

**SISTEMA ELÉTRICO FUTURO BASEADO EM RENOVÁVEIS E A SUA DEPENDÊNCIA DA VARIABILIDADE CLIMÁTICA E DA EVOLUÇÃO DO CONSUMO****Figueiredo R.\*<sup>a</sup>, Nunes P.\*<sup>b</sup>, Brito M.C.\*<sup>c</sup>**

\* Instituto Dom Luiz, Faculdade de Ciências, Universidade de Lisboa, Campo Grande, 1749-016 Lisboa, Portugal  
<sup>a</sup> [rvmfigueiredo@fc.ul.pt](mailto:rvmfigueiredo@fc.ul.pt); <sup>b</sup> [pmnunes@fc.ul.pt](mailto:pmnunes@fc.ul.pt); <sup>c</sup> [mcbrito@fc.ul.pt](mailto:mcbrito@fc.ul.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.1004>

**RESUMO**

A transição para sistemas elétricos baseados em renováveis tem sido crítica para o combate às alterações climáticas. Tal contribui para uma maior vulnerabilidade dos sistemas a variações do clima e do consumo elétrico no futuro. Com base nisto, este trabalho analisa o impacto que climas futuros e cenários de consumo terão num sistema elétrico com elevada penetração de renováveis. O caso de estudo é Portugal em 2050. Utilizando uma ferramenta de modelação com base horária, o sistema é simulado para cerca de 500 projeções climáticas (RCP4.5 e RCP8.5) e para dois cenários de evolução do consumo. Conclui-se que o cenário de elevado consumo é o mais afetado pelo clima, mostrando uma variação da fração de produção renovável do sistema elétrico de referência de 55 para 78% (79 e 93%, na configuração ótima) sob condições desfavoráveis e favoráveis, respetivamente. Para o cenário de baixo consumo, a fração renovável varia entre 89 e 93% (92 e 95%, na configuração ótima) sob condições desfavoráveis e favoráveis, respetivamente.

**PALAVRAS-CHAVE:** sistema elétrico; renováveis; variabilidade climática; evolução do consumo; futuro

**ABSTRACT**

The transition of power systems towards renewables has been critical to fight climate change. It contributes for an increase in the vulnerability of power systems to climate and electricity consumption in the future. This work explores the impact of future climate and different demand development on the performance of power system with high renewable penetration. The case study is Portugal in 2050. Using an hourly-based modelling tool, the power system is simulated for 500 climate realizations (RCP4.5 and RCP8.5) and for two scenarios of demand development. It is found that the high demand scenario is far more affected by climate variability, it shows a variation in the renewable generation fraction from 55 to 78% (79 and 93%, for the optimal configuration) under unfavorable and favorable years, respectively. For the low demand scenarios, the renewable fraction ranges between 89 and 93% (92 and 95%, for the optimal configuration) under unfavorable and favorable years, respectively.

**KEYWORDS:** power system; renewables; climate variability; demand development; future

## INTRODUÇÃO

O combate às alterações climáticas passa pela evolução dos sistemas elétricos baseados em combustíveis fósseis para sistemas mais renováveis. Esta transição torna crítica a segurança de abastecimento e a estabilização da rede, dada a natureza variável e não despachável de algumas fontes renováveis. A incerteza quer do consumo elétrico quer do clima no futuro agravam a questão, tornando crucial o estudo destas variáveis nos sistemas electroprodutores.

O impacto das alterações climáticas na produção de eletricidade tem sido estudado exaustivamente, sendo que normalmente os autores concentram-se num só tipo de energia renovável, por exemplo: a energia fotovoltaica é o foco do estudo de (Jerez et al. 2015) e de (Soares, Brito, and Careto 2019); a energia hídrica é explorada no trabalho de (Tarroja et al. 2019); e a energia eólica *offshore* é analisada em (Soares et al. 2017). O impacto do clima futuro na evolução do consumo elétrico também tem sido alvo de diversos estudos, geralmente centrado-se num setor de atividade. (Sabunas and Kanapickas 2017) analisa potenciais alterações no consumo elétrico para o setor residencial na Lituânia, enquanto (Berger et al. 2014) explora o futuro do consumo elétrico do setor comercial na Áustria.

O impacto do clima futuro no sistema elétrico deve considerar o seu impacto simultâneo na produção de eletricidade e no consumo elétrico, Tabela 1. Neste sentido, (Peter 2019) otimiza o sistema elétrico Europeu para dois cenários: com e sem alterações climáticas. Conclui-se que quando não se considera as alterações climáticas, os custos do sistema podem aumentar 12% (por exemplo, por se negligenciar o preço do carbono); enquanto a sua consideração leva a uma alteração da configuração do sistema (maior fração de renováveis variáveis no tempo) com uma diminuição no custo do mesmo. (Kozarcanin, Liu, and Andresen 2019) tem como objetivo otimizar a capacidade fotovoltaica e eólica no sistema elétrico Europeu para diminuir as necessidades de geração despachável, considerando diversas projeções climáticas. Os sistemas elétricos com elevada penetração eólica mostram maior dependência do clima, resultando num aumento de 20% das necessidades de geração despachável. Em (Bloomfield et al. 2016), o impacto da variabilidade interanual do sistema elétrico da Grã-Bretanha é analisado, tendo sido concluído que a operação das centrais de base é muito dependente do clima e que a sua vulnerabilidade aumenta com a penetração de renováveis variáveis no tempo.

Tabela 1. Resumo da Literatura dos Impactos das Alterações e Variabilidade Climáticas nos Sistemas Elétricos

	Área geográfica	Resolução temporal	Horizonte			Clima				Impacto do clima					
			Até 2040	2040-2070	2070-2100	Dados históricos	RCP2.6	RCP4.5	RCP6.0	RCP8.5	Consumo elétrico	Eólico	Fotovoltaico	Hídrica	Térmica
(Bloomfield et al. 2016)	Great Britain	1 hour	X	-	-	x	-	-	-	-	x	x	-	-	-
(Kozarcanin et al. 2019)	Europe	3 hours	-	-	x	-	x	X	-	x	x	x	-	-	-
(Peter 2019)	Europe	1 hour	-	-	x	-	-	-	x	x	x	x	x	x	x

Apesar de já existir literatura que explora o impacto do clima futuro na operação do sistema elétrico considerando o impacto na produção de eletricidade e no consumo elétrico, existem ainda diversas lacunas que evidenciam a necessidade de continuar a estudar este tema. As principais lacunas são:

- Dados climáticos: Ainda existem estudos, como o caso de (Bloomfield et al. 2016), que utilizam dados climáticos históricos para a avaliação da operação de sistemas elétricos no futuro. Esta premissa poderá negligenciar alterações significativas que possam existir no clima futuro.
- Impacto na produção de eletricidade: A maioria dos estudos existentes foca-se no impacto do clima futuro apenas em determinadas tecnologias de produção de eletricidade, por exemplo (Bloomfield et al. 2016) considera apenas o impacto na produção eólica e (Kozarcanin et al. 2019) centra-se na produção eólica e fotovoltaica.
- Área geográfica: Estudos que utilizam áreas geográficas muito abrangentes, como a Europa em (Kozarcanin et al. 2019) e (Peter 2019), geralmente não sustentam atuação política a nível regional/nacional por negligenciarem especificidades de regiões mais pequenas.

Neste trabalho, pretende-se colmatar algumas das lacunas encontradas ao explorar o impacto da variabilidade climática no sistema elétrico Português em 2050. Para representar a variabilidade climática, são testadas cerca de 500

projeções climáticas, considerando dois patamares de concentração representativos: RCP4.5 e RCP8.5. São ainda considerados dois cenários de evolução do consumo elétrico com diferentes níveis de flexibilidade do sistema (gestão da procura, armazenamento de energia, etc.). A ferramenta EnergyPLAN é utilizada para proceder à simulação da operação do sistema elétrico, considerando um balanço horário de energia.

### ABORDAGEM GERAL

O caso de estudo é o sistema elétrico Português em 2050, com a configuração base mostrada na

Fig. 1. Para além das fontes de produção de eletricidade presentes na figura, o sistema está ainda capacitado de cerca de 4 GW de bombagem hídrica.

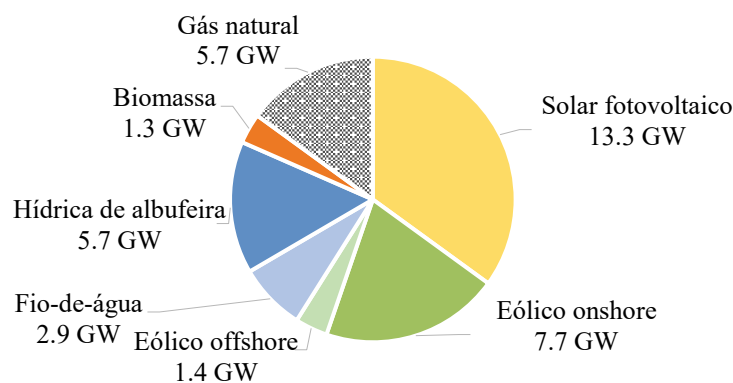


Fig. 1. Configuração do Sistema Electroprodutor Base Considerado para Portugal em 2050 (Nunes, Farias, and Brito 2014)

Para simular a operação do sistema elétrico, recorre-se a uma ferramenta computacional com resolução horária, o EnergyPlan. A simulação do sistema é baseada no balanço horário da procura e produção de eletricidade; neste trabalho, a otimização da operação do sistema tem em conta uma operação estritamente técnica, negligenciando otimizações económicas. A ordem de mérito para o despacho da produção é: 1) fontes de energia renovável não-despacháveis (solar fotovoltaico, eólico e fio-de-água), 2) fontes de energia renováveis despacháveis (hídrica de albufeira e biomassa), 3) armazenamento de energia em veículos elétricos e baterias estacionárias, e 4) fontes baseadas em combustíveis fósseis (centrais térmicas a gás natural). Em caso de défice de produção (ou disponibilidade de energia, no caso das baterias), o sistema pode recorrer às interligações transfronteiriças com Espanha. Em caso de excesso de produção, o sistema elétrico tem várias alternativas para o armazenamento desta energia, utilizando-os pela seguinte ordem: bombagem hídrica, carregamento de veículos elétricos e carregamento de baterias estacionárias. Se estes mecanismos não forem suficientes para armazenar a energia em excesso, o sistema poderá recorrer às interligações ou implementar medidas de redução de produção (*curtailment*).

Neste trabalho, recorre-se a dois patamares de concentração representativos definidos pelo IPCC – RCP4.5 (Clarke et al. 2007; Smith and Wigley 2006; Wise et al. 2009) and RCP8.5 (Riahi, Grübler, and Nakicenovic 2007) – para caracterizar o clima no futuro. Para cada patamar, são considerados vários modelos climáticos do projeto CORDEX (cerca de 21 e 22 modelos climáticos para o RCP4.5 e RCP8.5, respetivamente), e para cada modelo é considerado o período 2045-2055 (Anon n.d.). Deste modo, a variabilidade climática é representada por um total de 473 projeções climáticas com um horizonte temporal de um ano. A resolução temporal destes modelos tem uma base diária e tri-horária. Uma vez que o EnergyPLAN considera uma resolução horária, é necessário adaptar os dados para esta resolução. Cada simulação em EnergyPLAN é representativa de uma projeção climática diferente.

A calibração do modelo é feita de acordo com a metodologia apresentada por (Figueiredo, Nunes, and Brito 2018). É considerada uma calibração multi-anual, de forma a garantir que os parâmetros de calibração determinados possam ser adequados a um maior espetro de condições meteorológicas.

A importância do consumo elétrico é estudada através de dois cenários de procura, Tabela 2:

- 1) **baixo consumo elétrico e elevada flexibilidade do sistema** (consumos altamente flexíveis e armazenamento de energia elevado) – BCons+EFlex;

Neste cenário, considera-se um consumo elétrico total do sistema de cerca de 41 TWh, representando simultaneamente uma fraca eletrificação dos consumos e elevados níveis de eficiência energética. Assume-se uma penetração de 31% de veículos elétricos ligeiros de passageiros, com uma capacidade de energia das baterias de 42 GWh e com 4 GW de capacidade de ligação à rede. Cerca 96% dos veículos utilizam carregamento inteligente e 60% estão disponíveis para *vehicle-to-grid* (V2G).

Para além das barragens com albufeira incluídas no sistema base e do armazenamento nas baterias de veículos elétricos, o modelo também inclui o armazenamento em baterias estacionárias. No cenário BCons+EFlex, a capacidade do armazenamento estacionário é de 57 GWh.

A gestão da procura é também incluída no modelo, discriminada por setor económico. A maior disponibilidade para gestão da procura é observada no setor residencial com 12% do consumo anual disponível para estes mecanismos. Segue-se a indústria com 9% e o setor dos serviços com 7.5%.

## 2) elevada consumo elétrico e baixa flexibilidade do sistema – ECons+BFlex

Aqui, o consumo elétrico assume uma elevada eletrificação dos vários setores energéticos, totalizando 83 TWh por ano. No setor da mobilidade, todos os veículos elétricos de passageiros são considerados elétricos, com 70 GWh de capacidade de energia das baterias e 7 GW de capacidade de ligação à rede. O carregamento inteligente é utilizado por 64% dos veículos e a tecnologia V2G é disponibilizada por 20%. A capacidade de energia disponível em baterias estacionárias é de 19 TWh. Em relação à gestão da procura, o setor residencial disponibiliza 8% do seu consumo, a indústria 5% e os serviços 2.5%.

Tabela 2. Caracterização dos Cenários de Consumo

	Consumo elétrico [TWh]	Baterias de veículos elétricos [GWh]	Armazenamento estacionário [GWh]	Disponibilidade para gestão da procura
BCons+EFlex	41	42	57	7.5-12%
ECons+BFlex	83	70	19	2.5-8%

Como mencionado anteriormente, é feita a simulação do sistema elétrico para as 473 projeções climáticas e para os dois cenários de consumo. O parâmetro escolhido para avaliar o sistema elétrico é a fração de eletricidade renovável produzida pelo sistema elétrico.

Considerando a fração renovável, é feita uma análise de sensibilidade à capacidade instalada de energia solar fotovoltaica e eólica *onshore* para diferentes condições climáticas. Uma vez que para cada configuração do sistema elétrico se obtém 473 simulações, foi necessário simplificar os resultados apresentados. Para facilitar a interpretação dos resultados, as análises de sensibilidade são apresentadas apenas para condições climáticas favoráveis e desfavoráveis para o sistema elétrico (Fig. 2). Assim, considera-se que:

- as **condições climáticas favoráveis** permitem uma maior fração renovável num dado sistema: estas condições correspondem ao percentil 95 da fração renovável obtida para todas as projeções climáticas e para cada configuração do sistema, i.e. 95% das simulações efetuadas para uma dada configuração do sistema resultam em frações renováveis abaixo do valor apresentado;
- as **condições climáticas desfavoráveis** resultam em valores de fração renovável mais baixos: estas correspondem ao percentil 5 da fração renovável obtida para todas as projeções climáticas e para cada configuração do sistema, i.e. apenas 5% das simulações do sistema resultam em frações renováveis inferiores aos valores apresentados.

A Fig. 2 representa esquematicamente a fração renovável obtida para um dado sistema elétrico (considerando as 473 projeções climáticas) e ilustra a definição de condições favoráveis e desfavoráveis.

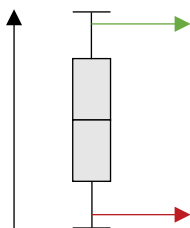


Fig. 2. Esquema Representativo da Fração Renovável Obtida para um Sistema Elétrico e respetiva Ilustração das Condições Favoráveis e Desfavoráveis

RESULTADOS

A Fig. 3 e a Fig. 4 apresentam a análise de sensibilidade feita às capacidades instaladas de fotovoltaico e eólico em condições favoráveis (percentil 95) e desfavoráveis (percentil 5), respetivamente. Como seria de esperar, independentemente das condições climáticas, o cenário com menor consumo elétrico e maior flexibilização (BCons+Eflex) apresenta frações renováveis mais elevadas, dada a menor exigência requerida ao sistema.

A variabilidade climática é crítica em todos os cenários, mas tem especial impacto no cenário com maior eletrificação dos consumos. Para este cenário, a configuração base do sistema apresenta uma fração renovável que varia entre 55 e 78% entre anos desfavoráveis e favoráveis, respetivamente (considera-se que os climas favoráveis conduzem a frações renováveis mais elevadas, enquanto o contrário é válido para os climas desfavoráveis). No entanto, ao variar as potências instaladas de fotovoltaico e eólico, é possível maximizar a fração renovável para valores entre 79 e 93% para condições desfavoráveis e favoráveis, respetivamente.

Em relação à evolução do consumo elétrico e sua flexibilização, estas têm um maior impacto sob condições desfavoráveis. Para este caso, o sistema base atinge uma fração renovável de 89% para o cenário de baixo consumo e 55% para o cenário de elevado consumo. A análise de sensibilidade às capacidades instaladas apresenta um grande intervalo de resultados, entre 70 e 92% para o cenário de baixo consumo e entre 38 e 79% para o cenário com elevada procura.

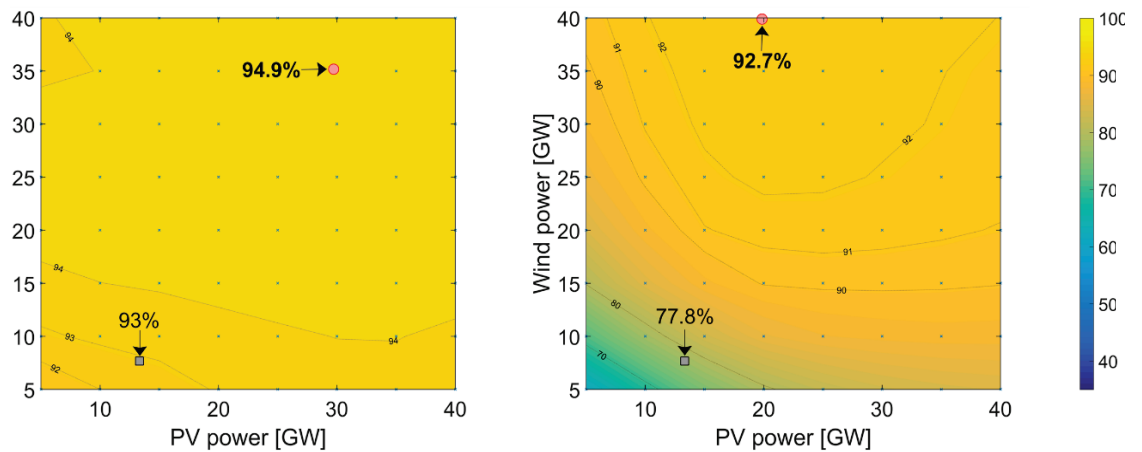


Fig. 3. Fração Renovável - Análise de Sensibilidade à Capacidade de Fotovoltaico e Eólico *Onshore* para Condições Favoráveis (percentil 95) nos Cenários BCons+Eflex (à esquerda) e ECons+BFlex (à direita)

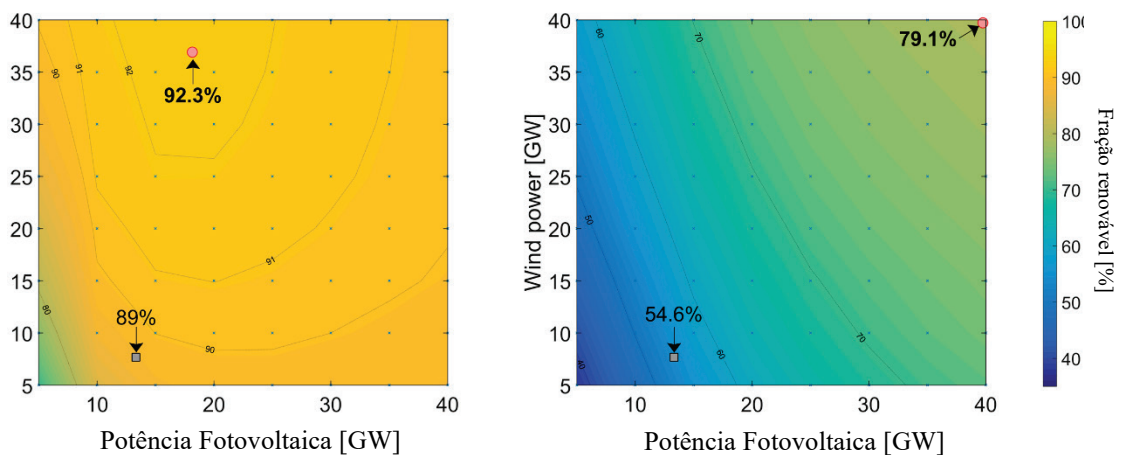


Fig. 4. Fração Renovável - Análise de Sensibilidade à Capacidade de Fotovoltaico e Eólico *Onshore* para Condições Desfavoráveis (percentil 5) nos Cenários BCons+Eflex (à esquerda) e ECons+BFlex (à direita)



A Fig. 5 resume os resultados, apresentando a fração renovável conseguida com o sistema elétrico base e as configurações do sistema que a maximizam, tanto para climas favoráveis como desfavoráveis.

É possível observar que pequenas variações na fração renovável ótima do cenário BCons+Eflex (2-3%) resultam de grandes variações na capacidade instalada das renováveis variáveis (40 GW) para as duas condições climáticas estudadas. Por outro lado, no cenário ECons+BFlex, as grandes variações da capacidade instalada (40 e 60 GW) resultam em grandes variações na fração renovável ótima obtida (15-24%).

A maximização da fração renovável no cenário BCons+Eflex é conseguida através da triplicação da capacidade de fotovoltaico e eólico *onshore* existente no sistema base quer para condições favoráveis quer para condições desfavoráveis (passando de 21 GW no sistema base para 55-65 GW).

No cenário ECons+BFlex, a maximização da potência instalada é significativamente diferente em condições favoráveis e desfavoráveis do sistema: em condições favoráveis, é necessário 60 GW de fotovoltaico-eólico (semelhante aos valores do BCons+Eflex); no entanto, em condições desfavoráveis, o valor ótimo da fração renovável foi obtido para o máximo de capacidade simulado neste trabalho (40 GW de fotovoltaico mais 40 GW de eólico *onshore*). Tal representa uma quadruplicação da capacidade instalada de fotovoltaico e eólico *onshore* do sistema base.

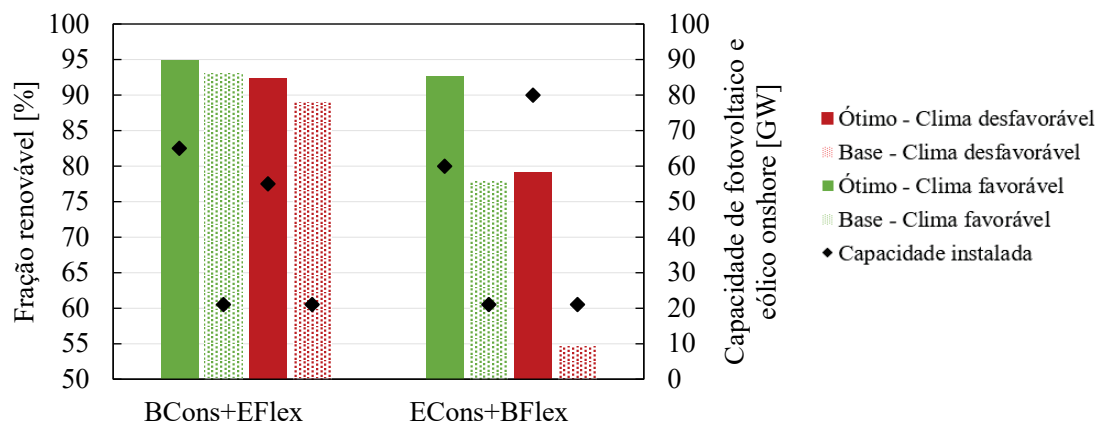


Fig. 5. Fração Renovável e Capacidade Instalada para as Configurações Ótimas (maximização da fração renovável) e Base do Sistema Elétrico para Clima Favorável e Desfavorável

## COMENTÁRIOS FINAIS

No presente trabalho foi comprovada a importância da variabilidade climática e da evolução do consumo elétrico para a operação do sistema elétrico.

Observa-se que a variabilidade climática tem maior impacto no cenário de maior consumo: no sistema base, a fração renovável sobe de 55% num clima desfavorável para 78% em condições favoráveis; e nas configurações ótimas, a fração renovável é de 79 e 93% para um clima desfavorável e favorável, respetivamente. Por outro lado, o impacto do consumo elétrico é grande sob condições climáticas desfavoráveis: no sistema base, a fração renovável oscila entre os 55 e 89%, conforme o cenário seja de alto ou baixo consumo, respetivamente; correspondentemente, as configurações ótimas apresentam uma fração renovável de 79 e 92%.

Para concluir este trabalho, é importante referir que as elevadas frações renováveis determinadas resultam das premissas que assumem elevadas penetrações de energia renovável variável no sistema elétrico (superiores a 65% da capacidade total instalada). Por esta razão, é necessário continuar a estudar e explorar a integração de renováveis variáveis nos sistemas elétricos.

## AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer o apoio financeiro da Fundação para a Ciência e a Tecnologia (FCT) com a bolsa PD/BD/114174/2016 e o projeto UID/GEO/50019/2019 - Instituto Dom Luiz. Também gostaríamos de reconhecer a ajuda providenciada pelo Manuel Nascimento, João Careto e Doutor Pedro Soares na aquisição dos dados climáticos.

## REFERÊNCIAS

Anon. n.d. “Coordinated Regional Climate Downscaling Experiment (CORDEX) Project.” Retrieved (<http://www.cordex.org/>).

Berger, Tania, Christoph Amann, Herbert Formayer, Azra Korjenic, Bernhard Pospischal, Christoph Neururer, and Roman Smutny. 2014. “Impacts of Climate Change upon Cooling and Heating Energy Demand of Office Buildings in Vienna, Austria.” *Energy and Buildings* 80:517–30.

Bloomfield, H. C., D. J. Brayshaw, L. C. Shaffrey, P. J. Coker, and H. E. Thornton. 2016. “Quantifying the Increasing Sensitivity of Power Systems to Climate Variability.” *Environmental Research Letters* 11(12).

Clarke, Leon E., James a Edmonds, Henry D. Jacoby, Hugh M. Pitcher, John M. Reilly, and Richard G. Richels. 2007. *Scenarios of Greenhouse Gas Emissions and Atmospheric Concentrations*. Vol. 2011. Washington DC.

Figueiredo, Raquel, Pedro Nunes, and Miguel C. Brito. 2018. “Multiyear Calibration of Simulations of Energy Systems.” *Energy* 157:932–39.

Jerez, Sonia, Isabelle Tobin, Robert Vautard, Juan Pedro Montávez, Jose María López-Romero, Françoise Thais, Blanka Bartok, Ole Bøssing Christensen, Augustin Colette, Michel Déqué, Grigory Nikulin, Sven Kotlarski, Erik Van Meijgaard, Claas Teichmann, and Martin Wild. 2015. “The Impact of Climate Change on Photovoltaic Power Generation in Europe.” *Nat. Commun.* 6(10014).

Kozarcenin, Smail, Hailiang Liu, and Gorm Bruun Andresen. 2019. “21st Century Climate Change Impacts on Key Properties of a Large-Scale Renewable-Based Electricity System.” *Joule* 3:992–1005.

Nunes, Pedro, Tiago Farias, and Miguel C. Brito. 2014. “Day Charging Electric Vehicles with Excess Solar Electricity for a Sustainable Energy System.” *Energy* 80(February):263–74.

Peter, Jakob. 2019. “How Does Climate Change Affect Electricity System Planning and Optimal Allocation of Variable Renewable Energy?” *Applied Energy* 252.

Riahi, Keywan, Arnulf Grübler, and Nebojsa Nakicenovic. 2007. “Scenarios of Long-Term Socio-Economic and Environmental Development under Climate Stabilization.” *Technological Forecasting and Social Change* 74(7):887–935.

Sabunas, Audrius and Arvydas Kanapickas. 2017. “Estimation of Climate Change Impact on Energy Consumption in a Residential Building in Kaunas, Lithuania, Using HEED Software.” *Energy Procedia* 128:92–99.

Smith, Steven J. and T. M. L. Wigley. 2006. “Multi-Gas Forcing Stabilization with Minicam.” *The Energy Journal* 27(Multi-Greenhouse Gas Mitigation and Climate Policy):373–91.

Soares, Pedro M. M., Miguel C. Brito, and João A. M. Careto. 2019. “Persistence of the High Solar Potential in Africa in a Changing Climate.” *Environmental Research Letters in Press*.

Soares, Pedro M. M., Daniela C. A. Lima, Rita M. Cardoso, Manuel L. Nascimento, and Alvaro Semedo. 2017. “Western Iberian Offshore Wind Resources: More or Less in a Global Warming Climate?” *Applied Energy* 203:72–90.

Tarroja, Brian, Kate Forrest, Felicia Chiang, Amir AghaKouchak, and Scott Samuelsen. 2019. “Implications of Hydropower Variability from Climate Change for a Future, Highly-Renewable Electric Grid in California.” *Applied Energy* 237:353–66.

Wise, Marshall, Katherine Calvin, Allison Thomson, Leon Clarke, Benjamin Bond-Lamberty, Ronald Sands, Steven J. Smith, Anthony Janetos, and James Edmonds. 2009. "Implications of Limiting CO<sub>2</sub> Concentrations for Land Use and Energy." *Science* 324:1183–1186.