a tensão de circuito aberto do módulo para uma dada temperatura, a partir da tensão em circuito aberto em condições STC e do coeficiente de temperatura da tensão em circuito aberto [31]:

- Para ΔU_{OC} expresso em %/°C:

$$U_{OC(t)} = U_{oc(STC)} \times \left[1 - \frac{(25-t) \times \Delta U_{OC}}{100} \right]. \quad (15)$$

- Para ΔU_{OC} em mV/°C:

$$U_{OC(t)} = U_{OC(STC)} - \frac{(25-t) \times \Delta U_{OC}}{1000}. \quad (16)$$

Em que:

- « $U_{OC(t)}$ » é a tensão de circuito aberto dos módulos à temperatura “t”, em V;
- « $U_{oc(STC)}$ » é a tensão de circuito aberto dos módulos em condições STC, em V;
- « ΔU_{OC} » é o coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto, em %/°C ou mV/°C.

A temperatura dos módulos é, normalmente, superior à temperatura ambiente e no Verão podem atingir temperaturas superiores a 70°C, fazendo com que a tensão dos módulos seja bastante inferior à tensão nominal dos módulos em condições STC. Se o somatório das tensões individuais dos módulos de uma *string* for inferior à tensão MPP mínima do Inversor, a eficiência global do inversor ficará comprometida e, na pior das hipóteses, poderá provocar o corte do inversor. Sendo assim o número mínimo de módulos por *string* deverá respeitar a equação 17 [31]:

$$n_{min}^{Módulos/String} \geq \frac{U_{MPP(min)}^{Inversor}}{U_{MPP(70^{\circ}C)}^{Módulo}}. \quad (17)$$

Em que:

- « $n_{min}^{Módulos/String}$ » é o número mínimo de módulos por *string*;
- « $U_{MPP(min)}^{Inversor}$ » é a tensão MPP mínima do inversor, em V;
- « $U_{MPP(70^{\circ}C)}^{Módulo}$ » é a tensão nominal dos módulos à temperatura de 70°C, em V.

Se a tensão nominal do módulo à temperatura de 70°C não vier especificada na ficha técnica dos módulos, poderá ser calculada a partir do coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto e da tensão MPP dos módulos em condições STC, de acordo com as equações 18 e 19 [31]:

- Para ΔU_{OC} em %/°C:

$$U_{MPP(t)} = U_{MPP(STC)} \times \left[1 - \frac{(25-t) \times \Delta U_{OC}}{100} \right]. \quad (18)$$

- Para ΔU_{OC} em mV/°C:

$$U_{MPP(t)} = U_{MPP(STC)} - \frac{(25-t) \times \Delta U_{OC}}{1000}. \quad (19)$$

Em que:

- « $U_{MPP(t)}$ » é a tensão nominal do módulo à temperatura “t”, em V;
- « $U_{MPP(STC)}$ » é a tensão MPP dos módulos em condições STC, em V;
- « ΔU_{OC} » é o coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto, em %/°C ou mV/°C.

O número de *strings* irá definir a intensidade de corrente de entrada do rastreador MPP. Embora o excesso de corrente de entrada não coloque em perigo o inversor (desde que não seja ultrapassada a intensidade de corrente máxima de curto-circuito de cada rastreador), poderá provocar o seu envelhecimento prematuro ou a destruição dos seus componentes eletrônicos. Dessa forma a intensidade de corrente máxima de entrada de cada rastreador MPP não deverá ser excedida. O número máximo de *strings* por rastreador MPP deverá respeitar a equação 20 [31]:

$$n_{Max}^{strings/rastreador} \leq \frac{I_{Max}^{Rastreador}}{I_{MPP(STC)}^{Módulo}}. \quad (20)$$

Em que:

- « $n_{Max}^{strings/rastreador}$ » é o número máximo de *strings* do rastreador MPP;
- « $I_{Max}^{Rastreador}$ » é a corrente máxima de entrada de entrada do rastreador MPP, em A;
- « $I_{MPP(STC)}^{Módulo}$ » é a corrente nominal do módulo em condições STC.

4.8. CANALIZAÇÕES E MATERIAIS

Os elementos constituintes das canalizações sujeitas às radiações solares, deverão ter características adequadas às influências externas AN3 – Radiações Solares Fortes. O estabelecimento das canalizações deverá garantir a proteção mecânica das mesmas em todo o seu percurso.

Todos os materiais utilizados deverão ser adequados à função que lhes é atribuída e deverão garantir marcação de conformidade CE.

4.9. DIMENSIONAMENTO DA CABLAGEM

O dimensionamento da cablagem é essencial para o bom funcionamento do sistema. A escolha dos cabos deve ser ajustada às grandezas elétricas, mecânicas e térmicas a que vão estar sujeitos.

No dimensionamento dos cabos devem ser verificados três critérios essenciais:

- Cumprimento do limite fixado pela tensão nominal;
- Cumprimento do limite fixado pela intensidade de corrente máxima admissível do cabo;
- Cumprimento da queda de tensão máxima admissível.

Em instalações de BT, os condutores e cabos são caracterizados pela sua tensão nominal.

Em corrente alternada, a tensão nominal do cabo deverá ser no mínimo igual a tensão nominal da instalação. Por outro lado em corrente contínua admite-se que a tensão nominal da instalação possa atingir 1,5 vezes a tensão nominal do cabo [32], no entanto os cabos deverão garantir um nível de isolamento mínimo de 1 kV [33].

A intensidade de corrente máxima admissível é o valor da intensidade de corrente que provoca, no estado de equilíbrio térmico, o aquecimento da alma dos condutores até ao valor máximo permitido. Este valor depende essencialmente das condições da instalação e do local onde se encontra instalada a canalização, já que estas determinam diretamente a dissipação das perdas térmicas.

As intensidades de correntes máximas admissíveis dos condutores estão tabeladas e são estabelecidas sobre determinadas condições mas, na prática, é normal que as condições de instalação e do local sejam diferentes das consideradas como referência, pelo que se deverão aplicar coeficientes de correção.

No que diz respeito aos cabos de corrente contínua, de acordo com a Norma Europeia IEC 60364-7-712, deverão ser capazes de transportar 1,25 vezes a intensidade de corrente de curto-circuito, em condições STC, da respetiva *string*, conforme indica a Equação 21 [26]:

$$I_z \geq 1,25 \times I_{SC(STC)}^{String} . \quad (21)$$

Em que:

- « I_z » é a intensidade de corrente máxima admissível do condutor (A);
- « $I_{SC(STC)}^{String}$ » é a intensidade corrente de curto-circuito, em condições STC, da respetiva *string* (A).

Em corrente alternada, a intensidade de corrente máxima admissível de um cabo deverá ser superior ou igual à intensidade de corrente de serviço que atravessa esse cabo, conforme indica a Equação 22 [34]:

$$I_z \geq I_s . \quad (22)$$

Em que:

- « I_z » é a intensidade de corrente máxima admissível do cabo (A);
- « I_s » é a intensidade de corrente de serviço do cabo (A).

A intensidade de corrente de serviço corresponde ao valor máximo que, em regime permanente, se estima que o condutor estará sujeito.

A intensidade de corrente de serviço nos condutores de fase é dada pelas Equações 23 e 24 [34]:

- Numa rede trifásica equilibrada:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_{nc}} \quad (23)$$

- Numa rede monofásica:

$$I_s = \frac{S}{U_{ns}} \quad (24)$$

Em que:

- « S » é a potência aparente (VA);
- « U_{nc} » é a tensão nominal composta (V);
- « U_{ns} » é a tensão nominal simples (V).

Após ter sido determinada a secção do cabo com base na intensidade de corrente máxima admissível, deve ser verificada a queda de tensão admissível.

No lado DC, a queda de tensão máxima permitida da instalação é de 3%, em condições nominais, no entanto é recomendada uma queda de tensão máxima de 1% [33].

As Equações de 25 a 27 permitem calcular a secção do cabo DC necessária para satisfazer um determinado objetivo [26]:

$$S_{Cabo} = \frac{2 \times L_{Cabo} \times I_{MPP(STC)}^{PV}}{\Delta U\% \times U_{MPP(STC)}^{PV} \times \sigma_{Cabo}}, \quad (25)$$

$$S_{Cabo} = \frac{2 \times L_{Cabo} \times I_{MPP(STC)}^{PV2}}{\Delta U\% \times P_{MPP(STC)}^{PV} \times \sigma_{Cabo}}, \quad (26)$$

$$S_{Cabo} = \frac{2 \times L_{Cabo} \times P_{MPP(STC)}^{PV}}{\Delta U\% \times U_{MPP(STC)}^{PV2} \times \sigma_{Cabo}}. \quad (27)$$

Onde:

- « S_{Cabo} » é a secção do cabo (mm²);
- « L_{Cabo} » é o comprimento do cabo (m);
- « $I_{MPP(STC)}^{PV}$ » é a intensidade de corrente nominal do conjunto fotovoltaico em condições STC (A);
- « $U_{MPP(STC)}^{PV}$ » é a tensão nominal do conjunto fotovoltaico em condições STC (V);
- « $P_{MPP(STC)}^{PV}$ » é a potência Nominal do conjunto fotovoltaico em condições STC (W);
- « $\Delta U\%$ » é a máxima queda de tensão pretendida (%);
- « σ_{Cabo} » é a condutividade elétrica do material do condutor (34 m/Ω.mm² para condutores de alumínio e 56 m/Ω.mm² para condutores de cobre).

A secção obtida deverá ser arredondada, por excesso, para o valor de secção *standard* dos cabos.

As perdas de potência no cabo DC podem ser obtidas através da aplicação das Equações 28 e 29 [26]:

$$P_{Perdas} = \frac{2 \times L_{Cabo} \times I_{MPP(STC)}^{PV2}}{S_{Cabo} \times \sigma_{Cabo}}, \quad (28)$$

$$P_{Perdas} = \frac{2 \times L_{Cabo} \times P_{MPP(STC)}^{PV}}{S_{Cabo} \times \sigma_{Cabo} \times U_{MPP(STC)}^{PV2}}. \quad (29)$$

Onde:

- « P_{Perdas} » são as perdas de potência no cabo (W);
- « S_{Cabo} » é a secção do cabo (mm²);
- « L_{Cabo} » é o comprimento do cabo (m);
- « $I_{MPP(STC)}^{PV}$ » é a intensidade de corrente nominal do conjunto fotovoltaico em condições STC (A);
- « $U_{MPP(STC)}^{PV}$ » é a tensão nominal do conjunto fotovoltaico em condições STC (V);
- « $P_{MPP(STC)}^{PV}$ » é a potência Nominal do conjunto fotovoltaico em condições STC (W);
- « σ_{Cabo} » é a condutividade elétrica do material do condutor (34 m/Ω.mm² para condutores de alumínio e 56 m/Ω.mm² para condutores de cobre).

No lado AC, a queda de tensão máxima permitida entre os inversores e o ponto de ligação à rede é de 3%, em condições de potência nominal do inversor, no entanto é recomendada uma queda de tensão máxima de 1% [33].

As Equações 30 e 31 permitem calcular a secção do cabo AC necessária para satisfazer um determinado objetivo [26]:

- Para uma instalação monofásica:

$$S_{Cabo} = \frac{2 \times L_{Cabo} \times I_n^{Inversor} \times \cos \varphi^{Inversor}}{\Delta U\% \times U_{ns} \times \sigma_{Cabo}}, \quad (30)$$

- Para uma instalação trifásica:

$$S_{Cabo} = \frac{\sqrt{3} \times L_{Cabo} \times I_n^{Inversor} \times \cos \varphi^{Inversor}}{\Delta U\% \times U_{nc} \times \sigma_{Cabo}}. \quad (31)$$

Onde:

- « S_{Cabo} » é a secção do cabo (mm²);
- « L_{Cabo} » é o comprimento do Cabo (m);
- « $I_n^{Inversor}$ » é a intensidade de corrente nominal do inversor/conjunto de inversores (A);
- « U_{ns} » é a tensão nominal simples (V);
- « U_{nc} » é a tensão nominal composta (V);
- « $\Delta U\%$ » é a máxima queda de tensão pretendida (%);
- « σ_{Cabo} » é a condutividade elétrica do material do condutor (34 m/Ω.mm² para condutores de alumínio e 56 m/Ω.mm² para condutores de cobre).

A secção obtida deverá ser arredondada, por excesso, para o valor de secção *standard* dos cabos.

As perdas de potência no cabo AC podem ser obtidas através da aplicação das Equações 32 e 33 [26]:

- Para uma instalação monofásica:

$$P_{Perdas} = \frac{2 \times L_{Cabo} \times I_n^{Inversor^2} \times \cos \varphi}{S_{Cabo} \times \sigma_{Cabo}}, \quad (32)$$

- Para uma instalação trifásica:

$$P_{Perdas} = \frac{\sqrt{3} \times L_{Cabo} \times I_n^{Inversor^2} \times \cos \varphi}{S_{Cabo} \times \sigma_{Cabo}}. \quad (33)$$

Onde:

- « P_{Perdas} » são as perdas de potência no cabo (W);
- « S_{Cabo} » é a secção do cabo (mm²);
- « L_{Cabo} » é o comprimento do Cabo (m);
- « $I_n^{Inversor}$ » é a intensidade de corrente nominal do inversor/conjunto de inversores (A);
- « σ_{Cabo} » é a condutividade elétrica do material do condutor (34 m/Ω.mm² para condutores de alumínio e 56 m/Ω.mm² para condutores de cobre).

4.10. DIMENSIONAMENTO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Os dispositivos de proteção têm como função proteger todos os elementos que constituem uma instalação elétrica contra os diferentes tipos de defeitos passíveis de ocorrência.

Os principais tipos de defeitos que podem ocorrer são:

- Sobreintensidades – Quando a intensidade de corrente elétrica de serviço ultrapassa a intensidade de corrente máxima admissível do condutor;
- Sobretensões – Como o nome indica, as sobretensões ocorrem quando existe um aumento da tensão. As sobretensões podem ser de origem externa (ex. descarga atmosférica nas linhas) ou de origem interna (ex. manobras na rede ou deficiências de isolamento) e são geralmente bruscas, podendo danificar a aparelhagem elétrica, principalmente de eletrónica;

- Subtensões – As subtensões, por sua vez, são abaixamentos de tensão e podem ocorrer por excesso de carga ligada, desequilíbrio acentuado na rede trifásica, rotura de uma das fases e contactos à terra de uma fase.

As sobreintensidades podem ainda subdividir-se em dois tipos:

- Sobrecarga – Quando, por exemplo, há demasiados aparelhos ligados simultaneamente num mesmo circuito, podem provocar com que a intensidade da corrente de serviço seja superior ou ligeiramente superior à intensidade de corrente máxima admissível do condutor;
- Curto-Circuito - Se, por exemplo, dois pontos do circuito com potenciais elétricos diferentes entram em contacto direto entre si, irão provocar com que a intensidade de corrente de serviço seja muito superior à intensidade de corrente máxima admissível do condutor.

Nas instalações elétricas de utilização devem ainda ser adotadas medidas destinadas a garantir a proteção das pessoas contra choques elétricos provocados por:

- Contactos diretos - Quando o utilizador toca diretamente nos condutores ou nas partes "ativas" das instalações ou aparelhos em tensão elétrica;
- Contactos indiretos - Quando o utilizador toca ou empunha "massas" que ficaram acidentalmente sob tensão elétrica.

Para proteger os circuitos contra sobreintensidades são usados disjuntores magnetotérmicos ou corta-circuitos fusíveis que interrompem automaticamente a passagem da corrente no circuito, evitando um sobreaquecimento dos condutores que pode originar um incêndio.

No lado DC, os cabos são dimensionados para que possam dispensar aparelhos de proteção contra sobreintensidades, pelo que, a sua corrente máxima admissível deve ser igual ou superior a 1,25 vezes a corrente de curto-circuito, em condições STC, a que o cabo pode estar sujeito, conforme indica a Equação 34 [33]:

$$I_Z^{\text{Cabo}} \geq 1,25 \times I_{SC(STC)}^{PV} \cdot \quad (34)$$

Onde:

- « I_Z^{Cabo} » é a corrente máxima admissível do cabo (A);
- « $I_{SC(STC)}^{PV}$ » é a corrente de curto-circuito, em condições STC, a que o cabo pode estar sujeito.

Porém, no caso de ocorrência de um curto-circuito em um ou vários módulos de uma *string*, pode ser gerada uma corrente inversa nessa *string* que pode danificar os restantes módulos ou levar a um sobreaquecimento. A corrente inversa gerada na *string* defeituosa é igual à soma da corrente total das restantes *strings*.

Se a corrente inversa máxima possível exceder a resistência contra correntes inversas dos módulos utilizados, conforme especificações do fabricante, o sistema deve ser equipado com fusíveis para *strings*.

A corrente inversa máxima possível calcula-se de acordo com a Equação 35 [35]:

$$I_{M\acute{a}x}^{-1} = I_{SC(STC)}^{String} \times (n^{strings} - 1) . \quad (35)$$

Onde:

- « $I_{M\acute{a}x}^{-1}$ » é a corrente inversa máxima (A);
- « $I_{SC(STC)}^{String}$ » é a corrente de curto circuito da *string*, em condições STC (A);
- « $n^{strings}$ » é o número de *strings* conectadas.

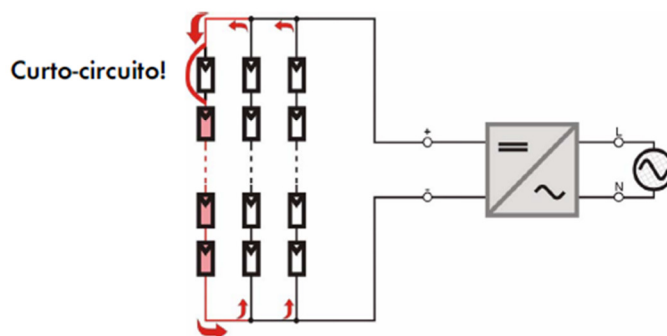


Figura 19 Exemplo de ocorrência de uma corrente inversa [36].

A fim de assegurar uma longa vida útil e um funcionamento fiável do sistema, o valor do fusível deve ser inferior ao valor da resistência contra correntes inversas dos módulos utilizados e deverá respeitar a condição indicada na Equação 36:

$$I_n^{Fusível} \geq 1,7 \times I_{SC(STC)}^{String} . \quad (36)$$

Onde:

- « $I_n^{Fusível}$ » é a corrente nominal do fusível (A);
- « $I_{SC(STC)}^{String}$ » é a corrente curto-circuito da string, em condições STC (A).

No lado AC, Os cabos de corrente alternada deverão ser protegidos por disjuntores que devem respeitar as normas impostas pelas Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT).

Segundo o RTIEBT, a proteção contra sobrecargas das canalizações elétricas é assegurada se as características dos aparelhos de proteção respeitarem simultaneamente as condições indicadas nas Equações 37 e 38 [34]:

$$I_B \leq I_n \leq I_z , \quad (37)$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z . \quad (38)$$

Em que:

- « I_B » é a corrente de serviço do circuito (A);
- « I_z » é a corrente admissível na canalização (A);
- « I_n » é a corrente estipulada do dispositivo de proteção (A);
- « I_2 » é a corrente convencional de funcionamento (A).

A Figura 20 traduz, esquematicamente, as condições indicadas nesta regra:

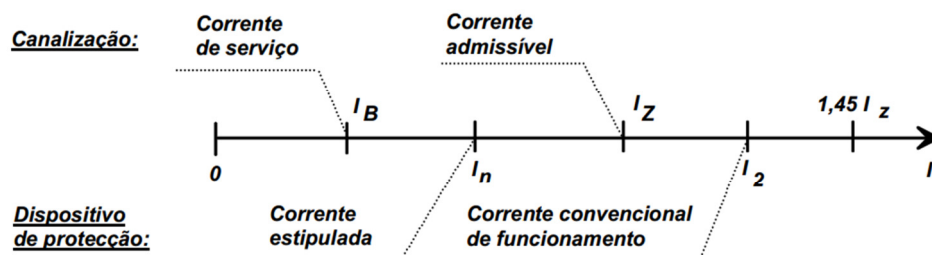


Figura 20 Coordenação entre os condutores e os dispositivos de proteção [34].

Ainda segundo o regulamento, a proteção contra curto-circuitos das canalizações elétricas é assegurada se as características dos aparelhos de proteção respeitarem simultaneamente as seguintes condições [34]:

- Regra do poder de corte: o poder de corte não deve ser inferior à corrente de curto-circuito presumida no ponto de localização, conforme Equação 39:

$$I_{sc} \leq P_{dc} , \quad (39)$$

- Regra do tempo de corte: o tempo de corte resultante de um curto-circuito, em qualquer ponto do circuito, não deverá ser superior ao tempo correspondente à elevação da temperatura do condutor ao seu máximo admissível. Para curto-circuitos de duração até 5s, o tempo aproximado correspondente à elevação da temperatura do condutor ao seu máximo admissível é dado pela Equação 40:

$$\sqrt{t} = K \times \left(\frac{S}{I_{sc}} \right) , \quad (40)$$

Em que:

- « t » é o tempo (s);
- « S » é a secção dos condutores (mm²);
- « I_{sc} » é a corrente de curto-circuito para um defeito franco no ponto mais afastado do circuito (A);
- « K » é uma constante, variável com o tipo de isolamento e da alma condutora (igual a 115 para condutores de cobre e isolamento em PVC).

O campo fotovoltaico encontra-se ao ar livre, frequentemente sobre edifícios e, dependendo da situação, também os inversores poderão encontrar-se instalados ao ar livre. Por este motivo, no planeamento do sistema fotovoltaico deve ser verificado se serão necessárias medidas contra descargas atmosféricas e sobretensões.

De um modo geral, um sistema fotovoltaico instalado no topo de um edifício, não aumenta o risco do edifício poder vir a ser atingido por uma descarga atmosférica direta. Assim, apenas em casos específicos será necessário um sistema de proteção contra descargas atmosféricas diretas, vulgo para-raios.

O sistema de proteção é composto por um dispositivo de captação, um condutor de cobre com a secção mínima de 16mm² para escoar a descarga e um sistema de ligação à terra. O

sistema de proteção deverá respeitar todas as normas impostas pelo Guia Técnico de para-raios, editado pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) [31].

Uma descarga atmosférica provoca efeitos indiretos na área circundante num perímetro de aproximado de 1 km. Por essa razão a probabilidade de um edifício ser afetado indiretamente por uma descarga atmosférica que ocorre nas imediações é bastante superior à probabilidade de ser atingido diretamente. Estes efeitos poderão provocar o fim de vida dos equipamentos e a consequente interrupção da produção. Por essa razão tanto as linhas de corrente contínua como as de alternada deverão ser protegidas contra sobretensões.

As sobretensões no lado da corrente contínua podem afetar tanto os módulos fotovoltaicos como os inversores, no entanto o inversor é muito mais sensível este fenómeno. Por essa razão deve sempre instalar-se o descarregador de sobretensão o mais próximo possível do inversor.

Para assegurar a proteção do inversor também deverá ser feita a proteção de sobretensões proveniente do lado de corrente alternada. Deste lado, além das sobretensões transitórias de origem atmosférica, poderão existir sobretensões transitórias originadas por manobras de comutação na rede elétrica.

Os aparelhos de proteção contra sobretensão, ou Descarregadores de Sobretensão (DST), são divididos em 3 classes [37]:

- Proteção reduzida (DST Classe I): Possuem a maior resistência a corrente de sobretensão, pois foram concebidos para a sobrecarga de uma incidência direta de uma descarga atmosférica.
- Proteção média (DST Classe II): Estes aparelhos de proteção contra sobretensão possuem uma resistência a corrente de sobretensão mais reduzida e protegem da incidência indireta de raios.
- Proteção elevada (DST Classe III): Os SPD Tipo III possuem a menor resistência a corrente de sobretensão. Estes protegem terminais eletrónicos frágeis de acoplamentos através de incidências distantes de raios.

Normalmente, em instalações fotovoltaicas são utilizados descarregador de sobretensão classe II, tanto no lado DC como no lado AC, com correntes nominais de descarga de 1kA por cada kWp instalado. No lado DC, a tensão operacional do descarregador tem de corresponder, no mínimo, à tensão de circuito aberto do campo fotovoltaico.

Nos inversores com um rastreador MPP, as *strings* fotovoltaicas são reunidas antes do inversor e o descarregador de sobretensão é ligado ao ponto de conexão, conforme exemplos apresentados na Figura 21 A e B. Quando o inversor tem vários rastreadores MPP, cada um deve ser equipado com um descarregador, conforme exemplo apresentado na Figura 21 C.

Caso sejam aplicados descarregadores no lado DC, serão necessários descarregadores no lado AC, por motivo de diferenças de potencial. No entanto, no lado AC podem ser protegidos vários inversores com apenas um descarregador, uma vez que estão todos ligados à mesma tensão de rede, conforme se exemplifica na Figura 22.

Quando são utilizados fusíveis de string, o descarregador deve ser instalado no ponto de conexão das *strings*, tal como apresentado na figura 23 A. Caso o descarregador fosse ligado apenas a uma string, as restantes ficariam desprotegidas após o acionamento do fusível, tal como apresentado na Figura 23 B.

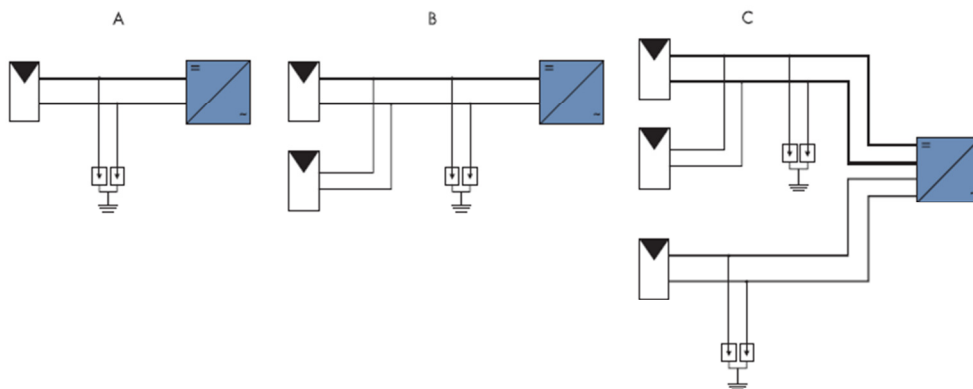


Figura 21 Combinação de DST com inversores [37].

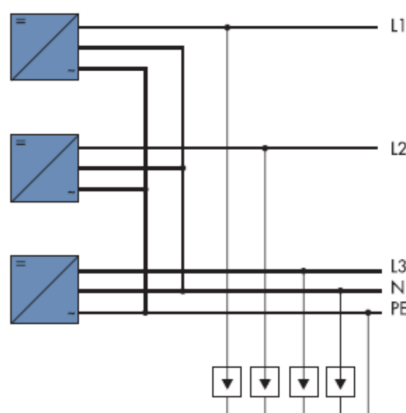


Figura 22 Ligação no lado AC de vários inversores a um DST trifásico [37].

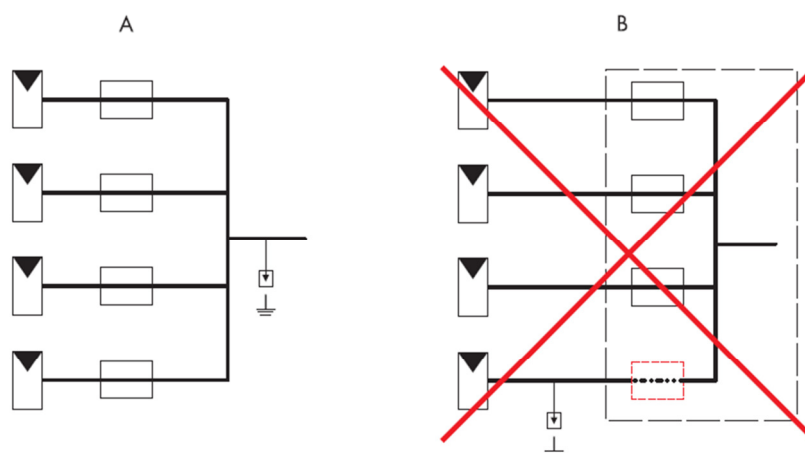


Figura 23 Combinação de DST com *strings* [37]

A execução correta de uma rede de terras de proteção é fundamental neste tipo de sistemas, o seu valor ohmico deverá ser baixo de forma a facilitar a dissipação da energia na massa à terra.

Além da terra de proteção, existe a necessidade e obrigação de equipotencializar todos os equipamentos e materiais constituintes do sistema fotovoltaico ao sistema de terras de proteção. Com isto é garantido que qualquer parte metálica associada ao sistema permanece sem tensão.

As estruturas metálicas dos módulos e as estruturas de suporte deverão ser equipotencializadas, apesar de garantida a classe II de isolamento [33].

A massa do inversor e as massas dos materiais alimentados pela rede de distribuição pública (instalação existente) deverão ser ligadas à terra das massas da instalação elétrica de utilização [33].

O condutor de proteção deve estar separado dos restantes cabos elétricos, devido aos riscos de descargas laterais e de indução, e deverá ter uma secção superior a 4mm². Os condutores de neutro ou de proteção não devem ser utilizados como condutores de terra ou eléctrodos de terra.

O condutor de proteção deverá seguir o caminho mais curto e deverá ser ligado a uma das seguintes hipóteses:

- Sistema de proteção contra descargas atmosféricas do edifício;
- Circuito de proteção de terra do edifício;
- Eléctrodo de terra vertical ou inclinado colocado a um mínimo de 0,8 m de profundidade e a 1 m das fundações.

Nas instalações eléctricas de utilização devem ser adotadas medidas destinadas a garantir a proteção das pessoas contra choques eléctricos, quer seja por contacto directo ou indirecto.

Para proteção das pessoas contra os contactos directos, as RTIEBT indicam essencialmente medidas preventivas que, em alguns casos, podem ser complementadas com a instalação de dispositivos diferenciais de alta sensibilidade (6, 12, ou 30 mA).

Os materiais utilizados deverão garantir características adequadas de isolamento quer por construção quer através de utilização de invólucros [33].

Caixas ou armários que contenham partes ativas deverão permanecer fechadas, apenas permitindo a abertura através de ferramenta ou de chave, a não ser que se encontrem localizadas em locais exclusivamente acessíveis a pessoas qualificadas ou instruídas. As partes ativas deverão ser estabelecidas em invólucro com um grau de proteção mínimo IP 2X, ou IP 44 para o caso de se situar no exterior [33].

Os módulos fotovoltaicos que sejam estabelecidos de modo acessível, quer a pessoas, quer a animais domésticos, deverão encontrar-se protegidos por sistema de barreiras ou vedação [33].

Do lado da corrente contínua, a proteção contra choques eléctricos é garantida pelo emprego de materiais classe II de isolamento ou equivalente (isolamento reforçado) até aos ligadores do inversor. Os cabos deverão garantir uma tensão mínima de 1,15 vezes a tensão em circuito aberto, em condições STC, do conjunto fotovoltaico em questão, pelo que deverão garantir um nível de isolamento mínimo de 1 kV [33].

Do lado da corrente alternada, a proteção contra contactos indirectos deverá ser garantida através de aparelho sensível à corrente diferencial-residual (diferencial) de média sensibilidade (300 mA ou inferior) de classe B [33].

Os dispositivos diferenciais podem ser de:

- Classe AC: São capazes de detetar apenas fugas de corrente alternada;
- Classe A: São capazes de detetar fugas de corrente alternada e corrente alternada com componente contínua gerada por cargas não-lineares;
- Classe B: São capazes de detetar fugas de corrente alternada, corrente alternada com componente contínua gerada por cargas não-lineares e corrente contínua alisada.

A sensibilidade ($I\Delta_n$) de um aparelho diferencial é o valor da corrente resultante de um defeito que faz abrir obrigatoriamente o circuito defeituoso. Segundo a sensibilidade os interruptores diferenciais podem ser classificados como baixa sensibilidade ($I\Delta_n > 1 A$), média sensibilidade ($0,1 A < I\Delta_n < 1 A$) e alta sensibilidade ($I\Delta_n < 0,1 A$).

O aparelho de proteção diferencial poderá garantir simultaneamente a proteção contra sobreintensidades (disjuntor diferencial), não sendo no entanto obrigatória a adoção desta solução. Adotando-se a utilização de dois aparelhos distintos, a proteção contra sobreintensidades através de aparelho magnetotérmico deverá ser estabelecida do lado da rede [33].

Para o caso do sistema fotovoltaico ser dotado de inversor com transformador de isolamento, a proteção diferencial é dispensável, com a exceção dos inversor com transformador de alta frequência, uma vez que não existe separação galvânica entre o lado da corrente alternada e o lado da corrente contínua.

A verificar-se o recurso de equipamentos auxiliares, tais como seguidores, estes deverão ser dotados de circuito específico que garanta também proteção de pessoas e continuidade de serviço da instalação [33].

4.11. DISPOSITIVO DE SECCIONAMENTO E CORTE

De forma a permitir a manutenção não só dos inversores mas também de todo o sistema fotovoltaico, deverão ser previstos meios de seccionamento tanto do lado DC como do lado AC [33].

Todos os dispositivos de seccionamento deverão ser omnipolares, sendo que do lado DC o seccionamento poderá não ser simultâneo [33].

O aparelho de corte geral ou interruptor DC deverá ser dimensionado tendo em atenção a tensão máxima de circuito aberto do campo fotovoltaico à temperatura de 10°C negativos e para 1,25 vezes a corrente de curto-circuito do campo fotovoltaico em condições STC, conforme indicado nas Equações 41 e 42 [26]:

$$I_n^{DC} \geq 1,25 \times I_{sc(STC)}^{PV}, \quad (41)$$

$$U_{oc}^{DC} \geq U_{OC(-10^\circ C)}^{PV}. \quad (42)$$

Em que:

- « I_n^{DC} » é a corrente nominal do interruptor DC (A);
- « $I_{sc(STC)}^{PV}$ » é a corrente de curto-circuito do campo fotovoltaico em condições STC (A);
- « U_{oc}^{DC} » é a tensão máxima, em circuito aberto, do interruptor DC (V);
- « $U_{OC(-10^\circ C)}^{PV}$ » é a tensão de circuito aberto do campo fotovoltaico à temperatura de 10°C (V).

4.12. REGIME DE NEUTRO

O regime de neutro no sistema de produção deverá ser compatível com o regime de neutro existente na rede à qual fornece energia.

No caso da instalação produtora estar ligada à rede de BT, onde existe em regra um condutor de neutro, a ligação do neutro deverá efetuar-se ao neutro da rede. O dispositivo que interrompe a ligação entre o sistema de produção e a rede pública deverá interromper também a ligação dos neutros.

4.13. SISTEMA DE TELECONTAGEM

A contagem da energia produzida é efectuada por um contador bidirecional com a função de telecontagem. O contador deverá possuir um *modem* que permitirá a recolha remota dos dados de produção por parte da entidade que efetua a distribuição da energia [26].

O contador deverá ser instalado num local de fácil acesso aos técnicos da entidade que efetua a distribuição da energia, de preferência perto do contador de consumo ou de um dos meios de isolamento elétrico e de forma a que o visor não fique a menos de 1 m nem a mais de 1,70 m acima do pavimento.

As caixas de contagem devem ter invólucros adequados que satisfaçam às características seguintes [38]:

- Ser construídos de modo a garantir a classe II de isolamento (equivalente à proteção por isolamento total), de acordo com o estipulado na especificação da EDP Distribuição, DMA-C62-805/N;
- Devem, no relativo às suas características e ensaios, obedecer às regras indicadas na EN62208, tendo em atenção as condições de funcionamento em serviço afetas às situações normais de colocação no exterior;
- Quando instalados na sua posição normal de serviço, de acordo com as instruções do fabricante, devem ter graus de proteção adequados ao local de estabelecimento, com o mínimo IP 44 e IK 07, e devem ser dotados de sistema de fecho que possibilite apenas o acesso ao seu interior com a ajuda de uma ferramenta ou chave de uso corrente;
- Devem possuir uma tensão estipulada de isolamento não inferior a 400 V;
- Devem ser dotados de bastidor fixo a insertos metálicos roscados ou, em alternativa, de calhas metálicas para fixação do contador;
- Devem ser providos de tampa com visor, tampa transparente e porta ou tampa com visor e porta opaca. O visor deve estar localizado de modo a permitir a realização de leituras sem necessidade de abertura da tampa; os parafusos de fecho da tampa devem permitir a selagem e a porta deve ser dotada de um sistema de fecho que atue sobre pressão ou por meio de uma fechadura;
- Devem ter como dimensões interiores mínimas 400 mm de altura, 230 mm de largura e 180 mm de profundidade, a fim de comportarem e permitirem a ligação de um qualquer contador trifásico de ligação direta, disponibilizado no mercado.

Os contadores de compra e venda de energia são distintos. A instalação do contador de compra de energia é da responsabilidade do distribuidor, enquanto que a aquisição e instalação do contador de venda é da responsabilidade do produtor, sendo selado pelo distribuidor.

Apenas poderão ser instalados contadores referenciados no portal SRM.

4.14. INTERLIGAÇÃO COM A REDE ELÉTRICA

Quando o ponto de consumo associado à central fotovoltaica possui contagem de energia no lado da BT, o sistema fotovoltaico será interligado com a RESP no lado da BT. Pelo contrário, quando a leitura é efetuada no lado da MT, então o sistema fotovoltaico terá que ser interligado no lado da MT, sendo para isso necessária a instalação de um Posto de Transformação (PT) para a produção com as respetivas celas de corte e medida, celas de proteção aos cabos e celas de ligação à rede.

O custo associado à instalação do Posto de Transformação para a produção é geralmente elevado e provoca um forte impacto no custo global da central fotovoltaica, pelo que centrais com dimensão inferior a 200kW interligadas no lado da média dificilmente são economicamente viáveis.

Dependendo da potência do sistema fotovoltaico, da potência contratada do ponto de consumo e do lado da contagem da energia consumida, existem soluções estabelecidas para interligação da central fotovoltaica com a RESP e que podem ser consultadas no Portal SRM.

Frequentemente quando se trata de um ponto de consumo em Baixa Tensão Normal (BTN) e quando a central fotovoltaica é monofásica, é necessário uma portinhola de produção/consumo (PC/P) onde se irão interligar os cabos de consumo e de produção. Esta portinhola é homologada pela entidade responsável pela distribuição de energia e é constituída por dois circuitos de proteção, um trifásico destinado à proteção da instalação de consumo e um monofásico para proteção da instalação de produção.

Quando o ponto de consumo é em BTN e quando a central fotovoltaica é trifásica os cabos de consumo e produção serão interligados numa caixa de distribuição 2E+ES, constituída por dois circuitos de proteção trifásicos, um para a produção e outro para o consumo. Também esta caixa é homologada pela entidade responsável pela distribuição de energia.

Em instalações de consumo em Baixa Tensão Especial (BTE) sem caixas de Transformadores de Intensidade (TI), os cabos de produção são ligados no quadro de entrada da instalação de consumo, a montante do corte geral. Caso a instalação possua caixa de TI, os cabos de produção deverão ser ligados nessa mesma caixa, a montante dos TI de consumo. Se a instalação de produção tiver correntes nominais acima dos 60A por fase será também necessário instalar TI para efetuar a leitura da produção.

Para instalações de consumo em MT com contagem de consumo do lado do secundário do transformador, os cabos de produção serão ligados nos bornes de baixa tensão do transformador. Também neste caso, se a instalação de produção tiver correntes nominais acima dos 60A por fase será necessário instalar TI para efetuar a leitura da produção.

4.15. SIMULAÇÃO DE PRODUÇÃO

O rendimento de uma central fotovoltaica depende da conjugação de inúmeras variáveis. Entre outros, os módulos e os inversores selecionados, o dimensionamento das strings, os cabos selecionados, os sombreamentos e sobretudo as condições meteorológicas irão determinar a produção da central fotovoltaica.

A estimativa de produção do sistema fotovoltaico torna-se, portanto, bastante complexa mas existem no mercado vários programas de simulação para este efeito.

O *PVsyst* é um dos programas mais poderosos e completos, que se encontra em constante desenvolvimento. Entre o vasto leque de funcionalidades oferecidas por este programa, destaca-se o instrumento tridimensional para o cálculo de sombreamento, a possibilidade de importar dados de medição para comparar diretamente os valores medidos e os valores simulados e uma caixa de ferramentas para a geometria solar, a meteorologia e o comportamento operacional do sistema fotovoltaico.

O *PVsyst* é um programa de simulação por passo de tempo. Estes programas utilizam modelos que pretendem reproduzir o sistema real o mais fielmente possível. O sistema é simulado em intervalos de uma hora ou inferiores a uma hora, utilizando dados de irradiação solar e de temperatura do local em análise, tornando o seu resultado bastante fiável. Contudo, a qualidade dos resultados da simulação irá também depender do rigor dos parâmetros introduzidos.

Os resultados da simulação devem ser avaliados de forma crítica e não se deve confiar cegamente neles. De preferência, os resultados deverão ser comparados com produções reais de centrais já em serviço.

5. PROJETO DE CENTRAIS FOTOVOLTAICAS DE MINIPRODUÇÃO

A empresa Elergone Energia, Lda. está desde 2008 envolvida no maior projeto Ibérico de instalação de centrais fotovoltaicas em coberturas de lojas de retalho alimentar, o sexto maior da Europa. Neste projeto a Elergone foi responsável pela execução de 112 centrais fotovoltaicas, com potências de ligação desde os 2,5 kW até aos 250 kW, ao abrigo da legislação específica de Microprodução e Miniprodução, num total de potência instalada superior a 5MWp.

Entre as diversas centrais foram instaladas, em Portugal Continental, 28 centrais de miniprodução, com uma potência nominal de 100 kW, que serão objeto de estudo deste capítulo. Numa primeira fase foram utilizados inversores trifásicos com um sobredimensionamento do campo fotovoltaico de 12% e posteriormente, por uma questão de oportunidade de negócio, redução de custos e otimização, foram utilizados inversores monofásicos com um sobredimensionamento do campo fotovoltaico de 25%.

5.1. CARACTERIZAÇÃO DAS CENTRAIS

Conforme mencionado anteriormente, a instalação das 28 centrais de miniprodução de 100 kW foi faseada. Numa primeira fase foram instaladas 16 centrais com inversores trifásicos e uma potência instalada de 112,32 kWp por central. Na segunda fase foram executadas 12 centrais com inversores monofásicos e uma potência instalada de 123,48 kWp por central. As principais características diferenciadoras destas centrais estão representadas na Tabela 11.

Como se pode verificar, na realidade a potência de ligação das centrais abrangidas pela segunda fase do projeto é de 99 kW, o que representa a perda de 1% de potência nominal. No entanto a percentagem de produção afetada por esta diminuição de potência é bastante inferior a 1%, uma vez que a potência nominal de uma central apenas é atingida em determinados momentos em que as condições meteorológicas são favoráveis.

Na Tabela 12e na Tabela 13 podem ser consultadas as localizações das centrais abrangidas pela primeira e pela segunda fase do projeto.

Tabela 11 Principais características das centrais instaladas.

	1ª FASE		2ª FASE
MÓDULOS			
Marca	REC		REC
Potência Unitária (Wp)	240		245
Quantidade	468		504
Potência Total (kWp)	112,32		123,48
INVERSORES			
Marca	SMA		SMA
Modelo	STP 17000TL	STP 15000TL	SMC 11000TLRP
Potência Unitária (kW)	17	15	11
Quantidade	5	1	9
Potência Total (kW)	100		99

Tabela 12 Localização das centrais abrangidas pela primeira fase do projeto.

LOCAL	CONCELHO	DISTRITO	SUB-REGIÃO	REGIÃO
ESPOSENDE	ESPOSENDE	BRAGA	CÁVADO	NORTE
PÓVOA DE VARZIM	PÓVOA DE VARZIM	PORTO	GRANDE PORTO	NORTE
VILA DO CONDE	VILA DO CONDE	PORTO	GRANDE PORTO	NORTE
FUNDÃO	FUNDÃO	CASTELO BRANCO	BEIRA INTERIOR SUL	CENTRO
SÃO JOÃO DA TALHA	LOURES	LISBOA	GRANDE LISBOA	LISBOA
MAFRA	MAFRA	LISBOA	GRANDE LISBOA	LISBOA
MEM MARTINS	SINTRA	LISBOA	GRANDE LISBOA	LISBOA
TORRES VEDRAS	TORRES VEDRAS	LISBOA	GRANDE LISBOA	LISBOA
VILA FRANCA DE XIRA	VILA FRANCA DE XIRA	LISBOA	GRANDE LISBOA	LISBOA
BARREIRO	BARREIRO	SETÚBAL	PENÍNSULA DE SETÚBAL	LISBOA
GRÂNDOLA	GRÂNDOLA	SETÚBAL	PENÍNSULA DE SETÚBAL	LISBOA
ALHOS VEDROS	MOITA	SETÚBAL	PENÍNSULA DE SETÚBAL	LISBOA
MOITA	MOITA	SETÚBAL	PENÍNSULA DE SETÚBAL	LISBOA
PINHAL NOVO	PALMELA	SETÚBAL	PENÍNSULA DE SETÚBAL	LISBOA
ESTREMOZ	ESTREMOZ	ÉVORA	ALENTEJO CENTRAL	ALENTEJO
ALMEIRIM	ALMEIRIM	SANTARÉM	LEZIRIA DO TEJO	ALENTEJO

Tabela 13 Localização das centrais abrangidas pela segunda fase do projeto.

LOCAL	CONCELHO	DISTRITO	SUB-REGIÃO	REGIÃO
BRAGANÇA	BRAGANÇA	BRAGANÇA	ALTO TRÁS-OS-MONTES	NORTE
FELGUEIRAS	FELGUEIRAS	PORTO	GRANDE PORTO	NORTE
LEÇA DO BALIO	MATOSINHOS	PORTO	GRANDE PORTO	NORTE
PAÇOS DE FERREIRA	PAÇOS DE FERREIRA	PORTO	GRANDE PORTO	NORTE
PAREDES	PAREDES	PORTO	GRANDE PORTO	NORTE
AVINTES	VILA NOVA DE GAIA	PORTO	GRANDE PORTO	NORTE
GULPILHARES	VILA NOVA DE GAIA	PORTO	GRANDE PORTO	NORTE
ÁGUEDA	ÁGUEDA	AVEIRO	BAIXO VOUGA	CENTRO
MARINHA GRANDE	MARINHA GRANDE	LEIRIA	PINHAL LITORAL	CENTRO
REGUENGOS DE MONSARAZ	REGUENGOS DE MONSARAZ	ÉVORA	ALENTEJO CENTRAL	ALENTEJO
PONTE DE SÔR	PONTE DE SÔR	PORTALEGRE	ALTO ALENTEJO	ALENTEJO
LAGOS	LAGOS	FARO	ALGARVE	ALGARVE

5.2. SELEÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos utilizados são de tecnologia policristalina, uma das tecnologias mais maduras no mercado, com provas dadas de resultados. Os módulos policristalinos são os que apresentam melhor relação entre investimento e produção.

A Elergone opta por instalar módulos de um fabricante europeu uma vez que transmitem maior credibilidade no que diz respeito às garantias dos seus produtos. Nesse sentido os módulos instalados são da marca *REC Solar*, fabricante de origem norueguesa que controla toda a cadeia de valor do módulo, desde a extração do silício até ao fabrico do módulo, para o desenvolvimento de sistemas de alto desempenho. Durante 2010 e 2011, os módulos *REC* ocuparam o primeiro posto no ranking de comportamento da revista *Photon*, cujos seus estudos são atualmente as provas de rendimento mais prestigiadas no sector fotovoltaico.

Tabela 14 Principais características dos módulos utilizados [30].

	REC240PE	REC245PE
DADOS ELÉCTRICOS (STC)		
Potência Nominal - P _{mpp} (Wp)	240	245
Tolerância de Potência (W)	0/+5	0/+5
Tensão Nominal - V _{mpp} (V)	29,7	30,1
Corrente Nominal - I _{mpp} (A)	8,17	8,23
Tensão de Circuito Aberto - Voc (V)	36,8	37,1
Corrente de Curto-Circuito - Isc (A)	8,75	8,80
DADOS ELÉCTRICOS (NOCT)		
Potência Nominal - P _{mpp} (Wp)	183	187
Tensão Nominal - V _{mpp} (V)	27,7	28,1
Corrente Nominal - I _{mpp} (A)	6,58	6,64
Tensão de Circuito Aberto - Voc (V)	34,4	34,7
Corrente de Curto-Circuito - Isc (A)	7,03	7,08
COEFICIENTES TEMPERATURA		
Temperatura Nominal de Operação da Célula (NOCT)	45,7 °C (± 2°C)	
Coefficiente de Temperatura de P _{mpp}	-0,40 %/°C	
Coefficiente de Temperatura de Voc	-0,27 %/°C	
Coefficiente de Temperatura de Isc	0,024 %/°C	
DADOS GERAIS		
Tipo de Célula	60 Células Policristalinas	
	3 Strings de 20 Células com Diodos de Bypass	
Tensão Máxima do Sistema	1000 V	
Dimensões	1665 x 991 x 38 mm	
Peso	18 kg	
Garantia	10 Anos de Garantia do Produto	
	25 Anos de Garantia Linear de Potência	
	(0,7 % de Degradação Máxima por Ano)	

Na primeira fase foram utilizados módulos com uma potência unitária de 240 Wp e na segunda fase de 245 Wp. As principais características destes módulos podem ser observadas na Tabela 14, sendo que a restante informação se encontram em anexo.

Como se pode verificar, estes módulos apresentam uma tolerância positiva de potência até 5 Wp, garantindo que no mínimo a potência nominal do módulo é aquela que se adquire. Esta tolerância pode ser comprovada pelo *flash report* que é emitido com os principais dados técnicos de cada módulo, após terem sido ensaiados em condições STC.

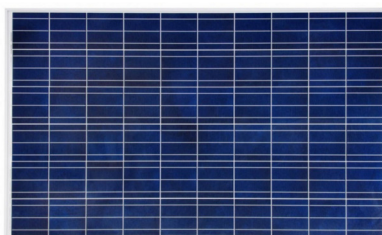


Figura 24 Módulo REC Solar da série PeakEnergy [30].

5.3. SELEÇÃO DOS INVERSORES

Sendo a Elergone um dos distribuidores oficiais da *SMA*, a sua preferência recaiu nos inversores desta marca.

A *SMA* desenvolve, produz e comercializa, na qualidade de líder de mercado mundial, inversores solares e sistemas de monitorização para sistemas fotovoltaicos. Com mais de 30 anos de experiência na indústria solar, esta empresa alemã é reconhecida pelos seus produtos inovadores, altamente eficientes e de longa duração.

O facto de a *SMA* possuir serviço de apoio técnico em Portugal permite que, em caso de avaria, os equipamentos de substituição sejam enviados num curto prazo, minimizando assim as perdas de produção.

Neste projeto optou-se por uma solução de multi-inversores, permitindo assim colocar inversores de menor dimensão na própria cobertura dos edifícios, próximos dos módulos que neles vão ser ligados. A solução multi-inversores possibilita a existência de mais rastreadores MPP, permitindo segmentar mais a central, diminuindo o impacto de possíveis sombreamentos de equipamentos existentes na cobertura.

Como foi referido anteriormente, na primeira fase do projeto utilizaram-se inversores trifásicos, idênticos aos apresentados na Figura 25 à esquerda, e numa segunda fase inversores monofásicos, idênticos aos apresentados na Figura 25 à direita. As principais características destes equipamentos podem ser observadas na Tabela 15, sendo que a restante informação se encontra em anexo.



Figura 25 Inversor SMA Sunny Tripower (à esquerda) e SMA Sunny Mini Central (à direita) [36].

Tabela 15 Principais características dos inversores instalados [36].

	STP 15000TL	STP 17000TL	SMC 11000TLRP
ENTRADA (DC)			
Potência DC Máxima (Com $\cos \varphi = 1$)	15340 W	17410 W	11400 W
Amplitude de Tensão MPP	360 V - 800V	400 V - 800V	333 V - 500 V
Tensão Máxima de Entrada	1000 V		700 V
Tensão Mínima de Entrada	150 V		333 V
Corrente Máxima de Entrada	A: 33 A / B: 11 A		34 A
Rastreadores MPP	2		1
SAÍDA (AC)			
Potência Atribuída (Com 230 V, 50 Hz)	15000 W	17000 W	11000 W
Potência Aparente Máxima	15000 VA	17000 VA	11000 VA
Corrente Máxima de Saída	24 A	24,6 A	48 A
Tensão Nominal	230 / 400 V		230 V
Fases de Alimentação / Fase de Ligação	3 / 3		1 / 1
DADOS GERAIS			
Topologia	Sem Transformador		Sem Transformador
Grau de Rendimento Máximo / Europeu	98,2 % / 97,8 %		97,7 % / 97,2 %
Grau de Protecção	IP65		IP65

5.4. SELEÇÃO DA ESTRUTURA

As coberturas destas lojas são planas, possuem uma tela em PVC e foram dimensionadas para uma sobrecarga de 30kg/m². Dadas estas características, era necessário uma estrutura de suporte, de reduzido peso, que permitisse colocar os módulos fotovoltaicos com a inclinação e orientação pretendida e que oferecesse uma elevada resistência às forças do vento sem que no entanto fosse necessário perfurar a tela de PVC, de forma a efetuar fixações, evitando assim infiltrações de água.

Na altura, as soluções existentes no mercado não correspondiam às necessidades, quer técnicas, quer económicas do projeto. Por essa razão e dada a dimensão do projeto, a Elergone desenvolveu uma estrutura que respeitasse todas as condicionantes do projeto e que ao mesmo tempo cumprisse os requisitos necessários de resistência ao vento e à corrosão.

A estrutura desenvolvida pela Elergone interliga os elementos estruturais de suporte dos diversos módulos, ou seja cada módulo fica ligado aos módulos que se encontram em seu redor por intermédio da estrutura, o que confere uma maior estabilidade à estrutura. A estrutura é composta por perfis de alumínio onde são fixados os módulos, utilizando acessórios também de alumínio. As filas de módulos são interligadas através de acessórios em aço inox. Toda a estrutura assenta em lajetas de betão com uma camada inferior em *roofmate* de forma a não ferir a cobertura dos edifícios. Na retaguarda dos módulos são

colocadas chapas defletoras de forma a reduzir a resistência da estrutura ao vento. Toda esta estrutura pode ser ancorada ao edifício através da passagem de cabos de aço entre as diversas ilhas de módulos, platibandas e/ou estruturas de suporte de equipamentos existentes na cobertura. O peso específico de toda a estrutura, lajetas de betão e módulos varia entre os 20 e os 25 kg/m², respeitando assim o índice de sobrecarga máximo das coberturas de 30 kg/m².

A estrutura permite colocar os módulos horizontalmente com uma inclinação de 22°. A inclinação escolhida permite uma melhor otimização do espaço uma vez que, com uma menor inclinação, pode ser encurtado o espaçamento entre filas, mantendo os módulos livres de sombreamento. Por outro lado a disposição horizontal dos módulos reduz a sua exposição às forças exercidas pelo vento e minimiza o impacto de um eventual sombreamento.

Sabendo a dimensão dos módulos (1665 x 991 mm) é possível verificar se o espaçamento de 2 metros que a Elergone deixou entre as filas dos módulos é suficiente para garantir ausência de sombreamento no menor dos ângulos máximos de altitude solar durante o ano (28°).

Por aplicação da Equação 13, temos que:

$$d = L \times \left(\cos \alpha + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) = 991 \times \left(\cos 22 + \frac{\sin 22}{\tan 28} \right) = 1617 \text{ mm} \leq 2000 \text{ mm}$$

Verifica-se portanto que o espaçamento deixado é suficiente.



Figura 26 Estrutura desenvolvida pela Elergone [25].

5.5. DEFINIÇÃO DAS *STRINGS* DOS INVERSORES

Para definir as *strings* dos inversores foi utilizado o programa de dimensionamento da SMA, denominado *Sunny Design*. Este programa possui uma interface amigável e permite facilmente configurar uma central fotovoltaica com os inversores da SMA.

Os inversores do mesmo modelo foram dimensionados de igual forma para todo o projeto:

- Inversor SMA STP 15000TL: 68 Módulos
 - Rastreador MPP A: 3 *Strings* de 17 Módulos
 - Rastreador MPP B: 1 *String* de 17 Módulos
- Inversor SMA STP 17000TL: 80 Módulos
 - Rastreador MPP A: 3 *Strings* de 20 Módulos
 - Rastreador MPP B: 1 *String* de 20 Módulos
- Inversor SMA SMC 11000TLRP: 56 Módulos
 - Rastreador MPP A: 4 *Strings* de 14 Módulos

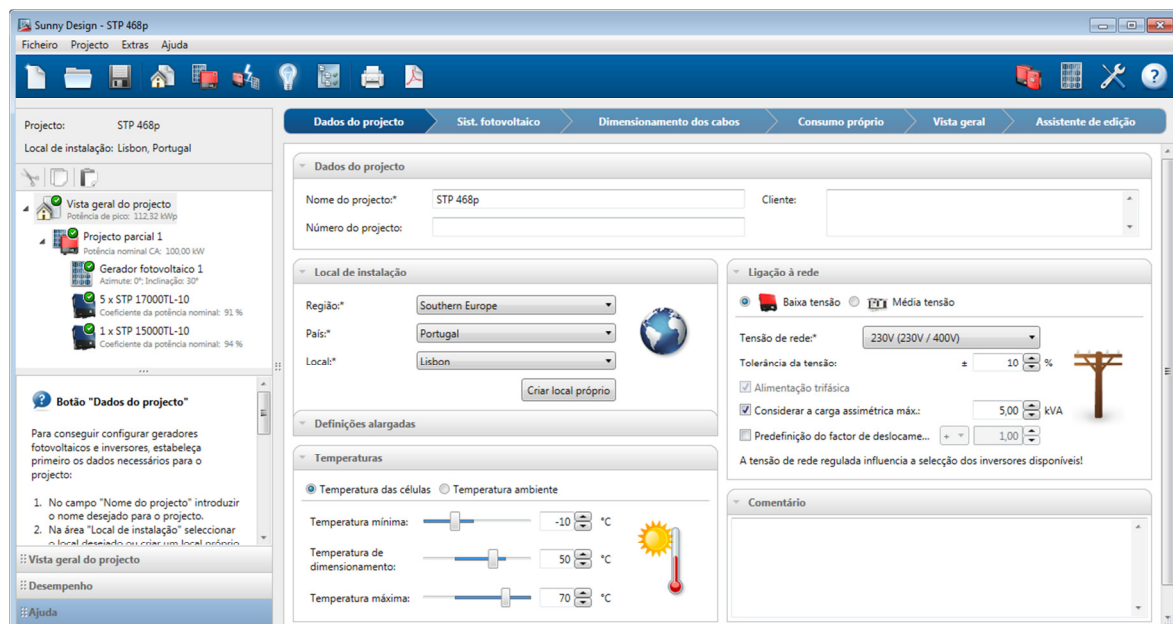


Figura 27 Interface do programa SMA Sunny Design [36].

Os relatórios criados pelo *Sunny Design* podem ser encontrados em anexo, no entanto, a título de exemplo, efetua-se os cálculos para o Inversor SMA STP 17000TL. Para tal é necessário calcular a tensão de circuito aberto dos módulos à temperatura de 10°C negativos e a tensão nominal dos módulos à temperatura de 70°C.

- Conforme Equação 15:

$$U_{OC(t)} = U_{oc(STC)} \times \left[1 - \frac{(25-t) \times \Delta U_{OC}}{100} \right] \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow U_{OC(-10^\circ C)} = 36,8 \times \left[1 - \frac{(25+10) \times (-0,27)}{100} \right] = 40,3 V$$

- Conforme Equação 18:

$$U_{MPP(t)} = U_{MPP(STC)} \times \left[1 - \frac{(25-t) \times \Delta U_{OC}}{100} \right] \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow U_{MPP(70^\circ C)} = 29,7 \times \left[1 - \frac{(25-70) \times (-0,27)}{100} \right] = 26,1 V$$

O número máximo de módulos por *string* é calculado de acordo com a Equação 14:

$$\frac{\text{Módulos}}{\text{String}} \leq \frac{U_{Inversor}^{Max}}{U_{OC(-10^\circ C)}^{Módulo}} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow n_{Max}^{String} \leq \frac{1000}{40,3} \Leftrightarrow n_{Max}^{Módulos/String} \leq 24$$

O número mínimo de módulos por *string* é calculado de acordo com a Equação 17:

$$\frac{\text{Módulos}}{\text{String}} \geq \frac{U_{MPP(min)}^{Inversor}}{U_{MPP(70^\circ C)}^{Módulo}} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow n_{min}^{Módulos/String} \geq \frac{150}{26,1} \Leftrightarrow n_{min}^{Módulos/String} \geq 6$$

O número máximo de strings nos rastreadores MPP é calculado de acordo com a Equação 20:

- Rastreador MPP A

$$\frac{\text{strings}}{n_{Max}^{rastreador}} \leq \frac{I_{Max}^{Rastreador}}{I_{MPP(STC)}^{Módulo}} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow n_{Max}^{rastreador} \leq \frac{33}{8,17} \Leftrightarrow n_{Max}^{strings/rastreador} \leq 4$$

- Rastreador MPP B

$$\frac{\text{strings}}{n_{Max}^{rastreador}} \leq \frac{I_{Max}^{Rastreador}}{I_{MPP(STC)}^{Módulo}} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow n_{Max}^{rastreador} \leq \frac{11}{8,17} \Leftrightarrow n_{Max}^{strings/rastreador} \leq 1$$

5.6. IMPLANTAÇÃO

Depois de confirmada a informação dada pelo *Sunny Design*, obteve-se a vista aérea das coberturas e desenharam-se os módulos fotovoltaicos à escala. A implantação provisória permite perceber se as coberturas têm espaço disponível para receber a totalidade desejada de módulos e permite também ter uma noção dos comprimentos das cablagens.

Os módulos foram desenhados de forma a evitar os equipamentos existentes nas coberturas, tais como unidades de tratamento de ar, claraboias, tubos de luz, entre outros. Procurou-se também evitar sombreamentos provocados por estes equipamentos e pela envolvimento do local.

Por motivos de falta de espaço ou de sombreamentos, em algumas situações optou-se por orientar os módulos de acordo com a orientação do edifício, em vez de diminuir a potência instalada e de os orientar a Sul.

As orientações das coberturas e das centrais podem ser consultadas na Tabela 16:

Tabela 16 Orientação das coberturas e das centrais em relação ao Sul.

LOCAL	REGIÃO	COORDENADAS		ORIENTAÇÃO A SUL	
		LATITUDE	LONGITUDE	COBERTURA	CENTRAL
BRAGANÇA	NORTE	41°48'13.34"N	6°47'17.81"W	-32°	0°
ESPOSENDE	NORTE	41°31'49.91"N	8°45'40.47"W	-28°	-5°
FELGUEIRAS	NORTE	41°21'43.09"N	8°11'51.04"W	40°	4°
LEÇA DO BALIO	NORTE	41°12'2.19"N	8°37'16.47"W	-3°	-3°
PAÇOS DE FERREIRA	NORTE	41°17'0.50"N	8°21'28.29"W	-17°	-17°
PARADES	NORTE	41°11'51.90"N	8°20'9.28"W	14°	14°
PÓVOA DE VARZIM	NORTE	41°23'36.59"N	8°45'16.37"W	26°	-21°
VILA DO CONDE	NORTE	41°22'10.44"N	8°44'40.82"W	-14°	-14°
AVINTES	NORTE	41°6'7.24"N	8°33'17.22"W	0°	0°
GULPILHARES	NORTE	41°4'9.48"N	8°37'30.66"W	-42°	-6°
ÁGUEDA	CENTRO	40°35'36.82"N	8°27'31.65"W	-14°	-14°
FUNDÃO	CENTRO	40°9'18.54"N	7°29'45.51"W	22°	0°
MARINHA GRANDE	CENTRO	39°44'6.04"N	8°56'3.01"W	-10°	-10°
SÃO JOÃO DA TALHA	LISBOA	38°49'34.34"N	9°5'16.98"W	25°	25°
MAFRA	LISBOA	38°57'13.92"N	9°20'3.46"W	-15°	-15°
MEM MARTINS	LISBOA	38°47'19.26"N	9°20'23.46"W	-5°	-5°
TORRES VEDRAS	LISBOA	39°4'50.05"N	9°15'36.63"W	-20°	-20°
VILA FRANCA DE XIRA	LISBOA	38°58'38.80"N	8°58'40.33"W	25°	-8°
BARREIRO	LISBOA	38°38'18.05"N	9°2'53.86"W	-36°	0°
GRÂNDOLA	LISBOA	38°11'24.76"N	8°33'57.13"W	14°	14°
ALHOS VEDROS	LISBOA	38°39'18.10"N	9°2'0.38"W	24°	0°
MOITA	LISBOA	38°38'37.23"N	8°58'44.01"W	33°	-10°
PINHAL NOVO	LISBOA	38°37'10.77"N	8°54'49.90"W	8°	8°
ESTREMOZ	ALENTEJO	38°51'18.98"N	7°34'52.46"W	35°	35°
REGUENGOS DE MONSARAZ	ALENTEJO	38°25'26.86"N	7°31'24.17"W	43°	0°
PONTE DE SÔR	ALENTEJO	39°15'48.01"N	8°0'48.97"W	-10°	-10°
ALMEIRIM	ALENTEJO	39°11'47.20"N	8°37'14.41"W	-43°	0°
LAGOS	ALVARGE	37°6'34.89"N	8°41'20.33"W	-35°	-35°

5.7. DIMENSIONAMENTO DA CABLAGEM DC

Após o desenho das implantações provisórias das centrais foi possível calcular as distâncias médias das cablagens no lado DC e procedeu-se ao seu dimensionamento. Considerou-se uma queda tensão máxima de 1% para a primeira fase do projeto e de 2% para a segunda fase.

Os cabos utilizados são do tipo ZZ-F(AS). Estes cabos, aptos para instalações fotovoltaicas, são adequados para uma tensão máxima de 1800 Vdc. São cabos de alta segurança (AS): não propagadores de incêndio, com baixa emissão de fumos e livres de halogéneos.

A ficha técnica dos cabos pode ser encontrada em anexo, no entanto as suas principais características são:

- Condutor: Cobre eletrolítico estanhado, classe 5 (flexível) segundo a norma EN 60228;
- Isolamento: Borracha livre de halogéneos tipo EI6;
- Bainha: Borracha ignífuga tipo EM8, livre de halogéneos e com baixa opacidade dos fumos emitidos e gases corrosivos em caso de incêndio.

Os inversores utilizados na primeira fase do projeto possuem fusíveis de *string* eletrónicos e permitem a colocação de proteção contra sobretensão integrada. Dessa forma as *strings* ligam diretamente aos inversores sem necessidade de passagem por uma caixa de proteção DC. Foi calculado um comprimento médio de cabo de 100 metros por cada string (50 metros para o condutor positivo e 50 metros para o condutor negativo). O cabo seleccionado é de cobre e tem uma secção de 6mm²

$$L=50 \text{ metros}, S=6 \text{ mm}^2 \text{ e } \sigma=56 \text{ m}/\Omega.\text{mm}^2$$



Figura 28 Cabo *Exzhellent* Solar Fotovoltaico ZZ-F(AS) [39].

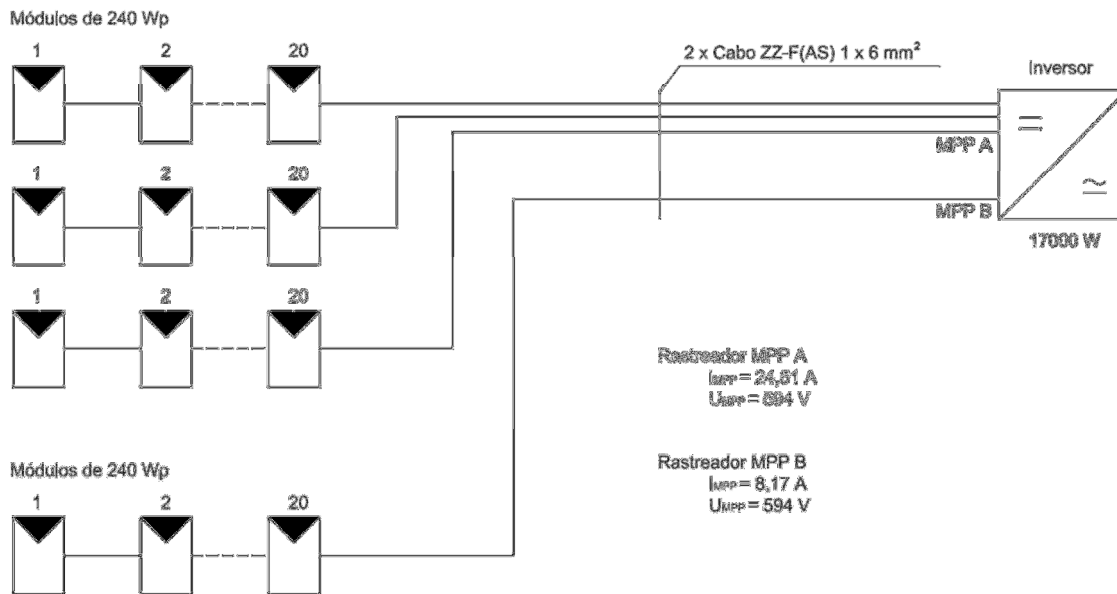


Figura 29 Esquema unifilar simplificado das strings do inversor SMA STP17000TL.

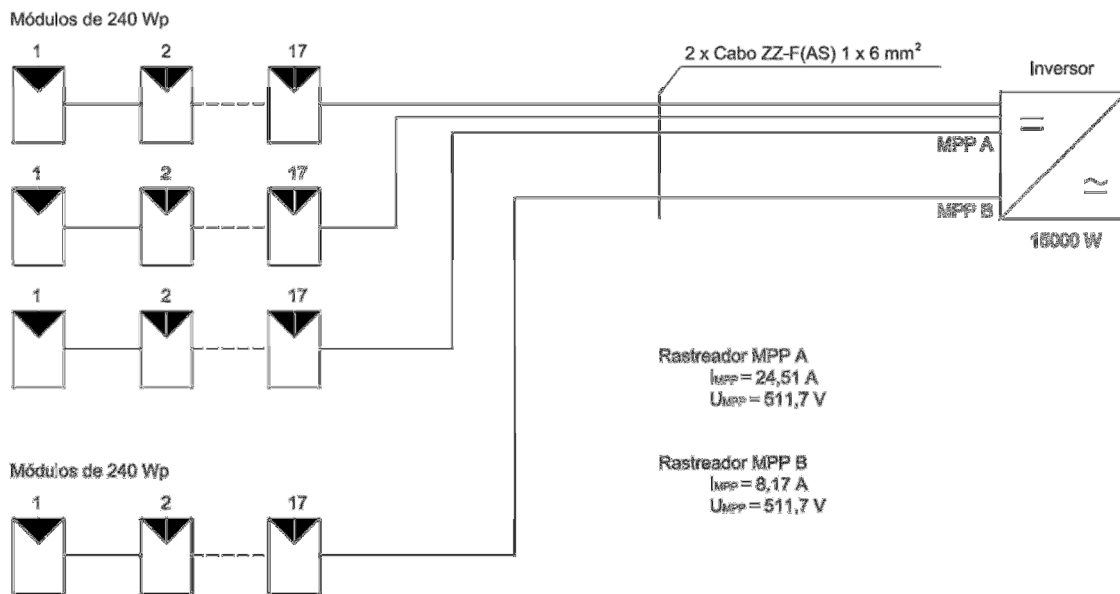


Figura 30 Esquema unifilar simplificado das strings do inversor SMA STP15000TL.

Os inversores utilizados na segunda fase do projeto não possuem fusíveis de *string* eletrônicos, nem permitem a colocação de proteção contra sobretensão integrada. Nestes inversores estão integrados casquilhos para fusíveis de *string*, no entanto os fusíveis de *string* não devem ser ligados a jusante do descarregador de sobretensão. Por essa razão foram instaladas caixas de proteção DC onde são efetuados os paralelos das *strings* de cada

inversor. Foi calculado um comprimento médio de cabo de 50 metros por cada string (25 metros para o condutor positivo e 25 metros para o condutor negativo). O cabo selecionado é de cobre e tem uma secção de 6mm^2 .

$$\text{Cabos das strings: } L = 25 \text{ metros, } S = 6\text{mm}^2 \text{ e } \sigma = 56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$$

De cada caixa de junção DC sai apenas um par de cabos (positivo e negativo) que vai ligar ao respetivo inversor. É calculado um comprimento médio de 60 metros para cada cabo principal (30 metros para o condutor positivo e 30 metros para o condutor negativo). O cabo selecionado é de cobre e tem uma secção de 10mm^2 .

$$\text{Cabos principais: } L = 30 \text{ metros, } S = 10\text{mm}^2 \text{ e } \sigma = 56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$$

De acordo com os cálculos efetuados, as quedas de tensão máximas pretendidas são cumpridas e a percentagem das perdas totais no lado DC, em regime nominal, são de 0,43% para a primeira fase do projeto e de 1,14% para a segunda fase.

A título exemplificativo, são demonstrados os cálculos efetuados para a segunda fase do projeto.

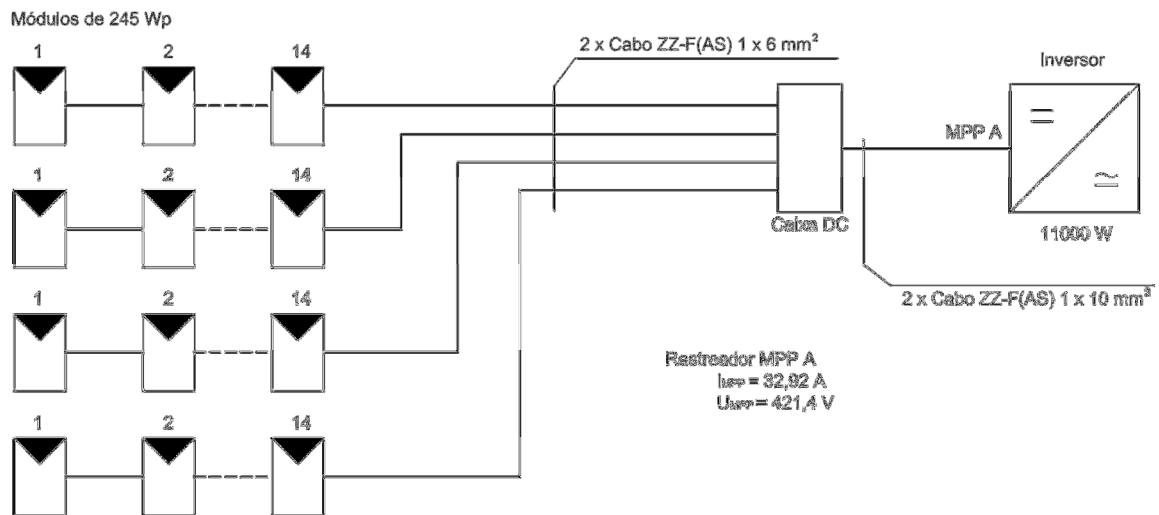


Figura 31 Esquema unifilar simplificado das strings do inversor SMA SMC1100TLRP.

A verificação da corrente máxima admissível dos cabos é efectuada através da equação 21:

- Cabo das *strings*:

$$I_z^{String} \geq 1,25 \times I_{SC(STC)}^{String} \Leftrightarrow 70 \geq 1,25 \times 8,80 \Leftrightarrow 70 \geq 11$$

- Cabo principal:

$$I_z^{Cabo principal} \geq 1,25 \times I_{SC(STC)}^{Cabo Principal} \Leftrightarrow 96 \geq 1,25 \times 4 \times 8,80 \Leftrightarrow 96 \geq 44$$

O cálculo da secção mínima do cabo de forma a respeitar a queda de tensão admissível é efetuado de acordo com a equação 25:

- Cabo das *strings*:

$$S_{string} = \frac{2 \times L_{string} \times I_{MPP(STC)}^{String}}{\Delta U\% \times U_{MPP(STC)}^{String} \times \sigma_{Cobre}} = \frac{2 \times 25 \times 8,23}{0,01 \times 14 \times 30,1 \times 56} = 2 \text{ mm}^2 \leq 6 \text{ mm}^2$$

- Cabo principal:

$$S_{Cabo principal} = \frac{2 \times L_{Cabo principal} \times I_{MPP(STC)}^{Cabo Principal}}{\Delta U\% \times U_{MPP(STC)}^{Cabo Principal} \times \sigma_{Cobre}} = \frac{2 \times 30 \times 4 \times 8,23}{0,01 \times 421,4 \times 56} = 9 \text{ mm}^2 \leq 10 \text{ mm}^2$$

As perdas de potência nos cabos, em regime nominal, são calculadas conforme a equação 28:

- Cabo das *strings*:

$$P_{Perdas}^{String} = \frac{2 \times L_{String} \times I_{MPP(STC)}^{String}{}^2}{S_{String} \times \sigma_{Cobre}} = \frac{2 \times 25 \times 8,23^2}{6 \times 56} = 10 \text{ W}$$

- Cabo principal:

$$P_{Perdas}^{Cabo Principal} = \frac{2 \times L_{Cabo Principal} \times I_{MPP(STC)}^{Cabo Principal}{}^2}{S_{Cabo Principal} \times \sigma_{Cobre}} = \frac{2 \times 30 \times 32,92^2}{10 \times 56} = 116 \text{ W}$$

As perdas de potência totais nos cabos, em regime nominal são:

- Cabos das *strings*:

$$P_{Perdas}^{Totais\ Strings} = N_{Strings} \times P_{Perdas}^{String} = 36 \times 10 = 360W$$

- Cabos principais:

$$P_{Perdas}^{Totais\ Cabos\ Principais} = N_{Cabos\ Principais} \times P_{Perdas}^{Cabo\ Principal} = 9 \times 116 = 1044W$$

A percentagem das perdas totais nos cabos, em regime nominal, é de:

- Cabo das *strings*:

$$\frac{P_{Perdas}^{Totais\ Strings}}{P_{Cental}^{Instalada}} = \frac{360}{123480} = 0,29\%$$

- Cabo principal:

$$\frac{P_{Perdas}^{Totais\ Cabos\ Principais}}{P_{Cental}^{Instalada}} = \frac{1044}{123480} = 0,85\%$$

As perdas totais de potência no lado DC são dadas pela soma das perdas totais nas strings com as perdas totais nos cabos principais:

$$P_{Perdas}^{Totais\ no\ lado\ DC} = P_{Perdas}^{Totais\ Strings} + P_{Perdas}^{Totais\ Cabos\ Principais} = 360 + 1044 = 1404\ W$$

A percentagem das perdas totais no lado DC em regime nominal é de:

$$\frac{P_{Perdas}^{Totais\ no\ lado\ DC}}{P_{Cental}^{Instalada}} = \frac{1404}{123480} = 1,14\%$$

5.8. DIMENSIONAMENTO DA CABLAGEM AC

O desenho das implantações provisórias permitiu também calcular as distâncias médias das cablagens no Lado AC, procedendo-se posteriormente ao seu dimensionamento. Considerou-se uma queda de tensão máxima de 1% durante a primeira fase do projeto e de 1,5% na segunda fase.

Uma vez que os locais de instalações são coberturas de edifícios de acesso público, onde o risco de incêndio pode colocar em risco vidas humanas, os cabos utilizados são do tipo

RZ1-K. São cabos de alta segurança (AS): não propagadores de incêndio, com baixa emissão de fumos e livres de halogéneos.

A ficha técnica dos cabos pode ser encontrada em anexo, no entanto as suas principais características são:

- Condutor: Cobre Flexível Classe 5;
- Isolamento: Polietileno reticulado (PEX) 90 °C;
- Bainha: Poliolefina livre de halogéneos 70 °C.

Na primeira fase do projeto, os inversores são ligados diretamente ao quadro geral da central fotovoltaica que se situa na cobertura. É calculado um comprimento médio de cabo de 40 m entre cada inversor e o quadro geral da central fotovoltaica. O cabo selecionado é multipolar, constituído por 5 condutores de cobre (3 fases, neutro e terra) com secções de 16mm² (RZ1-K5G16).

Cabo dos Inversores: L=40 metros, S=16mm² e $\sigma=56$ m/ Ω .mm²

Entre o quadro geral da central fotovoltaica e o posto de transformação é calculada uma distância média de 40 m. De forma a facilitar a passagem da cablagem é utilizado cabo unipolar para os condutores ativos e para os condutores de proteção. Os cabos das fases são de cobre e têm uma secção de 95mm² (RZ1-K1x95). Os cabos do neutro e da terra são de cobre e têm uma secção de 50mm² (RZ1-K1x50).

Cabo Principal: L=40 metros, S=95mm² e $\sigma=56$ m/ Ω .mm²



Figura 32 Cabo Exzhellent XXI RZ1-K(AS) [39].

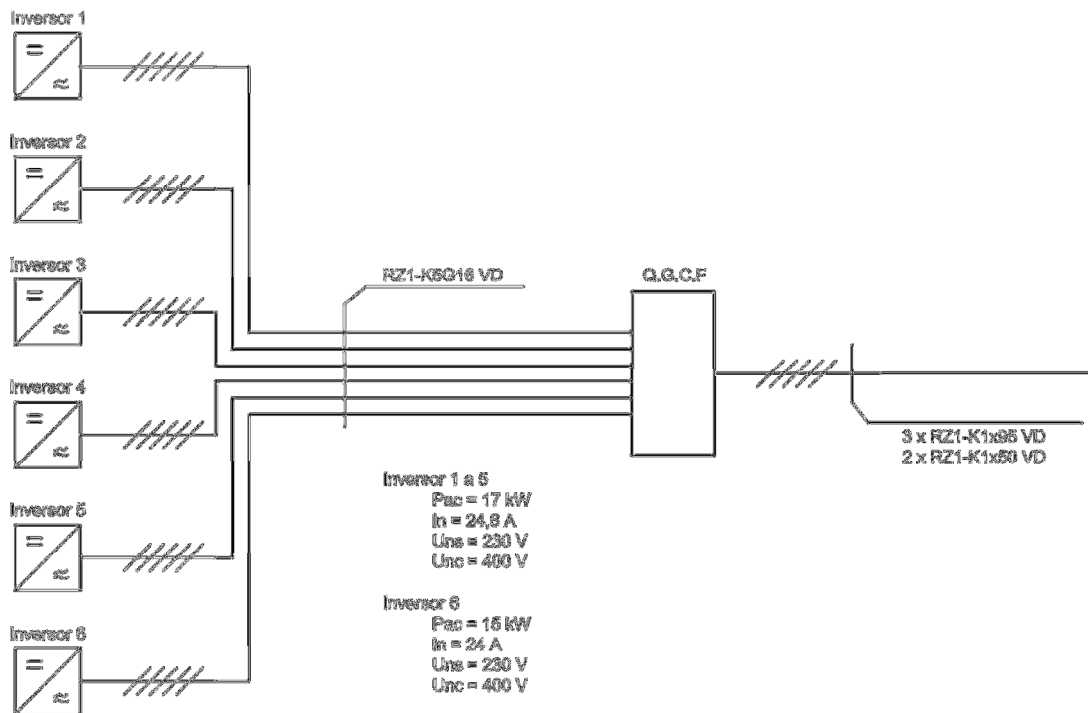


Figura 33 Esquema unifilar simplificado das ligações AC na primeira fase do projeto.

As quedas de tensão, as perdas de potência e os custos de cablagem de um sistema trifásico são mais reduzidos comparativamente a um sistema monofásico. Por essa razão, na segunda fase do projeto, cada grupo de 3 inversores é ligado a um quadro parcial, formando um sistema trifásico. É calculado um comprimento médio de cabo de 5 metros entre cada inversor e o respetivo quadro parcial. O cabo selecionado é unipolar, constituído por 3 condutores de cobre (fase, neutro e terra) com secções de 16 mm² (RZ1-K3G16).

Cabo dos Inversores: L=5 metros, S=16 mm² e $\sigma=56$ m/ Ω .mm²

Entre os quadros parciais e o quadro geral da central fotovoltaica é calculada uma distância média de 45 m. O cabo selecionado é multipolar constituído por 5 condutores de cobre (3 fases, neutro e terra) com secções de 25 mm² (RZ1-K5G25).

Cabo dos Quadros Parciais: L=45 metros, S=25 mm² e $\sigma=56$ m/ Ω .mm²

Entre o quadro geral da central fotovoltaica e o posto de transformação é calculada uma distância média de 40 m. De forma a facilitar a passagem da cablagem é utilizado cabo unipolar para os condutores activos e para os condutores de protecção. Os cabos das fases são de cobre e têm uma secção de 95mm² (RZ1-K1x95). Os cabos do neutro e da terra são de cobre e têm uma secção de 50mm² (RZ1-K1x50).

Cabo Principal: L=40 metros, S=95mm² e $\sigma=56 \text{ m}/\Omega.\text{mm}^2$

De acordo com os cálculos efetuados, as quedas de tensão máximas pretendidas são cumpridas e a percentagem das perdas totais no lado DC, em regime nominal, são de 0,56% para a primeira fase do projeto e de 0,90% para a segunda fase.

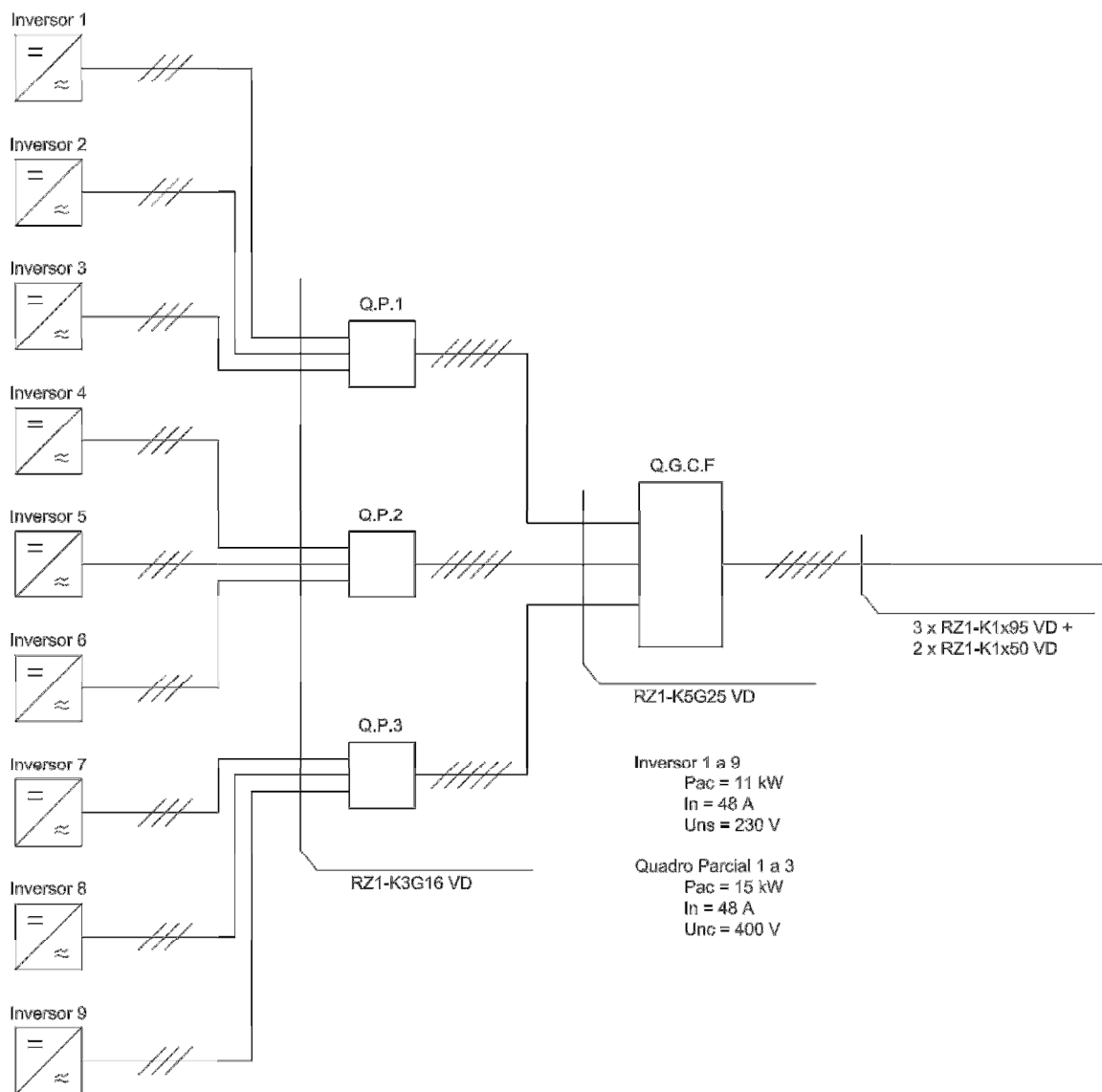


Figura 34 Esquema unifilar simplificado das ligações AC na segunda fase do projeto.

A título exemplificativo, são demonstrados os cálculos efetuados para a segunda fase do projeto.

A verificação da corrente máxima admissível dos cabos é efectuada através da equação 22:

- Cabo dos inversores: Os cabos encontram-se em esteiras perfuradas e na mesma esteira podem ser encontrados até três cabos contíguos, pelo que se deverá aplicar um fator de correção à corrente admissível de 0,80.

$$I_z \geq I_s \Leftrightarrow 87 \times 0,80 \geq 48 \Leftrightarrow 70 \geq 48$$

- Cabo dos quadros parciais: Os cabos encontram-se em esteiras perfuradas e na mesma esteira podem ser encontrados até três cabos contíguos, pelo que se deverá aplicar um fator de correção à corrente admissível de 0,80.

$$I_z \geq I_s \Leftrightarrow 110 \times 0,80 \geq 48 \Leftrightarrow 88 \geq 48$$

- Cabo principal: Na esteira perfurada encontra-se apenas um circuito trifásico com cabos contíguos, pelo que se deverá aplicar um fator de correção à corrente admissível de 0,95.

$$I_z \geq I_s \Leftrightarrow 271 \times 0,95 \geq 48 \times 3 \Leftrightarrow 257 \geq 144$$

O cálculo da secção mínima do cabo de forma a respeitar a queda de tensão admissível é efetuado de acordo com as equações 30 (instalação monofásica) e 31 (instalação trifásica):

- Cabo dos inversores:

$$S_{Cabo} = \frac{2 \times L_{Cabo} \times I_n^{Inversor} \times \cos \varphi^{Inversor}}{\Delta U\% \times U_{ns} \times \sigma_{Cabo}} = \frac{2 \times 5 \times 48 \times 1}{0,0025 \times 230 \times 56} = 15 \text{ mm}^2 \leq 16 \text{ mm}^2$$

- Cabo dos quadros parciais:

$$S_{Cabo} = \frac{\sqrt{3} \times L_{Cabo} \times I_n^{Inversor} \times \cos \varphi^{Inversor}}{\Delta U\% \times U_{nc} \times \sigma_{Cabo}} = \frac{\sqrt{3} \times 45 \times 48 \times 1}{0,0075 \times 400 \times 56} = 22 \text{ mm}^2 \leq 25 \text{ mm}^2$$

- Cabo principal:

$$S_{Cabo} = \frac{\sqrt{3} \times L_{Cabo} \times I_n^{Inversor} \times \cos \varphi^{Inversor}}{\Delta U\% \times U_{nc} \times \sigma_{Cabo}} = \frac{\sqrt{3} \times 40 \times 144 \times 1}{0,005 \times 400 \times 56} = 89 \text{ mm}^2 \leq 95 \text{ mm}^2$$

As perdas de potência nos cabos, em regime nominal, são calculadas conforme as equações 32 (instalação monofásica) e 33 (instalação trifásica):

- Cabo dos inversores:

$$P_{Perdas} = \frac{2 \times L_{Cabo} \times I_n^{Inversor^2} \times \cos \varphi}{S_{Cabo} \times \sigma_{Cabo}} = \frac{2 \times 5 \times 48^2 \times 1}{16 \times 56} = 26 \text{ W}$$

- Cabo dos quadros parciais:

$$P_{Perdas} = \frac{\sqrt{3} \times L_{Cabo} \times I_n^{Inversor^2} \times \cos \varphi}{S_{Cabo} \times \sigma_{Cabo}} = \frac{\sqrt{3} \times 45 \times 48^2 \times 1}{25 \times 56} = 128 \text{ W}$$

- Cabo principal:

$$P_{Perdas} = \frac{\sqrt{3} \times L_{Cabo} \times I_n^{Inversor^2} \times \cos \varphi}{S_{Cabo} \times \sigma_{Cabo}} = \frac{\sqrt{3} \times 40 \times (48 \times 3)^2 \times 1}{95 \times 56} = 270 \text{ W}$$

As perdas de potência totais nos cabos, em regime nominal são:

- Cabo dos inversores:

$$P_{Perdas}^{Totais Cabos Inversores} = N_{Inversores} \times P_{Perdas}^{Cabo Inversor} = 9 \times 26 = 234 \text{ W}$$

- Cabo dos quadros parciais:

$$P_{Perdas}^{Totais Cabos Quadros Parciais} = N_{Quadros Parciais} \times P_{Perdas}^{Cabo Quadros Parciais} = 3 \times 128 = 384 \text{ W}$$

A percentagem das perdas totais nos cabos, em regime nominal, é de:

- Cabo dos inversores:

$$\frac{P_{Perdas}^{Totais Cabos Inversores}}{P_{Cental}^{Nominal}} = \frac{234}{99000} = 0,24\%$$

- Cabo dos quadros parciais:

$$\frac{P_{Perdas}^{Totais Cabos Quadros Parciais}}{P_{Cental}^{Nominal}} = \frac{384}{99000} = 0,39\%$$

- Cabo principal:

$$\frac{P_{Perdas}^{Totais Cabos Principal}}{P_{Cental}^{Nominal}} = \frac{270}{99000} = 0,27\%$$

As perdas totais de potência no lado AC são dadas pela soma das perdas totais nos cabos dos inversores com as perdas totais nos cabos dos quadros parciais e com as perdas de potência no cabo principal:

$$P_{Perdas}^{Totais \text{ no lado AC}} = P_{Perdas}^{Totais \text{ C. Inversores}} + P_{Perdas}^{Totais \text{ C. Quadros Parciais}} + P_{Perdas}^{Totais \text{ C. Principais}}$$

$$= 234 + 384 + 270 = 888 \text{ W}$$

A percentagem das perdas totais no lado AC em regime nominal é de:

$$\frac{P_{Perdas}^{Totais \text{ no lado AC}}}{P_{Cental}^{Nominal}} = \frac{888}{99000} = 0,90\%$$

5.9. DIMENSIONAMENTO DAS PROTEÇÕES NA PRIMEIRA FASE DO PROJETO

Os inversores utilizados monitorizam as entradas DC através de fusíveis eletrónicos integrados que não necessitam de dimensionamento e trabalham sem quaisquer perdas. Caso ocorra um defeito numa string, a entrada correspondente é curto-circuitada, evitando assim a corrente inversa. A falha é detetada pelo inversor e exibida no visor, podendo ser comunicada remotamente caso se utilizem aparelhos de monitorização.

Os inversores utilizados possibilitam adicionar, de modo rápido e acessível, uma proteção média contra sobretensões, uma vez que permitem a integração de DST Classe II. Os aparelhos de proteção contra sobretensão são ligados a jusante dos fusíveis eletrónicos integrados das strings de cada rastreador MPP e encontram-se numa área isolada e blindada do inversor, de modo a que não seja possível acoplar quaisquer tensões nos circuitos elétricos do inversor. Tal como nos fusíveis eletrónicos, a falha do módulo DST é detetada pelo inversor e exibida no visor, podendo ser comunicada remotamente caso se utilizem aparelhos de monitorização.

As proteções no Lado AC foram efetuadas no quadro elétrico geral da central fotovoltaica, conforme apresentado na Figura 35.

Uma vez que os inversores utilizados não possuem transformador de isolamento, foi colocado, à saída de cada inversor, um interruptor diferencial tetrapolar, com uma

sensibilidade de 300mA, da marca ABB, modelo FH204 AC 40/0,3, para proteção contra contactos indirectos.

A proteção contra sobreintensidades é efectuada em cada cabo dos inversores com recurso a disjuntores tetrapolares, com um calibre de 32A, da marca ABB, modelo S204-C32.

A proteção contra sobreintensidades no cabo principal é efectuada por um interruptor seccionador de fusível, instalado no Posto de Transformação, da marca ABB, modelo SLP250-K1, com fusíveis de 160 A do tipo gL.

A proteção contra sobretensões é efectuada por intermédio de um descarregador de sobretensão, classe II/III, da marca WEIDMULLER, modelo PUII 3+1 280V/40kA.

No quadro geral foi ainda instalada uma chave seccionadora da ABB, modelo OT200E04P.

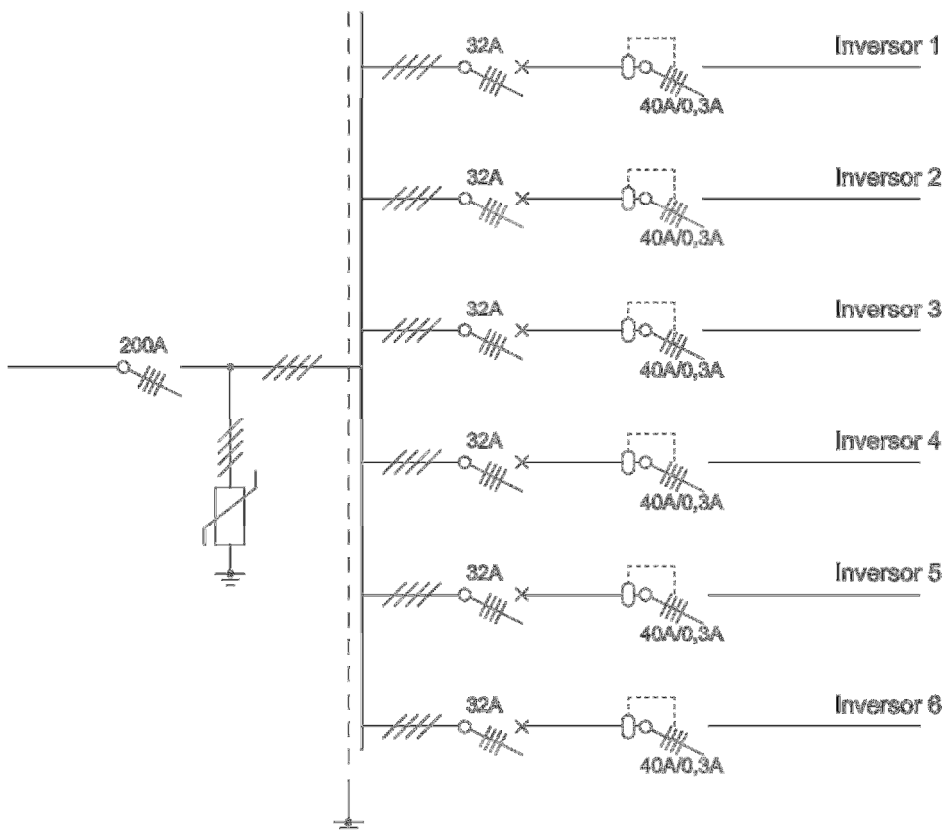


Figura 35 Esquema Unifilar do Quadro Geral das Centrais Fotovoltaicas na primeira fase do projeto.

A verificação do calibre dos disjuntores para a proteção dos cabos dos inversores é efetuada de acordo com as equações 37 e 38:

- 1ª Condição:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \Leftrightarrow 24,6 \leq 32 \leq 65$$

- 2ª Condição: Segundo o RTIEBT, no caso de disjuntores modulares, $I_2 = 1,45 \times I_n$.

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z \Leftrightarrow 1,45 \times 32 \leq 1,45 \times 65 \Leftrightarrow 46 \leq 94$$

A verificação do calibre dos fusíveis para a proteção do cabo principal é efetuada de acordo com as equações 37 e 38:

- 1ª Condição:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \Leftrightarrow 147 \leq 160 \leq 257$$

- 2ª Condição: Segundo o RTIEBT, no caso de fusíveis com $I_n \geq 16 A$, temos que $I_2 = 1,6 \times I_n$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z \Leftrightarrow 1,6 \times 160 \leq 1,45 \times 257 \Leftrightarrow 256 \leq 373$$

5.10. DIMENSIONAMENTO DAS PROTEÇÕES NA SEGUNDA FASE DO PROJETO

Nos inversores utilizados estão integrados casquilhos para fusíveis de string, no entanto, como se pretende utilizar descarregadores de sobretensão, os casquilhos de fusíveis não podem ser utilizados, visto que os fusíveis de string não podem ser ligados a jusante de um aparelho de proteção contra sobretensão agrupado. Os inversores utilizados não permitem a integração de DST pelo que a proteção contra sobretensões terá que ser exterior.

As proteções no Lado DC foram efetuadas em quadros DC. Cada quadro DC foi equipado com um descarregador de sobretensão DC, classe II/III, da marca WEIDMULLER, modelo PUII 2+1 1000 Vdc, e seccionadores de fusíveis de 1000 Vdc, apropriados para aplicações fotovoltaicas, da marca ABB, modelo E91/32 PV, com fusíveis de 1000Vdc do tipo gPV com um calibre de 20 A da marca MERSEN, modelo HP10M20.

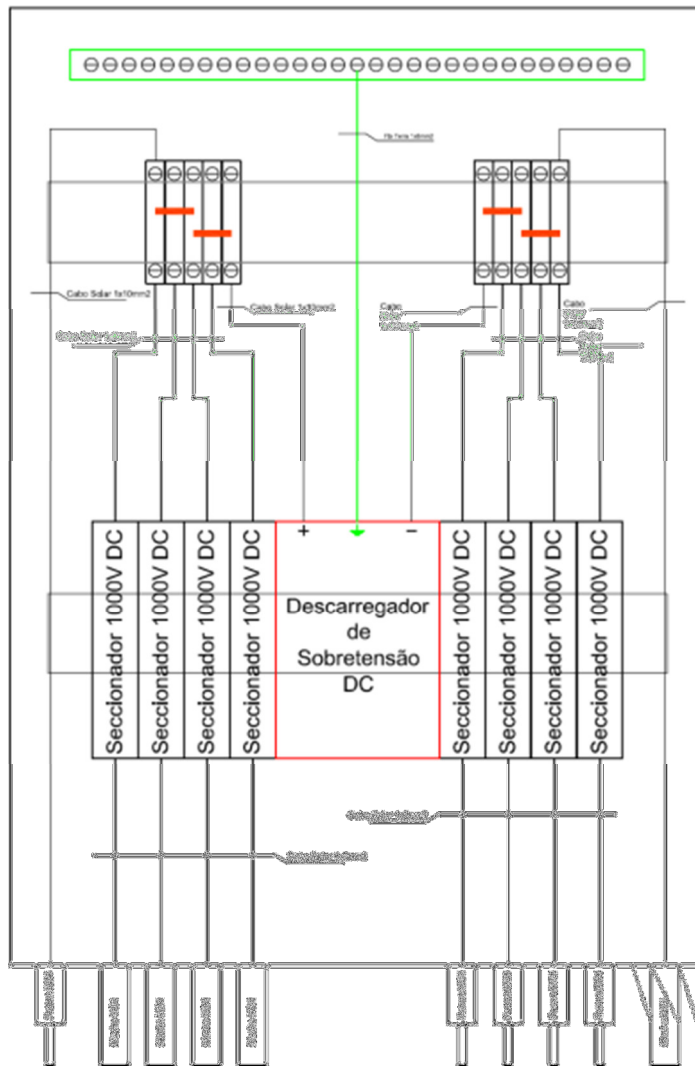


Figura 36 Esquema representativo do quadro DC.



Figura 37 Descarregador de Sobretensão (à esquerda) e Fusível gPV (à direita).

O dimensionamento dos fusíveis de *string* é efetuado de acordo com as equações 34, 35 e 36.

Sabemos que a corrente máxima admissível do cabo é de 70 A e que a corrente de curto-circuito dos módulos, em condições STC, é de 8,80 A então temos que:

$$I_Z^{\text{Cabo}} \geq 1,25 \times I_{SC(STC)}^{PV} \Leftrightarrow 70 \geq 1,25 \times 8,80 \Leftrightarrow 70 \geq 11.$$

Logo os cabos dispensam aparelhos de proteção contra sobreintensidades.

Ao inversor estão conectadas 4 strings em paralelo, pelo que a corrente inversa máxima possível é de:

$$I_{\text{Máx}}^{-1} = I_{SC(STC)}^{\text{String}} \times (n^{\text{strings}} - 1) = 8,80 \times (4 - 1) = 26 \text{ A}$$

A resistência dos módulos contra correntes inversas é de apenas 25 A, pelo que é aconselhável a utilização de fusíveis de strings:

$$I_n^{\text{Fúsivel}} \geq 1,7 \times I_{SC(STC)}^{\text{String}} \Leftrightarrow 20 \geq 1,7 \times 8,80 \Leftrightarrow 20 \geq 15$$

Logo os fusíveis utilizados são adequados.

Como foi mencionado anteriormente, na segunda fase do projeto, cada grupo de 3 inversores é ligado a um quadro parcial, de modo a formar um sistema trifásico.

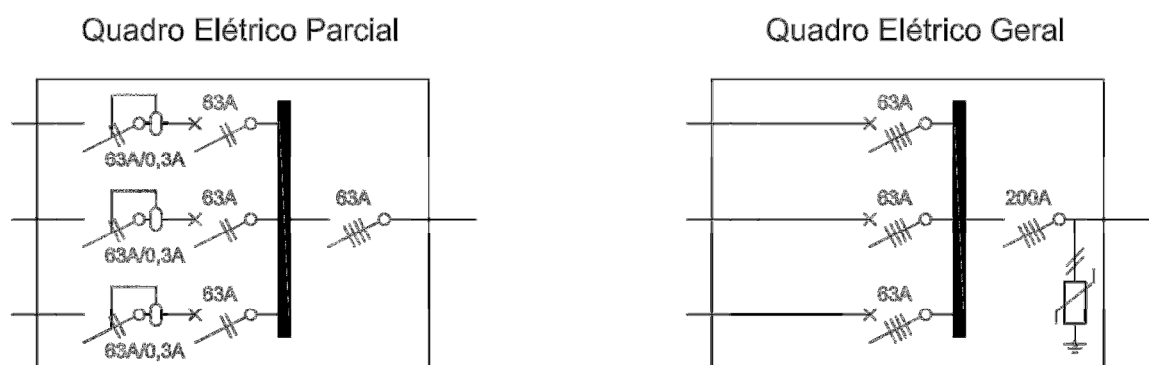


Figura 38 Esquema unifilar dos quadros parciais e do quadro geral na segunda fase do projecto.

Uma vez que os inversores utilizados não possuem transformador de isolamento, foi colocado, à saída de cada inversor, um interruptor diferencial bipolar, com uma sensibilidade de 300mA, da marca ABB, modelo FH202 AC 63/0,3, para proteção contra contactos indirectos.

A proteção contra sobreintensidade é efectuada em cada cabo dos inversores com recurso a disjuntores bipolares, com um calibre de 63A, da marca ABB, modelo S202-C63.

A proteção contra sobreintensidade é efectuada em cada cabo dos quadros parciais com recurso a disjuntores tetrapolares, com um calibre de 63A, da marca ABB, modelo S204-C63. Os disjuntores são colocados à saída dos quadros parciais e à entrada do quadro geral.

A proteção contra sobreintensidades no cabo principal é efectuada por um interruptor seccionador de fusível, instalado no Posto de Transformação, da marca ABB, modelo SLP250-K1, com fusíveis de 160 A do tipo gL.

A proteção contra sobretensões é efectuada por intermédio de um descarregador de sobretensão, classe II/III, da marca WEIDMULLER, modelo PUII 3+1 280V/40kA.

No quadro geral foi ainda instalada uma chave seccionadora da ABB, modelo OT200E04P.

A verificação do calibre dos disjuntores para a proteção dos cabos dos inversores é efectuada de acordo com as equações 37 e 38:

- 1ª Condição:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \Leftrightarrow 48 \leq 63 \leq 70$$

- 2ª Condição: Segundo o RTIEBT, no caso de disjuntores modulares, $I_2 = 1,45 \times I_n$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z \Leftrightarrow 1,45 \times 63 \leq 1,45 \times 70 \Leftrightarrow 91 \leq 102$$

A verificação do calibre dos disjuntores para a proteção dos cabos dos quadros parciais é efetuada de acordo com as equações 37 e 38:

- 1ª Condição:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \Leftrightarrow 48 \leq 63 \leq 88$$

- 2ª Condição: Segundo o RTIEBT, no caso de disjuntores modulares, $I_2 = 1,45 \times I_n$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z \Leftrightarrow 1,45 \times 63 \leq 1,45 \times 88 \Leftrightarrow 91 \leq 128$$

A verificação do calibre dos fusíveis para a proteção do cabo principal é efetuada de acordo com as equações 37 e 38:

- 1ª Condição:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \Leftrightarrow 144 \leq 160 \leq 257$$

- 2ª Condição: Segundo o RTIEBT, no caso de fusíveis com $I_n \geq 16 A$, temos que $I_2 = 1,6 \times I_n$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z \Leftrightarrow 1,6 \times 160 \leq 1,45 \times 257 \Leftrightarrow 256 \leq 373$$

5.11. INTERLIGAÇÃO COM A RESP

A interligação das centrais com a RESP foi realizada de acordo com as “Soluções de ligação da Instalação de Miniprodução à RESP (LRMini V01 06/2011)” disponibilizadas no Sistema de Registo da Miniprodução (SRMini) [40].

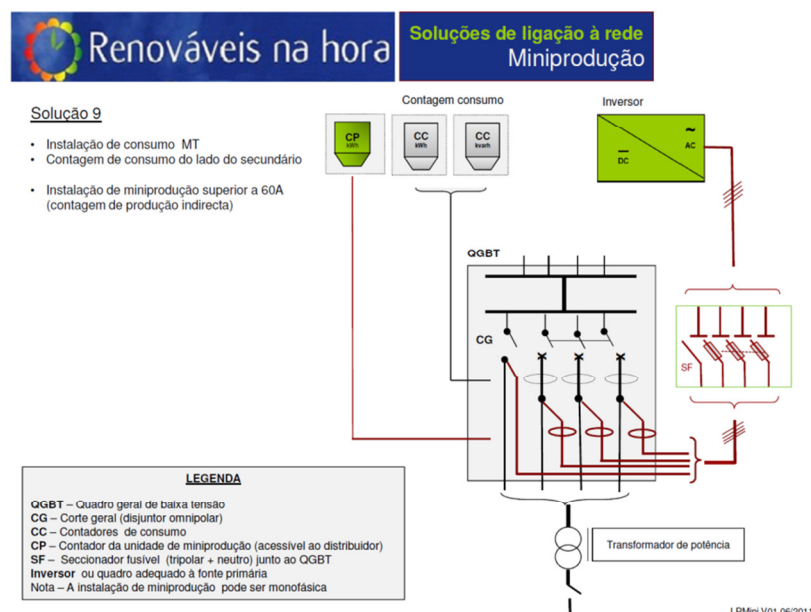


Figura 39 Solução 9 de interligação com a RESP [40]

Para uma instalação de consumo em MT com contagem em BT e uma unidade de miniprodução com corrente nominal superior a 60 A, a contagem de produção terá de ser realizada através de Transformadores de Intensidade (TI), conforme apresentado na Figura 39.

5.12. ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA

Com recurso ao *PVSyst* calculou-se, para ambas as soluções, a estimativa de produção de energia das centrais em cada uma das localizações, tendo em conta as condições de instalação. O resultado pode ser consultado na Tabela 17.

Verifica-se que a solução adotada na segunda fase do projeto (SMC) tem uma produção específica inferior à solução adotada na primeira fase do projeto (STP) em cerca de 2%, no entanto a produção anual é superior em cerca de 8%. Este resultado era expectável uma vez que a potência instalada nas centrais da segunda fase do projeto é superior em cerca de 10%.

Tabela 17 Estimativa de produção de energia em cada localização para ambas as soluções.

LOCAL	REGIÃO	PRODUÇÃO ESPECÍFICA (kWh/kWp)			PRODUÇÃO ANUAL (MWh)		
		STP	SMC	VARIAÇÃO	STP	SMC	VARIAÇÃO
BRAGANÇA	NORTE	1.438	1.411	-1,88%	161,52	174,23	7,87%
ESPOSENDE	NORTE	1.430	1.403	-1,89%	160,62	173,24	7,86%
FELGUEIRAS	NORTE	1.469	1.441	-1,91%	165,00	177,93	7,84%
LEÇA DO BALIO	NORTE	1.441	1.414	-1,87%	161,85	174,60	7,88%
PAÇOS DE FERREIRA	NORTE	1.477	1.449	-1,90%	165,90	178,92	7,85%
PAREDES	NORTE	1.457	1.430	-1,85%	163,65	176,58	7,90%
PÓVOA DE VARZIM	NORTE	1.433	1.406	-1,88%	160,95	173,61	7,86%
VILA DO CONDE	NORTE	1.427	1.401	-1,82%	160,28	173,00	7,93%
AVINTES	NORTE	1.439	1.412	-1,88%	161,63	174,35	7,87%
GULPILHARES	NORTE	1.451	1.424	-1,86%	162,98	175,84	7,89%
ÁGUEDA	CENTRO	1.458	1.431	-1,85%	163,76	176,70	7,90%
FUNDÃO	CENTRO	1.485	1.457	-1,89%	166,80	179,91	7,86%
MARINHA GRANDE	CENTRO	1.456	1.429	-1,85%	163,54	176,45	7,90%
SÃO JOÃO DA TALHA	LISBOA	1.476	1.448	-1,90%	165,78	178,80	7,85%
MAFRA	LISBOA	1.503	1.474	-1,93%	168,82	182,01	7,81%
MEM MARTINS	LISBOA	1.514	1.485	-1,92%	170,05	183,37	7,83%
TORRES VEDRAS	LISBOA	1.473	1.445	-1,90%	165,45	178,43	7,85%
VILA FRANCA DE XIRA	LISBOA	1.471	1.443	-1,90%	165,22	178,18	7,84%
BARREIRO	LISBOA	1.501	1.472	-1,93%	168,59	181,76	7,81%
GRÂNDOLA	LISBOA	1.591	1.559	-2,01%	178,70	192,51	7,72%
ALHOS VEDROS	LISBOA	1.497	1.468	-1,94%	168,14	181,27	7,81%
MOITA	LISBOA	1.495	1.467	-1,87%	167,92	181,15	7,88%
PINHAL NOVO	LISBOA	1.498	1.469	-1,94%	168,26	181,39	7,81%
ESTREMOZ	ALENTEJO	1.597	1.565	-2,00%	179,38	193,25	7,73%
REGUENGOS DE MONSARAZ	ALENTEJO	1.599	1.567	-2,00%	179,60	193,49	7,74%
PONTE DE SÓR	ALENTEJO	1.488	1.460	-1,88%	167,13	180,28	7,87%
ALMEIRIM	ALENTEJO	1.460	1.433	-1,85%	163,99	176,95	7,90%
LAGOS	ALVARGE	1.604	1.571	-2,06%	180,16	193,99	7,67%
MÉDIA		1.487	1.458	-1,91%	166,99	180,08	7,84%

Tabela 18 Quadro resumo das produções das centrais.

LOCAL	REGIÃO	COORDENADAS		ORIENTAÇÃO	SOLUÇÃO	POTÊNCIA (kWp)	PRODUÇÃO (MWh/Ano)
		LATITUDE	LONGITUDE				
BRAGANÇA	NORTE	41°48'13.34"N	6°47'17.81"W	0°	SMC	123,48	174,23
ESPOSENDE	NORTE	41°31'49.91"N	8°45'40.47"W	-5°	STP	112,32	160,62
FELGUEIRAS	NORTE	41°21'43.09"N	8°11'51.04"W	4°	SMC	123,48	177,93
LEÇA DO BALIO	NORTE	41°12'2.19"N	8°37'16.47"W	-3°	SMC	123,48	174,60
PAÇOS DE FERREIRA	NORTE	41°17'0.50"N	8°21'28.29"W	-17°	SMC	123,48	178,92
PARÉDES	NORTE	41°11'51.90"N	8°20'9.28"W	14°	SMC	123,48	176,58
PÓVOA DE VARZIM	NORTE	41°23'36.59"N	8°45'16.37"W	-21°	STP	112,32	160,95
VILA DO CONDE	NORTE	41°22'10.44"N	8°44'40.82"W	-14°	STP	112,32	160,28
AVINTES	NORTE	41°6'7.24"N	8°33'17.22"W	0°	SMC	123,48	174,35
GULPILHARES	NORTE	41°4'9.48"N	8°37'30.66"W	-6°	SMC	123,48	175,84
ÁGUEDA	CENTRO	40°35'36.82"N	8°27'31.65"W	-14°	SMC	123,48	176,70
FUNDÃO	CENTRO	40°9'18.54"N	7°29'45.51"W	0°	STP	112,32	166,80
MARINHA GRANDE	CENTRO	39°44'6.04"N	8°56'3.01"W	-10°	SMC	123,48	176,45
SÃO JOÃO DA TALHA	LISBOA	38°49'34.34"N	9°5'16.98"W	25°	STP	112,32	178,80
MAFRA	LISBOA	38°57'13.92"N	9°20'3.46"W	-15°	STP	112,32	168,82
MEM MARTINS	LISBOA	38°47'19.26"N	9°20'23.46"W	-5°	STP	112,32	170,05
TORRES VEDRAS	LISBOA	39°4'50.05"N	9°15'36.63"W	-20°	STP	112,32	165,45
VILA FRANCA DE XIRA	LISBOA	38°58'38.80"N	8°58'40.33"W	-8°	STP	112,32	165,22
BARREIRO	LISBOA	38°38'18.05"N	9°2'53.86"W	0°	STP	112,32	168,59
GRÂNDOLA	LISBOA	38°11'24.76"N	8°33'57.13"W	14°	STP	112,32	178,70
ALHOS VEDROS	LISBOA	38°39'18.10"N	9°2'0.38"W	0°	STP	112,32	168,14
MOITA	LISBOA	38°38'37.23"N	8°58'44.01"W	-10°	STP	112,32	167,92
PINHAL NOVO	LISBOA	38°37'10.77"N	8°54'49.90"W	8°	STP	112,32	168,26
ESTREMOZ	ALENTEJO	38°51'18.98"N	7°34'52.46"W	35°	STP	112,32	179,38
REGUENGOS DE MONSARAZ	ALENTEJO	38°25'26.86"N	7°31'24.17"W	0°	SMC	123,48	193,49
PONTE DE SÔR	ALENTEJO	39°15'48.01"N	8°0'48.97"W	-10°	SMC	123,48	180,28
ALMEIRIM	ALENTEJO	39°11'47.20"N	8°37'14.41"W	0°	STP	112,32	163,99
LAGOS	ALVARGE	37°6'34.89"N	8°41'20.33"W	-35°	SMC	123,48	193,99
TOTAL						3.278,88	4.845,33

O resumo das produções das centrais de acordo com a solução adotada e condições de instalação é apresentado na Tabela 18.

A potência total instalada nas centrais ao abrigo deste projeto é de cerca de 3.279 kWp e a produção total expectável é aproximadamente 4.845 MWh/Ano o que equivale a uma produção específica de 1.478 kWh/kWp.Ano.

5.13. COMPARAÇÃO ENTRE PRODUÇÃO ESTIMADA E REAL

A estimativa de produção de energia é efectuada com base em valores médios de irradiação solar e de temperaturas. Por essa razão é aconselhável que a análise entre a comparação estimada e a real seja efectuada com um histórico de produção real superior a 3 anos.

Tabela 19 Produção Acumulada das centrais durante 12 meses consecutivos completos.

Local	Solução	Potência (Wp)	Mês Ligação	Produção Acumulada nos últimos 12 Meses (MWh)												
				jul-14	jun-14	mai-14	abr-14	mar-14	fev-14	jan-14	dez-13	nov-13	out-13	set-13	ago-13	jul-13
Vila do Conde	STP	112.320	jul-12	167	164	165	165	167	165	168	169	168	167	168	168	167
Alhos Vedros	STP	112.320	jul-12	179	177	177	177	180	177	181	182	180	178	178	180	181
Fundão	STP	112.320	jul-12	186	186	186	185	186	182	185	186	184	180	180	180	180
Mem Martins	STP	112.320	jul-12	176	175	175	175	178	174	178	179	177	174	175	175	175
Póvoa de Varzim	STP	112.320	jul-12	161	159	159	159	162	160	163	164	163	162	163	163	163
Grândola	STP	112.320	jul-12	177	176	177	178	181	178	181	183	182	179	180	181	182
Barreiro	STP	112.320	jul-12	179	178	178	178	182	179	183	184	182	179	179	181	181
Esposende	STP	112.320	jul-12	162	157	157	157	160	158	160	161	159	159	160	160	159
Moita	STP	112.320	jul-12	177	175	175	175	179	176	179	180	178	176	177	178	179
Pinhal Novo	STP	112.320	jul-12	178	176	176	176	179	177	180	181	180	177	178	178	179
Estremoz	STP	112.320	ago-12	171	172	173	173	176	171	175	175	174	171	172	172	
Mafra	STP	112.320	set-12	167	167	166	165	169	167	171	173	171	168	169		
Vila Franca de Xira	STP	112.320	set-12	170	168	168	168	171	169	173	175	173	171	172		
Almeirim	STP	112.320	set-12	170	170	171	171	174	171	175	176	175	172	173		
Torres Vedras	STP	112.320	set-12	161	161	161	161	165	164	167	169	167	165	165		
S. João da Talha	STP	112.320	set-12	173	172	171	170	173	170	173	174	172	170	171		
Leça do Balio	SMC	123.480	mai-13	176	176	176										
Marinha Grande	SMC	123.480	mai-13	177	178	178										
Paços de Ferreira	SMC	123.480	mai-13	161	164	170										
Paredes	SMC	123.480	mai-13	163	164	165										
Ponte de Sôr	SMC	123.480	mai-13	183	183	184										
Reguengos	SMC	123.480	mai-13	195	198	199										
Lagos	SMC	123.480	mai-13	193	190	187										
Avintes	SMC	123.480	out-13													
Águeda	SMC	123.480	nov-13													
Bragança	SMC	123.480	nov-13													
Felgueiras	SMC	123.480	nov-13													
Gulpilhares	SMC	123.480	nov-13													
3.276.780 TOTAL				4.003	3.985	3.994	2.733	2.783	2.737	2.792	2.809	2.786	2.751	2.761	1.919	1.745

As ligações à rede das centrais deste projeto ocorreram apenas entre Julho de 2012 e Novembro de 2013 pelo que o histórico de produção real será no máximo de 2 anos. Apesar de não ser o cenário ideal permite retirar algumas conclusões acerca das produções expectáveis das centrais. Na Tabela 19 são apresentados os valores de produção acumulada das centrais durante 12 meses consecutivos completos.

Verifica-se que a produção acumulada das centrais durante 12 meses consecutivos pode variar ao longo do tempo. Os valores mínimos, máximos e médios são apresentados na Tabela 20.

No caso da central de Paços de Ferreira, verifica-se que a produção da central atingiu valores anuais entre 161 e 170 MW, o que representa uma diferença acentuada. Por essa razão, a comparação entre a produção estimada e real é efectuada usando os valores médios encontrados.

A média da produção das centrais deverá ser calculada apenas com base em valores de produção de anos completos, caso contrário os valores poderão ser erróneos. Tomando, por exemplo duas situações em que na primeira situação é calculada a média de produção de uma central entre Outubro de um determinado ano e Dezembro do ano seguinte e na

segunda situação é calculada a média da produção da mesma central entre Junho de um determinado ano e Agosto do ano seguinte. Apesar de em ambas as situações a média ter em conta 15 meses de produção, o valor encontrado para a segunda situação será, teoricamente, bastante mais elevado uma vez que tem em conta mais meses de Verão enquanto no primeiro caso tem em conta mais meses de Inverno.

A comparação entre a produção anual estimada e a produção média anual real das centrais é apresentada na Tabela 21.

Verifica-se que à data da análise, final de Julho de 2014, a produção de algumas centrais, como é o caso de Fundão e Barreiro, encontra-se além das expectativas enquanto a produção de outras, como é o caso de Paços de Ferreira e Paredes, se encontram aquém do esperado.

Fazendo uma análise global dos resultados, os valores reais são muito idênticos aos estimados, com uma variação de apenas 1,2%. Neste cálculo não foram tidas em contas as ultimas centrais ligadas à rede uma vez que não possuem um ano completo de produção.

Tabela 20 Valores mínimos, máximos e médios da produção anual de cada central.

Local	Solução	Potência (Wp)	Mês Ligação	Média	Mínimo	Máximo	Variação
Vila do Conde	STP	112.320	jul-12	167	164	169	-1,5% 1,4%
Alhos Vedros	STP	112.320	jul-12	179	177	182	-1,4% 1,6%
Fundão	STP	112.320	jul-12	183	180	186	-2,1% 1,6%
Mem Martins	STP	112.320	jul-12	176	174	179	-1,1% 2,0%
Póvoa de Varzim	STP	112.320	jul-12	162	159	164	-1,7% 1,2%
Grândola	STP	112.320	jul-12	180	176	183	-1,8% 1,6%
Barreiro	STP	112.320	jul-12	180	178	184	-1,4% 1,8%
Esposende	STP	112.320	jul-12	159	157	162	-1,5% 1,8%
Moita	STP	112.320	jul-12	177	175	180	-1,2% 1,6%
Pinhal Novo	STP	112.320	jul-12	178	176	181	-1,2% 1,8%
Estremoz	STP	112.320	ago-12	173	171	176	-1,1% 1,5%
Mafra	STP	112.320	set-12	169	165	173	-1,8% 2,5%
Vila Franca de Xira	STP	112.320	set-12	171	168	175	-1,6% 2,3%
Almeirim	STP	112.320	set-12	173	170	176	-1,6% 2,0%
Torres Vedras	STP	112.320	set-12	164	161	169	-2,1% 2,7%
S. João da Talha	STP	112.320	set-12	172	170	174	-1,3% 1,3%
Leça do Balio	SMC	123.480	mai-13	176	176	176	-0,2% 0,2%
Marinha Grande	SMC	123.480	mai-13	178	177	178	-0,5% 0,4%
Paços de Ferreira	SMC	123.480	mai-13	165	161	170	-2,2% 3,0%
Paredes	SMC	123.480	mai-13	164	163	165	-0,4% 0,4%
Ponte de Sôr	SMC	123.480	mai-13	183	183	184	-0,1% 0,2%
Reguengos	SMC	123.480	mai-13	197	195	199	-1,3% 0,9%
Lagos	SMC	123.480	mai-13	190	187	193	-1,3% 1,3%
Avintes	SMC	123.480	out-13				
Águeda	SMC	123.480	nov-13				
Bragança	SMC	123.480	nov-13				
Felgueiras	SMC	123.480	nov-13				
Gulpihares	SMC	123.480	nov-13				
3.276.780 TOTAL							-2,2% 3,0%

Tabela 21 Comparação entre a produção anual estimada e a produção média anual real das centrais.

Local	Solução	Potência (Wp)	Mês Ligação	Produção Anual (MWh)		
				Real	Estimada	Varição
Vila do Conde	STP	112.320	jul-12	167	160	4,1%
Alhos Vedros	STP	112.320	jul-12	179	168	6,6%
Fundão	STP	112.320	jul-12	183	167	10,0%
Mem Martins	STP	112.320	jul-12	176	170	3,4%
Póvoa de Varzim	STP	112.320	jul-12	162	161	0,5%
Grândola	STP	112.320	jul-12	180	179	0,5%
Barreiro	STP	112.320	jul-12	180	169	7,0%
Esposende	STP	112.320	jul-12	159	161	-0,9%
Moita	STP	112.320	jul-12	177	168	5,5%
Pinhal Novo	STP	112.320	jul-12	178	168	5,9%
Estremoz	STP	112.320	ago-12	173	179	-3,5%
Mafra	STP	112.320	set-12	169	169	-0,2%
Vila Franca de Xira	STP	112.320	set-12	171	165	3,3%
Almeirim	STP	112.320	set-12	173	164	5,2%
Torres Vedras	STP	112.320	set-12	164	165	-0,8%
S. João da Talha	STP	112.320	set-12	172	179	-3,9%
Leça do Balio	SMC	123.480	mai-13	176	175	0,9%
Marinha Grande	SMC	123.480	mai-13	178	176	0,6%
Paços de Ferreira	SMC	123.480	mai-13	165	179	-7,9%
Paredes	SMC	123.480	mai-13	164	177	-7,2%
Ponte de Sôr	SMC	123.480	mai-13	183	180	1,6%
Reguengos	SMC	123.480	mai-13	197	193	1,9%
Lagos	SMC	123.480	mai-13	190	194	-2,1%
Avintes	SMC	123.480	out-13		174	
Águeda	SMC	123.480	nov-13		177	
Bragança	SMC	123.480	nov-13		174	
Felgueiras	SMC	123.480	nov-13		178	
Gulpihares	SMC	123.480	nov-13		176	
3.276.780	TOTAL			4.015	3.966	1,2%

5.14. ORÇAMENTO

Na Tabela 22 é apresentado o orçamento detalhado para o fornecimento e instalação de uma central fotovoltaica de miniprodução de acordo com as especificações de cada solução. Os valores apresentados correspondem aos praticados, atualmente, a clientes finais, sem IVA incluído:

Tabela 22 Orçamento detalhado para cada uma das soluções (€).

	STP	SMC	VARIACÃO	
Módulos	67.392 €	75.323 €	7.931 €	11,77%
Inversores	17.930 €	8.048 €	-9.882 €	-55,11%
Monitorização	1.444 €	1.562 €	118 €	8,17%
Cablagem AC	3.489 €	3.465 €	-24 €	-0,69%
Cablagem DC	2.356 €	2.628 €	272 €	11,54%
Quadros / Protecções	2.146 €	2.243 €	97 €	4,52%
Estrutura	17.723 €	18.838 €	1.115 €	6,29%
Instalação	22.962 €	23.850 €	888 €	3,87%
Outros	4.137 €	4.482 €	345 €	8,34%
TOTAL	139.579 €	140.439 €	860 €	0,62%

Tabela 23 Orçamento detalhado para cada uma das soluções (€/Wp).

	STP	SMC	VARIACÃO	
Módulos	0,6000 €	0,6100 €	0,0100 €	1,67%
Inversores	0,1596 €	0,0652 €	-0,0945 €	-59,17%
Monitorização	0,0129 €	0,0126 €	-0,0002 €	-1,60%
Cablagem AC	0,0311 €	0,0281 €	-0,0030 €	-9,66%
Cablagem DC	0,0210 €	0,0213 €	0,0003 €	1,46%
Quadros / Protecções	0,0191 €	0,0182 €	-0,0009 €	-4,93%
Estrutura	0,1578 €	0,1526 €	-0,0052 €	-3,32%
Instalação	0,2044 €	0,1931 €	-0,0113 €	-5,52%
Outros	0,0368 €	0,0363 €	-0,0005 €	-1,45%
TOTAL	1,2427 €	1,1373 €	-0,1053 €	-8,48%

Verifica-se que o custo das centrais da segunda fase do projeto, com inversores *Sunny Mini Central* (SMC) é superior ao custo das centrais da primeira fase do projeto, com inversores *Sunny Tripower*, (STP), no entanto a potência instalada também é superior. De forma a comparar soluções diferentes, frequentemente divide-se o custo das centrais pela sua potência instalada. Ao analisar a Tabela 23 verifica-se que o custo das centrais da segunda fase do projeto, por potência instalada, é inferior aos das centrais da primeira fase do projeto, apesar do custo dos módulos e da cablagem DC ser superior. O aumento do custo específico dos módulos é expectável uma vez que os módulos têm mais potência. A razão para o aumento do custo específico da cablagem DC deve-se à redução do número de módulos por *string*, sendo necessário mais *strings* para a eletrificação dos módulos.

O custo específico da solução adotada na segunda fase do projeto é inferior ao da primeira fase do projeto, no entanto a produção específica também é inferior. Para melhor se perceber qual das soluções é mais vantajosa, divide-se o custo das centrais pela produção média da solução apresentada. Ao analisar a Tabela 24 facilmente se percebe que a solução adotada na segunda fase do projeto é mais vantajosa do que a solução adotada na primeira fase do projeto, sendo que o custo pela produção de energia é cerca de 6,7% inferior. Note-se, no entanto, que este custo não reflete o custo real de produção de energia pois apenas se está a considerar a energia produzida no 1ºano.

Tabela 24 Orçamento detalhado para cada uma das soluções (€/kWh).

	STP	SMC	VARIACÃO	
Módulos	0,404 €	0,418 €	0,015 €	3,64%
Inversores	0,107 €	0,045 €	-0,063 €	-58,38%
Monitorização	0,009 €	0,009 €	0,000 €	0,31%
Cablagem AC	0,021 €	0,019 €	-0,002 €	-7,91%
Cablagem DC	0,014 €	0,015 €	0,000 €	3,44%
Quadros / Protecções	0,013 €	0,012 €	-0,000 €	-3,08%
Estrutura	0,106 €	0,105 €	-0,002 €	-1,44%
Instalação	0,138 €	0,132 €	-0,005 €	-3,68%
Outros	0,025 €	0,025 €	0,000 €	0,46%
TOTAL	0,836 €	0,780 €	-0,056 €	-6,70%

5.15. ANÁLISE FINANCEIRA DO PROJETO

A análise financeira do projeto é efectuada tendo em conta a tarifa remuneratória resultante do leilão de atribuição de potência no final de Agosto de 2014 (105,9 €/MWh). De forma a garantir o bom funcionamento da central e reduzir o risco de investimento, consideraram-se custos de manutenção e de seguros. Estes custos representam, na sua totalidade, um valor anual de cerca de 1,0% do valor de investimento, sendo atualizados anualmente pela inflação que se considerou de 0,5% ao ano. A produção anual é afetada pela degradação natural dos módulos que segundo o fabricante representa uma perda de produção de 0,7% ao ano.

Tabela 25 Análise financeira do projeto.

Ano	Produção (MWh/ano)	Tarifa (€/MWh)	Proveito (€)	Manutenção (€)	Seguro (€)	Cash-Flow (€)
0						-3.918.532
1	4.845	105,9	513.120	25.470	13.715	473.935
2	4.811	105,9	509.528	25.598	13.783	470.147
3	4.778	105,9	505.962	25.726	13.852	466.383
4	4.744	105,9	502.420	25.854	13.922	462.644
5	4.711	105,9	498.903	25.984	13.991	458.928
6	4.678	105,9	495.411	26.114	14.061	455.236
7	4.645	105,9	491.943	26.244	14.131	451.567
8	4.613	105,9	488.499	26.375	14.202	447.922
9	4.581	105,9	485.080	26.507	14.273	444.299
10	4.548	105,9	481.684	26.640	14.345	440.700
11	4.517	105,9	478.312	26.773	14.416	437.123
12	4.485	105,9	474.964	26.907	14.488	433.569
13	4.454	105,9	471.639	27.041	14.561	430.037
14	4.422	105,9	468.338	27.177	14.634	426.528
15	4.391	105,9	465.059	27.313	14.707	423.040

DADOS DO PROJECTO	
Potência Instalada	3.279 kWp
Produção 1º Ano	4.845 MWh
Produção Especifica	1.478 kWh/kWp
Investimento Inicial	3.918.532 €
Tarifa Remuneração	105,9 €/MWh
Seguro Anual	13.715 €/Ano
Manutenção Anual	25.470 €/Ano
Depreciação Produção	0,7 %/Ano
Inflação	0,5 %/Ano

RESULTADOS	
PRI	8,52 anos

	5 anos	10 anos	15 anos
VAL (€)	-1.586.495	653.228	2.803.525
TIR	-15,20%	2,94%	7,83%

Ao analisar a Tabela 25 verifica-se que com a tarifa atualmente em vigor, o Período de Retorno de Investimento (PRI) ocorre a meio do 8º ano. Com uma Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) de apenas 2,94% a 10 Anos e de 7,83% a 15 Anos, um projeto desta dimensão não se torna atrativo se analisado apenas do ponto de vista financeiro.

Dado a escassez de projetos que ocorre atualmente, um projeto desta dimensão seria uma oportunidade única para qualquer instalador ou distribuidor de equipamentos fotovoltaicos pelo que, aproveitando a competitividade do mercado, seria possível reduzir o custo de investimento. Considerando os pressupostos anteriores e uma redução do custo de investimento na ordem dos 10%, a análise financeira do projeto é apresentada na Tabela 26.

Tabela 26 Revisão da análise financeira do projeto.

Ano	Produção (MWh/ano)	Tarifa (€/MWh)	Proveito (€)	Manutenção (€)	Seguro (€)	Cash-Flow (€)
0						-3.526.679
1	4.845	105,9	513.120	22.923	12.343	477.853
2	4.811	105,9	509.528	23.038	12.405	474.085
3	4.778	105,9	505.962	23.153	12.467	470.341
4	4.744	105,9	502.420	23.269	12.529	466.621
5	4.711	105,9	498.903	23.385	12.592	462.925
6	4.678	105,9	495.411	23.502	12.655	459.253
7	4.645	105,9	491.943	23.620	12.718	455.605
8	4.613	105,9	488.499	23.738	12.782	451.979
9	4.581	105,9	485.080	23.857	12.846	448.377
10	4.548	105,9	481.684	23.976	12.910	444.798
11	4.517	105,9	478.312	24.096	12.975	441.242
12	4.485	105,9	474.964	24.216	13.039	437.708
13	4.454	105,9	471.639	24.337	13.105	434.197
14	4.422	105,9	468.338	24.459	13.170	430.709
15	4.391	105,9	465.059	24.581	13.236	427.242

DADOS DO PROJECTO	
Potência Instalada	3.279 kWp
Produção 1º Ano	4.845 MWh
Produção Específica	1.478 kWh/kWp
Investimento Inicial	3.526.679 €
Tarifa Remuneração	105,9 €/MWh
Seguro Anual	12.343 €/Ano
Manutenção Anual	22.923 €/Ano
Depreciação Produção	0,7 %/Ano
Inflação	0,5 %/Ano

RESULTADOS	
PRI	7,58 anos
	5 anos 10 anos 15 anos
VAL (€)	-1.174.852 1.085.160 3.256.259
TIR	-12,20% 5,27% 9,80%

Verifica-se portanto uma melhoria da análise financeira do projeto. Com uma redução de 10% no custo de investimento, o Período de Retorno de Investimento (PRI) ocorre a meio do 7º ano. Com uma Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) de 5,27% a 10 Anos e de 9,80% a 15 Anos, o projeto já se torna financeiramente atrativo.

6. ESTUDO ECONÓMICO DE UMA UNIDADE DE PRODUÇÃO

O estudo em questão será efetuado para uma das unidades de miniprodução do projeto apresentado no Capítulo 5. A unidade escolhida foi a da Marinha Grande, uma vez que esta unidade possui um histórico de produção, com discriminação quarto-horária, de um ano completo e apresenta uma produção anual próxima da média de produção do projeto.

Neste Capítulo serão efectuadas as análises económicas de uma UPP e de uma UPAC para que se possa avaliar qual das UP seria mais vantajosa.

Antes de se avançar com o estudo para a UPAC é importante conhecer a estrutura tarifária do sector elétrico em Portugal de forma a se perceber quais seriam os custos evitados com a produção própria de energia elétrica.

6.1. ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SECTOR ELÉTRICO EM PORTUGAL

As tarifas de venda a clientes finais de MAT, AT, MT e BTE são compostas por um termo tarifário fixo e por preços de potência contratada, potência em horas de ponta, energia ativa e energia reativa (indutiva e capacitiva). As tarifas são tetra-horárias apresentando preços de energia ativa desagregados por quatro períodos tarifários (pontas, cheias, vazio normal e super vazio) e por quatro períodos trimestrais [41].

As tarifas de venda a clientes finais de BTN são compostas por um termo tarifário fixo dependente do escalão de potência contratada e por preços de energia ativa. Os preços da energia ativa podem apresentar diferenciação horária consoante se trate de uma opção tarifária simples, bi-horária ou tri-horária. As tarifas simples não apresentam diferenciação horária, enquanto que nas tarifas bi-horárias existem dois períodos tarifários (fora de vazio e vazio) e nas tarifas tri-horárias existem três períodos tarifários (pontas, cheias e vazio) [41].

Para além das parcelas referidas anteriormente, a fatura de eletricidade é ainda composta pelo imposto especial de consumo de eletricidade, pela contribuição audiovisual e, no caso de clientes finais de BTN, pela taxa de exploração da DGEG [42] [43] [44].

Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais são diferenciados em ciclo semanal e ciclo diário. No ciclo diário os períodos horários são iguais todos os dias do ano, no ciclo semanal os períodos horários diferem entre dias úteis e fim de semana [41].

O período horário de vazio aplicável nas tarifas com dois e três períodos horários engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio. O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias [41].

Para os clientes em MT com ciclo semanal e quatro períodos horários, bem como para os clientes em AT e em MAT com ciclo semanal, consideram-se os feriados nacionais com períodos tarifários idênticos ao Domingo [41].

**Tabela 27 Parcelas que constituem a fatura de venda de electricidade a clientes finais [41] [42]
[43] [44].**

Parcela	Definição
Potência Contratada (EUR/kW por mês)	Potência que o distribuidor coloca em termos contratuais à disposição do cliente. Nos fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE a potência contratada corresponde à máxima potência activa média em kW, registada em qualquer intervalo ininterrupto de 15 minutos, durante os últimos 12 meses. A potência contratada não pode ser superior à potência requisitada, ou inferior, em kW, a 50% da potência instalada, em kVA. Nos fornecimentos em BTN a potência contratada é disponibilizada por escalões de potência aparente em kVA.
Potência em Horas de Ponta (PHP) (EUR/kW por mês)	Quociente entre a energia activa fornecida em horas de ponta e o número de horas de ponta no período a que a factura respeita.
Energia Activa (EUR/kWh)	Energia activa consumida em determinado período tarifário de entrega de energia eléctrica (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio). Pode ainda apresentar uma diferenciação trimestral.
Energia Reactiva Consumida (Indutiva) (EUR/kvarh)	Energia reactiva consumida que, nas horas fora de vazio, exceder 30% da energia activa consumida no mesmo período.
Energia Reactiva Fornecida (Capacitiva) (EUR/kvarh)	Energia reactiva fornecida nas horas de vazio.
Termo Tarifário Fixo (EUR por mês)	Corresponde aos custos de contratação, leitura, factura e cobrança
Imposto Especial de Consumo de Electricidade (EUR/kWh)	Imposto indexado ao consumo de electricidade. O valor deste imposto foi fixado em 0,001 €/kWh.
Contribuição Audiovisual (EUR por mês)	Taxa que assegura o financiamento do serviço público de radiodifusão e de televisão.
Taxa Exploração DGEG (EUR por mês)	Taxa que assegura o financiamento da organização estatal DGEG.

6.2. ESTUDO ECONÓMICO DE UMA UPAC

Para se efetuar o estudo económico do autoconsumo é necessário conhecer o perfil de consumo da instalação de consumo associada à unidade de produção, assim como o ciclo tarifário (semanal ou diário) na qual a mesma se encontra.

Atualmente, todas as instalações de consumo em MT, como no caso, possuem telecontagem, pelo que o distribuidor da rede eléctrica possui registos quarto-horários (de 15 em 15 minutos) da potência tomada pela instalação de consumo. O distribuidor disponibiliza esta informação ao consumidor num portal eletrónico.

Com a informação disponibilizada pelo distribuidor e conhecendo o ciclo tarifário da instalação de consumo, é possível calcular o consumo da instalação em cada um dos períodos tarifários (pontas, cheias, vazio normal e super vazio).

A instalação de uma central de autoconsumo proporciona, a um consumidor em MT, uma poupança em energia ativa, em potência em horas de pontas (PHP), no Imposto Especial de Consumo de Eletricidade (IEC) e, eventualmente, na potência contratada da instalação.

A instalação de consumo da Marinha Grande encontra-se no ciclo semanal de longas utilizações. Os cálculos deste estudo terão como base a tarifa transitória de venda a clientes finais, apresentados na Tabela 29.

Com base nos registos quarto-horários e de acordo com horário do ciclo semanal, apresentado na Tabela 28, é calculada mensalmente, entre Junho de 2013 e Maio de 2014, a energia consumida pela instalação em cada um dos períodos tarifários, a potência média em horas de ponta e a máxima potência tomada durante o período em avaliação. Os dados são apresentados na Tabela 30. Com base nesta informação e de acordo com a tarifa transitória de 2014, apresentada na Tabela 29, é calculado o custo da energia entre Junho de 2013 e Maio de 2014, tendo em conta apenas os elementos susceptíveis de poupança. Os dados são apresentados na Tabela 31.

Tabela 28 - Horário do ciclo semanal [45]

Ciclo Semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental			
Período de hora legal de inverno		Período de hora legal de verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Pontas:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Pontas:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super Vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super Vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super Vazio:	02.00/06.00 h

Tabela 29 Tarifa transitória de venda a clientes finais em MT na opção tarifária de longas utilizações [46].

Term tarifário fixo		EUR/mês	EUR/dia*
		45,19	1,4856
Encargos de potência	Termo	EUR/kW.mês	EUR/kW.dia*
Longas utilizações	Horas de ponta	9,595	0,3155
	Contratada	1,468	0,0483
Preço da energia activa	Período trimestral	Período horário	EUR/kWh
Longas utilizações	I e IV	Horas de ponta	0,1287
		Horas de cheias	0,1004
		Horas de vazio normal	0,0708
		Horas de super vazio	0,0604
	II e III	Horas de ponta	0,1316
		Horas de cheias	0,1030
		Horas de vazio normal	0,0735
		Horas de super vazio	0,0677

Tabela 30 Consumo mensal da instalação da Marinha Grande, sem unidade de autoconsumo.

Mês	CONSUMO (kWh)					POTÊNCIA (KW)	
	Ponta	Cheia	Vazio Normal	Super Vazio	Total	PHP	PC
jun-13	10.931	57.372	40.626	13.203	122.132	192	323
jul-13	14.755	74.081	36.664	15.671	141.171	214	323
ago-13	13.528	70.112	41.916	15.773	141.329	215	323
set-13	13.150	66.604	38.547	14.963	133.264	209	323
out-13	15.389	67.852	34.640	15.459	133.339	200	323
nov-13	19.425	50.983	32.795	12.692	115.895	185	323
dez-13	19.834	51.435	37.708	12.643	121.620	189	323
jan-14	19.447	49.360	31.488	12.437	112.731	177	323
fev-14	18.008	46.004	29.611	12.803	106.426	180	323
mar-14	18.846	51.666	36.419	13.769	120.700	183	323
abr-14	11.085	56.124	36.908	12.600	116.717	185	323
mai-14	11.680	60.750	36.525	13.206	122.161	185	323
Total	186.077	702.344	433.847	165.218	1.487.486		
	13%	47%	29%	11%			

Tabela 31 Custo mensal da energia na instalação da Marinha Grande, sem unidade de autoconsumo.

Mês	CONSUMO (€)					POTÊNCIA (€)		CUSTO	
	Ponta	Cheia	Vazio Normal	Super Vazio	IEC	PHP	PC	(€)	(€/MWh)
jun-13	1.423	5.835	2.931	846	122	1.815	468	13.439	110,04
jul-13	1.920	7.534	2.645	1.004	141	2.091	483	15.819	112,06
ago-13	1.761	7.130	3.024	1.010	141	2.100	483	15.650	110,74
set-13	1.711	6.774	2.781	958	133	1.976	468	14.801	111,07
out-13	2.003	6.901	2.499	990	133	1.955	483	14.964	112,23
nov-13	2.528	5.185	2.366	813	116	1.751	468	13.227	114,13
dez-13	2.581	5.231	2.721	810	122	1.848	483	13.795	113,43
jan-14	2.531	5.020	2.272	797	113	1.729	483	12.945	114,83
fev-14	2.344	4.679	2.136	820	106	1.591	437	12.113	113,81
mar-14	2.453	5.254	2.628	882	121	1.790	483	13.610	112,76
abr-14	1.443	5.708	2.663	807	117	1.749	468	12.954	110,98
mai-14	1.520	6.178	2.635	846	122	1.813	483	13.598	111,32
Total	24.218	71.428	31.302	10.582	1.487	22.207	5.692	166.917	112,21
	15%	43%	19%	6%	1%	13%	3%		

Cruzando os registos de consumo com os registos de produção é calculado o consumo da instalação, caso nela existisse uma unidade de autoconsumo. Os novos dados de consumo são apresentados na Tabela 32. Com base nesta informação é calculado o novo custo da energia. Os dados são apresentados na Tabela 33.

Tabela 32 Consumo mensal da instalação da Marinha Grande, com unidade de autoconsumo.

Mês	CONSUMO (kWh)					POTÊNCIA (KW)	
	Ponta	Cheia	Vazio Normal	Super Vazio	Total	PHP	PC
jun-13	7.421	45.993	35.182	13.203	101.799	130	275
jul-13	10.899	61.769	32.612	15.671	120.952	158	275
ago-13	9.248	57.591	36.538	15.773	119.150	147	275
set-13	9.348	56.588	34.426	14.963	115.325	148	275
out-13	12.704	60.942	31.970	15.459	121.076	165	275
nov-13	16.609	45.181	30.144	12.692	104.627	158	275
dez-13	17.765	47.098	35.068	12.643	112.574	169	275
jan-14	17.941	45.887	30.327	12.437	106.591	163	275
fev-14	16.318	41.492	27.166	12.803	97.778	163	275
mar-14	15.948	43.360	33.086	13.769	106.162	155	275
abr-14	8.282	47.822	32.835	12.600	101.539	138	275
mai-14	8.090	49.312	31.058	13.206	101.666	128	275
Total	150.573	603.035	390.412	165.218	1.309.239		
	12%	46%	30%	13%			

Tabela 33 Custo mensal da energia na instalação da Marinha Grande, com unidade de autoconsumo.

Mês	CONSUMO (€)					POTÊNCIA (€)		CUSTO	
	Ponta	Cheia	Vazio Normal	Super Vazio	IEC	PHP	PC	(€)	(€/MWh)
jun-13	966	4.677	2.538	846	102	1.230	398	10.758	105,68
jul-13	1.419	6.282	2.353	1.004	121	1.545	412	13.135	108,60
ago-13	1.204	5.857	2.636	1.010	119	1.438	412	12.676	106,38
set-13	1.217	5.755	2.484	958	115	1.401	398	12.328	106,90
out-13	1.653	6.198	2.307	990	121	1.614	412	13.295	109,80
nov-13	2.162	4.595	2.175	813	105	1.495	398	11.743	112,24
dez-13	2.312	4.790	2.530	810	113	1.653	412	12.619	112,10
jan-14	2.335	4.667	2.188	797	107	1.594	412	12.099	113,51
fev-14	2.124	4.220	1.960	820	98	1.440	372	11.033	112,84
mar-14	2.076	4.410	2.387	882	106	1.516	412	11.788	111,04
abr-14	1.078	4.863	2.369	807	102	1.306	398	10.924	107,58
mai-14	1.053	5.015	2.241	846	102	1.252	412	10.920	107,41
Total	19.597	61.329	28.168	10.582	1.309	17.485	4.848	143.318	109,47
	14%	43%	20%	7%	1%	12%	3%		

Tabela 34 Redução mensal de consumo na instalação da Marinha Grande.

Mês	CONSUMO (kWh)					POTÊNCIA (KW)	
	Ponta	Cheia	Vazio Normal	Super Vazio	Total	PHP	PC
jun-13	3.510	11.379	5.444	0	20.333	62	48
jul-13	3.856	12.312	4.052	0	20.219	56	48
ago-13	4.280	12.521	5.378	0	22.179	68	48
set-13	3.802	10.016	4.121	0	17.939	61	48
out-13	2.685	6.910	2.670	0	12.263	35	48
nov-13	2.816	5.802	2.651	0	11.268	27	48
dez-13	2.069	4.337	2.640	0	9.046	20	48
jan-14	1.506	3.473	1.161	0	6.140	14	48
fev-14	1.690	4.512	2.445	0	8.648	17	48
mar-14	2.898	8.306	3.333	0	14.538	28	48
abr-14	2.803	8.302	4.073	0	15.178	47	48
mai-14	3.590	11.438	5.467	0	20.495	57	48
Total	35.504	99.309	43.435	0	178.247		
	20%	56%	24%	0%			

Tabela 35 Redução mensal da faturação na instalação da Marinha Grande.

Mês	CONSUMO (€)					POTÊNCIA (€)		CUSTO	
	Ponta	Cheia	Vazio Normal	Super Vazio	IEC	PHP	PC	(€)	(€/MWh)
jun-13	457	1.157	393	0	20	585	69	2.681	131,86
jul-13	502	1.252	292	0	20	546	72	2.684	132,76
ago-13	557	1.273	388	0	22	662	72	2.975	134,12
set-13	495	1.019	297	0	18	575	69	2.473	137,85
out-13	349	703	193	0	12	341	72	1.670	136,15
nov-13	367	590	191	0	11	256	69	1.484	131,71
dez-13	269	441	190	0	9	195	72	1.176	130,03
jan-14	196	353	84	0	6	135	72	846	137,72
fev-14	220	459	176	0	9	151	65	1.080	124,83
mar-14	377	845	240	0	15	274	72	1.822	125,34
abr-14	365	844	294	0	15	443	69	2.030	133,75
mai-14	467	1.163	394	0	20	561	72	2.678	130,69
Total	4.621	10.100	3.134	0	178	4.722	844	23.599	132,39
	20%	43%	13%	0%	1%	20%	4%		

Na Tabela 34 é apresentada a redução de consumo e na Tabela 35 a redução de faturação na instalação de consumo da Marinha Grande.

Neste caso, a energia excedente que seria injetada na RESP durante o ano é apenas cerca de 7 kWh pelo que o cálculo da sua remuneração é irrelevante para análise em questão.

Verifica-se uma redução anual de 178.247 kWh no consumo e de 23.599 € na faturação. A energia produzida pela central é portanto valorizada em 132,39 €/MWh.

Ao analisar a Tabela 34 constata-se que mais de metade da energia é produzida em horas de cheias e, dado que a instalação de consumo se encontra em ciclo semanal, a segunda grande parcela corresponde às horas de vazio, que predominam durante o fim de semana.

Por outro lado, ao analisar a Tabela 35, verifica-se que a maior parcela de redução da faturação continua a pertencer às horas de cheias, no entanto as segundas grandes parcelas

dizem respeito às horas de ponta e do PHP. Na realidade ambas as parcelas pertencem às horas de ponta uma vez que o PHP nada mais é que uma penalização diária pelo consumo nessas horas. A razão é simples, o custo da energia em horas de ponta é mais elevado, assim como a penalização pelo consumo nessas horas.

No gráfico apresentado na Figura 40 encontram-se representados, para um dia de semana com boa produção, os diagramas de potência do consumo inicial, do consumo final e da produção, assim como o custo da energia ao longo do dia. Para o mesmo dia, no gráfico apresentado na Figura 41, é representado a fatura horária do consumo inicial, do consumo final e da produção. O custo da energia em horas de ponta está inflacionado pelo custo do PHP.

Conforme se pode verificar pelo gráfico apresentado na Figura 40, o diagrama de potência do consumo inicial é bastante superior ao diagrama de potência da produção. Caso existisse espaço disponível na cobertura, seria possível colocar uma unidade de produção de maior dimensão e continuar com uma injeção desprezível na RESP.

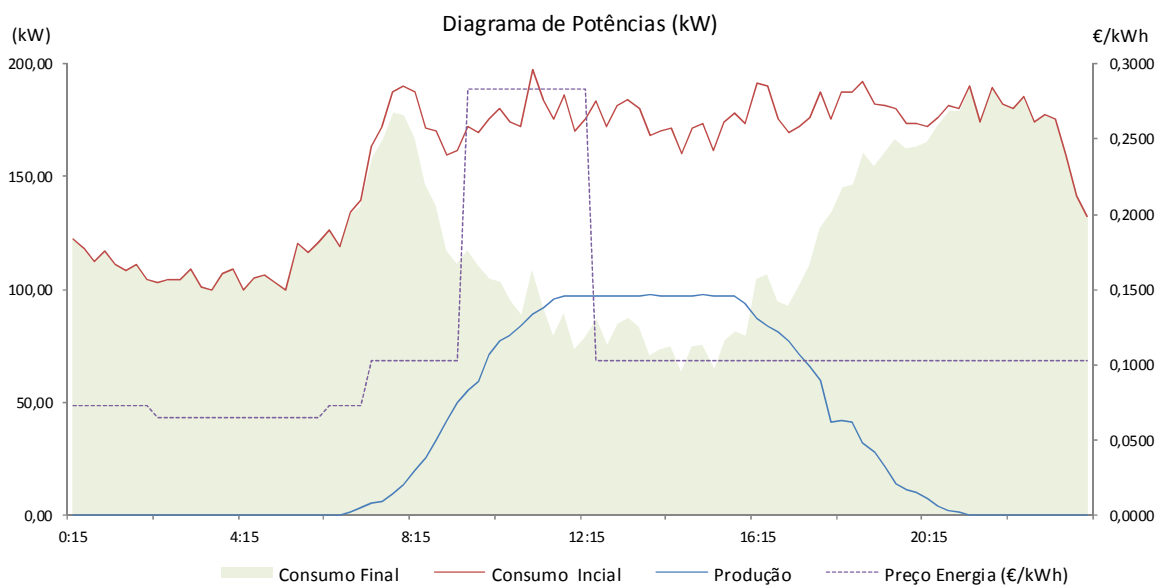


Figura 40 Diagramas de potência.

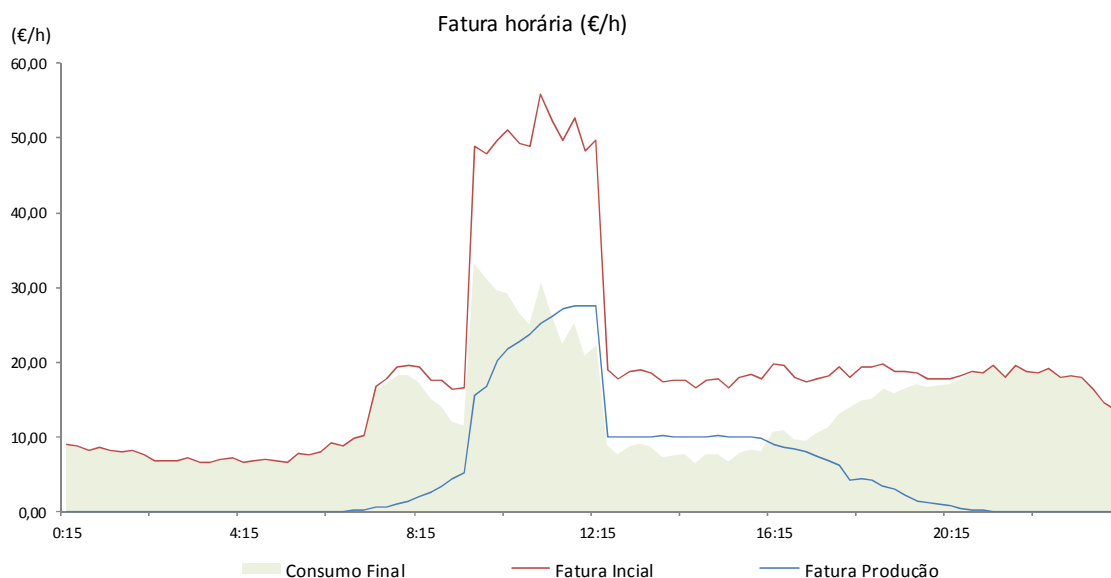


Figura 41 Fatura horária.

O estudo económico da UPAC é efetuado tendo em conta a tarifa equivalente encontrada de 132,39 €/MWh, atualizada anualmente pela taxa de aumento do custo da eletricidade que se considerou de 3,0%/ano. De forma a garantir o bom funcionamento da central e reduzir o risco de investimento, consideraram-se custos de manutenção e de seguros. Estes custos representam, na sua totalidade, um valor anual de cerca de 1,0% do valor de investimento, sendo atualizados anualmente pela inflação que se considerou de 0,5% ao ano. A produção anual é afetada pela degradação natural dos módulos que segundo o fabricante representa uma perda de produção de 0,7% ao ano.

Tabela 36 Análise financeira da UPAC.

Ano	Produção (MWh/ano)	Tarifa (€/MWh)	Proveito (€)	Manutenção (€)	Seguro (€)	Cash-Flow (€)
0						-140.439
1	178	132,39	23.599	913	492	22.195
2	177	136,37	24.137	917	494	22.725
3	176	140,46	24.687	922	496	23.268
4	175	144,67	25.249	927	499	23.824
5	173	149,01	25.825	931	501	24.392
6	172	153,48	26.413	936	504	24.974
7	171	158,09	27.015	941	506	25.568
8	170	162,83	27.631	945	509	26.177
9	169	167,71	28.261	950	512	26.799
10	167	172,74	28.905	955	514	27.436
11	166	177,93	29.564	960	517	28.087
12	165	183,26	30.237	964	519	28.754
13	164	188,76	30.927	969	522	29.435
14	163	194,43	31.631	974	524	30.133
15	162	200,26	32.352	979	527	30.846

DADOS DO PROJECTO

Potência Instalada	123 kWp
Produção 1º Ano	178 MWh
Produção Específica	1.444 kWh/kWp
Investimento Inicial	140.439 €
Tarifa Equivalente	132,39 €/MWh
Seguro Anual	492 €/Ano
Manutenção Anual	913 €/Ano
Depreciação Produção	0,7 %/Ano
Inflação	0,5 %/Ano
Aumento Custo Energia	3,0 %/Ano

RESULTADOS

PRI	5,96 anos
-----	-----------

	5 anos	10 anos	15 anos
VAL (€)	-24.034	106.920	254.175
TIR	-5,86%	11,38%	15,65%

Ao analisar a Tabela 36 verifica-se o Período de Retorno de Investimento (PRI) da UPAC ocorre próximo do 6º ano. O investimento apresenta uma Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) de 11,38% a 10 Anos e de 15,65% a 15 Anos.

6.3. ESTUDO ECONÓMICO DE UMA UPP

O estudo económico da UPP é efetuado tendo em conta a tarifa remuneratória resultante do leilão de atribuição de potência de miniprodução no final de Agosto de 2014 (105,6 €/MWh). De forma a garantir o bom funcionamento da central e reduzir o risco de investimento, consideraram-se custos de manutenção e de seguros. Estes custos representam, na sua totalidade, um valor anual de cerca de 1,0% do valor de investimento, sendo atualizados anualmente pela inflação que se considerou de 0,5% ao ano. A produção anual é afetada pela degradação natural dos módulos que segundo o fabricante representa uma perda de produção de 0,7% ao ano.

Ao analisar a Tabela 37 verifica-se que com a tarifa atualmente em vigor, o Período de Retorno de Investimento (PRI) ocorre pouco depois do 8º ano. O investimento apresenta uma Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) de apenas 3,42% a 10 Anos e de 8,24% a 15 Anos.

Tabela 37 Análise financeira da UPP.

Ano	Produção (MWh/ano)	Tarifa (€/MWh)	Proveito (€)	Manutenção (€)	Seguro (€)	Cash-Flow (€)
0						-140.439
1	178	105,90	18.801	913	492	17.397
2	176	105,90	18.670	917	494	17.258
3	175	105,90	18.539	922	496	17.120
4	174	105,90	18.409	927	499	16.984
5	173	105,90	18.280	931	501	16.848
6	171	105,90	18.152	936	504	16.712
7	170	105,90	18.025	941	506	16.578
8	169	105,90	17.899	945	509	16.445
9	168	105,90	17.774	950	512	16.312
10	167	105,90	17.649	955	514	16.180
11	165	105,90	17.526	960	517	16.050
12	164	105,90	17.403	964	519	15.919
13	163	105,90	17.281	969	522	15.790
14	162	105,90	17.160	974	524	15.662
15	161	105,90	17.040	979	527	15.534

DADOS DO PROJECTO	
Potência Instalada	123 kWp
Produção 1º Ano	178 MWh
Produção Específica	1.438 kWh/kWp
Investimento Inicial	140.439 €
Tarifa Remuneração	105,90 €/MWh
Seguro Anual	492 €/Ano
Manutenção Anual	913 €/Ano
Depreciação Produção	0,7 %/Ano
Inflação	0,5 %/Ano
RESULTADOS	
PRI	8,31 anos
	5 anos 10 anos 15 anos
VAL (€)	-54.833 27.395 106.350
TIR	-14,58% 3,42% 8,24%

6.4. COMPARAÇÃO ENTRE UPAC E UPP

Do ponto de vista de um investidor, o impacto de uma Unidade de Produção (UP), pode ser avaliado em 4 perspectivas:

- Projeto financeiro;
- Eficiência de consumo;
- Cobertura de risco;
- Redução de Emissões de CO₂.

Como se pode verificar, o proveito de uma UPAC está diretamente relacionado com o custo de aquisição de energia da instalação consumidora e com a capacidade de autoconsumir a energia produzida pela unidade produtora. O estudo da UPAC foi efetuado para um caso em que praticamente toda a energia produzida é autoconsumida e com base em valores de tarifas transitórias. Atualmente é possível adquirir energia elétrica no mercado liberalizado a um preço mais reduzido, no entanto, tal como no mercado regulado, a tendência do custo é de subida. O estudo realizado serve como referência e demonstra que, a nível financeiro, as UPAC têm boas perspectivas.

Por outro lado, o proveito de uma UPP depende apenas da tarifa que lhe é atribuída e da capacidade de maximizar a produção da central a um custo reduzido. Até ao momento ainda não são conhecidas as tarifas de referência para as UPP, porém, tendo em conta o passado, presume-se que sejam inferiores às atualmente praticadas. O estudo da UPP foi realizado com base na última tarifa remuneratória resultante do leilão de atribuição de potência de miniprodução e pode-se verificar que os valores financeiros não são tão interessantes como os da UPAC.

Do ponto de vista da eficiência energética, apenas a UPAC pode ser valorizada uma vez que reduz a dependência energética da instalação consumidora em relação ao Sistema Elétrico Nacional (SEN)

As UPAC podem ainda ser avaliadas como uma forma de cobertura de risco de preços. A energia consumida proveniente da UPAC deixa de estar exposta à flutuação de preços dos mercados de energia e das tarifas de acesso, funcionando desta forma como uma fixação do preço para parte da energia consumida. No que diz respeito às UPP a cobertura de risco deve ser avaliada com base no mesmo princípio de qualquer outro investimento financeiro.

Nas UPAC toda a energia autoconsumida beneficia da atribuição de certificados de Garantia de Origem. Estes certificados são comprovativos de redução de emissão de CO2 e têm valor de mercado em transação em bolsa própria. Em relação às UPP, este proveito reverte a favor do SEN.

7. CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

No setor fotovoltaico, a última década foi marcada por altos e baixos. As constantes alterações na legislação e reduções das tarifas bonificadas nem sempre traduziram confiança ao investidor, dificultando o trabalho realizado pelas empresas do setor.

No final de 2013, o Despacho da DGEG de 26 de Dezembro, reduziu drasticamente as tarifas bonificadas de referência para as unidades de pequena produção descentralizada de eletricidade. A juntar à redução das tarifas, a complicada conjuntura económica que atravessamos estagnou o setor fotovoltaico, como se pode verificar pela evolução da atribuição de potência em 2014, apresentada no capítulo 2.

Mais recentemente, o DL 153/2014, de 20 de Outubro, estabeleceu o tão esperado regime jurídico aplicável ao autoconsumo. Apesar de ainda não serem conhecidos todos os pormenores, nomeadamente taxas de registo e regulamentos específicos, o Autoconsumo apresenta boas perspetivas, tal como demonstrado no capítulo 6, e surge como uma alternativa para a recuperação do setor.

Com a nova legislação de autoconsumo, o solar fotovoltaico começa a ser encarado como uma ferramenta de eficiência energética e assiste-se a uma verdadeira democratização da energia, com a possibilidade de cada consumidor optar entre comprar eletricidade à rede ou produzir ele próprio, levando-nos a um novo paradigma no que se refere ao setor da energia.

Porém, quem tiver consumos irregulares não será beneficiado com a nova legislação, pois esta tem como base o autoconsumo instantâneo, ou seja, quando se produzir eletricidade terá de haver consumo, caso contrário o excedente é vendido à RESP a um preço muito reduzido. Para estes consumidores resta apenas as UPP que funcionam dentro dos mesmo moldes que a Microprodução e a Miniprodução.

As regras de autoconsumo vão também obrigar as empresas do setor a requalificarem-se uma vez que as regras da nova legislação vão obrigar a que haja um trabalho mais cuidado de dimensionamento dos sistemas solares fotovoltaicos. Cada consumidor tem um perfil de consumo específico e as empresas do setor terão de efetuar um estudo mais profundo de forma a aconselhar o cliente e calcular adequadamente a potência a instalar em cada situação. Ao contrário da Microprodução e da Miniprodução, quanto mais poderá não ser o melhor.

Como desenvolvimentos futuros é sugerido:

- Estudo económico para a instalação de uma Unidade de Autoconsumo em clientes com diferentes perfis de consumo, com base nos perfis de consumo publicados anualmente pela ERSE.
- Estudo económico para instalação de Unidades de Autoconsumo com diferentes orientações. Com orientação nascente a produção global será inferior, no entanto, para consumidores com tarifas tetra-horária, a produção será maximizada nas horas de ponta, em que o custo de energia é superior.

Referências Documentais

- [1] BP, “BP Statistical Review of World Energy 2014,” junho 2014. [Online]. Available: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>. [Acedido em 1 novembro 2014].
- [2] T. Huld e I. Pinedo-Pascua, “PVGIS,” abril 2012. [Online]. Available: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmeps/eu_cmsaf_opt/PVGIS_EU_201204_publication.png. [Acedido em 1 novembro 2014].
- [3] Diário da República, 1.^a série - N.º 211, “Decreto-Lei n.º 363/2007,” 2 novembro 2007. [Online]. Available: <https://dre.pt/application/file/629320>. [Acedido em 1 novembro 2014].
- [4] Diário da República, 1.^a série . N.º 47, “Decreto-Lei n.º 34/2011,” 8 março 2011. [Online]. Available: <https://dre.pt/application/file/279329>. [Acedido em 1 novembro 2014].
- [5] European Commission, “The support of electricity from renewable energy sources,” 23 janeiro 2008. [Online]. Available: http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/doc/2008_res_working_document_en.pdf. [Acedido em 1 novembro 2014].
- [6] Diário da República, 1.^a série - N.º 35, “Decreto-Lei n.º 25/2013,” 19 fevereiro 2013. [Online]. Available: <https://dre.pt/application/file/258457>. [Acedido em 2 novembro 2014].
- [7] DGEG, “Despacho Microprodução,” 26 dezembro 2013. [Online]. Available: http://www.renovaveisnatura.pt/c/document_library/get_file?uuid=65fc4db2-432d-4015-9060-f7c270f8bade&groupId=13360. [Acedido em 2 novembro 2014].

- [8] ERSE, “Tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso em BTN em Portugal Continental,” 1 julho 2012. [Online]. Available: http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifasreguladasdeanosanteriores/tarifas2012/Documents/PrecosTVCF%20PTCont_2012.pdf. [Acedido em 2 novembro 2014].
- [9] Instituto Nacional de Estatística, [Online]. Available: http://www.ine.pt/bddXplorer/htdocs/printable.jsp?id=c1c0071b30d85faa12710d7144fd93dfa8ff2ec1a7bd_55899&lingua_cd=PT. [Acedido em 02 novembro 2014].
- [10] DGEG, “Despacho Miniprodução,” 26 dezembro 2013. [Online]. Available: http://www.renovaveisnagora.pt/c/document_library/get_file?uuid=2f3c15f9-d57b-4d0f-960b-6d007c5b43d5&groupId=13360. [Acedido em 2 novembro 2014].
- [11] ERSE, “Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2014,” dezembro 2013. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2014/Documents/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20Procura%20EE%202014.pdf>. [Acedido em 2 novembro 2014].
- [12] ERSE, “Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações,” dezembro 2013. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/acessoasredesaasinterligacoes/Documents/RARI%20SE%20-%20dezembro%202013.pdf>. [Acedido em 2 novembro 2014].
- [13] OMIE, [Online]. Available: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. [Acedido em 2 novembro 2014].
- [14] Diário da República, 1.^a série - N.º 207, “Decreto-Lei n.º 118-A/2010,” 25 outubro 2010. [Online]. Available: <https://dre.pt/application/file/646068>. [Acedido em 2 novembro 2014].
- [15] Diário da República, 1.^a série - N.º 208, “Portaria n.º 284/2011,” 28 outubro 2011. [Online]. Available: <https://dre.pt/application/file/146672>. [Acedido em 2 novembro 2014].

- [16] Diário da República, 1.^a série - N.º 252, “Portaria n.º 431/2012,” 31 dezembro 2012. [Online]. Available: <https://dre.pt/application/file/189468>. [Acedido em 2 novembro 2014].
- [17] Diário da República, 1.^a série - N.º 208, “Portaria n.º 285/2011,” 28 outubro 2011. [Online]. Available: <https://dre.pt/application/file/146673>. [Acedido em 2 novembro 2014].
- [18] Diário da República, 1.^a série - N.º 252, “Portaria n.º 430/2012,” 31 dezembro 2012. [Online]. Available: <https://dre.pt/application/file/189465>. [Acedido em 2 novembro 2014].
- [19] Comissão Europeia, “UE institui direitos anti-dumping provisórios sobre os painéis solares chineses,” 4 junho 2013. [Online]. Available: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-501_pt.htm. [Acedido em 2 novembro 2014].
- [20] Comissão Europeia, “UE institui direitos anti-dumping provisórios,” 4 junho 2013. [Online]. Available: http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-13-497_pt.htm. [Acedido em 6 novembro 2014].
- [21] SRM - Sistema de registo de microprodução, “Evolução da atribuição de potência da microprodução,” 31 julho 2014. [Online]. Available: http://www.renovaveisnatura.pt/c/document_library/get_file?uuid=35adef38-81fa-494e-b674-ec52c82bc500&groupId=13360. [Acedido em 2 novembro 2014].
- [22] SRMini - Sistema de registo de miniprodução, “Evolução da atribuição de potência da miniprodução em 2014,” 29 agosto 2014. [Online]. Available: <http://www.renovaveisnatura.pt/web/srm/listagem-miniproducao>. [Acedido em 21 Setembro 2014].
- [23] Diário da República, 1.^a série - N.º 202, “Decreto-Lei n.º 153/2014,” 20 outubro 2014. [Online]. Available: <https://dre.pt/application/file/58428682>. [Acedido em 2 novembro 2014].

- [24] Governo de Portugal, “Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída,” setembro 2014. [Online]. Available: http://www.portugal.gov.pt/media/1513250/enquadramento_do_novo_regime_de_prudu__o_distribu_da.pdf. [Acedido em 2 novembro 2014].
- [25] Elergone Energia, Lda., [Online]. Available: www.elergone.pt.
- [26] F. A. d. S. Pereira e M. Â. S. Oliveira, Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica, Porto: Publinústria, Edições Técnicas, 2011.
- [27] K2 Systems, [Online]. Available: <http://www.k2-systems.com/>. [Acedido em 6 novembro 2014].
- [28] Deger Energie, [Online]. Available: <http://www.degerenergie.de/en/>. [Acedido em 6 novembro 2014].
- [29] Right House, [Online]. Available: <http://www.righthouse.co.nz/>. [Acedido em 6 novembro 2014].
- [30] REC Solar, [Online]. Available: <http://www.recgroup.com/>. [Acedido em 11 novembro 2014].
- [31] Energia Fotovoltaica - Manual sobre Tecnologias, Projecto e Instalação, EU: Programa Altener, 2004.
- [32] Solidal, “Dimensionamento dos Condutores e Cabos Eléctricos,” [Online]. Available: <http://www.solidal.pt/var/imagens/gerais/File/guiatecnico/Cap%202.pdf>. [Acedido em 2 novembro 2014].
- [33] CERTIEL, “Guia Prático de Instalações de Microprodução,” [Online]. Available: http://www.certiel.pt/c/document_library/get_file?uuid=c76836cb-7304-492f-b442-8f60b1ab750c&groupId=10100. [Acedido em 2 novembro 2014].
- [34] DGEG, RTIEBT - Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão, 2006.

- [35] SMA, “Utilização de fusíveis para os strings,” [Online]. Available: http://files.sma.de/dl/7418/Stringsicherungen_SMC-UPT083420.pdf. [Acedido em 2 novembro 2014].
- [36] SMA Solar Technology, [Online]. Available: <http://www.sma.de/en.html>. [Acedido em 06 11 2014].
- [37] SMA, “Protecção contra sobretensão,” [Online]. Available: http://files.sma.de/dl/7418/U_Schutz-UPT101610.pdf. [Acedido em 3 novembro 2014].
- [38] EDP, “Ligação de Clientes de Baixa Tensão,” maio 2007. [Online]. Available: <https://www.edpdistribuicao.pt/pt/ligacaoRede/baixaTens%C3%A3o/Baixa%20Tensao/DITC14100N.pdf>. [Acedido em 3 novembro 2014].
- [39] General Cable, [Online]. Available: <http://www.generalcable.pt/>. [Acedido em 6 novembro 2014].
- [40] Certiel, “Soluções de ligação da Instalação de Miniprodução à RESP,” junho 2011. [Online]. Available: <http://www.renovaveisnagora.pt/web/srm/solucoes-de-ligacao1>. [Acedido em 4 novembro 2014].
- [41] ERSE, “Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2014,” dezembro 2013. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2014/Documents/Estrutura%20Tarif%C3%A1ria%20SE%202014.pdf>. [Acedido em 7 novembro 2014].
- [42] Diário da República, 1.ª série — N.º 250, “Portaria n.º 320-D/2011,” 30 dezembro 2011. [Online]. Available: <https://dre.pt/application/file/243661>. [Acedido em 7 novembro 2014].
- [43] DIÁRIO DA REPÚBLICA — I SÉRIE-A, “Decreto-Lei n.º 169-A/2005,” 3 outubro 2005. [Online]. Available: <https://dre.pt/application/file/321598>. [Acedido em 7 novembro 2014].

- [44] Diário da República - I Série A, “Decreto-Lei n.4/93,” 8 janeiro 1993. [Online]. Available: <https://dre.pt/application/file/283582>. [Acedido em 7 novembro 2014].
- [45] ERSE, “Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental,” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/CicloSemanalTodosFornecPtCont.aspx>. [Acedido em 8 novembro 2014].
- [46] ERSE, “Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2014,” 13 dezembro 2013. [Online]. Available: http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2014/Documents/PrecosTVCF%20PTCont_2014.pdf. [Acedido em 7 novembro 2014].
- [47] SMA, “Consequências do ensombramento parcial do sistema fotovoltaico,” [Online]. Available: <http://files.sma.de/dl/7418/GlobalPeak-TI-pt-12.pdf>. [Acedido em 2 novembro 2014].

Anexo A. Decreto-Lei n.º 25/2013

Diário da República, 1.ª série—N.º 35—19 de fevereiro de 2013

1037

Artigo 21.º

Norma transitória

1 - As instituições participantes no Fundo de Resolução, nos termos do disposto no n.º 1 do artigo 153.º-D do RGICSF, e que iniciaram a sua atividade durante o período que mediou entre a data da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 31-A/2012, de 10 de fevereiro, e a data de entrada em vigor do presente diploma, ficam igualmente sujeitas ao pagamento de uma contribuição inicial.

2 - No caso das instituições referidas no número anterior, a contribuição inicial para o Fundo de Resolução incide sobre o montante dos capitais próprios contabilísticos existentes no momento da constituição, aplicando-se ainda o disposto no n.º 6 do artigo 3.º, no n.º 2 do artigo 4.º, no artigo 5.º e no artigo 8.º.

3 - Para efeitos de apuramento da contribuição inicial para o Fundo de Resolução por parte das instituições referidas no n.º 1, o Banco de Portugal comunica ao Fundo de Resolução o montante dos capitais próprios contabilísticos existentes na data de início da atividade, ouvida a instituição em causa.

4 - O Fundo de Resolução notifica as instituições participantes do montante da respetiva contribuição inicial.

5 - A contribuição inicial devida pelas instituições referidas no n.º 1, é paga no prazo de 30 dias após a notificação do Fundo de Resolução.

6 - Sem prejuízo do disposto no n.º 2 do artigo 153.º-G do RGICSF, são dispensadas da contribuição inicial para o Fundo de Resolução as instituições que, cumprindo as condições estabelecidas no n.º 1 do artigo 153.º-D do RGICSF à data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 31-A/2012, de 10 de fevereiro, cessaram a sua atividade durante o período que mediou entre a data da entrada em vigor desse diploma e a data de entrada em vigor do presente diploma.

7 - No ano de 2013 a contribuição periódica devida nos termos do artigo 153-H do RGICSF é liquidada até ao último dia do mês de setembro.

8 - Caso seja necessário realizar contribuições especiais a pagar pelas instituições participantes até ao último dia do mês de setembro de 2013, a distribuição a que se refere o n.º 2 do artigo 17.º é feita por referência ao valor da contribuição inicial paga pelas instituições participantes até à data da publicação da portaria a que se refere o artigo 15.º.

9 - No ano de 2013 a instrução a que se refere o n.º 3 do artigo anterior é publicada até ao final de março desse ano.

Artigo 22.º

Entrada em vigor

O presente diploma entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

Visto e aprovado em Conselho de Ministros de 27 de dezembro de 2012. — *Pedro Passos Coelho* — *Vitor Louçã* *Rabaça Gaspar*.

Promulgado em 12 de fevereiro de 2013.

Publique-se.

O Presidente da República, ANÍBAL CAVACO SILVA.

Referendado em 14 de fevereiro de 2013.

O Primeiro-Ministro, *Pedro Passos Coelho*.

MINISTÉRIO DA ECONOMIA E DO EMPREGO

Decreto-Lei n.º 25/2013

de 19 de fevereiro

Os regimes jurídicos da produção de eletricidade através de unidades de microprodução e de unidades de miniprodução constam do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro, e do Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, respetivamente.

Estes diplomas estabelecem em moldes muito semelhantes os regimes remuneratórios aplicáveis às referidas formas de produção de eletricidade, bem como as correspondentes regras de relacionamento comercial.

Assim, ambos os diplomas contemplam dois regimes de remuneração: o regime bonificado e o regime geral. No âmbito do regime remuneratório bonificado, estabelece-se que a eletricidade oriunda da microprodução e da miniprodução é remunerada segundo uma tarifa definida nos termos dos correspondentes diplomas aplicáveis. No âmbito do regime remuneratório geral, o produtor vende a energia por si produzida, no caso da microprodução, ao custo da energia do tarifário aplicável pelo comercializador de último recurso ao fornecimento da instalação de consumo, e, no caso da miniprodução, segundo as regras estabelecidas para a comercialização de eletricidade ao abrigo do regime ordinário de produção de eletricidade, ou seja, em condições de mercado.

Com exceção deste último caso, a eletricidade produzida é vendida ao comercializador que assegure o fornecimento de energia à instalação de consumo, o qual está obrigado a contratar a aquisição da energia resultante da unidade de produção associada, que por seu turno a vende ao comercializador de último recurso.

A experiência adquirida com a aplicação das regras acabadas de descrever tem revelado, porém, dificuldades práticas e operacionais, seja no que respeita à articulação entre o comercializador de último recurso, os comercializadores e os produtores no processo de aquisição da energia produzida pelas unidades de microprodução e pelas unidades de miniprodução em regime bonificado, seja no que concerne às condições de acesso efetivo ao mercado pelos miniprodutores enquadrados no regime geral, dada a sua reduzida escala de produção.

É intenção do Governo iniciar um processo de revisão dos regimes jurídicos da microprodução e miniprodução, tendo em vista a respetiva integração, bem como a concretização e desenvolvimento das soluções gizadas nos Decretos-Leis n.ºs 215-A/2012 e 215-B/2012, de 8 de outubro, que completaram a transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade.

Até à conclusão do referido processo de revisão, impõe-se, porém, adotar soluções que permitam superar as dificuldades práticas e operacionais acima evidenciadas.

Neste sentido, o presente decreto-lei altera os regimes jurídicos da microprodução e da miniprodução, cometendo apenas ao comercializador de último recurso ou ao comercializador de último recurso exclusivamente em Baixa Tensão a obrigação de celebrar com os microprodutores e os miniprodutores contratos de compra e venda da eletricidade produzida pelas respetivas unidades, independentemente

temente do regime remuneratório aplicável e sem prejuízo da inerente diferenciação de tarifários aplicáveis.

Por outro lado, e no que diz respeito ao regime remuneratório geral, o presente decreto-lei procede à clarificação das soluções transitoriamente aplicáveis à microprodução e à miniprodução, estabelecendo que a eletricidade produzida deve ser adquirida, no caso da microprodução, pelo custo da energia do tarifário aplicável em 2012, atualizado anualmente de acordo com a taxa de inflação, e, no caso da miniprodução, pelo preço médio mensal do Operador de Mercado Ibérico de Eletricidade, para o polo português.

No âmbito do regime geral, prevê-se ainda a possibilidade de o microprodutor ou miniprodutor optar por prescindir da centralização no comercializador de último recurso ou no comercializador de último recurso exclusivamente em Baixa Tensão da compra da eletricidade oriunda das respetivas unidades, dispondo diretamente da eletricidade produzida através de mercados organizados ou mediante contratos bilaterais.

Foram ouvidas a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, os comercializadores de último recurso, a APESF – Associação Portuguesa das Empresas do Setor Fotovoltaico e a APISOLAR – Associação Portuguesa da Indústria Solar.

Assim:

Nos termos da alínea *a)* do n.º 1 do artigo 198.º da Constituição, o Governo decreta o seguinte:

Artigo 1.º

Objeto

1 - O presente decreto-lei procede à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro.

2 - O presente decreto-lei altera ainda o Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março.

Artigo 2.º

Alteração ao Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro

Os artigos 2.º, 6.º, 10.º, 12.º, 17.º, 19.º, 20.º e 21.º do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro, passam a ter a seguinte redação:

«Artigo 2.º

[...]

[...];

a) [...];

b) «Comercializador de último recurso» o comercializador de último recurso referido no n.º 1 do artigo 73.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, ou, na área das concessões de distribuição de eletricidade em Baixa Tensão, o comercializador de último recurso exclusivamente em Baixa Tensão referido no n.º 4 do artigo 73.º do Decreto-Lei n.º 29/2006 de 15, de fevereiro, salvo menção específica em contrário;

c) [...];

d) [...];

e) [...];

f) [...];

g) [...];

h) [...];

i) [...];

j) [...];

l) [...];

m) [...].

Artigo 6.º

[...]

[...];

a) [...];

b) [...];

c) [...];

d) [...];

e) Prestar à DGEG, ou a entidade designada por esta, à DRE, ao comercializador de último recurso e ao operador da rede de distribuição todas as informações que lhe sejam solicitadas;

f) Permitir e facilitar o acesso do pessoal técnico da DGEG ou da entidade designada por esta, da DRE, do comercializador de último recurso e do operador da rede de distribuição à unidade de microprodução, no âmbito das suas competências, para efeitos do presente decreto-lei;

g) [...];

h) No caso de instalações que utilizem a energia eólica, ou que estejam localizadas em locais de livre acesso ao público, possuir um seguro de responsabilidade civil, nos termos a definir mediante portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da economia.

Artigo 10.º

[...]

1 - [...].

2 - Até à entrada em vigor do diploma que procederá à revisão do regime jurídico da microprodução e da miniprodução, e sem prejuízo do disposto no n.º 4, o comercializador de último recurso compra a eletricidade produzida em unidades de microprodução no âmbito do regime geral, remunerando-a de acordo com a seguinte fórmula:

$$Rem_m = W_m \times P_{ref} \times \frac{IPC_{n-1}}{IPC_{ref}}$$

3 - Para efeitos da fórmula prevista no número anterior:

a) «Rem_m» é a remuneração do mês *m*, em [€];

b) «W_m» é a energia produzida no mês *m*, em [kWh];

c) «P_{ref}» é o valor da parcela de energia da tarifa simples entre 2,30 e 20,7 kVA aplicada no ano de 2012 pelo comercializador de último recurso ao fornecimento da instalação de consumo;

d) «IPC_{ref}» é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro de 2011, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I.P.;

e) «IPC_{n-1}» é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro do ano *n-1*, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I.P.

4 - Os produtores enquadrados no regime geral podem optar por vender a eletricidade produzida na unidade de microprodução diretamente em mercados organizados ou mediante a celebração de contratos bilaterais, incluindo

com a entidade que exercer a atividade de facilitador de mercado.

5 - A opção referida no número anterior deve ser comunicada ao comercializador de último recurso e ao SRM no prazo estabelecido no n.º 1 do artigo 19.º ou, caso seja tomada já no decurso da exploração da unidade de microprodução, com a antecedência de 60 dias relativamente ao início dos respetivos efeitos.

6 - Exercida a opção referida no n.º 4, o comercializador de último recurso fica desobrigado de adquirir a energia produzida pelo produtor.

7 - O SRM deve dar conhecimento da comunicação referida no n.º 5 ao operador da rede de distribuição.

8 - O exercício da opção referida no n.º 4 é definitivo, não podendo os produtores voltar a solicitar a aplicação do regime remuneratório previsto no n.º 2.

Artigo 12.º

[...]

1 - O comercializador de último recurso deve celebrar o contrato de compra e venda da eletricidade resultante da microprodução e assegurar o seu pagamento, nos termos do presente decreto-lei, exceto nos casos em que o produtor exerça a opção prevista no n.º 4 do artigo 10.º

2 - O pagamento referido no número anterior é feito diretamente ao produtor, mediante transferência bancária, com periodicidade mensal ou outra superior, desde que estipulada no contrato de compra e venda da eletricidade, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

3 - Nos casos em que o produtor celebre contrato de financiamento para a aquisição da instalação de microprodução e desde que obtenha o acordo do banco ou entidade de crédito contratante, o mesmo pode optar pela amortização do financiamento diretamente pelo comercializador de último recurso, por conta da receita de venda da eletricidade produzida e até ao máximo de 85 % do valor desta, nos termos e com a duração previstos no contrato de financiamento.

4 - [...].

5 - [...].

6 - [...].

7 - [...].

8 - Para efeitos do disposto nos n.ºs 4 e 5, considera-se comercializador o comercializador de último recurso que se encontra obrigado a comprar a eletricidade produzida em unidades de microprodução.

Artigo 17.º

[...]

1 - O sistema de contagem de eletricidade e os equipamentos que asseguram a proteção da interligação devem ser colocados em local de livre acesso ao comercializador de último recurso e ao operador da rede de distribuição, bem como às entidades competentes para efeitos do presente decreto-lei, salvo situações especiais autorizadas pela DGEG.

2 - A contagem da eletricidade produzida é feita por telecontagem mediante contador bidirecional, ou contador que assegure a contagem líquida dos dois sentidos, autónomo do contador da instalação de consumo.

3 - [...].

4 - O comercializador de último recurso e os operadores de redes de distribuição devem disponibilizar à Entidade

Reguladora dos Serviços Energéticos as informações necessárias à correta faturação dos diferentes intervenientes, nos termos do Regulamento das Relações Comerciais.

5 - As matérias da medição, leitura e disponibilização de dados, nomeadamente nos casos de exercício da opção prevista no n.º 4 do artigo 10.º, assim como as demais matérias reguladas no presente artigo, podem ser objeto de regulamentação por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, na medida em que tal seja necessário à correta aplicação do presente decreto-lei.

Artigo 19.º

[...]

1 - No prazo de 10 dias após a emissão do certificado de exploração, ainda que provisório nos termos do n.º 7, o produtor adere ao contrato de comercialização cuja minuta deve estar disponibilizada no sítio da Internet do comercializador de último recurso, ou, estando enquadrado no regime geral, declara exercer a opção prevista no n.º 4 do artigo 10.º, se assim o entender.

2 - No prazo previsto no número anterior, o comercializador de último recurso é avisado, através do SRM, da emissão do certificado de exploração, com vista à celebração do contrato de compra e venda de eletricidade oriunda da microprodução com o respetivo produtor, dando-se conhecimento do mesmo facto, igualmente através do SRM, ao operador da rede de distribuição.

3 - No prazo de 10 dias após a adesão do produtor ao contrato de compra e venda de eletricidade, o comercializador de último recurso avisa o operador da rede de distribuição para proceder à ligação da unidade de microprodução à RESP, dando conhecimento ao SRM.

4 - No prazo de 10 dias após o exercício pelo produtor da opção prevista no n.º 4 do artigo 10.º, o SRM avisa o operador da rede de distribuição para proceder à ligação da unidade de microprodução à RESP.

5 - O operador da rede de distribuição deve proceder à ligação da unidade de microprodução no prazo de 10 dias após a receção dos avisos do comercializador de último recurso ou do SRM mencionados nos n.ºs 3 e 4, respetivamente.

6 - [...].

7 - [...].

8 - [Anterior n.º 3].

Artigo 20.º

[...]

1 - Em caso de alteração da titularidade do contrato de compra de eletricidade para a instalação de utilização no local de consumo onde está instalada a unidade de microprodução, o novo titular deve solicitar o averbamento dessa alteração ao registo no SRM, mantendo-se inalteradas as demais condições constantes do registo.

2 - [...].

3 - Nos casos previstos nos números anteriores, o regime remuneratório bonificado, quando seja o aplicado à microprodução, mantém-se pelo prazo remanescente, sem prejuízo da alteração ou celebração, nos casos previstos no n.º 1, de novo contrato de compra e venda da eletricidade com o comercializador de último recurso.

4 - [...].

Artigo 21.º

[...]

- 1 - [Revogado].
- 2 - O reconhecimento dos custos de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso referido no n.º 1 do artigo 73.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, no âmbito dos regimes remuneratórios previstos no artigo 9.º, é realizado de acordo com o estabelecido no artigo 55.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.
- 3 - O reconhecimento para efeitos tarifários dos investimentos e custos incorridos pelo comercializador de último recurso referido no número anterior com a implementação ou alteração dos sistemas informáticos de faturação e outros, necessários para a execução do presente decreto-lei, é realizado nos termos previstos no artigo 62.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.
- 4 - O relacionamento comercial entre os comercializadores de último recurso referidos na alínea b) do artigo 2.º, no âmbito da aplicação do presente decreto-lei, deve observar o disposto no Regulamento de Relações Comerciais.»

Artigo 3.º

Alteração ao Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março

Os artigos 2.º, 6.º, 10.º, 14.º, 19.º, 21.º, 23.º e 24.º do Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, passam a ter a seguinte redação:

«Artigo 2.º

[...]

[...]:

- a) «Comercializador de último recurso» o comercializador de último recurso referido no n.º 1 do artigo 73.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, ou, na área das concessões de distribuição de eletricidade em Baixa Tensão, o comercializador de último recurso exclusivamente em Baixa Tensão referido no n.º 4 do artigo 73.º do Decreto-Lei n.º 29/2006 de 15 de fevereiro, salvo menção específica em contrário;
- b) [Anterior alínea a)];
- c) [Anterior alínea b)];
- d) [Anterior alínea c)];
- e) [Anterior alínea d)].

Artigo 6.º

[...]

1 - [...]:

- a) [...];
- b) [...];
- c) [...];
- d) Prestar à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), ou a entidade designada por esta, à direção regional de economia territorialmente competente (DRE), ao comercializador de último recurso e ao operador da rede de distribuição todas as informações que lhe sejam solicitadas;
- e) [...];
- f) [...];
- g) No caso de instalações que utilizem a energia eólica, ou que estejam localizadas em locais de livre acesso público, ou possam representar perigo para o público, possuir um seguro ou uma extensão de seguro

de responsabilidade civil, nos termos a definir por portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da economia;

h) [...].

2 - [...].

Artigo 10.º

[...]

1 - Até à entrada em vigor do diploma que procederá à revisão do regime jurídico da microprodução e da miniprodução, e sem prejuízo do disposto no n.º 5, a eletricidade produzida em unidades de miniprodução no âmbito do regime geral é vendida ao comercializador de último recurso e remunerada segundo a seguinte fórmula:

$$Rem_m = \sum_{i=1}^2 [W_i \times OMIE_m \times C_i \times f_p]$$

2 - Para efeitos da fórmula prevista no número anterior:

- a) «Rem_m» é a remuneração do mês m em [€];
- b) «i» é o período horário de entrega de energia elétrica (em vazio ou fora de vazio), de acordo com o ciclo (semanal ou diário) aplicado à instalação de consumo;
- c) «W_i» é a energia produzida no mês m no período i, em [kWh];
- d) «OMIE_m» é o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês anterior ao mês m, em [€/kWh];
- e) «C_i» é o coeficiente de ponderação do período tarifário i;
- f) «f_p» são os fatores de ajustamento para perdas do período tarifário i, desde o barramento de produção em muito alta tensão até ao nível de tensão de ligação da unidade de miniprodução.

3 - O coeficiente «C_i» referido na alínea e) do número anterior assume os seguintes valores:

- a) Período de horas de vazio: 0,86;
- b) Período de horas fora de vazio: 1,13.

4 - A determinação dos fatores referidos na alínea f) do n.º 2 deve considerar os valores publicados anualmente pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

5 - Os produtores enquadrados no regime geral podem optar por vender a eletricidade produzida na unidade de miniprodução diretamente em mercados organizados ou mediante a celebração de contratos bilaterais, incluindo com a entidade que exercer a atividade de facilitador de mercado.

6 - A opção referida no número anterior deve ser comunicada ao comercializador de último recurso e ao SRMini no prazo estabelecido no n.º 2 do artigo 21.º ou, caso seja tomada já no decurso da exploração da unidade de miniprodução, com a antecedência de 60 dias relativamente ao início dos respetivos efeitos.

7 - Exercida a opção referida no n.º 5, o comercializador de último recurso fica desobrigado de adquirir a energia produzida pelo produtor.

8 - O SRMini deve dar conhecimento da comunicação referida no n.º 6 ao operador da rede de distribuição.

9 - O exercício da opção referida no n.º 5 é definitivo, não podendo os produtores voltar a solicitar a aplicação do regime remuneratório previsto no n.º 1.

Artigo 14.º

[...]

1 - O comercializador de último recurso deve celebrar o contrato de compra e venda de eletricidade resultante da miniprodução e assegurar o seu pagamento, nos termos do presente decreto-lei, exceto nos casos em que o produtor exerça a opção prevista no n.º 5 do artigo 10.º

2 - O pagamento referido no número anterior é feito diretamente ao produtor, mediante transferência bancária, com periodicidade mensal ou outra superior, desde que estipulada no contrato de compra e venda da eletricidade, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

3 - [...].

4 - [...].

5 - Para efeitos do disposto nos n.ºs 3 e 4, considera-se comercializador o comercializador de último recurso que se encontra obrigado a comprar a eletricidade produzida em unidades de miniprodução.

Artigo 19.º

[...]

1 - O sistema de contagem de eletricidade e os equipamentos que asseguram a proteção da interligação devem ser colocados em local de acesso livre ao comercializador de último recurso e ao operador da rede de distribuição, bem como às entidades competentes para efeitos do presente decreto-lei, salvo situações especiais autorizadas pela DGEG.

2 - [...].

3 - [...].

4 - [...].

5 - [...].

6 - [...].

7 - O comercializador de último recurso e os operadores de rede de distribuição devem disponibilizar à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos as informações necessárias à correta faturação dos diferentes intervenientes, nos termos do Regulamento das Relações Comerciais.

8 - As matérias da medição, leitura e disponibilização de dados, nomeadamente nos casos de exercício da opção prevista no n.º 5 do artigo 10.º, assim como as demais matérias reguladas neste artigo, podem ser objeto de regulamentação por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, na medida em que tal seja necessário à correta aplicação do presente decreto-lei.

Artigo 21.º

[...]

1 - Emitido o certificado de exploração, ainda que provisório nos termos do n.º 6 do artigo 18.º, o produtor e o comercializador de último recurso são de imediato avisados, pelo SRMini, com vista à celebração do contrato de compra e venda da eletricidade oriunda da miniprodução, dando-se conhecimento desse facto, igualmente através do SRMini, ao operador da rede de distribuição.

2 - O produtor declara aderir ao contrato de compra e venda de eletricidade ou, estando enquadrado no âmbito do regime geral e sendo essa a sua intenção, comunica

exercer a opção prevista no n.º 5 do artigo 10.º, no prazo máximo de cinco dias contados do aviso do SRMini.

3 - O comercializador de último recurso dá conhecimento ao SRMini da celebração do contrato de compra e venda de eletricidade com o produtor, no prazo de 10 dias após a adesão deste ao referido contrato.

4 - Após tomar conhecimento da celebração do contrato de compra e venda de eletricidade com o produtor ou do exercício da opção prevista no n.º 5 do artigo 10.º, o SRMini avisa o operador da rede de distribuição para proceder à ligação da unidade de miniprodução à RESP.

5 - [...].

6 - [...].

7 - Para efeitos do presente artigo, o comercializador de último recurso é obrigado a disponibilizar minuta de contrato de compra e venda de eletricidade oriunda da miniprodução, em permanência e no respetivo sítio da Internet.

8 - O contrato de compra e venda de eletricidade previsto no n.º 1 deve observar o modelo aprovado pela DGEG, mediante proposta do comercializador de último recurso.

9 - [Revogado].

Artigo 23.º

[...]

1 - [...]:

a) [...];

b) [Revogada];

c) [...];

d) [...].

2 - [...].

3 - [Revogado].

4 - [...].

5 - [...].

6 - [...].

7 - [...].

8 - Em qualquer dos casos previstos no n.º 1, o contrato de venda da eletricidade produzida na miniprodução é alterado ou celebrado novo contrato com o comercializador de último recurso, mantendo-se o regime remuneratório bonificado, quando seja o aplicado à miniprodução, pelo prazo remanescente.

9 - [...].

10 - [Revogado].

Artigo 24.º

[...]

1 - [Revogado].

2 - O reconhecimento dos custos de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso referido no n.º 1 do artigo 73.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, de acordo com os regimes remuneratórios previstos no presente decreto-lei, é realizado de acordo com o estabelecido no artigo 55.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.

3 - O reconhecimento para efeitos tarifários dos investimentos e custos incorridos pelo comercializador de último recurso referido no número anterior com a implementação ou alteração dos sistemas informáticos de faturação e outros, necessários para a execução do presente decreto-lei,

é realizado nos termos previstos no artigo 62.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.

4 - O relacionamento comercial entre os comercializadores de último recurso referidos na alínea *a*) do artigo 2.º, no âmbito da aplicação do presente decreto-lei, deve observar o disposto no Regulamento de Relações Comerciais.»

Artigo 4.º

Norma revogatória

São revogados:

a) O n.º 1 do artigo 21.º do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro;

b) O n.º 9 do artigo 21.º, a alínea *b*) do n.º 1 e os n.ºs 3 e 10 do artigo 23.º e o n.º 1 do artigo 24.º do Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março.

Artigo 5.º

Disposição transitória

1 - O disposto no presente decreto-lei aplica-se às unidades de microprodução e de miniprodução que já se encontrem registadas, à data da sua entrada em vigor, no âmbito do SRM e do SRMini, respetivamente.

2 - Exceto nos casos previstos no n.º 9, os comercializadores titulares de contratos de compra e venda de eletricidade proveniente de unidades de microprodução, enquadradas no regime remuneratório geral ou bonificado, e de unidades de miniprodução enquadradas no regime remuneratório bonificado devem ceder ao comercializador de último recurso, no prazo máximo de três meses a contar da data de entrada em vigor do presente decreto-lei, as respetivas posições contratuais nos referidos contratos.

3 - A cessão da posição contratual prevista no número anterior é realizada a título gratuito, mediante declaração unilateral de cessão por parte do comercializador, acompanhada dos elementos necessários à identificação do produtor e da respetiva unidade e, bem assim, do contrato cuja posição é cedida, sendo o comercializador responsável pelo pagamento ao produtor da eletricidade fornecida até à data de produção de efeitos da cessão, indicada no n.º 2.

4 - Tendo o produtor celebrado contrato de financiamento da unidade de produção, a declaração prevista no número anterior deve ainda ser acompanhada de cópia certificada desse contrato, quando o comercializador cedente detenha exemplar do mesmo.

5 - A cessão de posição contratual prevista no n.º 2 produz efeitos relativamente ao produtor, independentemente do consentimento deste, a partir do primeiro período de faturação do comercializador de último recurso que se inicie após a data de receção da declaração prevista no número anterior.

6 - O comercializador de último recurso comunica ao produtor e ao operador da rede de distribuição a data a partir da qual a cessão de posição contratual produz efeitos, passando a assumir, a partir dessa data, o pagamento da eletricidade produzida pela unidade de microprodução e miniprodução em causa.

7 - A cessão de posição contratual não obsta à possibilidade de ulterior exercício pelo produtor do direito de opção pela venda direta da eletricidade em mercado, nos termos

previstos nos Decretos-Leis n.ºs 363/2007, de 2 de novembro, e 34/2011, de 8 de março, na sua redação atual.

8 - A mudança de titular dos contratos de compra e venda de eletricidade prevista no presente artigo está isenta de taxa pelo averbamento previsto no artigo 20.º do Decreto-Lei n.º 367/2007, de 2 de novembro e no artigo 23.º do Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março.

9 - A obrigação de proceder à cessão de posição contratual prevista no n.º 2 cessa se o produtor ou o produtor e o comercializador cedente a ela se opuserem, por escrito, no prazo de um mês contado da entrada em vigor do presente decreto-lei, caso em que se considera exercida a opção prevista no n.º 4 do artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, ou no n.º 5 do artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, na sua redação atual.

10 - Após a entrada em vigor do presente diploma, o SRMini deve, de imediato, avisar os produtores titulares de unidades de miniprodução que já se encontrem registadas e estejam enquadradas no regime remuneratório geral, assim como o comercializador de último recurso, com vista à celebração do contrato de compra e venda da eletricidade oriunda da miniprodução, observando-se, com as devidas adaptações, o disposto no artigo 21.º do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, na sua redação atual.

Artigo 6.º

Regulamentação existente

O presente decreto-lei não altera a vigência da regulamentação aprovada, mediante portaria ou despacho, ao abrigo dos Decretos-Leis n.ºs 363/2007, de 2 de novembro, e 34/2011, de 8 de março, na redação anterior à conferida pelo presente decreto-lei.

Artigo 7.º

Revisão dos regimes

A revisão dos regimes jurídicos da microprodução e miniprodução, estabelecidos nos Decretos-Leis n.ºs 363/2007, de 2 de novembro, e 34/2011, de 8 de março, deve ser aprovada no prazo máximo de 2 anos a contar da entrada em vigor do presente decreto-lei.

Artigo 8.º

Republicação

São republicados, nos anexos I e II ao presente decreto-lei, do qual fazem parte integrante, os Decretos-Leis n.ºs 363/2007, de 2 de novembro, e 34/2011, de 8 de março, na sua redação atual, respetivamente.

Visto e aprovado em Conselho de Ministros de 11 de dezembro de 2012. — *Pedro Passos Coelho* — *Vitor Louçã Rabaça Gaspar* — *Paula Maria von Hafe Teixeira da Cruz* — *Álvaro Santos Pereira*.

Promulgado em 6 de fevereiro de 2013.

Publique-se.

O Presidente da República, ANÍBAL CAVACO SILVA.

Referendado em 9 de fevereiro de 2013.

O Primeiro-Ministro, *Pedro Passos Coelho*.

Anexo I

(a que se refere o artigo 8.º)

Replicação do Decreto-Lei n.º 363/2007,
de 2 de novembro

CAPÍTULO I

Disposições gerais

Artigo 1.º

Objeto

O presente decreto-lei estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, adiante designadas por unidades de microprodução.

Artigo 2.º

Siglas e definições

Para efeitos do presente decreto-lei, são utilizadas as seguintes siglas e definições:

- a) «Comercializador» a entidade titular da licença de comercialização de eletricidade;
- b) «Comercializador de último recurso» o comercializador de último recurso referido no n.º 1 do artigo 73.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, ou, na área das concessões de distribuição de eletricidade em Baixa Tensão, o comercializador de último recurso exclusivamente em Baixa Tensão referido no n.º 4 do artigo 73.º do Decreto-Lei n.º 29/2006 de 15, de fevereiro, salvo menção específica em contrário;
- c) «DGEG» a Direção -Geral de Energia e Geologia;
- d) «DRE» a direção regional de economia competente;
- e) «Potência contratada» o limite da potência estabelecida no dispositivo controlador da potência de consumo;
- f) «Potência instalada» a potência, em quilowatt, dos equipamentos de produção de eletricidade;
- g) «Potência de ligação» a potência máxima ou, no caso de instalações com inversor, a potência nominal de saída deste equipamento, em quilowatt, que o produtor pode injetar na Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP);
- h) «Ponto de ligação» o ponto que estabelece a fronteira entre a instalação de microprodução e a rede a que se encontra ligada;
- i) «Produtor» a entidade titular de um registo para a produção de eletricidade por intermédio de uma unidade de microprodução, nos termos do presente decreto-lei;
- j) «RESP» a Rede Eléctrica de Serviço Público;
- l) «SRM» o Sistema de Registo de Microprodução que constitui uma plataforma eletrónica de interação entre a Administração Pública e os produtores, acessível através do Portal Renováveis na Hora;
- m) [Revogada].

Artigo 3.º

Âmbito

1 - O presente decreto-lei aplica-se à microprodução de eletricidade a partir de recursos renováveis e à microprodução de eletricidade e calor em cogeração, ainda que

não renovável mediante a utilização de uma unidade ou instalação monofásica ou trifásica, em baixa tensão, com potência de ligação até 5,75 kW.

2 - O presente decreto-lei aplica-se igualmente aos condomínios que integrem seis ou mais frações, em que sejam utilizadas instalações trifásicas com uma potência até 11,04 kW.

3 - Em qualquer dos casos referidos nos números anteriores, a microprodução tem que ter por base uma só tecnologia de produção.

Artigo 4.º

Acesso à atividade de produção

1 - Podem ser produtores de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução as entidades que preencham os seguintes requisitos:

- a) Disponham de uma instalação de utilização de energia eléctrica com consumo efetivo de energia e que sejam titulares de contrato de compra e venda de eletricidade em baixa tensão celebrado com um comercializador;
- b) A unidade se destine a ser instalada no local servido pela instalação eléctrica de utilização;
- c) A potência da unidade de microprodução não seja superior a 50 % da potência contratada no contrato referido na alínea a).

2 - O requisito previsto na alínea c) do número anterior não é aplicável se a instalação eléctrica de utilização estiver em nome de condomínio que integre seis ou mais frações.

3 - O acesso à atividade de microprodução de eletricidade está sujeito a registo e subsequente obtenção de certificado de exploração da instalação, nos termos do presente decreto-lei.

4 - O membro do Governo responsável pela área da energia pode determinar, mediante despacho a publicar no SRM:

- a) Os termos da suspensão do registo ou a sua sujeição a limitações, com vista a propiciar o cumprimento de prioridades da política energética ou a sua relação com outras políticas setoriais, nomeadamente as destinadas ao equilíbrio regional, ou a assegurar a boa gestão do acesso à atividade de microprodução e a optimização da gestão das capacidades de injeção e receção de eletricidade na RESP;
- b) A utilização de procedimentos especiais para o acesso ao registo, quando tal se justifique relativamente a registos no âmbito da tarifa bonificada.

5 - [Revogado].

6 - O acesso à atividade de microprodução pode ser restringido mediante comunicação pelo operador da rede de distribuição, nos casos em que a instalação de utilização esteja ligada a um posto de transformação cujo somatório da potência dos registos aí ligados ultrapasse o limite de 25 % da potência do respetivo posto de transformação.

7 - A restrição prevista no número anterior é aplicável apenas aos pedidos de registo recebidos pelo SRM após cinco dias úteis da comunicação pelo operador da rede de distribuição ao SRM das instalações eléctricas de utilização abrangidas.

Artigo 5.º

Direitos do produtor

No âmbito do exercício da atividade de produção de eletricidade, o produtor tem o direito de:

- a) Estabelecer uma unidade de microprodução por cada instalação eléctrica de utilização;
- b) Ligar a unidade de microprodução à RESP, após a emissão do certificado de exploração e celebração do respetivo contrato de compra e venda de eletricidade, nos termos dos artigos 12.º-A a 20.º;
- c) Vender a totalidade da eletricidade produzida, líquida do consumo dos serviços auxiliares, nos termos e com os limites estabelecidos no presente decreto-lei.

Artigo 6.º

Deveres do produtor

Sem prejuízo do cumprimento da legislação e regulamentação aplicáveis, o produtor deve:

- a) Entregar a totalidade da eletricidade produzida, líquida do consumo dos serviços auxiliares, à rede pública de distribuição em baixa tensão (BT);
- b) Produzir eletricidade apenas a partir da fonte de energia registada nos termos do presente decreto-lei;
- c) Consumir o calor produzido no caso de produção em cogeração;
- d) Celebrar um contrato de compra e venda de eletricidade, nos termos do artigo 19.º;
- e) Prestar à DGEG, ou a entidade designada por esta, à DRE, ao comercializador de último recurso e ao operador da rede de distribuição todas as informações que lhe sejam solicitadas;
- f) Permitir e facilitar o acesso do pessoal técnico da DGEG ou da entidade designada por esta, da DRE, do comercializador de último recurso e do operador da rede de distribuição à unidade de microprodução, no âmbito das suas competências, para efeitos do presente decreto-lei;
- g) Suportar os custos da ligação à RESP, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, incluindo o respetivo contador de venda;
- h) No caso de instalações que utilizem a energia eólica, ou que estejam localizadas em locais de livre acesso ao público, possuir um seguro de responsabilidade civil, nos termos a definir mediante portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da economia.

Artigo 7.º

Competências da DGEG

1 - Compete à DGEG a coordenação do processo de gestão da microprodução, nomeadamente:

- a) Criar, manter e gerir o SRM destinado ao registo das unidades de microprodução;
- b) Realizar as inspeções necessárias à emissão do certificado de exploração, diretamente ou através de técnicos contratados para o efeito;
- c) Proceder ao registo da instalação de microprodução e emitir o respetivo certificado de exploração, nos termos do presente decreto-lei;
- d) Criar e manter uma base de dados de elementos tipo, que integrem os equipamentos para as diversas soluções de unidades de microprodução;
- e) Manter a lista das entidades instaladoras devidamente atualizada;

f) Constituir uma bolsa de equipamentos certificados, mantendo uma lista atualizada no SRM;

g) Controlar a emissão dos certificados dos equipamentos fornecidos pelos fabricantes, importadores, seus representantes e entidades instaladoras, nos termos previstos no presente decreto-lei;

h) Aprovar os formulários e instruções necessários ao bom funcionamento do SRM de acordo com as funções que lhe estão atribuídas pelo presente decreto-lei;

i) Fornecer aos interessados e divulgar no SRM informação relativamente às diversas soluções de microprodução de eletricidade e (ou) calor, designadamente as suas vantagens e inconvenientes.

2 - O diretor-geral de Energia e Geologia pode designar mediante celebração de protocolo homologado pelo membro do Governo responsável pela área da energia, pelo prazo de quatro anos renováveis, entidades legalmente constituídas e reconhecidas para desempenhar as funções no âmbito das competências previstas nas alíneas a) a g) do número anterior.

3 - As funções que se integram no âmbito das competências previstas nas alíneas a) a f) do n.º 1 por podem ser, nos termos do número anterior, desempenhadas por entidade legalmente constituída e reconhecida para aprovar projetos e inspecionar instalações eléctricas.

4 - A função que se integra no âmbito da competência prevista na alínea g) do n.º 1 pode ser, nos termos do n.º 2, desempenhada por organismo de certificação acreditado no âmbito do Sistema Português de Qualidade para proceder à certificação de equipamentos eléctricos de acordo com a Norma 45011.

5 - O diretor -geral de Energia e Geologia aprova, mediante despacho publicado no SRM, um guia técnico e de qualidade para as instalações de microprodução que se justifiquem para o adequado funcionamento do sistema.

Artigo 8.º

Entidades instaladoras da microprodução

1 - A atividade de instalação de unidades de microprodução é desenvolvida por entidades instaladoras de microprodução e depende de registo no SRM.

2 - Podem exercer a atividade de instalação de unidades de microprodução empresários em nome individual ou sociedades comerciais com alvará emitido pelo InCI — Instituto da Construção e do Imobiliário, I.P., para a execução de instalações de produção de eletricidade.

3 - Cada entidade instaladora deve dispor de um técnico responsável pela execução de instalações eléctricas de serviço particular.

4 - A DGEG, ou a entidade designada por esta, atualiza periodicamente a lista das entidades instaladoras registadas no SRM.

CAPÍTULO II

Remuneração e faturação

Artigo 9.º

Regimes remuneratórios

1 - O produtor tem acesso a um dos seguintes regimes remuneratórios:

- a) O regime geral, aplicável a todos os que tenham acedido à atividade de microprodução e não se enquadrem no regime bonificado, nos termos do presente decreto-lei;
- b) O regime bonificado.

2 - O regime previsto na alínea b) do número anterior é aplicável a produtores que preencham cumulativamente os seguintes requisitos:

a) A potência de ligação da respetiva unidade de microprodução não seja superior a 3,68 kW, ou no caso dos condomínios, a 11,04 kW;

b) A unidade de microprodução utilize uma das fontes de energia previstas no n.º 6 do artigo 11.º;

c) O local de consumo associado à microprodução disponha de coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m² de área útil de coletor ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente.

3 - O regime bonificado é ainda aplicável:

a) Aos produtores que preencham os requisitos previstos nas alíneas a) e b) do número anterior e cuja unidade de microprodução seja uma cogeração e esteja a integrada no aquecimento do edifício;

b) Aos condomínios, mediante uma auditoria energética e desde que a implementação de medidas de eficiência energética identificadas na auditoria preveja um retorno até dois anos.

4 - O acesso a um dos regimes remuneratórios previstos no n.º 1 é solicitado pelo promotor aquando do registo e está sujeito à verificação do cumprimento do disposto nos números anteriores.

5 - No âmbito do presente decreto-lei apenas é remunerada a energia ativa entregue à RESP.

Artigo 10.º

Regime geral

1 - Todos os produtores que não obtenham acesso ao regime bonificado são considerados no regime geral.

2 - Até à entrada em vigor do diploma que procederá à revisão do regime jurídico da microprodução e da mini-produção, e sem prejuízo do disposto no n.º 4, o comercializador de último recurso compra a eletricidade produzida em unidades de microprodução no âmbito do regime geral, remunerando-a de acordo com a seguinte fórmula:

$$Rem_m = W_m \times P_{ref} \times \frac{IPC_{n-1}}{IPC_{ref}}$$

3 - Para efeitos da fórmula prevista no número anterior:

a) «*Rem_m*» é a remuneração do mês *m*, em [€];

b) «*W_m*» é a energia produzida no mês *m*, em [kWh];

c) «*P_{ref}*» é o valor da parcela de energia da tarifa simples entre 2,30 e 20,7 kVA aplicada no ano de 2012 pelo comercializador de último recurso ao fornecimento da instalação de consumo;

d) «*IPC_{ref}*» é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro de 2011, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I.P.;

e) «*IPC_{n-1}*» é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro do ano *n-1*, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I.P.

4 - Os produtores enquadrados no regime geral podem optar por vender a eletricidade produzida na unidade de microprodução diretamente em mercados organizados ou

mediante a celebração de contratos bilaterais, incluindo com a entidade que exercer a atividade de facilitador de mercado.

5 - A opção referida no número anterior deve ser comunicada ao comercializador de último recurso e ao SRM no prazo estabelecido no n.º 1 do artigo 19.º ou, caso seja tomada já no decurso da exploração da unidade de microprodução, com a antecedência de 60 dias relativamente ao início dos respetivos efeitos.

6 - Exercida a opção referida no n.º 4, o comercializador de último recurso fica desobrigado de adquirir a energia produzida pelo produtor.

7 - O SRM deve dar conhecimento da comunicação referida no n.º 5 ao operador da rede de distribuição.

8 - O exercício da opção referida no n.º 4 é definitivo, não podendo os produtores voltar a solicitar a aplicação do regime remuneratório previsto no n.º 2.

Artigo 11.º

Regime bonificado

1 - No regime bonificado, o produtor é remunerado com base na tarifa de referência que vigorar à data da emissão do certificado de exploração.

2 - A tarifa é devida desde o início do fornecimento à rede.

3 - A tarifa é aplicável durante um total de 15 anos contados desde o 1.º dia do mês seguinte ao do início do fornecimento, subdivididos em dois períodos, o primeiro com a duração de 8 anos e o segundo com a duração dos subsequentes 7 anos.

4 - A aplicação do regime remuneratório bonificado caduca quando o produtor comunique ao SRM a renúncia à sua aplicação, ou no final do período de 15 anos referido no número anterior, ingressando o produtor no regime remuneratório geral.

5 - A tarifa de referência é fixada em € 400/MWh para o primeiro período e em € 240/MWh para o segundo período, nos termos do n.º 3, sendo o valor de ambas as tarifas sucessivamente reduzido anualmente em € 20/MWh.

6 - A tarifa a aplicar varia consoante o tipo de energia primária utilizada, sendo determinada mediante a aplicação das seguintes percentagens:

a) Solar — 100 %;

b) Eólica — 80 %;

c) Hídrica — 40 %;

d) Cogeração a biomassa — 70 %;

e) Pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável — percentagem prevista nas alíneas anteriores aplicável ao tipo de energia renovável utilizado para a produção do hidrogénio;

f) Cogeração não renovável — 40 %.

7 - A eletricidade vendida nos termos dos números anteriores é limitada a 2,4 MWh/ano, no caso das alíneas a) e b) do número anterior, e a 4 MWh/ano, no caso das restantes alíneas deste mesmo número, por cada quilowatt instalado.

8 - A potência de ligação que, em cada ano civil, pode ser objeto de registo para microprodução, no âmbito do regime bonificado, não pode ser superior à quota anual de 25 MW.

9 - O SRM encerra automaticamente o procedimento de registo, no âmbito do regime bonificado, logo que a soma das potências resultantes das inscrições realizadas num

dado ano atinja o valor correspondente ao somatório da quota anual que estiver estabelecida nos termos do número anterior para esse ano, acrescida de metade da quota anual prevista para o ano seguinte.

10 - Mediante despacho a publicar no SRM até 31 de dezembro de cada ano, o diretor-geral da Energia e Geologia divulga o valor da tarifa aplicável no ano seguinte e a quota de potência de ligação a alocar nesse ano, tendo em conta o disposto nos n.ºs 5 e 8 do presente artigo e o n.º 1 do artigo 11.º-A, e eventuais saldos de potência resultantes de anos anteriores, estabelecendo ainda a programação temporal da referida alocação de potência para a totalidade do ano a que respeita, através do sistema de registos.

Artigo 11.º-A

Registos de interesse público

1 - O membro do Governo responsável pela área da energia, mediante despacho a publicar no SRM, pode reservar uma percentagem de até 5 % da quota de potência que vigorar nos termos do artigo anterior, a qual integra uma bolsa de registos de interesse público a atribuir a entidades que prestem serviços de carácter social, nomeadamente estabelecimentos na área da saúde, educação, solidariedade e proteção social, bem como na área da defesa e segurança e outros serviços do Estado ou das autarquias locais.

2 - O membro do Governo responsável pela área da energia, ouvidas as entidades do setor, atualiza, mediante portaria, o valor da tarifa de referência, podendo, ainda, proceder a ajustamentos às percentagens definidas no n.º 6 do artigo 11.º ou às quotas estabelecidas no n.º 8 do artigo 11.º e no número anterior, tendo em vista assegurar a sua adequação aos objetivos da política energética, à sua relação com outras políticas setoriais, e à evolução dos mercados ou ao equilíbrio regional.

Artigo 12.º

Faturação, contabilidade e relacionamento comercial

1 - O comercializador de último recurso deve celebrar o contrato de compra e venda da eletricidade resultante da microprodução e assegurar o seu pagamento, nos termos do presente decreto-lei, exceto nos casos em que o produtor exerça a opção prevista no n.º 4 do artigo 10.º

2 - O pagamento referido no número anterior é feito diretamente ao produtor, mediante transferência bancária, com periodicidade mensal ou outra superior, desde que estipulada no contrato de compra e venda da eletricidade, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

3 - Nos casos em que o produtor celebre contrato de financiamento para a aquisição da instalação de microprodução e desde que obtenha o acordo do banco ou entidade de crédito contratante, o mesmo pode optar pela amortização do financiamento diretamente pelo comercializador de último recurso, por conta da receita de venda da eletricidade produzida e até ao máximo de 85 % do valor desta, nos termos e com a duração previstos no contrato de financiamento.

4 - A faturação relativa à eletricidade resultante da microprodução é processada pelo comercializador nos termos do n.º 11 do artigo 35.º do Código do IVA, sem necessidade de acordo escrito do produtor.

5 - No caso de produtores que não se encontrem enquadrados, para efeitos de IVA, no regime normal de tributação e relativamente às transmissões de bens que venham a derivar

exclusivamente da microprodução de energia elétrica, é aplicável, com as necessárias adaptações, o regime especial de entrega de imposto previsto no artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 122/88, de 20 de abril, devendo os comercializadores, em sua substituição, dar cumprimento às obrigações de liquidação e entrega do imposto.

6 - O rendimento de montante inferior a € 5 000, resultante da atividade de microprodução prevista neste decreto-lei, fica excluído da tributação em IRS.

7 - O disposto nos n.ºs 1 a 5 é aplicável à produção de eletricidade, incluindo a produção em cogeração, com potência de ligação até 5 kW, realizada ao abrigo de outros regimes jurídicos de acesso à produção de eletricidade desde que esta não seja remunerada através de tarifas de mercado.

8 - Para efeitos do disposto nos n.ºs 4 e 5, considera-se comercializador o comercializador de último recurso que se encontra obrigado a comprar a eletricidade produzida em unidades de microprodução.

CAPÍTULO III

Registo e ligação à rede

Artigo 12.º-A

SRM

1 - O SRM assegura, nomeadamente, as seguintes funções:

a) A autenticação dos utilizadores através de códigos que permitam o acesso à informação acessível no SRM;

b) A indicação dos dados de identificação dos promotores e produtores;

c) O preenchimento eletrónico dos elementos necessários ao registo da microprodução e à entrega dos elementos necessários à sua apreciação;

d) O pagamento da taxa devida pela apreciação do processo de registo e outras taxas previstas na portaria referida no n.º 3 do artigo 23.º, por via eletrónica;

e) O preenchimento eletrónico do pedido de inspeção ou reinspeção;

f) A recolha de informação que permita o contacto entre os serviços competentes e os promotores ou produtores e seus representantes constituídos;

g) A certificação da data e da hora em que os pedidos e outras declarações ou informações são apresentados, bem como as inscrições, os registos, as inspeções ou as reinspeções e os certificados de exploração e respetivos averbamentos foram atribuídos, através do SRM;

h) A não validação ou não receção dos pedidos que não preencham os requisitos de acesso ou de pagamento das taxas de que depende o seu seguimento;

i) A consulta do estado do pedido, a todo o momento, pelos requerentes inscritos ou registados;

j) A emissão de relação atualizada periodicamente das inscrições concluídas, registos e certificados de exploração atribuídos, tipo de tecnologia de microprodução, potência, concelho de localização, regime remuneratório aplicável, para conhecimento e divulgação pública.

2 - O operador da rede de distribuição e os comercializadores de eletricidade devem registar-se no SRM e aderir ao sistema de comunicações eletrónico.

3 - Os comercializadores de eletricidade, no prazo de 12 meses contados da data da entrada em vigor do presente

decreto-lei, deverão assegurar a intercomunicabilidade, na parte relevante, das respetivas bases de dados de clientes com o SRM com vista a assegurar o pré-preenchimento automático dos campos de preenchimento obrigatório que lhes dizem respeito, logo que o inscrito insira o respetivo número de contribuinte.

Artigo 13.º

Procedimento de registo no SRM

1 - O registo é efetuado e processado eletronicamente no SRM.

2 - O procedimento de registo inicia-se com a inscrição do promotor, seguindo-se a fase de aceitação desta e termina com a atribuição de potência de ligação de acordo com a programação estabelecida nos termos do n.º 10 do artigo 11.º

3 - O registo tem-se por concluído com a atribuição de potência de ligação nos termos previstos no número anterior.

4 - O registo torna-se definitivo com a emissão do respetivo certificado de exploração, a disponibilizar também no SRM, após a instalação da unidade de microprodução pelo produtor.

5 - A inspeção da microprodução é solicitada, através do SRM, no prazo de quatro meses contados da data do registo, sob pena de caducidade deste.

6 - Quando o produtor registado estiver ao regime jurídico da contratação pública, no âmbito da implementação da microprodução, o prazo de caducidade do registo é de oito meses.

7 - No caso de o produtor pretender efetuar alguma alteração substancial na sua instalação de microprodução, deve proceder a novo registo aplicável à totalidade da instalação, caducando o registo anterior com a entrada em exploração da nova instalação.

8 - Considera-se substancial a alteração da unidade de microprodução que não se enquadre no disposto no artigo 20.º

9 - O membro do Governo responsável pela área da energia define, mediante despacho a publicar no SRM, os elementos instrutórios do pedido de registo, a marcha do respetivo procedimento e os termos da recusa de registo e demais instruções destinadas a assegurar o disposto no presente artigo e no artigo 12.º-A, sem prejuízo do previsto no n.º 4 do artigo 4.º e no n.º 7 do artigo 19.º

Artigo 13.º-A

Condomínios

1 - O registo para instalação por condómino promotor de uma unidade de microprodução em parte comum de edifício organizado em propriedade horizontal ou a utilização de parte comum para passagem de cablagem ou outros componentes da microprodução, é precedida de autorização da respetiva assembleia de condóminos.

2 - A autorização é solicitada à respetiva assembleia de condóminos pelo condómino promotor da microprodução, com pelo menos 70 dias de antecedência relativamente à data prevista para a inscrição para registo, devendo o pedido ser acompanhado de descrição da instalação, local de implantação prevista na parte comum e todos os detalhes da utilização pretendida das partes comuns.

3 - Após a solicitação, a assembleia de condóminos delibera até ao limite do prazo referido no número anterior,

por maioria representativa dos votos correspondentes a dois terços do valor total do prédio.

4 - A assembleia de condóminos só pode opor-se à instalação da microprodução ou seus componentes previstos no n.º 1, quando:

a) Tratando-se de instalação de unidade de microprodução, a assembleia de condóminos tenha já deliberado ou, na sequência da solicitação do condómino promotor, delibere promover a instalação de uma unidade de microprodução em nome do condomínio e as duas unidades de microprodução não possam coexistir;

b) Tratando-se de cablagens ou outros componentes, a sua instalação coloque em risco efetivo a segurança de pessoas ou bens ou prejudique a linha arquitectónica do edifício;

c) O condómino promotor não garanta o pagamento dos encargos de instalação e manutenção da microprodução ou seus componentes nas partes comuns.

5 - O registo para instalação de unidade de microprodução, em nome do condomínio, o eventual recurso a financiamento e as condições deste são deliberadas por maioria dos votos correspondentes a mais de metade do valor do prédio.

Artigo 14.º

Inspeção

1 - O certificado de exploração é emitido na sequência de inspeção.

2 - A inspeção é efetuada nos 10 dias subsequentes ao pedido de inspeção, devendo o dia e hora da sua realização ser comunicados ao produtor e técnico responsável através do SRM.

3 - Na inspeção é verificado se a unidade de microprodução está executada de acordo com o disposto no presente decreto-lei e regulamentação em vigor, se a instalação de utilização cumpre os requisitos previstos nos artigos 9.º e 11.º para acesso ao regime bonificado, se o respetivo contador cumpre as especificações e está corretamente instalado e devidamente selado de origem, e são efetuados os ensaios necessários para verificar o adequado funcionamento dos equipamentos.

4 - Na inspeção deve estar sempre presente o técnico responsável por instalações eléctricas de serviço particular ou seu substituto credenciado, ao serviço da entidade instaladora, ao qual compete esclarecer todas as dúvidas que possam ser suscitadas no ato da inspeção.

5 - Concluída a inspeção, o inspetor entrega ao técnico responsável cópia do relatório da inspeção e suas conclusões, registando-os no SRM.

6 - Se o relatório da inspeção concluir pela existência de não conformidades, o produtor deve proceder no sentido de colmatar as deficiências indicadas.

Artigo 15.º

Reinspeção

1 - Sempre que na inspeção prevista no artigo anterior sejam detectadas deficiências que não permitam a emissão de certificado de exploração, o produtor deve solicitar reinspeção no SRM, até ao máximo de três, observando-se com as necessárias adaptações o disposto no n.º 2 do artigo anterior.

2 - O produtor dispõe do prazo de 30 dias contados da inspeção ou da última reinspeção para proceder às corre-

ções necessárias e solicitar nova reinspeção, até ao limite máximo de reinspeções admitidas nos termos do número anterior.

3 - A ligação à RESP da unidade de microprodução não é autorizada enquanto se mantiverem deficiências que não permitam a emissão de certificado de exploração, procedendo-se, após a terceira reinspeção sem concluir pela emissão de parecer favorável para início da exploração, ao cancelamento do registo da unidade de microprodução.

4 - A não realização de reinspeção por motivo imputável ao produtor implica o cancelamento do registo.

Artigo 16.º

[Revogado]

Artigo 17.º

Contagem e disponibilização de dados

1 - O sistema de contagem de eletricidade e os equipamentos que asseguram a proteção da interligação devem ser colocados em local de livre acesso ao comercializador de último recurso e ao operador da rede de distribuição, bem como às entidades competentes para efeitos do presente decreto-lei, salvo situações especiais autorizadas pela DGEG.

2 - A contagem da eletricidade produzida é feita por telecontagem mediante contador bidirecional, ou contador que assegure a contagem líquida dos dois sentidos, autónomo do contador da instalação de consumo.

3 - Não é aplicável aos produtores de unidades de microprodução a obrigação de fornecimento de energia reativa.

4 - O comercializador de último recurso e os operadores de redes de distribuição devem disponibilizar à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos as informações necessárias à correta faturação dos diferentes intervenientes, nos termos do Regulamento das Relações Comerciais.

5 - As matérias da medição, leitura e disponibilização de dados, nomeadamente nos casos de exercício da opção prevista no n.º 4 do artigo 10.º assim como as demais matérias reguladas no presente artigo, podem ser objeto de regulamentação por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, na medida em que tal seja necessário à correta aplicação do presente decreto-lei.

Artigo 18.º

Controlo de certificação de equipamentos

1 - Os fabricantes, importadores, seus representantes e entidades instaladoras devem comprovar junto da entidade responsável pelo SRM que os seus equipamentos estão certificados e qual a natureza da certificação, devendo aquela entidade proceder à respetiva disponibilização no SRM.

2 - Estes equipamentos devem estar certificados por um organismo de certificação, de acordo com o sistema n.º 5 da ISO/IEC.

3 - Os equipamentos certificados nos termos do número anterior devem satisfazer os requisitos definidos nas normas europeias aplicáveis a cada tipo de equipamento e que tenham sido publicadas pelo CEN/CENELEC.

4 - Caso não tenham sido estabelecidas e publicadas normas europeias, cada tipo de equipamento deve satisfazer os requisitos das normas internacionais publicadas pela ISO/IEC.

5 - Quando não existam as normas referidas nos n.ºs 3 e 4 os equipamentos devem estar de acordo com:

a) As normas ou especificações portuguesas relativas ao equipamento em causa e que sejam indicadas pelo Instituto Português da Qualidade, I.P. (IPQ, I.P.);

b) As normas ou especificações nacionais em vigor no Estado membro em que o equipamento foi produzido, desde que o IPQ, I. P., reconheça que garantem as condições equivalentes às estabelecidas nos n.ºs 3 e 4.

Artigo 19.º

Contrato de compra e venda de eletricidade e ligação à rede

1 - No prazo de 10 dias após a emissão do certificado de exploração, ainda que provisório nos termos do n.º 7, o produtor adere ao contrato de comercialização cuja minuta deve estar disponibilizada no sítio da Internet do comercializador de último recurso, ou, estando enquadrado no regime geral, declara exercer a opção prevista no n.º 4 do artigo 10.º, se assim o entender.

2 - No prazo previsto no número anterior, o comercializador de último recurso é avisado, através do SRM, da emissão do certificado de exploração, com vista à celebração do contrato de compra e venda de eletricidade oriunda da microprodução com o respetivo produtor, dando-se conhecimento do mesmo facto, igualmente através do SRM, ao operador da rede de distribuição.

3 - No prazo de 10 dias após a adesão do produtor ao contrato de compra e venda de eletricidade, o comercializador de último recurso avisa o operador da rede de distribuição para proceder à ligação da unidade de microprodução à RESP, dando conhecimento ao SRM.

4 - No prazo de 10 dias após o exercício pelo produtor da opção prevista no n.º 4 do artigo 10.º, o SRM avisa o operador da rede de distribuição para proceder à ligação da unidade de microprodução à RESP.

5 - O operador da rede de distribuição deve proceder à ligação da unidade de microprodução no prazo de 10 dias após a receção dos avisos do comercializador de último recurso ou do SRM mencionados nos n.ºs 3 e 4, respetivamente.

6 - A data de ligação à rede pública deve ser atualizada no SRM pelo operador da rede de distribuição.

7 - Nos casos em que a inspeção ou reinspeção, por motivos não imputáveis ao produtor registado, não tenha ocorrido no prazo legalmente estabelecido para a sua realização, acrescido de uma dilação de três dias, a entidade responsável pelo SRM emite certificado de exploração com carácter provisório.

8 - O contrato de compra e venda de eletricidade previsto no n.º 1 deve seguir o modelo de contrato aprovado pela Direção-Geral de Energia e Geologia.

Artigo 20.º

Averbamento de alterações ao registo

1 - Em caso de alteração da titularidade do contrato de compra de eletricidade para a instalação de utilização no local de consumo onde está instalada a unidade de microprodução, o novo titular deve solicitar o averbamento dessa alteração ao registo no SRM, mantendo-se inalteradas as demais condições constantes do registo.

2 - Estão também sujeitas a averbamento no SRM a mudança de local da instalação e a mudança de tecnologia de produção, desde que se mantenham o mesmo produtor e

as demais condições do registo, mas o averbamento destas alterações dependem de nova inspeção.

3 - Nos casos previstos nos números anteriores, o regime remuneratório bonificado, quando seja o aplicado à microprodução, mantém-se pelo prazo remanescente, sem prejuízo da alteração ou celebração, nos casos previstos no n.º 1, de novo contrato de compra e venda da eletricidade com o comercializador de último recurso.

4 - O averbamento da alteração prevista no n.º 2 pode ser recusado por razões de ordem técnica, nomeadamente as previstas no n.º 6 do artigo 4.º

Artigo 21.º

Reconhecimento de investimentos e custos

1 - [Revogado].

2 - O reconhecimento dos custos de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso referido no n.º 1 do artigo 73.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, no âmbito dos regimes remuneratórios previstos no artigo 9.º, é realizado de acordo com o estabelecido no artigo 55.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

3 - O reconhecimento para efeitos tarifários dos investimentos e custos incorridos pelo comercializador de último recurso referido no número anterior com a implementação ou alteração dos sistemas informáticos de faturação e outros, necessários para a execução do presente decreto-lei, é realizado nos termos previstos no artigo 62.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.

4 - O relacionamento comercial entre os comercializadores de último recurso referidos na alínea b) do artigo 2.º, no âmbito da aplicação do presente decreto-lei, deve observar o disposto no Regulamento de Relações Comerciais.

CAPÍTULO IV

Disposições finais

Artigo 22.º

Monitorização e controlo

1 - As unidades de microprodução ficam sujeitas à monitorização e controlo pela entidade responsável pelo SRM, para verificar as condições de proteção da interligação com a RESP e as características da instalação previstas no registo.

2 - A monitorização prevista no número anterior abrange anualmente pelo menos 1 % das instalações registadas, podendo as instalações ser selecionadas por amostragem e sorteio.

3 - Para efeitos do número anterior, os produtores devem facilitar o acesso às respetivas instalações de produção à entidade responsável pelo SRM.

Artigo 23.º

Taxas

1 - Estão sujeitos a pagamento de taxa os seguintes atos:

a) Registo da instalação de microprodução;

b) [Revogada];

c) Averbamento de alterações ao registo, previstas no artigo 20.º

2 - As taxas previstas no número anterior são liquidadas à entidade responsável pelo SRM, constituindo receita desta.

3 - Os montantes das taxas são definidos por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

Artigo 24.º

Contraordenações e sanções acessórias

1 - Constitui contraordenação punível com coima de € 500 a € 2 500, no caso de pessoas singulares, e de € 1000 a € 40 000, no caso de pessoas coletivas:

a) A violação do disposto na alínea c) do n.º 1 do artigo 4.º;

b) A violação do disposto nas alíneas a) a d) do artigo 6.º;

c) A violação do disposto nos n.ºs 1, 2 e 3 do artigo 8.º;

d) Vender eletricidade através do regime bonificado sem cumprir as condições estabelecidas na alínea b) do n.º 1 do artigo 9.º;

e) A violação do disposto nos n.ºs 1 e 4 do artigo 12.º;

f) A violação do disposto no n.º 7 do artigo 13.º;

g) A ligação ou alteração da unidade de microprodução à rede de distribuição pública em inobservância ao disposto nos artigos 13.º, 14.º e 15.º;

h) A violação do disposto nos n.ºs 1 e 2 do artigo 19.º

2 - Constitui contraordenação punível com coima de € 250 a € 1750, no caso de pessoas singulares, e de € 500 a € 20 000, no caso de pessoas coletivas:

a) A violação do disposto nas alíneas e) e f) do artigo 6.º;

b) A violação do disposto no n.º 3 do artigo 22.º;

c) Solicitar a inspeção sem que a instalação esteja concluída.

3 - A negligência é punível, sendo os limites mínimos e máximos das coimas aplicáveis reduzidas a metade.

4 - Conjuntamente com as coimas previstas no presente artigo pode ser aplicada, em função da gravidade da infração e da culpa do agente, a sanção acessória de perda do direito ao regime bonificado e aplicação do regime geral nos casos previstos nas alíneas a), b), d) e f) do n.º 1.

5 - A DGEG procede à instrução dos processos de contraordenação e sanção acessória, sendo o seu diretor-geral competente para a aplicação das coimas.

6 - O produto resultante da aplicação das coimas reverte em 60 % para o Estado e em 40 % para a DGEG.

Artigo 25.º

Regiões Autónomas

1 - O presente decreto-lei aplica-se às Regiões Autónomas, sem prejuízo das adaptações decorrentes da aplicação do disposto no número seguinte, bem como das especificidades do exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade nas Regiões Autónomas.

2 - As competências cometidas pelo presente decreto-lei à DGEG, ou a entidade com competências delegadas por esta, e a serviços ou outros organismos da administração central são exercidas pelos correspondentes serviços e organismos das administrações regionais com idênticas atribuições e competências, ou pelas entidades com compe-

tências delegadas por estes, sem prejuízo das competências de outras entidades de atuação com âmbito nacional.

Artigo 26.º

Legislação aplicável

Sem prejuízo do disposto no artigo 21.º, não se aplicam os regimes constantes dos Decretos-Leis n.ºs 68/2002, de 25 de março, e 312/2001, de 10 de dezembro.

Artigo 27.º

[Revogado]

Anexo II

(a que se refere o artigo 8.º)

Republicação do Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março

CAPÍTULO I

Disposições gerais

Artigo 1.º

Objeto

1 - O presente decreto-lei estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, a partir de recursos renováveis, por intermédio de unidades de miniprodução.

2 - Entende-se por «unidade de miniprodução» a instalação de produção de eletricidade, a partir de energias renováveis, baseada em uma só tecnologia de produção cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW.

3 - Não se incluem no objeto do presente decreto-lei:

a) A produção de eletricidade através de unidades de microprodução;

b) A produção em cogeração;

c) A produção de eletricidade no âmbito da realização de projetos de inovação e demonstração de conceito.

Artigo 2.º

Definições

Para efeitos do presente decreto-lei, são adotadas as seguintes definições:

a) Comercializador de último recurso» o comercializador de último recurso referido no n.º 1 do artigo 73.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, ou, na área das concessões de distribuição de eletricidade em Baixa Tensão, o comercializador de último recurso exclusivamente em Baixa Tensão referido no n.º 4 do artigo 73.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, salvo menção específica em contrário;

b) «Escalação I, II e III» — o escalação de potência de ligação à rede em que se insere uma dada unidade miniprodução, considerando-se que integram o escalação I as unidades cuja potência não seja superior a 20 kW, o escalação II aquelas cuja potência de ligação seja superior a 20 kW ou igual ou inferior a 100 kW, e o escalação III as unidades de miniprodução cuja potência de ligação seja superior a 100 kW ou igual ou inferior a 250 kW;

c) «Potência contratada» — o limite da potência estabelecida no dispositivo controlador da potência de consumo de eletricidade contratada com um comercializador, quando se trate de instalações ligadas em baixa tensão normal, ou

a potência que o operador da rede de distribuição coloca à disposição no ponto de entrega, quando se trate de instalações ligadas em baixa tensão especial e em média tensão;

d) «Potência instalada» — a potência, em quilowatt, dos equipamentos de produção de eletricidade;

e) «Potência de ligação» — a potência máxima, ou, no caso de instalações com inversor, a potência nominal de saída deste equipamento, em quilowatt, que o produtor pode injetar na rede eléctrica de serviço público.

Artigo 3.º

Acesso à atividade de miniprodução

1 - Pode exercer a atividade de produção de eletricidade por intermédio de unidade de miniprodução a entidade que, à data do pedido de registo, preencha os seguintes requisitos cumulativos:

a) Disponha de uma instalação de utilização de energia eléctrica e seja titular de contrato de compra e venda de eletricidade, em execução, celebrado com um comercializador, sem prejuízo do disposto no n.º 3;

b) A unidade de miniprodução seja instalada no local servido pela instalação eléctrica de utilização;

c) A potência de ligação da unidade de miniprodução não seja superior a 50 % da potência contratada no contrato referido na alínea a);

d) A energia consumida na instalação de utilização seja igual ou superior a 50 % da energia produzida pela unidade de miniprodução, sendo tomada por referência a relação entre a energia produzida e consumida no ano anterior, no caso de instalações em funcionamento há mais de um ano, e a relação entre a previsão anual de produção e de consumo de energia, para as instalações que tenham entrado em funcionamento há menos de um ano.

2 - Entende-se por «produtor» a entidade titular de um registo para a produção de eletricidade por intermédio de uma unidade de miniprodução, nos termos do presente decreto-lei.

3 - Pode ainda ser produtor de eletricidade por intermédio de uma unidade de miniprodução, nas condições previstas nas alíneas b) e c) do n.º 1, entidade terceira que, ao abrigo de contrato escrito, esteja autorizada pelo titular do contrato referido na alínea a) do n.º 1.

4 - O acesso à atividade de miniprodução de eletricidade está sujeito a registo e subsequente obtenção de certificado de exploração da instalação, nos termos do presente decreto-lei, sem prejuízo do disposto no n.º 6 do artigo 18.º

5 - A cada unidade de miniprodução corresponde um registo.

6 - Não são cumuláveis registos relativos a unidades de microprodução e de miniprodução associados a uma mesma instalação de utilização de energia eléctrica.

7 - O promotor deve proceder a uma averiguação das condições técnicas de ligação no local onde pretende instalar a miniprodução com vista a verificar a existência de condições na rede eléctrica de serviço público (RESP) adequadas à receção da eletricidade a injetar no local pretendido, procedendo, nomeadamente, a medições de tensão nesse local, salvaguardando os limites estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

8 - Entende-se por «promotor», para efeitos de aplicação do presente decreto-lei, a entidade interessada em obter um registo para a produção de eletricidade por intermédio de uma unidade de miniprodução.

Artigo 4.º**Suspensão ou restrições ao registo**

1 - O membro do Governo responsável pela área da energia pode determinar, mediante despacho a publicar no SRMini:

a) Os termos da suspensão do registo ou a sujeição deste a limitações, com vista a propiciar o cumprimento de prioridades da política energética ou a sua adequada relação com outras políticas setoriais, nomeadamente as destinadas ao equilíbrio regional, ou a assegurar a boa gestão do acesso à atividade de miniprodução e a optimização da gestão das capacidades de injeção e receção de electricidade na RESP;

b) A utilização de procedimentos especiais para acesso ao registo e ao regime bonificado, quando tal se justifique relativamente a registos no âmbito da tarifa bonificada.

2 - Quando o somatório das potências de injeção ligadas a um posto de transformação ou subestação ultrapasse o limite de 20 % da potência do respetivo posto de transformação ou subestação, o operador da rede de distribuição pode restringir o acesso a novos registos, mediante pré-aviso de cinco dias a divulgar no SRMini.

Artigo 5.º**Direitos do produtor**

No âmbito do exercício da atividade de miniprodução de electricidade, o produtor tem os seguintes direitos:

a) Estabelecer uma unidade de miniprodução por cada instalação eléctrica de utilização;

b) Ligar a unidade de miniprodução à RESP, após a emissão do certificado de exploração e a celebração do respetivo contrato de compra e venda de electricidade, nos termos previstos no presente decreto-lei;

c) Vender a totalidade da energia ativa produzida, líquida do consumo dos serviços auxiliares, nos termos e com os limites estabelecidos no presente decreto-lei.

Artigo 6.º**Deveres do produtor**

1 - Sem prejuízo do cumprimento da legislação e regulamentação aplicáveis, o produtor de electricidade a partir de uma unidade de miniprodução está sujeito ao cumprimento das seguintes obrigações:

a) Entregar à RESP, nos termos do disposto no n.º 2, a totalidade da energia ativa produzida, líquida do consumo dos serviços auxiliares;

b) Produzir electricidade apenas a partir da fonte de energia registada nos termos do presente decreto-lei;

c) Celebrar um contrato de compra e venda de electricidade, nos termos do presente decreto-lei;

d) Prestar à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), ou a entidade designada por esta, à direção regional de economia territorialmente competente (DRE), ao comercializador de último recurso e ao operador da rede de distribuição todas as informações que lhe sejam solicitadas;

e) Permitir e facilitar o acesso do pessoal técnico das entidades referidas na alínea anterior para o exercício das respetivas atribuições e competências, nos termos do presente decreto-lei;

f) Suportar os custos da ligação à RESP, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, incluindo o respetivo contador de venda;

g) No caso de instalações que utilizem a energia eólica, ou que estejam localizadas em locais de livre acesso público, ou possam representar perigo para o público, possuir um seguro ou uma extensão de seguro de responsabilidade civil, nos termos a definir por portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da economia;

h) Assegurar que os equipamentos de miniprodução instalados se encontram certificados nos termos previstos no presente decreto-lei.

2 - A entrega da electricidade produzida à RESP efetua-se no nível de tensão constante do contrato de aquisição de electricidade para a instalação de utilização, exceto nos casos de aquisição de electricidade em média tensão com contagem em baixa tensão (BT), caso em que a contagem de electricidade pode ser efetuada neste nível de tensão, com desconto das perdas verificadas no transformador.

Artigo 7.º**Competências da DGEG**

1 - Compete à DGEG a coordenação do processo de gestão da miniprodução, nomeadamente:

a) Criar, manter e gerir o SRMini destinado ao registo das unidades de miniprodução;

b) Proceder ao registo da instalação de miniprodução e emitir o respetivo certificado de exploração, nos termos do presente decreto-lei;

c) Realizar as inspeções necessárias à emissão do certificado de exploração, diretamente ou através de entidades habilitadas pela DGEG para o efeito;

d) Criar e manter uma base de dados de elementos tipo que integrem os equipamentos para as diversas soluções de unidades de miniprodução;

e) Manter a lista das entidades instaladoras devidamente atualizada;

f) Constituir uma bolsa de equipamentos certificados, mantendo uma lista atualizada no SRMini;

g) Controlar a emissão dos certificados dos equipamentos fornecidos pelos fabricantes, importadores, fornecedores, seus representantes e entidades instaladoras, nos termos previstos no presente decreto-lei;

h) Aprovar os formulários e instruções necessários ao bom funcionamento do SRMini de acordo com as funções que lhe estão atribuídas pelo presente decreto-lei;

i) Fornecer aos interessados e divulgar no SRMini informação relativamente às diversas soluções de miniprodução de electricidade, designadamente as suas vantagens e inconvenientes.

2 - O diretor -geral da DGEG pode designar, pelo prazo de quatro anos renováveis e mediante celebração de protocolo homologado pelo membro do Governo responsável pela área da energia:

a) Uma entidade legalmente constituída e reconhecida para aprovar projetos e inspecionar instalações eléctricas para exercer as competências da DGEG previstas nas alíneas *a)* a *f)* do número anterior;

b) Um organismo de certificação acreditado no âmbito do Sistema Português de Qualidade para proceder à

certificação de equipamentos eléctricos de acordo com a Norma 45011, que exerce a competência prevista na alínea g) do número anterior.

3 - Quando estejam em causa competências das direcções regionais do ministério responsável pela área da energia (DRE), designadamente no caso de unidades de miniprodução associadas a instalações ligadas à RESP em média tensão e alta tensão, as competências previstas nos números anteriores são exercidas em conjunto com as referidas direcções regionais.

4 - O diretor-geral de Energia e Geologia aprova, mediante despacho publicado no SRMini, guias técnico e de qualidade para as instalações de miniprodução que se justifiquem para o adequado funcionamento do sistema.

Artigo 8.º

Entidades instaladoras da miniprodução

1 - Designa-se «entidade instaladora de unidades de miniprodução» a entidade titular de alvará emitido pelo Instituto da Construção e do Imobiliário, I.P. (InCI), para a execução de instalações de produção de eletricidade.

2 - A entidade instaladora de unidades de miniprodução deve dispor de um técnico responsável pela execução de instalações eléctricas de serviço particular.

3 - A entidade instaladora deve assegurar que os equipamentos de miniprodução a instalar estão certificados nos termos do presente decreto-lei.

4 - Todas as entidades instaladoras que pretendam exercer a atividade de instalação de unidades de miniprodução podem inscrever-se no SRMini para conhecimento e divulgação públicos.

CAPÍTULO II

Remuneração e faturação

Artigo 9.º

Regimes remuneratórios

1 - O produtor tem acesso a um dos seguintes regimes remuneratórios:

- O regime geral, aplicável a todos os que tenham acedido à atividade de miniprodução e não se enquadrem no regime bonificado, nos termos do presente decreto-lei;
- O regime bonificado.

2 - O regime previsto na alínea b) do número anterior é aplicável a produtores que, preenchendo os requisitos cumulativos a seguir indicados, solicitem o seu enquadramento no regime bonificado quando do pedido de registo:

a) A potência de ligação da respetiva unidade de miniprodução seja superior ao limite legalmente estabelecido para o acesso ao regime bonificado no âmbito do regime jurídico da atividade de microprodução;

b) A unidade de miniprodução utilize uma das fontes de energia renovável previstas no n.º 7 do artigo 11.º

3 - Exceto nos casos previstos no número seguinte, o acesso ao regime bonificado depende de prévia comprovação, à data do pedido de inspeção, da realização de auditoria energética que determine a implementação de

medidas de eficiência energética, com o seguinte período de retorno:

- Escalão I — dois anos;
- Escalão II — três anos;
- Escalão III — quatro anos.

4 - O cumprimento das medidas identificadas na auditoria a que se refere o número anterior é reportado anualmente à DGEG até à sua total implementação.

5 - No caso de existirem no local da unidade de miniprodução instalações consumidoras intensivas de energia sujeitas ao regime jurídico da gestão de consumos intensivos de energia ou ao regime jurídico de certificação energética de edifícios, o acesso ao regime bonificado depende da comprovação, à data do pedido de registo, do seguinte:

a) Acordo de racionalização do consumo de energia ou equivalente no setor dos transportes, que esteja a ser cumprido; ou

b) Certificado energético onde se demonstre que após a implementação das medidas de melhoria do desempenho energético, incluindo a unidade de miniprodução, o edifício alcança a classe B ou superior, para o caso de edifícios novos, ou classe C ou superior, no caso de edifícios existentes.

6 - O incumprimento do disposto nos números anteriores determina a aplicação transitória do regime geral até ao cumprimento das mesmas, sem prejuízo de outras sanções previstas na lei.

7 - No âmbito do presente decreto-lei apenas é remunerada a energia ativa entregue à RESP.

8 - O acesso ao regime bonificado por parte de entidade não titular do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação de utilização, a que se refere o n.º 3 do artigo 3.º, está sujeito ao cumprimento das medidas específicas visando a melhoria da eficiência energética da referida instalação previstas no presente artigo.

Artigo 10.º

Regime geral

1 - Até à entrada em vigor do diploma que procederá à revisão do regime jurídico da microprodução e da miniprodução, e sem prejuízo do disposto no n.º 5, a eletricidade produzida em unidades de miniprodução no âmbito do regime geral é vendida ao comercializador de último recurso e remunerada segundo a seguinte fórmula:

$$Rem_m = \sum_{i=1}^2 [W_i \times OMIE_m \times C_i \times f_p]$$

2 - Para efeitos da fórmula prevista no número anterior:

- «Rem_m» é a remuneração do mês m em [€];
- «i» é o período horário de entrega de energia elétrica (em vazio ou fora de vazio), de acordo com o ciclo (semanal ou diário) aplicado à instalação de consumo;
- «W_i» é a energia produzida no mês m no período i, em [kWh];
- «OMIE_m» é o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês anterior ao mês m, em [€/kWh];

e) «C_i» é o coeficiente de ponderação do período tarifário i;

f) «f_p» são os fatores de ajustamento para perdas do período tarifário i, desde o barramento de produção em muito alta tensão até ao nível de tensão de ligação da unidade de miniprodução.

3 - O coeficiente «C_i» referido na alínea e) do número anterior assume os seguintes valores:

- a) Período de horas de vazio: 0,86;
- b) Período de horas fora de vazio: 1,13.

4 - A determinação dos fatores referidos na alínea f) do n.º 2 deve considerar os valores publicados anualmente pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

5 - Os produtores enquadrados no regime geral podem optar por vender a eletricidade produzida na unidade de miniprodução diretamente em mercados organizados ou mediante a celebração de contratos bilaterais, incluindo com a entidade que exercer a atividade de facilitador de mercado.

6 - A opção referida no número anterior deve ser comunicada ao comercializador de último recurso e ao SRMini no prazo estabelecido no n.º 2 do artigo 21.º ou, caso seja tomada já no decurso da exploração da unidade de miniprodução, com a antecedência de 60 dias relativamente ao início dos respetivos efeitos.

7 - Exercida a opção referida no n.º 5, o comercializador de último recurso fica desobrigado de adquirir a energia produzida pelo produtor.

8 - O SRMini deve dar conhecimento da comunicação referida no n.º 6 ao operador da rede de distribuição.

9 - O exercício da opção referida no n.º 5 é definitivo, não podendo os produtores voltar a solicitar a aplicação do regime remuneratório previsto no n.º 1.

Artigo 11.º

Regime bonificado

1 - O produtor cuja unidade de miniprodução se insira no escalão I é remunerado com base na tarifa de referência que vigorar à data da emissão do certificado de exploração, nos termos do limite da quota de potência estabelecida na programação referida no n.º 2 do artigo 13.º

2 - O produtor cuja unidade de miniprodução se insira nos escalões II e III é remunerado com base na tarifa mais alta que resultar das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência apuradas nos respetivos escalões, nos termos do limite da quota de potência estabelecida na programação referida no n.º 2 do artigo 13.º

3 - A tarifa aplicável é devida desde o início do fornecimento à rede.

4 - A tarifa aplicável vigora durante um período de 15 anos contados desde o 1.º dia do mês seguinte ao do início do fornecimento.

5 - A aplicação do regime remuneratório bonificado caduca, ingressando o produtor no regime remuneratório geral, nos seguintes casos:

- a) Quando o produtor comunique ao SRMini a renúncia à sua aplicação;
- b) No final do período de 15 anos referido no número anterior;
- c) Quando, por facto superveniente, deixe de verificar-se algum dos requisitos do acesso ao regime bonificado ou

os previstos no n.º 1 do artigo 3.º para o acesso à atividade de miniprodução.

6 - A tarifa de referência é fixada em € 250/MWh, sendo o valor da tarifa sucessivamente reduzido anualmente em 7 %.

7 - A tarifa a aplicar varia consoante o tipo de energia primária utilizada, sendo determinada mediante a aplicação das seguintes percentagens à tarifa de referência:

- a) Solar — 100 %;
- b) Eólica — 80 %;
- c) Hídrica — 50 %;
- d) Biogás — 60 %;
- e) Biomassa — 60 %;

f) Pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de miniprodução renovável — percentagem prevista nas alíneas anteriores aplicável ao tipo de energia renovável utilizado para a produção do hidrogénio.

8 - A eletricidade vendida nos termos dos números anteriores é limitada a 2,6 MWh/ano, no caso das alíneas a) e b) do número anterior, e a 5 MWh/ano, no caso das restantes alíneas do número anterior, por cada quilowatt de potência de ligação.

9 - A potência de ligação que, em cada ano civil, pode ser objeto de atribuição para miniprodução, no âmbito do regime bonificado, não pode ser superior à quota anual de 50 MW, a alocar de acordo com a programação estabelecida nos termos do n.º 2 do artigo 13.º

10 - A quota de potência de ligação a alocar ao escalão I não pode ser superior a 25 % da quota anual referida no número anterior.

Artigo 12.º

Bolsa de registos de interesse público

O membro do Governo responsável pela área da energia, mediante despacho a publicar no SRMini, pode reservar uma percentagem de até 10 % da quota de potência anual, para atribuição nos termos do presente decreto-lei, a entidades que prestem serviços de carácter social, bem como na área da defesa, da segurança e ambiental e outros serviços do Estado ou das autarquias locais.

Artigo 13.º

Atualização da tarifa bonificada e quotas de potência

1 - O membro do Governo responsável pela área da energia, mediante portaria, pode proceder à atualização do valor da tarifa de referência ou da percentagem de regressão e a ajustamentos às percentagens, limites e quota definidos nos n.ºs 6, 7, 8 e 9 do artigo 11.º tendo em vista assegurar a boa adequação da atividade de miniprodução aos objetivos da política energética, de outras políticas setoriais, à evolução dos mercados ou ao equilíbrio regional.

2 - Mediante despacho publicado no SRMini, o diretor-geral da Energia e Geologia estabelece:

- a) A programação da alocação ao longo do ano da quota anual de potência;
- b) A sua distribuição pelos escalões previstos na alínea a) do artigo 2.º;
- c) Eventuais saldos de potências não atribuídas.

Artigo 14.º

Faturação, contabilidade e relacionamento comercial

1 - O comercializador de último recurso deve celebrar o contrato de compra e venda da eletricidade resultante da miniprodução e assegurar o seu pagamento, nos termos do presente decreto-lei, exceto nos casos em que o produtor exerça a opção prevista no n.º 5 do artigo 10.º

2 - O pagamento referido no número anterior é feito diretamente ao produtor, mediante transferência bancária, com periodicidade mensal ou outra superior, desde que estipulada no contrato de compra e venda da eletricidade, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

3 - A faturação relativa à eletricidade resultante da miniprodução é processada pelo comercializador nos termos do n.º 11 do artigo 36.º do Código do IVA, sem necessidade de acordo escrito do produtor.

4 - No caso de produtores que não se encontrem enquadrados, para efeitos do IVA, no regime normal de tributação e relativamente às transmissões de bens que venham a derivar exclusivamente da miniprodução de energia eléctrica, é aplicável, com as necessárias adaptações, o regime especial de entrega de imposto previsto no artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 122/88, de 20 de abril, devendo os comercializadores, em sua substituição, dar cumprimento às obrigações de liquidação e entrega do imposto.

5 - Para efeitos do disposto nos n.ºs 3 e 4, considera-se comercializador o comercializador de último recurso que se encontra obrigado a comprar a eletricidade produzida em unidades de miniprodução.

CAPÍTULO III

Registo e ligação à rede

Artigo 15.º

Sistema de Registo da Miniprodução

1 - O acesso plataforma SRMini faz-se através do sítio na Internet www.renovaveisnagora.pt, cujo endereço pode ser atualizado por portaria, e é acessível através do Portal do Cidadão e do Portal da Empresa.

2 - O SRMini assegura, nomeadamente, as seguintes funções:

a) A autenticação dos utilizadores através de códigos que permitam o acesso à informação acessível no SRMini;

b) A indicação dos dados de identificação dos promotores e produtores;

c) O preenchimento eletrónico dos elementos necessários ao registo da miniprodução e à entrega dos elementos necessários à sua apreciação;

d) O pagamento ou as instruções de pagamento das taxas previstas na portaria referida no n.º 3 do artigo 26.º;

e) O preenchimento eletrónico do pedido de inspeção ou reinspeção;

f) A recolha de informação que permita o contacto entre os serviços competentes e os promotores ou produtores e seus representantes constituídos;

g) A certificação da data e da hora em que os pedidos e outras declarações ou informações são apresentados, bem como as inscrições, registos, inspeções ou reinspeções e certificados de exploração e respetivos averbamentos foram atribuídos, através do SRMini;

h) A não validação ou não receção dos pedidos que não cumpram os requisitos de acesso ou o pagamento temporário das taxas de que depende o seu seguimento;

i) A consulta do estado do pedido, a todo o momento, pelos requerentes inscritos ou registados;

j) A emissão de informação atualizada periodicamente das inscrições concluídas, registos e certificados de exploração atribuídos, tipo de tecnologia de miniprodução, potência, conchelo de localização e regime remuneratório aplicável, para conhecimento e divulgação pública.

3 - As DRE, o operador da rede de distribuição e os comercializadores de eletricidade devem registar-se no SRMini e aderir ao sistema de comunicações eletrónico.

Artigo 16.º

Procedimento de registo e certificado de exploração

1 - O registo e a emissão do certificado de exploração da unidade de miniprodução são efetuados e processados no SRMini.

2 - O procedimento de registo inicia-se com a inscrição do promotor.

3 - O registo tem-se por concluído com a atribuição de potência de ligação aos registos aceites.

4 - O registo da unidade de miniprodução torna-se definitivo com a emissão do respetivo certificado de exploração.

5 - O certificado de exploração é emitido após instalada a unidade de miniprodução pelo produtor e realizada inspeção que ateste a sua conformidade, sem prejuízo do disposto no n.º 6 do artigo 18.º

6 - A realização da inspeção da miniprodução é solicitada, através do SRMini, no prazo máximo de:

a) Seis meses para instalações em BT, contados da data do registo, sob pena de caducidade deste;

b) Oito meses para as restantes instalações, contados da data do registo, sob pena de caducidade deste.

7 - Nos casos em que o produtor estiver sujeito ao regime jurídico da contratação pública, ou ao regime jurídico de avaliação de impactes ou incidências ambientais, ou quando se trate de mini-hídricas, o prazo de caducidade previsto no número anterior é de 16 meses, ou 24 meses, no caso de mini-hídricas.

8 - Os prazos previstos no número anterior, mediante pedido do produtor, podem ser prorrogados, por despacho do diretor-geral da DGEG, até ao máximo de 8 meses, ou 16 meses, quando se trate de mini-hídricas.

9 - Considera-se que o pedido de inspeção inclui, para todos os efeitos legais, o pedido de emissão de certificado de exploração.

10 - O membro do Governo responsável pela área de energia, mediante despacho a publicar no SRMini, define o procedimento de registo, incluindo os elementos instrutórios do pedido, a marcha do procedimento, os termos das ofertas de desconto, e a sua extinção.

Artigo 17.º

Inspeção

1 - A inspeção é efetuada nos 10 dias subsequentes ao pedido de inspeção, devendo o dia e a hora da sua realização ser comunicados ao produtor e técnico responsável através do SRMini.

2 - Na inspeção é verificada a conformidade da instalação quanto ao seguinte:

a) Se a unidade de miniprodução está executada de acordo com o disposto no presente decreto-lei e regulamentação em vigor, nomeadamente se estão preenchidos os requisitos previstos nos artigos 1.º e 3.º e nos n.ºs 2 a 6 do artigo 9.º;

b) Se o respetivo contador cumpre as especificações e está corretamente instalado e devidamente selado de origem;

c) Se estão realizados os ensaios necessários à verificação do adequado funcionamento dos equipamentos, bem como a sua certificação.

3 - Na inspeção deve estar sempre presente o técnico responsável por instalações eléctricas de serviço particular ou seu substituto credenciado, ao serviço da entidade instaladora, ao qual compete esclarecer todas as dúvidas que possam ser suscitadas no ato da inspeção.

4 - Concluída a inspeção, o inspetor entrega ao técnico responsável cópia do relatório da inspeção e suas conclusões, registando -os no SRMini.

5 - Se o relatório da inspeção concluir pela existência de não conformidades, o produtor deve sanar as deficiências indicadas, nos termos do artigo seguinte.

6 - Quando a inspeção não ocorra no prazo estabelecido no n.º 1 para a sua realização, o SRMini emite de forma automática o certificado de exploração provisório.

7 - No caso previsto no número anterior, o SRMini emite uma ordem diariamente de pagamento da quantia de € 50 a favor do requerente até que o certificado definitivo seja emitido ou que se realize a inspeção prevista no n.º 1.

8 - O certificado provisório é automaticamente convertido em definitivo se a inspeção não ocorrer nos 30 dias subsequentes ao termo do prazo previsto no n.º 1.

Artigo 18.º

Reinspeção

1 - Sempre que na inspeção prevista no artigo anterior sejam detectadas deficiências que não permitam a emissão de certificado de exploração, o produtor deve solicitar reinspeção, no SRMini, até ao máximo de duas.

2 - É aplicável à reinspeção, com as necessárias adaptações, o disposto no n.º 1 do artigo anterior.

3 - O produtor dispõe do prazo de 30 dias, no caso de uma instalação em BT, e de 60 dias nos restantes casos, contados da inspeção ou da última reinspeção para proceder às correções necessárias e solicitar nova reinspeção, até ao limite máximo de reinspeções admitidas nos termos do n.º 1.

4 - A ligação à RESP da unidade de miniprodução não é autorizada enquanto se mantiverem deficiências que não permitam a emissão de certificado de exploração, procedendo-se, após a 3.ª reinspeção de que não resulte a emissão de parecer favorável para início da exploração, ao cancelamento do registo da unidade de miniprodução.

5 - A não realização de reinspeção por motivo imputável ao produtor implica o cancelamento do registo.

6 - Quando a reinspeção não ocorra no prazo estabelecido para a sua realização, o SRMini emite de forma automática o certificado de exploração, com carácter provisório.

7 - O certificado provisório é automaticamente convertido em definitivo se a inspeção não ocorrer nos

30 dias subsequentes ao termo do prazo previsto no n.º 1 do artigo anterior.

Artigo 19.º

Contagem e disponibilização de dados

1 - O sistema de contagem de eletricidade e os equipamentos que asseguram a proteção da interligação devem ser colocados em local de acesso livre ao comercializador de último recurso e ao operador da rede de distribuição, bem como às entidades competentes para efeitos do presente decreto-lei, salvo situações especiais autorizadas pela DGEG.

2 - A contagem da eletricidade produzida é feita por telecontagem, mediante contador bidirecional, ou contador que assegure a contagem líquida dos dois sentidos, autónomo do contador da instalação de consumo.

3 - Para os consumidores de energia eléctrica alimentados em média tensão, com contagem de energia em baixa tensão, a ligação da miniprodução pode ser feita em baixa tensão, a montante do contador de consumo.

4 - Nas condições do número anterior deve ser construído um quadro de baixa tensão para ligação da miniprodução, que permita separar a instalação de produção da instalação de consumo.

5 - O contador de produção deve localizar-se junto ao contador de consumo.

6 - O fornecimento de energia reativa pelo produtor de eletricidade a partir de unidade de miniprodução obedece às regras previstas no Regulamento da Rede de Distribuição.

7 - O comercializador de último recurso e os operadores de rede de distribuição devem disponibilizar à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos as informações necessárias à correta faturação dos diferentes intervenientes, nos termos do Regulamento das Relações Comerciais.

8 - As matérias da medição, leitura e disponibilização de dados, nomeadamente nos casos de exercício da opção prevista no n.º 5 do artigo 10.º, assim como as demais matérias reguladas neste artigo, podem ser objeto de regulamentação por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, na medida em que tal seja necessário à correta aplicação do presente decreto-lei.

Artigo 20.º

Controlo de certificação de equipamentos

1 - Os fabricantes, importadores e fornecedores, seus representantes e entidades instaladoras devem comprovar junto do SRMini que os equipamentos para miniprodução transacionados estão certificados e a natureza da certificação, devendo esta informação ser a disponibilizada no SRMini para conhecimento público.

2 - A certificação dos equipamentos a que se refere o número anterior deve estar feita por um organismo de certificação, de acordo com o sistema n.º 5 da ISO/IEC.

3 - Os equipamentos certificados nos termos do número anterior devem satisfazer os requisitos definidos nas normas europeias aplicáveis a cada tipo de equipamento, publicadas pelo CEN/CENELEC.

4 - Caso não tenham sido estabelecidas e publicadas normas europeias, cada tipo de equipamento deve satisfazer os requisitos das normas internacionais publicadas pela ISO/IEC.

5 - Quando não existam as normas referidas nos n.ºs 3 e 4, os equipamentos devem conformar-se com as seguintes normas e especificações técnicas:

a) As normas ou especificações portuguesas relativas ao equipamento em causa, que estejam indicadas pelo Instituto Português da Qualidade, I.P. (IPQ, I.P.);

b) As normas ou especificações em vigor no Estado de origem, desde que o IPQ, I. P., reconheça que garantem condições equivalentes às estabelecidas nos n.ºs 3 e 4.

Artigo 21.º

Contrato de compra e venda de eletricidade e ligação à rede

1 - Emitido o certificado de exploração, ainda que provisório nos termos do n.º 6 do artigo 18.º, o produtor e o comercializador de último recurso são de imediato avisados, pelo SRMini, com vista à celebração do contrato de compra e venda da eletricidade oriunda da miniprodução, dando-se conhecimento desse facto, igualmente através do SRMini, ao operador da rede de distribuição.

2 - O produtor declara aderir ao contrato de compra e venda de eletricidade ou, estando enquadrado no âmbito do regime geral e sendo essa a sua intenção, comunica exercer a opção prevista no n.º 5 do artigo 10.º, no prazo máximo de cinco dias contados do aviso do SRMini.

3 - O comercializador de último recurso dá conhecimento ao SRMini da celebração do contrato de compra e venda de eletricidade com o produtor, no prazo de 10 dias após a adesão deste ao referido contrato.

4 - Após tomar conhecimento da celebração do contrato de compra e venda de eletricidade com o produtor ou do exercício da opção prevista no n.º 5 do artigo 10.º, o SRMini avisa o operador da rede de distribuição para proceder à ligação da unidade de miniprodução à RESP.

5 - O operador da RESP deve proceder à ligação da unidade de miniprodução no prazo máximo de 10 dias após o aviso do SRMini.

6 - A data de ligação à RESP é registada no SRMini pelo operador da rede de distribuição.

7 - Para efeitos do presente artigo, o comercializador de último recurso é obrigado a disponibilizar minuta de contrato de compra e venda de eletricidade oriunda da miniprodução, em permanência e no respetivo sítio da Internet.

8 - O contrato de compra e venda de eletricidade previsto no n.º 1 deve observar o modelo aprovado pela DGEG, mediante proposta do comercializador de último recurso.

9 - [Revogado].

Artigo 22.º

Alteração do registo da miniprodução

1 - A alteração do registo da instalação de miniprodução, quando substancial, carece de novo registo, aplicável à totalidade da instalação.

2 - Considera-se substancial a alteração do registo da unidade de miniprodução que não se enquadre no disposto no artigo seguinte.

3 - No caso previsto no n.º 1, o registo anterior caduca com a entrada em exploração da instalação de miniprodução sujeita a novo registo.

4 - A alteração não substancial do registo da instalação de miniprodução está sujeita a averbamento, nos termos do artigo seguinte.

5 - A alteração do registo da miniprodução nas situações previstas no n.º 3 do artigo 3.º é objeto da regulamentação nele prevista.

Artigo 23.º

Averbamento de alterações ao registo

1 - Estão sujeitas a averbamento as seguintes alterações do registo:

a) A alteração da titularidade do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação de consumo onde está instalada a unidade de miniprodução e do contrato de aquisição da eletricidade produzida na unidade de miniprodução;

b) [Revogada];

c) A mudança de local da unidade de miniprodução, desde que se mantenha o mesmo produtor e os demais elementos caracterizadores da unidade de miniprodução;

d) A mudança da tecnologia de produção utilizada na miniprodução, desde que se mantenha o mesmo produtor e demais elementos caracterizadores da unidade de miniprodução.

2 - Nos casos previstos na alínea a) do número anterior, o novo titular do contrato de fornecimento de eletricidade solicita o averbamento da alteração, juntando prova dos factos determinantes da alteração e demais elementos relevantes para o registo.

3 - [Revogado].

4 - Nos casos previstos na alínea c) do n.º 1, o produtor identifica o novo local da instalação de miniprodução e os elementos essenciais relativos à instalação de consumo e contrato de fornecimento alterados relevantes para o registo.

5 - Nos casos previstos na alínea d) do n.º 1, o produtor identifica a alteração de tecnologia verificada, desde que se mantenham os demais elementos caracterizadores da unidade de miniprodução e contrato de fornecimento da instalação de consumo.

6 - O averbamento das alterações previstas nos n.ºs 4 e 5 dependem de nova inspeção da unidade de miniprodução e consequente emissão de novo certificado de exploração.

7 - No caso previsto na alínea d) do n.º 1, a tarifa aplicada à miniprodução é alterada para a que lhe corresponda em decorrência da mudança de tecnologia de produção mas pelo prazo remanescente de benefício do regime bonificado.

8 - Em qualquer dos casos previstos no n.º 1, o contrato de venda da eletricidade produzida na miniprodução é alterado ou celebrado novo contrato com o comercializador de último recurso, mantendo-se o regime remuneratório bonificado, quando seja o aplicado à miniprodução, pelo prazo remanescente.

9 - O averbamento das alterações previstas na alínea c) do n.º 1 pode ser recusado por razões de ordem técnica, nomeadamente as previstas no n.º 2 do artigo 4.º

10 - [Revogado].

Artigo 24.º

Reconhecimento de investimentos e custos

1 - [Revogado].

2 - O reconhecimento dos custos de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso referido no

n.º 1 do artigo 73.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, de acordo com os regimes remuneratórios previstos no presente decreto-lei, é realizado de acordo com o estabelecido no artigo 55.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo 215-B/2012, de 8 de outubro.

3 - O reconhecimento para efeitos tarifários dos investimentos e custos incorridos pelo comercializador de último recurso referido no número anterior com a implementação ou alteração dos sistemas informáticos de faturação e outros, necessários para a execução do presente decreto-lei, é realizado nos termos previstos no artigo 62.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.

4 - O relacionamento comercial entre os comercializadores de último recurso referidos na alínea a) do artigo 2.º, no âmbito da aplicação do presente decreto-lei, deve observar o disposto no Regulamento de Relações Comerciais.

CAPÍTULO IV

Fiscalização e taxas

Artigo 25.º

Fiscalização

1 - As unidades de miniprodução são sujeitas a fiscalização para verificar a sua conformidade com o disposto no presente decreto-lei e demais regulamentação aplicável e, nomeadamente, para controlo das condições de proteção da interligação com a RESP e das características da instalação previstas no registo, sem prejuízo das competências do operador da rede de distribuição neste domínio.

2 - A competência para fiscalização da atividade de miniprodução cabe à DGEG e à DRE, de acordo com as respetivas competências, ou a entidade por estas designada, que podem solicitar o apoio de técnicos especializados sempre que o considerem necessário.

3 - É objeto de ações de fiscalização anual, pelo menos, 1 % do parque de instalações de miniprodução registadas.

4 - Para efeitos do número anterior, os produtores devem facilitar o acesso às respetivas instalações de produção às entidades referidas no n.º 2.

5 - A entidade fiscalizadora elabora e divulga no SRMini, bianualmente, o relatório das ações de fiscalização realizadas.

Artigo 26.º

Taxas

1 - Estão sujeitos ao pagamento de taxa:

- a) O pedido de registo da unidade de miniprodução;
- b) O pedido de reinspeção da unidade de miniprodução;
- c) O pedido de averbamento de alterações ao registo da miniprodução, com e sem emissão de novo certificado de exploração.

2 - As taxas previstas no número anterior são liquidadas e cobradas pela DGEG, ou pela entidade por esta designada, ou pelas DRE, constituindo receita da que proceder à respetiva liquidação e cobrança.

3 - Os montantes das taxas são definidos por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia,

que estabelece também a fase do procedimento em que a mesma é devida e o prazo preempatório de pagamento.

CAPÍTULO V

Regime sancionatório

Artigo 27.º

Contraordenações

1 - Constitui contraordenação punível com coima de € 250 a € 3740, no caso de pessoas singulares, e de € 500 a € 44 800, no caso de pessoas coletivas:

- a) A violação do disposto nas alíneas c) e d) do n.º 1 do artigo 3.º;
- b) A violação do disposto nas alíneas a) a d) e h) do artigo 6.º;
- c) A violação do disposto nos n.ºs 1 a 3 do artigo 8.º;
- d) Vender eletricidade através do regime bonificado com inobservância dos requisitos estabelecidos nos n.ºs 2, 3 e 4 do artigo 9.º;
- e) A violação do disposto no n.º 1 do artigo 14.º;
- f) A violação do disposto no n.º 3 do artigo 18.º;
- g) A ligação da unidade de miniprodução à RESP sem certificado de exploração e contrato de compra e venda de eletricidade previstos no artigo 21.º;
- h) A violação do disposto nos n.ºs 1 a 4 do artigo 22.º;
- i) O exercício da atividade de miniprodução sem registo e certificado de exploração previstos nos n.ºs 3 do artigo 3.º e 6 do artigo 18.º.

2 - Constitui contraordenação punível com coima graduada de € 100 a € 3000, no caso de pessoas singulares, e graduada de € 250 a € 34 800, no caso de pessoas coletivas:

- a) A violação do disposto nas alíneas e), f) e g) do artigo 6.º;
- b) A violação do disposto nos n.ºs 2, 3, 5, 6, 7 e 8 do artigo 21.º;
- c) Solicitar a inspeção da unidade de miniprodução sem que a sua instalação esteja concluída.

3 - A tentativa e a negligência são puníveis, sendo os limites mínimos e máximos das coimas aplicáveis reduzidos a metade.

4 - A competência para determinar a instauração dos processos de contraordenação, para designar o instrutor e para aplicar as coimas pertence ao diretor-geral da DGEG, podendo ser delegada.

5 - O produto resultante da aplicação das coimas reverte em 60 % para o Estado e em 40% para a DGEG, inclusive quando cobradas em juízo.

Artigo 28.º

Sanções acessórias

1 - As contraordenações previstas no artigo anterior podem ainda determinar, quando a gravidade da infração e a culpa do agente o justifique, a aplicação juntamente com coima das seguintes sanções acessórias:

- a) A apreensão dos objetos pertencentes ao agente que tenham sido utilizados como instrumento na prática da infração;

- b) A interdição, até ao máximo de dois anos, do exercício da atividade ou profissão conexas com a infração praticada;
- c) A privação do direito a subsídios ou benefícios outorgados por entidades ou serviços públicos;
- d) O encerramento da miniprodução;
- e) A suspensão do registo da miniprodução.

2 - As sanções previstas no número anterior, bem como as previstas no artigo anterior, quando aplicadas a entidades instaladoras ou responsáveis técnicos, são comunicadas ao INCI, I.P., e à respetiva ordem ou associação profissional, quando exista.

CAPÍTULO VI

Disposições finais

Artigo 29.º

Regiões Autónomas

1 - O presente decreto-lei aplica-se às Regiões Autónomas, sem prejuízo das adaptações decorrentes da aplicação do disposto no número seguinte, bem como das especificidades do exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade nas Regiões Autónomas.

2 - As competências cometidas pelo presente decreto-lei à DGEG e a serviços ou outros organismos da administração central são exercidas pelos correspondentes serviços e organismos das administrações regionais com idênticas atribuições e competências, ou pelas entidades designadas por estas, sem prejuízo das competências de outras entidades de atuação com âmbito nacional.

Artigo 30.º

Regime da gestão de capacidades de receção nas redes

Não é aplicável à miniprodução o regime do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro, com as sucessivas alterações.

Artigo 31.º

Regime transitório

Os comercializadores de eletricidade, no prazo de 12 meses contados da data da entrada em vigor do presente decreto-lei, devem assegurar a intercomunicabilidade, na parte relevante, das respetivas bases de dados de clientes com o SRMini com vista a assegurar o pré-preenchimento automático dos campos de preenchimento obrigatório que lhes digam respeito.

Artigo 32.º

Norma revogatória

1 - É revogado o Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de março.

2 - Sem prejuízo da revogação prevista no número anterior, as instalações de produção de eletricidade licenciadas no âmbito do referido regime jurídico continuam a reger-se pelo que nele se dispõe.

Artigo 33.º

Entrada em vigor

O presente decreto-lei entra em vigor no prazo de 45 dias após a sua publicação.

Decreto-Lei n.º 26/2013

de 19 de fevereiro

A Lei n.º 11/2011, de 26 de abril, aprovou um novo regime jurídico de acesso e de permanência na atividade de inspeção técnica de veículos a motor e seus reboques e o regime de funcionamento dos centros de inspeção, estabelecendo que aquela atividade só pode ser exercida por entidades gestoras que, na sequência da celebração de contrato administrativo de gestão, adquiram o direito ao respetivo exercício, em centros de inspeção aprovados nos termos da lei.

Em sede de aplicação do novo regime, verificaram-se dificuldades quanto à aplicação de alguns dos requisitos exigidos aos candidatos para a instalação de novos centros de inspeção, designadamente no que respeita à respetiva localização. Foram, em concreto, detetadas assimetrias nos critérios de localização (distância entre centros), que limitam ou excluem a apresentação de candidaturas nos municípios mais populosos das áreas metropolitanas de Lisboa e do Porto, por insuficiência da dimensão territorial das respetivas áreas para permitir, à luz dos critérios legais, a autorização de novos centros.

Importa, assim, rever o regime aprovado e obviar à existência destas assimetrias insustentáveis, o que se faz por via do presente diploma. Estabelece-se, nestes termos, uma exceção ao critério de localização aplicável nos municípios das áreas metropolitanas de Lisboa e do Porto, permitindo uma distância mínima entre os centros de 1,5 km, distância que é compatível com a área e a densidade populacional destes municípios e adequada à procura existente nos mesmos.

Procede-se também, com vista a um fomento da concorrência, à revisão global dos critérios para instalação de novos centros de inspeção automóvel.

Releva ainda, nesta sede, a circunstância de ter sido entretanto publicado o Decreto-Lei n.º 144/2012, de 11 de julho, que aprova o regime de inspeções técnicas de veículos a motor e seus reboques, transpondo a Diretiva n.º 2010/48/UE, da Comissão, de 5 de julho de 2010, que adapta ao progresso técnico a Diretiva n.º 2009/40/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho. Nos termos deste diploma, foram definidas novas regras sobre a inspeção de veículos e alargado o universo de veículos a sujeitar a inspeção, prevendo-se, inovatoriamente, a inspeção de motociclos, triciclos e quadriciclos com cilindrada superior a 250 cm³, bem como de reboques e semireboques com peso superior a 750 kg.

Foi também publicada a Portaria n.º 221/2012, de 20 de julho, a qual veio definir os novos requisitos técnicos a que devem obedecer os centros de inspeção técnica de veículos, incluindo os requisitos necessários para se proceder à inspeção das novas categorias de veículos abrangidas pelo Decreto-Lei n.º 144/2012, de 11 de julho.

Face ao novo quadro legal e regulamentar, é imperioso conformar o regime de acesso e permanência na atividade de inspeção de veículos, aprovado pela Lei n.º 11/2011, de 26 de abril, com o regime que regula as inspeções técnicas periódicas, as inspeções para atribuição de matrícula e as inspeções extraordinárias de veículos a motor e seus reboques, exigindo-se, desde logo, como requisito de atribuição e celebração de contratos de gestão para novos centros, que estes possuam uma área para a inspeção de veículos de duas e três rodas e quadriciclos, a fim de evitar constrangimentos na oferta de inspeções para este universo de veículos.

Mais se considera que, atendendo aos acrescidos investimentos a suportar pelo Instituto da Mobilidade e dos

Anexo B. Despacho DGEG de 26 dezembro de 2013



MINISTÉRIO DO AMBIENTE, ORDENAMENTO
DO TERRITÓRIO E ENERGIA



Direção Geral
de Energia e Geologia

MICROPRODUÇÃO

DESPACHO DGEG de 26 de dezembro de 2013

A Portaria n.º 284/2011, de 28 de outubro fixou, com efeitos a partir de 2012, o valor da redução anual da tarifa de referência, bem como a quota anual de potência para vigorarem no âmbito do regime remuneratório bonificado aplicável à generalidade da microprodução.

Posteriormente, a Portaria n.º 431/2012, de 31 de dezembro veio estabelecer, para a microprodução de fonte solar com tecnologia fotovoltaica e com efeitos a partir de 2013, o valor da redução anual da tarifa de referência que foi fixado em € 130/MWh, para o primeiro período de 8 anos e em € 20/MWh, para o segundo período de 7 anos.

Por outro lado, esta última portaria fixou ainda a quota anual de potência a alocar ao conjunto da atividade de microprodução fixando-a em 11 MW, a partir de 2013.

Neste contexto, cabe ao diretor-geral de Energia e Geologia, mediante despacho, divulgar o valor da tarifa de referência e a quota de potência de ligação a alocar no ano de 2013 e estabelecer a programação temporal da referida alocação, nos termos do disposto no n.º 10 do Artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, com a redação que lhe foi dada pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro, pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro e pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro.

Nesta conformidade, torna-se público e determina-se o seguinte:

1 - Para efeitos do disposto nos n.ºs 1, 2 e 7 do artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, com a redação que lhe foi dada pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro e pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro e pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, o valor da tarifa de referência para todas as tecnologias de produção que não a solar fotovoltaica, em 2014, é de € 218/MWh durante o primeiro período de 8 anos e de € 115/MWh durante o segundo período de 7 anos, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

Av. 5 de Outubro, 87
1069-039 Lisboa
Tel.: 21 792 27 00/800
Fax: 21 793 95 40
Linha Azul: 21 792 28 61
www.dgge.pt



**MINISTÉRIO DO AMBIENTE, ORDENAMENTO
DO TERRITÓRIO E ENERGIA**

2 – No caso de unidades de microprodução que utilizem a tecnologia solar fotovoltaica, a tarifa de referência, em 2014, é de € 66/MWh durante o primeiro período de 8 anos e de € 145/MWh durante o segundo período de 7 anos.

3 - A quota de potência de ligação a alocar ao conjunto da atividade de microprodução, incluindo saldos transitados, é de 11, 45 MW, no ano de 2014, sendo estabelecida a seguinte programação da sua atribuição:

SESSÕES (meses)	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	Total [MW]
Potência [MW]	1,85	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	11,45

4 – A quota referida no número anterior é alocada em sessões mensais a realizar no último dia útil de cada mês.

5 – A potência não atribuída numa das sessões mensais transita para o mês seguinte, acumulando-se à potência disponível para atribuição nessa sessão.

Aos 26 de dezembro de 2013

Publique-se no portal “renovaveisnatura”.

O Diretor-Geral

Pedro
Henriques
Gomes Cabral

Assinado de forma digital por
Pedro Henriques Gomes Cabral
DN: cn=Pedro Henriques Gomes
Cabral, o=PT, ou=Ministério da
Economia e do Emprego,
ou=Direção-Geral de Energia e
Geologia
Dados: 2013.12.27 11:20:21 Z

(Pedro Henriques Gomes Cabral)



MINISTÉRIO DO AMBIENTE, ORDENAMENTO
DO TERRITÓRIO E ENERGIA



Direção Geral
de Energia e Geologia

MINIPRODUÇÃO

DESPACHO DGEG de 26 de dezembro de 2013

A Portaria n.º 285/2011, de 28 de outubro procedeu à atualização do valor da percentagem de redução anual da tarifa de referência aplicável no âmbito do regime remuneratório bonificado da atividade de miniprodução, bem como da quota anual de potência disponível para alocação, a partir de 2012, inclusive.

Mais recentemente, a Portaria n.º 430/2012, de 31 dezembro veio fixar em 30 %, com efeitos a partir de 2013, inclusive, o valor da redução anual da tarifa de referência aplicável no âmbito do regime remuneratório bonificado da atividade de miniprodução de fonte solar com tecnologia fotovoltaica.

Consequentemente, a tarifa de referência aplicável em 2014 no âmbito do regime remuneratório bonificado da atividade de miniprodução com tecnologia solar fotovoltaica ficou estabelecida em € 106/MWh e para as demais tecnologias em € 159/MWh.

Neste contexto, cabe ao diretor-geral de Energia e Geologia, mediante despacho, divulgar o valor da tarifa de referência e a quota de potência de ligação a alocar, bem como estabelecer a programação temporal da referida alocação, em 2014, nos termos do disposto no n.º 2 do Artigo 13º do Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro.

Nesta conformidade, determina-se o seguinte:

- 1 – Para efeitos do disposto no n.ºs 1, 2 e 7 do artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, o valor da tarifa de referência a aplicar em 2014 é de € 159/MWh, para todas as tecnologias que não a solar fotovoltaica.
- 2 – No caso de unidades de miniprodução que utilizem a tecnologia solar fotovoltaica, a tarifa de referência a aplicar é de € 106/MWh.
- 3 – Os titulares de registos transitados de 2013 que se enquadrem no âmbito dos Escalões II e III podem rever os descontos oferecidos até ao próximo dia 13 de janeiro, para efeitos da sessão de



**MINISTÉRIO DO AMBIENTE, ORDENAMENTO
DO TERRITÓRIO E ENERGIA**

atribuição de potência a realizar no final deste mesmo mês, tendo por base os valores das tarifas de referência mencionados nos números 1 e 2.

4 - A quota anual de potência de ligação a alocar ao conjunto da atividade de miniprodução, incluindo saldos transitados, e a programação da sua atribuição, em 2014, é a seguinte:

SESSÕES (meses)	Total [MW]	ESCALÃO		
		I	II	III
janeiro	9,25	1,50	3,55	4,20
fevereiro	4,40	1,10	1,30	2,00
março	2,90	0,70	0,70	1,50
abril	2,90	0,70	0,70	1,50
maio	2,90	0,70	0,70	1,50
junho	2,90	0,70	0,70	1,50
julho	2,90	0,70	0,70	1,50
agosto	2,20	-	0,70	1,50
TOTAL [MW]	30,35	6,1	9,05	15,2

5 – A potência de ligação prevista no número anterior é atribuída no último dia útil de cada mês.

6 – A potência não atribuída numa das sessões transita para o mês seguinte, no respetivo escalão, acumulando-se à potência disponível para essa sessão no escalão respetivo.

7 - As quotas estabelecidas para cada um dos escalões poderão ser revistas em função do grau de utilização que vier a registar-se em cada um.

Aos 26 de dezembro de 2013

Publique-se no portal “renovaveisnatura”

O Diretor-Geral

Pedro
Henriques
Gomes Cabral

Assinado de forma digital por
Pedro Henriques Gomes Cabral
DN: cn=Pedro Henriques Gomes
Cabral, c=PT, o=Ministério da
Economia e do Emprego,
ou=Direção-Geral de Energia e
Geologia

Dados: 2013.12.26 16:41:35 Z

(Pedro Henriques Gomes Cabral)

Anexo C. Decreto-Lei n.º 153/2014

5298

Diário da República, 1.ª série—N.º 202—20 de outubro de 2014

MINISTÉRIO DO AMBIENTE, ORDENAMENTO DO TERRITÓRIO E ENERGIA

Decreto-Lei n.º 153/2014

de 20 de outubro

A atividade de produção descentralizada de energia elétrica é atualmente regulada pelo Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, a partir de recursos renováveis, através de unidades de miniprodução, e pelo Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro e pelos Decretos-Leis n.ºs 118-A/2010, de 25 de outubro, e 25/2013, de 19 de fevereiro, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução.

Estes regimes, embora pressupondo que a atividade de produção deve estar associada a uma instalação de utilização de energia elétrica com consumo efetivo e a um contrato de fornecimento de eletricidade celebrado com um comercializador, permitem a entrega total da energia produzida nas respetivas unidades à rede elétrica de serviço público (RESP), a qual é remunerada através do regime geral ou do regime bonificado.

Com efeito, o Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, afastou-se do paradigma do Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de março, procedendo à sua revogação, o qual regulava a atividade de produção de energia elétrica em baixa tensão destinada predominantemente a consumo próprio, sem prejuízo da possibilidade de entrega da produção excedente a terceiros ou à rede pública.

Procuravam-se, então, novas soluções de produção de energia descentralizada e de inovação tecnológica, acomodando-se a figura de produtor-consumidor de energia elétrica em baixa tensão (ou do produtor em autoconsumo) no âmbito do Sistema Elétrico Independente, e permitindo-se ainda a existência de ligação à rede pública de distribuição de energia elétrica, na tripla perspetiva de autoconsumo, de fornecimento a terceiros e de entrega de excedentes à rede.

O regime da produção em autoconsumo não teve, no entanto, a aceitação esperada, verificando-se, aquando da publicação do referido Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, que eram poucas as unidades com estas características que se encontravam registadas. A imaturidade da tecnologia desincentivava a realização de investimentos avultados que tivessem como única contrapartida o custo evitado com a aquisição da energia elétrica à rede. Assim, a aposta neste tipo de tecnologia apoiou-se antes na atribuição de uma remuneração bonificada da totalidade da energia produzida, que permitisse aos promotores a recuperação dos montantes investidos.

A produção descentralizada através de unidades de miniprodução e de microprodução têm demonstrado, no entanto, que a evolução tecnológica permite hoje em dia desenvolver projetos com recurso a menor investimento, o que, naturalmente, tem justificado a adequação da respetiva remuneração da energia proveniente destas unidades de produção.

Por sua vez, reconhece o Governo o potencial da atividade de produção em autoconsumo, como forma de promover um maior conhecimento, especialmente pelos

consumidores em baixa tensão, do respetivo perfil de consumo, induzindo comportamentos de eficiência energética e contribuindo ainda para a otimização dos recursos endógenos e para a criação de benefícios técnicos para a RESP, nomeadamente através da redução de perdas na mesma.

Por outro lado, a implementação de uma política energética mais equilibrada e direcionada para a resolução dos problemas atuais das empresas, das famílias e do País, assume-se como objetivo do Programa do XIX Governo Constitucional, procurando-se, para tal, garantir fontes de energia final a preços relativamente competitivos, e um modelo energético de racionalidade económica com incentivos transparentes e adequados aos agentes de mercado, bem como reforçar a diversificação das fontes primárias de energia e apoiar o desenvolvimento das empresas do setor energético, com ênfase na fileira das energias renováveis.

Neste contexto, e concretizando o disposto no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis, aprovado pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril, são reformulados e integrados, no presente decreto-lei, os atuais regimes de miniprodução e microprodução, revogando-se o Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 25/2013, de 19 de fevereiro, e 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro, e pelos Decretos-Leis n.ºs 118-A/2010, de 25 de outubro, e 25/2013, de 19 de fevereiro.

A pequena produção, mantendo os traços gerais estabelecidos pelos diplomas acima identificados, passa, assim, a beneficiar de um enquadramento legal único.

O presente decreto-lei estabelece ainda o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao consumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à RESP, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis.

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

O regime da pequena produção permite ao produtor vender a totalidade da energia elétrica à RESP com tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no âmbito do qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência, eliminando-se o regime remuneratório geral previsto nos anteriores regimes jurídicos de miniprodução e de microprodução. Quando não enquadrada no regime remuneratório aplicável à pequena produção, a unidade de produção deverá ser objeto de controlo prévio e atribuição de remuneração nos termos do regime jurídico da produção de eletricidade em regime especial.

Por seu turno, a energia elétrica produzida em autoconsumo destina-se predominantemente a consumo na instalação associada à unidade de produção, com possibilidade de ligação à RESP para venda, a preço de mercado, da eletricidade não autoconsumida. Note-se que, nesta modalidade de produção, o produtor beneficia quando a unidade de produção é dimensionada tendo em conta as efetivas necessidades de consumo da instalação.

Prevê-se, finalmente, a medição da energia elétrica produzida em unidades de produção de autoconsumo, com ou sem ligação à RESP, que se revela fundamental para efeitos de monitorização do cumprimento dos objetivos

assumidos no que concerne à utilização de fontes primárias de energia renovável.

Foram ouvidos os órgãos de governo próprio das Regiões Autónomas e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Foram ouvidas, a título facultativo, as associações e os agentes do setor.

Foi promovida a audição do Conselho Nacional do Consumo.

Assim:

Nos termos da alínea *a*) do n.º 1 do artigo 198.º da Constituição, o Governo decreta o seguinte:

CAPÍTULO I

Disposições gerais

Artigo 1.º

Objeto

1 — O presente decreto-lei estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede elétrica pública, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis, adiante designadas por «Unidades de Produção para Autoconsumo» (UPAC).

2 — O presente decreto-lei estabelece ainda o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP), por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, adiante designadas por «Unidades de Pequena Produção» (UPP).

Artigo 2.º

Âmbito

1 — O presente decreto-lei aplica-se à produção de eletricidade para autoconsumo, enquanto atividade de produção destinada à satisfação de necessidades próprias de abastecimento de energia elétrica do produtor, sem prejuízo do excedente de energia produzida ser injetado na RESP.

2 — O presente decreto-lei aplica-se ainda à produção de eletricidade através de unidade de pequena produção a partir de energias renováveis, baseada em uma só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW, destinada à venda total de energia à rede.

3 — Estão excluídos do âmbito de aplicação do presente decreto-lei a produção de eletricidade a partir de unidades móveis ou itinerantes, bem como as unidades de reserva ou socorro associadas a centros eletroprodutores regidos por outros regimes jurídicos de produção de eletricidade, bem como a produção em cogeração.

Artigo 3.º

Definições

Para efeitos do presente decreto-lei, entende-se por:

a) «Alta tensão (AT)», a tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV;

b) «Baixa tensão (BT)», a tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV;

c) «Baixa tensão especial (BTE)», a classificação tarifária de fornecimentos em BT com potência contratada superior a 41,4 kVA;

d) «Baixa tensão normal (BTN)», a classificação tarifária de fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA;

e) «Categoria BB, MB e MM», o escalão de tensão de ligação à rede em que se insere uma dada unidade de produção (UP), considerando-se que integram a categoria BB as UP associadas a instalações de utilização alimentadas em BTN ou BTE; a categoria MB, as UP associadas a instalações de utilização alimentadas em média tensão (MT) com sistema de contagem instalado do lado da BT; e categoria MM, as UP associadas a pontos de consumo alimentados em AT ou MT com sistema de contagem instalado do lado da AT ou MT;

f) «Comercializador», a entidade titular de um registo de comercialização de eletricidade em mercado ou qualquer outro operador legalmente autorizado a fornecer eletricidade;

g) «Comercializador de último recurso (CUR)», a entidade referida no n.º 1 do artigo 73.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, ou, na área das concessões de distribuição de eletricidade em BT, a entidade referida no n.º 4 do artigo 73.º do referido decreto-lei, quando os fornecimentos sejam exclusivamente em BT;

h) «Energia consumida», a energia elétrica utilizada na instalação elétrica de utilização, proveniente da UPAC ou da RESP;

i) «Energia acumulada», a energia elétrica armazenada em dispositivos de acumulação de energia para reserva destinada ao consumo próprio posterior;

j) «Entidade instaladora», a entidade titular de alvará emitido pelo Instituto dos Mercados Públicos, do Imobiliário e da Construção, I. P. (IMPIC, I. P.) para a execução de instalações de produção de eletricidade ou o técnico responsável pela execução, a título individual, de instalações elétricas quando estas tenham uma potência até 50 kVA, nos termos da legislação que aprova os requisitos de acesso e exercício da atividade das entidades e profissionais responsáveis pelas instalações elétricas;

k) «Instalação elétrica de utilização», a instalação elétrica de consumo, associada ou não a um contrato de fornecimento de eletricidade celebrado com um comercializador;

l) «Média tensão (MT)», a tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV;

m) «Operador da rede de distribuição (ORD)», a entidade referida no artigo 35.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro;

n) «Operador da rede», a entidade titular de concessão ao abrigo da qual é autorizada a exercer a atividade de transporte ou de distribuição de eletricidade, correspondendo a uma das seguintes entidades, cujas funções estão previstas no Regulamento de Relações Comerciais: a entidade concessionária da RNT, a entidade titular da concessão da RND e as entidades titulares da concessão de distribuição de eletricidade em BT;

o) «Ponto de ligação», o ponto que estabelece a fronteira entre a instalação de produção e a instalação elétrica de utilização a que se encontra ligada;

p) «Potência contratada», o limite da potência estabelecida no dispositivo controlador da potência de consumo de eletricidade contratada com um comercializador, quando se trate de instalações ligadas em baixa tensão normal, ou

a potência que o ORD coloca à disposição no ponto de entrega, quando se trate de instalações ligadas em baixa tensão especial, em MT e em AT;

q) «Potência instalada», a potência ativa e aparente, em kW e kVA, dos equipamentos de produção de eletricidade;

r) «Potência de ligação», a potência máxima ou, no caso de instalações com inversor, a potência nominal de saída deste equipamento, em kW e kVA, que o produtor pode injetar na RESP;

s) «Produtor», a entidade titular de um registo para a produção de eletricidade por intermédio de uma UP, nos termos do presente decreto-lei;

t) «Promotor», a entidade interessada em obter ou requerente de um registo para a produção de eletricidade por intermédio de uma UP, nos termos do presente decreto-lei;

u) «SERUP», o Sistema Eletrónico de Registo da UPAC e da UPP, que constitui uma plataforma eletrónica de interação entre a Administração Pública, os promotores, os produtores e demais intervenientes no procedimento de registo e nas vicissitudes do registo, acessível através de portal eletrónico disponibilizado para o efeito;

v) «Unidade de produção (UP)», a UPAC e a UPP quando referidas conjuntamente.

CAPÍTULO II

Acesso e exercício das atividades de produção para autoconsumo e de pequena produção

SECÇÃO I

Condições de acesso e de exercício da atividade

Artigo 4.º

Controlo prévio

1 — A atividade de produção de energia elétrica regulada pelo presente decreto-lei é livre, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

2 — A instalação de uma UP está sujeita a registo prévio e a sua entrada em exploração sujeita à obtenção de certificado de exploração, salvo o disposto nos n.ºs 3, 6 e 7.

3 — Tratando-se de uma UPAC cuja potência instalada seja superior a 1 MW, a sua instalação e a entrada em exploração carecem de licença de produção e licença de exploração, respetivamente, considerando-se, salvo menção expressa em contrário, como reportada à licença de produção ou à licença de exploração as referências feitas no presente decreto-lei ao registo ou ao certificado de exploração, respetivamente, sempre que se trate de uma UPAC abrangida pelo limiar previsto neste número.

4 — É permitida a pluralidade de registos de UP em nome do mesmo produtor, desde que a cada instalação de utilização só esteja associada uma única UP em nome do mesmo produtor.

5 — A UP é instalada no mesmo local servido pela instalação de utilização de energia elétrica.

6 — A UPAC cuja potência instalada seja superior a 200 W e igual ou inferior a 1,5 kW ou cuja instalação elétrica de utilização não se encontre ligada à RESP está sujeita a mera comunicação prévia de exploração, nos termos do artigo 21.º

7 — A UPAC cuja potência instalada seja igual ou inferior a 200 W está isenta de controlo prévio.

8 — Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, o titular de UPAC que pretenda fornecer energia elétrica não consumida na instalação elétrica de utilização, nos termos do artigo 24.º, e cuja potência instalada seja igual ou inferior a 1,5 kW, está sujeito a registo prévio e à obtenção de certificado de exploração, bem como às demais normas do presente decreto-lei aplicáveis aos produtores.

9 — O detentor de uma instalação elétrica de utilização sem ligação à RESP associada a uma unidade de produção que, independentemente da potência instalada, utiliza fontes de energia renovável, e pretenda transacionar garantias de origem, está sujeito a registo prévio e à obtenção de certificado de exploração, bem como às demais normas do presente decreto-lei aplicáveis aos produtores, com as devidas adaptações.

Artigo 5.º

Requisitos para acesso ao registo

1 — Pode proceder ao registo de uma UP a pessoa singular ou coletiva, bem como os condomínios de edifícios organizados em propriedade horizontal, que preencha, cumulativamente, os seguintes requisitos:

a) Disponha, à data do pedido de registo, de uma instalação de utilização de energia elétrica e, caso esta instalação se encontre ligada à RESP, seja titular de contrato de fornecimento de energia celebrado com um comercializador de eletricidade, sem prejuízo do disposto nos n.ºs 3 e 4;

b) A potência de ligação da UP seja menor ou igual a 100 % da potência contratada no contrato de fornecimento de energia referido na alínea anterior;

c) Quando se trate de uma UPAC, a potência instalada não seja superior a duas vezes a potência de ligação;

d) Quando se trate de uma UPP, a energia consumida na respetiva instalação de utilização seja igual ou superior a 50 % da energia produzida pela respetiva unidade, sendo tomada por referência a relação entre a energia produzida e consumida no ano anterior, no caso de instalações em funcionamento há mais de um ano, e a relação entre a previsão anual de produção e de consumo de energia, para as instalações que tenham entrado em funcionamento há menos de um ano.

2 — Sempre que a instalação elétrica de utilização se encontre ligada à RESP, o promotor deve proceder a uma averiguação das condições técnicas de ligação no local onde pretende instalar a UP, com vista a verificar a existência de condições adequadas à receção de eventuais excedentes da eletricidade, procedendo, nomeadamente, a medições de tensão nesse local, e salvaguardando os limites e condições técnicas estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço e no Regulamento Técnico e de Qualidade previsto no artigo 19.º

3 — Sem prejuízo do disposto na alínea a) do n.º 1, pode ainda aceder ao registo de uma UPP entidade terceira autorizada pelo titular do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação de utilização, desde que sejam observadas as condições estabelecidas nas alíneas b) e c) do n.º 1.

4 — A autorização referida no número anterior é expressa em contrato escrito celebrado entre as duas entidades mencionadas no mesmo número, o qual deve ainda regular as relações entre ambas.

5 — O registo para instalação de UP em nome do condomínio, o eventual recurso a financiamento e as condições

deste são deliberadas por maioria dos votos correspondentes a mais de metade do valor do prédio.

6 — O registo para instalação por condómino promotor de uma UP em parte comum de edifício organizado em propriedade horizontal ou a utilização de parte comum para passagem de cablagem ou outros componentes da produção de eletricidade através de uma UP, é precedida de autorização da respetiva assembleia de condóminos.

7 — A autorização referida no número anterior é solicitada à respetiva assembleia de condóminos pelo condómino promotor da UP, com pelo menos 70 dias de antecedência relativamente à data prevista para a inscrição para registo, devendo o pedido ser acompanhado de descrição da instalação, local de implantação prevista na parte comum e todos os detalhes da utilização pretendida das partes comuns.

8 — Após a solicitação, a assembleia de condóminos delibera até ao limite do prazo referido no número anterior, por maioria representativa dos votos correspondentes a dois terços do valor total do prédio.

Artigo 6.º

Requisitos para obtenção do registo e do certificado de exploração

1 — A aceitação de um registo submetido por um promotor no SERUP está sujeita aos procedimentos e condições estabelecidos no artigo 13.º

2 — O registo da UP torna-se definitivo com a emissão do certificado de exploração.

3 — O certificado de exploração é emitido ao titular do registo após a instalação da UP e verificação da sua conformidade, nos termos e de acordo com os procedimentos estabelecidos no artigo 14.º

Artigo 7.º

Direitos do produtor

1 — No exercício da atividade de produção de eletricidade para autoconsumo prevista no presente decreto-lei, constituem direitos do produtor:

a) Estabelecer uma UPAC por cada instalação elétrica de utilização, recorrendo a um qualquer *mix* de fontes de energia, renováveis e não renováveis, e respetivas tecnologias de produção associadas;

b) Quando aplicável, ligar a UPAC à instalação elétrica de utilização após a emissão do correspondente certificado de exploração definitivo, nos termos do disposto no artigo 14.º;

c) Consumir, na instalação elétrica de utilização a que se encontra associada a UPAC, a eletricidade gerada nesta, bem como exportar eventuais excedentes para a RESP, nos termos previstos no capítulo III;

d) Quando aplicável, celebrar contrato de venda da eletricidade proveniente da UPAC não consumida na instalação elétrica de utilização de eletricidade, nos termos previstos no artigo 23.º;

e) Solicitar a emissão de Garantias de Origem (GO) à Entidade Emissora de Garantias de Origem (EEGO) relativas à eletricidade produzida na UPAC e autoconsumida, proveniente de fontes renováveis, de acordo com o disposto nos n.ºs 1 a 4 do artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 39/2013, de 18 de março.

2 — No exercício da atividade de pequena produção de eletricidade, constituem direitos do produtor:

a) Ligar a UPP à RESP, após a emissão do correspondente certificado de exploração definitivo, nos termos do disposto no artigo 14.º do presente decreto-lei;

b) Celebrar contrato de venda da totalidade da eletricidade proveniente da UPP, recorrendo a apenas uma tecnologia de produção, nos termos previstos no artigo 34.º

3 — A ligação da UPAC referida na alínea b) do número anterior pode ser efetuada em baixa tensão, exceto nos casos em que o ORD invoque impedimento técnico, tal como definido no Regulamento Técnico e de Qualidade previsto no artigo 19.º, que comprovadamente limite tal ligação, caso em que a ligação é realizada no mesmo nível de tensão da eletricidade adquirida.

Artigo 8.º

Deveres do produtor

Sem prejuízo do cumprimento da demais legislação e regulamentação aplicáveis, no exercício da atividade de produção de eletricidade prevista no presente decreto-lei constituem deveres do produtor, nomeadamente:

a) Suportar o custo das alterações da ligação da instalação elétrica de utilização à RESP, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais e do Regulamento Técnico e de Qualidade da Produção Elétrica para Autoconsumo;

b) Suportar o custo associado aos contadores que medem o total da eletricidade produzida pela UPAC, bem como o total da eletricidade injetada na RESP, quando a instalação elétrica de utilização a que se encontra associada se encontrar ligada à rede e a potência instalada da UPAC seja superior a 1,5 kW ou quando esta se encontrar na situação prevista no n.º 8 do artigo 4.º;

c) Pagar a compensação devida pela UPAC, nos termos previstos no artigo 25.º;

d) Entregar à RESP a totalidade da energia ativa produzida na UPP, líquida do consumo dos serviços auxiliares;

e) Dimensionar a UPAC de forma a garantir a aproximação, sempre que possível, da energia elétrica produzida com a quantidade de energia elétrica consumida na instalação elétrica de utilização;

f) Prestar à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), ou à entidade mencionada no artigo 11.º, todas as informações e dados técnicos, designadamente os dados relativos à eletricidade produzida na UP, que lhe sejam solicitadas e no tempo que seja fixado para o efeito;

g) Permitir e facilitar o acesso à UP do pessoal técnico das entidades referidas na alínea anterior, ao CUR e ao operador da rede, no âmbito e para o exercício das respetivas atribuições e competências, nos termos no presente decreto-lei;

h) Celebrar um seguro de responsabilidade civil para a reparação de danos corporais ou materiais causados a terceiros em resultado do exercício das atividades de produção de eletricidade para autoconsumo e de pequena produção de eletricidade previstas no presente decreto-lei, cujo capital seguro mínimo e condições mínimas são definidos em portaria conjunta dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia;

i) Assegurar que os equipamentos de produção instalados se encontram certificados nos termos previstos no presente decreto-lei;

j) Cessada a atividade, adotar os procedimentos necessários para a desativação e remoção da UP.

Artigo 9.º

Entidades instaladoras de unidades de produção

1 — A instalação da UP é obrigatoriamente executada por entidade instaladora de instalações elétricas de serviço particular ou técnicos responsáveis pela execução de instalações elétricas, nos termos da legislação aplicável, que aprova os requisitos de acesso e exercício da atividade das entidades e profissionais responsáveis pelas instalações elétricas.

2 — A entidade instaladora deve assegurar que os equipamentos a instalar estão certificados nos termos do artigo 20.º

3 — A entidade instaladora da instalação elétrica deve assegurar que a UP se encontra devidamente registada nos termos do presente decreto-lei.

4 — Todas as entidades instaladoras que pretendam exercer a atividade de instalação de UP podem inscrever-se no SERUP para conhecimento e divulgação públicos.

SECÇÃO II

Competências da Direção-Geral de Energia e Geologia

Artigo 10.º

Atribuições e competências

1 — A DGEG é a entidade responsável pela decisão, coordenação e acompanhamento da atividade de produção de eletricidade, nos termos previstos no presente decreto-lei.

2 — Compete à DGEG, nos termos do número anterior, nomeadamente:

- a) Criar, manter e gerir o SERUP;
- b) Autorizar o registo da UP e decidir da emissão do respetivo certificado de exploração e suas alterações;
- c) Realizar as inspeções necessárias à emissão do certificado de exploração, diretamente ou através de entidades habilitadas para o efeito;
- d) Controlar a emissão dos certificados dos equipamentos fornecidos pelos fabricantes, importadores, fornecedores, seus representantes e entidades instaladoras;
- e) Analisar os relatórios de inspeção periódica disponibilizados no SERUP, nos termos a definir em despacho do diretor-geral da DGEG;
- f) Criar e manter uma base de dados de elementos-tipo que integrem os equipamentos para as diversas soluções de UP;
- g) Elaborar e manter uma lista das entidades instaladoras e inspetoras certificadas nos termos da legislação em vigor;
- h) Constituir uma bolsa de equipamentos certificados, a qual deve ser divulgada através do SERUP;
- i) Aprovar os formulários e instruções necessários ao bom funcionamento do SERUP, de acordo com as funções que lhe estão atribuídas pelo presente decreto-lei;
- j) Fornecer aos interessados, e divulgar no SERUP, informação respeitante às soluções de produção de eletricidade com UP, incidindo particularmente sobre as suas vantagens e inconvenientes;
- k) Manter uma base de dados atualizada sobre todos os registos atribuídos ao abrigo do presente decreto-lei e instalações em exploração;

l) Aprovar o Regulamento Técnico e de Qualidade e o Regulamento de Inspeção e Certificação.

3 — A informação e documentos referidos nas alíneas f) a l) do número anterior é tornada pública no SERUP, no sítio da *Internet* da DGEG e no sistema de pesquisa *online* de informação pública que indexa todos os conteúdos públicos dos sítios na *Internet* das entidades públicas, previsto no artigo 49.º do Decreto-Lei n.º 135/99, de 22 de abril, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 29/2000, de 13 de março, 72-A/2010, de 18 de junho, e 73/2014, de 13 de maio.

4 — A informação e os dados referidos no número anterior devem ser disponibilizados em formatos abertos, que permitam a leitura por máquina, nos termos da Lei n.º 36/2011, de 21 de junho.

Artigo 11.º

Delegação de funções

1 — As funções previstas nas alíneas a) a j) do n.º 2 do artigo anterior podem ser objeto de delegação a entidades privadas, por prazo determinado, quando tal seja necessário para garantir o acréscimo da eficiência na afetação de recursos públicos e a melhoria quantitativa e qualitativa do serviço prestado ao cidadão, nos termos da Lei n.º 4/2004, de 15 de janeiro.

2 — A delegação de funções mencionada no número anterior é precedida de procedimento concursal, que observe os princípios da igualdade, concorrência e transparência, lançado mediante despacho dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia, nos termos do Código dos Contratos Públicos.

SECÇÃO III

Procedimento para o acesso e exercício da atividade

Artigo 12.º

Desmaterialização de procedimentos

1 — O SERUP constitui-se como uma plataforma eletrónica, acessível através de um portal próprio da *Internet*, através da qual são apresentados e processados os pedidos de registo e certificado de exploração e demais procedimentos previstos no presente decreto-lei.

2 — O SERUP é igualmente acessível através do Portal do Cidadão e do Portal da Empresa.

3 — O SERUP deve disponibilizar obrigatoriamente as seguintes funcionalidades:

a) Autenticação segura dos utilizadores que permita o acesso à informação disponibilizada na área reservada ao produtor e aos profissionais no SERUP, preferencialmente através do mecanismo central de autenticação «Autenticação.Gov», nomeadamente, com recurso ao cartão de cidadão ou chave móvel digital, previsto na Lei n.º 37/2014, de 26 de junho;

b) A submissão eletrónica de pedidos de registo, de auto-regularização, de aprovação, de comunicações, de documentos e peças desenhadas;

c) Formulário para o preenchimento eletrónico do pedido de inspeção ou reinspeção para emissão do certificado de exploração;

d) Instruções para o pagamento das taxas previstas no artigo 37.º;

e) A recolha de informação que permita o contacto entre os serviços competentes e os promotores ou produtores e seus representantes constituídos;

f) A rejeição de operações de cuja execução resultariam vícios ou deficiências de instrução, designadamente recusando o recebimento dos pedidos;

g) A consulta *online* e a gestão pelos interessados do estado dos respetivos processos durante o período de vida útil dos equipamentos, nomeadamente licenciamento, e validade dos certificados;

h) O envio e a receção eletrónica das decisões ou dos certificados emitidos;

i) Informação para conhecimento e divulgação pública sobre os registos e certificados de exploração atribuídos, tipo de tecnologia da UP, potência, localização geográfica mediante indicação do concelho e freguesia;

j) Identificação dos produtores e das entidades instaladoras;

k) Informação sobre o $V_{CEG,T}$ apurado nos termos do artigo 25.º

4 — O ORD e o CUR devem registar-se no SERUP.

5 — Todas as notificações e comunicações ao requerente ao longo do procedimento serão efetuadas através do SERUP.

Artigo 13.º

Procedimento para obtenção de registo

1 — O procedimento para registo das unidades de produção com potência instalada superior a 1,5 kW, bem como das unidades referidas nos n.ºs 8 e 9 do artigo 4.º, inicia-se com a formulação do pedido no SERUP e conclui-se com a sua aceitação.

2 — O procedimento para obtenção do registo, e quando aplicável, das licenças de produção e exploração, incluindo os elementos instrutórios do pedido, a sua marcha, extinção e alteração são aprovados por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

Artigo 14.º

Procedimento para obtenção de certificado de exploração

1 — O certificado de exploração definitivo é emitido ao titular do registo após a instalação da UP e conclusão do procedimento de inspeção ou reinspeção previstos nos termos dos artigos 15.º e 16.º, respetivamente.

2 — Quando a inspeção ou a reinspeção previstas nos termos dos artigos 15.º e 16.º, respetivamente, não ocorram nos prazos estabelecidos nos mesmos por motivos imputáveis ao SERUP, o SERUP emite de forma automática o certificado de exploração provisório, nos cinco dias subsequentes ao termo do referido prazo.

3 — O certificado provisório é automaticamente convertido em definitivo se a inspeção, por motivos imputáveis ao SERUP, não ocorrer nos 10 dias subsequentes ao termo do prazo de cinco dias previsto no número anterior.

Artigo 15.º

Procedimento de inspeção

1 — O titular do registo aceita instala a UP e solicita, sob pena de caducidade do mesmo, a realização da inspeção da UP no prazo máximo de:

a) Para instalações de categoria BB, oito meses contados desde a data de aceitação do registo;

b) Para as demais instalações, 12 meses contados desde a data de aceitação do registo.

2 — Os prazos indicados no número anterior são alargados para 18 e 24 meses, respetivamente, caso o produtor esteja submetido ao regime da contratação pública, ou outros procedimentos especiais de que dependa a construção e exploração da UP, ou esta se localize nas regiões autónomas.

3 — Os prazos indicados nos números anteriores podem ser prorrogados até metade do prazo inicial, mediante requerimento fundamentado do promotor.

4 — A inspeção realiza-se no prazo máximo de 10 dias após a apresentação do respetivo pedido, devendo o dia e a hora da sua realização ser comunicados ao produtor e técnico responsável através do SERUP.

5 — A inspeção visa a verificação da conformidade da instalação com o disposto no presente decreto-lei e regulamentação aplicável.

6 — No decorrer da inspeção deve estar presente o técnico responsável por instalações elétricas de serviço particular ao serviço da entidade instaladora, ao qual compete esclarecer todas as dúvidas que possam ser suscitadas no ato da inspeção.

7 — A inspeção dá-se como concluída com a emissão do relatório de inspeção que deve concluir sobre a conformidade da UP, nos termos dos números seguintes.

8 — Se o relatório de inspeção concluir pela inexistência de defeitos ou não conformidades, é emitido o certificado de exploração definitivo e autorizada a ligação da UP à instalação elétrica de utilização.

9 — A ligação da UP à instalação de utilização não é autorizada enquanto se mantiverem as deficiências ou desconformidades assinaladas no ato de inspeção incompatíveis com a emissão de certificado de exploração definitivo, designadamente nas situações em que exista risco para a segurança de pessoas ou bens se a instalação entrar em funcionamento sem que tais deficiências ou desconformidades estejam sanadas.

Artigo 16.º

Procedimento de reinspeção

1 — Sempre que na inspeção sejam detetados defeitos ou não conformidades, o produtor deve proceder à sua correção dentro do prazo máximo previsto no número seguinte, findo o qual solicita a reinspeção da UP.

2 — O produtor dispõe do prazo de 30 ou 60 dias, consoante se trate de uma UP de categoria BB ou dos demais casos, respetivamente, contados desde a data de realização da inspeção, para proceder às correções necessárias e exigidas nos termos do número anterior.

3 — É aplicável à reinspeção, com as necessárias adaptações, o disposto no n.º 9 do artigo anterior, procedendo-se, após a 3.ª reinspeção de que não resulte a emissão de parecer favorável para início da exploração, ao cancelamento do registo da UP.

4 — A não realização de reinspeção por motivo imputável ao produtor implica o cancelamento do registo.

Artigo 17.º

Alteração do registo da unidade de produção

1 — A alteração das características da UP, e do respetivo registo, quando substancial, carece de novo registo, aplicável à totalidade da instalação.

2 — Considera-se substancial a alteração das características da UP que não se enquadre no disposto no artigo seguinte.

3 — No caso previsto no n.º 1, o registo anterior caduca com a entrada em exploração da UP sujeita a novo registo.

4 — A alteração não substancial das características da UP está sujeita a averbamento, nos termos do artigo seguinte.

Artigo 18.º

Procedimento de averbamento de alterações no registo

1 — Estão sujeitas a averbamento, mediante pedido, as seguintes alterações das características da UP e do seu registo:

a) A alteração da titularidade do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação de utilização associada à UPAC e do contrato de aquisição da eletricidade proveniente desta, desde que o produtor e o consumidor sejam a mesma pessoa;

b) A alteração da titularidade do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação de utilização associada à UPP e do contrato de aquisição da eletricidade proveniente desta, quando o produtor e o consumidor sejam a mesma pessoa;

c) A mudança da titularidade do registo em nome de entidade terceira para o titular do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação de utilização associada à UPP;

d) A mudança de local da UP, desde que se mantenha o mesmo produtor e os demais elementos caracterizadores da mesma e aquele seja titular do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação de utilização do novo local;

e) A mudança da tecnologia de produção utilizada na UP, desde que se mantenha o mesmo produtor e demais elementos caracterizadores da mesma, e o produtor seja o titular do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação de utilização associada;

f) A alteração de potência instalada, desde que respeitadas as condições estabelecidas no artigo 5.º e o produtor seja o titular do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação de utilização associada.

2 — Nos casos previstos na alínea *a)* do número anterior, o novo titular do contrato de fornecimento de eletricidade deve solicitar o averbamento da alteração, juntando prova dos factos determinantes da alteração e demais elementos relevantes para o registo.

3 — Nos casos previstos na alínea *c)* do n.º 1, o produtor identifica o novo local da UP e os elementos essenciais relativos à instalação de utilização e ao contrato de fornecimento alterados relevantes para o registo.

4 — Nos casos previstos na alínea *d)* do n.º 1, o produtor identifica a alteração de tecnologia verificada, desde que se mantenham os demais elementos caracterizadores da UP.

5 — Nos casos previstos na alínea *e)* do n.º 1, o produtor identifica a alteração de potência verificada, desde que se mantenham os demais elementos caracterizadores da UP e contrato de fornecimento da instalação de utilização.

6 — O averbamento das alterações previstas nas alíneas *c)* e *d)* do n.º 1 dependem de nova inspeção da UP e consequente emissão de novo certificado de exploração.

7 — O averbamento das alterações previstas nas alíneas *c)*, *d)* e *e)* do n.º 1 pode ser recusado, nomeadamente por razões de desconformidade com as normas constantes do Regulamento Técnico e de Qualidade previsto no artigo seguinte.

Artigo 19.º

Regulamentos específicos

1 — O diretor-geral da DGEG elabora o despacho que aprova o Regulamento Técnico e de Qualidade e o Regulamento de Inspeção e Certificação e, após homologação dos mesmos pelo membro do Governo responsável pela área da energia, publica-os no SERUP.

2 — Os regulamentos referidos no número anterior são aplicáveis a UP, exigindo-se o seu cumprimento nas atividades de inspeção e reinspeção previstas nos artigos 15.º e 16.º

3 — O Regulamento Técnico e de Qualidade deve incluir todas as regras de caráter técnico genericamente aplicáveis a instalações elétricas, bem como regras técnicas específicas relativas às UP, incluindo os esquemas de ligação permitidos e proteções associadas, e as regras de aprovação e certificação de equipamentos que compõem a UP.

4 — O Regulamento de Inspeção e Certificação deve incluir todos os procedimentos associados às ações de inspeção, reinspeção e certificação, bem como as condições associadas de aprovação da UP, incluindo a definição e classificação das deficiências.

5 — Não é aplicável às UP o disposto no Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas (RLIE), aprovado pelo Decreto-Lei n.º 26 852, de 30 de julho de 1936.

Artigo 20.º

Controlo de certificação de equipamentos

1 — Os fabricantes, importadores e fornecedores, seus representantes e entidades instaladoras devem comprovar junto do SERUP que os equipamentos da UP transacionados estão certificados e a natureza da certificação, devendo esta informação ser disponibilizada no SERUP para conhecimento público.

2 — A certificação dos equipamentos a que se refere o número anterior deve ser concedida por um organismo de certificação acreditado nos termos do Regulamento (CE) n.º 765/2008, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 9 de julho de 2008, para a certificação em causa.

3 — Os equipamentos certificados nos termos do número anterior devem satisfazer os requisitos definidos nas normas europeias aplicáveis a cada tipo de equipamento, publicadas pelo CEN/CENELEC.

4 — Caso não tenham sido estabelecidas e publicadas normas europeias, cada tipo de equipamento deve satisfazer os requisitos das normas internacionais publicadas pela ISO/IEC.

5 — Quando não existam as normas referidas nos n.ºs 3 e 4, os equipamentos devem conformar-se com as normas ou especificações técnicas portuguesas relativas ao equipamento em causa, que estejam publicadas pelo Instituto Português da Qualidade, I. P. (IPQ, I. P.).

CAPÍTULO III

Vicissitudes da atividade de produção para autoconsumo

Artigo 21.º

Mera comunicação prévia

1 — Sem prejuízo do disposto nos n.ºs 8 e 9 do artigo 4.º, os titulares das UPAC com potência instalada superior a 200 W e igual ou inferior a 1,5 kW e das unidades de produção sem ligação à RESP, apresentam uma mera comunicação prévia de exploração, dirigida à DGEG, através do SERUP, estando dispensados de efetuar o registo.

2 — O comprovativo de apresentação da declaração referida no número anterior é título bastante para o início da exploração da unidade de produção.

3 — O procedimento de comunicação prévia para exploração da UPAC, incluindo os respetivos elementos instrutórios, a sua marcha, extinção e alteração, são aprovados por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

Artigo 22.º

Contagem e disponibilização de dados nas unidades de produção para autoconsumo

1 — É obrigatória a contagem da eletricidade total produzida pela UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW e cuja instalação de utilização associada se encontre ligada à RESP, bem como nas situações previstas nos n.ºs 8 e 9 do artigo 4.º

2 — A contagem da energia elétrica total produzida por uma UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW é feita por telecontagem, devendo o equipamento de contagem previsto na alínea b) do artigo 8.º encontrar-se capacitado para o efeito.

3 — A contagem da energia fornecida pela UPAC à RESP e da energia adquirida ao comercializador pode ser realizada pelo mesmo equipamento desde que adequado para medir a contagem nos dois sentidos.

4 — O sistema de contagem de eletricidade e os equipamentos que asseguram a proteção da interligação devem ser colocados em local de acesso livre ao ORD, bem como às entidades competentes para efeitos do presente decreto-lei, salvo situações especiais autorizadas pela DGEG.

5 — O ORD deve disponibilizar ao CUR as informações necessárias à correta faturação dos diferentes intervenientes nos termos do Regulamento das Relações Comerciais.

6 — As matérias da medição, leitura e disponibilização de dados, assim como as demais matérias reguladas neste artigo, podem ser objeto de regulamentação por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, na medida em que tal seja necessário à correta aplicação do presente decreto-lei.

7 — Não é aplicável aos produtores, no exercício da atividade de produção de eletricidade para autoconsumo, a obrigação de fornecimento de energia reativa.

Artigo 23.º

Contrato de venda da eletricidade ao comercializador de último recurso

1 — Sempre que a energia proveniente de uma UPAC tenha origem em fonte de energia renovável, a capacidade instalada nesta unidade não seja superior a 1 MW

e a instalação de utilização se encontre ligada à RESP, o produtor pode celebrar, com o CUR, contrato de venda da eletricidade produzida e não consumida.

2 — O CUR, quando o produtor o solicitar, contrata com este a compra da eletricidade proveniente da UPAC.

3 — O contrato de compra e venda referido no n.º 1 deve prever, nomeadamente, os seguintes termos e condições:

a) O prazo máximo de 10 anos, renováveis por períodos de 5 anos, salvo oposição à renovação por qualquer das partes com 60 dias de antecedência, a exercer por escrito e nos termos dos números seguintes, bem como outras causas de extinção do contrato;

b) A remuneração da energia adquirida pelo CUR, a qual é determinada de acordo com o disposto no artigo seguinte;

c) O pagamento pelo produtor da compensação determinada nos termos do disposto no artigo 25.º;

d) A periodicidade da faturação pelo CUR.

4 — Sem prejuízo do disposto na alínea a) do número anterior, o CUR opõe-se à renovação do prazo inicial ou de prorrogação do contrato de compra e venda quando a DGEG, por razões relacionadas com a sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional (SEN) ou política energética, determine, mediante despacho devidamente fundamentado, a não renovação dos contratos que se encontrem em vigor.

5 — O despacho referido no número anterior é homologado pelo membro do Governo responsável pela área da energia e publicitado no sítio da *Internet* da DGEG e no SERUP.

6 — O membro do Governo responsável pela área da energia pode alterar mediante despacho a publicar no *Diário da República*, o limite de 1 MW previsto no n.º 1.

Artigo 24.º

Remuneração da energia proveniente das unidades de produção para autoconsumo

O valor da energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor abrangido pelo disposto no artigo anterior é calculado de acordo com a seguinte expressão:

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

Sendo:

a) « $R_{UPAC, m}$ » — A remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês 'm', em €;

b) « $E_{fornecida, m}$ » — A energia fornecida no mês 'm', em kWh;

c) « $OMIE_m$ » — O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês 'm', em €/kWh;

d) «m» — O mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP.

Artigo 25.º

Compensação devida pelas unidades de produção para autoconsumo

1 — As UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW e cuja instalação elétrica de utilização se encontre ligada à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa, nos primeiros 10 anos após obtenção do

certificado de exploração, calculada com base na seguinte expressão:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t$$

Sendo:

a) « $C_{UPAC,m}$ » — A compensação paga no mês m por cada kW de potência instalada, que permita recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de produção de eletricidade em autoconsumo;

b) « P_{UPAC} » — O valor da potência instalada da UPAC, constante no respetivo certificado de exploração;

c) « $V_{CIEG,t}$ » = O valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, medido em € por kW, apurado no ano « t » nos termos do número seguinte;

d) « K_t » — O coeficiente de ponderação, entre 0 % e 50 %, a aplicar ao « $V_{CIEG,t}$ » tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no Sistema Elétrico Nacional, no ano « t »;

e) « t » — O ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

2 — O « $V_{CIEG,t}$ » referido na alínea c) do número anterior é calculado com base na seguinte expressão:

$$V_{CIEG,t} = \sum_{n=0}^2 (CIEG_{i,t-n}^p) \times \frac{1}{3} + \sum_{n=0}^2 (CIEG_{i,h,t-n}^e) \times \frac{1}{3} \times \frac{1.500}{12}$$

Em que:

a) « $CIEG_{i,t-n}^p$ » — Corresponde ao somatório do valor das parcelas « i » do CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, designadamente na alínea c), medido em € por kW, para o nível de tensão da respetiva UPAC, constante nos documentos de suporte da proposta de fixação de tarifas, publicados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) para o ano « $t-n$ »;

b) « $CIEG_{i,h,t-n}^e$ » — Corresponde ao somatório, da média aritmética simples do valor para os diferentes períodos horários « h » de cada uma das parcelas « i » dos CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, designadamente nas alíneas a), b), d), e), f), g), h), i), e j), medido em € por kWh, para o nível de tensão da respetiva UPAC, constante nos documentos de suporte da proposta de fixação de tarifas, publicados pela ERSE para o ano « $t-n$ »;

c) « i » — Refere-se a cada uma das alíneas do n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro;

d) « h » — Corresponde ao período horário de entrega de energia elétrica aos clientes finais, tal como definido na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro;

e) « t » — Corresponde ao ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

3 — O coeficiente de ponderação « K_t », referido na alínea d) do n.º 1 assume os seguintes valores:

a) « K_t » = 50 %, caso o total acumulado de potência instalada das UPAC, no âmbito do regime de autocon-

sumo, exceda 3 % do total da potência instalada de centro eletroprodutores do SEN;

b) « K_t » = 30 %, caso o total acumulado de potência instalada de UPAC, no âmbito do regime de produção de eletricidade em autoconsumo, se situe entre os 1 % e 3 % do total da potência instalada de centro eletroprodutores do SEN;

c) « K_t » = 0 %, caso o total acumulado de potência instalada de UPAC, no âmbito do regime de autoconsumo, seja inferior a 1 % do total da potência instalada de centro eletroprodutores do SEN.

Artigo 26.º

Faturação do comercializador de último recurso

1 — A faturação da eletricidade fornecida pela UPAC ao abrigo do contrato mencionado no artigo 23.º é processada pelo CUR nos termos do n.º 11 do artigo 36.º do Código do Imposto sobre o Valor Acrescentado (CIVA), sem necessidade de acordo escrito do produtor.

2 — A faturação da compensação prevista no artigo anterior é apurada pelo ORD e incluída na faturação do CUR, ou, na ausência do contrato mencionado no artigo 23.º, na fatura do comercializador associado à instalação elétrica de utilização.

3 — Sem prejuízo do disposto no número seguinte, a faturação da eletricidade é feita trimestralmente, ou noutro período não superior que seja estipulado no contrato mencionado no artigo 23.º, sendo o pagamento ao produtor realizado mediante transferência bancária.

4 — O contrato referido no artigo 23.º pode estipular um único período de faturação anual quando o valor a faturar não exceda o montante de € 20,00.

5 — Nos casos em que o produtor celebre contrato de financiamento para a aquisição da UPAC e desde que seja obtida a concordância, por escrito, da entidade financiadora contratante, o produtor pode optar pela realização da amortização do financiamento diretamente pelo CUR, por conta de parte ou da totalidade da receita apurada com a venda da eletricidade com origem na UPAC.

Artigo 27.º

Reconhecimento de investimentos e custos

1 — O reconhecimento dos custos de aquisição de energia pelo CUR relacionados com a aquisição de eletricidade nos termos desta secção, é realizado de acordo com o estabelecido no artigo 55.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

2 — O reconhecimento para efeitos tarifários dos investimentos e custos incorridos pelo CUR referido no número anterior com a implementação ou alteração dos sistemas informáticos de faturação e outros, necessários para a execução do presente decreto-lei, é realizado nos termos previstos no artigo 62.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.

3 — O relacionamento comercial entre os comercializadores de último recurso referidos na alínea g) do artigo 3.º, no âmbito da aplicação do presente decreto-lei, deve observar o Regulamento de Relações Comerciais.

4 — O Regulamento de Relações Comerciais deve ser revisto no prazo máximo de 90 dias a contar da data da publicação do presente decreto-lei, de forma a contemplar as exigências previstas no presente artigo.

Artigo 28.º

Outros relacionamentos comerciais

O produtor que não celebre contrato de venda da eletricidade com o CUR, nos termos do artigo 23.º, estabelecendo outro tipo de relacionamento comercial, designadamente, a venda em mercados organizados ou mediante contrato bilateral da eletricidade não consumida na instalação de utilização associada à UPAC, fica sujeito, nesta parte, às condições a fixar pela respetiva entidade licenciadora tendo por referência a disciplina contida no regime jurídico da produção de eletricidade que contempla o relacionamento comercial pretendido.

CAPÍTULO IV

Vicissitudes da atividade de unidades de pequena produção

Artigo 29.º

Quotas de potência

1 — A potência de ligação que, em cada ano civil, pode ser objeto de atribuição a UPP, não pode ser superior à quota anual de 20 MW, a alocar de acordo com a programação estabelecida nos termos do n.º 3.

2 — O SERUP encerra automaticamente o procedimento de registo logo que a soma das potências resultantes das inscrições realizadas num dado ano para UPP atinja o valor correspondente ao somatório da quota anual que estiver estabelecida nos termos do número anterior para esse ano, acrescida de metade da quota anual prevista para o ano seguinte.

3 — Mediante despacho a publicar no SERUP até 31 de dezembro de cada ano, o diretor-geral da DGEG estabelece:

a) A quota de potência de ligação a alocar no ano seguinte ao registo de UPP;

b) A programação de alocação da quota anual referida na alínea anterior, para o ano a que respeita e através do SERUP;

c) Eventuais saldos de potência não atribuídas em anos anteriores.

Artigo 30.º

Acesso ao regime remuneratório

1 — O acesso ao regime remuneratório previsto no artigo seguinte depende de registo, nos termos do artigo 13.º, no qual o produtor opta por uma das seguintes três categorias:

a) Categoria I — Na qual se insere o produtor que pretende proceder apenas à instalação de uma UPP, nos termos do presente decreto-lei;

b) Categoria II — Na qual se insere o produtor que, para além da instalação de uma UPP, nos termos do presente decreto-lei, pretende instalar no local de consumo associado àquela, tomada elétrica para o carregamento de veículos elétricos, nos termos do Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, alterado pela Lei n.º 64-B/2011, de 30 de dezembro e pelos Decretos-Leis n.ºs 170/2012, de 1 de agosto, e 90/2014, de 11 de junho, ou seja proprietário ou locatário de um veículo elétrico;

c) Categoria III — Na qual se insere o produtor que, para além da instalação de uma UPP nos termos do presente decreto-lei, pretende instalar no local de consumo associado àquela, coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m² de área útil de coletor ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente.

2 — O acesso ao regime remuneratório estabelecido no artigo seguinte depende de prévia comprovação, à data do pedido de inspeção, da instalação dos equipamentos referidos na respetiva categoria.

Artigo 31.º

Regime remuneratório

1 — A energia elétrica ativa produzida pela UPP e entregue à RESP é remunerada pela tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência.

2 — A tarifa a atribuir nos termos do número anterior correspondente ao valor mais alto que resulte das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência, apurado para cada uma das categorias referida no n.º 1 do artigo anterior, nos termos do limite da quota de potência estabelecida no artigo 29.º

3 — A tarifa de referência referida no número anterior é estabelecida mediante portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, até 15 de dezembro de cada ano.

4 — O membro do Governo responsável pela área da energia pode, mediante portaria, proceder à atualização do valor da tarifa de referência, limites e quota definidos nos n.ºs 1 e 3 do artigo 29.º, tendo em vista assegurar a boa adequação da atividade de pequena produção aos objetivos da política energética, de outras políticas setoriais, à evolução dos mercados ou ao equilíbrio regional.

5 — A tarifa de remuneração atribuída nos termos dos números anteriores vigora por um período de 15 anos desde a data de início de fornecimento de energia elétrica à RESP, caducando no termo deste período.

6 — A tarifa de remuneração atribuída nos termos dos números anteriores não é acumulável com outro tipo de incentivo à produção da eletricidade produzida em regime especial, designadamente o resultante da transação garantia de origem da eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, durante o período em que se encontra em vigor.

7 — Os produtores cuja tarifa lhes seja atribuída nos termos dos números anteriores, não podem optar por aderir a outro regime remuneratório durante o prazo de vigência da respetiva tarifa, mencionado no n.º 5.

8 — Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, a aplicação do presente regime remuneratório extingue-se quando o produtor comunique ao SERUP a renúncia à sua aplicação.

9 — A tarifa de remuneração varia consoante o tipo de energia primária utilizada, sendo determinada mediante a aplicação de percentagens à tarifa de referência, a publicar em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, até 15 de dezembro de cada ano.

10 — No âmbito do presente decreto-lei apenas é remunerada a energia ativa entregue à RESP, dentro dos limites definidos na alínea d) do n.º 1 do artigo 5.º

Artigo 32.º

Transição para outros regimes remuneratórios

Findos os prazos de vigência da tarifa atribuída nos termos do artigo 31.º, a energia elétrica proveniente da UPP que dela beneficie, passa a ser remunerada no âmbito do regime geral da produção em regime especial, previsto na alínea *a*) do n.º 1 do artigo 33.º-G do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

Artigo 33.º

Contagem e disponibilização de dados nas unidades de pequena produção

1 — O sistema de contagem de eletricidade e os equipamentos que asseguram a proteção da interligação devem ser colocados em local de acesso livre ao comercializador e ao ORD, bem como às entidades competentes para efeitos do presente decreto-lei, salvo situações especiais autorizadas pela DGEG.

2 — A contagem da eletricidade produzida é feita por telecontagem, mediante contador bidirecional, ou contador que assegure a contagem líquida dos dois sentidos, autónomo do contador da instalação de consumo.

3 — Para os consumidores de energia elétrica alimentados em média tensão, com contagem de energia em baixa tensão, a ligação da UPP pode ser feita em baixa tensão, a montante do contador de consumo.

4 — Nas condições do número anterior deve ser construído um quadro de baixa tensão para ligação da UPP, que permita separar a instalação de produção da instalação de consumo.

5 — O contador de produção deve localizar-se junto ao contador de consumo.

6 — O fornecimento de energia reativa pelo produtor de eletricidade a partir de UPP obedece às regras previstas no Regulamento da Rede de Distribuição.

7 — O CUR e o ORD devem disponibilizar à ERSE as informações necessárias para aferir sobre a correta intervenção dos diferentes intervenientes.

8 — As matérias da medição, leitura e disponibilização de dados, assim como as demais matérias reguladas neste artigo, podem ser objeto de regulamentação por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, na medida em que tal seja necessário à correta aplicação do presente decreto-lei.

Artigo 34.º

Contrato de compra e venda de eletricidade e ligação à rede

1 — Emitido o certificado de exploração, ainda que provisório nos termos do n.º 2 do artigo 14.º, o produtor e o CUR identificado no registo da UPP são de imediato notificados, através do SERUP, com vista à conclusão do contrato de compra e venda da eletricidade proveniente da UPP.

2 — Para efeitos do número anterior, o produtor adere ao contrato de compra e venda de eletricidade, no prazo máximo de cinco dias contados do aviso do SERUP.

3 — O CUR dá conhecimento ao SERUP da conclusão do contrato de compra e venda de eletricidade com o produtor, no prazo de 10 dias após a adesão deste ao referido contrato.

4 — Após a comunicação de celebração do contrato de compra e venda de eletricidade, o SERUP avisa o ORD para proceder à ligação da UPP à RESP.

5 — O operador da rede deve proceder à ligação da UPP no prazo máximo de 10 dias após o aviso do SERUP.

6 — A data de ligação à RESP é registada no SERUP pelo ORD.

7 — O contrato de compra e venda de eletricidade previsto no n.º 1 deve observar o modelo aprovado pela DGEG, mediante proposta do CUR e consultada a ERSE.

Artigo 35.º

Faturação, contabilidade e relacionamento comercial

1 — O CUR deve celebrar contrato de compra e venda da eletricidade proveniente da UPP e assegurar o seu pagamento, nos termos do presente decreto-lei.

2 — O pagamento referido no número anterior é feito diretamente ao produtor, mediante transferência bancária, com periodicidade mensal ou outra superior, desde que estipulada no contrato de compra e venda de eletricidade, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

3 — A faturação relativa à energia elétrica proveniente da UPP é processada pelo CUR nos termos do n.º 11 do artigo 36.º do CIVA, sem necessidade de acordo escrito do produtor.

Artigo 36.º

Reconhecimento de investimentos e custos

1 — O reconhecimento dos custos de aquisição de energia pelo CUR nos termos do presente decreto-lei é realizado de acordo com o estabelecido no artigo 55.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

2 — Aplicam-se às UPP as disposições constantes dos n.ºs 3 e 4 do artigo 27.º

CAPÍTULO V

Taxas

Artigo 37.º

Taxas

1 — São devidas taxas pela apreciação dos seguintes pedidos:

- a) O pedido de registo da UP;
- b) O pedido de reinspeção da UP;
- c) O pedido de averbamento de alterações ao registo da UP, com e sem emissão de novo certificado de exploração.
- d) A realização de inspeções periódicas da UP.

2 — O montante e modo de pagamento das taxas, bem como a fase do procedimento em que a mesma é devida são definidos em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

3 — As taxas previstas no número anterior constituem receita própria da DGEG e são liquidadas e cobradas por esta, preferencialmente através da Plataforma de Pagamentos da Administração Pública, nos termos do artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 135/99, de 22 de abril, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 29/2000, de 13 de março, 72-A/2010, de 18 de junho, e 73/2014, de 13 de maio.

4 — A taxa é paga no prazo de 10 dias após notificação para pagamento, sempre que não esteja prevista a autoliquidação.

5 — O valor das taxas pode ser atualizado anualmente, com base na evolução do índice de preços ao consumidor, no continente, sem habitação, verificado no ano anterior e publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I. P., mediante aviso do diretor-geral da DGEG publicitado no sítio da *Internet* da DGEG.

6 — A cobrança coerciva da dívida proveniente da falta de pagamento da taxa segue as regras do processo de execução fiscal, servindo de título executivo a certidão passada pela DGEG.

CAPÍTULO VI

Fiscalização e regime sancionatório

Artigo 38.º

Fiscalização

1 — As UP são sujeitas a fiscalização para verificar a sua conformidade com o disposto no presente decreto-lei e no Regulamento Técnico e de Qualidade.

2 — A competência para fiscalização do cumprimento das obrigações previstas no presente decreto-lei pertence à DGEG, que podem solicitar o apoio de técnicos especializados sempre que o considerem necessário.

Artigo 39.º

Inspeção periódica

1 — As UP com potência instalada superior a 1,5 kW encontram-se concomitantemente sujeitas a inspeções periódicas, as quais são realizadas com a seguinte periodicidade:

- a) 10 anos, quando a potência da UP seja inferior a 1 MW;
- b) Seis anos, nos restantes casos.

2 — Para efeitos do número anterior a DGEG elabora e divulga no SERUP, anualmente e até 31 de dezembro de cada ano, a programação da inspeção periódica a realizar no ano seguinte, e publicita, até 31 de março de cada ano, as conclusões do relatório das ações de fiscalização realizadas no ano imediatamente anterior.

3 — É cancelado o registo da UP sempre que:

- a) Por circunstâncias imputáveis ao produtor, não seja aquela objeto de inspeção periódica nos termos do número anterior, nos prazos aí estabelecidos;
- b) No decurso das inspeções periódicas sejam identificadas não conformidades e as mesmas não sejam corrigidas e efetuado o correspondente registo de reinspeção, no prazo máximo de 30 dias.

4 — As regras e orientações metodológicas associadas às inspeções periódicas serão definidas por despacho do diretor-geral da DGEG e objeto de publicação no SERUP.

5 — Para efeitos dos números anteriores, o produtor deve permitir e facilitar o acesso às respetivas instalações de produção às entidades referidas no n.º 2 do artigo anterior, bem como fornecer-lhes as informações e dados técnicos respeitantes à UP.

Artigo 40.º

Regime sancionatório

1 — Sem prejuízo da responsabilidade civil e criminal nos termos da lei geral, constituem contraordenação punível com coima de € 100,00 a € 3 740,00, ou de € 250,00 a € 44 800,00, consoante o produtor seja pessoa singular ou coletiva:

- a) A infração ao disposto nos n.ºs 2 a 6, 8 e 9 do artigo 4.º;
- b) A infração ao disposto nas alíneas b) a d) do n.º 1 do artigo 5.º;
- c) A infração ao disposto no artigo 8.º;
- d) A infração ao disposto nos n.ºs 1 e 3 do artigo 9.º;
- e) A infração ao disposto nos n.ºs 1, 2 e 4 do artigo 22.º;
- f) A infração ao disposto nos n.ºs 1 e 2 do artigo 33.º;
- g) Solicitar a inspeção da UPAC sem que a sua instalação esteja concluída.

2 — A negligência é punível, sendo os limites mínimos e máximos das coimas reduzidos para metade.

3 — A tentativa é punível com a coima aplicável à contraordenação consumada especialmente atenuada.

4 — Os processos de contraordenação previstos no presente decreto-lei são instruídos pela DGEG, cabendo ao diretor-geral da DGEG a aplicação das coimas e sanções acessórias.

5 — O produto da aplicação das coimas reverte a favor das seguintes entidades:

- a) 60 % para o Estado;
- b) 40 % para a DGEG.

6 — A receita a que se refere a alínea a) do número anterior, quando a mesma seja aplicada em virtude de contraordenação praticada em região autónoma, reverte para a respetiva região.

7 — A aplicação de coima prevista nos n.ºs 1 e 2 é participada ao IMPIC, I. P. e à respetiva ordem ou associação profissional, quando esta exista.

Artigo 41.º

Sanções acessórias

1 — Em simultâneo com a coima e em função da gravidade das infrações e da culpa do agente pode ser aplicada ao infrator uma das seguintes sanções acessórias:

- a) A apreensão dos objetos pertencentes ao agente que tenham sido utilizados como instrumento na prática da infração;
- b) A interdição do exercício da atividade ou profissão conexas com a infração praticada por um período até dois anos;
- c) A privação do direito a subsídios ou benefícios concedidos por entidades públicas;
- d) A suspensão do registo da UP por um período até dois anos;
- e) O encerramento da UP.

2 — As sanções previstas no número anterior são participadas ao IMPIC, I. P., e à respetiva ordem ou associação profissional, quando esta exista.

Artigo 42.º

Publicidade

As decisões definitivas de condenação aplicadas pelo diretor-geral da DGEG são publicitadas na plataforma indicada no artigo 12.º, sendo que, nos casos previstos nas alíneas *b)*, *d)* e *e)* do n.º 1 do artigo anterior, a publicitação deve manter-se apenas durante o período da respetiva interdição, suspensão ou encerramento, conforme aplicável.

Artigo 43.º

Responsabilidade criminal

O desrespeito pelo infrator da decisão de aplicação definitiva da sanção acessória prevista nas alíneas *b)*, *d)* e *e)* do n.º 1 do artigo 41.º é punível nos termos do disposto no artigo 348.º do Código Penal.

CAPÍTULO VII

Disposições transitórias e finais

SECÇÃO I

Disposições transitórias

Artigo 44.º

Produção de eletricidade em regime de autoconsumo

1 — As instalações de produção de eletricidade para autoconsumo que, à data da entrada em vigor do presente decreto-lei se encontrem em exploração ao abrigo do RLIE ou da Portaria n.º 237/2013, de 24 de julho, passam a reger-se pelo regime estabelecido no presente decreto-lei, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

2 — Os produtores referidos no número anterior têm o prazo de três meses contados da data da entrada em vigor do presente decreto-lei para realizar o seguinte:

a) Instalar os equipamentos de contagem previstos no artigo 22.º;

b) Se aplicável, celebrar o contrato de compra e venda de eletricidade referido no artigo 23.º, nos casos em que a instalação de utilização se encontre ligada à RESP e injetem ou pretendam injetar eletricidade na rede;

c) Iniciar o pagamento da compensação prevista no artigo 25.º, se aplicável;

d) Contratar seguro de responsabilidade civil, nos termos da alínea *h)* do artigo 8.º

3 — As instalações referidas no n.º 1 ou outras que, sem exploração autorizada mas sujeita a controlo prévio nos termos do presente decreto-lei, se encontrem dotadas de licença de estabelecimento ou de comunicação prévia aceite, nos termos do RLIE ou do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, passam igualmente a reger-se pelo presente decreto-lei, devendo os respetivos certificados de exploração ser concedidos nos termos do presente decreto-lei.

4 — Os pedidos em curso de tramitação à data da entrada em vigor do presente decreto-lei são decididos nos termos do presente decreto-lei aproveitando-se os atos e formalidades úteis já praticados.

5 — Até à entrada em operação da plataforma eletrónica do SERUP, nos termos do artigo 12.º, os pedidos e a aceitação de registos ou a emissão de certificados de

exploração são processados com recurso a qualquer outro meio legalmente idóneo.

6 — O diretor-geral da DGEG aprova, por despacho, as instruções que se tomem necessárias à boa execução do disposto neste artigo, e anuncia a entrada em operação da plataforma eletrónica do SERUP, no sítio na *Internet* da DGEG e, quando disponível, no SERUP.

7 — Para efeitos de apuramento do valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC para o ano de 2014, « $V_{Cieg,2014}$ », a expressão apresentada no n.º 2 do artigo 25.º, deve ser ajustada de forma a assegurar que as componentes « $Cieg^p_i$ » e « $Cieg^e_{i,h}$ » sejam apenas apuradas com base na informação constante nos documentos de suporte da proposta de fixação de tarifas, publicados pela ERSE para o ano de 2013 e 2014.

8 — Para os efeitos e nos termos do número anterior, o « $V_{Cieg,2014}$ » é calculado com base na seguinte expressão:

$$V_{Cieg,2014} = \sum_{n=0}^1 (Cieg^p_i(t-n)) \times \frac{1}{2} + \sum_{n=0}^1 (Cieg^e_{i,h}(t-n)) \times \frac{1}{2} \times \frac{1.500}{12}$$

Em que:

a) « $Cieg^p_i$ » — Corresponde ao somatório do valor das parcelas «*i*» do CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, designadamente na alínea *c)*, medido em € por kW, para o nível de tensão da respetiva UPAC, constante nos documentos de suporte da proposta de fixação de tarifas, publicados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) para o ano «*t-n*»;

b) « $Cieg^e_{i,h}$ » — Corresponde ao somatório, da média aritmética simples do valor para os diferentes períodos horários «*h*» de cada uma das parcelas «*i*» dos CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, designadamente nas alíneas *a)*, *b)*, *d)*, *e)*, *f)*, *g)*, *h)*, *i)*, e *j)*, medido em € por kWh, para o nível de tensão da respetiva UPAC, constante nos documentos de suporte da proposta de fixação de tarifas, publicados pela ERSE para o ano «*t-n*»;

c) «*i*» — Refere-se a cada uma das alíneas do n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro;

d) «*h*» — Corresponde ao período horário de entrega de energia elétrica aos clientes finais, tal como definido na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro;

e) «*t*» — Corresponde ao ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

Artigo 45.º

Regimes jurídicos da microprodução e miniprodução

1 — Sem prejuízo do disposto no artigo 47.º, mantêm-se em vigor os regimes remuneratórios aplicáveis às unidades de microprodução ou miniprodução que dele beneficiem, nos seguintes termos:

a) No caso do regime remuneratório bonificado, até ao termo do respetivo prazo legal, findo o qual a energia passa a ser remunerada no âmbito do regime geral da produção em regime especial, previsto na alínea *a)* do n.º 1 do artigo 33.º-G do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto;

b) No caso do regime remuneratório geral, até 15 anos contados desde a data do certificado de exploração, findo o qual a energia passa a ser remunerada no âmbito do regime geral da produção em regime especial, previsto na alínea *a)* do n.º 1 do artigo 33.º-G do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

2 — Os titulares de registos de microprodução ou miniprodução enquadrados no regime de mercado mantêm este enquadramento remuneratório, ficando a atividade desenvolvida pelas respetivas unidades a regerem-se pelo disposto na Portaria n.º 237/2013, de 24 de julho, a partir de 1 de março de 2015, sem prejuízo do exercício da opção prevista no n.º 5.

3 — Independentemente dos regimes remuneratórios aplicáveis nos termos dos regimes jurídicos da microprodução ou miniprodução ou do disposto nos n.ºs 1 a 3, os titulares de registos de microprodução ou miniprodução podem optar pelo seu enquadramento no regime jurídico da produção para autoconsumo previsto no presente decreto-lei, devendo para o efeito apresentar um pedido no SERUP, acompanhado do respetivo certificado de exploração.

4 — O exercício da opção referida no número anterior implica a cessação definitiva do regime remuneratório de que o produtor viesse a beneficiar ao abrigo do regime jurídico da microprodução ou miniprodução ou ao abrigo do disposto nos n.ºs 1 a 3, consoante for o caso.

5 — Após a cessação do período de remuneração aplicável nos termos dos n.ºs 1 ou 3, os titulares de registos relativos a unidades de microprodução ou miniprodução passam a reger-se pelo disposto na Portaria n.º 237/2013, de 24 de julho, sem prejuízo do exercício da possibilidade de exercício da opção prevista no n.º 3.

6 — Tendo em conta o disposto no artigo anterior, o Sistema de Registo da Microprodução e da Miniprodução encerra para receção de novos pedidos de registo de unidades de microprodução e miniprodução a partir da data de entrada em vigor do presente decreto-lei.

7 — Não obstante o disposto no artigo 47.º, mantém-se ainda em vigor o n.º 5 do artigo 12.º do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro, pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro, e pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, e o disposto no n.º 4 do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, relativamente a fornecimentos de eletricidade efetuados por produtores abrangidos pelos referidos regimes jurídicos.

8 — O diretor-geral da DGEG aprova, por despacho, as instruções que se tornem necessárias à boa execução do disposto nos n.ºs 1 a 6 do presente artigo, e procede à sua divulgação no sítio na *Internet* da DGEG, no SERUP, se já disponível, e no sistema de pesquisa *online* de informação pública que indexa todos os conteúdos públicos dos sítios na *Internet* das entidades públicas, previsto no artigo 49.º do Decreto-Lei n.º 135/99, de 22 de abril, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 29/2000, de 13 de março, 72-A/2010, de 18 de junho, e 73/2014, de 13 de maio.

9 — A informação e os dados referidos no número anterior devem ser disponibilizados em formatos abertos, que permitam a leitura por máquina, nos termos da Lei n.º 36/2011, de 21 de junho.

SECÇÃO II

Disposições finais

Artigo 46.º

Aplicação às Regiões Autónomas

O disposto no presente decreto-lei aplica-se às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, nos termos e com as

adaptações decorrentes do disposto no n.º 1 do artigo 66.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e da sua especificidade no que respeita à descontinuidade, dispersão, dimensão geográfica e de mercado, nos termos a estabelecer em ato legislativo regional.

Artigo 47.º

Norma revogatória

Sem prejuízo do disposto no artigo 45.º, são revogados:

a) O Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro, pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro, e pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro; e

b) O Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro.

Artigo 48.º

Entrada em vigor

O presente decreto-lei entra em vigor 90 dias após a data da sua publicação.

Visto e aprovado em Conselho de Ministros de 4 de setembro de 2014. — *Pedro Passos Coelho* — *Maria Luís Casanova Morgado Dias de Albuquerque* — *António Manuel Coelho da Costa Moura* — *Jorge Manuel Lopes Moreira da Silva*.

Promulgado em 15 de outubro de 2014.

Publique-se.

O Presidente da República, ANÍBAL CAVACO SILVA.

Referendado em 16 de outubro de 2014.

O Primeiro-Ministro, *Pedro Passos Coelho*.

MINISTÉRIO DA AGRICULTURA E DO MAR

Portaria n.º 217/2014

de 20 de outubro

O Decreto-Lei n.º 81/2008, de 16 de maio, que estabelece o enquadramento nacional dos apoios a conceder ao setor da pesca no âmbito do Programa Operacional Pesca 2007-2013 (PROMAR), do Fundo Europeu das Pescas (FEP), alterado pelos Decretos-Lei n.º 128/2009, de 28 de maio, n.º 37/2010, de 20 de abril e n.º 16/2013, de 28 de janeiro, estatui, na alínea *a*) do n.º 2 do artigo 3.º, que, para o continente, as diversas medidas nele previstas são objeto de regulamentação através de portaria do membro do Governo responsável pelo setor das pescas.

Em 2009, a redução da abundância de sardinha, recurso de que a frota licenciada para artes de cercar para bordo (cerco) apresenta uma elevada dependência, determinou a aprovação de um plano de ajustamento do esforço de pesca dirigido a pequenos pelágicos, aplicável àquela frota, que incluía medidas de cessação temporária de atividade, para um máximo de 45 dias, a aplicar até final de 2009, e de cessação definitiva da atividade, a aplicar até final de 2013.

Anexo D. Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída



Introdução



Objectivos da apresentação

- Apresentar ponto de situação do atual enquadramento legislativo da Micro e Miniprodução
- Apresentar novo enquadramento legislativo para o Autoconsumo e Pequena Produção distribuída
- Detalhar as principais características de cada um dos regimes propostos
- Anexos com exemplos ilustrativos para diferentes perfis de produção / consumo

1. Enquadramento Geral

2. Novo Regime da Produção Distribuída

- a. Autoconsumo
- b. Pequena Produção

Anexos – Exemplos Ilustrativos

2

Enquadramento Geral

Vantagens proporcionadas pelo modelo de produção distribuída

1. Promove produção próxima do ponto de consumo, reduzindo as perdas na rede
2. Promove capacidade de produção renovável (tipicamente de origem solar) e proveniente de recursos endógenos
3. “Democratiza” a produção de eletricidade, permitindo a entrada de novos *players* de pequena dimensão e aumentando a concorrência na atividade de geração
4. Reduz concentração das unidades de produção (funcionamento em teia), beneficiando a segurança de abastecimento
5. Reduz as necessidades elétricas em ponta (caso do solar PV)
6. A médio / longo prazo, limita necessidades de investimento na RESP (embora possa criar desafios ao nível da rede em Baixa Tensão)
7. Dinamiza indústria fotovoltaica, que apresenta uma considerável incorporação nacional (p.e. instaladores, manutenção, fabrico de componentes)
8. Promove a criação de emprego e contribuiu para formação, qualificação e desenvolvimento de recursos técnicos, nomeadamente ao nível das economias locais

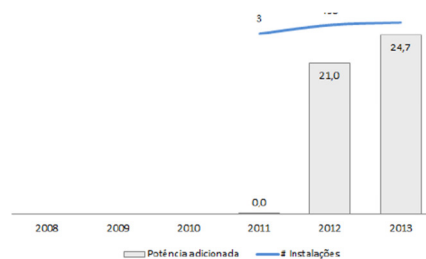
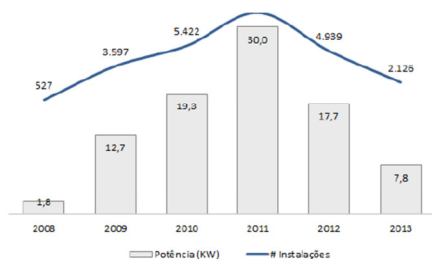
3

Atual enquadramento legislativo: Micro + Miniprodução

i Microprodução (DL 363/2007) ¹	ii Miniprodução (DL 34/2011) ²
<ul style="list-style-type: none"> • Produção descentralizada de pequena escala através de fontes renováveis até 3,68kW (bonificado), 5,75kW (regime geral) e 11,04kW (Condomínios). • Potência máxima correspondente a 50% da potência contratada na unidade consumo associada; • Energia produzida é vendida à rede (CUR) • 2 Regimes remuneratórios: <ul style="list-style-type: none"> • Geral -> tarifa revista anualmente à inflação até entrada de novo diploma; • Bonificado -> Tarifa fixa atribuída por registo; • Instalação de pelo menos 2 m² de colectores solares térmicos ou caldeira a Biomassa. • Realização de auditoria energética e implementação de medidas para condomínios. 	<ul style="list-style-type: none"> • Produção descentralizada de pequena escala até 250KW • Fontes renováveis (solar, eólica, hídrica, biogás, biomassa e pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de mini-produção renovável) • Potência máxima inferior a 50% da potência contratada na unidade de consumo associada. Energia produzida não pode ser superior a 2x a energia consumida na unidade associada • Toda a energia produzida é vendida à rede (CUR) • 2 Regimes remuneratórios: <ul style="list-style-type: none"> • Geral ("pool") • Bonificado (FiT atribuída em leilão) • 3 Escalões: I - até 20kW, II – 20kW-100kW e III - 100 kW - 250 kW • Potência anual atribuída com quota máxima; • Realização de auditoria energética.

1. Alterado pelo DL 25/2013 de 19 de Fevereiro, Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro.
2. Alterado pelo DL 25/2013 de 19 de Fevereiro

4



• Total Potência instalada: **89,3 MW** (25 mil instalações!).

• Instalação média: 3,57 kW

• Tarifa bonificada: 8 anos +7 anos seguintes

• Tarifa de referência (R. Bonificado) 2014: €66/MWh (8 anos) + €145/MWh (7 anos)

• Total Potência instalada: **45,8 MW** (cerca de mil instalações)

• Instalação média: 43,71 kW

• Tarifa bonificada 15 anos

• Tarifa de referência³ (R. Bonificado) 2014: €106/MWh.

1 - Das quais 309 referentes ao regime geral, a que corresponde uma potência de 1,4 MW
2 - Tarifa atribuída para pedidos efetuados no ano em causa e referente a projetos Fotovoltaicos. A tarifa em 2008 e 2009 é válida para os 1ºs 6 anos de operação
3 - Nos escalões II e III a atribuição da tarifa é efectuada por leilão com descontos ao valor de referência

5

Objectivos que se pretendem atingir com a revisão do regime atualmente em vigor

Objectivos do novo diploma

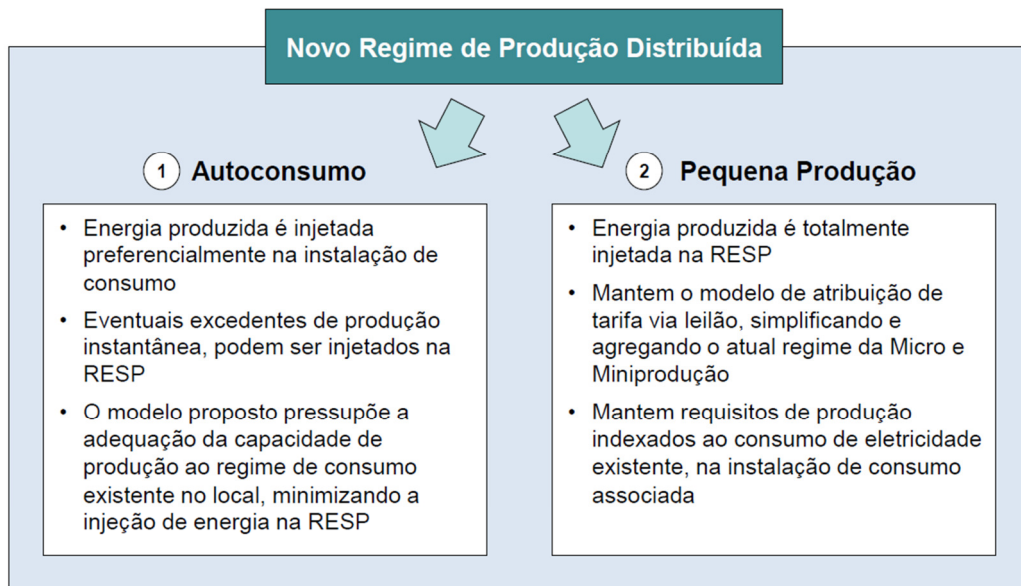
Adequar o atual modelo de geração distribuída ao perfil de consumo verificado no local

- O atual enquadramento legislativo incentiva a sobre capacidade das instalações face ao nível de consumo instantâneo verificado no local
- O atual enquadramento legislativo promove igualmente sobrecusto no SEN

- 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 + Microprodução, assegurando que entidades com perfis de consumo menos constante possam igualmente enquadrar-se no regime de produção distribuída;

6

Novo regime de produção distribuída – Principais características



7

Novo regime de produção distribuída – Principais características (cont.)

	1 Autoconsumo	2 Pequena Produção
Fonte	<ul style="list-style-type: none"> Renovável e Não Renovável 	<ul style="list-style-type: none"> Renovável
Limite Potência	<ul style="list-style-type: none"> Potência de ligação < 100% da potência contratada na instalação de consumo 	<ul style="list-style-type: none"> Potência de ligação < 100% da potência contratada na instalação de consumo Potência de ligação até 250 KW
Requisitos Produção	<ul style="list-style-type: none"> Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo Venda do excedente instantâneo ao CUR 	<ul style="list-style-type: none"> Produção anual < 2x consumo da instalação Venda da totalidade da energia 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 	<ul style="list-style-type: none"> Tarifa obtida em leilão para totalidade da produção Numa base anual, o excedente produzido face ao requisito de 2x consumo da instalação 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 	<ul style="list-style-type: none"> n.a.
Contagem	<ul style="list-style-type: none"> Contagem obrigatória para potências ligadas à RESP superiores a 1,5 kW 	<ul style="list-style-type: none"> Obrigatória para todas as potências, como elemento chave na faturação
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 	<ul style="list-style-type: none"> Processo gerido via plataforma electrónica Registo + certificado de exploração Inspeções obrigatórias
Outros aspectos	<ul style="list-style-type: none"> Não existe quota de atribuição 	<ul style="list-style-type: none"> Quota máxima anual de potência atribuída (p.e. 20 MW atribuídos por ano)

8

Agenda

1. Enquadramento Geral

2. Novo Regime da Produção Distribuída

a. Autoconsumo

b. Pequena Produção

Anexos – Exemplos Ilustrativos

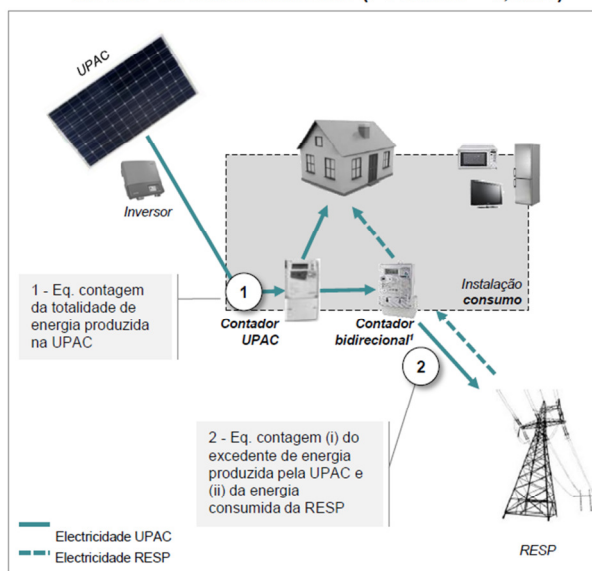
9

1 Autoconsumo

Principais características

- A unidade de produção (UPAC) produz preferencialmente para satisfazer necessidades de consumo
- A energia elétrica produzida é instantaneamente injetada na instalação de consumo
- O excedente produzido é injetado na RESP, evitando o desperdício
- A UPAC é instalada no local de consumo
- A Potência de ligação da UPAC tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo
- A Potência da UPAC não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação

Modelo de funcionamento (Potência > 1,5kW)



1 - Exemplo ilustrativo, não é obrigatória a existência de contador Bidirecional

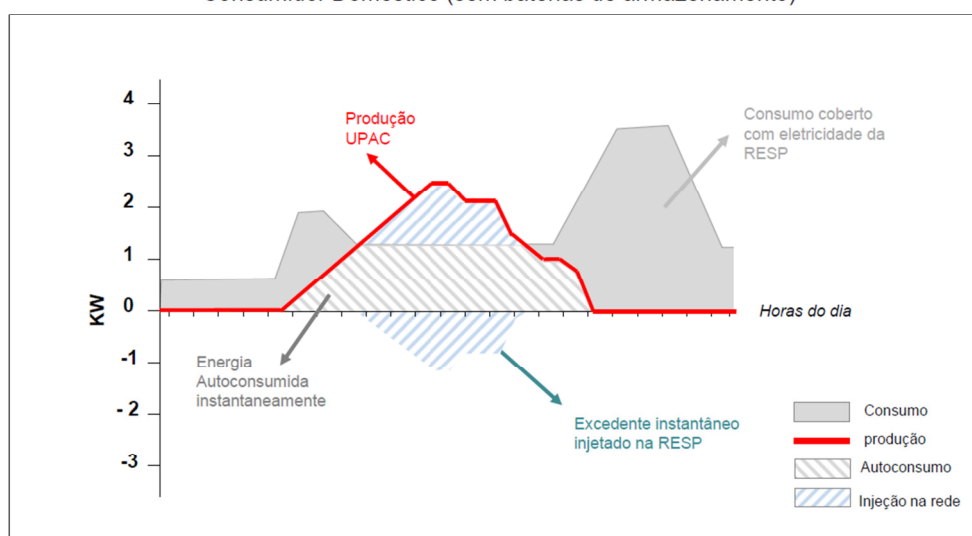
10

1 Autoconsumo

Principais características (Cont.)

Ilustrativo

Diagrama de Produção e Consumo Consumidor Doméstico (sem baterias de armazenamento)



11

1 Autoconsumo

Remuneração da energia elétrica injetada na RESP

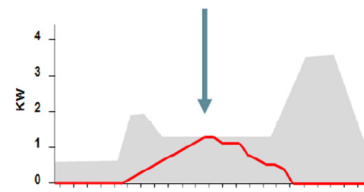
- O excedente de produção instantânea é remunerado ao preço da “pool”, deduzido de 10% (para compensar custos com injeção)
- UPAC Renovável, com potência inferior a 1MW¹, tem a opção de vender o excedente de energia ao CUR (contratos de 10 + 5 anos). Restantes situações via contratos bilaterais
- A energia 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 facturas (p.e. uma única fatura anual)

Fórmula de remuneração do excedente injetado na RESP:

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

Exemplo Ilustrativo

- Sempre que “Pool” < LCOE² -> Incentivo para que a UPAC seja adequadamente dimensionada ao nível consumo
- Assegura *payback* mais rápido



1. DGEG pode alterar limite, mediante despacho
2. Levelized cost of energy

12

1 Autoconsumo

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 SEN¹
- 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)

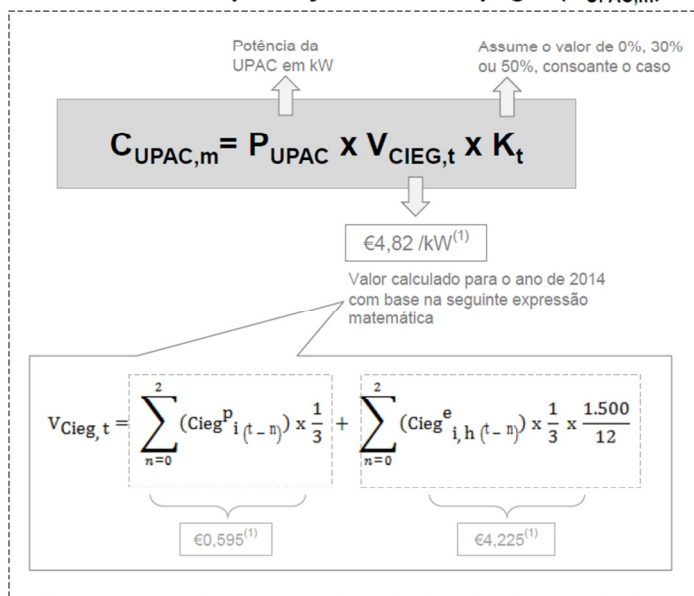
1. Nota: No final de 2013, 1% da potência total instalada no SEN corresponde a cerca de 180MW

13

1 Autoconsumo

Compensação paga ao sistema (cont.)

Cálculo da compensação mensal a pagar ($C_{UPAC,m}$)



Exemplo ilustrativo de compensação paga mensalmente para unidades instaladas em 2014, caso a capacidade total de UPACs tenha atingido o limite de **540MW** (3% do SEN)

Potência UPAC	$C_{UPAC,m}$
200w	isento
700w	isento
1 kW	isento
1,5 kW	€ 3,6
100 kW ⁽²⁾	€ 170
250 kW ⁽²⁾	€ 426
1.000 kW ⁽³⁾	€ 1.405

(1) Cálculo para BTN<20,7kVA
(2) Assumindo ligação em BTE
(3) Ligação em MT

14

1 Autoconsumo

Equipamentos de contagem

- A contagem da eletricidade produzida é obrigatória para as UPAC com potências superiores a 1,5 kW cujo a 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

Porquê a contagem?

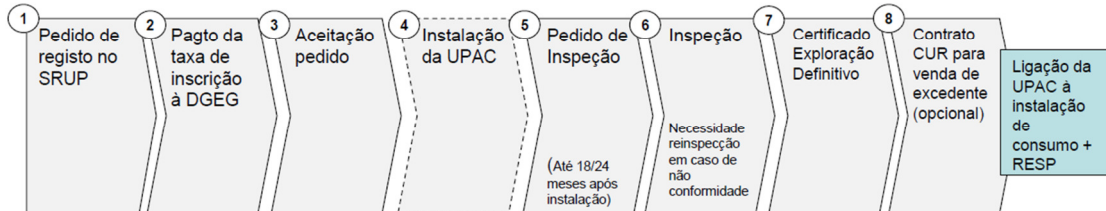
- Contabilização da eletricidade produzida para efeitos das metas de renováveis 2020
- Possibilidade dos produtores beneficiarem de Garantias de Origem
- Permite acompanhar a produção efectuada ao abrigo do novo enquadramento, possibilitando melhorias futuras na legislação
- Apenas as instalações com 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

15

1 Autoconsumo

Processo de Licenciamento

Exemplo Ilustrativo de registo para UPAC com potência superior a 1,5 kW



- O registo é efectuado via plataforma electrónica (Site SRUP) gerido pela DGE (ou entidade terceira cujas competências lhes sejam delegadas)
- UPAC com potências inferiores a 200 W não necessitam de registo
- UPAC com potências entre 200 W e 1,5 kW, ou cuja instalação de consumo não se encontre ligada à RESP (“em regime de ilha”), apenas necessitam de mera comunicação prévia de exploração (registo simplificado efectuado automaticamente sem intervenção da DGE)
- UPAC com potências superiores a 1 MW, necessita de licença de produção e licença de exploração nos termos da legislação em vigor
- O registo da UPAC é efectuado pelo proprietário da instalação de consumo;

16

1 Autoconsumo

Resumo – Análise sumária dos principais requisitos exigidos às UPAC

	Dimensão das UPAC ligadas à RESP (Potência de ligação)				s/ ligação RESP
	<200w	200-1500 W	1,5k W – 1MW	> 1MW	
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	-	-	✓	✓	-

17

Exemplos Ilustrativos⁽¹⁾

Exemplo 1

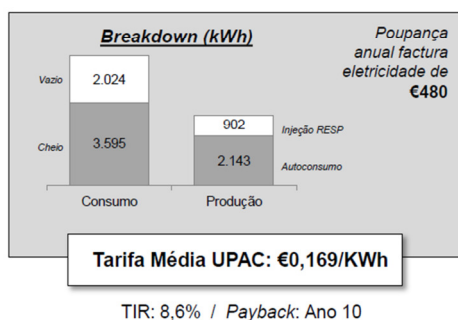
Residencial (Potência 10,35 kVA)
UPAC = 2kW (8 painéis FV 250w)

UPAC - Produção:

- Produção: 3.044 kWh

Instalação de Consumo:

- Consumo: 5.619 kWh
- Gasto anual kWh consumidos (s/ UPAC): €1.043



Exemplo 2

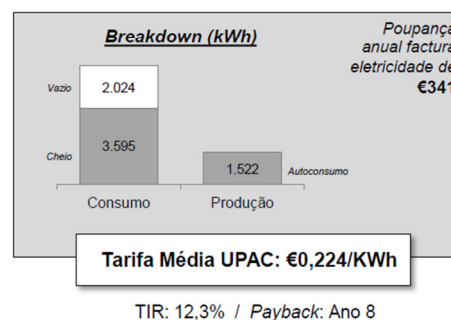
Residencial (Potência 10,35 kVA)
UPAC = 1kW (4 painéis FV 250w)

UPAC - Produção:

- Produção: 1.522 kWh

Instalação de Consumo:

- Consumo: 5.619 kWh
- Gasto anual kWh consumidos (s/ UPAC): €1.043



1. Nota: Detalhe dos exemplos em anexo

Agenda

1. Enquadramento Geral

2. Novo Regime da Produção Distribuída

a. Autoconsumo

b. Pequena Produção

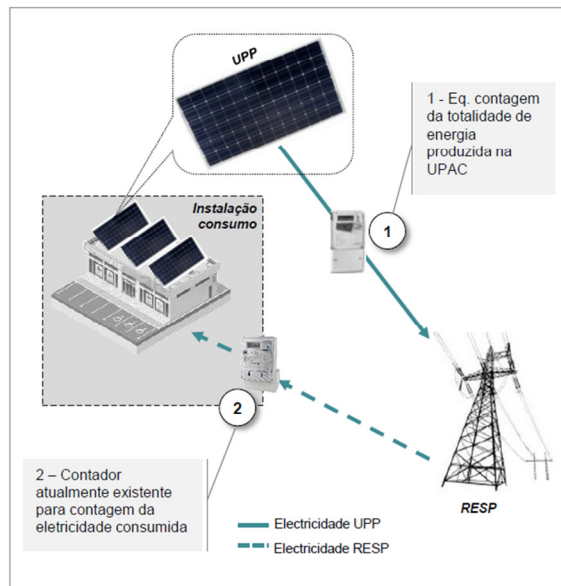
Anexos – Exemplos Ilustrativos

2 Pequena Produção

Principais características

- A unidade de pequena produção (UPP) injeta a totalidade da energia produzida na RESP;
- A Instalação de consumo associada, recebe toda a eletricidade proveniente do respectivo comercializador;
- A UPP é instalada no local de consumo;
- A Potência de ligação da UPP tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo e nunca superior a 250kW
- Numa base anual, a energia produzida pela UPP não pode exceder o dobro da eletricidade consumida na instalação de consumo
- Modelo idêntico ao atual regime da Miniprodução

Modelo de funcionamento



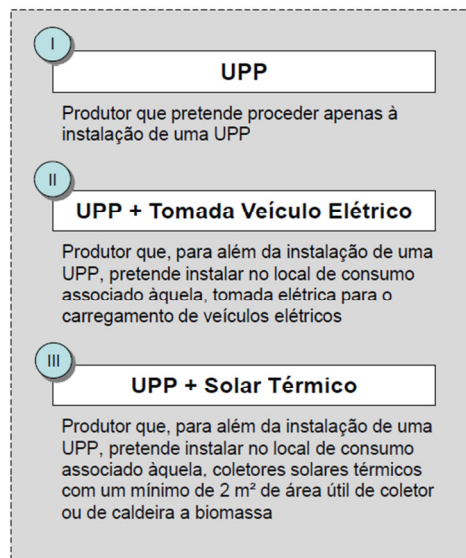
20

2 Pequena Produção

Categorias de UPP e Quotas de Potência

- A potência de ligação a atribuir no âmbito do regime de pequena produção, não pode exceder anualmente a quota de 20 MW
- A potência a atribuir é segmentada em 3 diferentes categorias, consoante as medidas acessórias implementadas (ver caixa lateral)
- Anualmente, mediante despacho do DGEG, procede-se ao estabelecimento da:
 - Quota de potência de ligação a alocar no ano seguinte
 - A programação de alocação da quota anual através do SRUP
 - Eventuais saldos de potência não atribuídas em anos anteriores

3 Categorias para atribuição de Potência



21

2 Pequena Produção

Remuneração da energia elétrica injetada na RESP

- A energia elétrica ativa produzida pela UPP e entregue à RESP é remunerada pela tarifa atribuída com base num modelo de licitação (Leilão), no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência (específico para cada categoria definido no slide anterior)
- A tarifa de referência para cada categoria é estabelecida anualmente mediante despacho do SEE
- A energia injetada na rede fora dos limites estabelecidos para as UPP não é remunerada
- A tarifa de remuneração não é acumulável com outro tipo de incentivo à produção da eletricidade produzida em regime especial (p.e. GO)
- A tarifa de remuneração atribuída em leilão vigora por um período de 15 anos
- Os Produtores não podem optar por aderir a outro regime durante o prazo de vigência da respetiva tarifa
- Após termo do período de 15 anos o produtor entra no regime geral de produção em regime especial

A tarifa a aplicar varia consoante o tipo de energia primária utilizada, sendo determinada mediante a aplicação das seguintes percentagens à tarifa de referência

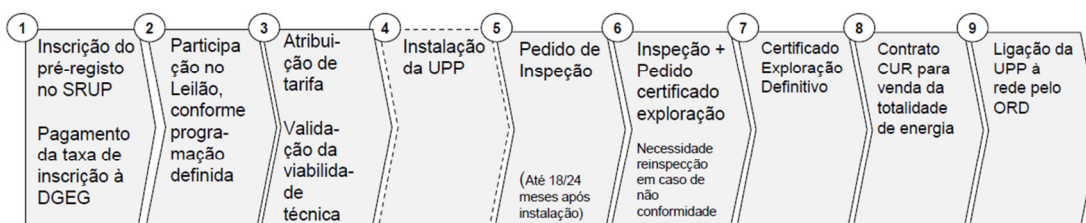
% sobre tarifa ref.	
Solar	100 %
Eólica	80%
Hídrica	50%
Biogás	60%
Biomassa	60%

Pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de miniprodução renovável — percentagem prevista nas alíneas anteriores aplicável ao tipo de energia renovável utilizado para a produção do hidrogénio.

22

2 Pequena Produção

Licenciamento UPP



- Gestão dos procedimentos via plataforma electrónica (Site SRUP) gerido pela DGEG (ou entidade terceira cujas competências lhes sejam delegadas)
- O procedimento para obtenção do registo a publicar em Portaria
- A cada UPP corresponde um registo
- Não são cumuláveis registos relativos a UPP associados a uma mesma instalação de utilização de energia eléctrica

23

2 Pequena Produção

Outros aspectos técnicos

- Pode ainda aceder ao registo de uma UPP entidade terceira autorizada pelo titular do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação de utilização
- Não existem requisitos de auditoria energética para instalar uma UPP
- A instalação da UPAC é obrigatoriamente executada por entidade instaladora de instalações elétricas de serviço particular ou técnicos responsáveis pela execução de instalações elétricas

24

Agenda

1. Enquadramento Geral
2. Novo Contexto Legislativo
 - a. Autoconsumo
 - b. Pequena Produção

Anexos – Exemplos Ilustrativos

25

Anexos - Autoconsumo

Exemplo 1 – Consumidor Residencial de 10,35kVA com UPAC de 2kW

Pressupostos

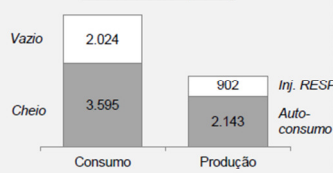
UPAC:

- Potência: **2kW** (8x Painéis 250W)
- Investimento (c/ IVA): €5.144

Instalação de Consumo:

- Consumo: 5.619 kWh (Pot. 10,35kVA)
- Tarifa bi-horária (ciclo diário)
 - Cheio: €0,1821/ kWh + IVA
 - Vazio: €0,0955/ kWh + IVA
- Gasto anual (sem UPAC): €1.043⁽¹⁾

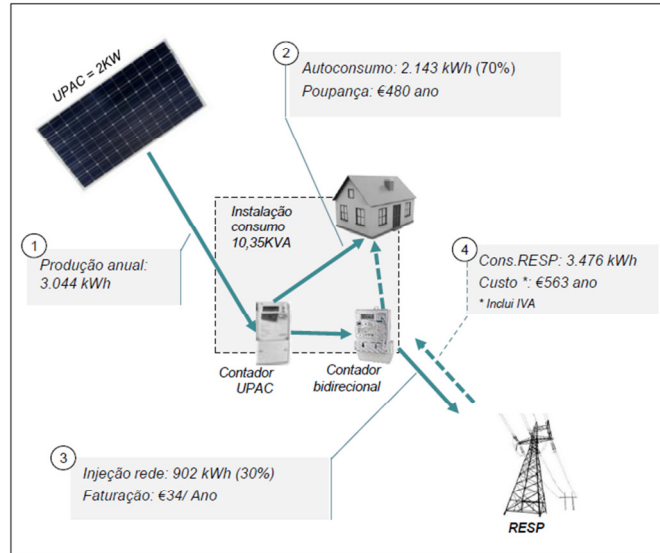
Breakdown (kWh)



Tarifa Média UPAC:
€0,169/KWh

TIR: 8,6% / Payback: Ano 10

Exemplo Ilustrativo



— Electricidade UPAC
— Electricidade RESP

(1) Referente apenas a kWh consumidos

Nota: Para efeitos do exemplo não se considera o pagamento da compensação

26

Anexos - Autoconsumo

Exemplo 2 – Consumidor Residencial de 10,35kVA com UPAC de 1kW

Pressupostos

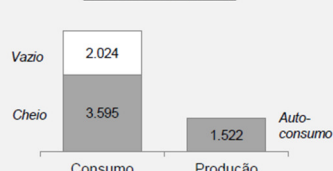
UPAC:

- Potência: **1kW** (4x Painéis 250W)
- Investimento (c/ IVA): €2.575

Instalação de Consumo:

- Consumo: 5.619 kWh (Pot. 10,35kVA)
- Tarifa bi-horária (ciclo diário)
 - Cheio: €0,1821/ kWh + IVA
 - Vazio: €0,0955/ kWh + IVA
- Gasto anual (sem UPAC): €1.043⁽¹⁾

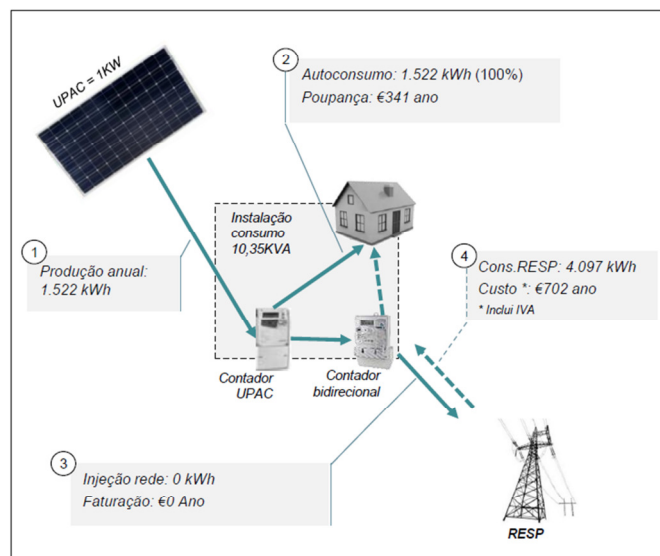
Breakdown (kWh)



Tarifa Média UPAC:
€0,224/KWh

TIR: 12,3% / Payback: Ano 8

Exemplo Ilustrativo



— Electricidade UPAC
— Electricidade RESP

(1) Referente apenas a kWh consumidos

27

Anexos - Autoconsumo

Exemplo 3 – Consumidor Comercial de 17,35kVA com UPAC de 5kW

Pressupostos

UPAC:

- Potência: **5 kW** (20x Painéis 250W)
- Investimento (s/ IVA): €8.750

Instalação de Consumo:

- Consumo: 20.113kWh (Pot.17,35kVA)
- Tarifa Tri-horária (Longa utilização)
 - Ponta: €0,2131/ kWh + IVA
 - Cheio: €0,1233/ kWh + IVA
 - Vazio: €0,0767/ kWh + IVA
- Gasto anual (sem UPAC): €2.563⁽¹⁾

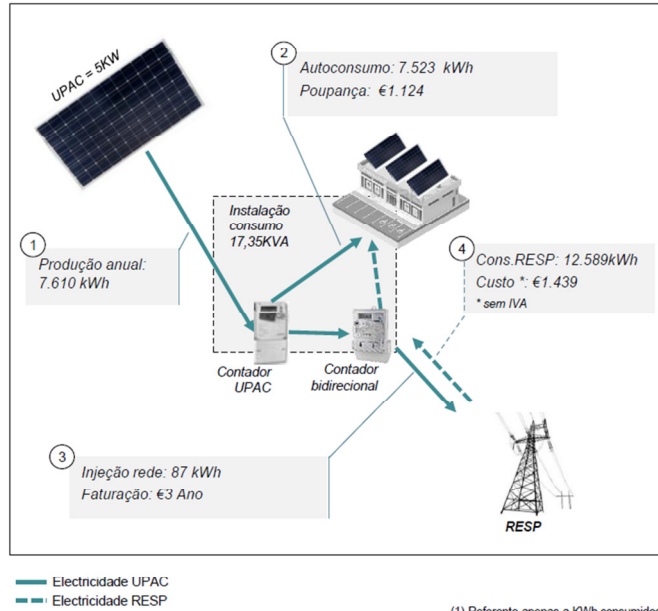
Breakdown (kWh)

Categoria	Consumo	Produção	Inj. RESP	Auto-consumo
Vazio	6.032			
Cheio	14.080	87		7.523

Tarifa Média UPAC: €0,148/KWh

TIR: 12,72% / Payback: Ano 8

Exemplo Ilustrativo



Anexo E. Relatório *PVsyst* – Marinha Grande

PVSYST V5.62		20/06/14	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	MCH Marinha Grande		
Geographical Site	MCH Marinha Grande	Country	Portugal
Situation	Latitude 39.7°N	Longitude	8.9°E
Time defined as	Legal Time Time zone UT+1	Altitude	104 m
	Albedo 0.20		
Meteo data :	MCH Marinha Grande, Synthetic Hourly data		
Simulation variant :	SMC_V1		
	Simulation date	20/06/14 01h23	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt 22°	Azimuth	-10°
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model	REC 245PE
	Manufacturer	REC	
Number of PV modules	In series	14 modules	In parallel 36 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	504	Unit Nom. Power 245 Wp
Array global power	Nominal (STC)	123 kWp	At operating cond. 112 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	379 V	I mpp 297 A
Total area	Module area	832 m²	Cell area 736 m ²
Inverter	Model	Sunny Mini Central 11000 TLRP	
	Manufacturer	SMA	
Characteristics	Operating Voltage	333-500 V	Unit Nom. Power 11.0 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter	9 units	Total Power 99.0 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m ² , Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)			NOCT 56 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	28 mOhm	Loss Fraction 2.0 % at STC
Array Soiling Losses			Loss Fraction 3.0 %
Module Quality Loss			Loss Fraction 0.1 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
System loss factors			
Wiring Ohmic Loss	Wires	116 m 3x95 mm ²	Loss Fraction 2.0 % at STC
User's needs :	Unlimited load (grid)		

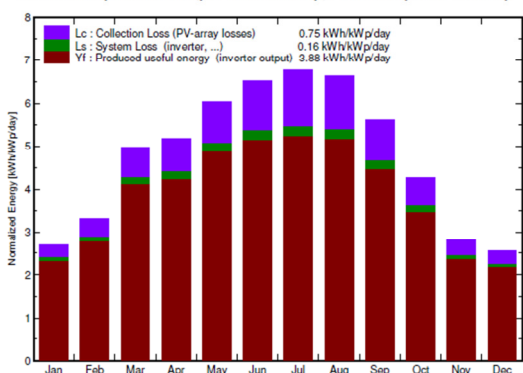
Grid-Connected System: Main results

Project : MCH Marinha Grande
Simulation variant : SMC_V1

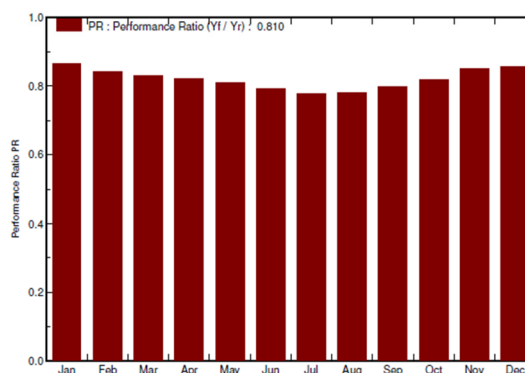
Main system parameters	System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	tilt	22°
PV modules	Model	REC 245PE
PV Array	Nb. of modules	504
Inverter	Model	Sunny Mini Central 11000 T100
Inverter pack	Nb. of units	9.0
User's needs	Unlimited load (grid)	
	azimuth	-10°
	Pnom	245 Wp
	Pnom total	123 kWp
	IPM	11.00 kW ac
	Pnom total	99.0 kW ac

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 175.0 MWh/year** Specific prod. 1417 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **81.0 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 123 kWp



Performance Ratio PR



SMC_V1

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	62.0	10.70	83.6	80.5	9.26	8.92	13.32	12.84
February	73.1	11.70	92.8	89.7	10.02	9.63	12.99	12.47
March	132.1	14.40	154.3	149.6	16.44	15.78	12.81	12.30
April	146.1	15.70	155.4	150.7	16.43	15.75	12.71	12.19
May	186.0	18.20	186.9	181.5	19.51	18.71	12.55	12.04
June	201.9	21.80	195.8	189.8	19.94	19.11	12.25	11.74
July	213.3	23.50	209.9	203.6	21.03	20.13	12.05	11.53
August	196.5	23.90	206.1	200.2	20.69	19.83	12.07	11.57
September	147.9	21.80	168.6	163.6	17.29	16.59	12.33	11.83
October	105.7	18.50	132.3	128.1	13.91	13.37	12.65	12.16
November	64.8	14.10	84.1	81.1	9.16	8.82	13.11	12.62
December	54.9	11.30	79.2	76.2	8.68	8.35	13.18	12.68
Year	1584.3	17.16	1748.9	1694.5	182.37	174.99	12.54	12.03

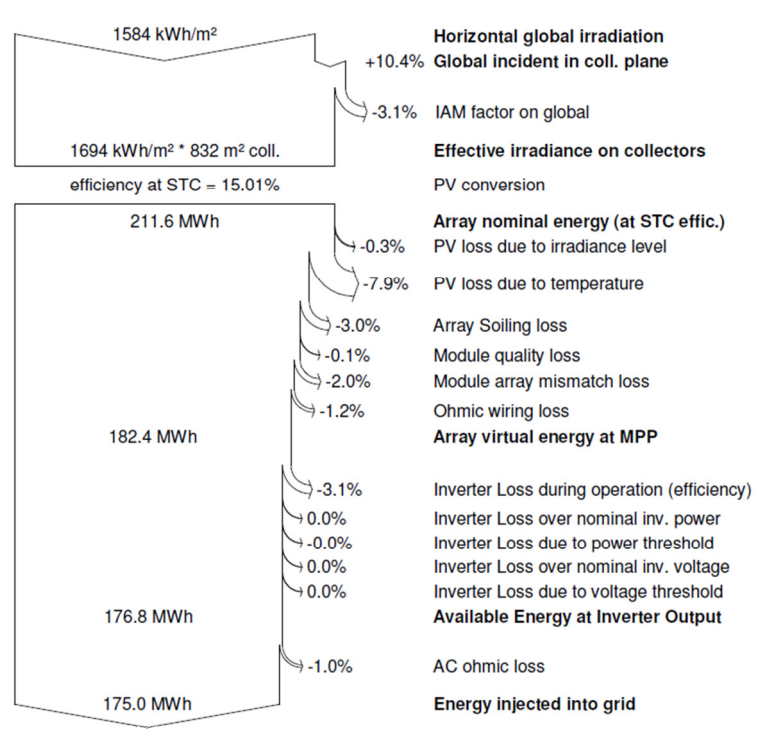
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : MCH Marinha Grande
Simulation variant : SMC_V1

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	22°	azimuth	-10°
PV modules	Model	REC 245PE	Pnom	245 Wp
PV Array	Nb. of modules	504	Pnom total	123 kWp
Inverter	Model	Sunny Mini Central 11000 TLEP	Pnom	11.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	9.0	Pnom total	99.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



Anexo F. Ficha técnica do Cabo AC

EXZHELLENT XXI 1000V FXZ1 (RZ1-K (AS))

TENSÃO: 0,6/1 kV



REGULAMENTO

UNE 21123-4 - Norma construtiva
EN 60332-1 - Não propagação de chama
EN 50266 - Não propagação do incêndio
EN 50267 - Baixa acidez e corrosividade dos gases emitidos
EN 61034 - Baixa opacidade dos fumos emitidos
IEC 60332.1 - Não propagação da chama
IEC 60332.3 - Não propagação de incêndio
IEC 60754 - Baixa acidez e corrosividade dos gases emitidos
IEC 61034 - Baixa opacidade dos fumos emitidos

DESENHO

CONDUTOR:

Cobre. Flexíveis: Classe 5

ISOLAMENTO:

X. Polietileno reticulado (PEX) 90 °C

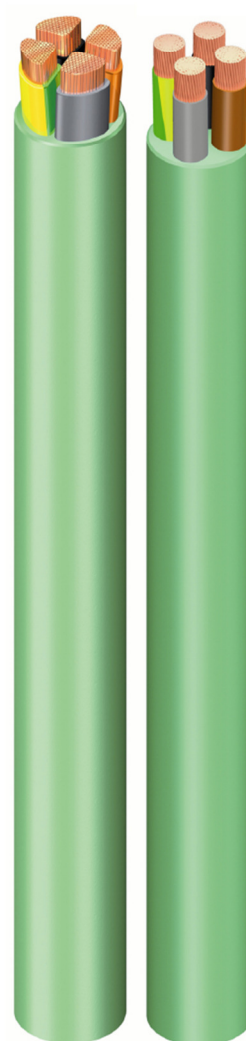
BAINHA:

Z1. Poliolefina livre de halogéneos 70 °C

APLICAÇÕES E CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS

A série de cabos EXZHELLENT XXI (AS) é constituída por cabos flexíveis unipolares e multipolares de 0,6/1 kV. A temperatura máxima de serviço é de 90°C, sendo capaz de trabalhar a uma temperatura muito baixa (-40°C)









São cabos especialmente indicados para instalação em habitações (alimentação e derivações individuais), nos locais com acesso público, assim como nos locais onde se pretenda elevar o grau de segurança.



**EXZHELLENT XXI 1000V
FXZ1 (RZ1-K (AS))**

TENSÃO: 0.6/1 kV



								
	mm ²	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1992106	1x1.5	5,7	45	25	21	27	23,65	29,37
1992107	1x2.5	6,1	60	25	29	36	14,24	17,62
1992108	1x4	6,7	75	30	38	46	8,873	10,93
1992109	1x6	7,2	95	30	49	58	5,95	7,288
1992110	1x10	8,2	140	35	68	77	3,484	4,218
1992111	1x16	9,2	195	40	91	100	2,24	2,672
1992112	1x25	10,8	285	45	116	128	1,476	1,723
1992113	1x35	11,9	380	50	144	154	1,073	1,224
1992114	1x50	13,5	520	55	175	183	0,773	0,852
1992115	1x70	15,6	715	65	224	224	0,568	0,601
1992116	1x95	17,4	925	70	271	265	0,449	0,455
1992117	1x120	19,4	1165	80	314	302	0,368	0,356
1992118	1x150	21,4	1445	90	363	342	0,311	0,285
1992119	1x185	23,3	1745	95	415	383	0,27	0,234
1992120	1x240	26,6	2295	135	490	442	0,223	0,177
1992121	1x300	30,2	2895	155	563	500	0,193	0,142
1992122	1x400	34,8	3930	175	674	570	0,164	0,107
1992123	1x500	39,5	5055	200	774	660	0,146	0,085
1992206	2x1.5	8,6	100	35	24	27	23,61	29,37
1992207	2x2.5	9,4	130	40	33	36	14,2	17,62
1992208	2x4	10,5	170	45	45	46	8,839	10,93
1992209	2x6	11,6	220	50	57	58	5,919	7,288
1992210	2x10	13,5	330	55	79	77	3,458	4,218
1992211	2x16	15,5	465	65	105	100	2,218	2,672
1992212	2x25	18,8	700	75	123	128	1,458	1,723
1992213	2x35	21,8	985	90	154	154	1,057	1,224
1998214	2x50	21,3	1150	85	188	183	0,759	0,852
1998215	2x70	24,7	1590	100	244	224	0,556	0,601
1998216	2x95	27,7	2060	140	296	265	0,438	0,455
1998217	2x120	31,3	2630	160	348	302	0,358	0,356
1998218	2x150	34,5	3245	175	404	342	0,302	0,285
1998219	2x185	37,8	3935	190	464	383	0,262	0,234
1998220	2x240	43,3	5200	220	552	442	0,215	0,177
1992306	3G1.5	9,0	115	40	20	23	23,61	29,37
1992307	3G2.5	9,9	155	40	26	30	14,2	17,62
1992308	3G4	11,1	205	45	36	38	8,839	10,93
1992309	3G6	12,3	275	50	46	48	5,919	7,288
1992310	3G10	14,3	415	60	65	64	3,458	4,218
1992311	3G16	16,5	600	70	87	82	2,218	2,672
1992311	3x16	16,5	600	70	87	82	2,218	2,672
1992312	3x25	20,0	900	80	110	106	1,458	1,723
1992313	3x35	23,3	1270	95	137	129	1,057	1,224
1998314	3x50	24,9	1550	100	167	152	0,759	0,852
1998315	3x70	29,2	2160	150	214	187	0,556	0,601
1998316	3x95	32,5	2790	165	259	222	0,438	0,455
1998317	3x120	36,7	3555	185	301	253	0,358	0,356
1998318	3x150	40,6	4405	205	353	286	0,302	0,285
1998319	3x185	44,3	5330	225	391	320	0,262	0,234
1998320	3x240	50,8	7035	305	468	370	0,215	0,177
1992406	4G1.5	9,9	140	40	20	23	23,61	29,37
1992407	4G2.5	10,9	185	45	26	30	14,2	17,62

**EXZHELLENT XXI 1000V
FXZ1 (RZ1-K (AS))**

TENSÃO: 0,6/1 kV



								
	mm ²	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1992408	4G4	12,2	255	50	36	38	8,839	10,93
1992409	4G6	13,5	340	55	46	48	5,919	7,288
1992410	4G10	15,8	525	65	65	64	3,458	4,218
1992411	4G16	18,3	760	75	87	82	2,218	2,672
1992411	4x16	18,3	760	75	87	82	2,218	2,672
1992412	4x25	22,4	1150	90	110	106	1,458	1,723
1992413	4x35	25,6	1600	130	137	129	1,057	1,224
1998414	4x50	27,5	2065	140	167	152	0,759	0,852
1998415	4x70	32,3	2885	165	214	187	0,556	0,601
1998416	4x95	35,9	3735	180	259	222	0,438	0,455
1998417	4x120	40,7	4780	205	301	253	0,358	0,356
1998418	4x150	44,9	5900	225	353	286	0,302	0,285
1998419	4x185	49,4	7195	250	391	320	0,262	0,234
1998420	4x240	56,6	9500	340	468	370	0,215	0,177
1992506	5G1.5	10,8	170	45	20	23	23,61	29,37
1992507	5G2.5	11,9	225	50	26	30	14,2	17,62
1992508	5G4	13,4	310	55	36	38	8,839	10,93
1992509	5G6	14,9	420	60	46	48	5,919	7,288
1992510	5G10	17,5	645	70	65	64	3,458	4,218
1992511	5G16	20,2	925	85	87	82	2,218	2,672
1992512	5G25	24,8	1410	100	110	106	1,458	1,723
1992513	5G35	28,4	1955	145	137	129	1,057	1,224
1992514	5G50	33,1	2730	170	167	152	0,759	0,852
1992515	5G70	39,0	3870	195	214	187	0,556	0,601
1992516	5G95	43,4	4985	220	259	222	0,438	0,455
1992517	5G120	49,4	6375	250	301	253	0,358	0,356
1992518	5G150	54,7	8000	330	353	286	0,302	0,285

Anexo G. Ficha técnica do Cabo DC



PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Tensão máxima 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

EXZHELLENT SOLAR FZZ (zh) / ZZ-F (AS) 1,5 (1,8) kV DC - 0,6/1 kV AC

Para **instalações móveis**, com condutor de Cobre estanhado de classe 5 e livre de halogéneos, com isolamento e bainha reticuladas. O condutor estanhado melhora a resistividade das conexões (a qual devido ao elevado número de ligações influencia bastante o comportamento da instalação).



Condutor: Cobre estanhado de classe 5 (F)
 Isolação: Composto reticulado livre de halogéneos (Z)
 Bainha exterior: Composto reticulado livre de halogéneos (Z)
 Especificação: TÜV 2 Pfg 1169/08.2007

Resistência a temperaturas extremas	Resistência às condições climáticas	Excelente resistência mecânica	Cabos de elevada segurança
<p>Máxima no condutor: 120 °C IEC 60216-1 Máxima ambiente: 90 °C Mínima: -40 °C IEC 60811-1-4</p>	<p>Resistência às intempéries</p> <p>Resistência aos raios ultravioletas (UV) UL 1581</p> <p>Resistência ao ozono IEC 60811-2-1</p> <p>Resistência à absorção de água IEC 60811-1-3</p>	<p>Elevada proteção mecânica</p>	<p>Não propagação da chama EN 60332-1-2</p> <p>Isento de Halogéneos EN 50267-2-1</p> <p>Baixa emissão de fumos EN 61034</p> <p>Baixa emissão de gases tóxicos e corrosivos EN 50267-2-2</p>

Código ⁽¹⁾	Secção	Diâmetro exterior	Peso	Raio de curvatura mínimo	Intensidade admissível ar livre ⁽²⁾	Queda tensão DC ⁽³⁾	Embalagem standard ⁽⁴⁾	
							V/A.km	Bobina m
1614107 ***	1x2.5	4.8	45	20	41	22.87	10,000	-
1614108 ***	1x4	5.4	65	25	55	14.18	6,000	500
1614109 ***	1x6	6.1	85	25	70	9.445	8,000	500
1614110 ***	1x10	7.7	140	35	96	5.433	8,500	-
1614111 ***	1x16	8.5	195	35	132	3.455	5,000	-
1614112 ***	1x25	10.2	290	45	176	2.215	2,500	-
1614113 ***	1x35	11.5	390	50	218	1.574	2,500	-

Os itens a bold estão disponíveis em stock [a secção 16 mm² apenas está disponível na cor preto].

(1) *** [Cór da bainha]: NGP - preto; RJP - vermelho

(2) Ao ar, a uma temperatura ambiente de 60 °C e temperatura máxima do condutor a 120°C (TÜV 2 Pfg 1169:2007).

(3) Máxima temperatura do condutor de 120°C

(4) Outros comprimentos sob pedido. Rolos de 100m disponíveis sob pedido para as secções de 4 e 6 mm².

Anexo H. Ficha técnica do inversor SMC

SUNNY MINI CENTRAL 9000TL / 10000TL / 11000TL
with Reactive Power Control



SMC 9000TLRP-10 / SMC 10000TLRP-10 / SMC 11000TLRP-10

Flexible

- Reactive power supply

High yields

- Maximum efficiency of 97.7 %
- Transformerless, with H5 topology
- OptiCool active temperature management

Reliable

- Pluggable SMA Power Balancer for three-phase power supply line
- Integrated ESS DC switch-disconnector
- Monitored string fuses

Simple

- SUNCLIX DC plug-in system

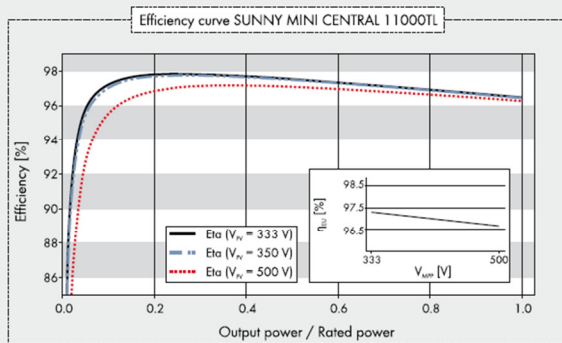
SUNNY MINI CENTRAL 9000TL / 10000TL / 11000TL with Reactive Power Control

Optimum grid integration with reactive power supply

Sunny Mini Central inverters with Reactive Power Control are the ideal solution when utility companies demand reactive power supply. They can be used to realize plant designs which specify for the displacement factor $\cos \varphi$ and the corresponding percentage of reactive power. This way, large PV power stations can now make optimum use of grid distribution capacities, which significantly contributes to the success of renewable energy.

SUNNY MINI CENTRAL 9000TL / 10000TL / 11000TL with Reactive Power Control

Technical Data	Sunny Mini Central 9000TL	Sunny Mini Central 10000TL
Input (DC)		
Max. DC power (@ cos φ=1)	9300 W	10350 W
Max. input voltage	700 V	700 V
MPP voltage range / rated input voltage	333 V - 500 V / 350 V	333 V - 500 V / 350 V
Min. input voltage / initial input voltage	333 V / 400 V	333 V / 400 V
Max. input current	28 A	31 A
Max. input current per string	28 A	31 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1 / 5	1 / 5
Output (AC)		
Rated output power (@230 V, 50 Hz)	9000 W	10000 W
Max. apparent AC power	9000 VA	10000 VA
Nominal AC voltage / range	220 V, 230 V, 240 V / 180 V - 265 V	220 V, 230 V, 240 V / 180 V - 265 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz
Rated power frequency / rated power voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	40 A	44 A
Power factor at rated output power	1	1
Adjustable displacement factor	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited
Feed-in phases / connection phases	1 / 1	1 / 1
Power balancing	●	●
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	97.7 % / 97.3 %	97.7 % / 97.2 %
Protection		
Reverse current protection / input-side disconnection device	Optional (fuses) / ●	Optional (fuses) / ●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC reverse-polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	● / ● / -
All-pole sensitive residual current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
General Data		
Dimensions (W / H / D)	468 / 613 / 242 mm (18.4 / 24.1 / 9.5 in)	468 / 613 / 242 mm (18.4 / 24.1 / 9.5 in)
Weight	35 kg / 77.16 lb	35 kg / 77.16 lb
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C / -13 °F ... +140 °F	-25 °C ... +60 °C / -13 °F ... +140 °F
Noise emission (typical)	42 dB(A)	45 dB(A)
Self-consumption (night)	0.25 W	0.25 W
Topology	Transformerless	Transformerless
Cooling concept	OptiCool	OptiCool
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65
Degree of protection of connection area (according to IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %	100 %
Features		
DC terminal	SUNCLIX	SUNCLIX
AC terminal	Screw terminal	Screw terminal
Display	Text line	Text line
Interface: RS485 / Bluetooth	○ / ○	○ / ○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (more available on request)	CE, VDE0126-1-1, RD 1663/2000, RD 661/2007, EN 50438*, C10/11, PPDS, EC 61727, UTE C15-712-1	
Type designation	SMC 9000TLRP-10	SMC 10000TLRP-10



Accessories



RS485 interface
485PB-SMC-NR



Bluetooth Piggy-Back
BTPBINV-NR



SMA Power Balancer
Connection cable
PBLYCABLE-10

* Does not apply to all national annexes to EN 50438

● Standard features ○ Optional features – Not available
Data at nominal conditions

Technical Data	Sunny Mini Central 11000TL	
Input (DC)		
Max. DC power (@ $\cos \varphi=1$)	11400 W	
Max. input voltage	700 V	
MPP voltage range / rated input voltage	333 V - 500 V / 350 V	
Min. input voltage / initial input voltage	333 V / 400 V	
Max. input current	34 A	
Max. input current per string	34 A	
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1 / 5	
Output (AC)		
Rated output power (@230 V, 50 Hz)	11000 W	
Max. apparent AC power	11000 VA	
Nominal AC voltage / range	220 V, 230 V, 240 V / 180 V - 265 V	
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz	
Rated power frequency / rated power voltage	50 Hz / 230 V	
Max. output current	48 A	
Power factor at rated output power	1	
Adjustable displacement factor	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	
Feed-in phases / connection phases	1 / 1	
Power balancing	●	
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	97.7% / 97.2%	
Protection		
Reverse current protection / input-side disconnection device	Optional (fuses) / ●	
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	
DC reverse-polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	
All-pole sensitive residual current monitoring unit	●	
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	468 / 613 / 242 mm (18.4 / 24.1 / 9.5 in)	
Weight	35 kg / 77.16 lb	
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C / -13 °F ... +140 °F	
Noise emission (typical)	46 dB(A)	
Self-consumption (night)	0.25 W	
Topology	Transformerless	
Cooling concept	OptiCool	
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	
Degree of protection of connection area (according to IEC 60529)	IP65	
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %	
Features		
DC terminal	SUNCLIX	
AC terminal	Screw terminal	
Display	Text line	
Interface: RS485 / Bluetooth	○ / ○	
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Certificates and approvals (more available on request)	CE, VDE0126-1-1, RD 1663/2000, RD 661/2007, EN 50438*, C10/11, PPDS, IEC 61727, UTE C15-712-1	
Type designation	SMC 11000TLRP-10	

Anexo I. Ficha técnica do inversor STP

SUNNY TRIPOWER
10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL



Económico

- Grau de rendimento máximo de 98,2 %
- A melhor eficácia de adaptação através da regulação MPP OptiTrac da SMA
- Comunicação Bluetooth

Seguro

- Protecção tripla com Optiprotect: Fusível do string electrónico
- Detecção de falhas do string auto-programável
- Descarregador de sobretensões CC (tipo II)

Flexível

- Tensão de entrada CC até 1 000 V
- Funções de gestão de rede integradas
- Dimensionamento preciso do sistema com Optiflex

Simples

- Alimentação trifásica
- Ligação do cabo sem ferramentas
- Sistema de encaixe CC SUNCLIX
- Área de ligação facilmente acessível

SUNNY TRIPOWER 10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL

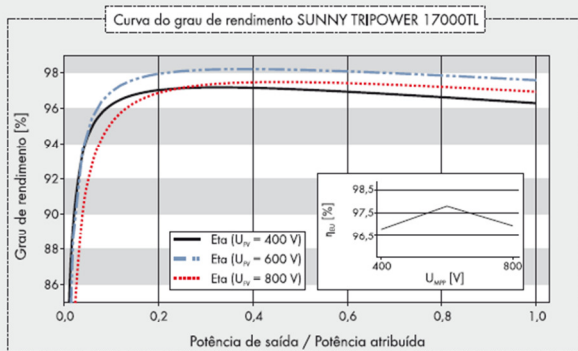
○ trifásico para um fácil planeamento do sistema

Tecnologia do futuro: sendo altamente flexível no que diz respeito ao dimensionamento do sistema, este Sunny Tripower trifásico adequa-se a quase todas as configurações de módulos graças à sua tecnologia Optiflex com duas entradas MPP e à vasta amplitude de tensão de entrada. Adicionalmente, cumpre todos os requisitos, p. ex. relativamente à disponibilização de potência reactiva e ao suporte de rede, participando assim de forma fiável na gestão de rede. O conceito de segurança Optiprotect, com detecção de falha do string de auto-aprendizagem, fusível electrónico do string e um descarregador de sobretensões CC integrável do tipo II, assegura uma máxima disponibilidade.

SUNNY TRIPOWER

10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL

Dados técnicos	Sunny Tripower 10000TL	Sunny Tripower 12000TL
Entrada (CC)		
Potência CC máx. (@ cos φ=1)	10200 W	12250 W
Tensão máx. de entrada	1000 V	1000 V
Amplitude de tensão MPP / Tensão de entrada atribuída	320 V - 800 V / 600 V	380 V - 800 V / 600 V
Tensão mín. de entrada / Tensão de entrada inicial	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Corrente máx. de entrada entrada A / entrada B	22 A / 11 A	22 A / 11 A
Corrente máx. de entrada por string entrada A ² / entrada B ²	33 A / 12,5 A	33 A / 12,5 A
Quantidade de entradas MPP independentes / strings por entrada MPP	2 / A:4; B:1	2 / A:4; B:1
Saída (CA)		
Potência atribuída (@ 230 V, 50 Hz)	10000 W	12000 W
Potência aparente máx.	10000 VA	12000 VA
Tensão nominal de CA	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Amplitude de tensão nominal CA	160 V - 280 V	160 V - 280 V
Frequência de rede CA / amplitude	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz
Frequência de rede atribuída / tensão de rede atribuída	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Corrente máx. de saída	16 A	19,2 A
Factor de potência na potência atribuída	1	1
Factor de deslocamento ajustável	0,8 sobreexcitado...0,8 subexcitado	0,8 sobreexcitado...0,8 subexcitado
Fases de alimentação / fases de ligação	3 / 3	3 / 3
Grau de rendimento		
Grau de rendimento máx. / Grau de rendimento europ.	98,1 % / 97,7%	98,1 % / 97,7%
Dispositivos de segurança		
Protecção do lado de entrada	●	●
Monitorização da ligação à terra / monitorização da rede	● / ●	● / ●
Descarregador de sobretensões CC de tipo II integrável	○	○
Protecção contra inversão de polaridade CC / Resistência a curtos-circuitos CA / Isolado galvanicamente	● / ● / -	● / ● / -
Unidade de monitorização de corrente residual sensível a todos os tipos de corrente	●	●
Classe de protecção (conforme a CEI 62103) / categoria de sobretensão (conforme a CEI 60664-1)	I / III	I / III
Dados gerais		
Dimensões (L / A / P)	665 / 690 / 265 mm (26,2 / 27,2 / 10,4 inch)	665 / 690 / 265 mm (26,2 / 27,2 / 10,4 inch)
Peso	59 kg (130,07 lb)	59 kg (130,07 lb)
Amplitude de temperatura operacional	-25 °C...+60 °C (-13 °F...+140 °F)	-25 °C...+60 °C (-13 °F...+140 °F)
Emissões sonoras (típicas)	51 dB(A)	51 dB(A)
Consumo próprio (noite)	1 W	1 W
Topologia / princípio de refrigeração	Sem transformador / OptiCool	Sem transformador / OptiCool
Grau de protecção (conforme a CEI 60529)	IP65	IP65
Classe de condições ambientais (conforme CEI 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Valor máximo permitido da humidade relativa (sem condensação)	100 %	100 %
Equipamento		
Ligação CC / Ligação CA	SUNCLIX / Borne de mola	SUNCLIX / Borne de mola
Visor	Gráfico	Gráfico
Interface: RS485, Bluetooth®, Speedwire/Webconnect	○ / ● / ○	○ / ● / ○
Relé multifunções / Power Control Module	○ / ○	○ / ○
Garantia: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 anos	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados e homologações (mais a pedido)	AS 4777, BDEW 2008, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/2, IEC61727, IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15.712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105	
Designação de tipo	STP 10000TL-10	STP 12000TL-10



Acessórios



Interface RS485
DM-485CB-10



Descarregador de sobretensões CC tipo II, entrada A
DCSPD KIT1-10



Descarregador de sobretensões CC tipo II, entrada A e B
DCSPD KIT2-10



Power Control Module
PWCMD-10



Relé multifunções
MFR01-10



Interface Speedwire/Webconnect
SWDM-10


¹ Não se aplica a todos os anexos de norma nacionais da EN 50438

² A observar em caso de curto-circuito do fusível electrónico do string

● Equipamento de série ○ Opcional – não está disponível
Dados provisórios, versão de julho de 2013
Dados em condições nominais

Dados técnicos	Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 17000TL
Entrada (CC)		
Potência CC máx. (@ cos φ=1)	15340 W	17410 W
Tensão máx. de entrada	1000 V	1000 V
Amplitude de tensão MPP / Tensão de entrada atribuída	360 V - 800 V / 600 V	400 V - 800 V / 600 V
Tensão mín. de entrada / Tensão de entrada inicial	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Corrente máx. de entrada entrada A / entrada B	33 A / 11 A	33 A / 11 A
Corrente máx. de entrada por string entrada A ² / entrada B ²	33 A / 12,5 A	33 A / 12,5 A
Quantidade de entradas MPP independentes / strings por entrada MPP	2 / A:5; B:1	2 / A:5; B:1
Saída (CA)		
Potência atribuída (@ 230 V, 50 Hz)	15000 W	17000 W
Potência aparente máx.	15000 VA	17000 VA
Tensão nominal de CA	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Amplitude de tensão nominal CA	160 V - 280 V	160 V - 280 V
Frequência de rede CA / amplitude	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz
Frequência de rede atribuída / tensão de rede atribuída	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Corrente máx. de saída	24 A	24,6 A
Factor de potência na potência atribuída	1	1
Factor de deslocamento ajustável	0,8 sobreexcitado...0,8 subexcitado	0,8 sobreexcitado...0,8 subexcitado
Fases de alimentação / fases de ligação	3 / 3	3 / 3
Grau de rendimento		
Grau de rendimento máx. / Grau de rendimento europ.	98,2% / 97,8%	98,2% / 97,8%
Dispositivos de segurança		
Protecção do lado de entrada	●	●
Monitorização da ligação à terra / monitorização da rede	● / ●	● / ●
Descarregador de sobretensões CC de tipo II integrável	○	○
Protecção contra inversão de polaridade CC / Resistência a curtos-circuitos CA / Isolado galvanicamente	● / ● / -	● / ● / -
Unidade de monitorização de corrente residual sensível a todos os tipos de corrente	●	●
Classe de protecção (conforme a CEI 62103) / categoria de sobretensão (conforme a CEI 60664-1)	I / III	I / III
Dados gerais		
Dimensões (L / A / P)	665 / 690 / 265 mm (26,2 / 27,2 / 10,4 inch)	665 / 690 / 265 mm (26,2 / 27,2 / 10,4 inch)
Peso	59 kg (130,07 lb)	59 kg (130,07 lb)
Amplitude de temperatura operacional	-25 °C...+60 °C (-13 °F...+140 °F)	-25 °C...+60 °C (-13 °F...+140 °F)
Emissões sonoras (típicas)	51 dB(A)	51 dB(A)
Consumo próprio (noite)	1 W	1 W
Topologia / princípio de refrigeração	Sem transformador / OptiCool	Sem transformador / OptiCool
Grau de protecção (conforme a CEI 60529)	IP65	IP65
Classe de condições ambientais (conforme CEI 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Valor máximo permitido da humidade relativa (sem condensação)	100%	100%
Equipamento		
Ligação CC / Ligação CA	SUNCLIX / Borne de mola	SUNCLIX / Borne de mola
Visor	Gráfico	Gráfico
Interface: RS485, Bluetooth®, Speedwire/Webconnect	○ / ● / ○	○ / ● / ○
Relé multifunções / Power Control Module	○ / ○	○ / ○
Garantia: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 anos	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados e homologações (mais a pedido)	AS 4777, BDEW 2008, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/2, IEC61727, IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105	
Designação de tipo	STP 15000TL-10	STP 17000TL-10




Anexo J. Ficha técnica dos módulos REC

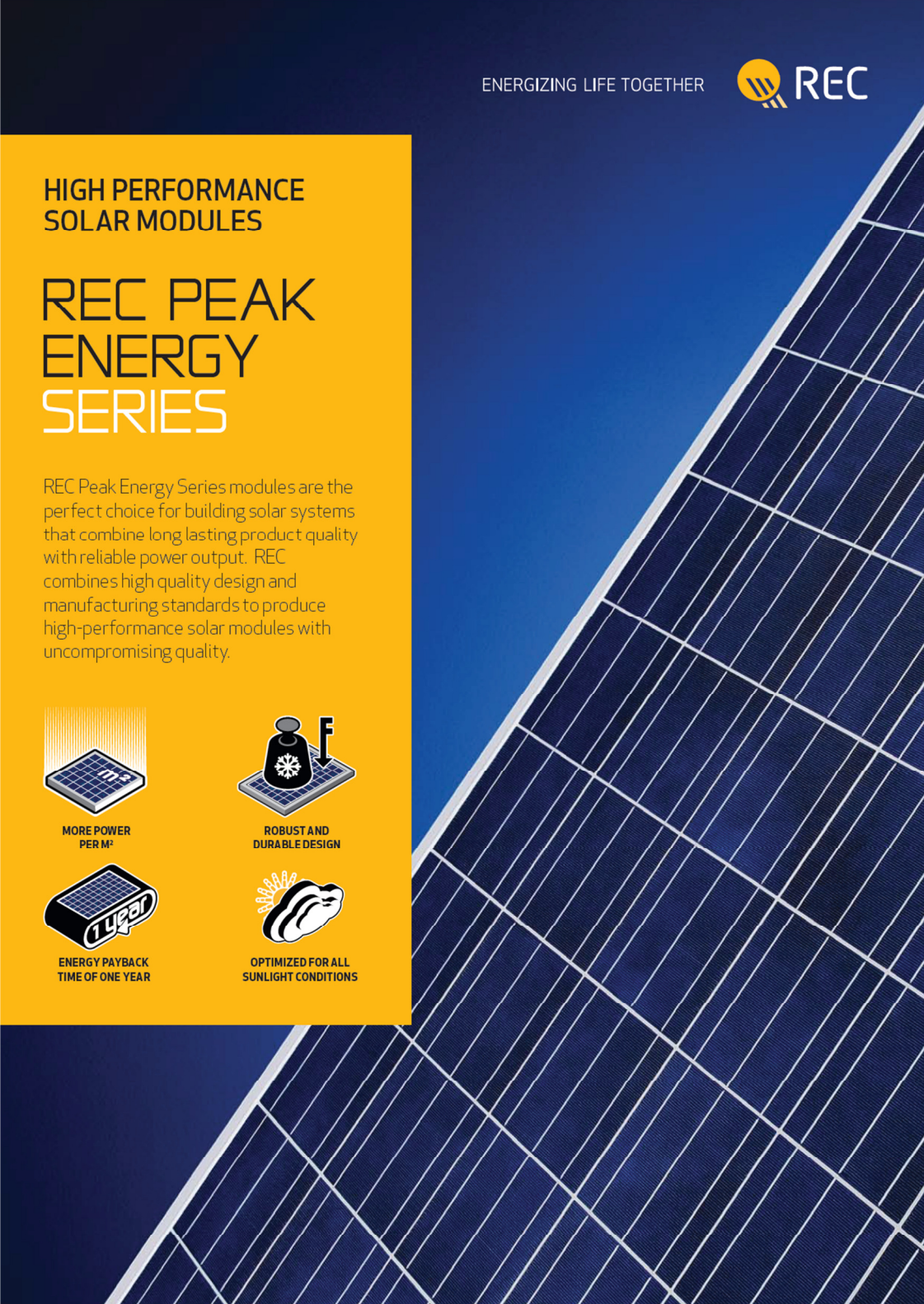
ENERGIZING LIFE TOGETHER 

HIGH PERFORMANCE SOLAR MODULES

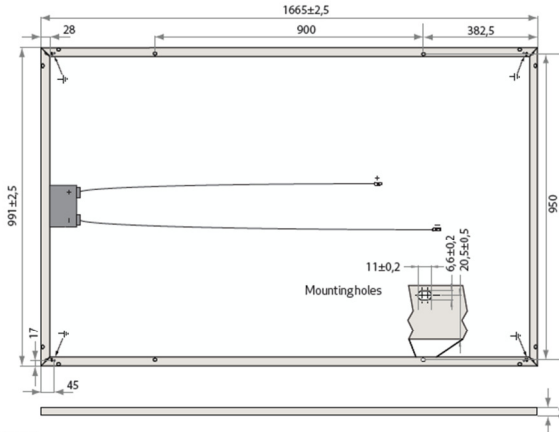
REC PEAK ENERGY SERIES

REC Peak Energy Series modules are the perfect choice for building solar systems that combine long lasting product quality with reliable power output. REC combines high quality design and manufacturing standards to produce high-performance solar modules with uncompromising quality.

- 
MORE POWER PER M²
- 
ROBUST AND DURABLE DESIGN
- 
ENERGY PAYBACK TIME OF ONE YEAR
- 
OPTIMIZED FOR ALL SUNLIGHT CONDITIONS



REC PEAK ENERGY SERIES



Measurements in mm.

ELECTRICAL DATA @ STC	REC235PE	REC240PE	REC245PE	REC250PE	REC255PE	REC260PE
Nominal Power - P_{MPP} (Wp)	235	240	245	250	255	260
Watt Class Sorting - (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Nominal Power Voltage - V_{MPP} (V)	29.5	29.7	30.1	30.2	30.5	30.7
Nominal Power Current - I_{MPP} (A)	8.06	8.17	8.23	8.30	8.42	8.50
Open Circuit Voltage - V_{OC} (V)	36.6	36.8	37.1	37.4	37.6	37.8
Short Circuit Current - I_{SC} (A)	8.66	8.75	8.80	8.86	8.95	9.01
Module Efficiency (%)	14.2	14.5	14.8	15.1	15.5	15.8

Analysed data demonstrates that 99.7% of modules produced have current and voltage tolerance of $\pm 3\%$ from nominal values. Values at standard test conditions STC (airmass AM 1.5, irradiance 1000 W/m², cell temperature 25°C). At low irradiance of 200 W/m² (AM 1.5 and cell temperature 25°C) at least 97% of the STC module efficiency will be achieved.

ELECTRICAL DATA @ NOCT	REC235PE	REC240PE	REC245PE	REC250PE	REC255PE	REC260PE
Nominal Power - P_{MPP} (Wp)	179	183	187	189	193	197
Nominal Power Voltage - V_{MPP} (V)	27.5	27.7	28.1	28.3	28.5	29.0
Nominal Power Current - I_{MPP} (A)	6.51	6.58	6.64	6.68	6.77	6.81
Open Circuit Voltage - V_{OC} (V)	34.2	34.4	34.7	35.0	35.3	35.7
Short Circuit Current - I_{SC} (A)	6.96	7.03	7.08	7.12	7.21	7.24

Nominal operating cell temperature NOCT (800 W/m², AM 1.5, windspeed 1 m/s, ambient temperature 20°C).

CERTIFICATION



IEC 61215 & IEC 61730, IEC 62716 (ammonia resistance) & IEC 61701 (salt mist - severity level 6).



Member of PV Cycle

WARRANTY

10 year product warranty
25 year linear power output warranty
(max. degradation in performance of 0.7% p.a.)
See warranty conditions for further details.

15.8% EFFICIENCY

10 YEAR PRODUCT WARRANTY

25 YEAR LINEAR POWER OUTPUT WARRANTY

TEMPERATURE RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45.7°C ($\pm 2^\circ\text{C}$)
Temperature Coefficient of P_{MPP}	-0.40 %/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.27 %/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.024 %/°C

GENERAL DATA

Cell Type:	60 REC PE multi-crystalline 3 strings of 20 cells with bypass diodes
Glass:	3.2 mm solar glass with anti-reflection surface treatment
Back Sheet:	Double layer highly resistant polyester
Frame:	Anodized aluminium (silver)
Junction Box:	IP67 rated 4 mm ² solar cable, 0.9 m + 1.2 m
Connectors:	MC4 (4 mm ²) MC4 connectable (4 mm ²) Radox twist lock (4 mm ²)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature:	-40 ... +80°C
Maximum System Voltage:	1000 V
Maximum Snow Load:	550 kg/m ² (5400 Pa)
Maximum Wind Load:	244 kg/m ² (2400 Pa)
Max Series Fuse Rating:	25 A
Max Reverse Current:	25 A

MECHANICAL DATA

Dimensions:	1665 x 991 x 38 mm
Area:	1.65 m ²
Weight:	18 kg

Note! Specifications subject to change without notice.

Rev P - 01.2013. This datasheet is EN 50380 compliant

REC is a leading global provider of solar electricity solutions. With nearly two decades of expertise, we offer sustainable, high-performing products, services and investment opportunities for the solar and electronics industries. Together with our partners, we create value by providing solutions that better meet the world's growing electricity needs. Our 2,300 employees worldwide generated revenues of more than NOK 7 billion in 2012, approximately EUR 1 billion.



www.recgroup.com

Anexo K. Esquema unifilar das centrais SMC

