



Diogo Francisco Nascimento Ferreira

AVALIAÇÃO DE TECNOLOGIAS PARA A INTEGRAÇÃO EM LARGA ESCALA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

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

setembro de 2017



UNIVERSIDADE DE COIMBRA



FCTUC FACULDADE DE CIÊNCIAS
E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA
ELECTROTECNICA E DE
COMPUTADORES

Avaliação de Tecnologias Para a Integração em Larga Escala de Energia Solar Fotovoltaica

Dissertação apresentada para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia
Eletrotécnica e de Computadores na Especialidade de Energia

Autor

Diogo Francisco Nascimento Ferreira

Orientador

Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura

Júri

Presidente Professor Doutor Fernando José Teixeira Estêvão
Ferreira
Professor Auxiliar da Universidade de Coimbra

Vogais Professor Doutor Luís Miguel Pires Neves
Professor Adjunto do Instituto Politécnico de Leiria

Orientador Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura
Professor Auxiliar da Universidade de Coimbra

FCTUC

DEEC

Coimbra, setembro 2017

À minha família e à Ana Lúcia

Agradecimentos

A realização do presente trabalho só foi possível devido à participação e apoio de algumas pessoas, às quais não posso deixar de transmitir o meu profundo agradecimento.

Ao Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura, orientador desta tese, pelos conhecimentos que me transmitiu, pela orientação atenta e inteira disponibilidade no desenvolvimento desta dissertação. As suas sugestões e a sua motivação foram fundamentais para a concretização dos objetivos deste trabalho.

Aos meus colegas e amigos, um obrigado pela vossa amizade, companheirismo e entajuda tanto nos bons e maus momentos, sei que posso contar sempre com vocês.

Aos meus pais, pelos princípios e valores com que me instituíram e fizeram de mim aquilo que eu sou hoje e, porque sem eles, nada disto teria sido possível.

Ao João, meu irmão, pelo companheirismo e apoio nas diversas fases da vida.

À minha restante família, por todo o apoio demonstrado, não só durante a realização deste trabalho, como ao longo da minha vida.

À minha namorada, Ana Lúcia, um eterno obrigado pelo constante apoio, presença, paciência e carinho inigualáveis.

Resumo

As energias renováveis apresentam-se cada vez mais como o futuro do cenário energético mundial. Portugal oferece condições climatéricas privilegiadas para a integração deste tipo de energias, com especial destaque a energia solar fotovoltaica, sendo um dos países com maior índice de radiação solar na Europa. Contudo, a mudança do sistema atual, fortemente dependente de sistemas de geração previsíveis e controláveis, para um sistema totalmente renovável, necessita do devido planeamento por forma a que se possam solucionar os problemas associados como a geração intermitente.

A presente dissertação pretende apresentar e avaliar as principais tecnologias que podem ser utilizadas para solucionar os problemas da integração em larga escala de energia solar fotovoltaica. A utilização de sistemas de armazenamento de energia, foi a tecnologia que apresentou melhores resultados em larga escala, permitindo quando utilizados como reserva operacional, armazenar a energia em excesso e descarregar a mesma quando necessário, suavizar e estabilizar os diagramas de carga, regular e controlar a frequência, reduzir a energia importada e evitar o uso de fontes nocivas ao meio ambiente.

Estimou-se um cenário futuro através da ampliação da potência instalada fotovoltaica em 2016, tendo-se obtido excesso de geração maioritariamente nas estações de inverno e primavera (aumento do excesso em 119,2% e 405,7% respetivamente). Através da simulação feita, concluiu-se que, para uma média anual, o sistema de baterias de iões de lítio permitiu armazenar 62,5% da energia em excesso e conseguiu satisfazer 39,6% das necessidades energéticas. Como conclusão final, pode-se afirmar que a introdução de sistemas de baterias de iões de lítio permite assegurar as necessidades energéticas e minimizar os impactos da crescente implementação da larga escala de energias renováveis intermitentes.

Palavras-chave: Energia fotovoltaica, integração em larga escala; geração intermitente; armazenamento de energia elétrica; baterias de iões de lítio.

Abstract

Renewable energies are increasingly becoming the future of the global energy sector. Portugal has privileged climacteric conditions to integrate this type of energy with emphasis on solar photovoltaic power, being one of the countries with the highest solar radiation index in Europe. However, the shift from the current, heavily dependent on predictable and controlled generation systems, for a fully renewable system, needs proper planning to mitigate problems associated to the intermittent generation.

The present dissertation intends to evaluate the potential impact of the large-scale integration of photovoltaic solar power and assess the main technologies that can be used to solve the problems of its intermittence. The use of energy storage systems was the technology that presented better results on a large scale, by allowing, when used as an operating reserve, to store the surplus generation and discharging it when necessary, by smoothing the load diagrams, control frequency, reduce imported energy and avoid the use of harmful sources to the environment.

A future scenario was estimated through the expansion of the photovoltaic installed capacity in 2016, being obtained a generation surplus on winter and spring (the surplus was increased by 119.2% and 405.7%, respectively). Trough the simulation, it was concluded that for an annual average the lithium-ion battery system ensured the storage of 62.5% of the generation surplus and fulfilled 39.6% of the energy needs. It can be concluded that the implementation of lithium-ion battery energy systems ensures the energy needs and mitigate the impacts of the increasing implementation of renewable energies on a large scale.

Keywords: solar photovoltaic; large-scale integration; intermittent generation; energy storage; lithium-ion batteries.

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABELAS	xiii
SIGLAS	xv
Siglas	xv
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Motivação	1
1.2. Objetivos.....	1
1.3. Estrutura.....	2
2. VARIABILIDADE E PROBLEMAS A PEQUENA E LARGA ESCALA.....	5
2.1. Variabilidade e influência de fatores externos na sua produção.....	5
2.1.1. Influência das condições climatéricas locais.....	5
2.1.2. Variabilidade e problemas associados.....	6
2.2. Impacto em pequena escala	8
2.3. Impacto em larga escala.....	9
3. SOLUÇÕES	13
3.1. Agregação e distribuição	14
3.2. Interligação com outras redes, centrais de reserva operacional e curtailment da energia intermitente	15
3.3. Complementaridade entre fontes renováveis	17
3.4. Armazenamento de energia.....	18
3.5. Demand-Side Management e Demand Response	20
4. FOTOVOLTAICO EM PORTUGAL	23
4.1. Capacidade instalada.....	23
4.2. Legislação em Portugal.....	24
5. ANÁLISE DO IMPACTO EM LARGA ESCALA NO DIAGRAMA DE CARGA NACIONAL	27
5.1. Caso 1 – Fator de ampliação 5	27
5.1.1. Inverno.....	27
5.1.2. Primavera.....	28
5.1.3. Verão	29
5.1.4. Outono	30
5.2. Caso 2 – Potência instalada de 6 GW	30
5.2.1. Inverno.....	31
5.2.2. Primavera.....	32
5.2.3. Verão	33
5.2.4. Outono	34
6. SIMULADOR E DADOS TÉCNICOS.....	35
6.1. Modelo de simulação	35
6.2. Dados técnicos do sistema de armazenamento	37

7.	SIMULAÇÕES E ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	39
7.1.	Resultado da simulação dos casos de estudo.....	39
7.1.1.	Inverno	39
7.1.2.	Primavera	40
7.1.3.	Verão e outono	44
7.2.	Análise de Resultados.....	47
8.	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS.....	49
8.1.	Conclusão	49
8.2.	Trabalhos futuros	52
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	53
	ANEXOS.....	57

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1. Diferentes tipos de radiação.....	6
Figura 2-2. Intermitência da produção numa central de 4,6MW, no Arizona, provocada pela passagem de nuvens num curto espaço de tempo [4].	7
Figura 2-3. Rápido decréscimo seguido de um grande aumento da produção de energia durante um eclipse solar na Alemanha [5].	8
Figura 2-4. Variação da geração e consumo no dia 13 de março [7].	9
Figura 2-5. Capacidade instalada fotovoltaica mundial (2015) [8].	10
Figura 2-6. Evolução da capacidade total instalada de PV europeia (2000 - 2015) [8].	11
Figura 2-7. Perturbações na geração de fotovoltaica durante o eclipse na Alemanha (a – previsão, b – cenário real) [10][11].	11
Figura 2-8. Problemas de “ramping” previstos para abril de 2020 na Califórnia aliados à utilização de energia eólica e fotovoltaica [12].	12
Figura 3-1. Variabilidade da energia obtida para uma frota de N sistemas PV em função da dispersão dos painéis [15].	14
Figura 3-2. Flutuações de energia para todas as interligações possíveis num espaço temporal de 10 minutos [17].	15
Figura 3-3. Distribuição das flutuações de energia para 2 combinações diferentes entre centrais (6km Arguedas-Castejón e 345 km Arguedas-Socuéllamos) [16].	15
Figura 3-4. Comparação dos perfis de variação dos 3 tipos de energia em Portugal [13]. ..	17
Figura 3-5. Comparação do custo (\$/kWh) para diferentes fornecedores de tecnologias de armazenamento de energia [19].	19
Figura 3-6. Flutuações de energia com e sem a unidade de armazenamento de energia [21].	19
Figura 3-7. Necessidade de fontes de armazenamento ou reserva por parte do Mix Eólica ePV na Europa utilizando estratégias de DSM [23].	21
Figura 3-8. Duck Chart diagrama de carga com a implementação de diversas estratégias de gestão da intermitência [12].	22
Figura 4-1. Nível de irradiação solar anual média, nos diferentes países europeus [11]. ...	23
Figura 4-2. Potência Instalada nas Centrais de Produção de Energia Elétrica a Partir de Fontes Renováveis,[25].	26
Figura 5-1. Diagrama de carga nacional diário para o inverno utilizando uma potência fotovoltaica instalada 5 vezes superior à de dezembro de 2016.....	28
Figura 5-2. Diagrama de carga nacional diário para a primavera utilizando uma potência fotovoltaica instalada 5 vezes superior à de dezembro de 2016.....	29

Figura 5-3. Diagrama de carga nacional diário para o verão utilizando uma potência fotovoltaica instalada 5 vezes superior à de dezembro de 2016.	29
Figura 5-4. Diagrama de carga nacional diário para o outono utilizando uma potência fotovoltaica instalada 5 vezes superior à de dezembro de 2016.	30
Figura 5-5. Diagrama de carga nacional diário para o inverno utilizando uma potência fotovoltaica instalada de 6 GW.	31
Figura 5-6. Diagrama Diário de Produção Eólica para o dia 05/01/16 [29].	32
Figura 5-7. Diagrama de carga nacional diário para a primavera utilizando uma potência fotovoltaica instalada de 6 GW.	33
Figura 5-8. Diagrama de carga nacional diário para o verão utilizando uma potência fotovoltaica instalada de 6 GW.	33
Figura 5-9. Diagrama de carga nacional diário para o Outono utilizando uma potência fotovoltaica instalada de 6 GW.	34
Figura 6-1. a) Interface para a inserção de dados a simular; b) diagrama de carga exemplo com e sem SAEE gerado pelo modelo de simulação.	35
Figura 6-2. Diagrama de blocos do algoritmo utilizado para o calculo da energia armazenada e descarregada das baterias [30].	36
Figura 6-3. Diagramas de carga de inverno com SAEE de a) 1400 MW e b) 2000 MW...	38
Figura 6-4. Projeções alta, média e baixa para os custos de capital de um sistema de baterias de 8 horas em \$/kWh[35].	38
Figura 7-1. Diagrama de carga relativo ao caso do inverno utilizando sistema de armazenamento de energia elétrica a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de íões de lítio b).	39
Figura 7-2. Diagrama de carga relativo ao dia de carga da primavera, utilizando sistema de armazenamento de energia elétrica a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de íões de lítio b).	41
Figura 7-3. Níveis de potência eólica para o dia 22/04/16 estudado como dia de descarga [29].	43
Figura 7-4. Diagrama de carga relativo ao dia de descarga da primavera utilizando sistema de armazenamento de energia elétrica a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de íões de lítio b).	43
Figura 7-5. Diagrama de carga relativo ao dia de verão utilizando sistema de armazenamento de energia elétrica a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de íões de lítio b).	45
Figura 7-6. Diagrama de carga relativo ao outono utilizando sistema de armazenamento de energia elétrica a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de íões de lítio b).	46

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1. Resultados obtidos para a relação de energia consumida/injetada na rede [7].....	9
Tabela 2. Valores para a potência instalada e produção de energia fotovoltaica em Portugal [25].	24
Tabela 3. Potência instalada da Micro e Mini Produção em Portugal [25].	24
Tabela 4. Valores típicos da OMIE em Portugal no ano de 2016 [28].....	26
Tabela 5. Evolução da potência instalada das principais energias renováveis com a potência fotovoltaica analisada [25].....	31
Tabela 6. Dados técnicos dos sistemas de armazenamento de energia elétrica utilizados no modelo de simulação [30].	37
Tabela 7. Vida útil e custos dos sistemas de armazenamento de energia elétrica utilizados no modelo de simulação [30][31].....	37
Tabela 8. Energia e potência obtidos na simulação feita para o inverno.....	40
Tabela 9. Energia e potência obtidos na simulação feita para a primavera (dia de carga)..	41
Tabela 10. Percentagens de energia e potência obtidas na simulação feita para a primavera (dia de carga).....	41
Tabela 11. Energia e potência obtidos na simulação feita para a primavera.....	43
Tabela 12. Percentagens de energia e potência obtidas na simulação feita para a primavera.	43
Tabela 13. Energia e potência obtidos na simulação feita para o verão.....	45
Tabela 14. Percentagens de energia e potência obtidas na simulação feita para o verão. ...	45
Tabela 15. Energia e potência obtidos na simulação feita para o outono.....	47
Tabela 16. Valores finais para a energia utilizada e descarregada da rede elétrica; Capacidade de resposta às necessidades energéticas (em percentagem).	48
Tabela 17. Tabela de custos totais e anuais relativos ao sistema de armazenamento utilizados.	48

SIGLAS

Siglas

- BOS – *Balance of System* (Custos do Sistema)
- DEEC – Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
- DL – Decreto Lei
- DR – *Demand Response* (Resposta da Procura)
- DSM – *Demand Side Management* (Gestão da Procura)
- EMSURE - *Energy and Mobility for SUsustainable REgions*
- FCTUC – Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra
- O&M – Operação e Manutenção
- OMIE – Operador do Mercado Ibérico de Energia
- PV – *Photovoltaic* (Fotovoltaico)
- RESP – Rede Elétrica de Serviço Público
- SAAE – Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica
- SOC – *State of Charge* (Estado de Carga)
- TSO – *Transmission System Operator* (Operador do Sistemas de Transporte)
- UPAC – Unidade de Produção para o Autoconsumo
- UPP – Unidade de Pequena Produção

1. INTRODUÇÃO

1.1. Motivação

Os recursos energéticos renováveis estão em constante desenvolvimento e crescimento, sendo adotados cada vez mais por forma a reduzir os impactos ambientais e a promover a sustentabilidade do planeta.

A principal desvantagem comum à maioria das energias renováveis é a elevada intermitência, pelo que a sua integração em larga escala necessita de ser estudada e avaliada. No cenário nacional a energia fotovoltaica é a que tem menor potência instalada, no entanto Portugal e Espanha são os dois países da União Europeia com maior índice de radiação solar, esperando-se uma grande aposta neste recurso renovável no futuro próximo. Assim, torna-se necessária a avaliação do constante crescimento e integração das energias renováveis na rede elétrica nacional, por forma a saber quais os impactos da implementação em larga escala destas formas de energia, com especial atenção à energia solar fotovoltaica.

O principal impacto da elevada integração das energias renováveis, com interesse particular na energia solar fotovoltaica, é a energia produzida que pode exceder o consumo nas horas de maior produção, a qual, não sendo consumida terá de ser enviada para a rede. Existe assim a necessidade de absorver a energia gerada em excesso, face às necessidades da procura, nomeadamente utilizando sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAEE).

Revela-se então importante, realizar um estudo por forma a determinar e quantificar de que forma podem ser minimizados os impactos da implementação a larga escala de energia fotovoltaica, utilizando sistemas de armazenamento de energia de baterias de iões de lítio.

1.2. Objetivos

A presente dissertação tem por objetivo avaliar técnica e economicamente opções para mitigar os impactos da implementação de energia solar fotovoltaica em larga escala, nomeadamente o armazenamento de energia.

Inicialmente, devem ser analisados os problemas e benefícios consequentes da integração da energia fotovoltaica na rede em pequena e larga escala, bem como os principais métodos que podem ser utilizados na mitigação dos mesmos. Com especial ênfase no armazenamento de energia, gestão da procura e *Demand Response*.

Deve depois ser feita uma caracterização do estado da energia solar fotovoltaica em Portugal e com base nessa caracterização elaborar cenários em que é aplicado um fator multiplicativo à potência instalada fotovoltaica, por forma a avaliar o seu impacto em larga escala em quatro diagramas de carga diários representativos das quatro estações meteorológicas do ano.

Com o objetivo de analisar técnica e economicamente os benefícios da utilização de SAEE interligados com a rede, é dimensionado um sistema de armazenamento de acordo com a ampliação feita da potência instalada fotovoltaica. Este sistema é simulado num modelo de simulação desenvolvido em ambiente Matlab®, que permite fazer a análise dos diagramas de carga para as quatro estações bem como a análise dos custos do sistema utilizado.

1.3. Estrutura

A presente dissertação encontra-se distribuída em 8 capítulos. O capítulo 1 é dedicado à introdução a qual apresenta a motivação que leva ao desenvolvimento desta dissertação, bem como os objetivos da mesma.

No capítulo 2 são abordados os problemas da integração de energias renováveis e sua variabilidade em pequena e larga escala. Inicialmente, são descritas as causas da variabilidade deste tipo de energia e os problemas que esta origina e posteriormente são abordados alguns estudos que analisam os impactos em pequena e larga escala, dando especial ênfase à implementação em larga escala de energia solar fotovoltaica.

No terceiro capítulo são descritas as soluções que podem ser implementadas por forma a reduzir os impactos causados pela implementação a larga escala da energia fotovoltaica, nomeadamente os devido à sua intermitência. É dada especial atenção à agregação e distribuição, armazenamento de energia, *Demand Side Management* (DSM) e *Demand Response* (DR).

No capítulo 4 é apresentado o panorama do fotovoltaico em Portugal, sendo referida a posição ideal no que toca à radiação solar relativamente ao resto dos países europeus. É descrita a evolução ao longo dos últimos anos da capacidade instalada de fotovoltaica e sistemas de mini/micro produção, bem como as respetivas tarifas e legislação.

No capítulo 5 é feita a ampliação da potência instalada fotovoltaica com dois fatores multiplicativos. Primeiro é aplicado e analisado o fator multiplicativo de cinco vezes a potência instalada atual. No segundo caso, é feita uma expansão da potência instalada por forma a que se obtenha um valor próximo do que se tem atualmente para as energias eólica e hídrica. Para cada caso são feitas quatro análises (uma para cada estação do ano), através dos respetivos diagramas de carga diários, fazendo a comparação do cenário atual com o cenário expandido.

O capítulo 6 tem o objetivo de descrever o funcionamento do algoritmo utilizado para simular os casos deste estudo. Este apresenta também os dados técnicos do sistema de armazenamento utilizado para a simulação.

No capítulo 7, é simulada a utilização do sistema de armazenamento de baterias de iões de lítio para os casos de estudo. São analisados os resultados por estação e é feita uma análise dos custos globais do sistema.

Por fim, o capítulo 8 apresenta as conclusões que foram retiradas durante a realização deste trabalho e são feitas algumas sugestões para trabalhos futuros.

2. VARIABILIDADE E PROBLEMAS A PEQUENA E LARGA ESCALA

2.1. Variabilidade e influência de fatores externos na sua produção

Um dos principais problemas para a implementação da energia fotovoltaica em pequena e larga escala é a sua grande variabilidade e dependência de fatores externos. Esta intermitência em conjunto com o seu inevitável crescimento e com a impossibilidade de descartar alguns sistemas de geração não renováveis (gás natural e nuclear), vai traduzir-se durante alguns períodos do dia num excesso de produção face à procura. Este excesso pode trazer problemas para a estabilidade da rede e grandes dificuldades na sua gestão quer seja em baixa (nível residencial) ou larga escala (centrais fotovoltaicas).

Como fatores externos que influenciam a produção e integração da energia fotovoltaica em larga escala, têm-se os fatores meteorológicos. Adicionalmente a incidência e o seu ângulo, a temperatura, o desempenho e as características dos próprios painéis irão influenciar a produção e posteriormente a integração da tecnologia no mercado quer esta seja em larga ou pequena escala.

2.1.1. Influência das condições climatéricas locais

A influência das condições climatéricas traz perturbações a curto e a longo prazo para a produção fotovoltaica, podendo as variações a curto prazo ser de carácter previsível ou não previsível [1]. As alterações previsíveis dizem respeito à trajetória solar que induz alteração dos recursos, estas geralmente não são perceptíveis em curtos espaços de tempo, mas ganham grande influencia quando o intervalo de tempo passa para as dezenas de minutos. As alterações não previsíveis dizem respeito à variabilidade provocada pelo movimento e evolução das nuvens que irá “bloquear” a radiação solar, tendo estas variações uma forte influência na operação da rede.

A radiação solar ao atravessar a atmosfera terrestre é enfraquecida pelo processo de reflexão provocada pela absorção por parte de gases como o oxigénio, vapor de água, ozono e dióxido de carbono. Esta também sofre difusão podendo esta ser provocada por moléculas (dispersão

de *Rayleigh*) e pela presença de partículas de pó e poluição no ar (dispersão de *Mie*). Assim, a radiação solar pode ser de três tipos (Figura 2-1. Diferentes tipos de radiação.), sendo eles:

- Radiação direta;
- Radiação refletida;
- Radiação difusa.

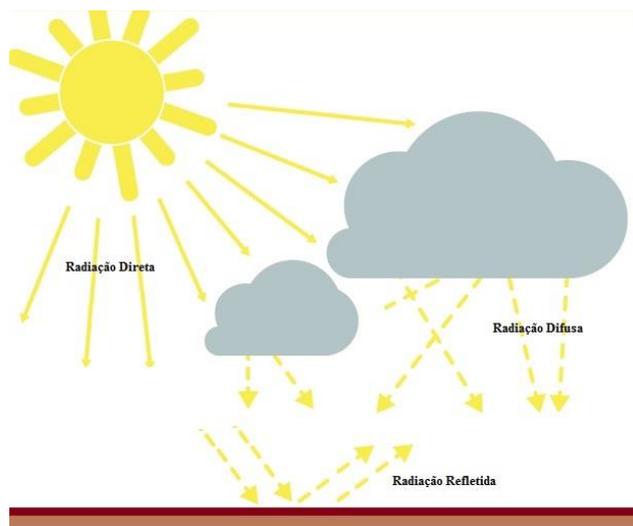


Figura 2-1. Diferentes tipos de radiação.

Nos dias claros e limpos prevalece a radiação direta e nos dias nublados (maior frequência no Outono e Inverno) a radiação difusa. A soma destas três componentes vai influenciar a irradiância (unidade que descreve a potência incidente por unidade de superfície em W/m^2). É estimado que em Portugal, a proporção da radiação solar difusa durante um ano, seja cerca de 40% a 60% da radiação direta [2].

Assim o fenómeno transitório da reflexão por parte das nuvens é bastante preocupante, pois estas ao refletirem grande parte da radiação solar (que iria atingir os painéis solares), provocarão uma redução da produção.

2.1.2. Variabilidade e problemas associados

Como não existe uma previsão que seja o suficiente precisa no que toca à passagem de nuvens, segundo [3] acontecem fenómenos de “*ramping*” e “saltos”, pois no momento da passagem de nuvens vai haver uma descida abrupta na produção e assim que o céu fica livre de nuvens irá haver uma subida muito acentuada na mesma. Tal como pode ser observado

na Figura 2-2, a passagem de uma nuvem pode fazer com que a produção de energia fotovoltaica passe de quase nula para o seu máximo numa questão de segundos [4].

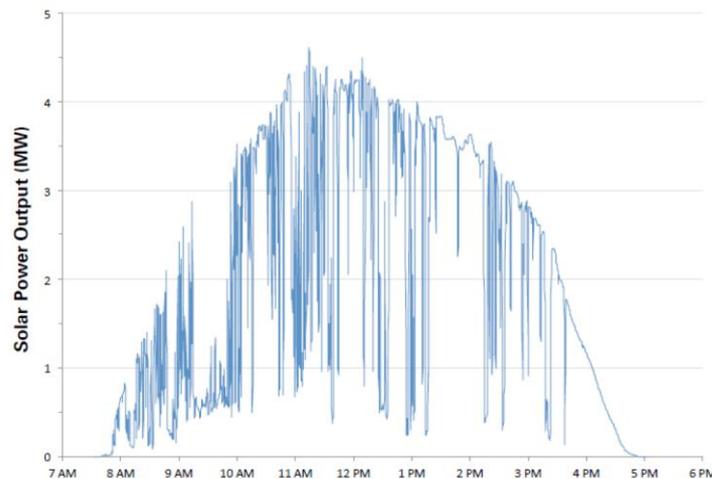


Figura 2-2. Intermitência da produção numa central de 4,6MW, no Arizona, provocada pela passagem de nuvens num curto espaço de tempo [4].

Num estudo feito na Africa do Sul foi avaliado o impacto da passagem de nuvens na produção de PV (Fotovoltaico), estimado onde se estimou que exista uma redução na produção deste tipo de energia em cerca de 25% em dias parcialmente nublados e de 70% em dias em que o céu está muito nublado, relativamente aos dias de maior produção. No entanto, é necessário ter em conta que segundo as previsões meteorológicas locais, o céu, na área estudada normalmente não está nublado mais do que 3 dias consecutivos [3].

Analogamente ao efeito da passagem de nuvens, um eclipse solar faz com que durante um intervalo temporal não haja qualquer penetração da radiação solar na superfície terrestre. O grande impacto deste fenómeno natural foi antecipadamente previsto para o dia de 20 de março de 2014 (Figura 2-3), onde houve uma redução abrupta da produção de PV por parte da Alemanha. Tal como veremos mais a frente este país tem uma elevada penetração de fotovoltaica e será fortemente afetada por este fenómeno.

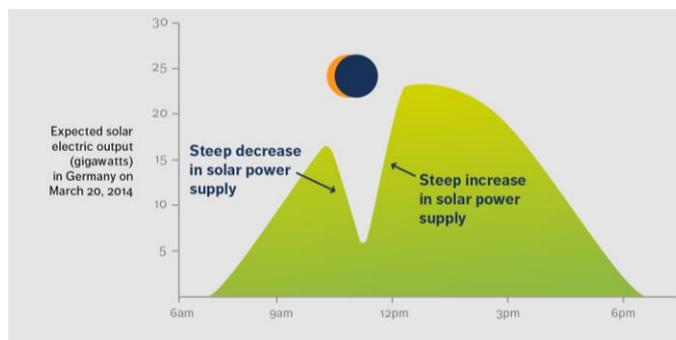


Figura 2-3. Rápido decréscimo seguido de um grande aumento da produção de energia durante um eclipse solar na Alemanha [5].

2.2. Impacto em pequena escala

A utilização de energias renováveis como fonte de energia em residências tem tido um grande crescimento, nomeadamente através de energia solar fotovoltaica. Contudo, o facto de a geração de fotovoltaica e o consumo não variarem com o mesmo perfil traz grandes complicações no que toca à gestão energética, obrigando assim esta divergência a enviar grande parte da energia gerada para a rede, que posteriormente tem que ser consumida da rede para alimentar as cargas. Tal, traz problemas de ineficiência e custos associados [6]. Segundo a legislação relativa autoconsumo, é fundamental, do ponto de vista económico, que a energia produzida seja principalmente para o autoconsumo, evitando trocas com a rede. Toda a energia injetada na rede será paga a um preço muito baixo (90% do preço médio do Mercado Ibérico) assim, a injeção de energia na rede leva a perdas económicas e a redução da fiabilidade do sistema.

Em [7] foi feito um estudo com o objetivo de analisar as trocas feitas entre uma habitação e a rede, onde foi dimensionado e simulado um sistema PV que assegurasse 25%, 50%, 75% e 100% do consumo anual de energia, tendo em conta o consumo médio de eletricidade por agregado familiar (3673 kWh/ano). Foi analisado o perfil de geração anual e verificou-se que mesmo em meses com o consumo médio diário aproximadamente igual à geração, há um elevado desajuste temporal, tal como observado na Figura 2-4, obrigando a que haja um envio de cerca de 60% da geração para a rede, tal como pode ser observado na Tabela 1.

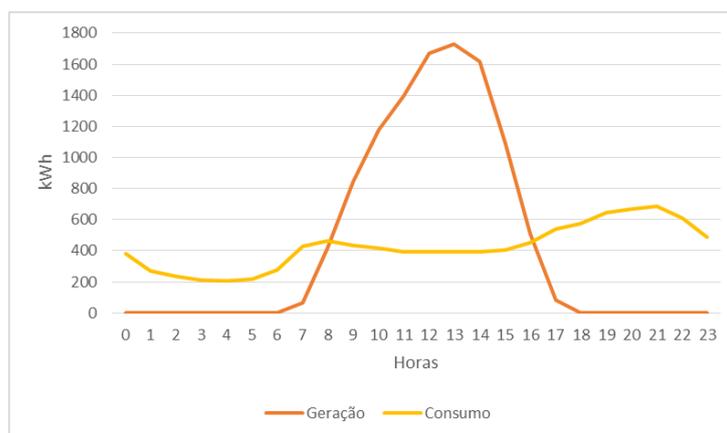


Figura 2-4. Variação da geração e consumo no dia 13 de março [7].

Tabela 1. Resultados obtidos para a relação de energia consumida/injetada na rede [7].

	Energia Consumida/Injetada na Rede em kWh	
	Energia consumida da rede	Energia injetada na rede
março	185,5 (60%)	193,3 (61%)
julho	161,1 (52%)	261,8 (63%)
dezembro	224,7 (72%)	82,4 (48%)
Total (ano)	2202,6 (60%)	2162,3 (59,5%)

2.3. Impacto em larga escala

Apesar da crescente penetração desta energia, esta não consegue, por enquanto substituir a geração despachável/reserva, que funcionam apenas quando o pico de carga é elevado e a geração de renováveis não satisfaça a procura. O porquê desta limitação reside, mais uma vez, tal como já foi referido, na grande instabilidade e intermitência, pois apenas uma pequena fração da capacidade total fotovoltaica permanece constante, esta não é controlável em função das variações do consumo.

Em larga escala, o “passar de nuvens” é bastante atenuado, não tendo tanta influência como em instalações habitacionais ou de pequena escala. Uma das formas de mitigar este acontecimento é aumentar a área coberta pelos painéis fotovoltaicos, estando estes distribuídos numa maior área, haverá assim uma maior penetração e a geração será muito

mais estável e previsível, diminuído então os fenómenos de “*ramping*” tal como foi estudado em [3].

Desde 2015 que a China é o país que possui a maior capacidade instalada de Energia Fotovoltaica a nível mundial, com uma cota parte de 18,9% (43 GW) da capacidade total instalada mundialmente. Seguidamente encontra-se a Alemanha, com 17,3% (40GW) e em terceiro lugar encontra-se o Japão com 15%, tal como pode ser observado na Figura 2-5

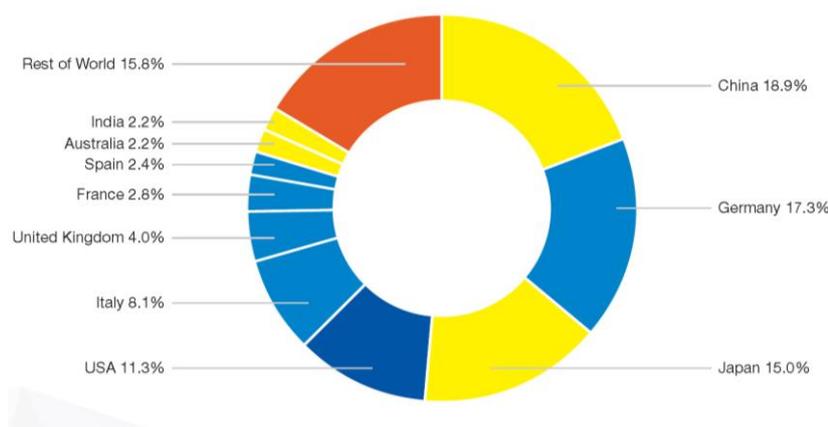


Figura 2-5. Capacidade instalada fotovoltaica mundial (2015) [8].

A Alemanha investiu e aumentou largamente a sua capacidade instalada de energia fotovoltaica, sendo que num curto espaço de tempo (2000-2015), esta aumentou de aproximadamente 114 MW para 40 GW [9] (Figura 2-6). Esta, nas horas de ponta consegue satisfazer cerca de 50% da procura, sendo aproximadamente 7% da produção total de energia elétrica do país. Como será de esperar países como a Alemanha e China, que estejam muito dependentes da produção de energia fotovoltaica, serão os que vão ser mais afetados com variações em larga escala, como pode acontecer por exemplo com um eclipse solar.

No dia 20 de março de 2015, entre as 09h e as 12h, ocorreu um eclipse parcial que bloqueou cerca de 74% do feixe solar na Alemanha. Neste período do dia houve um íngreme decréscimo na produção seguido de um grande aumento à medida que o sol deixa de ter a lua no seu caminho. O eclipse é um fenómeno previsível ao contrário da passagem de nuvens, então aquando da previsão do mesmo em [10], foram equacionados dois cenários possíveis, um para dia nebulado e outro para um dia de sol.

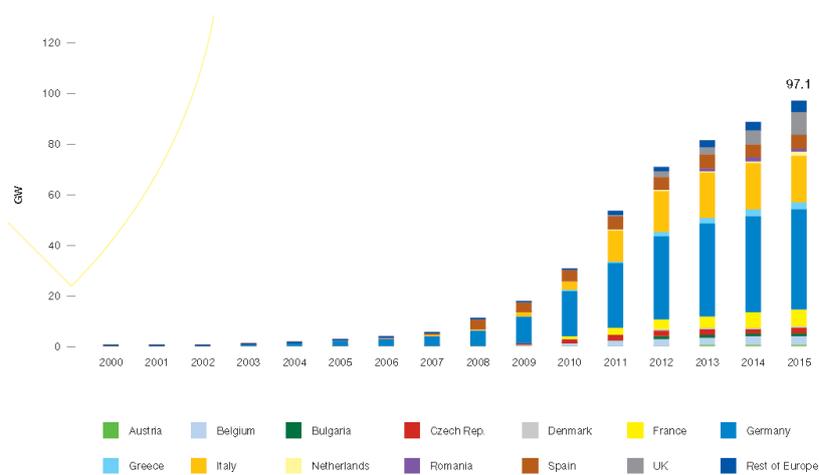


Figura 2-6. Evolução da capacidade total instalada de PV europeia (2000 - 2015) [8].

Tal como se pode observar em Figura 2-7. a), num dia nebuloso a depressão provocada pelo eclipse é muito menor pois a geração já seria baixa, ou seja, caso o eclipse ocorresse num dia com estas características as suas consequências seriam menores pois já seria espetável pouca produção fotovoltaica.

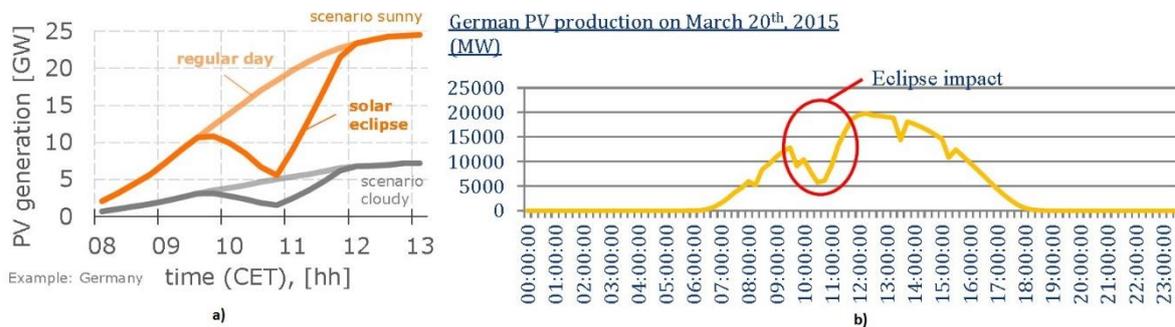


Figura 2-7. Perturbações na geração de fotovoltaica durante o eclipse na Alemanha (a – previsão, b – cenário real) [10][11].

Fenómenos como este, têm de ser previstos com o devido tempo e precisão, para que os TSO (Transmission System Operators) tomem as medidas corretas por forma a satisfazer a procura e minimizar custos. Para isso, estes tiveram de utilizar outras formas de energia elétrica como por exemplo a hidroelétrica, gás natural e importar energia dos países vizinhos para resolver estes problemas de *ramping* e atender às necessidades energéticas do país, fazendo um grande controlo de energias de reserva num curto período de tempo.

A impossibilidade de descartar alguns sistemas de geração não renováveis (gás natural e nuclear), devido à elevada intermitência, em conjunto com o crescimento de sistemas de

energia renovável, leva a que existam problemas de “*Ramping*” antes do nascer do sol e após o mesmo já que durante o dia se verifique um consumo reduzido. O facto das horas de maior produção de PV não coincidirem com as de maior consumo, tal como representado na Figura 2-8, leva a um desequilíbrio entre a procura e a geração podendo causar, problemas de fiabilidade, torna-se então necessário a utilização de centrais de reserva, com elevada resposta dinâmica que permitam assegurar as variações vertiginosas presentes nesta rampa.

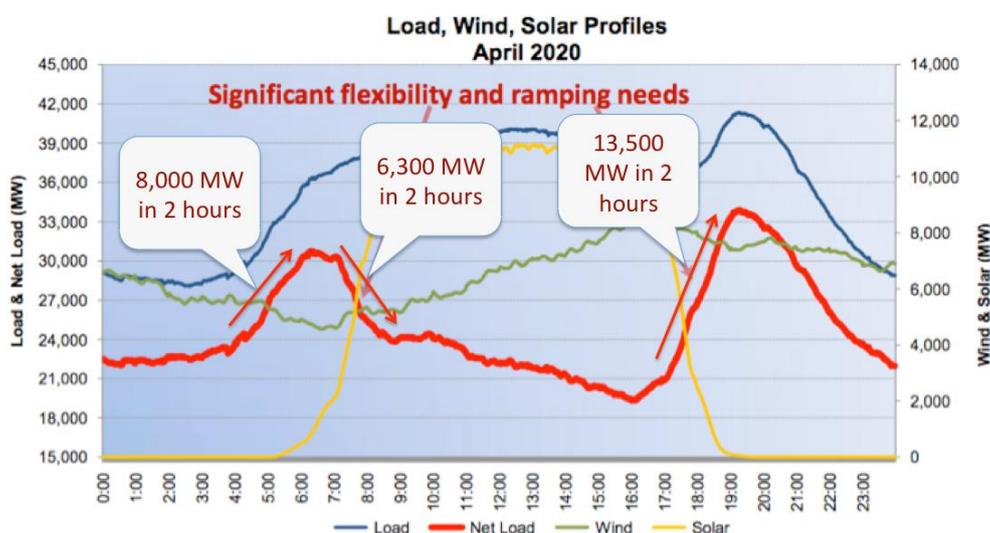


Figura 2-8. Problemas de “*ramping*” previstos para abril de 2020 na Califórnia aliados à utilização de energia eólica e fotovoltaica [11].

Nesta figura é de realçar um grande aumento do consumo líquido (subtração do consumo pela geração PV e eólica) desde as 4h até às 6h (antes do nascer do sol), seguido de uma redução elevada a partir do momento em que o sol nasce. Durante o dia o consumo líquido permanece baixo pois é a altura em que temos uma maior produção de fotovoltaica e a procura mantém-se praticamente constante.

O por-do-sol, faz com que o consumidor tenha uma maior necessidade energética exatamente no momento em que deixamos de ter produção fotovoltaica, levando a um ingreme aumento da curva do consumo líquido (13,500 MW em 2 horas), sendo um momento crítico do dia com problemas de “*ramping*”.

3. SOLUÇÕES

Num cenário de penetração em larga escala de produção de energia fotovoltaica, é essencial que existam métodos por parte dos sistemas elétricos para compensar e mitigar os efeitos provocados pela aleatoriedade da disponibilidade de energia solar nos sistemas elétricos [13][1].

Ao interligar estes sistemas com a rede, a fiabilidade da mesma pode ser comprometida, devido ao carácter intermitente deste tipo de energia, pelo que os TSO necessitam de “ativar” as fontes de energia de reserva. Para isto, é necessário que as previsões meteorológicas e de carga sejam fiáveis e precisas, para diminuir a margem de erro e os requisitos de reservas operacionais, diminuindo assim a diferença entre a procura e a geração. As previsões no dia anterior e em tempo real são importantes para permitir a antecipação os níveis de geração por parte dos TSO (trazendo benéficos económicos) [13].

Como forma de gerir a intermitência, variabilidade e outros efeitos negativos podem ser usadas outras soluções para além do uso de melhores técnicas de previsão da produção, que podem passar pela distribuição geográfica e técnica dos geradores. A gestão da intermitência pode também ser feita através de reservas operacionais, nomeadamente através de:

- Interligação com outras redes;
- Centrais de reserva operacional;
- *Curtailment* da tecnologia intermitente;
- Geração distribuída;
- Complementaridade entre fontes renováveis;
- *Demand Response*;
- *Demand Management*;
- Armazenamento de energia.

Este capítulo vai abordar detalhadamente os métodos mais relevantes e mais utilizados na atualidade.

3.1. Agregação e distribuição

O objetivo desta estratégia é minimizar a variabilidade total do sistema e não a variabilidade de cada uma das unidades de geração, pois a variabilidade total do sistema não se resume à soma do impacto em cada um dos geradores [13]. Ao cobrir uma maior área com centrais de produção fotovoltaica as variações abruptas, provocadas pela passagem de nuvens, vão ser atenuadas devido à dispersão geográfica, tal como pode ser observado na Figura 3-1 Este efeito é denominado de “*smoothing effect*” e não deve ser ignorado, pois o desprezo deste efeito resultará numa sobrestimação das reservas e consequentemente num aumento de custos [14].

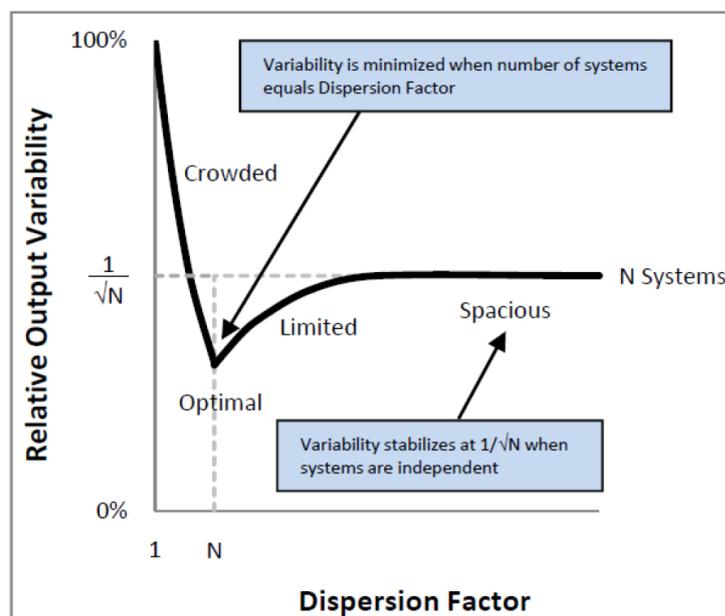


Figura 3-1. Variabilidade da energia obtida para uma frota de N sistemas PV em função da dispersão dos painéis [15].

Um estudo teve como objetivo de analisar a variância obtida à saída de 7 instalações PV localizadas em Espanha, instalações estas que variam de 1 MWp a 9.5 MWp, perfazendo um total de 20MWp [16]. Seis destas instalações estão separadas por uma distância que vai de 6 a 60 km e a sétima instalação está a 345 km das outras. na cidade de Socuéllamos.

Ao analisar variação da radiação provocada pela passagem de nuvens, foi observado que obter uma variação superior a 3% em 1 segundo é relativamente raro, amentando esta probabilidade quanto maior for o intervalo de tempo. Este estudo mostra que, quanto maior o número de parques interligados entre si menores vão ser as flutuações de potência obtidas,

obtendo-se melhores resultados do que aumentando o tamanho de um parque individual, para a mesma potência nominal (Figura 3-2).

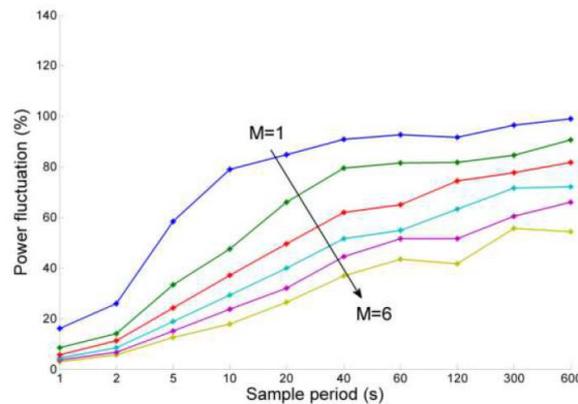


Figura 3-2. Flutuações de energia para todas as interligações possíveis num espaço temporal de 10 minutos [17].

A Figura 3-3, mostrou que uma distância de 6 km entre parques interligados é suficiente para garantir a independência de duas localizações interligadas por um período de 10 minutos, ou seja para garantir que exista “*smoothig effect*”.

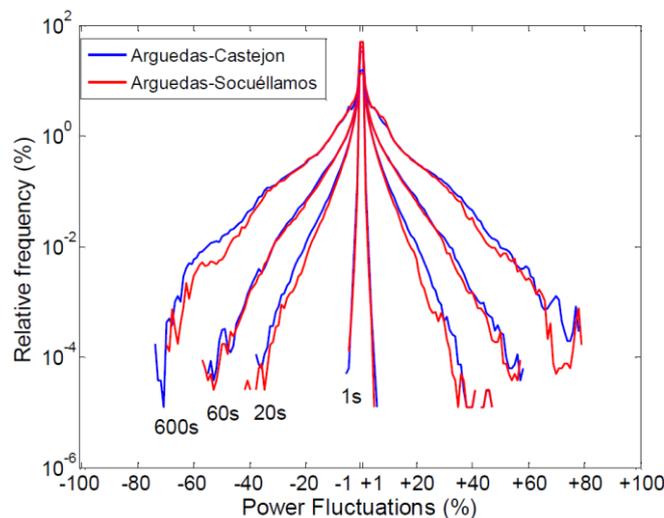


Figura 3-3. Distribuição das flutuações de energia para 2 combinações diferentes entre centrais (6km Arguedas-Castejón e 345 km Arguedas-Socuéllamos) [16].

3.2. Interligação com outras redes, centrais de reserva operacional e *curtailment* da energia intermitente

A interligação com outras redes é uma solução bastante utilizada para melhorar a fiabilidade dos sistemas de energia, pois tendo fontes de energia intermitentes, o que vai acontecer é que muitas das vezes o pico de geração não coincide com o pico da procura. As interligações

a nível internacional permitem a exportação de energia em períodos de excesso de produção e a importação de energia de outros países em períodos de maior consumo, permitindo obter um equilíbrio do sistema. No entanto, as interligações têm custos associados aos operadores de rede, custos dos equipamentos operacionais pois com a interligação de varias redes é necessário ter equipamentos de controlo e de proteção mais complexos que para um sistema isolado. A manutenção destes equipamentos, é necessária, por forma a garantir uma maior fiabilidade do sistema.

As centrais a funcionar como reserva operacional são outro método tradicional para a integração de fontes de energia intermitente. Estas têm de ter um carácter flexível e curtos tempos de resposta, de modo a que as reposições de energia sejam rápidas. A grande desvantagem das centrais de reserva operacional são os elevados custos associados, pois a capacidade extra requerida só funcionará em situações de redução súbita da produção renovável, funcionando em reserva girante durante a maioria do tempo. Exemplos de centrais de reserva operacional são as centrais hidroelétricas que são muito utilizadas devido à sua grande predictabilidade, as centrais de turbinas a gás de ciclo aberto ou de turbina a vapor e a combustíveis fósseis, que operam abaixo da sua potência nominal, prontas para servir de “apoio” assim que necessário. As centrais de reserva operacional que recorrem a combustíveis fósseis têm também o problema de emissões.

O “*curtailment*” de qualquer tipo de energia, seja esta solar, eólica ou outras, é definido como a geração de menos energia do que aquela que está efetivamente disponível, limitando a produção ou desligando parte ou a totalidade das unidades de geração. Esta estratégia é normalmente utilizada por diversas razões como por exemplo evitar a congestão do transporte, evitar as elevadas penetrações na rede e o “*back-feeding*”, limitar a geração por parte de geradores assíncronos por forma a manter os requisitos de frequência e de estabilidade da rede entre outras [18]. Em dias de pouco consumo e de elevada produção solar ou fotovoltaica pode ser feito o “*curtailment*” por forma reduzir o fluxo de potências associado e manter as margens de reserva para quando outras fontes necessárias não estejam disponíveis. No entanto esta estratégia traz uma redução na produção e conseqüentemente perdas económicas, pelo que o “*curtailment*” deve ser compensado e para isso é necessário

investir em tecnologias de armazenamento para que a energia fique em reserva pronta a ser utilizada em qualquer momento.

3.3. Complementaridade entre fontes renováveis

Todas as fontes de energia renovável têm intermitência, mas têm perfis de intermitência diferentes, isto é, as variações não ocorrem simultaneamente nas três fontes, podendo existir complementaridade entre elas. Em [13] foi elaborado um modelo que permitiu analisar os perfis de variação e as suas complementaridades para um elevado número de anos. Este modelo revelou que a energia eólica apresenta elevadas variações mensais e diariamente apresenta uma elevada variabilidade. A energia hídrica apresenta elevadas variações e imprevisibilidade relativamente à média, com diferentes perfis para anos diferentes. No entanto, esta pode servir como energia de reserva devido aos seus reservatórios que a tornam despachável. No que diz respeito à energia solar, foi afirmado que é a fonte com menor nível de flutuações relativamente à média, tem uma variação uniforme entre anos, a variação diária é bastante uniforme e tem uma elevada disponibilidade nas horas de consumo.

Comparando os três perfis da variação mensal visíveis na Figura 3-4 e tendo em conta as observações referidas previamente, observa-se que existe uma correlação entre a energia eólica e a energia hídrica tendo as duas um perfil de variação semelhante, já com a energia solar passa-se o contrário. Esta tem o seu pico de produção entre maio e setembro, enquanto o pico das hídricas e eólicas se encontra entre outubro e fevereiro. Existe assim uma complementaridade entre a energia solar e o par eólica/hídrica, podendo esta ser usada para compensar as variações sazonais do par eólica/hídrica.

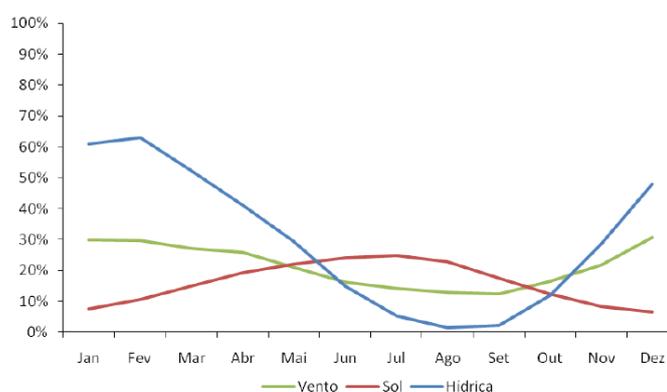


Figura 3-4. Comparação dos perfis de variação dos 3 tipos de energia em Portugal [13].

3.4. Armazenamento de energia

Tal como visto anteriormente, a procura tem um perfil que varia a cada hora e dependendo também da estação do ano, o mesmo acontece com a produção intermitente de energia fotovoltaica e tipicamente os seus perfis não coincidem, levando a que quase sempre a geração esteja abaixo ou acima da procura. Assim, o armazenamento de energia surge como solução, permitindo o armazenamento da energia produzida em excesso não consumida para ser consumida mais tarde, quando necessária.

As unidades de armazenamento de energia, nomeadamente as baterias, têm a vantagem de poder ser instaladas em qualquer ponto da rede, não ocupando espaço nas centrais, no entanto, existem perdas devido à conversão de energia, sendo esta e os seus custos, as principais desvantagens desta tecnologia.

A utilização de baterias não serve unicamente para a redução dos picos de produção e para estabilização do diagrama de carga, mas também para fazer frente a várias situações críticas como:

- Diminuição das perdas de transporte e diminuição do congestionamento das redes;
- Regulação e controlo de frequência, dando resposta rápida às flutuações na procura, reduzindo as distorções harmónicas e evitando quedas bruscas de tensão;
- Redução de custos e das pontas de consumo, armazenando os excessos de produção para posterior utilização, evitando a venda de energia com elevadas penalizações económicas.

O custo deste tipo de tecnologia (€/kWh) tem vindo a diminuir ao longo dos anos, sendo estas vendidas por empresas como Tesla, Samsung, LG, JLM Energy, entre outras, sendo este mercado cada vez mais competitivo. Existe assim uma grande competitividade ao nível de se ter o melhor custo face à capacidade, tal como se pode ver pelos exemplos da Figura 3-5.

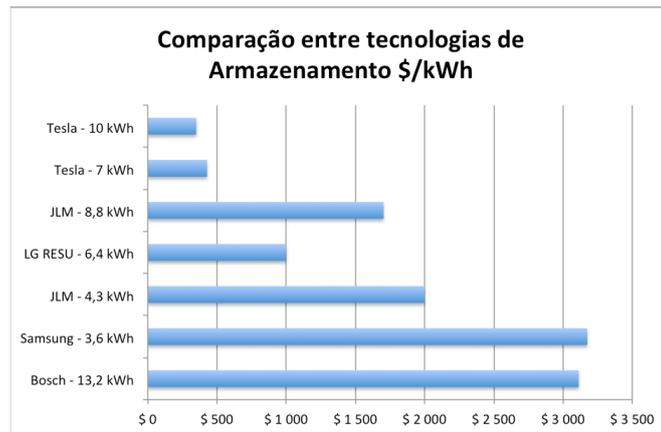


Figura 3-5. Comparação do custo (\$/kWh) para diferentes fornecedores de tecnologias de armazenamento de energia [19].

Enquadrado no projeto EMSURE – Energy and Mobility for SUsustainable REgions, foram realizadas simulações a partir de dados reais para baterias de íões de lítio aliadas a um sistema de produção PV. Para o funcionamento do sistema foi considerado um consumo médio anual de 3673 kWh/ano, uma potência de 2,4 kW para o sistema de painéis fotovoltaicos e 10,2 kWh para a bateria utilizada. Como resultado, foi verificada uma redução significativa de trocas de energia com a rede, com 75.98% e 78.30% de redução da energia enviada e recebida, respetivamente, resultando numa diminuição da fatura anual do consumidor de 84.67% [19][20].

Em [21] foram simulados dois métodos de controlo através da utilização de sistemas de baterias por forma a reduzir a intermitência da energia fotovoltaica e eólica e testar o controlo do *State of Charge* (SOC) das baterias. Este estudo revelou que os sistemas de armazenamento de energia podem melhorar a qualidade da energia renovável se o SOC for mantido dentro de certos limites tal como pode ser observado na Figura 3-6.

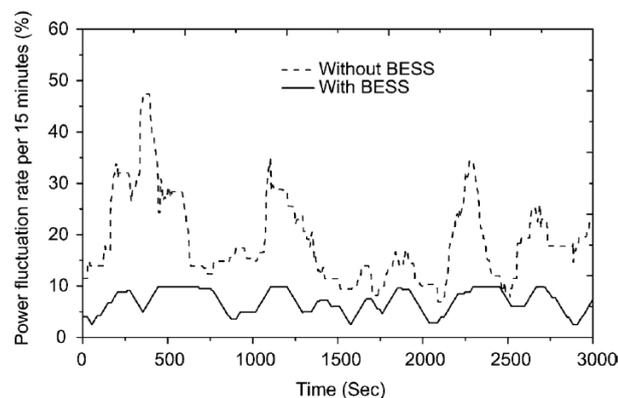


Figura 3-6. Flutuações de energia com e sem a unidade de armazenamento de energia [21].

3.5. Demand-Side Management e Demand Response

Estas duas técnicas trabalham do lado da carga, contrariamente a todas as outras referidas anteriormente. A ideia é em vez de se tentar sempre adequar a geração às necessidades do consumidor, tentar adequar o consumo à quantidade de energia que está disponível para uma dada altura.

O *Demand-Side Management* (DSM) é a implementação, monitorização e planeamento de atividades que influenciem o utilizador a utilizar a energia elétrica disponível por forma a produzir os efeitos desejados no diagrama de carga [22]. Com medidas DSM é possível fazer a gestão e planeamento das cargas, monitorizando os consumos e deslocando a utilização de cargas para horas em que exista uma maior quantidade de energia disponível evitando consumos de pico e situações de desequilíbrio e de instabilidade na rede.

Em [23], foram simulados dois cenários para um sistema europeu com elevada integração de energias renováveis, um cenário homogéneo onde cada país produz tanta energia como consome e outro não homogéneo onde as capacidades instaladas, bem como a produção diferem de país para país. Foi concluído que as medidas DSM diminuem as necessidades de tecnologias de reserva e armazenamento de um sistema de energia totalmente renovável até um terço (Figura 3-7.). O *Mix* de energia fotovoltaica e eólica utilizando DSM revelou uma grande diminuição (cerca de 40%, se apenas fosse utilizada energia fotovoltaica e 20% para uso exclusivo de eólica), das necessidades de energia de reserva. Neste *Mix*, a energia fotovoltaica tira maior proveito da DSM, pois contrariamente à eólica esta tem um ciclo diário característico permitindo fazer um uso racional das unidades de reserva. Tal como se vê na Figura 3-7. acima de 60% de energia solar deste *Mix* a diferença entre as curvas com e sem DSM é constante, significando isto que acima deste valor se pode suprir a necessidade de armazenamento/reserva de energia.

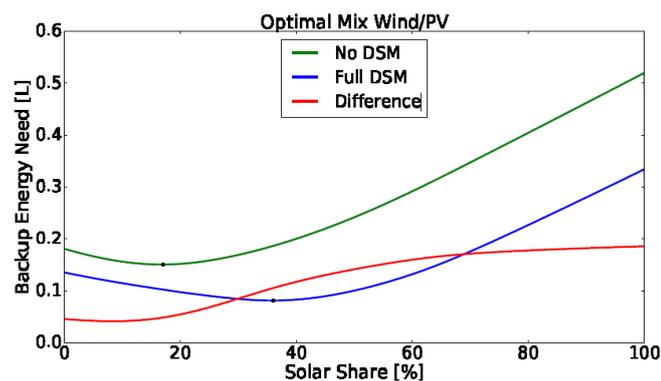


Figura 3-7. Necessidade de fontes de armazenamento ou reserva por parte do Mix Eólica ePV na Europa utilizando estratégias de DSM [23].

Outra estratégia de controlo do pico de consumo é a *Demand Response* (DR) onde é possível assegurar uma redução temporária do consumo. O conceito desta estratégia é que o utilizador faça um uso “inteligente” da energia que tem disponível face ao contrato de energia que possui e aos preços. Quer isto dizer que, numa situação em que existe uma redução da geração renovável, em vez de o operador de rede pagar a um produtor para produzir mais energia, este pode pagar ao consumidor para que este reduza a sua carga de uma forma que ambos saiam beneficiados, já que em períodos de pico o preço de produção pode ser muito alto.

A DR está normalmente associada ao “*curtailment*” de cargas, que consiste em fazer um corte ao consumo de uma determinada carga por um período de tempo curto, tendo em conta que este corte não irá prejudicar o conforto do cliente. Estas medidas permitem melhorar a fiabilidade do sistema reduzindo instantaneamente o consumo, trazendo também benefícios económicos para o consumidor.

Existem assim diversos benefícios em utilizar as diferentes estratégias referidas anteriormente por forma a combater a intermitência das energias renováveis. Na Figura 3-8, é possível observar que aplicando algumas destas medidas, os efeitos de “*ramping*” são drasticamente reduzidos, permitindo assim uma melhor gestão da energia.

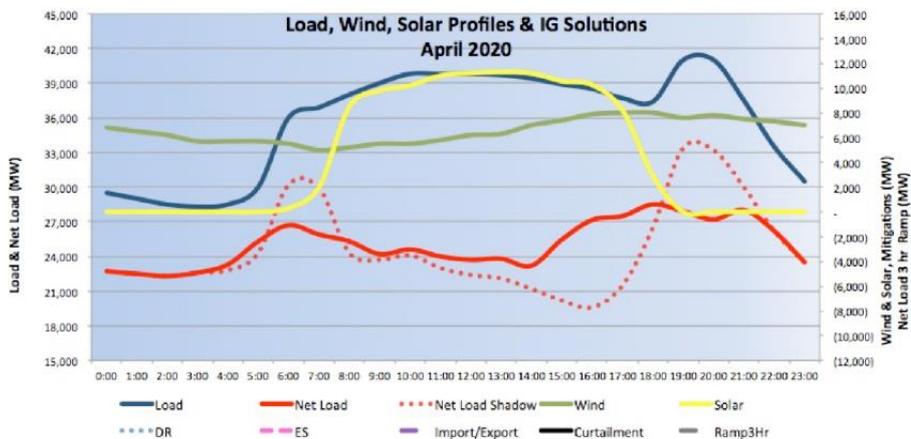


Figura 3-8. Duck Chart diagrama de carga com a implementação de diversas estratégias de gestão da intermitência [11].

4. FOTOVOLTAICO EM PORTUGAL

4.1. Capacidade instalada

Quando se fala de nível de radiação solar, a Península Ibérica encontra-se numa localização privilegiada comparativamente ao resto da Europa. No entanto, tem havido um subaproveitamento deste recurso em Portugal, quando comparado com o que foi feito de outros recursos de energia, como a Eólica ou quando comparado com aproveitamento por parte de outros países, como por exemplo a Alemanha que detém cerca de 17% da capacidade total instalada mundialmente e com um nível de radiação menor que Portugal.

Através da Figura 4-1, pode ser visto que o nível de radiação solar do território português situa-se entre os 1500 kWh/m² e os 1800 kWh/m² [24]. Comparando estes valores com o exemplo da Alemanha, observa-se que Portugal tem um grande potencial fotovoltaico disponível.

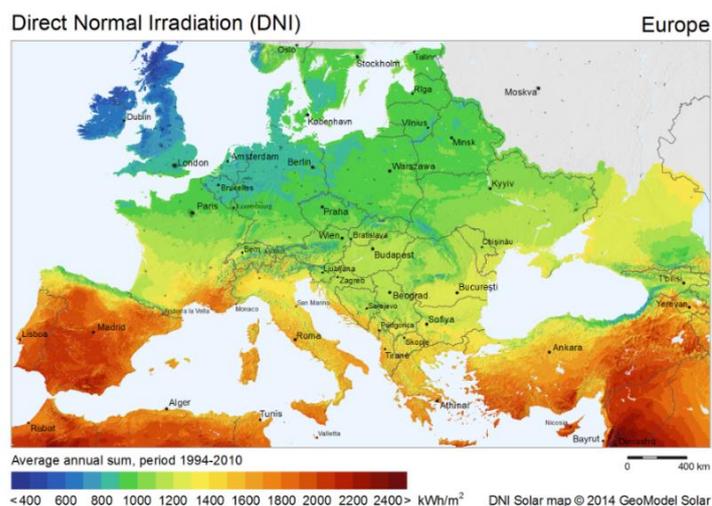


Figura 4-1. Nível de irradiação solar anual média, nos diferentes países europeus [11].

A Tabela 2 mostra a evolução da potência instalada e da produção anual em Portugal. Observa-se assim que a potência instalada aumentou de 3 MW em 2006 para 463 MW em 2016, sendo esta associada a um aumento da produção.

Tabela 2. Valores para a potência instalada e produção de energia fotovoltaica em Portugal [25].

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Potência Instalada (MW)	3	3	15	62	111	134	174	244	299	418	451	463
Produção Total (GWh)	3	5	24	41	160	215	282	393	479	627	796	816

A atividade de geração de eletricidade utilizando energias renováveis em baixa tensão, com o fim de consumo próprio e a possibilidade de entrega desta energia à rede pública é designada de Micro e Mini produção. Na Tabela 3 constata-se o aumento da potência instalada deste tipo de soluções, junto dos locais de consumo, nos últimos anos.

Tabela 3. Potência instalada da Micro e Mini Produção em Portugal [25].

Micro/Mini Produção Potência Instalada (kW)								
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
10 390	27 256	35 339	65 146	105 709	138 092	163 390	170 773	174 205

4.2. Legislação em Portugal

O primeiro impulso no setor fotovoltaico em Portugal aconteceu em 2002 com a regulamentação (DL n° 68/2002 de 25 de março) da produção de energia elétrica de baixa tensão para potências até 150 kW. A Tabela 2 mostra que o aumento da potência instalada de fotovoltaica é mais notória a partir de 2007, ano em onde foi publicado o DL n° 363/2007 de 2 de novembro, que regulamentava as centrais de Micro/Mini produção. Posteriormente, em 2011 é publicado o DL n° 34/2011 de 8 de março onde é feito o enquadramento deste tipo de centrais.

Como as tecnologias fotovoltaicas ainda não eram suficientemente competitivas economicamente, foi criada uma nova tarifa, apelada de *feed-in*. Esta tarifa veio permitir que a Micro e Mini produção, fosse injetada na rede a um valor fixo elevado, gerando assim receitas rápidas, e reduzindo o *payback* do sistema. Mais tarde, esta tarifa deixou de ser economicamente aliciante, com a continua redução do valor remunerado [7][19].

Em outubro de 2014, o Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, interditou a entrega dos excedentes de energia a terceiros ou à rede elétrica pública. À posteriori, o DL nº153/2014 de 20 de outubro e as portarias nº 14/2015 e 15/2015 de 23 de janeiro, vieram permitir a existência de uma ligação à rede, numa perspetiva de autoconsumo, fornecimento e entrega de energia a terceiros e à rede, criando novas possibilidades de entrega de energia ao consumidor [26][27].

A Unidade de Produção para o Autoconsumo (UPAC) é a unidade produtora associada à produção de eletricidade com o fim do autoconsumo, que é feita com ou sem ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) e é baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis. A legislação em vigor integra todos os sistemas fotovoltaicos da UPAC e Unidade de Pequena Produção (UPP) numa só legislação.

Apesar das características apresentadas pela UPAC [27], a baixa remuneração da energia injetada na rede revela que o autoconsumo é a opção mais atrativa, pois o excesso da produção é remunerado segundo uma tarifa estabelecida mensalmente pelos preços do fecho do mercado do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE), onde são deduzidos 10% de modo a colmatar custos de injeção. Tal remuneração pode ser calculada pela equação (1).

$$R_{upac,m} = E_{fornecida} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (1)$$

Onde:

- $R_{upac,m}$ [€] – remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês m .
- $E_{fornecida}$ [kWh] – energia fornecida no mês m ;
- $OMIE_m$ [€/kWh] – valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do OMIE para Portugal (mercado diário).

Adicionalmente, a venda de energia não pode ultrapassar a totalidade da energia consumida, à base anual, sendo a produção acima desse valor não remunerada.

A Tabela 4 apresenta os valores dos preços médios mensais do OMIE para Portugal durante o ano de 2016 [28], assim como o valor remunerado da geração injetada na rede. Tal como se pode observar, tais valores são bastante reduzidos e muito inferiores ao preço pago pela

energia consumida, pelo que a energia injetada na rede apresenta uma baixa rentabilidade económica, quando comparada com o autoconsumo.

Tabela 4. Valores típicos da OMIE em Portugal no ano de 2016 [28].

2016	Valor OMIE (c€/kWh)	90% do valor pago da OMIE (c€/kWh)
janeiro	3,639	3,275
fevereiro	2,735	2,462
março	2,770	2,493
abril	2,350	2,115
maio	2,493	2,244
junho	3,828	3,445
julho	4,036	3,632
agosto	4,141	3,727
setembro	4,361	3,925
outubro	5,278	4,750
novembro	5,625	4,632
dezembro	6,027	4,763
Valor total médio	3,940	3,546

No entanto, mesmo com a implementação destes decretos de lei, energia fotovoltaica representa ainda uma pequena percentagem do total de energias renováveis presentes em Portugal, como poder ser comprovado pela Figura 4-2.

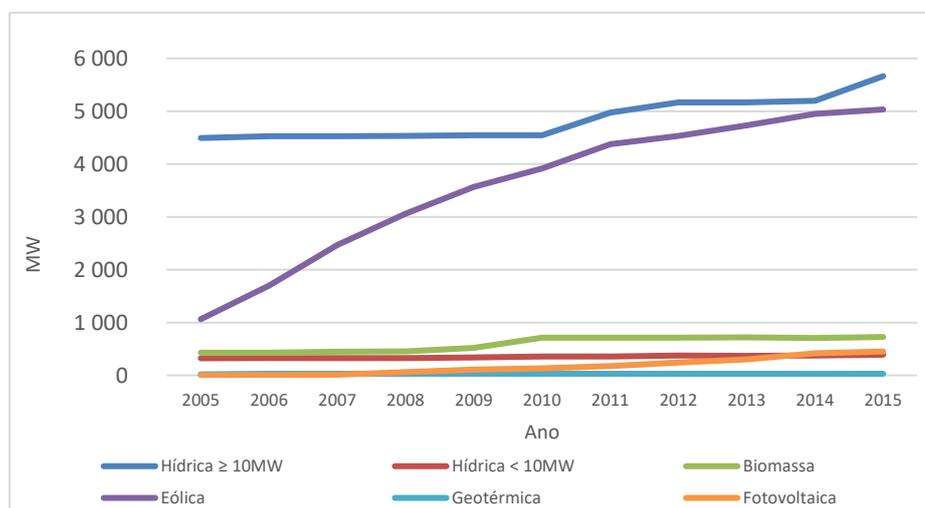


Figura 4-2. Potência Instalada nas Centrais de Produção de Energia Elétrica a Partir de Fontes Renováveis,[25].

5. ANÁLISE DO IMPACTO EM LARGA ESCALA NO DIAGRAMA DE CARGA NACIONAL

No âmbito do trabalho desenvolvido nesta dissertação, foi feita a caracterização da potência fotovoltaica instalada em Portugal. O mês de dezembro de 2016 foi tomado como referência, tendo a geração de todos os outros meses sido normalizada em relação a este por forma a que a potência instalada seja a mesma durante todo o ano. Por forma a analisar os impactos da integração da energia fotovoltaica em larga escala, foram analisados dois cenários possíveis de aumento da potência instalada.

No primeiro caso foi aplicado um fator multiplicativo de cinco à potência instalada em dezembro de 2016, valor pelo qual se começa a notar que o conjunto das renováveis com a fotovoltaica consegue satisfazer parte da procura e raramente a supera.

Para o segundo caso, tendo em conta que atualmente a hídrica e a eólica têm uma potência instalada de aproximadamente 7 GW e 5 GW, respetivamente, considerou-se que a energia solar fotovoltaica pode assegurar um valor intermédio, ou seja de 6 GW. Este caso, será o que terá impactos mais relevantes. Assim, este capítulo tem o objetivo analisar os impactos e identificar possíveis soluções para minimizar os mesmos.

5.1. Caso 1 – Fator de ampliação 5

Neste caso foi aplicado um fator de ampliação de cinco vezes à potência fotovoltaica instalada ficando com 2,315 GW. Com este fator a geração de fotovoltaica raramente ultrapassa a procura, mas o mesmo já não se passa quando se analisa a geração fotovoltaica em conjunto com as outras renováveis.

Tal como já foi falado anteriormente, a energia solar tem diferentes intensidades dependendo da estação do ano, como tal a caracterização foi feita para cada estação do ano em ambos os casos.

5.1.1. Inverno

O inverno é a estação do ano onde há menor radiação solar, no entanto a hídrica e a eólica têm valores mais elevados de geração devido aos elevados níveis de precipitação e de

velocidade do vento. Escolheu-se o dia 5 de janeiro de 2016 como representante desta estação do ano, pois este é o mais próximo da média relativamente à produção de energia fotovoltaica.

Da Figura 5-1 observa-se que entre as 3:00h e as 9:00h existe um excesso de 4135 MWh da geração renovável, sendo que apenas 5% desta totalidade foi provocado pela energia fotovoltaica. A produção renovável está, tal como referido, associada principalmente à elevada produção eólica e hídrica que é típica dos dias de inverno.

Durante o resto do dia a geração renovável mantém-se muito perto da curva do consumo, mas sem o satisfazer por completo. Durante este período o impacto da energia solar fotovoltaica é positivo, pois permite aproximar a geração renovável do consumo.

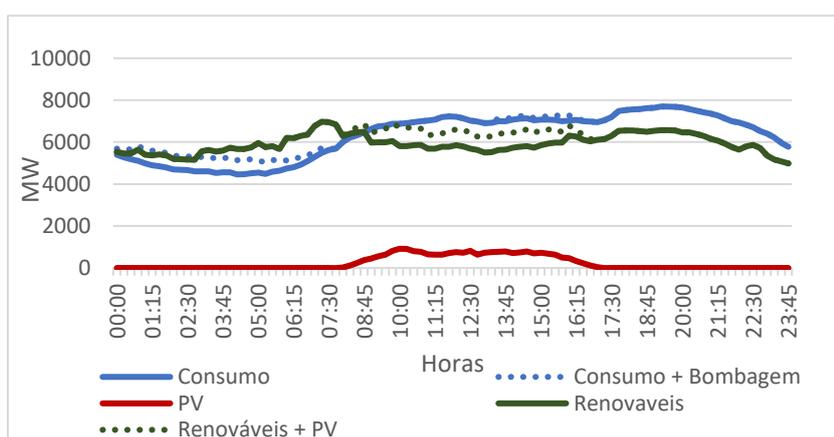


Figura 5-1. Diagrama de carga nacional diário para o inverno utilizando uma potência fotovoltaica instalada 5 vezes superior à de dezembro de 2016.

5.1.2. Primavera

Na primavera a produção de PV aumenta para valores mais elevados e tanto a energia eólica como a hídrica continuam com um nível de produção elevado. O consumo em relação ao inverno tem uma ligeira redução, devido ao aumento das horas de luz e da temperatura que reduz a utilização de iluminação e de equipamentos de aquecimento.

Foi escolhido como dia de referência, o dia 13 de abril de 2016, observando-se que, na Figura 5-2 com a expansão feita à potência instalada em energia solar fotovoltaica, passa a haver um excesso de energia renovável entre as 10:15h e as 18:45h, que não existia sem a geração fotovoltaica. Após as 21:45h existe também excesso de geração devido à elevada geração eólica.

Aqui os impactos são mais notórios que no inverno, pois há cerca de 10,6 GWh de geração renovável em excesso, sendo que o excesso de renováveis aumentou em 88,4 % devido ao aumento da energia solar fotovoltaica

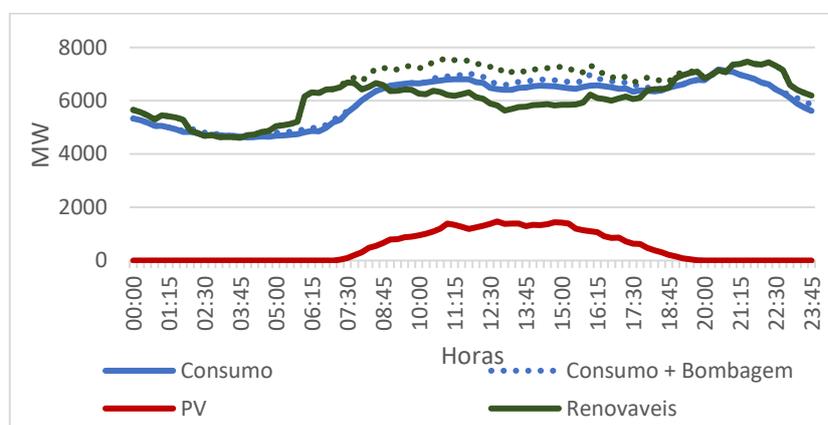


Figura 5-2. Diagrama de carga nacional diário para a primavera utilizando uma potência fotovoltaica instalada 5 vezes superior à de dezembro de 2016.

5.1.3. Verão

O verão é caracterizado por ser a estação do ano com maior radiação solar e como tal foi onde se obteve maior produção fotovoltaica, mais precisamente 14,5 GWh/dia, valor bastante superior aos 4,47 GWh/dia obtidos para o dia de inverno. No entanto, tal como ilustrado na Figura 5-3, referente ao dia 1 de julho de 2016, apesar da elevada geração de PV, que faz aproximar a geração renovável do consumo durante o dia, a geração renovável nunca chega a satisfazer o consumo nem existe excesso de geração renovável.

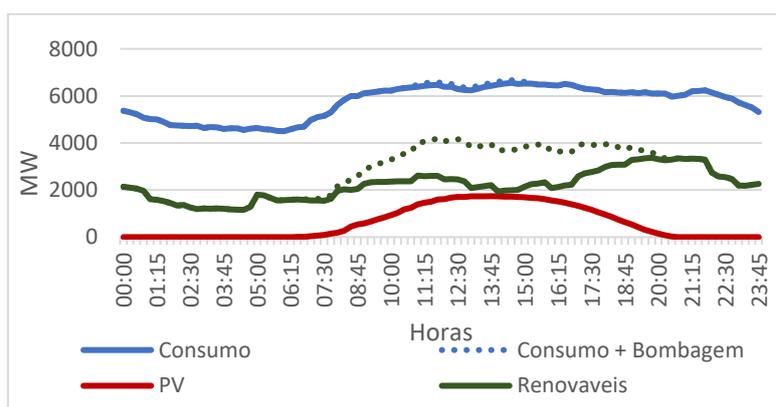


Figura 5-3. Diagrama de carga nacional diário para o verão utilizando uma potência fotovoltaica instalada 5 vezes superior à de dezembro de 2016.

Tal é justificado devido à baixa produção de hídrica e eólica, contrariamente ao que acontece por exemplo no dia de primavera analisado, em que foram gerados 7,43 GWh/dia e 63 GWh/dia para a Hídrica e Eólica, respetivamente (no verão foram gerados 1,9 GWh/dia e

28,15 GWh/dia, respetivamente). Conclui-se assim que o fator multiplicativo aplicado à potência total instalada não traz impactos relevantes nesta estação do ano.

5.1.4. Outono

O dia escolhido para representar o outono, representado na Figura 5-4, 28 de outubro de 2016, apresenta um cenário bastante parecido ao cenário referente ao verão. As hídricas continuam com um nível de aflúências baixo sendo assim geração hídrica baixa, tal como a eólica. A energia fotovoltaica tem valores de geração de energia inferiores (9,5 GWh/dia) aos do verão. A geração renovável mais uma vez não perfaz o consumo, apesar do impacto positivo da energia fotovoltaica que faz aproximar a geração renovável. No entanto, assinala-se uma complementaridade entre a geração fotovoltaica e as outras fontes renováveis no período entre as 9:00h e as 18:00h, onde existe um decréscimo da geração eólica, que é compensado pela produção fotovoltaica que neste período tem o seu pico de produção.

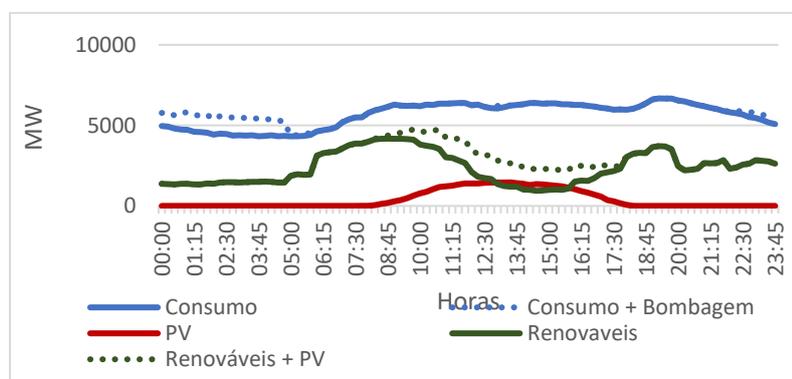


Figura 5-4. Diagrama de carga nacional diário para o outono utilizando uma potência fotovoltaica instalada 5 vezes superior à de dezembro de 2016.

5.2. Caso 2 – Potência instalada de 6 GW

Aqui a potência fotovoltaica foi aumentada para os 6000 MW para quantificar e avaliar os impactos da implementação de energia fotovoltaica a uma maior escala. Escolheu-se este nível de potência pois é muito próximo do que se tem instalado na energia eólica e hídrica na atualidade (Tabela 5), permitindo assim obter excesso de produção, tal como vai ser descrito de seguida.

Tabela 5. Evolução da potência instalada das principais energias renováveis com a potência fotovoltaica analisada [25].

	Potência Instalada (MW)						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hídrica	4 898	5 332	5 539	5 535	5 571	6 054	6 835
Eólica	3 914	4 378	4 531	4 731	4 953	5 034	5 270
Fotovoltaica	134	175	244	299	419	451	↑↑6 000
Total Renovável	9 687	10 626	11 055	11 311	11 678	12 292	↑↑18 105

5.2.1. Inverno

Este aumento de potência instalada, tal como se observa na Figura 5-5, permite concluir que esta é suficientemente excessiva, face à que temos hoje em dia e permitirá tirar maiores conclusões acerca dos impactos da implementação a larga escala da energia fotovoltaica. A energia produzida subiu para valores mais elevados, mais precisamente 14,194 GWh.

Na Figura 5-5 observa-se que no período das 0:00h às 16:00h existe um excesso de 12,798 GWh produção renovável, tendo o excesso de renováveis aumentado em 119,2 % devido ao aumento de PV.

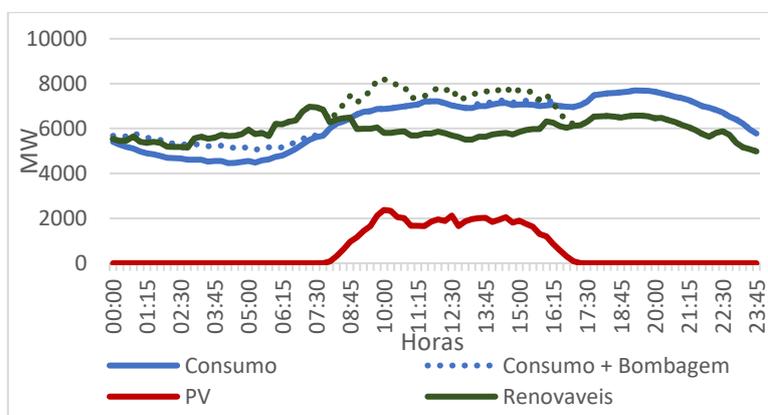


Figura 5-5. Diagrama de carga nacional diário para o inverno utilizando uma potência fotovoltaica instalada de 6 GW.

A gestão da procura é uma possível solução para reduzir a discrepância entre o consumo e a geração pois permite deslocar parte do consumo presente entre as 17:00h e as 23:45h para uma fração temporal entre as 7:45h e as 16:00h. No entanto, este é apenas caso aproximado de um dia de inverno e para que a estratégia DSM funcione são necessárias previsões meteorológicas e de produção precisas, pois a estratégia passa por antecipar o consumo fazendo um deslocamento de cargas. Assim, a energia fotovoltaica tem um perfil pouco variável e é fácil de prever de um dia para o outro, mas o mesmo já não se poderá

dizer da eólica, e tal como ilustrado na Figura 5-6 nem sempre a produção estimada será a produção real, sendo difícil antecipar e utilizar esta estratégia eficazmente. Neste dia em concreto a potência eólica prevista era mais elevada do que a gerada, o que levaria a uma sobre previsão e a implementar a estratégia DSM erradamente.



Figura 5-6. Diagrama Diário de Produção Eólica para o dia 05/01/16 [28].

O armazenamento de energia será a estratégia mais viável para esta situação pois vai permitir armazenar a energia gerada em excesso durante a noite, para posteriormente satisfazer a procura durante o dia.

5.2.2. Primavera

Na primavera o cenário é mais crítico, pois temos excesso de produção renovável durante todo o dia (Figura 5-7). Durante a noite temos excesso de geração provocado pela eólica e pela hídrica e durante o dia pela fotovoltaica, provocando um aumento de 405,7% do excesso de renováveis. A geração renovável ultrapassa o consumo na ordem dos 30,829 GWh.

Com este cenário torna-se complicado utilizar qualquer tipo de estratégia por forma a que a energia em excesso não seja enviada para a rede. O deslocamento de cargas não funciona pois não existe nenhum período onde não se consiga satisfazer o consumo. O armazenamento de energia para ser uma solução viável terá de ser feito por forma a armazenar o máximo de energia possível e esta ser descarregada num dia seguinte com pouca produção eólica e hídrica. Caso não se consiga utilizar a energia armazenada esta terá de ser enviada para a rede.

Existe, no entanto, a vantagem de que toda a procura é satisfeita por geração renovável, não necessitando de recorrer a fontes de combustíveis fósseis.

Como desvantagens temos os custos e eventuais perturbações devido ao envio para a rede, a intermitência deste tipo de energia, fenómenos naturais como o eclipse que terão de ser antecipados com precisão por forma a perfazer a procura através de reservas.

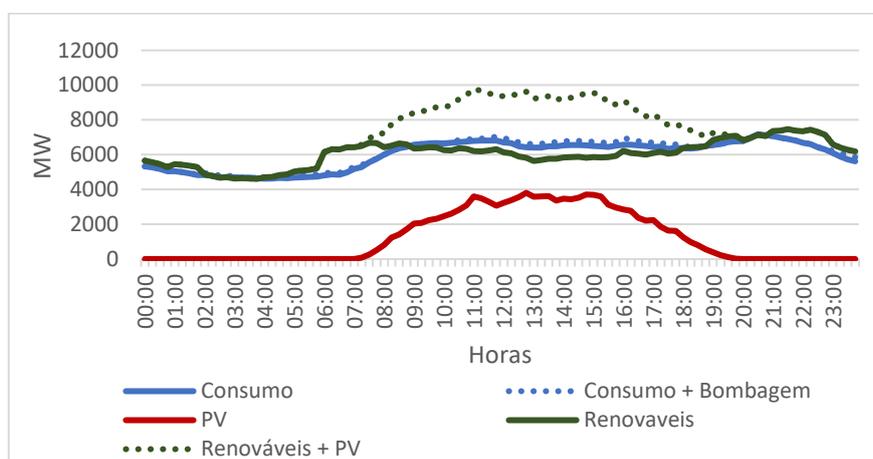


Figura 5-7. Diagrama de carga nacional diário para a primavera utilizando uma potência fotovoltaica instalada de 6 GW.

5.2.3. Verão

Esta foi a estação onde se obteve maior produção fotovoltaica, mais precisamente 37,466 GWh face aos 14,5 GWh obtidos com o fator multiplicativo 5. A Figura 5-8 revela tal como anteriormente analisado no caso 1 que as gerações eólicas e hídricas estão muito baixas, e a geração renovável é maioritariamente representada pela fotovoltaica.

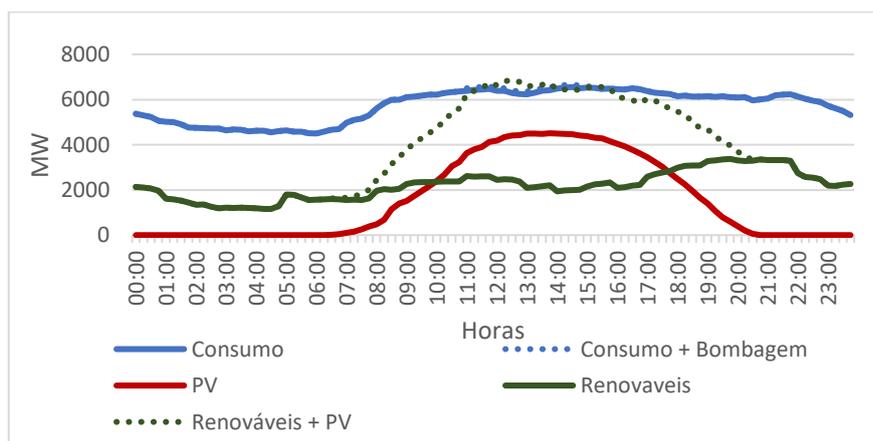


Figura 5-8. Diagrama de carga nacional diário para o verão utilizando uma potência fotovoltaica instalada de 6 GW.

Com a fotovoltaica a geração renovável ultrapassou o consumo em apenas 0,4%, o sistema de armazenamento a utilizar, armazenará esse excesso e o mesmo será descarregado logo de

seguida. A estratégia de DSM, pode ser aplicada ao deslocar algum do consumo das 9:00h às 10:00h para o pico de produção diário que se localiza entre as 12:00h e as 15:00h.

5.2.4. Outono

Observa-se na Figura 5-9, que apenas se conseguiu satisfazer o consumo por aproximadamente meia hora. O grande problema desta estação do ano é mais uma vez tal como no verão, a grande baixa da energia hídrica e da eólica, não se conseguindo ter valores próximos do consumo por parte da geração renovável. Assim o consumo terá de ser satisfeito por outras fontes de energia, no entanto utilizando armazenamento, conseguimos fazer com que a diferença entre o consumo e a geração não seja tão acentuada em algumas partes do dia. Tal como referido no caso 1, assinala-se uma complementaridade entre a geração fotovoltaica e as outras fontes renováveis no período ente as 11:00h e as 18:00h, onde o decréscimo das outras fontes renováveis é compensado pelo pico de produção deste período.

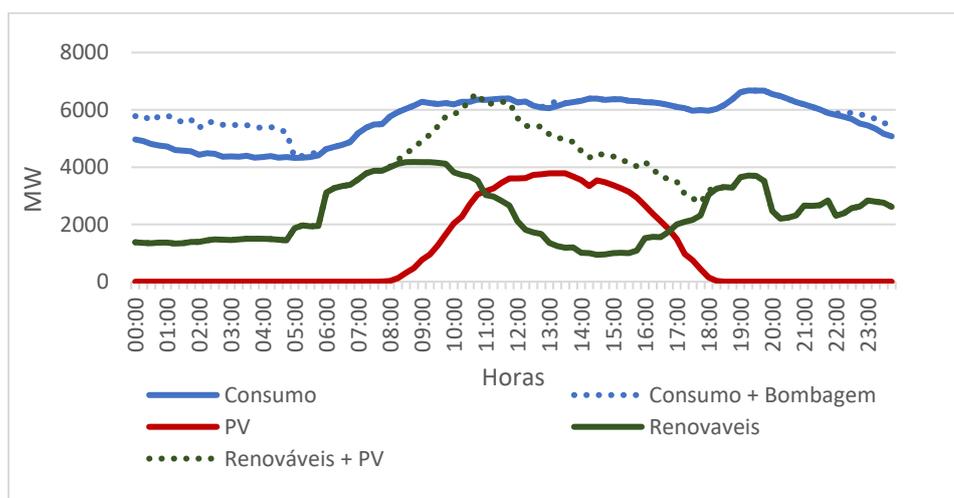


Figura 5-9. Diagrama de carga nacional diário para o Outono utilizando uma potência fotovoltaica instalada de 6 GW.

6. SIMULADOR E DADOS TÉCNICOS

Para o trabalho desenvolvido nesta dissertação, foi utilizado um modelo de simulação computacional já desenvolvido em [30] no ambiente *Matlab*®. Tal modelo recebe os dados relativos à potência da geração renovável e do consumo ao longo de um dia escolhido, com intervalos de 15 minutos. O simulador permite calcular o impacto técnico e económico da tecnologia de armazenamento sobre o diagrama de carga para o dia analisado, tendo em conta as características da tecnologia de armazenamento utilizada.

Este capítulo vai abordar resumidamente o funcionamento do algoritmo de simulação utilizado e os dados técnicos da tecnologia de armazenamento utilizada no simulador

6.1. Modelo de simulação

O modelo de simulação tem uma interface gráfica, representada na Figura 6-1. a) Interface para a inserção de dados a simular; b) diagrama de carga exemplo com e sem SAEE gerado pelo modelo de simulação., onde se inserem os dados da tecnologia de armazenamento utilizada e quando feita a simulação retorna um conjunto de diagramas, por forma a analisar os impactos do armazenamento utilizado, como se pode observar na Figura 6-1. a) Interface para a inserção de dados a simular; b) diagrama de carga exemplo com e sem SAEE gerado pelo modelo de simulação.

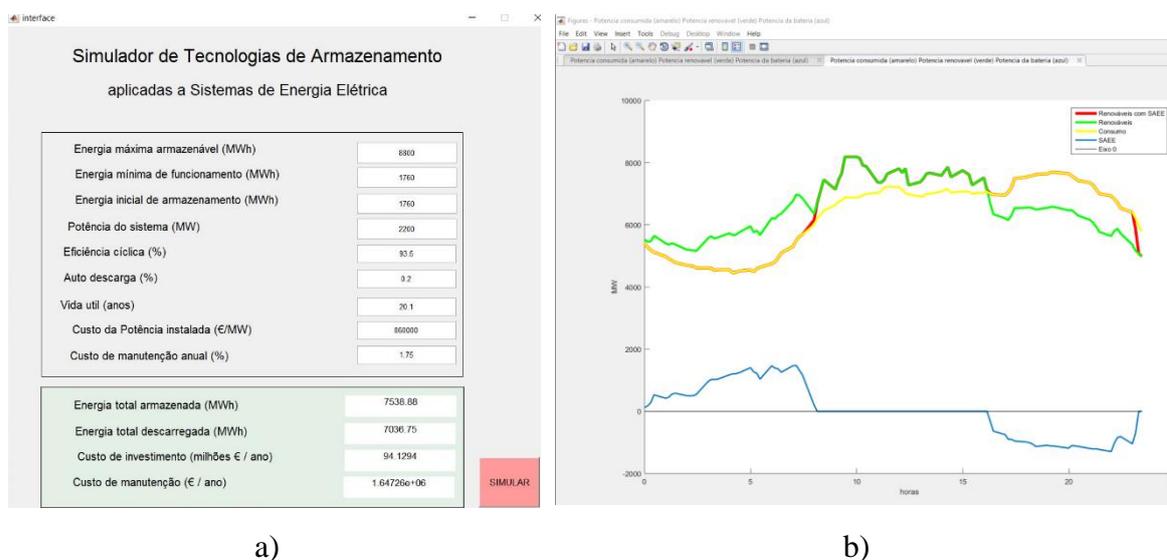


Figura 6-1. a) Interface para a inserção de dados a simular; b) diagrama de carga exemplo com e sem SAEE gerado pelo modelo de simulação.

Na Figura 6-2, pode-se observar o diagrama de blocos da estratégia utilizada para controlar a energia e a potência durante as fases de carga e descarga.

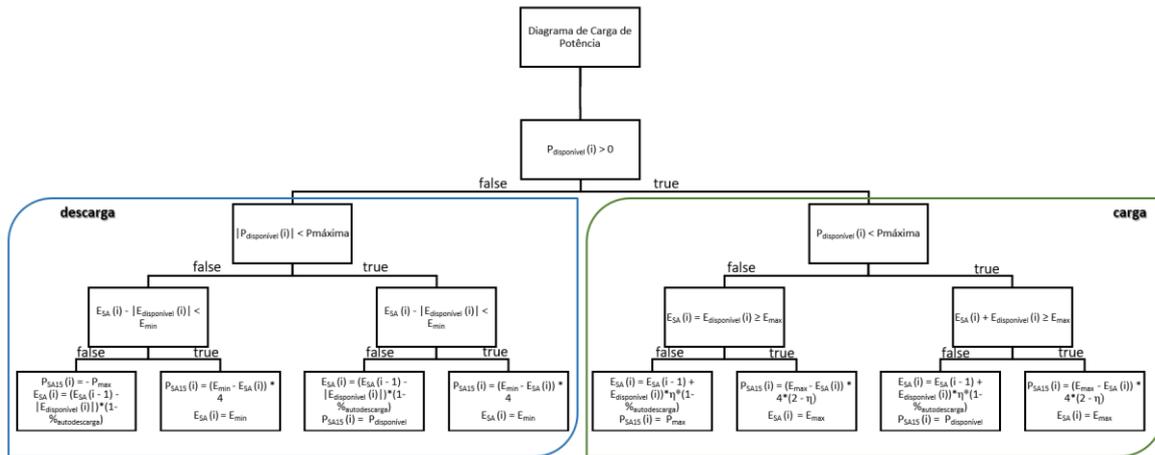


Figura 6-2. Diagrama de blocos do algoritmo utilizado para o calculo da energia armazenada e descarregada das baterias [30].

Após a introdução dos ficheiros *Excel*, o algoritmo lê e armazena os dados diários disponibilizados em intervalos de 15 minutos relativos à geração renovável e consumo, armazenando assim um total de 96 amostras. Através destes valores é calculado o valor da potência renovável disponível para saber se está em excesso ou em falta face ao consumo. Caso esteja em excesso o sistema tenta armazenar sempre o excesso desde que este não ultrapasse a energia máxima suportada pelas unidades de armazenamento (definida pelo utilizador na interface). Se o valor já armazenado nas baterias, mais a energia disponível, for inferior à máxima energia suportada então o sistema vai armazenar até que seja atingida a capacidade máxima, caso contrário o sistema entrará logo em fase de repouso armazenando apenas o necessário para compensar as perdas por auto-descarga. No caso de a potência disponível ser negativa quer dizer que existem necessidades de descarregar a energia armazenada e compensar a falta de energia. Na fase de descarga o algoritmo verifica sempre se a energia que tem armazenada menos a que é necessária injetar para a rede é inferior à energia mínima suportada pelas baterias (definida na interface). Caso esta seja superior ao valor de energia mínima, o sistema vai descarregar até chegar à sua energia mínima, momento em que entra em repouso, caso contrário entrará logo em repouso.

O valor da energia fornecida pela rede será afetado pelo rendimento, diminuindo a quantidade de energia armazenada no sistema. O valor de potência é afetado de forma

inversa pela percentagem de rendimento, assim quanto menor for o rendimento, maior vai ser a necessidade de potência absorvida pelo sistema por forma a compensar as perdas.

6.2. Dados técnicos do sistema de armazenamento

Para o sistema de armazenamento foram utilizadas bateria de iões de lítio, pois tendo em conta diversos estudos, estas são as mais utilizadas hoje em dia devido ao seu elevado rendimento, auto descarga reduzida, vida útil longa e elevada densidade de energia. Como esta tecnologia está cada vez a ser mais utilizada, os seus custos estão em constante declínio [21][30][31][32]. As especificações técnicas utilizadas nas simulações, estão indicadas na Tabela 6 e na Tabela 7.

Tabela 6. Dados técnicos dos sistemas de armazenamento de energia elétrica utilizados no modelo de simulação [30].

Tecnologia	Potência nominal MW	Energia nominal MWh	Energia mínima %	Energia mínima MWh	Eficiência cíclica (%)	Auto descarga Diária (%)
Bateria iões de lítio	1400	5600	20%	1120	93,5	0,2

Tabela 7. Vida útil e custos dos sistemas de armazenamento de energia elétrica utilizados no modelo de simulação [30][31].

Tecnologia	Vida útil (ciclos)	Vida útil (anos)	Custo investimento (€/kW)	Custo de manutenção (%)
Bateria iões de lítio	5500	20,1	860	1

A potência nominal foi determinada com base nos valores utilizados no projeto de baterias de iões de lítio em [30][33][34][35][36], onde foi utilizada uma potência nominal de 400 MW e uma energia de 1600 MWh, por forma a armazenar os excessos provocados pela geração eólica. No caso desenvolvido nesta dissertação, foi utilizada uma potência instalada de 1400 MW, pelo que utilizando o mesmo rácio entre energia e potência obtêm-se 5600 MWh de energia máxima. Tal como observado na Figura 6-3, esta revelou absorver grande parte da energia em excesso durante as estações de inverno e primavera sendo que a discrepância para potências mais elevadas é reduzida e não compensará o seu elevado investimento.

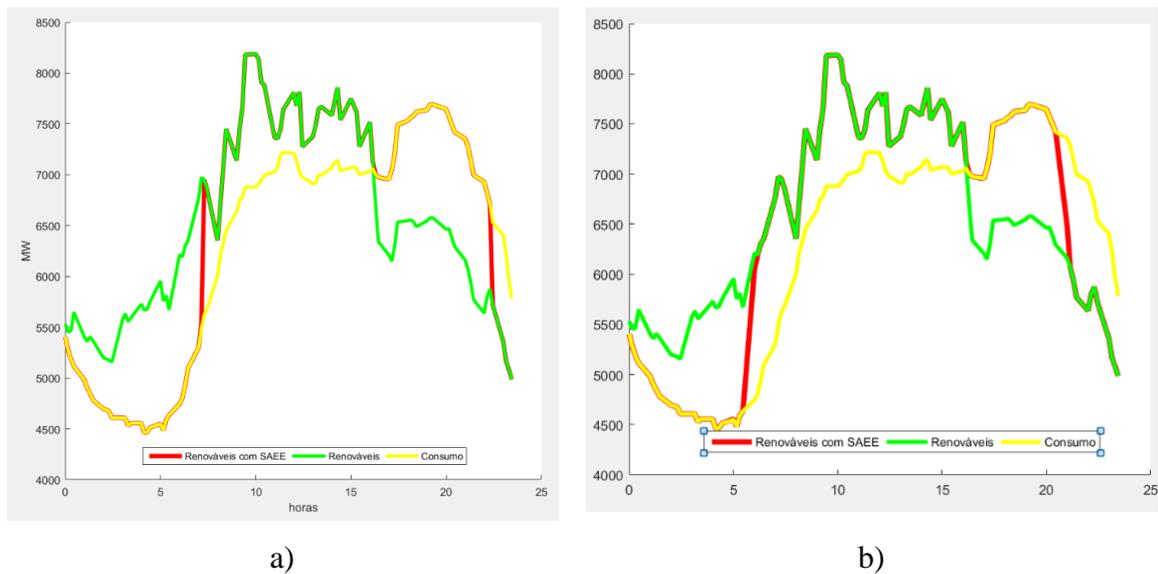


Figura 6-3. Diagramas de carga de inverno com SAE de a) 1400 MW e b) 2000 MW.

Os custos do investimento foram estimados através das projeções feitas em [35] para 2035. Foi utilizado o valor médio (250 \$/kWh) da projeção de custos das baterias de íons de lítio feita em [35] para 2035, apresentado na Figura 6-4, para estimar o custo de investimento do sistema. Como o preço se encontra em \$/kWh, este foi convertido em Euros à taxa de conversão atual e posteriormente convertido para €/MW (aproximadamente 215 k€/MW) através da equação (2), por forma a ser inserido no modelo de simulação. Note-se que este custo já inclui os custos das baterias, de operação e manutenção (O&M) e custos de *balance of system* (BoS).

$$Custo\ inv_{sist} = \frac{Custo\ projeção\ 2035\ (\frac{\epsilon}{kWh}) * Energia\ nominal_{(MWh)}}{Potência\ nominal_{(MW)}} \quad (2)$$

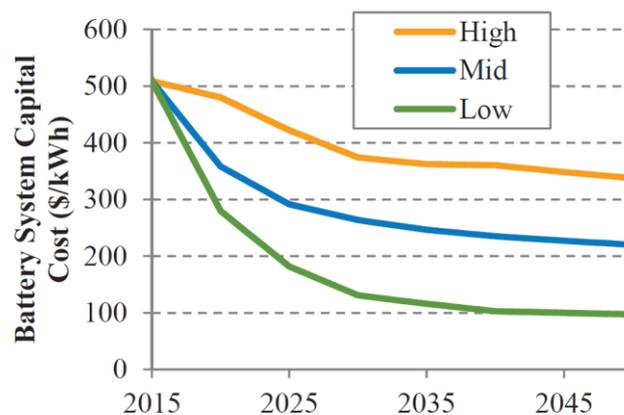


Figura 6-4. Projeções alta, média e baixa para os custos de capital de um sistema de baterias de 8 horas em \$/kWh[35].

7. SIMULAÇÕES E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo apresentam-se os resultados das simulações dos diferentes casos de estudo, considerando parâmetros tais como a energia mínima armazenada e descarregada, custos do investimento e manutenção e algumas percentagens de energia armazenada e fornecida. Com estes valores são calculados os custos finais da energia. Para cada caso é apresentado também o respetivo diagrama de carga.

7.1. Resultado da simulação dos casos de estudo

7.1.1. Inverno

De seguida apresentam-se 2 diagramas gerados através da simulação do modelo em *Matlab*®. Na Figura 7-1.a) está representado a verde a potência gerada renovável, a vermelho a potência gerada renovável com a utilização do sistema de armazenamento de baterias de iões de lítio e por fim a amarelo o consumo ao longo do dia. Na Figura 7-1. b) estão representadas as potências de carga e descarga das baterias de iões de lítio utilizadas. Com estes dois diagramas é possível analisar o impacto da utilização do sistema de armazenamento de energia com baterias de iões de lítio para a integração em larga escala de energia fotovoltaica.

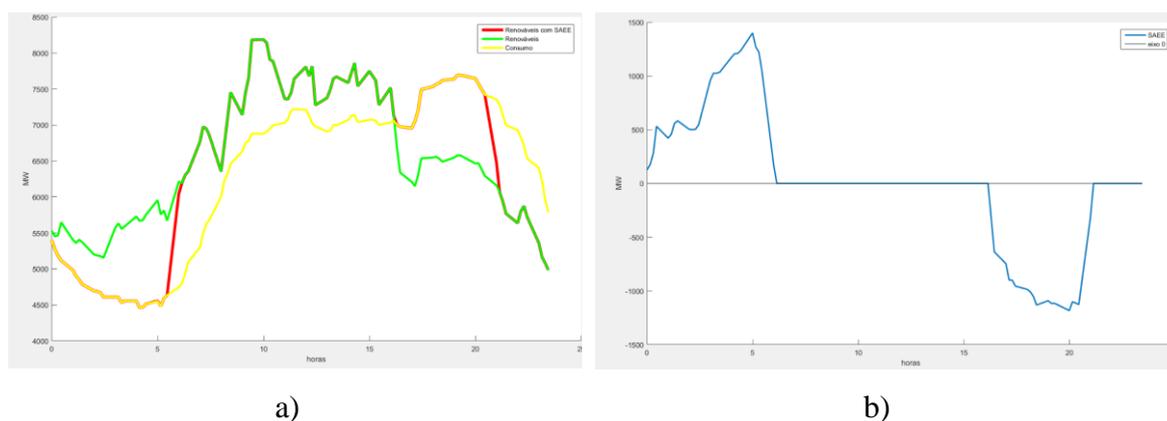


Figura 7-1. Diagrama de carga relativo ao caso do inverno utilizando sistema de armazenamento de energia elétrica a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de iões de lítio b).

Através do modelo de simulação foram obtidos os valores apresentados na Tabela 8.

Analisando a Figura 7-1. a) observa-se que no período entre as 0:00h e às 6:15h quase todo o excesso de energia renovável produzida em excesso foi armazenada nas baterias,

conseguindo-se minimizar 37% dos excessos diários da geração renovável por armazenamento nas baterias. Neste mesmo período, mas observando agora a Figura 7-1 b) observa-se que às 5:00h a bateria atingiu a sua potência nominal, não conseguindo a partir deste momento absorver na totalidade o excesso de energia produzido pelas fontes renováveis. A partir das 6:15h o sistema de armazenamento atinge a sua capacidade máxima, pelo que os níveis de potência passam a ser praticamente zero (mantêm-se ligeiramente acima dos 0 MW pois é necessário compensar as perdas por auto-descarga).

Tabela 8. Energia e potência obtidos na simulação feita para o inverno.

Energia mínima MWh	Energia inicial MWh	Energia máxima MWh	Energia armazenada MWh	Energia descarregada MWh
1120	1120	5600	4792,8	4478,6

O consumo ultrapassa a geração a partir das 16:30h, pelo que começa nessa altura a fase de descarga da energia previamente armazenada, descarregando 93% da energia previamente armazenada. O sistema de armazenamento consegue satisfazer por completo a procura até às 20:45h, a partir da qual apenas consegue satisfazer 2,5% do consumo pois às 21:15h atinge o valor de energia mínima e a descarrega é interrompida.

7.1.2. Primavera

Tal como vai ser observado de seguida e já referido anteriormente nos casos de estudo, o dia analisado para a primavera tem excesso de produção renovável durante quase todo o dia. Assim as baterias praticamente só vão armazenar energia sendo a energia descarregada mínima. Como tal, a energia terá de ser descarregada num dia seguinte com défice de produção renovável.

7.1.2.1. Dia de carga

Na Figura 7-2 a) está representado o diagrama de carga, apresentando as curvas para a potência renovável gerada com e sem sistema de armazenamento, bem como os níveis de potência do consumo. Na Figura 7-2 b) estão representadas a potência de carga e descarga das baterias de iões de lítio utilizadas. Tendo em conta que existem várias fazes de carga e descarga, foram assinaladas na Figura 7-2 a) as principais, para facilitar a análise.

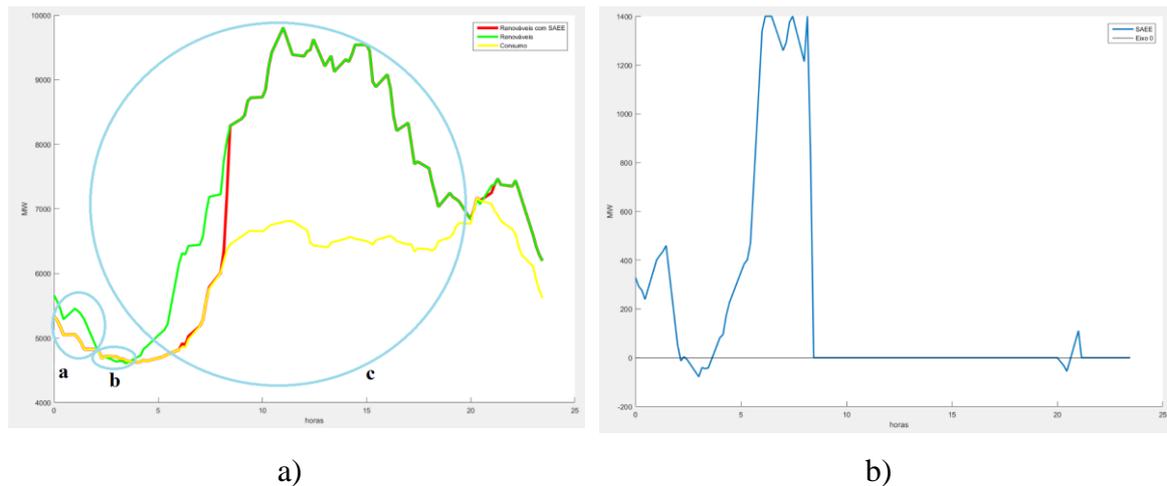


Figura 7-2. Diagrama de carga relativo ao dia de carga da primavera, utilizando sistema de armazenamento de energia elétrica a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de íons de lítio b).

Através do modelo de simulação foram obtidos os valores apresentados nas Tabela 9 e Tabela 10.

Tabela 9. Energia e potência obtidos na simulação feita para a primavera (dia de carga).

Energia mínima MWh	Energia inicial MWh	Energia máxima MWh	Energia armazenada MWh	Energia descarregada MWh
1120	1120	5600	4887,04	81,525

Tabela 10. Percentagens de energia e potência obtidas na simulação feita para a primavera (dia de carga).

Energia renovável disponível 1 MWh	Energia a carga (a) MWh	% Energia Compensada (a)	Energia descargada (b) MWh	% Energia Compensada (b)	Energia renovável disponível 1 (c) MWh	Energia a carga (c) MWh	% Energia Compensada (c)
30828,6	726,5	100%	55,9	100%	30100,9	4124,54	14%

Fazendo a análise da Figura 7-2 a), observa-se que os níveis de geração renovável às 0:00h, são superiores ao consumo. Assim, é inicializada a fase de carregamento do sistema, assinalada a azul com a letra “a” na Figura 7-2 a). Nesta fase existem 726,5 MWh de energia renovável disponível que são absorvidos na totalidade pelas baterias até às 2:00h.

A fase “b” ocorre entre as 2:15h e as 3:45h, como se pode observar na Figura 7-2 b) é uma fase de descarga, pois o consumo encontra-se ligeiramente acima da geração renovável. As

unidades de armazenamento conseguem satisfazer por completo este déficit energético descarregando 55,9 MWh, 7,3% da energia carregada durante a fase “a”.

A partir das 4:00h começa a segunda fase de carga. Pela Figura 7-2 a) observa-se que desde esta hora até às 19:45h existe uma elevada discrepância entre os níveis de potência do consumo e os da geração renovável. No entanto, no período assinalado com a letra “c” é possível observar que as baterias apenas conseguem armazenar energia até às 8:30h, armazenando apenas 14% da energia disponível, como se pode observar na Tabela 10. Após essa hora, atingem a sua capacidade máxima e entram na fase de repouso, armazenando apenas aproximadamente 0,5 MWh para compensar as perdas por auto-descarga. Observando a Figura 7-2 b), pode-se observar que as baterias atingiram por três momentos a sua potência nominal e de seguida atingem a sua capacidade máxima. É também possível observar que, no período entre as 20:15h e as 20:45h e no quarto de hora posterior existe uma fase de descarga seguida de uma de carga, respetivamente. Estes acontecimentos isolados aconteceram devido à curva do consumo ultrapassar por 45min a curva da potência renovável havendo uma descarrega que permitiu compensar por completo o consumo. O carregamento feito logo de seguida foi para “preencher” a capacidade livre da bateria.

É possível concluir que o sistema de armazenamento de energia elétrica tem um impacto positivo permitindo armazenar alguma da energia produzida em excesso. No entanto, tal como foi observado, não existiu consumo suficiente para esta ser descarregada e evitar o envio da mesma para a rede. A solução por forma a evitar o envio da energia para a rede passa então por descarregar a energia no dia seguinte caso haja déficit de renováveis e/ou aumento do consumo, tal como vai ser abordado na secção seguinte.

7.1.2.2. Dia de descarga

O dia estudado para a descarga, não foi o dia imediatamente a seguir, pois este tinha um perfil muito parecido com o já analisado não permitindo descarregar a energia. No entanto, o dia 22 de abril de 2016 é um bom exemplo de uma situação possível para efetuar a descarga da energia armazenada. Tal como se pode observar na Figura 7-3, este dia foi caracterizado por uma baixa produção de eólica fazendo com que o consumo esteja acima da geração renovável, fora do pico de produção de fotovoltaica.

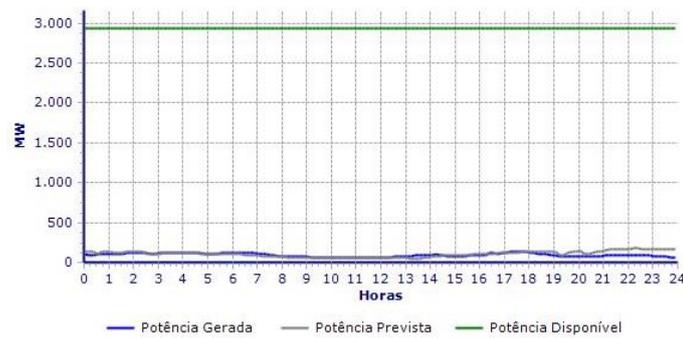


Figura 7-3. Níveis de potência eólica para o dia 22/04/16 estudado como dia de descarga [28].

Na Figura 7-4 são apresentados os diagramas de carga e dos níveis de potência relativos à carga e descarga do sistema de armazenamento.

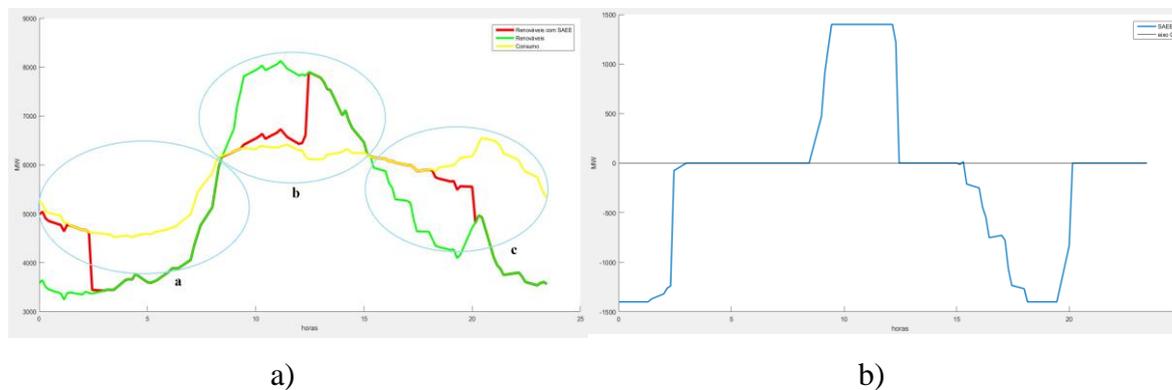


Figura 7-4. Diagrama de carga relativo ao dia de descarga da primavera utilizando sistema de armazenamento de energia elétrica a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de íons de lítio b).

Através do modelo de simulação foram obtidos os valores apresentados nas Tabela 11 e Tabela 12.

Tabela 11. Energia e potência obtidos na simulação feita para a primavera.

Energia mínima MWh	Energia inicial MWh	Energia máxima MWh	Energia armazenada MWh	Energia descarregada MWh
1120	4887,04	5600	4796,08	8248,15

Tabela 12. Percentagens de energia e potência obtidas na simulação feita para a primavera.

Energia descarregada (a) MWh	Défice de energia a compensar MWh (a)	% Energia Compensada (a)	Energia renovável disponível (b) MWh	Energia de carga (b) MWh	% Energia Compensada (b)	Energia descarregada (c) MWh	Défice de energia a compensar MWh (c)	% Energia Compensada (c)
3766,39	9397,52	40%	8110,84	4791,25	59%	4481,76	13027,63	34%

Analisando a Figura 7-4 a) pode-se observar que no período entre as 0:00h e as 8:45h existe necessidade de satisfazer o consumo, o que é feito com os 4887,04 MWh armazenados no dia anterior (indicados na Tabela 11 como energia inicial). Na Figura 7-4 b) observa-se que a potência de descarga se fixou nos 1400 MW durante quase duas horas até que descarrega por completo, não conseguindo satisfazer o consumo durante o resto do período assinalado com a letra “a” e permanecendo com capacidade nula até que exista geração em excesso para ser armazenada. Da Tabela 12 é possível observar que a energia proveniente do dia de carga conseguiu satisfazer 40% da procura neste período.

O período “b” é caracterizado por um excesso de renovável onde as baterias conseguem absorver 59% deste excesso. Pode-se observar na Figura 7-4 b) que a potência de carga se fixou na potência nominal das baterias até ao momento onde estas atingem a sua capacidade máxima (12:30h), a partir do qual entram em repouso, compensando apenas as perdas por auto-descarga.

A partir das 15:15h a intensidade solar começa a ser mais reduzida passando a existir necessidade de descarregar energia para satisfazer o consumo. No período “c” o défice de 13027,63 MWh (Tabela 12) entre o consumo e a geração sofreu uma compensação de 34%. Como se observa na Figura 7-4 b), as baterias descarregaram por completo.

A apreciação do papel desempenhado pelo sistema de armazenamento no cenário em causa foi positiva, tendo em conta que as baterias estiveram a absorver ou a descarregar energia durante 49% do dia e permitiram compensar as discrepâncias entre a geração renovável e o consumo em 43%.

7.1.3. Verão e outono

As estações verão e outono vão ser abordadas em conjunto devido a terem um perfil idêntico. Tal como vai ser descrito de seguida ambas as estações vão ser caracterizadas por uma elevada discrepância entre o consumo e a geração renovável, pois apesar da elevada radiação solar, a energia eólica e a energia hídrica estão no seu nível mínimo.

7.1.3.1. Verão

Na Figura 7-5 são apresentados os diagramas de carga e dos níveis de potência relativos à carga e descarga do sistema de armazenamento.

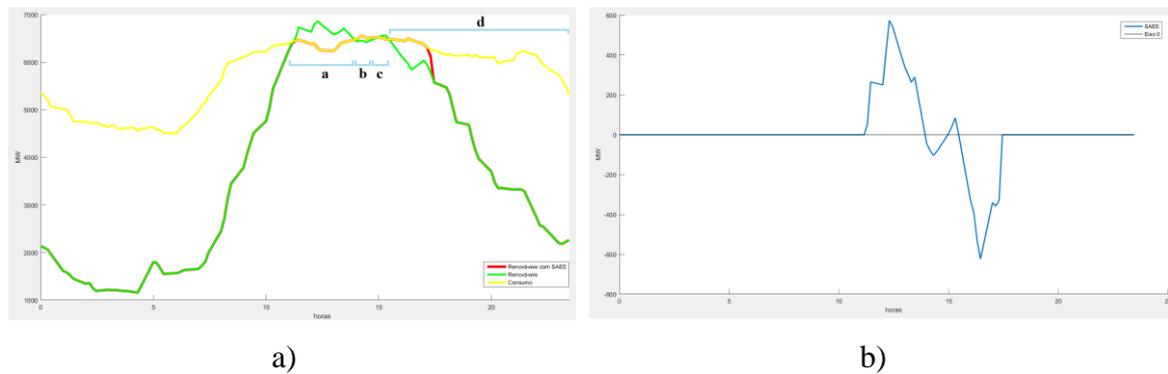


Figura 7-5. Diagrama de carga relativo ao dia de verão utilizando sistema de armazenamento de energia elétrica a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de íões de Lítio b).

Através do modelo de simulação foram obtidos os valores apresentados nas Tabela 13 e Tabela 14.

Tabela 13. Energia e potência obtidos na simulação feita para o verão.

Energia mínima MWh	Energia inicial MWh	Energia máxima MWh	Energia armazenada MWh	Energia descarregada MWh
1120	1120	5600	860,15	803,433

Começando por analisar a Figura 7-5 a) salta logo à vista a baixa geração renovável que se faz sentir nesta estação do ano. No período entre as 0:00h e as 11:15h as baterias encontram-se em repouso (Figura 7-5 b)), pois não existe energia em excesso para armazenar.

Tabela 14. Percentagens de energia e potência obtidas na simulação feita para o verão.

Energia renovável disponível (a) MWh	% Energia Compensada (a)	Energia descarregada (b) MWh	% Energia Compensada (b)	Energia de carga (c) MWh	% Energia Compensada (c)	Energia descarregada (d) MWh	Défice de energia a compensar (d) MWh	% Energia Compensada (d)
825,22	100%	77,68	100%	34,93	100%	725,75	15959,17	5%

A zona assinalada com a letra “a”, na Figura 7-5 a), é uma zona de carga pois a geração renovável ultrapassa o consumo. As baterias conseguem armazenar a totalidade do excesso de energia (828,22 MWh), tal como referenciado na Tabela 14.

Entre as 14:00h e as 15:45h ocorre primeiro uma fase de descarga e depois uma fase de carga (zona “b” e “c” respetivamente), tal como pode ser observado na Figura 7-5 b). Em ambas,

o déficit entre a geração e o consumo foi compensado na totalidade (Tabela 14), no entanto para fazer esta compensação apenas foi necessário descarregar 77,68 MWh, que é cerca de 9%, da energia armazenada em “a”. A partir das 16:00h até ao final do dia, com a descida dos níveis de potência da geração renovável (maioritariamente solar), existe a necessidade de satisfazer o consumo com a energia armazenada nas baterias. Estas descarregam na totalidade no espaço de uma hora, satisfazendo apenas 5% das necessidades energéticas em “d”. A partir das 17:45h, as baterias entram em estado de repouso, como se observa na Figura 7-5 b).

A apreciação da implementação do sistema de baterias nesta estação do ano não é a melhor pois as mesmas apenas conseguem satisfazer cerca de 3% das necessidades energéticas. Como a discrepância entre o consumo e a geração é muito elevada e a geração renovável é essencialmente solar, mesmo tendo potências nominais superiores não iria ser possível minimizar esta discrepância, pois não existe energia suficiente que possa ser armazenada para depois ser descarregada. O aumento da potência de PV poderá reduzir as discrepâncias, no entanto trará grandes consequências para o inverno e a primavera onde haverá demasiado excesso de geração que terá obrigatoriamente de ser enviada para a rede.

7.1.3.2. Outono

A Figura 7-6 a) representa os níveis de potência relativos ao consumo e à geração renovável com e sem armazenamento de baterias de iões de lítio, enquanto que a Figura 7-6 b) representa os níveis de potência do sistema de armazenamento.

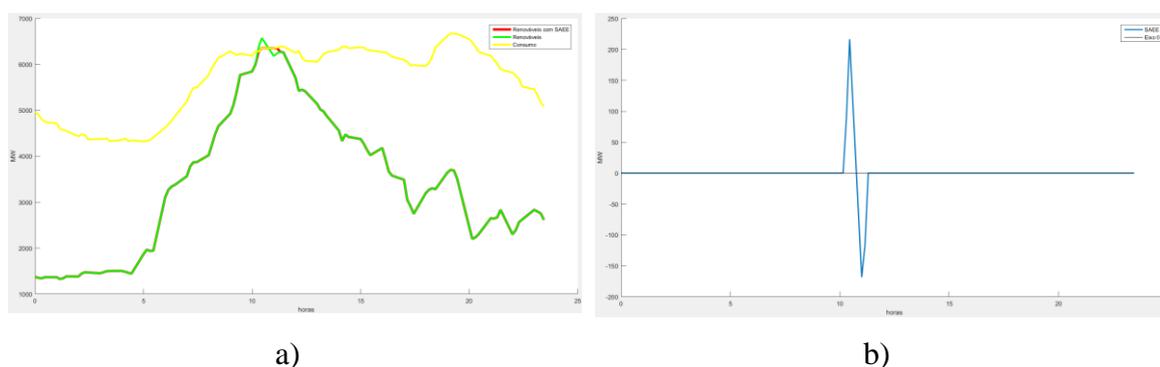


Figura 7-6. Diagrama de carga relativo ao outono utilizando sistema de armazenamento de energia eléctrica a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de iões de lítio b).

Através do modelo de simulação foram obtidos os seguintes resultados apresentados na Tabela 15.

Tabela 15. Energia e potência obtidos na simulação feita para o outono.

Energia mínima MWh	Energia inicial MWh	Energia máxima MWh	Energia armazenada MWh	Energia descarregada MWh
1120	1120	5600	76,21	71,18

É possível observar que é impossível, tal como foi analisado no verão, conseguir satisfazer o consumo com geração renovável tal como na Figura 7-6 a). Existe uma grande discrepância entre a geração renovável e o consumo chegando a 1 GWh nas zonas onde esta é maior. Através da Figura 7-6 b) observa-se que existe uma fase de carga e outra de descarga. A fase de carga ocorre entre as 10:30h e as 10:45h, momento onde a geração ultrapassa o consumo, armazenando 76,21 MWh. A partir das 11:00h até ao fim do dia o consumo volta outra vez a estar acima da geração então as baterias vão descarregar toda a energia armazenada no espaço de 15 minutos. De notar que na Tabela 15 a energia descarregada é inferior ao valor da energia carregada, isto deve-se à eficiência cíclica e às perdas por auto-descarga.

7.2. Análise de Resultados

Esta secção tem como objetivo uma análise geral de todos os casos, comparando os fluxos de energia entre o sistema de armazenamento de energia elétrica e a rede elétrica. Com base nestes resultados é calculado o custo final da energia fornecida pelo sistema de armazenamento de baterias de iões de lítio.

Com os valores obtidos através do modelo de simulação e das Tabela 8, Tabela 9, Tabela 11, Tabela 13 e Tabela 15, foi contruída a Tabela 16. Esta tabela apresenta os valores de energia armazenada e descarregada para a rede elétrica, bem como as médias diárias e anuais. Os valores médios diários foram calculados através da média de todos os casos e posteriormente esta foi multiplicada por 365 dias, obtendo-se a média anual. Esta tabela apresenta também em forma de percentagem a capacidade de resposta do sistema de armazenamento às necessidades da rede quer sejam de armazenar o excesso como de ceder energia por forma a satisfazer a procura.

Tabela 16. Valores finais para a energia utilizada e descarregada da rede elétrica; Capacidade de resposta às necessidades energéticas (em percentagem).

	Inverno	Primavera _{carga}	Primavera _{descarga}	Verão	Outono	Média diária (MWh/dia)	Média anual (MWh/ano)
Energia carga MWh/dia	4797,88	4887,04	4796,08	860,15	76,2093	3083,47	1125467
Energia descarga MWh/dia	4478,57	81,525	8248,15	803,433	71,1832	2736,572	998848,9
% energia armazenada	37,4%	15,8%	59,1%	100%	100,0%	62,5%	
% consumo assegurado	59,3%	100,0%	36,8%	1,7%	0,1%	39,6%	

Tabela 17 Através da Tabela 6, Tabela 7, Figura 6-4, que apresentam os custos anuais de investimento e manutenção do sistema, juntamente com os valores de energia injetada na rede (Tabela 16) são determinados os custos total e final de energia fornecida, apresentados na Tabela 17. O custo final da energia fornecida é determinado, em €/MWh, através da equação (3).

$$Custo\ de\ energia_{\text{€/MWh}} = \frac{Custo\ investimento_{\text{€/ano}} + Custo\ manutenção_{\text{€/ano}}}{Energia\ descarregada_{\text{MWh/ano}}} \quad (3)$$

Tabela 17. Tabela de custos totais e anuais relativos ao sistema de armazenamento utilizados.

Custo investimento M€	Custo de manutenção M€	Vida útil anos	Custo total M€/ano	Energia Fornecida MWh/ano	Custo final €/MWh
1204	12,04	20,1	60,49	998848,9	60,56

8. CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

8.1. Conclusão

Nesta dissertação foi feita a análise técnica e económica da utilização de um sistema de armazenamento, constituído por baterias de iões de lítio para assegurar a integração em larga escala de energia solar fotovoltaica na rede portuguesa. Este sistema tem 1400 MW de potência nominal e o objetivo de minimizar os efeitos da interligação de 6 GW de potência fotovoltaica.

Inicialmente são abordadas as influências das condições climatéricas e a variabilidade da energia fotovoltaica tendo em conta a sua crescente expansão. São caracterizados os impactos da utilização de PV em pequena e larga escala, com especial interesse no impacto em larga escala. São também descritos os problemas de “*ramping*” causados pela não correspondência entre as horas de maior produção com as horas de maior consumo, quando o sistema está fortemente dependente da energia fotovoltaica.

Foram analisados os diversos métodos que existem para compensar e mitigar os efeitos provocados pela aleatoriedade da disponibilidade da energia solar nos sistemas de energia elétrica. Através desta análise foi concluído que as estratégias DSM permitem diminuir as necessidades de armazenamento ou reserva. Tendo em conta o perfil típico da geração PV e a incompatibilidade entre este e o perfil do consumo, o armazenamento é das soluções mais apelativas, pois permite armazenar os excessos que podem ser descarregados em caso de défice de geração, sem necessidade de antecipação do consumo e produção como no caso da DSM e DR.

Por forma a analisar o impacto causado pela implementação a larga escala foi feita uma ampliação da potência instalada de PV em 2016. No caso 1 utilizou-se um fator de ampliação de 5, passando com este a potência instalada de 0,46 GW para 2,32 GW. Observou-se que a expansão feita à PV instalada não provocou alterações significativas no diagrama de carga do inverno, sendo que apenas 5% do excesso renovável foi provocado por esta expansão. No

verão e outono a ampliação não foi suficiente para que a geração renovável atingisse os níveis de potência do consumo. A primavera foi a estação com maior impacto, sendo que o excesso de geração renovável face ao consumo aumentou em 88,4% (10,6 GWh de energia excedente) devido ao aumento de energia fotovoltaica.

A aproximação da potência PV do valor de potência instalada para a hídrica e eólica em dezembro de 2016 foi feita no caso 2. Considerou-se assim uma potência instalada de 6 GW e em consequência do aumento da potência no inverno, houve um aumento de 119,2 % da geração renovável. Concluiu-se que o armazenamento de energia é a solução mais viável para absorver os excessos de energia noturnos e fornecer a energia em falta durante o dia. A ampliação feita provocou, na primavera, um aumento de 405,7% de excesso de geração renovável (presente em quase todo o dia), mais uma vez o armazenamento é das soluções mais apelativas, armazenando o máximo do excedente de energia e fornecer o possível num dia seguinte caracterizado por um perfil baixo de hídrica e eólica. No verão e outono apesar da elevada radiação solar, as energias hídrica e eólica têm baixa produção, não existindo energia PV suficiente para satisfazer o consumo. Foi assim observada uma complementaridade entre a fotovoltaica e o conjunto hídrica mais eólica.

Através do modelo de simulação desenvolvido em [30], foi simulado o caso 2 com um sistema de armazenamento de baterias de íões de lítio com 1400 MW e 5600 MWh de potência e energia nominais, que permitiu calcular as trocas de energia com a rede, os níveis de potência de carga e descarga e os custos finais de energia. O sistema de armazenamento permitiu no dia de inverno armazenar 37% do excesso de geração presente entre as 0:00h e as 6:15h. Esta foi descarregada na fase final do dia onde permitiu compensar 27% do consumo.

Os resultados para a primavera permitiram concluir que durante o dia de carga o sistema de armazenamento permitiu compensar, na totalidade, os excessos até às 8:30h. A partir desta hora apenas 14% do excesso foi compensado, pois as baterias atingem a sua capacidade máxima. Como existe excesso de energia na maior parte do dia, não foi possível descarregar a energia armazenada, que foi assim utilizada num dia posterior com baixa geração

renovável. Neste dia o desempenho do SAEE é bastante positivo pois permitiu compensar 43% das discrepâncias entre a geração e o consumo, descarregando 8248,15 MWh/dia.

Através da simulação do verão e outono foi concluído que a potência instalada de 1400 MW é suficiente para compensar todos os excessos, sendo a utilização das baterias reduzida nestas duas estações. No verão as baterias apenas permitiram satisfazer 3% das necessidades e no outono 0,1% (por descarregamento). Não se justifica assim, fazer um aumento da capacidade de armazenamento para fazer face aos excessos durante o inverno e primavera, o que provocaria um investimento sem retorno de custos. Esta não seria utilizada durante a outra metade do ano, onde praticamente não existem excessos de renovável a absorver.

Os resultados finais foram calculados com a média feita para os dias de referência. Estes têm um erro associado devido ao facto de se estar a representar o ano através da média de 5 dias, no entanto, é possível tirar algumas conclusões com os mesmos. Foi possível observar que o SAEE permitiu armazenar 1125,5 GWh/ano e descarregar 998,9 GWh/ano. Em média, o SAEE armazenou 62,5 % de energia em excesso e conseguir satisfazer as necessidades energéticas em 39,6%. Assim, é possível concluir que o objeto de estudo desta dissertação teve uma apreciação positiva.

Os valores obtidos para os custos finais foram, um custo de investimento de 1204 M€ e um custo final de 60,56 €/MWh, calculado para uma vida útil de 20,1 anos e através da energia fornecida à rede pelas baterias de iões de lítio. No entanto é de salientar que os resultados obtidos foram determinados para uma aproximação de custos das baterias de iões de lítio em 2035. É de esperar que esta tecnologia num futuro próximo tenha custos finais mais reduzidos, bem como maior rendimento, o que torna esta metodologia como uma solução a utilizar no futuro.

Em suma, pode-se afirmar então que, a introdução de SAEE de iões de lítio permite assegurar os requisitos energéticos para fazer face aos impactos da crescente implementação a larga escala de energia solar fotovoltaica.

8.2. Trabalhos futuros

Uma sugestão interessante para um trabalho futuro, será a melhoria do algoritmo para que seja possível fazer uma análise automática para os 365 dias do ano, evitando assim os erros de aproximação que se obtiveram neste trabalho ao fazer a média de 5 dias.

Existe também a possibilidade de ser feita uma análise económica mais detalhada, através dos preços do MIBEL e ainda fazer um algoritmo que permita receber os preços horários do mercado, de forma a que se estude quais os melhores períodos para armazenar e descarregar energia a um menor custo.

O estudo pode também ser melhorado incorporando uma análise da procura. Assim como foi feito neste estudo uma previsão da expansão futura da energia solar fotovoltaica, pode-se incorporar no estudo a previsão da evolução da procura para o mesmo cenário. Pode-se assim estudar a possibilidade de satisfazer o consumo apenas recorrendo a energias renováveis associadas a estratégias como o DSM, DR e armazenamento de energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Dragoon, K., Schumaker, A. (2010), “Solar PV Variability and Grid Integration”, Renewable Northwest Project.
- [2] Moura, Pedro, “Energia Solar Fotovoltaica”, Slides de PPE, FCTUC, 2014/2015.
- [3] Suri, M., Cebecauer, T., Skoczek, A., Marais, R., Mushwana, C., Reinecke, J. e Meyer, R. (2014), “Cloud Cover Impact on Photovoltaic Power Production in South Africa”.
- [4] SOLAR TODAY, “Solar Resource Variability: Myth and Fact”, Vol. 25, No. 7, setembro/outubro 2011.
- [5] Ficher, B. e Harack, B. (2015), “What Happens to a PV-Powered Country During a Massive Solar Eclipse? We Find Out March 20th”, acessado a 25 de julho de 2016, em : <http://www.greentechmedia.com/articles/read/What-Happens-to-a-PV-Powered-Country-During-a-Massive-Solar-Eclipse-We-Fin>.
- [6] Moura, Pedro, Vieira, Filomeno, López, Gregorio L., Moreno, José I., de Almeida, Aníbal T., “Demand Response and Energy Storage for Zero Energy Residential Buildings”, 8th International Conference on Energy Efficiency in Domestic Appliances and Lighting (EEDAL’15), Lucerne (Switzerland), agosto de 2015.
- [7] Alexandre, João Pedro Neves, “Impacto da Nova Legislação Sobre o Regime de Autoconsumo de Energia”, Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, FCTUC, setembro de 2015.
- [8] Solar Power Europe, Global Market Outlook, acessado a 19 de setembro de 2016 em: <http://www.solarpowereurope.org/insights/global-market-outlook/>
- [9] Fraunhofer ISE, “Recent Facts about Photovoltaics in Germany”, 9 de janeiro de 2017.
- [10] Burges, Karsten, Sikora, Roman, “ECOFYS – Operating Power Systems with High PV Generation During a Solar Eclipse”, novembro de 2014.

- [11] Chanoine, H., “The March solar eclipse in Europe and its impact on Germany secondary reserve”, CLEANHORIZON, Paris, França.
- [12] California Independent System Operator, “DOE – Renewable Integration Power”.
- [13] Moura, Pedro S. e de Almeida, Aníbal T. (2010), “Large Scale Integration of Wind Power Generation”, Handbook of Power Systems I, Energy Systems. pp. 95-119.
- [14] Perez, R. e Hoff, T.E. (2013), “Mitigation short-term PV output intermittency”, 28° EU PVSEC, Paris.
- [15] Remund, J., Calhau, C., Perret, L. e Marcel, D. (2015), “Characterization of the spatio-temporal variations and ramp rates of solar radiation and PV”, IEA PVPS, Report IAE-PVPS T14-05:2015.
- [16] Marcos, J., Marroyo, L., Lorenzo, E., Alvira, D. e Izco, E. (2011), “Power output fluctuation in large scale PV plants: one year observation with one second resolution and a derived analytic model”, Progress in Photovoltaics: Research and Applications 2011; 19(2): 218-227.
- [17] Marcos, J., Marroyo, L., Lorenzo, E. e García, M. (2011), “Smoothing of PV power fluctuations by geographical dispersion”, Espanha, Progress in Photovoltaics: Research and Applications 2011; DOI:10.1002/pip.1127.
- [18] Lew, D., Bird, L., Milligan, M., Speer, B., Wang, Xi, Carlini, E.M., Estanqueiro, A. [et.al] (2013). “Wind and solar curtailment - Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants”, Book of Proceedings, Londres, UK, 22-24, outubro de 2013.
- [19] Assunção, André Rafael Santos, “Viabilidade Técnica e Económica da Reutilização de Baterias de Veículos Elétricos Integradas com Sistemas Fotovoltaicos no Sector Residencial”, Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, FCTUC, fevereiro de 2016.

-
- [20] Vieira, F., Moura, P., de Almeida, A., “Smart Use of Energy in Cities – Storage System Assessment Report”, EMSURE – Energy and Mobility for SUSTainable REgions, março de 2015.
- [21] Li, X., Hui, D., Lai, X. (2013), “Battery Energy Storage Station (BESS)-Based Smoothing Control of Photovoltaic (PV) and Wind Power Generation Fluctuations”, IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 4, No. 2.
- [22] de Almeida, A., Moura, P., Gellings, C., Parmenter, K. (2007), “Distributed Generation and Demand-Side Management”, Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy, CRC Press.
- [23] Kies, A., Schyska, B. e Bremen, L. (2016), “The Demand Side Management Potential to Balance a Highly Renewable European Power System”, Energies, 9, 955.
- [24] Solargis, Global Horizontal Irradiation, acessido a 14 de julho de 2017 em: <http://solargis.com/assets/graphic/free-map/GHI/Solargis-Portugal-GHI-solar-resource-map-en.png>
- [25] DGEG, “Renováveis – estatísticas rápidas” – nº 148 – fevereiro de 2017.
- [26] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, Decreto-Lei n.º153/2014 de 20 de outubro.
- [27] Monteiro, Diogo Filipe Seco, “Dimensionamento de um Sistema de Armazenamento de Energia para Edifícios Residenciais Utilizando Energia Solar Fotovoltaica”, Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, FCTUC, fevereiro de 2017.
- [28] OMIE, Resultados Mercado, acessido a 23 de maio de 2017 em: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>
- [29] Centro de Informação da REN, Diagrama de Produção Eólica, acessido a 19 de junho de 2017 em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/DiagramadeProdu%C3%A7%C3%A3oE%C3%B3lica.aspx>

- [30] Ferreira, João António Alves, “Análise Técnica e Económica de Tecnologias de Armazenamento de Energia Elétrica para a Integração em Larga Escala de Geração Renovável Intermitente”, Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, FCTUC, fevereiro de 2017
- [31] World Energy Resources, “E-storage Shifting from cost to value Wind and solar applications”, World Energy Council, 2016
- [32] Luo, X., Wang, J., Dooner, M., Clarke, J., (2015) “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation”, Applied Energy 137 (2015) 511-536.
- [33] Li-ion, Japan Toshiba, acessado a 15 de outubro de 2016 em: <https://www.toshiba.co.jp/sis/en/topics/2016/20160226.htm>
- [34] Energy Storage, DOE Global Energy Storage Database, acessado a 22 de outubro de 2016 em: <http://www.energystorageexchange.org/>
- [35] Cole, W., Marcy, C., Krishnan, V., Margolis, R., (2016), “Utility-scale Lithium-Ion Storage Cost Projections for Use in Capacity Expansion Models”, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, EUA.
- [36] Renewablesnow, Japan’s HEPCO SEI kick off 15 MW battery system verification, acessado a 15 de outubro de 2016 em: <https://renewablesnow.com/news/japan-s-hepco-sei-kick-off-15-mw-battery-system-verification-507909/>

ANEXOS

Código Matlab

“algoritmo.m”

```

clc
format long g

%Ler ficheiro e gerar grafico -----

data=xlsread('DC05_01.xlsx'); %Exemplo do inverno
tempo=data(:,1); %extrair valores do excel Pdisra o nosso caso
renovavel=data(:,2);
fossil=data(:,3);
geracao=data(:,4);
consumo=data(:,5);
importada=data(:,6);

%-----

% PARA USAR INTERFACE
%
EInicial = str2double(get(handles.Einicial, 'string')); %Modelo Pdisra GUI
Emax = str2double(get(handles.Emax, 'string')); %Modelo Pdisra GUI
Emin_0 = str2double(get(handles.Emin_0, 'string')); %Modelo Pdisra GUI
Pmax = str2double(get(handles.Pmax, 'string')); %Modelo Pdisra GUI
efic = str2double(get(handles.efic, 'string')); %Modelo Pdisra GUI
autodesc = str2double(get(handles.autodesc, 'string')); %Modelo Pdisra GUI
vidautil = str2double(get(handles.vidautil, 'string')); %Modelo Pdisra GUI
custoinves = str2double(get(handles.custoinves, 'string')); %Modelo Pdisra GUI
customanut = str2double(get(handles.customanut, 'string')); %Modelo Pdisra GUI

% Algoritmo -----

Ebat=0;
Pbat15 = zeros(96,1);
autodesc = (autodesc/96)/100;
efic = efic/100;
Emin= Emin_0;
Ebat= Ebat + EInicial ;

% i=1:85
% i=86:96

for i = 1:96

Pdis =renovavel(i)-consumo(i);

if Pdis > 0
    if Pdis < Pmax
        if (Ebat + Pdis/4) >= Emax
            Pbat15(i) = (Emax-Ebat)*4*(2-efic); % NOVAS ALTERACOES
            Ebat = Emax;
        else
            Ebat = (Ebat + efic*Pdis/4);
            Pbat15(i) = Pdis;
        end
    end
end

```

```
    if Pdis >= Pmax
        if (Ebat + Pmax/4) >= Emax
            Pbat15(i) = (Emax-Ebat)*4*(2-efic);
            Ebat = Emax;
        else
            Ebat = (Ebat + efic*Pmax/4);
            Pbat15(i) = Pmax;
        end
    end
end
Ebat=Ebat*(1-autodesc);
end

if Pdis < 0
    if abs(Pdis) < Pmax
        if (Ebat - abs(Pdis/4)) < Emin
            Pbat15(i) = (Emin-Ebat)*4;
            Ebat = Emin;
        else
            Pbat15(i) = Pdis;
            Ebat = (Ebat - abs(Pdis/4))*(1-autodesc);
        end
    end

end

if abs(Pdis) >= Pmax
    if (Ebat - abs(Pmax/4)) < Emin
        Pbat15(i) = (Emin-Ebat)*4;
        Ebat = Emin;
    else
        Pbat15(i) = -Pmax;
        Ebat = (Ebat - abs(Pmax/4))*(1-autodesc);
    end
end
end
end

% ENERGIA -----
EnergiaCarregada = 0;
EnergiaDescarregada = 0;

for i = 1:96

    if Pbat15(i) > 0
        EnergiaCarregada = EnergiaCarregada + Pbat15(i)/4;
    end

    if Pbat15(i) < 0
        EnergiaDescarregada = EnergiaDescarregada - Pbat15(i)/4;
    end
end

for i = 1:96

    Pbat15(i)/4
```

```

end

fprintf('\nResultados da Simulação\n')
fprintf('\nEnergia Maxima da bateria %d MWh', Emax)
fprintf('\nEnergia Minima da bateria %d MWh', Emin_0)
fprintf('\nEnergia Inicial da bateria %d MWh', Einicial)
fprintf('\nPotencia máxima da bateria %d MW\n', Pmax)

fprintf('\nEnergia total Carregada %f MWh (existem duas fases de carregamento)',
EnergiaCarregada)
fprintf('\nEnergia Descarregada %f MWh \n', EnergiaDescarregada)

set(handles.EnergiaCarregada, 'String', EnergiaCarregada)
set(handles.EnergiaDescarregada, 'String', EnergiaDescarregada)

% CUSTOS -----

custoinves_total = (custoinves * Pmax)/1000000;
custoinves_total_ano = custoinves_total / vidautil;
customanut_final = (customanut/100)*custoinves_total_ano*1000000;

fprintf('Custo do SAEE relacionado com o nivel de potencia %d M€\n', custoinves_total)
fprintf('Custo do SAEE relacionado com o nivel de potencia %d M€/ano\n',
custoinves_total_ano)
% fprintf('\nCusto final da energia por ano %d\n', custoinves_total_ano)

set(handles.custoinves_total, 'String', custoinves_total_ano)
set(handles.customanut_final, 'String', customanut_final)

% GRÁFICOS -----

res = zeros(96,1); %vector de zeros Pdisra o resultado entre a geracao e procura
geracao_armaz = zeros(96,1);

for i=1:96
res(i)=renovavel(i)-consumo(i);
geracao_armaz(i) = renovavel(i)- Pbat15(i);
end

% figure('name','Diagrama de Carga original ','numbertitle','off')
% hold on;
% plot(tempo,geracao,'k','LineWidth',3)
% plot(tempo,consumo,'y','LineWidth',3)
% plot(tempo,renovavel,'g','Linewidth',3)
% hold off

%-----

figure('name','Grafico da potencia na bateria','numbertitle','off')
hold on;
%plot(tempo,res,'m','LineWidth',3) %mostra grafico da saida e entrada de energia do SE
plot(tempo,Pbat15,'r','LineWidth',2)
eixo = zeros(1,96); %Pdisra formar a linha horizontal no valor 0
plot(tempo,eixo,'k','LineWidth',0.8)
hold off
%
% % % Mostrar gráfico do diagrama de carga corrigido -----
%
figure('name','Potencia consumida (amarelo) Potencia renovavel (verde) Potencia da bateria
(azul) ','numbertitle','off')
hold on;
plot(tempo,geracao_armaz,'m','LineWidth',4)
plot(tempo,renovavel,'g','Linewidth',3)

```

```
plot(tempo,consumo,'y','LineWidth',3)
hold off
```

```
figure('name','Potencia consumida (amarelo) Potencia renovavel (verde) Potencia da bateria
(azul) ','numbertitle','off')
hold on;
%plot(tempo,geracao_armaz,'m','LineWidth',4)
plot(tempo,renovavel,'g','Linewidth',3)
plot(tempo,consumo,'y','LineWidth',3)
%plot(tempo,Pbat15,'','LineWidth',2)
%eixo = zeros(1,96); % Para formar a linha horizontal no valor 0
%plot(tempo,eixo,'k','LineWidth',0.8)
hold off
```

“interface.m”

```
function varargout = interface(varargin)
% INTERFACE MATLAB code for interface.fig
%   INTERFACE, by itself, creates a new INTERFACE or raises the existing
%   singleton*.
%
%   H = INTERFACE returns the handle to a new INTERFACE or the handle to
%   the existing singleton*.
%
%   INTERFACE('CALLBACK',hObject,eventData,handles,...) calls the local
%   function named CALLBACK in INTERFACE.M with the given input arguments.
%
%   INTERFACE('Property','Value',...) creates a new INTERFACE or raises the
%   existing singleton*. Starting from the left, property value pairs are
%   applied to the GUI before interface_OpeningFcn gets called. An
%   unrecognized property name or invalid value makes property application
%   stop. All inputs are passed to interface_OpeningFcn via varargin.
%
%   *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI allows only one
%   instance to run (singleton)".
%
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES

% Edit the above text to modify the response to help interface

% Last Modified by GUIDE v2.5 22-Nov-2016 23:15:54

% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
                  'gui_Singleton',  gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn', @interface_OpeningFcn, ...
                  'gui_OutputFcn',  @interface_OutputFcn, ...
                  'gui_LayoutFcn',  [] , ...
                  'gui_Callback',   []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before interface is made visible.
function interface_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles, varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
```

```

% varargin    command line arguments to interface (see VARARGIN)

% Choose default command line output for interface
handles.output = hObject;

% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% UIWAIT makes interface wait for user response (see UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);

% --- Outputs from this function are returned to the command line.
function varargout = interface_OutputFcn(hObject, eventdata, handles)
% varargout    cell array for returning output args (see VARARGOUT);
% hObject     handle to figure
% eventdata   reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles     structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;

% --- Executes on button press in pushbutton1.
function pushbutton1_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject     handle to pushbutton1 (see GCBO)
% eventdata   reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles     structure with handles and user data (see GUIDATA)

algoritmo

function Emax_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject     handle to Emax (see GCBO)
% eventdata   reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles     structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of Emax as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of Emax as a double

function Emin_0_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject     handle to Emin_0 (see GCBO)
% eventdata   reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles     structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of Emin_0 as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of Emin_0 as a double

function EInicial_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject     handle to EInicial (see GCBO)
% eventdata   reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles     structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of EInicial as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of EInicial as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function EInicial_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject     handle to EInicial (see GCBO)
% eventdata   reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles     empty - handles not created until after all CreateFcns called

```

```

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function Pmax_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to Pmax (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of Pmax as text
%       str2double(get(hObject,'String')) returns contents of Pmax as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function Pmax_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to Pmax (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function efic_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to efic (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of efic as text
%       str2double(get(hObject,'String')) returns contents of efic as a double

% --- Executes on slider movement.
function slider2_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to slider2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'Value') returns position of slider
%       get(hObject,'Min') and get(hObject,'Max') to determine range of slider

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function slider2_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to slider2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: slider controls usually have a light gray background.
if isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor',[.9 .9 .9]);
end

function edit10_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit10 (see GCBO)

```

```

% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit10 as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit10 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit10_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit10 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit11_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit11 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit11 as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit11 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit11_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit11 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function autodesc_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to autodesc (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of autodesc as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of autodesc as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function autodesc_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to autodesc (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

```

```

function vidautuil_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to vidautuil (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of vidautuil as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of vidautuil as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function vidautuil_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to vidautuil (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%        See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function custoinves_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to custoinves (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of custoinves as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of custoinves as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function custoinves_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to custoinves (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%        See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function customanut_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to customanut (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of customanut as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of customanut as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function customanut_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to customanut (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%        See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))

```

```
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function EnergiaCarregada_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to EnergiaCarregada (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of EnergiaCarregada as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of EnergiaCarregada as a double

function edit16_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to customanut (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of customanut as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of customanut as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit16_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to customanut (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
```