



Armazenamento e Partilha de Energia

JOÃO CARLOS PARENTE FRANCO

julho de 2017

Armazenamento e Energy Sharing

Realizado por: João Carlos Parente Franco

Orientador: Professor Doutor Manuel Azevedo



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

Julho de 2017

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

Candidato: João Carlos Parente Franco, Nº 1150024, 1150024@isep.ipp.pt

Orientação científica: Professor Doutor Manuel Azevedo, mpa@isep.ipp.pt

Coorientação: Engenheiro João Brito, joao.brito@energiasimples.pt

Empresa: Simples Energia



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

2017

No final de mais uma etapa da minha vida, chega o momento de agradecer a todos os que
percorreram comigo esta caminhada.

“A mente que se abre a uma nova ideia, jamais volta ao seu tamanho inicial.”

Albert Einstein

Agradecimentos

A todos os que participaram no meu caminho académico, desde amigos, colegas, e professores que contribuíram para por termo ao meu mestrado, deixo, desde já, um enorme agradecimento, pois todos estiveram envolvidos na realização deste projeto.

Destaco o Professor Doutor Manuel Azevedo e o Engenheiro João Brito pelas condições que criaram na empresa Simples Energia tornando este estágio possível. Agradeço, também, a partilha de conhecimentos e o apoio concedido com o intuito de alcançar as metas pretendidas.

Agradeço, ainda, a toda a equipa da Simples Energia, em especial ao departamento comercial que me possibilitou uma rápida e fácil integração no grupo de trabalho, conseguindo, deste modo, proporcionar-me um enriquecimento pessoal e profissional.

Por último, mas não menos importante, gostaria de agradecer aos meus familiares, destacando, obviamente, os meus pais, por todo o apoio e carinho incondicionais.

Resumo

Para uma correta compreensão da comercialização de energia elétrica no mercado liberalizado, quer no setor empresarial quer no doméstico, é necessário entender a evolução do setor elétrico nacional e da gestão dos recursos energéticos, tal como as Redes Inteligentes e os Agentes Virtuais. Tendo como base os Agentes Virtuais, cujo objetivo é a comercialização de energia e, principalmente, assegurar a otimização de custos/remunerações dos *players* associados, estudaram-se e desenvolveram-se duas metodologias inovadoras, sendo estas o armazenamento e a *energy sharing*, temas principais abordados nesta dissertação.

A metodologia de *energy sharing* a implementar, baseada na gestão de recursos energéticos, permitirá evitar o desperdício de energia produzida não necessária para o produtor, sendo esta energia partilhada com recurso a uma plataforma informatizada de gestão.

O principal contributo da presente dissertação relaciona-se com a resolução das problemáticas do desperdício energético e dos preços, atualmente muito elevados, da energia, através da implementação de sistemas de armazenamento modernos mais eficientes que atuam quando a produção fotovoltaica é baixa e o sistema encontra um défice de energia, tendo, assim, de se calcular a melhor opção de compra de energia em função do preço, de modo a assegurar a continuidade de serviço. Para validar esta metodologia de armazenamento proposta criou-se um simulador, que posteriormente é caracterizado, caracterização essa que abrange todas as etapas da sua criação, desde a fase dos testes iniciais até à otimização final, incluindo os parâmetros que o integram. De forma a observar os resultados práticos deste modelo, criaram-se cenários de clientes tipo diferentes, analisando os resultados obtidos tanto para o cliente, como para o comercializador.

Com estas duas metodologias são alcançados diversos fatores positivos, tais como uma redução da fatura energética e da dependência energética da rede, um aumento da margem do comercializador de energia, e, sobretudo, uma gestão racional de consumos. De seguida, efetuam-se as devidas análises e conclusões sobre os resultados alcançados.

Palavras-Chave: Energia, Metodologias, *Energy Sharing*, Agentes Virtuais, Armazenamento, Gestão, Eficiência Energética, Redução da Fatura Energética, Simulador.

Abstract

For proper comprehension of the electrical energy commercialization in the liberalised market, both in the business and in the domestic sectors, it is necessary to understand the evolution of the national electrical sector and the management of the energetic resources, such as Intelligent Networks and Virtual Agents. Taking the Virtual Agents as a basis, whose goal is to commercialize energy and, especially, to secure a cost/remuneration optimization of the players involved, it was studied and developed two innovative methodologies, these being the storage and energy sharing, the main themes addressed in this dissertation.

The methodology of the energetic resources management to implement is based on energy sharing, and it would prevent the waste of energy produced that is not required for the producer, being this energy shared using a management computerized platform.

The main contribution of this thesis is related to the resolution of the energy waste problems and the energy prices that are currently very high. These problems are intended to be resolved through the implementation of more efficient and modern systems of storage than act when the photovoltaic production is low and the system finds a lack of energy, thus having to calculate the best option to purchase energy, taking into account the price, to ensure the service continuity.

To validate this proposed storage methodology it was created a simulator, which is described in detail later, involving all of the phases of its creation, since the phase of initial tests until the final optimization, including all data. In order to test the simulator, sceneries of different customer types were created, thus analysing the results obtained either for the customers, either for the suppliers.

With these two methodologies it is achieved a various amount of positive factors, such as a reduction of the energy bill and of the network energetic dependence, an increase in the margin of the suppliers of energy, and, above all, a rational consumption of energy. Subsequently, perform the necessary analyses and conclusions about the results achieved.

Keywords: *Energy, Methodologies, Energy Sharing, Virtual Agents, Storage, Management, Energy Efficiency, Reduction of Energy Bills, Simulator.*

Índice

AGRADECIMENTOS	IX
RESUMO	XI
ABSTRACT	XIII
ÍNDICE	XV
ÍNDICE DE FIGURAS	XVIII
ÍNDICE DE TABELAS	XXI
ACRÓNIMOS	XXIII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO.....	1
1.2 OBJETIVOS	2
1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	3
1.4 CONTRIBUIÇÃO DA DISSERTAÇÃO	4
2. SETOR ELÉTRICO NACIONAL	7
2.1 EVOLUÇÃO EM PORTUGAL.....	8
3. GESTÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS	13
3.1 EVOLUÇÃO DO SEE	13
3.2 VARIANTES DE AGENTES VIRTUAIS	15
3.2.1 <i>Virtual Utility</i>	16
3.2.2 <i>Virtual Power Plant</i>	18
3.2.3 <i>Virtual Power Producer</i>	19
3.2.4 <i>Virtual Power Player</i>	21
3.3 REDES INTELIGENTES	22
3.4 ENERGY SHARING.....	25
3.4.1 <i>Netefficity</i>	26
3.4.2 <i>Blockchain</i>	27
4. METODOLOGIA ESTUDO DO CASO	31
4.1 DADOS DE ENTRADA	31
4.2 PERFIL DE CONSUMO	32
4.3 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO AMPERE.....	33

4.3.1	<i>Ampere Doméstico</i>	34
4.3.2	<i>Custos do sistema</i>	35
4.4	SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	36
4.5	PREÇO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	37
4.6	OTIMIZAÇÃO.....	40
4.6.1	<i>Perfil de carga/descarga da bateria</i>	41
5.	CASOS DE ESTUDO	47
5.1	CASO 1.....	47
5.2	CASO 2.....	49
5.3	RESUMO.....	51
6.	MODELO DE NEGÓCIO	53
6.1	COMPRA IMEDIATA	53
6.2	EMPRÉSTIMO	54
6.3	ARRENDAMENTO	55
7.	CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO	57
7.1	PRINCIPAIS CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES	57
7.2	PERSPETIVAS PARA UM TRABALHO FUTURO.....	60
	REFERÊNCIAS	61
	ANEXO A	66
	ANEXO B	67
	ANEXO C	68
	ANEXO D	69
	ANEXO E	70
	ANEXO F	71

Índice de Figuras

Figura 1 - Marcos históricos da reestruturação do setor elétrico português.....	7
Figura 2 - Cadeia de valor do setor da energia elétrica.	10
Figura 3 - Evolução do número de clientes no mercado liberalizado.	11
Figura 4- Calendário de Extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais.....	12
Figura 5 - A evolução cronológica do SEE.	13
Figura 6 - Progresso do conceito de agente virtual, ao longo dos anos.....	16
Figura 7 - Fluxos de energia geridos pelo VU.....	17
Figura 8 - Elementos básicos de uma Virtual Power Plant [12].....	19
Figura 9 - Visão das interações que o Virtual Power Producer estabelece.	21
Figura 10 - Estrutura geral de uma rede inteligente [15].....	24
Figura 11 - Perfil inicial do consumo do cliente diário, em kWh por hora.	32
Figura 12 - Vertentes de funcionamento Ampere.	33
Figura 13 - Preço do OMIE, por hora e médio diário.....	41
Figura 14 – Carga e descarga, segundo a otimização inicial.....	42
Figura 15 - Zona de otimização de carga do sistema de armazenamento.	42
Figura 16 - Consumo normal e otimizados de energia para o cliente, para o período das 5 as 7h, em kWh por hora.	43
Figura 17 – Modelo otimizado final, em kWh.	43
Figura 18 – Comparação entre o custo inicial e o otimizado, com a bateria, em € por hora.	44
Figura 19 – Aumento da margem do comercializador em termos percentuais.	44
Figura 20 – Produção fotovoltaica, em kWh.....	45
Figura 21 – Comparação entre o consumo inicial, com bateria e com bateria e fotovoltaico, em kWh.	46

Figura 22 - Comparação entre o custo inicial e o otimizado, com a bateria e o sistema fotovoltaico, em € por hora.	46
Figura 23 – Consumo mensal do cliente, com uma potência contratada de 5,75 kVA.....	47
Figura 24 – Consumo simples vs consumo com bateria e componente fotovoltaica, kWh por mês.....	48
Figura 25 – Consumo mensal do cliente com uma potência contratada de 20,7 kVA, em kWh.	49
Figura 26 – Consumo mensal simples vs consumo mensal com o sistema fotovoltaico e bateria, por kWh.	50

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Tabela de preço (sem iva), segundo a potência e o modelo da Ampere-Energy.	36
Tabela 2 – Redução percentual de custo, para um cliente com bateria e com bateria e PV quando comparado com o custo sem qualquer sistema.	48
Tabela 3 - Redução percentual de custo, para um cliente com bateria e com bateria e PV quando comparado com o custo sem qualquer sistema.	50
Tabela 4 – Quadro síntese de redução de custos totais anuais, quer na perspetiva do comercializador quer na do cliente, para um ano seco.	52
Tabela 5 - Quadro síntese de redução de custos totais anuais, quer na perspetiva do comercializador quer na do cliente, para um ano húmido.	52
Tabela 6 – Preços para o modelo compra imediata.	54
Tabela 7 - Preços a para a modalidade de empréstimo.	54
Tabela 8 - Preços mensais para arrendamento.	55

Acrónimos

Notação	Descrição
APEA	– Associação Portuguesa de Engenharia do Ambiente
AT	– Alta Tensão
AV	– Agente Virtual
BTN	– Baixa Tensão Normal
CA	– Corrente Alternada
CA	– Custos de Acessos
CAE	– Aquisição de Energia
CC	– Corrente Contínua
CMEC	– Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual
CPE	– Companhia Portuguesa de Eletricidade
CVPP	– <i>Commercial Virtual Power Plant</i> (Central de Energia Comercial Virtual)
DL	– Decreto-Lei
DR	– <i>Demand Response</i> (Resposta à Procura)
DGEG	– Direção Geral de Energia e Geologia
EE	– Eficiência Energética
EDP	– Eletricidade de Portugal
EMS	– <i>Energy Management System</i> (Sistema de gestão de energia)

ERSE	–	Entidade Reguladora do Setor Elétrico
EVPP	–	<i>Electric Vehicle - Virtual Power Plants</i>
FER	–	Fontes de Energias Renováveis
GVPP	–	<i>Global - Virtual Power Producer</i>
LSVPP	–	<i>Large Scale - Virtual Power Producer</i>
MAT	–	Muito Alta Tensão
MBVPP	–	<i>Market Based - Virtual Power Plants</i>
MT	–	Média Tensão
OMIE	–	Operador do Mercado Ibérico de Energia
PD	–	Produção Distribuída
PPA	–	<i>Power Purchase Agreement</i> (Acordo de compra de energia)
PRE	–	Produção em Regime Especial
PVPP	–	<i>Parallel - Virtual Power Producer</i>
RED	–	Recursos Energéticos Distribuídos
REN	–	Rede Elétrica Nacional
SEE	–	Sistemas Elétricos de Energia
SEM	–	Serviço Elétrico Nacional
SVPP	–	<i>Several - Virtual Power Producer</i>
TVPP	–	<i>Technical - Virtual Power Plant</i>
UPAC	–	Unidade de Produção para Autoconsumo
URE	–	Utilização Racional da Energia

VE	–	Veículos Elétricos
VFCPP	–	<i>Virtual - Fuel Cell - Power Plant</i>
VPP	–	<i>Virtual Power Plants (Centrais de Energia Virtual)</i>
VPPO	–	<i>Virtual Power Plants - Operator</i>
VPS	–	<i>Virtual Power Solutions (Soluções de Energia Virtual)</i>
VU	–	<i>Virtual Utility (Utilidade Virtual)</i>
μ VPP	–	<i>Micro - Virtual Power Producer</i>

1. Introdução

A presente dissertação foi realizada no decorrer do 2º ano do Mestrado em Engenharia Electrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia, do Departamento de Engenharia Electrotécnica, no Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP). Assim, ao longo deste capítulo é apresentada a contextualização da dissertação face às necessidades de uma gestão mais eficiente de energia.

Apresentam-se, ainda, os principais objetivos e contribuições inerentes a esta dissertação, para além da organização da mesma.

1.1 Contextualização

A presente dissertação realizou-se no decorrer do estágio académico, na empresa Simples Energia, que é marca da empresa PH Energia, Lda para comercialização de energia eléctrica no mercado liberalizado. A Simples Energia foi criada em novembro de 2014 por um grupo de profissionais de renome da área da energia, engenharia e tecnologia, todos com preocupações comuns: a eficiência energética, a sustentabilidade ambiental e a ética empresarial [1].

A empresa concentra-se em oferecer soluções de autoconsumo, produzindo, deste modo, energia 100% renovável, e atua no mercado empresarial e doméstico, oferecendo planos tarifários de eletricidade e gás, sistemas de gestão e monitorização, assim promovendo a produção descentralizada renovável.

Para garantir preços justos, a eficiência energética é essencial, pelo que a inovação tecnológica é um aliado no fator de promoção ativa da autonomia energética, através da oferta de soluções de autoconsumo e de ferramentas de gestão e monitorização de consumo de eletricidade.

A prioridade da empresa assenta na satisfação dos clientes com base em conceitos como “poupança”, “inovação”, “qualidade”, e, com particular destaque, “eficiência energética” [1].

Segundo a Associação Portuguesa de Engenharia do Ambiente (APEA), "*Eficiência Energética é sinónimo de otimização, ou seja, quando pensamos em Eficiência Energética, focamo-nos numa perspetiva de redução do consumo de energia*" [2].

O termo "Utilização Racional de Energia" (URE), associado ao conceito de Eficiência Energética, designa o melhor e mais responsável desempenho e utilização de energia com um menor gasto da mesma, sem ser necessário aos clientes alterar o estilo de vida ou abdicar de conforto.

No setor doméstico, ou empresarial, quer exista, ou não, instalação de Fontes de Energias Renováveis (FER), com ou sem armazenamento, a modernização de equipamentos e processos, no sentido de reduzir o consumo, é fundamental, pelo que é necessário adotar tecnologias e métodos que permitam evitar o desperdício energético nas várias fases.

A modernização do setor elétrico, baseada em tecnologias de comunicação em tempo real, encontra-se, atualmente, em expansão, sendo exemplo desta as *Smart Grids*. Este progresso dotará o sistema elétrico de inteligência, a qual permitirá estabelecer interações comerciais entre os clientes e as empresas que os representam, tanto na aquisição, como na venda de energia.

Com base nestas ideias e paradigmas "revolucionários" do setor elétrico, surgiu o tema da presente dissertação: Armazenamento e *Energy Sharing* (Partilha de Energia).

1.2 Objetivos

Com base em Redes Inteligentes e Agentes Virtuais, surgiu a necessidade de desenvolver metodologias de otimização baseadas em técnicas matemáticas e computacionais que melhorem a gestão dos recursos energéticos.

Esta dissertação tem por objetivo principal colmatar o problema relativo à gestão dos recursos energéticos e à dependência energética da rede, através do controlo do armazenamento (Ampere) e da partilha de energia de uma forma racional.

Com o intuito de alcançar este objetivo, foi necessário definir múltiplas tarefas de otimização dos modelos, quer de armazenamento, quer de partilha de energia, tais como:

- Estudo do conceito de *energy sharing*, de forma a possibilitar que a energia em excesso, produzida através de fontes renováveis, presente nos edifícios com grandes potências instaladas seja partilhada com uma comunidade com défice energético;
- Conceber e implementar métodos que otimizem o sistema de armazenamento, tanto de forma isolada, como em conjunto com um sistema fotovoltaico, que consiste num sistema de bateria(s) que carrega ou descarrega a energia de forma a ser comprada de modo mais rentável em horas de vazio;
- Testar modelos que permitam a criação de uma comunidade sustentável e autossuficiente em termos energéticos, através da partilha do excesso de energia, e, assim, alcançar uma redução da fatura da eletricidade, aumentar a margem da comercializadora de energia, aumentar a autonomia energética, e diminuir as emissões de dióxido de carbono;

1.3 Organização da Dissertação

As páginas pré-textuais presentes nesta dissertação contêm respetivamente: os agradecimentos, o resumo, o índice, o índice de figuras, o índice de tabelas, e, por fim, os acrónimos.

No presente capítulo é apresentada uma contextualização do tema do qual resultou esta dissertação, e são enunciados os objetivos e as contribuições inerentes ao tema da dissertação, a fim de obter conclusões inequívocas. Por fim, descreve-se, sumariamente, a organização da dissertação.

Durante o segundo capítulo é exposta a evolução do setor elétrico português, retratando as transformações organizacionais sofridas em virtude da sua liberalização do mercado, e é, de igual modo, caracterizada, de forma sucinta, a estrutura do sistema elétrico nacional.

No terceiro capítulo retratam-se metodologias de gestão de recursos energéticos, começando por uma descrição da evolução dos Sistemas Elétricos de Energia (SEE). Seguidamente, abordam-se as variantes de agentes virtuais existentes de forma cronológica até à atualidade, e, posteriormente, as redes inteligentes. Em jeito de encerramento deste capítulo, retrata-se o conceito de *energy sharing* de forma teórica e prática.

No quarto capítulo, explana-se a metodologia de estudo do caso, enunciando, primeiramente, o modelo de negócio. De seguida, são apresentados os dados de entrada, o perfil de consumo, e explicam-se os modelos de armazenamento e a produção fotovoltaica. Por último, explicitam-se os custos de energia e o método de otimização do sistema de armazenamento isolado ou em conjunto com o sistema fotovoltaico.

Ao longo do quinto capítulo, casos de estudo foram desenvolvidos cenários previsíveis de várias tipologias de clientes, sendo os resultados obtidos escrutinados nas várias perspetivas, tanto na do cliente, como na do comercializador.

No sexto capítulo, caracterizam-se os vários modelos de negócio a implementar aquando da compra, da aquisição, ou arrendamento, deste tipo de sistema de armazenamento.

No sétimo, e último, capítulo, são descritas as principais conclusões e contribuições dos objetos de estudo desta dissertação, e são apresentadas as sugestões e as perspetivas de trabalho futuro.

1.4 Contribuição da Dissertação

A contribuição desta dissertação relaciona-se de forma direta com a diminuição da pegada ecológica, e com uma significativa redução dos custos energéticos.

No caso da *energy sharing*, a importância prende-se à eliminação, quase por completo, do excesso de energia gerada, que, não sendo necessária para o produtor, pode ser aproveitada. Este conceito implica negociar a venda de energia aos consumidores, ficando, desta forma, próximos dos consumidores finais, desencadeando uma diminuição de picos na rede.

Segundo a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) até novembro de 2016 existe uma potência instalada de 464 MW e uma produção de 803 GWh (mais informações no Anexo F), em Portugal, e, sabendo que as instalações fotovoltaicas têm excessos de produção que podem ser aproveitados, ou défices quando as condições climáticas não são propícias, é essencial a implementação de um sistema de armazenamento [3].

Com base nestes dados, a implementação de um sistema de armazenamento moderno (Ampere) torna-se essencial quando a produção fotovoltaica é superior às necessidades, podendo ser armazenada para uma utilização posterior, e quando é baixa, e o sistema possui um défice de energia, terá de se calcular a melhor opção de compra de energia, em função do preço, e assegurando, portanto, a continuidade de serviço.

Deste modo, as temáticas abordadas nesta dissertação permitem revolucionar o paradigma doméstico e empresarial de consumo e aquisição de energia.

2. Setor Elétrico Nacional

O presente capítulo descreve a evolução do setor elétrico em Portugal, passando pelas mais importantes transformações que neste se sucederam. A partir da sua nacionalização, em 1976, o setor elétrico português transformou-se num monopólio, tutelando, assim, a produção, o transporte, e até a distribuição de energia.

Posteriormente, com a liberalização deste setor, tornou-se possível que uma única empresa conseguisse servir o mercado a preços mais baixos. Na Figura 1 estão representados os eventos marcantes na evolução do setor elétrico a nível nacional.

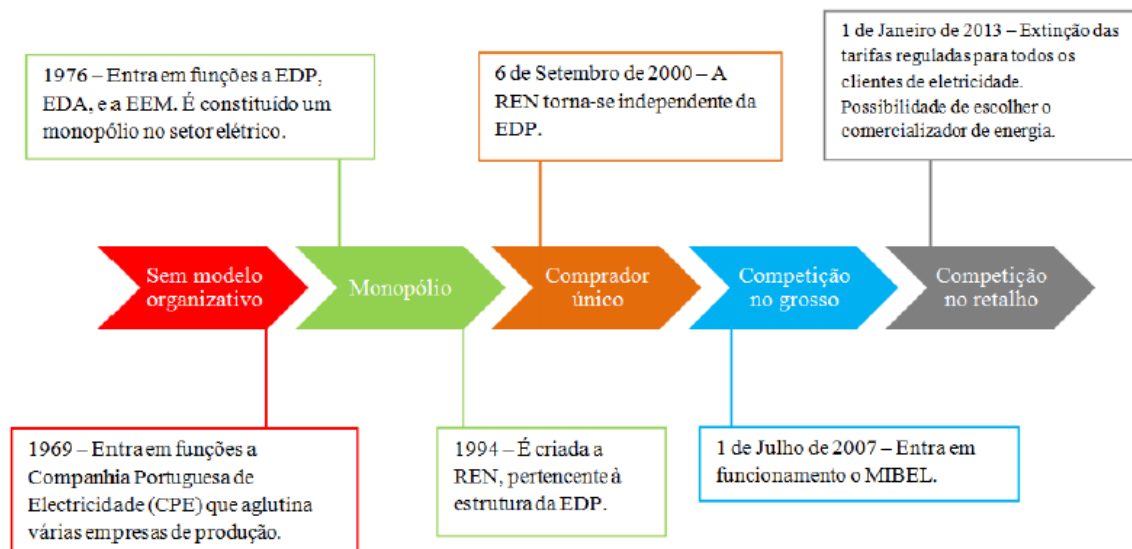


Figura 1 - Marcos históricos da reestruturação do setor elétrico português.

Adaptado de Conduto [4].

2.1 Evolução em Portugal

No ano de 1969, a Companhia Portuguesa de Eletricidade (CPE) aglutinou várias empresas de produção, sendo que, posteriormente, iniciou o mercado elétrico verticalmente integrado. Todavia, para se transformar numa indústria de concorrência foram necessárias diversas medidas, tais como:

- A reestruturação eliminou a verticalização da produção, da transmissão, da distribuição e das atividades de comercialização, assim como a dispersão horizontal da produção e da comercialização [5];
- A introdução da concorrência no mercado, permitindo, ainda, a entrada de novos agentes, quer a nível da produção quer da oferta [5] ;
- A regulação do setor foi entregue a uma Entidade Reguladora Setor Elétrico (ERSE), sendo, ainda, necessário garantir o acesso de terceiros à rede [5];
- A privatização da EDP, já existente, veio permitir a entrada de novas empresas privadas no mercado [4] [5].

Após a revolução de abril de 1974, o panorama elétrico nacional alterou-se devido às nacionalizações ocorridas em diferentes setores da economia. Por fim, em meados de 1976, devido à nacionalização e fusão das principais empresas do setor elétrico Português, nasceu a EDP [4].

Nesta época, a EDP era responsável pelo transporte, distribuição, e pela maior parte da produção de energia elétrica em Portugal, possuindo três desafios fundamentais:

- Eletrificar o País [5];
- Modernizar e expandir as redes de Transporte e Distribuição [5];
- Estabelecer um sistema tarifário único para todos os clientes [5].

Após a crise petrolífera, na década de 80, com a publicação do Decreto-Lei (DL) nº 189/88, de 27 de maio, incentivou-se a produção independente através de Fontes de Energias Renováveis (FER) ou cogeração.

Tendo por base este DL, aprovou-se a remuneração de aproveitamentos hídricos até 10 MVA de potência instalada, e a produção de Energia Elétrica através de FER, tais como energia eólica e solar [6].

Nesta altura foi, igualmente, criada a Produção em Regime Especial (PRE), que, no entanto, já sofreu vários ajustes, sendo que, atualmente, este regime paga por tarifas formuladas a partir dos custos evitados em potência, em energia, bem como ambientais. Estes variam em função do tipo de tecnologia instalada e do diagrama de produção.

Em 1994, a Rede Elétrica Nacional (REN) é criada e associada à estrutura da EDP, e, posteriormente, no ano de 1995, ocorre uma reforma do setor elétrico, a qual estabeleceu um novo modelo organizacional, guiando à privatização e à reestruturação (separação das atividades de produção, transporte e distribuição) do Grupo EDP [5] [6].

Formou-se, assim, a Entidade Reguladora do Setor Elétrico, (ERSE) com as competências de elaboração de diversos regulamentos e fixação de tarifários, sendo independente do poder político e das empresas do setor energético [5] [6].

A 6 de setembro de 2000, devido a uma nova fase de privatização da EDP, deu-se a separação da REN, responsável pelo transporte e gestão do sistema elétrico.

Para dar início ao Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), em 2006, foi necessário proceder ao término dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) em vigor.

O Serviço Elétrico Nacional (SEN) passou a ter produção e comercialização de eletricidade, bem como a gestão de mercados organizados exercida em regime de livre concorrência.

O transporte e distribuição de energia são praticados mediante a obtenção de concessões de serviço público, ou seja, a cadeia de valor do SEN ficou dividida em quatro grandes sistemas, como se observa na Figura 2.

De modo a compensar as empresas de produção, foi, então, criado um mecanismo de compensação denominado de Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) [6].

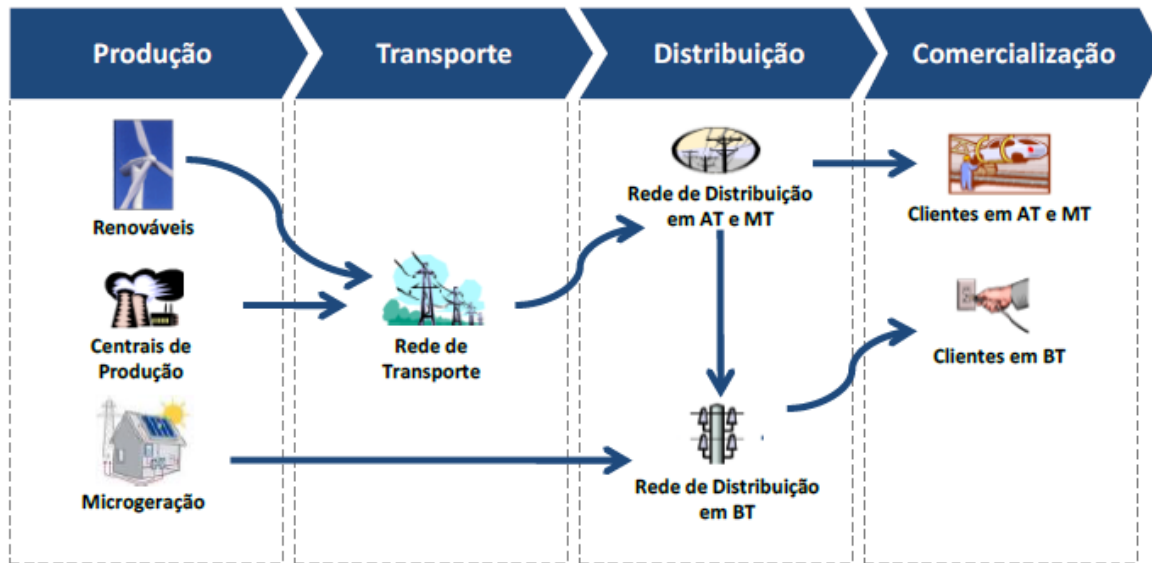


Figura 2 - Cadeia de valor do setor da energia elétrica.

Adaptado de Silva [6].

Foi em agosto de 2006 que se deu o início da liberalização do mercado de eletricidade de baixa tensão. Entretanto, procedeu-se à organização do mercado nas atividades de produção (em regime ordinário e especial), de transporte, de distribuição, e de comercialização. Introduziram-se, ainda, mecanismos competitivos na produção e na comercialização [6].

Por conseguinte, todos os consumidores de eletricidade começaram a ter a possibilidade de escolher o seu comercializador no mercado liberalizado de energia elétrica, beneficiando, a relação qualidade de serviço/preço.

Só a partir de 4 de setembro de 2006, com a oficialização da abertura do mercado liberalizado, é que o número de clientes aumentou, devido à abertura do setor doméstico de Baixa Tensão Normal (BTN), sendo, assim, contabilizados cerca de 87 mil clientes [7].

O ano de 2006 marcou, ainda, a oficialização de medidas pela comunidade europeia que visavam a reestruturação do mercado energético na Europa, permitindo a criação de um mercado de eletricidade com condições efetivas de concorrência no setor.

Finalmente, a 1 de julho de 2007, entra em funcionamento a MIBEL. A produção de Energia Elétrica, através de fontes de energia renováveis foi, assim, alargada, em 2007, com recurso a unidades de cogeração, e a partir de resíduos [5] [6].

É relevante salientar que existe um maior número de consumidores que trocam de comercializador dentro do mercado liberalizado (38 673 consumidores), do que os que abandonam o mercado regulado para aderir ao regime de mercado livre (33 mil consumidores) [7].

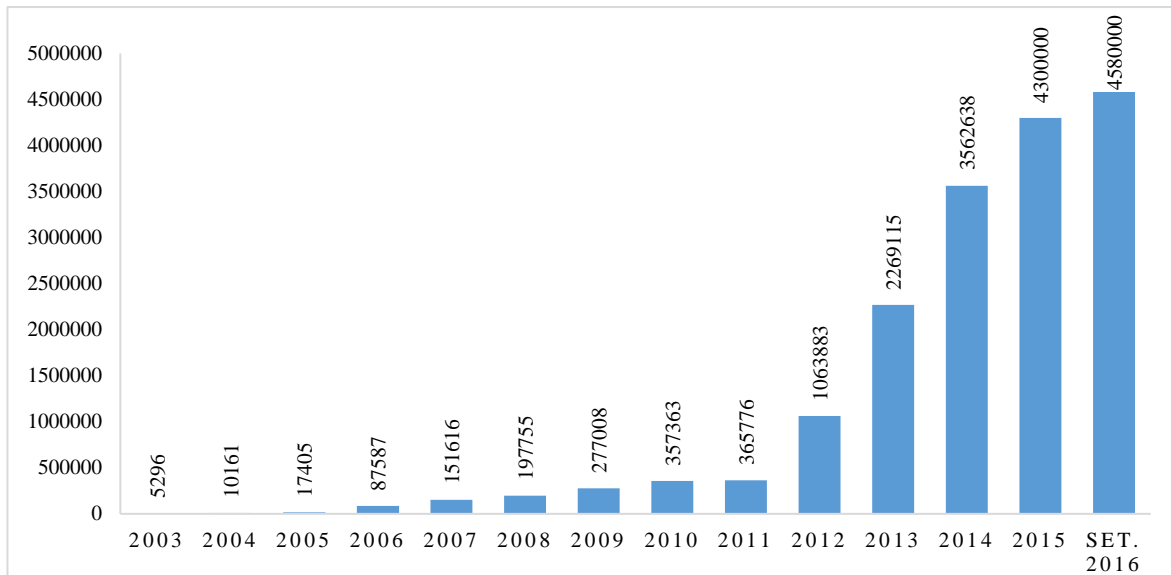


Figura 3 - Evolução do número de clientes no mercado liberalizado.

Adaptado de Almeida [7].

Em termos de consumo, registou-se um aumento de 179 GWh face a janeiro, para um total de 39 866 GWh, o que representa um acréscimo de 0,5% face ao mês anterior e um crescimento de cerca de 5% face ao mês homólogo de 2015 [8].

Em termos de quotas de mercado, a EDP Comercial manteve a sua posição como principal operador no mercado livre, tendo subido ligeiramente na quota de consumo para os 44,4%. [8]

O número de clientes manteve-se constante até que, em 2012, se verificou um novo aumento do número de clientes, tendo inclusive ultrapassado a barreira de um milhão de clientes. Este aumento deve-se à publicação do DL 75/2012, de 26 de março, onde se concretizava o calendário para extinção gradual das tarifas reguladas de eletricidade para todos os clientes BTN [4]

Esta dissolução materializou-se em duas fases, afetando, em julho de 2012, os consumidores com uma potência contratada igual ou superior a 10,35 kVA, e em janeiro de 2013 todos os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA [4].

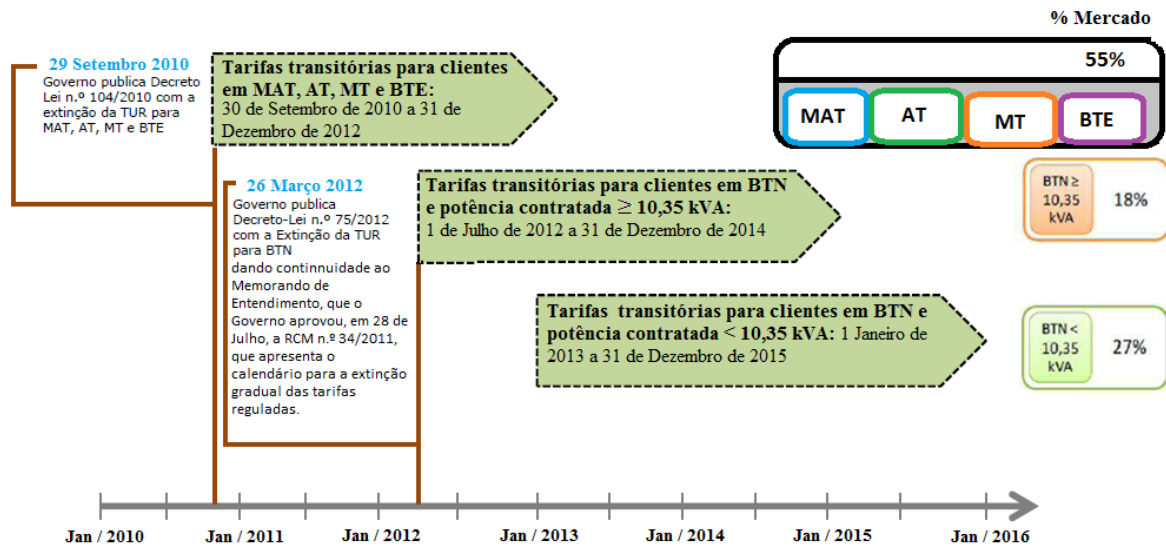


Figura 4- Calendário de Extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais

Adaptado de Conduto [4].

Os clientes que continuaram a ser abastecidos pela EDP Serviço Universal passaram, então, a ser afetados, até escolherem um novo comercializador no mercado liberalizado por uma tarifa transitória com preços agravados, tarifa esta fixada pela ERSE. A tarifa transitória referida iria estar em vigor durante o ano de 2015 para os clientes afetados pelas fases respetivamente [4].

É de salientar que a publicação do Decreto-Lei n. 15/2015 veio adiar a extinção das tarifas transitórias, bem como impedir que os comercializadores façam variar os seus preços para fornecimentos em BTN [4].

No início do ano de 2016, o mercado liberalizado alcançou aproximadamente 4,45 milhões de clientes, em fevereiro, com um crescimento líquido de mais de 33 mil clientes face a janeiro [7], como se observa na Figura 3.

3. Gestão de Recursos Energéticos

Este capítulo apresenta o enquadramento da gestão de recursos energéticos nas redes inteligentes do SEE. Na secção 3.1 é tratada a evolução do SEE; a secção 3.2 introduz o conceito das redes inteligentes; e na secção 3.3 é apresentado, o novo paradigma, os Agentes Virtuais (AV).

Por fim, na secção 3.4 aborda-se a temática da *energy sharing* e um caso real, implementado pela empresa em conjunto com alguns parceiros, no âmbito de projeto piloto, *Netefficity*.

3.1 Evolução do SEE

Os recursos energéticos distribuídos (RED) são um conceito de produção antigo, visto que os primeiros centros de produção de energia elétrica surgiram de forma descentralizada [9].

A produção descentralizada renovável possui inúmeras vantagens, das quais algumas são: a redução das emissões de CO₂, a redução de perdas na rede, a diminuição dos custos de investimento e exploração da rede, a necessidade de um menor tempo de instalação comparativamente à produção convencional, e o facto de permitir acompanhar o crescimento do consumo e possibilitar inúmeras oportunidades de comercialização. Através da Figura 5 compreende-se os progressos cronológicos do SEE, sabendo que estes assumiram um protagonismo relevante no panorama energético mundial [9].



Figura 5 - A evolução cronológica do SEE.

Adaptado de Silva [9].

Assim, o ano de 1885 ficou marcado pelo aparecimento do SEE. A sua produção era dispersa e a operação do sistema funcionava em regime isolado, com pequenas “centrais” hidroelétricas e termoelétricas. No entanto, o SEE desse tempo não tinha conhecimento da carga, isto é, não havia um sistema de previsão do consumo, entretanto desenvolvido [9].

A corrente alternada (CA) veio otimizar a distribuição de energia elétrica, porque minimiza os desperdícios no transporte da mesma em longas distâncias sendo esta uma das mais valias deste tipo de corrente, que traz, de igual modo, vantagens económicas para o operador da rede [9] [10].

As centrais nucleares surgiram durante a década de 60 nos SEE, transformando a produção de energia num processo de grande dimensão e centralizado, que permite reduzir os seus custos.

O consumo de eletricidade nos centros urbanos teve um incremento substancial, na década de 70, que desencadeou o desenvolvimento de instalações de Produção Distribuída (PD) (turbina a gás, cogeração, eólica e solar), aumentando gradualmente ao longo do tempo [10].

Na década de 90, deu-se o abandono da exclusividade em grandes centrais, sendo que o conceito de exploração e conceção dos SEE foi posto em causa. No entanto, a implementação de pequenas unidades de PD causam na rede de distribuição diversos tipos de problemas [9].

O desenvolvimento tecnológico em conjunto com uma maior flexibilidade nas unidades de PD fazem por aumentar a continuidade do serviço, reduzindo a dependência energética de sistemas de produção centralizados, e utilizando as FER para produzir energia. Portanto, as pequenas unidades de PD podem ser monitorizadas, controladas, e coordenadas de forma centralizada, podendo ser assim tratados como uma única central [9] [10].

Estas unidades possuem vantagens relacionadas com a sua dimensão reduzida, uma vez que acarretam menores custos de investimento e manutenção, para além de não possuírem significância no mercado elétrico [9] [10].

Apesar das mais-valias destas unidades, anteriormente referidas, são apresentados, igualmente, certos problemas, nomeadamente relacionados com a intermitência do recurso, o controlo de tensão, a intermitência da produção que origina flutuações de tensão (o que poderá originar cavas de tensão), os problemas de controlo de energia reativa, a presença de conteúdo harmónico, e a capacidade para eliminar regimes de curto-circuito [10].

Surge um conceito inovador nos SEE, que tem como fundamento o uso eficiente da energia elétrica, suportada na gestão da procura e na aposta da PD, baseadas em energias renováveis e na capacidade de integrar e gerir todos os recursos a ela ligados, dando, assim, origem ao conceito de rede inteligente, e proporcionando uma correta gestão dos recursos [9] [10].

Quanto às redes inteligentes, estas possuem, de igual modo, inúmeras vantagens para a rede elétrica, das quais se destacam a gestão e o controlo da rede. A criação de novas formas de tarifação e planos de preços, associados à liberalização do mercado elétrico, desencadeiam uma diminuição do valor da fatura de energia, pelo que o consumidor/produtor, terá um papel ativo, na gestão do seu consumo energético [9].

Os SEE sustentáveis conduzem a origem dos AV, que assentam em meios capazes de gerir os RED e outros que conjugam vários tipos de clientes, com o intuito de integrar na rede (produtores, consumidores, proprietários de sistemas de armazenamento de energia), com o objetivo de permitir o livre acesso ao mercado elétrico [9].

Os AV constituem as suas carteiras de clientes, podendo agrupar os recursos energéticos distribuídos, onde poderão conhecer, em tempo real, o que cada unidade produz através das *Smart Grids*, efetuando um intercâmbio de comunicação essencial a sua representação, como é visível.

Por conseguinte, os AV têm que ter o conhecimento de todas as tecnologias envolvidas no sistema, sendo necessário dotá-los de uma infraestrutura capaz de responder em tempo real às exigências dos SEE.

3.2 Variantes de Agentes Virtuais

O conceito de AV consiste numa entidade que agrega e representa os interesses de produtores, consumidores, e unidades de armazenamento.

Os AV distinguem-se pela capacidade de agregar *players*, tendo como objetivo final a comercialização de energia entre os seus agentes e, principalmente, garantir uma otimização de custos/remunerações dos *players* que lhe estão associados.

Estes, mais representados na literatura internacional, são os inicialmente designados por *Virtual Utility* (VU), e, posteriormente, por *Virtual Power Producer*, *Virtual Power Plant*, e, mais recentemente, por *Virtual Power Player*. Na Figura 6 observa-se este progresso cronológico [9].

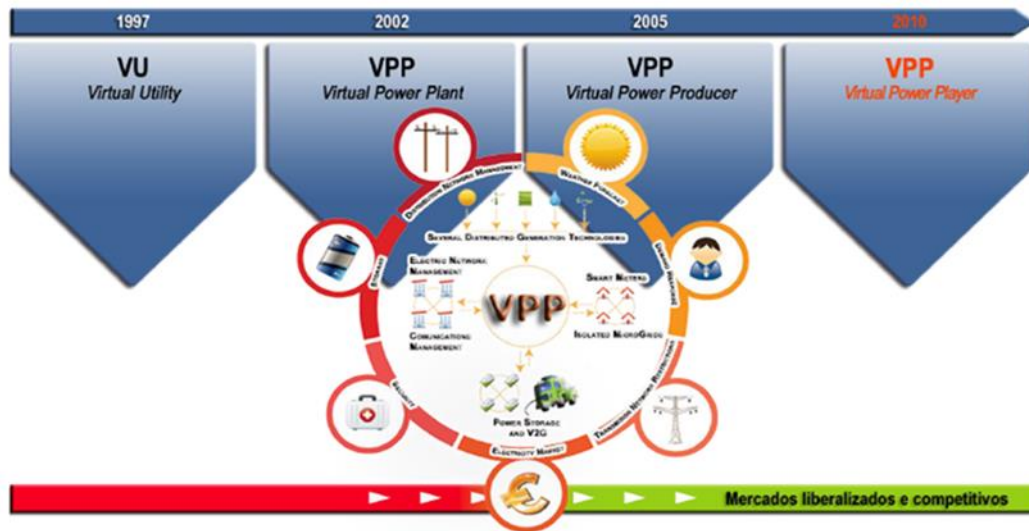


Figura 6 - Progresso do conceito de agente virtual, ao longo dos anos.

Adaptado de Silva [9].

3.2.1 *Virtual Utility*

O *Virtual Utility* é um agente que se centra na interação entre produtores e gestores da rede em ambiente de mercado, tirando, assim, o máximo proveito RED, sendo passíveis de agregar e gerir.

No ano de 1997 apareceu o VU, que definia uma entidade de produtores e gestores de rede em ambiente de mercado, obtendo, desta forma, o máximo proveito dos RED. O conceito surgiu com o aparecimento dos mercados de eletricidade, proporcionando uma representação personalizada dos seus clientes, oferecendo um leque de serviços energéticos e financeiros [4] [9].

O VU permite minimizar os custos de operação e o excesso de produção, fornecendo energia com base em previsões de curto prazo. Tendo em conta que a introdução deste conceito no mercado implicará modificar a organização do setor elétrico, pois agrega numa entidade o contributo individual de cada produtor [4] [9].

Estes agentes podem explorar outros possíveis clientes, tais como armazenadores de energia, consumidores, constituindo, deste modo, a sua própria carteira de clientes, que participam no mercado de energia. Os VU ao fornecerem energia e serviços aos consumidores, mediante um contrato que tem a possibilidade de gerir a carga, através de *Demand Reponse* (DR), evitando o corte prematuro do abastecimento [4] [9].

Deste modo, os agentes vão conseguir ter o conhecimento real dos seus clientes, saber quanto se produz, e não apenas saber a potência instalada pelo facto da rede elétrica ser suportada por tecnologias de informação [4] [9].

Na Figura 7 está representado o funcionamento de um VU, que recebe informações por parte dos consumidores para serem abastecidos, e por parte dos produtores descentralizados, que pretendem vender a sua energia, podendo assim casar os interesses dos clientes.

Por outro lado, quando existe um excesso ou escassez de energia produzida, para ser possível abastecer os consumidores é feita a negociação com o operador da rede, de forma a utilizar a rede elétrica para transportar a energia [4] [9].

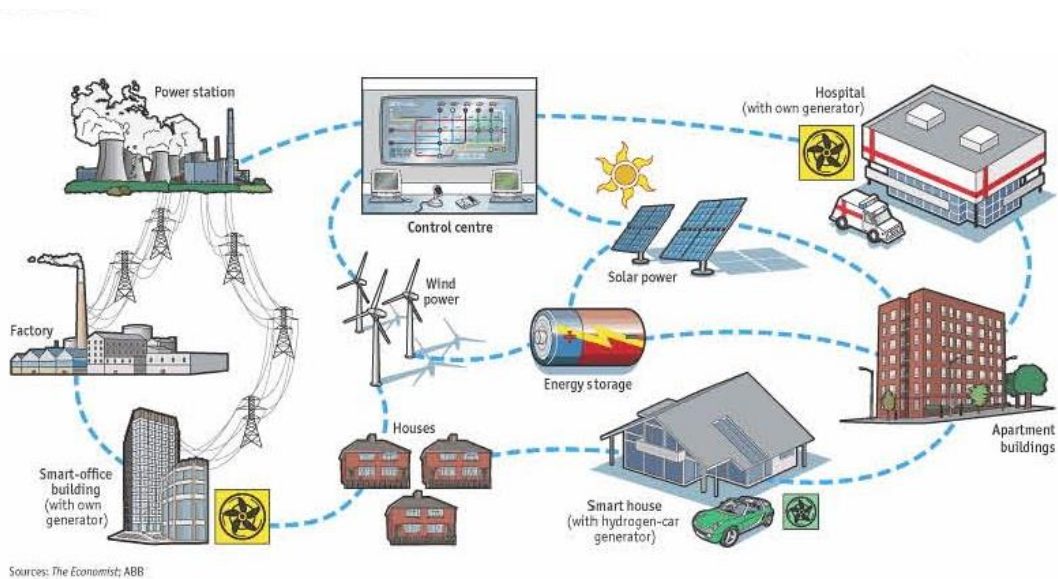


Figura 7 - Fluxos de energia geridos pelo VU.

Adaptado de Silva [9].

3.2.2 *Virtual Power Plant*

Outra perspetiva, são as denominadas *Virtual Power Plant*, responsáveis pela agregação de recursos de produção descentralizada com o intuito de negociar a venda de energia aos consumidores, ficando, assim, próximas dos consumidores finais, o que resulta numa diminuição do pico da rede [4] [9].

As *Virtual Power Plants* permitem reduzir a carga na rede elétrica, controlando em tempo real o consumo de centenas de edifícios que, de uma forma agregada, representam alguns megawatts. Este processo designa-se por *Automatic Demand Response*, sendo semelhante à injeção na rede de uma central adicional de produção, construindo, desta forma, uma *Virtual Power Plant* [4] [9] [11].

As *Virtual Power Plants* terão de avaliar o impacto dos RED na rede, ao nível da tensão e da intermitência deste tipo de centrais, e compensar as alterações que ocorram no trânsito de potência, nível de tensão e potência de curto-circuito. Os RED agregados em operadores virtuais, numa *Virtual Power Plant*, podem ser controlados remotamente a partir da central, através de um *Energy Management System* (EMS), tendo este a incumbência de controlar as centrais de geração distribuída, os sistemas de armazenamento de energia, e os consumidores, fornecendo energia e serviços [4] [9] [11].

As *Virtual Power Plants* podem ser divididas em várias categorias: *comercial - Virtual Power Plant* (CVPP), *Technical - Virtual Power Plant* (TVPP), *Market Based - Virtual Power Plants* (MBVPP), *Electric Vehicle - Virtual Power Plants* (EVPP), *Virtual - Fuel Cell - Power Plant* (VFCPP) e *Virtual Power Plants - Operator* (VPPO) [9].

Destas categorias destacam-se os CVPP, que têm como principal missão a comercialização de energia no mercado elétrico, dividindo os produtores pela sua localização na rede. Por outro lado, os TVPP possuem a função de interagir com o operador de sistema de forma a contribuir para a estabilidade dos sistemas de energia, através do contributo da produção distribuída [9] [11].

Pode ser observada, na figura 8, a comunicação bidirecional que deve existir para que o *Virtual Power Plant* conheça, em tempo real, o perfil de cada cliente, exerça uma gestão da rede, e participe nos mercados de energia [4] [9].

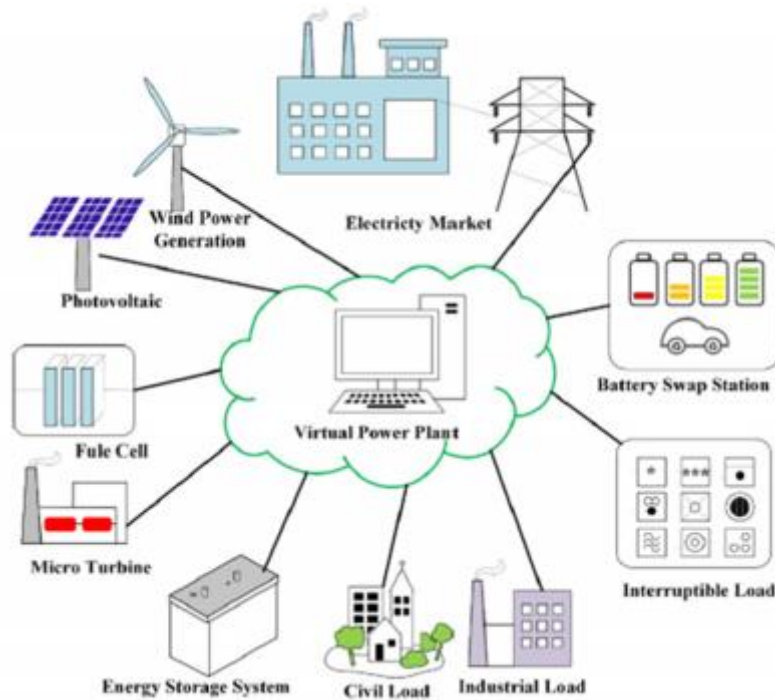


Figura 8 - Elementos básicos de uma *Virtual Power Plant* [12].

3.2.3 *Virtual Power Producer*

Um *Virtual Power Producer* é o agente virtual responsável por agregar vários tipos de produtores independentes com produção distribuída, de forma a estimular as qualidades, diminuindo as fragilidades de cada um [4] [13].

Este agente compra a energia gerada pelos produtores descentralizados e oferece aos mercados a energia em ambiente de bolsa, ou estabelece contratos bilaterais com outros agentes (retalhistas/consumidores finais) [4] [14].

No entanto, aos *Virtual Power Producer* será necessário desempenhar um papel abrangente na coordenação e gestão dos recursos a si agregados, tentando vender a energia elétrica disponível, de modo a maximizar os lucros [4] [14].

Têm sido propostas variantes de *Virtual Power Producer*, sendo estas [14] :

- 1) *Micro - Virtual Power Producer* (μ VPP) – Responsáveis por agrupar unidades de produção de pequenas dimensões, tipicamente inferiores a 1MW, designadas por unidades de microgeração;
- 2) *Parallel - Virtual Power Producer* (PVPP) – Abrangem diversos tipos de produção, particularmente potências instaladas compreendidas entre 1MW e 20 MW, existindo a possibilidade de agirem em mercados paralelos ao mercado de eletricidade;

3) *Large Scale - Virtual Power Producer (LSVPP)* – Agentes que agregam unidades de produção de grandes dimensões, com potências instaladas superiores a 20 MW, que estão ligadas à rede de AT ou MAT;

4) *Global - Virtual Power Producer (GVPP)* – Produtores unem-se aos consumidores;

5) *Several - Virtual Power Producer (SVPP)* – Sem uma orientação definida podendo, assim, aglomerar produtores de diversos tipos.

Os RED suportam um elevado nível de volatilidade na sua produção. De forma a minimizar esse risco, um *Virtual Power Producer* terá de aperfeiçoar os algoritmos de previsão, e agregar sistemas de armazenamento de energia, conduzindo a uma estabilidade de produção.

A renumeração dos *Virtual Power Producer* rege-se, segundo algumas variáveis [14]:

- Participação nos mercados elétricos;
- Negociação de contratos;
- Gestão das penalizações;
- Gestão da produção;
- Gestão da manutenção;
- Apoio ao projeto das unidades de produção;
- Custos do marketing.

Os *Virtual Power Producer* têm varias interações entre os comercializadores/vendedores e os clientes/compradores, como se observa na figura 9.

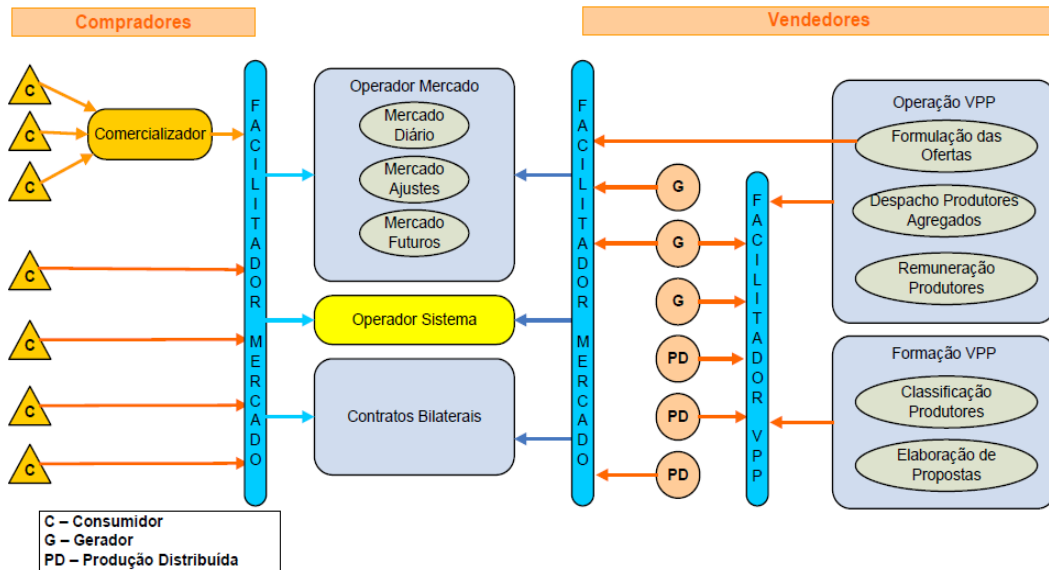


Figura 9 - Visão das interações que o *Virtual Power Producer* estabelece.

Adaptado de Conduto [4].

3.2.4 *Virtual Power Player*

O conceito de *Virtual Power Player* é amplo devido à área de atuação não ser exclusiva a produtores, mas sim aberta a todos os possíveis intervenientes do setor elétrico, como, por exemplo, sistemas de armazenamento de energia, e veículos elétricos. Os consumidores são sujeitos ao estabelecimento de contratos em que são controlados através de programa de DR [14].

A injeção de FER na rede introduz complexidade às redes elétricas, devido à intermitência, sendo essencial dotar as redes de sistemas inteligentes e autónomos [14].

A “inteligência” que a rede elétrica adquirirá vai servir para reduzir o risco e os custos de operação, fomentando, desse modo, uma competição entre os produtores, e garantir a qualidade do serviço [14].

As abordagens realizadas acerca dos *Virtual Power Player* são o aperfeiçoamento dos conceitos de *Virtual Power Producers* e *Virtual Power Plants*. A atividade que o *Virtual Power Player* exerce é complexa pela panóplia de tarefas que desempenha, recebendo uma elevada quantidade de informação que necessita de tratar [14].

O objetivo de cada agente virtual depende da sua dimensão, e da sua estratégia para maximizarem os proveitos, sendo que estes devem organizar-se por forma a realizar as tarefas requeridas, sendo estas [14]:

- Estratégias de operação;
- Agregações;
- Processos internos de apoio ao funcionamento;
- Negociação;
- Gestão de recursos energéticos;
- Gestão financeira.

Este agente virtual é concebido conforme os tipos de recursos que agrega, podendo, assim, criar áreas de atuação: os RED, os consumidores, as unidades de armazenamento de energia e os veículos elétricos [4] [14].

3.3 Redes Inteligentes

Na década de 80, foram instalados dispositivos que permitiam a recolha de informações em grandes empresas consumidoras de energia, como fábricas. Esses dispositivos enviavam as informações recolhidas para uma central, onde eram analisadas a fim de cobrança e análise de serviço [15].

Em 1990, esses sistemas evoluíram para uma infraestrutura com capacidade de medir e reagir às leituras de diversos dispositivos de monitorização. A procura de uma rede mais inteligente revolucionou o tempo de resposta, de procura e correção de problemas [15].

Começando em 2000, o projeto italiano *Telegestore* foi o primeiro a interligar um grande número de residências (27 milhões), usando medidores inteligentes [15].

A implementação de Redes Inteligentes (*Smart Grids*) surgiu oficialmente na Europa em 2005, por forma a desenvolver soluções para alcançar os objetivos traçados para 2020 ao nível do setor energético, nomeadamente, uma utilização de 20% de fontes renováveis para produção de energia, uma redução de 20% no consumo, e uma redução de 20% de emissão de gases de efeito de estufa [4] [14].

Existem várias definições e interpretações da designação de rede inteligente. Segundo a Plataforma Tecnológica Europeia, “*rede inteligente é uma rede elétrica que pode inteligentemente integrar todos os utilizadores a ela ligados, com a finalidade de fornecer a energia de forma eficiente, sustentável, económica e segura*” [16].

A ERSE adota a definição seguida pelo Conselho dos Reguladores Europeus de Energia: “*Smart grid é uma rede elétrica que pode integrar com custos eficientes, os comportamentos e ações de todos os utilizadores que a ela estejam ligados – produtores, consumidores e aqueles que podem ser ambos – e assegurar a existência de um sistema elétrico sustentável e economicamente eficiente, com baixas perdas, elevados níveis de segurança para pessoas e bens, elevados níveis de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento*” [17].

Por outro lado, a EDP afirma que “*As redes inteligentes (Smart Grids) são o futuro da distribuição de energia elétrica em Portugal e no Mundo*” [18].

Este conceito concebeu-se com o intuito de transportar e distribuir energia de forma mais eficiente, e foi criado devido ao aumento da procura de eletricidade graças, por exemplo, ao crescente aumento da procura energética por eletrodomésticos cada vez mais potentes e modernos, ou pela progressiva implementação de veículos elétricos.

Uma rede inteligente é composta por diversos RED e *players* que atuam nos SEE, e por um sistema de monitorização e controlo centralizado coordenado pelo operador de sistema, com o propósito de obter uma gestão eficiente de todos os recursos que lhe estão associados [4] [14]. Para organizar os VPP e uma rede isolada é necessário ter um sistema de controlo e monitorização descentralizado. Por sua vez, para uma correta monitorização, é necessária a instalação de diversos sensores e dispositivos capazes de atuar na rede [4] [17].

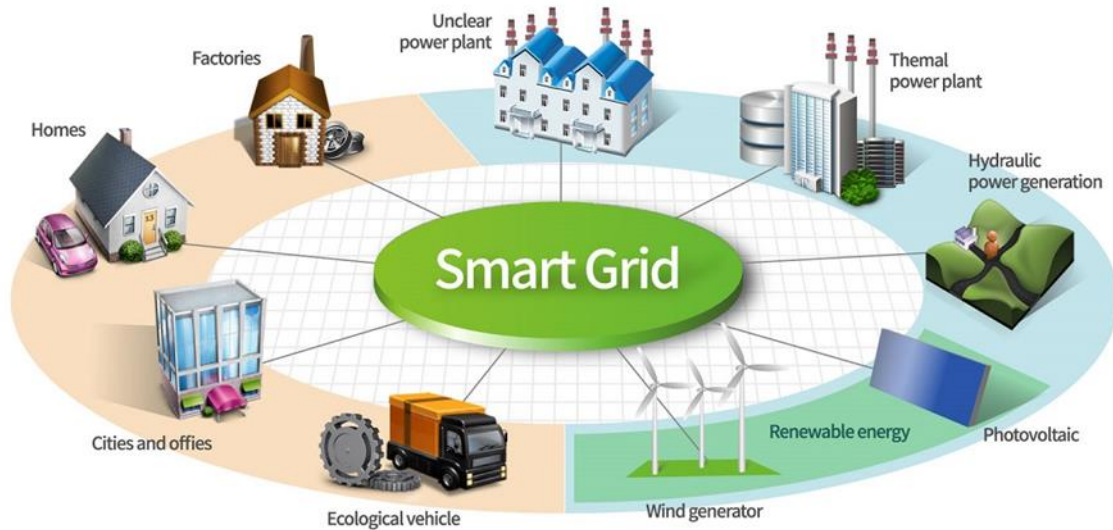


Figura 10 - Estrutura geral de uma rede inteligente [15].

A manutenção da estabilidade da rede é um problema, maioritariamente devido às oscilações entre oferta e procura de energia elétrica, e, especificamente, devido à grande concentração da procura em períodos horários específicos [4] [9] [14].

A adoção de um modelo de redes bidirecionais potencia a utilização de todos os recursos energéticos, e permite uma gestão da rede em tempo real, promovendo a otimização dos fluxos de energia [4] [9] [14].

As redes inteligentes de energia, em Portugal, conduzem a um país mais eficiente, atraente ao nível do investimento, e sustentável devido à otimização dos sistemas de energia, à redução das emissões de CO₂, e a uma menor utilização de recursos fósseis [4] [9] [14].

As redes inteligentes são, então, sem dúvida, o futuro da distribuição de energia elétrica em Portugal [4] [9] [14].

3.4 *Energy Sharing*

A *energy sharing* permite a introdução de consumidores com produção descentralizada, e que estes possam produzir e vender a sua energia a consumidores vizinhos através de contratos bilaterais, gerando uma alternativa à obrigação atual de autoconsumir ou de vender à rede a um preço estabelecido por lei.

De modo a alcançar uma poupança, e, por sua vez, ser energeticamente eficiente, tem de se alterar hábitos como, por exemplo, alterar os momentos de maior consumo para períodos em que a energia elétrica é mais barata ou em que existe mais capacidade de produção dos painéis solares.

A *energy sharing* é uma ideia que possui três premissas associadas, sendo elas:

- Sustentabilidade;
- Partilha;
- Armazenamento

Com o conceito de *Energy Sharing* os produtores colaboram diretamente com os clientes e investidores tanto na criação e armazenamento, como na partilha de excessos de energia renovável, de forma a permitir um ganho monetário para quem produz e consome, evitando, simultaneamente, desperdícios energéticos [19].

A *Energy Sharing*, baseada na operação de *Virtual Power Plants*, permite agrupar recursos de produção descentralizada com o intuito de negociar a venda de energia aos consumidores, e reduzindo, assim, os custos [4] [9].

Com um sistema de armazenamento moderno e um sistema fotovoltaico corretamente dimensionados, é possível colmatar as necessidades energéticas e, inclusive, gerar um excedente, o que permite a outros membros usar exclusivamente a energia da comunidade, em momentos em que eles não podem produzir energia suficiente, abdicando, assim, de um fornecedor de energia convencional, e tornando-se, portanto, independentes.

Através de uma plataforma informatizada de gestão consegue equilibrar-se a oferta e a procura de energia, e, por conseguinte, desencadeia-se uma partilha de energia eficiente, o que reduz, de forma significativa, ou, inclusive, quase total, os desperdícios energéticos.

Uma plataforma deste género permitirá atualizações gratuitas da previsão de preço do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE), otimizando a gestão de energia livre de forma remota, o que leva a uma diminuição da fatura energética.

Com a *energy sharing* é pretendida, a longo prazo, a criação de uma rede de ligação entre os vários vizinhos, que partilham energia 100% verde entre si, onde e quando for necessária para todos.

Existem casos práticos deste conceito quer em Portugal quer no estrangeiro, e até mesmo alguns estudos que atestam este modelo.

3.4.1 *Netefficity*

A nível nacional, os municípios de Alfândega da Fé e de Penela foram escolhidos para demonstrar os benefícios ambientais, económicos, e sociais do projeto *Netefficity*. Este é um projeto demonstrador que vai ser lançado em Portugal, e que aborda um conceito inovador de comunidade sustentável [20] [21].

O *Netefficity* foi cofinanciado pelo Programa Operacional Competitividade e Internacionalização, Portugal 2020 e União Europeia, através do FEDER, e resulta da conjugação da experiência e dos conhecimentos sobre eficiência energética da *Virtual Power Solutions*, líder do consórcio, juntamente com o conhecimento científico do grupo de investigação GECAD do ISEP e com a experiência da *Simples Energia*, no mercado da energia elétrica [20] [21].

Em termos práticos, este projeto consistiu na criação de uma Comunidade Virtual de Energia com a função de testar modelos de partilha de energia entre edifícios nos momentos que estão a produzir energia elétrica e tem poucas necessidades energéticas, comparativamente a outros edifícios que estão a necessitar dessa energia (por exemplo em fins de semana e feriados) [20] [21].

Com este caso implementado é possível angariar inúmeras vantagens, tais como [20] [21]:

- Implementar tecnologias de gestão de energia em edifícios municipais;
- Instalar uma central de autoconsumo em edifícios municipais;
- Oferecer a um grupo de cidadãos de cada município uma solução de gestão de energia para o uso doméstico;

- Acesso a um equipamento inteligente de monitorização e controlo dos consumos elétricos da sua residência;
- Apoio na análise dos dados recolhidos com o objetivo de promover a otimização de consumos e consequente redução de custos na fatura de energia elétrica;
- Acesso opcional a um plano de tarifário de energia elétrica exclusivo para o projeto;
- Acesso a benefícios da partilha da produção local para os participantes aderentes ao plano descrito na alínea anterior;
- Participação num projeto inovador de demonstração de novos modelos de partilha de energia elétrica, tendo em vista a partilha da produção local da comunidade;
- Acesso aos dados, através de uma vista no portal de visualização de dados, dedicada à comunidade, referente aos resultados do projeto e seu acompanhamento em tempo real.

3.4.2 Blockchain

No estado de Nova York os vizinhos têm testado a hipótese de partilha de energia solar usando a tecnologia *blockchain*. Na Áustria, o maior conjunto de serviços públicos do país participou em testes a uma cadeia de blocos focada no comércio de energia.

Por outro lado, na Alemanha, a empresa de energia *Innogy* está a desenvolver um projeto com o objetivo de testar se a tecnologia *blockchain* pode gerir o processo de cobrança para estações autónomas de carregamento de veículos elétricos [22].

O *blockchain* é um cronograma que regista cada transação efetuada num sistema, e cada computador associado tem uma constante atualização destes dados, este assenta em cinco princípios básicos, sendo estes [22]:

- Banco de dados distribuído - o *blockchain* tem acesso a todo o banco de dados e ao histórico completo;
- Transmissão Peer-to-Peer – a comunicação ocorre diretamente entre pares;
- Transparência com *Pseudonymity* - cada transação e seu valor associado são visíveis para qualquer pessoa com acesso ao sistema;
- Irreversibilidade de registros - uma transação quando inserida no banco de dados e as contas forem atualizadas, os registros não podem ser alterados;

- Lógica computacional – é possível configurar algoritmos e regras que desencadeiam automaticamente transações entre nós.

A *blockchain* chamou a atenção da indústria de energia fortemente regulamentada, que tem vindo a desenvolver o seu potencial para tornar a comercialização de energia *peer-to-peer* uma realidade, embora não esteja claro quanto tempo a tecnologia nascente possa ser escalável.

Por exemplo, num projeto de microgrid *blockchain* em Brooklyn, NY, cada participante comerciante de eletricidade precisava de investir num computador com um "nó" de blocos para que suas casas com painéis solares pudessem vender energia aos vizinhos. A rede *blockchain* gere e registra as transações, sendo necessária pouca interação humana [22].

Contudo, é possível que o *blockchain* possa, um dia, permitir o desenvolvimento de um sistema de negociação integrado que permita às empresas trocarem a sua opção de usar eletricidade durante um determinado período de tempo. Por exemplo, uma fábrica poderia vender cinco minutos de energia não utilizada durante um tempo de inatividade para uma fábrica diferente que precisa do poder adicional [22].

A flexibilidade da grade de negociação poderia, desta forma, proporcionar grandes benefícios de eficiência para os operadores da rede. Outra área em que o *blockchain* se pode assumir é a permitir que os clientes troquem os fornecedores de energia mais rapidamente [22].

3.4.2.1 Austrália

Com base no *blockchain*, os residentes da costa oeste da Austrália, que veem 300 dias de sol por ano, poderiam trocar diretamente eletricidade com as pessoas ao seu redor, em vez de vender o excesso de energia de volta à empresa que o gerou [23].

Segundo a co-fundadora da *PowerLedger*: "Os consumidores querem assumir o controlo da sua produção e consumo de energia" [23].

Foram instalados medidores de energia em 20 casas para monitorizar o uso de energia, sendo que os clientes podem decidir a quem e o quanto querem vender do seu excesso de energia renovável, com cada transação registrada [23].

Depois de efetuados vários testes a curto prazo, criou-se um estudo para dois meses, de modo a verificar a eficácia desta tecnologia. Após a conclusão deste teste, que se mostrou bem-sucedido, mais de 100 edifícios já se candidataram a implementar esta tecnologia inovadora [23].

4. Metodologia Estudo Do Caso

No presente capítulo é descrito o funcionamento do simulador que permite testar a metodologia estudada por forma a resolver a problemática estudada. Este assenta em agentes virtuais, bem como em pressupostos e algumas características como perfil de consumo, de carga ou descarga.

É, de igual modo, explicada a metodologia de otimização para a determinação da máxima eficácia, com o intuito de obter resultados economicamente vantajosos quer para a comercializadora, quer para o cliente da mesma.

Ao longo deste capítulo é retratada a otimização para um cliente com uma potência de 5.75 kVA, e o dia de referência escolhido foi o dia 06/01/2016.

A escolha de um cliente com estas características deve-se a ser um tipo de cliente usual, e com características que são facilmente aplicáveis a outros escalões de potência, e a uma maior amostra.

4.1 Dados de Entrada

O sistema de armazenamento moderno consiste em baterias que preveem os preços da energia elétrica para o dia seguinte e necessidade da compra da mesma.

O Comercializador do sistema de armazenamento irá precisar de obter dados por forma a efetuar uma previsão de vários dados de entrada necessários para a otimização do modelo de negócio, tais como:

- ✓ Perfil de consumo anual, para diferentes escalões de potência;
- ✓ Produção fotovoltaica anual;
- ✓ Capacidade do sistema de armazenamento;
- ✓ Preço do OMIE (Referência ano de 2016 (húmido) e ano de 2015 (seco));
- ✓ Perfil de perdas anual, para diferentes escalões de potência;
- ✓ Tarifas de acesso (Referência ano de 2016 (húmido) e ano de 2015 (seco)).

Estes dados podem ser facilmente obtidos, através das produções e dos consumos dos clientes, da ERSE e através do OMIE.

4.2 Perfil de Consumo

Este é um dos muitos perfis de consumo possíveis. Estes variam devido aos diferentes consumos de dia para dia, pelo que o objetivo será reduzir ao máximo o consumo por forma a poupar na fatura energética, de maneira a que o cliente se torne menos dependente da rede.

Se o cliente em questão juntar um sistema fotovoltaico à bateria terá uma redução de consumo ainda mais elevada, pois a produção renovável fotovoltaica será logo consumida, evitando, assim, o consumo dessa energia da rede elétrica.

O exemplo de perfil de consumo que se encontra na Figura 11, é de um cliente tipo com uma potência contratada de 5,75 kVA, que depende 100% da rede elétrica.

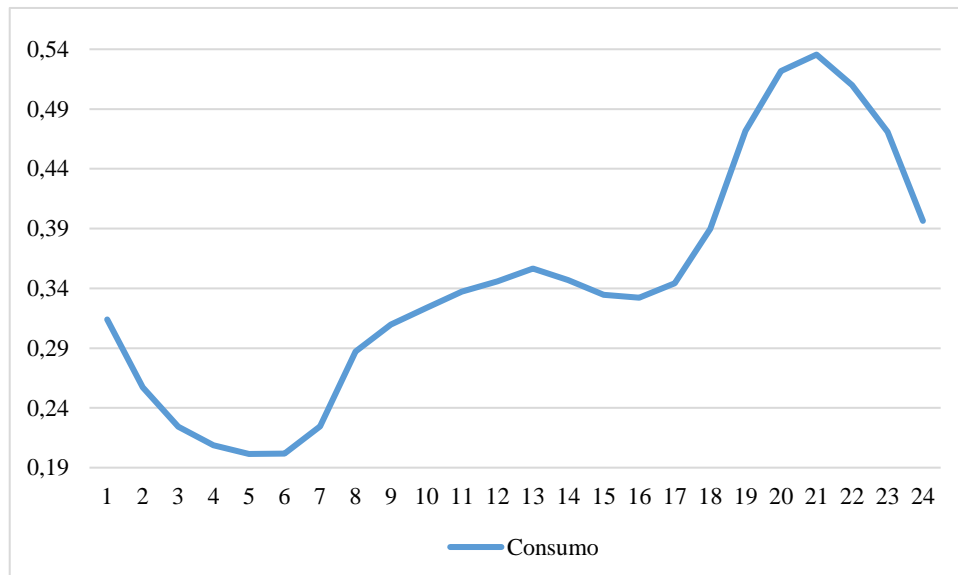


Figura 11 - Perfil inicial do consumo do cliente diário, em kWh por hora.

4.3 Sistema de Armazenamento *Ampere*

Os sistemas de armazenamento da *Ampere-Energy* possuem avanços significativos quando em comparação com as baterias tradicionais, visto permitirem o controlo preciso da energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico, que é armazenada na bateria e gasta posteriormente [24] [25].

Este sistema inovador torna-se essencial, também, quando a produção fotovoltaica é baixa, pois com a previsão do tempo, o sistema calcula quando a ligação de rede é necessária e sistema irá calcular a melhor opção de compra de energia [24] [25].

De forma sucinta e esquemática, o funcionamento deste sistema de armazenamento assenta em duas premissas, o funcionamento com sistema fotovoltaico e a compra inteligente de energia [24] [25].

Durante os quatro momentos temporais referidos na imagem, compreende-se o modo de funcionamento em diversas situações, assim sendo as [24] [25]:

08:00 h - Durante o dia, o excedente de energia produzida pela instalação solar é armazenado;

20:00 h - À noite, o equipamento utiliza a energia armazenada durante o dia;

04:00 h - Com previsão de chuva, o equipamento conecta à rede e compra eletricidade nos períodos mais económicos;

08:00 h - Nos dias de chuva, o sistema de armazenamento usa a eletricidade comprada durante a noite.

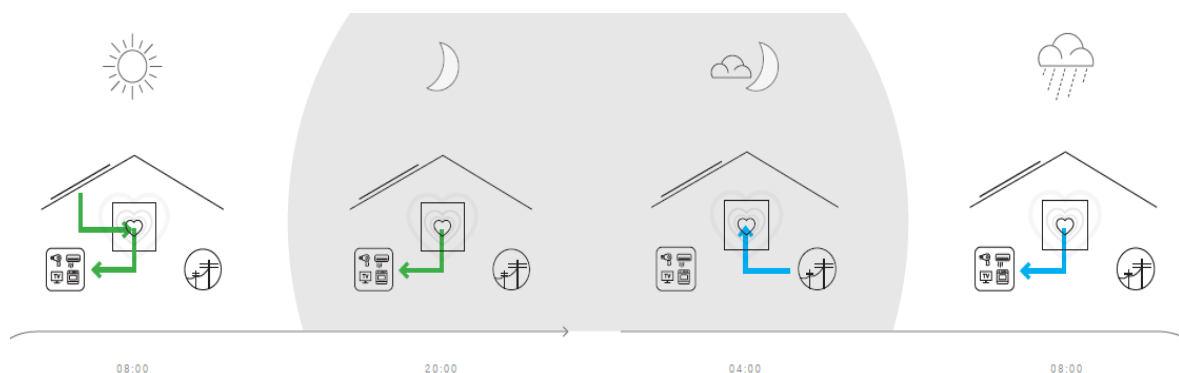


Figura 12 - Vertentes de funcionamento Ampere.

Adaptado de Ampere Energy [25].

O armazenamento *Ampere-Energy* garante a continuidade ininterrupta do fornecimento de energia, caso aconteça uma falha na rede elétrica, constituindo assim uma mais-valia sobretudo para o setor empresarial que necessitem de energia continuamente.

Este sistema possui varias vantagens sendo elas [24]:

- Permite maior facilidade na conexão e na operação dos vários sistemas de produção;
- Permite aos consumidores participarem na otimização da operação do sistema;
- Permite aos consumidores uma maior informação e escolha no fornecimento de energia elétrica;
- Permite reduzir significativamente o impacto ambiental de todo o sistema de fornecimento de energia elétrica;
- Permite elevados níveis de fiabilidade e segurança de abastecimento.

Todavia, este sistema possui, de igual modo, características negativas, sendo a mais relevante comum a todas as unidades de armazenamento que se pretende com o tempo de vida útil, tendo uma “vida estimada” superior a 15 anos, podendo variar obviamente do modo de utilização.

No anexo C encontram-se as características deste sistema de armazenamento, sendo de salientar um número de ciclos superior a 6 000 e uma potência máxima fotovoltaica de 6.5 kWp.

4.3.1 *Ampere Doméstico*

O Sistema *Ampere-Energy* possui três modelos diferentes para o setor doméstico, o *Ampere Sphere*, o *Ampere Square* e o *Ampere Tower* [25].

➤ ***Ampere Sphere***

Este modelo pode funcionar de forma autónoma, devido a vários componentes, tais como as baterias de lítio, o inversor de bidirecional, o medidor de energia e o quadro de comando.

O modelo *Sphere* tem uma capacidade de carga de 3 kWh que pode colmatar a maior parte do consumo de energia, típico de uma habitação, e conjuga o sistema fotovoltaico e a compra inteligente de energia [25].

➤ ***Ampere Square***

O *Ampere Sphere*, tal como o *Sphere*, também funciona de forma autónoma, e, detalhadamente, possui baterias de lítio com uma capacidade de 3 ou 6 kWh, um inversor fotovoltaico, um medidor de energia e um quadro de comando [25].

Este possui, ainda, um sistema de gestão de energia que permite alcançar a máxima eficácia do sistema fotovoltaico, servindo quer para uma utilização doméstica, quer para uma empresarial, e adapta-se ao perfil de consumo de qualquer tipo de utilizador.

➤ ***Ampere Tower***

Com baterias de lítio com capacidade de 9 ou 12 kWh, um inversor fotovoltaico, um medidor de energia e um quadro de comando, este modelo dirige-se principalmente para gastos de energia elevados. Este sistema de armazenamento é mais focado para casas isoladas e pequenas empresas com maior consumo, combinando a produção fotovoltaica e a compra inteligente de energia, e assim tornarem-se a autónomos energeticamente [25].

4.3.2 Custos do sistema

De acordo com as necessidades energéticas do cliente este irá necessitar de um ou mais modelos deste equipamento. Contudo, como se observa na Tabela 1, os preços são ainda elevados e excluem o Imposto sobre o Valor Acrescentado (23%) e a margem do revendedor, pelo que este produto será direcionado para um público-alvo com um poder económico médio/elevado.

Os preços foram obtidos através do contato com o fabricante do sistema de armazenamento Ampere-Energy, tendo estes custos diferentes (ignorando as taxas inerentes), segundo a potência dos mesmos, como se observa na tabela:

Tabela 1 - Tabela de preço (sem iva), segundo a potência e o modelo da Ampere-Energy.

Modelo	Potência	Preço
SQ 3	3 kW	5.749,00 €
SQ 3	6 kW	6.602,00 €
TW 5	9 kW	9.102,00 €
TW 5	12 kW	10.579,00 €

4.4 Sistema Fotovoltaico

Os sistemas solares fotovoltaicos são as tecnologias que apresentam maiores potencialidades para se utilizarem em Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), sobretudo para consumidores domésticos por forma a dar utilidade aos telhados desaproveitados.

Os consumidores que instalem sistemas de autoconsumo nas suas instalações de consumo, iram reduzir a sua dependência da RESP, porém existem contrapartidas que se prendem com a prematuridade da tecnologia e o preço elevado destes sistemas [26]. Outra contrariedade importante poderá ser o período de vida útil relativamente baixo, que depende obviamente do modo de utilização.

Com o intuito de contrariar os problemas descritos, muitas entidades instaladoras desenvolveram modelos de negócios que permitem facilitar a instalação deste tipo de sistemas evitando que os consumidores tenham de despender um elevado investimento inicial na aquisição do sistema. Entre os principais modelos praticados constam os modelos de *Power Purchase Agreement (PPA)* e de arrendamento (*Lease*) do sistema que facilitam a implementação de sistemas de autoconsumo [27].

Quer para o setor doméstico quer para o empresarial, as instalações de autoconsumo de origem em sistemas fotovoltaicos arrecadam diversos benefícios, tais como [28]:

- Independência energética, aspeto muito importante no setor industrial em caso de falha na RESP, continuam a poder laborar;
- Redução da exposição ao aumento da tarifa de energia elétrica, que ao longo dos últimos anos tem vindo a aumentar;

- A nível da indústria os sistemas de autoconsumo, caso estejam corretamente dimensionados, podem ainda permitir a redução da potência consumida em média em horas de ponta, que detém grande impacto na faturação de energia elétrica destas entidades;
- Poupança monetária por cada kWh autoconsumido, o que permite reduzir a fatura de energia elétrica, sendo que o preço do kWh autoconsumido é superior quando comparado com o custo da energia proveniente da RESP;
- No setor industrial a implementação de sistemas de autoconsumo com origem em produção de energia 100% limpa ajuda a promover a organização na sua estratégia de sustentabilidade e imagem verde;
- O investimento em sistemas solares fotovoltaicos para autoconsumo com tempo de vida útil entre 20 a 25 anos, permite períodos de retorno, em média entre os 6 e os 10 anos;
- Os consumidores ao instalarem sistemas de autoconsumo podem aproveitar as coberturas dos seus edifícios ou os terrenos sem utilização para a implementação destes sistemas de modo a rentabilizá-los.

Os sistemas solares fotovoltaicos podem dividir-se em duas fases, sendo que a primeira fase diz respeito a análise das tarifas de acesso às redes, visto que têm um peso importante no valor final do preço de energia elétrica e o valor destas é fortemente condicionado tanto pelo ciclo tarifário como pela opção horária em vigor.

A segunda fase corresponde ao dimensionamento do sistema de autoconsumo, essencialmente, com a determinação da potência a instalar do sistema solar fotovoltaico em que fatores como o perfil de consumo e de localização são determinantes na sua definição.

4.5 Preço de Energia Elétrica

O preço da energia elétrica assenta em três fatores essenciais:

- ✓ Energia;
- ✓ Tarifas de Acesso as redes;
- ✓ Taxas e Impostos.

Por forma a determinar o custo de aquisição de energia, é necessário recorrer a seguinte fórmula:

$$PE = \sum_{i=1}^{24} (POMIE_i + 0,001) \times (1 + Perdas_i) \times C_i \quad (1)$$

Onde:

PE – Preço de aquisição de energia elétrica (em €/kWh);

POMIE – Custo de energia elétrica horária no Mercado Diário OMIE – Pólo Português (em €/kWh) [29];

Perdas – Custo adicional que corresponde às médias de cada período dos coeficientes publicados pela ERSE (em % por hora) [30];

C - Consumo Cliente (kWh).

A tarifa de comercialização deve proporcionar os proveitos da comercialização que engloba as estruturas comerciais de venda de energia elétrica aos clientes do comercializador de último recurso, designadamente, a contratação, a faturação e o serviço de cobrança de energia elétrica.

Os custos de acessos representam o que paga o consumidor de energia elétrica, quer no Mercado Regulado e no Mercado Livre, integrando-se este valor nas tarifas de venda dos vários comercializadores.

Para calcular o custo de acessos para o horário de vazio que é das 0h as 8h e das 22h às 24h, tem-se de multiplicar a tarifa de acessos as redes pelo respetivo consumo do cliente na hora em questão, e para o horário de fora de vazio calcular das 8h às 22h.

$$Custo\ de\ Acessos = \sum_{i=1}^{8} TA \times C_i + \sum_{i=22}^{24} TA \times C_i \quad (2)$$

$$\text{Custo de Acessos} = \sum_{i=8}^{22} TA \times C_i \quad (3)$$

Onde:

TA– Tarifa de Acesso às Redes publicados pela ERSE onde são aprovadas e publicadas anualmente (em €/dia a Potência Contratada e em €/kWh o Termo de Energia), como se observa no Anexo A [31];

C - Consumo Cliente (kWh).

A tarifa de Energia deve recuperar os custos permitidos com a atividade regulada de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso, que inclui os custos com a aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes e os custos de funcionamento que lhe estão afetos, e calcula-se somando os custos de acessos e a tarifa de acesso.

$$\text{Tarifa de Energia} = \text{Custo de Acesso} + \text{Tarifa de Acesso} \quad (4)$$

A Tarifa Total de Energia é igual à adição da tarifa de energia as tarifas de acesso, podendo entrar neste valor a margem da comercializadora, como é exemplificado a fórmula:

$$\text{Tarifa Total} = \text{Tarifa de Energia} + \text{Tarifa de Acesso} + \text{Margem} \quad (5)$$

O custo de energia para o cliente é igual ao produto da tarifa total pelo consumo do cliente, sabendo assim o que o cliente paga em euros pela energia.

$$\text{Custo Cliente} = \text{Tarifa Total} \times \text{Consumo do Cliente} \quad (6)$$

A comercializadora tem, obviamente, de ter proveito neste negócio, pelo que necessita de estabelecer uma percentagem ou valor acrescentado ao custo base do serviço para determinar o seu preço de venda e obter lucro. No mercado diário, através deste moledo de negócio, o comercializador em termos monetários terá uma margem que é calculada por:

$$Margem = \sum_{i=1}^{24} CC_i - CA_i - CAq_i \quad (7)$$

Onde:

CC - Custo de Energia para o cliente (€/kWh);

CA - Custo que o Consumidor paga pela energia elétrica (€/kWh);

CAq - Custo de Aquisição de energia para o comercializador (€/kWh).

Com base nas formulas descritas anteriormente, alcançaram-se as premissas que iram permitir otimizar este modelo de negócio, quer para uma bateria quer para um conjunto bateria mais sistema fotovoltaico, de forma a ser o mais rentável possível.

4.6 Otimização

Para alcançar a otimização ideal aplicaram-se medidas aos consumos, produções e sistemas de armazenamento, ou seja, uma seleção das melhores alternativas, com o propósito de alcançar o melhor desempenho do sistema de armazenamento e uma maior poupança energética. Com uma otimização dos consumos tendo em conta o preço da energia, a capacidade de produção e/ou armazenamento, pretende-se evitar ao máximo os desperdícios, reduzir a fatura e a dependência da rede.

4.6.1 Perfil de carga/descarga da bateria

4.6.1.1 Sem componente Fotovoltaica

Os parâmetros da otimização do problema são a potência contratada, as perdas, o preço do OMIE, e a tarifa de acesso e tendo por base estes parâmetros testaram-se varias hipóteses de otimização para a carga e descarga do sistema de armazenamento.

Começou-se por distribuir o carregamento nas horas de vazio e o descarregamento pelas horas de fora de vazio, sabendo que o horário de vazio é das 0h as 8h e das 22h às 24h, e fora de vazio das 8h às 22h, isto para o ciclo diário.

Esta opção de carga e descarga, teve origem no padrão de preços do OMIE ao longo do tempo, denotando que em vazio o preço é inferior à média, pelo que será vantajoso comprar a energia aí e consumir a energia quando o preço é elevado na hora de fora de vazio.

Na figura 13, constata-se a evolução do preço do OMIE, ao longo do dia 6 de janeiro de 2016, um exemplo de referência escolhido para exemplificar a otimização.

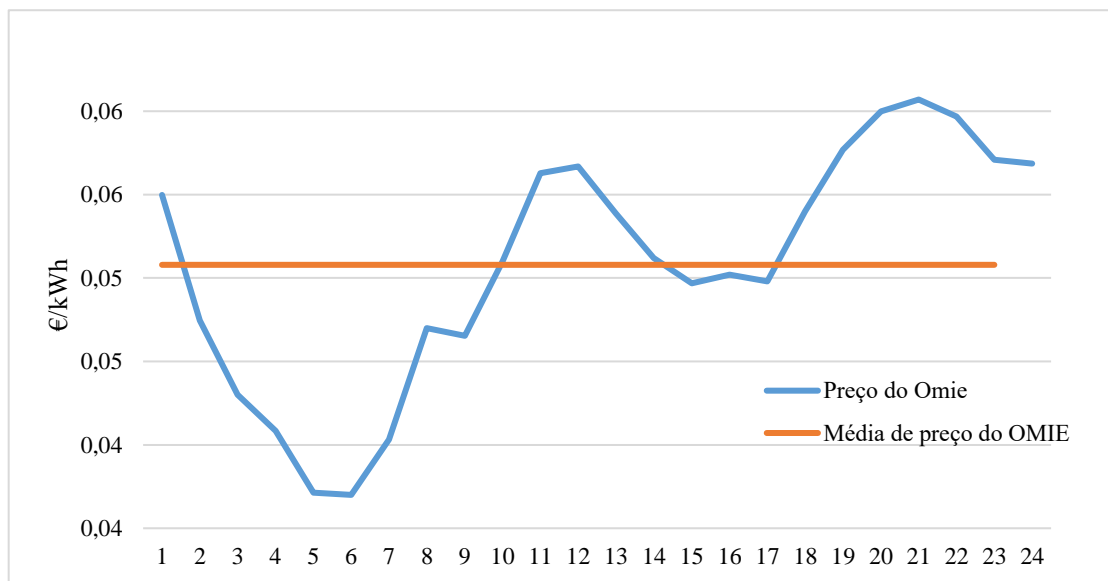


Figura 13 - Preço do OMIE, por hora e médio diário.

Nestes dois períodos horários, quer o carregamento quer descarregamento foram distribuídos de forma equitativa, segundo a capacidade de bateria, a carga é realizada dividindo a capacidade de armazenamento pelas horas de vazio (seta a verde), e a descarga é feita dividindo a carga pelas horas de fora de vazio (seta a vermelho).

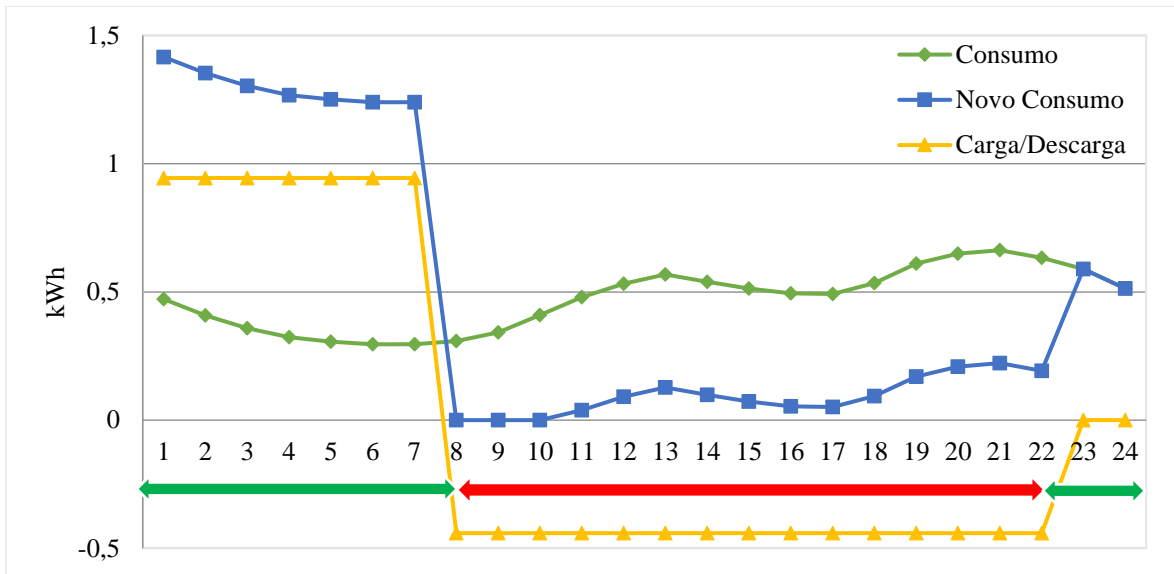


Figura 14 – Carga e descarga, segundo a otimização inicial.

Posteriormente optou-se por escolher, em vazio, uma parte do período de vazio onde preço de OMIE era mais baixo, e carregar aí o sistema de armazenamento (na zona de otimização da Figura 15) e depois descarregar de forma igual, nas horas fora do vazio.

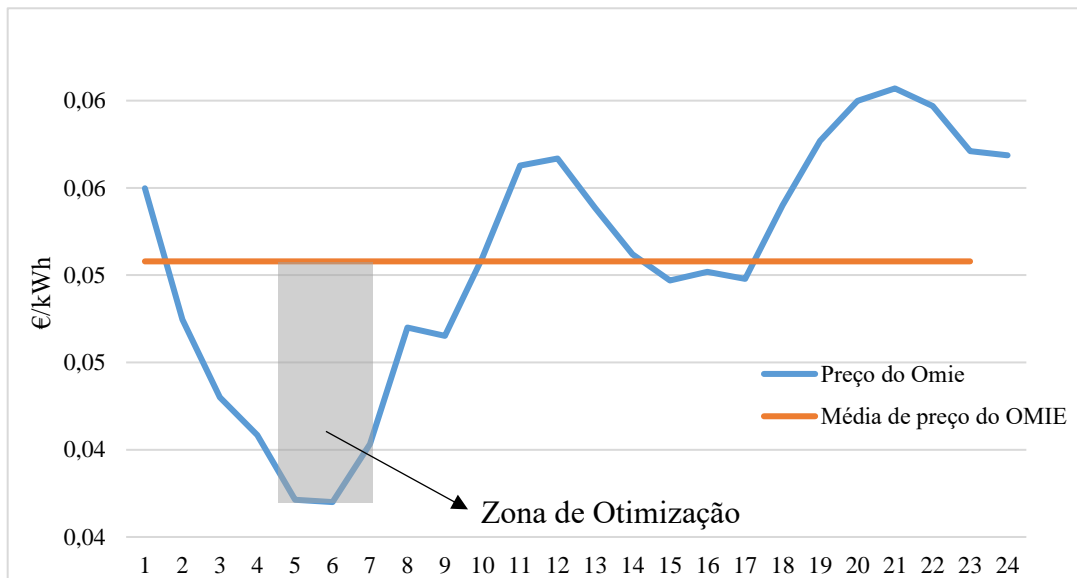


Figura 15 - Zona de otimização de carga do sistema de armazenamento.

Efetuada a carga da bateria na zona de otimização da Figura 15 e mantendo a descarga equitativa pela diversas horas de fora de vazio, o custo será inferior quer para o cliente quer para a comercializador, pois a aquisição de energia sera feita em horas em que o preço do OMIE é menor.

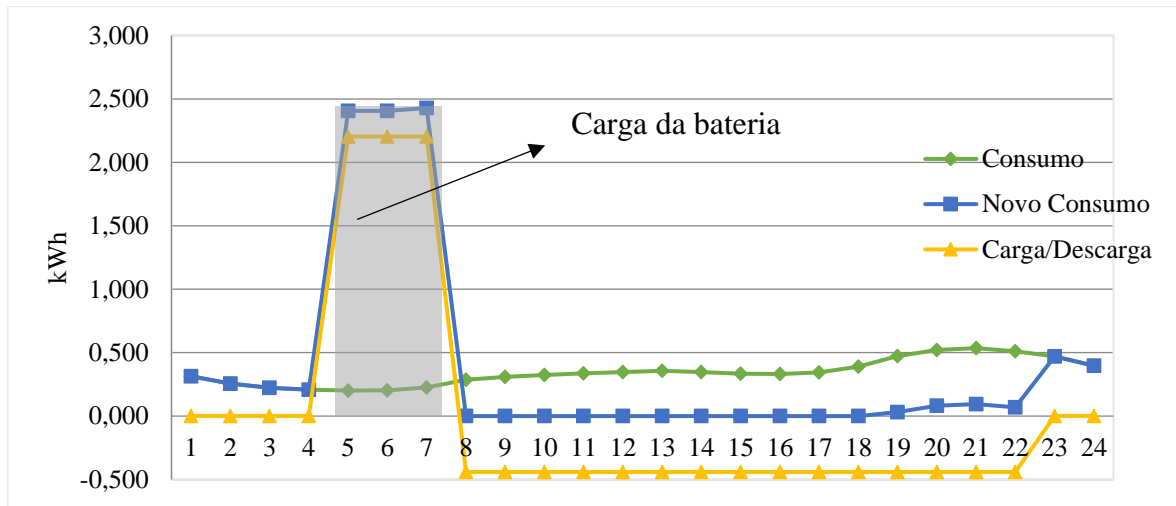


Figura 16 - Consumo normal e otimizados de energia para o cliente, para o período das 5 as 7h, em kW por hora.

Através da realização de mais experiências constatou-se que seria mais vantajoso carregar o sistema de armazenamento só na hora com preço mais baixo, ou em horas com preços nulos abandonando assim o modelo de carga anterior.

Por outro lado, o sistema de descarregamento constatou-se não ser muito eficiente sendo abandonado, para um modelo em que o descarregamento era tanto maior quanto maior fosse o consumo.

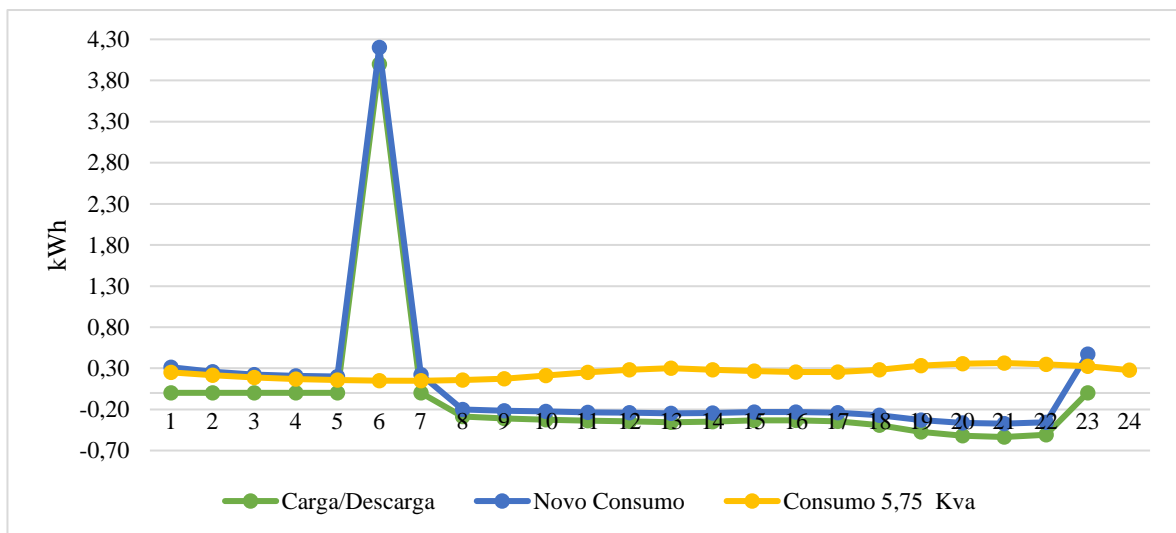


Figura 17 – Modelo otimizado final, em kWh.

Este modelo otimizado permite obter vantagens significativas, quer para o cliente quer para o comercializador, sendo estas evidentes a nível económico, diminuição da dependência da rede, da pegada ecológica e da fatura elétrica.

Na Figura 18 pode-se observar a comparação entre o custo inicial, na ótica do cliente, (sem o sistema de armazenamento instalado) e o custo otimizado (com o sistema de armazenamento) constatando-se que a redução é bastante significativa, podendo aumentar ou diminuir, de dia para dia. Os custos que se retratam na figura excluem fatores tais como o termo de potência, as taxas e os impostos (DGEG e IEC), e a contribuição audiovisual.

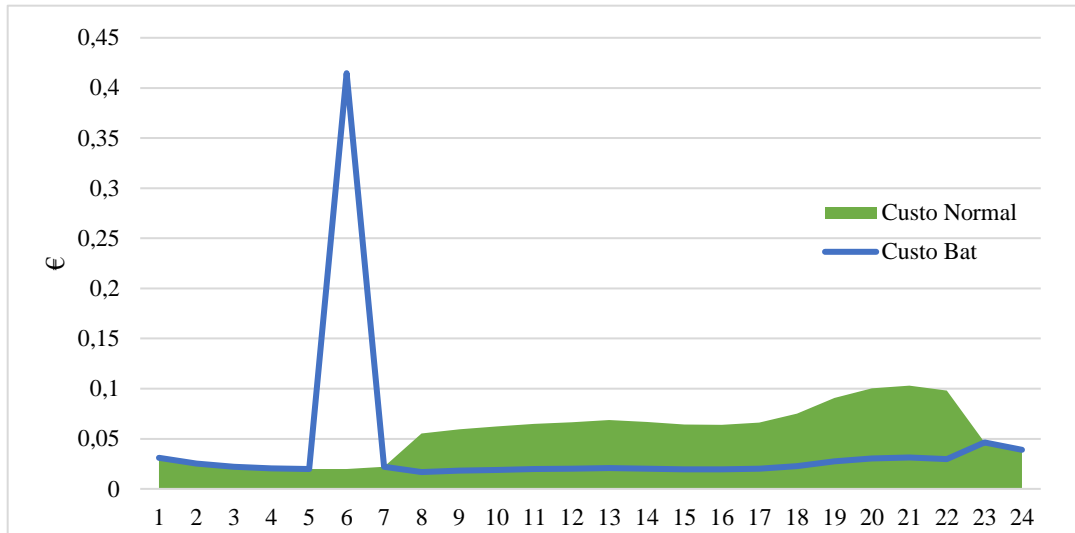


Figura 18 – Comparação entre o custo inicial e o otimizado, com a bateria, em € por hora.

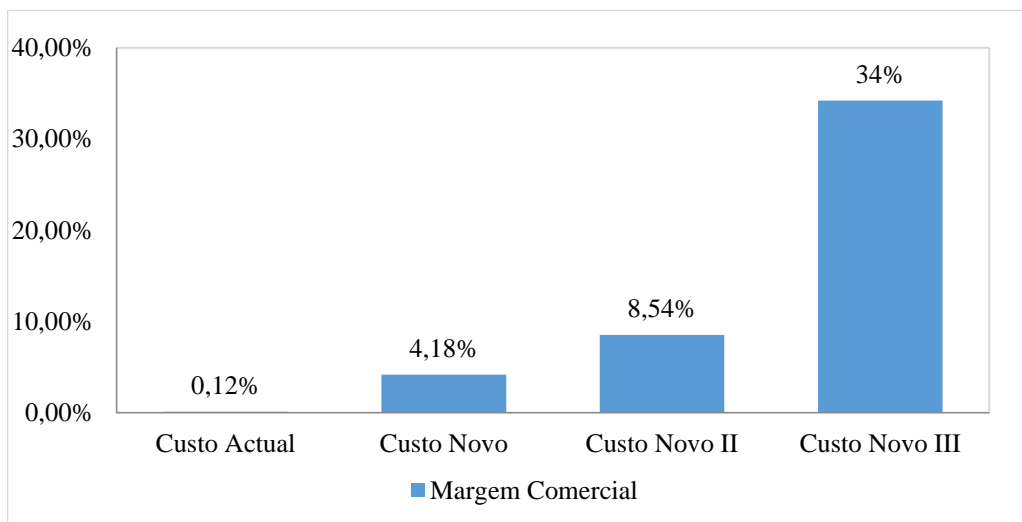


Figura 19 – Aumento da margem do comercializador em termos percentuais.

Com os vários testes de otimização, do modelo de negócio, o comercializador alcançou um aumento da margem de aproximadamente 34% (Figura 19), o que exemplifica as vantagens para todos os intervenientes (clientes e comercializador), além das vantagens implícitas a nível ambiental, neste conceito de armazenamento.

4.6.1.2 Com componente Fotovoltaica

Após alcançar a otimização do sistema de armazenamento, optou-se por estudar o perfil de carga e descarga do sistema com a componente fotovoltaica, dando preferência ao consumo do mesmo tipo de energia, por ser renovável e mais económica.

É de salientar que se optou por instalar painéis de 260 W, sendo que o número de painéis a instalar varia consoante a potência contratada do cliente, e calcula-se assim a potência do sistema solar fotovoltaico.

No caso em questão para um cliente de 5,75 kVA de potência contratada a potência do sistema é de 2,08 kWp, terá uma produção igual a da figura 20.

A potencia instalada é de 2,08 kWp, poi sabendo que o cliente consome em média 3 092 kWh por ano, ele irá precisar de 14 painéis com uma potencia de 260 cada o que perfaz uma produção de 3 640 kWh, sendo suficiente para as necessidades energéticas do cliente.

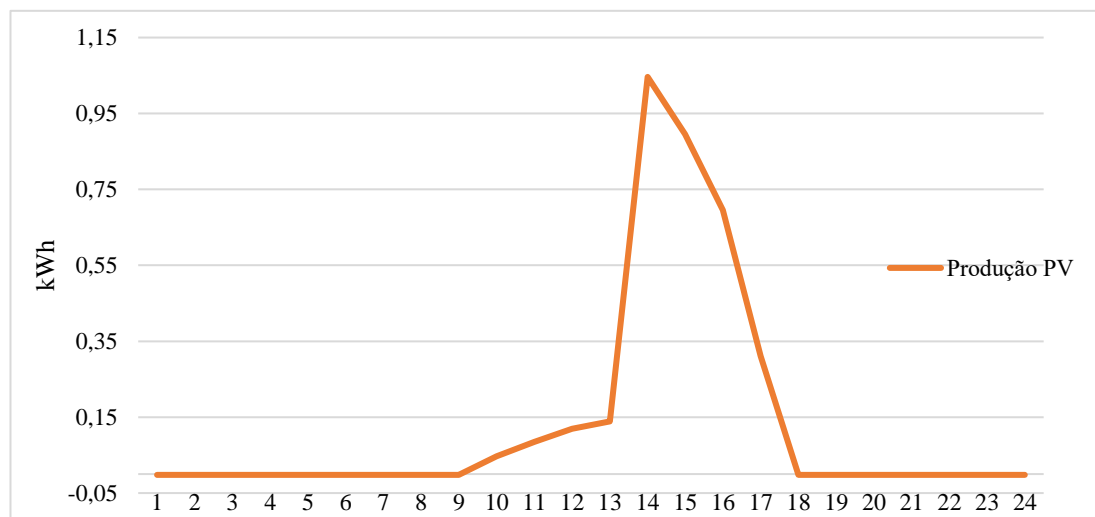


Figura 20 – Produção fotovoltaica, em kWh.

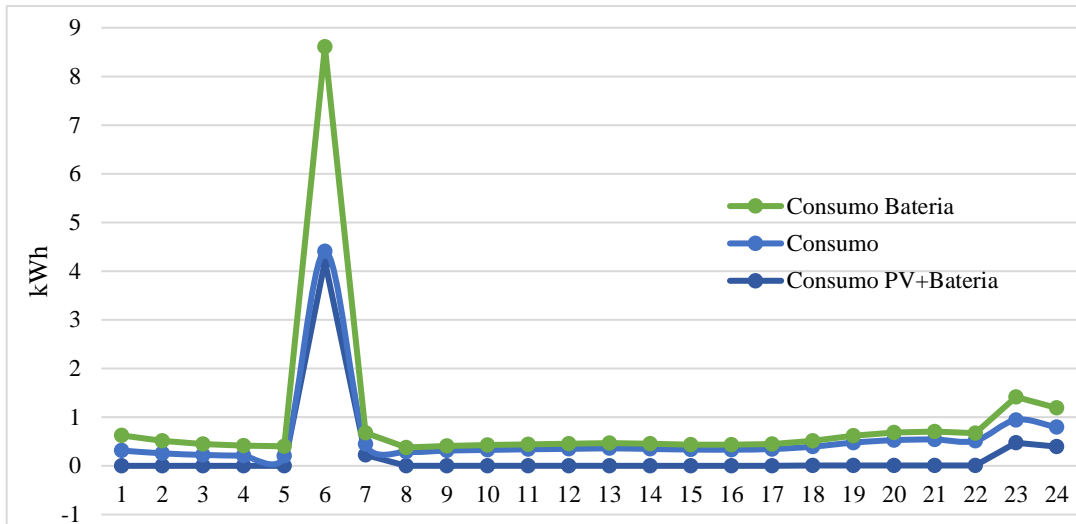


Figura 21 – Comparação entre o consumo inicial, com bateria e com bateria e fotovoltaico, em kWh.

Com a introdução da componente fotovoltaica verifica-se uma redução acentuada de consumo deixando mesmo de se consumir em 20 das 24 horas diárias, o que implica uma redução drástica das necessidades da RESP. Em termos monetários, existem reduções quer para o cliente quer para a comercializadora em torno dos 98%, podendo esta variar com o tipo de ano (seco ou húmido). Além das reduções monetárias, a potência contratada também irá ser reduzida, o que desencadeia uma poupança significativa.

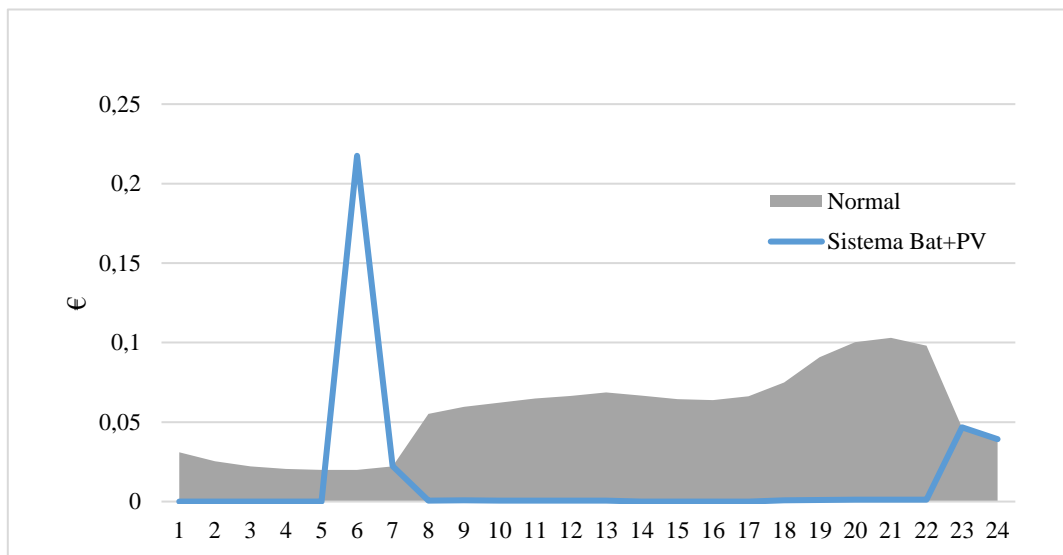


Figura 22 - Comparação entre o custo inicial e o otimizado, com a bateria e o sistema fotovoltaico, em € por hora.

Por conseguinte, as temáticas abordadas anteriormente permitem revolucionar o paradigma doméstico e empresarial, quer de consumo quer de gestão de energia.

5. Casos de Estudo

Nesta fase, é apresentado um enquadramento de 2 casos de estudo que permitem avaliar e analisar a eficácia deste sistema moderno de armazenamento. Serão, ainda, descritas as vantagens nas duas perspetivas principais, a do cliente e a do comercializador, ambas propostas na dissertação.

5.1 Caso 1

O primeiro caso de estudo retrata um cliente com um período tarifário Bi-horário para um ano seco, com as tarifas do ano vigente de 2017 e com uma potência de 5,75 kVA. Este cliente tem um consumo diário de 8,25 kWh/dia e um sistema de armazenamento com uma capacidade de 4 kW, ou seja, 48% do consumo diário. Este cliente possui, ainda, um sistema fotovoltaico com uma potência de 2,08 kWp, constituído por 14 painéis com 260 W cada.

Na Figura 23 pode observar-se o consumo mensal do cliente, tendo janeiro como mês de referência, onde se constata que existem oscilações no consumo do cliente devido a este ser superior durante nos dias úteis face aos fins de semana.

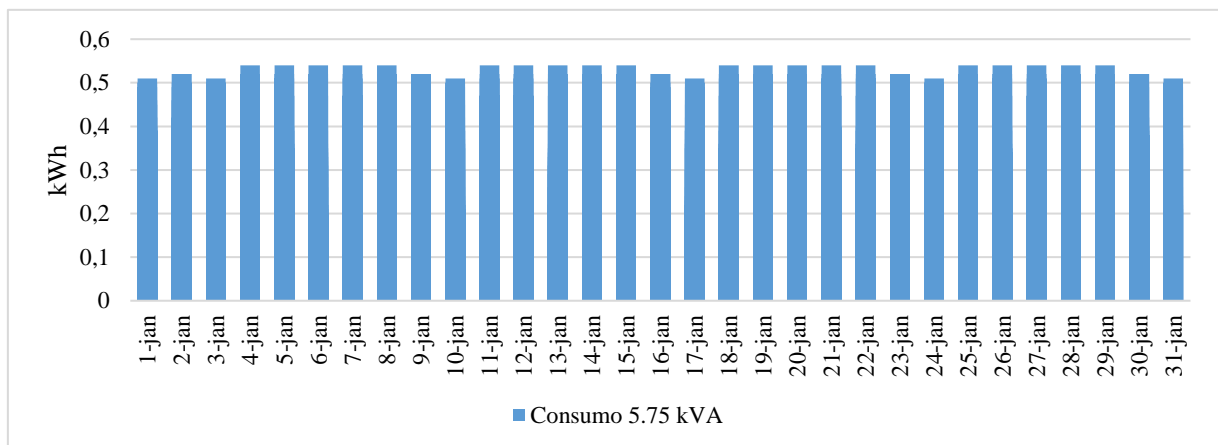


Figura 23 – Consumo mensal do cliente, com uma potência contratada de 5,75 kVA.

Na Figura 24 é explicitado o consumo mensal simples (no eixo da esquerda), ou seja, o consumo sem qualquer tecnologia (100% dependente da rede), e, ainda, o consumo mensal do cliente quando tiver implementado o sistema fotovoltaico e as baterias em simultâneo (no eixo da direita).

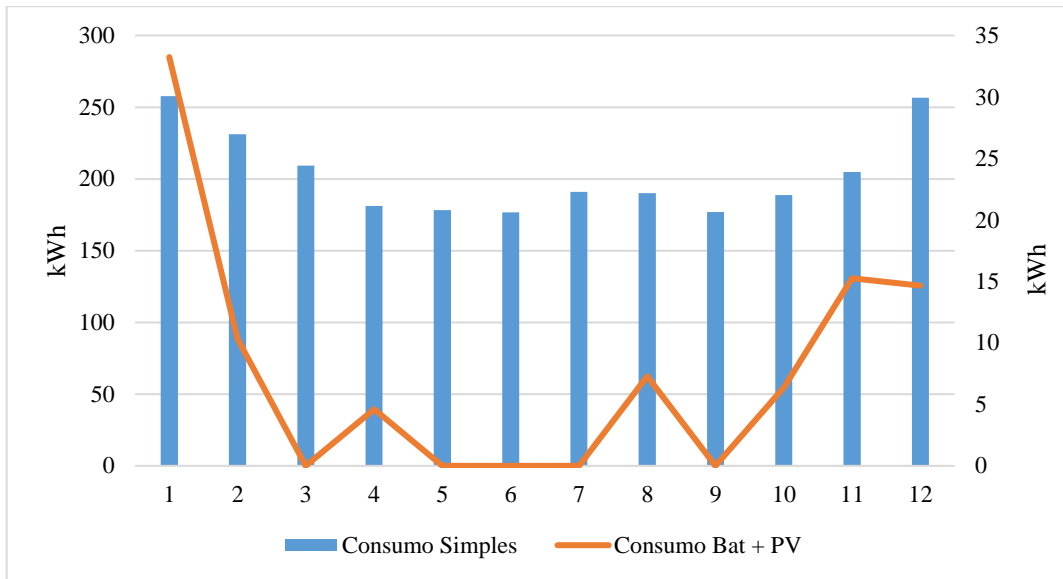


Figura 24 – Consumo simples vs consumo com bateria e componente fotovoltaica, kWh por mês.

Se o cliente tiver instalado só as baterias, os consumos mantem-se iguais, variando só o preço segundo a hora em que se consome, pelo que o consumo simples seria igual ao consumo só com bateria (Figura 23).

Tabela 2 – Redução percentual de custo, para um cliente com bateria e com bateria e PV quando comparado com o custo sem qualquer sistema.

Perspetiva do:	Comercializador		Cliente	
	Custo Otimizado Bateria	Custo Otimizado Bateria + PV	Custo Otimizado Bateria	Custo Otimizado Bateria + PV
Redução	41 %	98 %	34 %	98 %

Em termos económicos, comprova-se reduções de 41% e de 34%, para o comercializador, e para o cliente, respetivamente, quando o cliente instala somente o sistema de armazenamento. Quando implementado um sistema fotovoltaico em conjunto com as baterias, a redução é significativa chegando mesmo aos 98%.

A potência contratada é reduzida de 5,75 kVA para 3,45 kVA, o que implica ainda mais poupança para o comercializador e para o cliente.

5.2 Caso 2

No segundo caso, exemplifica-se um cliente com uma potência de 20,7 kVA para um ano seco, com um consumo diário de 51,18 kWh/dia e um sistema de armazenamento de 18 kW, ou seja, 35% do consumo diário. O sistema fotovoltaico de 9,36 kW_p, é constituído por 40 painéis com 260 W cada.

Na Figura 25 é perceptível o consumo mensal para um cliente de 20,7 kVA, tendo janeiro como mês de referência, sabendo quanto maior o consumo maior os gastos e, por conseguinte, as poupanças com este sistema desenvolvido ao longo da dissertação, daí a escolha de um cliente com uma potência de 20,7 kVA.

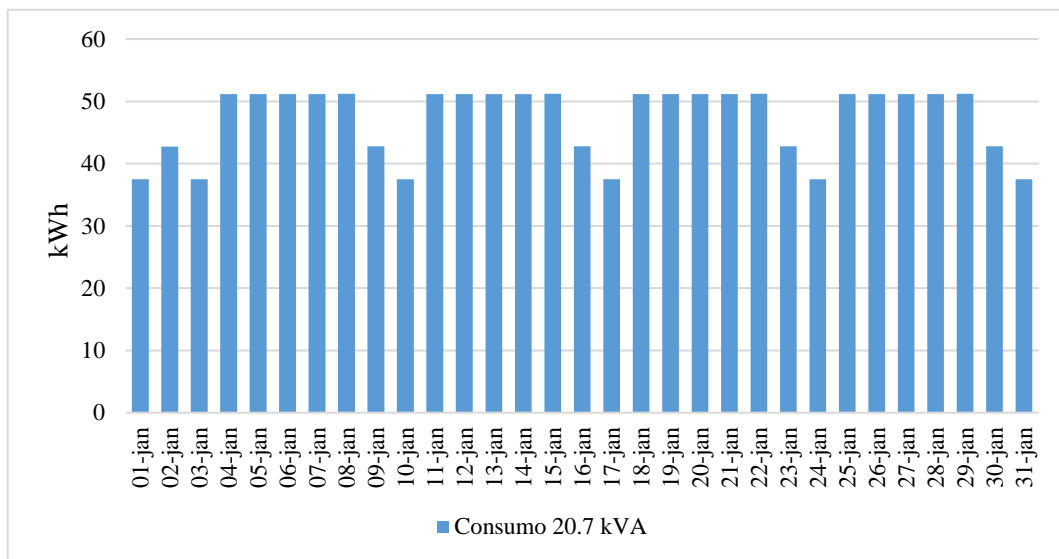


Figura 25 – Consumo mensal do cliente com uma potência contratada de 20,7 kVA, em kWh.

Na Figura 26 é visível a redução significativa do consumo mensal simples (em kWh na coluna esquerda), para o consumo mensal do cliente sistema fotovoltaico, e as baterias em simultâneo (em kWh na coluna direita), sendo que no início e final do ano o consumo do cliente com bateria e PV não se reduz de forma significativa, devido à produção solar nesses meses ser reduzida.

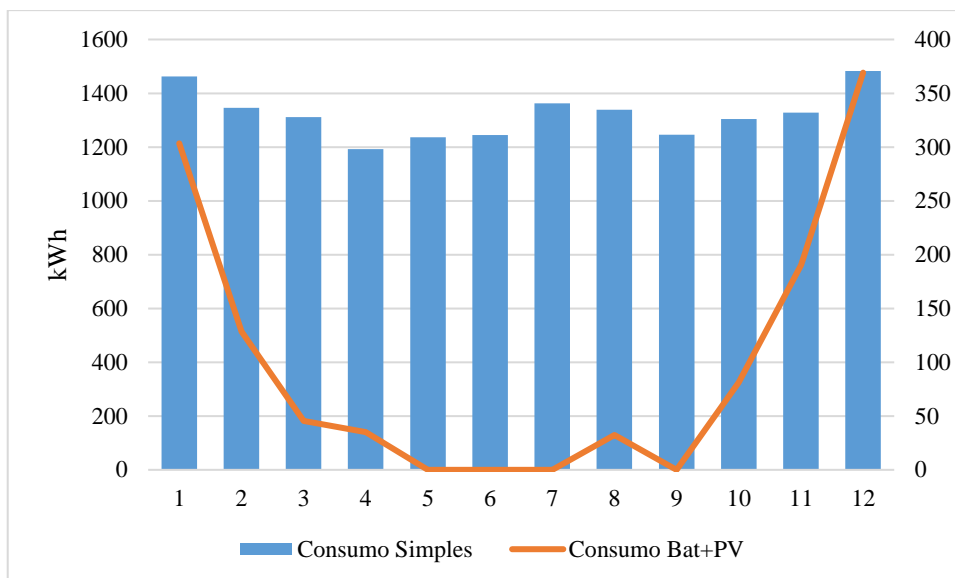


Figura 26 – Consumo mensal simples vs consumo mensal com o sistema fotovoltaico e bateria, por kWh.

Tabela 3 - Redução percentual de custo, para um cliente com bateria e com bateria e PV quando comparado com o custo sem qualquer sistema.

Perspetiva do:	Comercializador		Cliente	
Tipo de Custo	Custo Otimizado Bateria	Custo Otimizado Bateria + PV	Custo Otimizado Bateria	Custo Otimizado Bateria + PV
Redução	33 %	96 %	23 %	96 %

Em termos económicos verifica-se reduções de 33% e de 23%, para o comercializador e para o cliente, respetivamente, sendo que um sistema fotovoltaico em conjunto com baterias apresenta uma redução significativa, em torno dos 96%.

Para além disso, a potência contratada é reduzida de 20,7 kVA para 13,8 kVA, o que implica ainda mais poupança para o comercializador e para o cliente.

5.3 Resumo

Para além dos casos de estudo descritos anteriormente, foram efetuados outros estudos para outras potências, bem como para dois anos diferentes, um seco, e outro húmido, variando assim os preços do OMIE.

É relevante salientar que os preços do OMIE não entram na vertente dos custos para a ótica do cliente, no entanto, quando comparada a ótica do comercializador para os dois tipos de ano constatou-se que no ano húmido é mais vantajoso, pois os preços do OMIE são mais baixos.

Na Tabela 4 e na Tabela 5 estão descritas as reduções dos custos totais anuais para as várias potências para os dois anos, seco e húmido. Estes custos excluem fatores tais como o termo de potência, as taxas, os impostos (DGEG e IEC), e a contribuição audiovisual.

Nos Anexo D e Anexo E constam os custos em euros, sem sistemas instalados, com a bateria isolada, e com a bateria e o sistema fotovoltaico em conjunto, para as várias potências, para os dois anos de referência.

Tabela 4 – Quadro síntese de redução de custos totais anuais, quer na perspetiva do comercializador quer na do cliente, para um ano seco.

Ano Seco (2015)				
Comercializador			Cliente	
Potência	Custo Otimizado Bateria	Custo Otimizado Bateria + PV	Custo Otimizado Bateria	Custo Otimizado Bateria + PV
3,45 kVA	42 %	76 %	35 %	71 %
5,75 kVA	41 %	98 %	34 %	98 %
10,35 kVA	31 %	96 %	26 %	96 %
20,7 kVA	33 %	96 %	23 %	96%

Tabela 5 - Quadro síntese de redução de custos totais anuais, quer na perspetiva do comercializador quer na do cliente, para um ano húmido.

Ano Húmido (2016)				
Comercializador			Cliente	
Potência	Custo Otimizado Bateria	Custo Otimizado Bateria + PV	Custo Otimizado Bateria	Custo Otimizado Bateria + PV
3,45 kVA	41 %	74 %	35 %	70 %
5,75 kVA	40 %	97 %	34 %	98 %
10,35 kVA	30 %	95 %	26 %	96 %
20,7 kVA	32 %	96 %	23 %	95 %

Para além das evidentes reduções da fatura e do aumento da autonomia energética, existe, ainda, uma redução de potência contratada, o que implica uma poupança significativa.

6. Modelo de Negócio

O modelo de negócio assenta num sistema de armazenamento moderno, com ou sem componente fotovoltaica, que irá permitir economizar e reduzir os gastos da fatura energética. Para além das evidentes vantagens deste modelo de negócio para o cliente, este também apresenta a sua quota parte de vantagens para o comercializador, que, por sua vez, pretende obter benefícios com este modelo que passam pela redução dos Acessos à Rede e pelo aumento da Margem Comercial.

Este modelo, quando já integrado numa comunidade e em conjunto com sistema de FER, possibilita a partilha de energia. Para tornar esta partilha possível, é necessário o pagamento de uma mensalidade para a gestão dos recursos energéticos, que é comum aos modelos de negócios a estabelecer.

Entre as principais possibilidades de modelos a implementar, os mais adequados foram os modelos de empréstimo, de compra imediata e de arrendamento (*Lease*) do sistema, que facilitam a sua aquisição.

6.1 Compra imediata

Este modelo é direcionado para clientes que têm uma maior disponibilidade financeira, possuindo, portanto, a capacidade de suportar o custo do investimento inicial, e, ainda, os custos relacionados com a operação e manutenção. A principal vantagem deste modelo é que o cliente começa a poupar desde o primeiro momento, não tendo qualquer tipo de prestação mensal, contrariamente ao posteriormente verificado nos restantes modelos.

O preço de compra é igual ao acréscimo do imposto sobre o valor acrescentado (23%), ao valor da Tabela 1, mais os custos de instalação e dimensionamento da entidade instaladora.

Tabela 6 – Preços para o modelo compra imediata.

Modelo	Potência	Preço
SQ 3	3 kW	8 000,00 €
SQ 3	6 kW	9 500,00 €
TW 5	9 kW	13 000,00 €
TW 5	12 kW	15 000,00 €

6.2 Empréstimo

O cliente que optar por este modelo de negócio não terá de efetuar nenhum pagamento inicial, visto serem oferecidas condições mais facilitadas de aquisição. Em suma, o cliente adquire na mesma o sistema para si, contudo pode dispor de um empréstimo por parte da entidade instaladora, ficando a pagar uma prestação mensal de determinada durabilidade. Esta prestação pode, então, ter uma duração entre 10 a 20 anos.

Por outro lado, nesta modalidade, aos consumos elétricos da RESP são adicionadas a prestação mensal da aquisição do sistema, bem como a margem definida pelo comercializador, que é, neste caso, de 15%.

Tabela 7 - Preços a para a modalidade de empréstimo.

Modelo	Potência	Preço
SQ 3	3 kW	15 anos X 50 €/mês
SQ 3	6 kW	12 anos X 75 €/mês
TW 5	9 kW	12 anos X 105 €/mês
TW 5	12 kW	10 anos X 145 €/mês

6.3 Arrendamento

No modelo de arrendamento (*Lease*) é estabelecido um valor fixo a ser pago por mês pelo uso do equipamento de armazenamento, e a esta prestação não são acrescidos quaisquer valores dos consumos energéticos, sendo que estes já estão incluídos [32].

Este valor mensal terá de ser inferior ao valor pago atualmente na sua fatura de energia elétrica, servindo como pagamento de todo sistema de armazenamento e da energia consumida a partir da rede elétrica [32].

O cliente não pode, em nenhum momento, adquirir o equipamento para si, e este celebra um vínculo contratual que obriga o cliente a manter a bateria durante pelo menos entre 15 a 20 anos.

Tabela 8 - Preços mensais para arrendamento.

Modelo	Potência	Preço
SQ 3	3 kW	55 €/mês
SQ 3	6 kW	80 €/mês
TW 5	9 kW	110 €/mês
TW 5	12 kW	150 €/mês

7. Conclusões e Trabalho Futuro

Neste último capítulo são descritas as principais conclusões relacionadas com a dissertação desenvolvida, tendo em conta os objetivos e contributos alcançados.

Na secção 7.2 são nomeadas algumas das principais perspetivas de desenvolvimento para trabalho futuro nesta área.

7.1 Principais Conclusões e Contribuições

Considerando a evolução dos SEE, que se deve a um aumento significativo da utilização de recursos baseados em fontes de energia renovável, e as incertezas na previsão dos mesmos, a evolução dos preços do OMIE e a mentalidade de não desperdício crescente desencadeou o estudo do tema desta dissertação. Assim sendo, inicialmente, desenvolveu-se uma pesquisa exaustiva que proporcionou o conhecimento da estrutura do sistema elétrico nacional e a evolução dos SEE.

O armazenamento e a *energy sharing* são os temas centrais desta dissertação, cujos objetivos principais envolvem aprender a utilizar estratégias de gestão dos recursos energéticos baseadas em agentes virtuais, e desenvolver um estudo sobre a melhor forma de otimização para um sistema de armazenamento (*Ampere*).

O aumento acentuado de *players* no sector elétrico, e nas instalações com capacidades de produção / consumo muito díspares, impõe a necessidade de novos processos de controlo e planeamento. Tendo por base esta necessidade, a presente dissertação centrou-se, primariamente, no desenvolvimento do conceito de *energy sharing*, ou seja, na aplicação de algoritmos de previsão que permitem ao AV uma visão alargada das necessidades do cliente. O conceito de AV foi escrutinado, estudando-se diversas variantes do mesmo, e aprofundando-se, ainda, o conceito de redes inteligentes cada vez mais utilizado.

Com base nestes conhecimentos adquiridos partiu-se à execução do caso prático do projeto *Netefficity*, que permitiu testar modelos de partilha de energia entre edifícios nos momentos em que estes estão a produzir energia elétrica através de painéis solares. Esta partilha deve-se ao facto destes edifícios referidos terem poucas necessidades energéticas, enquanto que outros edifícios e casas estão a necessitar dessa energia.

Além deste caso, estudos realizados sobre esta temática, bem como a tecnologia *blockchain*, permitiram reiterar a relevante hipótese de negócio e de eliminação de uma grande parte dos desperdícios energéticos em soluções de autoconsumo.

Posteriormente, o foco centrou-se no desenvolvimento do método de carga e descarga mais eficiente do sistema de armazenamento da *Ampere*, pois este possui avanços significativos quando em comparação com as baterias tradicionais, dado que permite o controlo preciso da energia elétrica gerada, bem como do défice da mesma.

Este modelo tem vários tipos de custos associados à comercialização de energia elétrica, nomeadamente custos referentes à aquisição da energia no mercado da mesma, sendo estes custos do gestor do sistema, custos das tarifas de acesso às redes, e custos de perdas que existem no sistema.

Os regimes de produção descentralizada de energia elétrica sofreram grandes alterações, passando a permitir a instalação de sistemas para autoconsumo. Quando a produção fotovoltaica destes sistemas é baixa, um sistema de armazenamento vai calcular se a ligação de rede é necessária, e qual a melhor opção de compra de energia, diminuindo, assim, a exposição à rede elétrica, e poupando de forma significativa.

Assim que a otimização do referido sistema de armazenamento foi alcançada, foram criados 4 casos de estudo para diferentes escalões de potência contratada, desde os 3,45 kVA, passando pelos 5,75 kVA, pelos 10,7 kVA, e, por fim, pelos 20,7 kVA, sendo que apenas dois destes casos são abordados ao longo da tese. Nestes casos de estudo foram comparadas duas perspetivas, a do comercializador e a do cliente, aquando da instalação do sistema de baterias ou do sistema fotovoltaico com baterias.

Estes casos de estudos replicaram-se para duas situações, uma referente a um ano seco, e outra referente a um ano húmido, com o intuito de comprovar que os preços para o comercializador são inferiores quando o ano é húmido. Com estes casos de estudo, foi possível demonstrar-se a aplicabilidade e respetivas vantagens, com recurso a simulações que tem por base formulas de otimização.

Com base nos pressupostos definidos, torna-se necessário criar um modelo de negócio rentável para a vertente do cliente e do comercializador, desenvolvendo, por isso, um estudo para alcançar a solução a instituir.

Assim, através do estudo de diversos modelos de negócios, desenvolveram-se dois novos protótipos, um que permite ao cliente comprar imediatamente o equipamento, e outro de empréstimo, não tendo estes quaisquer custos de investimento ou manutenção, só uma prestação mensal fixa, iniciando-se, deste modo, a poupança. Ainda foi, igualmente, desenvolvido um último modelo de negócio que passa pelo arrendamento, não permitindo ao cliente obter o equipamento. Todavia, este modelo irá ser mais dispendioso que qualquer um dos outros dois. Para os dois últimos modelos de negócio serem viáveis, este modelo exige um vínculo contratual durante um período até 20 anos, o que poderá ser um problema para alguns clientes.

Os modelos de negócio apresentam resultados interessantes no que se refere à sua viabilidade, pois permitem que uma entidade instaladora possa oferecer um novo e atrativo produto/serviço para a aplicação no setor doméstico e ou industrial.

Em suma, a *energy sharing* permite aos consumidores produzir e vender a sua energia a consumidores vizinhos através de contratos bilaterais, gerando uma alternativa aos desperdícios e à dependência da rede.

Além da grande mais-valia da *energy sharing*, outro contributo relevante passa claramente pelo armazenamento energético, e, por sua vez, por uma gestão de consumos eficiente, garantindo, deste modo, a continuidade ininterrupta do fornecimento de energia a um preço reduzido. A compra de energia em períodos horários mais económicos constitui uma valência importante (nomeadamente em casos de falhas na rede elétrica), sobretudo, mas não só, para o setor empresarial, que necessita de energia continuamente.

7.2 Perspetivas para um Trabalho Futuro

Ao longo do desenvolvimento da dissertação algumas áreas não foram abordadas de forma exaustiva (nomeadamente a *energy sharing*), sendo, no entanto, áreas benéficas na constante evolução das temáticas abordadas nesta tese.

Com base no desenvolvimento e nos avanços realizados ao longo da dissertação, sugere-se algumas linhas de desenvolvimento e melhoria, das quais se destacam as seguintes:

- Pesquisar e implementar modelos de negócio que permitam reduzir os custos do sistema de armazenamento;
- Com base no simulador para teste desenvolvido, criar um *software*/aplicação com o propósito de testar de forma mais real e fiável estes conceitos estudados;
- Recolher mais dados e alargar amostra de estudo, com vista a validar com maior precisão este modelo;
- Estar atento a novos conceitos de baterias que possuam uma maior densidade de carga e um tempo de vida superior;
- Adaptação do modelo de negócio aos consumidores domésticos que possuam veículos elétricos e procurar estratégias de carga/descarga que permitam os utilizadores dos mesmos regular a quantidade de energia na bateria necessária em função do preço;
- Implementar programas de DR capazes de reduzir o risco de perturbações de potência, de aumentar a fiabilidade do sistema elétrico e de permitir eficiências económicas para os consumidores e as comercializadoras.

Referências

- [1] Simples, Energia, “Energia Simples – Quem Somos,,” Novembro 2016. [Online]. Available: <http://www.energiasimples.pt/qsomos.php>.
- [2] APEA, “APEA - EConhecimento,,” Dezembro 2016. [Online]. Available: http://www.apoa.pt/xFiles/scContentDeployer_pt/docs/Doc3162.pdf.
- [3] D. G. d. E. e. Geologia, “Renovaveis,,” 2016.
- [4] S. M. C. Conduto, “Rentabilidade e Risco na Comercialização Agregada de Energia Elétrica,,” Lisboa, 2013.
- [5] B. T. S. R. Tomé, “Previsão de Preços de Energia Elétrica em Mercados de Electricidade – Horizonte de 24 Horas,,” Porto, 2009.
- [6] D. M. R. Silva, “Autoconsumo: Um elemento de Eficiência Energética,,” Porto, 2015.
- [7] R. F. R. T. d. Almeida, “Estratégias de Comercialização de Potência como Medida de Eficiência Energética,,” Porto, 2015.
- [8] P. J. M. Gonçalves, “Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no ano de 2011,,” Porto, 2012.
- [9] M. A. R. Silva, “Gestão de Recursos Energéticos para Apoio à Operação dos Virtual Power Players,,” Porto, 2015.
- [10] J. P. S. Paiva, *Redes de Energia Elétrica-uma Análise Sistémica*, IST Press, 2007.
- [11] L. M. A. Costa, “Simulação e Otimização da Gestão de Portfólio de Agentes de Mercado Agregadores,,” Porto, 2012.

- [12] “Virtual Power Plant,” [Online]. Available: https://www.google.pt/search?q=virtual+power+plant&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=0ahUKEwivxPiDyqvUAhUM8RQKHTyhCvYQ_AUICigB&biw=1366&bih=638#imgrc=OVpHJa965vI29M:.
- [13] T. P. H. M. Z. V. I. P. P. Oliveira, “An Electricity Market Simulator providing Coalition Support for Virtual Power Producers”.
- [14] H. G. V. Morais, “Gestão de Recursos Energéticos nas SmartGrids,” Porto, 2010.
- [15] “Smart Grid,” [Online]. Available: https://www.google.pt/search?q=Estrutura+geral+de+uma+rede+inteligente&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=0ahUKEwjgz7Td0avUAhWI6xQKHQwLC_AQ_AUICigB&biw=1366&bih=638#imgdii=euGT3FiiWzTrqM:&imgrc=gPobEkJW_uQmWM:.
- [16] European technology platform for the electricity, [Online]. Available: <http://www.smartgrids.eu/ETPSmartGrids>.
- [17] J. F. G. Ribeiro, “Combate à fraude como incentivo ao investimento,” Porto, 2015.
- [18] EDP, “Redes Inteligentes,” [Online]. Available: <https://www.edpdistribuicao.pt/pt/rede/InovGrid/Pages/RedesInteligentes.aspx>.
- [19] “Energy Sharing,” [Online]. Available: <http://www.energysharing.info/>.
- [20] “Alfândega da Fé,” [Online]. Available: http://cm-alfandegadafe.pt/uploads/writer_file/document/1425/flyer_informativo.pdf.
- [21] “Penela,” [Online]. Available: <http://campeaoprovincias.pt/noticia/penela-edificios-publicos-vao-produzir-energia>.
- [22] “blockchain,” 27 Março 2017. [Online]. Available: <https://hbr.org/2017/03/how-utilities-are-using-blockchain-to-modernize-the-grid>.

- [23] “Australia,” 18 Agosto 2016. [Online]. Available: <https://www.newscientist.com/article/2101667-blockchain-grid-to-let-neighbours-trade-solar-power-in-australia/>.
- [24] Ampere, [Online]. Available: <http://www.ampere-energy.es/ampere/>.
- [25] A. E. Dossier, *Ampere Energy*.
- [26] S. D. M. Costa, ““Simulação de modelos de remuneração e estudo de mercado para sistemas fotovoltaicos de autoconsumo”,” Porto, 2014.
- [27] SEIA – Solar Energy Industries Association, ““Solar Power Purchase Agreements (PPAs)”,” 20 Dezembro 2012. [Online]. Available: <http://www.seia.org/research-resources/solar-power-purchase-agreement>.
- [28] Ikaros-Hemera, ““Quais as 7 vantagens”,” Junho 2016. [Online]. Available: <http://www.auto-consumo.com.pt/vantagens/>.
- [29] OMIE, [Online]. Available: <http://www.omie.es/pt/inicio>.
- [30] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, ““Perfis de perdas, perfis de consumo e de autoconsumo, e perfis de produção”,” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/acessoasredesaasinterligacoes/Paginas/PerfishorariosdeperdasedeconsumoemBTEBTNeIP.aspx?master=ErsePrint.master>.
- [31] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, ““Tarifas de Acesso às Redes”,” Ddezembro 2017. [Online]. Available: http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2017/Documents/TAcesso/PrecosAcesso_2017.pdf.
- [32] “Leasing,” [Online]. Available: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Leasing>.
- [33] EDP, “Opção Horária - Bi-Horária,” [Online]. Available: <https://energia.edp.pt/particulares/apoio-cliente/opcao-horaria/>.

- [34] Siemens, “Smart Grid Press Conference,” 4 Setembro 2009. [Online]. Available: https://www.siemens.com/press/pool/de/events/corporate/2009-08-pk/presentation_dehen_e.pdf.
- [35] “Universidade partilha,” 8 Junho 2017. [Online]. Available: <https://eandt.theiet.org/content/articles/2017/06/solar-panel-owners-could-share-excess-electricity-with-neighbours/>.
- [36] S. G. História. [Online]. Available: https://www.gta.ufrj.br/grad/13_1/smartgrid/historia.html.

ANEXOS

Anexo A

A Tabela A1 mostra as tarifas de acesso às redes em BTN (menor ou igual que 20,7 kVA), que estão em vigor entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2016.

Anexo A - Tarifas de acesso às redes, em BTN [31].

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,51	0,0496
	2,3	3,02	0,0993
	3,45	4,53	0,1489
	4,6	6,04	0,1986
	5,75	7,55	0,2482
	6,9	9,06	0,2979
	10,35	13,59	0,4468
	13,8	18,12	0,5957
	17,25	22,65	0,7446
20,7	27,18	0,8936	
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0999	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1386	
	Horas de vazio	0,0409	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2627	
	Hora cheia	0,1029	
	Hora vazio	0,0409	

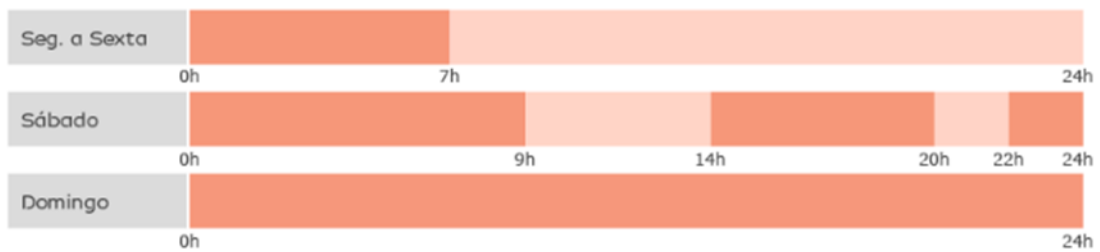
Anexo B

Anexo B - Opções de ciclo horário, para uma tarifa bi-horária [33].

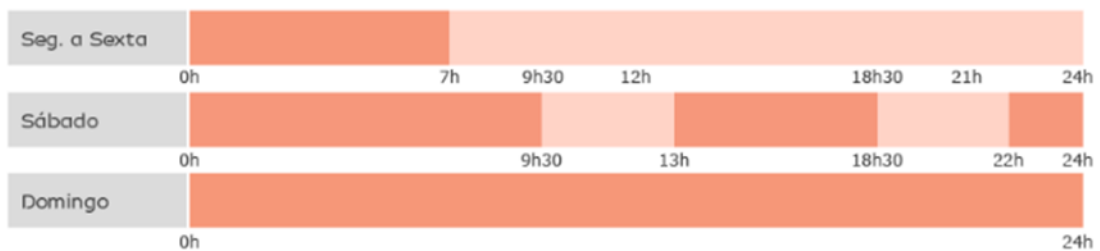
Bi-Horária

Fora de vazio Vazio

Opção de ciclo semanal - Hora legal de Verão



Opção de ciclo semanal - Hora legal de Inverno



Opção de ciclo diário - Hora legal de Verão e Inverno



Anexo C

Anexo C – Especificações técnicas das baterias Ampere para diferentes modelos [25].

Especificaciones generales	SPHERE 3	SQUARE 3	SQUARE 6	TOWER 9	TOWER 12
Clase de protección	IP 22				
Temperatura de trabajo, rango admitido	Entre 0 y + 40 °C				
Humedad relativa (sin condensación)	10 - 90 % (sin condensación)				
Tamaño (mm.)	Diámetro 670 *	1050 X 1050 X 180 *		1700 X 700 X 300 *	
Peso (kg.)	85 *	65*	100*	145*	185
Puertos de comunicación	Wifi / Ethernet / USB				
Modo de operación en la gestión de energía	AMPI. Sistema inteligente de gestión de energía.				
Dispositivo de control de cargas	Smart Socket				
Contador de energía	Energy Meter (Contador bidireccional de alta resolución)				
Módulo de batería					
Capacidad nominal de almacenamiento	3 kWh	3 kWh	6 kWh	9 kWh	12 kWh
Max. profundidad de descarga (DoD)	95%				
Tipo de batería	Li-Ion				
Voltaje nominal de la batería	51,8 V				
Voltaje de operación	43 - 58,8 V				
Número de ciclos (95 % DoD, 25 °C, / 77° F)	> 6.000				
Vida estimada (95 % DoD, 25 °C, / 77° F)	> 15 years				
Electrónica de potencia (AC input / Output)					
Potencia nominal	3 kW				
Potencia (25 °C) 30 min, 2 min	3.500 / 3.900 W				
Voltaje nominal	230 V				
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz				
Corriente nominal	13 A				
Entrada Fotovoltaica (DC) Solo productos con PV.					
Potencia máxima del campo fotovoltaico	6,5 kWp				
Rango de tensión MPP	330 - 450 V				
Rango de tensión	300 - 550 V				
Corriente Máxima	20 A				
Valores de entrada	2				
MPPT	1				
Conformidad					
Normativa. Células de batería	IEC 62133				
Normativa. Módulos de batería	CE / IEC 62619				

Anexo D

Anexo D - Quadro síntese de custos totais anuais, quer na perspetiva do comercializador quer na do cliente, para um ano seco.

Ano Seco (2015)						
Comercializador				Cliente		
Potência	Custo Normal	Custo Otimizado Bateria	Custo Otimizado Bateria + PV	Custo Normal	Custo Otimizado Bateria	Custo Otimizado Bateria + PV
3,45 kVA	21,25 €	12,22 €	0,66 €	288,26 €	186,03 €	9,85 €
5,75 kVA	42,07 €	24,81 €	0,85 €	402,44 €	265,37 €	9,06 €
10,35 kVA	401,05 €	276,63 €	12,55 €	1.205,39 €	896,99 €	36,10 €
20,7 kVA	2.299,46 €	1.547,65 €	82,05 €	2.658,48 €	2.041,67 €	119,61 €

Anexo E

Anexo E - Quadro síntese de custos totais anuais, quer na perspetiva do comercializador quer na do cliente, para um ano húmido.

Potência	Ano Húmido (2016)					
	Comercializador			Cliente		
	Custo Normal	Custo Otimizado Bateria	Custo Otimizado Bateria + PV	Custo Normal	Custo Otimizado Bateria	Custo Otimizado Bateria + PV
3,45 kVA	17,07 €	10,07 €	0,71 €	288,26 €	186,03 €	11,05 €
5,75 kVA	33,81 €	20,43 €	0,85 €	402,44 €	265,37 €	9,52 €
10,35 kVA	321,05 €	224,67 €	12,09 €	1.205,39 €	896,99 €	38,39 €
20,7 kVA	1.852,49 €	1.257,00 €	83,93 €	2.658,48 €	2.041,67 €	128,31 €

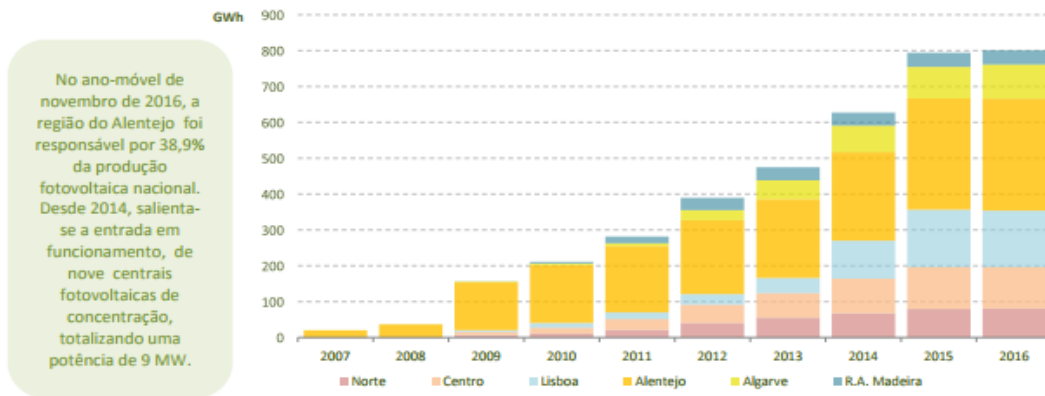
Anexo F

Anexo F – Dados segundo a DGEG, sobre a energia fotovoltaica.

Renováveis	Energia elétrica	Fotovoltaica
------------	------------------	--------------

	Produção por Região (GWh)									
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 nov ¹
Portugal	24	41	160	215	282	393	479	627	796	803
Continente	20	36	156	207	262	355	439	591	755	761
Norte	0	0	6	11	21	40	55	67	79	81
Centro	0	0	9	16	30	51	68	97	117	116
Lisboa	0	0	5	14	19	29	43	106	161	158
Alentejo	20	36	133	162	185	206	219	247	310	312
Algarve	0	0	2	4	7	29	53	73	88	95
R.A. Açores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R.A. Madeira	0	0	0	4	19	34	37	37	40	40
Não especificado	4	4	4	4	1	3	3	0	2	1

¹ Ano-móvel: dezembro de 2015 a novembro de 2016.



	Potência Instalada por Região (MW)									
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 nov
Portugal	15	62	110	134	175	244	299	419	451	464
Continente	11	59	107	121	151	218	273	385	409	419
Norte	0	1	4	9	19	30	42	47	48	48
Centro	0	1	5	12	23	36	49	65	65	66
Lisboa	0	0	8	11	16	22	44	88	90	91
Alentejo	11	57	88	86	87	103	109	140	157	162
Algarve	0	0	2	3	5	27	29	45	49	52
R.A. Açores	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
R.A. Madeira	0	0	1	10	21	23	24	24	24	24
Não especificado	3	3	2	3	3	3	1	9	17	20



² Média dos últimos três anos.

	Horas Equivalentes de Produção				
	2011	2012	2013	2014	2015
Norte	1 498	1 641	1 529	1 515	1 672
Centro	1 683	1 716	1 596	1 687	1 796
Lisboa	1 439	1 569	1 308	1 617	1 804
Alentejo	2 141	2 172	2 076	1 985	2 087
Algarve	1 652	1 755	1 874	1 981	1 869
R.A. Madeira	1 232	1 535	1 549	1 517	1 652