

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Smart Grids - Agregator

Diogo João Martins Mota

VERSÃO PROVISÓRIA

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof.^a Teresa Ponce de Leão

Setembro de 2014

© Diogo Mota, 2014

Resumo

As cidades em 2050 vão acolher 80% da população mundial. Para atingirmos as metas estipuladas por Kyoto a Eficiência Energética tem um contributo incontornável. A integração da produção local com os padrões de consumo será um dos pontos cruciais a contabilizar para uma sociedade mais verde.

O desenho e conceção de mecanismos de resposta à procura mais eficientes, para o setor residencial, implica alguns desafios, devido ao grande número de utilizadores domésticos e ao impacto insignificante de cada um deles no mercado. O agregador procura minimizar o custo operacional da rede e oferece compensações aos consumidores de modo a alcançar esse objetivo. Os agregadores pretendem maximizar o seu lucro e para isso competem para vender serviços ao operador da rede e proporcionar uma compensação para os consumidores finais, com o intuito de modificar o padrão de consumo destes. Por fim os consumidores procuram otimizar o equilíbrio entre os benefícios nos preços de comprar com o facto de terem de adaptar os seus padrões de consumo.

Neste trabalho pretende-se encontrar ferramentas capazes de otimizar a procura tendo em conta os custos de produção e a oferta local. Simultaneamente pretende-se encontrar as características necessárias para uma ferramenta que consiga agregar de forma ótima as necessidades da procura e da oferta.

Com base nas questões mencionadas anteriormente, e usando valores de procura reais, foi desenvolvida uma ferramenta para maximizar o lucro do agregador e, ao mesmo tempo, oferecer uma compensação para os consumidores finais em termos de preços de compra de energia.

Abstract

By the year 2050, 80% of the world population will live in the cities. To accomplish the goals set by Kyoto, the Energy Efficiency plays a major role. The integration of local production with the consumption statistics will be one of the crucial points to a greener society.

The design of efficient Demand Response mechanisms for the residential sector entails significant challenges, due to the large number of home users and the negligible impact of each of them on the market. The Aggregator seeks to minimize the smart grid operational cost and offers rewards to consumers toward this goal. Profit-maximizing aggregators compete to sell services to the operator and provide compensation to end users in order to modify their preferable consumption pattern.

Finally, end-users seek to optimize the tradeoff between earnings received from the aggregator and discomfort from having to modify their pattern.

With this research it's desired to find tools capable of optimize the demand, taking into account the production costs and the local supply. It's desired as well, to find the first ideas for a tool that could aggregate in an efficient way the demand and supply needs. Based on the above mentioned issues, using realistic demand values, it was developed a tool to maximize the Aggregator profit, and at the same time, to give compensation to end users in terms of energy buying prices.

Agradecimentos

Com os melhores agradecimentos à Prof^a. Teresa Ponce de Leão, que me apoiou durante a realização desta dissertação.

A todos os meus colegas e amigos, que me ajudaram durante esta jornada.

Aos meus pais por todos os esforços que fizeram para me permitir chegar até aqui.

Índice

Resumo	III
Abstract	V
Agradecimentos	VII
Índice	VIII
Lista de figuras	X
Lista de tabelas	XIV
Abreviaturas e Símbolos	XVI
Capítulo 1 Introdução	1
1.1 Contexto	1
1.2 Motivação.....	1
1.3 Objetivos	9
1.4 Estrutura.....	10
Capítulo 2 Estado da Arte	11
2.1 Contextualização histórica.....	11
2.2 <i>As Smart Grids</i>	12
2.3 A atualidade e principais projetos em execução	14
2.4 Expectativas para o futuro.....	20
Capítulo 3 O Agregador.....	23
3.1 Políticas e metas da EU e a investigação de <i>Smart Grids</i>	23
3.2 Arquitetura do projeto	24
3.3 <i>Active Demand</i> e operação da rede de distribuição	26
3.4 O Agregador e a sua interação com o consumidor	28
3.5 Requisitos de comunicação para a <i>Active Demand</i>	30
3.6 Expectativas e experiências dos <i>Stakeholders</i>	31
3.6.1 Consumidores.....	31
3.6.2 Agregador – algumas experiências pelo mundo	32
• Limitação de Carga distribuída	33
• Ecowatt.....	33
3.7 Conclusões.....	34
Capítulo 4 Metodologia para a simulação da função agregação	35
4.1 Introdução	35
4.2 Descrição da metodologia	35

4.3	Explicação do Programa	37
4.4	Ilustração da Metodologia adotada	39
Capítulo 5	Casos de Estudo	43
5.1	Introdução.....	43
5.2	Resultados finais.....	44
5.2.1	Cenário 1/Cenário BAU	44
5.2.2	Cenário 2	46
5.2.3	Cenário 3	49
5.2.3.1	Caso A) 20%	49
5.2.3.2	Caso B) 35%.....	51
5.2.3.3	Caso C) 50%.....	54
5.2.3.4	Caso D) 100%	56
5.3	Discussão dos resultados.....	57
Capítulo 6	Conclusão.....	63
6.1	Contribuições desta dissertação	63
6.2	Sugestões para trabalhos futuros	63
	Referências.....	65
	Anexo A – Capítulo 5.....	69

Lista de figuras

Figura 1.1 - Energia primária fornecida e emissões de CO ₂ , dados de 1971 a 2009. Desde 2003 que a necessidade de energia estabilizou nas regiões da OCDE, mas nos países não pertencentes aumentou rapidamente. Se esta tendência se mantiver, as emissões de CO ₂ serão o dobro em 2050, resultando num aumento da temperatura média mundial de 6°C.	2
Figura 1.2 – Em 2009, o setor energético foi responsável por 68% das emissões de GEE, nos países do Anexo I as emissões foram de 83%. Países do Anexo I definidos pela <i>United Nations Framework Convention on Climate Changes</i> (UNFCC).....	2
Figura 1.3 - Comparação dos 3 cenários possíveis. Em 2050 as emissões de CO ₂ relacionadas com energia têm que ser metade dos níveis atuais para impedir que a temperatura mundial suba 2°C. .	5
Figura 2.1 - Número de projetos organizados por fase de execução e por país; R&D – fase de pesquisa/desenvolvimento; Demonstration and Development – fase de demonstração/implementação.	16
Figura 3.1 - Arquitetura do projeto ADDRESS simplificada, com os principais atores e as relações e ligações entre eles.	25
Figura 3.2 - Controlo de nível central da arquitetura funcional do DSO.	27
Figura 4.1 - Fluxograma relativo ao programa desenvolvido em Matlab que simula a operação do agregador de ajustar os consumos dos consumidores do seu portfólio a partir de dados reais.	36
Figura 4.2 – Gráfico de apoio à expressão 5.1 apresentada abaixo. Serve para compreender os intervalos utilizados no cálculo do Custo total. Nota: EEs cheio e EEs vazio não se apresentam mas somados resultam no EEs e podem ser facilmente entendidos pelos separados de horas de cheio e vazio .	40
Figura 5.1 – Valores da Procura total e valores da produção do parque solar e da central (kW).	45
Figura 5.2 – Energia solar excedente em comparação com o consumo total (kW).	45
Figura 5.3 – Comparação do Consumo Total do Cenário 2 com o Cenário BAU (kW).	47
Figura 5.4 – Comparação da produção da Central antes e depois do ajuste do consumo (kW).	47
Figura 5.5 - Comparação da produção do parque fotovoltaico antes e depois do ajuste do consumo (kW).	48
Figura 5.6 – Comparação do Consumo Total do Cenário BAU com o caso do Cenário 3.a)	49
Figura 5.7 - Comparação do Consumo de Energia proveniente da Central do Cenário BAU com o caso do Cenário 3 a).....	50
Figura 5.8 - Comparação do Consumo de Energia Solar do Cenário BAU com o caso do Cenário 3 a).....	50
Figura 5.9 - Comparação do Consumo Total do Cenário BAU com o caso do Cenário 3 b).....	52
Figura 5.10 - Comparação do Consumo de Energia proveniente da Central do Cenário BAU com o caso do Cenário 3 b).....	52
Figura 5.11 - Comparação do Consumo de Energia Solar do Cenário BAU com o caso do Cenário 3 b)...	53
Figura 5.12 - Comparação do Consumo Total do Cenário BAU com o caso do Cenário 3 c).	54

Figura 5.13 - Comparação do Consumo de Energia proveniente da Central do Cenário BAU com o caso do Cenário 3 b).....	55
Figura 5.14 - Comparação do Consumo de Energia Solar do Cenário BAU com o caso do Cenário 3 b) ...	55
Figura 5.15 – Comparação da curva de consumo total dos cenários simulados. Nota: Cenário 2 tem os mesmos valores do Cenário 3 D).	58
Figura 5.16 – Comparação do consumo total de Energia Solar nos diferentes cenários considerados. ...	59
Figura 5.17 - Comparação do consumo total de Energia comprada à Rede de Distribuição nos diferentes cenários considerados.	59
Figura A.1 - Perfil de consumo do consumidor Armazém ao longo de 24h.	69
Figura A.2 - Perfil de consumo do consumidor Armazém ao longo de 24h.	69
Figura A.3 - Perfil de consumo do consumidor Comércio ao longo de 24h.	70
Figura A.4 - Perfil de consumo do consumidor Doméstico 1 ao longo de 24h.	70
Figura A.5 - Perfil de consumo do consumidor Doméstico 2 ao longo de 24h.	70
Figura A.6 - Perfil de consumo do consumidor Indústria ao longo de 24h.	70
Figura A.7 - Curva de produção do parque solar genérico ao longo de 24h.	70
Figura A.8 – Somatório dos Perfis de consumo de todos os consumidores, ao longo de 24h.	70
Figura A.9 - Valores da Procura total e valores da produção do parque solar e da central do Cenário BAU.	70
Figura A.10 - Valores da Procura total e valores da produção do parque solar e da central do Cenário BAU.....	70
Figura A.11 - Valores da Procura total e valores da produção do parque solar e da central do Cenário BAU.....	70
Figura A.12 - Valores da Procura total e valores da produção do parque solar e da central do Cenário BAU.....	70
Figura A.13 - Valores do Consumo total e valores da produção do parque solar e da central do Cenário BAU.....	70
Figura A.14 - Valores da Procura total e valores da produção do parque solar e da central do Cenário BAU.....	70
Figura A.15 - - Valores do Consumo Total nos cenários 1 e 2.....	70
Figura A.16 Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 2.....	70
Figura A.17 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 2.	70
Figura A.18 - Valores do Consumo Total nos cenários 1 e 2	70
Figura A.19 - Valores do Consumo de Energia Solarl nos cenários 1 e 2.....	70
Figura A.20 - Valores do Consumo de Energia da CEntral nos cenários 1 e 2.	70
Figura A.21 - Valores do Consumo Total nos cenários 1 e 2.....	70
Figura A.22 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 2.....	70
Figura A.23 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 2.	70
Figura A.24 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 2.	70

Figura A.25 - Valores do Consumo de Energia da Solar nos cenários 1 e 2.....	70
Figura A.26 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 2.	70
Figura A.27 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 2.	70
Figura A.28 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 2.	70
Figura A.29 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 2.	70
Figura A.30 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 2.	70
Figura A.31 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 2.	70
Figura A.32 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 2.	70
Figura A.33 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 3 ^a).	70
Figura A.34 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 3 a).	70
Figura A.35 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 3 a).	70
Figura A.36 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 3 a).	70
Figura A.37 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 3 ^a).	70
Figura A.38 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 3 a).	70
Figura A.39 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 3 a).	70
Figura A.40 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 3a).	70
Figura A.41 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 3 a).	70
Figura A.42 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 3b).....	70
Figura A.43 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 3 b).	70
Figura A.44 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 3 b).	70
Figura A.45 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 3 b).	70
Figura A.46 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 3b).....	70
Figura A.47 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 3 b).	70
Figura A.48 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 3b).....	70
Figura A.49 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 3 b).	70
Figura A.50 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 3 b).	70
Figura A.51 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 3 c).....	70
Figura A.52 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 3c).	70
Figura A.53 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 3 c).....	70
Figura A.54 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 3c).	70
Figura A.55 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 3 c).....	70
Figura A.56 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 3 c).....	70
Figura A.57 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 3c).	70
Figura A.58 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 3 c).....	70
Figura A.59 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 3 c).....	70

Lista de tabelas

Tabela 5.1 – Casos referentes ao cenário nº3 de simulação da ferramenta computacional implementada.	44
Tabela 5.2 – Cálculo do Lucro Total da Energia.	46
Tabela 5.3 - Custo Total de compra de energia no Cenário 2	48
Tabela 5.4 – Desconto obtido pelos consumidores na compra de Energia no Caso a).....	51
Tabela 5.5 - Cálculo do Custo Total da compra de Energia no Caso a).....	51
Tabela 5.6 - Desconto obtido pelos consumidores na compra de Energia no Caso b)	53
Tabela 5.7 - Cálculo do Custo Total da compra de Energia no Caso b).	54
Tabela 5.8 - Desconto obtido pelos consumidores na compra de Energia no Caso c).....	56
Tabela 5.9 - Cálculo do Custo Total da compra de Energia no Caso c).....	56
Tabela 5.10 - Desconto obtido pelos consumidores na compra de Energia no Caso c).....	57
Tabela 5.11 - Cálculo do Custo Total da compra de Energia no Caso c).....	57
Tabela 5.12 – Comparação dos preços das tarifas utilizadas nos diferentes casos de estudo.	58
Tabela 5.13 – Comparação dos valores de consumo alterado para os diferentes casos de estudo.	60
Tabela 5.14 – Comparação do Lucro total obtido pelo Agregador por Cliente, nos diferentes casos de estudo.	61

Abreviaturas e Símbolos

Lista de Abreviaturas

AC	Corrente Alternada
AD	<i>Active Demand</i>
ADMS	<i>Active Demand Management System</i>
AIE	Agência Internacional de Energia
ARE	Agente responsável pelo equilíbrio
CRP	<i>Conditional re-profiling</i>
CRP	<i>Bi-directional Conditioning re-profiling</i>
DC	Corrente contínua
EB	<i>Energy Box</i>
EEPR	<i>European Energy Programme for Recovery</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GEE	Gases com efeito de estufa
kWh	kilowatt-hora
LA	<i>Load Area</i>
NIS	<i>Network Interface System</i>
OS	Operador do Sistema
SRP	<i>Scheduled re-profiling</i>
RCLE-EU	Regime de Comércio de Licenças de Emissão da União Europeia
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Changes</i>
UE	União Europeia

Lista de símbolos

Ω	Frequência angular
CO_2	Dióxido de Carbono

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contexto

A indústria elétrica tem vindo a ser preparada para fazer a mudança do modelo centralizado para um modelo menos centralizado e mais interativo para o consumidor. As principais forças de mudança derivam da necessidade de reduzir as emissões com vista a atingir o cenário 2DS em 2050, da necessidade de aumentar a competitividade e ainda da importância de garantia de segurança de abastecimento reforçada pelos recentes acontecimentos geopolíticos.

Assim apareceu o conceito de *Smart Grids* que tem por base uma rede elétrica que, de forma inteligente, consegue integrar as ações de todos os utilizadores ligados a si (produtores e consumidores), de maneira a satisfazer as suas necessidades energéticas, e manter os critérios de qualidade e segurança, de forma eficiente [1].

1.2 Motivação

Atualmente o maior desafio que a União Europeia (EU) e o mundo têm pela frente é o problema da Energia e da Eficiência Energética. Com o aumento da procura, da parte do consumidor, por mais bens e serviços, a exigência de energia também aumenta. Continuar a fornecer energia pelos métodos atuais será insustentável num futuro próximo. Esta crescente procura irá se transformar num aumento dos preços de energia, num agravamento no que à segurança compete e, segundo especialistas, num aumento de cerca de 6°C da temperatura média do planeta, devido às emissões de gases com efeito de estufa (GEE), a longo prazo.

As alterações climáticas são vistas, cada vez mais, como um dos maiores desafios da humanidade. Este é um problema global, que necessita uma resposta também global, de acordo com as necessidades e interesses de cada país. As necessidades energéticas quase duplicaram desde 1980 (figura 1.1), se esta tendência continuar, estas necessidades aumentaram mais 85%

em 2050. Enquanto as medidas de eficiência energética já tomadas conseguiram alguma redução na energia global, a taxa de melhorias têm vindo a abrandar nos últimos anos.

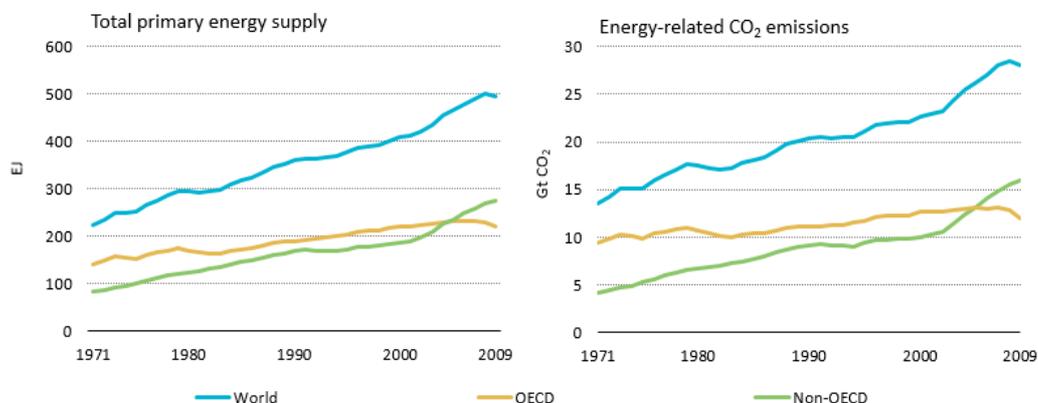


Figura 1.1 - Energia primária fornecida e emissões de CO₂, dados de 1971 a 2009. Desde 2003 que a necessidade de energia estabilizou nas regiões da OCDE, mas nos países não pertencentes aumentou rapidamente. Se esta tendência se mantiver, as emissões de CO₂ serão o dobro em 2050, resultando num aumento da temperatura média mundial de 6°C.

A tendência para o aumento da necessidade energética nos últimos 30 anos, aumentou as emissões de CO₂ (figura 1.1) relacionadas com fatores energéticos. Como estas emissões representam dois terços das emissões globais de GEE (figura 1.2), é de extrema importância reverter esta tendência de maneira a combater as alterações climáticas e melhorar a segurança energética.

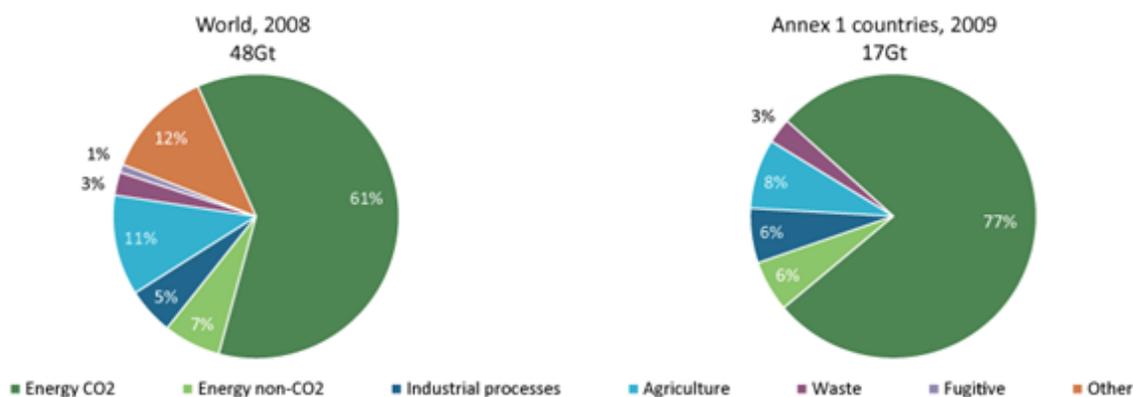


Figura 1.2 - Em 2009, o setor energético foi responsável por 68% das emissões de GEE, nos países do Anexo I as emissões foram de 83%. Países do Anexo I definidos pela *United Nations Framework Convention on Climate Changes* (UNFCC)

O contínuo aumento das necessidades energéticas também resultou num aumento dos preços da energia e dos combustíveis. O aumento para o dobro do preço do petróleo em menos de uma década é um bom exemplo da atual situação. Isto aliado às preocupações sobre a

extinção das reservas mundiais a curto/médio prazo e decrescentes taxas de deteção de novos poços, irá certamente no futuro aumentar ainda mais os preços do petróleo. Em relação ao gás natural, os avanços tecnológicos registados nos últimos anos, que facilitam a extração a partir de fontes não convencionais, permitiram estabilização e em algumas regiões a diminuição, dos preços para o consumidor.

No futuro, a melhoria dos processos, e os avanços tecnológicos, serão poucos para compensar a crescente exigência de energia, resultando num aumento dos preços dos combustíveis fósseis [2].

Em 1992, alguns países formaram a *United Nations Framework Convention on Climate Changes* (UNFCC). O principal objetivo foi, a discussão das medidas que poderiam tomar, para controlar o aumento da temperatura média global, e as resultantes alterações climáticas. O protocolo de Quioto, que entrou em vigor em 2005, trouxe as primeiras medidas tomadas em relação às alterações climáticas.

Este protocolo foi aprovado na convenção realizada em Quioto, no Japão, em Dezembro de 1997, e entrou em vigor a 16 de Fevereiro de 2005. O principal objetivo assenta em estabilizar a concentração de GEE na atmosfera, de modo a prevenir grandes alterações climáticas no futuro. O protocolo estabelece metas obrigatórias para os países desenvolvidos, conhecidos neste protocolo como Países do Anexo I, e veio estabelecer mecanismos inovadores para ajudar estes países a alcançar as metes estabelecidas. Esta convenção e o seu protocolo criaram um enquadramento para a implementação de um conjunto de políticas climáticas, e estimulou a criação do mercado de carbono e novos mecanismos institucionais que poderão ser a base para futuros esforços de mitigação.

Cada país do Anexo I tem um compromisso vinculativo para limitar ou reduzir as emissões de GEE, e para isso foram estabelecidas mecanismos inovadores de modo a facilitar o cumprimento deste compromisso. Outros compromissos incluem:

- Cada país do anexo I deve realizar políticas e tomar medidas para reduzir as emissões de GEE e aumentar as remoções por sumidouros;
- Na execução destas políticas e medidas, cada país do anexo I deve-se esforçar para minimizar qualquer impacto negativo destas políticas e medidas em outras Partes, particularmente países Partes em desenvolvimento;
- Os países do anexo I devem fornecer recursos financeiros adicionais para fazer avançar a implementação dos compromissos por parte dos países em desenvolvimento;

- OS países do Anexo I devem fornecer recursos financeiros adicionais para fazer avançar a implementação dos compromissos por parte dos países em desenvolvimento;
- Ambos os países do anexo I e países não pertencentes ao anexo I, devem cooperar nas seguintes áreas:
 - (a) Desenvolvimento, aplicação e difusão das tecnologias amigas do ambiente;
 - (b) Pesquisa e observação sistemática do clima sistema;
 - (c) Educação, formação e sensibilização do público para as alterações climáticas;
 - (d) A melhoria das metodologias e dados para inventários de GEE.

O Protocolo de Quioto estabeleceu um período de tempo específico - conhecido como o primeiro período de compromisso - para países do Anexo I para atingir a sua redução de emissões e limitação, começando em 2008 e terminando em 2012. O compromisso central do Protocolo de *Kyoto*, previsto no artigo 3º, parágrafo nº 1, exige que cada país do Anexo I garanta que suas emissões totais de gases de efeito estufa, a partir de fontes listados no Anexo A do Protocolo de *Kyoto*, durante o período de compromisso, não excedam o nível permitido.

O Protocolo criou um sistema de contabilidade e de conformidade para este período com um conjunto de regras e regulamentos. Em particular, o Protocolo estabelece regras específicas sobre a prestação de informação por países do Anexo I que têm de demonstrar que estão a cumprir com os seus compromissos, bem como à análise dessas informações. [3]

Em Dezembro de 2009, na 15ª sessão da conferência dos países para a UNFCCC, conhecida como Cimeira de Copenhaga, foi redigido o Acordo de Copenhaga. Esta cimeira, organizada pelas Nações Unidas, reuniu os líderes mundiais para discutir como reagir às mudanças climáticas atuais. O acordo, elaborado, de um lado, pelos Estados Unidos e, de outro, por grupo de países denominado como os países do BASIC (China, Índia, África do Sul e Brasil), não é juridicamente vinculativo e não compromete os países a concordar com um sucessor do Protocolo de *Kyoto*, que terminou em 2012.

Esta cimeira foi considerada pela imprensa mundial como uma conferência polémica e que não atingiu os planos de discussão almejados. Algumas preocupações sobre o acordo foram levantadas, tais como:

- O acordo em si não é juridicamente vinculativo;

- Nenhuma decisão foi tomada sobre a possibilidade de chegar a um sucessor juridicamente vinculativo ou complementar ao Protocolo de Quioto;
- O acordo não estabelece metas reais de alcançar em reduções de emissões;
- O acordo foi elaborado por apenas cinco países;
- O prazo para a avaliação do acordo foi de seis anos, até 2015;
- A mobilização de 100 mil milhões de dólares por ano para os países em desenvolvimento não estará em totalmente em vigor antes de 2020;
- Não há nenhuma garantia ou informações sobre de onde os fundos climáticos virão;
- Não há consenso sobre o quanto cada país contribuiria ou beneficiaria dos fundos;
- Os delegados da sessão apenas “tomaram nota” do acordo, em vez de o adotar;
- O líder do G77 disse que o acordo apenas garantia segurança económica para alguns países;
- Não prevê mitigações sectoriais fundamentais, como no transporte [4].

Em 2012, a Agência Internacional de Energia (AIE) apresenta três futuros energéticos possíveis, em que os limites são definidos pelo total de emissões de CO₂. A mensagem é clara, diferentes sistemas de energia resultam em diferentes futuros, e é necessário que os governos escolham qual dos futuros pretendem seguir, e começar a implementá-lo para que os objetivos dos cenários sejam realizados.

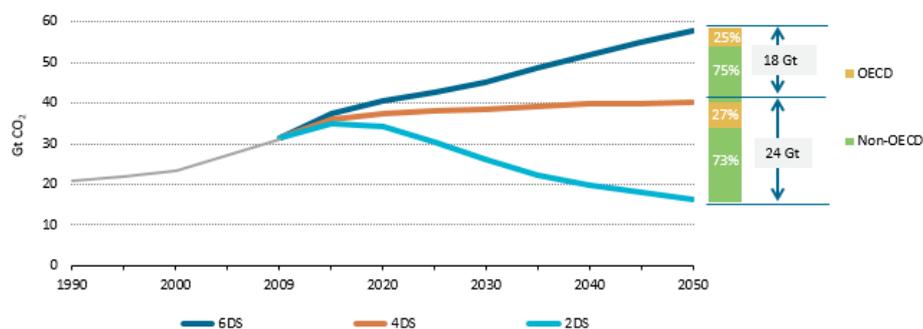


Figura 1.3 - Comparação dos 3 cenários possíveis. Em 2050 as emissões de CO₂ relacionadas com energia têm que ser metade dos níveis atuais para impedir que a temperatura mundial suba 2°C.

A AIE aponta para o cenário 2DS como o preferido, em comparação com o 4DS e o 6DS. De uma maneira geral, o fornecimento de energia aumenta nos três cenários, sendo que o menor aumento é no cenário 2DS cerca de 35%, isto para o período de 2009 a 2050. Este valor é bastante baixo comparado com os 85% do 6DS e os 65% do 4DS.

A menor procura no cenário 2DS está associada à transformação do tipo de energia fornecida, em que a procura de energia transformada a partir de combustíveis fósseis decresce significativamente à medida que é feito um esforço conjunto para aumentar o uso de eletricidade como combustível enquanto se descarboniza o processo de produção. É expectável que em 2050 a utilização de combustíveis fósseis nos países da OCDE caia 60% na produção de eletricidade bem como no seu transporte, comparando com 2009.

Também é previsto que as emissões de CO₂ nos vários setores mude significativamente, no cenário 2DS, é esperado que estas emissões quase desapareçam em 2050, enquanto as dos transportes e indústria ainda se mantenham significantes. Esta ideia reflete que as emissões relacionadas com o transporte e a indústria são as mais complicadas de eliminar. Estes dois setores não estarão descarbonizados em 2050, e estratégias adicionais vão ser necessárias para o fazer.

O cenário 2DS apresenta a visão de um sistema de energia sustentável, com a noção que é necessário uma grande transformação estrutural do atual sistema. A importância desta alteração na indústria e nas infraestruturas é bastante sublinhada neste cenário. Maiores ganhos na eficiência podem ser resultado de mudanças em todo o sistema e melhor integração da tecnologia. Aumento da eletrificação de sectores de utilização finais, juntamente com a descarbonização da produção de eletricidade e melhorias na eficiência energética são as transformações de maior importância. A produção de energia irá ser mais distribuída e utilizará tecnologias de *smart grids*.

Muitos dos sistemas de energia foram concebidos para grandes instalações, (como centrais, refinarias, etc.) que estão bastante dispersas, e como resultado, manter a alta-qualidade do serviço e o transporte e distribuição aos utilizadores é um grande desafio.

Com as tecnologias de informação e comunicação que dispomos hoje em dia, é possível produzir uma grande quantidade de energia perto do ponto de utilização enquanto também se melhora a capacidade de fornecer energia a áreas que nas quais a produção está em falta. O aumento da flexibilidade é fundamental para responder rapidamente às variações na oferta e na procura de energia.

Em 2009, 67% da energia produzida foi a partir de combustíveis fósseis o que leva a que a descarbonização da produção de eletricidade seja alteração mais importante no cenário 2DS.

Esta alteração levará à troca do carvão pelo gás natural em muitas regiões, com o uso de carvão a cair rapidamente até 2020. O uso de gás natural seguirá o mesmo caminho por volta de 2030, com a utilização de energia solar e energia eólica a aumentar neste período, assumindo um papel importante na geração de energia como a energia hídrica ou nuclear.

Para o cenário 2DS, a eficiência energética é um dos pontos fundamentais, pois energia que não é consumida não precisa de ser produzida, refinada, transportada ou importada, evitando assim emissões desnecessárias de GEE.

A segurança energética é referente à capacidade de um determinado país ter disponibilidade contínua das suas principais fontes de energia a um preço acessível. A curto prazo a segurança energética é a capacidade de um sistema energético reagir prontamente a mudanças repentinas na produção e procura, mantendo a disponibilidade, acessibilidade e qualidade da energia. A longo prazo está relacionada com realizar investimentos para garantir que o futuro fornecimento de energia, a preços acessíveis, irá suportar desenvolvimentos económicos e metas ambientais. Fundamentalmente, a estratégia de longo prazo influencia o fornecimento de segurança energética na estratégia de curto prazo [2].

Atualmente a União Europeia (UE) enfrenta vários desafios no que toca à energia, estes incluem questões como:

- O aumento da dependência das importações, a diversificação limitada;
- Os preços elevados e voláteis da energia;
- A crescente procura energética a nível global;
- Os riscos em matéria de segurança que afetam os países produtores e de trânsito;
- As crescentes ameaças decorrentes das alterações climáticas;
- O progresso lento em matéria de eficiência energética;
- Os desafios colocados pela crescente quota-parte de energias renováveis;
- A necessidade de uma maior transparência, integração e interligação dos mercados energéticos.

A política energética europeia está pensada numa série de medidas que têm como objetivo assegurar o funcionamento do mercado da energia, assegurar a segurança do aprovisionamento energético da UE, promover a eficiência energética e as economias de energia, bem como o

desenvolvimento de formas de energia novas e renováveis, e ainda promover a interconexão das redes de energia [5].

As metas para a energia e mudanças climáticas da UE para o ano de 2020 trazem novos desafios para os operadores de rede europeus. Particularmente, os operadores de transporte e distribuição terão de ser extremamente pró ativos, a fim de definir, as condições para a realização dessas metas.

A integração de grandes quantidades de fontes renováveis de energia variável, bem como o desenvolvimento do mercado europeu de energia e as trocas de energia entre países contribuirão para o aumento da incerteza e riscos de segurança do sistema, potencialmente levando a rede de transmissão e distribuição aos seus limites. Daqui nasce a necessidade da inclusão de capacidade de gestão das redes donde o surgimento do conceito Smart Grids, que devem desempenhar um papel fundamental para qualificar o sistema de energia para um adequado funcionamento ajustado às necessidades deste novo paradigma, mantendo a segurança atual e padrões de qualidade de fornecimento. Neste momento é necessário acelerar a implementação das *Smart Grids* no menor período de tempo possível e com a maior escala possível, sem pôr em causa o desenvolvimento de sistemas eficientes e eficazes. Ao mesmo tempo, é preciso garantir que as tecnologias são compatíveis e comunicam entre si e que as oportunidades de eficiência energética são exploradas. É também importante não excluir os concorrentes futuros, que possam vir a fornecer soluções ainda melhores.

O sucesso das Smart Grids não depende apenas de novas tecnologias e da vontade dos operadores de rede para apresentá-las. Dependerá também do enquadramento do regulamento de boas práticas para apoiar a sua introdução, abordando questões de mercado, avaliação dos impactos na concorrência, mudanças da indústria, alterações adicionais para a forma como usamos a energia e, acima de tudo, um acordo justo, acessível e transparente para os clientes. Conseguir que as *Smart Grids* sejam uma realidade exigirá um investimento significativo em infraestruturas de rede "inteligente" ao nível do hardware e software para conseguir:

- Um mercado energético competitivo;
- Um mercado de serviços de energia que funcione bem, que dê opções reais para a poupança de energia e eficiência;
- A integração de produtores de energia renovável e distribuída;
- Acomodar novos tipos de necessidades e oportunidades, como os veículos elétricos que poderão funcionar como um sistema de armazenamento enquanto contribuem para a redução de consumo via fontes poluentes.

As estimativas colocam a necessidade de investimentos em infraestrutura de rede “inteligente”, tanto a nível de transmissão como de distribuição, em cerca de 40 mil milhões de euros até 2020. A falta de investimento levará a uma integração insuficiente de energias renováveis de grande escala ao nível da transmissão, via o vento do norte ou via o sol do sul, e ao nível distribuição, da e diminuirá a capacidade do desenvolvimento de veículos elétricos, assim como o total aproveitamento da energia produzida localmente por exemplo através dos edifícios NZEB. Como resultado, os valores de pico de eletricidade poderão ser limitados no seu crescimento até mais 5% em 2020 e mais 8% em 2030 [6].

É necessário tornar mais competitiva a produção interna de energia, e as alterações na política energética da UE são vistas como fundamentais. Atualmente a UE importa cerca de 50% da energia que consome, e se a tendência continuar, dentro de 20 a 30 anos importará cerca de 70% de energia, e uma parte dessa energia será proveniente de regiões ameaçadas pela insegurança. As reservas estão concentradas num pequeno número de países. As importações de gás natural da UE estão concentradas em três países (Rússia, Noruega, Argélia).

Esta dependência de um grupo tão restrito é vista como um problema, pois deixa a segurança energética da EU dependente dos seus vizinhos. Relembramos que no dia 1 de Janeiro de 2006, a Rússia decidiu cortar o fornecimento de Gás Natural à Ucrânia, revelando as fraquezas do sistema de abastecimento, e expondo a dependência deste país por parte do mercado energético europeu. O objetivo da Rússia era, aumentar o preço de venda do gás, pois o preço nos mercados internacionais tinha crescido para o triplo nos últimos 2 anos. Mas acabou por se demonstrar como fornecedor pouco fiável expondo a insegurança energética que se vive na Europa [7] em termos de abastecimento energético. O verdadeiro mercado europeu será aquele que permita a livre circulação dos trânsitos de energia otimizando o funcionamento da rede pan-europeia e explorar no pleno o potencial de renováveis disponível. Serão necessárias novas regras de gestão da energia a nível nacional e reforço das ligações da rede.

Se a Europa conseguir este objetivo ficará menos vulnerável aos problemas geopolíticos a título de ex. a recente crise na Ucrânia-Rússia.

1.3 Objetivos

O principal objetivo desta dissertação é implementar uma ferramenta capaz de otimizar a distribuição de energia pelos consumidores, tendo em conta os custos de produção e a oferta local.

Para chegar a este objetivo é necessário ter em conta alguns aspetos como:

- Analisar a situação atual e o que já foi desenvolvido;

- Estudar um algoritmo para implementar na ferramenta;
- Testar a solução num cenário real.

Este trabalho pretende também responder às seguintes questões:

- Há benefício na gestão do consumo para acomodar a oferta renovável?
- Esse benefício é custo-eficiente?
- Qual o papel do agregador para tornar as redes mais inteligentes?
- O que será necessário para implementar esta abordagem

1.4 Estrutura

Este trabalho está organizado em 6 capítulos, no primeiro é feita uma introdução ao tema juntamente com a motivação e os objetivos propostos.

No Capítulo 2 é apresentado o estado da arte, com foco nas *Smart Grids* e nos projetos que foram ou estão a ser desenvolvidos neste campo.

No Capítulo 3 é dedicado ao tema central desta tese, o agregador, onde se apresenta uma descrição detalhada bem como as suas especificações e funcionamento.

No Capítulo 4 é apresentada a metodologia desenvolvida com intuito de simular o papel do agregador na gestão da procura ativa. Os resultados obtidos da implementação deste programa e a sua validação são apresentados no Capítulo 5

Para finalizar, o Capítulo 6 apresenta as conclusões deste trabalho tiradas graças aos resultados apresentados no Capítulo 5.

Capítulo 2

Estado da Arte

2.1 Contextualização histórica

O sistema elétrico, já conta com mais de 100 anos de existência, e tem provado ser cada vez mais um serviço fundamental para a sociedade, apesar de algumas falhas que ocorrem esporadicamente. A comercialização da energia elétrica começou no início do séc. XX. Com a invenção da lâmpada e o aparecimento do motor elétrico, a procura de energia elétrica foi aumentando, forçando o desenvolvimento de um sistema de distribuição eficiente. No início, pequenas centrais forneciam energia a indústrias locais e comunidades, alguns negócios de maior dimensão possuíam geradores próprios. Procurando maior eficiência na distribuição, algumas empresas juntaram os seus recursos, partilhando as linhas de transmissão formando uma rede elétrica [8].

No final do séc. XIX, a grande maioria da eletricidade era transmitida em corrente direta (DC), mas esta abordagem dificultava a variação da tensão para transporte a longas distâncias. Isto levou que diversas companhias tivessem linhas distintas para sistemas de cargas diferentes. Devido à variedade de linhas e à ineficiência do transporte, parecia, na altura, que o sistema iria evoluir para um sistema de produção dispersa. Uns anos mais tarde por volta de 1890, foi desenvolvido o transporte em alta-tensão utilizando corrente alternada (AC). Com este novo desenvolvimento foi possível transportar energia a grandes distâncias, contrastando com o modelo de DC.

Este novo sistema de transmissão mais capaz estimulou ainda mais a indústria para construir geradores mais potentes para servir cargas e populações cada vez maiores. A economia começou a dar preferência a grandes centrais, em vez das pequenas construídas no final do séc. XIX.

O crescimento continuou nas décadas de 50 e 60, logo após a 2ª Guerra Mundial. Vários avanços tecnológicos como o controlo por computadores, a energia nuclear, e outros

desenvolvimentos ajudaram a construir centrais maiores para captar economias de escala. Com isto passou a ser mais barato produzir um kilowatt-hora (kWh) numa central de grandes dimensões [9].

2.2 As Smart Grids

A mudança para as *Smart Grids* traz uma alteração profunda nas redes elétricas de transmissão e distribuição ao utilizar sensores ao longo das linhas, e comunicação nos 2 sentidos, para melhorar a eficiência, fiabilidade e segurança na distribuição e uso de energia.

Durante os últimos 100 anos, as empresas de serviços públicos, têm tido necessidade de enviar trabalhadores para o campo com o fim de reunir grande parte dos dados necessários para avaliar o fornecimento de eletricidade. Os trabalhadores têm a função de ler os valores nos contadores, procuram equipamentos avariados e medir a tensão nos locais, por exemplo. Esta situação está a ser altera, mas a maioria do equipamento utilizado para distribuir energia elétrica ainda têm de ser automatizado e informatizado, contudo muitas opções e produtos estão a ser disponibilizados para o setor de energia elétrica com a intenção de o modernizar. Outro fator a reter é a necessidade de aumentar a eficiência energética dos sistemas energéticos existentes, de modo a diminuir o consumo energético, e reduzir as emissões dos GEE, atingindo as metas estabelecidas pela UE.

É em resposta a estes problemas que as *Smart Grids* estão a ser pensadas e implementadas. As vantagens destas redes estão relacionadas com a possibilidade de diminuir o consumo de energia durante as horas de cheia, facilitar ligações de produção dispersa à rede, armazenamento de energia para balanceamento das cargas, e melhorar fiabilidade dos componentes das redes. Com este aumento de eficiência e fiabilidade é esperado uma poupança nos gastos energéticos da parte dos consumidores e diminuir a emissão de GEE [10].

As *Smart Grids* têm um papel essencial no processo de transformação do atual sistema de abastecimento de energia elétrica, pois são capazes de fornecer um serviço orientado ao usuário, apoiando o cumprimento das metas de 20/20/20:

- A redução na emissão de GEE da UE de pelo menos 20% abaixo dos níveis de 1990;
- 20% do consumo energético da UE terá que resultar da exploração de recursos renováveis;
- Uma redução de 20% no consumo de energia primária através da melhoria da eficiência energética.

Hoje em dia, verifica-se a existência de componentes inteligentes em muitas das redes existentes e nas suas infraestruturas. A diferença entre uma rede atual e uma *Smart Grid* do futuro reside principalmente na capacidade de lidar com redes de maior complexidade de forma mais eficiente. É esperado que no futuro as *Smart Grid* empreguem produtos e serviços inovadores em conjunto com o monitoramento inteligente, controlo, comunicação e tecnologias de reconfiguração, a fim de:

- Permitir que os consumidores desempenhem um papel na otimização da operação do sistema;
- Oferecer aos fornecedores de energia, e aos seus clientes, mais informação e opções de como eles podem gerir a sua energia;
- Melhor a ligação e operação de geradores de vários tamanhos e tecnologias, de modo a facilitar a transição para a integração em larga escala de recursos energéticos distribuídos;
- Acomodar picos de energias renováveis na rede e permitir a gestão de carga;
- Reduzir significativamente o impacto ambiental de todo o sistema de distribuição de energia elétrica;
- Controlar os custos da transição para o abastecimento com baixas emissões de GEE, através do investimento em operações e planeamento inteligente, em vez de apenas investir no reforço da rede;
- Manter ou mesmo melhorar os altos níveis de fiabilidade, qualidade e segurança do sistema;
- Manter e até melhorar a eficiências serviços existentes permitindo o desenvolvimento de novos serviços;
- Permitir programas de resposta à procura, serviços e produtos para todos os segmentos de consumidores;
- Fomentar a implementação de um mercado energético com o fim de estabelecer um mercado europeu integrado.

Do ponto de vista regulador, uma definição ou uma compreensão do conceito de *Smart Grid* deve ser baseada nas necessidades existentes no local, ou seja, quais os serviços que se destinam a oferecer e que tipo de serviços podem providenciar às entidades ligadas à transmissão, distribuição e às redes de abastecimento [6].

O Agregador é uma nova entidade do mercado energético que age como um mediador entre os consumidores e os produtores. Como os consumidores finais não conseguem negociar diretamente com o operador, foi necessário criar esta entidade capaz de o fazer. O Agregador possui um portfólio de vários clientes que representa no mercado energético, e consegue negociar, em nome de todos os seus clientes, mais eficientemente com o operador [11].

O Agregador é definido como a entidade que compra e vende energia e potência controlada nos mercados energéticos. Este recolhe, prevê, controla e gere um portfólio de recursos de energia distribuídos, de modo a maximizar o seu valor para a infraestrutura energética minimizando custos dos recursos e maximizando os lucros da produção dispersa e flexibilidade da procura [12].

2.3 A atualidade e principais projetos em execução

As *smart grids* abrem a porta a novas aplicações com impactos de grande alcance, fornecendo a capacidade de integrar com segurança mais fontes de energia renováveis, veículos elétricos e geradores distribuídos para a rede, fornecimento de energia de forma mais eficiente e fiável, reconfiguração automática da rede para prevenir ou restaurar falhas (capacidades de auto regeneração), permitir que os consumidores tenham maior controlo sobre o seu consumo de energia elétrica e possibilidade de participar ativamente no mercado da eletricidade.

Em Setembro de 2007 foi proposto pela Comissão Europeia O *Third Energy Package*. Este pacote criou condições para estabelecer um mercado interno de gás e eletricidade na UE. A sua finalidade é retirar o controlo estrangeiro às empresas de gás e eletricidade na UE. O pacote foi pelo Parlamento Europeu e pelo Conselho da União Europeia em Julho de 2009. Entrou em vigor em 3 de setembro de 2009.

O pacote promove a sustentabilidade, estimulando a eficiência energética e garantindo que as pequenas empresas, por exemplo as que investem em energias renováveis, tenham acesso ao mercado de energia. Um mercado competitivo também garante uma maior segurança de abastecimento, através da melhoria das condições para os investimentos em centrais de energia e redes de transmissão e, assim, ajudar a evitar interrupções no fornecimento de energia ou gás. O pacote reforça e dá garantias de concorrência leal com as empresas de países terceiros.

Para fazer com que o mercado interno funcione para todos os consumidores, e para ajudar a UE a atingir segurança, competitividade e sustentabilidade energética, a Comissão propôs com este pacote uma série de medidas destinadas a completar as regras já existentes [13].

A implementação de sistemas de transmissão, distribuição e fornecimento mais ativos na forma de *Smart Grids* é fundamental para o desenvolvimento do mercado interno da energia.

O trabalho e as iniciativas em projetos de *Smart Grids* foi crescendo em número, bem como os participantes e alcance ao longo dos últimos anos. Mas a implementação das *Smart Grids*, a nível europeu, tem sido fragmentado desde o início da década e não evoluiu como esperado. Os principais motivos foram as incertezas sobre a aceitabilidade do consumidor, novos modelos de mercado de vendas, modelos de negócio para os investidores, os investimentos globais necessários e, em certa medida, a tecnologia necessária. Posto isto, no final de 2009 foi criada pela Comissão Europeia a *Smart Grids Task Force* (SGTF) com a missão de aconselhar a Comissão Europeia sobre a política e quadros normativos a seguir, a nível europeu, para coordenar os primeiros passos da implementação de *Smart Grids*, de acordo com a disposição do *Third Energy package*, e para assistir a Comissão na identificação de projetos de interesse comum no domínio das *Smart Grids* no contexto da regulamentação sobre as diretrizes para infraestruturas transeuropeias.

O *Third Energy Package* proporciona o ambiente cooperativo apropriado para a implementação das *Smart Grids* e implantação de sistemas de medição inteligentes em toda a Europa. O SGTF foi projetado para fornecer uma visão regulatória e comercial conjunta sobre *Smart Grids* tendo em conta experiências acumuladas em todo o mundo e os desafios tecnológicos a serem enfrentados principalmente durante Próxima Década, de modo a coordenar os primeiros passos para a implementação de *Smart Grids* sob a prestação do *Third Energy Package*. O desafio para o SGTF é concordar em conjunto com os governos, autoridades reguladoras, empresas reguladas e usuários finais em questões-chave, tais como o custos/benefícios estimados, potenciais modelos de negócios, os riscos associados e os incentivos necessários [6].

Segundo o *Joint Research Center* (JRC), há 459 projetos de *smart grids* espalhados pelo mundo. Estes projetos estão divididos principalmente entre os Estados membros da UE com alguma participação, principalmente da Europa, mas também da Ásia, Austrália e Américas. Na grande maioria dos países, existe uma relação equilibrada entre a participação em atividades de pesquisa/desenvolvimento e projetos de demonstração/implementação com a notável exceção da Dinamarca, onde o número de projetos de pesquisa/desenvolvimento é quase três vezes maior do que o número de projetos de demonstração/implementação. Isto demonstra e reforça a posição da Dinamarca como líder em pesquisa e inovação na área de redes inteligentes, especialmente nas fases iniciais [14].

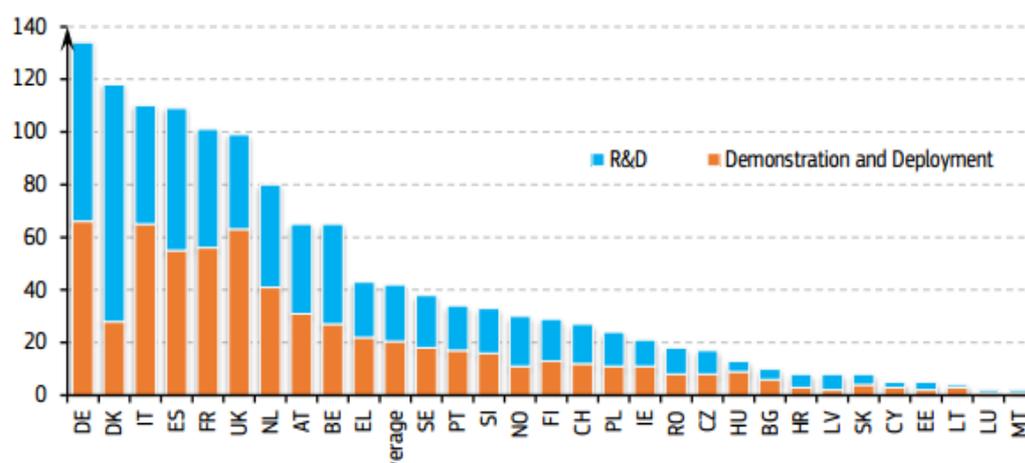


Figura 2.1 - Número de projetos organizados por fase de execução e por país; R&D - fase de pesquisa/desenvolvimento; Demonstration and Development - fase de demonstração/implementação.

Os países com número de projetos acima da média estão todos situados na parte ocidental ou sul do continente (Figura 2.1), os países parte oriental mostram números mais modestos, bem abaixo da média da UE.

Nesta fase, os projetos de *smart grid* desempenham um papel fundamental ao fornecer as primeiras diretrizes sobre como avançar nesta transição desafiante. Em Portugal, a EDP iniciou um projeto de teste da primeira *smartcity* ibérica, o *InovGrid*. Este projeto é pioneiro a nível europeu, e assenta na ideia de dotar à rede elétrica informação e equipamentos capazes de automatizar a gestão das redes, melhorar a qualidade de serviço, diminuir os custos de operação, promover a eficiência energética e a sustentabilidade ambiental, potenciar a penetração das energias renováveis e do veículo elétrico. Este projeto introduz a possibilidade de, no futuro, gerir o estado de toda a rede de distribuição elétrica em tempo real, e permitir disponibilizar aos comercializadores e empresas de serviços energéticos informação, produtos e serviços energéticos de valor acrescentado para os consumidores [15].

O objetivo deste projeto é dotar a rede elétrica nacional de uma gestão ativa e inteligente, tornando as habitações mais inteligentes, com um baixo investimento da parte do consumidor. O *InovGrid* enquadra-se no conceito das *Smart Grids* e vem adaptar o sistema de distribuição de eletricidade à evolução do mercado, facilitando e criando condições para projetos de micro geração.

Para o consumidor a alteração mais visível é a instalação da *Energy Box* (EB) que é um contador que permite a telecontagem dos consumos de energia, a mudança de tarifa à distância, e uma gestão mais eficiente dos consumos de energia, permitindo uma redução da fatura energética. Este programa assume-se como um sistema de monitorização e controlo de

toda a rede de distribuição, permitindo uma gestão mais eficiente. Cerca de 50 mil clientes já possuem estes contadores inteligentes, que os liga diretamente ao sistema central de informação [16].

A *InovCity* de Évora é a primeira instalação de dimensão significativa do projeto *InovGrid*, abrangendo todo o município de Évora, alcançando 54 mil habitantes, 31 mil consumidores e 341 postos de transformação. Para a escolha da região foi elaborada uma lista de critérios relevantes que inclui a dimensão, o tipo de rede elétrica, a sua visibilidade nacional e internacional, o nível médio do consumo e a inserção no piloto nacional da rede de postos de carregamento de veículos elétricos. Este projeto pretende ter impacto também no comportamento das populações locais, sensibilizando-as para as questões de eficiência energética e utilização racional de energia. Nesse sentido foi aberto o espaço *InovCity* e conduzidas variadas iniciativas de envolvimento dos vários setores da sociedade [17].

O *InovGrid* está a ser desenvolvido pela EDP Distribuição, com o apoio de parceiros nacionais de produção industrial, de tecnologia e de investigação: a EDP Inovação, o INESC Porto, EFACEC, a LOGICA e a JANZ/CONTAR. Este programa foi galardoado com o prémio “*Utility of the year award 2012*” no âmbito dos “*European Smart Metering Awards 2012*” e integrados na Conferência “*Smart Metering UK & Europe Summit 2012*” [18]. Foi também selecionado entre 200 projetos pelo *Joint Research Center* da Comissão Europeia e pelo *Eurelectric* como caso de estudo para o teste e avaliação de projetos de *smart grids* tendo em vista a generalização de todos os projetos da mesma natureza por parte da EU [17].

Outro projeto semelhante ao *InovGrid* é o *IssyGrid* em França. Trata-se de um projeto piloto para otimização do uso de energia, que tem por base uma *Smart Grid*, e decorre na cidade de *Issy-les-Moulineaux*. Tem como principal objetivo perceber o que acontece quando os consumidores possuem acesso aos dados em tempo real sobre o seu consumo de energia. É gerido por um consórcio de parceiros corporativos e serviços públicos locais, que consideram a conservação de energia um problema para as empresas a resolverem. Cerca de 200 casas de teste e 4 edifícios comerciais na comunidade foram equipados com dispositivos de monitoramento de consumo de energia, a fim de expandir o programa a todos os 5.000 habitantes e a 10.000 empresas da cidade.

O *IssyGrid* cresceu a partir do trabalho realizado em 2009 pela *Bouygues Immobilier*, um grande promotor imobiliário em França, que desenhou e construiu um edifício de escritório, de grande eficiência energética, capaz de produzir mais energia do que consumia. O próximo passo natural era de transpor a ideia do edifício para a sua vizinhança, e assim em parceria com a Alstom, Bouygues Telecom, Microsoft, Schneider Electric, Steria, Total, e em conjunto com os serviços públicos locais, e várias startups greentech, desenvolveram o *IssyGrid*.

A primeira fase do *IssyGrid*, que começou no início de 2012, consistiu na instalação de sistemas de monitoramento (aquecimento, iluminação, água quente) em residências. Esses sistemas têm a possibilidade de mostrar aos utilizadores, o consumo de energia com o detalhe suficiente para que estes sejam capazes de alterar os seus hábitos de consumo. Cerca de 200 casas de teste foram equipados com estes dispositivos de monitorização de consumo de energia, com o objetivo de estender o monitoramento para 1.000 casas até o final de 2013. A próxima fase do projeto será implantar estas tecnologias a vários edifícios comerciais [19].

Portugal está muito empenhado no acelerar de medidas para a eficiência energética, e tem-se batido nas negociações europeias, sobretudo pela meta das interconexões energéticas, tendo cada vez mais apoios na posição que defende. Sendo isto essencial para alcançar uma Europa com baixo custo de energia, descarbonizada, e com segurança no abastecimento [20]. Para refletir estrategicamente sobre os desafios do crescimento verde e aconselhar o Governo no desenho e concretização de projetos, estratégias, medidas e planos de ação, teve lugar em Lisboa, no dia 4 de Fevereiro de 2014 a primeira reunião da Coligação para o Crescimento Verde. Esta é uma iniciativa do Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, que visa garantir um crescimento sustentável, reunindo mais de 60 entidades de cinco sectores de atividade da Economia Portuguesa. Está previsto que em 2030 as necessidades da população aumentem 50% em alimentação, 45% em energia e 30% em consumo de água, juntando-se a estes factos a crise ambiental, a perda de biodiversidade e a degradação dos recursos hídricos. Para a coligação, as áreas prioritárias e fundamentais no debate são o Clima e a Energia, Água e Resíduos, a Biodiversidade, as Cidades Sustentáveis.

Assim foram definidos como objetivos desenvolver o *cluster* da economia verde, integrando várias dimensões da sociedade e tirando partido do talento, infraestruturas, recursos naturais, posicionamento geopolítico e do empreendedorismo para competir e vencer à escala global. Bem como concretizar uma estratégia de longo-prazo orientada para o crescimento verde focando:

- A internalização económica das externalidades ambientais;
- A dissociação do crescimento económico da utilização intensiva dos recursos;
- A afirmação de padrões de consumo e de produção sustentáveis;
- A valorização dos nossos recursos endógenos;
- A qualificação dos recursos humanos e da capacitação institucional;
- O fomento da ecoinovação;

- A utilização eficiente dos recursos energéticos, hídricos e materiais [20].

Devido às crises financeiras e de energia que afetaram a economia europeia a partir de 2008 foi estabelecido o compromisso de tomar medidas a fim de garantir um auxílio financeiro ao sector da energia, em especial para a introdução de infraestruturas de interconexão, à produção de energia com base em fontes renováveis, à captura de carbono e para a promoção da eficiência energética. Assim foi criado em 2009 o *European Energy Programme for Recovery* (EEPR) para abordar tanto a crise econômica da Europa como os objetivos da política energética europeia [21]. A 18 de maio de 2009, a Comissão Europeia lançou um convite à apresentação de propostas para bolsas no âmbito EEPR. Este programa foi concebido para tornar o abastecimento de energia mais fiável e ajudar a reduzir as emissões de GEE, impulsionando simultaneamente a recuperação económica da Europa. Este programa fornece apoio financeiro para projetos selecionados, em três áreas do setor energético, as ligações de gás e eletricidade, a energia eólica *offshore* e a captação e armazenamento de carbono. Ao cofinanciar estes projetos, o EEPR ajuda a UE a alcançar os seus objetivos de política energética e climática, (a segurança e diversidade do abastecimento energético, a conclusão e bom funcionamento do mercado interno da energia, a redução das emissões de gases de efeito estufa). A maior parte do orçamento disponível foi alocado para 59 promotores e 61 projetos nas seguintes áreas:

- Infraestruturas de gás (1363M €);
- Infraestrutura de energia elétrica (904M €);
- Energia eólica *offshore* (565M €);
- Captação e armazenamento de carbono (1000M €).

De uma perspetiva de política energética o programa conseguiu melhorar a forma como os mercados internos do gás e da eletricidade funcionam. Contribuiu para aumentar as capacidades de interconexão e para a garantia de uma melhor integração entre a Europa Ocidental e os países de Europa de Leste. O programa está a ajudar alguns Estados Membros, nomeadamente no Mar Báltico e Península Ibérica, a alcançar a meta de 10% de interconexão elétrica. Criou também capacidades de armazenamento adicionais na Europa Central e Oriental e nos Estados-Membros periféricos. Contribuiu para a conclusão de uma rede de gasodutos de gás bidirecional na Europa e para o cumprimento da norma N-1 dos padrões de infraestruturas, conforme exigido no Regulamento de Segurança de Abastecimento.

O reforço das interligações de gás e eletricidade têm contribuído para a integração do mercado energético. Os Exemplos mais proeminentes são a ligação do corredor África-Espanha-

França, as ligações entre Portugal e Espanha que contribuem para o mercado elétrico da Península Ibérica, a ligação entre o Reino Unido e a República da Irlanda para consagrar o mercado regional entre estes dos países, e as ligações na região do Báltico e a sua integração no mercado do *NordPool*.

Em relação à energia eólica *offshore* o apoio do EEPR tem sido fundamental para os projetos realizados na costas Belga e Alemã, do Mar do Norte, obterem o financiamento necessário por parte dos consórcios bancários, estando já o primeiro parque de eletricidade eólica *offshore* a fornecer a rede elétrica Alemã. Na região do Báltico o EEPR também foi fundamental para o financiamento do projeto *Kriegers Flak Combined-Solução Grid* [22].

2.4 Expectativas para o futuro

Nos últimos anos, com mais intensidade na última década, tem-se vindo a notar uma maior consciencialização e preocupação com as alterações climáticas e em particular o impacto que as necessidades energéticas têm nas emissões poluentes, o que induziu um aumento do número de medidas, na luta contra as alterações climáticas. A meta traçada para que o aquecimento planetário não excedo os 2°C, assenta na necessidade de garantir que as emissões globais de GEE cessem muito antes de 2020, e que nos anos seguintes sejam reduzidas drasticamente. É devido a este fato que a UE pretende realizar um novo tratado internacional ambicioso e juridicamente vinculativo, já no próximo ano, de modo a que os países assumam compromissos, responsabilidades e capacidade de agir. Recentemente a AIE alertou que cada ano que passa fica mais complicado e dispendioso atingir a meta dos 2°C. Cada euro que não for investido agora poderá custar quatro vezes mais depois de 2020. A UE tem atualmente boas possibilidades de conseguir atingir o corte de 20% na emissão de GEE, devido à legislação e às medidas já implementadas.

Em 2020, entram em vigor os limites mais rigorosos para as emissões de GEE no setor dos transportes, reforçando a importância deste setor para a batalha contra as alterações climáticas. Dentro destas medidas está prevista uma redução de emissões de gases fluorados, bastante utilizados nos sistemas de ar condicionado, cujo efeito de aquecimento é até 23000 vezes superior ao do CO₂ [23]. No início de 2014 a CE apresentou o novo quadro da UE em matéria de clima e energia para obtenção de uma economia competitiva, segura e Hipo carbónica em 2030. O quadro visa impulsionar, tendo em conta os potenciais impactos dos preços a longo prazo, a evolução para uma economia com baixo teor de carbono e um sistema energético competitivo e seguro que:

- Garanta energia a um preço acessível para todos os consumidores,
- Aumente a segurança do aprovisionamento energético da UE,

- Reduza a nossa dependência das importações de energia e crie novas oportunidades de crescimento e emprego [24].

A CE propôs que sejam cortadas as emissões destes gases fluorados em dois terços em relação ao nível atual, tendo em vista a obtenção de uma economia competitiva, segura e Hipo carbónica na UE. A CE também pretende lançar um debate público sobre as políticas climáticas e energéticas que serão necessário tomar após o ano de 2020, tendo como limite o ano de 2030. O regime de comércio de licenças de emissão da União Europeia (RCLE-UE) continuará a desempenhar um papel fundamental na política europeia de luta contra as alterações climáticas. Mas este regime, apesar de ajudar a reduzir as emissões, necessita de uma reforma, pois o seu contributo para a eficiência energética e inovação das tecnologias ecológicas tem sido menor do que o esperado a quando da sua criação. O motivo do contributo estar abaixo do esperado explica-se pelo fato das licenças de emissão estar a diminuir devido ao crescente excedente de licenças no âmbito do regime, provocado pela crise económica e consequente diminuição da produção industrial e das emissões. A comissão pretende propor uma série de medidas que possam reestruturar este regime, podendo resolver este excedente, a serem tomadas no contexto do quadro estratégico de 2030 [23].

Capítulo 3

O Agregador

3.1 Políticas e metas da EU e a investigação de *Smart Grids*

No Capítulo 2 foram apresentadas as metas estabelecidas para a Europa, entre elas está definido um aumento para 20% da quota das energias renováveis, como já foi referido anteriormente na introdução, este ponto implica que 30 a 35% tem que originar de fontes renováveis, e isto faz com que a rede elétrica tenha uma grande importância para alcançar estas metas. A energia renovável é muitas vezes transportado para os usuários através de eletricidade, reduzindo assim CO₂, o que exige uma maior participação da eletricidade na matriz energética.

Os objetivos da Iniciativa redes elétricas Europeia (EEGI) são acelerar a inovação do sistema e desenvolvimento de futuras redes elétricas europeias, para criar um portfólio de projetos de *Smart Grids* e para preparar o aumento de escala e replicação das experiências. Há muitas expectativas nestas iniciativas, tais como o aumento da capacidade de incorporação das energias renováveis e recursos energéticos distribuídos, qualidade elevada de fornecimento de eletricidade a todos os clientes, a participação ativa dos usuários nos mercados, eficiência energética para o benefício da rede de utilizadores.

A título de exemplo refere-se o programa de grande escala ADDRESS cofinanciado pela CE ao abrigo do 7º Programa-Quadro, na área de Energia para o "Desenvolvimento de Redes de distribuição de energia Interativas" e que serviu de inspiração ao presente trabalho que assenta num propósito, utilizar a resposta a estímulos por parte dos consumidores, *Active Demand* (AD). AD significa a participação ativa dos consumidores domésticos e pequenas empresas comerciais nos mercados de energia e serviços. O programa desenvolveu soluções técnicas, tanto nas instalações dos consumidores bem como ao nível do sistema de energia, para permitir a AD e para obter uma resposta em tempo real às solicitações de outros participantes do sistema de energia. Isso também implica a identificação das possíveis barreiras contra a implantação da procura ativa e propor soluções para remover essas mesmas barreiras. Nomeadamente, uma

arquitetura de comunicação expansível e aberta que será capaz de lidar em tempo real com um grande número de consumidores. Este projeto também vai lidar com aspetos regulatórios, económicos, sociais e culturais que também possam ser as causas das possíveis barreiras.

Outro objetivo é identificar os possíveis benefícios da AD para os diferentes participantes do sistema de energia e desenvolver os mecanismos contratuais e de mercado adequados. Além das questões técnicas e económicas, foram estudadas medidas de acompanhamento para lidar com os comportamentos sociais e culturais dos consumidores. Estas medidas foram apoiadas por atividades de divulgação dedicadas aos diferentes tipos de intervenientes [26].

3.2 Arquitetura do projeto

Um dos conceitos mais importantes deste projeto é o agregador, a entidade mediadora entre consumidores e mercados. Outros componentes importantes da arquitetura deste projeto são: consumidores, Operador de Sistema de Distribuição (DSO), mercados e os contratos.

Os consumidores são os utilizadores domésticos e pequenas empresas comerciais, diretamente conectada à rede de distribuição de baixa tensão e serão estes os fornecedores de flexibilidade. A *Energy Box* será a interface entre os consumidores e agregador e também irá otimizar o controlo de dispositivos dentro da casa.

O DSO desempenha um papel importante, porque os consumidores considerados no projeto estão diretamente ligados à rede de distribuição, o que significa que DSO é um ator chave para permitir a AD. Ao mesmo tempo o DSO tem de garantir um funcionamento seguro e eficiente da rede. Ele interage com o agregador através do mercado e utiliza a AD para colmatar as suas próprias necessidades. Para além disso tem uma interação direta com o Operador do Sistema (OS) de Transmissão (TSO) para os aspetos de segurança do sistema. Os Mercados e Contratos auxiliam todo o tipo de relações comerciais entre os vários atores (mercados organizados, concursos, contratos bilaterais).

O tipo de mercados considerados neste programa são de:

- Fornecimento de energia;
- Alívio da sobrecarga e do congestionamento da rede;
- Serviços de Balanceamento;
- Serviços auxiliares, tais como o controle de tensão estacionária;
- Serviços de ajuste de carga.

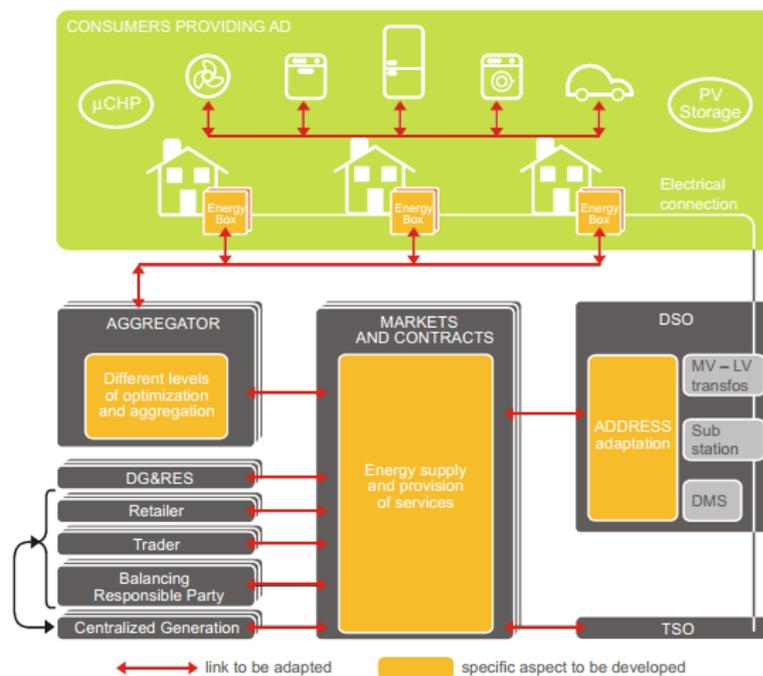


Figura 3.1 - Arquitetura do projeto ADDRESS simplificada, com os principais atores e as relações e ligações entre eles.

A AD pode oferecer vários serviços a todos os atores do sistema de energia elétrica por meio de três principais produtos fornecidos pelo agregador:

- *Scheduled re-profiling (SRP)*: o agregador tem a obrigação de fornecer uma modificação especificada na procura (redução ou aumento) num determinado momento ao comprador do produto.
- *Conditional re-profiling (CRP)*: o agregador deve ter a capacidade de fornecer uma modificação especificada na procura durante um determinado período. O fornecimento é pedido pelo comprador (semelhante a um serviço de reserva).
- *Bi-directional conditioning re-profiling (CRP2)*: o agregador deve ter a capacidade de fornecer uma modificação especificada na procura durante um determinado período de maneira bidirecional, incluindo tanto o aumento e diminuição da procura. O fornecimento é pedido pelo comprador do produto AD (semelhante a um serviço de reserva) [25].

3.3 *Active Demand* e operação da rede de distribuição

O DSO tem de operar a rede de distribuição de uma forma segura, confiável e eficiente, para manter e desenvolver a rede de distribuição de energia elétrica, e permitir o acesso transparente e não discriminatório a todos os utilizadores da rede.

As expectativas de DSO (e TSO) em relação à AD podem ser compactadas em três serviços principais:

- Regulação de tensão e Controlo de trânsito de Potências;
- Controlo de potência ativa terciária;
- *Smart Load Reduction*;

Por outro lado, os produtos AD podem ser adquiridos por outros atores do mercado para atender suas necessidades operacionais e aumentar os seus negócios.

A modificação do perfil de carga com origem no mercado AD pode ter um impacto negativo sobre a segurança e a qualidade do fornecimento de rede, e os atores podem executar ações contraditórias. Por isso, é necessário ter uma coordenação entre os atores envolvidos. O OS tem de ser informado sobre a implantação de AD prevista e tem que validar as solicitações de AD na sua área de jurisdição. Isso também implica que o OS tem de fornecer aos atores de AD informação da localização, para localizar o serviço na rede e validar a própria AD.

Para esta finalidade, o conceito de *Load Area* (LA) tem sido desenvolvido: os consumidores que são equivalentes do ponto de vista da operação da rede são agrupadas em áreas de carga, que pode ser uma pequena parte da alimentação BT, ou uma ou mais subestações MT. Esta informação fundamental está disponível aos agentes de mercado, publicada e atualizada pelo DSO (e TSO).

Outro conceito importante, em conexão com a validação, é a matriz de flexibilidade, que permite que os atores do mercado, em especial, o agregador, saiba qual é a flexibilidade máxima permitida numa LA.

Quando o SO é a parte responsável pela medição, tem que fornecer ao agregador e aos outros atores informações de medição de 15 em 15 minutos. Este é o tempo fundamental para a ativação de produtos de CRP, para a avaliação do serviço, e para liquidação entre os participantes. A informação também é fornecida a cada 5 minutos para a EB, a fim de melhorar a sua performance.

A arquitetura funcional do DSO engloba três níveis: o controlo de nível central, o nível da subestação AT/MT e o nível da subestação MT/BT. No Controlo de Nível Central existem alguns sistemas já implementados, como SCADA / DMS e *Network Interface System (NIS)*, que têm que ser atualizados, e outros sistemas novos dedicados à AD que estão a ser desenvolvidos. O SCADA terá que gerir no futuro muito mais informações digitais, porque o controlo da rede tem que ser reforçado.

O DMS, para além das funções normais, tem que ser atualizado com novas funcionalidades dedicadas à AD:

- Ferramenta de análise de rede para definir as LA;
- Flexibility matrix computation;
- Validação (validação *ex-ante* para produtos SRP, a validação em tempo real para produtos de PCR).

Será necessário desenvolver também novas ferramentas de previsão que tomem em conta a AD. O NIS irá gerenciar todos os dados necessários para os cálculos acima e será atualizado para o tratamento de LA.

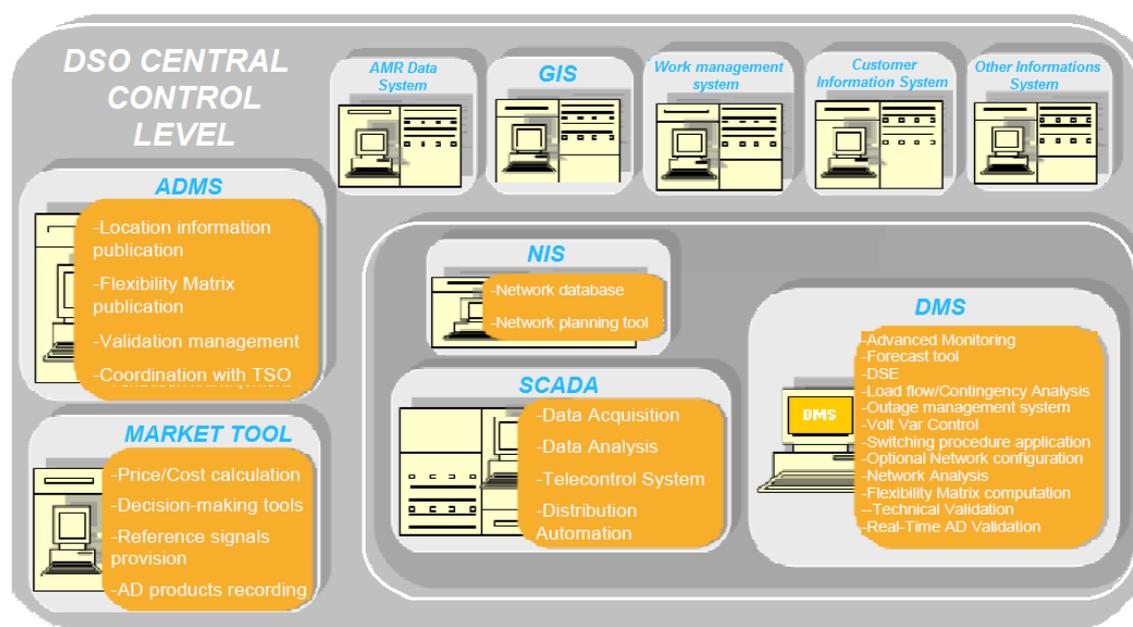


Figura 3.2 - Controlo de nível central da arquitetura funcional do DSO.

Como o DSO será um ator comercial nos mercados de AD, o Centro de Controlo do DSO deve incluir novas ferramentas de mercado, para fornecer suporte às decisões de mercado e para as interações com outros agentes do mercado.

O DSO estará envolvido nos mercados de AD como um ator técnico, que fornece informações sobre a localização (principalmente sobre as LA) e os resultados da validação (como cortes e matrizes de flexibilidade) para o mercado. A troca de informações é gerenciado pelo *Active Demand Management System* (ADMS).

Ao nível das subestações, a arquitectura do DS é muito flexível e pode ser adaptada a diferentes redes. Um controlador MT ao nível AT/MT gere a rede MT e pode também gerir o nível mais baixo na subestação MT/BT. No caso de a AD ter uma enorme penetração, um controlo local é necessário para gerir a rede e evitar que uma enorme quantidade de dados sejam trocados entre a rede de BT e o Centro de Controle [26].

3.4 O Agregador e a sua interação com o consumidor

O agregador é o principal mediador entre os consumidores, mercados e outros participantes do sistema de energia. As suas principais funções são de reunir as flexibilidades dos consumidores para construir os serviços de AD, oferecer os serviços de AD aos participantes do sistema através dos mercados, gerir os riscos associados a incertezas nos mercados e capacidade de resposta dos consumidores (preço e risco de volume), maximizar o valor da flexibilidade dos consumidores, interagir com os consumidores através de sinais de preços e de volume e avaliar a sua resposta e comportamento.

As funcionalidades do agregador pode ser dividido em vários módulos, implementado na *aggregator toolbox*:

- Consumo e flexibilidade de previsão: o agregador deve ser capaz de prever a curto e longo prazo o comportamento do consumo agregado dos consumidores do seu portfólio.
- Previsão de Mercado: A previsão de mercado fornecerá ao agregador os preços que os compradores de AD estarão dispostos a pagar nos diferentes mercados de AD.
- Mercado e gestão de carteira do consumidor: define a estratégia de longo prazo do agregador ao ter informações da previsão de longo prazo da flexibilidade do consumidor e preços de mercado.
- Otimização operacional: este processo interno será usado pelo agregador, a fim de determinar as propostas a oferecer nos mercados de curto prazo, e criar os sinais de preço e volume para enviar aos consumidores do seu portfólio. Este processo irá lidar também com a gestão de efeito de retorno.

- **Liquidação e faturação:** este processo será usado para pagar os incentivos aos consumidores (na carteira do agregador) de acordo com os contratos estabelecidos.

O agregador tem a necessidade de manter uma boa relação com os vários atores do sistema:

- **Mercados:** devido à sequência de mensagens provenientes da participação do agregador no mercado diário.
- **Sistema de energia desregulados:** a análise lida com a troca de informações entre os participantes do sistema de energia desregulados e o agregador.
- **DSO/TSO:** O DSO/TSO desempenham um papel duplo na arquitetura do projeto, por um lado, agem como compradores de AD no sistema elétrico. Por outro lado, são responsáveis por verificar se os produtos AD contratados no mercado são tecnicamente viáveis, no sentido de não causarem qualquer violação dos limites operacionais da rede. As mensagens para a troca de informações de verificação e informações de localização são definidos.
- **Energy Box:** a fim de entregar os produtos de AD vendidos nos mercados, o agregador envia para as EB dos consumidores do seu portfólio os sinais de preço e de volume que produzem a modificação necessária dos consumos. Para isto, é definido um sinal de preço e volume com base nos incentivos associados aos limites de volume.
- **Agente responsável pela Medição:** o equipamento de medição é um dispositivo certificado para fornecer informações sobre o comportamento do consumidor. Os Agregadores devem receber esta informação para a avaliação e liquidação dos consumidores. O tempo para a resolução de medição é definido como 15 minutos, o mesmo que a duração mínima dos sinais de preços.

A interação entre a EB, o agregador e o DSO é mostrado na figura 3.XXX. Três ligações têm que ser consideradas: entre o agregador e a EB, entre o agregador e o agente responsável pela medição, e entre a EB e o agente responsável pela medição. A EB receberá informações de medição a cada 5 minutos. Estas informações podem ser provenientes da medição, quando possível, ou a partir de um novo dispositivo. A EB enviará estas informações para o agregador através de um relatório sobre a entrega de AD (não para facturamento). Em paralelo, o medidor deve registrar o perfil do consumidor de 15 em 15 minutos: esta informação será utilizada para avaliação do consumidor e liquidação do serviço de fornecimento, e será fornecida pelo agente responsável pela medição.

Um sinal de preço e volume, proveniente do agregador irá acionar a execução do processo de otimização na EB. Além disso, a EB recebe outras informações, como por exemplo a previsão do tempo, a temperatura ou a radiação solar e informação ambiental.

A EB terá comunicação bidirecional com os dispositivos, mas não vai enviar informações de preços para os dispositivos. Uma opção importante neste projeto é a considerando da mensagem de substituição: que é usada para indicar quando o consumidor não vai dar seguimento ao pedido AD (ao que já foi enviado ou aqueles que podem chegar).

Em conclusão, a EB irá coordenar cargas/geração/armazenamento. O modelo de otimização será tal que irá minimizar o custo de energia, considerando as preferências do usuário (conforto), e o perfil dos dispositivos e suas restrições [26].

3.5 Requisitos de comunicação para a *Active Demand*

Os requisitos relativos à infraestrutura de comunicações no caso do projeto ADDRESS foram identificados através de um inquérito. A opinião de alguns especialistas (um total de 18 entidades do Consórcio do ADDRESS e um Grupo de Utilizadores e agentes interessados) foi solicitada sobre as características relevantes que a infraestrutura de comunicação deve ter para ser capaz de suportar os serviços.

Alguns dos requisitos identificados são:

- Flexibilidade em relação ao meio físico.
- Interoperabilidade completa para todos os elementos da rede a ser garantido através de mensagens baseadas em XML.
- Acesso remoto seguro para todos os elementos da rede.
- Implementação compatível com serviços TCP/IP e serviços de *web*.
- Estado da comunicação independente do estado rede.

A arquitetura orientada a serviços baseados em serviços *web* e mensagens XML estandardizadas constitui a base para comunicações deste projeto. Os próximos passos são identificar os meios de comunicação, para desenvolver soluções específicas, para refinar os requisitos e arquitetura e para desenvolver a arquitetura de comunicação para os testes de campo [26].

3.6 Expectativas e experiências dos *Stakeholders*

A globalidade das partes interessadas têm que ser tidas em conta, tais como os consumidores, as empresas de rede elétrica, empresas de serviços de energia, fornecedores de tecnologia, equipas de pesquisa e desenvolvimento, comerciantes, trocas de energia, geradores, reguladores, agências governamentais, serviços avançados de eletricidade e fornecedores de soluções, trabalhadores e educação.

Os representantes de algumas das categorias acima indicadas participaram numa mesa redonda no âmbito do programa ADRESS e alguns pontos relevantes da discussão serão relatados de seguida.

3.6.1 Consumidores

Questões relativas aos consumidores finais num sistema inteligente de energia a serem tratadas:

- **Avaliação dos custos e benefícios das redes inteligentes** - assegurar que as autoridades reguladoras levam os consumidores em consideração a quando da fixação das tarifas da rede. Os Benefícios têm que se refletir nas contas dos consumidores.
- **Proteção dos direitos dos consumidores** - novos riscos decorrentes das novas funcionalidades "inteligentes" podem ser o controlo remoto de aparelhos inteligentes e desconexão remota, o controlo sobre faturação e dados, sistemas ruidosos ou interferência com outras redes em casa, etc.
- **Aumento de poderes por parte dos consumidores** - é crucial para se comunicar constantemente com os consumidores, de modo a garantir que eles compreendem as mudanças em curso (especialmente sobre tarifas TOU, na proteção da privacidade, no papel de novos agentes de mercado) e se sintam incluídos. Ao mesmo tempo, são necessárias medidas reguladoras, a fim de permitir que os consumidores façam escolhas informadas e para melhorar a prestação de contas dos fornecedores de energia.
- **Privacidade** - O acesso aos dados e à propriedade, e a permissões para recolher dados e interagir com eletrodomésticos são relevantes. Contadores e redes inteligentes devem ser protegidos contra a infeção de vírus e *malware*. A privacidade deve ser integrada nos sistemas inteligentes de energia.

- Impacto ambiental - é necessário ter em conta o impacto ambiental das alterações/ inovações tecnológicas. É necessário pensar sobre o desenvolvimento de critérios de conceção ecológica para os contadores inteligentes.

3.6.2 Agregador – algumas experiências pelo mundo

Na Austrália/Nova Zelândia foi desenvolvido um sistema agregador com clientes comerciais e industriais que se descreve em seguida.

- **Principais características dos clientes comerciais** - A empresa atua no mercado de capacidade e energia, representando todos os principais modelos do mercado de eletricidade. Os participantes tipo são *telcos* e *data centres* de IT, empresas de armazenamento frio, pedreiras, minas, empresas de reciclagem de sucata de metal, fabricantes, serviços públicos de água, estações de tratamento, edifícios da cidade, pubs e clubes. Os produtos oferecidos pelo agregador são a capacidade de reserva, controle de frequência, contratos de apoio de rede. Os clientes que possuam geração própria têm a sua energia produzida representada pelo agregador no mercado.
- **Resultados das experiências** - A razão pela qual os clientes participam nos programas de Gestão ativa da procura (*Demand Side Integration*) são os benefícios económicos (pagamento para a participação e o menor custo da energia elétrica) e também, de forma inesperada, devido ao aviso prévio de ocorrências de preços altos ou problema de rede, e benefícios para a comunidade. Por outro lado, as obrigações contratuais do agregador com os SO não podem ser transferidos para aos consumidores, caso contrário estes não participariam. Este negócio está a ficar muito popular e, no futuro, são esperados novos contratos.
- **Tecnologia** - a) Ferramentas de previsão de tempo, capazes de proporcionar elevados previsões confiáveis no próprio local de contagem são fundamentais, pois ao agregador é apenas dado um aviso pouco tempo antes, cerca de duas horas, que será necessário Gestão ativa da procura. b) Sistemas de controlo de frequência, para ativar produção do lado da procura no caso de variações de frequência indesejadas. c) Aplicações redundantes (como despacho e monitorização de preços) no serviço de aplicações Google, permitem ao agregador ativar a produção do lado da procura via web a qualquer dia e a qualquer hora. d) Sistemas de monitoramento em tempo real, fundamental para o agregador obter o valor dos contadores em tempo real.

Na Bélgica foi introduzida a figura de um Agente Responsável pelo Equilíbrio (ARE) cujas principais características se apresentam:

O ARE atualmente opera a nível do transporte; com o aumento da penetração de produção dispersa, o objetivo futuro será a inclusão nas redes de distribuição, onde medição e contagem em tempo real nem sempre estão disponíveis.

- **A previsibilidade é um requisito fundamental para o ARE.** O perfil de consumo dos clientes tradicionais é bastante previsível o que torna possível a utilização de modelos estatísticos para prever o comportamento de clientes com bom grau de certeza. Com a introdução dos recursos de energia distribuídos, o comportamento dos clientes é cada vez mais imprevisível e variado, de modo que a previsão se torna muito difícil. Este é um risco para os ARE, que pagam multas sempre que quaisquer obrigações assumidas no mercado não sejam cumpridas.
- **A introdução de terceiros**, como agregadores, que controlam e gerem o perfil de carga do consumidor, pode ser outro fator de incerteza. Uma estreita coordenação com os agregadores é necessária. A partilha da previsão para o dia seguinte do agregador com o ARE pode ser uma oportunidade para o ARE minimizar o risco de sanções. Outra possibilidade poderia ser o ARE juntar-se com o agregador o que poderia dar ainda maior fiabilidade ao ARE.
- **Instalar contadores inteligentes é obrigatório**, desde que as medições em tempo real são necessários para lidar com este novo contexto. Além disso, a estrutura é um aspecto importante a considerar, a fim de compreender quem beneficiará com a AD e como serão os benefícios compartilhados. Os mercados deverão ser ajustados, de modo a estarem alinhados com o novo cenário.

Em França foram lançadas algumas iniciativas pelo TSO francês em resposta, há duas delas envolvendo clientes residenciais, que serão apresentadas de seguida:

- **Limitação de Carga distribuída** - Uma série de consumos individuais são recolhidos e o agregador ativa a limitação de carga através de caixas instaladas nos locais dos consumidores. O agregador faz ofertas no mercado de equilíbrio: se o preço da oferta é menor do que o preço marginal, a oferta é ativada pelo TSO e o agregador envia um sinal para as EB para ativar a limitação de carga dos clientes residenciais. Este processo pode ser bastante eficaz na redução da fatura energética.
- **Ecowatt** - É um projeto em execução na Bretanha com base na redução voluntária do consumo pelos clientes nacionais durante os picos de carga. O contexto local deste projeto é que existe uma rede bastante frágil e a geração apenas cobre 7%

do consumo. Um *website* oferece alertas no dia anterior e conselhos para reduzir o consumo, está também planeado o desenvolvimento de um serviço de alertas por SMS [25].

3.7 Conclusões

Nos dias de hoje atual é necessário programas de inovação e a implementação de novas ideias e projetos capazes de oferecer soluções aos grandes problemas da sociedade. Os desenvolvimentos/ideias apresentados neste capítulo sobre o Agregador vão ao encontro desta ideia. É possível já nesta fase perceber que esta alteração de paradigma nas redes energéticas, é um passo importante para conseguir os objetivos/metas propostos para 2020.

Capítulo 4

Metodologia para a simulação da função agregação

4.1 Introdução

A operação bem-sucedida do Agregador requer a resolução de diversos problemas técnicos, sobretudo relacionados com as funções e controlo dos diversos papéis que facilita aos consumidores. Esta estrutura inovadora engloba várias funções, como apresentado no capítulo 3, entre as quais a de interagir com os consumidores de modo a reduzir a fatura energética destes, convidando-os a alterar as suas necessidades energética ao longo do dia, para horas de excedente de energia renovável, mediante a redução da tarifa, fazendo com que os recursos renováveis sejam aproveitados em quase toda a sua totalidade. Esta função é o foco principal deste trabalho. Foi desenvolvida uma metodologia e foi implementado um programa em Matlab que permitissem uma avaliação crítica.

4.2 Descrição da metodologia

Enquanto o sistema convencional funciona de maneira a fornecer a quantidade que o cliente requisita durante as horas que o cliente quer, isto é responde à procura sem funções de gestão desta mesma procura o agregador trás novas possibilidades e alterações de modo a beneficiar o cliente, como referido acima, mas também de modo a baixar a produção nas centrais que utilizam outro tipo de matéria-prima (carvão, gás, diesel, ...) aproveitando a energia gerada através de fontes renováveis. Assim permite dialogar com os consumidores de forma a encontrar benefícios mútuos que também permitam aproveitar ao máximo os recursos renováveis disponíveis.

O programa desenvolvido assenta no princípio anterior, e por motivos de simplificação, apenas funciona com uma “central” genérica, capaz de satisfazer a procura do conjunto de consumidores que estão a ser agregados, e uma fonte agregada de produção renovável.

Os consumidores são representados por uma estimativa da procura baseada na média dos consumos horários ao longo de duas semanas, e realizado objeto de um primeiro despacho por parte do agregador dando prioridade às fontes de energia renováveis. Após o primeiro despacho o agregador analisa o excedente de renováveis, faz algumas alterações aos consumos dos clientes, mediante os limites impostos por estes, e realiza um novo despacho aproveitando agora a energia proveniente de fontes renováveis que antes era desperdiçada.

O seguinte fluxograma explica com mais detalhe a metodologia do programa.

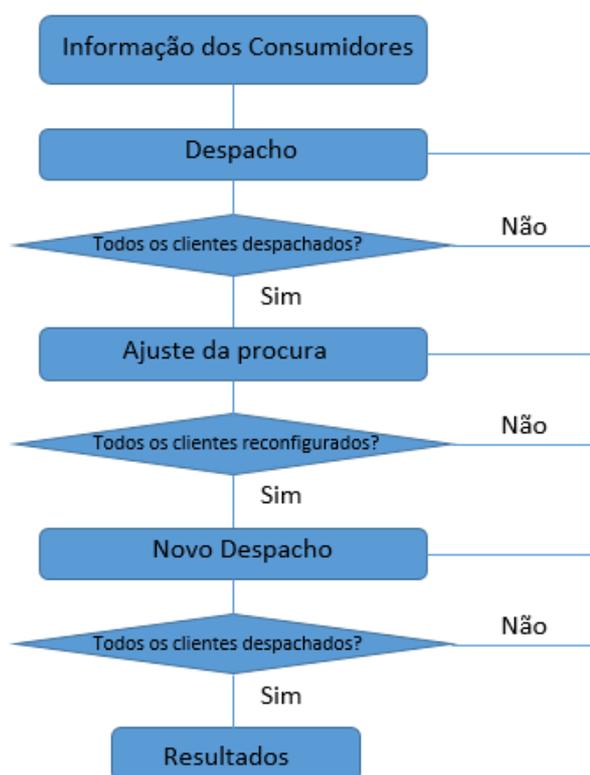


Figura 4.1 - Fluxograma relativo ao programa desenvolvido em Matlab que simula a operação do agregador de ajustar os consumos dos consumidores do seu portfólio a partir de dados reais.

Cada passo do fluxograma corresponde a uma ação do programa desenvolvido, que serão descritas de seguida.

Informação dos Consumidores:

- Recebe a informação dos consumidores, que são os valores da procura, e os limites máximo e mínimo para cada hora;
- Cria as tabelas para cada um dos consumidores;

- Cria a tabela de procura total, que é o somatório da procura de todos os consumidores. Esta tabela será a energia que se pretende comprar à rede de MT;

Despacho:

- Realiza o despacho e guarda os valores de cada consumidor (Energia fotovoltaica consumida e Energia comprada à rede);

Ajuste da procura

- De acordo com os valores que sobraram de solar e mediante os limites máximos e mínimos do consumidor (consumidor elástico, inelástico ou misto) são ajustados os valores da procura para cada consumidor;

Novo Despacho:

- Realiza um novo despacho, utilizando a mesma função usada para o primeiro despacho, e guarda os valores de cada consumidor (Energia fotovoltaica consumida e Energia comprada à rede);

Resultados:

- Traçado das curvas com os valores de poupança de energia comprada à rede e de cada consumidor (após o ajustamento da procura), bem como à poupança monetária para os consumidores.

Os resultados do programa serão apresentados no capítulo 5.

4.3 Explicação do Programa

O programa simula o despacho energético mediante as necessidades dos consumidores. Partiu-se do pressuposto que a energia adquirida ao sistema seria o I , o somatório da procura de todos os clientes numa base horária. A curva de produção renovável foi simulada a partir de uma curva tipo de um parque solar, com valores ajustados, de modo a não ser superior aos valores da central tipo, e ao mesmo tempo ter peso na análise e teste do programa. Esta função denominada de “despacho” realiza o despacho definindo 2 casos, através de funções condicionais (*if/else*), no primeiro, é testado se para uma determinada hora ii a energia proveniente do parque solar consegue satisfazer a necessidade do consumidor em questão, em caso afirmativo o ciclo continua para a hora seguinte, $ii+1$. O caso 2, foi dividido em 2 situações, a primeira em que a energia solar não é suficiente para satisfazer a procura, e vai ser necessário colmatar essa diferença com a central, e o segundo caso onde para além de a energia solar não

conseguir satisfazer a procura a central também não consegue. Esta última situação do segundo caso, não irá acontecer nesta simulação pois foi definido que esse ponto não traria nada de novo às conclusões finais. Assim no pior caso, a central irá sempre conseguir suportar as necessidades do consumidor.

Esta função recebe como parâmetros a matriz com informação da procura do cliente em questão, a matriz da produção solar, e a matriz da produção da central e ainda os limites máximos e mínimos do consumidor por hora, no caso de se aplicar os limites. Em termos de saída a função exporta os valores atualizados da matriz atribuída ao cliente, do parque solar e da central. Estes valores serão utilizados para o despacho do cliente seguinte.

Após a função “despacho”, é executada a função “alterar_consumo”. Esta função vai percorrer a matriz associada ao consumidor e vai alterar o valor da coluna da procura, para o fazer, são necessários dois ciclos *for*, a correr um dentro do outro, percorrendo os dois a mesma matriz. O primeiro terá sempre associado um valor *ii*, e o segundo *jj* (*ii* e *jj* são valores entre 1 e 24 inclusive, para representarem as 24 horas de um dia). Assim quando é possível haver uma alteração de consumo, que será quando houver energia produzida pelo parque solar que não foi despachada anteriormente, o programa atualiza o valor referente à procura do consumidor tendo em conta se há ou não limites máximos e mínimos. Se houver limites o programa não deixa que os valores saiam desse intervalo, atualizando os valores da matriz associada ao parque solar, da matriz associada à central e da procura na matriz do consumidor para o valor *ii* e para o valor *jj*. Foi também implementado uma condição de paragem para o estudo de cenários em que haja limitação de consumo ajustado para as horas de excedente de Energia Solar. Esta condição quebra o funcionamento dos dois ciclos *for* terminado a execução da função “alterar_consumo”.

De seguida o programa executa novamente a função “despacho”, agora com os novos valores da procura de cada cliente. Este processo é o mesmo que descrito anteriormente, e tem os mesmos valores de entrada e de saída, a matriz com informação da procura do cliente em questão, a matriz da produção solar, e a matriz da produção da central e ainda os limites máximos e mínimos do consumidor por hora (de entrada), e os valores atualizados da matriz atribuída ao cliente, do parque solar e da central (de saída).

Para a execução do programa de forma integrada e simplificada, foi criada uma função principal denominada “Agregador” que tem como finalidade executar o processo descrito de uma vez só. Esta função executa a função “despacho” para todos os clientes e exporta os resultados de cada um para uma folha de Excel de maneira a analisar os resultados. Após todos os consumidores passarem por este primeiro processo, é corrida a função de “alterar_consumo” que, como já foi explicado, ajusta os valores da procura dos consumidores. A função “Agregador” é novamente responsável por executar esta função para todos os clientes,

exportando novamente os resultados para uma folha de Excel. Por fim é novamente realizado o “despacho”, já com valores atualizados da procura, e, novamente, a impressão de resultados para uma folha de cálculo.

Os resultados obtidos serão analisados em detalhe na secção seguinte referente aos resultados da simulação onde serão apresentados os resultados obtidos com recurso ao programa desenvolvido para aplicação da metodologia

4.4 Ilustração da Metodologia adotada

Para pôr em prática o programa desenvolvido foram utilizados dados reais. Por motivos de simplificação, apenas se considera uma “central” genérica, capaz de satisfazer a procura dos consumidores com 64,6 kW, por dia, e a oferta renovável é simulada por um parque solar genérico. Do lado da procura foram escolhidos seis tipos de consumidores diferentes, (2 Consumidores domésticos, 1 Armazém, 1 Café, 1 Consumidor industrial e 1 Comerciante), e foi feito o somatório dos consumos destes ao longo de 15 dias, e depois a média do consumo destes para cada hora do dia. O período de simulação escolhido foi um dia, dividido pelas suas vinte e quatro horas.

Aos consumidores, é requisitada uma estimativa da procura baseada na média dos consumos horários ao longo de duas semanas, e é realizado um primeiro despacho por parte do agregador dando prioridade às fontes de energia renováveis. Após o primeiro despacho o agregador analisa o excedente de renováveis, faz algumas alterações aos consumos dos clientes, mediante os limites impostos por estes, e realiza um novo despacho aproveitando agora a energia proveniente de fontes renováveis que antes era desperdiçada.

Apesar de o programa ser capaz de funcionar com limites máximos e mínimos de consumo por parte do consumidor, como referido no Capítulo 4, essa situação foi descartada por motivos de simplificação e porque não traduziu uma mais-valia para o estudo.

No final de cada simulação é calculado o Custo total para cada consumidor, onde se verifica os benefícios do ajuste do consumo para as horas de excedente de energia solar.

Para melhor se perceber a expressão (5.1) é apresentado a seguinte figura que ilustra o consumo total e a produção de energia solar:

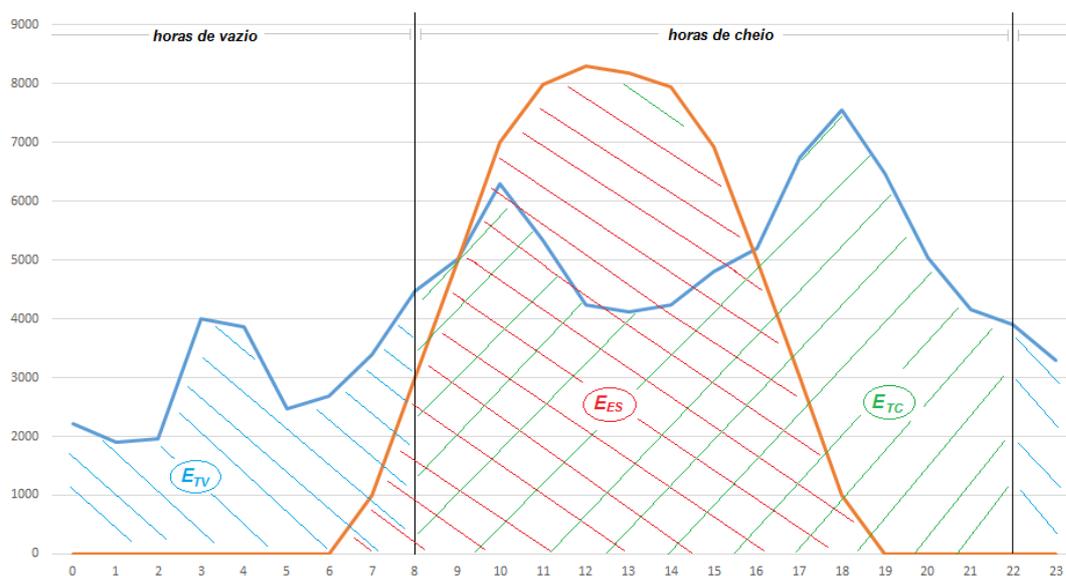


Figura 4.2 - Gráfico de apoio à expressão 5.1 apresentada abaixo. Serve para compreender os intervalos utilizados no cálculo do Custo total. Nota: $E_{ES\ cheio}$ e $E_{ES\ vazio}$ não se apresentam mas somados resultam no E_{ES} e podem ser facilmente entendidos pelos separados de horas de cheio e vazio

O Lucro total para o Distribuidor é então cálculo de acordo com a seguinte expressão:

$$Lt = (Energia\ vendida \times Preço\ de\ venda) - (Energia\ comprada \times Preço\ de\ compra) \quad (€), \quad (5.1)$$

$$Lt = Pv_c \times E_{total} - Pc_{ES} \times E_{ES} - Pc_{RD} \times E_{transf} \quad (€), \quad (5.2)$$

Em que:

- Lt é o lucro total (€);
- Pv_c é o preço de venda da energia ao consumidor (€);
- E_{total} é a energia total consumida (kW);
- Pc_{ES} é o preço de compra de energia solar (€);
- E_{ES} é a energia solar comprada (kW);
- Pc_{RD} é o preço de compra à rede de distribuição (€);
- E_{transf} é a energia que o consumidor aceitou transferir para outro horário (kW).

De notar que não foi considerado o período de cheio e vazio, e assim os preços das tarifas serão os da tarifa simples para o caso de Pv_T e da *feed-in-tariff* para $P_{C_{ES}}$. Para calcular o custo para o consumidor, basta calcular a primeira parcela da expressão 5.1, ficando a segunda parcela a ser o custo para o distribuidor.

Capítulo 5

Casos de Estudo

5.1 Introdução

De forma a poder validar o programa apresentado no Capítulo 4, foram criados 3 cenários de teste. Estes cenários foram simulados e os seus resultados serão mostrados no capítulo 5.4. A principal diferença de cada cenário é a disponibilidade dos consumidores para alterar o seu consumo para outras horas do dia. Estes três cenários envolvem os aspetos mais importantes do comportamento do programa e serão de seguida apresentados:

- Para o **Primeiro Cenário** foi definido que nenhum consumidor aceitaria alterar os seus consumos. Este cenário serve essencialmente de ponto de partida, ou seja, um modelo de comparação para os outros cenários uma vez que se trata de um cenário BAU. A partir da comparação de este cenário com os de mais é possível retirar conclusões sobre a validade do programa. Este foi denominado cenário inelástico, devido à falta de flexibilidade dos consumidores para ajustarem o seu consumo.
- No **Segundo Cenário** foi considerado oposto do cenário anterior, em termos de disponibilidade de ajustar o consumo. Assim todos os consumidores estão disponíveis para trocar o máximo de energia possível para as horas de excedente de energia solar, ficando apenas essa mudança limitada pelo valor de produção do parque solar. Devido a este facto os consumos não serão todos alterados, mas sim apenas uma percentagem mediante a energia disponível. A energia restante será fornecida pela central de energia não renovável.
- O **Terceiro Cenário**, tenta simular uma situação mais aproximada da realidade, neste cenário os consumidores estão dispostos a alterar o consumo para horas do dia em que haja excedente de produção de energia solar, mediante a redução da tarifa. A quantidade que estão dispostos a transladar para outras horas está

dependente da baixa de preço de compra de energia por parte do consumidor. Foram então definidos 4 casos:

Tabela 5.1 - Casos referentes ao cenário nº3 de simulação da ferramenta computacional implementada.

	Desconto	Consumo (%)
Caso a)	0,9xPv	20
Caso b)	0,8xPv	35
Caso c)	0,7xPv	50
Caso d)	0,5xPv	100

Na tabela (5.1) apresentada, Pv é o preço a que a energia é vendida ao consumidor, assim ele aceita trocar uma percentagem do seu consumo, das horas em que não há energia solar em sobra, para as horas em que isso ocorre, mas para isso tem que receber uma bonificação em forma de desconto no preço a que compra energia.

5.2 Resultados finais

Nas secções seguintes serão apresentados os resultados obtidos da simulação efetuada, que foi apresentada no Capítulo 4, e a sua validação. As tabelas onde pode ser vista a aplicação do modelo iterativo e os modelos aproximados para cada um dos cenários pode ser consultada nos Anexos desta dissertação.

5.2.1 Cenário 1/Cenário BAU

Este cenário serve como modelo de comparação para os outros cenários. Pelo seu nome, Cenário BAU, *Business As Usual*, facilmente se percebe que será a simulação do funcionamento normal do sistema. Assim, apenas é realizado o primeiro despacho para se obterem valores de comparação, como explicado anteriormente. Para este primeiro cenário fora utilizados os dados recolhidos, que se encontram no Anexo A (figuras de 1 a 8). Os resultados obtidos nesta simulação são apresentados de seguida:

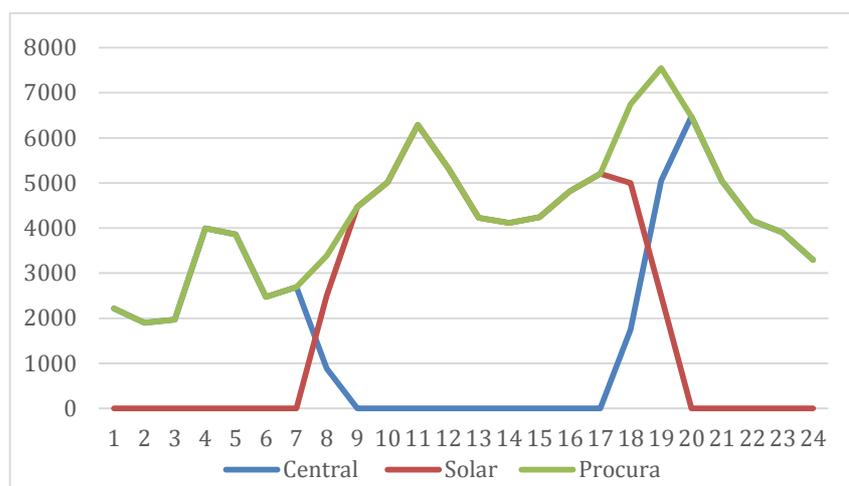


Figura 5.1 - Valores da Procura total e valores da produção do parque solar e da central (kW).

Na figura 5.2 apresenta-se os valores do despacho realizado na simulação, onde se pode ver o valor da procura total a cada hora do dia considerado para o estudo. Estes valores são o somatório de outros dois, a produção de energia fotovoltaica e a produção da central considerada. Assim pode-se ter uma noção dos valores iniciais, e mais à frente será possível compara os valores dos outros cenários com este. Os resultados deste primeiro cenário foram os seguintes:

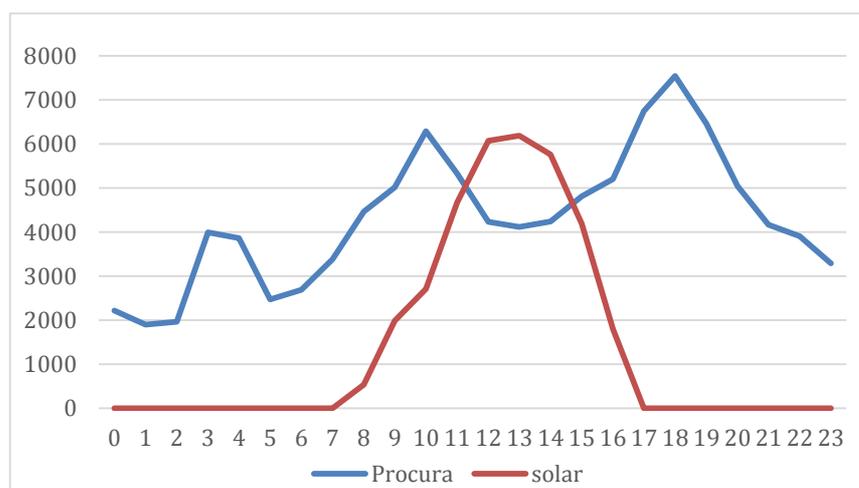


Figura 5.2 - Energia solar excedente em comparação com o consumo total (kW).

Numa análise rápida à figura 5.3 é fácil perceber que a energia solar excedente tem ainda uma dimensão considerável e pode ser aproveitada para baixar a produção de energia a partir de fontes não renováveis, neste caso a central.

De seguida é apresentada a tabela dos Custos Totais da compra de Energia quer por parte do Distribuidor, quer por parte dos consumidores. É também possível ver os valores da Energia

Solar, da Energia da Central. A Energia Transferida não tem expressão por este ser o Cenário de comparação. Estes valores foram calculados com base na expressão 5.1.

Tabela 5.2 - Cálculo do Lucro Total da Energia.

Consumidor	E. Vendida Consumidor (€)	E. Comprada Solar (€)	E. Comprada à Rede (€)	Lucro Total (€)
Armazém	27,80 €	13,23 €	4,97 €	9,60 €
Doméstico1	3,91 €	1,03 €	1,70 €	1,18 €
Doméstico2	20,42 €	3,76 €	10,80 €	5,86 €
Indústria	17,33 €	9,46 €	1,65 €	6,22 €
Café	79,38 €	22,37 €	32,69 €	24,32 €
Comércio	16,50 €	3,85 €	7,76 €	4,89 €
Total	165,33 €	53,69 €	59,57 €	52,07 €

A partir da Tabela 5.2 será possível comparar os valores dos outros cenários para o Custo Total, podendo averiguar se há benefício.

Os resultados para cada consumidor, mais concretamente, a relação entre o consumo de energia solar, de energia da central e o consumo total, podem ser consultados nos Anexo A (figuras 9 a 14).

5.2.2 Cenário 2

Para este cenário os consumidores foram considerados totalmente elásticos, ou seja têm disponibilidade total para ajustar o seu consumo para outras horas de acordo com a disponibilidade da fonte renovável. Para este cenário era expectável uma grande diferença no diagrama de consumo total aliado a uma exploração do recurso renovável perto do seu limite.

De seguida serão apresentados os resultados da simulação deste cenário:

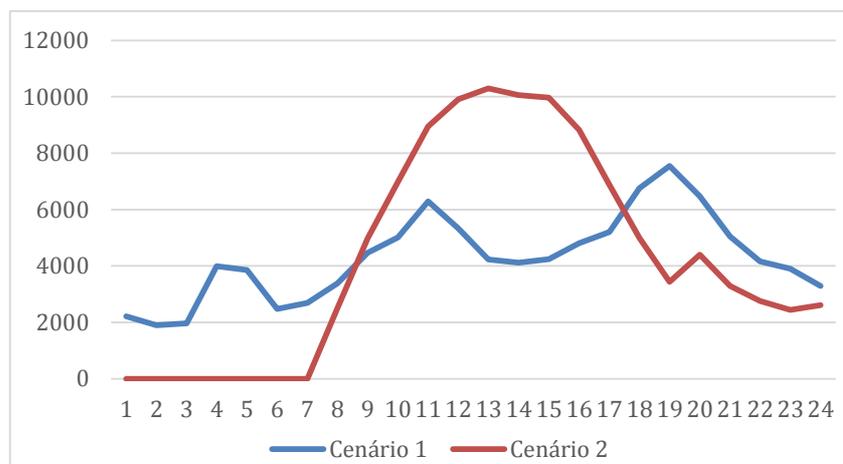


Figura 5.3 - Comparação do Consumo Total do Cenário 2 com o Cenário BAU (kW).

Ao analisar a Figura 5.4 é visível a alteração do consumo para as horas onde há excedente de energia solar, entre as 7 e as 17h, o que resulta numa diminuição de produção na central, e um maior aproveitamento da componente renovável. Isto poderá ser constatado nas próximas Figuras:

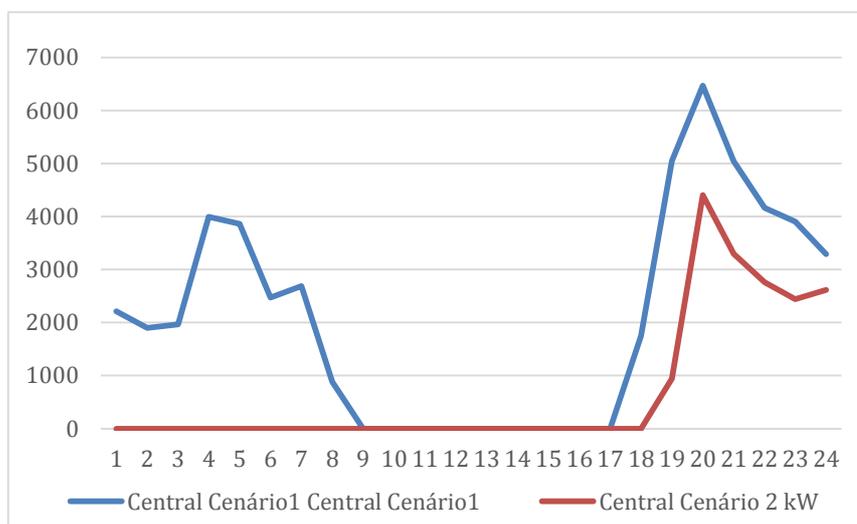


Figura 5.4 - Comparação da produção da Central antes e depois do ajuste do consumo (kW).

Neste cenário a central irá diminuir a sua produção levando a que o excedente de energia fotovoltaica assuma as necessidades dos consumidores, ficando assim apenas a fornecer energia quando a fonte renovável já não tiver capacidade para satisfazer a procura.

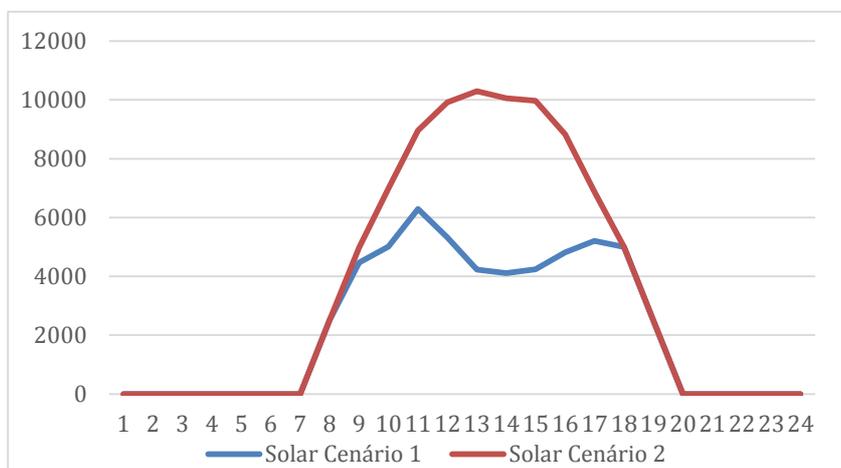


Figura 5.5 - Comparação da produção do parque fotovoltaico antes e depois do ajuste do consumo (kW).

Quanto ao consumo de energia solar, este vai aumentar até perto do seu limite, levando a que exista uma diferença acentuada como é possível ver na figura 5.6.

O Custo Total de compra de energia deste Cenário encontra-se na seguinte tabela (Tabela 5.3):

Tabela 5.3 - Custo Total de compra de energia no Cenário 2

Consumidor	E. Vendida Consumidor (€)	E. Comprada Solar (€)	E. Comprada à Rede (€)	Lucro Total (€)
Armazém	27,80 €	17,37 €	0,00 €	10,42 €
Doméstico1	3,91 €	2,44 €	0,00 €	1,47 €
Doméstico2	20,42 €	12,76 €	0,00 €	7,66 €
Indústria	17,33 €	10,83 €	0,00 €	6,50 €
Café	281,00 €	35,19 €	11,54 €	32,65 €
Comércio	16,50 €	8,28 €	1,63 €	6,60 €
Total	366,96 €	86,87 €	13,17 €	65,29 €

Por comparação com o cenário anterior comprava-se a diminuição do custo total da Energia.

Os restantes resultados desta simulação estão disponíveis no Anexo A (Figuras 15 a 26).

5.2.3 Cenário 3

Para a simulação do terceiro e último cenário foi feita uma divisão em 3 casos para estudar as diferentes hipóteses propostas e apresentadas no ponto 5.2 do Capítulo 5. Então este cenário consiste em perceber se há variação dos benefícios para os consumidores em modificarem uma percentagem do seu consumo mediante um desconto na tarifa de acordo com a percentagem de consumo alterada.

5.2.3.1 Caso A) 20%

No primeiro caso considerado, foi definido como máximo cerca de 20% para alteração do consumo com uma descida no preço de 10%. Os resultados desta simulação são apresentados de seguida:

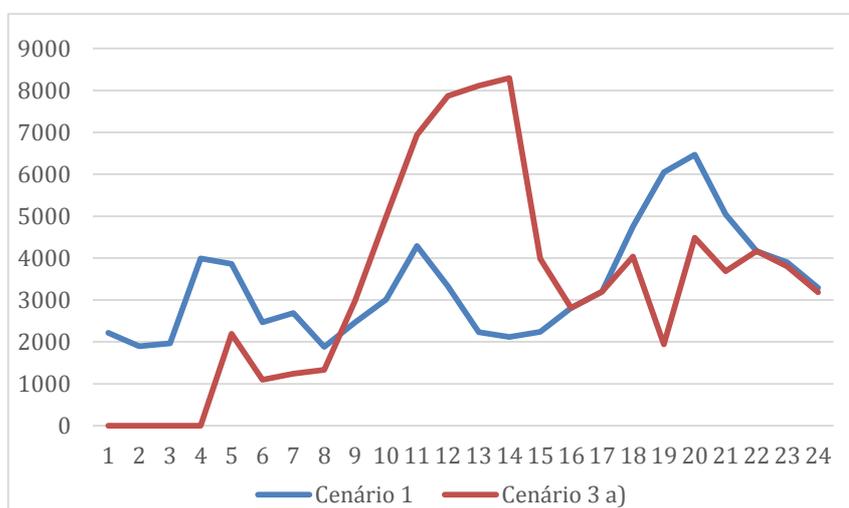


Figura 5.6 - Comparação do Consumo Total do Cenário BAU com o caso do Cenário 3.a)

Nesta primeira comparação é fácil verificar que, mais uma vez, há uma transferência de energia considerável desta vez para o horário compreendido entre as 8 e 15h. Este corte abrupto entre as 14 e as 15h deve-se à limitação de 20% no valor de energia que o consumidor teria disponibilidade para ajustar.

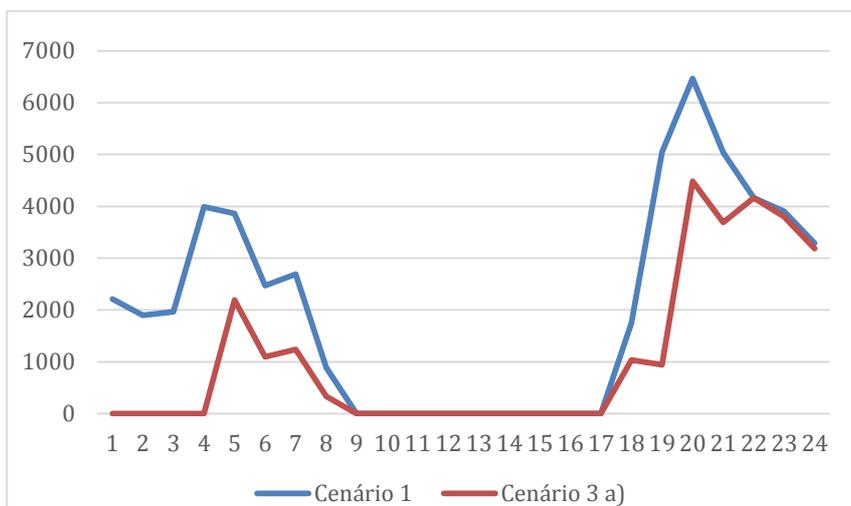


Figura 5.7 - Comparação do Consumo de Energia proveniente da Central do Cenário BAU com o caso do Cenário 3 a).

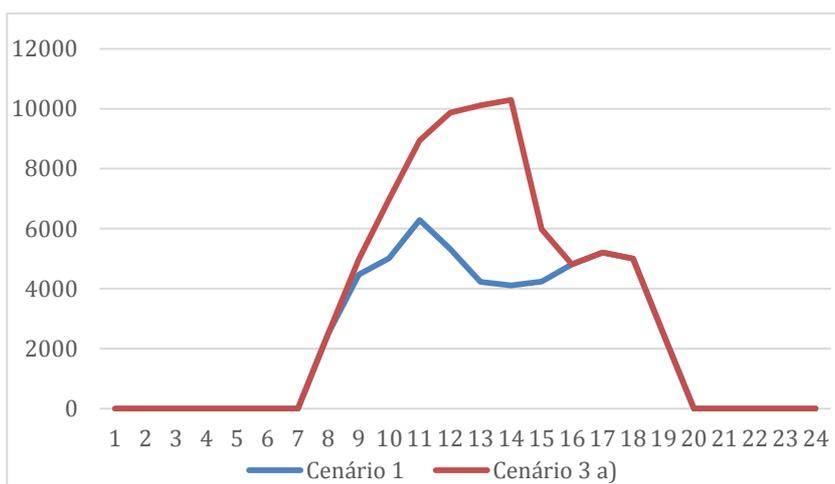


Figura 5.8 - Comparação do Consumo de Energia Solar do Cenário BAU com o caso do Cenário 3 a).

Este caso, de todos os simulados, será onde ocorre, menos ajuste da procura/consumo, o que leva a que seja o que menos beneficia do excedente de energia solar, e conseqüentemente o que mais obriga a central a produzir para suprimir as necessidades dos consumidores.

No cálculo do Lucro Total é importante analisar o desconto que os consumidores obtiveram. A Tabela 5.4 mostra esses valores, para o auxílio no cálculo do Lucro para o Distribuidor.

Tabela 5.4 - Desconto obtido pelos consumidores na compra de Energia no Caso a)

Consumidor	Energia Transferida (%)	Desconto no Preço de Compra (%)
Armazém	20,26	10%
Doméstico 1	22,46	10%
Doméstico2	24,51	10%
Indústria	12,70	10%
Café	25,85	10%
Comércio	20,22	10%

Com esta informação é possível calcular

Tabela 5.5 - Cálculo do Custo Total da compra de Energia no Caso a).

Consumidor	E. Vendida Consumidor (€)	E. Comprada Solar (€)	E. Comprada à Rede (€)	Lucro Total (€)
Armazém	25,02 €	16,75 €	0,50 €	7,77 €
Doméstico1	3,52 €	1,58 €	0,69 €	1,25 €
Doméstico2	18,38 €	6,89 €	4,70 €	6,79 €
Indústria	15,60 €	10,83 €	0,00 €	4,77 €
Café	281,00 €	35,19 €	11,54 €	24,71 €
Comércio	14,85 €	5,93 €	3,50 €	5,41 €
Total	358,36 €	77,17 €	20,93 €	50,70 €

Os restantes resultados desta simulação estão disponíveis no Anexo A (Figuras 33 a 39).

5.2.3.2 Caso B) 35%

Para este caso o limite máximo foi aumentado para 35%, bem como o desconto do preço da energia, assim passa a custar 80% do preço do cenário BAU.

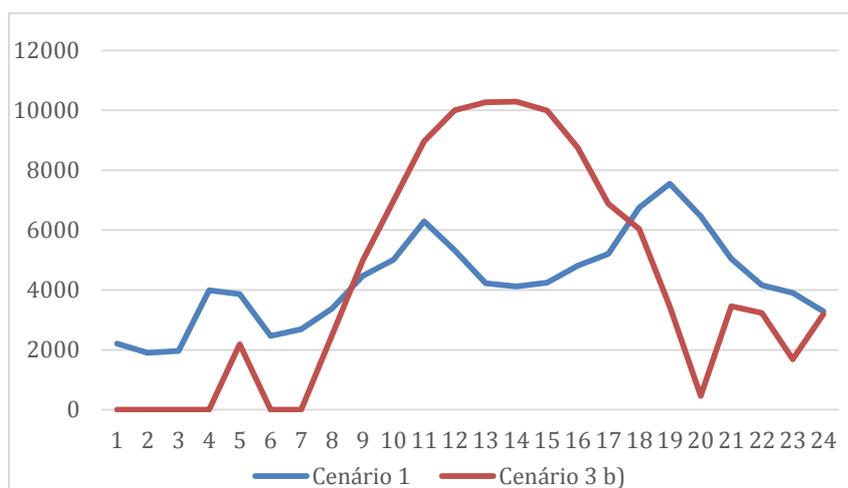


Figura 5.9 - Comparação do Consumo Total do Cenário BAU com o caso do Cenário 3 b).

Neste caso, a grande diferença para o caso anterior é o aumento do limite máximo, que se traduz num aumento de energia ajustada para o horário de energia Solar excedente. Desta vez, como o limite é maior, o período horário onde ocorre o ajuste é prolongado, mas continua a ser limitado pelo valor máximo de 35%.

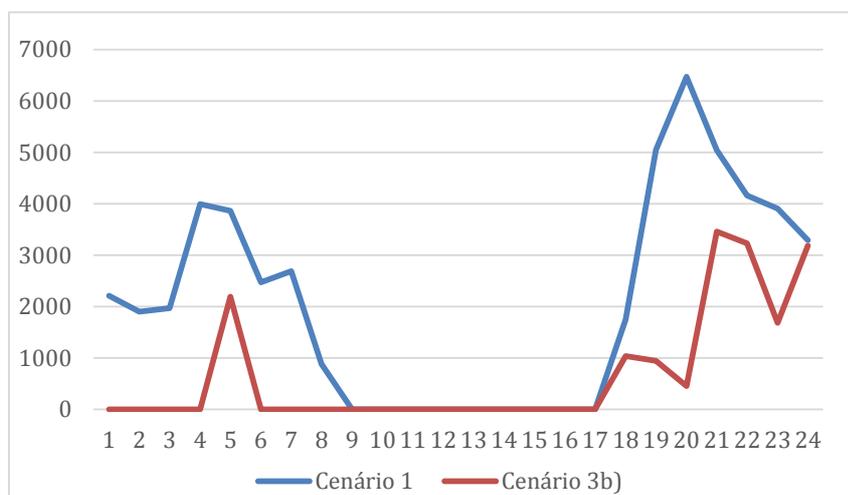


Figura 5.10 - Comparação do Consumo de Energia proveniente da Central do Cenário BAU com o caso do Cenário 3 b)

Nas figuras 5.11 e 5.12 estão os gráficos do consumo de Energia Solar e de energia proveniente da Central considerada. Se no primeiro há uma clara diminuição da produção da Central, no segundo ainda é mais evidente o peso da energia Solar, estando perto de ter um aproveitamento de 100%.

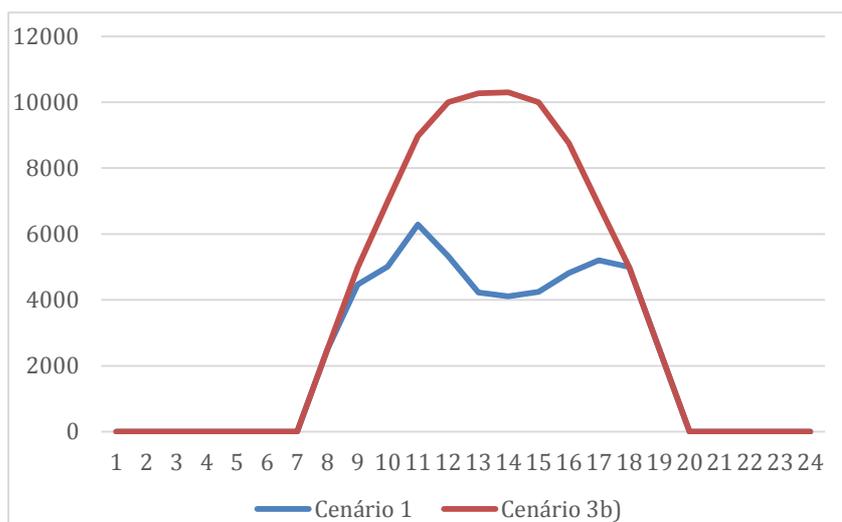


Figura 5.11 - Comparação do Consumo de Energia Solar do Cenário BAU com o caso do Cenário 3 b)

Novamente foi aplicado o desconto ao consumidor, mediante a energia que este aceitou passar para o período de excedente solar.

Tabela 5.6 - Desconto obtido pelos consumidores na compra de Energia no Caso b)

Consumidor	Energia Transferida (%)	Desconto no Preço de Compra (%)
Armazém	23,85	10%
Doméstico 1	35,69	20%
Doméstico2	37,45	20%
Indústria	12,70	10%
Café	38,07	20%
Comércio	32,87	20%

Assim fica o Lucro total com os seguintes valores:

Tabela 5.7 - Cálculo do Custo Total da compra de Energia no Caso b).

Consumidor	E. Vendida Consumidor (€)	E. Comprada Solar (€)	E. Comprada à Rede (€)	Lucro Total (€)
Armazém	25,02 €	17,37 €	0,00 €	7,64 €
Doméstico1	3,13 €	1,90 €	0,44 €	0,79 €
Doméstico2	16,33 €	8,54 €	3,37 €	4,42 €
Indústria	15,60 €	10,83 €	0,00 €	4,77 €
Café	281,00 €	41,25 €	6,68 €	15,56 €
Comércio	13,20 €	7,24 €	2,46 €	3,50 €
Total	354,28 €	87,14 €	12,95 €	36,68 €

Os restantes resultados desta simulação estão disponíveis no Anexo A (Figuras 49 a 58)

5.2.3.3 Caso C) 50%

À semelhança do caso anterior, foi aumentado o limite para 50% e o preço de compra reduzido para 70% do seu valor de acordo com a Tabela 5.1. Os resultados obtidos são apresentados de seguida:

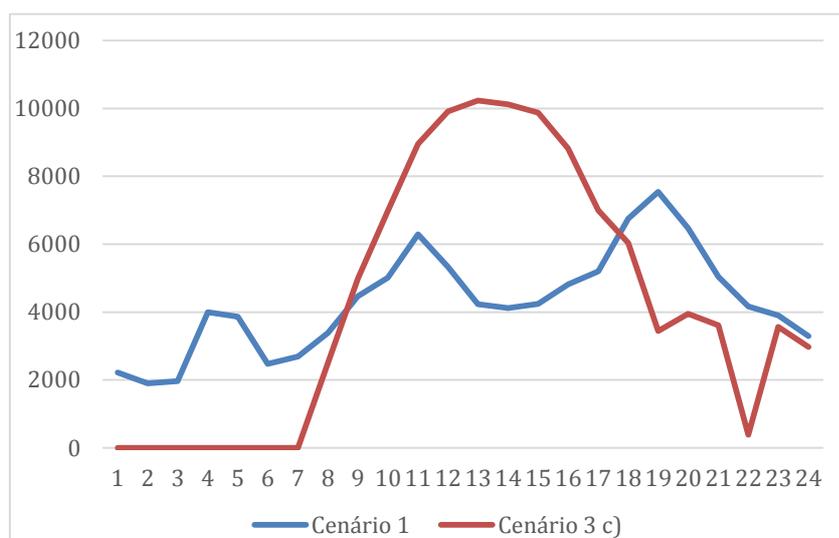


Figura 5.12 - Comparação do Consumo Total do Cenário BAU com o caso do Cenário 3 c).

Ao analisar a Figura 5.13 é de notar a grande diferença para o Cenário BAU, em relação ao caso anterior as diferenças serão mínimas e ao nível dos consumidores, pois já no caso anterior, o programa funcionava perto do limite da Energia Solar.

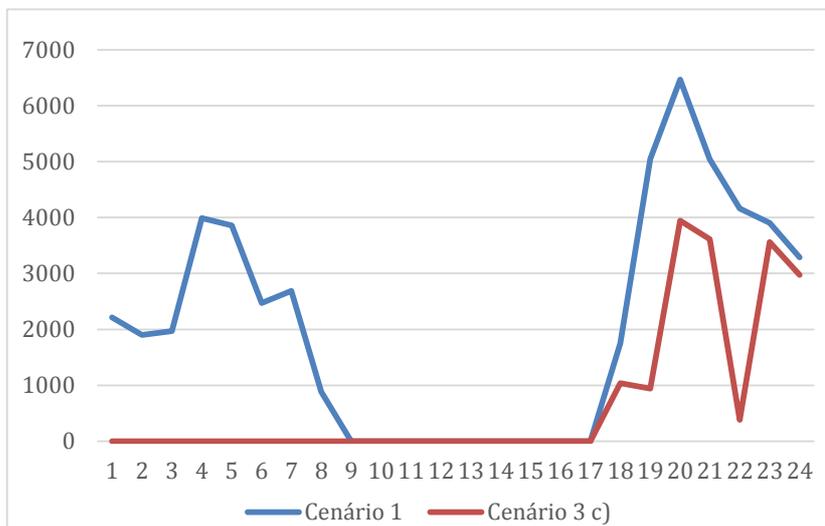


Figura 5.13 - Comparação do Consumo de Energia proveniente da Central do Cenário BAU com o caso do Cenário 3 b)

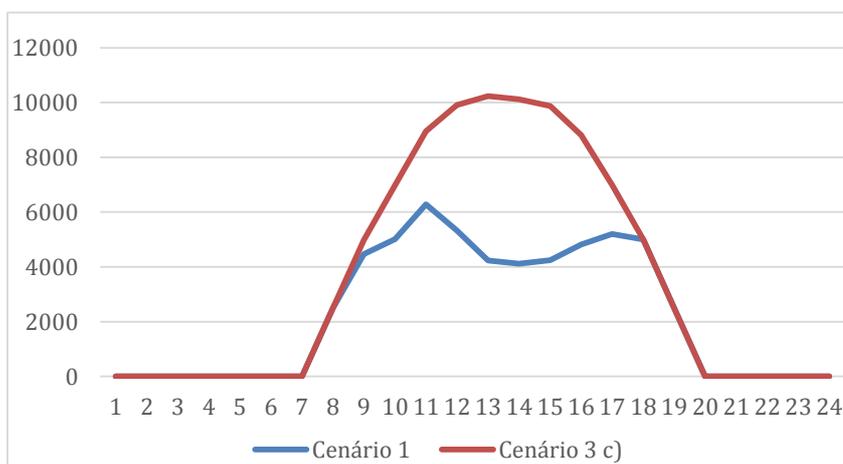


Figura 5.14 - Comparação do Consumo de Energia Solar do Cenário BAU com o caso do Cenário 3 b)

Tabela 5.8 - Desconto obtido pelos consumidores na compra de Energia no Caso c)

Consumidor	Energia Transferida (%)	Desconto no Preço de Compra (%)
Armazém	23,85	10%
Doméstico 1	57,97	30%
Doméstico2	55,93	30%
Indústria	12,70	10%
Café	31,41	20%
Comércio	34,23	20%

Tabela 5.9 - Cálculo do Custo Total da compra de Energia no Caso c)

Consumidor	E. Vendida Consumidor (€)	E. Comprada Solar (€)	E. Comprada à Rede (€)	Lucro (€)
Armazém	25,02 €	17,37 €	0,00 €	7,64 €
Doméstico1	2,74 €	2,44 €	0,00 €	0,29 €
Doméstico2	14,29 €	10,90 €	1,49 €	1,90 €
Indústria	15,60 €	10,83 €	0,00 €	4,77 €
Café	281,00 €	37,95 €	9,33 €	16,22 €
Comércio	13,20 €	7,38 €	2,35 €	3,47 €
Total	351,85 €	86,88 €	13,16 €	34,30 €

Os restantes resultados desta simulação estão disponíveis no Anexo A (Figuras 59 a 68)

5.2.3.4 Caso D) 100%

Este caso terá os mesmos valores do cenário 2 ao nível da transferência de energia para as horas de excedente de energia solar. A grande diferença entre este caso e o Cenário 2 prende-se com os preços de compra de energia por parte do consumidor, como demonstra a seguinte tabela:

Tabela 5.10 - Desconto obtido pelos consumidores na compra de Energia no Caso c)

Consumidor	Energia Transferida (%)	Desconto no Preço de Compra (%)
Armazém	23,85	10%
Doméstico 1	57,97	30%
Doméstico2	70,50	50%
Indústria	12,70	10%
Café	25,85	20%
Comércio	42,93	30%

Para O cálculo do Lucro Total, foram utilizados os valores da tabela anterior, de modo a obter a seguinte tabela:

Tabela 5.11 - Cálculo do Custo Total da compra de Energia no Caso c)

Consumidor	E. Vendida Consumidor (€)	E. Comprada Solar (€)	E. Comprada à Rede (€)	Lucro Total (€)
Armazém	25,02 €	17,37 €	0,00 €	7,64 €
Doméstico1	2,74 €	2,44 €	0,00 €	0,29 €
Doméstico2	10,21 €	12,76 €	0,00 €	-2,55 €
Indústria	15,60 €	10,83 €	0,00 €	4,77 €
Café	281,00 €	35,19 €	11,54 €	16,78 €
Comércio	11,55 €	8,28 €	1,63 €	1,65 €
Total	346,11 €	86,87 €	13,17 €	28,57 €

Os resultados dos consumidores para esta simulação podem ser analisados com os mesmos gráficos do cenário 2, pois o que apenas irá mudar neste cenário são os preços de compra para os consumidores finais e o Lucro do Agregador.

5.3 Discussão dos resultados

Ao longo deste capítulo foram apresentados os resultados obtidos da aplicação a metodologia apresentada no Capítulo 4, para os diferentes casos de estudo. Na obtenção destes resultados foram necessários valores de preços de tarifas para a expressão 5.1, e os valores utilizados foram os seguintes:

Tabela 5.12 - Comparação dos preços das tarifas utilizadas nos diferentes casos de estudo.

		Preço tarifas (€)		
		P_{CES}	P_{V_c}	P_{CRD}
Cenário 1		0,10 €	0,16 €	0,12 €
Cenário 2		0,10 €	0,16 €	0,08 €
Cenário 3	20%	0,14 €	0,08 €	0,08 €
	35%	0,13 €	0,08 €	0,08 €
	50%	0,11 €	0,08 €	0,08 €
	100%	0,08 €	0,08 €	0,08 €

Os valores na tabela 5.12, foram utilizados com base nas tarifas e preços de eletricidade disponíveis no site da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) [27].

Para auxiliar a leitura dos resultados obtidos é apresentado um gráfico de comparação de todos os cenários:

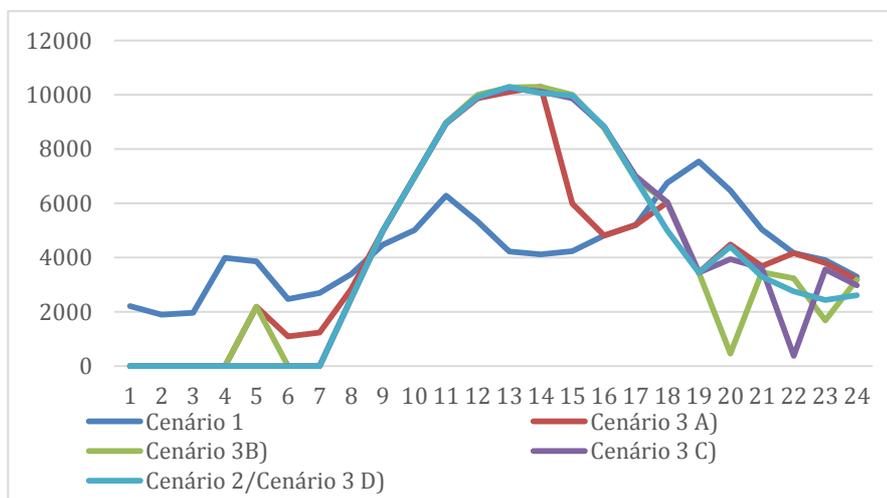


Figura 5.15 - Comparação da curva de consumo total dos cenários simulados. Nota: Cenário 2 tem os mesmos valores do Cenário 3 D).

Ao analisar em detalhe a Figura 5.15, verifica-se que há uma clara transferência de consumos para as horas compreendidas entre as 7 e as 19, que coincidem com as horas onde há energia solar disponível. Isto é visível ao comparar cada curva de simulação, com a curva do cenário 1. Há uma clara mudança no consumo, que traduz numa diminuição da energia

proveniente da rede de distribuição, e o conseqüente aumento da energia proveniente da fonte solar.

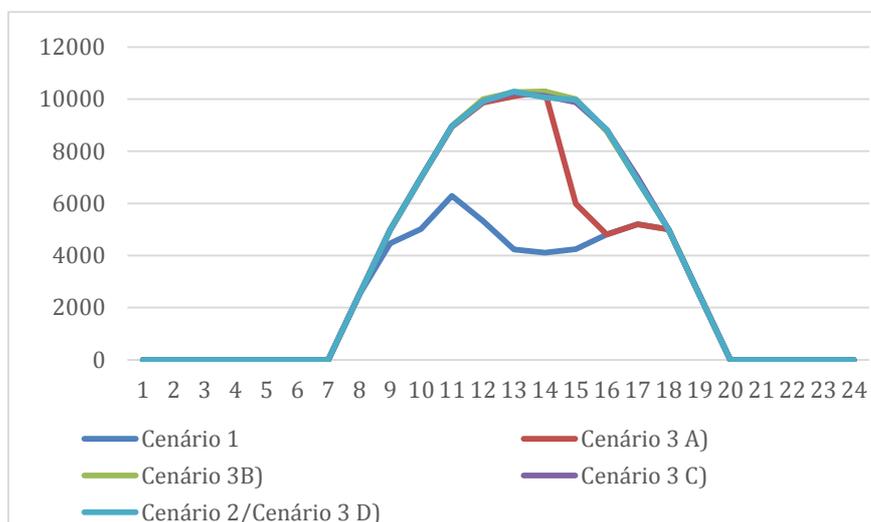


Figura 5.16 - Comparação do consumo total de Energia Solar nos diferentes cenários considerados.

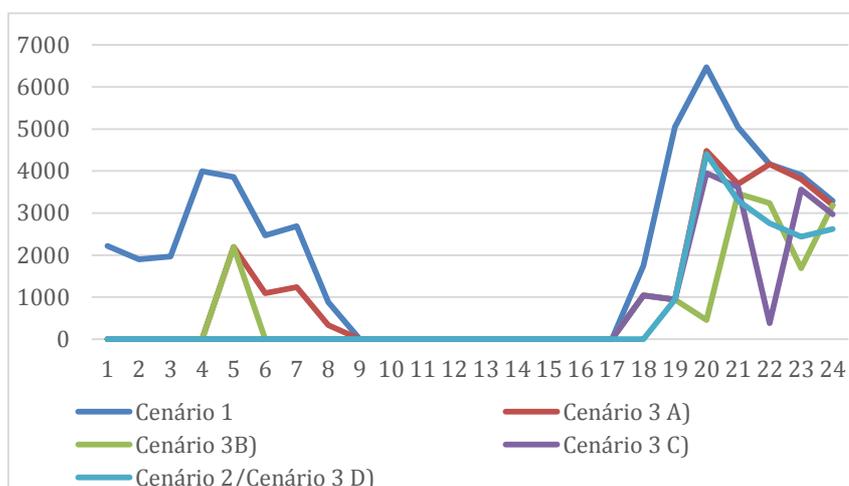


Figura 5.17 - Comparação do consumo total de Energia comprada à Rede de Distribuição nos diferentes cenários considerados.

As Figuras 5.16 e 5.17 reforçam a análise anterior, em relação ao ajuste do consumo nos diferentes cenários, comprovando a ideia de que há uma grande mais-valia nesta metodologia.

Pela seguinte tabela verifica-se o tal ajuste de energia que decorreu da aceitação dos consumidores em alterar os seus comportamentos energéticos, e é feita uma comparação de

todos os cenários e a respetiva percentagem de energia transferida, podendo ser visto os cenários em que há uma maior e menor troca de consumo.

Tabela 5.13 - Comparação dos valores de consumo alterado para os diferentes casos de estudo.

		Consumo Alterado			
		Energia Solar (W) (%)		Energia Rede Distribuição (W) (%)	
Cenário 1		53693,1	51,96%	49640,5	48,04%
Cenário2		77172,6	74,68%	26161	25,32%
Cenário 3	20%	87141,7	84,33%	16191,9	15,67%
	35%	86877,7	84,07%	16455,9	15,93%
	50%	86874,8	84,07%	16458,8	15,93%
	100%	77172,6	74,68%	26161	25,32%

Como referido anteriormente o Cenário 1 apenas serve de comparação para os outros cenários. Assim a análise começa pelo Cenário 2, que foi o primeiro simulado, aonde se verifica a mudança do consumo, com as percentagens de energia solar a aumentar e a de energia da rede de distribuição a diminuir.

Para adaptar os cenários à nova mentalidade introduzida pela metodologia apresentada, foram criados os cenários 3, que assentam em oferecer benefícios aos consumidores finais para que estes alterem os seus comportamentos relacionas com os consumos de energia. Assim verifica-se que há cenários em que há uma maior presença da energia solar, mas o principal a retirar é que havendo abertura da parte dos consumidores é possível alterar a origem dos consumos e consequentemente alterar os custos da energia para o distribuidor e o consumidor final, como será visto de seguida pela análise aos lucros.

Um dos focos deste trabalho é perceber as vantagens monetárias que pode haver desta metodologia proposta, quer para o Agregador, quer para o consumidor. O que irá ao encontro das metas 20/20/20 estabelecidas. Assim, ao olhar para os lucros obtidos pelo agregador nestes cenários resultou a seguinte tabela de lucro utilizando a expressão 4.1 do Capítulo 4:

Tabela 5.14 - Comparação do Lucro total obtido pelo Agregador por Cliente, nos diferentes casos de estudo.

Lucro total	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3 A)	Cenário 3B)	Cenário 3 C)	Cenário 3 D)
Armazém	27,80 €	27,80 €	25,02 €	25,02 €	25,02 €	25,02 €
Doméstico1	3,91 €	3,91 €	3,52 €	3,13 €	2,74 €	2,74 €
Doméstico2	20,42 €	20,42 €	18,38 €	16,33 €	14,29 €	10,21 €
Indústria	17,33 €	17,33 €	15,60 €	15,60 €	15,60 €	15,60 €
Café	79,38 €	281,00 €	281,00 €	281,00 €	281,00 €	281,00 €
Comércio	16,50 €	16,50 €	14,85 €	13,20 €	13,20 €	11,55 €
Total	52,07 €	65,29 €	50,70 €	36,68 €	34,30 €	28,57 €

A tabela 5.14 oferece uma relação bastante importante para este trabalho, pois é possível aferir em que cenário há maior lucro para o Agregador bem como quanto paga o Consumidor final pela energia consumida. É então preferível para o Agregador o Cenário 2, pois é o que consegue maior lucro, mas este cenário não será possível, pois é necessário haver uma contrapartida para o consumidor, portanto, neste caso para o Agregador, o melhor cenário foi o 3 A), aonde consegue obter um lucro de 50,70€ por dia. Já para os consumidores e ignorando, por enquanto, o caso do consumidor “Café”, o melhor cenário seria o 3 D) aonde há uma maior diminuição do custo de energia para os consumidores.

O caso do consumidor “Café” poderá ser contornado facilmente pela atribuição de prioridades por consumidores. O que acontece nesta simulação é que este consumidor aquando do seu despacho, já não era possível ao Agregador satisfazer as suas necessidades com energia solar, pois esta já não seria suficiente.

Capítulo 6

Conclusão

6.1 Contribuições desta dissertação

Com a cada vez maior consciencialização dos problemas de eficiência energética e da necessidade de reduzir os consumos de energia, ferramentas de controlo mais eficazes e capazes de obter resultados mais rapidamente são uma necessidade para garantir o bom funcionamento e o alcance das metas estabelecidas para 2020.

Esta dissertação apresenta uma nova abordagem, recorrendo a uma nova forma de pensamento/orientação para o consumo e eficiência energética, apresentada nos capítulos 1, 2 e 3. Trata-se de uma solução simplificada mas possível de ser aplicada na prática.

Pelos resultados apresentados no Capítulo 5, verifica-se que através da utilização deste modelo, há um melhoramento nos consumos de energia, e conseqüentemente diminuição na produção por vias não renováveis.

Conclui-se que a metodologia implementada trás benefícios para todos os intervenientes do setor energético, em particular o Agregador e os consumidores finais. É possível ver que há um lucro que pode ser bastante interessante para o Agregador, reduzindo os custos com a produção de energia proveniente de fontes não renováveis. Há também a diminuição da fatura da parte do consumidor.

6.2 Sugestões para trabalhos futuros

Embora a abordagem aplicada ao longo desta dissertação seja possível de ser aplicada na prática, existem alguns aspetos que podem ser melhorados e estratégias que podem ser abordadas com o objetivo de obter melhores resultados. Desenvolvimentos futuros podem abordar os seguintes aspetos:

- Melhorar o programa de modo a toda a energia proveniente renovável seja entregue para consumo na sua totalidade, de modo a aumentar o aproveitamento dos recursos renováveis;
- Estudar a possibilidade de utilizar um índice de prioridade para os consumidores, na medida em que torne possível definir quais os consumidores que, na ocorrência de uma diminuição inesperada de energia de fontes renováveis, sejam alimentados primeiro de modo a manter o preço da energia dentro dos valores previstos;
- Simular os consumos com os limites mínimos e máximos de cada consumidor, que poderá trazer melhoria nos consumos, pois limitará o limite máximo dos consumidores finais de acordo com a potência instalada. Esta implementação aliada ao índice de prioridades poderá fazer com que todos os consumidores do portfólio do Agregador tenham o mesmo benefício;
- Discutir um modelo de partilha de custos entre consumidores e distribuidor mais participado e dinâmico, isto é ao longo do dia numa base horária;
- Serão necessárias novas regulamentações e formação para todos os operadores/intervenientes da rede.

Referências

- [1] “European technology platform for the electricity networks of the future,” [Online]. Available: <http://smartgrids.eu/FAQ#12>.
- [2] I. E. Agency, “Energy Technology Perspectives 2012 - pathways to Clean Energy System,” OECD/IAE, 2012.
- [3] UNFCCC, “Kyoto Protocol - Reference Manual,” UNFCCC, 2008.
- [4] “Wikipédia,” [Online]. Available: http://en.wikipedia.org/wiki/Copenhagen_Accord.
- [5] B. Mellár, “Parlamento Europeu,” 2014. [Online]. Available: http://www.europarl.europa.eu/aboutparliament/pt/displayFtu.html?ftuId=FTU_5.7.1.html.
- [6] Comissão Europeia, “EUROPEAN TASK FORCE FOR THE IMPLEMENTATION OF SMART GRIDS INTO THE EUROPEAN INTERNAL MARKET,” 2012.
- [7] A. C. Silva, “A Europa: Segurança ou Insegurança Energética?,” 2008.
- [8] M. Lehmann, “goingsmartgrids.net,” 2011. [Online]. Available: <http://goingsmartgrid.net/history-of-smart-grids/>.
- [9] R. P. S. Matthew H. Brown, “Electricity Transmission - A Primer,” National Conference of State Legislatures, 2004.

- [10] Z. Y.-h. ,. Z. J.-l. Xu Wei, “Energy-efficient Distribution in Smart Grid,” em *Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09*, Nanjing, 2009.
- [11] I. Koutsopoulos e T. Salonidis, “The Role of Aggregators in Smart Grid Demand,” *IEEE Journal*, vol. 31, nº 7, pp. 1247 - 1257, 2013.
- [12] A. V. A. A. A. B. Y. Z. I. D. F. T. C. D. S. Cossent, “Algorithms for aggregators, customers and for their equipment which enables active demand,” 2011.
- [13] Comissão Europeia, *Energising Europe: A real market with secure supply*, Bruxelas, 2007.
- [14] M. A. J. V. A. M. G. F. (. J. E. A. (. Catalin Felix Covrig, “Smart Grid Projects Outlook 2014,” JRC - Comissão Europeia, 2014.
- [15] EDP, “EDP,” [Online]. Available:
<http://www.inovcity.pt/pt/Pages/inovgrid.aspx>.
- [16] J. P. Lopes, “INESCTEC,” INESC Porto, [Online]. Available:
<http://www2.inescporto.pt/cpes/projectos/em-curso/miles/>.
- [17] P. L. Monteiro, “projeto InovGrid,” *renováveis magazine*, p. 50, 2012.
- [18] “COMPETE,” 2012. [Online]. Available:
<http://www.pofc.qren.pt/media/noticias/entity/inovgrid--uma-plataforma-de-que-e-impossivel-fugir-no-futuro>.
- [19] Microsoft, “Microsoft Case Studies,” Setembro 2013. [Online]. Available:
http://www.microsoft.com/casestudies/Case_Study_Detail.aspx?casestudyid=71000002962. [Acedido em 14 Junho 2014].
- [20] “Governo de Portugal,” 2013. [Online]. Available:
<http://www.portugal.gov.pt/pt/os-ministerios/ministerio-do-ambiente-ordenamento-do-territorio-e-energia/mantenha-se-atualizado/20131029-maote-mobilizar-pt-economia-verde.aspx>. [Acedido em 2014].

-
- [21] Coligação para o Crescimento Verde, “Reunião Inaugural,” Lisboa, 2014.
- [22] Comissão Europeia, [Online]. Available: <http://ec.europa.eu/energy/eepr/projects/>. [Acedido em Junho 2014].
- [23] Comissão Europeia, “Report On the implementation of The European Energy Programme for Recovery,” Bruxelas, 2013.
- [24] Comissão Europeia, “Compreender as políticas da União Europeia: Ação Climática,” União Europeia, Bruxelas, 2013.
- [25] Comissão Europeia, “Press release: 2030 climate and energy goals for a competitive, secure and low-carbon EU economy,” União Europeia, Bruxelas, 2014.
- [26] A. Losi, M. Lombardi, S. Di Carlo e R. D'Avino, “ACTIVE DEMAND: the future of electricity” Report on Deliverable 7.3,” ADDRESS project, 2011.

Anexo A – Capítulo 5

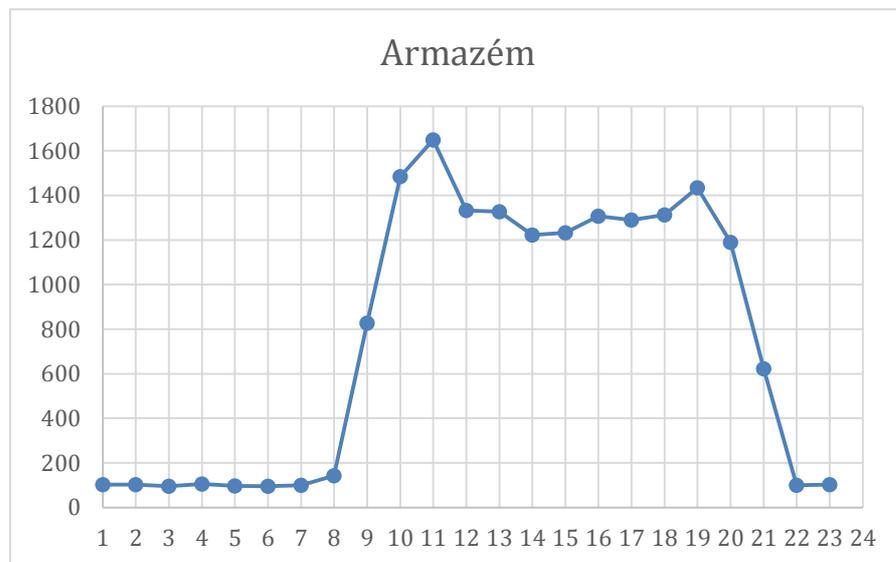


Figura A.1 - Perfil de consumo do consumidor Armazém ao longo de 24h.

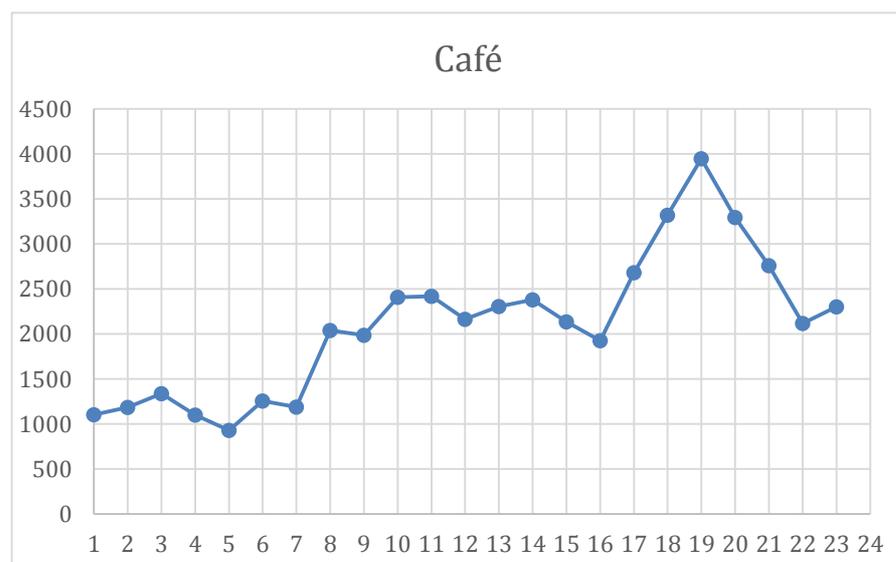


Figura A.2 - Perfil de consumo do consumidor Armazém ao longo de 24h.

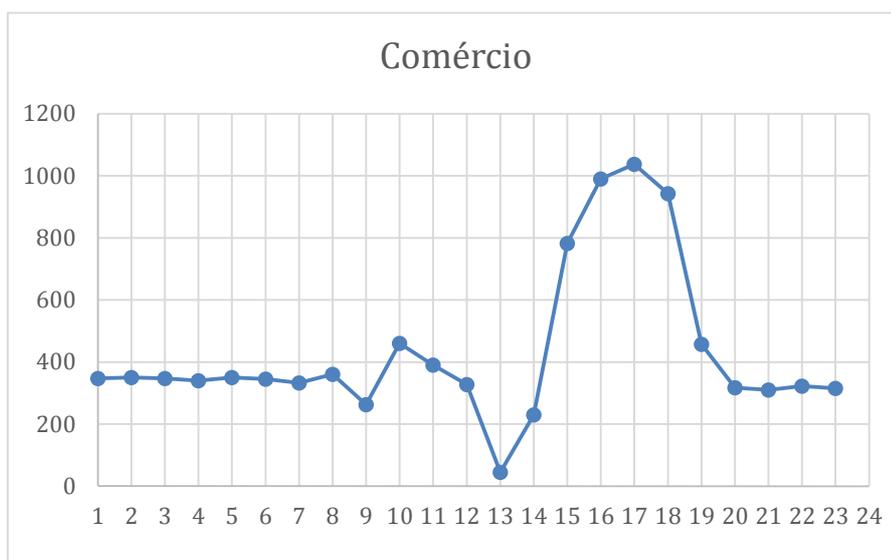


Figura A.3 - Perfil de consumo do consumidor Comércio ao longo de 24h.

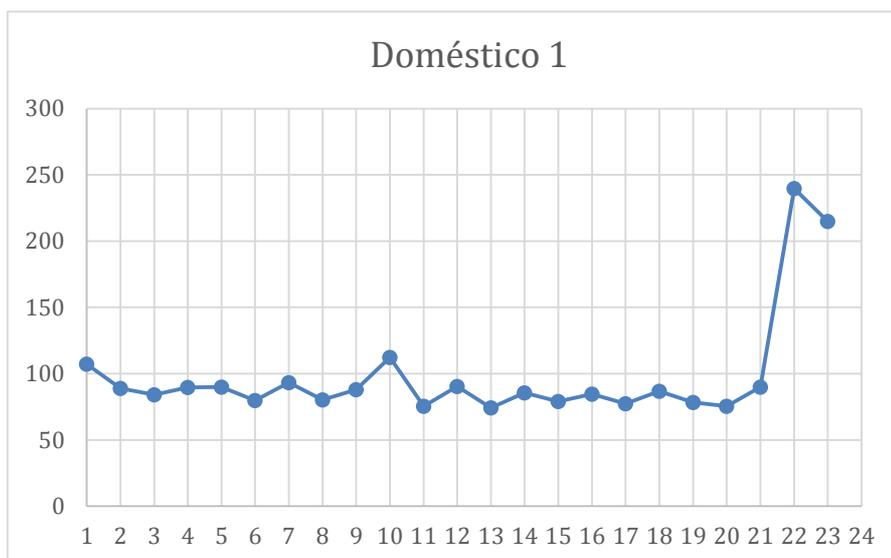


Figura A.4 - Perfil de consumo do consumidor Doméstico 1 ao longo de 24h.

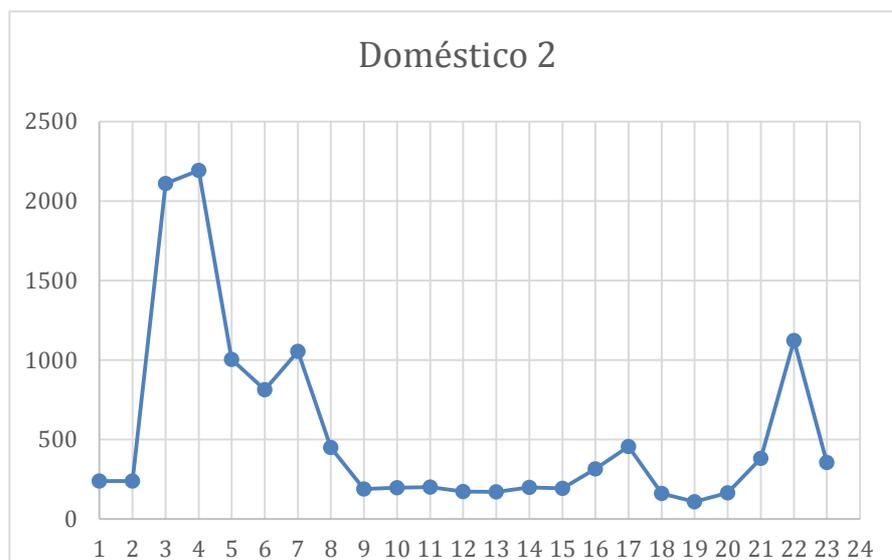


Figura A.5 - Perfil de consumo do consumidor Doméstico 2 ao longo de 24h.

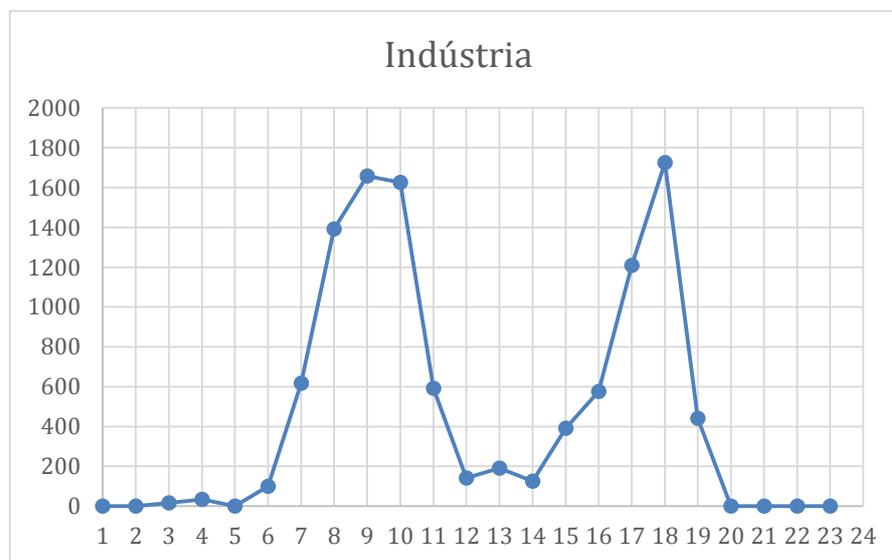


Figura A.6 - Perfil de consumo do consumidor Indústria ao longo de 24h.

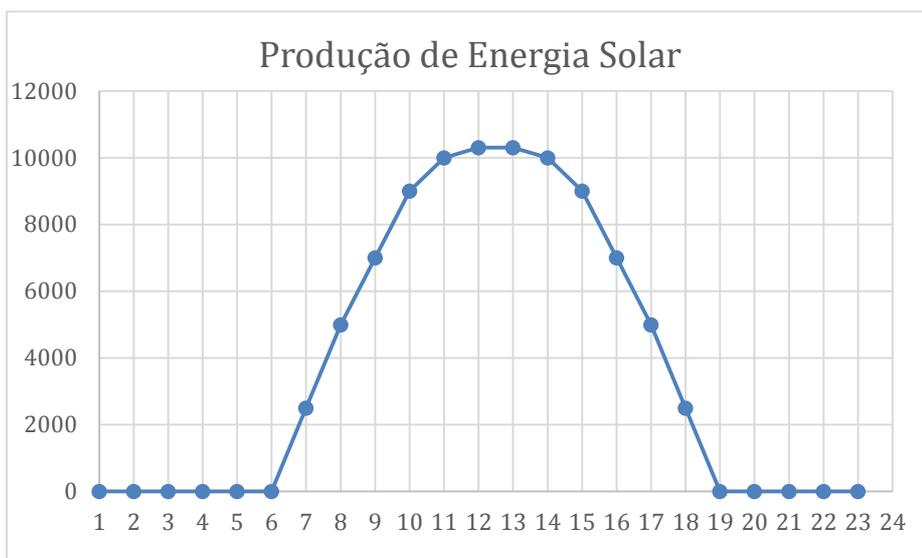


Figura A.7 - Curva de produção do parque solar genérico ao longo de 24h.

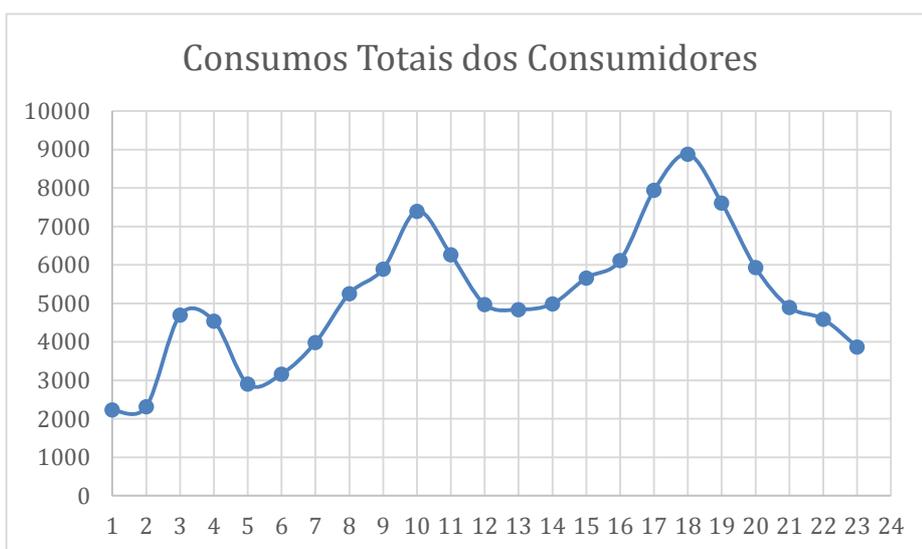


Figura A.8 - Somatório dos Perfis de consumo de todos os consumidores, ao longo de 24h.

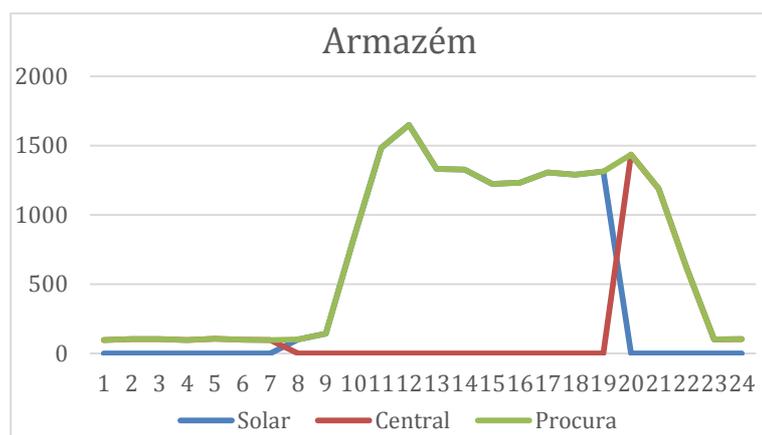


Figura A.9 - Valores da Procura total e valores da produção do parque solar e da central do Cenário BAU.

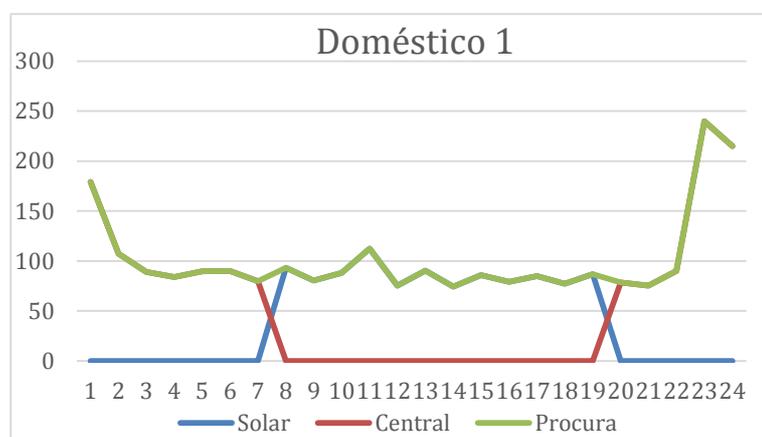


Figura A.11 - Valores da Procura total e valores da produção do parque solar e da central do Cenário BAU.

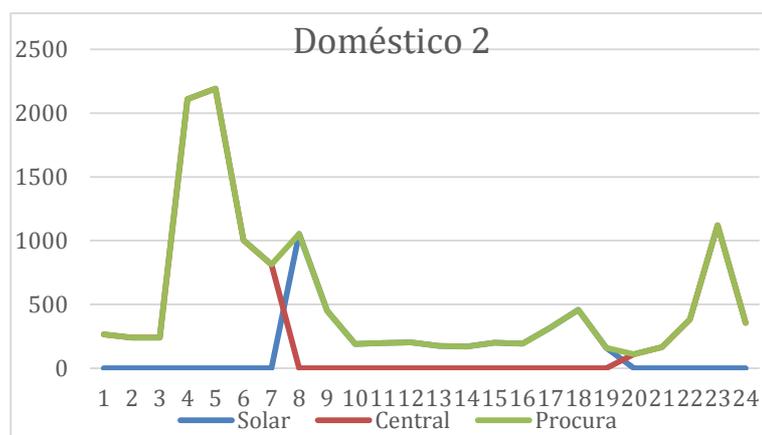


Figura A.10 - Valores da Procura total e valores da produção do parque solar e da central do Cenário BAU.

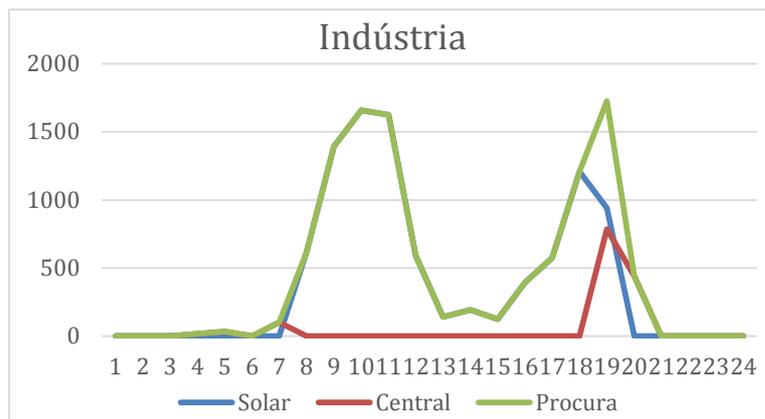


Figura A.12 - Valores da Procura total e valores da produção do parque solar e da central do Cenário BAU.

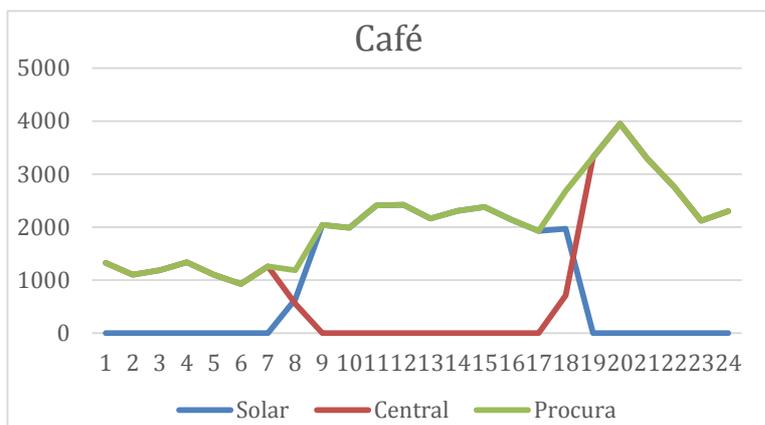


Figura A.13 - Valores do Consumo total e valores da produção do parque solar e da central do Cenário BAU.

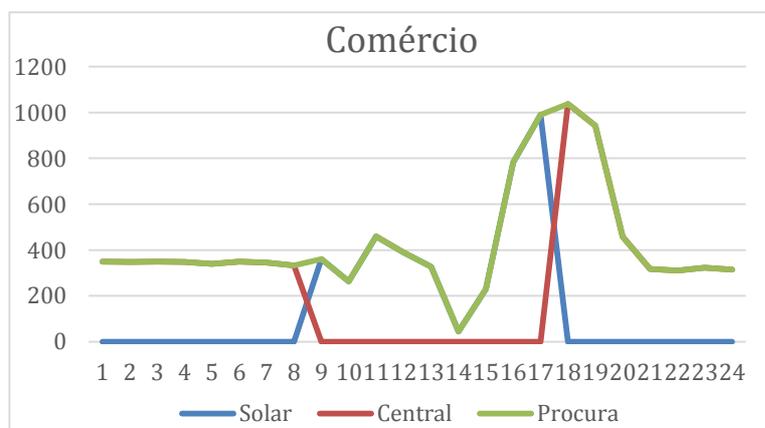


Figura A.14 - Valores da Procura total e valores da produção do parque solar e da central do Cenário BAU.

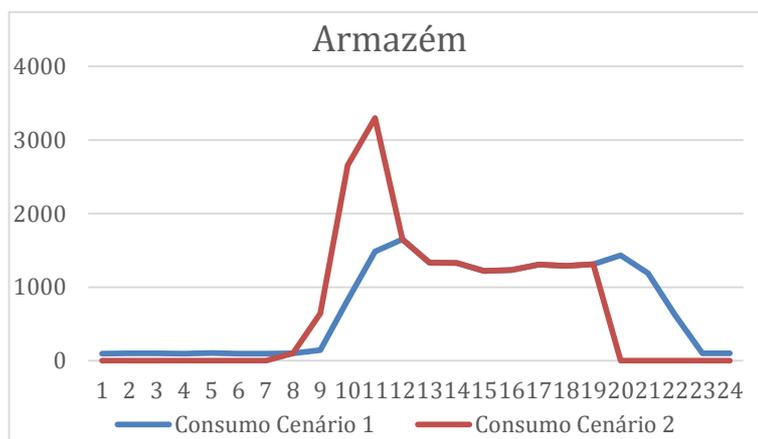


Figura A.15 - - Valores do Consumo Total nos cenários 1 e 2.

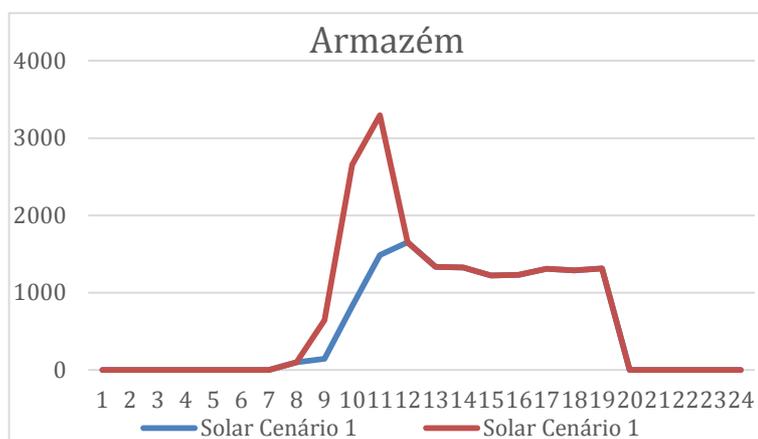


Figura A.16 Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 2.

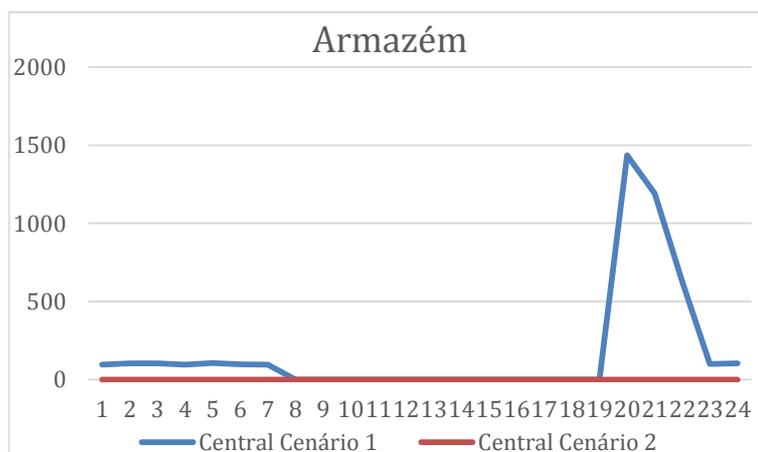


Figura A.17 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 2.

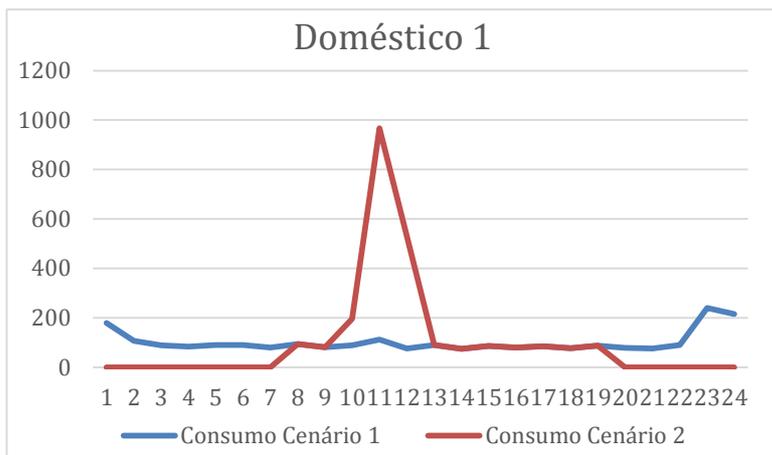


Figura A.18 - Valores do Consumo Total nos cenários 1 e 2 .

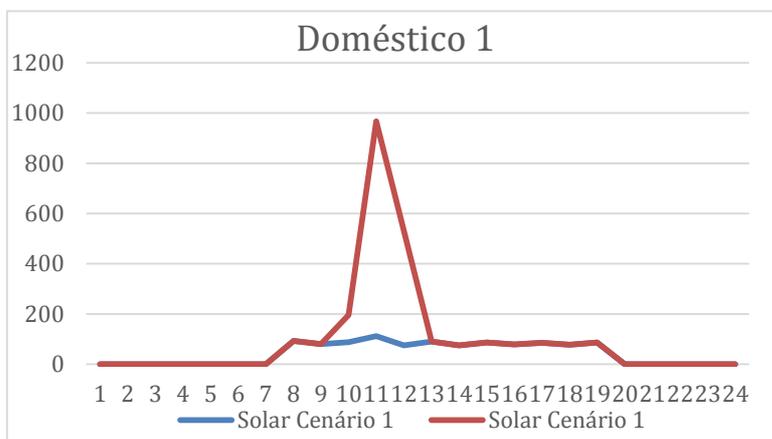


Figura A.19 - Valores do Consumo de Energia Solarl nos cenários 1 e 2.

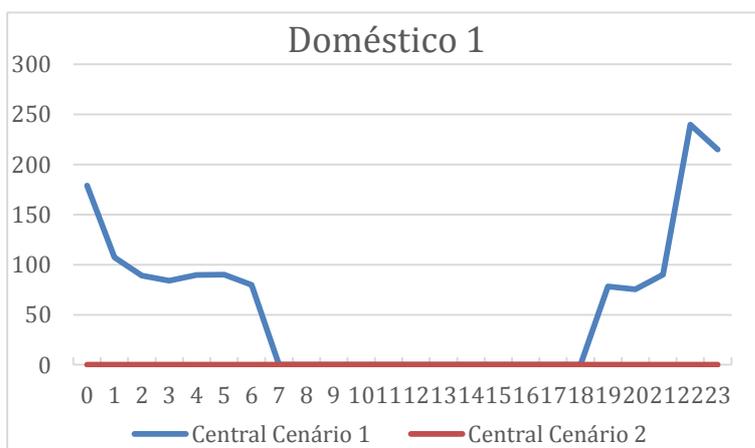


Figura A.20 - Valores do Consumo de Energia da CEntal nos cenários 1 e 2.

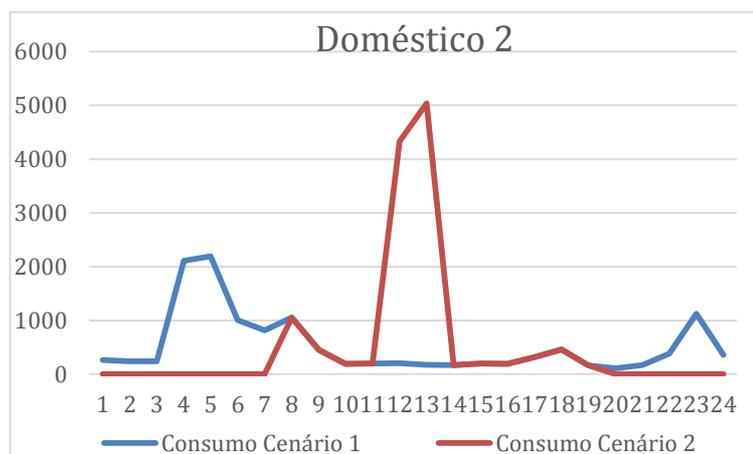


Figura A.21 - Valores do Consumo Total nos cenários 1 e 2.

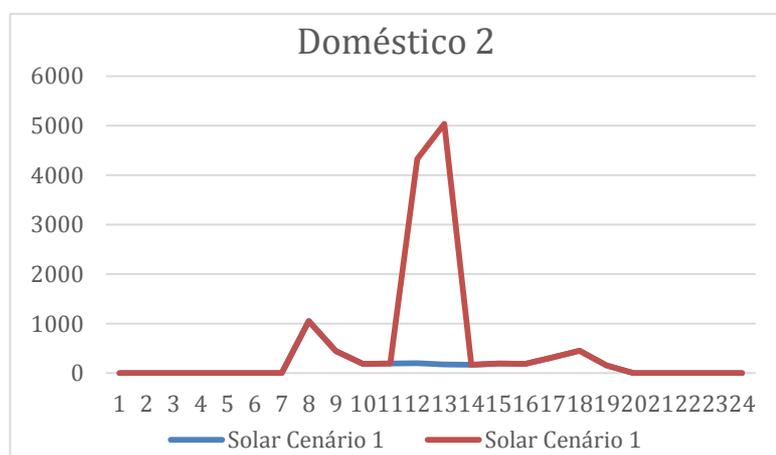


Figura A.22 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 2.

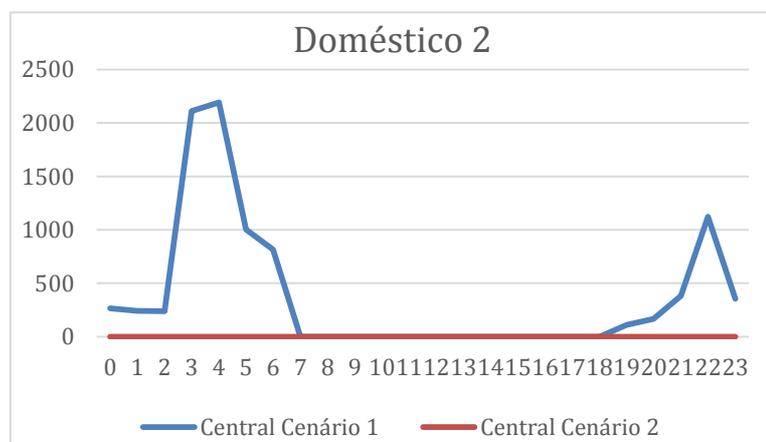


Figura A.23 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 2.

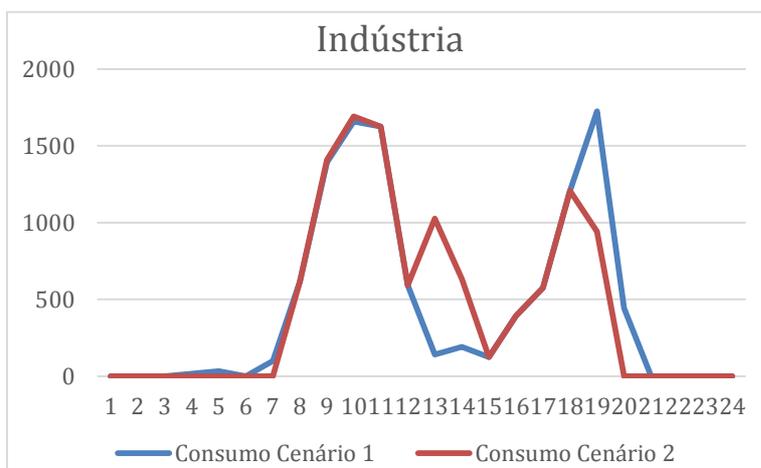


Figura A.24 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 2.

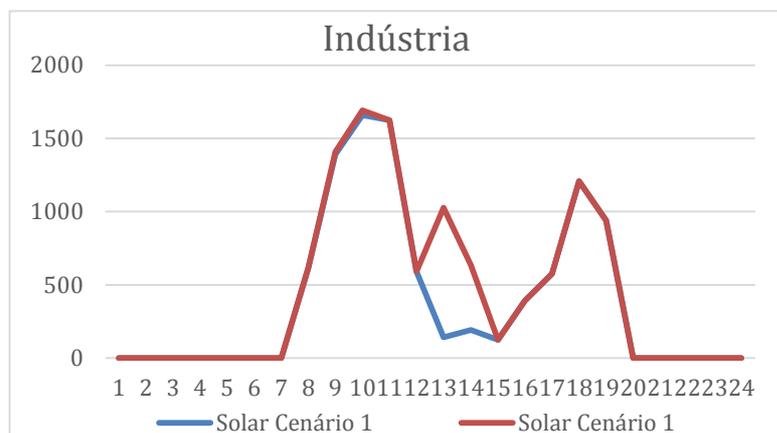


Figura A.25 - Valores do Consumo de Energia da Solar nos cenários 1 e 2.

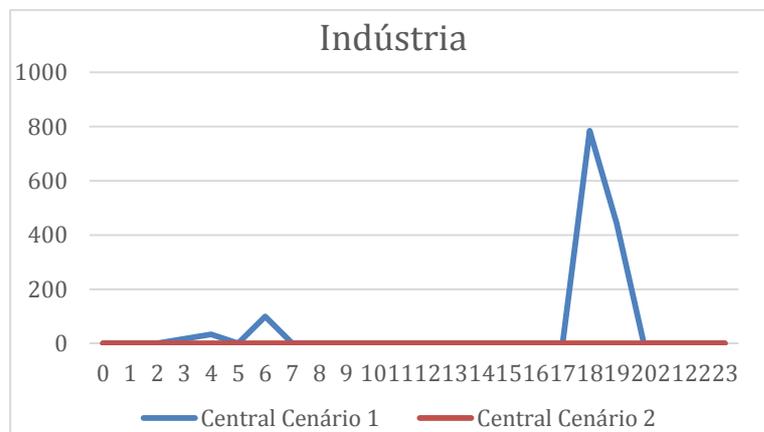


Figura A.26 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 2.

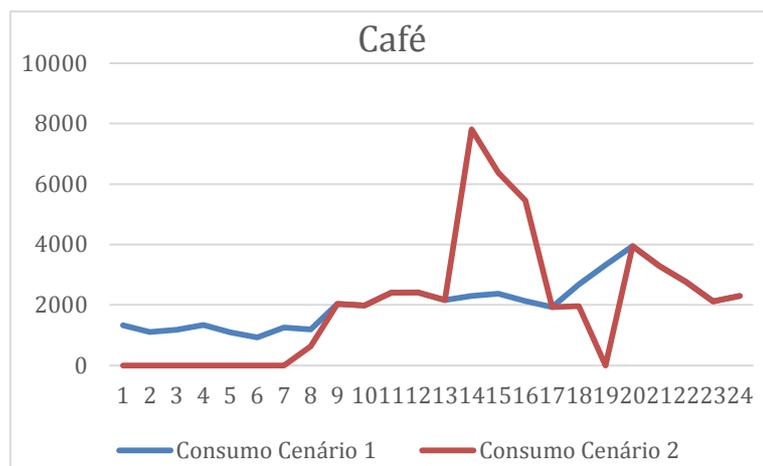


Figura A.27 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 2.

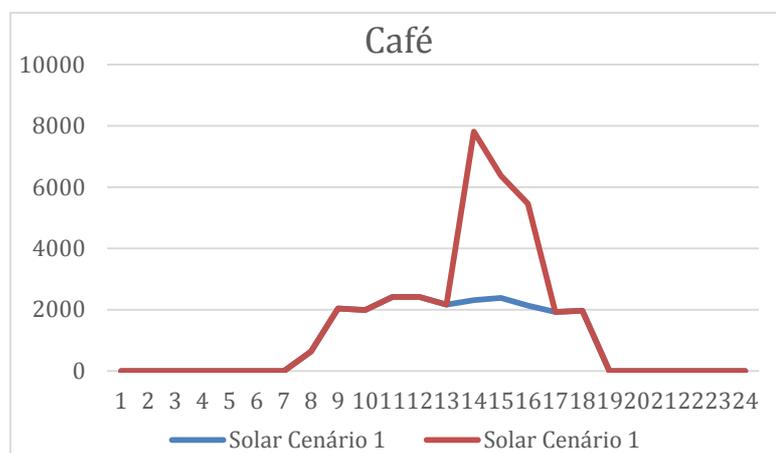


Figura A.28 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 2.

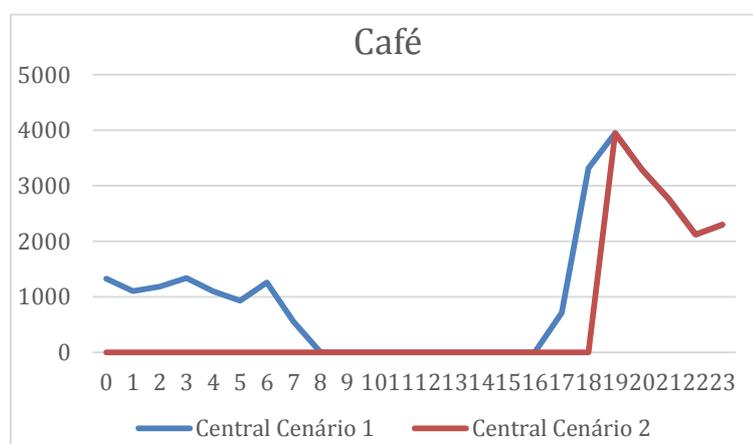


Figura A.29 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 2.

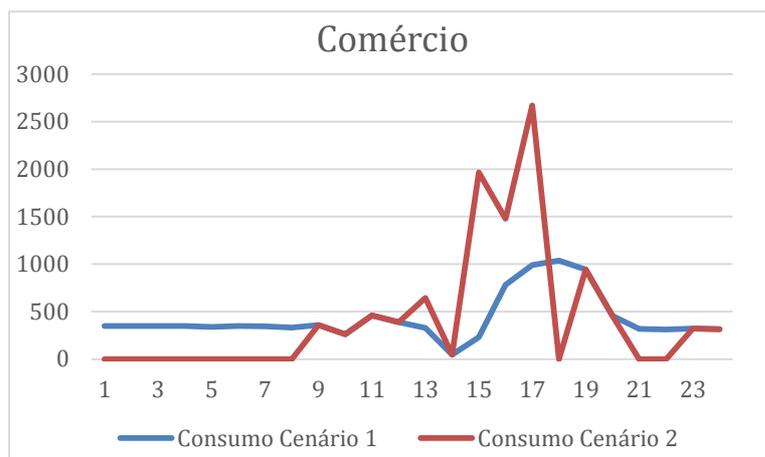


Figura A.30 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 2.

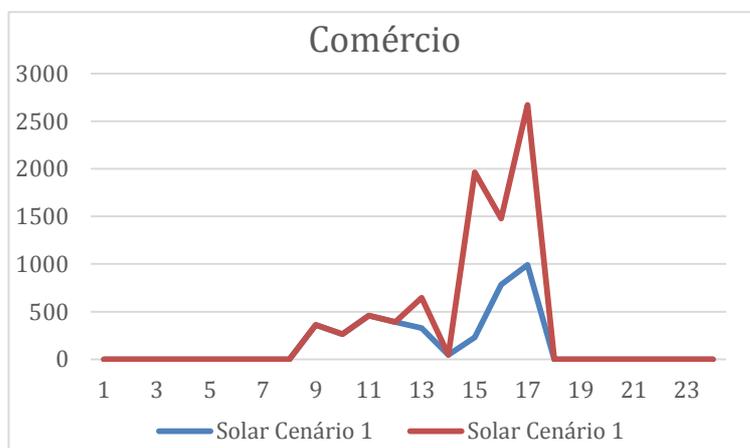


Figura A.31 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 2.

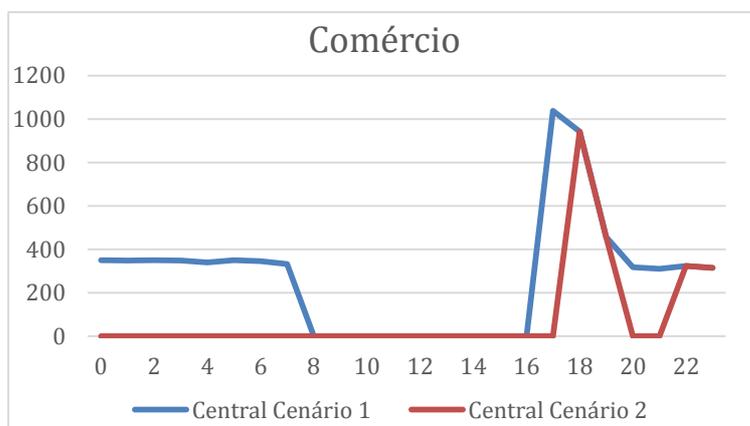


Figura A.32 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 2.

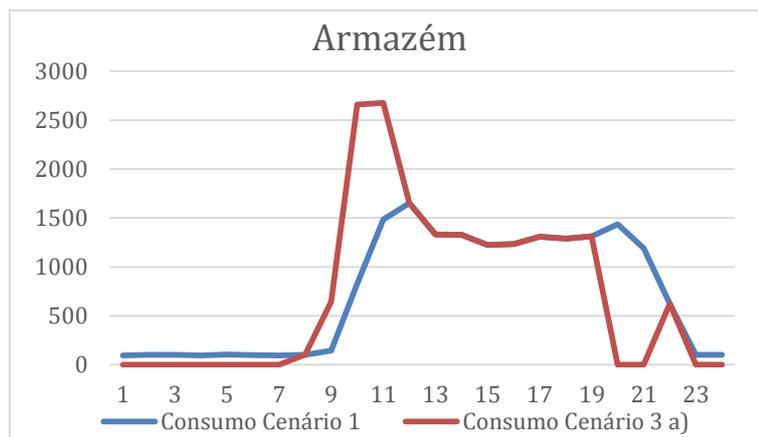


Figura A.33 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 3ª).

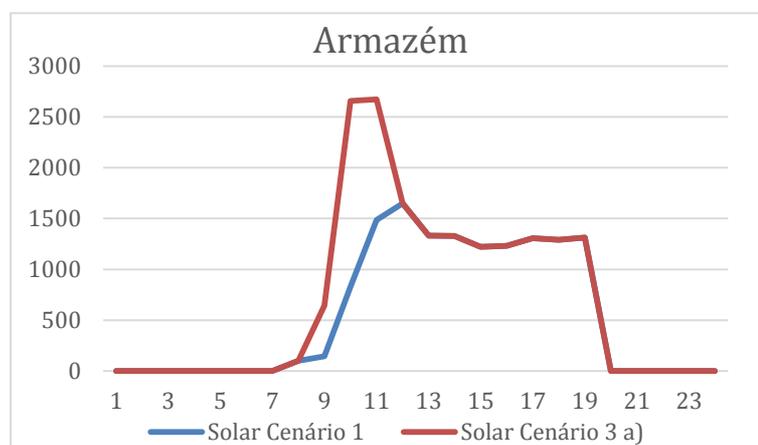


Figura A.34 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 3 a).

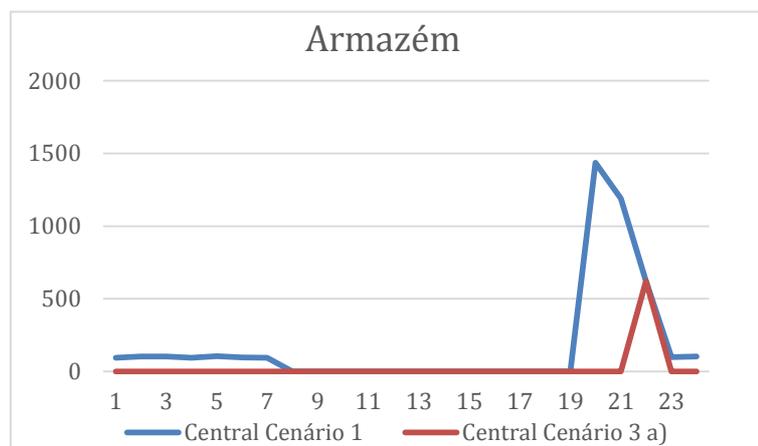


Figura A.35 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 3 a).

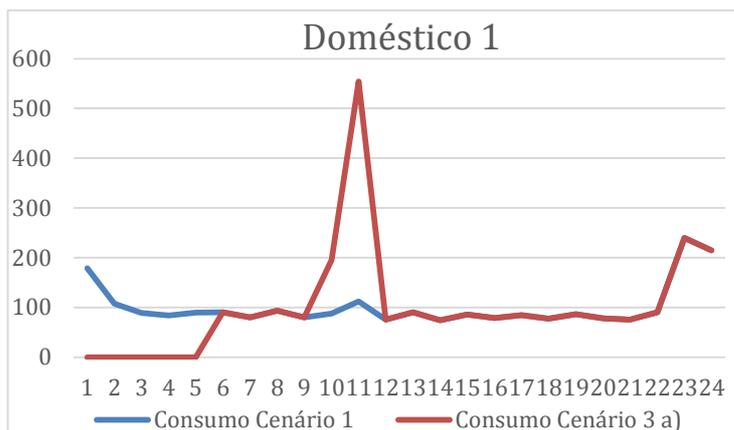


Figura A.37 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 3ª).

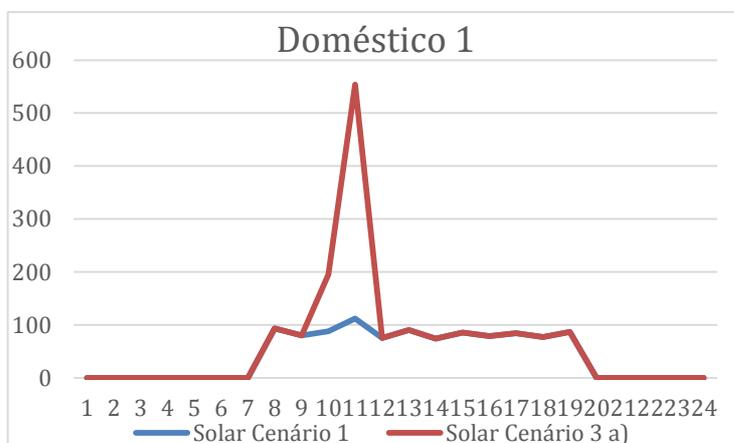


Figura A.36 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 3 a).

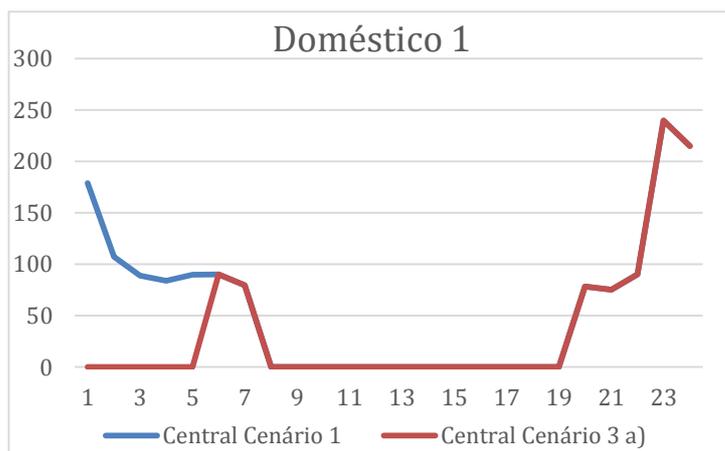


Figura A.38 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 3 a).

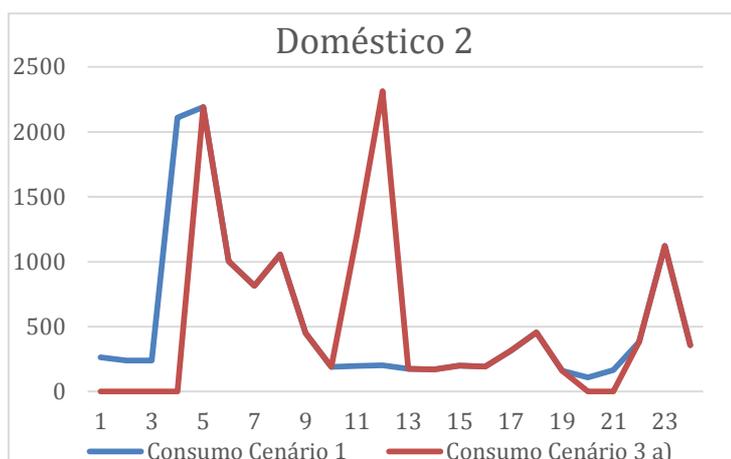


Figura A.40 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 3a).

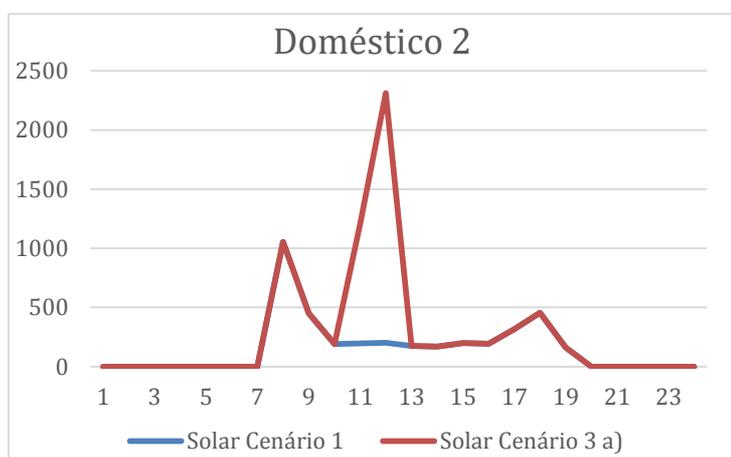


Figura A.39 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 3 a).

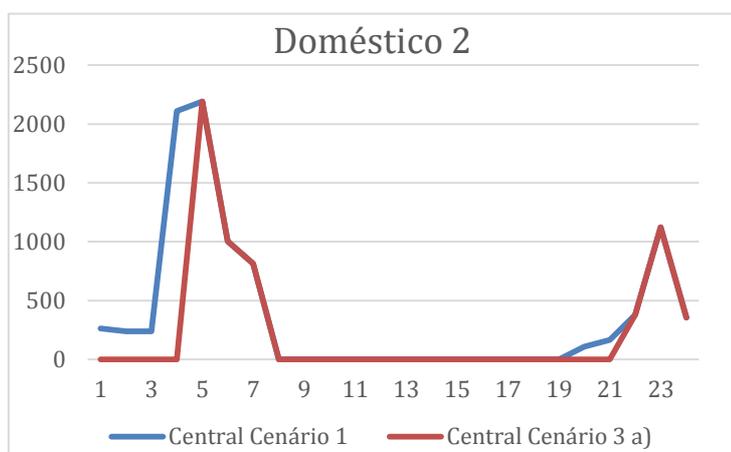


Figura A.41 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 3 a).

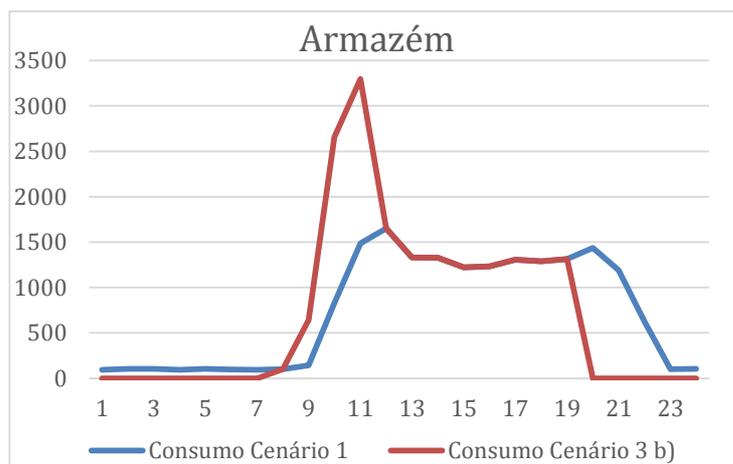


Figura A.42 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 3b)

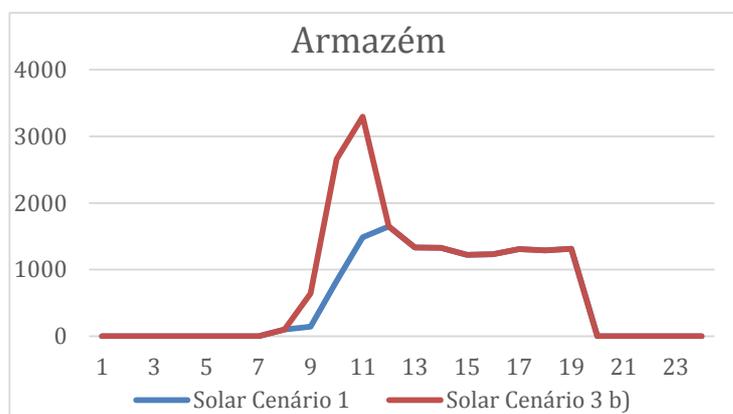


Figura A.43 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 3 b).

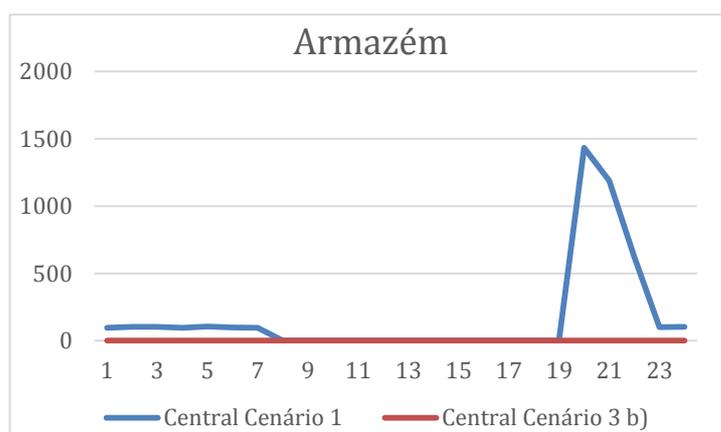


Figura A.44 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 3 b).

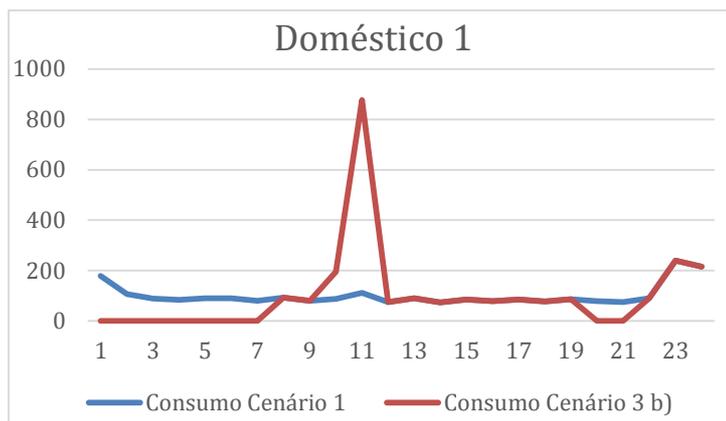


Figura A.46 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 3b)

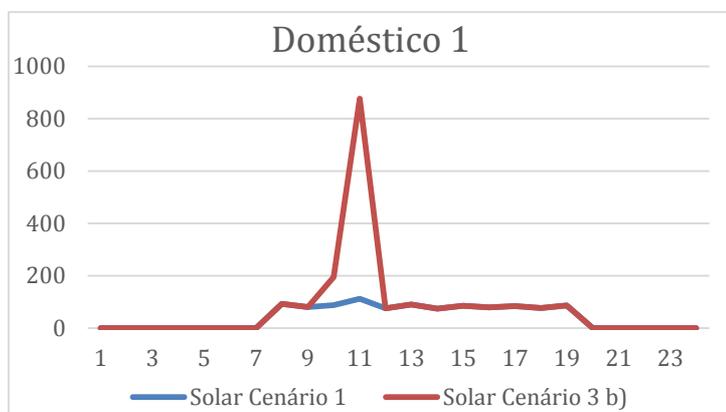


Figura A.45 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 3 b).

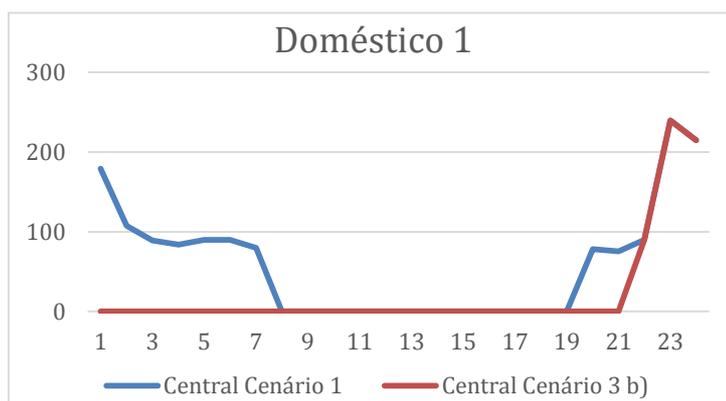


Figura A.47 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 3 b).

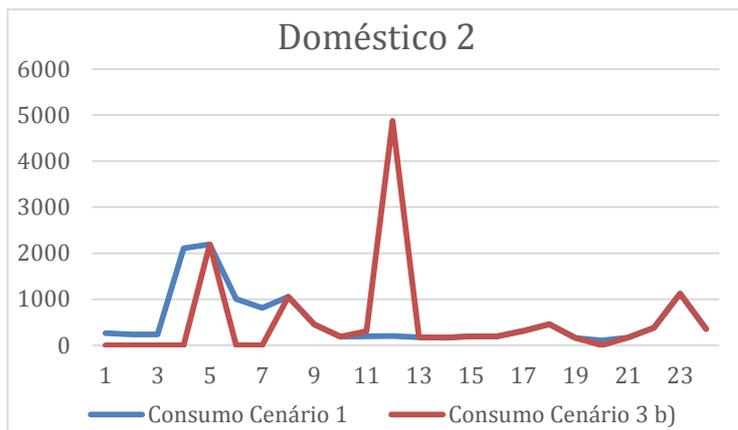


Figura A.48 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 3b).

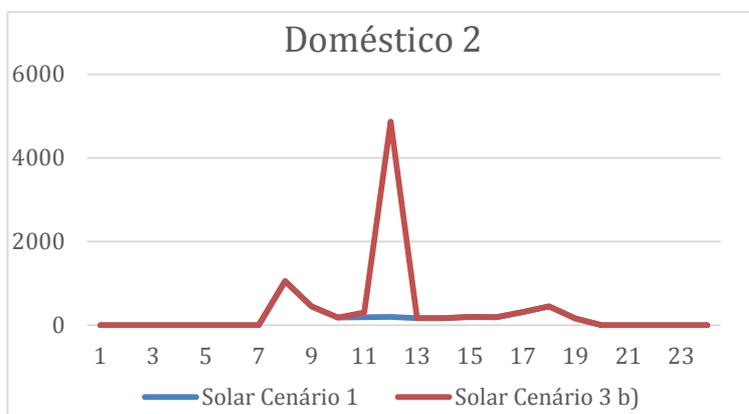


Figura A.49 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 3 b).

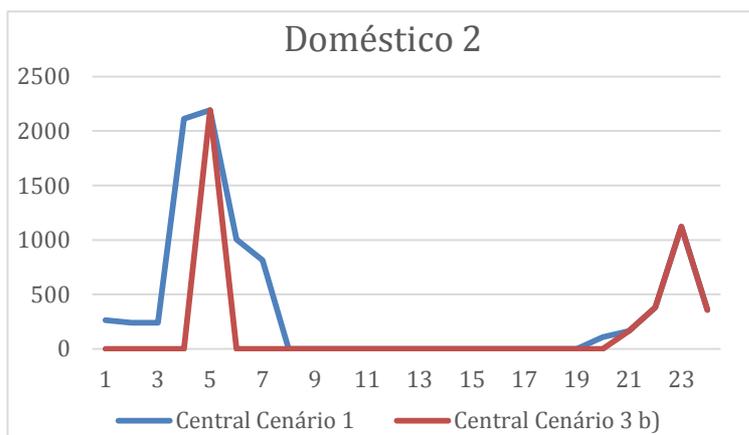


Figura A.50 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 3 b).

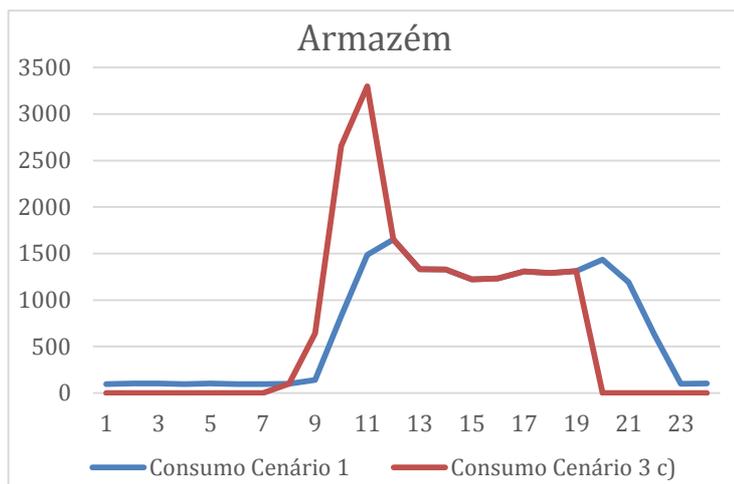


Figura A.52 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 3c).

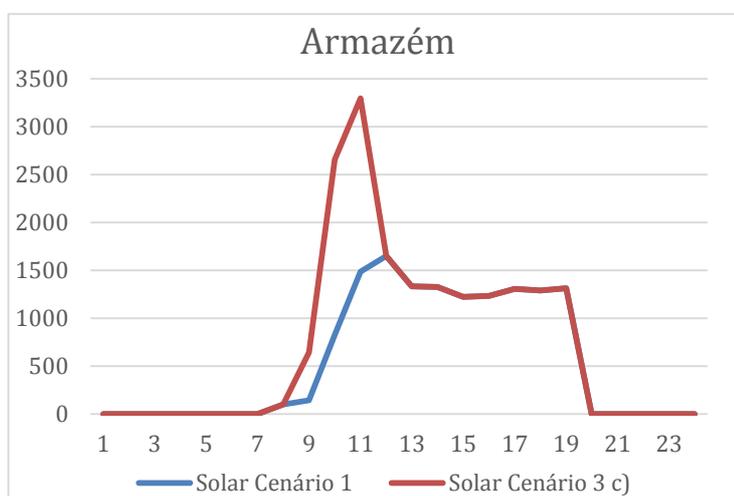


Figura A.51 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 3 c).

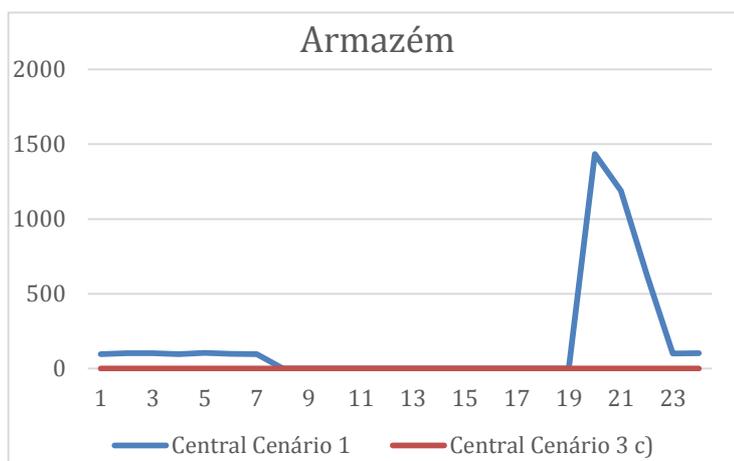


Figura A.53 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 3 c).

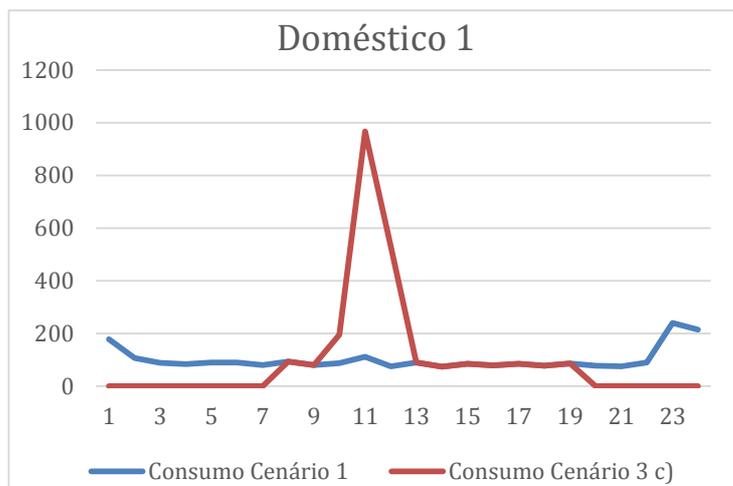


Figura A.54 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 3c).

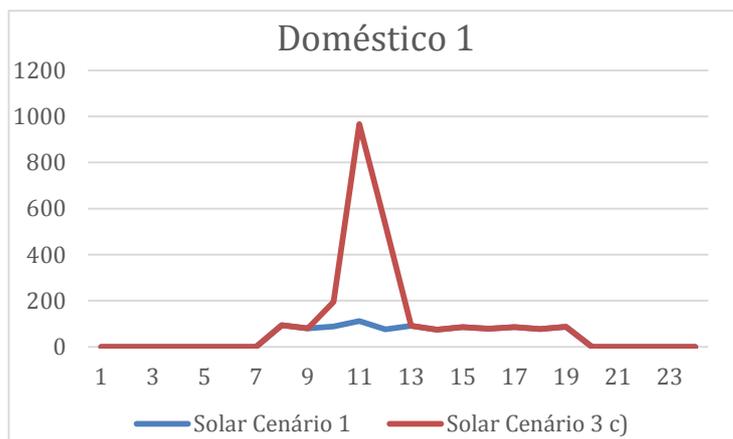


Figura A.56 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 3c).

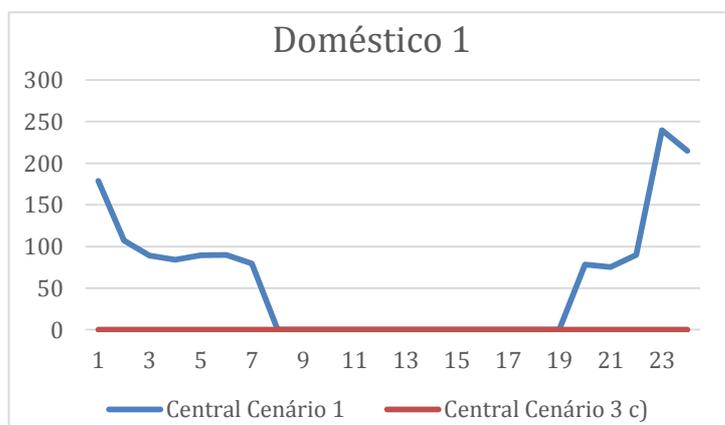


Figura A.55 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 3c).

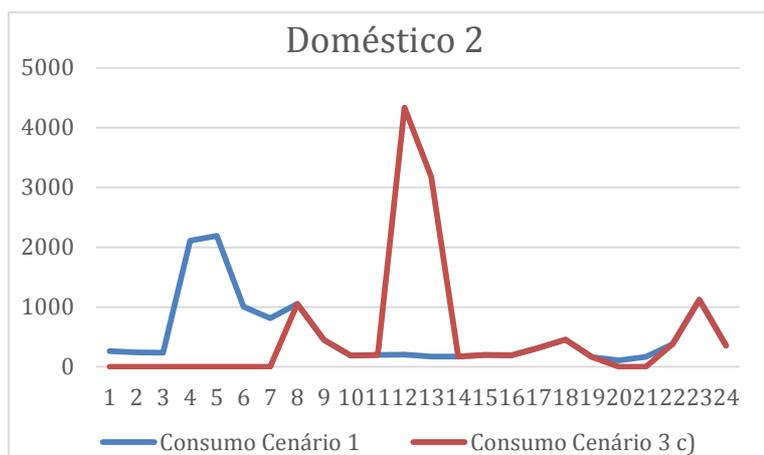


Figura A.57 - Valores do Consumo total nos cenários 1 e 3c).

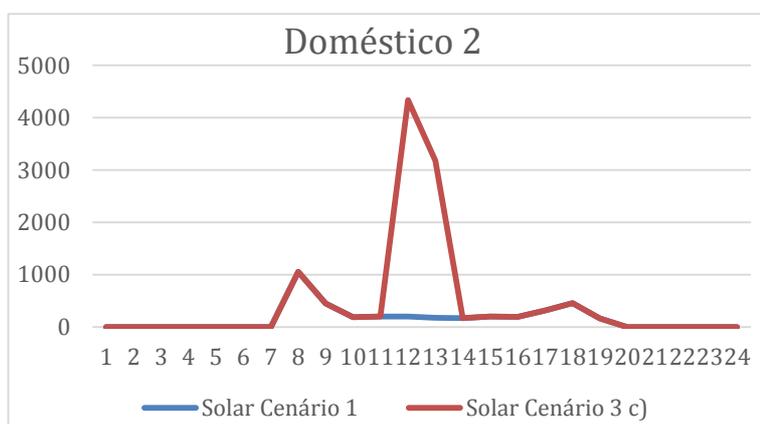


Figura A.58 - Valores do Consumo de Energia Solar nos cenários 1 e 3 c).

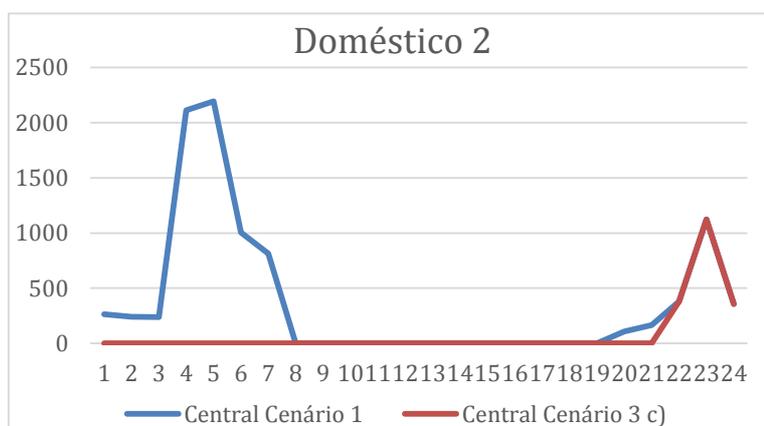


Figura A.59 - Valores do Consumo de Energia da Central nos cenários 1 e 3 c).

