



UNIVERSIDADE DE COIMBRA

Pedro Nuno Umbelino Campos Correia

ESTUDO DE SISTEMA DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA COM ARMAZENAMENTO PARA AUTOCONSUMO NUMA INSTALAÇÃO RESIDENCIAL

Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores – Área de Especialização em Energia,
orientada pelo Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge e apresentada no
Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Universidade de Coimbra

fevereiro de 2018





**Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Faculdade de Ciências e Tecnologia
Universidade de Coimbra**

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

ESTUDO DE SISTEMA DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA COM ARMAZENAMENTO PARA AUTOCONSUMO NUMA INSTALAÇÃO RESIDENCIAL

Pedro Nuno Umbelino Campos Correia

Presidente do Júri:

Professor Doutor Aníbal Traça de Carvalho Almeida

Orientador:

Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge

Vogal:

Professor Doutor Pedro Manuel Gens de Azevedo de Matos Faia

Coimbra, 2018

Agradecimentos

O espaço limitado desta secção não me permite, seguramente, agradecer como devia, a todas as pessoas que, ao longo de todos estes anos, me apoiaram direta ou indiretamente. Desta forma, deixo apenas algumas palavras, poucas, mas com um profundo sentimento de reconhecimento e agradecimento.

Em primeiro lugar, gostaria de expressar um profundo agradecimento ao meu orientador Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge, por ter sido uma pessoa incansável a todos os níveis ao longo de todo este percurso. Agradeço toda a motivação, compreensão e disponibilidade que teve comigo.

Em segundo lugar agradeço aos meus pais por me acompanharem e orientarem durante o meu percurso académico, terem estado sempre presentes e pelos princípios e valores que me passaram durante a minha vida. Sei que posso contar sempre com eles.

À minha irmã, Inês, agradeço pela pessoa que é e pelo amor, carinho e companheirismo que tem por mim. Além de irmã, és uma amiga especial, que sempre estará ao meu lado.

Aos meus avós, Maria José e António, por terem estado sempre presentes na minha vida, acarinharem e ajudarem sempre que foi preciso.

Agradeço à minha restante família, por todo o apoio demonstrado, não só durante o meu percurso académico, como ao longo da minha vida.

Por fim gostaria de agradecer ao meus colegas e amigos que sempre estiveram presentes ao longo deste percurso e que foram fundamentais para que conseguisse terminar esta etapa.

Resumo

Portugal tem boas condições climatéricas para a integração de energias renováveis na geração de energia elétrica, especialmente a energia solar fotovoltaica, pois é um dos países com maior índice de radiação solar na Europa, podendo assim contribuir para as políticas de redução das emissões de gases de efeito de estufa.

Na presente dissertação é elaborado um estudo sobre como controlar a variabilidade que a produção de eletricidade com origem na energia solar apresenta e de como melhorar a integração deste tipo de produção para autoconsumo numa instalação. Assim, para além de um levantamento sobre a legislação que regula a atividade do autoconsumo, foram abordados temas como o armazenamento de energia, a produção fotovoltaica e a otimização do dimensionamento dos sistemas de produção com armazenamento.

O autoconsumo, atividade regulada pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, é um modelo de produção descentralizada de energia, com ou sem ligação à rede elétrica de serviço público, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis em que a energia elétrica produzida é consumida pelo produtor sempre que possível de forma a colmatar as suas necessidades de consumo. Assim, utilizando sistemas de autoconsumo, é possível reduzir o custo de energia para o consumidor final e diminuir os fluxos de potência na rede elétrica de serviço público, com conseqüente redução de perdas e/ou necessidades de expandir as redes para acompanhar o crescimento do consumo.

O objetivo desta dissertação é avaliar se a aplicação de sistemas de autoconsumo fotovoltaicos e o uso de sistemas de armazenamento (baterias) em instalações habitacionais terá impactos na redução da compra de energia elétrica proveniente da rede elétrica e na conseqüente diminuição do custo de energia para o consumidor. A abordagem implementada passou pelo recurso ao uso de baterias de diferentes capacidades (1,25 kWh, 2,5 kWh, 3,75 kWh, 5 kWh e 6,25 kWh) para diferentes cenários, de capacidade de produção instalada e para diferentes estações do ano, Primavera, Verão, Outono e Inverno.

Os resultados obtidos com este trabalho permitem demonstrar que com a ajuda do armazenamento se consegue aumentar a capacidade de potência instalada em produção fotovoltaica com boas taxas de utilização da energia produzida em autoconsumo e assim, minimizar os consumos de energia elétrica fornecida pela rede elétrica de serviço pública e, por conseqüência, reduzir o custo de energia do consumidor.

Palavras-Chave: Energias Renováveis, Energia Solar Fotovoltaica, Sistemas de Autoconsumo, Sistemas de Armazenamento, Análise Económica

Abstract

Portugal has good climatic conditions for the integration of renewable energies in the generation of electric energy, especially solar photovoltaic energy, because it is one of the countries with the highest solar radiation index in Europe, contributing to the policies of reduction of gas emission with greenhouse effect.

In this dissertation the study elaborated is about how to control the variability that the electricity production from solar energy presents and how to improve the integration of this type of production for self-consumption in an installation. So, in addition to a survey on the legislation that regulates the activity of self-consumption, topics such as energy storage, photovoltaic production, optimization of the design of production systems with storage were addressed.

Self-consumption, an activity regulated by portuguese legislation, DL n.º 153/2014, is a model of decentralized energy production, with or without connection to the public utility grid, based on renewable or non-renewable technologies, in which the electricity produced is consumed by the producer whenever possible in order to supply their consumption needs. Thus, by using self-consumption systems, it is possible to reduce the cost of energy for the final consumer and reduce the power flows in the public utility grid, with consequent reduction of losses and/or needs to expand the networks to keep pace with consumption growth.

The objective of this dissertation is to evaluate if the use of photovoltaic self-consumption systems and the use of storage systems (batteries) in residential habitations will have impacts on the reduction of the purchase of the electric energy from the public utility grid and on the consequent decrease of the cost for the consumer. The implemented approach was based on the use of different capacity batteries (1,25 kWh, 2,5 kWh, 3,75 kWh, 5 kWh e 6,25 kWh) for different scenarios, of different production capacity installed and for the different seasons, such as spring, summer, autumn and winter.

The results obtained with this work permit to prove that with the introducing of storage systems it is possible to increase the capacity of the photovoltaic production capacity installed with good rates of use of the energy that is produced in self-consumption and with minimization of the consumption of electric energy from the public utility grid, consequently, the cost of energy for the consumer is reduced.

Keywords: Renewable Energies, Solar Photovoltaic Energy, Self-Consumption Systems, Storage Systems, Economic Analysis

*“A imaginação é mais importante que a ciência, porque a ciência é limitada, ao passo que a
imaginação abrange o mundo inteiro”*

Albert Einstein

Conteúdo

Agradecimentos	i
Resumo	iii
Abstract	v
Lista de Siglas e Acrónimos.....	xi
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xv
1. Introdução.....	1
1.1. Motivação.....	1
1.2. Estrutura da Dissertação.....	2
2. Enquadramento	3
2.1. Enquadramento Nacional	4
2.2. Intermitência na Produção.....	5
2.2.1. Influência de Fatores Externos.....	5
2.2.2. Integração de Renováveis em Edifícios Residenciais.....	7
2.3. Gestão da Procura	8
2.4. Autoconsumo	10
2.4.1. UPAC vs UPP	10
2.4.2. Vantagens e Desafios do Autoconsumo.....	11
2.4.3. Sistemas de Autoconsumo	12
2.4.5. Sistemas de Armazenamento de Energia	14
2.4.5.1. Baterias.....	14
2.4.5.2. Outros Sistemas de Armazenamento.....	15
2.5. Legislação de Autoconsumo em Portugal.....	16
2.5.1. Enquadramento Geral.....	16
2.5.2. Legislação em Vigor	17
2.5.2.1. Requisitos para Acesso ao Registo.....	18
2.5.2.2. Requisitos para Obtenção do Registo e do Certificado de Exploração....	18
2.5.2.3. Direitos do Produtor	19

2.5.2.4. Deveres do Produtor	19
2.5.2.5. Remuneração da Energia Proveniente das UPAC.....	20
2.5.2.6. Compensação Paga ao Sistema	20
2.5.2.7. Fiscalização e Inspeção Periódica	21
2.5.3. Requisitos Técnicos de Proteção.....	22
2.5.3.1. Gama de Funcionamento Normal	22
2.5.3.2. Proteção de Interligação	23
3. Caracterização Associada ao Local de Consumo	25
3.1. Perfil de Consumos	25
3.2. Perfil de Produção	28
3.3. Regime Tarifário	30
4. Estudo de um Caso	31
4.1. Metodologia usada no Tratamento de Dados	31
4.2. Análise Semanal durante o Inverno	32
4.3. Análise Semanal durante a Primavera.....	35
4.4. Análise Semanal durante o Verão	40
4.5. Análise Semanal durante o Outono.....	44
4.6. Tempo de Retorno do Investimento	48
5. Conclusões e Trabalho Futuro	49
5.1. Conclusões	49
5.2. Trabalho Futuro.....	50
Referências	51
Anexos	55
Anexo A – Perfis de Consumo.....	55
Anexo B – Estados de Carga da Bateria	70

Lista de Siglas e Acrónimos

AT	Alta Tensão
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BT	Baixa Tensão
BTN	Baixa Tensão Normal
BTE	Baixa Tensão Especial
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i>
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CUR	Comercializador Último Recurso
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DR	<i>Demand Response</i> – Gestão da Procura
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GEE	Gases Efeito de Estufa
MT	Média Tensão
OMIE	Operador Médio do Mercado Ibérico de Energia
ORD	Operador da Rede de Distribuição
PV	<i>Photovoltaic</i>
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SEN	Serviço Elétrico Nacional
SERUP	Sistema Eletrónico de Registo da UPAC
SMES	<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>
SRM	Sistema de Registo da Microprodução
UE	União Europeia
UP	Unidade de Produção

UPAC Unidade de Produção para Autoconsumo

UPP Unidade de Pequena Produção

VRLA *Valve Regulated Lead Acid*

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Potencial Fotovoltaico na Europa	3
Figura 2.2 – Potencial Fotovoltaico em Portugal	4
Figura 2.3 – Evolução da Produção Fotovoltaica em Portugal (GWh).....	5
Figura 2.4 – Irradiância Solar num dia de céu limpo e de céu nublado	6
Figura 2.5 – Produção Fotovoltaica em dia de eclipse solar (20 março 2015)	7
Figura 2.6 – Sistema Isolado	12
Figura 2.7 – Sistema Híbrido	13
Figura 3.1 – Equipamentos de medida	25
Figura 3.2 – Dados relativos ao consumo médio diário de fevereiro (mês representante do Inverno)	27
Figura 3.3 – Dados relativos ao consumo médio diário de maio (mês representante da Primavera)	27
Figura 3.4 – Dados relativos ao consumo médio diário de julho (mês representante do Verão)..	27
Figura 3.5 – Dados relativos ao consumo médio diário de novembro (mês representante do Outono).....	28
Figura 3.6 – Dados relativos à produção média de um painel fotovoltaico de 1000W nos meses de fevereiro, maio, julho e novembro	28
Figura 3.7 – Dados relativos à produção fotovoltaica de cada tipo de painel fotovoltaico relativos a cada mês em estudo	29
Figura 4.1 – Dados relativos à produção fotovoltaica na semana em estudo durante o Inverno ..	32
Figura 4.2 – Dados relativos ao consumo na semana em estudo durante o Inverno.....	33
Figura 4.3 – Dados relativos a um dia útil, sexta-feira, durante o Inverno	33
Figura 4.4 – Dados relativos a um dia de fim-de-semana, domingo, durante o Inverno	34
Figura 4.5 – Redução de energia proveniente da RESP durante o Inverno	35
Figura 4.6 – Dados relativos à produção fotovoltaica na semana em estudo durante a Primavera	36
Figura 4.7 – Dados relativos ao consumo na semana em estudo durante a Primavera.....	36
Figura 4.8 – Dados relativos a um dia útil, quarta-feira, durante a Primavera	37
Figura 4.9 – Dados relativos a um dia de fim-de-semana, domingo, durante a Primavera.....	37
Figura 4.10 – Redução de energia proveniente da RESP durante a Primavera	39
Figura 4.11 – Dados relativos à produção fotovoltaica na semana em estudo durante o Verão ...	40
Figura 4.12 – Dados relativos ao consumo na semana em estudo durante o Verão	40
Figura 4.13 – Dados relativos a um dia útil, quinta-feira, durante o Verão.....	41

Figura 4.14 – Dados relativos a um dia de fim-de-semana, domingo, durante o Verão	41
Figura 4.15 – Redução de energia proveniente da RESP durante o Verão	43
Figura 4.16 – Dados relativos à produção fotovoltaica na semana em estudo durante o Outono.	44
Figura 4.17 – Dados relativos ao consumo na semana em estudo durante o Outono	44
Figura 4.18 – Dados relativos a um dia útil, terça-feira, durante o Outono	45
Figura 4.19 – Dados relativos a um dia de fim-de-semana, sábado, durante o Outono.....	45
Figura 4.20 – Redução de energia proveniente da RESP durante o Outono.....	47
Figura A.1 – Dados relativos ao consumo médio diário durante o mês de janeiro.....	67
Figura A.2 – Dados relativos ao consumo médio diário durante o mês de março.....	67
Figura A.3 – Dados relativos ao consumo médio diário durante o mês de abril	67
Figura A.4 – Dados relativos ao consumo médio diário durante o mês de junho.....	68
Figura A.5 – Dados relativos ao consumo médio diário durante o mês de agosto	68
Figura A.6 – Dados relativos ao consumo médio diário durante o mês de setembro	68
Figura A.7 – Dados relativos ao consumo médio diário durante o mês de outubro	69
Figura A.8 – Dados relativos ao consumo médio diário durante o mês de dezembro	69
Figura B.1 – Estado de Carga das Baterias durante o Inverno para painéis de 500 W	70
Figura B.2 – Estado de Carga das Baterias durante o Inverno para painéis de 750 W	70
Figura B.3 – Estado de Carga das Baterias durante o Inverno para painéis de 1000 W	70
Figura B.4 – Estado de Carga das Baterias durante o Inverno para painéis de 1250 W	71
Figura B.5 – Estado de Carga das Baterias durante o Inverno para painéis de 1500 W	71
Figura B.6 – Estado de Carga das Baterias durante a Primavera para painéis de 500 W	71
Figura B.7 – Estado de Carga das Baterias durante a Primavera para painéis de 750 W	71
Figura B.8 – Estado de Carga das Baterias durante a Primavera para painéis de 1000 W	71
Figura B.9 – Estado de Carga das Baterias durante a Primavera para painéis de 1250 W	71
Figura B.10 – Estado de Carga das Baterias durante a Primavera para painéis de 1500 W	71
Figura B.11 – Estado de Carga das Baterias durante o Verão para painéis de 500 W.....	71
Figura B.12 – Estado de Carga das Baterias durante o Verão para painéis de 750 W.....	71
Figura B.13 – Estado de Carga das Baterias durante o Verão para painéis de 1000 W.....	71
Figura B.14 – Estado de Carga das Baterias durante o Verão para painéis de 1250 W.....	71
Figura B.15 – Estado de Carga das Baterias durante o Verão para painéis de 1500 W.....	71
Figura B.16 – Estado de Carga das Baterias durante o Outono para painéis de 500 W	71
Figura B.17 – Estado de Carga das Baterias durante o Outono para painéis de 750 W	71
Figura B.18 – Estado de Carga das Baterias durante o Outono para painéis de 1000 W	71
Figura B.19 – Estado de Carga das Baterias durante o Outono para painéis de 1250 W	71
Figura B.20 – Estado de Carga das Baterias durante o Outono para painéis de 1500 W	71

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Sistemas de Armazenamento de Energia	16
Tabela 2.2 – Valor associado à recuperação dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral em 2017.....	21
Tabela 2.3 – Desempenho predefinido da proteção de interligação	23
Tabela 3.1 – Dados relativos ao consumo em kWh durante o ano de 2017.....	26
Tabela 3.2 – Dados relativos ao consumo médio em kWh durante o ano de 2017.....	26
Tabela 3.3 – Dados relativos à produção fotovoltaica em kWh de cada mês para o ano de 2017	29
Tabela 3.4 – Preçário da tarifa bi-horária em horário de Inverno para o ano de 2017.....	30
Tabela 3.5 – Preçário da tarifa bi-horária em horário de Verão para o ano de 2017	30
Tabela 4.1 – Redução mensal de energia proveniente da RESP durante o Inverno	35
Tabela 4.2 – Redução do custo mensal de energia durante o Inverno	35
Tabela 4.3 – Redução mensal de energia proveniente da RESP durante a Primavera.....	38
Tabela 4.4 – Redução do custo mensal de energia durante a Primavera	39
Tabela 4.5 – Redução mensal de energia proveniente da RESP durante o Verão	42
Tabela 4.6 – Redução do custo mensal de energia durante o Verão	43
Tabela 4.7 – Redução mensal de energia proveniente da RESP durante o Outono	46
Tabela 4.8 – Redução do custo mensal de energia durante o Outono.....	47
Tabela 4.9 – Poupança entre sistemas de autoconsumo com e sem armazenamento	48
Tabela 4.10 – Preço dos painéis fotovoltaicos e das baterias.....	48
Tabela 4.11 – Tempo de retorno do investimento, em anos	48
Tabela A.1 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de janeiro de 2017.....	55
Tabela A.2 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de fevereiro de 2017.....	56
Tabela A.3 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de março de 2017.....	57
Tabela A.4 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de abril de 2017.....	58
Tabela A.5 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de maio de 2017.....	59
Tabela A.6 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de junho de 2017.....	60
Tabela A.7 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de julho de 2017.....	61
Tabela A.8 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de agosto de 2017.....	62
Tabela A.9 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de setembro de 2017	63
Tabela A.10 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de outubro de 2017.....	64
Tabela A.11 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de novembro de 2017.....	65
Tabela A.12 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de dezembro de 2017	66

Capítulo 1

Introdução

1.1. Motivação

Ao longo da história o homem criou mecanismos, de modo a reduzir o seu esforço e aumentar o seu conforto, pelo que o ser humano foi-se tornando dependente do uso de energia. Com o evoluir do tempo, vários problemas, como o aquecimento global, foram aparecendo devido ao grande uso de aparelhos tecnológicos dependentes de energia. Devido a estes problemas existe a necessidade de substituir as fontes fósseis e apostar em novas formas de produção de energia, as fontes de energia renovável [1].

As fontes de energia renovável têm um grande potencial para substituir as fontes fósseis e terminar com os seus consequentes problemas [2]. Em edifícios residenciais, a geração fotovoltaica (PV) é a tecnologia mais adotada e apresenta um nível de penetração em rápido crescimento. No entanto, ao contrário da capacidade convencional, a geração PV não pode ser despachada de forma fiável e exibe variabilidade temporal significativa. Além disso, em edifícios residenciais, a geração de energia fotovoltaica e o consumo de eletricidade não possuem o mesmo perfil de variação e esse desajuste traz a necessidade de exportar para a rede uma parte significativa da energia gerada localmente, mesmo que a mesma quantidade de energia seja importada de volta para o consumo local. Estas trocas com a rede são uma fonte de ineficiência e criam problemas na gestão da rede elétrica, sendo uma fonte de perdas económicas para o cliente final [3].

Apesar da variabilidade das fontes renováveis, a produção de energia utilizando recursos renováveis foi apoiada por políticas governamentais, em particular, em Portugal. Uma dessas fontes é o sol, que permite, entre outros, produzir eletricidade - energia solar fotovoltaica. Portugal é um país com elevado número de horas de sol. A utilização deste recurso de energia solar promove um baixo impacto ambiental e uma competitividade económica [4].

De forma a compensar a intermitência das energias renováveis têm surgido várias soluções de modo a manter os Sistemas de Energia Elétrica fiáveis, sendo as mais comuns, os programas de *Demand Response* (DR), que procuram ajustar a carga às disponibilidades de energia, e os sistemas de autoconsumo com armazenamento, que armazenam a energia em excesso para usar mais tarde [5],[6].

Para aumentar o uso de sistemas de autoconsumo, em 2014, em Portugal, foi publicada legislação sobre autoconsumo, o DL n.º 153/2014, incentivando a auto produção e consequentemente, diminuindo a aquisição de eletricidade da RESP [4]. O armazenamento de

energia emergiu como a solução mais adequada para este novo paradigma, uma vez que se pode armazenar o excedente de geração a ser usado mais tarde nos períodos com alto consumo e geração pequena ou nula [3],[7].

1.2. Estrutura da Dissertação

Esta dissertação encontra-se organizada em por cinco capítulos, nos quais está incluído o presente capítulo, Capítulo 1 – Introdução.

O segundo capítulo apresenta o impacto da energia fotovoltaica na Europa e em Portugal e a variabilidade associada a esta fonte de geração, abordando alguns dos impactos causados. Neste capítulo, são ainda apresentadas soluções para compensar a variabilidade da energia fotovoltaica, os programas de gestão da procura e os sistemas de autoconsumo. Por fim, são apresentados os principais aspetos do Decreto-Lei n.º 153/2014, que estabelece o regime jurídico aplicável às Unidades de Produção para Autoconsumo.

No terceiro capítulo é feita a caracterização associada ao local de consumo, onde são apresentados os perfis de consumo e de produção do cliente.

O quarto capítulo é reservado para o estudo de caso, caracterizado por semanas de Inverno, Primavera, Verão e Outono. No presente estudo de caso é feita uma análise para uma semana em particular de cada estação do ano.

Por fim, o quinto capítulo apresenta as conclusões que foram retiradas durante a realização desta dissertação e são feitas algumas sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Enquadramento

O Sol fornece energia na forma de radiação, que é a base de toda a vida na Terra. Devido à grande distância existente entre o Sol e a Terra, apenas uma mínima parte da radiação solar emitida atinge a superfície da Terra, correspondendo uma quantidade de energia a esta radiação de $1 \times 10^{18} kWh/ano$. No entanto, somente uma parte da quantidade total da radiação solar atinge a superfície terrestre, pois a atmosfera reduz a radiação através da reflexão, absorção e dispersão [8].

O nível de irradiância na Terra atinge um total máximo, aproximadamente, ao meio-dia, em boas condições climáticas. Como se pode ver na figura 2.1 [9], os países sul europeus têm maior potencial solar, tendo uma irradiação solar entre os $1300 kWh/m^2$ e os $1900 kWh/m^2$ [8].

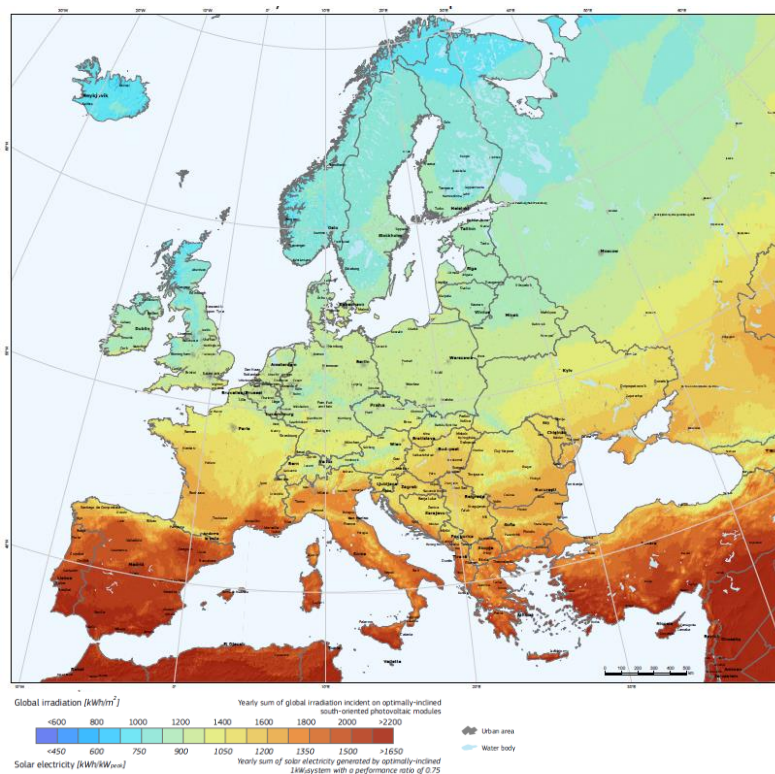


Figura 2.1 – Potencial Fotovoltaico na Europa [9]

Como visto anteriormente, Portugal é um dos países europeus com maior potencial solar da Europa, que atinge o meio-dia solar entre as 12:30 e as 12:50 [10], obtendo uma irradiação solar máxima de $1800 kWh/m^2$. Na figura 2.2 [11] é possível ver os diferentes níveis de irradiação solar em Portugal.

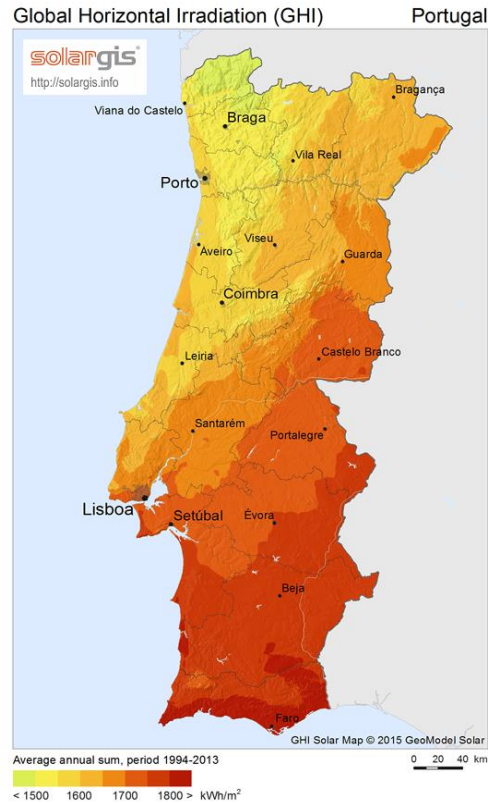


Figura 2.2 – Potencial Fotovoltaico em Portugal [11]

2.1. Enquadramento Nacional

O setor das energias renováveis assume cada vez mais uma posição de relevo na economia portuguesa e tem uma importante contribuição para o desenvolvimento sustentável do país, criação de riqueza e de emprego [12]. Em 2010, a capacidade instalada de produção fotovoltaica era cerca de 134 MW e, prevê-se que a produção fotovoltaica em Portugal aumente, atingindo, em 2030 uma capacidade de produção de 905 MW [12].

Em Portugal, através da figura 2.3, é possível realçar, relativamente à energia fotovoltaica, o crescimento notório nos últimos anos. Nos últimos dados consultados, em novembro de 2017, a região do Alentejo era responsável por 36% da produção fotovoltaica nacional. Desde 2014, salienta-se a entrada em funcionamento, de 11 centrais fotovoltaicas de concentração, totalizando uma potência de 14 MW [13].

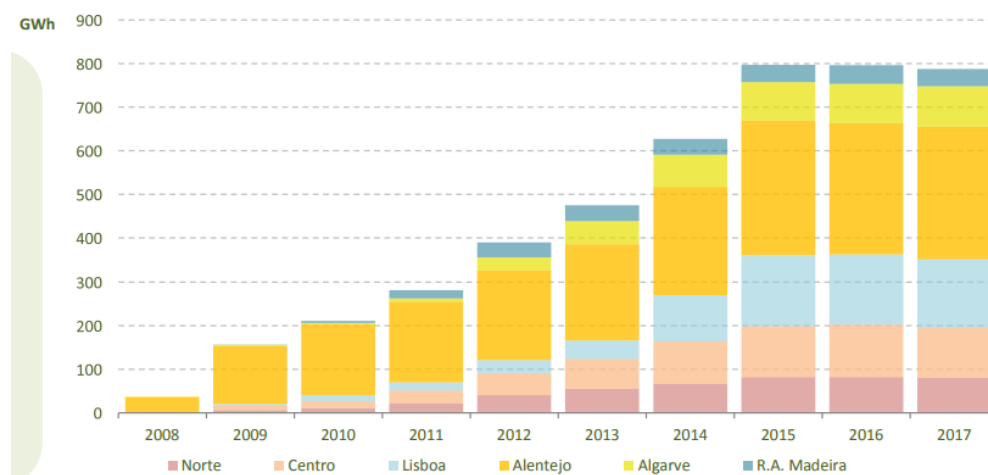


Figura 2.3 – Evolução da Produção Fotovoltaica em Portugal (GWh) [13]

2.2. Intermitência na Produção

2.2.1. Influência de Fatores Externos

A utilização da energia solar, para produção de eletricidade, tem uma grande variabilidade ao longo do dia, independentemente da estação do ano, tornando-se, assim, um dos principais problemas na implementação da energia fotovoltaica. A intermitência verificada nesta fonte de energia traz consequências, quer em escassez quer em excesso, pois quando não há energia solar suficiente temos de usar fontes de origem não renovável e quando há energia em excesso, esta pode trazer problemas de estabilidade na rede elétrica. A esta intermitência estão associados fatores externos, que influenciam a produção de energia fotovoltaica, tais como, as condições climáticas e as características dos painéis fotovoltaicos [14].

As variações das condições climáticas trazem perturbações para a produção de energia fotovoltaica, podendo essas variações serem ou não previsíveis [14]. As alterações previsíveis dizem respeito a dias de céu limpo e à trajetória do sol, sendo que caso apareça algum obstáculo à radiação solar, tais como, por exemplo, nuvens ou fumo dos incêndios, representam alterações não previsíveis.

Relativamente às alterações não previsíveis, como o aparecimento de nuvens, estas vão criar um obstáculo que irá impedir que a radiação direta atinja a superfície terrestre. A luz solar que atinge a superfície terrestre, é composta por uma fração direta e por uma fração difusa. A radiação direta vem segundo a direção do Sol e a radiação difusa carece de direção específica. Nos dias claros a radiação direta prevalece, mas nos dias nublados é a radiação difusa que prevalece, sendo que em Portugal, a proporção da radiação solar difusa durante um ano, é cerca de 40% a 60% da radiação direta [15].

Num estudo na América da Norte [14], na Cordilheira das Cascatas, onde se estudou a produção fotovoltaica em dias limpos e em dias nublados, na figura 2.4 é possível observar essas diferenças, e verificou-se que a passagem de uma nuvem causa uma grande variabilidade nos sistemas fotovoltaicos e que a potência de produção pode variar na ordem dos 50% a 60% em apenas alguns minutos ou mesmo até em apenas alguns segundos. Do mesmo modo, foi feito o mesmo estudo [16], na África do Sul, onde os resultados obtidos foram entre os 30% e os 75%, para dias parcialmente nublados e dias nublados, respetivamente.

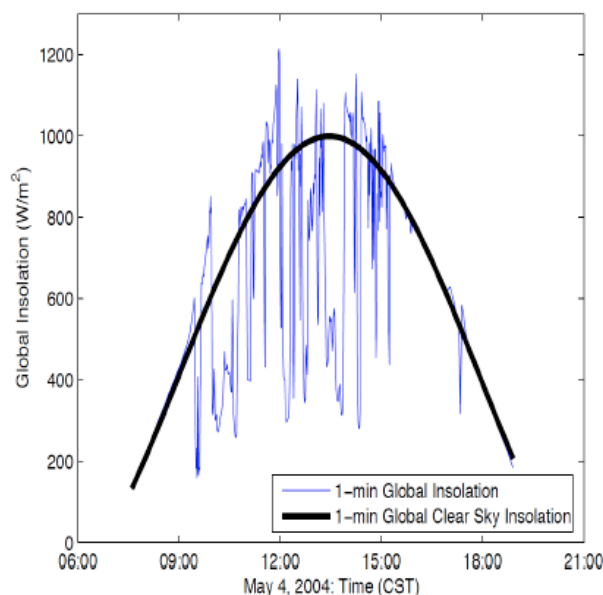


Figura 2.4 – Irradiância Solar num dia de céu limpo e de céu nublado [14]

Os eclipses solares são outro fator externo, previsível, que influencia a produção fotovoltaica. Num estudo realizado, o autor apresenta os resultados obtidos da análise da produção fotovoltaica durante um eclipse solar na Europa no dia 20 de março de 2015, figura 2.5 [17]. No mesmo estudo, é possível verificar que antes do eclipse solar a produção fotovoltaica, em Portugal, era de 60 MW e durante o eclipse passou para 50 MW, observando-se uma diferença pequena, pois, nesse dia, em Portugal, o céu estava nublado, mas na Alemanha, em que estava céu limpo, observou-se uma grande diferença, pois a sua produção fotovoltaica passou de 13200 MW para 6200 MW. Por fim, no mesmo estudo, o autor apresentou estratégias para prevenir a falta de produção fotovoltaica durante o eclipse, tais como, o aumento da quantidade de reservas de controlo primário, secundário e terciário, o uso de sistemas de armazenamento e evitar trabalhos de manutenção (menor número de interrupções), entre outros.

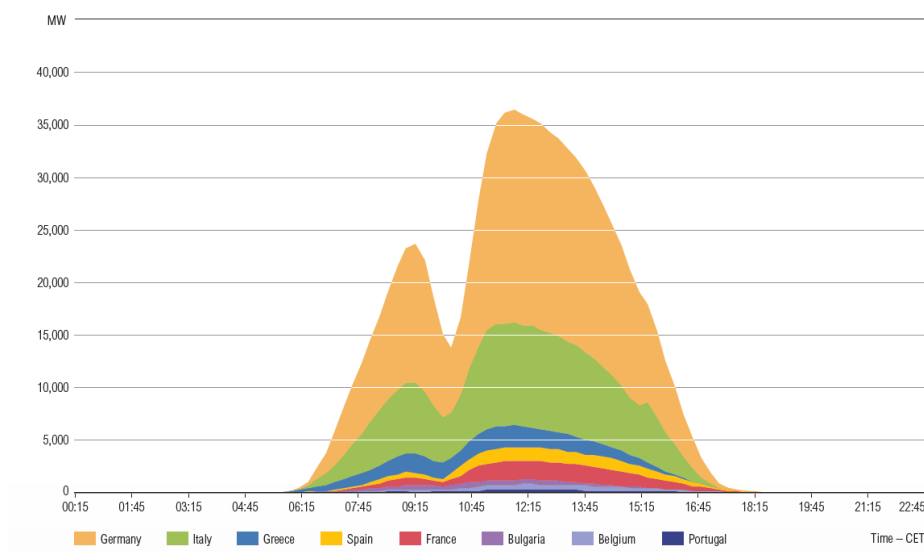


Figura 2.5 – Produção Fotovoltaica em dia de eclipse solar (20 março 2015) [17]

2.2.2. Integração de Renováveis em Edifícios Residenciais

Nos edifícios residenciais, o uso de energias renováveis tem vindo a aumentar, principalmente os sistemas fotovoltaicos. Como visto anteriormente, a produção fotovoltaica apresenta variabilidade e, além disso, em edifícios residenciais, a produção fotovoltaica e o consumo de eletricidade não possuem o mesmo perfil de variação, o que leva a que seja necessário exportar para a rede uma parte da energia produzida, tendo como consequência a existência de impactos negativos para a gestão da rede elétrica e prejuízo económico para o consumidor (o preço pago pela energia consumida é maior do que o preço recebido pela energia injetada na RESP) [3].

Num estudo para analisar as trocas de energia entre um edifício residencial, com um sistema fotovoltaico, e a RESP [18], foram analisados quatro situações que asseguram 25%, 50%, 75% e 100% do consumo médio anual por agregado familiar, 3673 kWh/ano. Em todos os casos analisados verifica-se que, pelo menos, 60% da energia consumida é fornecida pela rede, devido a uma grande variância entre a produção e o consumo. Em termos de viabilidade económica, a conclusão que se retira é que não é vantajoso possuir um sistema que cubra mais de 25% da média da energia consumida por dia, pois nos outros casos o sistema tem um maior custo inicial e, além disso, vai-se gerar muito mais energia elétrica do que a consumida, aumentando a energia injetada na rede e contribuindo para um impacto económico negativo.

O consumo de energia nas famílias da União Europeia (UE) tem crescido constantemente nos últimos anos devido à utilização de novas cargas e de requisitos para maior conforto. Vários aparelhos de consumo residencial, devidamente controlados através de ações de *Demand Response* (DR), podem ser usados como um recurso energético que contribui para minimizar a incompatibilidade temporal entre geração e consumo. Além disso, o armazenamento de energia

deverá emergir como a solução mais adequada para este novo paradigma, uma vez que se pode armazenar o excedente de geração para ser usado mais tarde nos períodos de alto consumo e de geração pequena ou nula [3].

A utilização da energia solar tem uma grande variabilidade na produção ao longo dia e o desfasamento temporal entre períodos de produção e necessidades de consumo, sendo este desencontro um dos principais problemas na implementação de sistemas fotovoltaicos. Para resolver este problema, é necessário desenvolver metodologias para compensar os efeitos provocados tanto pela intermitência da energia solar, como pelo desajuste temporal entre produção e consumo. Os métodos mais utilizados, a nível residencial, são os programas de DR e o armazenamento de energia.

Num trabalho realizado por [3] foram apresentados dois diagramas, um de agosto, onde há uma alta produção fotovoltaica, e um de dezembro, onde há um alto consumo. Numa primeira fase foram apresentados dados onde não existe qualquer método aplicado e entre 53,4% a 71,5% da energia produzida foi vendida à RESP. Posteriormente foram usadas estratégias, baseadas em ações de DR, em que há uma diminuição entre 5,4% e 16,8% da energia enviada para a rede, e o armazenamento de energia, onde há uma diminuição entre 67,5% e 100% na energia enviada para a rede. No que diz respeito à energia consumida fornecida pela rede, os impactos da utilização do DR e do armazenamento são igualmente importantes.

2.3. Gestão da Procura

Como visto anteriormente, o consumo de energia tem vindo a crescer nos últimos anos devido à utilização de novos tipos de cargas e à necessidade de maior conforto e serviços, o que levou ao aumento de infraestruturas de produção de energia, quer de fontes renováveis, quer do modo convencional [2], [19].

Para combater a intermitência da energia solar e criar uma resposta imediata a eventos que possam ocorrer [20] foram implementadas medidas de Gestão da Procura (*DSM - Demand-Side Management*) que consistem na instalação de tecnologias ou alteração do seu padrão de funcionamento de forma a alterar permanentemente o diagrama de carga [2] e programas de DR, sendo eles divididos em duas categorias, ou seja, programas baseados no tempo e programas baseados em incentivos [6].

Nos programas baseados no tempo (*time-based programs*) [19], os preços da eletricidade são diferentes consoante o período horário, sendo o preço mais baixo nas horas de vazio e o preço mais elevado nas horas de ponta.

Nos programas baseados em incentivos (*incentive-based programs*) [19] estão incluídos programas onde encorajam os clientes a oferecerem reduções de carga a um preço ao qual eles estão dispostos ou a identificar a quantidade de carga que estariam dispostos a reduzir aos preços anunciados e programas que permitem aos clientes que ofereçam redução de carga como reserva operativa para o sistema, sendo este último um benefício para o aumento da fiabilidade do sistema. Também devido a incentivos económicos, a implementação de sistemas locais de microgeração baseados em fontes renováveis aumentou, o que permite ter benefícios económicos em relação ao consumo de energia, à produção ou à venda à rede.

A implementação destes programas, quando comparados com as tarifas fixas, podem levar a mudanças no consumo de energia, obtendo com isso benefícios ambientais e económicos, pois se não se utilizassem programas de DR haveria a introdução de unidades de geração menos eficientes com custos mais elevados em horas de ponta [19], [21].

Normalmente a atuação do sistema face ao aumento ou diminuição do consumo é no lado da geração, mas com os programas de DR é possível também atuar no lado da carga aplicando os programas atrás mencionados. Ao aplicar os programas de DR é necessário classificar as cargas quanto ao seu tipo, sendo elas [19]:

- Cargas incontroláveis (*uncontrollable loads*): são cargas que não podem ser alvo de qualquer tipo de ações.
- Cargas parametrizáveis (*parameterizable loads*): são cargas termostáticas que podem ser controladas através do ajuste da temperatura.
- Cargas interruptivas (*interruptible loads*): são cargas que podem ser interrompidas durante um curto período de tempo em qualquer ponto de funcionamento.
- Cargas móveis (*shiftable loads*): são cargas que podem ser usadas noutra período do dia e, portanto, o seu ciclo de funcionamento pode ser antecipado ou adiado.

Cada vez mais o uso de novas tecnologias de comunicação e controlo, como por exemplo as *Smart Grids*, permitem que estas cargas participem de forma ativa no equilíbrio dos SEE, o que torna a utilização de programas de DR viáveis [20].

Além destes programas permitirem controlar os consumos face à produção e serem importantes na estabilidade dos SEE, a implementação dos programas de DR faz com que a fiabilidade da rede seja melhor, porque devido à intermitência das energias renováveis, principalmente nas horas de ponta, ao utilizar programas de DR, é possível atuar no lado da carga, fazendo com que haja reduções de consumo, em vez de atuar do lado da geração, onde as reservas operativas teriam de atuar [2], [5].

Num estudo realizado na América do Norte [20] é mencionado que os programas de DR são o recurso mais adequado no que diz respeito à fiabilidade do sistema, pois o deslocamento de

cargas é rápido e preciso para ser usado em situações de eventos anormais em relação às reservas operativas. É mencionado também que uma das formas de aumentar a fiabilidade dos SEE é encorajar o uso de programas de DR para que haja maior capacidade de reserva.

Por exemplo, no caso de agregados familiares o consumo tem vindo ao aumentar devido ao uso de aparelhos de AVAC (aquecimento, ventilação e ar condicionado), aparelhos de iluminação, aparelhos de frio (frigoríficos e arcas) e máquinas de lavar e secar. Para uma maior eficiência, as máquinas de lavar e secar (cargas móveis), através de programas de DR, podem ser reprogramadas de modo a funcionarem em períodos horários de menor consumo de energia e em relação aos aparelhos de AVAC (cargas parametrizáveis) podem ser interrompidos durante períodos curtos de tempo, sem haja reduções de qualidade de serviço, para evitar alguns desequilíbrios entre a geração e a procura [2].

2.4. Autoconsumo

O autoconsumo, atividade regulada pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, é um novo modelo de produção descentralizada de energia, com ou sem ligação à RESP, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis em que a energia elétrica produzida é consumida pelo produtor sempre que possível de forma a colmatar as suas necessidades de consumo. Segundo o Decreto-Lei referido, o novo regime de produção distribuída prevê dois tipos de instalações fotovoltaicas, de pequena produção (UPP) e de autoconsumo (UPAC) [22].

2.4.1. UPAC vs UPP

As UPAC produzem para satisfazer necessidades de consumo das instalações a elas associadas, onde eventuais excedentes de produção instantânea podem ser injetados na RESP. O modelo proposto pressupõe a adequação da capacidade de produção ao regime de consumo existente no local, minimizando a injeção de energia na RESP.

A energia produzida pelas UPP é totalmente injetada na RESP, mantendo o modelo de atribuição de tarifa via leilão, simplificando e agregando o atual regime de Micro e Miniprodução e mantém os requisitos de produção indexados ao consumo de eletricidade existente, na instalação de consumo associada [23], [24].

2.4.2. Vantagens e Desafios do Autoconsumo

A nova lei do autoconsumo de eletricidade traz algumas alterações ao paradigma da produção e compra de energia em Portugal, trazendo vantagens aos utilizadores, [25], [26], sendo elas:

- Redução da exposição à variação dos preços de eletricidade: reduzem a sua exposição à flutuação futura dos preços de eletricidade naquela parcela de energia que passam a produzir, sendo uma parcela de valor fixo;
- Diminuição de custos: a produção própria permite que se reduza os seus custos com a energia elétrica, pois deixa-se de comprar essa energia autoproduzida à rede;
- Produção de energia 100% limpa: a energia produzida em autoconsumo, neste caso, proveniente da energia solar, contribui para a redução das emissões de gases que contribuem para o efeito de estufa;
- Retorno do investimento: o investimento em painéis fotovoltaicos, no enquadramento do autoconsumo, permite *paybacks* entre os seis e os nove anos, sendo este retorno associado ao ótimo dimensionamento dos sistemas;
- Aumento da Eficiência Energética: o consumidor adapta hábitos de consumo para uma rentabilização máxima do sistema de autoconsumo;
- Dinamização de empresas do sector das energias renováveis: criação de emprego e desenvolvimento das economias locais;
- Rentabilização de ativos parados: empresas 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;
- Diminuição de perdas: como a produção passa a ser próxima da zona de consumo vai implicar uma diminuição das perdas existentes na rede de distribuição.

O programa “Europe2020”, estabelecido pela União Europeia, exige que os membros do estado cumpram três objetivos até 2020, sendo eles, redução dos GEE em 20%, aumento da eficiência energética em 20% e aumento em 20% da parcela da energia proveniente de fontes renováveis, em relação a 1990, sendo este objetivo reforçado para 2030, nomeadamente reduzindo 40% de GEE e aumentando em 27% a eficiência energética e as energias renováveis. Assim, como visto anteriormente, a utilização do autoconsumo ajuda a atingir estas metas [27], [28].

Além das vantagens apresentadas anteriormente, existem alguns desafios a superar no que diz respeito ao autoconsumo, como a ausência de mercados de eletricidade competitivos e liberalizados de autoconsumo, levando a que haja uma barreira no investimento nestes sistemas, bem como, a falta de consciência e compreensão dos consumidores para o funcionamento e benefício dos sistemas de autoconsumo e ainda sobre o financiamento de sistemas de

armazenamento e sobre a otimização da integração na rede (uma vez que o excesso de eletricidade, que não é autoconsumido, é injetado na RESP [26]).

2.4.3. Sistemas de Autoconsumo

O enorme desenvolvimento na conceção dos controlos dos sistemas de armazenamento de energia (BESS – *Battery Energy Storage System*) pode ser atribuído, em grande parte, ao rápido crescimento dos dispositivos eletrónicos de energia. Assim, existem diferentes sistemas de autoconsumo, que são adaptados consoante as necessidades do utilizador. Os sistemas de autoconsumo podem ser sistemas isolados, sistemas híbridos ou sistemas ligados à RESP (com ou sem armazenamento) [29].

Os sistemas isolados, figura 2.6, permitem que se tenha energia eléctrica em pontos onde, por exemplo, não exista RESP. A energia produzida por um sistema fotovoltaico isolado vai ser utilizada para alimentar a instalação na totalidade [30].

Como o sistema fotovoltaico apenas gera energia eléctrica nas horas de sol, e caso se pretenda usar a energia eléctrica produzida em excesso é necessário existir sistemas de armazenamento, como por exemplo, baterias. Um sistema isolado com armazenamento, para além dos painéis fotovoltaicos, é constituído por um grupo acumulador (baterias), um controlador /regulador de carga, um inversor de corrente e um sistema de apoio, para quando a energia solar disponível é insuficiente.

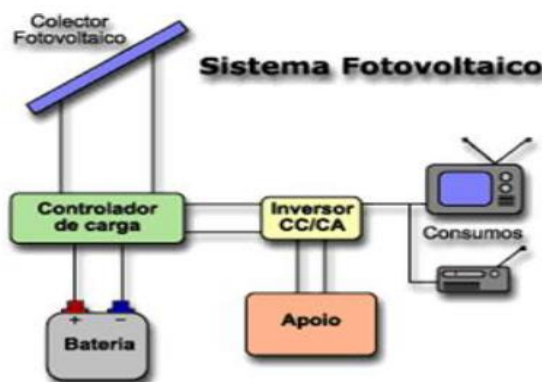


Figura 2.6 – Sistema Isolado [15]

Os sistemas híbridos, figura 2.7, consistem na combinação de sistemas fotovoltaicos com outras fontes de energia que asseguram a carga das baterias ou a alimentação da instalação na ausência de sol. As fontes de energia de auxilio podem ser, diesel, gás, geradores eólicos, ou em último caso pode mesmo ser a RESP. Estes sistemas têm que estar equipados com sistemas de controlo mais eficientes que os sistemas isolados de pequena dimensão. No caso dos sistemas PV/Diesel, o gerador diesel deverá passar a funcionar quando as baterias atingirem o seu nível mínimo de carga e deverá deixar de funcionar quando atingirem um nível de carga aceitável [15].

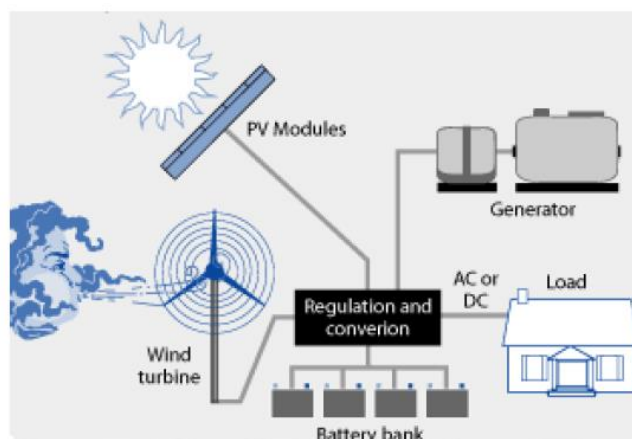


Figura 2.7 – Sistema Híbrido [15]

Uma UPAC com ligação à RESP permite que a instalação tenha um sistema fotovoltaico e ao mesmo tempo esteja ligado à RESP. Este tipo de sistemas pode dividir-se em sistemas com venda do excedente à RESP ou sem venda do excedente [15].

Nos sistemas com venda do excedente à rede, a energia excedente é vendida à rede com uma remuneração predefinida. Quando é instalado um sistema de armazenamento, é armazenada em baterias a energia excedentária produzida. Assim, sempre que a produção solar é menor que o consumo, a energia armazenada é usada para satisfazer as necessidades de consumo, maximizando a rentabilidade da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos, sendo que a RESP funciona como apoio sempre que o consumo seja maior que a produção (instantânea ou armazenada).

Quando não existe venda de excedentes à RESP, diz-se que estes sistemas são orientados para o consumo instantâneo. Nos sistemas sem capacidade de armazenamento é conveniente usar métodos de controlo da carga de modo a maximizar a energia produzida em autoconsumo, sendo que quando a produção não corresponde ao consumo, a RESP assegura a energia necessária para haver equilíbrio entre a produção e o consumo.

O estudo, que tinha como objetivo analisar a viabilidade económico da implementação de um sistema de autoconsumo no Campus Politécnico de Viseu [4], utilizando um sistema fotovoltaico, pois Portugal é um dos países da Europa com maior número de horas de incidência solar. Através da análise dos diferentes cenários de investimento foi possível verificar que em qualquer um dos cenários de investimento a utilização de um sistema de autoconsumo é uma aposta economicamente viável.

2.4.5. Sistemas de Armazenamento de Energia

Os sistemas de armazenamento de energia convertem energia elétrica em alguma forma de energia que pode ser armazenada e usada posteriormente quando necessário. A escolha do sistema de armazenamento de energia para um aplicativo dependerá da potência da aplicação, tempo de resposta, peso, volume e temperatura de operação.

O armazenamento de energia proporciona uma maior flexibilidade e equilíbrio para a rede. No que diz respeito ao produtor, os sistemas de armazenamento de energia, oferecem a possibilidade de gerir ativamente a dependência energética que o cliente tem com a RESP.

O armazenamento de energia é um tema central no aproveitamento da energia proveniente da produção com sistemas fotovoltaicos, dado que a produção e o consumo de energia não coincidem temporalmente. A energia solar produzida não é, normalmente, utilizada antes do início da noite, sendo por este motivo necessário armazená-la. Os períodos de dias sucessivos sem sol também devem ser tidos em conta [8].

2.4.5.1. Baterias

As baterias são feitas de células empilhadas onde a energia química é convertida em energia elétrica e vice-versa. Algumas das características importantes de uma bateria são: a eficiência, o tempo de vida (indicado em números de ciclos), a temperatura de operação, profundidade da descarga (representa a percentagem da capacidade nominal que é usada antes de se proceder ao recarregamento da bateria), a auto-descarga (algumas baterias perdem energia armazenada mesmo sem uso) e a densidade de energia (quantidade de energia armazenada por unidade de volume ou peso).

Atualmente, as baterias estão a ter um desenvolvimento significativo e, por isso, existem diferentes tipos de baterias, das quais algumas já se encontram disponíveis, enquanto outras ainda estão em fase experimental. Das várias tecnologias de baterias, para aplicações de sistemas de energia, as baterias usadas foram: baterias de chumbo-ácido, baterias de íões de lítio, baterias de níquel-cádmio e baterias de sódio-enxofre [31].

As baterias de chumbo-ácido (Pb-Acid) contém células, onde cada uma compreende um eletrodo positivo de dióxido de chumbo e um eletrodo negativo de chumbo esponjoso, separado por material microporoso e imerso em um eletrólito de ácido sulfúrico. Estas baterias podem ser de vários tipos, sendo o tipo mais utilizado o VRLA (*Valve Regulated Lead Acid*), isto é, baterias de chumbo-ácido reguladas por válvulas [29]. As baterias VRLA têm como características possuir um maior ciclo de vida útil, não libertar gases (permite uso em locais sem ventilação), o invólucro é completamente selado, não requer cuidados de manutenção e não tem problemas de estratificação [8].

As baterias de íons de lítio (Li-ion) são compostas por um eletrodo positivo de óxido de metal e um eletrodo negativo de grafite. No processo de carga os átomos de lítio tornam-se íons e deslocam-se para o eletrodo de grafite (carbono), sendo este processo revertido na descarga. Estas baterias são usadas em dispositivos móveis, mas devido à sua elevada densidade de energia, elas têm-se mostrado promissoras para utilização em veículos elétricos (EV). No entanto, o preço destas baterias ainda é alto para muitas aplicações. Estas baterias têm como vantagem o facto de não terem memória, baixa auto-descarga, elevadas densidade energética e eficiência.

As baterias de níquel-cádmio (NiCd) usam o níquel como eletrodo positivo e o cádmio como eletrodo negativo. Estas baterias têm uma maior densidade de energia e uma vida útil mais longa do que as baterias de chumbo-ácido, no entanto, as baterias de NiCd têm como desvantagens o efeito memória e a toxicidade do cádmio, que requer um procedimento de reciclagem complexo [31].

Por fim, as baterias de sódio-enxofre (NaS) consistem em enxofre fundido no eletrodo positivo e em sódio fundido no eletrodo negativo separados por um eletrólito cerâmico. Estas baterias exibem alta potência e densidade de energia (quatro vezes superior à das baterias de chumbo-ácido), alta eficiência, boa estabilidade térmica, vida útil elevada, baixo custo e boas condições de segurança, mas, no entanto, as baterias de NaS precisam de ser aquecidas externamente para um ótimo desempenho [29].

2.4.5.2. Outros Sistemas de Armazenamento

Além das baterias e relativamente à energia solar, foram desenvolvidas outras tecnologias de armazenamento elétrico, sendo elas [31], [32]:

- Bombagem: o excesso de energia elétrica é usado para bombear água nas centrais hídricas, por forma a repor no reservatório mais elevado água já turbinada;
- Armazenamento de Gás Comprimido (CAES): os sistemas CAES armazenam energia ao comprimir o ar dentro de um reservatório de ar usando um compressor auxiliado por motor elétrico.
- Volante de Inércia (*Flywheels*): este dispositivo consiste num volante que roda a uma velocidade muito alta e num aparelho elétrico integrado que pode funcionar como um motor para armazenar energia no volante de inércia ou como um gerador para produzir energia elétrica usando a energia cinética armazenada. São sistemas bastante eficientes e com uma vida útil longa.
- Super Condensadores: apenas permitem armazenar pequenas quantidade de energia durante pouco tempo.

Segundo as tecnologias acima mencionadas, as que apresentam um desempenho adequado para o uso em sistemas fotovoltaicos são as baterias de íões de lítio e as baterias de sódio-enxofre [32], resultando em maiores fatores de retorno e maiores eficiências globais da bateria, em comparação com as outras tecnologias. É também mencionado que o uso das baterias de íões de lítio para sistemas fotovoltaicos apresentam uma alta fiabilidade e um custo acessível [29]. A tabela 3.1 permite comparar o diferente tipo de tecnologias associadas ao armazenamento de energia consoante a sua eficiência energética, a densidade de energia, a densidade de potência, o ciclo de vida e a auto-descarga [31].

Tabela 2.1 – Sistemas de Armazenamento de Energia

Tipo de Armazenamento	Eficiência Energética (%)	Densidade de Energia (Wh/kg)	Densidade de Potência (W/kg)	Ciclo de Vida (ciclos)	Auto-Descarga
Bateria Pb-Acid	70 – 80	20 – 35	25	200 – 2000	Baixo
Bateria NiCd	60 – 90	40 – 60	140 – 180	500 – 2000	Baixo
Bateria Li-ion	70 – 85	100 – 200	360	500 – 2000	Médio
Bateria NaS	70	120	120	2000	–
CAES	40 – 50	10 – 30	–	> 20 anos	–
<i>Flywheels</i>	95	5 – 30	1000	> 20000	Muito alto
Bombagem	65 – 80	0,3	–	> 20 anos	Insignificante

2.5. Legislação de Autoconsumo em Portugal

2.5.1. Enquadramento Geral

Com o Decreto-Lei n.º 68/2002, foi regulada a atividade de produção de energia elétrica em baixa tensão (BT) destinada predominantemente a consumo próprio, sem prejuízo da possibilidade de entrega da produção excedente a terceiros ou à rede pública [22], [28].

Neste Decreto-Lei, a potência a entregar à rede pública em cada ponto de receção não poderia ser superior a 150 kW. No âmbito do Programa E4 – Eficiência Energética e Energias Renováveis surgiu um vasto conjunto de objetivos de política energética, visando, nomeadamente, potenciar o aproveitamento de recursos endógenos, aumentar a eficiência energética e modernizar tecnologicamente o sistema energético nacional, criando assim esta legislação [33].

Em 2007 entra em vigor o Decreto-Lei n.º 363/2007, pois desde a publicação do Decreto-Lei anteriormente mencionado até à presente data, verificou-se que o número de sistemas de microgeração de eletricidade licenciados não tinha atingido uma expressão significativa. Assim, o presente Decreto-Lei veio simplificar significativamente o regime de licenciamento existente, substituindo-o por um regime de simples registo, sujeito a inspeção de conformidade técnica. Foi criado o Sistema de Registo da Microprodução (SRM), que constituía uma plataforma eletrónica de interação com os produtores, no qual todo o relacionamento com a Administração, necessária

para exercer a atividade de microprodutor, poderia ser realizado. Este Decreto-Lei criou, também, dois regimes de remuneração: o regime geral e o bonificado, sendo que o primeiro era para a generalidade das instalações e o segundo apenas aplicável às fontes renováveis de energia. O regime bonificado era aplicado às unidades de microprodução com potência de ligação até 3,68 kW e era definida uma tarifa única de referência aplicável à energia produzida no ano da instalação e nos cinco anos civis seguintes [34], [35].

2.5.2. Legislação em Vigor

O regime de autoconsumo, regulado pelos Decretos-Lei anteriores, não teve aceitação, verificando-se a instalação de poucas unidades devido à imaturidade da tecnologia (investimentos avultados). Assim, para garantir fontes de energia final a preços relativamente competitivos, um modelo energético com racionalidade económica baseado em incentivos transparentes e adequados aos agentes de mercado, bem como reforçar a diversificação das fontes primárias de energia e apoiar o desenvolvimento das empresas do sector energético, foi publicado o Decreto-Lei n.º 153/2014 [22], [24].

O Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede elétrica pública, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis, designadas por Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC). O mesmo Decreto-Lei estabelece ainda o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP), por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, designadas por Unidades de Pequena Produção (UPP). Deste modo, este Decreto-Lei veio implementar o novo regime jurídico para as UPP e as UPAC, revogando a microprodução e miniprodução, tornando-se atualmente no único regime jurídico para a produção descentralizada.

No que diz respeito às condições de acesso, para quem pretende instalar uma UPAC com potência instalada superior a 200 W e igual ou inferior a 1,5 kW ou cuja instalação elétrica esteja ligada à RESP deve apresentar uma mera comunicação prévia de exploração, dirigida à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), através do SERUP (Sistema Eletrónico de Registo da UPAC), estando dispensados de efetuar o registo. Tratando-se de uma UPAC com uma potência instalada superior a 1 MW, a sua instalação e a entrada em exploração carecem de licença de produção e licença de exploração, respetivamente. A UPAC cuja potência instalada seja igual ou inferior a 200 W está isenta de controlo prévio. O titular de UPAC que pretenda fornecer energia elétrica não consumida na instalação elétrica de utilização e cuja potência instalada seja igual ou inferior a 1,5 kW, está sujeito a registo prévio e à obtenção de certificado de exploração. O

detentor de uma instalação elétrica de utilização sem ligação à RESP associada a uma unidade de produção que, independentemente da potência instalada, utiliza fontes de energia renovável, e pretenda transacionar garantias de origem, está sujeito a registo prévio e à obtenção de certificado de exploração, bem como às demais normas do presente decreto-lei aplicáveis aos produtores, com as devidas adaptações [22].

2.5.2.1. Requisitos para Acesso ao Registo

Podem proceder ao registo de uma UPAC a pessoa singular ou coletiva, bem como os condomínios de edifícios organizados em propriedade horizontal, que preencham, cumulativamente, os seguintes requisitos:

- Dispor, à data do pedido de registo, de uma instalação de utilização de energia elétrica e, caso esta instalação se encontre ligada à RESP, seja titular de contrato de fornecimento de energia celebrado com um comercializador de eletricidade.
- A potência instalada de uma UPAC não deve ser superior a duas vezes a potência de ligação.

Sempre que a instalação elétrica de utilização se encontre ligada à RESP, o promotor deve proceder a uma averiguação das condições técnicas de ligação no local onde pretende instalar a UPAC, com vista a verificar a existência de condições adequadas à receção de eventuais excedentes de eletricidade, procedendo a medições de tensão nesse local, e salvaguardando os limites e condições técnicas estabelecidas no Regulamento da Qualidade de Serviço e no Regulamento Técnico e de Qualidade. Os registos são feitos através do portal eletrónico da DGEG [22], [36].

2.5.2.2. Requisitos para Obtenção do Registo e do Certificado de Exploração

Como apresentado no início deste capítulo, apenas é necessário proceder à obtenção de registo e do certificado de exploração se a potência da UPAC for superior a 1,5 kW, bem como para as UPAC cuja potência instalada seja igual ou inferior a 1,5 kW e tenham ligação com a RESP e para instalações sem ligação à RESP que utilizem fontes de energia renovável e que pretendam transacionar garantias de origem.

O registo da UPAC torna-se definitivo com a emissão do certificado de exploração, que é emitido ao titular do registo após a instalação da UPAC e verificação da sua conformidade. O certificado de exploração definitivo é emitido ao titular após a instalação da UPAC e conclusão do procedimento de inspeção ou reinspeção.

2.5.2.3. Direitos do Produtor

No exercício da atividade de produção de eletricidade para autoconsumo, o produtor tem os seguintes direitos [22]:

- Estabelecer uma UPAC por cada instalação elétrica de utilização, recorrendo a um qualquer *mix* de fontes de energia, renováveis ou não renováveis, e respetivas tecnologias de produção associadas;
- Ligar a UPAC à instalação elétrica de utilização após a emissão do correspondente certificado de exploração definitivo;
- Consumir a energia gerada pela UPAC e exportar eventuais excedentes para a RESP;
- Quando aplicável, celebrar contrato de venda da eletricidade proveniente da UPAC não consumida na instalação elétrica de utilização de eletricidade;
- Solicitar a emissão de Garantias de Origem à Entidade Emissora de Garantias de Origem relativas à eletricidade produzida na UPAC e autoconsumida, proveniente de fontes renováveis.

2.5.2.4. Deveres do Produtor

No exercício da atividade de produção de eletricidade para autoconsumo, o produtor tem os seguintes deveres [22]:

- Suportar os custos das alterações da ligação da instalação elétrica de utilização à RESP e o custo associado aos contadores que medem o total da eletricidade produzida pela UPAC, bem como o total da eletricidade injetada na RESP;
- Pagar a compensação devida pela UPAC;
- Dimensionar a UPAC de forma a garantir a aproximação, sempre que possível, da energia elétrica produzida com a quantidade da energia elétrica consumida;
- Prestar à DGEG todas as informações e dados técnicos da instalação e facilitar o acesso do pessoal técnico, ao CUR (Comercializador Último Recurso) e ao operador da rede;
- Celebrar um seguro de responsabilidade civil, cujo capital seguro mínimo e condições mínimas são definidas em Portaria do Governo;
- Assegurar que os equipamentos se encontrem certificados.

2.5.2.5. Remuneração da Energia Proveniente das UPAC

A contagem da eletricidade total produzida pela UPAC é obrigatória para potências instaladas superiores a 1,5 kW e cuja instalação se encontre ligada à RESP. Sempre que a energia proveniente de uma UPAC tenha origem em fonte de energia renovável, a capacidade instalada nesta unidade não seja superior a 1 MW e a instalação se encontre ligada à RESP, o produtor pode celebrar, com o CUR, contrato de venda da eletricidade produzida e não consumida.

O valor da energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor é calculado de acordo com a expressão 2.1:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (2.1)$$

Onde $R_{UPAC,m}$ é a remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês 'm' em €, $E_{fornecida,m}$ é a energia fornecida no mês 'm', em kWh, $OMIE_m$ é o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador Médio do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal relativos ao mês 'm', em €/kWh e 'm' é o mês a que se refere a contagem de eletricidade fornecida à RESP. O valor de 0,9 corresponde aos 10% deduzidos para compensar custos com injeção [24].

2.5.2.6. Compensação Paga ao Sistema

As UPAC com potência superior a 1,5 kW e cuja instalação de consumo esteja ligada à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação, que permita recuperar uma parcela dos CIEG (Custos de Interesse Económico Geral) na tarifa de uso global do sistema.

A compensação a pagar apenas se torna efetiva quando a representatividade das UPAC excede 1% do total da potência instalada no SEN. Após atingir 1%, o coeficiente de ponderação é:

- 30% dos CIEG enquanto a potência acumulada das UPAC instaladas não exceda 3% do total da potência instalada no SEN.
- 50% dos CIEG quando a potência acumulada das UPAC instaladas exceda 3% do total da potência instalada no SEN.

A compensação mensal a pagar é fixada no início da entrada em exploração da UPAC e vigora por um período de 10 anos. A compensação mensal é fixa e incide sobre a potência instalada da UPAC. A compensação é apurada pelo ORD (Operador da Rede de Distribuição) e faturada pelo CUR.

Assim sendo, a expressão 2.2 traduz o pagamento de uma compensação mensal fixa:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t \quad (2.2)$$

Onde $C_{UPAC,m}$ é a compensação paga no mês ‘ m ’ por cada kW de potência instalada, que permita recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de produção de eletricidade em autoconsumo, P_{UPAC} é o valor da potência instalada da UPAC, constante no respetivo certificado de exploração, $V_{CIEG,t}$ é o valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, medido em € por kW, apurado no ano ‘ t ’, K_t é o coeficiente de ponderação entre 0% e 50% a aplicar ao $V_{CIEG,t}$ tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no SEN no ano ‘ t ’ e ‘ t ’ é o ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

O $V_{CIEG,t}$ referido na equação 2.2 é calculado com base na equação 2.3:

$$V_{CIEG,t} = \sum_{n=0}^2 (Cieg_i^p(t-n)) \times \frac{1}{3} + \sum_{n=0}^2 (Cieg_{i,h}^e(t-n)) \times \frac{1}{3} \times \frac{1500}{12} \quad (2.3)$$

Onde $Cieg_i^p$ corresponde ao somatório do valor das parcelas ‘ i ’ do CIEG medido em € por kW, $Cieg_{i,h}^e$ corresponde ao somatório, da média aritmética simples do valor para os diferentes períodos horários ‘ h ’ de cada uma das parcelas ‘ i ’ dos CIEG medido em € por kWh, ‘ h ’ corresponde ao período horário de entrega de energia elétrica aos clientes finais e ‘ t ’ corresponde ao ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC. Assim, o valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, $V_{CIEG,t}$, medido em € por kWh, apurado no ano de 2017 é apresentado na tabela 2.2 [24], [37].

Tabela 2.2 – Valor associado à recuperação dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral em 2017 [37]

Nível de Tensão / Tipo de Fornecimento	$V_{CIEG,2017}$ [(€/kW) /mês]
AT	2,983
MT	3,878
BTE	5,061
BTN > 20,7 kVA	4,945
BTN ≤ 20,7 kVA	8,286

2.5.2.7. Fiscalização e Inspeção Periódica

No que diz respeito à fiscalização, as UP são sujeitas a fiscalização para verificar a sua conformidade com o disposto no Decreto-Lei 153/2014 e no Regulamento Técnico e de Qualidade. A competência para fiscalização do cumprimento das obrigações previstas no Decreto-Lei 153/2014 pertence à DGEG, que podem solicitar apoio de técnicos especializados sempre que o considerem necessário.

Relativamente à inspeção periódica, as UP com potência instalada superior a 1,5 kW encontram-se concomitantemente sujeitas a inspeções periódicas, as quais são realizadas com uma

periodicidade de dez anos, quando a potência da UP seja inferior a 1 MW ou seis anos, nos restantes casos. As regras e orientações metodológicas são definidas por despacho do diretor-geral da DGEG e objeto de publicação no SERUP [22].

2.5.3. Requisitos Técnicos de Proteção

A norma portuguesa, baseada na norma europeia EN 50438, especifica os requisitos técnicos para as funções de proteção e as possibilidades de exploração das instalações de microprodução, concebidas para funcionar em paralelo com as redes públicas de distribuição de baixa tensão. Esta norma aplica-se independentemente da fonte primária da instalação de microprodução de energia, em que a microprodução é referente a equipamentos com correntes nominais até 16 A, inclusive, por fase, mono ou polifásicos 230/400 V ou polifásicos 230 V (tensão nominal fase – fase) [24], [38].

2.5.3.1. Gama de Funcionamento Normal

A instalação de microprodução deve ser capaz de não se desligar devido à tensão quando a tensão no ponto de ligação permanece na gama de $0,85 U_n$ a $1,1 U_n$. O proprietário da instalação de microprodução deve tomar em consideração o aumento e a queda de tensão na instalação quando se consideram as gamas de operação mais amplas para a própria unidade produtora.

No que diz respeito à gama de funcionamento normal em frequência, a instalação de microprodução deve ser capaz de funcionar continuamente quando a frequência no ponto de ligação permanece na gama de 49 Hz a 51 Hz. Os geradores lineares, acoplados diretamente e de forma sincronizada com a rede e alimentados por motores *Stirling* de pistão livre, podem desligar-se abaixo de 49,5 Hz e acima de 50,5 Hz.

Em resposta a subfrequências, uma instalação de microprodução deve ser resiliente às reduções da frequência no ponto de ligação enquanto reduz a potência máxima tão pouco quanto possível. O tempo mínimo de funcionamento em situações de subfrequência (47,5 Hz – 49 Hz) é de trinta minutos, sendo este o tempo durante o qual uma instalação de microprodução deve ser capaz de funcionar sem se desligar da rede. A redução de potência ativa devido a subfrequência abaixo de 49,5 Hz é limitada por uma taxa de redução de 10 % da potência momentânea por queda de frequência de 1 Hz e, devido a subfrequências abaixo de 49 Hz, é limitada por uma taxa de redução de 2 % da potência momentânea por queda de frequência de 1 Hz.

Relativamente à resposta em potência à sobrefrequência (51 Hz – 51,5 Hz), uma instalação de microprodução deve ser resiliente à sobrefrequência no ponto de ligação. O período de tempo mínimo durante os quais uma instalação de microprodução deve ser capaz de funcionar sem se desligar da rede é de trinta minutos. O gerador deve ser capaz de ativar a resposta de potência ativa

à frequência tão rapidamente quanto tecnicamente viável com um tempo de atraso inicial que deve ser tão curto quanto possível, com um máximo de 2 segundos [38].

2.5.3.2. Proteção de Interligação

A finalidade da proteção da interligação é assegurar que a ligação do microgerador não irá prejudicar a integridade ou degradar a segurança da rede de distribuição. A proteção de interligação deve ser insensível às variações de frequência e tensão na rede de distribuição que estejam dentro dos limites de tensão e frequência definidos.

As funções de proteção devem avaliar, pelo menos, todas as fases em que os microgerador estão ligados. No caso de sistemas de produção trifásica e quando o sistema de proteção é implementado como um sistema de proteção externo num sistema de alimentação trifásico, todas as tensões fase-fase ou fase-neutro devem ser avaliadas. A frequência deve ser avaliada em pelo menos uma das tensões de alimentação. A exatidão mínima requerida é para a medição de frequência $\pm 0,05$ Hz e para a medição de tensão é ± 1 % de U_n .

Com vista a evitar manobras contínuas de ativação e desativação de relé de proteção de interligação, o valor de desativação das funções de frequência e de tensão deve diferir em mais de 2% do valor de disparo.

É permitido utilizar um sistema de proteção que forneça proteção de interligação para dois ou mais microgeradores até, no total, 16 A, inclusive, por fase. Se dois ou mais microgeradores, cada um com o seu dispositivo de interligação, são colocados em paralelo, o funcionamento combinado adequado dos dispositivos de proteção deve ser assegurado.

Os parâmetros de proteção de interligação são fornecidos pelo ORD. Se nenhum parâmetro for fornecido, deverão ser aplicadas as configurações predefinidas na tabela 2.3 [38].

Tabela 2.3 – Desempenho predefinido da proteção de interligação [39]

Parâmetro	Tempo de Desligação Máximo	Tempo de Operação Mínimo	Valor de Disparo
Sobretensão – etapa 1^a	3 s	-	230 V + 10 %
Sobretensão – etapa 2	0,2 s	0,1 s	230 V + 15 %
Subtensão	1,5 s	1,2 s	230 V – 15 %
Sobrefrequência	0,5 s	0,3 s	51 Hz
Subfrequência	0,5 s	0,3 s	47,5 HZ
^a) Sobretensão – etapa 1: valor de 10 minutos que corresponde à EN 50160. As tensões indicadas são os valores eficazes ou os valores de componente fundamental			

O sistema de proteção de interligação, composto pelo relé de proteção de interligação e pelo interruptor de interligação, deve satisfazer os requisitos de imunidade ao defeito simples. Um defeito simples não deve levar à perda das funções de segurança. Os defeitos cujas causas são comuns devem ser tidos em consideração caso a probabilidade de ocorrência de um desses defeitos

seja significativa. Sempre que razoavelmente prático, o defeito simples deve ser indicado e conduzir à desligação da unidade ou sistema de produção de energia. Para os interruptores ligados em série, cada um deve dispor de forma individual, de um poder de corte correspondente à corrente estipulada do microgerador e correspondente à contribuição de curto-circuito do microgerador [38].

Capítulo 3

Caracterização Associada ao Local de Consumo

O consumidor residencial que foi usado durante o estudo tem uma potência contratada de 6,9 kVA com tarifa bi-horária. Segundo a ERSE [39], na distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalões de potência (BTN), a tarifa bi-horária é predominante no escalão 6,9 kVA, pelo que abrange uma grande parte do universo de consumidores.

3.1. Perfil de Consumos

O conhecimento do perfil de consumo é fundamental para estudar a colocação de sistemas de produção fotovoltaica com armazenamento para autoconsumo por forma a adequar a instalação às necessidades do cliente. Os registos de consumo foram feitos através de aparelhos de medição instalados na residência do consumidor, figura 3.1, sendo que os registos de consumo utilizados têm uma periodicidade de 15 minutos.



Figura 3.1 – Equipamentos de medida

Para o consumidor em estudo foram analisados os consumos de um ano completo, de janeiro a dezembro de 2017, onde se obtiveram os dados relativos ao consumo mensal, aos consumos dos dias úteis e dos dias de fim-de-semana. Calcularam-se também os consumos médios diários relativos a cada mês, a potência média e o custo da energia elétrica. Nas tabelas 5.1 e 5.2 são apresentados os valores referidos.

Tabela 3.1 – Dados relativos ao consumo em kWh durante o ano de 2017

Meses	Consumo Mensal [kWh/mês]	Potência Média [W]	Custo [€]
Janeiro	528,52	710,37	88,80
Fevereiro	438,80	652,98	73,35
Março	498,79	670,41	85,82
Abril	296,73	412,12	54,73
Mai	255,23	343,05	50,37
Junho	215,36	299,11	44,86
Julho	225,34	302,87	44,28
Agosto	199,71	268,43	42,44
Setembro	223,07	309,82	44,17
Outubro	256,40	344,62	48,07
Novembro	319,16	443,28	56,54
Dezembro	535,27	719,45	88,08
Anual	3992,37	-	721,50

Tabela 3.2 – Dados relativos ao consumo médio em kWh durante o ano de 2017

Meses	Consumo Médio Diário Dia Útil [kWh/diaÚtil]	Consumo Médio Diário Dia FdS [kWh/diaFdS]
Janeiro	16,12	19,72
Fevereiro	14,41	21,51
Março	15,05	19,08
Abril	9,12	11,44
Mai	7,62	9,99
Junho	7,15	7,26
Julho	6,42	9,05
Agosto	6,59	6,02
Setembro	7,33	7,69
Outubro	7,55	10,03
Novembro	10,11	12,10
Dezembro	16,94	17,95

Os dados das tabelas acima apresentados mostram que durante os meses de Inverno e Outono há um maior consumo em comparação com os meses de Primavera e Verão. Nos mesmos dados é possível verificar que este consumidor apresenta um consumo diferente nos dias úteis em comparação com os dias de fim-de-semana, havendo maior consumo aos dias de fim-de-semana.

Os seguintes gráficos analisam o consumo de um dia útil médio e de um dia de fim-de-semana médio de um mês representante de cada estação do ano. Os gráficos dos meses não apresentados, assim como as tabelas com os valores dos consumos de cada mês, podem ser encontrados no anexo A desta dissertação.

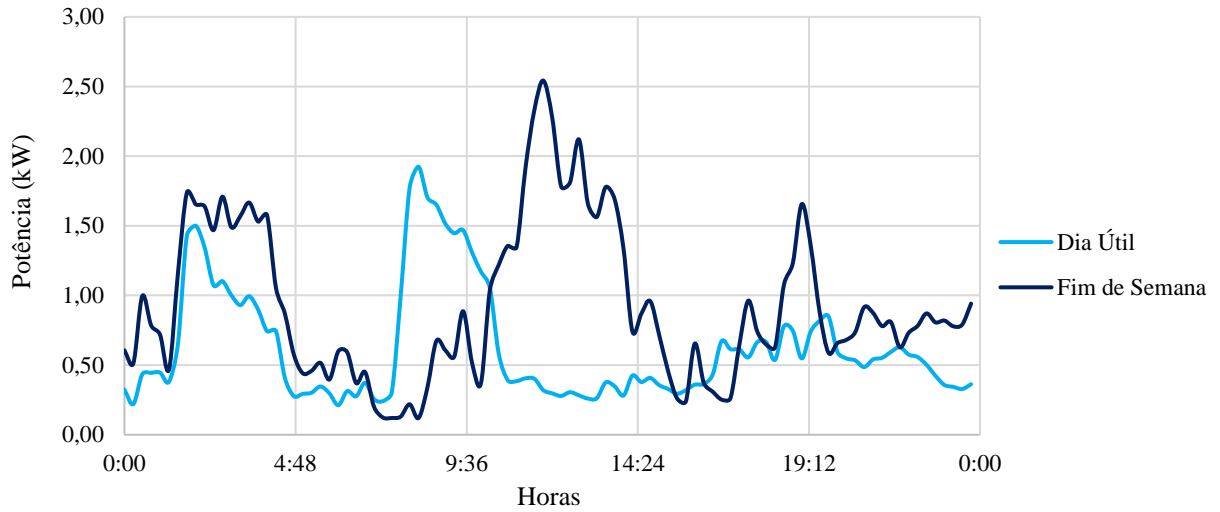


Figura 3.2 – Dados relativos ao consumo médio diário de fevereiro (mês representante do Inverno)

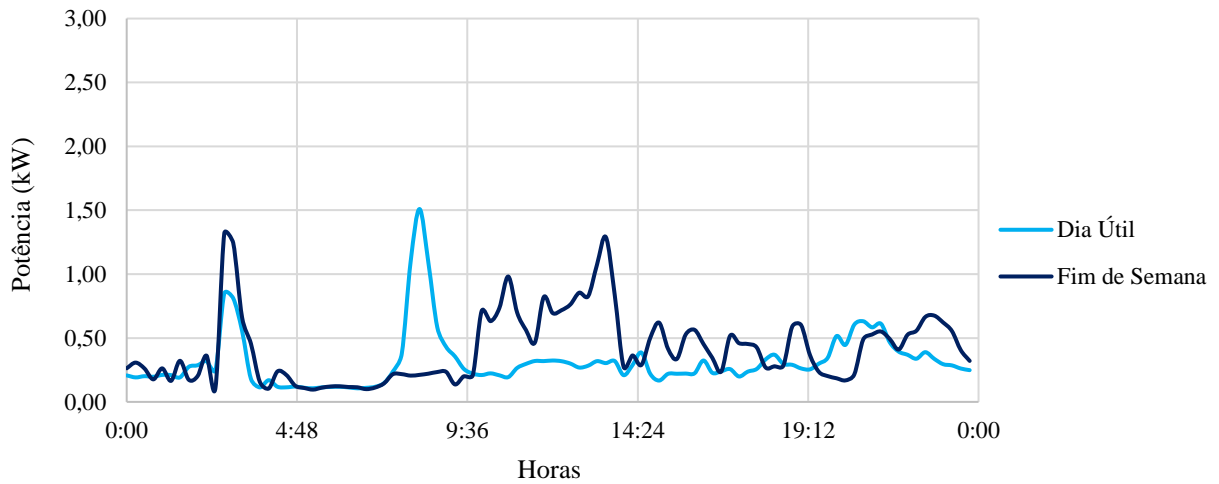


Figura 3.3 – Dados relativos ao consumo médio diário de maio (mês representante da Primavera)

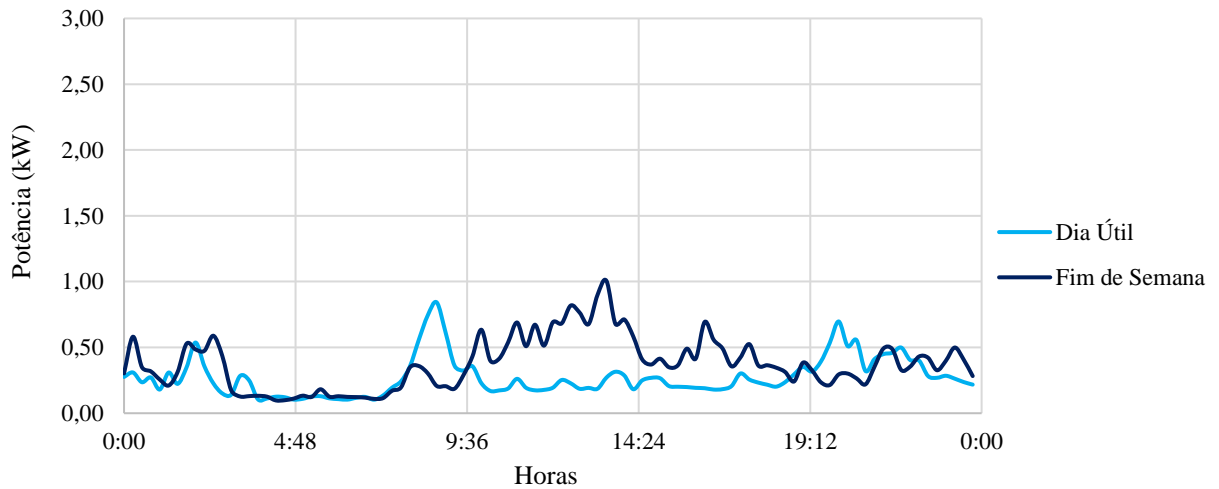


Figura 3.4 – Dados relativos ao consumo médio diário de julho (mês representante do Verão)

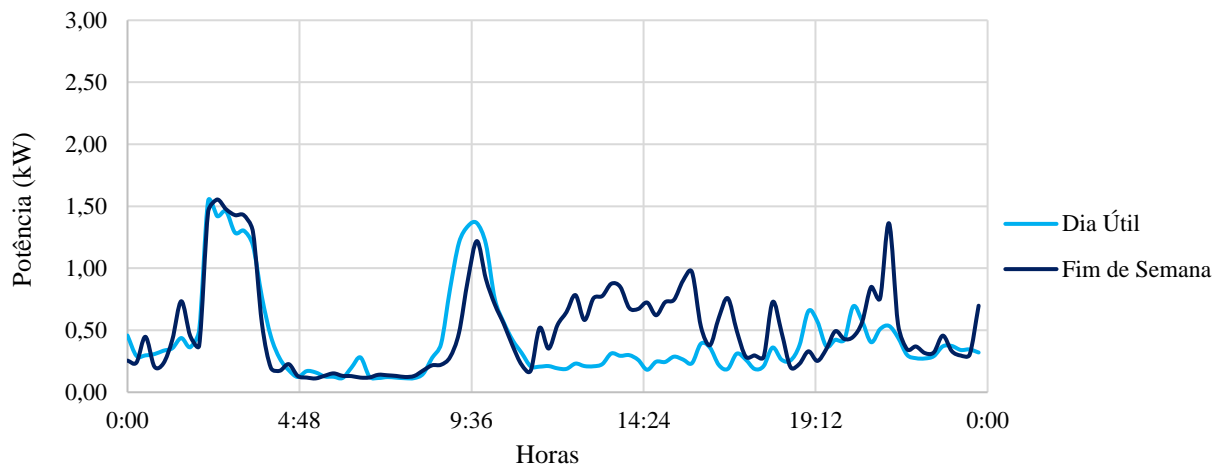


Figura 3.5 – Dados relativos ao consumo médio diário de novembro (mês representante do Outono)

Como se pode observar nos gráficos das figuras acima, os maiores consumos estão presentes nos meses mais húmidos e frios (fevereiro e novembro). Nos restantes meses (maio e julho), período mais seco e mais quente, o consumo é sensivelmente metade dos meses húmidos. Relativamente à diferença entre os dias úteis e os dias de fim-de-semana é possível verificar que o consumo nos dias de fim-de-semana é maior, principalmente no período horário entre as 9:00 e as 15:00.

3.2. Perfil de Produção

Os perfis de produção fotovoltaico utilizados neste estudo são obtidos através da recolha de dados, em períodos de 15 minutos, durante todo o ano para a região de Coimbra. Na realização deste estudo foram utilizadas diferentes potências para a instalação de painéis fotovoltaicos (250 W, 500 W, 750 W, 1000 W, 1250 W e 1500 W).

O gráfico da figura 3.6 apresenta os valores da produção fotovoltaica média de um painel de 1000 W, durante o mês representativo de cada estação do ano.

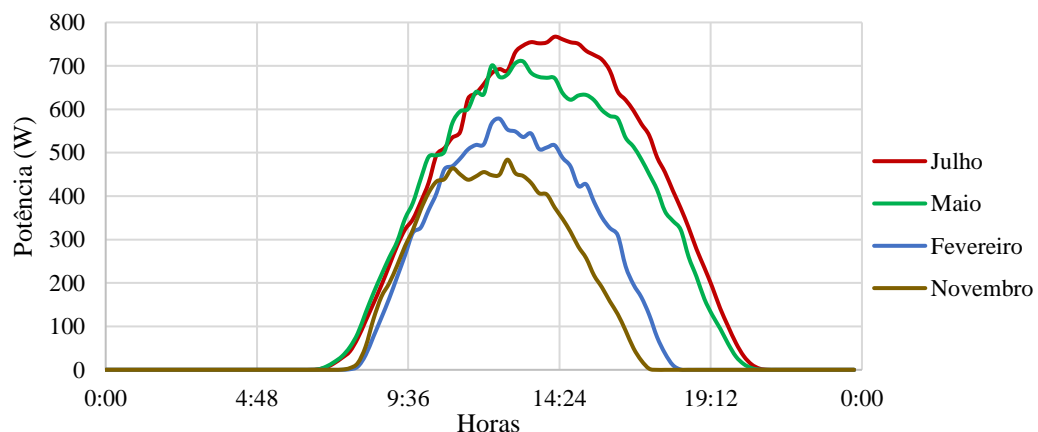


Figura 3.6 – Dados relativos à produção média de um painel fotovoltaico de 1000W nos meses de fevereiro, maio, julho e novembro

Como se pode ver no gráfico da figura 3.6, a produção solar nos meses de inverno e outono é menor em relação aos meses de verão e primavera. No mesmo gráfico também se pode concluir que o período horário de exposição solar nos meses de verão e primavera é bastante mais elevado do que nos meses de inverno e outono, assim como o pico máximo atingido em cada estação do ano, sendo o maior no Verão e o menor no Outono.

A tabela 3.3 apresenta os valores de produção anual fotovoltaico de cada mês do ano de 2017 e através do gráfico da figura 3.7 é possível observar as diferenças de produção entre os meses em estudo representativos das estações do ano.

Tabela 3.3 – Dados relativos à produção fotovoltaica em kWh de cada mês para o ano de 2017

Mês	Potência Paine 250 W [kWh]	Potência Paine 500 W [kWh]	Potência Paine 750 W [kWh]	Potência Paine 1000 W [kWh]	Potência Paine 1250 W [kWh]	Potência Paine 1500 W [kWh]
Janeiro	58,99	117,99	176,98	235,97	294,96	353,96
Fevereiro	99,15	198,30	297,45	396,59	495,74	594,89
Março	146,87	293,75	440,62	587,49	734,36	881,24
Abril	138,35	276,71	415,06	553,41	691,77	830,12
Mai	173,98	347,96	521,94	695,91	869,89	1043,87
Junho	156,43	312,87	469,30	625,73	782,17	938,60
Julho	189,27	378,54	567,80	757,07	946,34	1135,61
Agosto	176,73	353,46	530,18	706,91	883,64	1060,37
Setembro	149,67	299,33	449,00	598,67	748,34	898,00
Outubro	106,17	212,33	318,50	424,66	530,83	637,00
Novembro	84,52	169,03	253,55	338,07	422,58	507,10
Dezembro	65,22	130,43	195,65	260,86	326,08	391,30

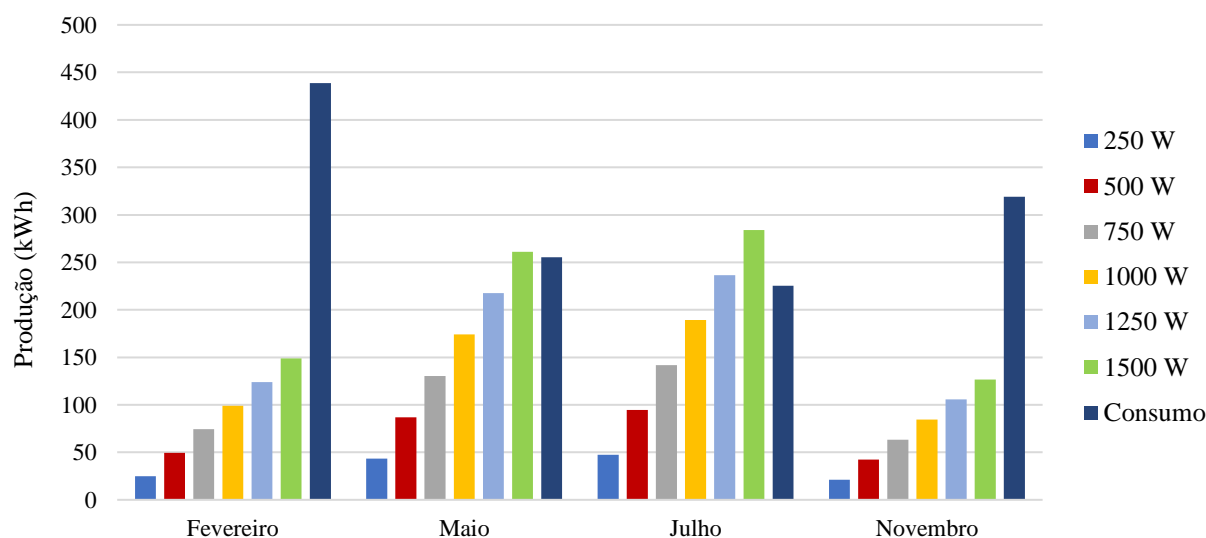


Figura 3.7 – Dados relativos à produção fotovoltaica de cada tipo de painel fotovoltaico relativos a cada mês em estudo

No gráfico da figura 3.7 é possível observar a grande diferença dos valores de produção de energia fotovoltaica entre as diferentes estações do ano, por exemplo, a quantidade de energia produzida por um painel de 1500 W no inverno corresponde à que um painel de 750 W produz no verão, e o consumo do utilizador na mesma estação do ano.

3.3. Regime Tarifário

Na instalação de sistemas de produção fotovoltaica com armazenamento para autoconsumo é importante estudar os impactos financeiros que pode haver nos valores do custo de energia do cliente. Assim, foi importante estudar as tarifas aplicadas ao consumidor.

Neste estudo, o cliente contratou uma potência de 6,90 kVA com uma tarifa bi-horária, em que para diferentes períodos do dia o cliente tem diferentes preços. Nas tabelas 3.4 e 3.5 estão representados os valores aplicados [40], [41].

Tabela 3.4 – Preçário da tarifa bi-horária em horário de Inverno para o ano de 2017

Dia da Semana	Horário	Tipo de Hora	€/kWh
Segunda a Sexta	00h00 - 07h00	Vazio	0,0912
	07h00 - 24h00	Fora de Vazio	0,1977
Sábado	00h00 - 09h30	Vazio	0,0912
	09h30 - 13h30	Fora de Vazio	0,1977
	13h30 - 18h30	Vazio	0,0912
	18h30 - 22h00	Fora de Vazio	0,1977
	22h00 - 00h00	Vazio	0,0912
Domingo	00h00 - 24h00	Vazio	0,0912

Tabela 3.5 – Preçário da tarifa bi-horária em horário de Verão para o ano de 2017

Dia da Semana	Horário	Tipo de Hora	€/kWh
Segunda a Sexta	00h00 - 07h00	Vazio	0,0912
	07h00 - 24h00	Fora de Vazio	0,1977
Sábado	00h00 - 09h00	Vazio	0,0912
	09h00 - 14h00	Fora de Vazio	0,1977
	14h00 - 20h00	Vazio	0,0912
	20h00 - 22h00	Fora de Vazio	0,1977
	22h00 - 00h00	Vazio	0,0912
Domingo	00h00 - 24h00	Vazio	0,0912

Nas tabelas acima apresentadas é de notar a diferença de horário de Inverno (29 de outubro a 25 de março) e Verão (26 de março a 28 de outubro) [42] aos sábados, em que há alteração do número de horas fora de vazio e vazio. Os valores de custo por kWh apresentados são os valores da EDP Comercial referentes ao ano de 2017 em ciclo bi-horário.

Além dos valores apresentados, os consumidores de BTN, além de pagarem a energia ativa, tem de pagar a potência contratada. Neste estudo, para uma potência contratada de 6,90 kVA, o cliente, com débito direto e fatura eletrónica, tem de pagar 0,3580 €/dia.

Capítulo 4

Estudo de um Caso

Este capítulo abordará os cenários de perfis de consumo, produção e armazenamento de energia para as diferentes estações de ano (Inverno, Primavera, Verão e Outono), tendo em consideração a caracterização associada ao local do consumo mencionado no capítulo anterior.

4.1. Metodologia usada no Tratamento de Dados

Após a obtenção dos consumos durante o ano de 2017, em intervalos de tempo de 15 minutos, e a produção solar fotovoltaica, para as diferentes capacidades dos painéis fotovoltaicos, durante o mesmo ano, foram estudadas, para todas as estações do ano, a capacidade das baterias a usar de forma a armazenar energia em excesso produzida pelos painéis fotovoltaicos.

As trocas de energia com a RESP e com a bateria, usada com a função de armazenamento de energia, tiveram em consideração as equações 4.1 e 4.2:

$$\text{Se } (\text{Consumo}_t - \text{Produção}_t) \times (1 - \%_{\text{perdas}}) > 0$$

$$\text{Consumo}_{\text{rede/bateria}_t} = (\text{Consumo}_t - \text{Produção}_t) \times (1 - \%_{\text{perdas}}) \quad (4.1)$$

$$\text{Se } (\text{Consumo}_t - \text{Produção}_t) \times (1 - \%_{\text{perdas}}) < 0$$

$$\text{Armazenamento}_{\text{bateria}_t} = - (\text{Consumo}_t - \text{Produção}_t) \times (1 - \%_{\text{perdas}}) \quad (4.2)$$

Onde $\text{Consumo}_{\text{rede/bateria}_t}$ representa a energia consumida pela bateria, ou quando esta está descarregada, pela rede no instante t [Wh], $\text{Armazenamento}_{\text{bateria}_t}$ representa a energia armazenada na bateria no instante t [Wh], Consumo_t representa a energia consumida no instante t [Wh], Produção_t representa a energia produzida pelo painel fotovoltaico instalado na residência no instante t [Wh] e $\%_{\text{perdas}}$ representa as perdas associadas às trocas de energia, que neste caso foram consideradas perdas de 10%.

As equações 4.1 e 4.2 determinam a quantidade de energia que foi consumida pelo utilizador proveniente da rede ou da energia armazenada da bateria e a quantidade de energia que foi armazenada na bateria, respetivamente.

Para cada estação do ano foi escolhida uma semana representativa, tendo em conta os consumos e os valores de produção solar. Para o Inverno foi escolhida a semana de 20 a 26 de fevereiro, para a Primavera a semana de 1 a 7 de maio, para o Verão a semana de 10 a 16 de julho e para o Outono a semana de 20 a 26 de novembro.

Nas semanas analisadas, por forma a garantir uma degradação mais reduzida da vida útil das baterias, foi considerada uma utilização entre 20% a 80% da capacidade máxima das baterias. Para os painéis fotovoltaicos de 250 W não se considerou o uso de baterias, pois o uso de baterias não iria trazer qualquer vantagem económica porque apenas uma reduzida percentagem da produção é injetada na rede. A gestão do carregamento e do descarregamento das baterias é feita através de controladores, que permitem que haja um controlo ativo da gestão da energia armazenada nas baterias.

4.2. Análise Semanal durante o Inverno

Após a obtenção dos dados relativos ao consumo e à produção fotovoltaica foi feito um estudo com diversas capacidades de baterias (1,25 kWh, 2,50 kWh, 3,75 kWh, 5,00 kWh e 6,25 kWh) para o armazenamento de energia produzida em excesso.

Na semana em estudo foram usados dados de produção fotovoltaico para os diferentes níveis de capacidade de produção, figura 4.1, e dados do consumo da respetiva semana, figura 4.2. No gráfico da figura 4.1 é possível verificar que durante os dias de terça-feira e de domingo houve alguma interferência com a existência de nuvens, que fez com que houvesse alguma variabilidade na produção fotovoltaica.

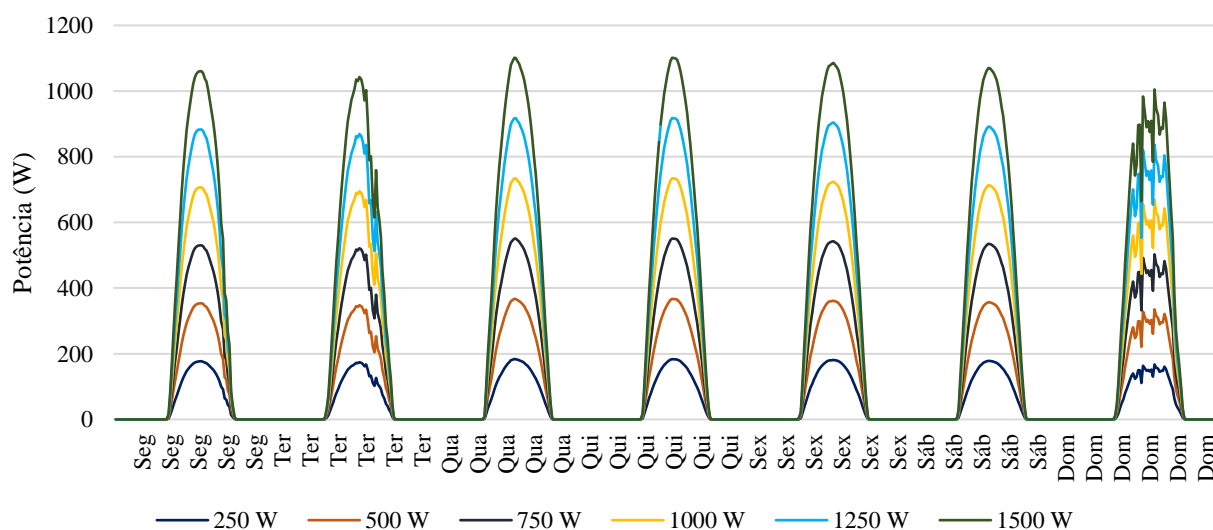


Figura 4.1 – Dados relativos à produção fotovoltaica na semana em estudo durante o Inverno

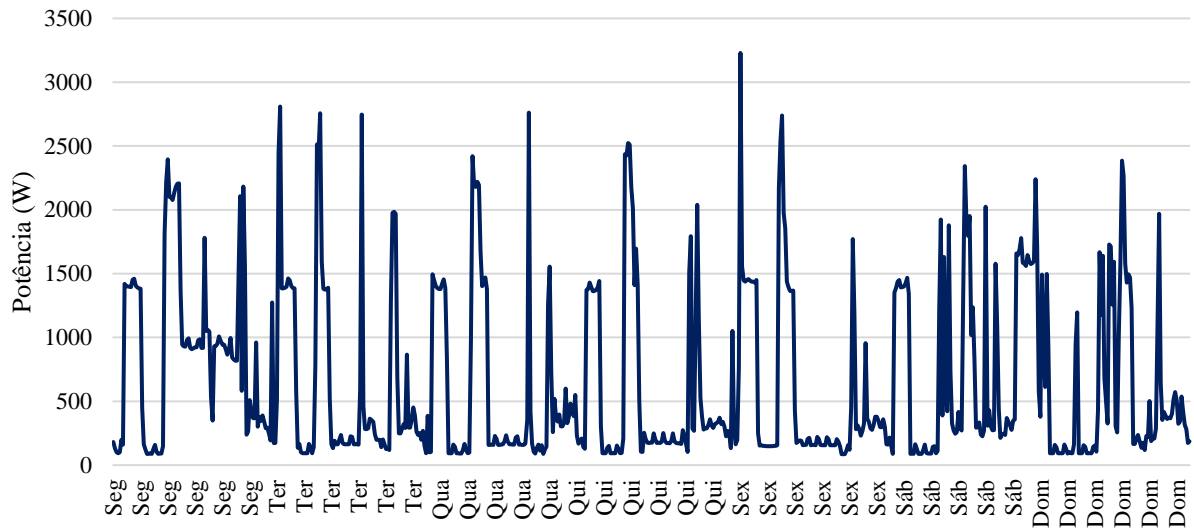


Figura 4.2 – Dados relativos ao consumo na semana em estudo durante o Inverno

Para análise mais minuciosa e para uma melhor clarificação das conclusões retiradas do estudo de caso, foram detalhadamente analisados dois dias representativos, um dia útil e um dia de fim-de-semana, por forma a mostrar a sua influência nesta estação do ano. Neste caso de estudo foram escolhidas uma sexta-feira e um domingo.

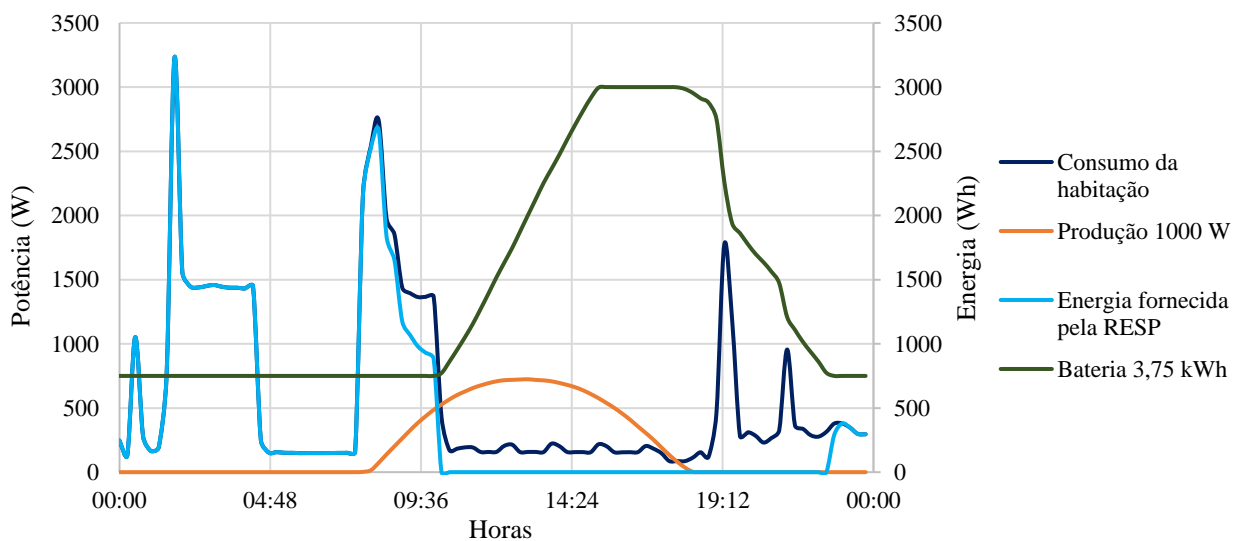


Figura 4.3 – Dados relativos a um dia útil, sexta-feira, durante o Inverno

Para um dia útil, sexta-feira, durante o Inverno, no gráfico da figura 4.3, é possível observar o consumo da habitação, a produção do painel fotovoltaico, com uma potência de pico de 1000 W, o estado de carga da bateria de 3,75 kWh e a energia fornecida pela rede pública (RESP), que foi igual ao consumo da habitação nas primeiras horas e ao final do dia.

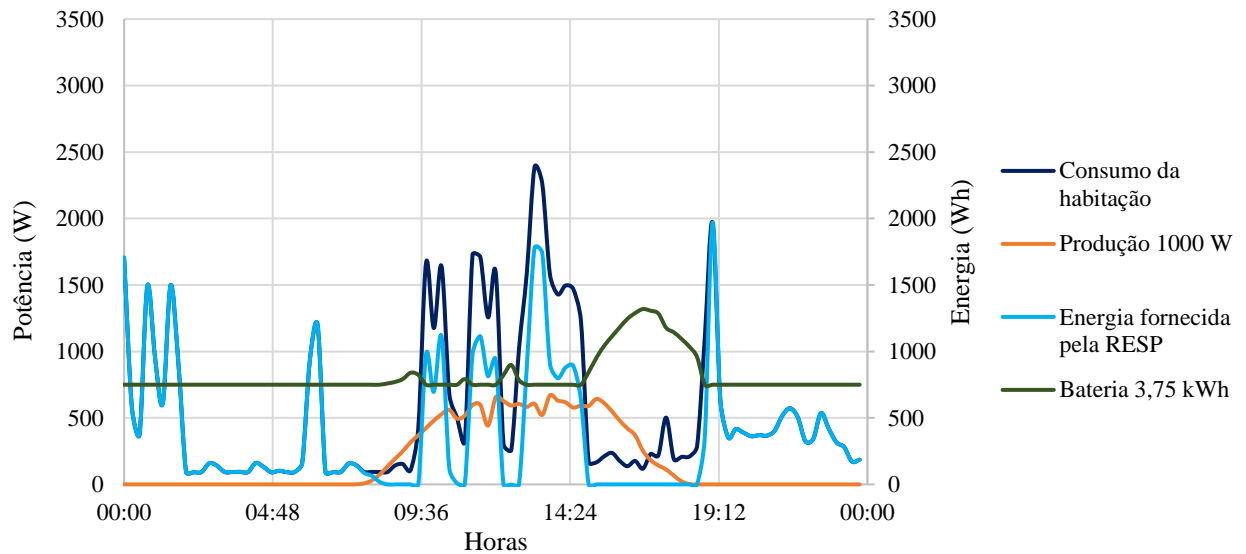


Figura 4.4 – Dados relativos a um dia de fim-de-semana, domingo, durante o Inverno

Relativamente ao dia de fim-de-semana, domingo, durante o Inverno, no gráfico da figura 4.4, é possível observar o consumo da habitação, a produção do painel fotovoltaico, com uma potência de pico de 1000 W, o estado de carga da bateria de 3,75 kWh e a energia fornecida pela RESP, que foi igual ao consumo da habitação no período da manhã e no período da noite.

Comparativamente aos dois dias em estudo, é possível notar que durante o dia útil a bateria foi muito mais utilizada, esgotando a sua capacidade útil de armazenamento e levou a que houvesse uma menor troca de energia com a RESP. No anexo B encontra-se o estado de carga de cada capacidade da bateria para as diferentes potências de painéis utilizados durante o Inverno.

Da análise deste caso de estudo foram calculadas a redução de custos para o consumidor com a compra de eletricidade e a correspondente redução da energia fornecida pela RESP, em percentagem, para os diferentes valores de potência instalado de painéis fotovoltaicos e para as diferentes capacidades das baterias. Assim, a tabela 4.1 apresenta os valores de redução de energia proveniente da rede e a tabela 4.2 apresenta a redução do custo de energia para as diferentes situações de potência instalada e de capacidade de bateria, em que preço mensal apresentado tem incluído o custo da potência contratada, bem como da eletricidade consumida vinda da rede, tendo em conta que sem qualquer instalação para autoconsumo, o valor de custo de energia seria de 76,54 €.

Na tabela 4.1, os valores da primeira linha representam a produção relativa ao consumo total da instalação, onde as perdas são desprezáveis. Nos restantes valores, que correspondem à existência de baterias, é tido em conta as perdas no armazenamento, bem como situações em que

a bateria atinge a sua capacidade máxima de armazenamento, sendo a energia produzida em excesso é injetada na RESP

Tabela 4.1 – Redução mensal de energia proveniente da RESP durante o Inverno

		Painéis Fotovoltaicos					
		250 W	500 W	750 W	1000 W	1250 W	1500 W
Produção Relativa		7,38%	14,76%	22,14%	29,52%	36,91%	44,29%
Sem bateria		7,29%	11,68%	14,97%	17,99%	20,70%	22,95%
Bateria	1,25 kWh		14,03%	18,28%	22,10%	25,49%	28,81%
	2,50 kWh		14,11%	20,53%	24,56%	28,27%	31,84%
	3,75 kWh		14,11%	20,83%	26,65%	30,73%	34,42%
	5,00 kWh		14,11%	20,83%	27,46%	32,71%	36,78%
	6,25 kWh		14,11%	20,83%	27,46%	33,95%	38,69%

Tabela 4.2 – Redução do custo mensal de energia durante o Inverno

		Painéis Fotovoltaicos					
		250 W	500 W	750 W	1000 W	1250 W	1500 W
Sem Bateria		5,68 €	8,87 €	11,28 €	13,47 €	15,44 €	17,06 €
Bateria	1,25 kWh		10,86 €	13,91 €	16,59 €	18,91 €	21,28 €
	2,50 kWh		10,93 €	15,88 €	18,74 €	21,32 €	23,71 €
	3,75 kWh		10,93 €	16,13 €	20,56 €	23,48 €	25,96 €
	5,00 kWh		10,93 €	16,13 €	21,27 €	25,09 €	27,90 €
	6,25 kWh		10,93 €	16,13 €	21,27 €	25,94 €	29,11 €

No gráfico da figura 4.5 são apresentados os valores da tabela 4.1 de forma gráfica, por forma a compreender melhor a redução de energia proveniente da RESP.

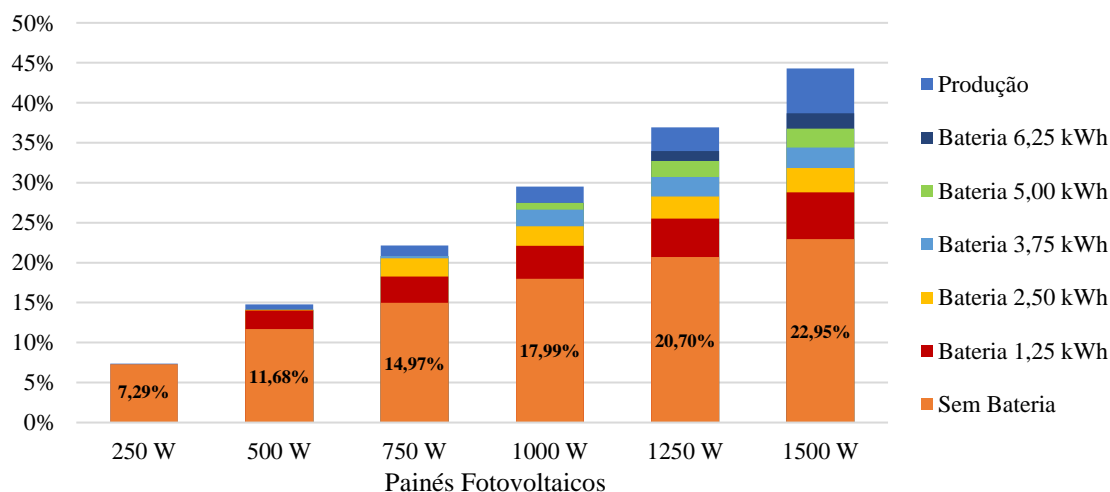


Figura 4.5 – Redução de energia proveniente da RESP durante o Inverno

4.3. Análise Semanal durante a Primavera

Para o caso da Primavera, após a obtenção dos dados relativos ao consumo e à produção fotovoltaica foi feito um estudo com diversas capacidades de baterias (1,25 kWh, 2,50 kWh, 3,75 kWh, 5,00 kWh e 6,25 kWh) para o armazenamento de energia produzida em excesso.

Na semana em estudo foram usados dados de produção fotovoltaico para os diferentes níveis de capacidade de produção instalada, figura 4.6, e dados do consumo da respetiva semana, figura 4.7. No gráfico da figura 4.6 é possível verificar que na quarta-feira houve alguma interferência, que fez com que houvesse alguma variabilidade na produção fotovoltaica.

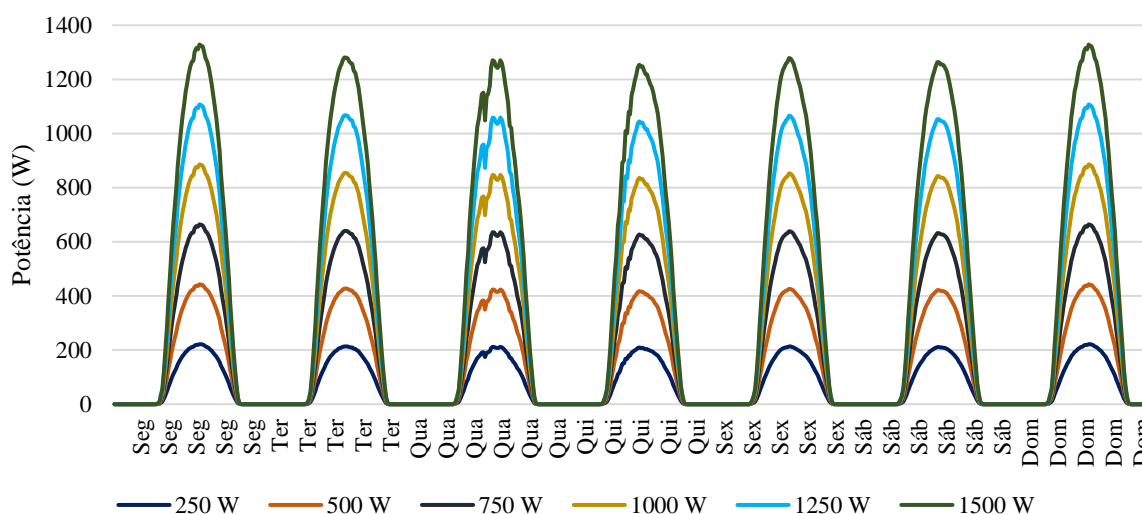


Figura 4.6 – Dados relativos à produção fotovoltaica na semana em estudo durante a Primavera

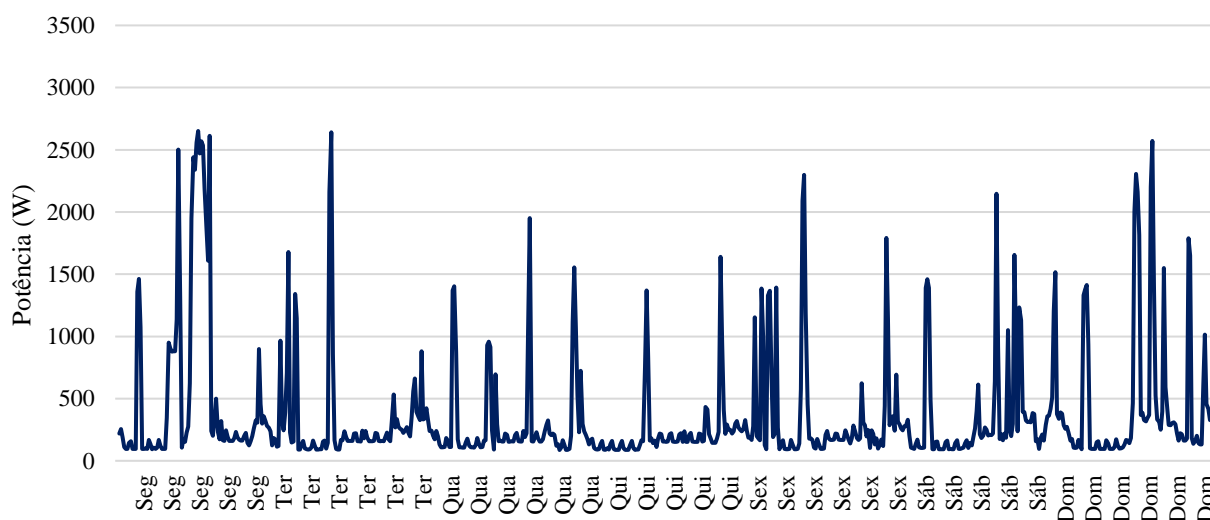


Figura 4.7 – Dados relativos ao consumo na semana em estudo durante a Primavera

Para análise mais minuciosa e para uma melhor clarificação das conclusões retiradas do estudo de caso, foram detalhadamente analisados dois dias representativos, um dia útil e um dia de fim-de-semana, por forma a mostrar a sua influência nesta estação do ano. Neste caso de estudo foram escolhidas uma quarta-feira e um domingo.

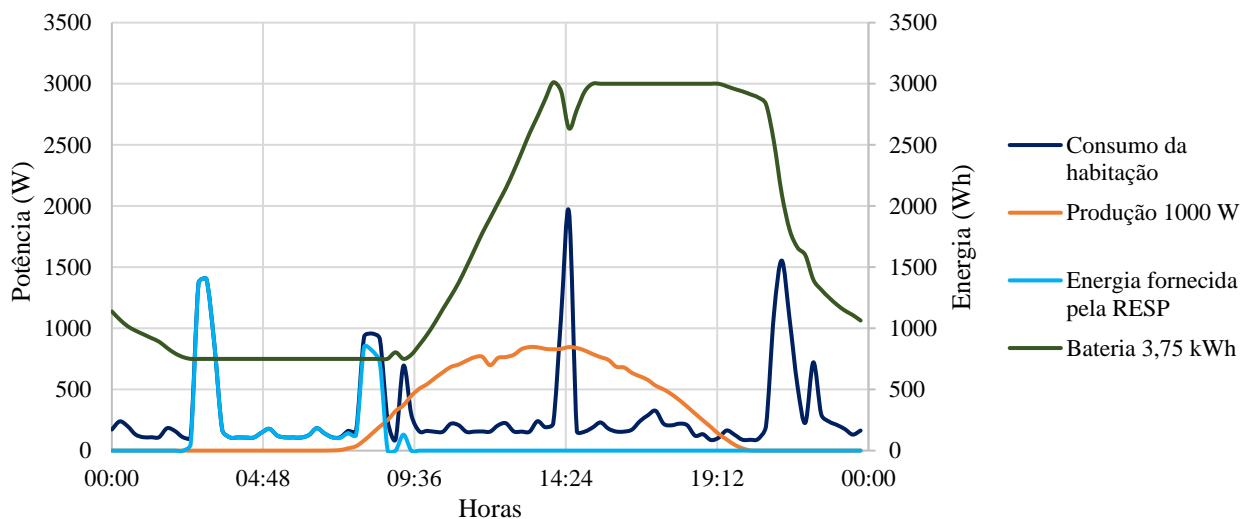


Figura 4.8 – Dados relativos a um dia útil, quarta-feira, durante a Primavera

Para um dia útil, quarta-feira, durante a Primavera, no gráfico da figura 4.8, é possível observar o consumo da habitação, a produção do painel fotovoltaico, com uma potência de pico de 1000 W, o estado de carga da bateria de 3,75 kWh e a energia fornecida pela RESP, que foi igual ao consumo da habitação nas primeiras horas do dia.

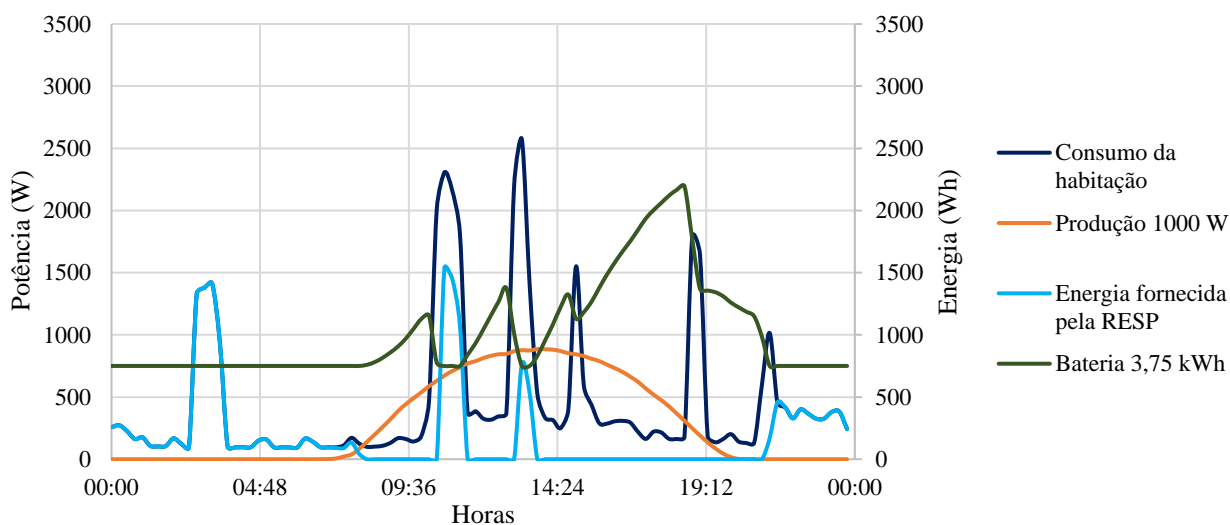


Figura 4.9 – Dados relativos a um dia de fim-de-semana, domingo, durante a Primavera

Relativamente ao dia de fim-de-semana, domingo, durante a Primavera, no gráfico da figura 4.9, é possível observar o consumo da habitação, a produção do painel fotovoltaico, com uma potência de pico de 1000 W, o estado de carga da bateria de 3,75 kWh e a energia fornecida pela RESP, que foi igual ao consumo da habitação nas primeiras horas e ao final do dia.

Comparativamente aos dois dias em estudo, é possível notar que durante o dia útil a bateria foi muito mais utilizada, esgotando a sua capacidade útil de armazenamento e levou a que houvesse uma menor troca de energia com a RESP. No anexo B encontra-se o estado de carga de cada capacidade da bateria para os diferentes tipos de painéis utilizados durante a Primavera.

Da análise deste caso de estudo foram calculadas a redução de custos para o consumidor com a compra de eletricidade e a correspondente redução da energia fornecida pela RESP, em percentagem, para os diferentes valores de potência instalado de painéis fotovoltaicos e para as diferentes capacidades das baterias. Assim, a tabela 4.3 apresenta os valores de redução de energia proveniente da rede e a tabela 4.4 apresenta a redução do custo de energia para as diferentes situações de potência instalada e de capacidade de bateria, em que preço mensal apresentado tem incluído o custo da potência contratada, bem como da eletricidade consumida vinda da rede, tendo em conta que sem qualquer instalação para autoconsumo, o valor de custo de energia seria de 47,98 €.

Na tabela 4.3, os valores da primeira linha representam a produção relativa ao consumo total da instalação, onde as perdas são desprezáveis. Nos restantes valores que correspondem à existência de baterias, é tido em conta as perdas no armazenamento, bem como situações em que a bateria atinge a sua capacidade máxima de armazenamento, sendo a energia produzida em excesso é injetada na RESP.

Tabela 4.3 – Redução mensal de energia proveniente da RESP durante a Primavera

		Painéis Fotovoltaicos					
		250 W	500 W	750 W	1000 W	1250 W	1500 W
Produção Relativa		19,27%	38,54%	57,82%	77,09%	96,36%	115,63%
Sem Bateria		18,25%	26,18%	30,59%	34,09%	37,09%	39,82%
Bateria	1,25 kWh		33,78%	41,26%	45,66%	49,12%	51,85%
	2,50 kWh		36,28%	47,05%	53,26%	56,85%	59,59%
	3,75 kWh		36,28%	50,97%	59,40%	64,51%	67,25%
	5,00 kWh		36,28%	52,84%	63,78%	70,79%	74,89%
	6,25 kWh		36,28%	52,84%	67,68%	75,56%	81,58%

Tabela 4.4 – Redução do custo mensal de energia durante a Primavera

		Painéis Fotovoltaicos					
		250 W	500 W	750 W	1000 W	1250 W	1500 W
Sem Bateria		7,91 €	11,05 €	12,80 €	14,20 €	15,38 €	16,45 €
Bateria	1,25 kWh		13,42 €	16,06 €	17,70 €	19,12 €	20,25 €
	2,50 kWh		14,65 €	18,81 €	21,06 €	22,34 €	23,42 €
	3,75 kWh		14,65 €	20,41 €	23,08 €	24,69 €	25,74 €
	5,00 kWh		14,65 €	20,84 €	24,16 €	26,20 €	27,57 €
	6,25 kWh		14,65 €	20,84 €	25,21 €	27,52 €	29,32 €

No gráfico da figura 4.10 são apresentados os valores da tabela 4.3 de forma gráfica, por forma a compreender melhor a redução de energia proveniente da RESP.

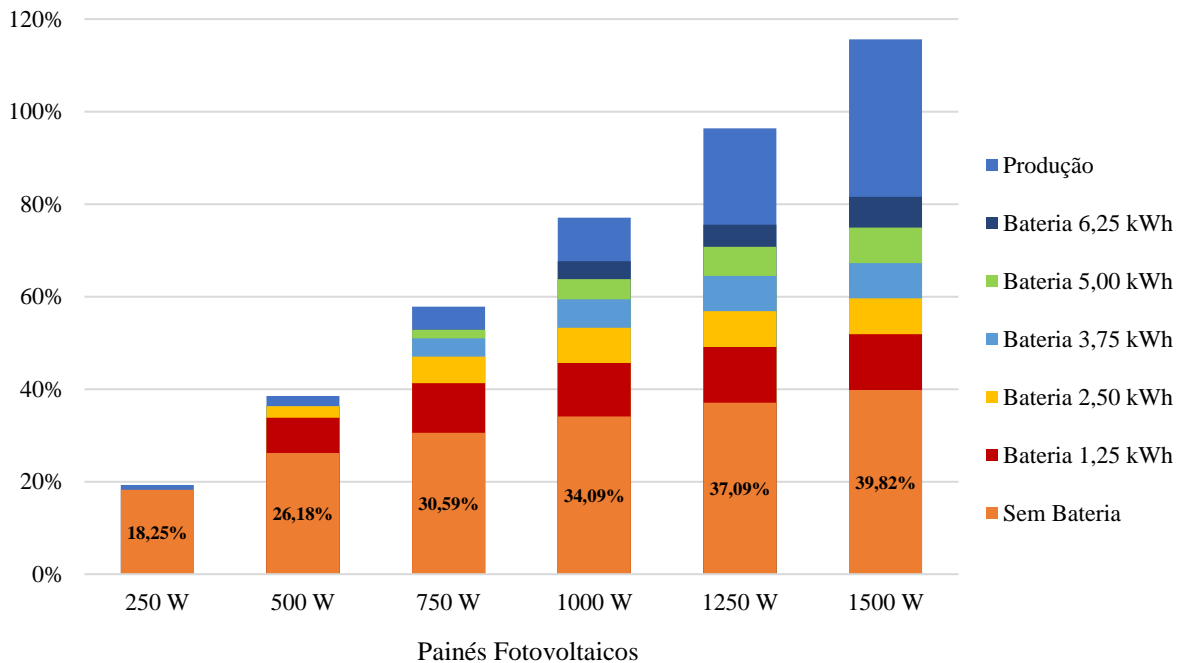


Figura 4.10 – Redução de energia proveniente da RESP durante a Primavera

4.4. Análise Semanal durante o Verão

Para o caso do Verão, após a obtenção dos dados relativos ao consumo e à produção fotovoltaica foi feito um estudo com diversas capacidades de baterias (1,25 kWh, 2,50 kWh, 3,75 kWh, 5,00 kWh e 6,25 kWh) para o armazenamento de energia produzida em excesso.

Na semana em estudo foram usados dados de produção fotovoltaico para os diferentes níveis de capacidade de produção instalada, figura 4.11, e dados do consumo da respectiva semana, figura 4.12. No gráfico da figura 4.11 é possível verificar que durante os dias de segunda-feira e de quinta-feira houve alguma interferência.

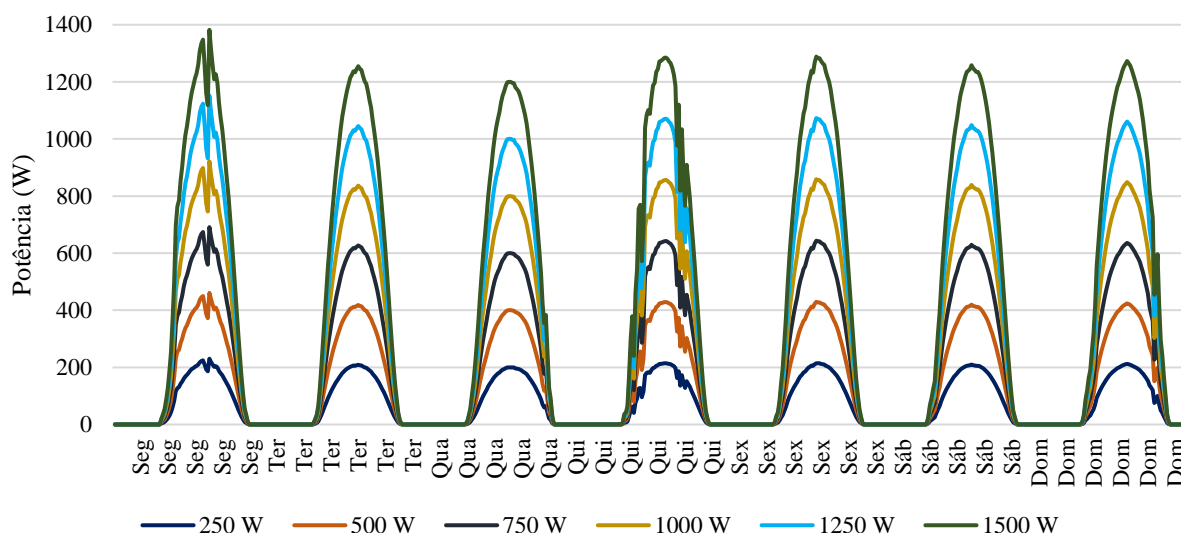


Figura 4.11 – Dados relativos à produção fotovoltaica na semana em estudo durante o Verão

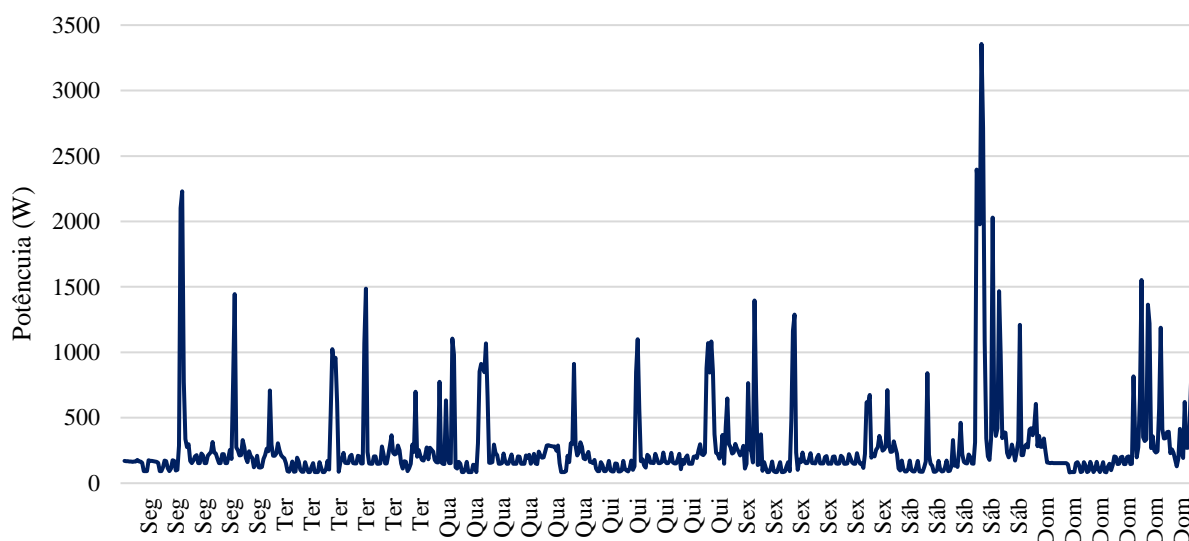


Figura 4.12 – Dados relativos ao consumo na semana em estudo durante o Verão

Para análise mais minuciosa e para uma melhor clarificação das conclusões retiradas do estudo de caso, foram detalhadamente analisados dois dias representativos, um dia útil e um dia de fim-de-semana, por forma a mostrar a sua influência nesta estação do ano. Neste caso de estudo foram escolhidas uma quinta-feira, dia com intermitência, e um domingo.

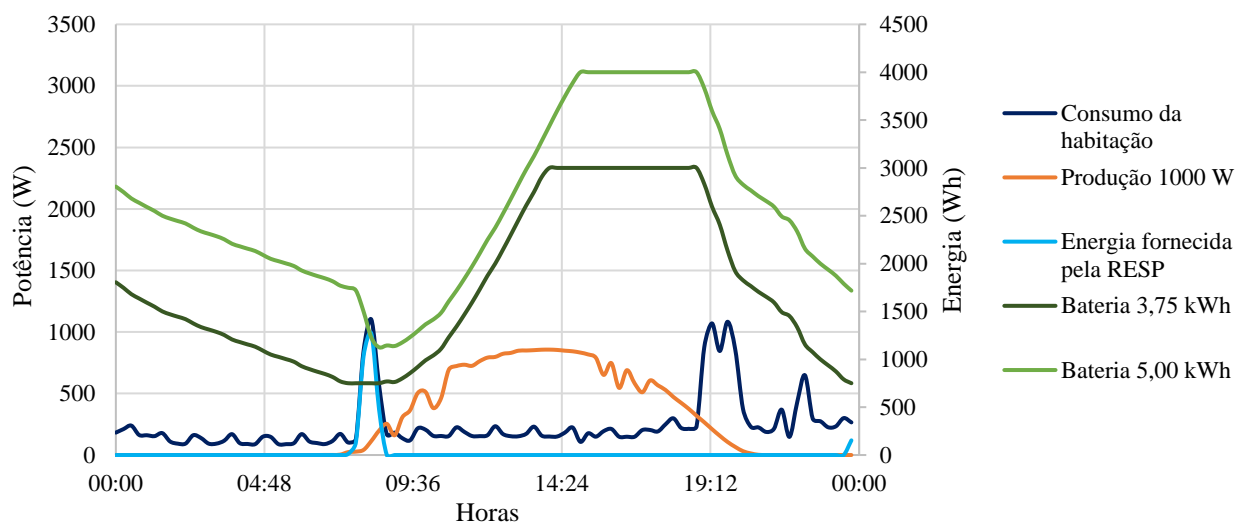


Figura 4.13 – Dados relativos a um dia útil, quinta-feira, durante o Verão

Para um dia útil, quinta-feira, durante o Verão, no gráfico da figura 4.13, é possível observar o consumo da habitação, a produção do painel fotovoltaico, com uma potência de pico de 1000 W, o estado de carga da bateria de 3,75 kWh e de uma bateria de 5,00 kWh e a energia fornecida pela RESP, que no caso do uso da bateria de 3,75 kWh foi igual ao consumo da habitação durante poucas horas no período da manhã e no caso da bateria de 5,00 kWh não houve energia fornecida pela RESP.

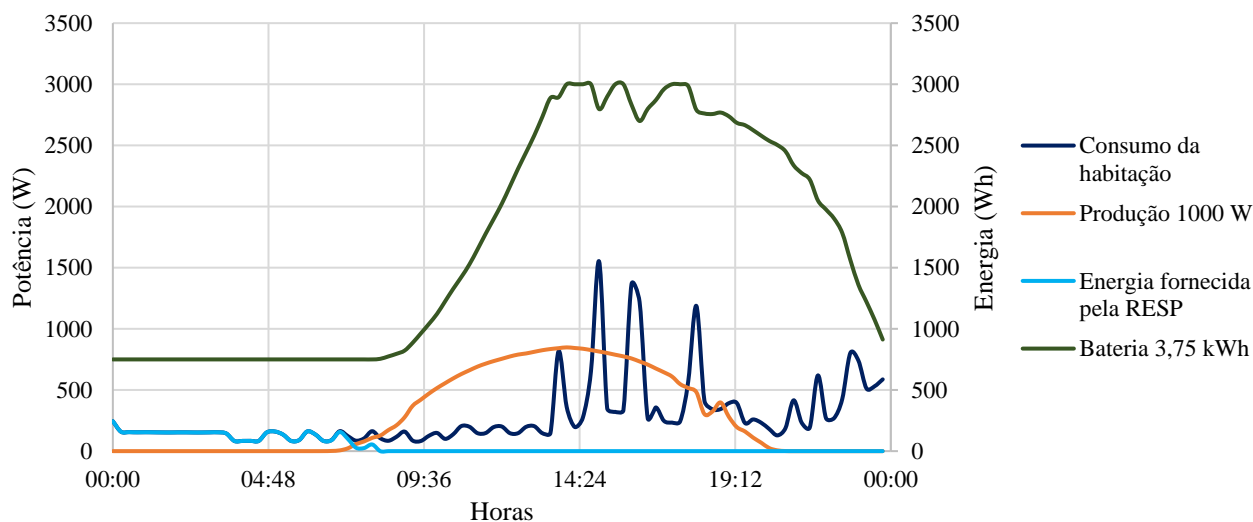


Figura 4.14 – Dados relativos a um dia de fim-de-semana, domingo, durante o Verão

Relativamente ao dia de fim-de-semana, domingo, durante o Verão, no gráfico da figura 4.14, é possível observar a evolução do consumo, da produção do painel fotovoltaico, com uma potência de pico de 1000 W, do estado de carga da bateria de 3,75 kWh e da energia fornecida pela RESP, que foi igual ao consumo da habitação nas primeiras horas do dia.

Comparativamente aos dois dias em estudo, é possível notar que durante o dia útil a bateria foi muito mais utilizada, esgotando a sua capacidade útil de armazenamento e levou a que houvesse uma menor troca de energia com a RESP. No anexo B encontra-se o estado de carga de cada capacidade da bateria para os diferentes tipos de painéis utilizados durante o Verão.

Da análise deste caso de estudo foram calculadas a redução de custos para o consumidor com a compra de eletricidade e a correspondente redução da energia fornecida pela RESP, em percentagem, para os diferentes valores de potência instalado de painéis fotovoltaicos e para as diferentes capacidades das baterias. Assim, a tabela 4.5 apresenta os valores de redução de energia proveniente da rede e a tabela 4.6 apresenta a redução do custo de energia para as diferentes situações de potência instalada e de capacidade de bateria, em que preço mensal apresentado tem incluído o custo da potência contratada, bem como da eletricidade consumida vinda da rede, tendo em conta que sem qualquer instalação para autoconsumo, o valor de custo de energia seria de 38,32 €.

Na tabela 4.5, os valores da primeira linha representam a produção relativa ao consumo total da instalação, onde as perdas são desprezáveis. Nos restantes valores que correspondem à existência de baterias, é tido em conta as perdas no armazenamento, bem como situações em que a bateria atinge a sua capacidade máxima de armazenamento, sendo a energia produzida em excesso é injetada na RESP.

Tabela 4.5 – Redução mensal de energia proveniente da RESP durante o Verão

		Painéis Fotovoltaicos					
		250 W	500 W	750 W	1000 W	1250 W	1500 W
Produção Relativa		26,28%	52,57%	78,85%	105,14%	131,42%	157,71%
Sem Bateria		24,41%	33,61%	38,43%	41,91%	44,83%	47,39%
Bateria	1,25 kWh		44,88%	52,18%	56,15%	59,05%	60,89%
	2,50 kWh		49,09%	61,65%	66,47%	69,78%	72,69%
	3,75 kWh		49,09%	68,95%	75,72%	80,19%	83,31%
	5,00 kWh		49,09%	72,10%	83,74%	88,52%	92,20%
	6,25 kWh		49,09%	72,10%	88,18%	94,27%	96,63%

Tabela 4.6 – Redução do custo mensal de energia durante o Verão

		Painéis Fotovoltaicos					
		250 W	500 W	750 W	1000 W	1250 W	1500 W
Sem Bateria		7,85 €	10,50 €	11,88 €	12,84 €	13,65 €	14,35 €
Bateria	1,25 kWh		14,24 €	16,12 €	17,26 €	18,18 €	18,74 €
	2,50 kWh		15,79 €	18,94 €	20,09 €	21,05 €	21,68 €
	3,75 kWh		15,79 €	20,50 €	22,08 €	23,25 €	23,91 €
	5,00 kWh		15,79 €	21,21 €	23,99 €	25,12 €	25,85 €
	6,25 kWh		15,79 €	21,21 €	25,07 €	26,64 €	27,18 €

No gráfico da figura 4.15 são apresentados os valores da tabela 4.5 de forma gráfica, por forma a compreender melhor a redução de energia proveniente da RESP.

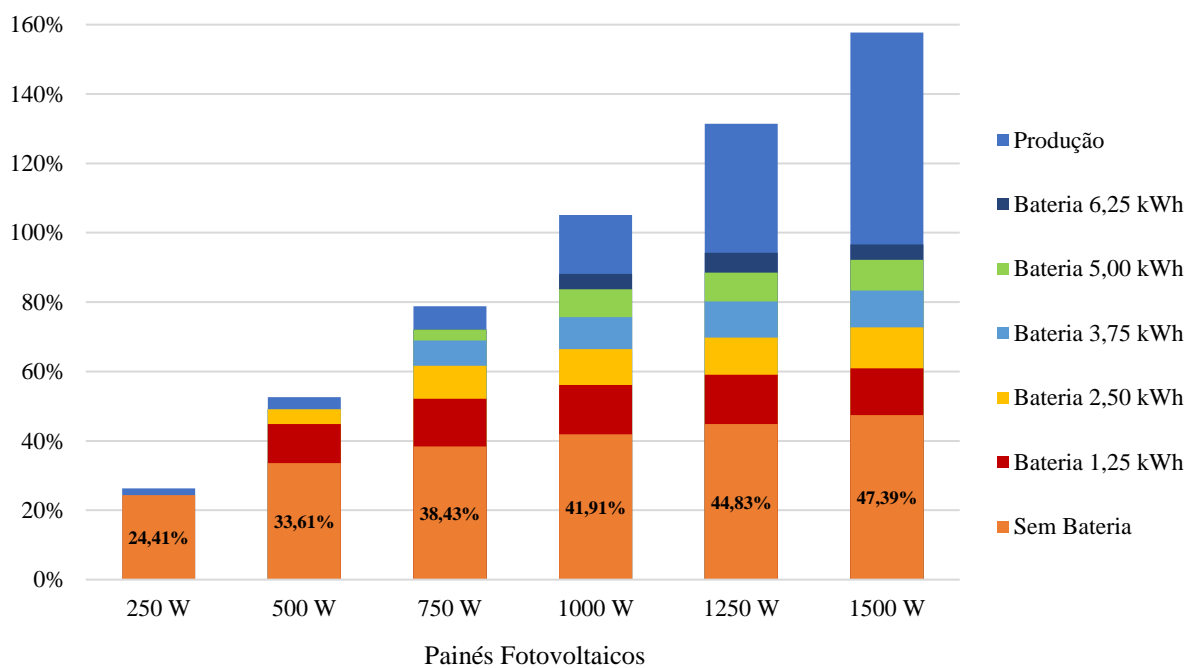


Figura 4.15 – Redução de energia proveniente da RESP durante o Verão

4.5. Análise Semanal durante o Outono

No Outono, após a obtenção dos dados relativos ao consumo e à produção fotovoltaica foi feito um estudo com diversas capacidades de baterias (1,25 kWh, 2,50 kWh, 3,75 kWh, 5,00 kWh e 6,25 kWh) para o armazenamento de energia produzida em excesso.

Na semana em estudo foram usados dados de produção fotovoltaico para os diferentes níveis de capacidade de produção instalada, figura 4.16, e dados do consumo, figura 4.17. No gráfico da figura 4.16 é possível verificar que durante os dias de sábado e de domingo houve alguma interferência com a existência de nuvens, que fez com que houvesse alguma variabilidade na produção fotovoltaica.

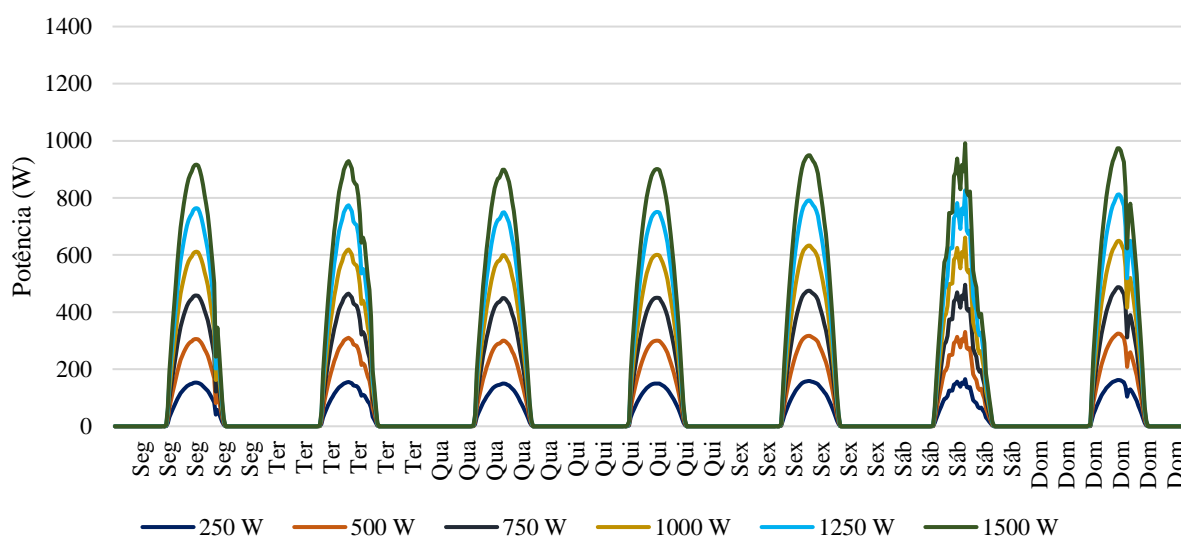


Figura 4.16 – Dados relativos à produção fotovoltaica na semana em estudo durante o Outono

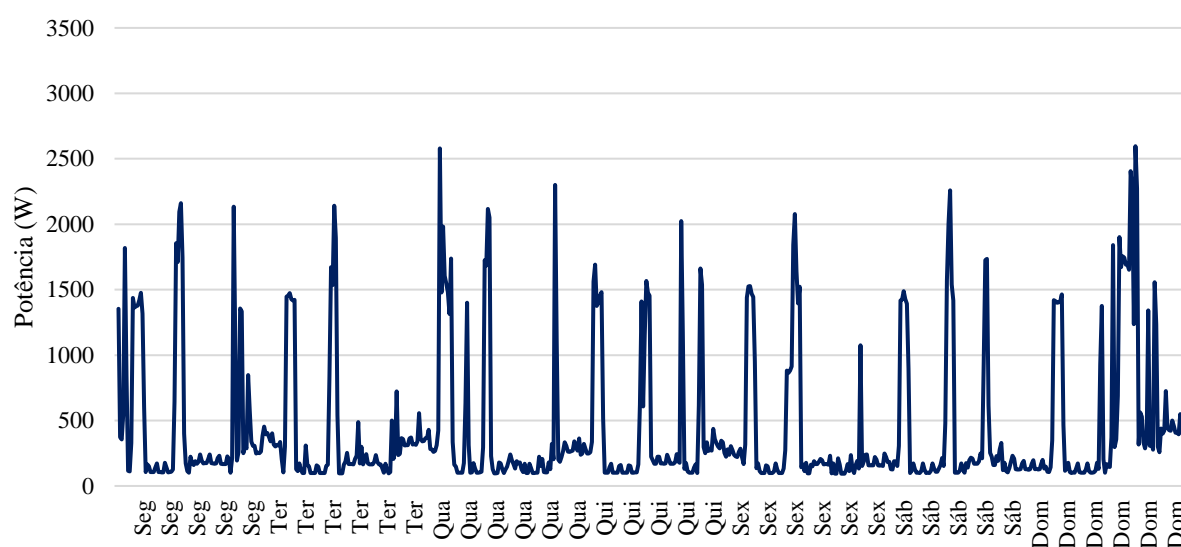


Figura 4.17 – Dados relativos ao consumo na semana em estudo durante o Outono

Para análise mais minuciosa e para uma melhor clarificação das conclusões retiradas do estudo de caso, foram detalhadamente analisados dois dias representativos, um dia útil e um dia de fim-de-semana, por forma a mostrar a sua influência nesta estação do ano. Neste caso de estudo foram escolhidas uma terça-feira e um domingo.

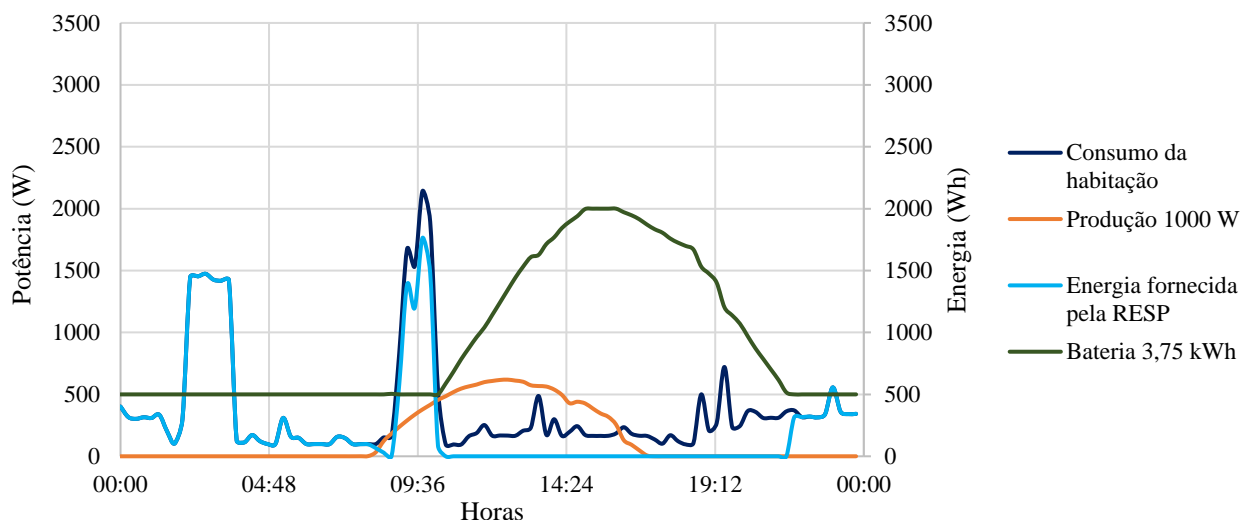


Figura 4.18 – Dados relativos a um dia útil, terça-feira, durante o Outono

Para um dia útil, terça-feira, durante o Outono, no gráfico da figura 4.18, é possível observar o consumo da habitação, a produção do painel fotovoltaico, com uma potência de pico de 1000 W, o estado de carga da bateria de 3,75 kWh e a energia fornecida pela RESP, que foi igual ao consumo da habitação nas primeiras horas do dia e no final do dia.

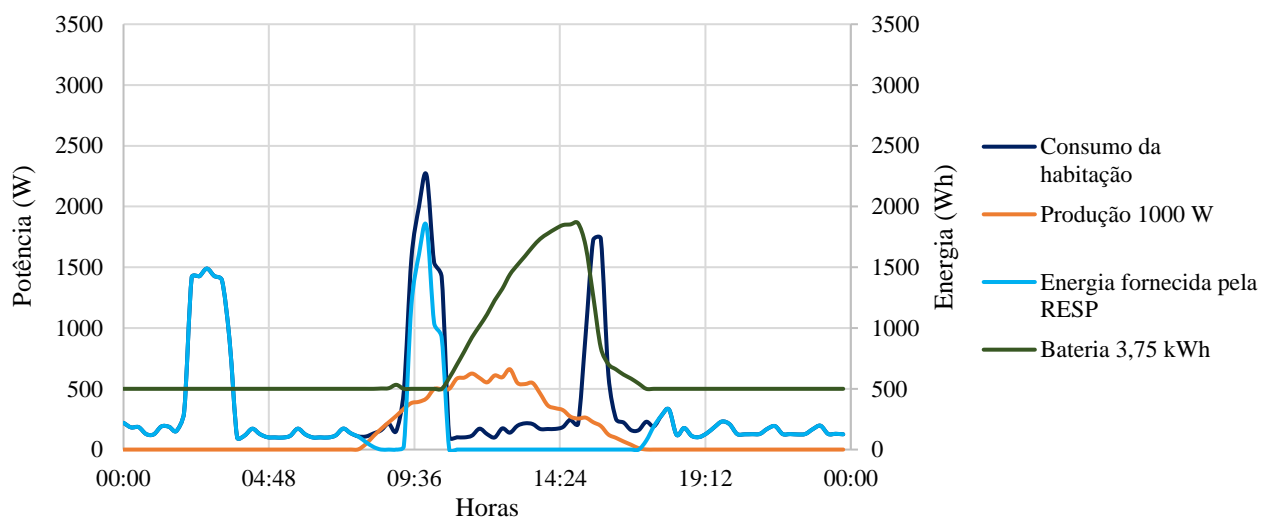


Figura 4.19 – Dados relativos a um dia de fim-de-semana, sábado, durante o Outono

Relativamente ao dia de fim-de-semana, sábado, durante o Outono, no gráfico da figura 4.19, é possível observar o consumo da habitação, a produção do painel fotovoltaico, com uma potência de pico de 1000 W, o estado de carga da bateria de 3,75 kWh e a energia fornecida pela RESP, que foi igual ao consumo da habitação nos períodos matinais e nos períodos noturnos.

Comparativamente aos dois dias em estudo, é possível notar que durante o dia útil a bateria foi muito mais utilizada, esgotando a sua capacidade útil de armazenamento e levou a que houvesse uma menor troca de energia com a RESP. No anexo B encontra-se o estado de carga de cada capacidade da bateria para os diferentes tipos de painéis utilizados durante o Outono.

Da análise deste caso de estudo foram calculadas a redução de custos para o consumidor com a compra de eletricidade e a correspondente redução da energia fornecida pela RESP, em percentagem, para os diferentes valores de potência instalado de painéis fotovoltaicos e para as diferentes capacidades das baterias. Assim, a tabela 4.7 apresenta os valores de redução de energia proveniente da rede e a tabela 4.8 apresenta a redução do custo de energia para as diferentes situações de potência instalada e de capacidade de bateria, em que preço mensal apresentado tem incluído o custo da potência contratada, bem como da eletricidade consumida vinda da rede, tendo em conta que sem qualquer instalação para autoconsumo, o valor de custo de energia seria de 51,30 €.

Na tabela 4.7, os valores da primeira linha representam a produção relativa ao consumo total da instalação, onde as perdas são desprezáveis. Nos restantes valores que correspondem à existência de baterias, é tido em conta as perdas no armazenamento, bem como situações em que a bateria atinge a sua capacidade máxima de armazenamento, sendo a energia produzida em excesso é injetada na RESP.

Tabela 4.7 – Redução mensal de energia proveniente da RESP durante o Outono

		Painéis Fotovoltaicos					
		250 W	500 W	750 W	1000 W	1250 W	1500 W
Produção Relativa		8,59%	17,18%	25,76%	34,35%	42,94%	51,53%
Sem Bateria		8,32%	13,05%	15,86%	18,31%	20,55%	22,67%
Bateria	1,25 kWh		16,42%	21,92%	24,83%	27,63%	30,22%
	2,50 kWh		16,42%	23,58%	30,10%	33,20%	35,93%
	3,75 kWh		16,42%	23,58%	31,43%	37,91%	41,50%
	5,00 kWh		16,42%	23,58%	31,43%	38,85%	45,64%
	6,25 kWh		16,42%	23,58%	31,43%	38,85%	46,27%

Tabela 4.8 – Redução do custo mensal de energia durante o Outono

		Painéis Fotovoltaicos					
		250 W	500 W	750 W	1000 W	1250 W	1500 W
Sem Bateria		4,36 €	6,69 €	7,98 €	9,10 €	10,13 €	11,10 €
Bateria	1,25 kWh		7,72 €	10,36 €	11,63 €	12,86 €	14,01 €
	2,50 kWh		7,72 €	11,27 €	14,45 €	15,81 €	17,00 €
	3,75 kWh		7,72 €	11,27 €	15,08 €	18,13 €	19,78 €
	5,00 kWh		7,72 €	11,27 €	15,08 €	18,53 €	21,39 €
	6,25 kWh		7,72 €	11,27 €	15,08 €	18,53 €	21,58 €

No gráfico da figura 4.20 são apresentados os valores da tabela 4.7 de forma gráfica, por forma a compreender melhor a redução de energia proveniente da RESP.

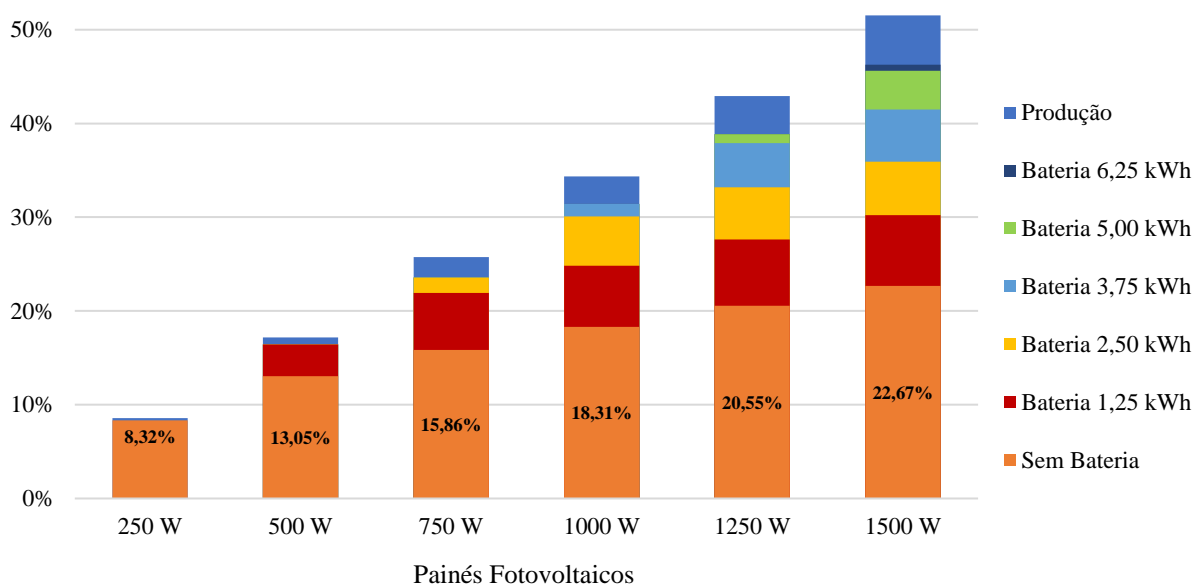


Figura 4.20 – Redução de energia proveniente da RESP durante o Outono

4.6. Tempo de Retorno do Investimento

Considerando os dados obtidos nos casos de estudo anteriores, das tabelas 4.2, 4.4, 4.6 e 4.8, estima-se que a poupança anual, tendo em conta que o custo anual, conforme o apresentado nos casos de estudo, é de 642,42 €, durante um ano é a apresentada na tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Poupança entre sistemas de autoconsumo com e sem armazenamento

		Painéis Fotovoltaicos					
		250 W	500 W	750 W	1000 W	1250 W	1500 W
Sem Bateria		77,41 €	111,32 €	131,78 €	148,81 €	163,81 €	176,87 €
Bateria	1,25 kWh		138,73 €	169,32 €	189,54 €	207,19 €	222,85 €
	2,50 kWh		147,27 €	194,69 €	223,01 €	241,55 €	257,43 €
	3,75 kWh		147,27 €	204,97 €	242,43 €	268,64 €	286,21 €
	5,00 kWh		147,27 €	208,35 €	253,50 €	284,84 €	308,14 €
	6,25 kWh		147,27 €	208,35 €	259,91 €	295,88 €	321,56 €

Na tabela 4.10 é apresentado o preço correspondente aos painéis fotovoltaicos, que inclui o custo do inversor, e o preço das diferentes baterias, neste caso, baterias de iões de lítio [43].

Tabela 4.10 – Preço dos painéis fotovoltaicos e das baterias

Painéis Fotovoltaicos		Baterias	
250 W	300 €	1,25 kWh	620 €
500 W	600 €	2,50 kWh	750 €
750 W	900 €	3,75 kWh	875 €
1000 W	1200 €	5,00 kWh	1000 €
1250 W	1500 €	6,25 kWh	1125 €
1500 W	1800 €		

Sabendo qual o valor da poupança anual e do valor do investimento, calculou-se o tempo de retorno do investimento, *payback*. Na tabela 4.11 é estimado o tempo de retorno do investimento, em anos, para as diferentes potências de painéis e para as diferentes capacidades das baterias.

Tabela 4.11 – Tempo de retorno do investimento, em anos

		Painéis Fotovoltaicos					
		250 W	500 W	750 W	1000 W	1250 W	1500 W
Sem Bateria		3,88	5,39	6,83	8,06	9,16	10,18
Bateria	1,25 kWh		8,83	9,01	9,63	10,26	10,88
	2,50 kWh		9,17	8,48	8,74	9,31	9,91
	3,75 kWh		10,02	8,66	8,56	8,84	9,35
	5,00 kWh		10,86	9,12	8,68	8,78	9,09
	6,25 kWh		11,71	9,72	8,95	8,87	9,10

Capítulo 5

Conclusões e Trabalho Futuro

5.1. Conclusões

O trabalho desenvolvido para esta dissertação teve como objetivo estudar os sistemas de produção fotovoltaica com armazenamento para autoconsumo para uma instalação residencial.

Portugal é um dos países com excelente exposição solar, o que faz com que haja grande interesse de investimento na área da energia fotovoltaica.

O Decreto-Lei n.º 153/2014, que define o regime de produção descentralizada e que tem como objetivo a promoção do regime de autoconsumo, destinado essencialmente à produção de eletricidade com a finalidade de satisfazer energeticamente o próprio consumo, com a possibilidade de ligação à RESP para venda do excedente de energia, mas por um preço pouco atrativo. Devido à variabilidade tanto da energia solar como do consumo no setor residencial, raramente a produção com origem em recurso renovável satisfaz o consumo de eletricidade, ou porque é menor ou porque maior são as necessidades energéticas da instalação. Uma possível solução, nomeadamente para períodos do dia em que o excesso de geração de origem renovável é maior, principalmente durante o dia, no caso de instalações residenciais, passa pelo uso de sistemas de armazenamento, como gestão controlada das transferências de energia com as baterias.

O trabalho começou por fazer análise do perfil do consumidor objeto de estudo durante o ano de 2017. Durante o ano de 2017 verificou-se que houve um maior consumo de energia nos meses de Inverno e Outono, períodos do ano com uma menor produção de energia fotovoltaica. Assim, foi feita uma análise separada para cada estação do ano, sendo escolhida uma semana característica de cada estação do ano, para a qual se usaram valores de consumo e produção com uma resolução de quinze minutos.

Para todas as estações do ano foram usados diversos cenários de potências instaladas dos sistemas fotovoltaicos e de capacidades de armazenamento de baterias em kWh. No caso do Inverno, tendo em conta os dados recolhidos e o gráfico da figura 6.5, os sistemas de painel fotovoltaico mais adequados seriam os de 1250 W ou 1500 W com uma bateria de 5,0 kWh, com uma redução de energia proveniente da rede de 37%. Tal como no Inverno, no Outono verifica-se a mesma situação, em que os sistemas de painel fotovoltaico adequados seriam os de 1250 W ou 1500 W com uma bateria de 5,0 kWh seriam a solução mais adequada, pois com esta escolha a redução de energia proveniente da rede é de 46%.

No caso da Primavera e do Verão, estações do ano com menor consumo e maior produção, as soluções de 1250 W ou de 1500 W são soluções muito sobredimensionadas para as necessidades

de consumo. Assim, para a Primavera o sistema de painéis mais adequado seria os de 750 W com uma bateria de 5,00 kWh, pois o valor de redução de energia proveniente da rede é de 52,84%. Tal como na Primavera, no Verão a escolha seria a mesma, pois a redução de energia proveniente da rede é de 72,10%.

Como foi visto nos dois parágrafos anteriores temos diferentes soluções de sistemas de painéis fotovoltaicos e de sistemas de armazenamento para as diferentes estações do ano, pois no Verão e na Primavera temos maior exposição solar e menores consumos, o que provoca que haja menor necessidade de produção fotovoltaica, ao contrário de que no Inverno e no Outono há uma exposição solar menor e os consumos são mais elevados, por isso é que o painel de 1500 W se torna mais vantajoso.

Na implementação destes sistemas é necessário ter em consideração todas as estações, por isso é preciso identificar uma solução que seja ideal para todos os casos. No capítulo 4 foi calculado o tempo de retorno do investimento, tabela 4.11, tendo em conta os preços apresentados, e sabendo que o tempo de vida útil de um painel fotovoltaico é de 20 a 25 anos, que não é necessário pagar compensação ao SEN, pois os painéis têm potência igual ou inferior a 1,5 kW, e desprezando os custos de manutenção, o valor da potência do painel fotovoltaico a aplicar seria de 1000 W com o uso de uma bateria de 3,75 kWh ou de 5,00 kWh, sendo, nestes casos, o tempo de retorno do investimento de nove anos.

Conclui-se assim que os sistemas de produção fotovoltaico para autoconsumo com armazenamento são uma opção eficaz para possibilitar uma maior integração das energias renováveis em edifícios residenciais, desde que se faça uma gestão otimizada da produção com o sistema de armazenamento em função das necessidades de energia da instalação.

5.2. Trabalho Futuro

Terminando o presente trabalho e tendo em consideração uma perspetiva do seu prosseguimento, podem-se mencionar algumas sugestões para trabalhos futuros.

Para começar, seria interessante considerar mais valores de potências contratadas e tarifas de forma a abranger um maior número de consumidores. O estudo pode ser melhorado ao implementar soluções de gestão ativa das cargas, por exemplo, climatização e aquecimento de águas sanitárias

Concluindo, a implementação de sistemas que se baseiam na utilização de mais do que uma tecnologia para a produção de energia renovável, como a energia eólica, pode apresentar resultados mais atraentes por se conseguir ter produção num período do dia mais alargado, a solar só permite produção diurna, já a energia eólica está disponível em qualquer hora do dia desde que haja vento.

Referências

- [1] E. Rahimi, A. Rabiee, J. Aghaei, and K. Muttaqi, “On the Management of Wind Power Intermittency,” in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013, pp. 643–653.
- [2] P. S. Moura, G. L. López, J. I. Moreno, and A. T. de Almeida, “Impact of Residential Demand Response on the Integration of Intermittent Renewable Generation into the Smart Grid.” pp. 1–12, 2013.
- [3] P. S. Moura, F. M. Vieira, G. L. López, J. I. Moreno, and A. T. de Almeida, “Demand Response and Energy Storage for Zero Energy Residential Buildings.” Coimbra, Portugal, pp. 1–11, 2015.
- [4] J. Fialho and A. L. Gomes, “Photovoltaic System for Self-Consumption - an Economic Viability Study.” pp. 1–6, 2017.
- [5] D. Hurley, P. Peterson, and M. Whited, “Demand Response as a Power System Resource.” pp. 1–76, 2013.
- [6] H. A. Aalami, M. P. Moghaddam, and G. R. Yousefi, “Demand Response Modeling Considering Interruptible/Curtailable Loads and Capacity Market Programs,” *Appl. Energy*, vol. 87, pp. 243–250, 2010.
- [7] E. Ela, M. Milligan, and B. Kirby, “Operating Reserves and Variable Generation.” pp. 1–103, 2011.
- [8] Portal Energia and IST, “Energia Fotovoltaica - Manual sobre Tecnologias, Projecto e Instalação.” pp. 1–368, 2004.
- [9] European Commission, “Solar Radiation and Photovoltaic Electricity Potencial.” [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur.htm>. [Accessed: 21-Nov-2017].
- [10] Observatório Astronómico de Lisboa, “Tempo Universal ao Meio-Dia Solar Verdadeiro.” .
- [11] SOLARGIS, “Solar Resource Map.” [Online]. Available: <http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/portugal>. [Accessed: 21-Nov-2017].

- [12] APREN - Associação Portuguesa de Energias Renováveis, “Impacto Macroeconómico do Setor da Eletricidade de Origem Renovável em Portugal.” pp. 1–9, 2014.
- [13] Direção Geral de Energia e Geologia, “Renováveis - Estatísticas Rápidas n.º 157.” pp. 1–16, 2017.
- [14] K. Dragoon and A. Schumaker, “Solar PV Variability and Grid Integration.” p. 2010.
- [15] P. S. Moura, “Energia Solar Fotovoltaica.” pp. 1–93, 2017.
- [16] M. Suri, T. Cebecauer, and A. Skoczek, “Cloud Cover Impact on Photovoltaic Power Production in South Africa,” *South. African Sol. Energy Conf. SASEC2014*, pp. 1–8, 2014.
- [17] ENTSOE - European Network of Transmission System Operators for Electricity, “The Successful Stress Test of Europe’s Power Grid - More Ahead.” pp. 1–30, 2015.
- [18] J. P. N. Alexandre, “Impacto da Nova Legislação sobre o Regime de Autoconsumo de Energia.” Universidade de Coimbra, 2015.
- [19] A. Soares, A. Gomes, M. Ieee, and C. H. Antunes, “Domestic Load Characterization for Demand- Responsive Energy Management Systems,” *2012 IEEE Int. Symp. Sustain. Syst. Technol.*, pp. 1–6, 2012.
- [20] B. J. Kirby, “Load Response Fundamentally Matches Power System Reliability Requirements,” *2007 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. PES*, pp. 1–6, 2007.
- [21] R. Walawalkar, S. Fernands, N. Thakur, and K. R. Chevva, “Evolution and Current Status of Demand Response (DR) in Electricity Markets: Insights from PJM and NYISO,” *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1553–1560, 2010.
- [22] Ministério do Ambiente e Ordenamento do Território e Energia, *Decreto-Lei n.º 153/2014*, vol. N.º 202. Portugal, 2014, pp. 5298–5311.
- [23] S. C. Godinho, “Sistemas para Autoconsumo.” Instituto Politécnico de Tomar, 2016.
- [24] F. Pinto, “Regime Jurídico das Unidades de Produção (UP) Distribuída,” pp. 1–28, 2015.
- [25] “Fotovoltaico.” [Online]. Available: <http://www.energia.pt/pt/fotovoltaico>. [Accessed: 11-Nov-2017].

- [26] European Photovoltaic Industry Association, “Self Consumption of PV Electricity.” pp. 1–17, 2013.
- [27] European Commission, “Europe 2020.” p. 37, 2010.
- [28] C. H. Villar, D. Neves, and C. A. Silva, “Solar PV Self-Consumption: An Analysis of Influencing Indicators in the Portuguese Context,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 18, pp. 224–234, 2017.
- [29] K. C. Divya and J. Ostergaard, “Battery Energy Storage Technology for Power Systems - An Overview.” pp. 511–520, 2009.
- [30] D. Kottick, M. Blau, and D. Edelstein, “Battery Energy Storage for Frequency Regulation in an Island Power System.” pp. 455–459, 1993.
- [31] S. Vazquez, S. M. Lukic, E. Galvan, L. G. Franquelo, and J. M. Carrasco, “Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications,” vol. 57, pp. 3881–3895, 2010.
- [32] A. Joseph and M. Shahidehpour, “Battery Storage Systems in Electric Power Systems.” pp. 1–8, 2006.
- [33] Ministério da Energia, *Decreto-Lei n.º 68/2002*. Portugal, 2002, pp. 2837–2839.
- [34] Ministério da Economia e da Inovação, *Decreto-Lei n.º 363/2007*. Portugal, 2007, pp. 7978–7984.
- [35] Ministério do Ambiente e Ordenamento do Território e Energia, “Enquadramento do Novo Regime de Produção Distribuída.” p. 29, 2014.
- [36] Ministério da Economia, “Respostas a Perguntas Frequentes - Regime Jurídico da Pequena Produção de Eletricidade para Autoconsumo ou para Venda Total à Rede.” p. 11, 2016.
- [37] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros Serviços em 2017.” p. 338, 2016.
- [38] Instituto Português da Qualidade, *Norma Portuguesa (EN 50438)*. Portugal, 2015, p. 70.
- [39] ERSE, “Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2017.” p. 72, 2016.
- [40] EDP, “Tarifários de Eletricidade para Particulares|EDP,” 2017. [Online]. Available: <https://www.edp.pt/particulares/energia/tarifarios/>. [Accessed: 18-Nov-2017].

- [41] EDP, “Opção Horária - Apoio ao Cliente |EDP,” 2017. [Online]. Available: <https://energia.edp.pt/particulares/apoio-cliente/opcao-horaria.aspx>. [Accessed: 18-Nov-2017].
- [42] Observatório Astronómico de Lisboa, “Legislação sobre a Hora Legal.” [Online]. Available: <http://oal.ul.pt/hora-legal/legislacao/>. [Accessed: 18-Nov-2017].
- [43] P. Cardoso, “GreenStore.” Greenstore, Guarda Inglesa nº57 - Santa Clara, 3040-193 Coimbra, Portugal, 2017.

Anexos

Anexo A – Perfis de Consumo

Tabela A.1 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de janeiro de 2017

Hora	Consumo Dia Útil [kW]	Consumo Fim-de-Semana [kW]
0:00	0,75	0,99
0:15	0,81	0,89
0:30	0,84	0,71
0:45	0,88	0,61
1:00	0,89	0,56
1:15	1,10	0,79
1:30	1,01	0,79
1:45	1,14	0,67
2:00	1,09	0,79
2:15	1,03	1,00
2:30	0,92	0,88
2:45	0,89	0,73
3:00	0,69	0,64
3:15	0,81	0,64
3:30	0,89	0,49
3:45	0,65	0,40
4:00	0,57	0,47
4:15	0,59	0,37
4:30	0,59	0,29
4:45	0,62	0,32
5:00	0,43	0,33
5:15	0,45	0,33
5:30	0,51	0,36
5:45	0,39	0,27
6:00	0,47	0,34
6:15	0,48	0,42
6:30	0,57	0,57
6:45	0,44	0,59
7:00	0,59	0,43
7:15	0,58	0,44
7:30	0,41	0,69
7:45	0,50	0,75
8:00	0,91	0,77
8:15	1,41	0,42
8:30	1,56	0,47
8:45	1,50	0,46
9:00	1,52	0,54
9:15	1,25	0,37
9:30	0,90	0,49
9:45	0,80	0,62
10:00	0,58	0,82
10:15	0,55	1,05
10:30	0,43	0,95
10:45	0,46	0,64
11:00	0,34	0,72
11:15	0,44	0,83
11:30	0,46	0,86
11:45	0,46	0,82
12:00	0,54	0,56
12:15	0,47	0,55
12:30	0,43	0,76
12:45	0,25	1,48
13:00	0,28	1,70
13:15	0,41	1,50
13:30	0,41	1,30
13:45	0,38	0,88
14:00	0,29	1,01
14:15	0,30	0,96
14:30	0,33	0,69
14:45	0,35	0,94
15:00	0,31	1,32
15:15	0,35	0,99
15:30	0,43	0,76
15:45	0,54	0,85
16:00	0,50	1,14
16:15	0,43	1,14
16:30	0,35	1,04
16:45	0,42	0,96
17:00	0,40	0,82
17:15	0,42	1,07
17:30	0,60	1,00
17:45	0,75	1,10
18:00	0,67	0,75
18:15	0,92	0,41
18:30	0,75	0,84
18:45	0,63	0,84
19:00	0,62	0,59
19:15	0,72	1,08
19:30	0,67	1,47
19:45	0,97	1,09
20:00	1,09	1,19
20:15	1,05	1,34
20:30	0,82	0,89
20:45	0,77	0,78
21:00	0,73	1,03
21:15	0,64	1,02
21:30	0,64	1,14
21:45	0,66	1,15
22:00	0,65	1,23
22:15	0,54	1,35
22:30	0,48	1,35
22:45	0,64	1,06
23:00	0,90	0,93
23:15	1,11	1,08
23:30	0,93	1,25
23:45	0,81	1,08

Tabela A.2 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de fevereiro de 2017

Hora	Consumo Dia Útil [kW]	Consumo Fim-de-Semana [kW]						
0:00	0,32	0,61	7:30	0,30	0,12	15:45	0,32	0,24
0:15	0,22	0,51	7:45	1,00	0,13	16:00	0,36	0,65
0:30	0,43	1,00	8:00	1,77	0,22	16:15	0,36	0,37
0:45	0,44	0,78	8:15	1,92	0,12	16:30	0,43	0,31
1:00	0,45	0,72	8:30	1,70	0,34	16:45	0,67	0,25
1:15	0,38	0,47	8:45	1,65	0,67	17:00	0,61	0,26
1:30	0,65	1,16	9:00	1,52	0,61	17:15	0,61	0,65
1:45	1,43	1,74	9:15	1,45	0,56	17:30	0,56	0,96
2:00	1,50	1,65	9:30	1,47	0,89	17:45	0,66	0,74
2:15	1,34	1,64	9:45	1,31	0,52	18:00	0,67	0,65
2:30	1,07	1,47	10:00	1,17	0,37	18:15	0,54	0,63
2:45	1,10	1,71	10:15	1,06	1,04	18:30	0,78	1,08
3:00	1,00	1,49	10:30	0,58	1,22	18:45	0,75	1,23
3:15	0,93	1,57	10:45	0,39	1,36	19:00	0,55	1,66
3:30	0,99	1,67	11:00	0,38	1,35	19:15	0,74	1,36
3:45	0,90	1,53	11:15	0,40	1,91	19:30	0,82	0,88
4:00	0,74	1,58	11:30	0,40	2,33	19:45	0,85	0,59
4:15	0,74	1,06	11:45	0,32	2,54	20:00	0,60	0,66
4:30	0,41	0,87	12:00	0,30	2,28	20:15	0,55	0,68
4:45	0,28	0,58	12:15	0,28	1,78	20:30	0,53	0,74
5:00	0,29	0,44	12:30	0,31	1,81	20:45	0,49	0,92
5:15	0,30	0,46	12:45	0,28	2,12	21:00	0,54	0,87
5:30	0,35	0,52	13:00	0,26	1,66	21:15	0,55	0,78
5:45	0,30	0,40	13:15	0,26	1,56	21:30	0,59	0,81
6:00	0,21	0,60	13:30	0,38	1,78	21:45	0,63	0,63
6:15	0,31	0,59	13:45	0,35	1,69	22:00	0,58	0,73
6:30	0,28	0,37	14:00	0,28	1,34	22:15	0,56	0,78
6:45	0,37	0,45	14:15	0,43	0,74	22:30	0,50	0,87
7:00	0,26	0,20	14:30	0,38	0,87	22:45	0,42	0,81
7:15	0,24	0,12	14:45	0,41	0,96	23:00	0,36	0,82
			15:00	0,36	0,72	23:15	0,34	0,78
			15:15	0,33	0,46	23:30	0,33	0,79
			15:30	0,29	0,26	23:45	0,36	0,94

Tabela A.3 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de março de 2017

Hora	Consumo Dia Útil [kW]	Consumo Fim-de-Semana [kW]						
0:00	0,39	0,95	7:30	0,75	0,38	15:45	0,44	1,45
0:15	0,43	0,74	7:45	0,92	0,43	16:00	0,56	0,98
0:30	0,60	0,79	8:00	1,61	0,61	16:15	0,50	0,75
0:45	0,74	0,55	8:15	1,85	0,70	16:30	0,55	0,56
1:00	0,68	0,51	8:30	1,71	0,87	16:45	0,53	0,89
1:15	0,30	0,65	8:45	1,48	1,02	17:00	0,57	0,61
1:30	0,40	0,43	9:00	1,31	0,89	17:15	0,60	0,52
1:45	1,26	0,95	9:15	1,35	0,99	17:30	0,58	0,59
2:00	1,34	1,27	9:30	1,25	0,96	17:45	0,67	0,53
2:15	1,10	1,33	9:45	0,97	0,62	18:00	0,56	0,47
2:30	0,90	1,15	10:00	0,69	0,86	18:15	0,47	0,44
2:45	0,86	0,91	10:15	0,52	1,12	18:30	0,45	0,51
3:00	0,86	0,88	10:30	0,26	0,76	18:45	0,56	0,58
3:15	0,78	1,18	10:45	0,26	0,54	19:00	0,58	0,48
3:30	0,73	1,12	11:00	0,34	0,61	19:15	0,58	0,29
3:45	0,47	0,91	11:15	0,31	0,72	19:30	0,60	0,24
4:00	0,45	0,81	11:30	0,32	0,81	19:45	0,86	0,27
4:15	0,39	0,79	11:45	0,38	0,89	20:00	0,98	0,87
4:30	0,43	0,62	12:00	0,38	1,19	20:15	0,97	0,48
4:45	0,27	0,57	12:15	0,43	1,41	20:30	0,73	0,69
5:00	0,27	0,48	12:30	0,56	1,55	20:45	0,70	1,04
5:15	0,30	0,59	12:45	0,53	1,32	21:00	0,58	1,05
5:30	0,32	0,56	13:00	0,40	1,04	21:15	0,57	1,04
5:45	0,33	0,47	13:15	0,49	1,19	21:30	0,43	0,78
6:00	0,29	0,48	13:30	0,68	1,65	21:45	0,54	0,65
6:15	0,35	0,45	13:45	0,55	1,15	22:00	0,65	0,76
6:30	0,34	0,50	14:00	0,47	0,88	22:15	0,59	0,67
6:45	0,33	0,67	14:15	0,42	0,93	22:30	0,60	0,50
7:00	0,66	0,80	14:30	0,49	0,90	22:45	0,53	0,66
7:15	0,76	0,48	14:45	0,59	1,17	23:00	0,38	0,54
			15:00	0,44	1,33	23:15	0,37	0,41
			15:15	0,53	1,54	23:30	0,34	0,38
			15:30	0,50	1,64	23:45	0,51	0,36

Tabela A.4 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de abril de 2017

Hora	Consumo Dia Útil [kW]	Consumo Fim-de-Semana [kW]						
0:00	0,20	0,19	7:30	0,71	0,15	15:45	0,29	0,55
0:15	0,25	0,16	7:45	0,82	0,37	16:00	0,52	0,63
0:30	0,31	0,16	8:00	0,93	0,37	16:15	0,30	0,46
0:45	0,25	0,17	8:15	0,94	0,39	16:30	0,25	0,49
1:00	0,15	0,43	8:30	0,87	0,35	16:45	0,25	0,41
1:15	0,23	0,23	8:45	0,74	0,55	17:00	0,36	0,44
1:30	0,30	0,13	9:00	0,57	0,75	17:15	0,24	0,26
1:45	0,68	0,62	9:15	0,50	0,79	17:30	0,26	0,27
2:00	0,60	0,78	9:30	0,34	0,77	17:45	0,28	0,32
2:15	0,66	0,71	9:45	0,29	0,69	18:00	0,27	0,41
2:30	0,60	0,65	10:00	0,33	0,49	18:15	0,37	0,43
2:45	1,12	1,16	10:15	0,51	0,55	18:30	0,33	0,48
3:00	0,97	1,02	10:30	0,37	0,68	18:45	0,45	0,31
3:15	0,63	0,68	10:45	0,28	0,48	19:00	0,39	0,39
3:30	0,42	0,61	11:00	0,28	0,48	19:15	0,33	0,23
3:45	0,29	0,48	11:15	0,29	0,65	19:30	0,37	0,23
4:00	0,28	0,36	11:30	0,34	0,49	19:45	0,45	0,33
4:15	0,12	0,15	11:45	0,34	0,53	20:00	0,61	0,58
4:30	0,15	0,11	12:00	0,32	0,76	20:15	0,63	0,47
4:45	0,11	0,11	12:15	0,40	0,98	20:30	0,68	0,57
5:00	0,11	0,12	12:30	0,32	1,36	20:45	0,65	0,67
5:15	0,12	0,12	12:45	0,39	1,03	21:00	0,45	0,52
5:30	0,12	0,19	13:00	0,34	0,78	21:15	0,40	0,47
5:45	0,12	0,11	13:15	0,47	1,10	21:30	0,33	0,57
6:00	0,11	0,11	13:30	0,35	1,12	21:45	0,31	0,65
6:15	0,11	0,14	13:45	0,25	0,75	22:00	0,31	0,49
6:30	0,11	0,23	14:00	0,23	0,46	22:15	0,30	0,45
6:45	0,22	0,20	14:15	0,33	0,34	22:30	0,26	0,34
7:00	0,44	0,20	14:30	0,24	0,45	22:45	0,29	0,47
7:15	0,62	0,18	14:45	0,25	0,54	23:00	0,25	0,46
			15:00	0,26	0,56	23:15	0,24	0,33
			15:15	0,26	0,65	23:30	0,24	0,25
			15:30	0,29	0,67	23:45	0,26	0,24

Tabela A.5 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de maio de 2017

Hora	Consumo Dia Útil [kW]	Consumo Fim-de-Semana [kW]						
0:00	0,21	0,26	7:30	0,24	0,22	15:45	0,22	0,53
0:15	0,19	0,31	7:45	0,38	0,22	16:00	0,22	0,56
0:30	0,20	0,26	8:00	1,10	0,21	16:15	0,32	0,45
0:45	0,20	0,18	8:15	1,51	0,21	16:30	0,23	0,34
1:00	0,21	0,26	8:30	1,09	0,22	16:45	0,24	0,24
1:15	0,21	0,16	8:45	0,58	0,23	17:00	0,26	0,52
1:30	0,19	0,32	9:00	0,43	0,23	17:15	0,20	0,46
1:45	0,27	0,17	9:15	0,36	0,14	17:30	0,24	0,45
2:00	0,29	0,20	9:30	0,26	0,20	17:45	0,26	0,43
2:15	0,32	0,36	9:45	0,22	0,21	18:00	0,33	0,27
2:30	0,25	0,11	10:00	0,21	0,71	18:15	0,37	0,28
2:45	0,85	1,32	10:15	0,22	0,63	18:30	0,30	0,28
3:00	0,81	1,25	10:30	0,21	0,73	18:45	0,29	0,59
3:15	0,56	0,66	10:45	0,19	0,98	19:00	0,26	0,60
3:30	0,18	0,46	11:00	0,27	0,70	19:15	0,25	0,37
3:45	0,11	0,16	11:15	0,30	0,56	19:30	0,30	0,24
4:00	0,17	0,10	11:30	0,32	0,46	19:45	0,34	0,20
4:15	0,12	0,24	11:45	0,32	0,82	20:00	0,51	0,18
4:30	0,11	0,21	12:00	0,32	0,70	20:15	0,45	0,17
4:45	0,12	0,13	12:15	0,32	0,72	20:30	0,60	0,22
5:00	0,11	0,11	12:30	0,30	0,76	20:45	0,63	0,49
5:15	0,11	0,10	12:45	0,27	0,85	21:00	0,58	0,53
5:30	0,11	0,11	13:00	0,28	0,83	21:15	0,61	0,55
5:45	0,12	0,12	13:15	0,32	1,07	21:30	0,47	0,49
6:00	0,12	0,12	13:30	0,30	1,29	21:45	0,39	0,41
6:15	0,11	0,12	13:45	0,32	0,84	22:00	0,37	0,53
6:30	0,11	0,11	14:00	0,21	0,27	22:15	0,34	0,56
6:45	0,11	0,10	14:15	0,29	0,36	22:30	0,39	0,66
7:00	0,12	0,11	14:30	0,39	0,29	22:45	0,34	0,68
7:15	0,15	0,14	14:45	0,22	0,50	23:00	0,30	0,62
			15:00	0,17	0,62	23:15	0,29	0,55
			15:15	0,22	0,42	23:30	0,26	0,41
			15:30	0,22	0,34	23:45	0,25	0,32

Tabela A.6 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de junho de 2017

Hora	Consumo Dia Útil [kW]	Consumo Fim-de-Semana [kW]						
0:00	0,26	0,28	7:30	0,16	0,12	15:45	0,23	0,29
0:15	0,23	0,26	7:45	0,27	0,16	16:00	0,29	0,27
0:30	0,24	0,22	8:00	0,52	0,13	16:15	0,24	0,36
0:45	0,24	0,23	8:15	0,91	0,12	16:30	0,23	0,49
1:00	0,27	0,19	8:30	0,91	0,11	16:45	0,29	0,40
1:15	0,15	0,36	8:45	0,69	0,10	17:00	0,30	0,26
1:30	0,18	0,24	9:00	0,52	0,12	17:15	0,27	0,38
1:45	0,20	0,15	9:15	0,45	0,13	17:30	0,36	0,31
2:00	0,23	0,20	9:30	0,35	0,16	17:45	0,22	0,28
2:15	0,26	0,13	9:45	0,37	0,17	18:00	0,32	0,26
2:30	0,20	0,15	10:00	0,25	0,19	18:15	0,25	0,28
2:45	0,38	0,29	10:15	0,28	0,25	18:30	0,25	0,24
3:00	0,31	0,42	10:30	0,30	0,29	18:45	0,23	0,22
3:15	0,24	0,37	10:45	0,23	0,51	19:00	0,28	0,24
3:30	0,15	0,12	11:00	0,22	0,25	19:15	0,22	0,35
3:45	0,18	0,11	11:15	0,29	0,25	19:30	0,20	0,24
4:00	0,22	0,12	11:30	0,24	0,42	19:45	0,19	0,35
4:15	0,14	0,12	11:45	0,23	0,28	20:00	0,17	0,27
4:30	0,13	0,13	12:00	0,22	0,53	20:15	0,21	0,26
4:45	0,17	0,13	12:15	0,22	0,60	20:30	0,65	0,23
5:00	0,17	0,13	12:30	0,23	0,41	20:45	0,47	0,24
5:15	0,18	0,11	12:45	0,24	0,51	21:00	0,53	0,29
5:30	0,16	0,10	13:00	0,29	0,79	21:15	0,77	0,27
5:45	0,12	0,10	13:15	0,29	1,10	21:30	0,94	0,44
6:00	0,12	0,14	13:30	0,29	1,07	21:45	0,74	0,50
6:15	0,13	0,13	13:45	0,27	0,84	22:00	0,51	0,41
6:30	0,13	0,14	14:00	0,27	0,72	22:15	0,48	0,31
6:45	0,12	0,19	14:15	0,22	0,66	22:30	0,48	0,30
7:00	0,11	0,13	14:30	0,22	0,51	22:45	0,37	0,34
7:15	0,12	0,12	14:45	0,30	0,46	23:00	0,34	0,46
			15:00	0,32	0,29	23:15	0,26	0,37
			15:15	0,26	0,35	23:30	0,25	0,31
			15:30	0,25	0,44	23:45	0,23	0,29

Tabela A.7 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de julho de 2017

Hora	Consumo Dia Útil [kW]	Consumo Fim-de-Semana [kW]						
0:00	0,28	0,30	7:30	0,19	0,17	15:45	0,20	0,49
0:15	0,31	0,58	7:45	0,24	0,20	16:00	0,19	0,42
0:30	0,24	0,35	8:00	0,36	0,35	16:15	0,19	0,69
0:45	0,27	0,32	8:15	0,56	0,36	16:30	0,18	0,56
1:00	0,18	0,26	8:30	0,74	0,30	16:45	0,18	0,49
1:15	0,31	0,21	8:45	0,84	0,21	17:00	0,21	0,36
1:30	0,22	0,31	9:00	0,61	0,21	17:15	0,30	0,42
1:45	0,35	0,53	9:15	0,36	0,19	17:30	0,26	0,52
2:00	0,54	0,48	9:30	0,32	0,29	17:45	0,23	0,36
2:15	0,36	0,47	9:45	0,36	0,43	18:00	0,22	0,36
2:30	0,23	0,59	10:00	0,23	0,63	18:15	0,20	0,35
2:45	0,15	0,44	10:15	0,17	0,40	18:30	0,24	0,31
3:00	0,14	0,17	10:30	0,17	0,41	18:45	0,29	0,24
3:15	0,28	0,13	10:45	0,19	0,54	19:00	0,35	0,38
3:30	0,25	0,13	11:00	0,26	0,69	19:15	0,32	0,33
3:45	0,10	0,13	11:15	0,19	0,51	19:30	0,39	0,24
4:00	0,11	0,13	11:30	0,17	0,67	19:45	0,53	0,21
4:15	0,13	0,10	11:45	0,18	0,51	20:00	0,70	0,29
4:30	0,12	0,10	12:00	0,19	0,69	20:15	0,51	0,30
4:45	0,10	0,11	12:15	0,25	0,68	20:30	0,56	0,26
5:00	0,11	0,13	12:30	0,23	0,82	20:45	0,32	0,22
5:15	0,13	0,12	12:45	0,19	0,76	21:00	0,41	0,35
5:30	0,13	0,18	13:00	0,19	0,68	21:15	0,45	0,49
5:45	0,11	0,13	13:15	0,19	0,90	21:30	0,46	0,49
6:00	0,11	0,13	13:30	0,27	1,01	21:45	0,50	0,33
6:15	0,10	0,12	13:45	0,31	0,68	22:00	0,40	0,35
6:30	0,12	0,12	14:00	0,29	0,71	22:15	0,40	0,43
6:45	0,12	0,12	14:15	0,18	0,58	22:30	0,28	0,42
7:00	0,10	0,11	14:30	0,25	0,41	22:45	0,27	0,33
7:15	0,13	0,11	14:45	0,27	0,37	23:00	0,28	0,40
			15:00	0,27	0,41	23:15	0,26	0,50
			15:15	0,21	0,35	23:30	0,24	0,41
			15:30	0,20	0,36	23:45	0,22	0,28

Tabela A.8 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de agosto de 2017

Hora	Consumo Dia Útil [kW]	Consumo Fim-de-Semana [kW]						
0:00	0,26	0,19	7:30	0,17	0,24	15:45	0,21	0,45
0:15	0,24	0,21	7:45	0,22	0,13	16:00	0,22	0,24
0:30	0,26	0,17	8:00	0,18	0,14	16:15	0,23	0,23
0:45	0,27	0,16	8:15	0,21	0,13	16:30	0,24	0,22
1:00	0,25	0,14	8:30	0,31	0,14	16:45	0,29	0,44
1:15	0,19	0,14	8:45	0,34	0,14	17:00	0,21	0,34
1:30	0,16	0,14	9:00	0,34	0,29	17:15	0,21	0,21
1:45	0,42	0,11	9:15	0,28	0,15	17:30	0,26	0,21
2:00	0,46	0,11	9:30	0,34	0,23	17:45	0,27	0,19
2:15	0,39	0,13	9:45	0,30	0,23	18:00	0,28	0,27
2:30	0,29	0,15	10:00	0,28	0,14	18:15	0,22	0,23
2:45	0,14	0,20	10:15	0,26	0,19	18:30	0,20	0,22
3:00	0,22	0,43	10:30	0,23	0,20	18:45	0,20	0,16
3:15	0,23	0,21	10:45	0,25	0,24	19:00	0,22	0,15
3:30	0,14	0,53	11:00	0,28	0,33	19:15	0,23	0,17
3:45	0,12	0,32	11:15	0,29	0,44	19:30	0,25	0,24
4:00	0,13	0,13	11:30	0,23	0,48	19:45	0,23	0,24
4:15	0,13	0,14	11:45	0,28	0,63	20:00	0,21	0,12
4:30	0,13	0,15	12:00	0,32	0,69	20:15	0,30	0,15
4:45	0,14	0,15	12:15	0,27	0,56	20:30	0,44	0,19
5:00	0,14	0,14	12:30	0,33	0,38	20:45	0,40	0,19
5:15	0,16	0,12	12:45	0,60	0,34	21:00	0,36	0,22
5:30	0,19	0,13	13:00	0,69	0,30	21:15	0,43	0,21
5:45	0,18	0,15	13:15	0,54	0,24	21:30	0,45	0,27
6:00	0,14	0,14	13:30	0,49	0,32	21:45	0,36	0,34
6:15	0,23	0,12	13:45	0,43	0,52	22:00	0,36	0,25
6:30	0,21	0,12	14:00	0,39	0,63	22:15	0,29	0,24
6:45	0,17	0,14	14:15	0,37	0,46	22:30	0,29	0,25
7:00	0,15	0,16	14:30	0,36	0,41	22:45	0,26	0,29
7:15	0,18	0,23	14:45	0,39	0,40	23:00	0,26	0,49
			15:00	0,40	0,37	23:15	0,23	0,32
			15:15	0,31	0,21	23:30	0,22	0,24
			15:30	0,29	0,20	23:45	0,23	0,24

Tabela A.9 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de setembro de 2017

Hora	Consumo Dia Útil [kW]	Consumo Fim-de-Semana [kW]						
0:00	0,31	0,23	7:30	0,16	0,12	15:45	0,25	0,27
0:15	0,21	0,42	7:45	0,21	0,11	16:00	0,26	0,31
0:30	0,27	0,37	8:00	0,41	0,10	16:15	0,28	0,26
0:45	0,24	0,34	8:15	0,51	0,20	16:30	0,31	0,39
1:00	0,32	0,27	8:30	0,53	0,19	16:45	0,29	0,33
1:15	0,38	0,23	8:45	0,47	0,21	17:00	0,32	0,28
1:30	0,16	0,17	9:00	0,46	0,22	17:15	0,21	0,40
1:45	0,94	1,25	9:15	0,32	0,24	17:30	0,25	0,24
2:00	0,94	1,48	9:30	0,23	0,25	17:45	0,31	0,24
2:15	0,75	0,91	9:45	0,23	0,11	18:00	0,32	0,33
2:30	0,43	0,57	10:00	0,23	0,19	18:15	0,28	0,37
2:45	0,25	0,33	10:15	0,24	0,16	18:30	0,29	0,23
3:00	0,29	0,12	10:30	0,24	0,31	18:45	0,20	0,24
3:15	0,12	0,17	10:45	0,25	0,36	19:00	0,25	0,24
3:30	0,11	0,24	11:00	0,27	0,38	19:15	0,32	0,20
3:45	0,12	0,22	11:15	0,36	0,40	19:30	0,25	0,15
4:00	0,19	0,12	11:30	0,30	0,32	19:45	0,39	0,18
4:15	0,16	0,11	11:45	0,25	0,33	20:00	0,70	0,18
4:30	0,11	0,11	12:00	0,27	0,27	20:15	0,78	0,34
4:45	0,12	0,11	12:15	0,28	0,57	20:30	0,73	0,37
5:00	0,13	0,14	12:30	0,26	0,53	20:45	0,64	0,26
5:15	0,12	0,10	12:45	0,30	0,56	21:00	0,47	0,26
5:30	0,10	0,11	13:00	0,28	0,73	21:15	0,45	0,22
5:45	0,11	0,10	13:15	0,22	1,01	21:30	0,37	0,23
6:00	0,12	0,11	13:30	0,26	1,11	21:45	0,33	0,27
6:15	0,12	0,12	13:45	0,35	0,70	22:00	0,35	0,23
6:30	0,15	0,11	14:00	0,30	0,62	22:15	0,31	0,23
6:45	0,21	0,17	14:15	0,27	0,31	22:30	0,24	0,23
7:00	0,26	0,14	14:30	0,24	0,22	22:45	0,29	0,30
7:15	0,23	0,11	14:45	0,28	0,46	23:00	0,24	0,37
			15:00	0,30	0,38	23:15	0,25	0,49
			15:15	0,38	0,36	23:30	0,24	0,46
			15:30	0,30	0,30	23:45	0,23	0,41

Tabela A.10 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de outubro de 2017

Hora	Consumo Dia Útil [kW]	Consumo Fim-de-Semana [kW]						
0:00	0,20	0,21	7:30	0,24	0,12	15:45	0,23	0,34
0:15	0,23	0,22	7:45	0,21	0,18	16:00	0,22	0,33
0:30	0,21	0,33	8:00	0,31	0,18	16:15	0,21	0,56
0:45	0,16	0,21	8:15	0,75	0,12	16:30	0,22	0,48
1:00	0,17	0,22	8:30	0,81	0,12	16:45	0,23	0,48
1:15	0,36	0,52	8:45	0,71	0,13	17:00	0,22	0,51
1:30	0,49	0,71	9:00	0,58	0,10	17:15	0,21	0,42
1:45	1,26	1,34	9:15	0,48	0,08	17:30	0,20	0,33
2:00	1,34	1,53	9:30	0,28	0,22	17:45	0,26	0,34
2:15	1,05	1,00	9:45	0,20	0,14	18:00	0,30	0,36
2:30	0,43	0,39	10:00	0,16	0,15	18:15	0,25	0,35
2:45	0,30	0,25	10:15	0,14	0,14	18:30	0,35	0,42
3:00	0,21	0,18	10:30	0,14	0,18	18:45	0,41	0,41
3:15	0,16	0,12	10:45	0,20	0,48	19:00	0,45	0,48
3:30	0,19	0,12	11:00	0,20	0,68	19:15	0,62	0,59
3:45	0,17	0,11	11:15	0,21	0,35	19:30	0,67	0,64
4:00	0,13	0,10	11:30	0,22	0,53	19:45	0,57	0,49
4:15	0,12	0,10	11:45	0,22	0,28	20:00	0,53	0,36
4:30	0,12	0,12	12:00	0,19	0,60	20:15	0,67	0,39
4:45	0,10	0,12	12:15	0,26	0,51	20:30	0,61	0,45
5:00	0,10	0,10	12:30	0,27	0,66	20:45	0,46	0,38
5:15	0,11	0,10	12:45	0,25	0,96	21:00	0,44	0,50
5:30	0,11	0,10	13:00	0,22	1,11	21:15	0,36	0,56
5:45	0,12	0,12	13:15	0,23	1,31	21:30	0,38	0,65
6:00	0,13	0,13	13:30	0,21	1,30	21:45	0,30	0,65
6:15	0,16	0,11	13:45	0,18	0,75	22:00	0,31	0,44
6:30	0,20	0,10	14:00	0,31	1,01	22:15	0,28	0,37
6:45	0,28	0,10	14:15	0,31	0,78	22:30	0,29	0,53
7:00	0,26	0,12	14:30	0,27	0,95	22:45	0,25	0,34
7:15	0,18	0,12	14:45	0,27	0,74	23:00	0,26	0,36
			15:00	0,26	0,50	23:15	0,22	0,44
			15:15	0,28	0,64	23:30	0,22	0,34
			15:30	0,21	0,33	23:45	0,22	0,44

Tabela A.11 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de novembro de 2017

Hora	Consumo Dia Útil [kW]	Consumo Fim-de-Semana [kW]						
0:00	0,46	0,26	7:30	0,12	0,13	15:45	0,23	0,97
0:15	0,29	0,24	7:45	0,11	0,12	16:00	0,39	0,53
0:30	0,30	0,45	8:00	0,11	0,13	16:15	0,36	0,38
0:45	0,31	0,21	8:15	0,15	0,18	16:30	0,22	0,60
1:00	0,34	0,23	8:30	0,28	0,22	16:45	0,19	0,76
1:15	0,36	0,42	8:45	0,39	0,22	17:00	0,31	0,50
1:30	0,44	0,73	9:00	0,83	0,28	17:15	0,26	0,29
1:45	0,36	0,45	9:15	1,21	0,48	17:30	0,19	0,30
2:00	0,50	0,38	9:30	1,34	0,91	17:45	0,21	0,28
2:15	1,54	1,45	9:45	1,36	1,22	18:00	0,36	0,73
2:30	1,42	1,55	10:00	1,20	0,91	18:15	0,26	0,48
2:45	1,46	1,48	10:15	0,75	0,71	18:30	0,26	0,20
3:00	1,29	1,43	10:30	0,56	0,55	18:45	0,38	0,23
3:15	1,30	1,43	10:45	0,42	0,37	19:00	0,66	0,33
3:30	1,18	1,30	11:00	0,32	0,22	19:15	0,57	0,25
3:45	0,77	0,56	11:15	0,21	0,17	19:30	0,37	0,35
4:00	0,45	0,20	11:30	0,21	0,52	19:45	0,42	0,49
4:15	0,27	0,17	11:45	0,21	0,35	20:00	0,42	0,43
4:30	0,18	0,23	12:00	0,19	0,54	20:15	0,69	0,45
4:45	0,12	0,13	12:15	0,19	0,65	20:30	0,57	0,57
5:00	0,17	0,12	12:30	0,23	0,78	20:45	0,40	0,85
5:15	0,16	0,11	12:45	0,21	0,58	21:00	0,51	0,76
5:30	0,13	0,13	13:00	0,21	0,76	21:15	0,54	1,36
5:45	0,13	0,15	13:15	0,23	0,78	21:30	0,44	0,55
6:00	0,12	0,13	13:30	0,31	0,88	21:45	0,30	0,35
6:15	0,20	0,13	13:45	0,29	0,85	22:00	0,27	0,37
6:30	0,28	0,12	14:00	0,30	0,68	22:15	0,27	0,32
6:45	0,13	0,12	14:15	0,26	0,67	22:30	0,29	0,32
7:00	0,12	0,14	14:30	0,18	0,72	22:45	0,37	0,46
7:15	0,12	0,14	14:45	0,25	0,62	23:00	0,37	0,33
			15:00	0,24	0,73	23:15	0,34	0,30
			15:15	0,29	0,75	23:30	0,35	0,30
			15:30	0,26	0,90	23:45	0,32	0,70

Tabela A.12 – Dados relativos ao consumo médio durante o mês de dezembro de 2017

Hora	Consumo Dia Útil [kW]	Consumo Fim-de-Semana [kW]						
0:00	0,64	0,66	7:30	0,83	0,49	15:45	0,59	0,55
0:15	0,65	0,79	7:45	0,53	0,56	16:00	0,59	0,78
0:30	0,76	0,61	8:00	1,08	0,83	16:15	0,48	0,57
0:45	0,69	0,74	8:15	1,25	0,49	16:30	0,55	0,58
1:00	0,85	0,67	8:30	1,35	0,66	16:45	0,41	0,58
1:15	1,66	1,50	8:45	1,05	0,58	17:00	0,33	0,74
1:30	1,69	1,33	9:00	0,83	0,52	17:15	0,45	0,84
1:45	1,44	1,22	9:15	0,71	0,54	17:30	0,42	0,92
2:00	1,24	1,28	9:30	0,64	0,70	17:45	0,54	0,72
2:15	1,24	1,16	9:45	0,61	0,71	18:00	0,65	0,94
2:30	1,18	1,09	10:00	0,63	0,70	18:15	0,64	0,90
2:45	1,11	0,86	10:15	0,56	0,84	18:30	0,67	0,82
3:00	0,88	0,55	10:30	0,63	0,59	18:45	0,47	0,70
3:15	0,61	0,88	10:45	0,48	0,83	19:00	0,62	0,91
3:30	0,63	0,49	11:00	0,70	0,63	19:15	0,82	0,94
3:45	0,56	0,33	11:15	0,66	0,72	19:30	0,84	0,96
4:00	0,52	0,38	11:30	0,56	0,89	19:45	0,96	1,09
4:15	0,51	0,30	11:45	0,51	0,66	20:00	0,75	0,96
4:30	0,42	0,41	12:00	0,55	0,82	20:15	0,68	1,06
4:45	0,46	0,31	12:15	0,59	1,25	20:30	0,69	0,75
5:00	0,51	0,36	12:30	0,61	1,49	20:45	0,65	0,68
5:15	0,50	0,34	12:45	0,65	1,66	21:00	0,63	0,64
5:30	0,50	0,35	13:00	0,81	1,10	21:15	0,72	0,85
5:45	0,48	0,30	13:15	0,81	0,94	21:30	0,57	0,87
6:00	0,46	0,50	13:30	0,70	0,71	21:45	0,55	0,57
6:15	0,71	0,41	13:45	0,79	0,97	22:00	0,58	0,55
6:30	0,48	0,39	14:00	0,77	0,71	22:15	0,72	0,57
6:45	0,51	0,31	14:15	0,71	0,75	22:30	0,73	0,61
7:00	0,73	0,28	14:30	0,85	1,07	22:45	0,49	0,76
7:15	0,63	0,56	14:45	0,78	1,61	23:00	0,62	0,90
			15:00	0,63	0,93	23:15	0,69	0,97
			15:15	0,71	0,59	23:30	0,66	0,60
			15:30	0,52	0,49	23:45	0,63	0,54

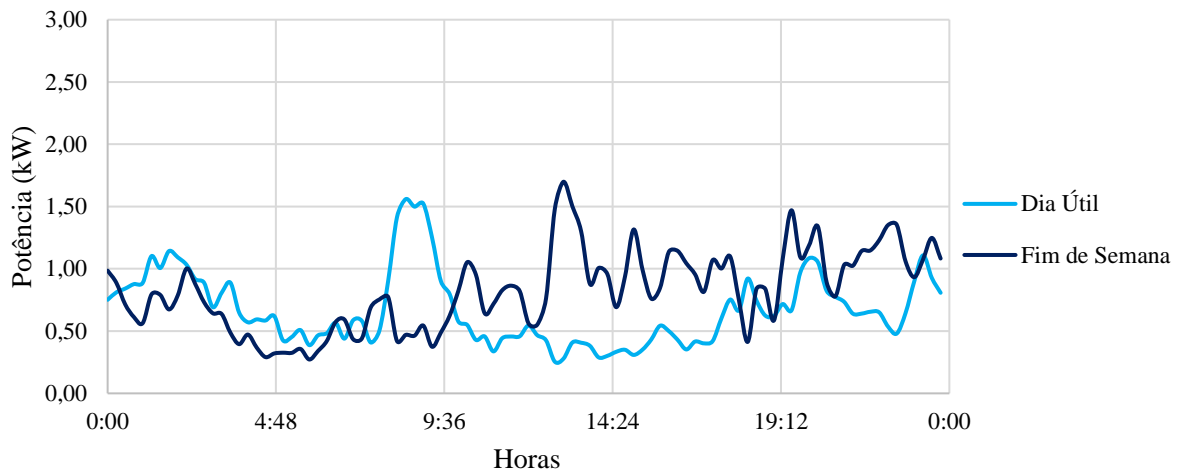


Figura A.1 – Dados relativos ao consumo médio diário durante o mês de janeiro

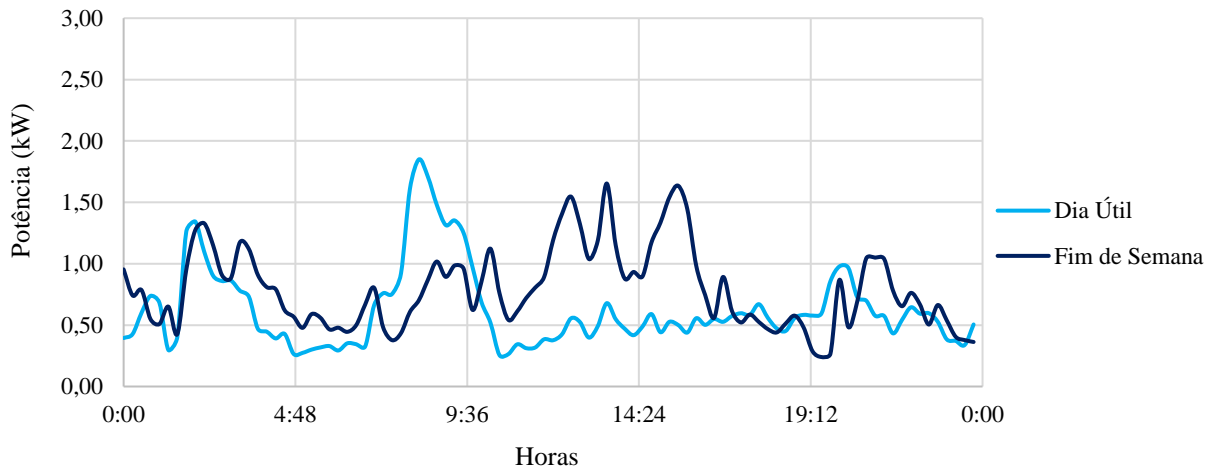


Figura A.2 – Dados relativos ao consumo médio diário durante o mês de março

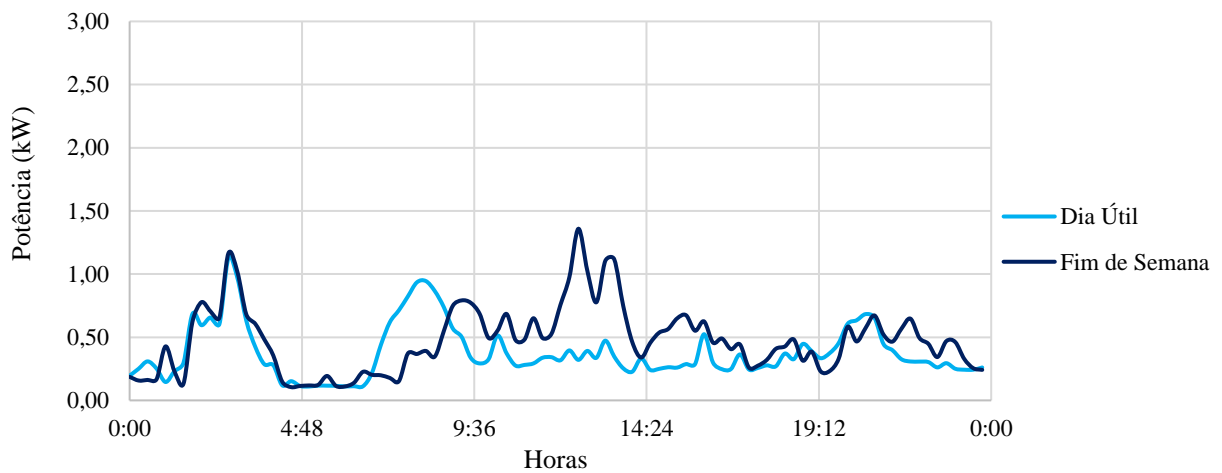


Figura A.3 – Dados relativos ao consumo médio diário durante o mês de abril

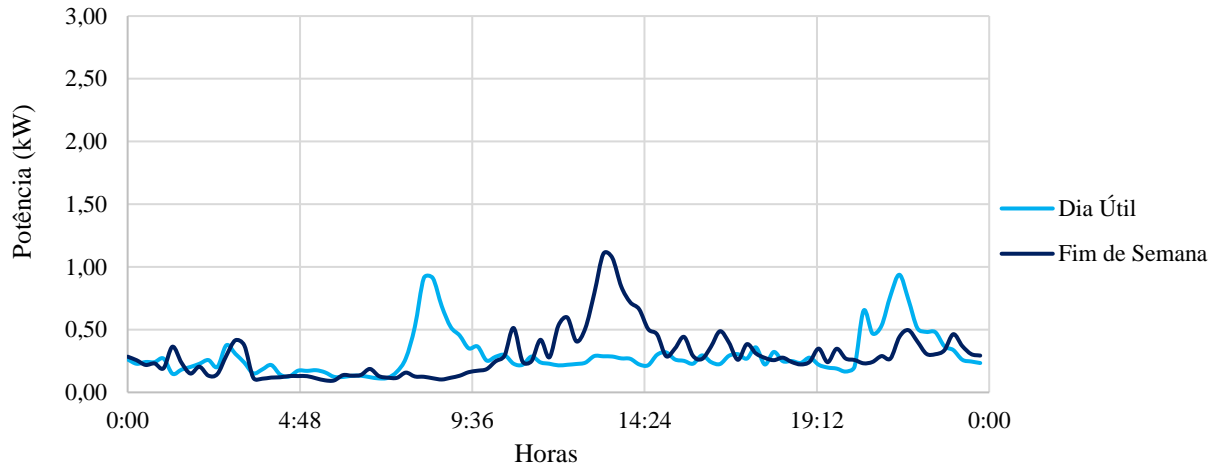


Figura A.4 – Dados relativos ao consumo médio diário durante o mês de junho

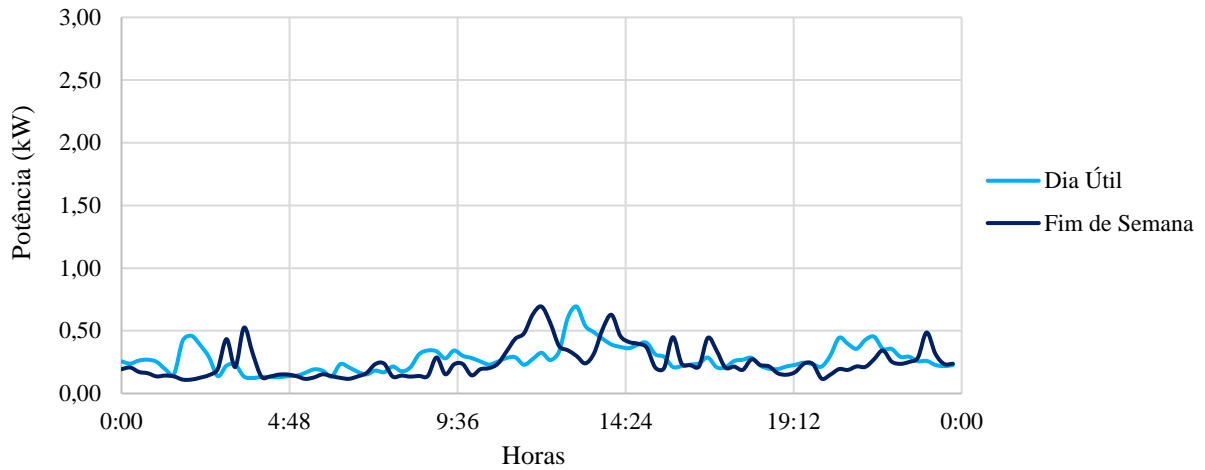


Figura A.5 – Dados relativos ao consumo médio diário durante o mês de agosto

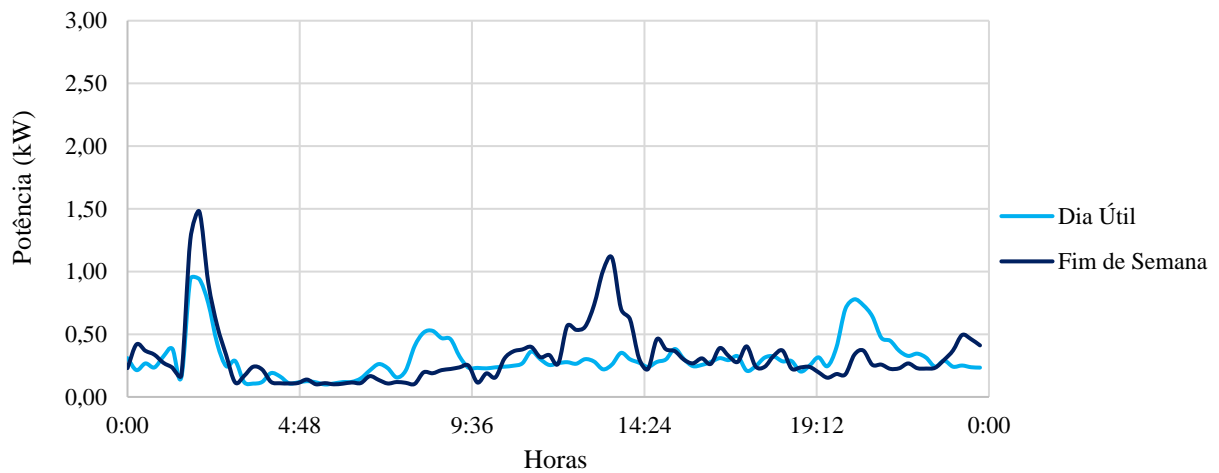


Figura A.6 – Dados relativos ao consumo médio diário durante o mês de setembro

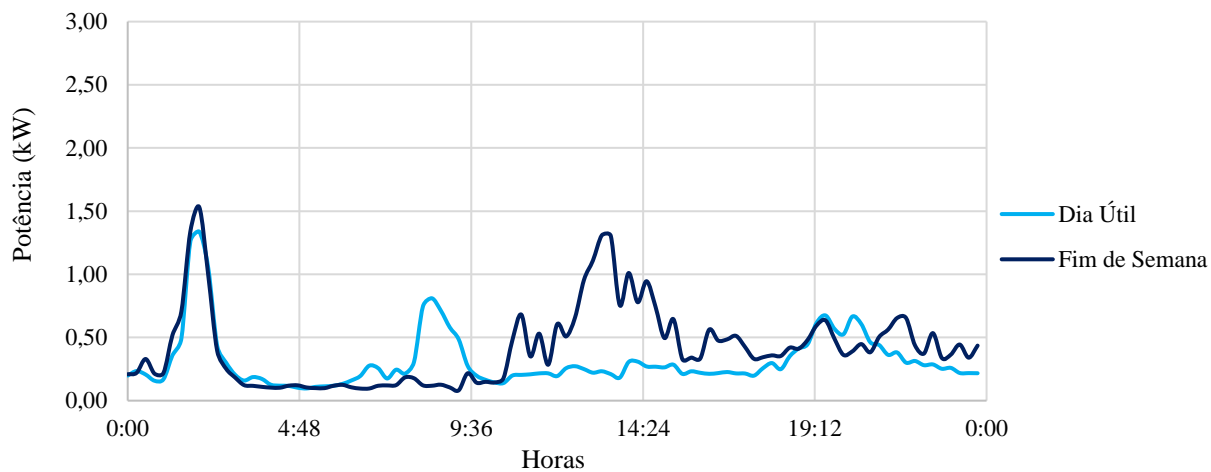


Figura A.7 – Dados relativos ao consumo médio diário durante o mês de outubro

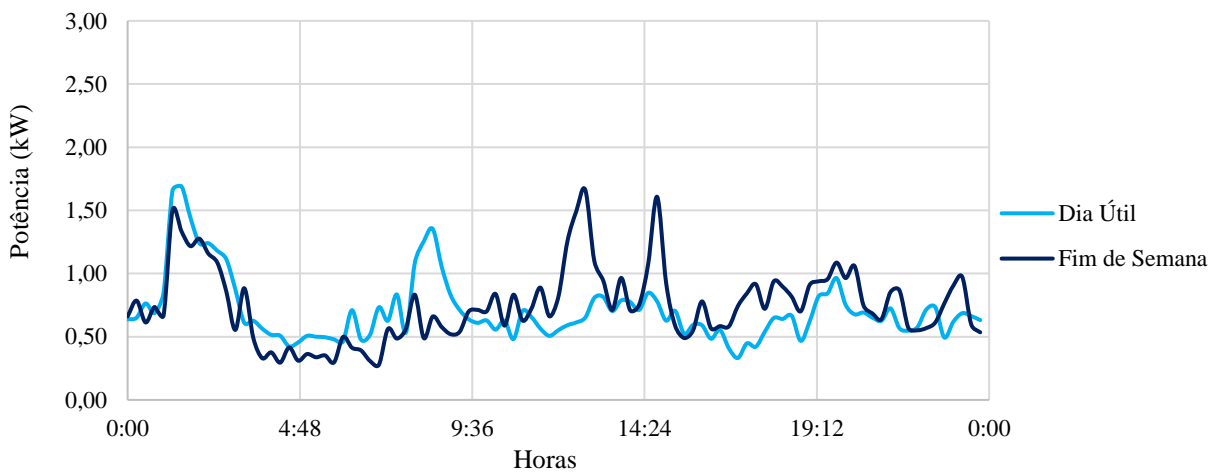


Figura A.8 – Dados relativos ao consumo médio diário durante o mês de dezembro

Anexo B – Estados de Carga da Bateria

Inverno

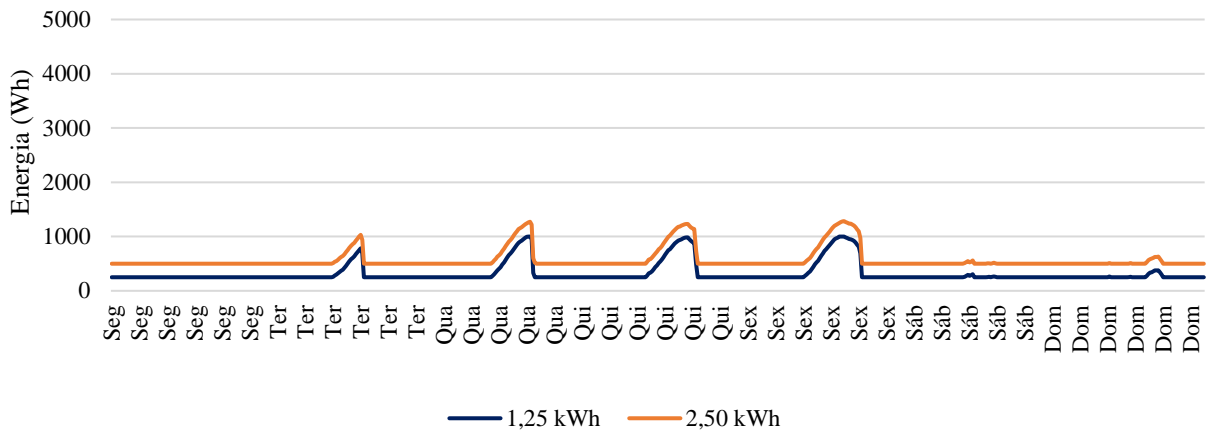


Figura B.1 – Estado de Carga das Baterias durante o Inverno para painéis de 500 W

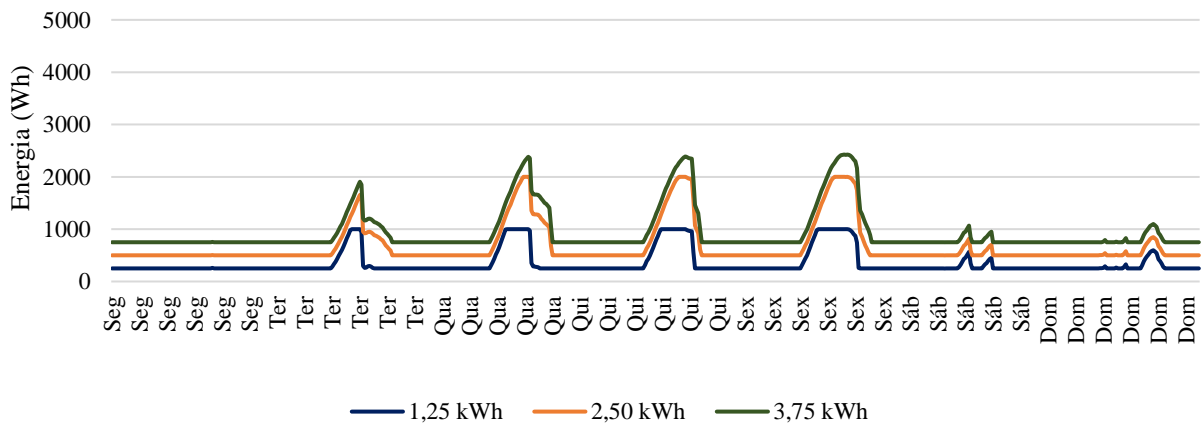


Figura B.2 – Estado de Carga das Baterias durante o Inverno para painéis de 750 W

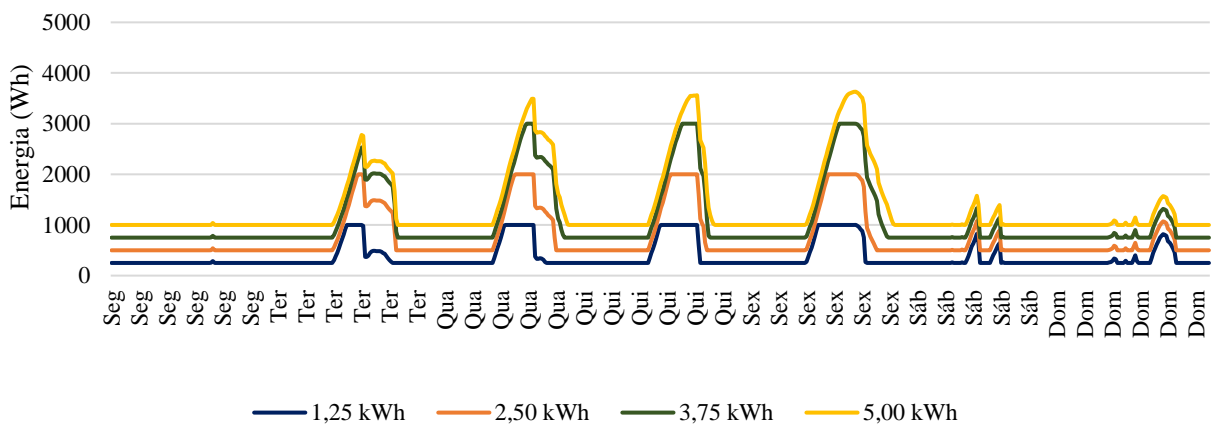


Figura B.3 – Estado de Carga das Baterias durante o Inverno para painéis de 1000 W

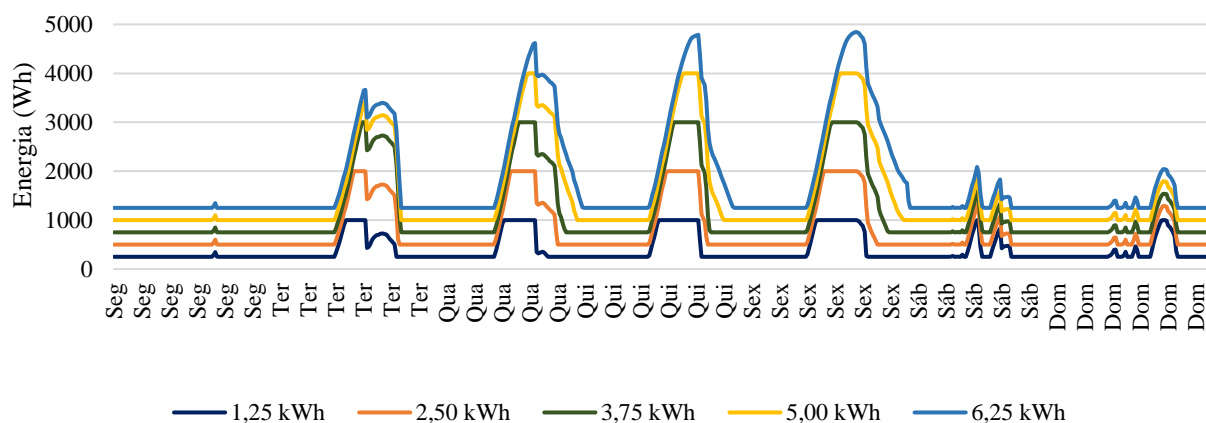


Figura B.4 – Estado de Carga das Baterias durante o Inverno para painéis de 1250 W

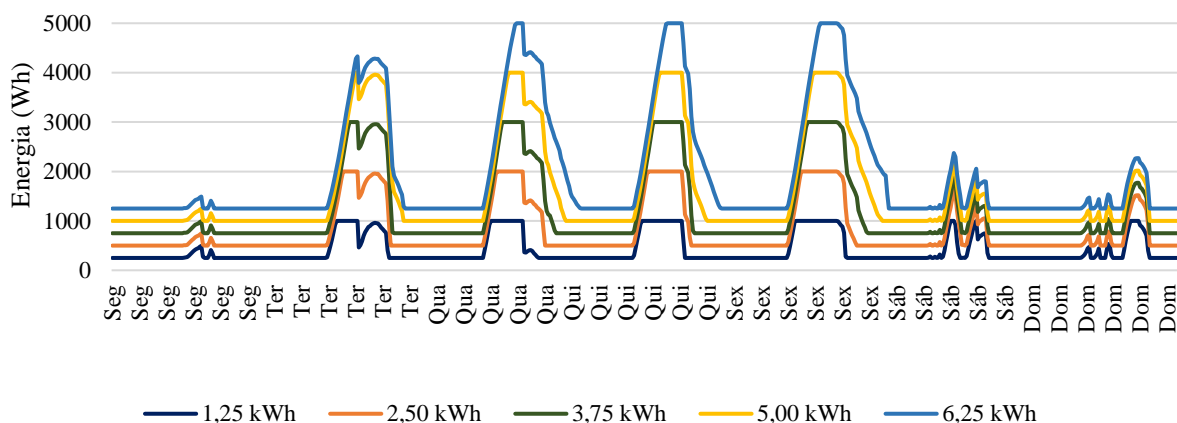


Figura B.5 – Estado de Carga das Baterias durante o Inverno para painéis de 1500 W

Primavera

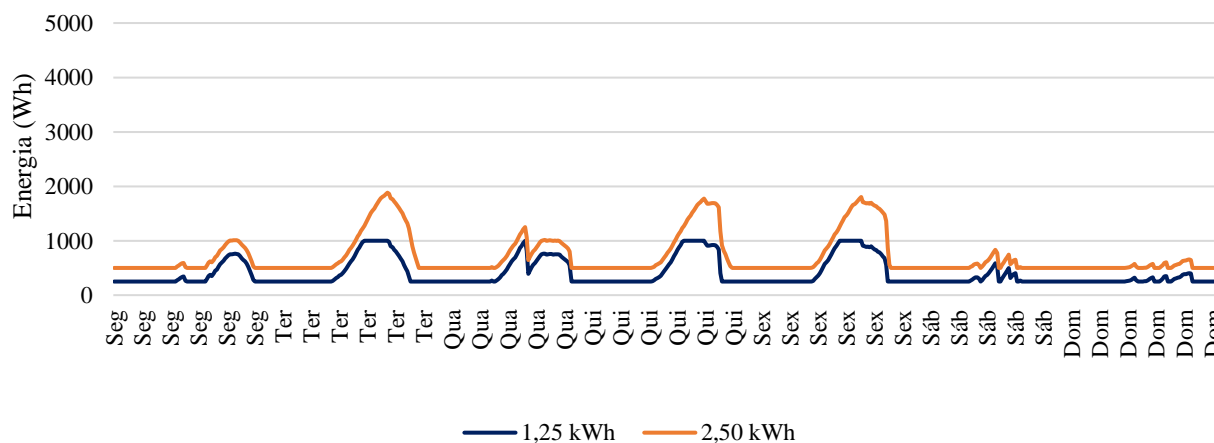


Figura B.6 – Estado de Carga das Baterias durante a Primavera para painéis de 500 W

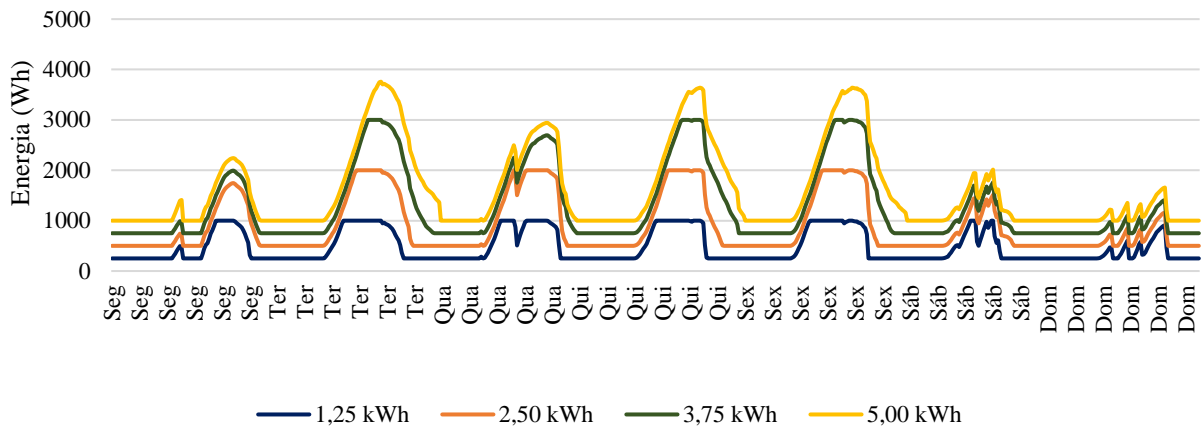


Figura B.7 – Estado de Carga das Baterias durante a Primavera para painéis de 750 W

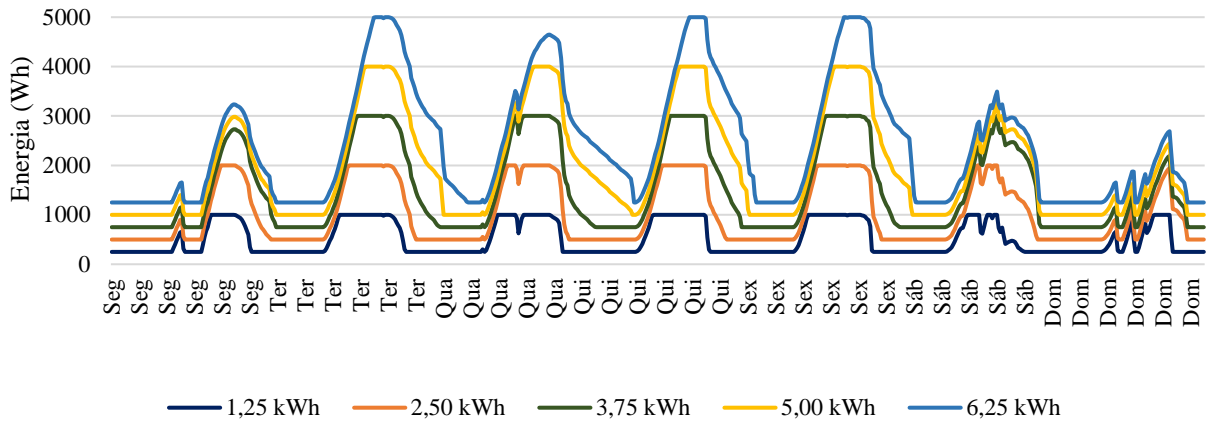


Figura B.8 – Estado de Carga das Baterias durante a Primavera para painéis de 1000 W

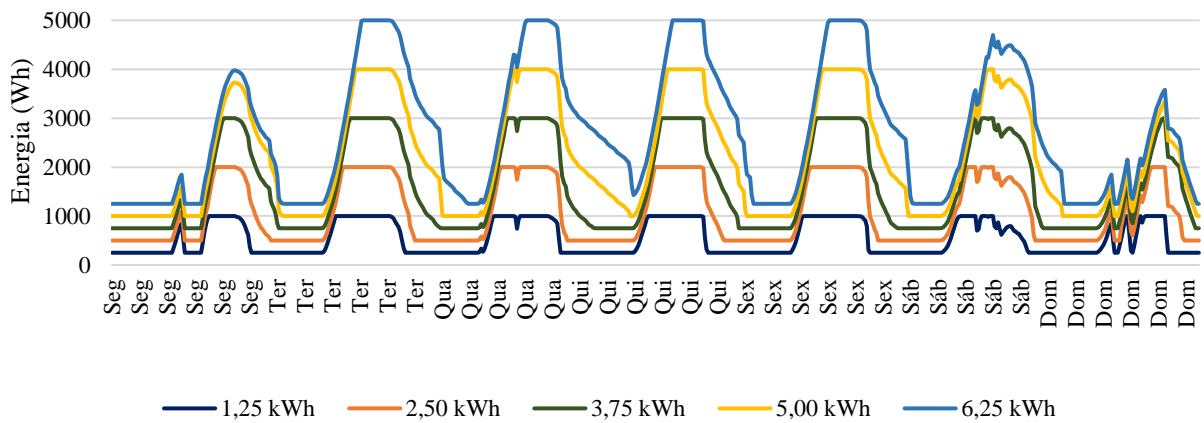


Figura B.9 – Estado de Carga das Baterias durante a Primavera para painéis de 1250 W

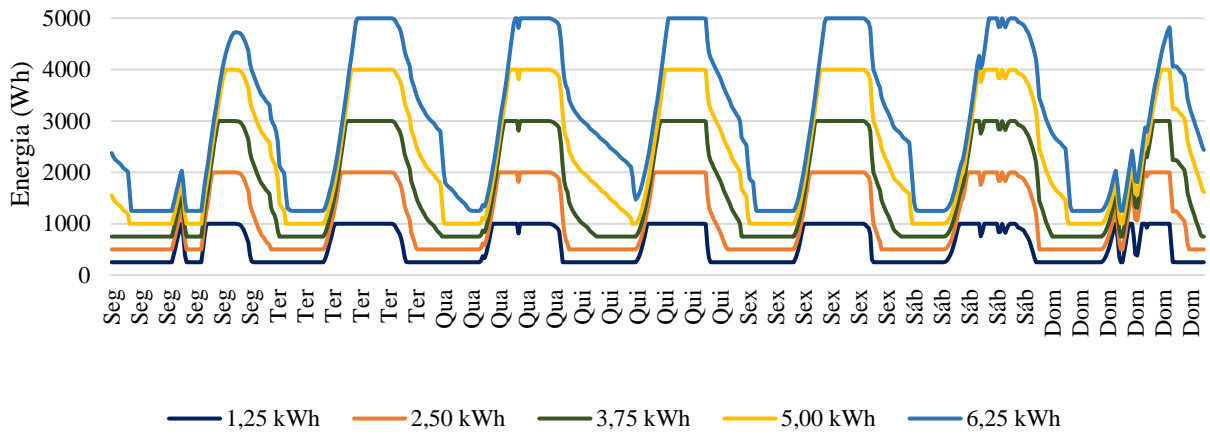


Figura B.10 – Estado de Carga das Baterias durante a Primavera para painéis de 1500 W

Verão

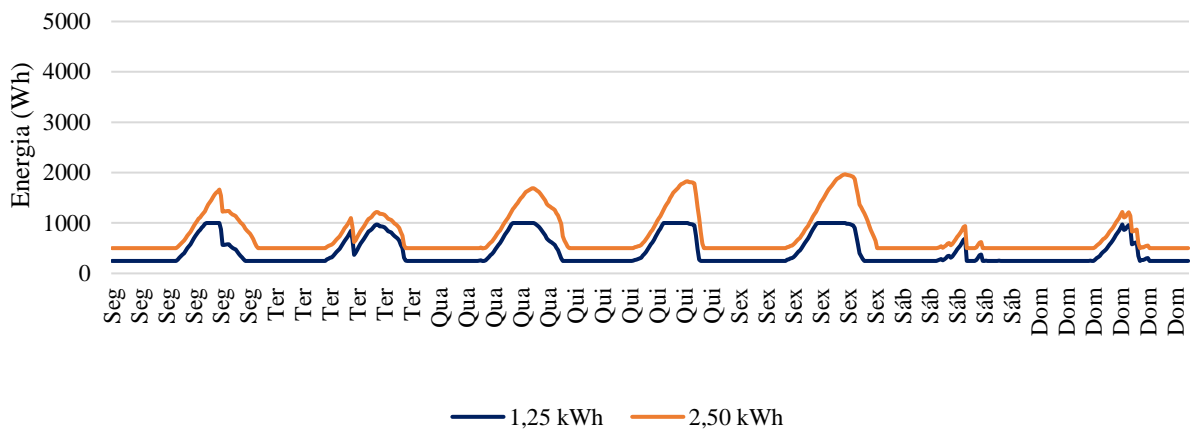


Figura B.11 – Estado de Carga das Baterias durante o Verão para painéis de 500 W

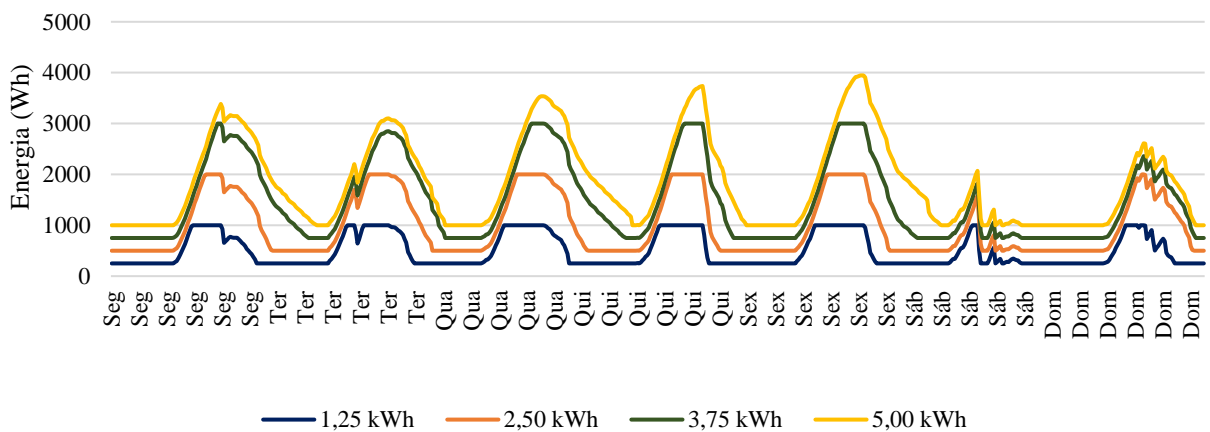


Figura B.12 – Estado de Carga das Baterias durante o Verão para painéis de 750 W

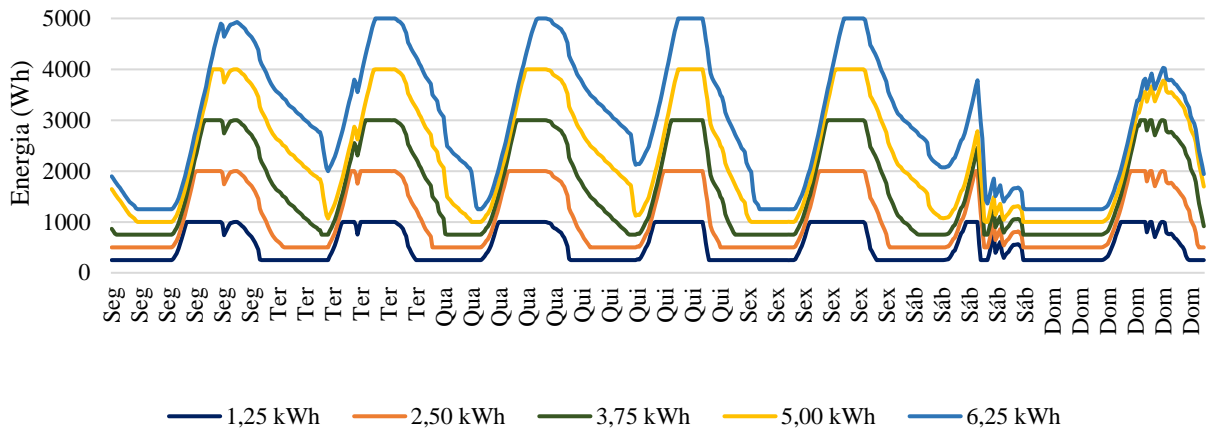


Figura B.13 – Estado de Carga das Baterias durante o Verão para painéis de 1000 W

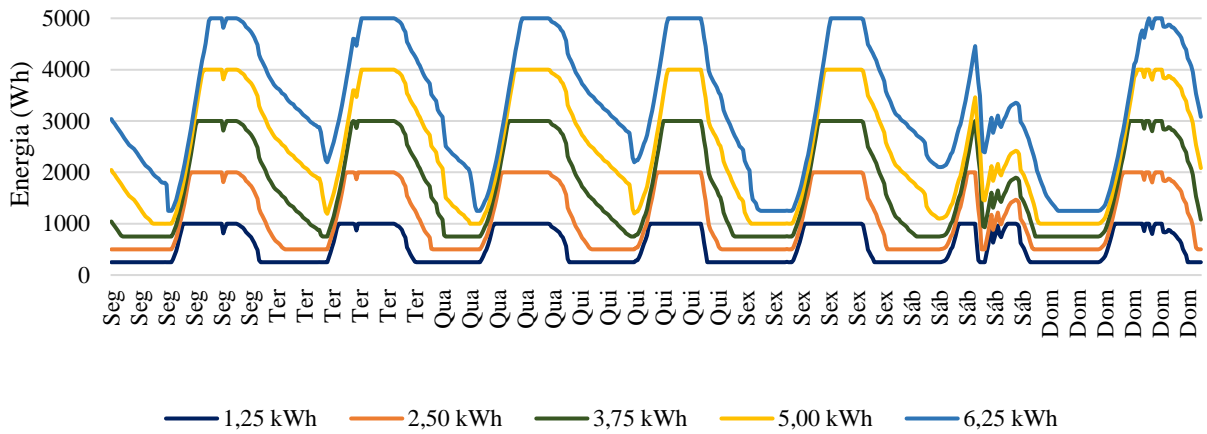


Figura B.14 – Estado de Carga das Baterias durante o Verão para painéis de 1250 W

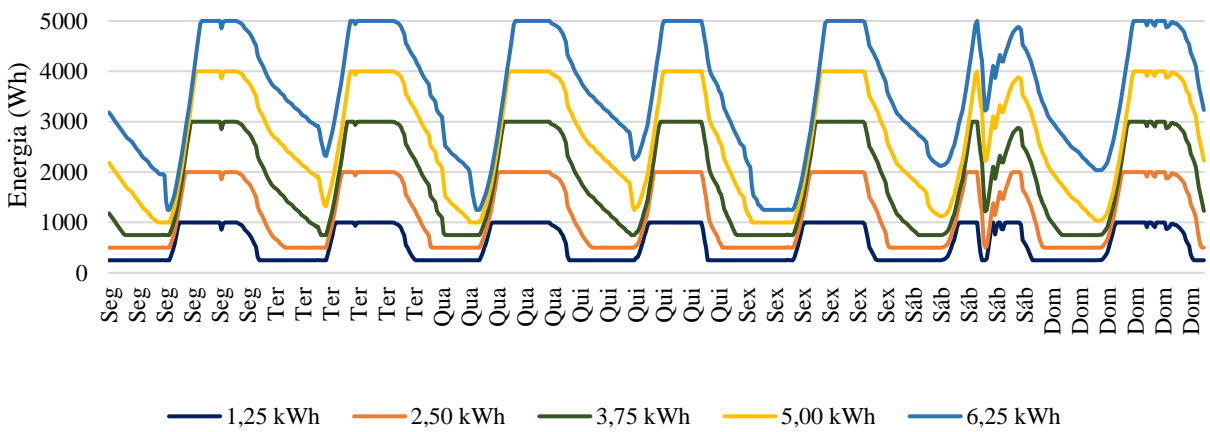


Figura B.15 – Estado de Carga das Baterias durante o Verão para painéis de 1500 W

Outono

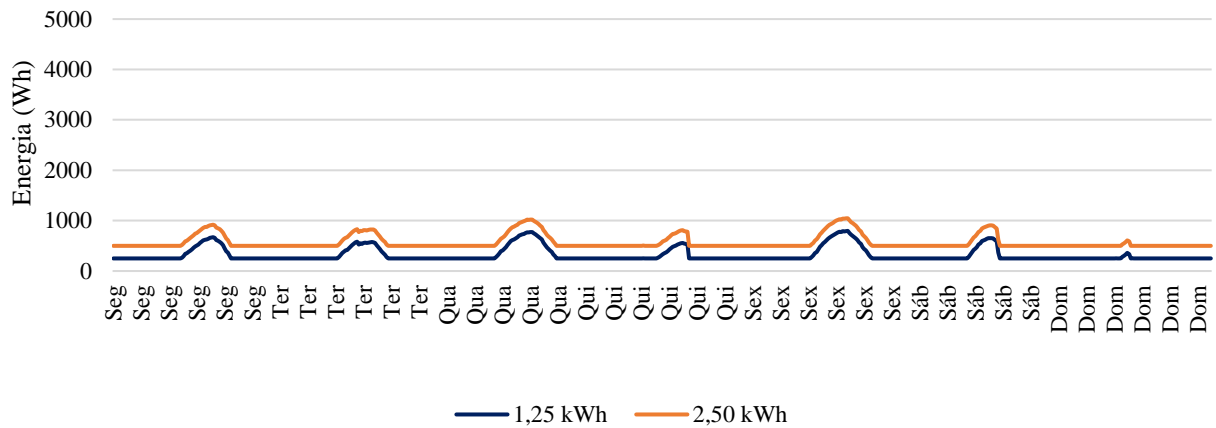


Figura B.16 – Estado de Carga das Baterias durante o Outono para painéis de 500 W

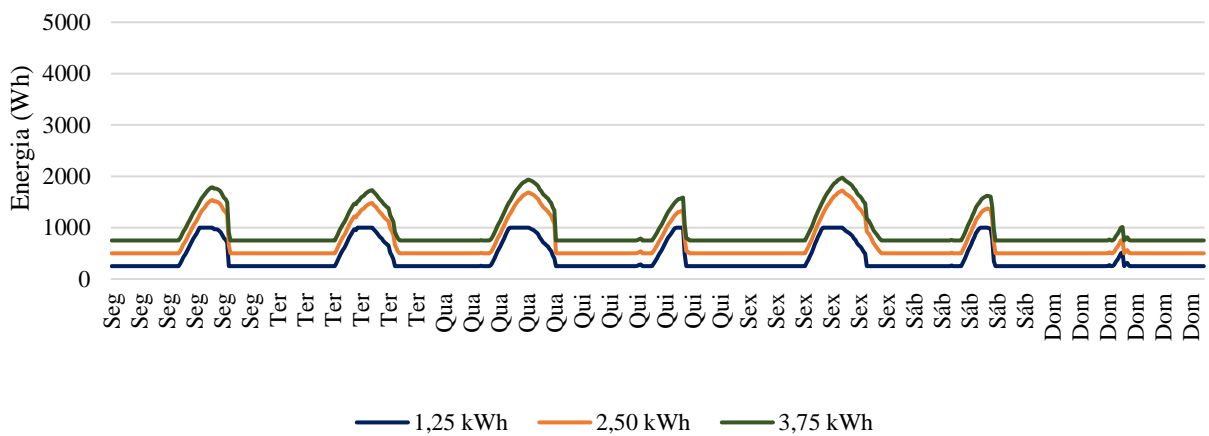


Figura B.17 – Estado de Carga das Baterias durante o Outono para painéis de 750 W

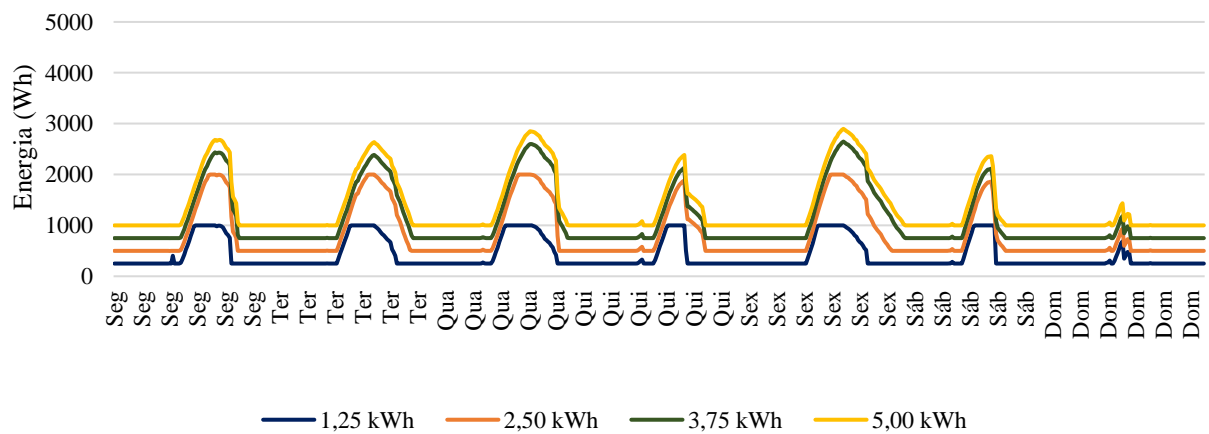


Figura B.18 – Estado de Carga das Baterias durante o Outono para painéis de 1000 W

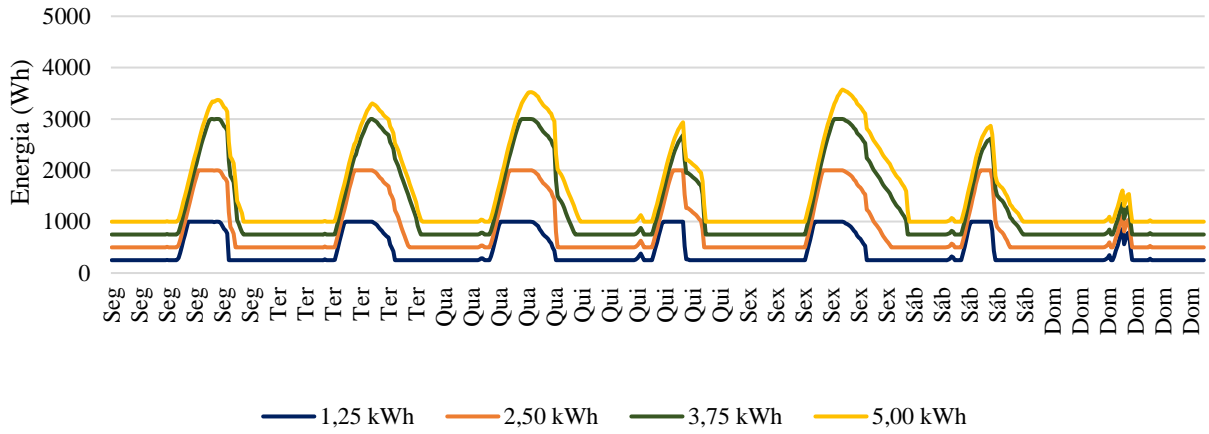


Figura B.19 – Estado de Carga das Baterias durante o Outono para painéis de 1250 W

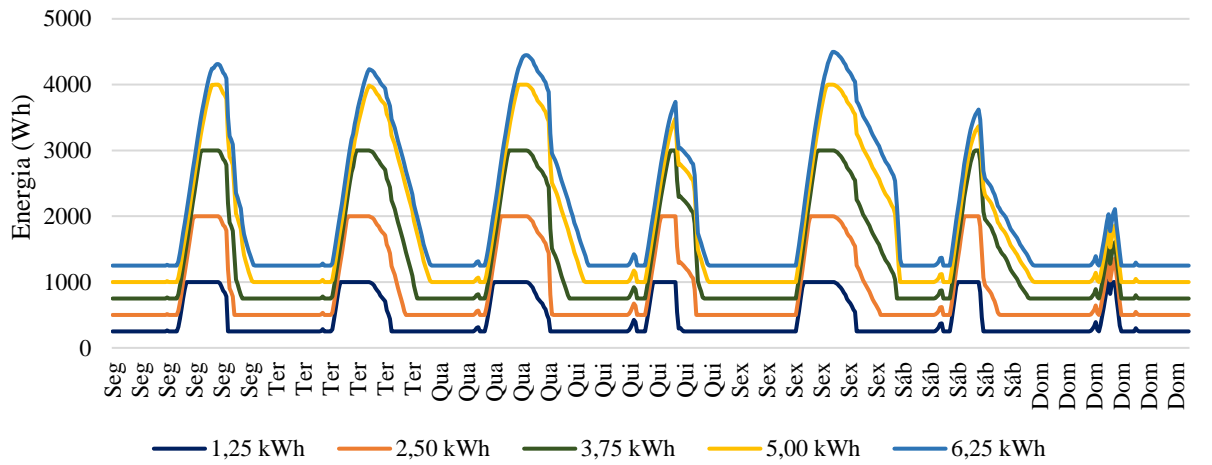


Figura B.20 – Estado de Carga das Baterias durante o Outono para painéis de 1500 W