

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

**AUTOCONSUMO: UM ELEMENTO DE
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**

Diogo Maximino Ribeiro da Silva



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia

2015

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

Candidato: Diogo Maximino Ribeiro Silva, N° 1120105, 1120105@isep.ipp.pt

Orientação científica: Manuel Maria Pereira de Azevedo, mpa@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2015

Dedico este trabalho à minha namorada por toda a paciência, confiança e ajuda ao longo desta caminhada.

Agradecimentos

Os meus mais sinceros agradecimentos ao Professor Manuel Azevedo pelo apoio prestado na orientação deste trabalho, assim como pelos preciosos conhecimentos partilhados.

Um especial agradecimento aos meus pais e irmão que sempre acreditaram em mim e me apoiaram em todos os momentos da minha vida académica.

A todos os professores, colegas e amigos que ajudaram com novas ideias e conceitos transmitidos.

Resumo

Nos últimos anos assistiu-se ao crescente aumento do custo da Energia Elétrica (EE), com grande impacto após o ano 2012 devido à alteração no escalão da taxa de IVA aplicável. Por outro lado tem-se ainda vindo a verificar o aumento do défice tarifário devido a um conjunto de medidas e decisões estratégicas que atualmente estão a ser pagas por todos os consumidores de energia.

A introdução dos programas da microprodução seguida da miniprodução, por parte da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), permitiu aos pequenos e grandes consumidores de EE, efetuar localmente produção de EE por intermédio de fontes renováveis. Contudo, segundo as “limitações” por parte destes programas, apenas era permitido aos novos pequenos produtores injetar toda a eletricidade produzida na rede elétrica, não proporcionando qualquer benefício ao nível do consumo de energia local. Ano após ano, tem-se verificado uma revisão negativa, por parte da DGEG, sobre as tarifas de remuneração da energia produzida por estes sistemas, o que abalou significativamente um setor que até aqui tinha vindo a crescer a passos largos. Tendo em conta esta nova realidade surge a necessidade de procurar alternativas mais viáveis.

A alternativa proposta, não é nada mais do que uma “revisão eficiente” dos atuais sistemas em vigor, permitindo assim aos pequenos produtores, atenuar os consumos energéticos e injetar na rede os excedentes de energia. O Autoconsumo revoluciona assim os atuais mecanismos existentes, garantindo deste modo que os consumidores de EE possam reduzir a sua fatura de eletricidade através da geração local de energia.

Palavras-Chave

Défice tarifário; miniprodução; microprodução; Autoconsumo.

Abstract

In the last years we are watching the increasing cost of electricity, with significant impact after the year 2012 due to the change in the level of VAT rate. On the other hand, it has been found the increasing of the tariff deficit due to a set of measures and strategic decisions that are currently being paid by all energy consumers.

The introduction of the mini production and micro production programs by the Directorate General for Energy and Geology, allowed small and large consumers of electricity, locally make production of energy through the renewable sources. However, according to the "limitations" on the part of these programs, only was allowed to inject all the electricity produced in the power network, which doesn't provide any benefit in terms of local power consumption. Year after year, there has been a negative review by the Direção Geral de Energia e Geologia, in the energy compensation rates produced by these systems, which significantly shook a sector that until now had been growing. Given this new reality comes the need to more and new viable alternatives.

The alternative proposal is nothing more than an "effective review" on the currently systems in effect, thus allowing small producers, mitigate energy consumption and inject into the network energy surpluses. The self-consumption thus revolutionizes the current existing mechanisms, thus ensuring that electricity consumers to reduce their electricity bill through the local power generation.

Keywords

Tariff deficit; mini production; micro production ; Self-consumption

Résumé

Au cours des dernières années on a été témoin de l'augmentation croissante du coût de l'énergie électrique, ayant un grand impact après l'année 2012, à cause du changement de l'échelon de la taxe de TVA appliqué. D'autre part, l'augmentation du déficit tarifaire a été constatée, due à un ensemble de mesures et de décisions stratégiques qu'actuellement sont payés par tous les consommateurs d'énergie.

L'introduction des programmes de micro production suivi par la mini production, par la Direction générale de l'énergie et de la Géologie, a permis aux petits et grands consommateurs d'électricité d'effectuer localement la production d'électricité via des sources renouvelables. Toutefois, selon les "limitations" de ces programmes, il n'était qu'autorisé aux nouveaux petits producteurs d'injecter toute l'électricité produite dans le réseau électrique, fournissant aucun avantage en termes de consommation d'électricité locale. Année après année, il y a eu une révision négative, de la part de la Direction Régionale de l'Énergie et de la géologie, des tarifs de rémunération de l'énergie produite par ces systèmes, qui ont secoué considérablement un secteur qui jusqu'à présent avait beaucoup grandi. Compte tenu de cette nouvelle réalité il y a eu la nécessité de chercher des alternatives plus viables.

La proposition alternative est rien de plus qu'une "révision efficace" des systèmes actuellement en place, permettant aux petits producteurs, d'atténuer la consommation d'énergie et d'injecter dans le réseau les excédents d'énergie. L'autoconsommation, révolutionne ainsi les mécanismes actuellement existants, assurant donc que les consommateurs d'électricité puissent réduire leur facture d'électricité grâce à la génération d'électricité locale.

Mots clés

Déficit tarifaire ; mini production; micro production, autoconsommation

Índice

AGRADECIMENTOS	V
RESUMO	VII
ABSTRACT	IX
RÉSUMÉ	XI
ÍNDICE	XIII
ÍNDICE DE TABELAS	XVII
ÍNDICE DE EQUAÇÕES	XIX
ÍNDICE DE FIGURAS	XXI
ACRÓNIMOS	XXV
CAPÍTULO 1	1
INTRODUÇÃO	1
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO.....	2
1.2 OBJETIVOS	3
1.3 ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO	3
CAPÍTULO 2	5
MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	5
2.1 O PASSADO DO SETOR ELÉTRICO	6
2.2 A REVOLUÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO	7
2.2.1 <i>Diretivas Europeias</i>	8
2.2.1.1 Diretiva 96/92/CE	8
2.2.1.2 Diretiva 2003/54/CE	9
2.2.1.3 Diretiva 2009/72/CE	10
2.3 EVOLUÇÃO DO MERCADO ELÉTRICO AO NÍVEL NACIONAL	10
2.4 ORGANIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO PORTUGUÊS	15
2.4.1 <i>Produção</i>	15
2.4.2 <i>Transporte</i>	17
2.4.3 <i>Distribuição</i>	18
2.4.4 <i>Comercialização</i>	18
2.4.5 <i>Caracterização da comercialização</i>	18
2.4.5.1 Quotas de mercado	19
2.4.5.1.1 Perspetiva Global	19

2.4.5.1.2	Quotas de Mercado por segmento	20
CAPÍTULO 3	23
ASPETOS LEGISLATIVOS	23
3.1	BREVE ENQUADRAMENTO HISTÓRICO	23
3.1.1	<i>Microprodução e Miniprodução</i>	24
3.1.1.1	Evolução das tarifas praticadas	25
3.2	AUTOCONSUMO	26
3.2.1	<i>Introdução</i>	27
3.2.2	<i>Decreto-lei n.º153/2014</i>	27
3.2.2.1	Condições de acesso.....	28
3.2.2.2	Requisitos para acesso.....	29
3.2.2.3	Direitos e deveres do produtor	29
3.2.2.4	Autoridade Competente.....	30
3.2.2.4.1	Procedimento para o licenciamento.....	30
3.2.2.5	Contagem de energia elétrica	31
3.2.2.6	Contrato de venda de energia elétrica.....	32
3.2.2.7	Remuneração da energia excedente.....	33
3.2.2.8	Taxa de Compensação pelas UPAC	34
3.2.2.9	Inspeções periódicas.....	35
3.2.2.10	Principais características do novo regime de produção em Autoconsumo	36
3.2.2.11	Evolução da potência instalada em Autoconsumo	37
CAPÍTULO 4	39
AUTOCONSUMO	39
4.1	AUTOCONSUMO ISOLADO DA REDE	40
4.2	AUTOCONSUMO LIGADO À REDE	41
4.2.1	<i>Autoconsumo com Injeção na Rede</i>	41
4.2.2	<i>Autoconsumo sem Injeção na Rede</i>	43
4.3	MÉTODOS DE FINANCIAMENTO	44
4.3.1	<i>Feed-in</i>	44
4.3.2	<i>Net-metering</i>	45
4.3.3	<i>Net-billing</i>	46
4.3.4	<i>Garantias de Origem</i>	47
4.4	BENEFÍCIOS DO AUTOCONSUMO	47
4.4.1	<i>Sensibilização para a eficiência</i>	47
4.4.2	<i>Metas propostas pela União Europeia</i>	47
4.4.3	<i>Impacto ao nível da rede elétrica</i>	48
4.4.4	<i>Mudança das tarifas das FiT</i>	48
4.4.5	<i>Levelized Cost of Energy</i>	49
4.4.6	<i>Evolução do custo da energia elétrica</i>	50
4.4.7	<i>Paridade da rede</i>	50

4.4.8	<i>Vantagens do autoconsumo</i>	53
4.5	DEFINIÇÃO DA POTÊNCIA A INSTALAR	54
4.6	ESPECIFICIDADES COM A GERAÇÃO DE ENERGIA EM AUTOCONSUMO.....	55
4.6.1	<i>Controlo da energia excedente</i>	55
4.6.2	<i>Análise da orientação mais rentável para a UPAC</i>	56
CAPÍTULO 5		59
FERRAMENTA DE CÁLCULO		59
5.1	DESCRIÇÃO DA FERRAMENTA	59
5.1.1	<i>Menu Principal</i>	61
5.1.2	<i>Simulação dos perfis de consumo</i>	62
5.1.2.1	Consumidores Residenciais.....	62
5.1.2.2	Consumidores Industriais	64
5.1.3	<i>Simulação da produção de energia (PVGIS)</i>	64
5.1.4	<i>Dados de faturação energética</i>	65
5.1.5	<i>Análise Energética</i>	66
5.1.6	<i>Resultados</i>	68
5.1.7	<i>Análise económica</i>	68
CAPÍTULO 6		71
RESULTADOS		71
6.1	SETOR RESIDENCIAL	72
6.1.1	<i>Caso 1 – BTN Simples</i>	72
6.1.1.1	Resultados	74
6.1.1.1.1	Análise energética	75
6.1.1.1.2	Análise económica	81
6.1.2	<i>Caso 2 – BTN Bi-horário</i>	83
6.1.2.1	Resultados	85
6.1.2.1.1	Análise energética	86
6.1.2.1.2	Análise económica	91
6.2	SETOR INDUSTRIAL	93
6.2.1	<i>Caso 3 - MT</i>	93
6.2.1.1	Resultados	96
6.2.1.1.1	Análise energética	97
6.2.1.1.2	Análise económica	102
6.2.2	<i>Caso 4 - MT</i>	107
6.2.2.1	Resultados	109
CAPÍTULO 7		115
CONCLUSÃO		115
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		121

ANEXOS 125

Índice de tabelas

Tabela 4: Condições de acesso ao autoconsumo	28
Tabela 5: Tabela resumo da componente legal do Autoconsumo	36
Tabela 1: Exemplo de funcionamento do <i>Net-metering</i>	46
Tabela 2: Exemplo de funcionamento do <i>Net-billing</i>	46
Tabela 3: Evolução das tarifas de eletricidade [13]	50
Tabela 6: Pressupostos técnicos para os sistemas fotovoltaicos	60
Tabela 7: Pressupostos económicos	61
Tabela 8: Caracterização do contrato de energia elétrica (Caso 1)	72
Tabela 9: Tabela resumo de consumos de energia (Caso 1)	74
Tabela 10: Taxa de utilização do autoconsumo (Caso 1)	80
Tabela 11: Pressupostos económicos assumidos (Caso 1)	81
Tabela 12: Comparação entre faturas médias mensais com e sem Autoconsumo (Caso 1)	81
Tabela 13: Caracterização do contrato de energia (Caso 2)	83
Tabela 14: Tabela resumos dos consumos de energia (Caso 2)	85
Tabela 15: Taxa de utilização do Autoconsumo (Caso 2)	91
Tabela 16: Pressupostos económicos assumidos (Caso 2)	91
Tabela 17: Comparação entre faturas médias mensais com e sem Autoconsumo (Caso 2)	92
Tabela 18: Caracterização do contrato de energia (Caso 3)	94
Tabela 19: Tabela resumo dos consumos de energia (Caso 3)	96
Tabela 20: Resumo dos consumos apurados com UPAC (Caso 3)	101
Tabela 21: Taxa de utilização do autoconsumo (Caso 3)	102
Tabela 22: Pressupostos económicos assumidos (Caso 3)	102
Tabela 23: Exemplo resumo da fatura elétrica atual (Caso 3)	103
Tabela 24: Exemplo resumo da fatura elétrica com UPAC (Caso 3)	103
Tabela 25: Caracterização do contrato de energia (Caso 4)	107
Tabela 26: Distribuição do consumo Atual (sem UPAC)	110
Tabela 27: Distribuição do custo Atual (Apenas termo energia)	111

Índice de equações

Equação 1	33
Equação 2	34
Equação 3	35
Equação 4	42
Equação 5	42
Equação 6	49

Índice de figuras

Figura 1: Evolução da Energias de Portugal [3]	7
Figura 2: Estruturação do sistema elétrico nacional em 1997 [11].....	13
Figura 3: Cadeia de valor do setor da energia elétrica [4]	15
Figura 4: Atual organização do setor elétrico em Portugal [adaptado].....	16
Figura 5: Evolução do número de clientes ao nível do mercado liberalizado [14].....	19
Figura 6: Quotas de mercado no final de 2014 (Nº clientes vs consumo verificado) [14].....	20
Figura 7: Quota de consumo para os grandes consumidores[14]	21
Figura 8: Quota de consumo para os consumidores industriais [14]	21
Figura 9: Quota de consumo para às PME's [14].....	21
Figura 10: Quota de consumo para os consumidores domésticos [14].....	21
Figura 23: Esquema de ligação comum vs esquema com autoconsumo [25]	24
Figura 24: Evolução do regime de Microprodução em Portugal	25
Figura 25: Evolução do regime de miniprodução em Portugal	26
Figura 26: Exemplo ilustrativo do processo de registo de uma UPAC com potência instalada superior 1,5 kW.....	31
Figura 27: Unidade de produção em autoconsumo ligada à rede elétrica [29]	32
Figura 28: Evolução dos preços médios finais no OMIE para o pólo Português (mercado diário) [30]	33
Figura 29: Evolução da potência instalada em Autoconsumo	37
Figura 11: Autoconsumo Isolado da rede elétrica [15].....	40
Figura 12: Autoconsumo sem acumulação [16]	42
Figura 13: Autoconsumo com acumulação [16].....	42
Figura 14: Autoconsumo sem ligação à rede elétrica	43
Figura 15: Mecanismo <i>Net-metering</i> [adaptado]	45
Figura 16: Paridade da rede [16]	51
Figura 17: Evolução do custo médio da energia elétrica [34]	52
Figura 18: Ano de alcance do ponto de paridade de rede no setor doméstico [22]	53
Figura 19: Ano de alcance do ponto de paridade de rede no setor comercial [22]	53
Figura 20: Critérios de seleção da potência a instalar	55
Figura 21: Orientação da UPAC a diferentes azimutes	56
Figura 22: Variação do custo da energia ativa (Ciclo Semanal – Período tetra horário) [38]	57
Figura 30: Menu principal da ferramenta de cálculo	61
Figura 31: Métodos de simulação escolhidos	62
Figura 32: Distribuição mensal do consumo	63
Figura 33: Distribuição semanal do consumo	63
Figura 34: Simulação dos diagramas de cargas	64

Figura 35: Menu de dimensionamento da central fotovoltaica.....	65
Figura 36: Menu de introdução das variáveis da faturação energética (Setor Residencial).....	66
Figura 37: Esquema simplificado do menu análise energética (Setor Residencial)	66
Figura 38: Esquema simplificado do menu análise energética (Setor Industrial).....	67
Figura 39: Quadro de agregação dos fluxos energéticos no primeiro ano	68
Figura 40: Simulação das faturas energéticas anuais.....	68
Figura 41: Evolução dos consumos de energia mensais (Caso 1)	73
Figura 42: Diagramas de carga simulados (Caso 1)	73
Figura 43: Esquema exemplificativo da UPAC (Caso 1).....	75
Figura 44: Evolução da TIR vs VAL (Caso 1)	75
Figura 45: Evolução da TIR vs PRI (Caso 1)	76
Figura 46: Evolução da poupança média vs Produção excedente (Caso 1)	76
Figura 47: Consumo vs produção anual (Caso 1).....	78
Figura 48: Consumo vs produção (Mês de Junho – dia útil) (Caso 1).....	78
Figura 49: Consumo vs produção (Mês de Junho – dia não útil) (Caso 1)	79
Figura 50: Fluxos de energia anual com UPAC (Caso 1).....	80
Figura 51: Evolução dos encargos médios mensais com e sem Autoconsumo (Caso 1).....	82
Figura 52: Evolução da poupança média anual simples	82
Figura 53: Distribuição dos consumos médios mensais (Caso 2).....	84
Figura 54: Diagramas de carga (Caso 2)	84
Figura 55: Esquema exemplificativo da UPAC (Caso 2).....	86
Figura 56: Evolução da TIR vs VAL (Caso 2)	86
Figura 57: Evolução da TIR vs PRI (Caso 2)	87
Figura 58: Evolução da poupança média no primeiro ano vs Produção de energia excedente (Caso 2)	87
Figura 59: Consumo vs Produção anual (Caso 2).....	89
Figura 60: Consumo vs produção (Mês de Dezembro – dia útil) (Caso 2).....	89
Figura 61: Consumo vs produção (Mês de Dezembro – dia não útil) (Caso 2).....	90
Figura 62: Fluxo de energia anual (Caso 2).....	90
Figura 63: Evolução dos encargos médios mensais com e sem Autoconsumo (Caso 2).....	92
Figura 64: Evolução da poupança média anual simples (Caso 2)	93
Figura 65: Evolução do consumo anual (Caso 3).....	95
Figura 66: Evolução do consumo no mês de Março (Caso 3)	95
Figura 67: Esquema exemplificativo da UPAC (Caso 3).....	97
Figura 68: Evolução da TIR vs VAL (Caso 3)	97
Figura 69: Evolução da TIR vs PRI (Caso 3)	98
Figura 70: Evolução da Poupança média (€) vs Produção Excedente (Caso 3).....	98
Figura 71: Diagrama de cargas de um Domingo (Caso 3).....	99
Figura 72: Consumo vs Produção Média Anual (Caso 3).....	100
Figura 73: Diagrama de cargas (Caso 3)	101
Figura 74: Poupança média em energia ativa obtida por período horário (Caso 3).....	104

Figura 75: Evolução do custo total em energia ativa (Caso 3)	105
Figura 76: Evolução do custo com potência em horas de ponta (Caso 3)	105
Figura 77: Poupança média anual (Caso 3)	106
Figura 78: Evolução do consumo anual (Caso 4)	108
Figura 79: Evolução do consumo no mês de Setembro (Caso 4)	108
Figura 80: Exemplo da solução proposta para a caso 4 [adaptado]	109
Figura 81: Impacto com a orientação da central a sudeste (Caso 4)	110
Figura 82: Variação do consumo com a UPAC (Caso 4)	112
Figura 83: Proveitos obtidos <i>vs</i> excedente de energia (Caso 4)	113
Figura 84: Evolução da TIR <i>vs</i> PRI (Caso 4)	113

Acrónimos

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CAE	Contratos de Aquisição de Longo Prazo
CE	Comissão Europeia
CIEG	Custo de Interesse Economico Geral
CMEC	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual
CUR	Comercializador de último recurso
DGEG	Direção Regional de Geologia e Energia
EDP	Eletricidade de Portugal
EE	Energia Elétrica
EEGO	Entidade Emissora de Garantias na Origem
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FIT	Feed-in-Traffic
FIP	Feed-in Premiums
GO	Garantias na Origem
IEC	Imposto especial de consumo de eletricidade
LCOE	Levelized Cost of Energy
MAT	Muita alta tensão

MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
ML	Mercado Livre
MT	Média Tensão
OS	Operadora de Sistema
PME	Pequena e Média Empresa
PRE	Produção em regime especial
PRI	Período de Retorno do Investimento
PRO	Produção em regime ordinária
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RNT	Rede Nacional de Transporte
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SENV	Sistema Elétrico Não Vinculado
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público ou vinculado
SERUP	Sistema Eletrónico de Registo da UPAC
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UE	União europeia
UP	Unidade de Produção
UPAC	Unidade de produção em Autoconsumo
VAL	Valor Atual Líquido

CAPÍTULO 1

Introdução

Na última década, a fatura de Energia Elétrica (EE) aumentou significativamente nos diferentes níveis de tensão de alimentação. Este aumento verificou-se devido a razões como o incremento da carga fiscal em 2012 (aumento do IVA de 6% para 23%), bem como, da cada vez maior, contribuição dos custos de interesse económico geral. De modo global, os custos de acesso às redes juntamente com os custos de interesse económico geral representam, atualmente, parte significativa da fatura total de eletricidade e a quase totalidade da componente fixa. A solução encontrada para combater o défice tarifário provocado pelas especificidades dos contratos estabelecidos, ao nível da Produção em Regime Especial (PRE) e pela Produção em Regime Ordinária (PRO), consistiu na imputação de sobrecustos aos consumidores, através dos custos de interesse económico geral, influenciando assim o custo final da EE [1].

Uma das agravantes do défice tarifário, apesar da pequena representabilidade que possui, deve-se aos programas da mini e microprodução. A abordagem tomada para a promoção das energias renováveis aquando da publicação do Decreto-Lei n.º 363/2007 e do Decreto-Lei n.º 34/2011, impulsionou o mercado fotovoltaico e resultou numa

grande adesão por parte dos consumidores de EE. Com estes diplomas legais foi aberta a possibilidade de produzir energia de modo descentralizado, com recurso a tecnologias renováveis, onde estava em causa a injeção direta na rede elétrica de toda a energia produzida pela central produtora, sendo a sua contabilização realizada de forma distinta da eletricidade consumida na instalação associada a este aproveitamento. A possibilidade de efetuar produção descentralizada de energia pode ser vista como benéfica ao nível da exploração da rede elétrica, contudo, e de acordo com estes documentos legais, estava barrada a hipótese de se proceder ao consumo da EE produzida localmente, e toda a energia produzida era remunerada de acordo com uma tarifa bonificada que era claramente superior ao preço da energia ao nível de mercado.

Este sistema de remuneração imposto, *feed-in-tariff* (FiT), decretava assim a total injeção da energia produzida na rede elétrica, a qual era paga a um preço muito superior ao de compra, resultando assim em investimentos com uma rentabilidade considerável. Deste modo e até meados de 2014, eram apenas elegíveis estes dois regimes, micro e miniprodução, onde no primeiro, tipicamente, verifica-se potências instaladas na ordem dos 3,68kW e no segundo, variava entre três escalões 20kW, 100kW e 250kW.

Dado à insustentabilidade destes programas, em paralelo com a pressão efetuada pela *Troika*, verificou-se a clara redução no preço de venda da energia, o que rapidamente colocou em risco estes dois programas. De modo a contornar o problema até aqui verificado, foi adotado em Portugal um programa que tem vindo a crescer a largos passos em outros países da Europa. O Autoconsumo pode ser visto como uma remodelação eficientes dos anteriores programas, dado que o objetivo consiste na produção de energia para suprir necessidades locais, não influenciando diretamente a rede elétrica. Com a notória subida dos preços da EE e o evidente amadurecimento das soluções fotovoltaicas, foi criada uma solução para os mais variados consumidores de EE reduzirem o impacto crescente que a fatura da energia representa e paralelamente criar um mercado solar fotovoltaico sustentável [1].

1.1 Contextualização

A entrada da microprodução em Portugal teve início por intermédio do Decreto-Lei 363/2007, o qual impulsionou a indústria solar fotovoltaica, a nível nacional, e criou um sistema onde, o consumidor de energia passa a ser também reconhecido como produtor

de energia. Tendo em conta que este regime aplicava-se, fundamentalmente, aos pequenos consumidores de energia, o Decreto-Lei 34/2011, veio completar este último, englobando assim os grandes consumidores (miniprodução). Este tipo de sistema, *feed-in-traffic*, consistia na total injeção, na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), da energia produzida, a qual era remunerada a um valor muito superior ao de compra, resultado assim em investimentos com uma rentabilidade considerável.

Todavia, devido a conjuntura económica que o país tem vindo a atravessar, verificou-se a diminuição no preço de venda da energia, o que influenciou, diretamente, o Período de Retorno de Investimento (PRI) deste tipo de projetos. De modo a contornar esta situação, o mercado evoluiu e impôs um novo programa de produção de energia descentralizada, abrindo portas ao Autoconsumo. Este programa surge em Portugal como resposta ao problema que se tinha vindo a verificar com a mini e microprodução de energia, e apresenta-se como uma possível solução, viável, ao nível técnico-económico. Tendo em conta a popularidade que o Autoconsumo alcançou em outros países e devido à pressão que as principais entidades do mercado fotovoltaico, a nível nacional ditaram, em outubro de 2014, foi publicado o Decreto-Lei nº153/2014, no qual se estabelece o regime jurídico que regulamenta o Autoconsumo bem como os anteriores programas (mini e microprodução).

1.2 Objetivos

Os objetivos desta dissertação consistem em analisar a atual legislação, referente ao Autoconsumo, focando todas as suas especificidades, desenvolver uma ferramenta de cálculo com o propósito de verificar a viabilidade ao nível técnico e económico quando está em causa a instalação de uma central em autoconsumo, num pequeno consumidor residencial ou num consumidor industrial. Posteriormente, pretende-se ainda efetuar a análise de quatro casos reais com analogia ao setor residencial e ao setor industrial.

1.3 Organização do relatório

Este documento é composto por 7 capítulos estando os mesmos estruturados da seguinte forma; no capítulo 1 apresenta-se uma introdução ao assunto tratado, com apresentação do tema e objetivos a atingir. No capítulo 2 elabora-se uma síntese ao mercado da EE em Portugal, com especial interesse no seu desenvolvimento e atual estruturação. No

capítulo 3, são apresentados os principais modelos legais até aqui existentes na pequena produção distribuída em Portugal. Aqui é ainda efetuada uma análise ao novo decreto-lei referente ao autoconsumo. No capítulo 4 é efetuada uma abordagem aos tipos de sistemas de Autoconsumo existentes, métodos de financiamento e possíveis benefícios do Autoconsumo. No capítulo 5 é apresentada e descrita a ferramenta de cálculo elaborada. No capítulo 6, subdividido em quatro simulações, são apresentados quatro casos referentes ao setor residencial e ao industrial. No último capítulo, apresenta-se as conclusões retiradas desta dissertação, com uma análise dos resultados das simulações realizadas. Ainda são efetuadas algumas sugestões de trabalhos futuros que poderão ser elaborados nesta área.

CAPÍTULO 2

Mercado de Energia Elétrica

A liberalização do setor elétrico ocorreu há apenas trinta anos, sendo que, anteriormente, as empresas que atuavam neste setor, possuíam o monopólio deste serviço, tutelando desta forma desde a produção, ao transporte, até a distribuição da energia. O setor elétrico apresentava assim características bem definidas, sendo tipicamente reconhecido como um monopólio natural. As principais razões que levaram a constituição e à manutenção deste tipo de mercado devem-se ao caráter estratégico e à natureza que este setor alcançou. Ou seja, inicialmente verificou-se o desenvolvimento de pequenas redes isoladas que interligavam um centro electroprodutor a um centro de consumo onde posteriormente, fomentou-se a ligação dos vários sistemas isolados por força na aposta em uma rede de transporte de energia. Desta forma resultou na potencialização de economias de escala ao nível da produção, o que permitiu que uma única empresa conseguisse servir o mercado a preços mais baixos, em detrimento de várias empresas competirem entre si [2].

2.1 O passado do setor elétrico

O final do século XIX ficou marcado pelo início da atividade de produção de EE, associada a um processo de transporte e distribuição até aos consumidores finais. Nesta fase, verificou-se o desenvolvimento de pequenas redes isoladas que interligavam um centro electroprodutor de baixa potência a um centro de consumo. À medida que os centros de consumo foram aumentando as suas cargas, foram simultaneamente adotadas novas tecnologias e a área de abrangência das redes, bem como as potências associadas, sofreram incrementos. [2]

Este desenvolvimento, aliado ao crescente aproveitamento dos recursos hídricos descentralizados, culminou na construção de redes de transporte maiores com níveis de tensão e potência superiores. Deste modo, e como resultado, originou-se a passagem de pequenas redes isoladas para redes elétricas com grande alcance territorial, o que, por motivos de ordem técnica, fiabilidade e segurança, levou à necessidade de, progressivamente, ir-se interligando as redes elétricas.

Até início dos anos 70, o ambiente económico presente a nível nacional era considerado estável, não sofrendo notáveis alterações ano após ano. Esta conjuntura económica era favorável para as empresas no setor, pois apresentava baixas taxas de juro bem como inflação e ainda tinham como mais-valia, o aumento médio anual das cargas nos sistemas elétricos que rondavam entre os 7% a 10%. Como resultado, a previsão da evolução da potência solicitada à rede era mais simples, o que facilitava o planeamento da expansão da rede elétrica [2].

Relativamente a Portugal, e até 1975, o setor elétrico encontrava-se organizado em termos de concessões atribuídas a entidades privadas, contudo, devido à revolução de 74, ocorreram reestruturações de fundo no panorama elétrico nacional. Entre várias nacionalizações ocorridas em diferentes setores da economia, a meados de 1976, como resultado da nacionalização e fusão das principais empresas do setor elétrico Português, surgiu a Eletricidade de Portugal (EDP).



Figura 1: Evolução da Energias de Portugal [3]

A EDP surge assim no setor elétrico, como uma empresa naturalmente verticalizada, responsável pelo transporte, distribuição e pela quase totalidade da produção de EE em Portugal.

2.2 A revolução do sistema elétrico

Com a instauração da crise petrolífera de 1973, o ambiente económico até aqui vivido, sofreu grandes alterações, com especial foco nos países industrializados, onde as taxas de juro e de inflação aumentaram de forma acentuada, o que fez com que o ambiente económico se tornasse mais volátil. Como consequência, deixou de se verificar um comportamento linear no consumo de EE, o que dificultou a previsão por parte das estruturas centralizadas. Nos anos seguintes, constatou-se a liberalização de diversas áreas como a indústria aérea, as redes fixas, redes móveis de telecomunicações e as redes de distribuição de gás. Esta liberalização originou o aparecimento de diversos novos agentes nestes setores, resultando numa maior concorrência e atribuindo ao cliente final maior poder de escolha.

Foi na década de 80, e devido ao choque petrolífero, que foi implementado em diversos países, legislação destinada a incentivar a utilização de recursos endógenos, nomeadamente por intermédio de pequenas centrais hídricas, eólicas, utilização de resíduos combustíveis e ao uso do processo de cogeração. Consequentemente foi aprovada a legislação que pretendia liberalizar os centros produtores de energia, obrigando assim as empresas verticalmente integradas a adquirir a energia produzida por novas entidades.

Dando seguimento a este processo em 1978, nos Estados Unidos da América, foi publicado o *Public Utility Regulatory Policy Act*, legislação que pretendia incentivar o

investimento no setor da produção de EE por novas empresas culminando assim no aumento da concorrência neste setor [4].

Seguindo o exemplo, mais tarde, na União Europeia, foi aceite a descomposição das atividades relacionadas com o setor da energia e procurou-se atuar fundamentalmente em três medidas essenciais: a desagregação de atividades (*unbundling*), o incentivo no acesso de novas empresas à rede elétrica e à criação de autoridades reguladoras independentes [4].

Foi então na Inglaterra, a meados de 1990, que se iniciou a reestruturação do setor elétrico do Reino Unido, o que motivou um processo de reestruturação e liberalização em outros países. Este processo contou ainda com outros pontos fundamentais que permitiram estabelecer uma base sustentável, tais como [2]:

- Em alguns países, a implementação de mecanismos de mercado forçou, em alguns casos, à separação das companhias verticalmente integradas. Isto permitiu o aparecimento de competição em alguns segmentos do setor;
- Por outro lado, nos anos 80 e 90 ocorreram diversas evoluções tecnológicas, nomeadamente na área das telecomunicações e meios computacionais, o que permitiu melhorar o acompanhamento em tempo real da exploração das redes elétricas;
- Em diversas áreas geográficas passou a estar disponível gás natural em quantidades e preços atrativos. Este facto, associado aos avanços tecnológicos realizados na construção de centrais de ciclo combinado a gás natural, originou a diminuição do carácter capital intensivo e com largos prazos de amortização que eram típicos no setor elétrico.

2.2.1 Diretivas Europeias

Com o objetivo de proceder a alterações no panorama Europeu do setor da EE, a União Europeia, desenvolveu vários atos legislativos, também conhecidos como os três pacotes da energia.

2.2.1.1 Diretiva 96/92/CE

A Comissão Europeia, em 1996, aprovou a primeira Diretiva Europeia relativa ao setor da energia (Diretiva 96/92/CE). A diretiva, estabelece regras comuns relativas à produção, transporte e distribuição de eletricidade. Esta define a organização e o

funcionamento do setor elétrico, o acesso ao mercado, assim como os critérios e mecanismos aplicáveis aos concursos, a concessão de autorizações e a exploração das redes. A mesma é formada por um conjunto de regras estruturadas por forma a organizar o mercado Europeu interno de energia, dando assim corpo à vontade de liberalizar a atividade relacionada com este setor [5] [6].

De modo a dar maior coesão ao mercado de energia europeu, estabeleceram-se ainda regras comuns para as infraestruturas, nacionais e intracomunitárias utilizadas, no que diz respeito ao transporte de eletricidade e gás natural, nomeadamente por intermédio da Decisão nº 1254/96/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de Julho de 1996, na qual constam um conjunto de orientações referentes às redes transeuropeias de transporte. Estas orientações identificam projetos de interesse comum no domínio das redes transeuropeias de eletricidade e de gás natural, por forma a potenciar o mercado de energia europeu.

A título de resumo, desta diretiva podem-se salientar três pontos significativos:

- A implementação de concorrência na produção;
- O acesso de terceiros à rede de transporte;
- A separação contabilística das empresas verticalmente integradas.

2.2.1.2 Diretiva 2003/54/CE

Após a implementação da diretiva 96/92/CE, as instituições comunitárias depararam-se com problemas não resolvidos, ou mesmo acentuados por esta. Por exemplo, a necessidade de adoção de medidas concretas no que diz respeito à garantia das condições de concorrência justas ao nível da produção, através da minimização de comportamentos predatórios e de posições dominantes no mercado. Ao nível do transporte e da distribuição, era necessário a publicação de tarifas reguladas de acesso às redes, combatendo assim a discriminação e permitindo a igualdade de acesso aos pequenos clientes, protegendo assim os seus direitos [7].

Tal como a anterior diretiva, a diretiva de 2003 atuou sobre diversas áreas e procurou ainda aprofundar as medidas referentes ao processo de liberalização estipuladas na diretiva anterior. Desta diretiva podem-se salientar:

- Definição de regras comuns para a produção, transporte, distribuição e fornecimento de EE;

- Regras de organização e funcionamento dos setores, nomeadamente no transporte e distribuição de energia, com a criação de operadores independentes;
- O acesso ao mercado;
- Os critérios e mecanismos aplicáveis aos concursos, no que diz respeito à concessão de autorizações e à exploração das redes.

2.2.1.3 Diretiva 2009/72/CE

Por forma a complementar o mercado de energia interno da União Europeia, em 2009 foi lançada uma nova diretiva com o objetivo de progredir na eliminação das inúmeras barreiras e dificuldades ao comércio da energia. Pretendia-se ainda a aproximação das políticas fiscais e de preços, bem como o estabelecimento de normas e requisitos e a regulamentação em matéria de ambiente e de segurança. Em suma, pretendia-se assim garantir um mercado funcional com acesso justo e um alto nível de proteção dos consumidores, bem como níveis adequados de interligação e de capacidade produtiva [7].

Esta diretiva pretendia, uma vez mais, estabelecer medidas que visem criar condições para eliminar os obstáculos à venda de eletricidade em igualdade de condições e sem discriminação ou desvantagem, em toda a comunidade, reforçando uma supervisão reguladora de eficácia equivalente em todos os Estados-Membros.

Nesta diretiva, a comissão europeia procurou fundamentalmente atuar sobre:

- A garantia de proteção do consumidor;
- A segurança do abastecimento/fornecimento de EE;
- A separação efetiva relativamente às empresas verticalmente integradas e a cooperação regional.

2.3 Evolução do mercado elétrico ao nível nacional

Tal como já referido anteriormente, após os acontecimentos de Abril de 74, ocorreram reestruturações de fundo no panorama elétrico Nacional. Entre várias nacionalizações ocorridas em diferentes setores da economia, a meados de 1976, como resultado da nacionalização e fusão das principais empresas do setor elétrico Português surgiu a EDP.

O atual mercado elétrico partiu assim de um setor verticalmente integrado, de onde se podem salientar os seguintes marcos [8]:

1. A reestruturação do mercado, na qual se exigiu a desverticalização da produção, transporte e liberalização das atividades de comercialização;
2. Introdução de concorrência no mercado, através do incentivo à entrada de novos agentes, quer a nível da produção, quer da comercialização;
3. A regulação do setor, por intermédio de uma entidade reguladora independente;
4. Privatização de empresas públicas já existentes.

Após a crise petrolífera, na década de 80, iniciou-se a abertura do setor elétrico, ao nível da produção, com a publicação do Decreto-Lei nº 20/81 de 21 de Outubro e posterior atualização pelo nº 189/88, de 27 de Maio. O panorama até aqui existente começou assim a alterar-se, dado que este diploma legal definiu um regime tarifário específico (tarifas do tipo *feed-in-tariff*) para a PRE. Este decreto-lei aprovou assim a remuneração de aproveitamentos hídricos até 10 MVA de potência instalada, a produção de EE através de outras fontes renováveis (tais como os aproveitamentos eólicos, solares fotovoltaicos), bem como unidades de cogeração e produção a partir de resíduos, tendo sido alargado, em 2007, à miniprodução. Este regime foi sucessivamente ajustado sendo atualmente a PRE paga por tarifas formuladas tendo como base os custos evitados em potência, em energia e ambientais que dependem do tipo de tecnologia instalada e do diagrama horário de produção e que, por outro lado, pretendem garantir uma determinada rentabilidade dos investimentos realizados [9].

Em 1995 foram publicados os Decretos-Lei nº 182 ao 188 de 27 de Julho, onde foi definida a reestruturação do Sistema Elétrico Nacional (SEN) no Sistema Elétrico de Serviço Público ou Vinculado (SEP) e no Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV).

Nos termos do SEP as atividades de produção, transporte e distribuição efetuam-se em um regime de serviço público, no qual imperam padrões de qualidade de serviço e uniformidade tarifária. Ainda relativamente a este, a produção é planeada centralizadamente, sendo que, as licenças para novos consórcios deste tipo, ficam a cargo de concursos públicos. Por fim, no que diz respeito ao transporte e distribuição, operam em regime de monopólio, porém sujeitos a regulação.

Relativamente SENV o seu funcionamento foi decomposto ao nível da produção em PRE, bem como produtores não vinculados seguindo-se dos distribuidores não vinculados e clientes não vinculados. Neste sistema, os clientes não vinculados têm liberdade de escolha de comercializador, e por outro lado, os agentes participantes no mercado podem aceder livremente as atividades de produção e distribuição, desde que estas sejam efetuadas em média ou alta tensão. Assim, por parte dos agentes de mercado, o SENV é, também, visto como um sistema livre, onde impera a concorrência, sujeito a atribuição de licenças por parte da DGEG. Curiosamente, apesar da existência deste sistema, até Junho de 2006, a EDP era o único agente não vinculado a operar no SENV com 1.420 MW de capacidade instalada, dos quais 244 MW correspondiam a mini-hídricas [10].

Como consequência a estes decretos-lei e à diretiva Europeia de 96, a Junho de 1997 iniciou-se a privatização da EDP culminando, em Novembro de 2000, com a autonomização jurídica das atividades de transporte e de gestão global do sistema e resultando na criação da REN SA. A Rede Nacional de Transporte (RNT) fica assim a cargo da REN, em regime de concessão exclusiva passando esta a ser também reconhecida como Operadora de Sistema (OS), e fica de igual modo, responsável pelo planeamento e gestão técnica global do SEN, pela gestão global do SEP e pelo planeamento, projeto, construção, exploração e desativação das infraestruturas que integram a RNT.

A criação da Entidade Reguladora do Sector Elétrico, posteriormente Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), foi igualmente consagrada neste conjunto de decretos-lei. A partir de 1998, a ERSE publicou um conjunto de regulamentos que serviram como base aos atuais em vigor, dos quais se podem salientar [10]:

1. Regulamento tarifário, Regulamento de acesso às Redes e às Interligações e Regulamento das Relações Comerciais;
2. Regulamento do Despacho;
3. Regulamento da Rede de Distribuição;
4. Regulamento da Rede de Transporte;
5. Regulamento da Qualidade de Serviço.

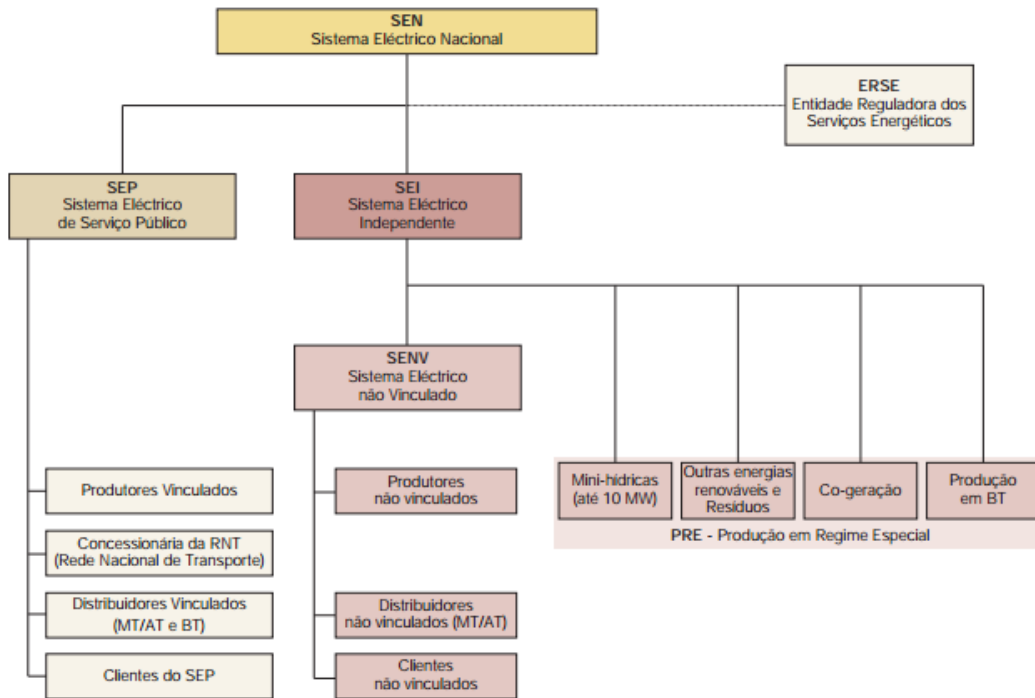


Figura 2: Estruturação do sistema elétrico nacional em 1997 [11]

Em 2003, e em consequência da diretiva 2003/54/CE, são publicados os Decretos-Lei n.º 184/2003 e 185/2003, onde é apresentado o início da liberalização global do sistema elétrico nacional e onde se inicia a criação do mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Com a publicação do decreto-lei n.º 29/2006 concretizou-se a estratégia de estabelecer as novas bases em que assentam a organização do SEN. Nesta legislação e na legislação posterior, designadamente, o Decreto-Lei n.º 172/2006 e o Decreto-Lei n.º 264/2007, foram estabelecidos os princípios de organização e funcionamento do SEN, bem como as regras gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, e, ainda, a organização do mercado de eletricidade. Ficaram assim transpostos para legislação nacional, os princípios da Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, que tinha por finalidade a criação de um mercado livre e concorrencial na área da energia [4].

Foi ainda regulamentada a atividade de transporte de eletricidade, a qual deve ser separada juridicamente e patrimonialmente das demais atividades desenvolvidas no âmbito SEN, assegurando-se assim a independência e transparência do seu exercício e do seu relacionamento com as demais atividades.

De igual modo com a atividade de transporte, a atividade de distribuição fica a cargo do operador responsável pela rede de distribuição, o qual também deve ser independente, no plano jurídico, da organização e da tomada de decisões de outras atividades não relacionadas com a distribuição (EDP Distribuição).

Por fim, a DGEG e a ERSE, ficam reconhecidas como as entidades responsáveis pela regulação do setor elétrico em Portugal.

Após a referida reestruturação do SEN em 1995, e a criação do SEP e do SENV, verificou-se uma significativa evolução das infraestruturas que compõem a cadeia de valor, desde a produção até à comercialização de energia. Desde então foram ultrapassados inúmeros desafios do ponto de vista técnico e comercial e o SEN apresentou uma evolução notória, tal como se pode constatar:

No ano 1999 [9]:

- A potência instalada era de 9.875 MW, repartida por 4.174 MW em aproveitamentos hídricos, 4.901 MW em centrais térmicas (nomeadamente 1.776 MW em centrais a carvão e 990 MW em ciclos combinados a gás natural), e cerca de 800 MW em PRE (nomeadamente cerca de 500 MW em unidades de cogeração, 260 MW em mini hídricas e 40 MW em parques eólicos);
- A PRE tinha um peso de cerca de 8,1 % no conjunto da potência instalada;
- A potência de ponta foi de 6.122 MW e foi registada em 16/12/1999;
- O consumo anual foi de 35.799 GWh tendo a PRE uma participação de cerca de 6,3 % na satisfação deste consumo, sendo residual o peso da produção eólica.

No ano 2013 [12]:

- A potência instalada era de 17.792 MW, repartida por 5.239 MW em aproveitamentos hídricos, 6.514 MW em centrais térmicas (nomeadamente 1.756 MW em centrais a carvão e 4.758 MW em ciclos combinados a gás natural), 1.471 MW em unidades de cogeração, 413 MW em mini hídricas, 4.368 MW em parques eólicos, 282 MW em aproveitamentos fotovoltaicos e 432 MW em outras formas de energia;
- A PRE teve um peso de cerca de ≈ 38 % no conjunto da potência instalada;
- A potência de ponta foi de 8.322 MW e foi registada em 09/12/2013;

- O consumo anual foi de 49.155 GWh tendo a PRE uma participação de cerca de $\approx 46\%$ na satisfação deste consumo, destacando-se o peso dos aproveitamentos eólicos com $\approx 24\%$ do total.

2.4 Organização do setor elétrico português

Após o acordo celebrado entre Portugal e Espanha para a realização do MIBEL o SEN passou a ter as atividades de produção e comercialização de eletricidade e ainda a gestão de mercados organizados exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de Licenças por parte da DGEG. Relativamente às atividades de transporte e distribuição de energia, estas são praticadas mediante a obtenção de concessões de serviço público. Assim sendo, a cadeia de valor do SEN ficou dividida em quatro grandes sistemas [4]:

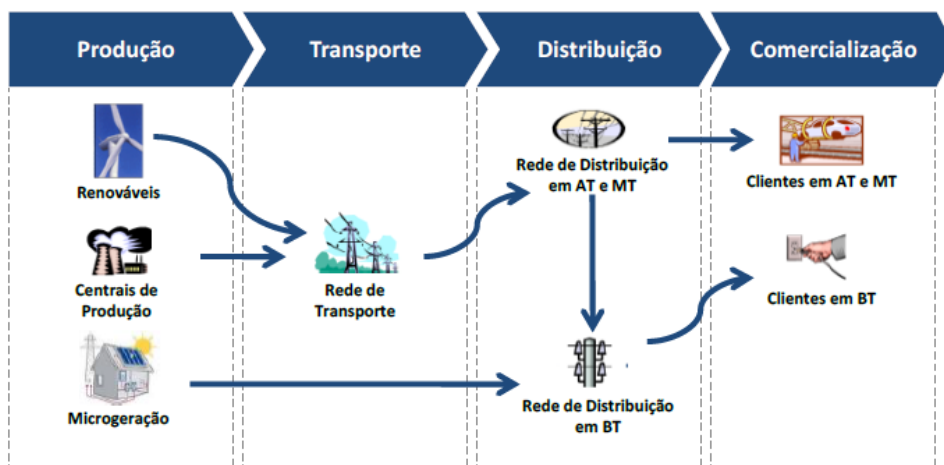


Figura 3: Cadeia de valor do setor da energia elétrica [4]

2.4.1 Produção

Na atual organização do setor elétrico, a produção de EE está fundamentada em dois regimes, nomeadamente, PRO e PRE. Na primeira, a produção de eletricidade tem como base fontes tradicionais não renováveis e grandes centros electroprodutores hídricos, enquanto na segunda diz respeito à produção de eletricidade a partir fontes de energia renovável e à cogeração [4].

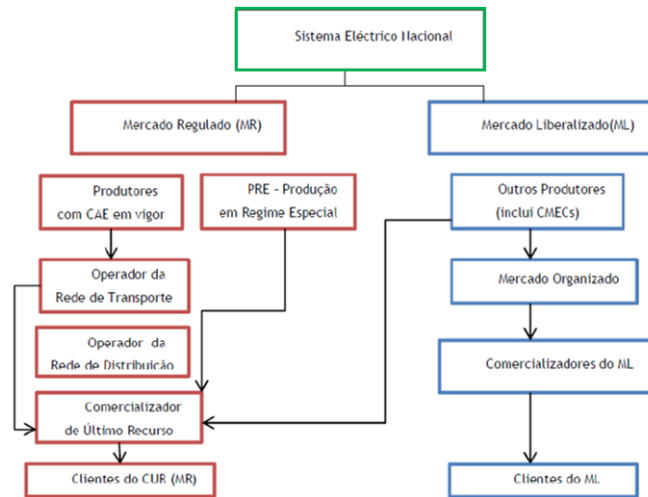


Figura 4: Atual organização do setor elétrico em Portugal [adaptado]

Atualmente o acesso a esta atividade é livre, cabendo apenas aos interessados a respetiva iniciativa. Em contrapartida, antes da liberalização do mercado, a maioria da produção de EE em Portugal estava assente na existência de Contratos de Aquisição de Longo Prazo (CAE), estabelecidos entre cada centro electroprodutor e um comprador único que assegurava o aprovisionamento da energia para fornecimento à generalidade dos consumidores finais [4].

Com a liberalização, quer ao nível da escolha de fornecedor, quer por via da abertura da atividade de produção à concorrência, veio-se impor a reformulação do modelo organizativo do setor elétrico Português, levando a que o mesmo se estruturasse num regime de mercado. Esta aproximação a um referencial de mercado obriga a que todas as centrais elétricas portuguesas, incluindo as que detinham CAE, passem a operar num mecanismo de oferta em mercado organizado. Neste sentido, o decreto-lei 185/2003, criou um mecanismo que, tendo presente as condições contratualmente estabelecidas e que não poderiam ser ignoradas, permita efetuar a cessação dos CAE mantendo o equilíbrio contratual subjacente a estes contratos.

Esta legislação criou um mecanismo intitulado por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), o qual permitiu a cessação voluntária de parte dos CAE's existentes criando assim condições para a participação das centrais anteriormente detentoras de CAE no mercado de energia.

Dessa participação em mercado é gerada uma receita, a qual pode estar acima ou abaixo da receita que seria obtida com a aplicação dos CAE's. Os CMEC ajustam os

diferenciais de receita que se venham a apurar, central a central, tendo em consideração as seguintes situações [4]:

1. Caso a receita obtida em regime de mercado seja inferior à que seria obtida através do CAE, a revisibilidade atua no sentido de colmatar a diferença entre o valor obtido em regime de mercado e o que seria resultante da aplicação do CAE. Como consequência, este valor vai-se traduzir em um encargo do sistema, sendo colmatado por todos os consumidores de energia, através da Tarifa de Uso Global do Sistema.
2. Caso a receita obtida em regime de mercado seja superior à que seria obtida através do CAE, a revisibilidade atua no sentido de retirar a diferença entre o valor obtido em regime de mercado e o que seria decorrente da aplicação do CAE, aplicando-o como um valor a deduzir aos encargos do sistema elétrico, através da Tarifa de Uso Global do sistema.

No caso da participação em mercado diário, uma vez que a regra de formação de preço é de um preço marginal único para o conjunto do sistema, a revisibilidade no mecanismo dos CMEC atua sempre que o preço implícito em cada CAE cessado seja inferior ou superior ao preço marginal de mercado [4].

Relativamente às centrais que optaram por não cessar o CAE respetivo, continuam a ser remuneradas através das regras do contrato, ainda que a sua participação em mercado tenha sido assegurada através da criação de uma entidade independente dos seus detentores para a respetiva gestão, REN Trading.

2.4.2 Transporte

A atividade de transporte de eletricidade é efetuada por intermédio da rede de muito alta tensão (MAT) e de Alta Tensão (AT). Este serviço é exercido mediante a exploração da RNT, que corresponde a uma única concessão exercida em exclusivo e em regime de serviço público. Cabe à REN, concessionária responsável pela exploração da RNT, a função do Operador de Sistema, nomeadamente, de gestão técnica global do sistema, assegurando a coordenação sistémica das instalações de produção e de distribuição, tendo em vista a continuidade e a segurança do abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema. A REN interliga-se comercialmente com os utilizadores das redes, recebendo um determinado valor pela utilização destas e pela

prestação dos serviços inerentes. Esta retribuição é aplicada tendo em consideração as tarifas fixadas pela ERSE [4][13].

2.4.3 Distribuição

A atividade de distribuição é composta pelas redes de AT, as redes de Média Tensão (MT) e as redes de Baixa Tensão (BT). A concessionária responsável pela atividade de distribuição de eletricidade em Portugal é a EDP Distribuição. Cabe assim a EDP Distribuição assegurar a exploração e a manutenção da rede de distribuição em condições de segurança, com fiabilidade e qualidade de serviço adequadas, bem como gerir os fluxos de eletricidade na rede, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada e com as instalações dos clientes. De igual modo com o transporte, a EDP Distribuição também se relaciona comercialmente com os utilizadores das respetivas redes, através de tarifas fixadas pela ERSE [4].

2.4.4 Comercialização

Esta atividade é livre, ficando contudo, sujeita a atribuição de licença. Os comercializadores podem livremente comprar e vender eletricidade. Para tal têm o direito de acesso às redes de transporte e de distribuição, perante um pagamento de tarifas reguladas. Os consumidores podem, nas condições do mercado, selecionar livremente o seu comercializador. Para garantir o fornecimento de eletricidade aos consumidores com condições de qualidade e continuidade de serviço e de proteção relativamente às tarifas, nomeou-se uma entidade conhecida por Comercializador de último recurso (CUR). Este compra obrigatoriamente a eletricidade produzida pelos PRE e pode adquirir eletricidade para abastecer os seus clientes em mercados organizados, ou através de contratos bilaterais mediante a realização de concursos, ou ainda em leilões de âmbito ibérico [4].

2.4.5 Caracterização da comercialização

Desde Setembro de 2006 todos os consumidores de EE em Portugal continental podem escolher livremente o seu comercializador de energia. Como consequência deste processo de liberalização, as tarifas até agora aplicadas, também conhecidas como tarifas reguladas para venda a clientes finais, acabaram no final do ano de 2012 para a totalidade dos consumidores portugueses [14].

O Mercado Livre (ML) alcançou um número acumulado de cerca de 3.562.638 clientes em Dezembro de 2014, com um crescimento líquido de mais de 1.293.523 clientes face ao período homólogo de 2013. Desde dezembro de 2013, o número de consumidores no mercado livre cresceu 57%, a uma taxa média mensal de 3,8% [14].

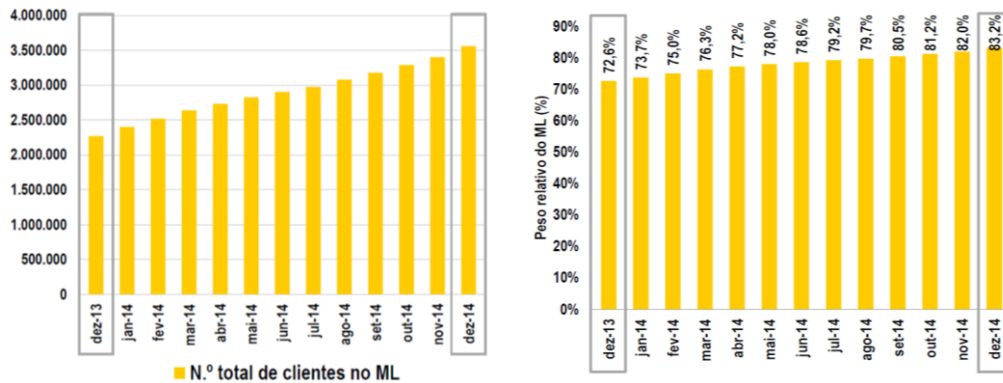


Figura 5: Evolução do número de clientes ao nível do mercado liberalizado [14]

O consumo anualizado em regime de ML alcançou um volume de 36.807 GWh em Dezembro de 2014 (consumo médio em 12 meses atribuído a clientes no ML no último dia do mês). O consumo no ML aumentou cerca de 15% em termos homólogos (consumo ML de 32.157 GWh em Dezembro de 2013), o que corresponde a uma taxa média mensal de 1,1% nesse período [14].

2.4.5.1 Quotas de mercado

2.4.5.1.1 Perspetiva Global

Até Dezembro de 2014 a EDP Comercial manteve a posição de principal comercializador em regime de ML em número total de clientes (cerca de 86% do total de clientes) e em consumo cerca de 46% do fornecimento em ML [14].

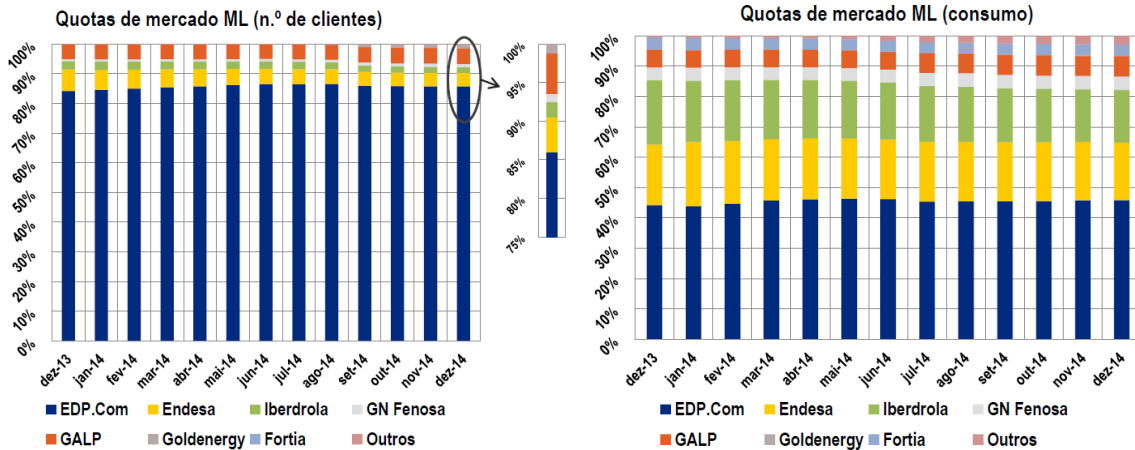


Figura 6: Quotas de mercado no final de 2014 (Nº clientes vs consumo verificado) [14]

A expressão de mercado dos três principais comercializadores (EDP Comercial, Endesa e Iberdrola) manteve-se praticamente inalterada face aos meses anteriores, representando cerca de 82,3% do fornecimento de energia no ML e cerca de 92,2% dos clientes que atuam neste mercado [14].

2.4.5.1.2 Quotas de Mercado por segmento

Da análise do Figura 6 verifica-se que a EDP Comercial apresenta uma supremacia significativa quando é apenas tido em consideração o número total de clientes. Contudo, quando analisado, em termos de consumo global, verifica-se que a Endesa e a Iberdrola possuem uma fatia significativa da energia transitada. Ou seja, a estratégia destes três comercializadores aparenta ser distinta para os vários segmentos de mercado existentes [14].

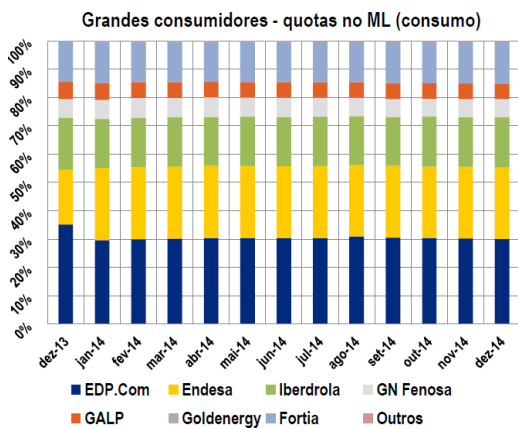


Figura 7: Quota de consumo para os grandes consumidores¹[14]

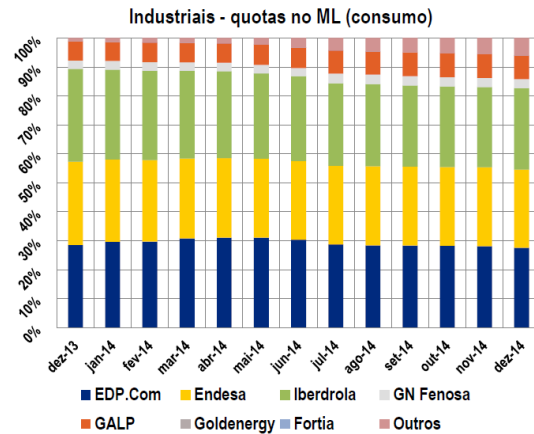


Figura 8: Quota de consumo para os consumidores industriais² [14]

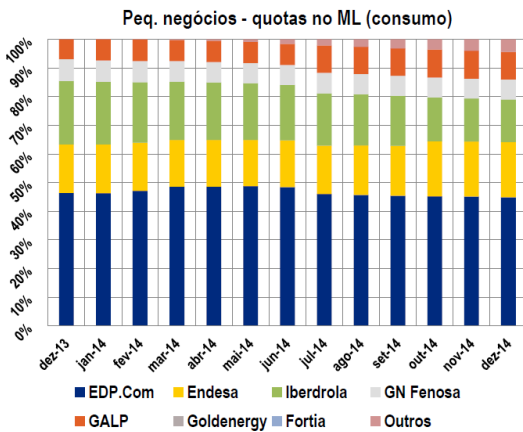


Figura 9: Quota de consumo para às PME's³ [14]

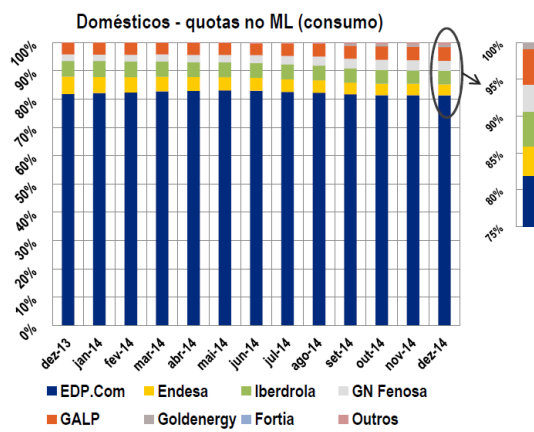


Figura 10: Quota de consumo para os consumidores domésticos⁴ [14]

De acordo com as figuras acima apresentadas, é notório o objetivo que comercializadores como a Endesa e a Iberdrola possuem, visto que a cota de mercado, em termos de consumo de energia, para estes dois, torna-se mais expressiva quando o alvo se trata de clientes que apresentam consumos de energia mais elevados. Por fim, na

¹ Os grandes consumidores correspondem ao conjunto de clientes com pontos de receção em MAT e AT.

² Os consumidores industriais correspondem ao conjunto de clientes com pontos de receção em MT.

³ Os pequenos negócios correspondem ao conjunto de clientes com pontos de receção em BTE.

⁴ Os consumidores domésticos correspondem ao conjunto de clientes com pontos de receção em BTN.

Figura 10, é uma vez mais expressiva a superioridade da EDP Comercial, porém neste caso no setor Doméstico [14].

CAPÍTULO 3

Aspetos Legislativos

Com a introdução do conceito de produção distribuída até ao nível do pequeno consumidor, o fluxo até aqui conhecido da EE no SEP, deixou de ser exclusivamente efetuado na ordem clássica da cadeia de valor deste sistema, nomeadamente, Produção, Transporte, Distribuição e Comercialização. O conceito por detrás dos consumidores serem igualmente produtores veio mudar este paradigma e com ele trouxe um conjunto de documentos legais e regulamentos associados a esta área.

3.1 Breve enquadramento histórico

O Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, estabeleceu as regras aplicáveis à produção de EE a partir de recursos renováveis e à produção combinada de calor e eletricidade, ou seja, cogeração. Após a aprovação dos documentos legais que liberalizaram o SEP, a geração de EE por cogeração ganhou novo impulso e até meados de 2010 a potência total instalada veio a aumentar [24].

Com a introdução do Decreto-Lei n.º 68/2002 foi regulamentada a atividade de produção de EE em BT, destinada essencialmente a consumo próprio, sem prejuízo de entrega da produção excedente a terceiros ou à rede pública.

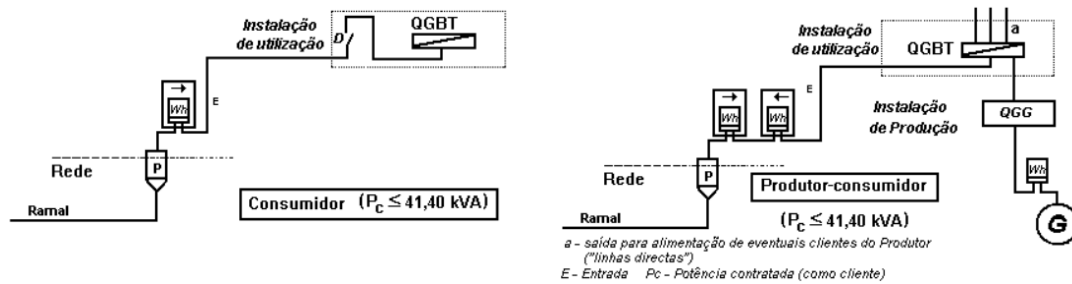


Figura 11: Esquema de ligação comum vs esquema com autoconsumo [25]

O regime de autoconsumo imposto por este decreto-lei consistia no consumo de pelo menos 50% da energia produzida pela unidade produtora, onde esta, não poderia exceder uma potência instalada de 150 kW. Contudo, após a implementação deste diploma legal verificou-se uma fraca adesão por parte dos consumidores de energia, pois as unidades de produção de energia descentralizada eram demasiado caras para concorrer com o preço da EE existente nessa época.

3.1.1 Microprodução e Miniprodução

A atividade de microprodução foi introduzida no SEP em 2007 e desde então foram publicadas atualizações nesta área. O primeiro documento legal, Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro, veio estabelecer o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução. A microprodução é assim reconhecida como a produção de eletricidade a partir de instalações em BT e de pequena potência (usualmente 3,65kW), recorrendo a fontes renováveis, com total entrega da energia produzida à rede elétrica [26].

Tal como referido, a introdução do regime da microprodução em 2007, cingiu-se fundamentalmente aos pequenos consumidores de EE, deixando assim um vazio no que se refere aos grandes consumidores. Assim sendo, em 2011, foi publicado o Decreto-Lei n.º 34/2011 de 8 de Março o qual introduz a miniprodução ao nível nacional. Desde então a miniprodução é também reconhecida como a atividade de produção de EE descentralizada e de pequena escala (250kW no máximo), com recurso a fontes renováveis e com obrigatoriedade de total entrega, sobre remuneração, da eletricidade à rede elétrica, na condição de existir consumo efetivo de eletricidade no local da instalação [26].

3.1.1.1 Evolução das tarifas praticadas

Anualmente, a DGE define, para o regime bonificado aplicável à mini e microprodução, o preço para a EE injetada por estes sistemas na RESP. A última atualização efetuada às tarifas de venda da energia contribuiu, uma vez mais, para comprovar a insustentabilidade destes programas, dado que a energia gerada era até a atualidade paga a um valor muito superior aos praticados ao nível de mercado de energia.

Consequentemente, com a crescente e significativa diminuição registada nas tarifas de venda de energia, com especial incidência nos primeiros anos de vida deste tipo de projetos, (os mais relevantes para a amortização do investimento, dado que o sistema perde rendimento ao longo dos anos), verificou-se a inviabilização de investimentos nesta área, dado ao crescente período de retorno do investimento verificado ano após ano [27].

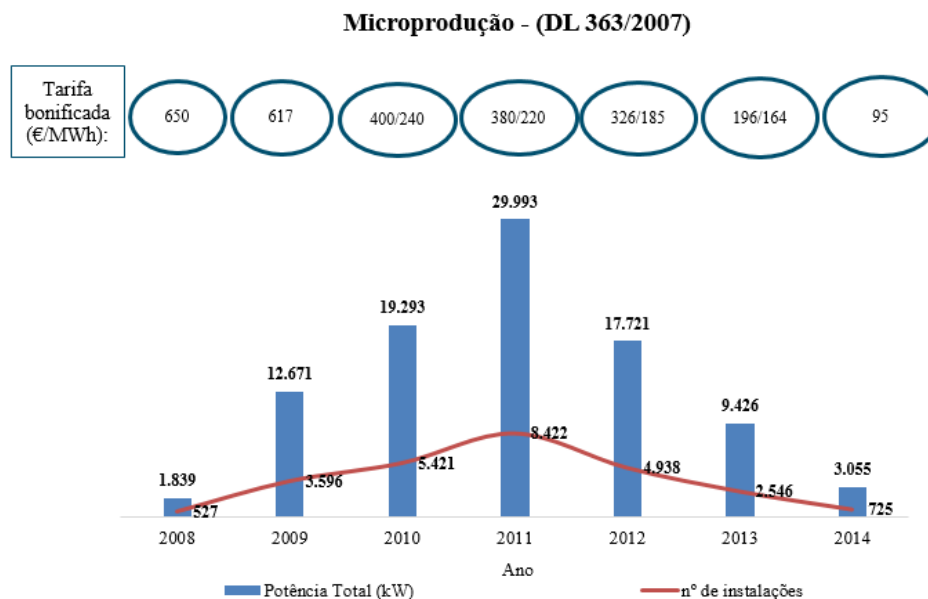


Figura 12: Evolução do regime de Microprodução em Portugal

De acordo com a Figura 12 é notória a evolução no número de instalações seguida de um acentuado decréscimo. Com a introdução do programa da microprodução no ano de 2007, as primeiras instalações começaram a surgir em 2008 a um ritmo lento, provavelmente justificado pelo elevado preço das tecnologias associadas e o ainda reduzido número de entidades qualificadas para a instalação. Contudo, e até 2011, verificou-se um notório crescimento no número de unidades instaladas. Após este ano, e

até à atualidade, verifica-se uma relação proporcionalmente inversa à registada até aqui [28].

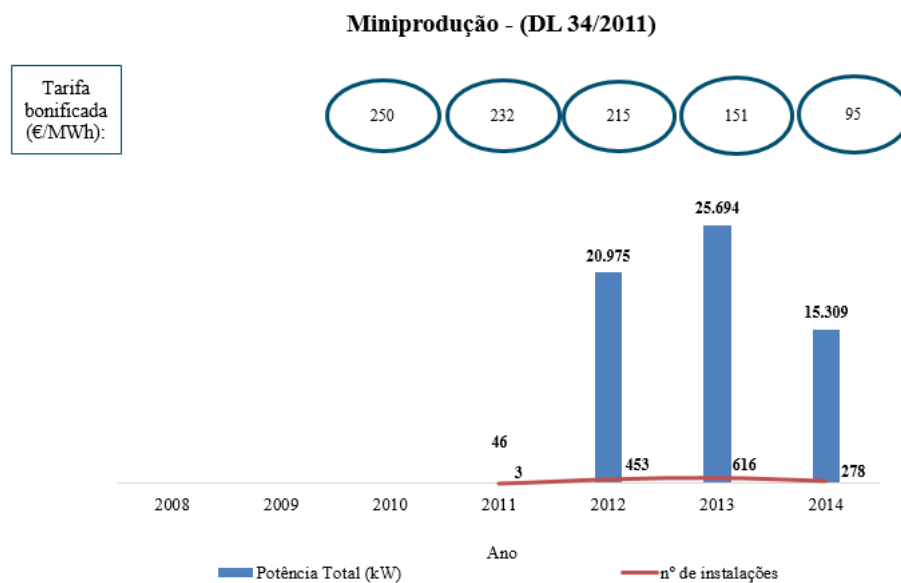


Figura 13: Evolução do regime de miniprodução em Portugal

No caso da miniprodução, de acordo com a Figura 13, após a sua entrada em 2011, o número total de instalações tal como a potência associada, sofreu um significativo aumento até ao ano de 2013, culminando na redução destes dois pontos no ano de 2014 [28].

3.2 Autoconsumo

Tal como verificado anteriormente, o ano 2014, demonstrou ser um ano de poucas oportunidades no ramo da mini e microprodução, devido a causas como a conjuntura económica que o país tem vindo a atravessar, bem como à redução dos incentivos associados à remuneração da energia, o que influenciou, diretamente, o período de retorno do investimento deste tipo de projetos.

De forma a contornar esta situação, o mercado, ao nível mundial, criou um novo regime de produção de energia descentralizada, abrindo portas ao Autoconsumo. O Autoconsumo ganha nova vida em Portugal como resposta ao problema que se tinha vindo a verificar com a mini e microprodução de energia, e apresenta-se como uma possível solução, viável, ao nível técnico-económico. Tendo em conta a popularidade que o Autoconsumo alcançou em outros países e devido à pressão que as principais

entidades do mercado fotovoltaico, a nível nacional, impuseram, em outubro de 2014 foi publicado o Decreto-Lei nº153/2014 no qual se estabelece o regime jurídico que regulamenta o Autoconsumo bem como os anteriores programas (mini e microprodução). Nos subcapítulos abaixo apresentados é apenas focada a componente deste Decreto-lei referente ao Autoconsumo.

3.2.1 Introdução

Com a publicação do decreto-lei 25/2013 de 19 de Fevereiro (última atualização efetuada aos programas de mini e microprodução) afastou-se o regime colocado pelo decreto-lei 68/2002, procedendo a sua revogação. O regime de Autoconsumo colocado por este documento não teve a aderência esperada, dado que eram poucas as unidades registadas neste regime até à sua revogação. Razões como, a imaturidade das tecnologias associadas, o elevado custo das mesmas, a falta de experiência das empresas instaladoras e os competitivos custos da EE proveniente da rede influenciaram diretamente a falta de adesões a este programa.

Contudo, tendo em consideração a evolução que este mercado apresentou desde o ano 2007, e a situação registada no final do ano 2014, o Autoconsumo tem tudo para apresentar-se com uma solução alternativa e com crescente rentabilidade, influenciado pelo constante aumento do custo da EE proveniente da rede e pelo cada vez mais competitivo preço das fontes produtoras de EE.

3.2.2 Decreto-lei n.º153/2014

O decreto-lei nº 153/2014 surge como elemento de regulamentação ao Autoconsumo e estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao consumo na instalação de utilização, associada à respetiva Unidade de Produção (UP), com ou sem ligação à rede elétrica, baseada em tecnologias de produção renovável ou não renovável. A energia produzida em Autoconsumo destina-se predominantemente ao consumo na instalação associada à UP, sem prejuízo de entrega dos excedentes à RESP para venda, a “preço de mercado”.

3.2.2.1 Condições de acesso

A atividade de produção de EE regulada por este decreto-lei é livre, porém deve estar sempre associada a uma instalação de consumo de EE, ficando apenas sujeita a registo prévio e à obtenção de um certificado de exploração, salvo algumas exceções.

- Tratando-se de uma UPAC com potência instalada superior a 1 MW a sua entrada em exploração carece de uma licença de produção e uma licença de exploração;
- A UPAC cuja potência instalada é superior a 200 W e igual ou inferior a 1,5 kW, ou cuja instalação de utilização não se encontre ligada à RESP, está sujeita apenas a comunicação prévia de exploração;
- A UPAC cuja potência instalada seja igual ou inferior a 200 W está isenta de controlo prévio;
- Qualquer UPAC que pretenda fornecer EE não consumida na instalação de utilização e cuja potência seja igual ou inferior a 1,5 kW, está sujeita a registo prévio e à obtenção de certificado de exploração;
- O detentor de uma instalação de utilização que não se encontre ligada à RESP e que possua uma UPAC que independentemente da potência instalada pretenda transacionar garantias na origem, está sujeito a registo prévio e à obtenção de certificado de exploração.

Tabela 1: Condições de acesso ao autoconsumo

Condições de acesso			
Potência instalada	Instalação de consumo ligada à RESP	Venda da energia excedente à RESP	Condições de acesso
≤ 200 W	Sim	Não	Isenta de controlo prévio.
> 200 W ≤ 1,5 kW	Sim	Não	Comunicação prévia de exploração.
> 1,5 kW ≤ 1 MW	Sim	Não	Registo prévio e obtenção de certificado de exploração.
Qualquer	Não	Não*	Comunicação prévia de exploração.
≤ 1 MW	Sim	Sim	Registo prévio e obtenção de certificado de exploração.
> 1 MW	Sim	Sim	Licença de produção e licença de exploração.

*Quando se pretenda transacionar garantias na origem é necessário registo prévio e obtenção de certificado de exploração.

3.2.2.2 Requisitos para acesso

Segundo o artigo 5.º do DL 153/2014, para proceder ao registo da UP devem ser preenchidos um conjunto de requisitos pelo promotor do projeto. Resumidamente, são salientados os seguintes pontos:

- A potência de ligação⁵ pode ser no máximo igual à potência contratada referente no contrato de fornecimento de EE;
- A potência instalada⁶ pode ser no máximo duas vezes a potência de ligação;
- Sempre que a instalação elétrica de utilização se encontrar ligada à rede elétrica o promotor deve efetuar uma averiguação das condições técnicas de ligação no local onde pretende efetuar a instalação da UP.

3.2.2.3 Direitos e deveres do produtor

No âmbito do exercício da atividade de produção de EE em Autoconsumo, o produtor tem como direitos:

- Estabelecer uma UPAC por cada instalação elétrica recorrendo a qualquer fonte de energia com origem renovável ou não;
- Quando aplicável, ligar a UPAC à instalação de utilização após a emissão do certificado de exploração definitivo;
- Solicitar a emissão de Garantias na Origem (GO) à Entidade Emissora de Garantias na Origem (EEGO) relativas à energia produzida na UPAC e autoconsumida, proveniente de fontes renováveis.

Sem prejuízo da demais legislação, constituem ainda como deveres do produtor:

- Suportar os custos de eventuais alterações efetuadas na instalação de utilização, aquando da ligação à rede elétrica;
- Suportar o custo associado aos contadores de EE para contabilização do total de energia produzida pela UPAC e para contabilização da energia injetada na rede

⁵ Potência de ligação é a potência máxima da unidade de produção ou no caso de existência de inversor, a potência nominal à saída deste equipamento.

⁶ Potência instalada corresponde à potência ativa e aparente dos equipamentos de produção de EE.

elétrica sempre que a instalação de utilização associada à UPAC se encontrar ligada à rede elétrica e a potência instalada na UPAC for superior a 1,5 kW, ou, independentemente da potência instalada, sempre que se pretenda vender excedentes de energia produzida pela UPAC à rede elétrica.

- Pagar a taxa de compensação associada às UPAC;
- Dimensionar a UPAC de modo a garantir, sempre que possível, a aproximação entre a energia produzida pela UPAC e a consumida na instalação de utilização;
- Celebrar um seguro de responsabilidade civil para a reparação de eventuais danos corporais ou materiais causados a terceiros em resultado do exercício da atividade de produção de energia em autoconsumo.

3.2.2.4 Autoridade Competente

No âmbito do DL 153/2014, a DGEG é reconhecida como a entidade responsável pela decisão, coordenação e acompanhamento da atividade de produção de energia. Por forma a facilitar o registo e acompanhamento legal das UPAC a DGEG deve criar, gerir e manter o Sistema Eletrónico de Registo da UPAC (SERUP). Este sistema é constituído por uma plataforma eletrónica para interação entre a Administração Pública com os promotores e demais intervenientes no procedimento de registo.

3.2.2.4.1 Procedimento para o licenciamento

Tal como anteriormente referido, o processo de registo e conseqüente acompanhamento até a ligação da UPAC é efetuado através da plataforma SERUP. Os vários passos deste processo dependem da caracterização da UPAC em questão, ou seja, e tal como referido, do nível de potência instalada, da possibilidade de operar isolada da rede e da opção de vender ou não excedentes de energia.

Tal como verificado, as UPAC com potência instalada $\leq 1,5$ kW e sem venda de energia à rede elétrica possuem processos de licenciamento relativamente simples, necessitando apenas em alguns casos de uma comunicação prévia de exploração. Por outro lado, quando se trata de uma UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW ou com venda à rede elétrica, o processo de licenciamento deve dar resposta a um conjunto de pontos, de acordo com o exemplo apresentado na Figura 14.

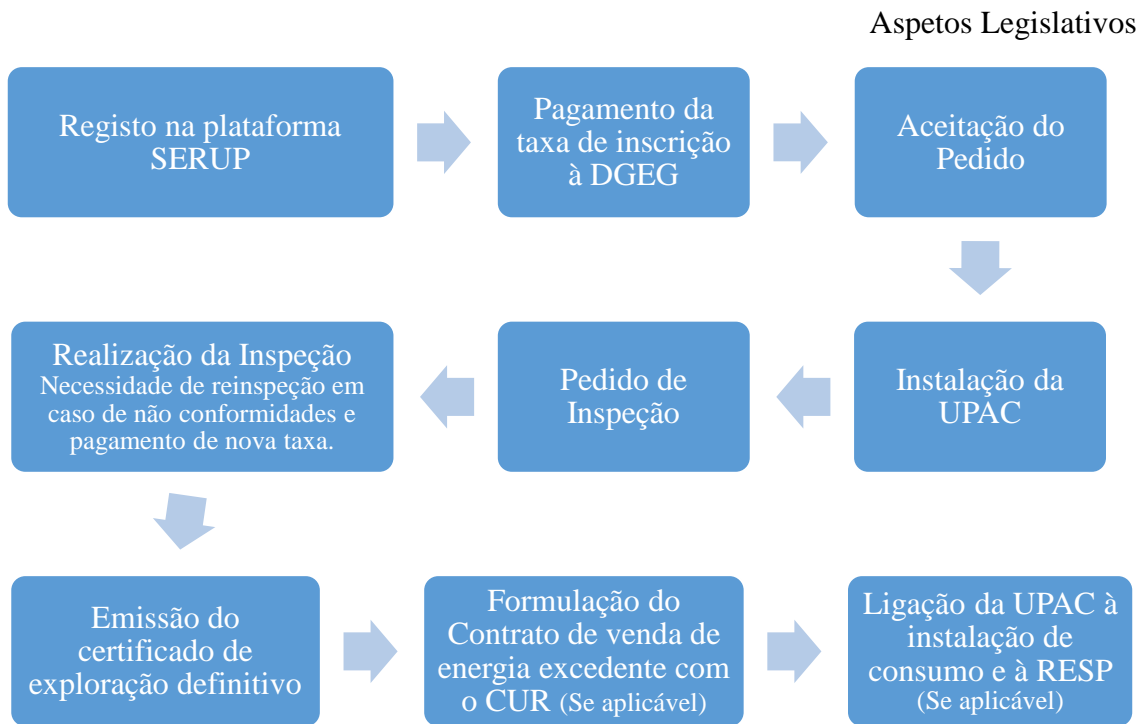


Figura 14: Exemplo ilustrativo do processo de registo de uma UPAC com potência instalada superior 1,5 kW

3.2.2.5 Contagem de energia elétrica

De acordo com o DL 153/2014, é obrigatória a instalação de contadores para a contabilização do total de EE produzida pela UPAC nas situações em que:

1. A potência instalada é $>1,5$ kW e a instalação de consumo se encontre ligada à rede elétrica;
2. Independentemente da potência instalada se pretenda vender o excedente de energia à rede elétrica;
3. Quando se pretenda transacionar GO.

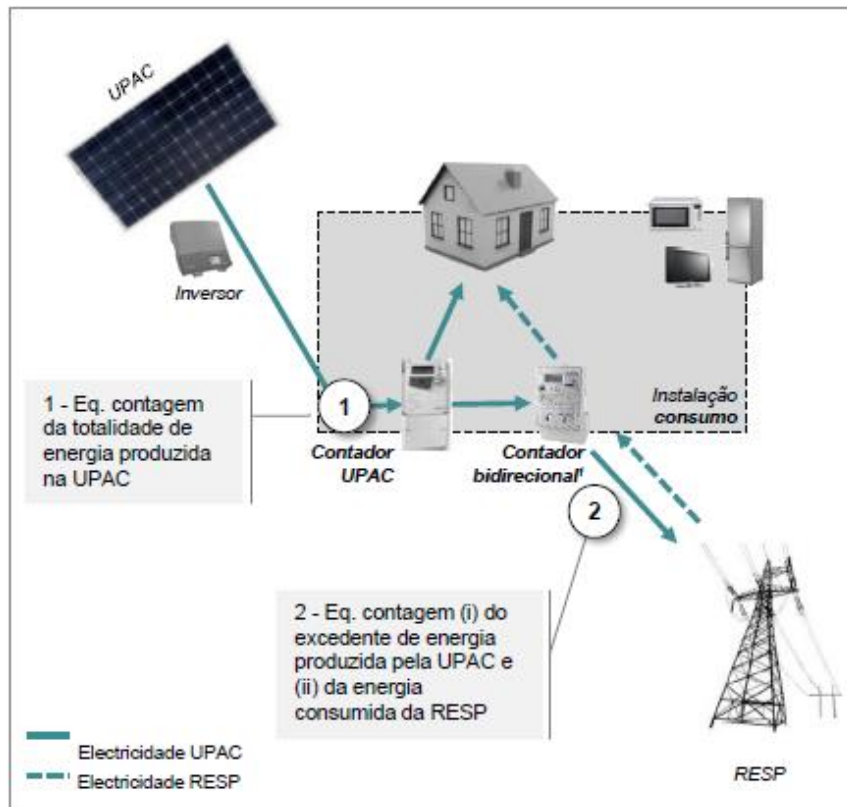


Figura 15: Unidade de produção em autoconsumo ligada à rede elétrica [29]

Nas situações acima enumeradas, o equipamento para contagem do total de energia produzida pela UPAC deve ser capacitado com comunicação usualmente denominada por telecontagem (protocolo GSM, GPRS, PLC, etc). Por outro lado, o contador responsável pela contabilização da energia entregue à rede elétrica pode ser partilhado com o de consumo de energia proveniente da rede, desde que o mesmo seja compatível com a medição de energia nos dois sentidos (contador bidirecional).

3.2.2.6 Contrato de venda de energia elétrica

Sempre que se pretenda vender excedentes de energia proveniente da UPAC, sendo esta energia com origem em fontes renováveis e com uma potência instalada, na referida unidade, inferior a 1 MW e a instalação de consumo se encontre ligada à rede elétrica, o produtor pode celebrar com o CUR um contrato de venda de energia produzida e não consumida. O contrato estabelecido entre o produtor e o CUR deve ter um período de vigência máximo de 10 anos, renováveis por períodos de 5 anos, salvo oposição por qualquer das partes.

É de salientar que os produtores que não pretendam celebrar contrato de venda de EE com o CUR podem relacionar-se comercialmente através de mercados organizados ou mediante contrato bilateral, ficando sujeitos, nestes casos, às condições a fixar pela respetiva entidade licenciadora.

3.2.2.7 Remuneração da energia excedente

Ainda relativamente à energia excedente no sistema e injetada na rede elétrica, a remuneração à qual o produtor tem direito proveniente do CUR é:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad \text{Equação 1}$$

Sendo:

- a) $R_{UPAC,m}$ – Remuneração da EE fornecida à RESP no mês “m” em €;
- b) $E_{fornecida,m}$ – Energia fornecida pela UPAC no mês “m” em kWh;
- c) $OMIE_m$ – Valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador de Mercado Ibérico (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês “m”, em €/kWh;
- d) “m” – O mês a que se refere a contagem da EE fornecida ao RESP.

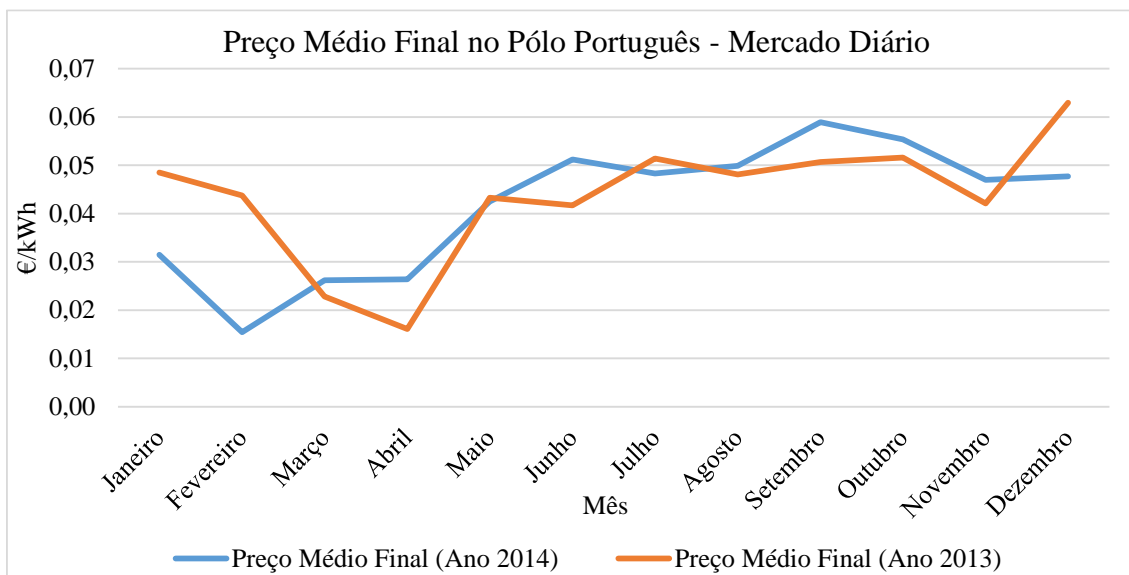


Figura 16: Evolução dos preços médios finais no OMIE para o pólo Português (mercado diário)

[30]

Tal como se pode verificar, na Figura 16, o custo da energia ao nível do mercado diário no polo português, no ano transato, variou entre os 0,015€/kWh e os 0,059€/kWh, com valor médio de 0,042€/kWh. Dada a “insignificância” deste valor ao nível do consumidor e tendo ainda em consideração a agravante que o mesmo tem de sofrer pela aplicação do coeficiente de 0,9 (de modo a compensar os custos com a injeção), o sobredimensionamento das UPAC tendo em vista a venda de excedentes à rede elétrica pode influenciar negativamente o período de retorno do projeto.

3.2.2.8 Taxa de Compensação pelas UPAC

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 a obtenção do certificado de exploração. A taxa de compensação é calculada com base na seguinte expressão:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t \quad \text{Equação 2}$$

Sendo:

- a) $C_{UPAC,m}$ – A taxa de compensação paga no mês “m” pela UPAC que permita recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou interesse económico geral (CIEG) na tarifa global de uso do sistema, relativamente ao regime de produção em autoconsumo;
- b) P_{UPAC} – O valor da potência instalada na UPAC;
- c) $V_{CIEG,t}$ – O valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC no ano “t”;
- d) K_t – O coeficiente de ponderação, variável entre 0%, 30% e 50%. Valor a aplicar ao $V_{CIEG,t}$ tendo em consideração a representatividade de potência total registada pelas UPAC no sistema eléctrico nacional.

O coeficiente de ponderação K_t , referido na alínea anterior, pode assumir os valores descritos de acordo com as seguintes situações:

- | | |
|--------------|---|
| $K_t = 50\%$ | Quando o total acumulado de potência instalada pelas UPAC, no âmbito do Autoconsumo exceder 3% do total de potência instalada no centro electroprodutor do SEN; |
| $K_t = 30\%$ | Quando o total acumulado de potência instalada pelas UPAC, no âmbito |

do Autoconsumo, se situe entre 1% e 3% do total de potência instalada no centro electroprodutor do SEN;

Enquanto o total acumulado de potência instalada pelas UPAC, no $K_t = 0\%$ âmbito do Autoconsumo for inferior a 1% do total de potência instalada no centro electroprodutor do SEN.

É de salientar, que no final do ano 2013, o total de potência instalada no SEN foi de 17.792 MW. Por outro lado, no final do ano 2014, o total acumulado de potência instalada nos programas de micro e miniprodução era de 156,02 MW, o que corresponde a $\approx 0,9\%$ do SEN. Ou seja, a taxa de compensação a aplicar às UPAC apenas se tornará efetiva, quando as mesmas alcançarem níveis semelhantes ao total dos programas de micro e miniprodução juntos.

Por fim, relativamente à taxa de compensação, a variável $V_{CIEG,t}$ é calculada, sabendo que:

$$V_{CIEG,t} = \sum_{n=0}^2 (CIEG^p_{i(t-n)}) \times \frac{1}{3} + \sum_{n=0}^2 (CIEG^e_{i,h(t-n)}) \times \frac{1}{3} \times \frac{1.500}{12} \quad \text{Equação 3}$$

Sendo:

- $CIEG^p_i$ – Corresponde ao somatório do valor das parcelas “i” do CIEG, mencionadas no n.1º do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de Outubro;
- $CIEG^e_{i,h}$ – 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.º1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de Outubro;
- “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;
- “h” – Corresponde ao período horário de entrega de energia elétrica aos clientes finais tal como definido no artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de Outubro;
- “t” – Corresponde ao ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC

3.2.2.9 Inspeções periódicas

As UP com potência instalada superior a 1,5 kW estão ainda sujeitas a inspeções periódicas, as quais são realizadas com a seguinte periodicidade:

- 10 anos, quando a potência da UP for inferior a 1 MW;
- 6 anos, nos restantes casos.

3.2.2.10 Principais características do novo regime de produção em Autoconsumo

Tabela 2: Tabela resumo da componente legal do Autoconsumo

Autoconsumo (UPAC)	
Fonte:	Renovável ou Não Renovável
Limite de Potência:	Potência de ligação não pode ser superior à potência contratada.
Limites de Produção:	Sem limite de produção anual.
Taxas de compensação:	Sempre que a UPAC se encontre ligada a RESP e a sua potência instalada >1,5kW está sujeita ao pagamento de uma compensação mensal fixa nos primeiros 10 anos de 0%, 30% ou 50% do valor de CIEG associado à respetiva UPAC.
Equipamentos de contagem:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Equipamento para contagem de <u>toda a energia produzida pela UPAC</u> – Obrigatório quando a potência instalada >1,5 kW e a instalação de utilização se encontre ligada à RESP. 2. Equipamento para contagem da <u>energia fornecida a RESP</u> - Obrigatório sempre que a UPAC esteja ligada à RESP.
Processo de licenciamento:	<p>Processo efetuado via plataforma eletrónica (SERUP) de acordo com:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Potência instalada <200W: Isenta de controlo;* 2. Potência instalada >200W ≤1,5kW: Mera comunicação prévia;* 3. Potência instalada >1,5 kW e ≤1MW: Registo e obtenção de certificado de exploração; 4. Potência instalada >1MW: licença de produção e licença de exploração <p>*(Qualquer UPAC que pretenda fornecer energia elétrica à RESP está sujeita a registo e à obtenção de certificado de exploração)</p> <p>Nota: (Qualquer UPAC cuja a <u>instalação de utilização não se encontre ligada à RESP</u> está, apenas, sujeita a mera comunicação prévia de exploração)</p>
Outros:	Pagamento das taxas de registo fixadas pela portaria nº14/2015 (Artigo 19º)

	Necessidade de aquisição de um seguro de responsabilidade civil.
--	--

3.2.2.11 Evolução da potência instalada em Autoconsumo

Tendo em consideração que o programa do autoconsumo, tutelado pelo DL 153/2014, apenas entrou em pleno funcionamento a meados do mês de Fevereiro, na Figura 17, é possível verificar a evolução da potência instalada nos últimos meses.

	Potência total instalada	
	Pequenas instalações	Grandes instalações
Março	83 kW	1.478 kW
Abril	100 kW	751 kW
Total	2,4 MW	
Peso no total do SEN	0,01%	

Figura 17: Evolução da potência instalada em Autoconsumo

Tal como se pode verificar na figura apresentada, e de acordo com a DGEG, a potência total instalada no programa de autoconsumo nos dois primeiros meses de funcionamento foi de 2,4 MW, valor que ainda não qualquer impacto ao nível do SEN. Salienta-se ainda que, no programa do autoconsumo, a tecnologia solar fotovoltaica é dominante no âmbito de sistemas produtores de energia.

CAPÍTULO 4

Autoconsumo

Em Portugal, grande parte das centrais produtoras de EE, independentemente do nível de potência das mesmas, efetuam a injeção total da energia produzida na rede elétrica. Este modo de operação tem obviamente toda a lógica quando está em causa grandes centros electroprodutores, em que o consumo interno representa uma insignificância quando comparado com a produção.

Todavia, quando está em causa centrais produtoras em que a potência instalada é análoga à potência consumida pelas instalações de consumo associadas, a total injeção da energia produzida na rede, não deveria ter sentido, dado que localmente está a ocorrer consumo suficiente para absorver toda ou parte da energia produzida pela central produtora. Ou seja, neste último caso, a energia produzida deveria ser consumida localmente e apenas injetada na rede caso o consumo interno fosse inferior a produção da central, por outras palavras, a central produtora e a instalação de consumo associada deveriam de trabalhar em um regime de Autoconsumo.

O Autoconsumo é reconhecido como a possibilidade de um consumidor de EE instalar uma central produtora de energia (normalmente de origem renovável), de modo a

produzir energia para consumo próprio, sendo que, a instalação elétrica associada pode estar, ou não, ligada à rede elétrica. Caso esteja ligada à rede elétrica, esta é vista como uma reserva ou bateria do sistema, onde a energia produzida localmente é utilizada para colmatar os consumos na instalação elétrica e injetada na rede elétrica no caso de existir excedente. Este sistema é também reconhecido como *prosumer* (*producer + consumer*). O conceito engloba diversos tipos de setores entre os quais residencial, industrial, serviços e agricultura [13].

Quando se fala em Autoconsumo, em primeiro lugar há que distinguir se a instalação de consumo se encontra ou não ligado à RESP e se há intenção de injetar EE excedente na rede elétrica. Nos seguintes pontos são evidenciadas as principais características de cada regime.

4.1 Autoconsumo Isolado da Rede

Os sistemas isolados, como o próprio nome o diz, estão isentos de ligação à rede elétrica. A sua instalação por norma é realizada em locais isolados onde o acesso à rede elétrica não se verifica e efetuar uma baixada de acesso não é economicamente viável. Nestes sistemas toda a energia consumida é produzida localmente, sendo o excedente de produção armazenado em baterias, por forma a permitir o seu uso posteriormente.

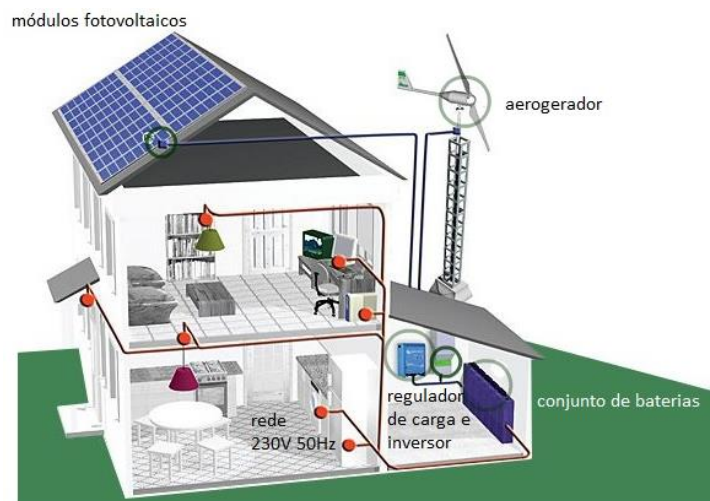


Figura 18: Autoconsumo Isolado da rede elétrica [15]

Este tipo de sistemas é usualmente aplicado em iluminação e placas de sinalização rodoviária, dado se tratar de cargas com pequena potência.

4.2 Autoconsumo ligado à Rede

Quando está em causa Autoconsumo com ligação à rede elétrica, a energia consumida na instalação elétrica é obtida, preferencialmente, a partir da produção local, ou seja, autoconsumida. Quando a produção de energia local não é suficiente de modo a fazer face ao consumo, o défice de energia existente é colmatado através da rede elétrica. Por outro lado, quando se verifica excedente de produção, este tipo de sistema podem-se comportar das seguintes formas [13]:

4.2.1 Autoconsumo com Injeção na Rede

Um sistema com injeção na rede elétrica opera de acordo com o funcionamento anteriormente descrito, todavia, quando se verifica excedente de energia no sistema, esta é desviada para a rede. A energia injetada na rede elétrica deve ainda respeitar as condições evidenciadas no Regulamento Técnico e de Qualidade da Produção Elétrica para Autoconsumo⁷, nomeadamente ao nível da potência injetada, nível de tensão, entre outros. Por fim, os fluxos de energia são medidos, separadamente, em um contador de EE e posteriormente tarifados de acordo com o DL 153/2014 [13].

Quando se trata de um sistema sem acumulação de energia, ou seja, sem baterias, o diagrama de cargas diário, pode variar de acordo com a Figura 19:

⁷ Documento referido no Decreto lei n° 153/2014 – Artigo 19º)

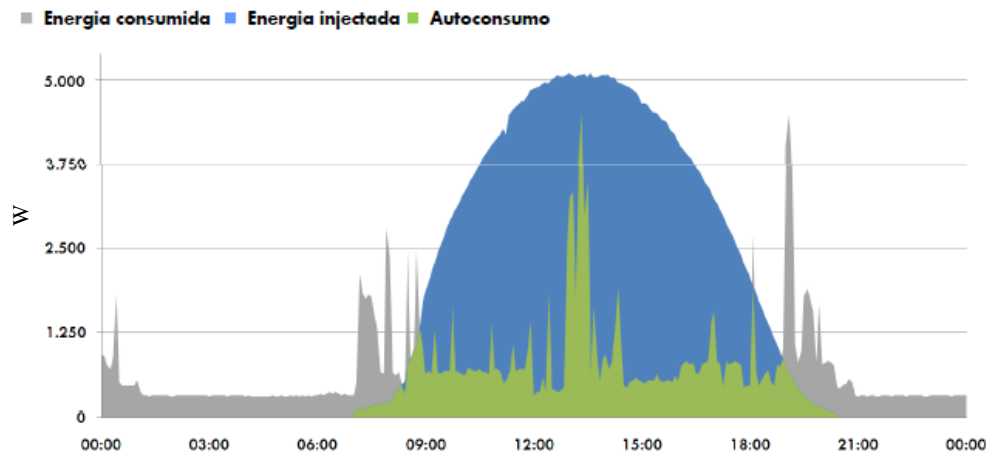


Figura 19: Autoconsumo sem acumulação [16]

Onde:

$$E_{Gerada} > E_{Consumida} \rightarrow (E_{Gerada} - E_{Consumida}) = E_{Fornecida \text{ à } RESP} \quad \text{Equação 4}$$

$$E_{Gerada} < E_{Consumida} \rightarrow (E_{Gerada} + E_{Recebida \text{ pela } RESP}) = E_{Consumida} \quad \text{Equação 5}$$

Ou seja, de acordo com a Equação 4, situação verificada entre, aproximadamente, as 9h00 e as 18h00, todo o excedente de energia é injetado na rede elétrica. Por outro lado e de acordo com a Equação 5, situação verificada durante o restante período do dia, a rede elétrica é responsável pelo fornecimento de energia.

Por outro lado e de acordo com a Figura 20, quando está em causa um sistema com armazenamento de energia, o excedente é desviado para um banco de baterias para utilização posterior, aumentando, conseqüentemente, a taxa de autoconsumo.

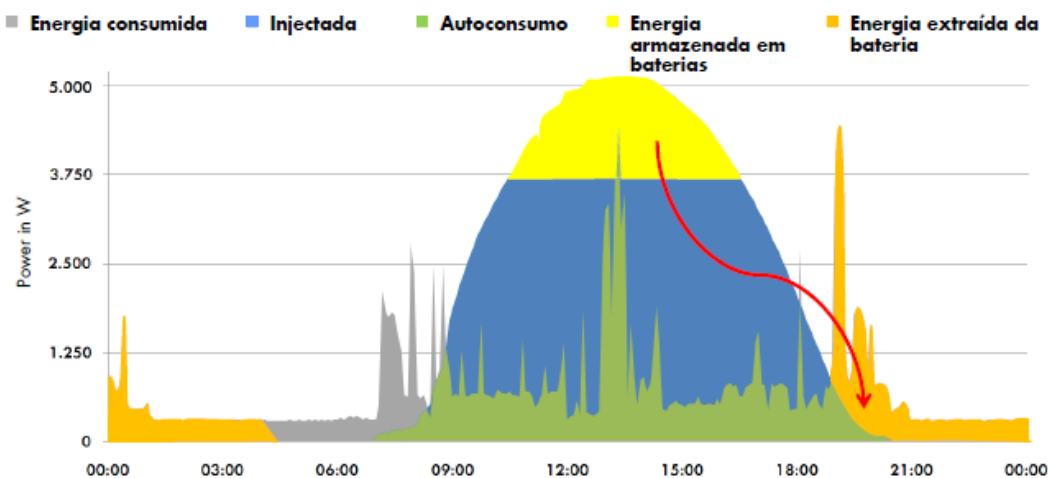


Figura 20: Autoconsumo com acumulação [16]

Nesta situação, entre aproximadamente as 9h00 e as 18h00, parte da energia excedente no sistema é armazenada nas baterias de acordo com a capacidade das mesmas. Consequentemente, após as 18h00 a energia até aqui armazenada é consumida pelas cargas da instalação até que o limite mínimo da bateria seja alcançado, momento a partir do qual o consumo é colmatado pela RESP.

Este tipo de configuração tem a vantagem de maximizar o aproveitamento da energia fotovoltaica (taxa de autoconsumo) e aumentar o consumo eficiente da energia renovável. Contudo, é de salientar que a existência de um sistema de armazenamento implica, atualmente, o aumento significativo do investimento inicial devido à necessidade de baterias e de um sistema de controlo de carga

4.2.2 Autoconsumo sem Injeção na Rede

Nesta situação, assumindo que o excedente de energia não pode ser injetado na RESP, toda a energia gerada deve ser absorvida pela instalação de consumo instantaneamente, caso contrário será desperdiçada. Nestas situações o correto dimensionamento da potência da central produtora é um fator crítico, dado que o excesso de energia no sistema é sinónimo de desperdício.

Para sistemas sem armazenamento de energia e sem injeção na rede é necessário métodos para evitar que a energia excedente no sistema não seja injetada na rede. Para este fim, há equipamentos que analisam o fluxo de energia no barramento de entrada da instalação de modo a [13]:

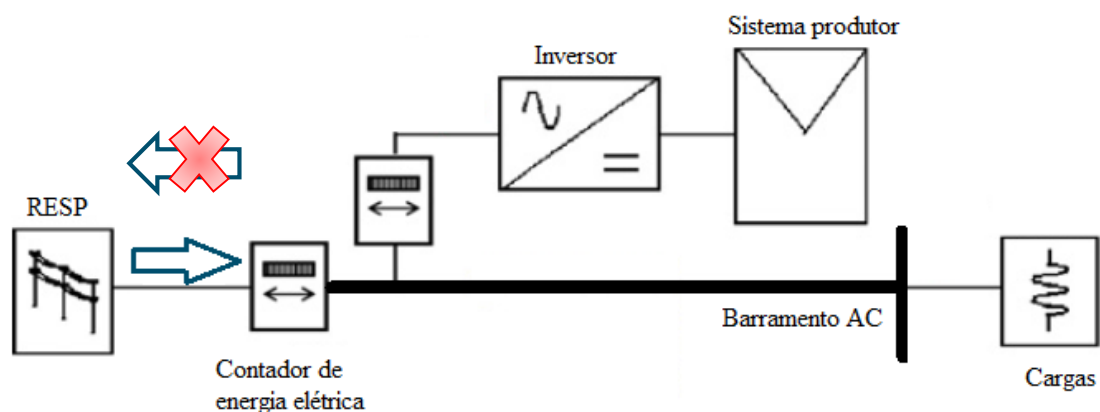


Figura 21: Autoconsumo sem ligação à rede elétrica

1. O inversor só entregar a energia que as cargas da instalação estão a requerer, evitando assim injeção de excedentes na RESP;
2. Quando a produção fotovoltaica for residual, a RESP assegure a diferença de energia necessária para satisfazer o consumo.

Por outro lado, quando o sistema tiver a capacidade de armazenamento de energia, deve existir um controlador central que deverá analisar o fluxo de energia no barramento de entrada em paralelo com o nível de carga das baterias de modo a:

1. O inversor/regulador de carga “produza” só a energia que as cargas da instalação solicitam, sendo a energia excedente armazenada nas baterias;
2. Quando a produção instantânea fotovoltaica for insuficiente ou inexistente, o sistema consuma prioritariamente a energia acumulada nas baterias [13].

4.3 Métodos de financiamento

4.3.1 Feed-in

As políticas de incentivo aos sistemas Fotovoltaicos e Eólicos mais utilizadas na Europa são as tarifas *Feed-in-tariff* e as *Feed-in Premium* (FiP). Este tipo de tarifas é um mecanismo político criado e regulamentado pelo governo para promover o investimento nas energias renováveis. Estes dois regimes oferecem aos produtores de EE com origem renovável, contratos de aquisição de energia de longo prazo em que a remuneração é fixa e garantida aos produtores, para toda a energia introduzida na rede elétrica.

Este tipo de incentivo tem levado a tecnologia fotovoltaica e eólica a ganhar posição de mercado em muitos países do mundo, compensando assim a diferença competitiva entre o custo de produção destes dois tipos de energias renováveis face a outras fontes convencionais.

Os mecanismos FiT são bem conhecidos pelo seu sucesso no desenvolvimento das energias renováveis em larga escala, principalmente na Alemanha - onde foram introduzidos pela primeira vez. A grande vantagem deste sistema, do ponto de vista do produtor, é a certeza que este receberá suporte financeiro a longo prazo, o que reduz consideravelmente os riscos de investimento nesta tecnologia [17].

Em Portugal, até ao momento, o mais importante meio de promoção das fontes de energia renováveis são as tarifas FiT. Para este caso, o CUR tem a obrigação de adquirir toda a energia produzida por estas fontes, de acordo com um vínculo estabelecido para a compra da EE a um preço legalmente definido e normalmente significativamente acima do preço de mercado. A duração deste tipo de apoios é de cerca de 15 a 20 anos de modo a aumentar o grau de confiança [13][18].

4.3.2 *Net-metering*

O mecanismo de *net metering*, oriundo dos Estados Unidos da América, é caracterizado como a medição líquida de energia. Este mecanismo é uma outra política de incentivo à geração descentralizada e com origem renovável, que permite aos clientes de uma determinada comercializadora elétrica, compensar parte ou a totalidade dos seus consumos, através da energia produzida tipicamente com origem fotovoltaica [18].

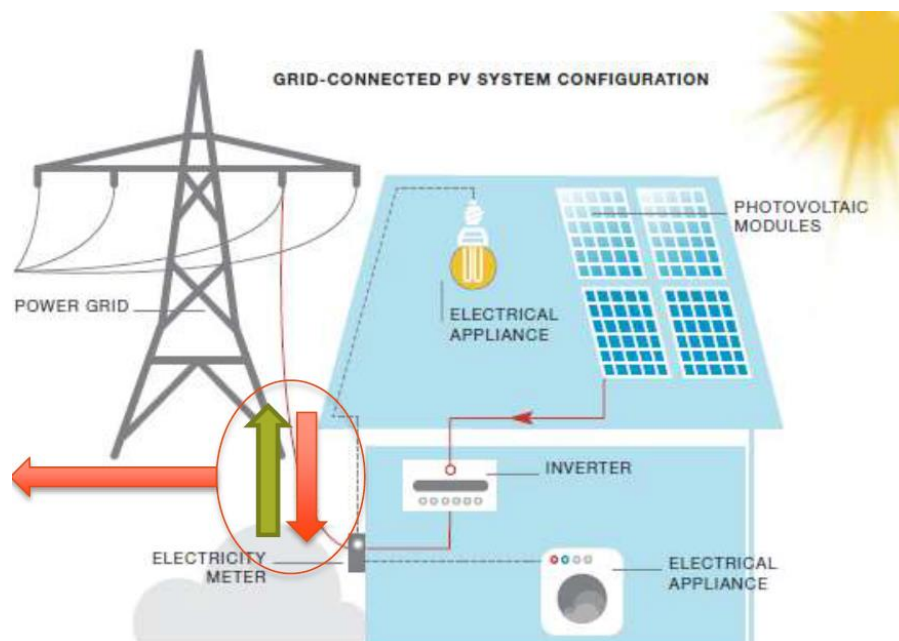


Figura 22: Mecanismo *Net-metering* [adaptado]

Desta forma, ao longo de cada período de faturação, os já referidos *prosumers*, podem injetar os excedentes de energia diretamente na rede elétrica, que de acordo com o *Net-metering*, funciona como um sistema virtual de armazenamento, permitindo que essas quantidades sejam utilizadas posteriormente ao seu momento de produção. Seguidamente o consumidor poderá utilizar a energia armazenada nos períodos em que

o seu sistema não está a produzir energia suficiente para alimentar as cargas elétricas da sua instalação [18].

Este mecanismo tem como base de funcionamento um contador elétrico bidirecional capaz de registar os fluxos de energia em ambos os sentidos. O contador regista o balanço líquido energético da instalação, incrementando quando o utilizador consome energia da rede elétrica e decrementando quando injeta energia de volta à rede elétrica. Ou seja, tal como se pode verificar na Tabela 3, o Cliente 1 deve saldar com o seu comercializador um total de 100 kWh enquanto o Cliente 2 tem um crédito de 900 kWh para usufruir [18].

Tabela 3: Exemplo de funcionamento do *Net-metering*

	Energia consumida da RESP (kWh)	Energia entregue à RESP (kWh)	Saldo (kWh)
Cliente 1	200	100	100
Cliente 2	600	1.500	-900

4.3.3 *Net-billing*

Relativamente ao mecanismo *net-billing*, o seu funcionamento é análogo ao *net-metering* do ponto de vista de fluxos de energia, contudo é distinto em termos de remuneração. Neste mecanismo o fluxo da EE consumida é separada da fornecida, onde esta última é agrupada tendo como referencia os diferentes períodos horários a que a mesma é injetada na rede, resultando deste modo em diferentes valorizações [13].

Tabela 4: Exemplo de funcionamento do *Net-billing*

	Energia consumida da RESP (kWh)			Energia fornecida à RESP (kWh)			Saldo (kWh)		
	Período de Pontas	Período de Cheias	Período de Vazio	Período de Pontas	Período de Cheias	Período de Vazio	Período de Pontas	Período de Cheias	Período de Vazio
Cliente 1	300	600	0	200	400	0	100	200	0
Cliente 2	500	500	60	600	1200	0	-100	-700	60

Para este mecanismo, e de acordo com a Tabela 4, o cliente 1 tem que pagar o consumo de energia referente às horas de ponta e cheias, 100 kWh e 200 kWh, respetivamente. Já o cliente 2 apenas tem que pagar o consumo referente ao período de vazio, 60 kWh, ficando a receber, por parte do comercializador, o saldo final da energia nas horas de ponta e cheia (100 kWh e 700 kWh respetivamente) [13].

4.3.4 Garantias de Origem

O Decreto-lei n° 23/2010 revogado pelo Decreto-lei n° 39/2013, refere que os produtores de EE a partir de fontes de energia renováveis podem solicitar à entidade emissora de garantias de origem a emissão de garantias de origem referentes à energia por si produzida. Estas destinam-se a comprovar ao cliente final a quota ou quantidade de energia proveniente de fontes renováveis presente no cabaz energético de um determinado comercializador. Consequentemente, a garantia de origem pode ser transacionada pelo respetivo titular fisicamente separada da energia que lhe deu origem. É de referir que este tipo de benefício é elegível com o Autoconsumo e regulamentado pela REN.

4.4 Benefícios do Autoconsumo

4.4.1 Sensibilização para a eficiência

Do ponto de vista energético e ao nível do consumidor, o Autoconsumo não é propriamente uma medida de eficiência energética, dado que o consumo de energia na instalação de consumo não sofre qualquer redução. Pode-se então dizer que trata-se de uma diversificação das fontes de abastecimento de energia. No entanto, do ponto de vista da gestão da rede, um sistema em Autoconsumo pode ser considerado um comportamento mais eficiente por parte do consumidor, pois é reduzido o trânsito de energia na rede com especial impacto nas horas de ponta, o que beneficia diretamente as perdas existentes na mesma, dado estar em causa a produção e consumo local de energia com origem em fontes renováveis.

4.4.2 Metas propostas pela União Europeia

Tendo em consideração o último protocolo proposto pela UE (Europa 2020), ao nível das emissões de CO₂ e da produção de energia com origem renovável, o autoconsumo apresenta-se como uma possível solução por forma a alcançar as metas ambiciosas a que Portugal se propôs (uma variação de +1% em emissões face a 2005 e as energias renováveis representarem 31% do consumo final).

Por outro lado, tendo em consideração a crise económica verificada nos últimos anos, bem como a sua influência ao nível das Fontes de energias renováveis, mais especificamente nas tarifas de remuneração de energia, o funcionamento do

Autoconsumo implementado em Portugal pelo Decreto-Lei nº153/2014, proporciona uma maior sustentabilidade deste programa.

4.4.3 Impacto ao nível da rede elétrica

A introdução de unidades de produção de EE de forma distribuída e junto dos pontos de consumo pode conduzir a benefícios interessantes, nomeadamente ao nível da estabilidade da rede. Tendo em consideração o aumento das cargas ao nível dos consumidores, as entidades responsáveis pelo transporte e distribuição de energia têm a necessidade de reforçar a rede elétrica através de investimentos em novos equipamentos. Dado ao elevado investimento que é característico o reforço da rede elétrica, o autoconsumo pode contribuir para redução deste, devido a geração local de energia e a conseqüente redução da potência requerida à rede elétrica por parte dos consumidores [13].

A grande ameaça está na necessidade de garantir a sustentabilidade económica ao nível das redes. Não há dúvidas que os sistemas energéticos irão continuar a receber os seus proveitos, mesmo que os consumidores de energia passem a consumir menos energia líquida. Uma possível via para as empresas energéticas continuarem a receber os mesmos proveitos poderá ser através dos custos de acesso às redes. Assim, mesmo com a diminuição da componente energética, poderá se verificar um aumento do custo de acesso, resultando num custo semelhante ou superior para o cliente. Não existe forma de resolver este dilema até que o défice tarifário se encontre saudado, contudo poderá ser colmatado, do ponto de vista do consumidor de energia, através do autoconsumo [19].

4.4.4 Mudança das tarifas das FiT

Com a crescente redução das FiT aplicáveis aos programas da mini e microprodução, a introdução do programa de autoconsumo irá permitir diminuir a atual dependência deste tipo de apoios financeiros, resultando numa nova vida ao mercado fotovoltaico. Com o fim destas tarifas garante-se que os novos produtores tenham um comportamento mais direcionado para a poupança energética em detrimento de um comportamento estimulado apenas pela rentabilidade do investimento inicial [13].

4.4.5 *Levelized Cost of Energy*

A normalização de custos ou receitas é uma técnica que permite comparar alternativas de investimento que envolvem diferentes montantes de capital e/ou diferentes períodos de tempo com ciclos de vida distintos. O custo normalizado da energia, *Levelized Cost of Energy* (LCOE), é o custo real da EE produzida por uma determinada instalação. Esta variável permite aos proprietários das instalações, terem perceção do custo da produção de uma unidade de energia. O LCOE é uma avaliação económica dos custos do sistema de geração de energia, ao longo do seu ciclo de vida, e é um parâmetro fundamental na escolha do tipo de sistema produtor, bem como de pormenores técnicos inerentes a este, visto possibilitar a comparação entre distintas tecnologias ou fontes de energia [20].

Segundo a *International Energy Agency* a definição de LCOE inclui o custo total associado ao investimento inicial, custos de Operação e Manutenção (O&M), combustíveis, emissões de carbono e custos de desmantelamento da central. No entanto, como no caso da energia eólica e fotovoltaica, não existe consumo de combustível nem emissão de gases poluentes na sua produção, os parâmetros custos com combustíveis e custos com as emissões de carbono são desprezados. O mesmo se verifica com os custos de desmantelamento, visto que no fim de vida do projeto o local é habitualmente reaproveitado para um novo projeto, usufruindo-se dos trabalhos de construção civil efetuados anteriormente [20].

Assim sendo, o LCOE é calculado segundo a seguinte equação:

$$LCOE = \frac{I + \sum_{k=1}^n \frac{O\&M}{(1+d)^k}}{\sum_{k=1}^n \frac{ECR_k}{(1+d)^k}} \quad \text{Equação 6}$$

Sendo:

- a) LCOE – Custo da energia produzida pela central (€/kWh);
- b) O&M – Custos anuais em operação e manutenção (€);
- c) ECR_k – Energia produzida no ano k (kWh);
- d) d – Taxa de atualização (%);
- e) I – Investimento total inicial (€).

4.4.6 Evolução do custo da energia elétrica

Nos últimos anos o custo da EE em Portugal tem vindo a aumentar, com especial impacto no setor residencial. No final do ano de 2014, a ERSE publicou uma vez mais, as tarifas reguladoras a aplicar no ano seguinte para as várias componentes da cadeia de valor do setor elétrico. Com a publicação do referido documento, a ERSE, apresentou também um conjunto de fatores que influenciaram, uma vez mais, o custo do serviço tarifário, nomeadamente [21]:

- Serviço da dívida;
- Crescimento moderado do consumo de EE;
- Fatores que contribuem para a redução do nível tarifário:
 - Metas de eficiência e base custos aplicados às atividades reguladas;
 - Diminuição da taxa de remuneração dos ativos regulados;
 - Medidas legislativas mitigadoras de custos.

A Tabela 5 demonstra, a título de exemplo, a evolução da tarifa simples e bi-horário entre os anos 2001 e 2014.

Tabela 5: Evolução das tarifas de eletricidade [13]

Ano	IVA	Tarifa simples	Fora do Vazio	Vazio
2001	5%	0,0893	0,0893	0,0498
2002	5%	0,0920	0,0920	0,0503
2003	5%	0,0945	0,0945	0,0517
2004	5%	0,0965	0,0965	0,0528
2005	5%	0,0988	0,0988	0,0540
2006	5%	0,1011	0,1011	0,0552
2007	5%	0,1077	0,1077	0,0584
2007	5%	0,1071	0,1071	0,0582
2008	5%	0,1143	0,1132	0,0614
2009	5%	0,1211	0,1233	0,0663
2010	5%	0,1285	0,1382	0,0742
2010	5%	0,1285	0,1382	0,0742
2011	6%	0,1326	0,1448	0,0778
2011	6%	0,1326	0,1448	0,0778
2012	23%	0,1393	0,1551	0,0833
2013	23%	0,1405	0,1641	0,0870
2014	23%	0,1528	0,1785	0,0946

4.4.7 Paridade da rede

A paridade da rede é caracterizada pelo apogeu das tecnologias renováveis e classifica-se como o ponto temporal em que este tipo de sistemas, quando conectados à rede

elétrica, fornecem energia ao consumidor final ao mesmo preço a que a energia é oferecida pelo comercializador.

O ponto de paridade de rede é baseado na evolução histórica entre duas tendências, tal como se pode verificar na Figura 23. A título de exemplo, na figura seguinte é possível verificar o decréscimo do custo de produção da energia com origem renovável, nesta caso fotovoltaica, e o constante aumento do custo da EE proveniente do comercializador, com interseção no denominado ponto de paridade da rede [17].

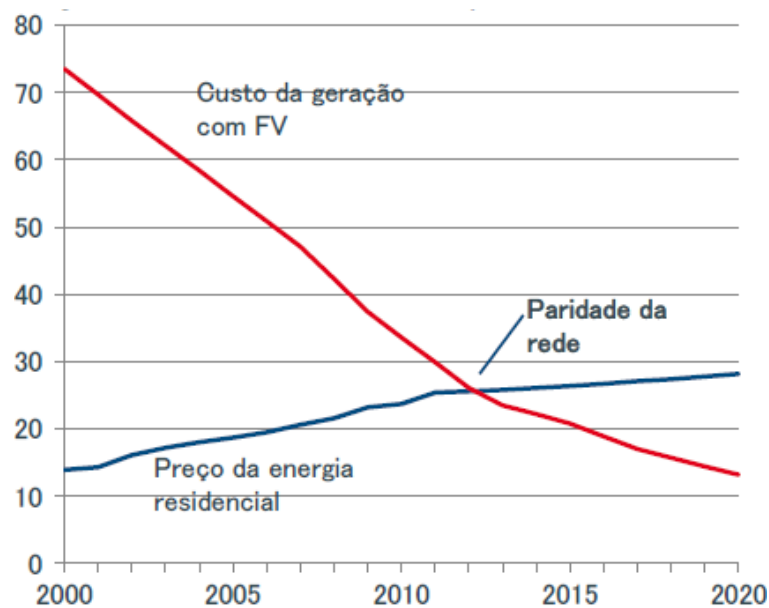


Figura 23: Paridade da rede [16]

Em Portugal, os preços da EE têm seguido a mesma tendência de crescimento, com especial impacto após o ano de 2011, devido a alteração da componente do IVA. De acordo com a Figura 24 é perceptível, em termos médios, a evolução dos preços da EE para os consumidores do setor doméstico⁸ e industrial⁹.

⁸ Consumidor Doméstico, de acordo com o Eurostat, com uma gama de consumo compreendida entre os 2.500 kWh e os 5.000 kWh. Os preços apresentados incluem todas as taxas.

⁹ Consumidor Industrial, de acordo com o Eurostat, com uma gama de consumos compreendida entre os 500 MWh e os 2.000 MWh. Os preços apresentados incluem todas as taxas.

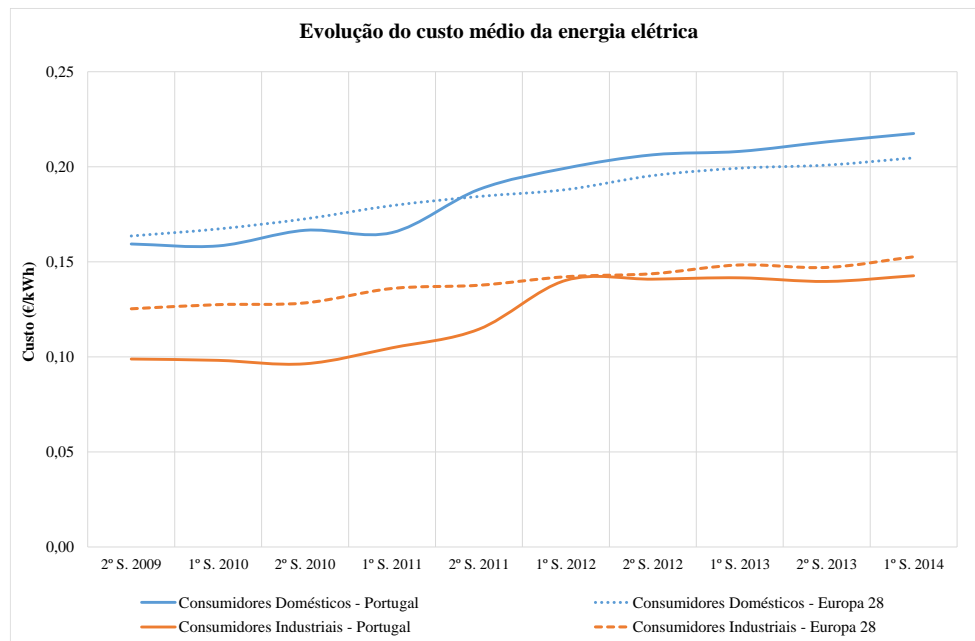


Figura 24: Evolução do custo médio da energia elétrica [34]

Relativamente à outra variável, custo da energia de origem renovável, calculada de acordo com a Equação 6 (LCOE), é importante referir que esta metodologia pode ser influenciada, positiva ou negativamente, por diversos parâmetros chave que manipulam o alcance do ponto de paridade de rede, tais como:

- Custo da eletricidade, o qual tem evoluído positivamente do ponto de vista do alcance do ponto de paridade;
- Recurso solar, apesar de existir histórico fiável, não é controlável;
- Custo do financiamento;
- Custo dos sistemas produtores de energia.

Ao nível Europeu, e de acordo com [22], o ponto de paridade de rede já foi alcançado por países como Itália, Espanha, Alemanha e Holanda, sendo ainda referido, Portugal, com a existência da paridade da rede nos setores doméstico e comercial (Figura 25 e Figura 26) [17] [20].

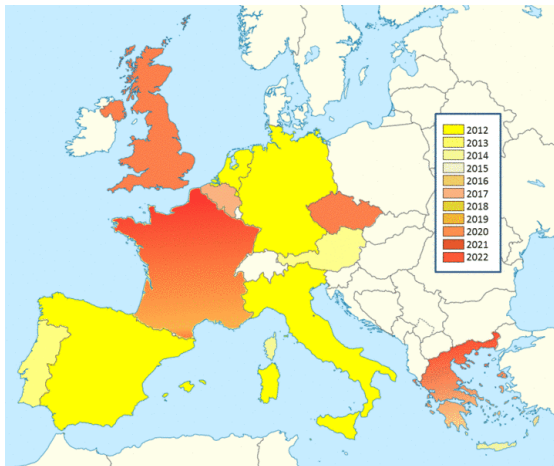


Figura 25: Ano de alcance do ponto de paridade de rede no setor doméstico [22]

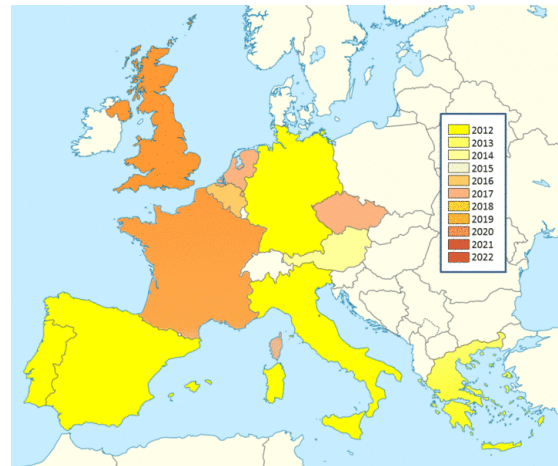


Figura 26: Ano de alcance do ponto de paridade de rede no setor comercial [22]

Em suma, o constante aumento do custo da EE em Portugal aliado ao cada vez mais interessante custo das tecnologias fotovoltaicas, influenciou diretamente o alcance da paridade de rede. A existência de legislação que permite o Autoconsumo, em paralelo com este fenómeno, vem abrir portas a uma nova oportunidade de investimento, onde se verificam custos de produção de energia local e renovável a preços iguais à proveniente da rede elétrica.

4.4.8 Vantagens do autoconsumo

Com a introdução do autoconsumo, os consumidores de energia já podem produzir e consumir a sua própria EE, o que se traduz em inúmeras vantagens para os vários tipos de consumidores, nomeadamente [23]:

- Deixa-se de se estar tão exposto à variação dos preços eletricidade, visto que é reduzida a exposição à flutuação dos preços, com especial impacto naquela parcela de energia que passaram a produzir;
- Redução no custo efetivo da EE, dado existir produção local de energia, o que permite reduzir a fatura da EE;
- Tipicamente, produção de energia 100% limpa. Tendo em consideração que as unidades usualmente selecionadas são painéis solares fotovoltaicos, o que contribui para a redução das emissões de gases com efeito estufa. Consequentemente, ao nível industrial, a organização passa a ser reconhecida pela sua estratégia de sustentabilidade e imagem verde;

- O investimento em sistemas solares fotovoltaicos para autoconsumo, permite períodos de retorno, médios, entre os 6 e os 10 anos sempre que o sistema se encontre bem dimensionado para o consumo existente;
- Acrescidas vantagens para consumidores com perfis de consumo lineares, dado que pode ser facilmente minimizado ou anulado o excedente de energia a vender na rede elétrica, o que resulta em melhores retornos no investimento realizado;
- Consumidores de energia com coberturas nos seus edifícios ou parcelas de terreno sem utilização podem aproveitá-las para produzir energia, rentabilizando ativos que de outra forma não têm utilização.

Assim sendo, do exposto, pode-se concluir que uma instalação de consumo com Autoconsumo reduz diretamente a solicitação de energia à rede elétrica. Esta redução tem ainda mais interesse quando analisada pormenorizadamente, dado ser mais relevante nos períodos horários de ponta, ou seja, quando o custo da energia é mais elevado, resultando assim numa otimização do preço efetivo final da EE.

Por outro lado, no setor industrial, quando a central produtora é dimensionada de modo a existir uma correlação entre o produção e o consumo, verifica-se uma diminuição na potência média consumida em horas de ponta, facto que pode ter também impacto na redução da potência contratada.

4.5 Definição da potência a instalar

Não descurando os pontos típicos de análise quando está em causa o dimensionamento de uma pequena central de produção de EE com origem, por exemplo, fotovoltaica, nomeadamente, área útil, dimensionamento técnico, impacto visual, sombreamentos, entre outros, no caso de uma central em autoconsumo, um dos pontos mais importantes a ter em consideração, aquando do dimensionamento, passa pela análise dos diagramas de carga associados à instalação elétrica afeta.

Os critérios escolhidos para o cálculo da potência ótima a instalar podem variar de promotor para promotor, tendo em consideração os objetivos traçados para a unidade produtora de energia. Até ao momento, nos programas da micro e miniprodução, o objetivo passava sempre por instalar a potência máxima possível, de modo a garantir a

maior rentabilidade do investimento, dado que a valorização dependia diretamente da quantidade de energia injetada na rede elétrica.

No caso das unidades de produção em autoconsumo, o principal objetivo passa por garantir as necessidades locais de energia, com o mínimo de excedente para a rede elétrica, pois a sua valorização é inferior ao preço praticado em mercado de energia, como se mostrou no capítulo 3.

Assim sendo, e apesar do referido, dependendo sempre do objetivo traçado para a unidade produtora de energia, alguns indicadores a ter em consideração aquando do dimensionamento, passam pela valorização dos principais indicadores de viabilidade económica, tais como: Período de Retorno do Investimento, Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), Valor Atual Líquido (VAL), ou pelos indicadores de performance da Unidade Produtora em Autoconsumo (UPAC), tais como: LCOE, Taxa de Autoconsumo e Taxa de Autonomia.

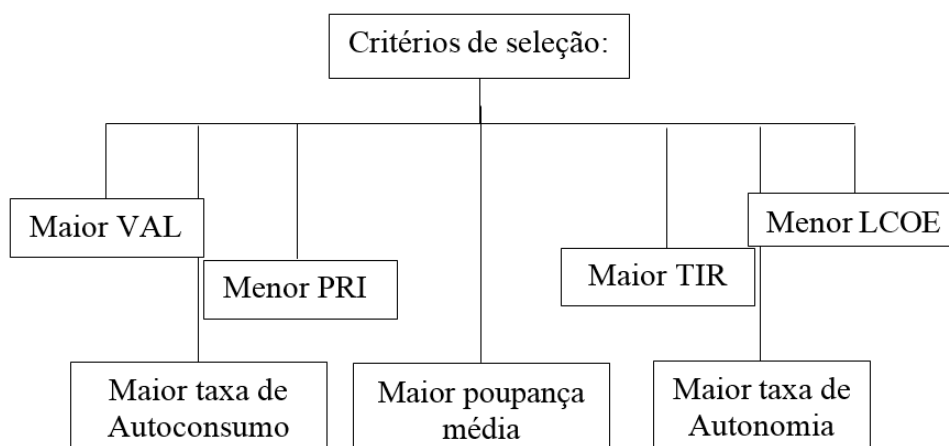


Figura 27: Critérios de seleção da potência a instalar

4.6 Especificidades com a geração de energia em autoconsumo

4.6.1 Controlo da energia excedente

Não descurando o anteriormente referido, aquando da definição da potência a instalar é também necessário que seja determinada a possibilidade ou impossibilidade de injeção de energia excedente na rede elétrica, dado que este facto vai ter grande peso aquando da definição da potência a instalar.

Ou seja, no caso do promotor do projeto escolher não injetar energia excedente na rede elétrica (evitando assim o custo com um contador de venda), caso em algum momento a produção seja superior ao consumo, é necessário dotar a UPAC com um equipamento que monitorize de forma contínua o consumo *vs* geração de energia e comunique com o inversor de modo limitar a produção (por exemplo: desligar *strings*). É de salientar, com este procedimento, há probabilidade de se verificar desperdício de energia sempre que o consumo não fizer face à geração de energia pela unidade produtora.

4.6.2 Análise da orientação mais rentável para a UPAC

Outro ponto interessante aquando do dimensionamento da UPAC, passa pelo interesse em analisar a possibilidade de orientar a central a nascente, ou subdividir a central entre nascente, sul e poente.

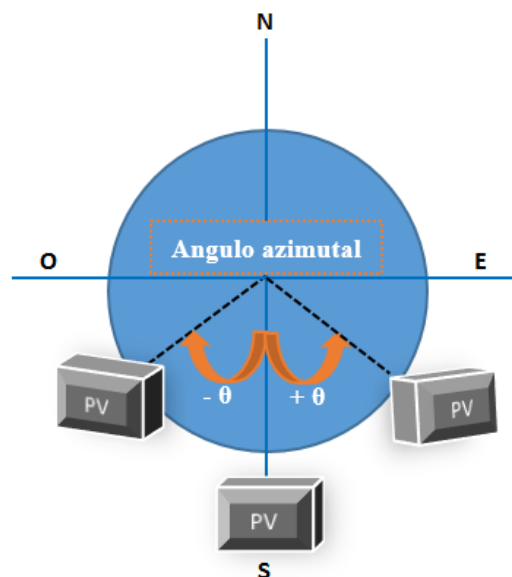


Figura 28: Orientação da UPAC a diferentes azimutes

Este tipo de análise tem, com o Autoconsumo e em instalações de consumo com nível de ligação igual ou superior a BTE, especial interesse dado que o custo da energia varia ao longo do dia, e normalmente apresenta elevados preços entre as 9h e as 12h, intervalo de tempo onde simultaneamente é taxada a potência média absorvida, ou seja, potência em horas de ponta (Figura 29).

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	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	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

Figura 29: Variação do custo da energia ativa (Ciclo Semanal – Período tetra horário) [38]

Contudo, e tal como referido, é preciso ter sempre em consideração que este tipo de instalações não podem ser consideradas *standard*, pois vão sempre depender de variáveis dependentes de instalação para instalação, ou seja, localização, azimute, inclinação, custo da energia elétrica nos diferentes períodos horários, entre outros.

CAPÍTULO 5

Ferramenta de cálculo

Neste capítulo são apresentadas as várias funcionalidades da folha de cálculo desenvolvida, bem como os procedimentos a realizar para a simulação de projetos em Autoconsumo.

5.1 Descrição da ferramenta

A ferramenta desenvolvida tem como base de funcionamento e interface de utilização o *software* Microsoft Excel, no qual são efetuados cálculos e análises aos sistemas em Autoconsumo. Paralelamente a esta ferramenta, foi utilizada a biblioteca, PVGIS da instituição JRC Europe, disponível *online*, com o objetivo de obter, para cada distrito de Portugal Continental, a energia gerada por sistemas fotovoltaicos [23]. Durante a utilização do PVGIS foram assumidos os seguintes pressupostos para as centrais fotovoltaicas:

Tabela 6: Prossupostos técnicos para os sistemas fotovoltaicos

Prossupostos técnicos dos sistemas fotovoltaicos	
Potência instalada:	Variável
Tipo de tecnologia:	Silicone cristalino
Perdas globais do sistema ¹⁰ :	14%
Perda de eficiência anual:	Variável
Estrutura de montagem:	Estrutura fixa

Tendo em consideração que a viabilidade dos sistemas em Autoconsumo são diretamente influenciados pelo diagrama de cargas reais da instalação de consumo, foram utilizados dois métodos, distintos, para simulação dos diagramas de carga das instalações.

O primeiro método tem aplicabilidade em pequenos consumidores de energia, com potência contratada entre 3,45kVA e 20,7kVA. O método adotado consiste na simulação de dois diagramas de cargas diferenciados, tendo em consideração o consumo de energia anual. Com os diagramas simulados, referentes ao período dias úteis e ao período dias não úteis, é alocada a potência média por hora absorvida, de modo a atingir o consumo de energia anual (Figura 32, Figura 33 e Figura 34).

O segundo método tem aplicabilidade em consumidores industriais com pontos de receção de EE em níveis de tensão igual ou superior à Média Tensão (MT). Para este tipo de consumidores, a simulação do digrama de cargas torna-se mais precisa e simplista devido a disponibilidade do serviço de telecontagem, o qual fornece um histórico da potência instantânea solicitada à rede para períodos de integração de 15 minutos. À semelhança com o método anterior, mas com recurso à telecontagem, é simulado o diagrama de cargas diário de modo a perfazer um ano.

¹⁰ **Perdas globais do sistema:** As perdas globais do sistema estão associadas a diferença entre a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos e a entregue à instalação de consumo. Esta agravante está tipicamente associada a perdas Joule existentes no cobre, rendimento dos inversores e resíduos acumulados sobre os módulos fotovoltaicos.

Outro ponto crítico verificado ao nível da viabilidade neste tipo de sistemas, prende-se com todos os aspetos económicos com influência nas na UPAC, nomeadamente:

Tabela 7: Prossupostos económicos

Prossupostos Económicos	
Custo da tecnologia instalada:	Variável
Tarifa média de venda de energia:	Variável
Taxa de inflação energia:	Variável
Taxa de atualização:	Variável
Custos anuais O&M:	Variável
Custo da energia elétrica:	Variável

É de salientar que qualquer prossuposto descrito como variável e apresentado anteriormente, pode ser alterado durante a edição no ficheiro de simulação.

5.1.1 Menu Principal

No menu inicial da ferramenta de cálculo é possível ter acesso a um conjunto de *inputs* parametrizáveis, de modo a personalizar o estudo de acordo com as características da instalação de consumo e da unidade fotovoltaica.

Folha de Cálculo Autoconsumo

Dados do tarifário atual

Potência contratada: 6,9 kVA
 Tipo de Tarifário: Tarifa simples
 Consumo anual: 5.000 kWh/ano
 Tarifas Reguladas Tarifas Liberalizadas

Potência contratada: 0,35 €/dia
 Custo em Potência: 0,35 €/dia
 Custo em energia: 0,16 €/kWh
 Tarifa simples: Simples 0,16 €/kWh

Imposto especial de consumo de eletricidade: 0,001 €/kWh

Dados da central fotovoltaica

Localização: Porto
 Central distribuída: Não
 Potência instalada: 1 kWp
 Orientação: Sul
 Inclinação: 35°
 Produção média anual: 1.464 kWh

LCOE

Vida útil do projeto: 20
 Produção total média: 26.661,70 kWh
 O&M: 15,00 €/kWp
 LCOE simples: 0,068 €/kWh
 LCOE: 0,068 €/kWh

Financiamento

Investimento (S/IVA): 1.200,00 €
 Capital próprio: 100%

Dados do sistema de armazenamento

Sistema de armazenamento

Projeto | Distribuição Mensal | Distribuição Semanal | Distribuição Diária | Análise Energética | Resultados | Análise Económica | Relatório

Figura 30: Menu principal da ferramenta de cálculo

Nesta fase inicial da análise devem ser definidas as características associadas à instalação de consumo e a central fotovoltaica, tais como:

- Instalação de consumo:
 - Potência contratada;

- Período horário associado;
- Consumo total anual;
- Custo das componentes energéticas do tarifário.
- Central fotovoltaica:
 - Localização;
 - Potência instalada;
 - Orientação/inclinação.

5.1.2 Simulação dos perfis de consumo

O passo seguinte na análise do sistema em autoconsumo consiste na simulação dos diagramas de carga da instalação de consumo. Por este ponto ser considerado crítico para a viabilidade do projeto, tal como já referido, foram utilizados dois métodos para a simulação (Figura 31).

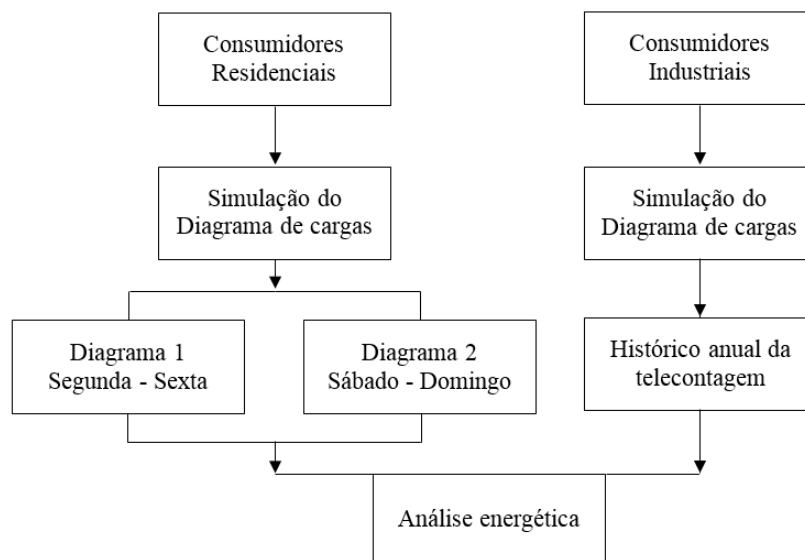


Figura 31: Métodos de simulação escolhidos

5.1.2.1 Consumidores Residenciais

Tendo em consideração que este tipo de consumidores possuem uma contabilização energética ao nível macro, ou seja, apenas com registos totalizadores mensais (Figura 32), a simulação do diagrama de cargas vai exigir a sensibilidade dos utilizadores da instalação de consumo, de modo a simular o diagrama mais aproximado do caso real. Em alternativa, podem sempre ser utilizados analisadores de energia e monitorizados os consumos durante um intervalo de tempo com a maior extensão possível.

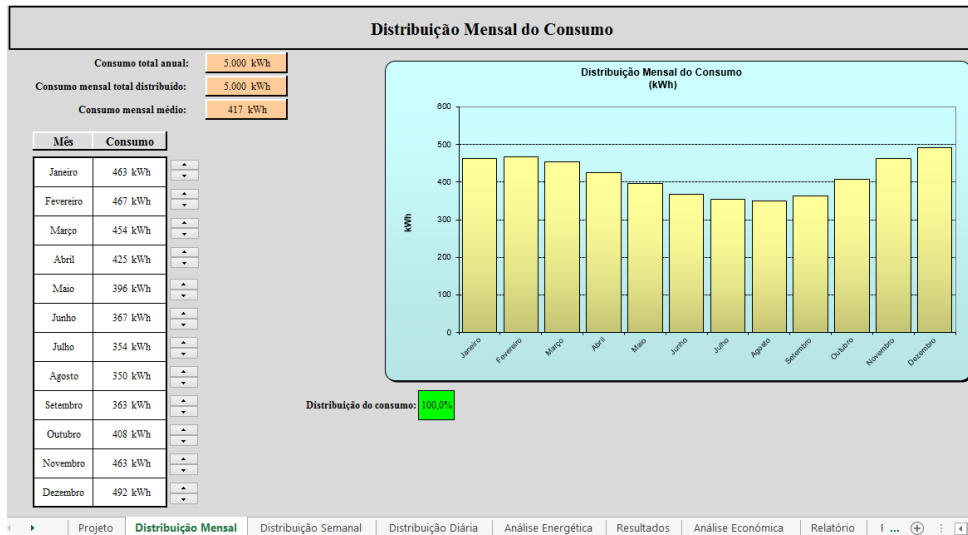


Figura 32: Distribuição mensal do consumo

Após a definição dos consumos mensais de EE, os seguintes passos têm como objetivo a simulação dos referidos diagramas de cargas. Para este fim é efetuado ainda uma desagregação dos consumos mensais acima verificados em dois períodos (Figura 33), de modo a simular dois diagramas de cargas distintos (Figura 34) que correspondam ao consumo total.

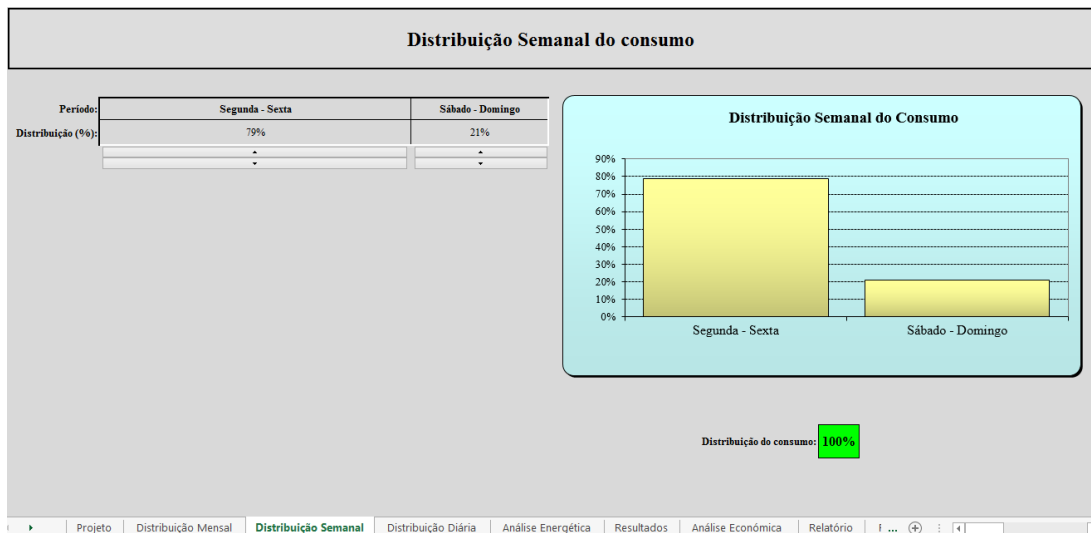


Figura 33: Distribuição semanal do consumo

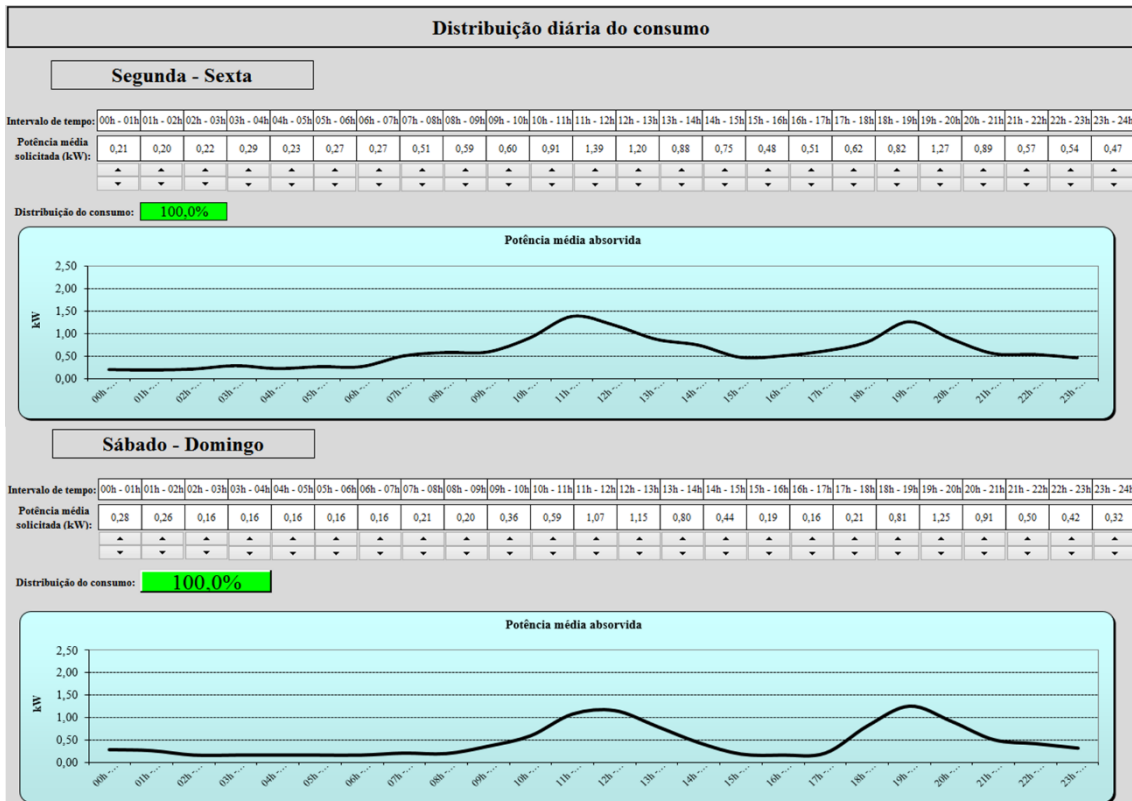


Figura 34: Simulação dos diagramas de cargas

5.1.2.2 Consumidores Industriais

Tal como já referido, no caso dos consumidores industriais, dada a existência do serviço de telecontagem, a simulação do diagrama de cargas é mais precisa, pois o mesmo é baseado num histórico real da instalação de consumo. Deste modo, e dada a disponibilidade gratuita deste histórico, a utilização destes dados de consumo é vista como um método consideravelmente preciso, desde que não esteja programada qualquer remodelação significativa das cargas instaladas ou do horário de funcionamento referente.

5.1.3 Simulação da produção de energia (PVGIS)

O PVGIS é uma biblioteca *online* de apoio ao dimensionamento de instalações fotovoltaicas conectadas ou isoladas da rede. Com esta ferramenta é possível ter-se acesso a uma base de dados, atualizada e fidedigna, com parâmetros como irradiância solar e/ou energia produzida por um sistema fotovoltaico. Esta ferramenta oferece uma extensa base de dados de energia solar fotovoltaica, tendo em consideração variáveis específicas da instalação fotovoltaica, tais como:

- Tipo de tecnologia fotovoltaica;

- Potência instalada;
- Perdas médias pelo sistema (Inversor, cabos, falta de manutenção, etc)
- Inclinação e orientação da central fotovoltaica;
- Sistema fixo ou seguidor de 1 ou 2 eixos.

Para efeitos de cálculo, procedeu-se à elaboração de uma base de dados para cada cidade, mais precisamente capital de distrito, de Portugal Continental, com recurso à biblioteca PVGIS.

The figure displays two screenshots of the 'Dados da central fotovoltaica' (Photovoltaic System Data) menu in the PVGIS software. Both screenshots have a blue background and a black header.

Left Screenshot (Porto):

- Localização: Porto
- Central distribuída: Não
- Potência instalada: 1 kWp
- Orientação: Sul
- Inclinação: 35°
- Produção média anual: 1.464 kWh

Right Screenshot (Viana do Castelo):

- Localização: Viana do Castelo
- Central distribuída: Sim
- Potência instalada a: Sudeste, 300 kWp
- Inclinação: 40°
- Potência instalada a: Su-Sudoeste, 300 kWp
- Inclinação: 40°
- Potência instalada a: Sul, 300 kWp
- Inclinação: 40°
- Produção média anual: 1.262.961 kWh

Figura 35: Menu de dimensionamento da central fotovoltaica

No menu principal, após a introdução das características técnicas da central fotovoltaica (Figura 35) é efetuada a simulação dos diagramas de produção mensais. É de salientar que a ferramenta utilizada (PVGIS), para cada localização definida, tem em consideração perdas médias devido a elevadas temperaturas, baixa irradiação e devido aos efeitos da reflectância angular. Ainda de acordo com a Figura 35 é possível verificar a possibilidade de analisar o impacto com a instalação de uma central fotovoltaica, com orientação típica a sul, ou a possibilidade de escalonar a central até 3 orientações distintas.

5.1.4 Dados de faturação energética

Ainda no menu principal, é possível definirem-se os dados referentes à faturação energética da instalação de consumo (Figura 36). Neste menu devem ser inseridos os custos referentes à potência contratada da instalação de consumo, o imposto sobre eletricidade e os valores das tarifas de eletricidade de acordo com a componente horária (termo energia variável).

Dados do tarifário atual	
Potência contratada:	6,9 kVA
Tipo de Tarifário:	Tarifa tri-horária
Consumo anual:	5.000 kWh/ano
<input type="radio"/> Tarifas Reguladas <input checked="" type="radio"/> Tarifas Liberalizadas	
Potência contratada	
Custo em Potência	0,35 €/dia
Custo em energia	
Tarifa tri-horária	
Vazio	0,08 €/kWh
Cheias	0,12 €/kWh
Pontas	0,13 €/kWh
Imposto especial de consumo de eletricidade	0,001 €/kWh

Figura 36: Menu de introdução das variáveis da faturação energética (Setor Residencial)

5.1.5 Análise Energética

Após a caracterização da instalação de consumo e da central fotovoltaica, bem como da simulação dos diagramas de consumo e produção, a próxima etapa da ferramenta de cálculo consiste na análise energética da instalação elétrica.

No menu de **Análise Energética** é efetuada toda a contabilidade energética existente na instalação elétrica tendo em consideração os dois possíveis cenários existentes:

- Setor Residencial

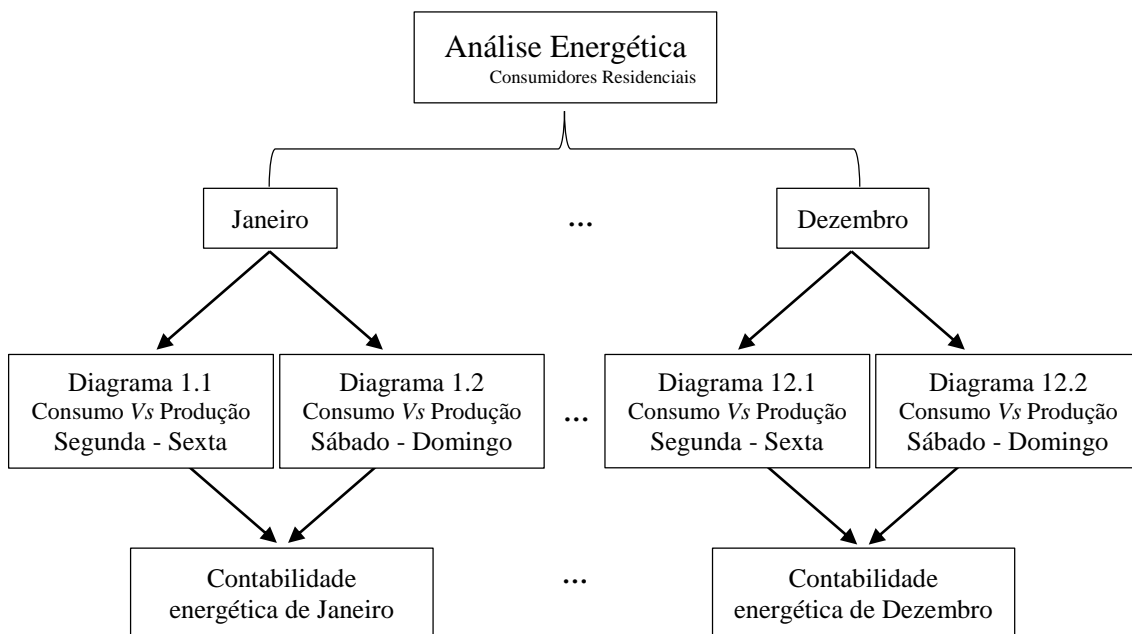


Figura 37: Esquema simplificado do menu análise energética (Setor Residencial)

- Setor Industrial

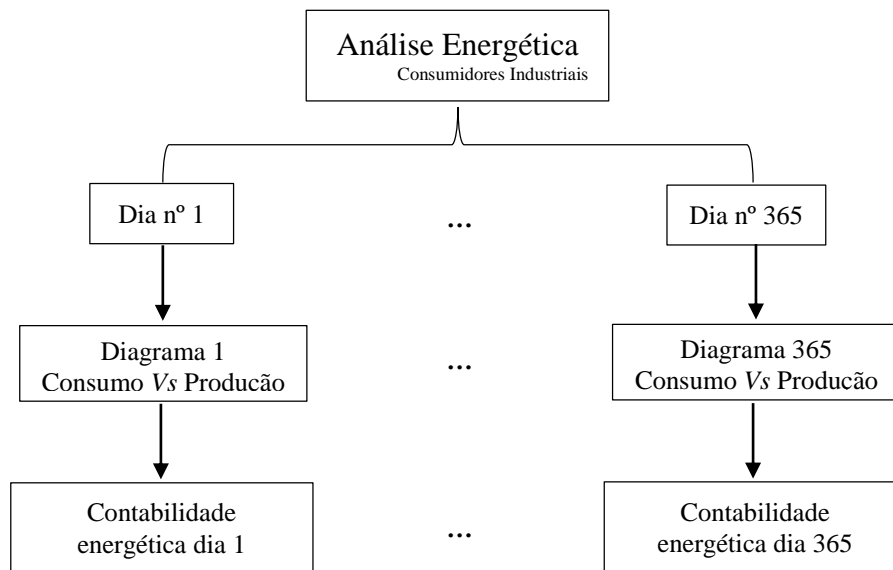


Figura 38: Esquema simplificado do menu análise energética (Setor Industrial)

Neste menu, para o cenário do setor residencial (Anexo 1) e do setor industrial é efetuada a análise dos fluxos de energia. No primeiro bloco de análise, denominado **Fluxos de energia**, é realizado o cruzamento do diagrama de cargas da instalação de consumo com o diagrama de produção da instalação fotovoltaica resultando daqui o fluxo de energia autoconsumida e o de excedente de energia na instalação elétrica (caso se verifique).

No seguinte bloco, **faturação atual**, é contabilizado o custo energético atual da instalação elétrica, ou seja, sem autoconsumo, tendo em consideração o ciclo horário contratado, potência contratada e o imposto especial de consumo de eletricidade (IEC).

Por fim, no bloco **faturação com Autoconsumo**, é contabilizado o novo custo energético da instalação elétrica, tendo em consideração a nova exigência que a instalação de consumo requer à rede elétrica. Analogamente ao anterior bloco, é tido em consideração o ciclo horário contratado, potência contratada e o IEC.

Devido a dimensão da tabela referente à simulação industrial, não foi possível apresentar a mesma em anexo, contudo salienta-se que a diferenciação entre os dois cenários está no intervalo de integração dos cálculos efetuados (intervalos de 15 minutos no setor industrial) e nos parâmetros elétricos taxáveis (mais parâmetros no setor industrial).

5.1.6 Resultados

O menu seguinte de análise, **Resultados**, consiste na agregação da contabilidade energética efetuada anteriormente, de modo a possibilitar a verificação dos fluxos energéticos para o primeiro ano de funcionamento (Figura 39).

Resultados													
Mês	Energia gerada (kWh/dia)	Energia gerada (kWh/mês)	Situação atual			Autoconsumo							
			Consumo [Segunda - Sexta] (kWh/dia)	Consumo [Sábado - Domingo] (kWh/dia)	Consumo mensal (kWh)	Consumo [Segunda - Sexta] (kWh/dia)	Consumo [Sábado - Domingo] (kWh/dia)	Consumo mensal (kWh)	Autoconsumo [Segunda - Sexta] (kWh/dia)	Autoconsumo [Sábado - Domingo] (kWh/dia)	Autosumo mensal (kWh)	Injeção mensal na rede (kWh)	% Autoconsumo
Janeiro	5,34	166	14,5	16,2	463	9,2	11,3	302	5,30	4,87	161	4,7	97,2%
Fevereiro	7,60	213	16,8	16,3	467	9,5	10,2	271	7,32	6,10	195	17,5	91,8%
Março	10,00	310	14,9	14,1	454	6,7	7,5	216	8,12	6,59	238	72,0	76,8%
Abril	11,84	355	13,3	17,0	425	5,3	9,2	186	7,99	7,84	239	116,6	67,2%
Mai	13,14	407	13,0	12,3	396	4,8	5,6	155	8,20	6,69	241	166,6	59,1%
Junho	13,82	415	12,0	12,8	367	4,3	5,8	140	7,73	7,07	227	188,0	54,7%
Julho	13,94	432	10,6	14,2	354	3,8	6,5	137	6,82	7,68	218	214,6	50,3%
Agosto	12,92	401	11,5	10,9	350	4,4	5,1	142	7,10	5,81	208	192,1	52,0%
Setembro	11,31	339	11,3	14,5	363	4,8	7,4	162	6,58	7,06	201	138,6	59,2%
Outubro	8,23	255	12,8	14,3	408	6,0	8,3	206	6,73	5,95	202	52,6	79,4%
Novembro	5,85	175	15,9	14,4	463	10,0	9,3	295	5,83	5,04	168	7,7	95,6%
Dezembro	4,77	148	14,8	19,7	492	10,0	15,1	345	4,77	4,61	147	1,1	99,2%

Figura 39: Quadro de agregação dos fluxos energéticos no primeiro ano

Ainda neste menu e após o apuramento dos fluxos energéticos existentes na instalação de consumo para o primeiro ano, é efetuada uma simulação da fatura energética existente para a situação atual e para a situação com autoconsumo.

Análise tarifária													
Fatura elétrica atual							Fatura elétrica com Autoconsumo						
Mês	Custo [Segunda - Sexta] (€/dia)	Custo [Sábado - Domingo] (€/dia)	Custo mensal energia(€)	Outros custos (€/mês)	Custo Total sem IVA(€)	Custo médio da energia (€/kWh)	Mês	Custo [Segunda - Sexta] (€/dia)	Custo [Sábado - Domingo] (€/dia)	Custo mensal energia(€)	Outros custos (€/mês)	Custo Total sem IVA(€)	Custo médio da energia (€/kWh)
Janeiro	1,66 €	1,87 €	53,0 €	11,3 €	64,3 €	0,139 €	Janeiro	1,01 €	1,27 €	33,3 €	11,2 €	44,5 €	0,147 €
Fevereiro	1,92 €	1,88 €	53,5 €	10,3 €	63,8 €	0,137 €	Fevereiro	1,03 €	1,14 €	29,8 €	10,1 €	39,9 €	0,147 €
Março	1,70 €	1,63 €	52,1 €	11,3 €	63,4 €	0,140 €	Março	0,73 €	0,83 €	23,5 €	11,1 €	34,5 €	0,160 €
Abril	1,51 €	1,95 €	48,4 €	10,9 €	59,3 €	0,140 €	Abril	0,57 €	1,02 €	20,4 €	10,7 €	31,0 €	0,167 €
Mai	1,47 €	1,41 €	45,1 €	11,2 €	56,3 €	0,142 €	Mai	0,51 €	0,62 €	16,9 €	11,0 €	27,9 €	0,180 €
Junho	1,36 €	1,47 €	41,8 €	10,9 €	52,6 €	0,144 €	Junho	0,46 €	0,63 €	15,2 €	10,6 €	25,8 €	0,184 €
Julho	1,21 €	1,62 €	40,3 €	11,2 €	51,5 €	0,146 €	Julho	0,41 €	0,72 €	14,8 €	11,0 €	25,8 €	0,189 €
Agosto	1,30 €	1,25 €	39,9 €	11,2 €	51,1 €	0,146 €	Agosto	0,47 €	0,56 €	15,4 €	11,0 €	26,4 €	0,187 €
Setembro	1,29 €	1,66 €	41,3 €	10,9 €	52,2 €	0,144 €	Setembro	0,52 €	0,82 €	17,7 €	10,7 €	28,3 €	0,175 €
Outubro	1,45 €	1,64 €	46,5 €	11,3 €	57,8 €	0,141 €	Outubro	0,66 €	0,93 €	22,5 €	11,1 €	33,6 €	0,163 €
Novembro	1,81 €	1,66 €	53,0 €	11,0 €	64,0 €	0,138 €	Novembro	1,10 €	1,04 €	32,5 €	10,8 €	43,3 €	0,147 €
Dezembro	1,09 €	2,27 €	56,4 €	11,3 €	67,7 €	0,138 €	Dezembro	1,10 €	1,70 €	38,3 €	11,2 €	49,5 €	0,143 €

Figura 40: Simulação das faturas energéticas anuais

5.1.7 Análise económica

Por fim, após a simulação do novo perfil energético é efetuada uma análise económica ao projeto em causa. Tal como se pode verificar no Anexo 2, a análise efetuada pode ser subdividida em quatro blocos, Balanço Energético, Situação atual, Situação com Autoconsumo e *cash flow* do projeto.

No primeiro bloco é contabilizado os fluxos de energia na instalação de consumo, para o período de vida útil da UPAC em estudo. Para o exemplo apresentado, é considerado um consumo de energia constante ao longo do período de vida do projeto, contudo uma vez mais, este parâmetro pode ser alterado. Relativamente à produção de energia, é considerado para este exemplo uma perda de eficiência de 1% ao ano e a possibilidade de injeção de energia excedente na rede elétrica.

No seguinte bloco é calculada a fatura elétrica média anual para a situação atual, tendo como referência o custo médio da energia calculado no menu **Resultados**. Por outro lado, esta tarifa é inflacionada anualmente tendo como referencia a taxa de inflação definida no menu avançado (5% para o exemplo apresentado).

O terceiro bloco tem como objetivo avaliar o novo custo energético existente na instalação de consumo, tendo como referencia a nova solicitação energética proveniente da rede e a tarifa média efetiva calculada para a situação com autoconsumo. Analogamente ao anteriormente referenciado, a tarifa média da energia calculada para a situação com Autoconsumo, é também inflacionada tendo em consideração a referida taxa de inflação.

Por fim, são apresentados os indicadores financeiros da situação simulada.

CAPÍTULO 6

Resultados

Por forma a avaliar a viabilidade técnico-económica relativa à implementação de um sistema em Autoconsumo em Portugal, no presente capítulo, são simulados e apresentados quatro casos distintos. De modo a obter análises com maior nível de realidade, para as duas simulações efetuadas no setor residencial, os diagramas de carga obtidos têm como referencia os perfis de consumo no ano 2015 publicados pela ERSE para a BTN [31]. Relativamente ao setor industrial, as duas situações simuladas, têm como base os perfis de consumo reais (telecontagem) de duas indústrias existentes em Portugal.

Assumindo que o Autoconsumo tem como objetivo, em primeiro plano, suprir ao máximo as necessidades da instalação elétrica associada com o mínimo de energia excedente, para o dimensionamento da UPAC tem-se em consideração os indicadores económicos disponíveis: PRI, VAL, TIR, bem como o indicador de performance da UPAC, nomeadamente, taxa de autoconsumo. Assim sendo, aquando da seleção da potência ótima para a UPAC ir-se-á procurar sempre maximizar a taxa de

Autoconsumo, evitando assim a injeção de energia na rede, a qual é normalmente remunerada a preço inferior ao LCOE da UPAC.

Para os vários consumidores em análise optou-se por não estudar a possibilidade de instalar sistemas de armazenamento de EE dado que este implicaria, atualmente, um elevado investimento inicial o que inviabiliza os períodos de retorno esperados.

Nas seguintes simulações, sempre que se verificar produção excedente de energia e a mesma for direcionada para a rede elétrica, a remuneração foi definida segundo a Equação 1. Salienta-se ainda que toda a componente económica apresentada (investimentos, custos de energia) não inclui IVA.

6.1 Setor Residencial

6.1.1 Caso 1 – BTN Simples

Na primeira análise foi considerada uma habitação com uma potência contratada de 3,45 kVA, tarifa simples e comercializador em regime de mercado liberalizado, como se pode verificar na Tabela 8. A razão para a escolha deste tipo de consumidor deve-se ao facto de, segundo o relatório “Caracterização da procura de energia elétrica em 2015”, publicado pela ERSE, no final do ano 2014, em Portugal Continental e em regime de mercado liberalizado, dos 3.796.024 clientes existentes em BTN, 1.628.756 clientes enquadra-se neste nível de potência contratada e período horário [32].

Tabela 8: Caracterização do contrato de energia elétrica (Caso 1)

		Encargos
Potência contratada	3,45 kVA	0,2873 €/dia
Período horário	Tarifa Simples	0,1539 €/kWh
Consumo anual		4.000 kWh

Para a habitação em análise, e devido a inexistência de consumos mensais de energia, bem como diagramas de carga, foi simulada a distribuição de consumos mensais (Figura 41), bem como os diagramas de carga (Figura 42), tendo em consideração os perfis de consumo publicados pela ERSE para o ano de 2015.

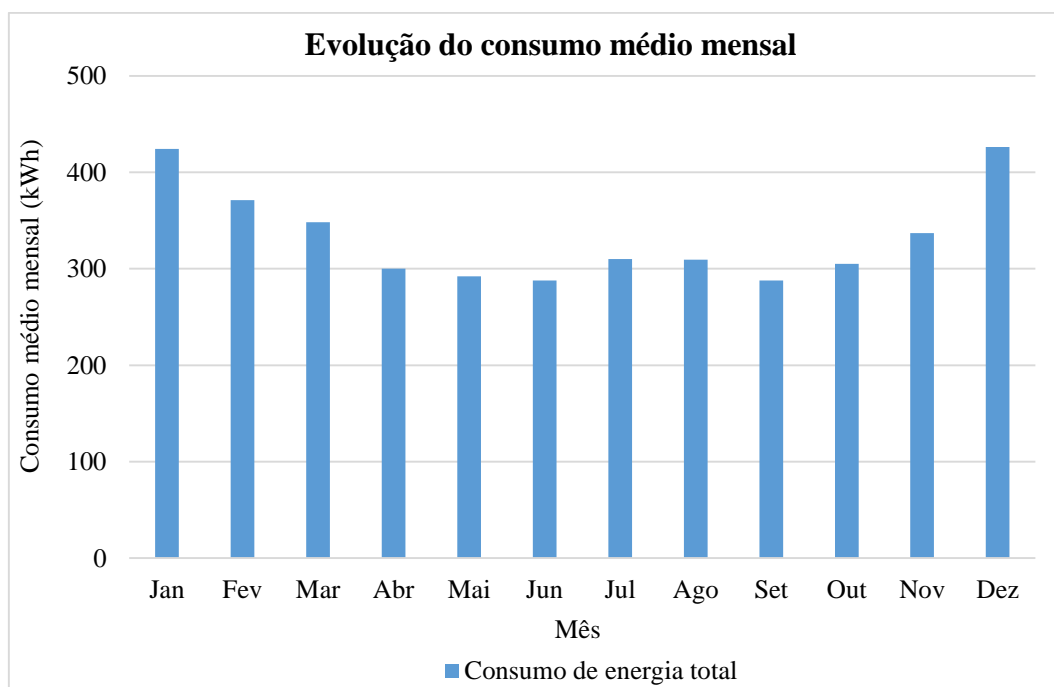


Figura 41: Evolução dos consumos de energia mensais (Caso 1)

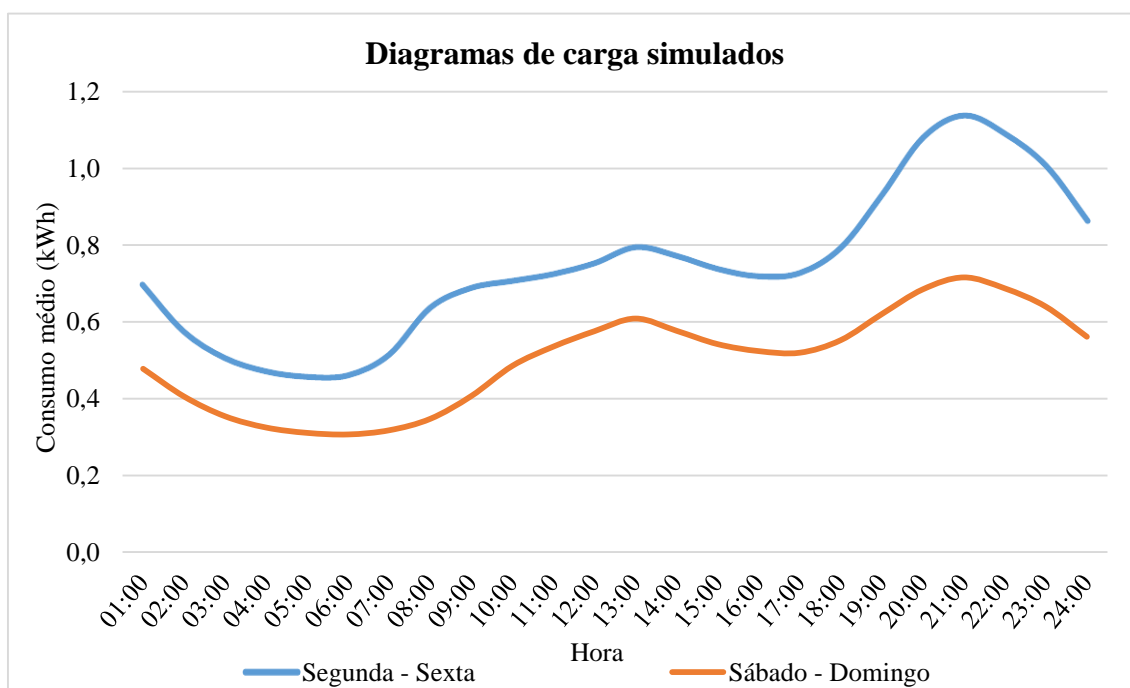


Figura 42: Diagramas de carga simulados (Caso 1)

A título de resumo, de acordo com as simulações efetuadas anteriormente, na Tabela 9 é possível verificar os consumos de energia totais desagregados por dias úteis e dias não úteis tendo em consideração a distribuição obtida a partir dos perfis da ERSE.

Tabela 9: Tabela resumo de consumos de energia (Caso 1)

Simulação - Situação atual			
Mês	Consumo [Segunda - Sexta] (kWh/dia)	Consumo [Sábado - Domingo] (kWh/dia)	Consumo mensal (kWh)
Janeiro	13,1	15,4	424
Fevereiro	13,2	13,4	371
Março	11,2	11,2	348
Abril	9,3	12,4	300
Maió	9,4	9,4	292
Junho	9,3	10,4	288
Julho	9,2	12,8	310
Agosto	10,0	10,0	310
Setembro	8,9	11,9	288
Outubro	9,4	11,1	305
Novembro	11,4	10,9	337
Dezembro	12,6	17,7	426

6.1.1.1 Resultados

Por forma a analisar a viabilidade do Autoconsumo, para a situação apresentada, a definição da potência a instalar na UPAC é efetuada tendo em consideração os indicadores económicos, PRI, VAL, TIR e taxa de autoconsumo, evitando, com a análise deste último, uma considerável injeção de energia na rede elétrica.

É de referir que, para a situação em análise, o excedente de energia produzido pela central em autoconsumo e não consumido instantaneamente na instalação de consumo, será injetado na rede elétrica e remunerado à taxa aplicável (Equação 1). Para isso, tal como se pode verificar na Figura 43, será necessário instalar um contador para contabilização da produção total de energia da UPAC e um contador de venda de energia excedente à rede elétrica (Anexo 6).

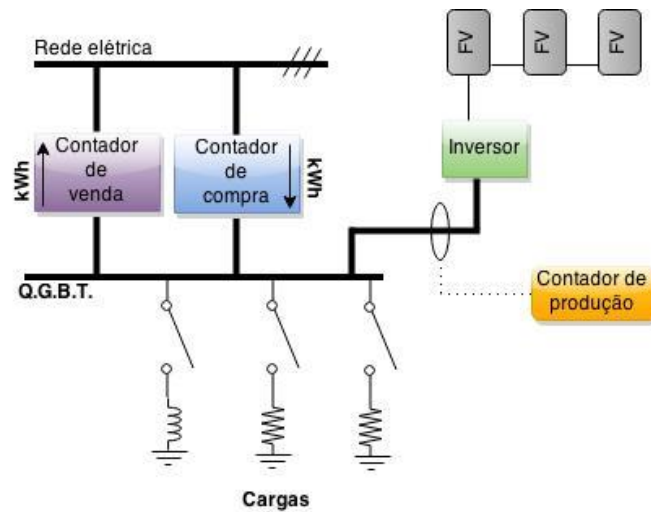


Figura 43: Esquema exemplificativo da UPAC (Caso 1)

6.1.1.1.1 Análise energética

Tal como anteriormente referido, o método escolhido para selecionar a potência ótima para a central produtora passa pela análise dos indicadores: TIR, VAL, PRI e taxa de autoconsumo (diminuição da energia excedente no sistema) tendo em consideração os indicadores económicos estimados para esta instalação (Tabela 11).

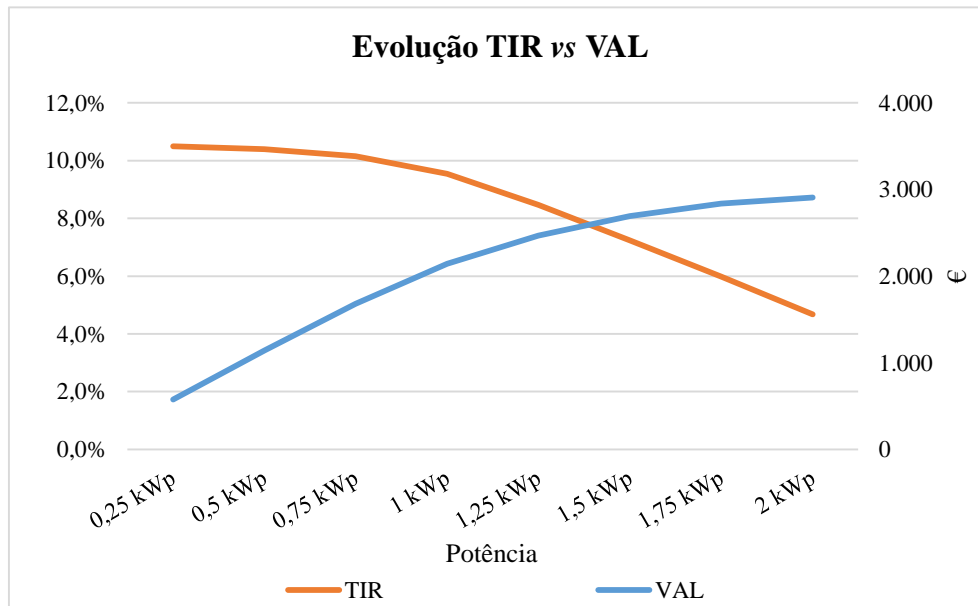


Figura 44: Evolução da TIR vs VAL (Caso 1)

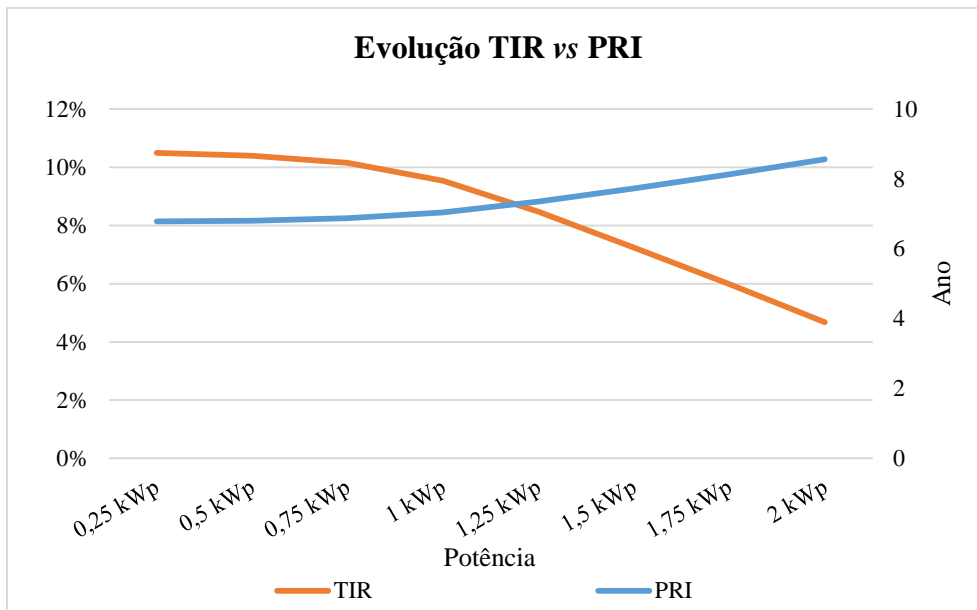


Figura 45: Evolução da TIR vs PRI (Caso 1)

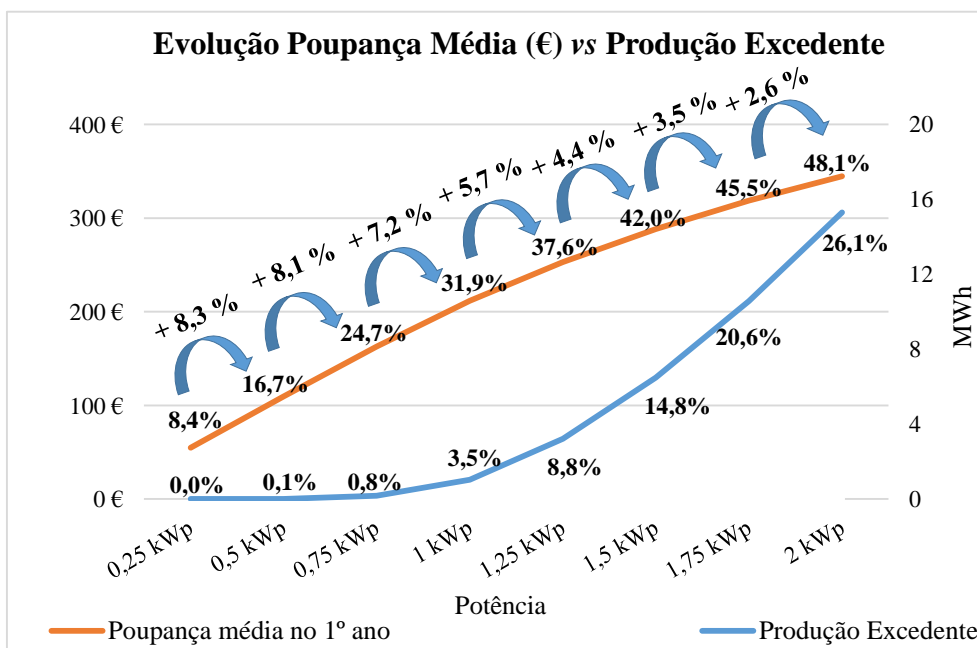


Figura 46: Evolução da poupança média vs Produção excedente (Caso 1)

Tal como se pode verificar nos gráficos anteriores, a TIR associada a esta UPAC, apresenta uma redução gradual para a gama de potências em análise, com maior impacto a partir de uma gama de potências acima de 1 kWp.

Relativamente ao VAL, verifica-se que apresenta um crescimento gradual para as potências em análise até à potência de 1 kWp, momento a partir do qual se verifica que a reta associada apresenta declives menores.

Relativamente ao PRI, verifica-se que se mantém relativamente constante até à potência de 0,75kWp, começando a aumentar mais significativamente a partir desta potência. Analogamente à anterior análise, a produção total de energia excedente pela UPAC durante o seu tempo de vida útil (20 anos), começa a ser significativa a partir da potência de 1 kWp, representando uma injeção média na rede de 3,5% da produção verificada (1,03MWh).

Por fim, apresenta-se também a evolução da poupança monetária média estimada para o primeiro ano de funcionamento da UPAC. Relativamente a esta, e como é de esperar, verifica-se a sua proporcionalidade com a potência instalada. Contudo, e como também se pode observar, a partir da potência instalada de 0,75 kWp, verifica-se, em termos relativos, que a evolução da poupança monetária para o primeiro ano começa a “diminuir” com o aumento da potência instalada. Este facto é justificado pela reduzida valorização da energia excedente injetada na rede.

Tendo em consideração o anteriormente verificado, optou-se por seleccionar a potência de 0,75kWp como o valor ideal para a UPAC associada a esta instalação de consumo.

Central produtora: Central fotovoltaica com uma potência instalada de 0,75 kWp, estrutura fixa com orientação a sul e inclinação de 35°.

Dada a caracterização da central fotovoltaica, na Figura 47 é possível verificar a evolução do consumo vs produção associado à instalação. Analogamente, na Figura 48 e Figura 49 são apresentados os fluxos de energia existentes nos dias úteis e não úteis, para um mês aleatório.

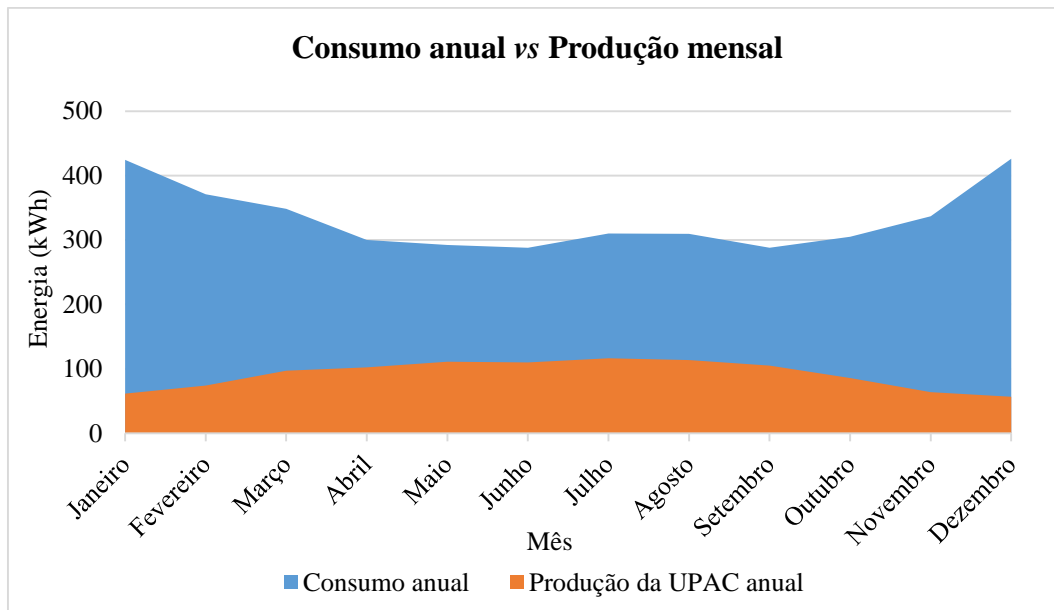


Figura 47: Consumo vs produção anual (Caso 1)

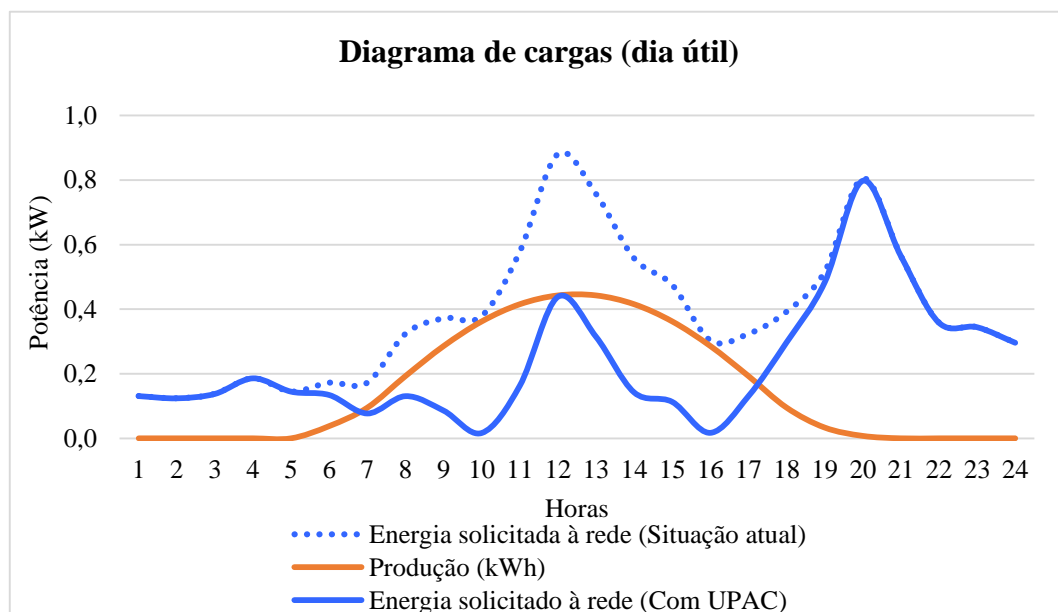


Figura 48: Consumo vs produção (Mês de Junho – dia útil) (Caso 1)

Para a situação em análise, a UPAC proposta, não se encontra sobredimensionada, contudo, verifica-se ainda algum excedente de energia ($\approx 0,8\%$) com especial impacto nos meses com maior número de horas de radiação solar. Relativamente à Figura 47, salienta-se ainda o impacto que a UPAC tem no consumo global da instalação (28,3%) e estima-se uma produção média no primeiro ano de 1.098 kWh.

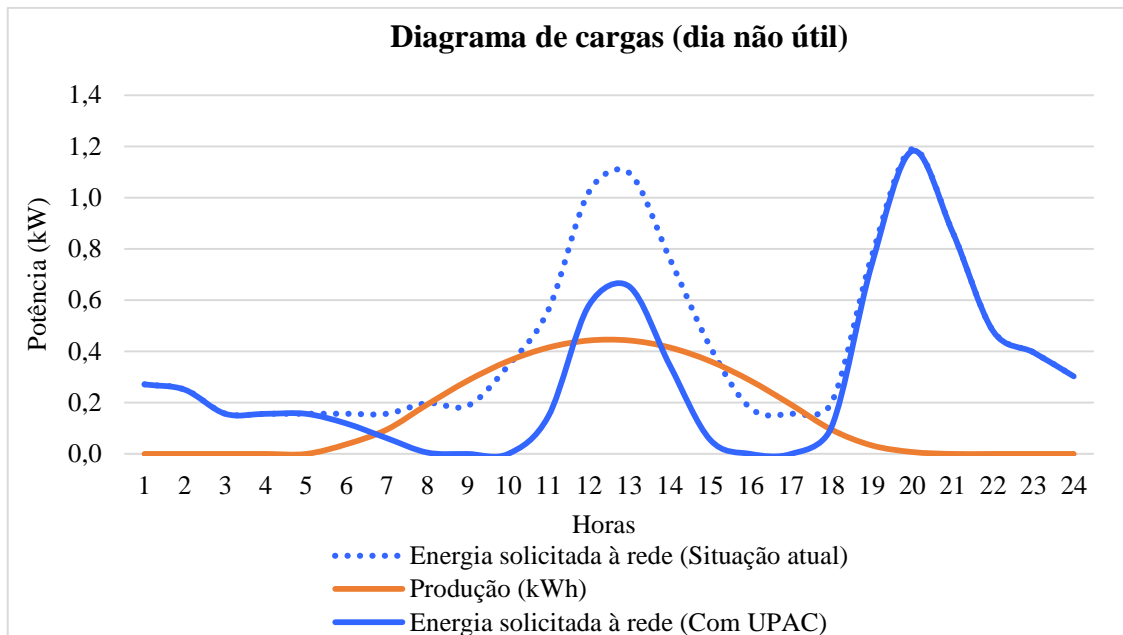


Figura 49: Consumo vs produção (Mês de Junho – dia não útil) (Caso 1)

Tal como se pode verificar, nos gráficos anteriores, a energia solicitada à rede, com a implementação do Autoconsumo, diminui em termos médios, durante o período com horas de sol, atingindo níveis mínimos entre as 10h00 e as 15h00. Tendo em conta esta condição, o sobredimensionamento desta central produtora deixaria de trazer benefícios do ponto de vista do Autoconsumo, dado que a barreira teórica entre a produção e consumo seria ultrapassada e a instalação passaria a ter um excedente significativo de EE. Tendo em consideração que a remuneração da energia injetada na rede é efetuada a preço de mercado com uma deflexão de 10%, a venda de EE é inviável do ponto de vista económico, pois a valorização desta será sempre inferior ao LCOE da central (0,0777€/kWh).

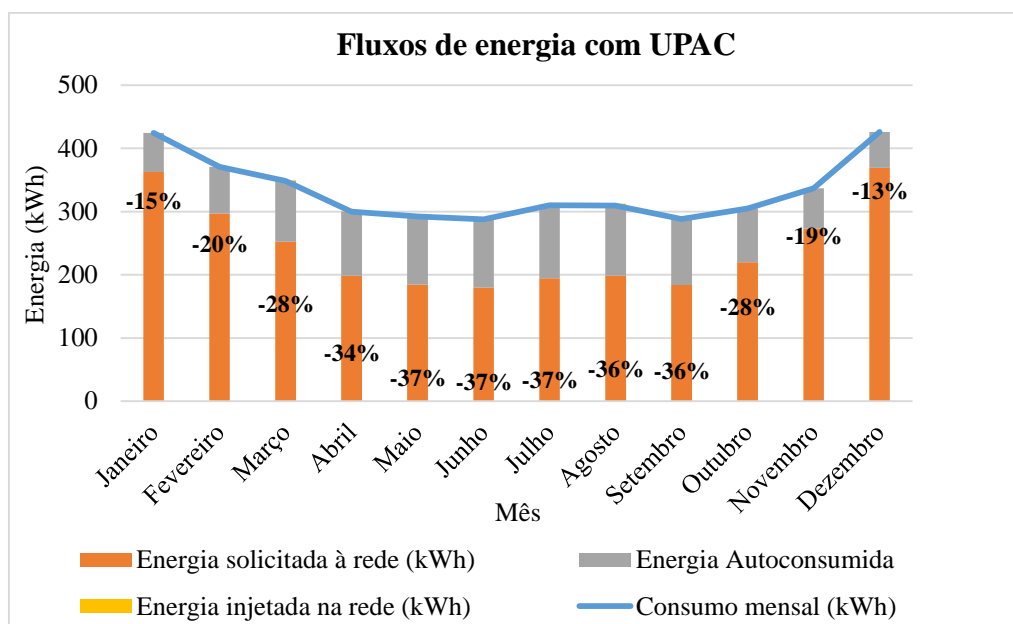


Figura 50: Fluxos de energia anual com UPAC (Caso 1)

Em suma, de acordo com o Figura 50 e Tabela 10, para o caso em análise, verifica-se um elevado aproveitamento da central em autoconsumo visto que taxa média anual de utilização deste sistema é de aproximadamente 99%. Por outro lado, dada a potência instalada, salienta-se ainda uma taxa de autonomia média anual de 28,3%. Por fim, no gráfico anterior, é ainda possível verificar a redução média mensal registada ao nível da energia solicitada à rede com a implementação da UPAC, com valor médio anual de 28%.

Tabela 10: Taxa de utilização do autoconsumo (Caso 1)

	Taxa de autonomia	Taxa de autoconsumo
Janeiro	14,5%	100,0%
Fevereiro	20,0%	100,0%
Março	27,6%	99,1%
Abril	33,9%	99,3%
Mai	37,0%	97,3%
Junho	37,5%	98,1%
Julho	37,2%	99,1%
Agosto	35,8%	97,6%
Setembro	36,1%	99,1%
Outubro	28,0%	99,6%
Novembro	19,0%	100,0%
Dezembro	13,3%	100,0%
Média	28,3%	99,1%

6.1.1.1.2 Análise económica

Dada a dimensão da central em Autoconsumo em análise, na Tabela 11 são apresentados alguns pressupostos económicos que foram assumidos para a análise do investimento.

Tabela 11: Pressupostos económicos assumidos (Caso 1)

Pressupostos Económicos	
Custo da tecnologia instalada:	1,55 €/Wp
Tarifa média de venda da energia:	0,038 €/kWh
Taxa de atualização:	2,5%
Taxa de inflação da energia:	2,5 %
Custos anuais O&M:	5 €/kWp

De acordo com a Tabela 12 é possível verificar a evolução do custo da energia e do respetivo custo médio específico para as duas possíveis situações.

Tabela 12: Comparação entre faturas médias mensais com e sem Autoconsumo (Caso 1)

Mês	Factura elétrica atual				Fatura elétrica com Autoconsumo			
	Custo mensal da energia(€)	Outros custos (€/mês)	Custo Total sem IVA(€)	Custo médio da energia (€/kWh)	Custo mensal da energia(€)	Outros custos (€/mês)	Custo Total sem IVA(€)	Custo médio da energia (€/kWh)
Janeiro	65,3 €	4,8 €	70,1 €	0,165 €	55,8 €	4,7 €	60,6 €	0,167 €
Fevereiro	57,1 €	4,3 €	61,4 €	0,166 €	45,7 €	4,3 €	49,9 €	0,168 €
Março	53,6 €	4,7 €	58,4 €	0,167 €	38,8 €	4,6 €	43,4 €	0,172 €
Abril	46,2 €	4,5 €	50,7 €	0,169 €	30,5 €	4,4 €	35,0 €	0,176 €
Maió	45,0 €	4,7 €	49,7 €	0,170 €	28,3 €	4,6 €	32,9 €	0,179 €
Junho	44,3 €	4,5 €	48,9 €	0,170 €	27,7 €	4,4 €	32,1 €	0,178 €
Julho	47,7 €	4,7 €	52,4 €	0,169 €	30,0 €	4,6 €	34,5 €	0,177 €
Agosto	47,6 €	4,7 €	52,3 €	0,169 €	30,6 €	4,6 €	35,2 €	0,177 €
Setembro	44,3 €	4,5 €	48,9 €	0,170 €	28,3 €	4,4 €	32,7 €	0,178 €
Outubro	47,0 €	4,7 €	51,6 €	0,169 €	33,8 €	4,6 €	38,4 €	0,175 €
Novembro	51,8 €	4,6 €	56,4 €	0,168 €	42,0 €	4,5 €	46,5 €	0,170 €
Dezembro	65,6 €	4,8 €	70,4 €	0,165 €	56,9 €	4,8 €	61,6 €	0,167 €

Tal como se pode verificar na tabela anterior e na Figura 51, em termos globais é perceptível a redução da fatura mensal com a implementação da UPAC, a qual oferece uma poupança monetária média de 26% no primeiro ano. Ainda de acordo com a tabela anterior, para este caso, é possível verificar que o custo médio, por mês, da EE com o autoconsumo aumentou comparativamente com a situação inicial. O aumento registado deve-se ao facto de o autoconsumo apenas atuar nos gastos em EE (termo variável), levando à sua redução, o que diretamente induz maior peso nos termos fixos associados ao contrato de EE. Assim, apesar do custo específico aumentar devido ao maior peso

por parte das taxas fixas, os encargos totais mensais serão menores, pois o consumo da EE proveniente da rede será menor.

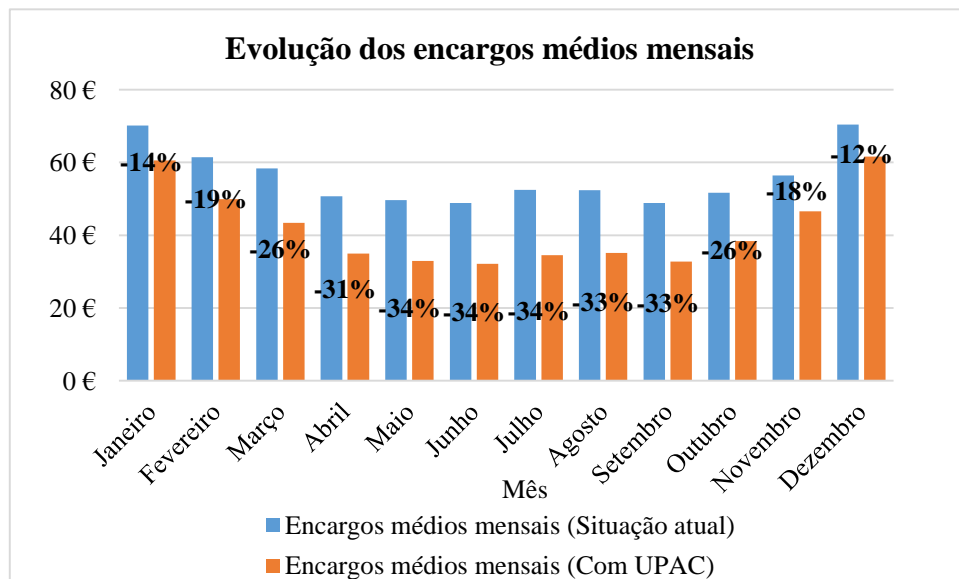


Figura 51: Evolução dos encargos médios mensais com e sem Autoconsumo (Caso 1)

Em suma, tendo em consideração que o projeto tem uma vida útil de 20 anos, na Figura 52 é possível verificar a evolução da poupança anual obtida com a implementação desta UPAC.

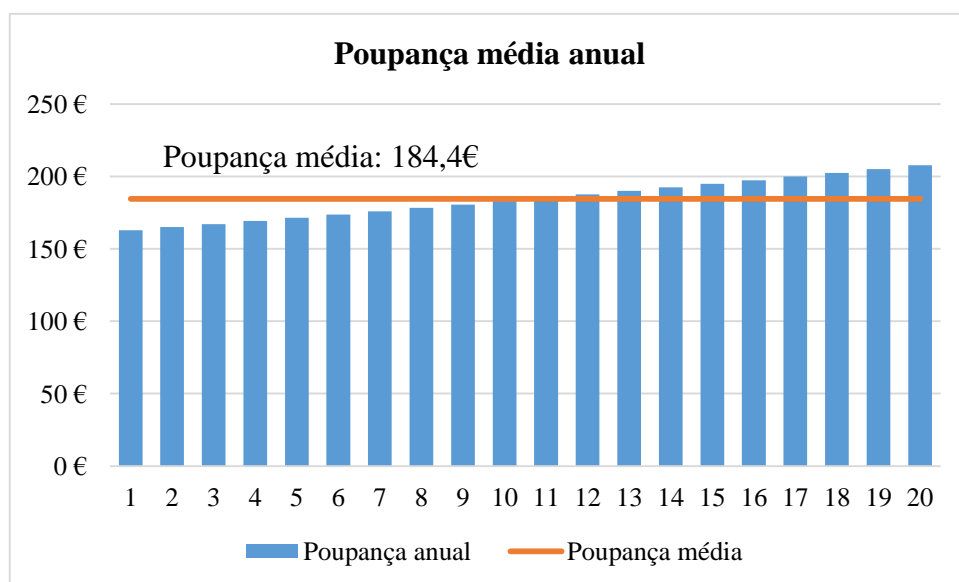


Figura 52: Evolução da poupança média anual simples

Tal como se pode verificar, em maior detalhe, no Anexo 3, a UPAC em estudo, para o período de vida útil (20 anos), apresenta:

- Uma redução média de 24,8% no consumo total de energia ativa;
- Um excedente médio de 0,8% na produção de energia esperada pela UPAC;
- Uma redução média de 22% na fatura elétrica total;
- Uma poupança bruta média anual de 184,4€;
- Um LCOE de 0,0777€/kWh;
- Uma rentabilidade bruta do investimento de 15,9%.
- Um proveito médio de 8,6 € com a venda de energia excedente à rede.

Relativamente ao último ponto referido, salienta-se que a opção de venda de energia excedente à rede elétrica não é uma boa prática para esta simulação, dado que o proveito obtido com a venda de EE é muito reduzido.

Por fim, verifica-se ainda um período de retorno simples de 6,9 anos, uma TIR de 10,2% e um VAL de 11.683€.

6.1.2 Caso 2 – BTN Bi-horário

Para a segunda situação em análise, foi considerada uma Pequena e Média Empresa (PME), localizada no distrito de Lisboa, com potência contratada de 17,25 kVA e comercializador em regime de mercado liberalizado, como se pode verificar na Tabela 13.

Tabela 13: Caracterização do contrato de energia (Caso 2)

		Encargos	
Potência contratada	17,25 kVA	0,7013 €/dia	
Ciclo horário	Ciclo Diário		
Período horário	Bi-horário	Fora de vazio	0,1852 €/kWh
		Vazio	0,0966 €/kWh
Consumo anual		20.000 kWh	

Contrariamente à anterior simulação, o presente caso não se enquadra diretamente num patamar com grande número de consumidores associados, contudo pretende-se apresentar uma situação com analogia a consumidores ligados em BTN e com um consumo de energia mais significativo.

Para a nova situação em estudo, devido a inexistência de consumos mensais de energia, bem como diagramas de carga, foi utilizado, uma vez mais, os perfis de consumo

publicados pela ERSE para o ano de 2015 de modo a simular as distribuições de consumos mensais (Figura 53), bem como os diagramas de carga (Figura 54).

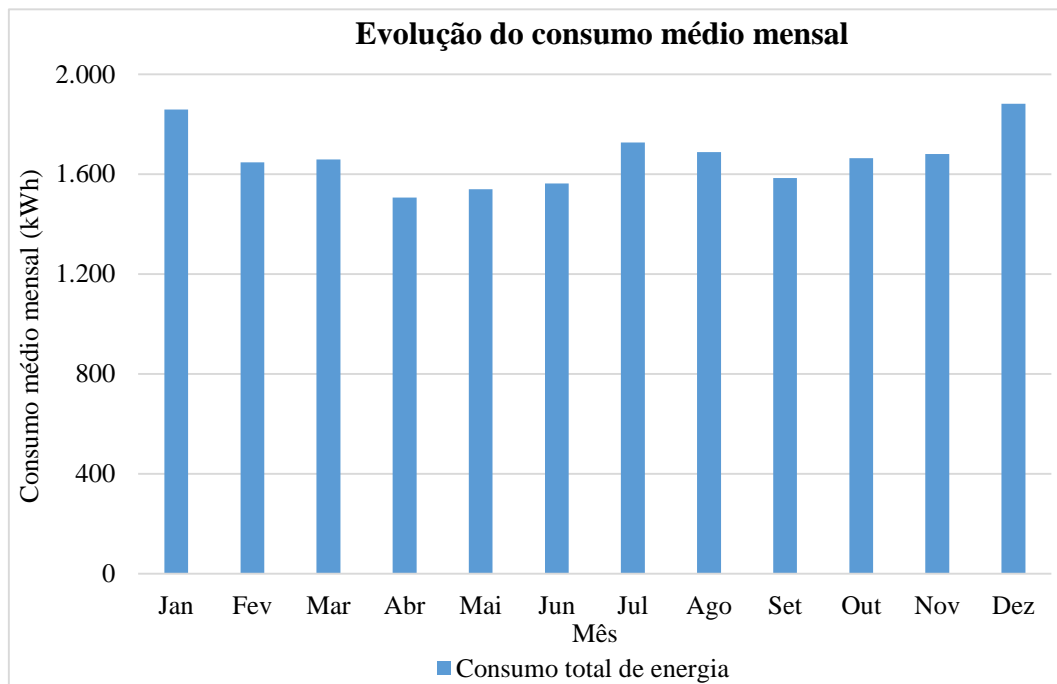


Figura 53: Distribuição dos consumos médios mensais (Caso 2)

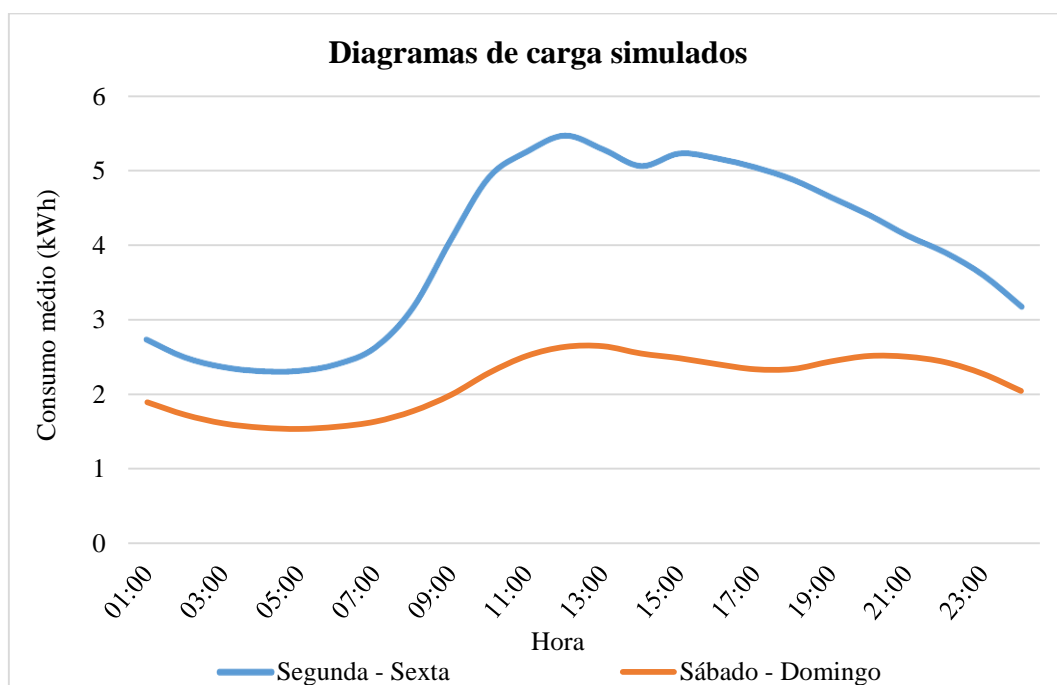


Figura 54: Diagramas de carga (Caso 2)

A título de resumo, tendo em consideração as simulações efetuadas anteriormente, na Tabela 14, é possível verificar os consumos de energia totais desagregados por dias úteis e dias não úteis

Tabela 14: Tabela resumos dos consumos de energia (Caso 2)

Mês	Simulação - Situação atual		
	Consumo [Segunda - Sexta] (kWh/dia)	Consumo [Sábado - Domingo] (kWh/dia)	Consumo mensal (kWh)
Janeiro	60,8	57,6	1.858
Fevereiro	61,9	51,1	1.647
Março	56,7	45,7	1.659
Abril	49,3	53,4	1.507
Maio	52,6	42,4	1.540
Junho	53,4	48,5	1.563
Julho	54,1	61,2	1.727
Agosto	57,7	46,5	1.689
Setembro	51,8	56,1	1.584
Outubro	54,4	51,6	1.664
Novembro	60,2	46,3	1.681
Dezembro	59,0	66,7	1.882

6.1.2.1 Resultados

Por forma a analisar a viabilidade do autoconsumo, para a situação apresentada, a definição da potência a instalar na UPAC é efetuada tendo em consideração os indicadores económicos, PRI, VAL, TIR e taxa de autoconsumo, evitando com a análise deste último, a considerável injeção de EE excedente na rede elétrica.

É de referir que, para a situação em análise, o excedente de energia produzido pela central em autoconsumo e não consumidos instantaneamente na instalação de consumo será injetado na rede elétrica e remunerado à taxa aplicável (Equação 1). Para isso, tal como se pode verificar na Figura 55, será necessário instalar um contador para contabilização da produção total de energia da UPAC e um contador de venda de energia excedente à rede elétrica (Anexo 6).

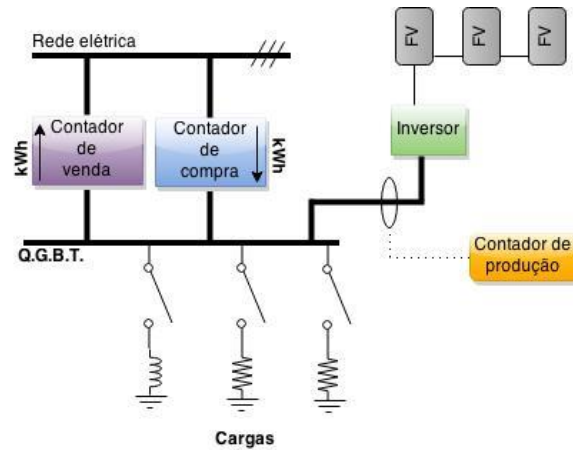


Figura 55: Esquema exemplificativo da UPAC (Caso 2)

6.1.2.1.1 Análise energética

Analogamente à anterior análise, o método escolhido para selecionar a potência ótima para a central produtora passa pela análise dos indicadores: TIR, VAL, PRI e taxa de autoconsumo (diminuição da energia excedente no sistema) tendo em consideração os indicadores económicos estimados para esta instalação (Tabela 16).

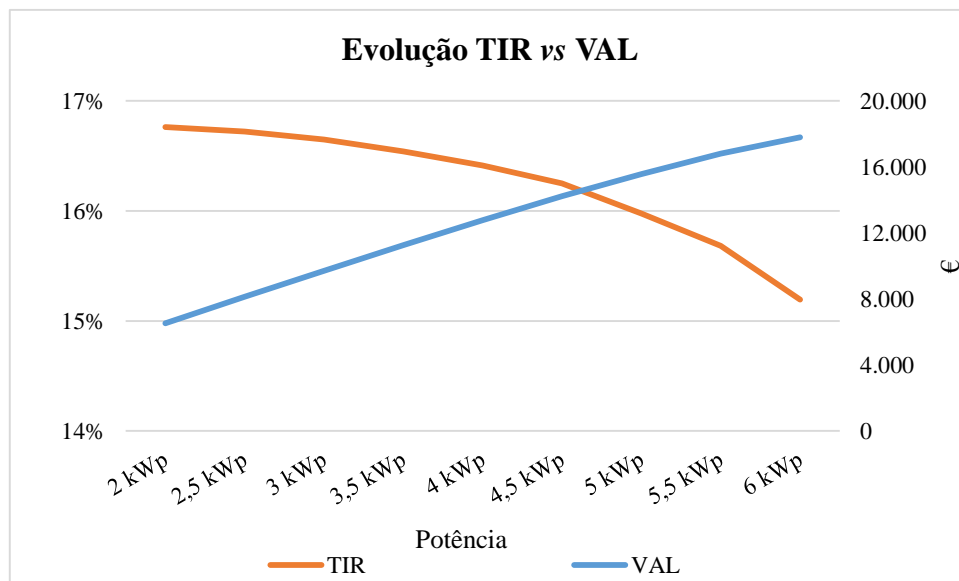


Figura 56: Evolução da TIR vs VAL (Caso 2)

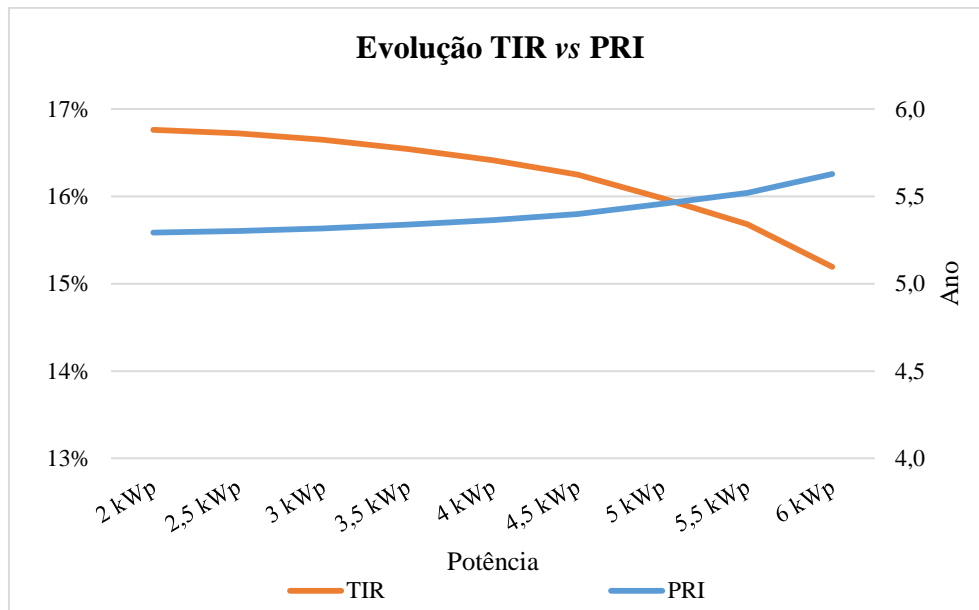


Figura 57: Evolução da TIR vs PRI (Caso 2)

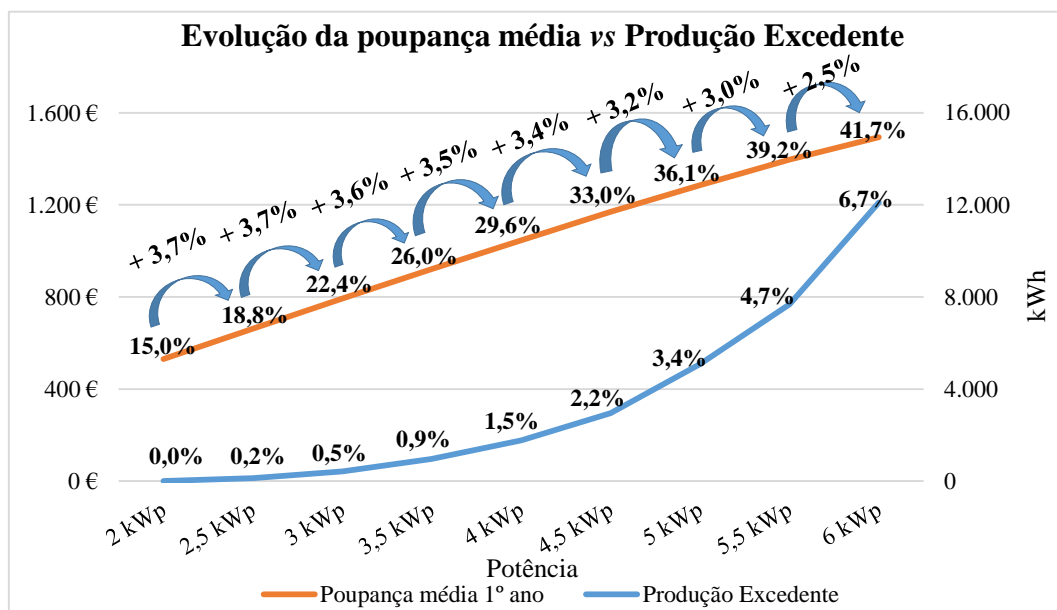


Figura 58: Evolução da poupança média no primeiro ano vs Produção de energia excedente (Caso 2)

Para esta simulação, e de acordo com os gráficos anteriores, a reta associada à TIR desta UPAC, apresenta um declive descendente relativamente constante, realçando-se apenas, a partir da potência instalada de 4,5 kWp, um ligeiro aumento deste declive.

Relativamente ao VAL, verifica-se que este aumenta de modo análogo para as várias potências em análise. Por outro lado, relativamente ao PRI, verifica-se um

comportamento proporcionalmente inverso ao do TIR, apresentando um aumento mais significativo a partir dos 4,5kWp.

Relativamente à produção excedente apurada durante o tempo de vida útil da UPAC, verifica-se também que a partir dos 4,5kWp o excedente de energia na instalação de consumo começa a ser significativo, representando cerca de 2.957 kWh (2,2% da produção total verificada).

Por fim, na Figura 58, verifica-se a evolução da poupança monetária média estimada para o primeiro ano de funcionamento da UPAC. Em termos monetários, verifica-se que a poupança total obtida ao final do primeiro ano aumenta, com o incremento da potência instalada na UPAC, contudo, em termos relativos, a partir da potência de 4,5 kWp, salienta-se uma atenuação crescente na poupança obtida. Este facto ocorre a partir desta potência devido ao já referido aumento da energia excedente no sistema, a qual é remunerada a um preço inferior ao LCOE da UPAC.

Tendo em consideração o apresentado, e dado que a estratégia adotada passa pela maximização da taxa de autoconsumo e conseqüente diminuição de injeção de energia na rede, a potência proposta para a UPAC é de 4 kWp.

Central produtora: Central fotovoltaica com uma potência instalada de 4 kWp, estrutura fixa com orientação a sul e inclinação de 35°.

Dada a caracterização da central fotovoltaica, na Figura 59 é possível verificar a evolução do consumo vs produção associado à instalação. Analogamente, na Figura 60 e Figura 61 são apresentados os diagramas de carga existentes nos dias úteis e não úteis, para o mês de Dezembro.

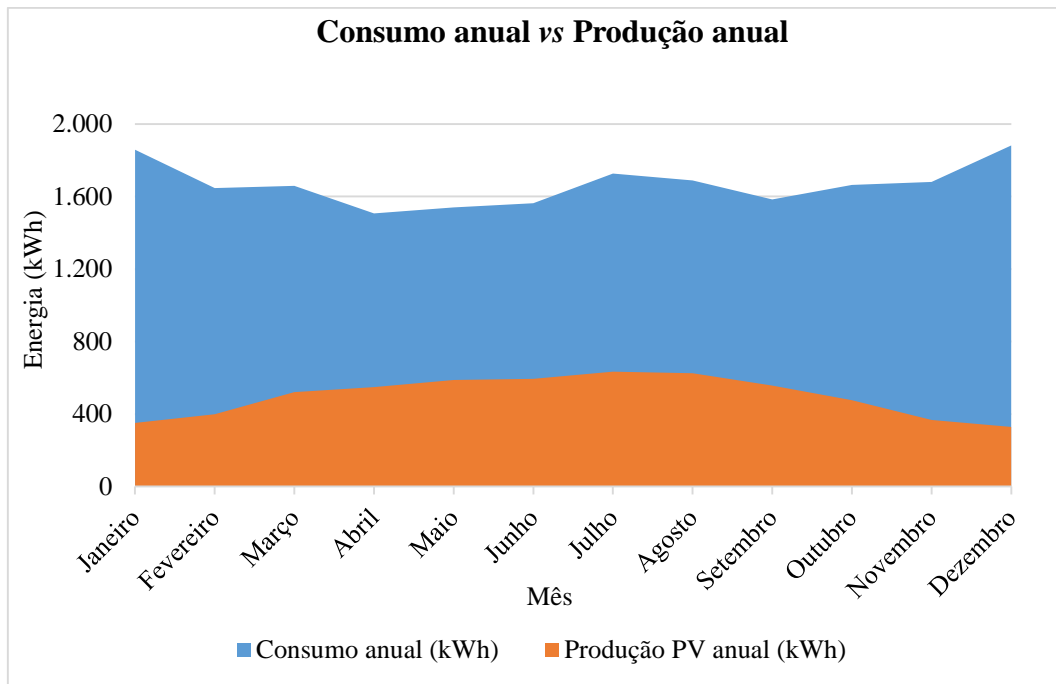


Figura 59: Consumo vs Produção anual (Caso 2)

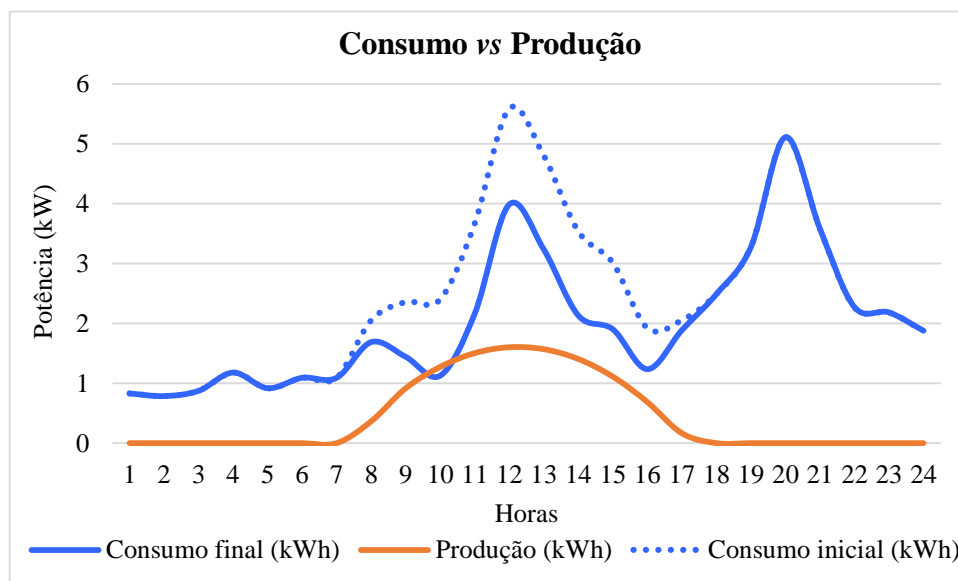


Figura 60: Consumo vs produção (Mês de Dezembro – dia útil) (Caso 2)

Para este caso, a UPAC proposta, não se encontra sobredimensionada, contudo, verifica-se ainda algum excedente de energia ($\approx 1,5\%$) com especial impacto nos meses de maior número de horas de radiação solar. Relativamente à Figura 59, salienta-se ainda o impacto que a UPAC tem no consumo global da instalação ($29,7\%$) e estima-se uma produção média no primeiro ano de 5.998 kWh.

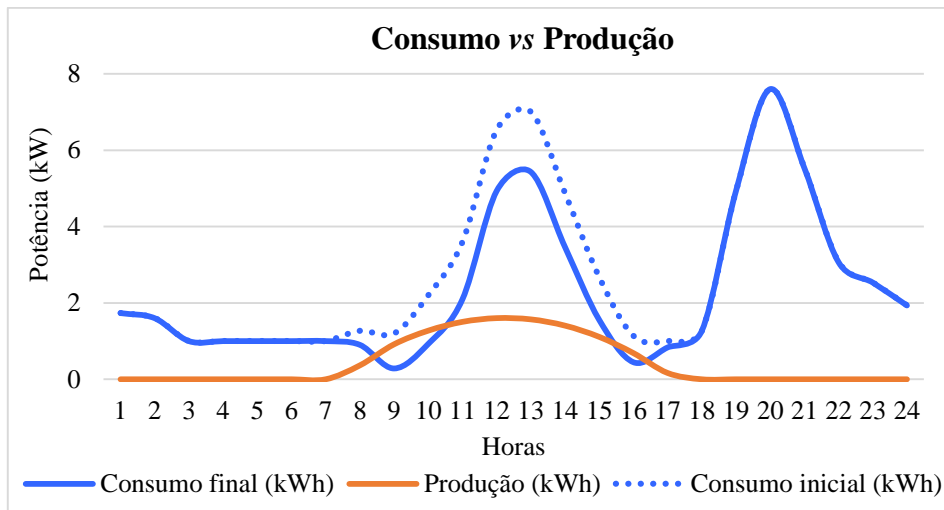


Figura 61: Consumo vs produção (Mês de Dezembro – dia não útil) (Caso 2)

Para a situação em análise e tal como já referido, a UPAC proposta, encontra-se ajustada ao perfil de consumo existente, como se pode averiguar no Figura 62.

É de reforçar que, tendo em consideração que o excedente de energia é remunerado a um preço inferior ao LCOE da UPAC em análise (0,0713€/kWh), o aumento da potência instalada nesta UPAC, tal como anteriormente se verificou, irá sempre influenciar negativamente a viabilidade económica da mesma.

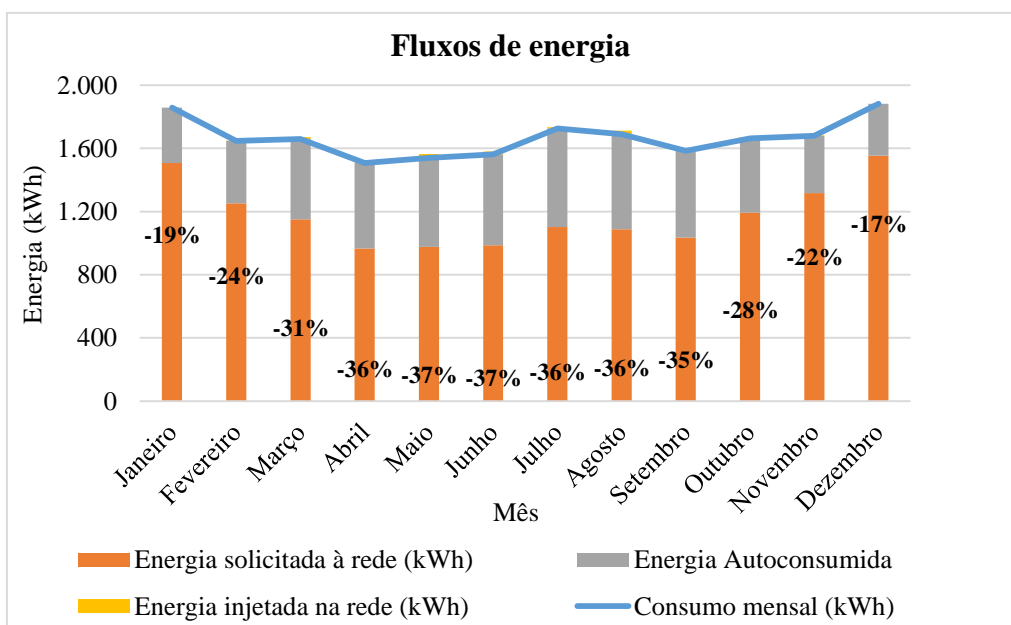


Figura 62: Fluxo de energia anual (Caso 2)

De acordo com a Figura 62 e Tabela 15, para a situação em análise, verifica-se um elevado aproveitamento da central em autoconsumo visto que taxa média anual de

utilização da UPAC é de 98,4%. Consequentemente, dada a potência instalada na UPAC, salienta-se ainda uma taxa de autonomia média anual de 29,7%. No gráfico anterior, é ainda possível verificar a redução média mensal registada ao nível da energia solicitada à rede com a implementação do sistema em Autoconsumo, com valor médio de 29%.

Tabela 15: Taxa de utilização do Autoconsumo (Caso 2)

	Taxa de autonomia	Taxa de autoconsumo
Janeiro	18,9%	100,0%
Fevereiro	24,0%	99,2%
Março	30,7%	97,7%
Abril	35,8%	98,4%
Maio	36,6%	96,0%
Junho	36,9%	97,1%
Julho	36,2%	98,7%
Agosto	35,6%	96,3%
Setembro	34,7%	98,7%
Outubro	28,3%	99,1%
Novembro	21,7%	99,2%
Dezembro	17,5%	100,0%
Média	29,7%	98,4%

6.1.2.1.2 *Análise económica*

Dada a dimensão da central em Autoconsumo em análise, na Tabela 16 são apresentados alguns pressupostos económicos assumidos na análise do investimento.

Tabela 16: Pressupostos económicos assumidos (Caso 2)

Pressupostos Económicos	
Custo da tecnologia instalada:	1,45 €/Wp
Tarifa média de venda da energia:	0,038 €/kWh
Taca de atualização:	2,5%
Taxa de inflação da energia:	2,5 %
Custos anuais O&M:	5 €/kWp

Na Tabela 17 é possível verificar a evolução do custo da energia e do respetivo custo médio específico para as duas possíveis situações.

Tabela 17: Comparação entre faturas médias mensais com e sem Autoconsumo (Caso 2)

Mês	Factura elétrica atual				Fatura elétrica com Autoconsumo			
	Custo mensal da energia(€)	Outros custos (€/mês)	Custo Total sem IVA(€)	Custo médio da energia (€/kWh)	Custo mensal da energia(€)	Outros custos (€/mês)	Custo Total sem IVA(€)	Custo médio da energia (€/kWh)
Janeiro	308,5 €	23,6 €	332,1 €	0,179 €	244,1 €	23,2 €	267,3 €	0,177 €
Fevereiro	273,4 €	21,3 €	294,7 €	0,179 €	201,4 €	20,9 €	222,3 €	0,178 €
Março	275,4 €	23,4 €	298,8 €	0,180 €	183,8 €	22,9 €	206,7 €	0,180 €
Abril	250,1 €	22,5 €	272,7 €	0,181 €	153,7 €	22,0 €	175,7 €	0,182 €
Maiο	255,6 €	23,3 €	278,9 €	0,181 €	155,3 €	22,7 €	178,0 €	0,182 €
Junho	259,5 €	22,6 €	282,1 €	0,180 €	156,9 €	22,0 €	178,9 €	0,181 €
Julho	286,7 €	23,5 €	310,1 €	0,180 €	175,1 €	22,8 €	198,0 €	0,180 €
Agosto	280,3 €	23,4 €	303,8 €	0,180 €	172,7 €	22,8 €	195,5 €	0,180 €
Setembro	263,0 €	22,6 €	285,6 €	0,180 €	164,1 €	22,1 €	186,2 €	0,180 €
Outubro	276,3 €	23,4 €	299,7 €	0,180 €	190,7 €	22,9 €	213,7 €	0,179 €
Novembro	279,0 €	22,7 €	301,7 €	0,180 €	212,5 €	22,4 €	234,9 €	0,178 €
Dezembro	312,4 €	23,6 €	336,0 €	0,179 €	252,5 €	23,3 €	275,8 €	0,178 €

Tal como se pode verificar na Tabela 17 e Figura 63, em termos globais, é perceptível a redução da fatura mensal com a implementação do sistema em autoconsumo, a qual alcança uma poupança média no primeiro ano de 29%.

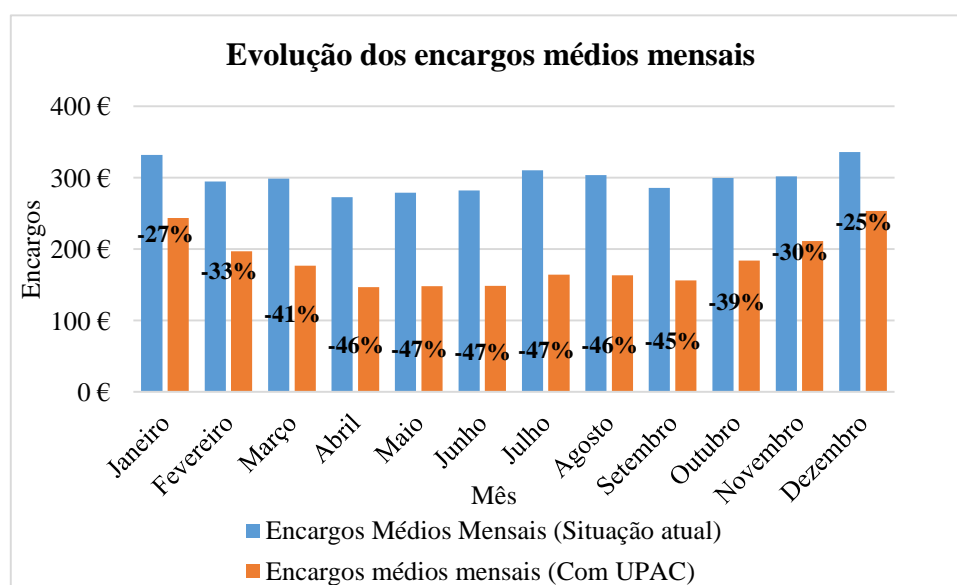


Figura 63: Evolução dos encargos médios mensais com e sem Autoconsumo (Caso 2)

Em suma, tendo em consideração que o projeto tem uma vida útil de 20 anos, na Figura 64 é possível verificar a evolução da poupança anual obtida com a implementação desta UPAC.

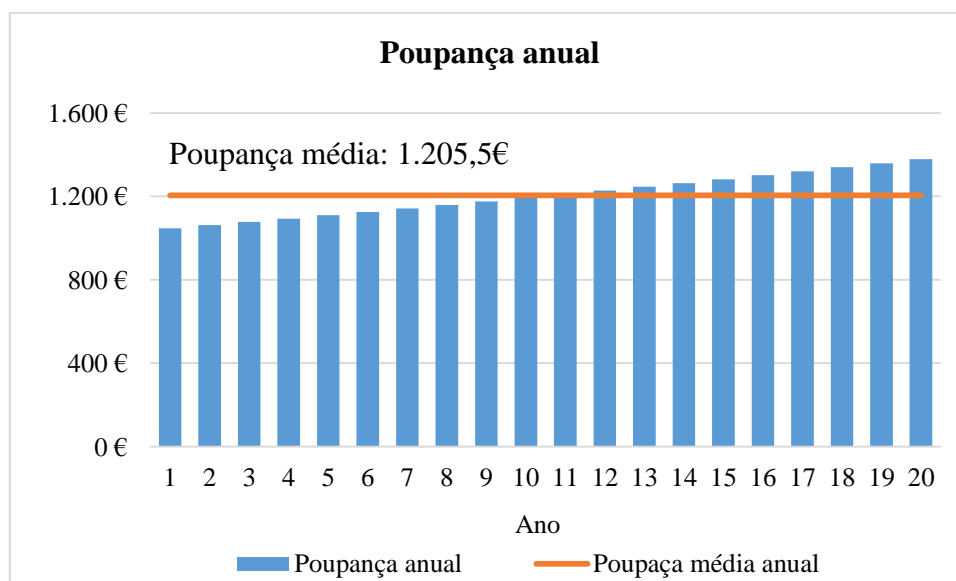


Figura 64: Evolução da poupança média anual simples (Caso 2)

Por fim, tal como se pode verificar, em maior detalhe, no Anexo 4, a UPAC em estudo, para o período de vida útil (20 anos), apresenta:

- Uma redução média de 26,8% no consumo total de energia ativa;
- Um excedente médio de 1,5% na produção de energia esperada pela UPAC;
- Uma redução média de 26,7% na fatura elétrica total;
- Uma poupança média anual de 1.205,5€;
- Um LCOE de 0,0713€/kWh;
- Uma rentabilidade bruta do investimento de 20,8%;
- Um proveito médio de 84,3 € com a venda de energia excedente à rede elétrica.

Relativamente ao último ponto referido, salienta-se também, para esta simulação, que a opção de venda de energia excedente à rede elétrica não é uma boa prática, dado que o proveito obtido com a venda de EE é muito reduzido.

Por fim, verifica-se ainda um período de retorno simples de 5,4 anos, uma TIR de 16,4% e um VAL de 12.771€.

6.2 Setor industrial

6.2.1 Caso 3 - MT

Relativamente ao caso 3, e tal como já referido para o setor industrial, a simulação do diagrama de cargas anual é efetuada com recurso à telecontagem. A indústria alvo de

análise está ligada à rede elétrica em Media Tensão por intermédio de um ramal de 15 kV. Esta indústria opera em regime permanente, 365 dias por ano, em regime de 3 turnos. Contudo, durante os dias não uteis, parte dos processos existentes nesta indústria não se efetuam, o que implica a redução significativa do consumo durante este período, tal como se pode verificar mais a frente.

A indústria em análise, localizada no distrito de Viana do Castelo, é abastecida por um comercializador em regime de mercado liberalizado. Na Tabela 18 é possível verificar as especificações do contrato de fornecimento de energia.

Tabela 18: Caracterização do contrato de energia (Caso 3)

		Encargos	
Potência contratada	2.000 kW		0,0348 €/(kW.dia)
Potência em Horas de Ponta			0,2945 €/(kW.dia)
Período horário	Tetra-horário	Horas de Ponta	0,102081 €/kWh
		Horas de Cheia	0,092326 €/kWh
Ciclo horário	Semanal	Horas de Vazio	0,073217 €/kWh
		Horas de S. Vazio	0,066248 €/kWh
Consumo anual		9.792.198 kWh	

Tendo em consideração o regime de funcionamento da indústria em análise, na Figura 65 e Figura 66 é possível atestar a evolução do consumo de energia verificado ao longo do ano 2014, bem como, para um mês exemplo.

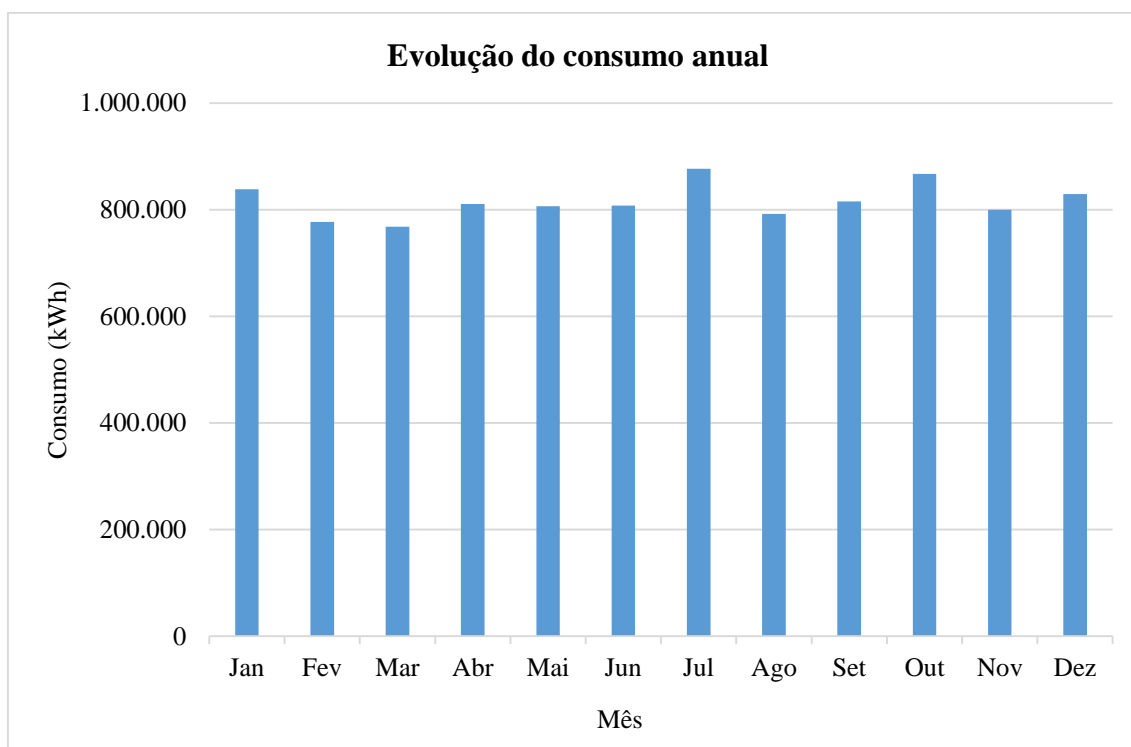


Figura 65: Evolução do consumo anual (Caso 3)

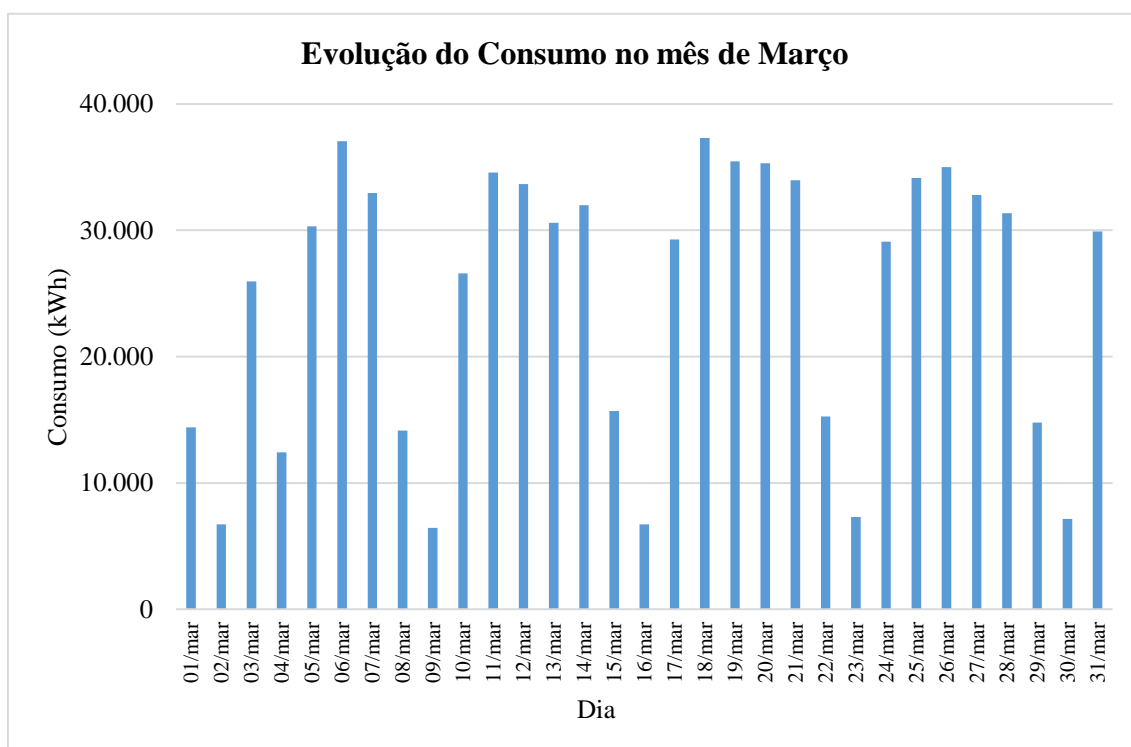


Figura 66: Evolução do consumo no mês de Março (Caso 3)

Relativamente a Figura 66, constata-se uma redução significativa do consumo nos dias não úteis, visto que várias linhas de produção não operam durante este período.

A título de resumo, na Tabela 19, é ainda possível verificar os consumos de energia totais bem como a potência contratada e potência em horas de ponta verificadas no ano 2014.

Tabela 19: Tabela resumo dos consumos de energia (Caso 3)

Mês	Situação atual			
	Consumo mensal (kWh/mês)	Potência tomada (kW)	Potência contratada (kW)	Potência horas de ponta (kW)
Janeiro	838.550	1.937	2.000	1.614
Fevereiro	777.396	1.978	2.000	1.667
Março	768.252	1.922	2.000	1.521
Abril	810.789	1.929	2.000	1.547
Maió	806.910	1.913	2.000	1.511
Junho	808.191	2.003	2.003	1.575
Julho	877.039	1.966	2.003	1.605
Agosto	792.329	1.904	2.003	1.569
Setembro	815.949	1.982	2.003	1.565
Outubro	867.401	2.448	2.448	1.583
Novembro	799.933	1.924	2.448	1.615
Dezembro	829.460	1.960	2.448	1.590

6.2.1.1 Resultados

Por forma a analisar a viabilidade do autoconsumo, para a situação apresentada, a definição da potência a instalar na UPAC é efetuada tendo em consideração os indicadores económicos, PRI, VAL, TIR e taxa de Autoconsumo.

É de referir que, para a situação em análise, o excedente de energia produzido pela central em Autoconsumo e não consumido instantaneamente na instalação será injetado na rede, facto que vai implicar a instalação de um contador de produção e um contador de venda à rede, tal como se pode verificar na Figura 67 (Anexo 7).

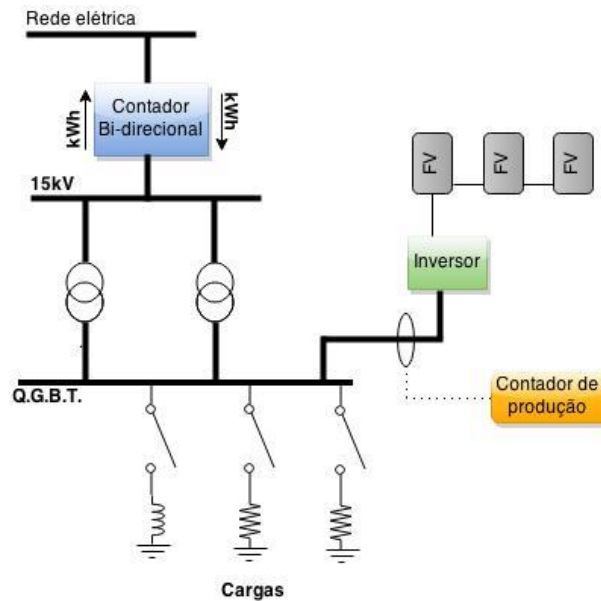


Figura 67: Esquema exemplificativo da UPAC (Caso 3)

6.2.1.1.1 Análise energética

Uma vez mais, o método escolhido para selecionar a potência ótima para a UPAC passa pela análise dos indicadores: TIR, VAL, PRI e taxa de autoconsumo (diminuição da energia excedente no sistema) tendo em consideração os indicadores económicos estimados para esta instalação (Tabela 22).

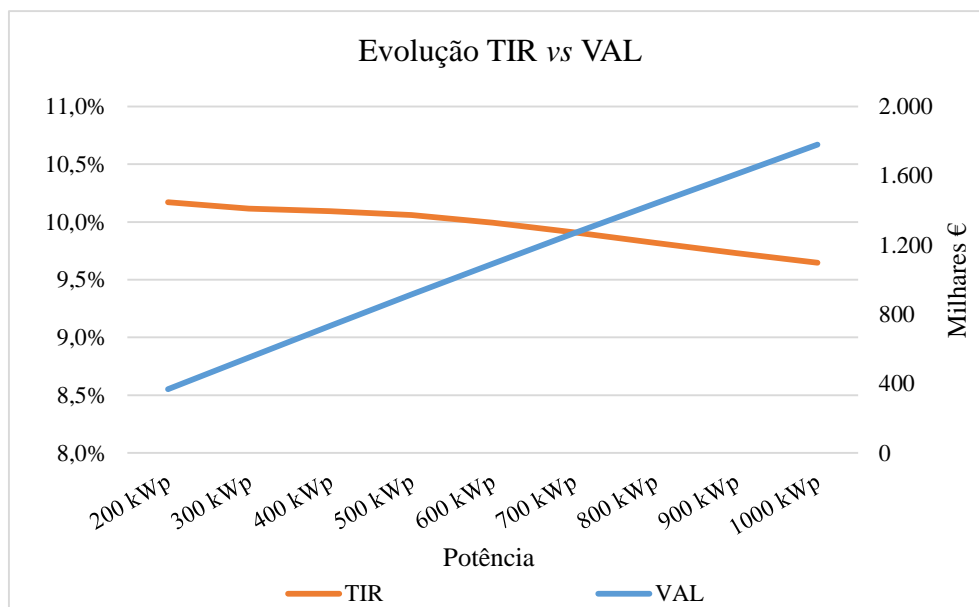


Figura 68: Evolução da TIR vs VAL (Caso 3)

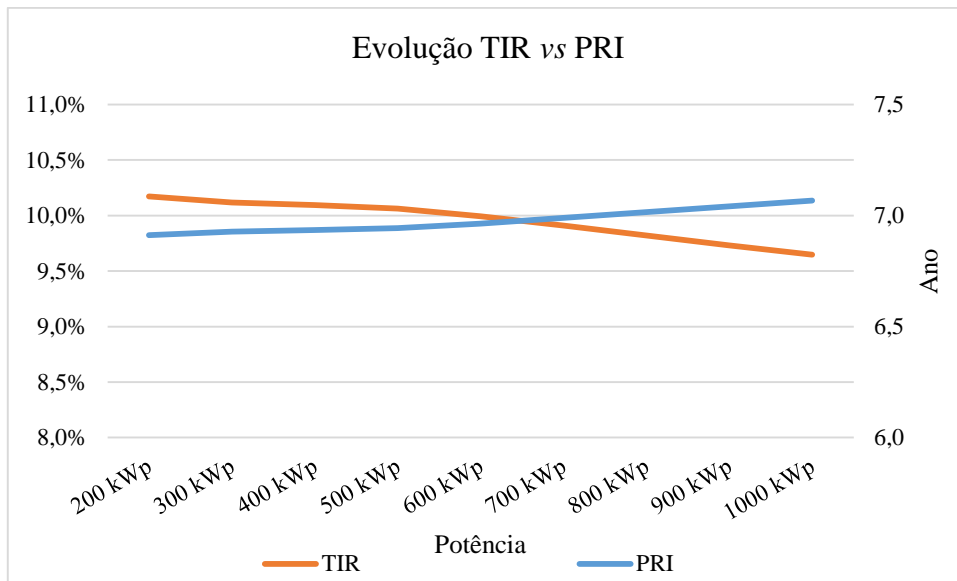


Figura 69: Evolução da TIR vs PRI (Caso 3)

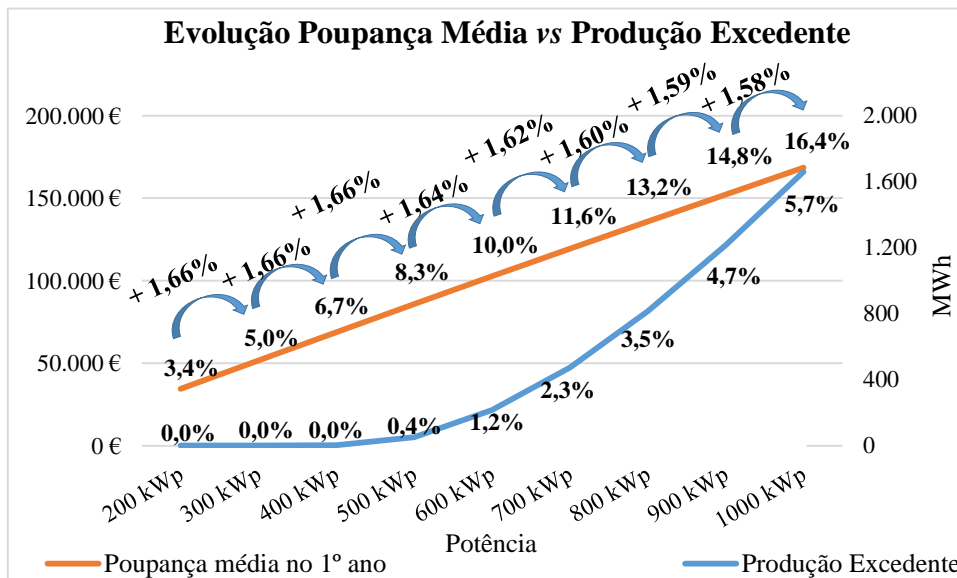


Figura 70: Evolução da Poupança média (€) vs Produção Excedente (Caso 3)

Tal como se pode verificar nos gráficos anteriores, a reta associada à TIR desta UPAC, apresenta um declive descendente relativamente constante até alcançar a potência instalada de 500 kWp, momento a partir do qual o seu declive descendente aumenta.

Relativamente ao VAL, verifica-se que este aumenta de modo análogo para as várias potências em análise. Por outro lado, relativamente ao PRI, verifica-se um aumento pouco significativo até à potência de 500kWp, momento a partir do qual se verifica um acréscimo significativo.

Por fim, relativamente à produção excedente apurada durante o tempo de vida útil da UPAC (20 anos), verifica-se também que a partir dos 500 kWp o excedente de energia na instalação de consumo começa a ser significativo (52 MWh).

Verifica-se ainda, na Figura 70 a evolução da poupança monetária média estimada para o primeiro ano de funcionamento da UPAC. Analogamente às anteriores análises, em termos monetários, verifica-se que a poupança total obtida no final do primeiro ano aumenta, com o incremento da potência instalada na UPAC. Contudo, em termos relativos, a partir da potência de 500 kWp, salienta-se uma atenuação crescente na poupança média obtida dada à reduzida valorização que a energia excedente é alvo.

Deste modo e tendo em consideração o até agora referido, ir-se-á seleccionar uma potência instalada de 500 kWp. Tal como exposto anteriormente e como se pode verificar na Figura 71, durante o período de fim-de-semana, o consumo verificado na indústria em análise diminui significativamente, facto que provoca também excesso de energia produzida por parte da UPAC em caso de sobredimensionamento.

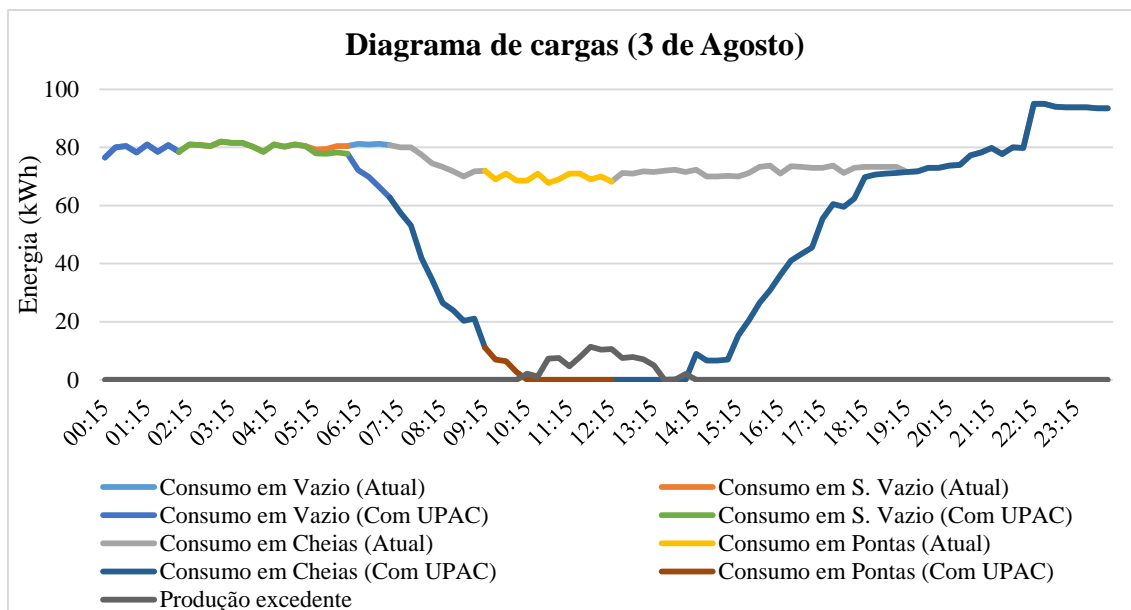


Figura 71: Diagrama de cargas de um Domingo (Caso 3)

Para além do referido, o sobredimensionamento desta UPAC, pode se tornar inviável do ponto de vista da área útil necessária. Tendo em consideração que, em média, um módulo fotovoltaico com a potência de 250Wp possui uma área média de 1,5m², para esta situação, não considerando espaçamento entre fileiras de modo a evitar

sombreamentos, seria necessário uma área útil média de 2.400 m², facto que pode não se verificar no local de instalação devido às mais variadíssimas limitações.

Central produtora: Central fotovoltaica com uma potência instalada de 500 kWp, estrutura fixa com orientação a sul e inclinação de 35°.

Dada a caracterização da central fotovoltaica, na Figura 72 é possível verificar a evolução do consumo vs produção associado à instalação. Analogamente, na Figura 73 é apresentado os fluxos de energia existentes para um dia aleatório do mês de Janeiro.

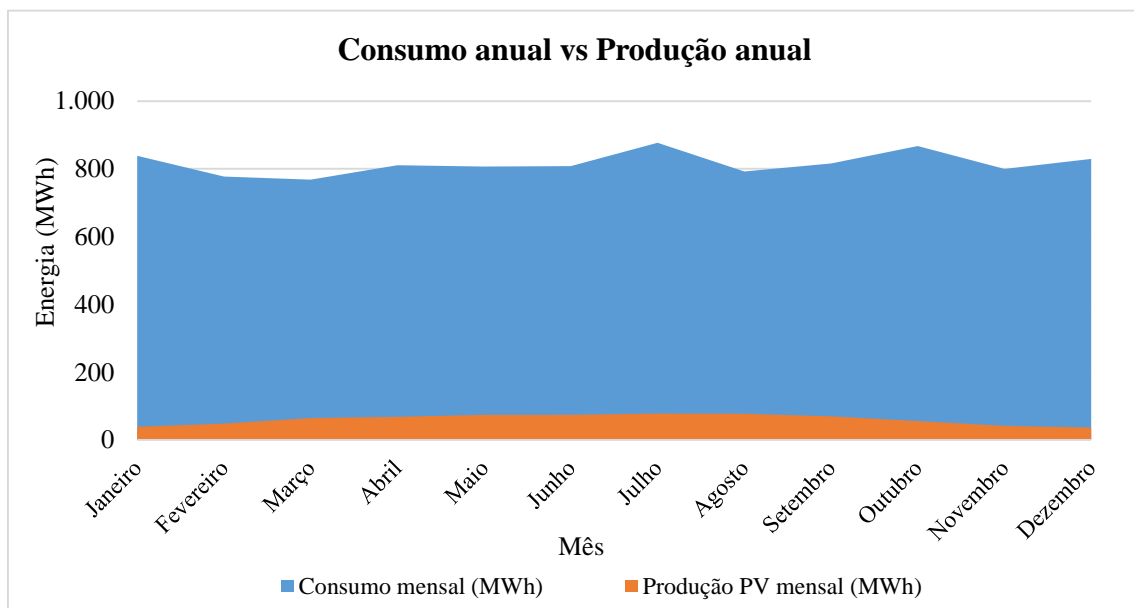


Figura 72: Consumo vs Produção Média Anual (Caso 3)

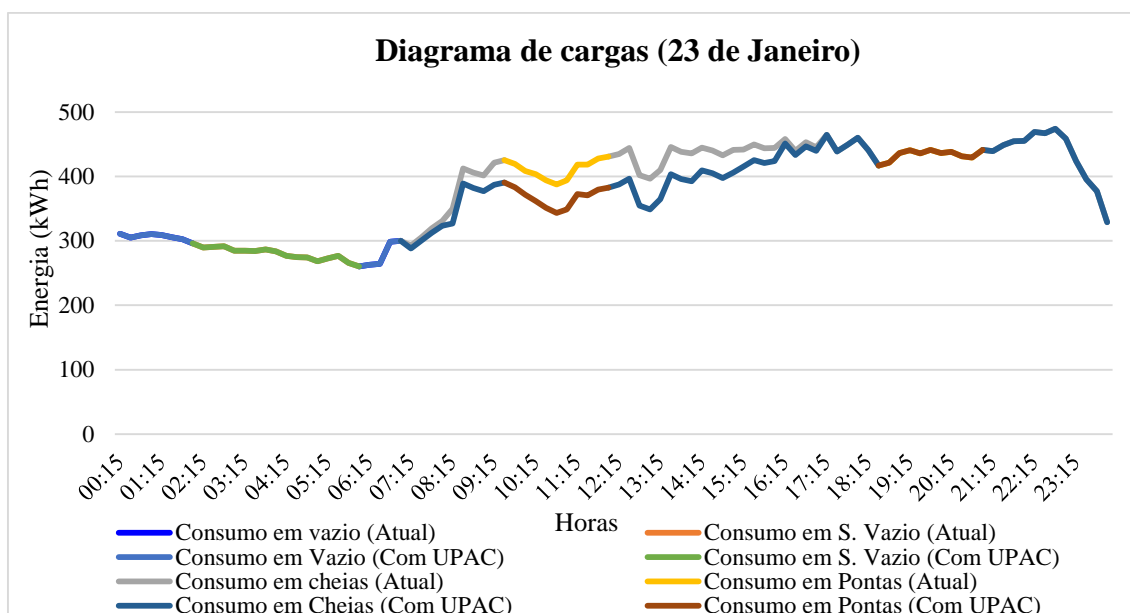


Figura 73: Diagrama de cargas (Caso 3)

Para a situação em análise, a UPAC proposta, não se encontra sobredimensionada, contudo, verifica-se ainda algum excedente de energia (0,4%) com especial impacto nos meses de maior número de horas de radiação solar. Relativamente à Figura 72, salienta-se ainda o pequeno impacto que a UPAC tem no consumo global da instalação (7,4%) e estima-se uma produção média no primeiro ano de 725.740 kWh.

Tabela 20: Resumo dos consumos apurados com UPAC (Caso 3)

Mês	Autoconsumo					
	Consumo mensal da rede (kWh/mês)	Autoconsumo mensal (kWh/mês)	Exedente de energia mensal (kWh/mês)	Potência tomada (kW)	Potência contratada (kW)	Potência horas de ponta (kW)
Janeiro	799.800	38.750	0	1.896	2.000	1.526
Fevereiro	729.237	48.159	1	1.909	2.000	1.553
Março	704.053	64.199	281	1.868	2.000	1.392
Abril	742.681	68.108	142	1.929	2.000	1.267
Maió	733.433	73.477	477	1.913	2.000	1.240
Junho	734.431	73.760	340	1.856	2.000	1.295
Julho	799.752	77.288	273	1.914	2.000	1.316
Agosto	716.361	75.968	1.222	1.896	2.000	1.275
Setembro	746.970	68.978	622	1.932	2.000	1.278
Outubro	811.835	55.566	79	2.384	2.384	1.351
Novembro	758.383	41.550	0	1.924	2.384	1.519
Dezembro	793.035	36.425	0	1.960	2.384	1.506

Tendo em consideração a Tabela 20 (consumos apurados com a UPAC) e comparativamente à Tabela 19 (consumos iniciais) é possível verificar uma redução no consumo global em energia ativa de 7,4%. Verifica-se ainda, a atenuação do aumento verificado na potência contratada ao longo do ano 2014 (quando comparadas as duas

situações), com especial impacto no mês de Outubro, alcançando uma redução média de 2,1%. Por fim, salienta-se a redução obtida na potência média absorvida em horas de ponta com valor médio de 13%.

Tabela 21: Taxa de utilização do autoconsumo (Caso 3)

	Taxa de autonomia	Taxa de autoconsumo
Janeiro	4,6%	100,0%
Fevereiro	6,2%	100,0%
Março	8,4%	99,6%
Abril	8,4%	99,8%
Maio	9,1%	99,4%
Junho	9,1%	99,5%
Julho	8,8%	99,6%
Agosto	9,6%	98,4%
Setembro	8,5%	99,1%
Outubro	6,4%	99,9%
Novembro	5,2%	100,0%
Dezembro	4,4%	100,0%
Média	7,4%	99,6%

Salienta-se ainda o elevado aproveitamento da UPAC, com uma taxa média de autoconsumo de 99,6% e uma taxa de autonomia de 7,4%.

6.2.1.1.2 *Análise económica*

Dada a dimensão da central em autoconsumo em análise, na Tabela 22 são apresentados os pressupostos económicos que foram tidos em consideração na análise do investimento.

Tabela 22: Pressupostos económicos assumidos (Caso 3)

Pressupostos Económicos	
Custo da tecnologia instalada:	1,25 €/Wp
Tarifa média de venda da energia:	0,038 €/kWh
Imposto sobre consumo de eletricidade:	0,001 €/kWh
Taxa de atualização:	2,5%
Taxa de inflação da energia:	2,5 %
Custos anuais O&M:	5 €/kWp

Na Tabela 23 e Tabela 24 é possível verificar a evolução dos encargos mensais na fatura de EE e do respetivo custo médio específico para as duas situações.

Tabela 23: Exemplo resumo da fatura elétrica atual (Caso 3)

Fatura elétrica atual						
Mês	Gastos em energia (€/mês)	Gastos em Potência contratada (€/mês)	Gastos em potência horas ponta (€/mês)	Outros custos (€/mês)	Custo Total sem IVA(€)	Custo médio da energia (€/kWh)
Janeiro	73.921 €	2.158 €	14.731 €	839 €	91.648 €	0,109 €
Fevereiro	68.522 €	1.949 €	13.744 €	777 €	84.992 €	0,109 €
Março	67.334 €	2.158 €	13.884 €	768 €	84.144 €	0,110 €
Abril	69.392 €	2.088 €	13.669 €	811 €	85.960 €	0,106 €
Maió	69.872 €	2.158 €	13.796 €	807 €	86.633 €	0,107 €
Junho	69.995 €	2.091 €	13.913 €	808 €	86.807 €	0,107 €
Julho	76.531 €	2.161 €	14.657 €	877 €	94.226 €	0,107 €
Agosto	68.650 €	2.161 €	14.320 €	792 €	85.923 €	0,108 €
Setembro	71.391 €	2.091 €	13.829 €	816 €	88.127 €	0,108 €
Outubro	75.867 €	2.641 €	14.450 €	867 €	93.825 €	0,108 €
Novembro	69.874 €	2.556 €	14.265 €	800 €	87.495 €	0,109 €
Dezembro	72.375 €	2.641 €	14.515 €	829 €	90.360 €	0,109 €

Tabela 24: Exemplo resumo da fatura elétrica com UPAC (Caso 3)

Fatura elétrica atual						
Mês	Gastos em energia (€/mês)	Gastos em Potência contratada (€/mês)	Gastos em potência horas ponta (€/mês)	Outros custos (€/mês)	Custo Total sem IVA(€)	Custo médio da energia (€/kWh)
Janeiro	70.416 €	2.158 €	13.933 €	800 €	87.307 €	0,109 €
Fevereiro	64.164 €	1.949 €	12.803 €	729 €	79.646 €	0,109 €
Março	61.590 €	2.158 €	12.707 €	704 €	77.158 €	0,110 €
Abril	63.292 €	2.088 €	11.198 €	743 €	77.320 €	0,104 €
Maió	63.230 €	2.158 €	11.319 €	733 €	77.440 €	0,106 €
Junho	63.358 €	2.088 €	11.444 €	734 €	77.625 €	0,106 €
Julho	69.499 €	2.158 €	12.018 €	800 €	84.474 €	0,106 €
Agosto	61.841 €	2.158 €	11.639 €	716 €	76.354 €	0,107 €
Setembro	65.085 €	2.088 €	11.294 €	747 €	79.215 €	0,106 €
Outubro	70.768 €	2.572 €	12.337 €	812 €	86.489 €	0,107 €
Novembro	66.143 €	2.489 €	13.418 €	758 €	82.809 €	0,109 €
Dezembro	69.105 €	2.572 €	13.749 €	793 €	86.219 €	0,109 €

Tal como se pode verificar nas tabelas apresentadas, bem como nos seguintes gráficos, a poupança monetária média anual em energia ativa é de 7,7%, com impacto na época do ano com maior número de horas de radiação solar. Esta poupança anual tem ainda maior interesse quando desagregada nos períodos horários contratados, dado que é principalmente verificada em horas de ponta, onde alcança um valor médio anual de 13%.

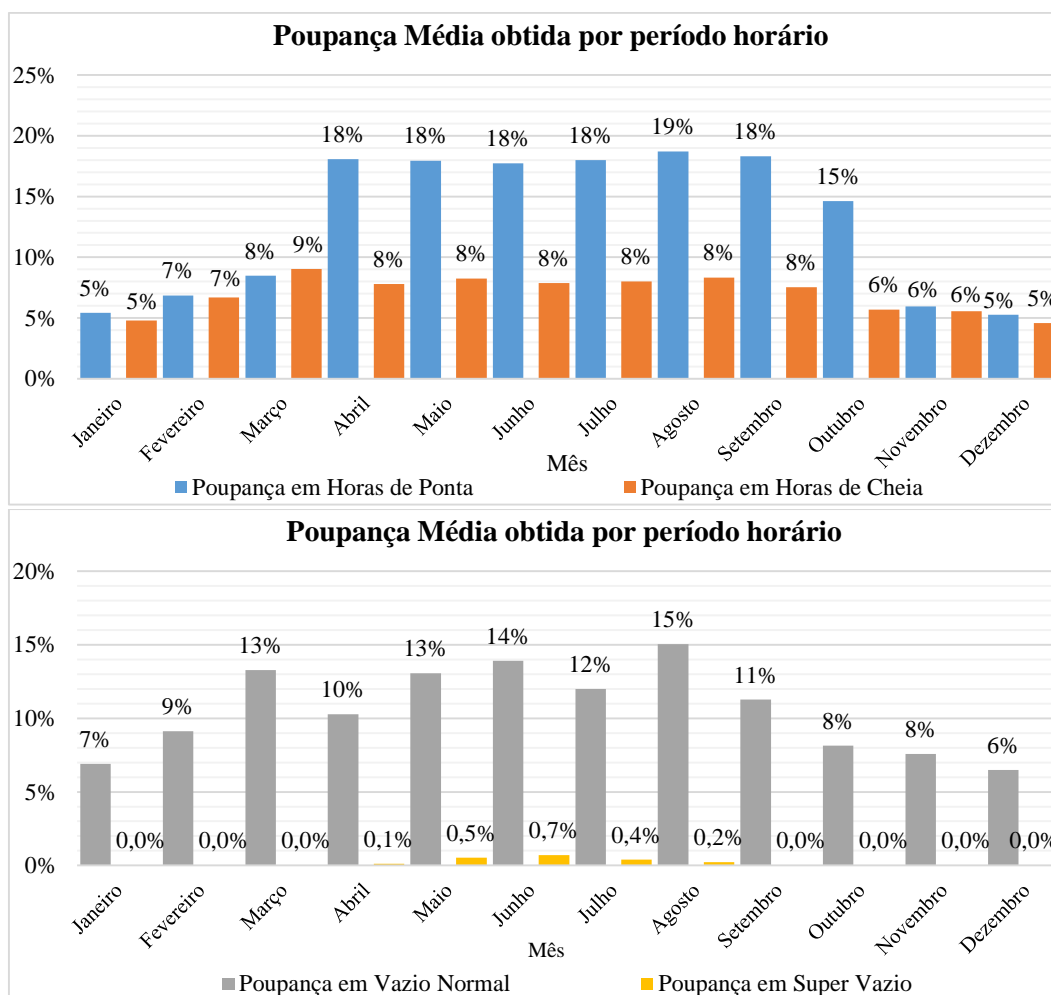


Figura 74: Poupança média em energia ativa obtida por período horário (Caso 3)

Tal como se pode averiguar na Figura 74, as poupanças médias anuais em energia ativa verificadas em termos relativos são de 13% em horas de ponta, 7% em horas de cheia, 10,6% em horas de vazio e 0,2% em horas de super vazio, o que equivale a 197.821 kWh, 373.799 kWh, 169.405 kWh e 2.197 kWh, respetivamente.

Para a UPAC proposta, na Figura 75 e Figura 76, apresenta-se ainda a evolução do custo total em energia ativa e custo com potência em horas de ponta, para as duas situações, bem como as poupanças médias mensais relativas obtidas com a implementação da UPAC.

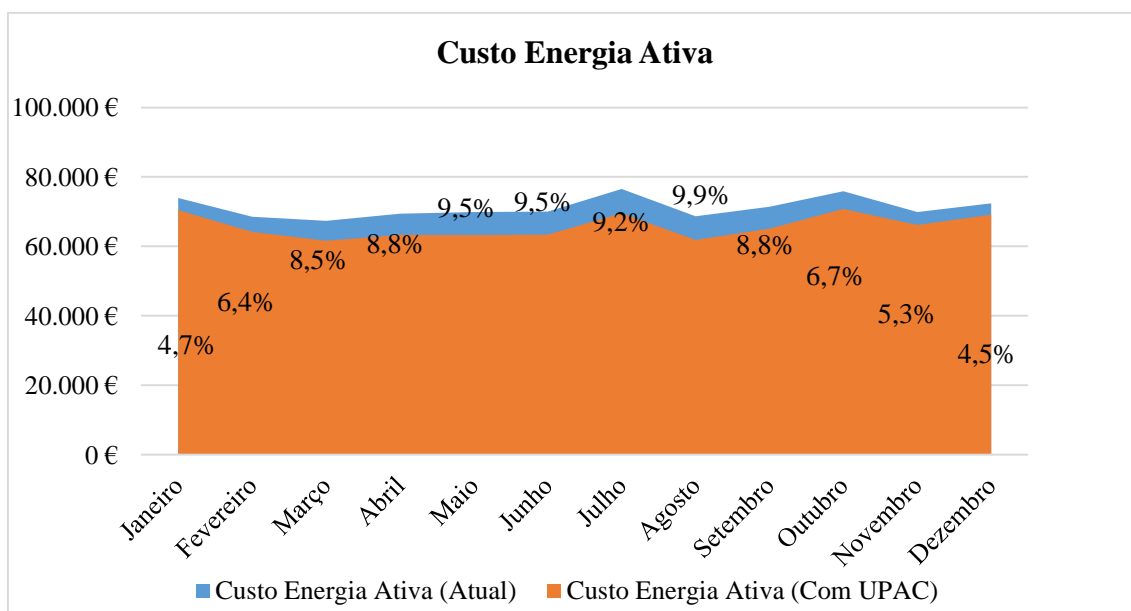


Figura 75: Evolução do custo total em energia ativa (Caso 3)

Na Figura 75, apresenta-se a evolução dos custos com a energia ativa consumida com a introdução da UPAC, facto que permite uma redução média da fatura, em energia ativa, em 7,7%.

Relativamente a Figura 76, é notória a redução verificada no custo em potência média absorvida em horas de ponta, obtendo-se uma poupança média anual de 10,3%.

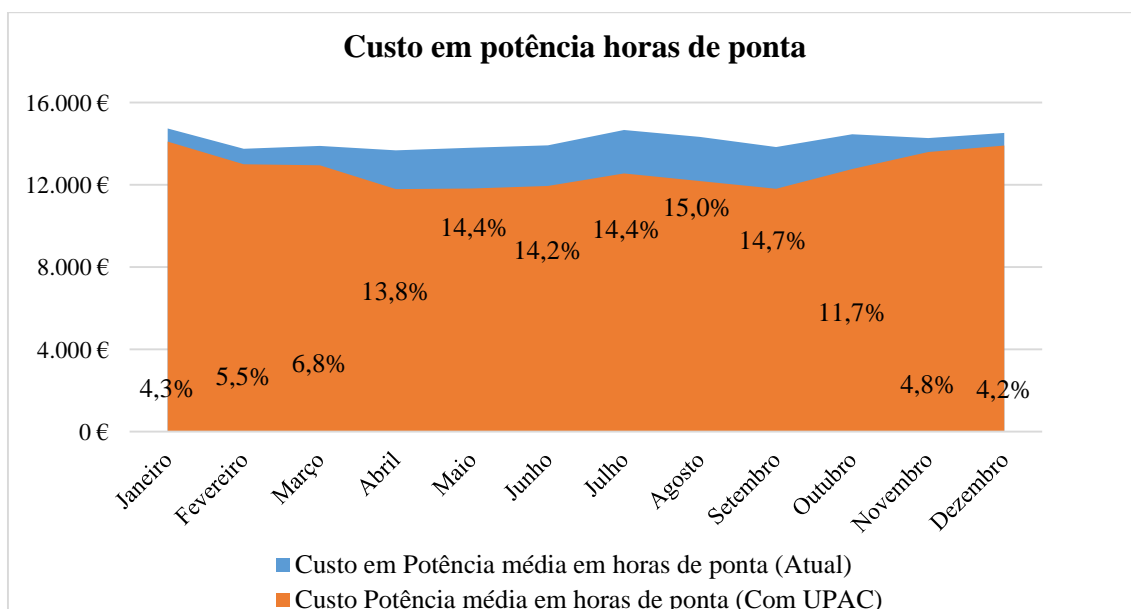


Figura 76: Evolução do custo com potência em horas de ponta (Caso 3)

Em suma, tendo em consideração que o projeto tem uma vida útil de 20 anos, na Figura 77 é possível verificar a evolução da poupança anual obtida com a implementação desta UPAC.

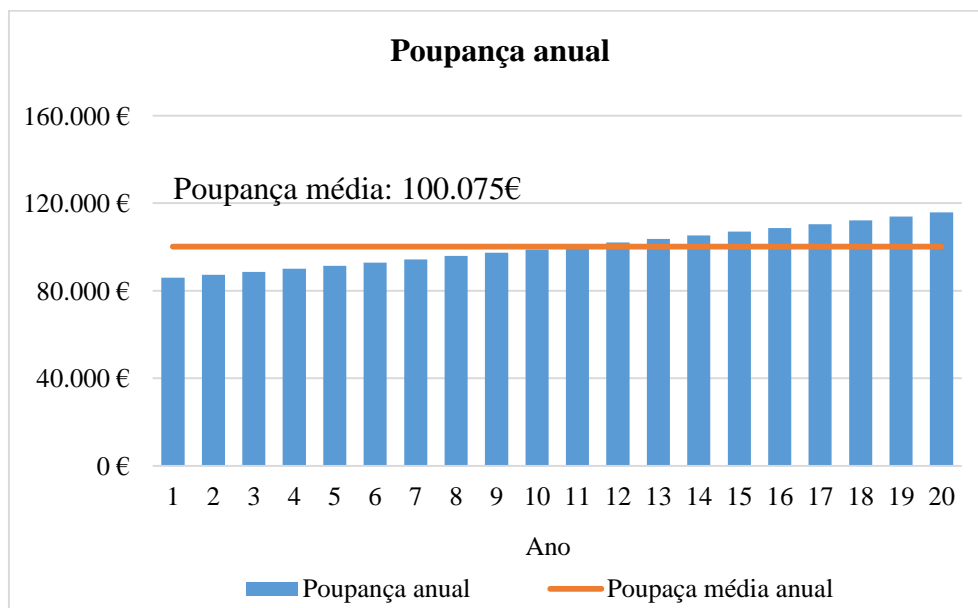


Figura 77: Poupança média anual (Caso 3)

Por fim, tal como se pode verificar, em maior detalhe, no Anexo 5, a UPAC em estudo apresenta para o período de vida útil (20 anos):

- Uma redução média de 7,7% no consumo total de energia ativa;
- Um excedente médio de 0,4% na produção de energia esperada pela UPAC;
- Uma redução de 8,3% na fatura elétrica total;
- Uma poupança média anual de 100.075€;
- Um LCOE de 0,0602€/kWh;
- Uma rentabilidade anual bruta do investimento de 16%;
- Um proveito médio de 2.470 € com a venda de energia excedente à rede.

Relativamente ao último ponto referido, salienta-se que a opção de venda de energia excedente à rede elétrica é uma boa prática para esta simulação, dado que o proveito obtido com a venda de EE pode ser considerado como significativo.

Por fim, verifica-se ainda um período de retorno simples de 6,9 anos, uma TIR de 10,1% e um VAL de 915.138€.

6.2.2 Caso 4 - MT

Relativamente ao caso 4, e uma vez mais para o setor industrial, a simulação do diagrama de cargas anual é efetuada com recurso à telecontagem. A indústria alvo de análise está ligada à rede elétrica em Media Tensão por intermédio de um ramal de 15 kV. Esta indústria opera em regime permanente, 365 dias por ano, em regime de 3 turnos. Contudo, aos domingos, e devido ao tipo de laboração efetuada nesta indústria, apenas são realizadas ações de manutenção e limpeza, o que implica uma redução do consumo durante estes períodos, tal como se pode verificar mais à frente.

A indústria em análise, localizada no distrito de Santarém, é abastecida por um comercializador em regime de mercado liberalizado. Na Tabela 25 é possível verificar as especificações do contrato de fornecimento de energia.

Tabela 25: Caracterização do contrato de energia (Caso 4)

		Encargos	
Potência contratada	2.000 kW	0,0348 €/(kW.dia)	
Potência em Horas de Ponta		0,2945 €/(kW.dia)	
Período horário	Tetra-horário	Horas de Ponta	0,112500 €/kWh
		Horas de Cheia	0,092326 €/kWh
Ciclo horário	Semanal	Horas de Vazio	0,073217 €/kWh
		Horas de S. Vazio	0,066248 €/kWh
Consumo anual		8.037.053 kWh	

Tendo em consideração o regime de funcionamento descrito anteriormente, na Figura 78 e Figura 79 é possível atestar a evolução do consumo de energia verificado ao longo do ano 2014, bem como, para um mês exemplo.

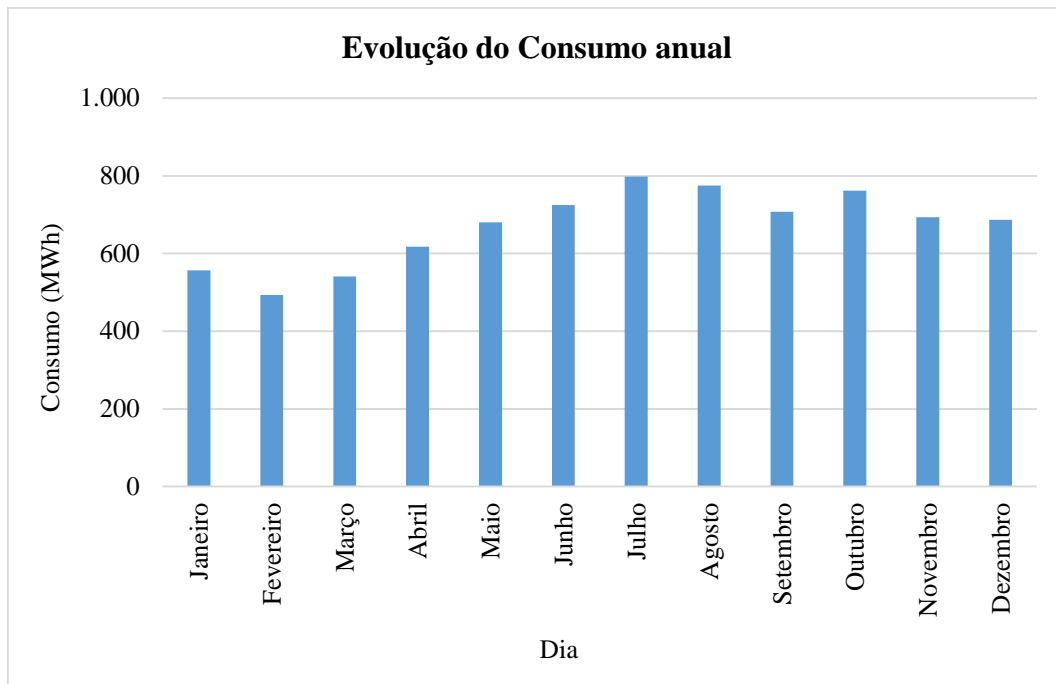


Figura 78: Evolução do consumo anual (Caso 4)

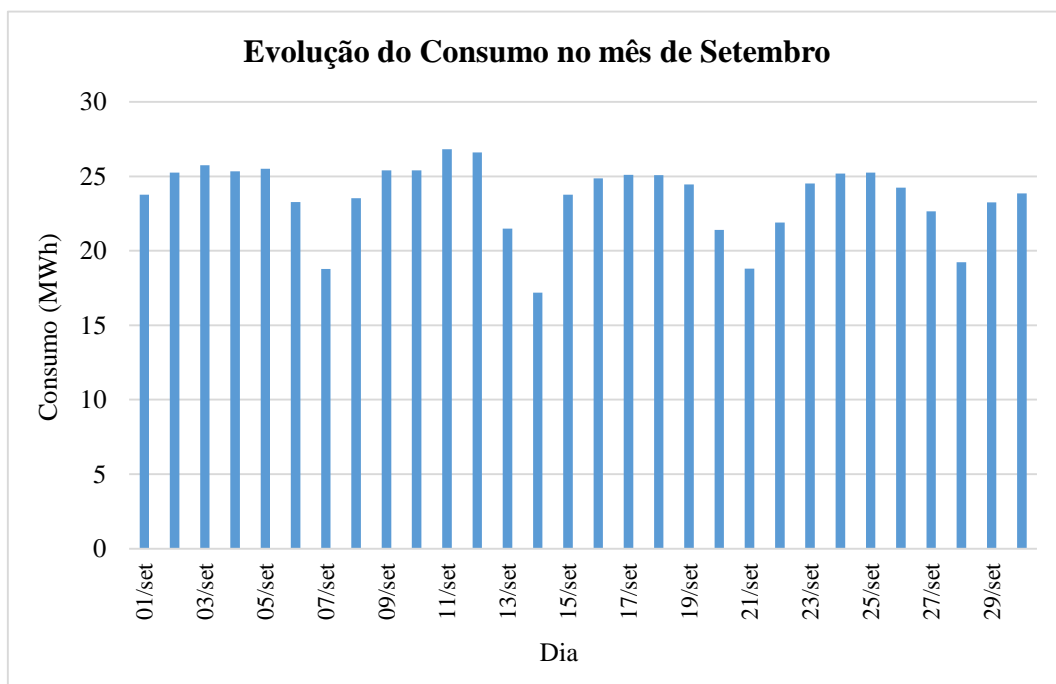


Figura 79: Evolução do consumo no mês de Setembro (Caso 4)

Relativamente ao Figura 79, constata-se uma redução do consumo nos dias não úteis, visto que não existir laboração durante este período. Contudo, o principal setor consumidor de energia contínua em funcionamento.

6.2.2.1 Resultados

Relativamente ao caso 4, a estratégia adotada, passou por analisar o impacto que se poderia ter na instalação de consumo caso a UPAC estivesse orientada de modo a aumentar as poupanças do sistema, ou seja, com decline e azimute definidos de modo a maximizar as poupanças económicas na instalação de consumo.

Tendo em consideração que a estratégia do Autoconsumo passa, também, por diminuir o consumo de energia proveniente da rede, e sabendo que esta energia, proveniente da rede, apresenta diferentes custos ao longo do dia, a estratégia adotada nesta simulação, passou por verificar a viabilidade de orientar a UPAC a nascente, por forma a maximizar a geração de energia nas horas de ponta, período no qual o custo da energia é mais elevado e a potência média solicitada é também taxada.

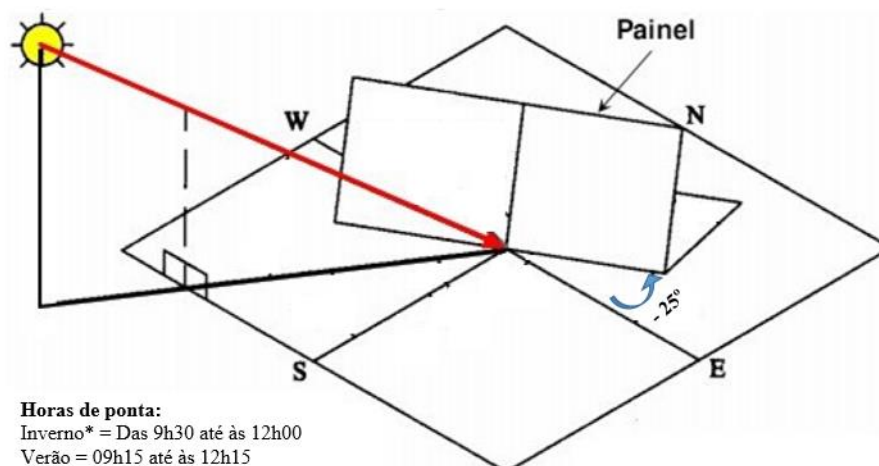


Figura 80: Exemplo da solução proposta para a caso 4 [adaptado]

A título de exemplo, tal como se pode verificar na Figura 80, a estratégia adotada passa por analisar o impacto que pode resultar com a orientação da UPAC com azimute de -25° . Na Figura 81, a orientação da UPAC com azimute de -25° implica uma redução na produção total de energia face a uma instalação clássica (azimute 0°). Contudo, e tal como se pode analisar no mesmo gráfico, denota-se um aumento da produção nas primeiras horas de radiação do dia, facto que coincide com o período no qual a energia proveniente da rede é mais cara.

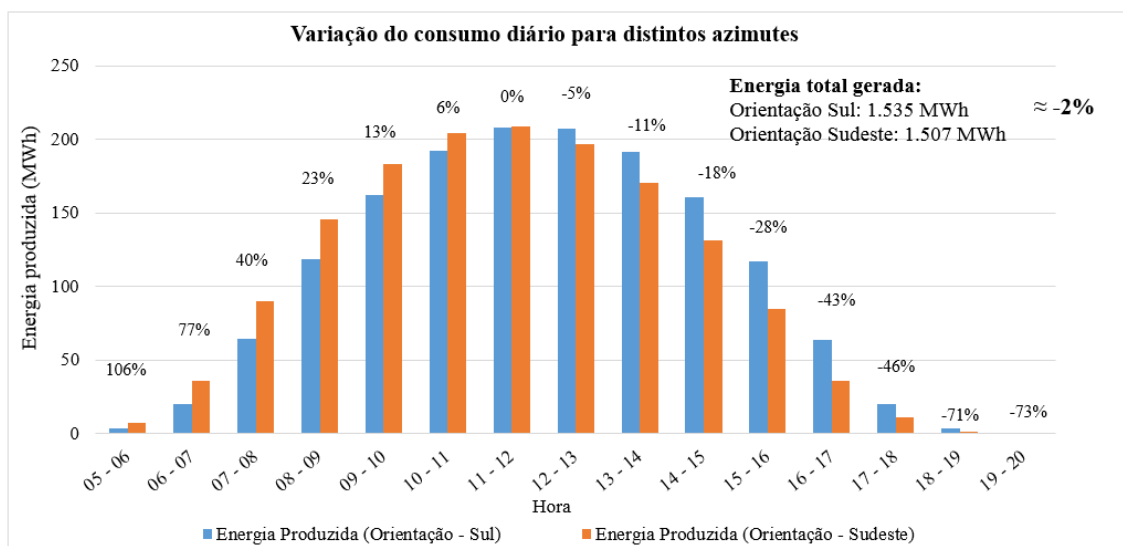


Figura 81: Impacto com a orientação da central a sudeste (Caso 4)

Relativamente ao caso em estudo, de modo a analisar o impacto que a UPAC poderá imprimir na instalação de consumo quando orientada a Sudeste em detrimento à clássica orientação a Sul, é conveniente compreender a real distribuição do consumo. Ou seja, tal como se pode verificar na Tabela 26 e Tabela 27, o consumo médio anual verificado durante as horas de ponta, apenas representa 12,6% do consumo de energia total na instalação de consumo, valor que é incrementado apenas para 16,4% quando está em causa os gastos em energia.

Neste caso em termos económicos, procurar orientar a UPAC de modo a favorecer a produção de energia nas primeiras horas do dia, pode não resultar em elevadas poupanças, dado que o consumo e custo total verificado neste período não têm uma elevada representabilidade no total.

Tabela 26: Distribuição do consumo Atual (sem UPAC)

Mês	Distribuição do consumo Atual							
	Pontas		Cheias		Vazio		S.Vazio	
	kWh	%	kWh	%	kWh	%	kWh	%
Janeiro	97.833	17,6%	254.094	45,7%	134.397	24,2%	70.139	12,6%
Fevereiro	85.763	17,4%	225.565	45,7%	118.911	24,1%	63.323	12,8%
Março	93.609	17,3%	245.363	45,3%	135.158	25,0%	67.235	12,4%
Abril	61.168	9,9%	298.466	48,3%	179.027	29,0%	79.048	12,8%
Maio	67.322	9,9%	332.931	48,9%	188.899	27,8%	91.313	13,4%
Junho	72.373	10,0%	351.192	48,4%	205.369	28,3%	95.969	13,2%
Julho	77.999	9,8%	406.189	50,9%	195.682	24,5%	118.444	14,8%
Agosto	67.984	8,8%	354.543	45,7%	233.983	30,2%	118.663	15,3%
Setembro	69.967	9,9%	354.940	50,2%	175.659	24,8%	107.070	15,1%
Outubro	75.681	9,9%	386.280	50,7%	185.578	24,4%	114.107	15,0%
Novembro	107.777	15,5%	289.833	41,8%	193.010	27,8%	102.727	14,8%
Dezembro	105.727	15,4%	274.290	40,0%	206.289	30,1%	100.170	14,6%
Média	81.933	12,6%	314.474	46,8%	179.330	26,7%	94.017	13,9%

Tabela 27: Distribuição do custo Atual (Apenas termo energia)

Mês	Distribuição do custo Atual							
	Pontas		Cheias		Vazio		S.Vazio	
	€	%	€	%	€	%	€	%
Janeiro	11.006	22,5%	23.459	47,9%	9.840	20,1%	4.647	9,5%
Fevereiro	9.648	22,2%	20.825	48,0%	8.706	20,1%	4.195	9,7%
Março	10.531	22,2%	22.653	47,7%	9.896	20,8%	4.454	9,4%
Abril	6.881	13,0%	27.556	52,2%	13.108	24,8%	5.237	9,9%
Maió	7.574	13,0%	30.738	52,8%	13.831	23,8%	6.049	10,4%
Junho	8.142	13,1%	32.424	52,3%	15.036	24,3%	6.358	10,3%
Julho	8.775	12,8%	37.502	54,8%	14.327	20,9%	7.847	11,5%
Agosto	7.648	11,7%	32.734	50,1%	17.132	26,2%	7.861	12,0%
Setembro	7.871	13,0%	32.770	54,1%	12.861	21,2%	7.093	11,7%
Outubro	8.514	13,0%	35.664	54,6%	13.587	20,8%	7.559	11,6%
Novembro	12.125	20,3%	26.759	44,7%	14.132	23,6%	6.805	11,4%
Dezembro	11.894	20,2%	25.324	43,0%	15.104	25,6%	6.636	11,3%
Média	9.218	16,4%	29.034	50,2%	13.130	22,7%	6.228	10,7%

Resumindo, a orientação da UPAC a nascente, em detrimento de Sul, favorece a produção de energia nas primeiras horas do dia, contudo, após o meio-dia solar este facto não se denota, dado que a produção é influenciada negativamente (Figura 81).

Para esta simulação, quando verificado apenas o novo consumo de energia proveniente da rede elétrica, de acordo com a Figura 82, denota-se uma redução crescente no novo consumo de energia em horas de ponta, quando se opta por orientar a UPAC a nascente. Contudo, e tal como se pode também verificar, o novo consumo em horas de cheia, apresenta um crescimento contrario quando está em análise a UPAC orientada em nascente, pois a geração de energia neste período será menor quando comparado com a orientação a sul.

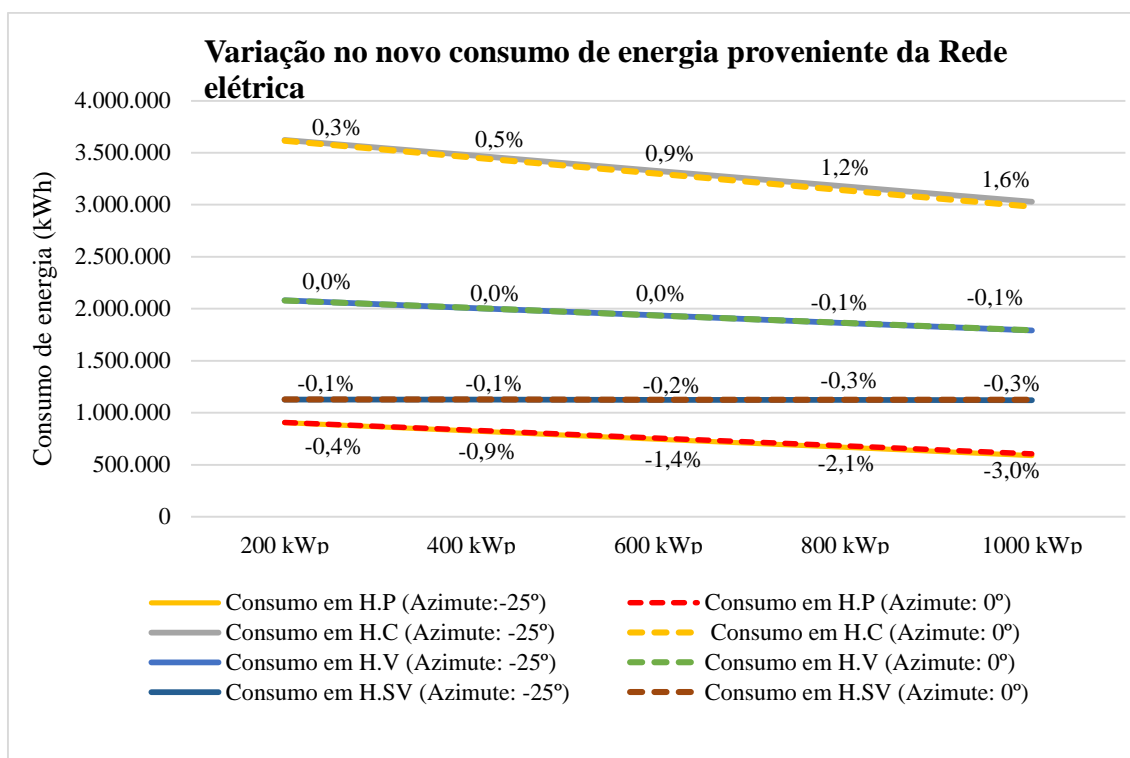


Figura 82: Variação do consumo com a UPAC (Caso 4)

Relativamente a Figura 83, para esta simulação, verifica-se que em termos globais a poupança obtida com a orientação da UPAC a Sudeste é superior do que quando orientada a Sul, apesar de a variação ser pouco significativa para este caso, devido à reduzida representabilidade do consumo de energia em horas de ponta. Verifica-se ainda, que quando a UPAC está orientada a Sudeste, para esta simulação, há maior excedente de energia quando comparado com o mesmo caso orientado a Sul.

Este facto deve ser tido em consideração quando está em causa a instalação de uma UPAC numa instalação de consumo com estas características (orientação à nascente), pois o perfil de consumo onde a UPAC vai atuar poderá ser inferior (em termos de energia) do que o perfil quando a UPAC está orientada a Sul.

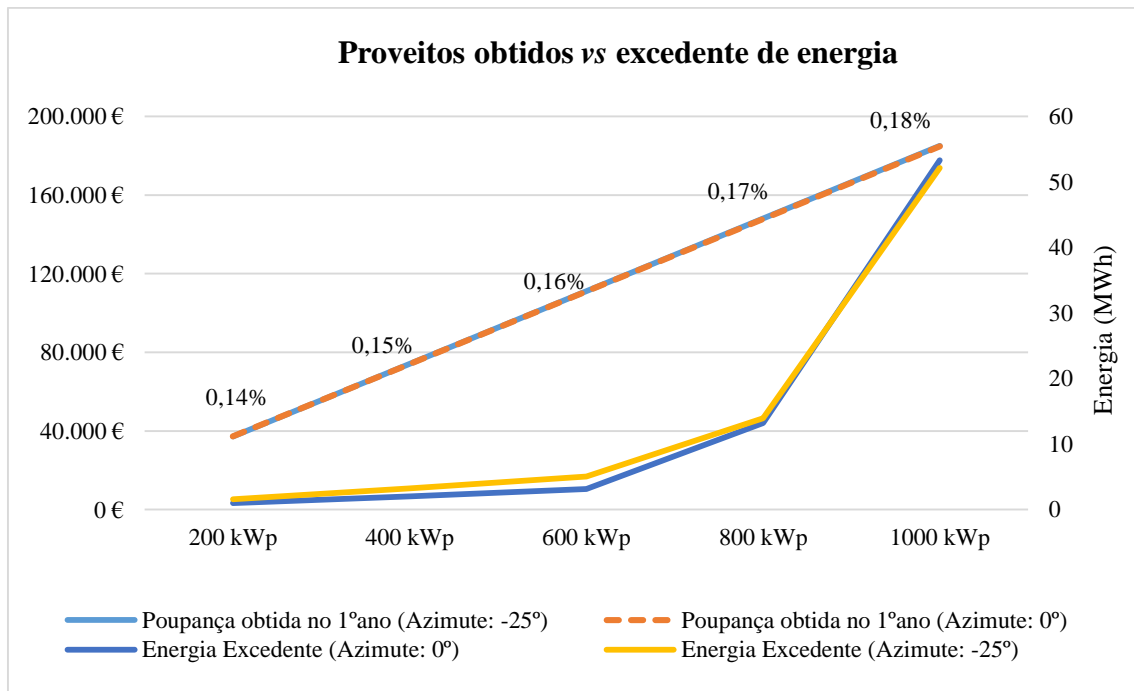


Figura 83: Proveitos obtidos vs excedente de energia (Caso 4)

Consequentemente ao apresentado anteriormente, para esta simulação, verifica-se que a UPAC orientada a Sudeste apresenta uma TIR bem como PRI mais favorável, apesar que, para este caso, a diferença verificada entre estes dois indicadores é diminuta.

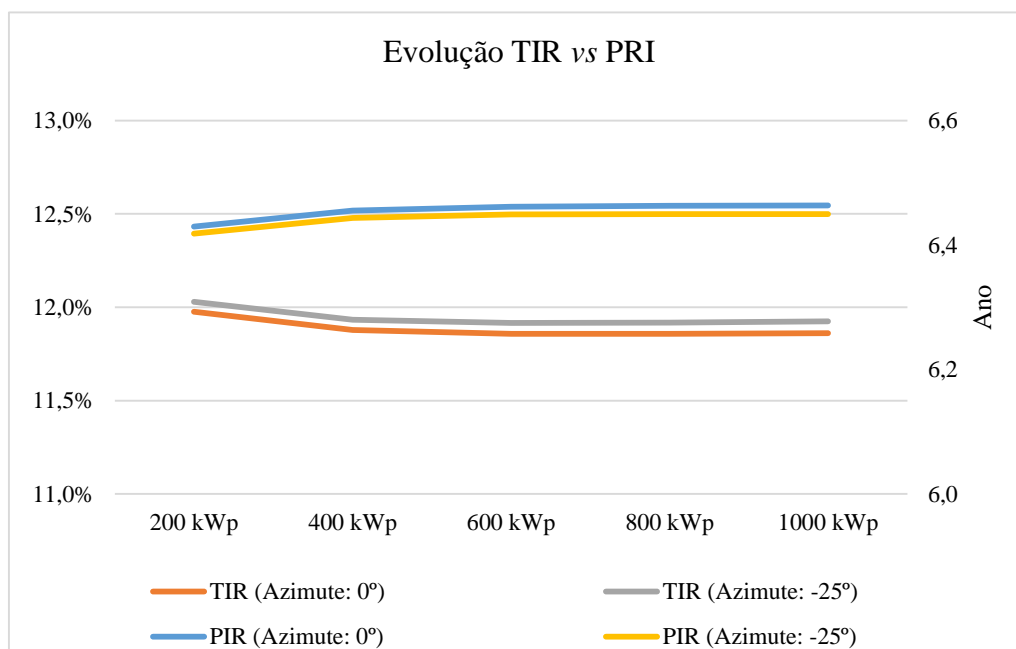


Figura 84: Evolução da TIR vs PRI (Caso 4)

Em suma, pode-se concluir que, quando está em causa a análise de uma UPAC com diferentes orientações, é necessário ter especial atenção:

1. À real distribuição dos consumos pelos períodos horários existentes, pois ao orientar uma UPAC para atuar, preferencialmente, em horas de ponta pode não resultar diretamente em elevadas poupanças económicas, dado que os gastos/consumo total durante este período pode ter pouco peso na faturação total de energia.
2. O diagrama de cargas onde a UPAC irá atuar não será análogo ao de uma UPAC orientada a Sul, facto que pode influenciar, positiva ou negativamente, na potência de pico a instalar.
3. A rentabilidade de uma UPAC com estas características terá uma relação proporcionalmente direta com a diferença entre o custo da energia em horas de ponta e horas de cheia, tendo sempre em consideração o referido na alínea 1.

CAPÍTULO 7

Conclusão

Em Portugal, com especial impacto nos últimos anos, o setor fotovoltaico encontra-se notoriamente fragilizado devido à constante degradação verificada ao nível das tarifas de bonificação associadas aos programas da mini e microprodução. Muito por culpa da conjuntura económica que o país tem vindo a atravessar, verificou-se que este tipo de incentivos têm vindo a diminuir, o que não deixava de ser previsível em situações normais, dado que a valorização atribuída à energia oriunda destes sistemas era claramente superior ao preço da energia ao nível do mercado. Deste modo, o setor que até então apresentou uma taxa de crescimento quase exponencial é posto em causa, dado que os períodos de retorno associados aumentaram claramente.

Por forma a contornar esta situação o mercado, a nível Europeu, evoluiu e impôs um novo sistema de produção de energia descentralizada, abrindo portas ao Autoconsumo. O Autoconsumo surge em Portugal como resposta ao problema que se tinha vindo a verificar com a mini e microprodução de energia, e apresenta-se como uma possível solução, viável, ao nível técnico-económico.

Com a elaboração desta dissertação, foram sintetizados os principais marcos na evolução do setor da EE em Portugal, onde se procurou evidenciar os principais estímulos para o aparecimento do atual mercado liberalizado de EE. Apresentou-se ainda a atual estrutura deste setor e, ao nível do retalho, evidenciou-se as atuais quotas de mercado.

Pretendeu-se ainda apresentar as principais tipologias de Autoconsumo existentes, bem como, o modo de funcionamento associado, onde se podem encontrar sistemas a operarem puramente para suprimir necessidades, ou a injetar excedentes de energia na rede elétrica. Como consequência, apresentaram-se ainda os sistemas de financiamento tipicamente aplicáveis no setor fotovoltaico, dos quais alguns se verificam em Portugal. Tendo em consideração a possibilidade para a implementação do Autoconsumo em Portugal, referiram-se ainda alguns benefícios associados a este sistema bem como algumas considerações que devem ser tomadas aquando do dimensionamento destes. Ou seja, ao nível da definição da potência ideal para a UPAC, deve haver um consenso entre as partes interessadas, de modo a definir o(s) principal(is) objetivo(s) para o sistema em Autoconsumo.

Posteriormente, procurou-se resumir a evolução verificada ao nível da pequena produção descentralizada de energia, onde se referiu a evolução verificada ao nível legal até à atualidade. Relativamente aos regimes da micro e miniprodução apresentou-se estatisticamente a evolução e decrescimento verificado. Dando sequência ao panorama legal, analisou-se o novo diploma legal, DL nº 153/2014, responsável pela regulação do mercado do Autoconsumo bem como das unidades de pequena produção (anteriores mini e microprodução).

A ferramenta de cálculo desenvolvida permitiu, para um determinado consumidor, avaliar a viabilidade técnica e económica da implementação de uma UPAC, tal como apurar a potência a instalar tendo em consideração os objetivos do promotor do projeto, permitiu ainda aferir as poupanças monetárias, energéticas e analisar os principais fluxos de energia resultantes.

Uma vez que o Autoconsumo não se trata de um modelo *standard*, quando comparado com a mini e microprodução, dado que neste caso é fortemente dependente da

instalação de consumo, o objetivo definido baseou-se no estudo de quatro casos distintos com âmbito no setor industrial e residencial.

Efetuada as análises e tendo em consideração os objetivos traçados para as UPAC's, no setor residencial, salienta-se o impacto na redução da energia proveniente da rede, como uma taxa mínima de energia excedente por parte da UPAC. Contudo, o período de retorno simples associado às UPAC's, não é de todo comparável ao verificado em anos transatos para um sistema associado a este tipo de consumidor (microprodução). Ainda relativamente a este setor salienta-se que a opção por venda de energia excedente à rede não aparentou ser significativo, em termos monetários, dada a valorização obtida ser mínima.

No setor industrial, e tendo em consideração a estratégia definida, a potência instalada não foi suficiente para ter impacto significativo na instalação de consumo. Contudo, e dado que para estes clientes a fatura de eletricidade tributa potências, bem como energia repartida por quatro períodos horários, dos quais a energia gerada pela UPAC, tem maior representabilidade quando a energia proveniente da rede é mais cara, os resultados ao nível económico são sempre significativos. Por fim, verificou-se ainda o especial interesse em analisar a orientação da UPAC a nascente, facto que favorece a geração de energia em horas de ponta, e pode, em alguns casos, maximizar a rentabilidade da UPAC. Contrariamente ao referido no setor residencial, no setor industrial verificou-se que a opção por venda de energia excedente à rede aparentou ser significativa, em termos monetários, dada a valorização obtida ser considerável.

Atualmente, com o aumento significativo dos custos da eletricidade, está-se a consolidar a paridade da rede em Portugal, ou seja, está-se a consolidar um ponto em que os custos da eletricidade produzida através da tecnologia fotovoltaica são inferiores ao custo médio da EE adquirida ao comercializador de energia. Esta realidade é ainda mais expressiva se compararmos apenas períodos homólogos, ou seja, tendo em consideração o facto da EE produzida através da UPAC é verificável essencialmente nas horas de ponta e cheias.

A título de resumo, evidenciam-se ainda os seguintes pontos a ter em consideração no âmbito do autoconsumo:

1. Para uma melhor otimização económica e técnica é essencial conhecer o perfil de consumo diário e anual da instalação de consumo bem como o preço da energia nos diferentes períodos horários, pois o custo da energia por parte da rede pode ser inferior ao LCOE da UPAC;
2. Tal como verificado, quanto maior a taxa de autoconsumo maior a rentabilidade do projeto, pois o objetivo do Autoconsumo é garantir instantaneamente e dentro do possível, as necessidades locais. Por outro lado, salienta-se também que a remuneração da energia excedente injetada na rede elétrica é normalmente inferior ao LCOE da UPAC;
3. Atualmente, o aumento do Autoconsumo com a utilização de um sistema com capacidade de armazenamento não é, em geral, economicamente rentável devido ao elevado custo atual das baterias (500 €/kWh), e da componente de O&M associada a estas;
4. Após a instalação de uma UPAC, uma possível medida para maximizar a eficiência económica da instalação de consumo poderá passar pela seleção do tarifário que melhor se adequa às novas necessidades por parte da rede elétrica;
5. Ao nível industrial, o dimensionamento de uma UPAC com injeção na rede elétrica crê-se como uma boa prática sempre que não existam garantias que o consumo é sempre superior à produção, tendo sempre em consideração o referido no ponto 2;
6. No anterior regime, as empresas focaram-se na quantidade de potência a instalar, a qual era sinónimo de maiores proveitos. Contudo, com o novo modelo, as empresas instaladoras devem focar-se fortemente no consumo do cliente, caso contrário, o risco de se verificar UPAC's mal dimensionadas e clientes insatisfeitos será elevado. Este ponto é fulcral no autoconsumo;
7. Por fim, a análise da UPAC com orientações azimutais diferentes da clássica (Sul), crê-se como um ponto interessante de estudo, dado à possibilidade de maximização da geração de energia em horas de ponta o que pode resultar num incremento significativo rentabilidade do projeto.

Como trabalho futuro propõe-se a análise ao nível da qualidade da energia nas instalações de consumo com UPAC's de grande dimensão. Tendo em consideração que estes sistemas operam tipicamente com recurso a tecnologias solares fotovoltaicas, a qualidade da energia é atualmente um ponto sensível, dado que se verifica sempre a

Conclusão

conversão de tensão contínua para alternada. Deste modo, e dada a sensibilidade de inúmeros equipamentos eletrónicos a parâmetros de tensão crê-se como um ponto sensível de análise.

Referências bibliográficas

- [1] – AZEVEDO, Manuel; SILVA, Diogo – Autoconsumo fotovoltaico. A democratização da energia. Neutro à Terra. ISSN: 1647-5496. nº13 (2014), p. 9 – 17
- [2] – SARAIVA, João; SILVA, José; LEÃO, Maria – Mercados de electricidade: Regulação e Tarifação do Uso das Redes. 1.ª Edição. Porto: FEUPedições, 2002. ISBN: 972-752-053-7
- [3] – EDP – História da Marca. [Consult. 10 Out. 2014]. Disponível em: <http://www.edp.pt/pt/aedp/sobreaedp/marcaEDP/Pages/HistoriaMarca.aspx>
- [4] – GONÇALVES, Pedro José Marques - Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Electricidade no ano de 2011. Porto: Universidade do Porto, Faculdade de Engenharia do Porto, 2012. Tese de Mestrado
- [5] – CRUZ, Luís Braga da - A liberalização do sector da energia, o MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) e o OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia - pólo português). p. 83-90. [Consult. 5 Agos. 2014]. Disponível em: <https://infoeuropa.euroid.pt/files/database/000040001-000041000/000040873.pdf>
- [6] – PARLAMENTO EUROPEU – Parlamento Europeu/ Ao seu serviço. [Consult. 2 Set. 2014]. Disponível em: http://www.europarl.europa.eu/aboutparliament/pt/displayFtu.html?ftuId=FTU_5.7.2.html
- [7] – GUEDES, Catarina Marques - A regulação no âmbito do mercado interno da electricidade: da existência de um regulador europeu único. Lisboa: Universidade Católica Portuguesa, Faculdade de Direito de Lisboa, 2012. Tese de Mestrado.
- [8] – TOMÉ, Bruno Tiago Soares Ribeiro - Previsão de Preços de Energia Eléctrica em Mercados de Electricidade – Horizonte de 24 Horas. Porto: Universidade do Porto, Faculdade de Engenharia do Porto, 2009. Tese de Mestrado.
- [9] – INESCTEC – INESCTEC [em linha]. [Consult. 25 Nov. 2014]. Disponível em: <http://www.inesctec.pt/cpes/noticias-eventos/nos-na-imprensa/o-sistema-eletrico-nacional-2013-regulacao-e-tarifas-perspetivas-de-evolucao-e-desafios/>
- [10] – GOMES, Mário Helder Rodrigues - Novos mecanismos de mercado de energia eléctrica e de serviços auxiliares em sistemas eléctricos. Porto: Universidade do Porto, Faculdade de Engenharia do Porto, 2007. Tese de Doutoramento.
- [11] - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – Caracterização do Sector Eléctrico. [Consult. 02 Abr. 2014]. Disponível em: <http://paginas.fe.up.pt/~mam/Sector2001x.pdf>

- [12] – REN – Dados Técnicos 2013. [em linha]. (2014), p. 1-36. [Consult. 02 Fev. 2015]. Disponível em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Paginas/DadosTecnicos.aspx>. ISSN 2182-5793
- [13] – COSTA, Sara Daniela Magalhães - Simulação de modelos de remuneração e estudo de mercado para sistemas fotovoltaicos de autoconsumo. Porto: Universidade do Porto, Faculdade de Engenharia do Porto, 2014. Tese de Mestrado.
- [14] – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos - liberalização do mercado elétrico. 2014. p. 1-9. [Consult. 02 Mar. 2015]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacaoosector/informacaosobreomercadoliberalizado/2014/Paginas/2014.aspx>
- [15] – Energia Eólica – Energia Eólica. [Consult. 02 Mar. 2015]. Disponível em: <http://evolucaoenergiaeolica.wordpress.com/aerogerador-de-eixo-horizontal/>
- [16] – GARCIA, David – Poupar com Autoconsumo. [Consult. 02 Mar. 2014]. Disponível em: <http://www.prestenergia.com/ficheiros/conteudos/files/Autoconsumo.pdf>
- [17] – ALVES, Cláudio Bruno Alexandre - Net metering: definição de metodologia e estudo de caso. Lisboa: Universidade de Lisboa, Faculdade de Ciências e Tecnologia, 2014. Tese de Mestrado.
- [18] – MASSON, Gaëtan; ORLANDI, Sinead; REKINGER, Manoël - Global Market Outlook. Bélgica: Tom Rowe. [Consult. 02 Out. 2014]. Disponível em: <http://www.epia.org/news/publications/global-market-outlook-for-photovoltaics-2014-2018/>. ISBN 9789082228403.
- [19] – MONTEIRO, Cláudio – Eficiência Energética e Autoconsumo. Industria Ambiente. Porto. ISSN 1645-1382. n.º 90 (2015), p. 18-19
- [20] – GARCIA, Geuffer Prado - Avaliação Económica de Centrais Eólicas e Fotovoltaicas em Portugal Continental. Análise de Sensibilidade. Lisboa: Universidade de Lisboa, Faculdade de Ciências, 2013. Tese de Mestrado.
- [21] - Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2015, Lisboa, 2014. [Consult. 02 Fev. 2015]. Disponível em: http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2015/Documents/PaginaPrincipal/20141212_COMUNICADO%20TARIFAS%20EE_2015.pdf
- [22] – PVPARITY - PV competitiveness. [Consult. 02 Dez. 2014]. Disponível em: <http://www.pvparity.eu/results/pv-competitiveness/>

- [23] – Dinheiro Vivo - Eletricidade: As 7 vantagens do autoconsumo. [Consult. 02 Fev. 2015]. Disponível em: http://www.dinheirovivo.pt/economia/interior.aspx?content_id=4408988&page=1
- [24] – COSTA, Jorge Mendonça e - A Cogeração em Portugal. [Consult. 25 Mar. 2014]. Disponível em: http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/20111011_a_cogeracao_em_portugal_jcosta_3151973594e9c06136b97c.pdf
- [25] – EDP - procedimentos de licenciamento de instalações eléctricas de microprodução com autoconsumo do grupo ii. [Consult. 25 Mar. 2014]. Disponível em: https://www.edpsu.pt/pt/PRE/produtor_consumidorBT/LicenciamentoDocs/Licenciamento.pdf
- [26] – EFACEC – Áreas de Negócio. [Consult. 30 Mar. 2014]. Disponível em: http://www.efacec.pt/PresentationLayer/efacec_produto_01.aspx?idioma=1&idProduto=245
- [27] – APESF – Sector Fotovoltaico. [Consult. 30 Dez. 2014]. Disponível em: http://www.bright-solar.pt/Carta_Aberta_Sector_Fotovoltaico_2014.pdf
- [28] – Renováveis na hora – Estatísticas. [Consult. 03 Jan. 2015]. Disponível em: <http://www.renovaveisnahaora.pt/web/srm/estatisticas>
- [29] – Governo de Portugal - Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída. [Consult. 03 Jan. 2015]. Disponível em: http://www.portugal.gov.pt/media/1513250/enquadramento_do_novo_regime_de_producao_distribuida.pdf
- [30] – OMIE – ResultadosMercado. [Consult. 03 Jan. 2015]. Disponível em: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>
- [31] – Entidade Reguladora dos Serviços de Energéticos - Perfis de perdas, perfis de consumo e perfis de produção. [Consult. 15 Fev. 2015]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/acessoasredesaasinterligacoes/Paginas/PerfishorariosdeperdasedeconsumoemBTEBTNeIP.aspx?master=ErsePrint.master>
- [32] – Entidade Reguladora dos Serviços de Energéticos - Caracterização da procura de energia eléctrica em 2015. [Consult. 25 Mar. 2015]. Disponível em: [http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2015/Documents/PaginaPrincipal/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20Procura%20EE%202015%20\(Final-Dez14\).pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2015/Documents/PaginaPrincipal/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20Procura%20EE%202015%20(Final-Dez14).pdf)
- [33] – Entidade Reguladora dos Serviços de Energéticos - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental. [Consult. 01 Abr. 2015]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/CicloSemanalTodosFornecPtCont.aspx>

[34] – EUROSTAT - Energy statistics natural gas and electricity prices. [Consult. 06 Fev. 2015]. Disponível em: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>

Anexos

Anexo 1 – Exemplo da análise energética no setor residencial (Segunda-Sexta)

JANEIRO																																																																																																																																																																																
Segunda - Sexta																																																																																																																																																																																
	00h-01h	01h-02h	02h-03h	03h-04h	04h-05h	05h-06h	06h-07h	07h-08h	08h-09h	09h-10h	10h-11h	11h-12h	12h-13h	13h-14h	14h-15h	15h-16h	16h-17h	17h-18h	18h-19h	19h-20h	20h-21h	21h-22h	22h-23h	23h-24h	Total (kWh)																																																																																																																																																							
Fluxo de energia	<table border="1"> <tr> <td>Produção (kWh)</td> <td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,1</td><td>0,5</td><td>0,6</td><td>0,7</td><td>0,7</td><td>0,7</td><td>0,7</td><td>0,6</td><td>0,5</td><td>0,1</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>5,34</td> </tr> <tr> <td>Consumo (kWh)</td> <td>0,2</td><td>0,2</td><td>0,2</td><td>0,3</td><td>0,2</td><td>0,3</td><td>0,3</td><td>0,6</td><td>0,6</td><td>0,6</td><td>1,0</td><td>1,3</td><td>1,5</td><td>1,0</td><td>0,8</td><td>0,5</td><td>0,6</td><td>0,7</td><td>0,9</td><td>1,4</td><td>1,0</td><td>0,8</td><td>0,6</td><td>0,5</td><td>13,24</td> </tr> <tr> <td>Novo consumo real (kWh)</td> <td>0,2</td><td>0,2</td><td>0,2</td><td>0,3</td><td>0,2</td><td>0,3</td><td>0,3</td><td>0,4</td><td>0,2</td><td>0,0</td><td>0,3</td><td>0,3</td><td>0,3</td><td>0,3</td><td>0,2</td><td>0,0</td><td>0,4</td><td>0,7</td><td>0,9</td><td>1,4</td><td>1,0</td><td>0,8</td><td>0,6</td><td>0,5</td><td>10,25</td> </tr> <tr> <td>Energia consumida (kWh)</td> <td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,1</td><td>0,5</td><td>0,6</td><td>0,7</td><td>0,7</td><td>0,7</td><td>0,7</td><td>0,6</td><td>0,5</td><td>0,1</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>5,34</td> </tr> <tr> <td>Injeção na rede (kWh)</td> <td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,0</td><td>0,00</td> </tr> </table>																								Produção (kWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,34	Consumo (kWh)	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,6	0,6	0,6	1,0	1,3	1,5	1,0	0,8	0,5	0,6	0,7	0,9	1,4	1,0	0,8	0,6	0,5	13,24	Novo consumo real (kWh)	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,4	0,2	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,0	0,4	0,7	0,9	1,4	1,0	0,8	0,6	0,5	10,25	Energia consumida (kWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,34	Injeção na rede (kWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00																					
Produção (kWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,34																																																																																																																																																						
Consumo (kWh)	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,6	0,6	0,6	1,0	1,3	1,5	1,0	0,8	0,5	0,6	0,7	0,9	1,4	1,0	0,8	0,6	0,5	13,24																																																																																																																																																							
Novo consumo real (kWh)	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,4	0,2	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,0	0,4	0,7	0,9	1,4	1,0	0,8	0,6	0,5	10,25																																																																																																																																																							
Energia consumida (kWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,34																																																																																																																																																							
Injeção na rede (kWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00																																																																																																																																																							
Fluxo de energia	0,018	0,017	0,019	0,025	0,020	0,024	0,024	0,044	0,076	0,078	0,124	0,156	0,168	0,114	0,097	0,062	0,066	0,080	0,106	0,172	0,125	0,073	0,047	0,040	0,440																																																																																																																																																							
Faturação anual	<table border="1"> <tr> <td>Custo Potência (€)</td> <td colspan="24">0,330</td> </tr> <tr> <td>Imposto especial consumo eletricidade (€)</td> <td colspan="24">0,002</td> </tr> <tr> <td>Total do custo (€)</td> <td colspan="24">2,169</td> </tr> <tr> <td>Custo efetivo (€/kWh)</td> <td colspan="24">0,137</td> </tr> </table>																								Custo Potência (€)	0,330																								Imposto especial consumo eletricidade (€)	0,002																								Total do custo (€)	2,169																								Custo efetivo (€/kWh)	0,137																																																																											
Custo Potência (€)	0,330																																																																																																																																																																															
Imposto especial consumo eletricidade (€)	0,002																																																																																																																																																																															
Total do custo (€)	2,169																																																																																																																																																																															
Custo efetivo (€/kWh)	0,137																																																																																																																																																																															
Faturação com Autoc consumo	<table border="1"> <tr> <td>Custo energia da rede (€)</td> <td>0,018</td><td>0,017</td><td>0,019</td><td>0,025</td><td>0,020</td><td>0,024</td><td>0,024</td><td>0,033</td><td>0,019</td><td>0,063</td><td>0,037</td><td>0,089</td><td>0,071</td><td>0,051</td><td>0,023</td><td>0,085</td><td>0,051</td><td>0,080</td><td>0,106</td><td>0,172</td><td>0,125</td><td>0,073</td><td>0,047</td><td>0,040</td><td>0,440</td> </tr> <tr> <td>Custo energia gerada (€)</td> <td>0,000</td><td>0,000</td><td>0,000</td><td>0,000</td><td>0,000</td><td>0,000</td><td>0,000</td><td>0,012</td><td>0,040</td><td>0,022</td><td>0,037</td><td>0,062</td><td>0,062</td><td>0,037</td><td>0,032</td><td>0,046</td><td>0,011</td><td>0,080</td><td>0,080</td><td>0,080</td><td>0,080</td><td>0,080</td><td>0,080</td><td>0,080</td><td>0,800</td> </tr> <tr> <td>Imposto especial consumo eletricidade (€)</td> <td colspan="24">0,001</td> </tr> <tr> <td>Custo Potência (€)</td> <td colspan="24">0,330</td> </tr> <tr> <td>Total do custo (€)</td> <td colspan="24">1,859</td> </tr> <tr> <td>Custo efetivo (€/kWh)</td> <td colspan="24">0,123</td> </tr> </table>																								Custo energia da rede (€)	0,018	0,017	0,019	0,025	0,020	0,024	0,024	0,033	0,019	0,063	0,037	0,089	0,071	0,051	0,023	0,085	0,051	0,080	0,106	0,172	0,125	0,073	0,047	0,040	0,440	Custo energia gerada (€)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,012	0,040	0,022	0,037	0,062	0,062	0,037	0,032	0,046	0,011	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,800	Imposto especial consumo eletricidade (€)	0,001																								Custo Potência (€)	0,330																								Total do custo (€)	1,859																								Custo efetivo (€/kWh)	0,123																							
Custo energia da rede (€)	0,018	0,017	0,019	0,025	0,020	0,024	0,024	0,033	0,019	0,063	0,037	0,089	0,071	0,051	0,023	0,085	0,051	0,080	0,106	0,172	0,125	0,073	0,047	0,040	0,440																																																																																																																																																							
Custo energia gerada (€)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,012	0,040	0,022	0,037	0,062	0,062	0,037	0,032	0,046	0,011	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,800																																																																																																																																																							
Imposto especial consumo eletricidade (€)	0,001																																																																																																																																																																															
Custo Potência (€)	0,330																																																																																																																																																																															
Total do custo (€)	1,859																																																																																																																																																																															
Custo efetivo (€/kWh)	0,123																																																																																																																																																																															

Anexo 2 – Situação exemplo do menu de análise económica

Análise Económica																		
Ano	Balanco Energético				Situação atual			Com Autoconsumo					Cash flow (€)	Cash flow descontado (€)	Rentabilidade anual bruta (%)			
	Consumo total (kWh)	Produção total (kWh)	Energia Autoconsumida (kWh)	Consumo da rede (kWh)	Injeção na Rede (kWh)	Tarifa média efetiva (€/kWh)	Fatura elétrica média anual (€)	Tarifa média efetiva (€/kWh)	Fatura elétrica média anual (€)	Tarifa Venda (€/kWh)	Provetos com a injeção na rede (€)	Custo anual efetivo (€)				Tarifa total efetiva (€/kWh)	O&M (€)	Poupança anual (€)
1	5.000	3.616	2.659	2.341	957	0,14 €	705,6 €	0,17 €	388,0 €	0,05 €	47,8 €	340,1 €	0,07 €	45 €	320,5 €	312,7 €	-3.600,0 €	8,9%
2	5.000	3.580	2.632	2.368	947	0,14 €	723,3 €	0,17 €	402,2 €	0,05 €	48,5 €	353,7 €	0,07 €	46 €	333,5 €	307,9 €	-3.279,5 €	9,0%
3	5.000	3.544	2.606	2.394	938	0,15 €	741,4 €	0,17 €	416,8 €	0,05 €	49,3 €	367,6 €	0,07 €	47 €	326,5 €	303,2 €	-2.956,0 €	9,1%
4	5.000	3.509	2.580	2.420	928	0,15 €	759,9 €	0,18 €	431,9 €	0,05 €	50,0 €	381,9 €	0,08 €	48 €	329,5 €	298,5 €	-2.629,5 €	9,2%
5	5.000	3.473	2.554	2.446	919	0,16 €	778,9 €	0,18 €	447,4 €	0,06 €	50,7 €	396,7 €	0,08 €	50 €	332,5 €	293,9 €	-2.300,0 €	9,2%
6	5.000	3.439	2.529	2.471	910	0,16 €	798,4 €	0,19 €	463,4 €	0,06 €	51,5 €	411,9 €	0,08 €	51 €	335,5 €	289,3 €	-1.967,5 €	9,3%
7	5.000	3.404	2.503	2.497	901	0,16 €	818,3 €	0,19 €	479,9 €	0,06 €	52,2 €	427,6 €	0,09 €	52 €	338,5 €	284,8 €	-1.631,9 €	9,4%
8	5.000	3.370	2.478	2.522	892	0,17 €	838,8 €	0,20 €	496,8 €	0,06 €	53,0 €	443,8 €	0,09 €	53 €	341,5 €	280,3 €	-1.293,4 €	9,5%
9	5.000	3.337	2.454	2.546	883	0,17 €	859,8 €	0,20 €	514,2 €	0,06 €	53,8 €	460,4 €	0,09 €	55 €	344,5 €	275,9 €	-951,9 €	9,6%
10	5.000	3.303	2.429	2.571	874	0,18 €	881,3 €	0,21 €	532,1 €	0,06 €	54,6 €	477,6 €	0,10 €	56 €	347,5 €	271,5 €	-607,4 €	9,7%
11	5.000	3.274	2.405	2.595	865	0,18 €	903,3 €	0,21 €	552,1 €	0,06 €	55,4 €	494,8 €	0,10 €	57 €	350,5 €	267,1 €	-259,9 €	9,7%
12	5.000	3.241	2.382	2.618	856	0,19 €	925,9 €	0,20 €	574,6 €	0,07 €	56,2 €	512,8 €	0,11 €	58 €	353,5 €	262,7 €	91,6 €	14,3%
13	5.000	3.208	2.359	2.641	847	0,19 €	949,0 €	0,20 €	597,1 €	0,07 €	57,0 €	531,1 €	0,11 €	59 €	356,5 €	258,3 €	591,6 €	14,3%
14	5.000	3.175	2.336	2.664	838	0,19 €	972,7 €	0,21 €	620,6 €	0,07 €	57,8 €	550,4 €	0,11 €	60 €	359,5 €	253,9 €	764,4 €	14,4%
15	5.000	3.142	2.313	2.687	829	0,20 €	997,1 €	0,21 €	645,1 €	0,07 €	58,6 €	570,7 €	0,12 €	61 €	362,5 €	249,5 €	939,0 €	14,5%
16	5.000	3.109	2.290	2.710	820	0,20 €	1.022,0 €	0,22 €	670,6 €	0,07 €	59,4 €	592,0 €	0,12 €	62 €	365,5 €	245,1 €	1.115,2 €	14,5%
17	5.000	3.076	2.267	2.733	811	0,20 €	1.047,5 €	0,22 €	696,1 €	0,07 €	60,2 €	614,3 €	0,12 €	63 €	368,5 €	240,7 €	1.293,1 €	14,8%
18	5.000	3.043	2.244	2.756	802	0,21 €	1.073,7 €	0,23 €	722,6 €	0,08 €	61,0 €	637,6 €	0,13 €	64 €	371,5 €	236,3 €	1.472,7 €	15,0%
19	5.000	3.010	2.221	2.779	793	0,22 €	1.100,6 €	0,24 €	749,1 €	0,08 €	61,8 €	661,9 €	0,13 €	65 €	374,5 €	231,9 €	1.654,0 €	15,1%
20	5.000	3.000	2.200	2.780	780	0,22 €	1.128,1 €	0,24 €	777,1 €	0,08 €	62,6 €	687,7 €	0,14 €	66 €	377,5 €	227,5 €	1.837,0 €	15,3%
20	5.000	1.210	1.192	3.808	17	0,23 €	1.142,0 €	0,24 €	805,6 €	0,08 €	63,4 €	714,0 €	0,14 €	67 €	380,5 €	223,1 €	2.021,7 €	15,4%
20	5.000	1.210	1.192	3.808	17	0,23 €	1.128,1 €	0,24 €	919,1 €	0,08 €	64,2 €	741,3 €	0,14 €	68 €	383,5 €	218,7 €	2.208,1 €	15,5%

Payback Simples	7,0 Anos
Payback Descontado	9,1 Anos

VAL	1.142 €
IRR	7,9%

Anexo 3 – Análise económica - Caso 1

Análise Económica																				
Ano	Balanço Energético					Situação atual			Situação com Autoconsumo							Cash flow atualizado (€)	Cash flow anual bruto (%)	Rentabilidade anual bruta (%)		
	Consumo total (kWh)	Produção total (kWh)	Energia Autoconsumida (kWh)	Consumo da rede (kWh)	Injeção na Rede (kWh)	Tarifa média efetiva (€/kWh)	Fatura elétrica média anual (€)	Tarifa média efetiva (€/kWh)	Fatura elétrica média anual (€)	Tarifa Venda (€/kWh)	Proveitos com a injeção na rede (€)	Custo anual efetivo (€)	Tarifa total efetiva (€/kWh)	O&M (€)	Poupança anual (€)				Poupança anual atualizada (€)	Poupança anual bruta (%)
1	4.000	1.098	1.088	2.912	10	0,17 €	672,2 €	0,17 €	506,1 €	0,04 €	0,4 €	505,7 €	0,13 €	4 €	162,8 €	158,8 €	24,7%	-1.162,5 €	-1.162,5 €	14,0%
2	4.000	1.087	1.077	2.923	10	0,18 €	689,0 €	0,18 €	520,6 €	0,04 €	0,4 €	520,3 €	0,13 €	4 €	164,9 €	157,0 €	24,4%	-999,7 €	-1.003,7 €	14,0%
3	4.000	1.076	1.067	2.933	10	0,18 €	706,2 €	0,18 €	535,6 €	0,04 €	0,4 €	535,2 €	0,13 €	4 €	167,1 €	155,1 €	24,2%	-834,8 €	-846,7 €	14,2%
4	4.000	1.066	1.056	2.944	10	0,18 €	723,9 €	0,19 €	551,0 €	0,04 €	0,4 €	550,6 €	0,14 €	4 €	169,2 €	153,3 €	23,9%	-667,8 €	-691,6 €	14,4%
5	4.000	1.055	1.045	2.955	10	0,19 €	742,0 €	0,19 €	566,8 €	0,04 €	0,4 €	566,4 €	0,14 €	4 €	171,4 €	151,5 €	23,6%	-498,5 €	-538,3 €	14,6%
6	4.000	1.044	1.035	2.965	9	0,19 €	760,5 €	0,20 €	583,0 €	0,04 €	0,4 €	582,6 €	0,15 €	4 €	173,7 €	149,7 €	23,3%	-327,1 €	-386,8 €	14,7%
7	4.000	1.034	1.025	2.975	9	0,19 €	779,6 €	0,20 €	599,7 €	0,04 €	0,4 €	599,3 €	0,15 €	4 €	175,9 €	148,0 €	23,1%	-153,4 €	-237,0 €	14,9%
8	4.000	1.024	1.014	2.986	9	0,20 €	799,0 €	0,21 €	616,8 €	0,04 €	0,4 €	616,4 €	0,15 €	4 €	178,2 €	146,2 €	22,8%	22,5 €	-89,0 €	15,1%
9	4.000	1.013	1.004	2.996	9	0,20 €	819,0 €	0,21 €	634,4 €	0,05 €	0,4 €	634,0 €	0,16 €	5 €	180,5 €	144,5 €	22,5%	200,7 €	57,2 €	15,3%
10	4.000	1.003	994	3.006	9	0,21 €	839,5 €	0,22 €	652,4 €	0,05 €	0,4 €	652,0 €	0,16 €	5 €	182,8 €	142,8 €	22,3%	381,2 €	201,7 €	15,5%
11	4.000	993	984	3.016	9	0,22 €	860,5 €	0,22 €	670,9 €	0,05 €	0,4 €	670,5 €	0,17 €	5 €	185,2 €	141,1 €	22,0%	564,0 €	344,6 €	15,7%
12	4.000	983	974	3.026	9	0,22 €	882,0 €	0,23 €	690,0 €	0,05 €	0,4 €	689,5 €	0,17 €	5 €	187,6 €	139,5 €	21,8%	749,2 €	485,7 €	15,9%
13	4.000	973	965	3.035	9	0,23 €	904,0 €	0,23 €	709,5 €	0,05 €	0,4 €	709,0 €	0,18 €	5 €	190,0 €	137,8 €	21,5%	936,7 €	625,2 €	16,1%
14	4.000	964	955	3.045	9	0,23 €	926,6 €	0,24 €	729,5 €	0,05 €	0,5 €	729,1 €	0,18 €	5 €	192,4 €	136,2 €	21,3%	1.126,7 €	763,0 €	16,3%
15	4.000	954	945	3.055	9	0,24 €	949,8 €	0,25 €	750,1 €	0,05 €	0,5 €	749,7 €	0,19 €	5 €	194,9 €	134,5 €	21,0%	1.319,1 €	899,1 €	16,6%
16	4.000	944	936	3.064	9	0,24 €	973,6 €	0,25 €	771,2 €	0,05 €	0,5 €	770,8 €	0,19 €	5 €	197,3 €	132,9 €	20,8%	1.513,9 €	1.033,7 €	16,8%
17	4.000	935	927	3.073	8	0,25 €	997,9 €	0,26 €	792,9 €	0,06 €	0,5 €	792,5 €	0,20 €	6 €	199,9 €	131,3 €	20,5%	1.711,3 €	1.166,6 €	17,0%
18	4.000	926	917	3.083	8	0,26 €	1.022,8 €	0,26 €	815,2 €	0,06 €	0,5 €	814,7 €	0,20 €	6 €	202,4 €	129,8 €	20,3%	1.911,1 €	1.298,0 €	17,2%
19	4.000	916	908	3.092	8	0,26 €	1.048,4 €	0,27 €	838,1 €	0,06 €	0,5 €	837,6 €	0,21 €	6 €	205,0 €	128,2 €	20,1%	2.113,5 €	1.427,7 €	17,4%
20	4.000	907	899	3.101	8	0,27 €	1.074,6 €	0,28 €	861,6 €	0,06 €	0,5 €	861,1 €	0,22 €	6 €	207,6 €	126,7 €	19,8%	2.318,5 €	1.555,9 €	17,6%
20	4.000	907	899	3.101	8	0,27 €	1.074,6 €	0,28 €	861,6 €	0,06 €	0,5 €	861,1 €	0,22 €	6 €	207,6 €	126,7 €	19,8%	2.526,1 €	1.682,6 €	17,9%

Payback Simples	6,9 Anos	VAL	1.683 €
Payback atualizado	7,6 Anos	IIR	10,2%
LCOE		0,0777 €/kWh	

Anexo 4 – Análise económica - Caso 2

Análise Económica																				
Ano	Balanço Energético				Situação atual				Situação com Autoconsumo											
	Consumo total (kWh)	Produção total (kWh)	Energia Autoconsumida (kWh)	Consumo da rede (kWh)	Injeção na Rede (kWh)	Tarifa média efetiva (€/kWh)	Fatura elétrica média anual (€)	Tarifa média efetiva (€/kWh)	Fatura elétrica média anual (€)	Tarifa Venda (€/kWh)	Proveitos com a injeção na rede (€)	Custo anual efetivo (€)	Tarifa total efetiva (€/kWh)	O&M (€)	Poupança anual (€)	Poupança anual atualizada (€)	Poupança anual bruta (%)	Cash flow (€)	Cash flow atualizada (€)	Rentabilidade anual bruta (%)
1	20.000	5.988	5.891	14.109	97	0,18€	3.597,0€	0,18€	2.533,8€	0,04€	3,7€	2.530,2€	0,13€	20€	1.046,8€	1.021,3€	29,6%	-5.800,0€	-5.800,0€	18,0%
2	20.000	5.928	5.852	14.168	96	0,18€	3.686,9€	0,18€	2.608,0€	0,04€	3,7€	2.604,3€	0,13€	21€	1.062,1€	1.010,9€	29,3%	-4.753,2€	-4.778,7€	18,0%
3	20.000	5.869	5.773	14.227	95	0,19€	3.779,1€	0,19€	2.684,2€	0,04€	3,8€	2.680,5€	0,13€	21€	1.077,6€	1.000,7€	29,0%	-3.691,1€	-3.767,8€	18,3%
4	20.000	5.810	5.716	14.284	95	0,19€	3.873,6€	0,19€	2.762,5€	0,04€	3,8€	2.758,7€	0,14€	22€	1.093,4€	990,5€	28,7%	-2.613,4€	-2.767,1€	18,6%
5	20.000	5.752	5.658	14.342	94	0,20€	3.970,4€	0,20€	2.842,9€	0,04€	3,9€	2.839,0€	0,14€	22€	1.109,3€	980,5€	28,4%	-1.520,1€	-1.776,6€	18,9%
6	20.000	5.694	5.602	14.398	93	0,20€	4.069,7€	0,20€	2.925,5€	0,04€	3,9€	2.921,5€	0,15€	23€	1.125,5€	970,5€	28,1%	-410,7€	-796,1€	19,1%
7	20.000	5.638	5.546	14.454	92	0,21€	4.171,4€	0,21€	3.010,3€	0,04€	4,0€	3.006,3€	0,15€	23€	1.142,0€	960,7€	27,8%	1.856,7€	1.135,2€	19,7%
8	20.000	5.581	5.490	14.510	91	0,21€	4.275,7€	0,22€	3.097,4€	0,04€	4,0€	3.093,3€	0,15€	24€	1.158,6€	950,9€	27,6%	3.015,4€	2.086,1€	20,0%
9	20.000	5.525	5.435	14.565	90	0,22€	4.382,6€	0,22€	3.186,8€	0,05€	4,1€	3.182,7€	0,16€	24€	1.175,5€	941,3€	27,3%	4.190,9€	3.027,4€	20,3%
10	20.000	5.470	5.381	14.619	89	0,22€	4.492,2€	0,22€	3.278,7€	0,05€	4,2€	3.274,5€	0,16€	25€	1.192,7€	931,7€	27,0%	5.383,6€	3.959,1€	20,6%
11	20.000	5.415	5.327	14.673	88	0,23€	4.604,5€	0,23€	3.373,0€	0,05€	4,2€	3.368,8€	0,17€	26€	1.210,1€	922,3€	26,7%	6.593,7€	4.881,4€	20,9%
12	20.000	5.361	5.274	14.726	87	0,24€	4.719,6€	0,24€	3.469,9€	0,05€	4,3€	3.465,6€	0,17€	26€	1.227,8€	912,9€	26,5%	7.821,5€	5.794,3€	21,2%
13	20.000	5.308	5.221	14.779	86	0,24€	4.837,6€	0,24€	3.569,4€	0,05€	4,4€	3.565,0€	0,18€	27€	1.245,7€	903,6€	26,2%	9.067,1€	6.697,9€	21,5%
14	20.000	5.255	5.169	14.831	85	0,25€	4.958,5€	0,25€	3.671,5€	0,05€	4,4€	3.667,1€	0,18€	28€	1.263,8€	894,5€	26,0%	10.331,0€	7.592,4€	21,8%
15	20.000	5.202	5.117	14.883	85	0,25€	5.082,5€	0,25€	3.776,4€	0,05€	4,5€	3.771,9€	0,19€	28€	1.282,3€	885,4€	25,7%	11.613,2€	8.477,7€	22,1%
16	20.000	5.150	5.066	14.934	84	0,26€	5.209,5€	0,26€	3.884,1€	0,05€	4,6€	3.879,6€	0,19€	29€	1.301,0€	876,4€	25,4%	12.914,2€	9.354,1€	22,4%
17	20.000	5.098	5.016	14.984	83	0,27€	5.339,8€	0,27€	3.994,8€	0,06€	4,6€	3.990,1€	0,20€	30€	1.319,9€	867,5€	25,2%	14.234,2€	10.221,6€	22,8%
18	20.000	5.048	4.965	15.035	82	0,27€	5.473,3€	0,27€	4.108,3€	0,06€	4,7€	4.103,6€	0,21€	30€	1.339,5€	858,6€	24,9%	15.573,3€	11.080,2€	23,1%
19	20.000	4.997	4.916	15.084	81	0,28€	5.610,1€	0,28€	4.224,9€	0,06€	4,8€	4.220,2€	0,21€	31€	1.358,7€	849,9€	24,7%	16.932,1€	11.930,1€	23,4%
20	20.000	4.947	4.867	15.133	80	0,29€	5.750,4€	0,29€	4.344,7€	0,06€	4,8€	4.339,9€	0,22€	32€	1.378,5€	841,3€	24,4%	18.310,6€	12.771,4€	23,8%

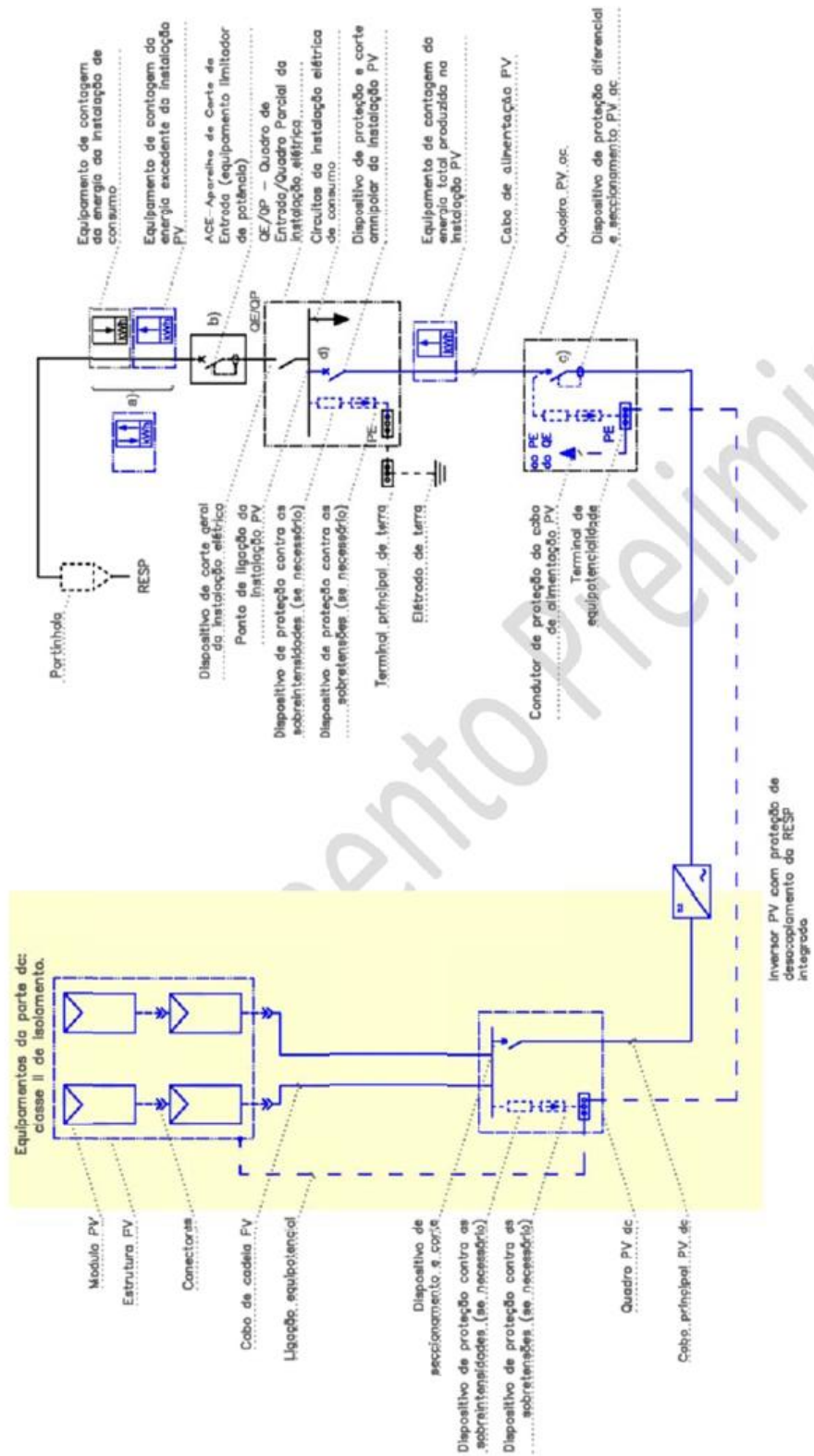
Payback Simples	5,4 Anos	VAL	12.771€
Payback Descontado	5,8 Anos	TIR	16,4%
LCOE		0,0713 €/kWh	

Anexo 5 – Análise econômica - Caso 3

Análise Econômica																	
Ano	Balanço Energético				Situação atual			Situação com Autoconsumo						Cash flow atualizado (€)	Rentabilidade de anual bruta (%)		
	Consumo total (kWh)	Produção total (kWh)	Energia Autoconsumida (kWh)	Consumo da rede (kWh)	Injeção na Rede (kWh)	Tarifa média efetiva (€/kWh)	Fatura elétrica média anual (€)	Tarifa média efetiva (€/kWh)	Tarifa Venda (€/kWh)	Provetos com a injeção na rede (€)	Custo anual efetivo (€)	Tarifa total efetiva (€/kWh)	O&M (€)			Poupança anual (€)	Poupança anual atualizada (€)
1	9.792.198	725.646	722.791	9.069.407	2.855	0,108 €	1.060.258 €	0,107 €	971.988 €	0,038 €	107,1 €	971.881 €	0,099 €	2.500 €	85.877 €	83.783 €	8,3%
2	9.792.198	718.389	715.563	9.076.635	2.826	0,111 €	1.086.765 €	0,110 €	997.082 €	0,038 €	108,7 €	996.973 €	0,102 €	2.563 €	87.229 €	83.026 €	8,3%
3	9.792.198	711.205	708.408	9.083.790	2.798	0,114 €	1.113.934 €	0,113 €	1.022.814 €	0,039 €	110,3 €	1.022.704 €	0,104 €	2.627 €	88.603 €	82.277 €	8,2%
4	9.792.198	704.093	701.324	9.090.874	2.770	0,117 €	1.141.783 €	0,115 €	1.049.203 €	0,040 €	111,9 €	1.049.091 €	0,107 €	2.692 €	89.999 €	81.535 €	8,1%
5	9.792.198	697.052	694.310	9.097.888	2.742	0,120 €	1.170.527 €	0,118 €	1.076.262 €	0,041 €	113,5 €	1.076.149 €	0,110 €	2.760 €	91.419 €	80.801 €	8,0%
6	9.792.198	690.082	687.367	9.104.831	2.715	0,123 €	1.199.585 €	0,121 €	1.104.011 €	0,042 €	115,2 €	1.103.895 €	0,113 €	2.829 €	92.861 €	80.074 €	8,0%
7	9.792.198	683.181	680.494	9.111.704	2.687	0,126 €	1.229.574 €	0,124 €	1.132.463 €	0,044 €	116,9 €	1.132.348 €	0,116 €	2.899 €	94.327 €	79.354 €	7,9%
8	9.792.198	676.349	673.689	9.118.509	2.661	0,129 €	1.260.314 €	0,127 €	1.161.644 €	0,045 €	118,6 €	1.161.525 €	0,119 €	2.972 €	95.817 €	78.644 €	7,8%
9	9.792.198	669.586	666.952	9.125.246	2.634	0,132 €	1.291.822 €	0,131 €	1.191.564 €	0,046 €	120,4 €	1.191.444 €	0,122 €	3.046 €	97.332 €	77.936 €	7,8%
10	9.792.198	662.890	660.282	9.131.916	2.608	0,135 €	1.324.117 €	0,134 €	1.222.246 €	0,047 €	122,2 €	1.222.124 €	0,125 €	3.122 €	98.871 €	77.238 €	7,7%
11	9.792.198	656.261	653.679	9.138.519	2.582	0,139 €	1.357.220 €	0,137 €	1.253.708 €	0,048 €	124,0 €	1.253.584 €	0,128 €	3.200 €	100.436 €	76.547 €	7,6%
12	9.792.198	649.698	647.143	9.145.055	2.556	0,142 €	1.391.151 €	0,141 €	1.285.970 €	0,049 €	125,8 €	1.285.844 €	0,131 €	3.280 €	102.026 €	75.862 €	7,6%
13	9.792.198	643.201	640.671	9.151.527	2.530	0,146 €	1.425.929 €	0,144 €	1.319.052 €	0,050 €	127,7 €	1.318.924 €	0,133 €	3.362 €	103.643 €	75.183 €	7,5%
14	9.792.198	636.769	634.265	9.157.933	2.505	0,149 €	1.461.578 €	0,148 €	1.352.975 €	0,052 €	129,5 €	1.352.845 €	0,138 €	3.446 €	105.286 €	74.514 €	7,4%
15	9.792.198	630.402	627.922	9.164.276	2.480	0,153 €	1.498.117 €	0,151 €	1.387.760 €	0,053 €	131,5 €	1.387.628 €	0,142 €	3.532 €	106.956 €	73.850 €	7,4%
16	9.792.198	624.098	621.643	9.170.555	2.455	0,157 €	1.535.570 €	0,155 €	1.423.428 €	0,054 €	133,4 €	1.423.295 €	0,145 €	3.621 €	108.654 €	73.192 €	7,3%
17	9.792.198	617.857	615.426	9.176.772	2.431	0,161 €	1.573.959 €	0,159 €	1.460.003 €	0,056 €	135,4 €	1.459.868 €	0,149 €	3.711 €	110.380 €	72.541 €	7,2%
18	9.792.198	611.678	609.272	9.182.926	2.406	0,165 €	1.613.308 €	0,163 €	1.497.507 €	0,057 €	137,4 €	1.497.370 €	0,153 €	3.804 €	112.135 €	71.897 €	7,2%
19	9.792.198	605.561	603.179	9.189.019	2.382	0,169 €	1.653.641 €	0,167 €	1.535.963 €	0,059 €	139,4 €	1.535.824 €	0,157 €	3.899 €	113.918 €	71.259 €	7,1%
20	9.792.198	599.506	597.147	9.195.051	2.358	0,173 €	1.694.982 €	0,171 €	1.575.395 €	0,060 €	141,4 €	1.575.254 €	0,161 €	3.997 €	115.731 €	70.627 €	7,1%

Payback Simples	6,9 Anos	VAL	915.138 €
Payback Descontado	7,7 Anos	TIR	10,1%
LCOE		0,0602 €/kWh	

Anexo 6 – Esquema de ligação tipo para UPAC com potência superior a 1,5kW e instalação de consumo ligada à RESP em BTN ou BTE*



*Aplicável também a UPAC's com potência instalada <1,5kW onde se pretenda injetar energia na RESP

