

1 2 9 0



UNIVERSIDADE D  
COIMBRA

Telmo Filipe Seara da Silva

**ANÁLISE DE IMPACTO DO  
DESCOMISSIONAMENTO DE GRUPOS  
TÉRMICOS NO SEN**

**Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia  
Electrotécnica e de Computadores orientada pelo Professor  
Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes e  
apresentada ao Departamento de Engenharia Electrotécnica e de  
Computadores**

Novembro de 2020





FACULDADE DE  
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE DE  
COIMBRA

# Análise de impacto do descomissionamento de grupos térmicos no SEN

Telmo Filipe Seara da Silva

Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Coimbra, novembro 2020





FACULDADE DE  
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE DE  
**COIMBRA**

**Análise de impacto do  
descomissionamento de grupos  
térmicos no SEN**

**Orientador:**

Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes

**Presidente do Júri:**

Humberto Manuel Matos Jorge

**Vogal:**

Mário João Simões Ferreira dos Santos

Dissertação para o grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Coimbra, novembro 2020



## Resumo

Com aumento da penetração das energias renováveis intermitentes e devido à natureza da ligação dos seus ativos de produção à rede, têm-se observado um decréscimo da inércia global dos sistemas de energia elétrica, que pode levar a problemas no seu normal funcionamento. O sistema português não é exceção, sendo até um dos países mais avançado no que toca a tecnologias de produção com recurso a fontes renováveis. Este trabalho investiga quais os impactos da atual penetração das renováveis variáveis no sistema português e analisa ainda como se comportará inercialmente o sistema, no período de 2020-2040, segundo possíveis cenários de desenvolvimento da capacidade instalada em Portugal. Conclui-se que, se medidas preventivas não forem colocadas em prática, o sistema poderá sofrer de instabilidade. Um conjunto de soluções para possíveis problemas que possam surgir é investigada, para que a estabilidade do sistema seja mantida, sendo que a maioria foi implementada com sucesso.

**Palavras chave:** Inércia síncrona, geração não-síncrona, fontes renováveis variáveis, estabilidade de frequência, taxa de variação de frequência





## Abstract

With the increasing penetration of intermittent renewable energies and due to the nature of the connection of its generation assets to the grid, there has been a decrease in the global inertia of power, which can lead to problems in their normal operation. The portuguese power system is no exception, being one of the most advanced countries in terms of production technologies based on renewable sources. This work investigates the impacts of the current penetration of the VRE in the Portuguese system and also analyzes its possible inertial behavior from 2020 to 2040, according to possible scenarios for the development of installed capacity in Portugal. It can be concluded that, if preventive measures put into practice, the power system will suffer with frequency instability. A set of solutions for possible problems that may arise is investigated, so that the stability of the system is maintained, given that the majority were implemented with success.

**Palavras chave:** Synchronous inertia, variable renewable energy, frequency stability, non-synchronous generation , rate of change of frequency



# Índice

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Enquadramento . . . . .	1
1.2	Âmbito e estrutura do trabalho . . . . .	2
<b>2</b>	<b>Inércia e serviços auxiliares</b>	<b>3</b>
2.1	Inércia Síncrona . . . . .	3
2.2	Equação de oscilação . . . . .	4
2.3	Impacto da inércia na estabilidade de frequência . . . . .	6
2.4	Reservas Operativas . . . . .	8
2.4.1	Reserva de contenção de frequência . . . . .	8
2.4.2	Reserva de restauração de frequência . . . . .	9
2.4.3	Reserva de reposição . . . . .	9
2.5	Emulação de inércia . . . . .	9
<b>3</b>	<b>Respostas aos desafios da transição energética</b>	<b>11</b>
3.1	Evolução e estado atual dos RES . . . . .	11
3.2	Desafios criados pela elevada penetração de geração não-síncrona . . . . .	12
3.3	Soluções técnicas . . . . .	14
3.3.1	Códigos de rede . . . . .	14
3.3.1.1	<i>RoCoF withstand capability</i> . . . . .	15

3.3.1.2	<i>Need for synthetic inertia</i>	15
3.3.2	Planeamento e desenvolvimento do sistema	16
3.3.3	Estabilidade na operação do sistema	16
3.4	Medidas implementadas por diferentes ORT	17
3.4.1	Reservas operativas e inércia sintética	17
3.4.2	Mercados energéticos adicionais	18
3.5	Soluções tecnológicas	20
3.5.1	Compensador Síncrono	20
3.5.2	Bombagem	21
3.5.3	Sistemas de Armazenamento de Energia em Ar Comprimido	22
3.5.4	Redução do limite mínimo de potência de uma central térmica	23
3.5.5	Volantes de Inércia	23
3.5.6	Sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS)	24
3.5.7	Sistema de armazenamento de energia em baterias de fluxo (FBES)	25
3.5.8	Aerogeradores	27
3.5.9	Painéis Fotovoltaicos	31
<b>4</b>	<b>Caracterização do sistema elétrico português</b>	<b>33</b>
4.1	Capacidade instalada	33
4.2	Produção e consumo	34
4.3	Estimativa e análise inercial do sistema	37

<b>5</b>	<b>Análise prospetiva do sistema elétrico português</b>	<b>43</b>
5.1	Pressupostos para o futuro do sistema nacional . . . . .	43
5.2	Estimativa inercial para os cenários do RMSA-E 2020-2040 . . . . .	43
5.3	Soluções para a mitigação de RoCof elevados . . . . .	45
5.3.1	Emulação de inércia por geração eólica adicionada . . . . .	45
5.3.2	Redução do limite mínimo de potência nas centrais gás natural	46
5.3.3	Compensadores Síncronos . . . . .	47
5.3.4	Volantes de inércia e baterias . . . . .	48
<b>6</b>	<b>Conclusão</b>	<b>51</b>



# Lista de Figuras

3.1	Produção total na UE desagregada em 2018 [12] . . . . .	11
3.2	Evolução comparativa da produção renovável entre 2000 e 2018 . . . . .	12
3.3	Configurações dos quatro tipos de aerogeradores [39] . . . . .	27
3.4	Optimal Power Tracker para um VSWT genérico [40] . . . . .	28
3.5	Curva de potência-velocidade com e sem pitch control [43] . . . . .	29
3.6	Curva de potência-tensão de um PV abordando o uso de reserva [46] . . . . .	32
4.1	Produção total desagregada em 2019 . . . . .	34
4.2	Comparação entre produção e capacidade hídrica e precipitação total entre 2010-2019 . . . . .	36
4.3	Evolução do consumo efetivo entre 2010-2019 . . . . .	36
4.6	Curvas de duração da inércia dos anos 2010 a 2019 . . . . .	40





## Lista de Tabelas

2.1	Valores definidos pela ENTSO-E para os parâmetros de qualidade de frequência da FCR [9] . . . . .	9
3.1	Características técnicas de alguns sistemas de armazenamento . . . . .	26
3.2	Características operativas de alguns sistemas de armazenamento . . . . .	26
4.1	Evolução da capacidade instalada por tipo de tecnologia de geração [48–57] . . . . .	33
4.2	Produção total desagregada entre 2010 e 2019 . . . . .	34
4.3	Fatores de capacidade das tecnologias de produção entre 2010-2019 . . . . .	35
4.4	Precipitação total em Portugal Continental entre 2010-2019 . . . . .	35
4.5	Capacidades por tipo de unidade de geração . . . . .	37
4.6	Valores típico de constante de inércia (a) e valores agregados de 2010 a 2019 (b) . . . . .	38
4.7	Inércia mínima (a) e respetivo RoCoF máximo (b) de cada ano entre 2010-2019 . . . . .	40
5.1	Cenário continuidade . . . . .	44
5.2	Cenário ambição . . . . .	44
5.3	Teste de Stress . . . . .	44
5.4	Cenário Continuidade em 2030, com $H=3.5$ s para capacidade eólica instalada desde 2019 . . . . .	46
5.5	Cenário Ambição em 2025, com $H = 3.5$ s para capacidade eólica instalada desde 2019 . . . . .	46

5.6	Cenário Continuidade em 2030, com as centrais de Pego e Ribatejo em ponto de funcionamento mínimo . . . . .	46
5.7	Cenário Ambição em 2030, com as centrais de Pego e Ribatejo em ponto de funcionamento mínimo . . . . .	47
5.8	Cenário Continuidade em 2030, com adição de 750 MVA em compensadores síncronos e $H=2s$ . . . . .	47
5.9	Cenário Ambição em 2025, com adição de 750 MVA em compensadores síncronos e $H=2s$ . . . . .	48
5.10	Capacidades e custos para as tecnologias em questão . . . . .	48

## Lista de Abreviaturas

**AA-CAES** *Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage*

**BESS** *Battery Energy Storage System*

**DDC** *Demand Connection Code*

**EFR** *Enhanced Frequency Response*

**ENTSO-E** *European Network of Transmission System Operators for Electricity*

**FBES** *Flow Battery Energy Storage System*

**FCR** *Frequency Containment Reserve*

**FC** Fator de Capacidade

**FES** *Flywheel Energy Storage*

**FFR** *Fast Frequency Response*

**FRR** *Frequency Restoration Reserve*

**FSIG** *Fixed Speed Induction Generator*

**FiFR** *Firm Frequency Response*

**GEE** Gases de Efeito Estufa

**GS** Gerador Síncrono

**HVDV** *High Voltage Direct Current*

**IGD** *Implementation Guide Document*

**MPPT** *Maximum Power Point Tracker*

**MPP** *Maximum Power Point*

**ONS** Operador Nacional do Sistema Elétrico

**OPT** *Optimal Power Point*

**ORT** Operador de Rede de Transmissão

**PV** *Photovoltaic*

**REN** Redes Energéticas Nacionais

**RES** *Renewable Energy Sources*

**RMSA-E** Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do SEN

**RR** *Replacement Reserve*

**RfG** *Requirments for Generators*

**RoCoF** *Rate of Change of Frequency*

**SEE** Sistema de Energia Elétrica

**SEN** Sistema Elétrico Nacional

**SIRF** *Synchronous Inertia Reserve Factor*

**SIR** *Synchronous Inertia Reserve*

**TYNDP** *Ten-Year Network Development Plan*

**UE** União Europeia

**VRE** *Variable Renewable Energy*

**VSM** *Virtual Synchronous Machine*

**VSWT** *Variable Speed Wind Turbine*

# 1 Introdução

## 1.1 Enquadramento

Dada a finitude das reservas de combustíveis fósseis bem como a crescente preocupação com as consequências do aquecimento global, fruto da elevada libertação de gases de efeito estufa, existe uma procura de novos métodos de fornecimento de energia elétrica sustentáveis, seguros e económicos [1]. No âmbito do Acordo de Paris, a União Europeia introduziu o seu projeto *European Green Deal* que tem o objetivo de até 2050, chegar a uma economia livre de GEE, isto é, com emissões nulas. Toda a sociedade e os vários sectores económicos terão que desempenhar o seu papel, sendo um desses sectores o de produção de energia elétrica.

Neste contexto, por todo o mundo tem aumentado o uso de fontes de energia renováveis para a produção de energia elétrica. Destas fontes é possível destacar as energias hídrica, eólica e solar sendo que as duas últimas têm vindo a ganhar mais protagonismo nas últimas duas décadas e a previsão é que este crescimento continue durante os próximos anos [1].

No entanto, a elevada penetração de fontes de energia renováveis (RES) tem vindo a apresentar novos desafios para os operadores de redes de transmissão. A volatilidade e incerteza associada a fontes de energia renováveis variáveis (VRE) como o vento e o sol, causa problemas relacionados com a flexibilidade e estabilidade do sistema de energia elétrica [2, 3]. Ademais, os painéis fotovoltaicos e os aerogeradores mais recentes são ligados à rede por intermédio de conversores de potência, isolando-os da frequência da rede, daí o a sua denominação de ativos de geração não-síncronos [3].

As centrais elétricas convencionais (térmicas e hídricas) usam geradores síncronos para a produção de energia e, ao contrário das centrais VRE, são totalmente despacháveis [4]. Os SEE foram moldados, planeados e têm sido geridos de acordo com as características intrínsecas destas máquinas [1]. Para além da produção, os geradores síncronos são ainda responsáveis pelo fornecimento de serviços de sistema

como regulação de tensão e controlo de frequência, ajudando a garantir a estabilidade e segurança do funcionamento do SEE [5]. Outra contribuição que estes ativos de produção providenciam, embora não seja considerado um serviço, é a resposta inercial proveniente da energia cinética armazenada nas suas massas rotativas. Como estão ligados diretamente à rede, a sua velocidade é influenciada pela frequência da rede, sendo que qualquer distúrbio é "amortecido" por estas máquinas.

Em resposta às diferenças entre a geração síncrona e não-síncrona, têm sido feitas alterações nos regulamentos em relação às ligações dos RES com rede, para que os últimos sejam tratados como centrais convencionais [2]. Desta forma, requer-se que sejam capazes de fornecer serviços de sistema no sentido de melhorar a estabilidade de tensão e de frequência e conseqüentemente a qualidade, segurança e fiabilidade do sistema [2]. A par com isto, têm sido estudadas, desenvolvidas e implementadas diversas soluções tecnológicas que possam apoiar o sistema na falta de geração síncrona necessária para manter a sua integridade.

## 1.2 Âmbito e estrutura do trabalho

Este trabalho vai focar-se no impacto que a baixa inércia pode ter na estabilidade e normal funcionamento de um SEE.

Na secção 2 são explicados os fundamentos teóricos que estão por detrás da influência da inércia num SEE e na sua estabilidade de frequência. Na secção 3 são abordadas as razões pelas quais a elevada penetração das VRE tem criado e irá criar ainda mais desafios aos ORT no que toca a quantidade de inércia num SEE. Na secção 4 é feita uma análise retrospectiva do Sistema Elétrico Nacional, caracterizando a capacidades instaladas, produções e consumos ao longo da década de 2010, bem como a sua evolução inercial. Por fim na secção 5, é feita uma análise prospetiva do SEN, usando os cenários de oferta propostos pelo RMSA-E de 2020, caracterizando a hipotética inércia do sistema para os anos de cada cenário e propondo possíveis soluções tecnológicas para os problemas levantados pelos resultados da análise.

## 2 Inércia e serviços auxiliares

### 2.1 Inércia Síncrona

A inércia é definida como a resistência de um objeto físico a uma alteração no seu estado. Num SEE, esta propriedade física é conhecida com inércia síncrona e está associada com a resposta física instantânea de um gerador síncrono, que atua no sentido de contrariar desequilíbrios entre a produção e o consumo [6]. Seguido a um distúrbio, a máquina liberta a energia cinética armazenada nas suas massas rotativas, que é dada por [7]

$$\begin{aligned} E_{kin} &= \frac{1}{2} J \omega_{syn}^2 \\ &= \frac{1}{2} J (f_{syn} 2\pi)^2 \end{aligned} \quad [J] \quad (2.1.1)$$

onde  $J$  = momento de inércia da massa rotórica em  $\text{kg} \cdot \text{m}^2$ ;

$\omega_{syn}$  = velocidade angular síncrona em rad mec/s.

Devido à natureza eletromecânica do acoplamento entre uma máquina e a rede irá haver permuta de potência entre ambos, devido à variação de energia cinética armazenada nas massas rotativas. Como a frequência da rede está diretamente relacionada com a velocidade de rotação do gerador, esta irá interferir no equilíbrio de potência ativa.

A inércia de um GS é dada por [7]

$$H = \frac{E_{kin}}{S_n} = \frac{J \omega_{syn}^2}{2S_n} \quad [\text{MJ/MVA}] \quad (2.1.2)$$

onde  $S_n$  = potência aparente nominal da máquina em MVA.

$H$  é denominada como constante de inércia normalizada e quantifica em segundos a inércia de uma máquina síncrona.

Sabendo que temos um grande número de geradores interligados num SEE, interessa saber qual a constante de inércia resultante do conjunto de geradores [4]

$$H_{agg} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i S_i}{S_{sys}} \quad [\text{MJ/MVA}] \quad (2.1.3)$$

onde  $H_i$  = Constante de inércia do gerador  $i$ ;

$S_i$  = Potência aparente do gerador  $i$  em MVA;

$S_{sys}$  = Potência total instalada no sistema em MVA.

## 2.2 Equação de oscilação

Para ter um gerador síncrono forneça potência, necessitamos de uma máquina primária que aplique um binário mecânico,  $T_m$ , no veio da máquina síncrona. Com a sua rotação, esta vai gerar potência o que implica que a máquina irá também ter um binário eletromagnético,  $T_e$ . Os binários  $T_m$  e  $T_e$  são ambos aplicados no veio da máquina, mas têm sentidos diferentes. Para cumprir a condição de sincronismo é necessário que

$$T_m = T_e \quad (2.2.1)$$

No caso de haver um distúrbio num dos lados do gerador, haverá consequentemente alteração de um dos binários, o que por sua vez causará uma aceleração ou desaceleração da máquina proporcional à diferença entre  $T_m$  e  $T_e$ , denominada de binário de aceleração

$$T_a = T_m - T_e \quad [\text{N} \cdot \text{m}] \quad (2.2.2)$$

A 2ª Lei de Newton para rotação diz que

$$T = J\alpha \quad (2.2.3)$$

pelo que podemos definir o movimento do rotor da máquina como:

$$J\alpha_m = T_m - T_e \quad (2.2.4)$$

onde  $\alpha_m$  = aceleração angular da máquina em rad mec/s<sup>2</sup>.



A posição angular do rotor  $\theta_m$  em relação ao eixo do referencial síncrono é representada por

$$\theta_m = \omega_{syn}t + \delta_m \quad [\text{rad mec}] \quad (2.2.5)$$

onde  $\delta_m$  = posição angular inicial do rotor em rad mec.

Com as derivadas de 1º e 2º obtém-se

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{syn} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad [\text{rad mec/s}] \quad (2.2.6)$$

$$\alpha_m = \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad [\text{rad mec/s}^2] \quad (2.2.7)$$

onde  $\omega_m$  = velocidade angular do rotor em rad mec/s.

Usando as equações (2.2.4) e (2.2.7), obtém-se

$$T_a = J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (2.2.8)$$

Reorganizando a equação (2.2.2)

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad (2.2.9)$$

Multiplicando ambos os lados de (2.2.9) por  $\omega_m$  obtém-se

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.2.10)$$

O coeficiente  $J\omega_m$  denomina-se de momento angular e é simbolizado por  $M$ , então

$$M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.2.11)$$

Assim, é possível reescrever (2.1.2) da seguinte forma

$$H = \frac{J\omega_{syn}^2}{2S_n} = \frac{M\omega_{syn}}{2S_n} \quad (2.2.12)$$

Ao usar  $M = J\omega_m$  para substituir  $J\omega_{syn}$  está-se a assumir que  $\omega_m = \omega_{syn}$ , o que corresponde à verdade pois quando a máquina se encontra em regime permanente ela roda à velocidade de sincronismo. Mesmo havendo variações de frequência, a velocidade da máquina não apresentará uma grande diferença em relação a  $\omega_{syn}$ ,

introduzindo um erro nos cálculos de cerca de 0.2% por cada 0.1 Hz de variação da frequência. Esta substituição é bastante útil, pois ao fazer a multiplicação de  $\omega_m$  pela equação (2.2.9), poderemos usar valores das potências  $P_m$  e  $P_e$  nos cálculos que são muito mais fáceis de obter do que os respectivos binários. Resolvendo (2.2.12) para  $M$  resulta em

$$M = \frac{2HS_n}{\omega_{syn}} \quad (2.2.13)$$

Substituindo o novo  $M$  na equação (2.2.11)

$$\frac{2HS_n}{\omega_{syn}} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.2.14)$$

Por motivos de simplificação, podemos ainda colocar (2.2.14) em p.u.(*per-unit*), dividindo ambos o lados por  $S_n$

$$\frac{2H}{\omega_{syn}} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = p_m - p_e \quad [\text{p.u.}] \quad (2.2.15)$$

A equação (2.2.15) é denominada Equação de Oscilação e descreve o movimento do rotor da máquina síncrona em relação eixo do referencial síncrono, isto é, a oscilação da massa rotórica.

## 2.3 Impacto da inércia na estabilidade de frequência

A frequência de um sistema é imposta pela velocidade dos geradores que nele se encontrem ligados. Em regime permanente a frequência é a mesma em todas as áreas do sistema, rondando o valor nominal definido (50 Hz ou 60 Hz). Aquando da ocorrência de um desequilíbrio entre a geração e a procura, a frequência irá variar, sabendo que a resposta dada pela geração não é imediata [8]. Estes desequilíbrios podem ser classificados como [8]:

- Desequilíbrios durante a operação normal: ocorrem devido a ações como o ligar ou desligar de cargas;
- Contingência: desequilíbrio de magnitude considerável que pode resultar da perda de geração ou de carga.

A estabilidade de frequência é definida como a capacidade de um sistema manter a frequência estabilizada, após um desequilíbrio entre geração e procura [1]. Contrariamente, instabilidade de frequência leva a oscilações contínuas desta, havendo

possibilidade de perda de geração e/ou carga, se a frequência ultrapassar determinado limite. Para um normal funcionamento do sistema, a frequência deve ser mantida dentro dos limites aceitáveis impostos pelo grid code da região [8]. De modo estabilizar e restaurar a frequência após um distúrbio, são ativadas determinadas estratégias de controlo [9]:

1. Resposta inercial;
2. Reservas Operativas: <sup>1</sup>
  - (a) Reserva de contenção de frequência ou *Frequency Containment Reserve*;
  - (b) Reserva de restauração de frequência ou *Frequency Restoration Reserve*;
  - (c) Reserva de reposição ou *Replacement Reserve*.

Como referido anteriormente, após um evento as unidades de geração síncrona libertam energia cinética que tenham armazenada para contrariar a variação de frequência. Esta contra-ação pela parte das máquina deve-se às suas características físicas e é denominada de resposta inercial. Num sistema com um nível alto de inércia, esta resposta proporciona um intervalo de tempo adequado para que o controlo primário cumpra a sua função, que é a estabilização da frequência. Se a inércia for reduzida, o desvio de frequência nos instantes iniciais será mais elevado. Este desvio é quantificado pela taxa de variação de frequência (RoCoF) e pode ser calculado através da manipulação da equação de oscilação

$$J\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} = P_m - P_e \quad (2.3.1)$$

Colocando (2.1.2) em ordem a  $J$  e substituindo em (2.3.1) obtém-se

$$\frac{2HS_n}{\omega_m} \frac{d\omega_m}{dt} = \frac{2HS_n}{f} \frac{df}{dt} = P_m - P_e \quad (2.3.2)$$

Com  $P_m - P_e = \Delta P$  e reorganizando a equação anterior

$$\frac{df}{dt} = \Delta P \frac{f}{2HS_n} \quad [\text{Hz/s}] \quad (2.3.3)$$

---

<sup>1</sup>As reservas operativas serão discutidas com mais pormenor na próxima sub-secção.

Sendo que para avaliar a variação de  $f$  no sistema se tem

$$\frac{df}{dt} = \Delta P \frac{f}{2H_{agg}S_{sys}} \quad (2.3.4)$$

Sendo RoCoF e  $H_{agg}$  inversamente proporcionais, verifica-se que quanto mais reduzida for a inércia, maior será variação inicial de frequência. Assim, o controlador tem que atuar mais rápido para interromper o declínio na frequência, antes que esta atinja valores críticos.

## 2.4 Reservas Operativas

Na sub-secção anterior, foi abordada a resposta natural dos geradores síncronos após a ocorrência de um desequilíbrio. No entanto, quando existe uma variação de frequência mais elevada e certos limites impostos pelos ORT são ultrapassados, são ativados outros mecanismos de contenção. As reservas operacionais têm como objetivo a estabilização e recuperação da frequência após um evento.

### 2.4.1 Reserva de contenção de frequência

A FCR ou reserva de regulação primária tem como objetivo a estabilização da frequência num valor aceitável dentro de uma janela de tempo que pode variar entre 10 a 30 segundos. Os controladores FCR irão aumentar a potência de saída das unidades que estejam a fornecer a reserva, de forma contínua até que a frequência estabilize. Assim que isto acontece, a frequência permanecerá num valor *quasi* regime permanente, porém este valor será diferente do nominal. Esta reserva pode ser fornecida por unidades de geração, cargas controláveis ou ligações HVDC. A sua ativação é feita local e automaticamente. Na tabela 2.1, estão os parâmetros mais importantes deste serviço para a área síncrona da Europa Continental.

Frequência nominal	50 Hz
Banda de tolerância	$\pm 20$ mHz
Desvio de ativação	$\pm 200$ mHz
Máximo desvio	$\pm 800$ mHz
Incidente de referência	3000 MW

Tabela 2.1: Valores definidos pela ENTSO-E para os parâmetros de qualidade de frequência da FCR [9]

### 2.4.2 Reserva de restauração de frequência

A função da FRR ou reserva de regulação secundária, é restaurar a frequência para o seu *set-point* original, entrando em serviço após a FCR a ter previamente estabilizado, libertando a primeira reserva da sua tarefa [10]. A restauração é conseguida através da alteração da potência ativa das unidades que fornecem este serviço. A FRR deve ser ativada no máximo 30 segundos após o distúrbio e pode ficar ativa até 15 minutos após o evento [9]. O serviço é uma estratégia de controlo centralizada que pode ser ativada manual ou automaticamente.

### 2.4.3 Reserva de reposição

A RR ou reserva de regulação terciária é ativada substituir as FCR e FRR ou como suplemento da segunda nos caso de um desequilíbrio de grande magnitude. A sua ativação é tipicamente manual, dá-se até 15 minutos depois do distúrbio e pode ficar em funcionamento durante o tempo necessário até o sistema voltar às condições nominais.

## 2.5 Emulação de inércia

Para unidades de geração e sistemas de armazenamento de energia, cuja a ligação à rede seja feita por intermédio de conversores de potência, não haverá resposta a variações de frequência. No entanto, através da alteração da estratégia de controlo do conversor, é possível emular a resposta inercial de um gerador convencional [11]. É possível enumerar 3 diferentes tipos de abordagens de emulação inercial [6, 11]:

- Máquina Síncrona Virtual (VSM): o algoritmo de controlo replica o comportamento dinâmico de um GS;
- Inércia Sintética: estratégia de controlo que responde a variações de frequência na rede, usando como entrada o valor do RoCoF. Baseado na equação de oscilação de um GS;
- Fast Frequency Control: algoritmo baseado no controlo por estatismo de um GS.

Apesar da primeira estratégia representar de forma mais precisa o comportamento de um gerador síncrono, a sua complexidade matemática pode torná-la pouco atrativa [6, 11]. Já as duas últimas, são matematicamente menos complexas e mais fáceis de implementar, no entanto introduzem mais suscetibilidade a erros e interferências, pelo que uma afinação precisa dos controladores é necessária para funcionem corretamente [6, 11].

## 3 Respostas aos desafios da transição energética

### 3.1 Evolução e estado atual dos RES

As tecnologias no domínio das fontes renováveis (como a energia eólica, solar e hídrica) são os pilares que apoiarão a transição energética para um futuro sustentável. Em 2018 a UE viu 32.1% da energia elétrica a ser gerada a partir de fontes renováveis. Dessa percentagem, 33.3% diz respeito à hídrica, 35.9% à eólica e 12.2% à solar [12].

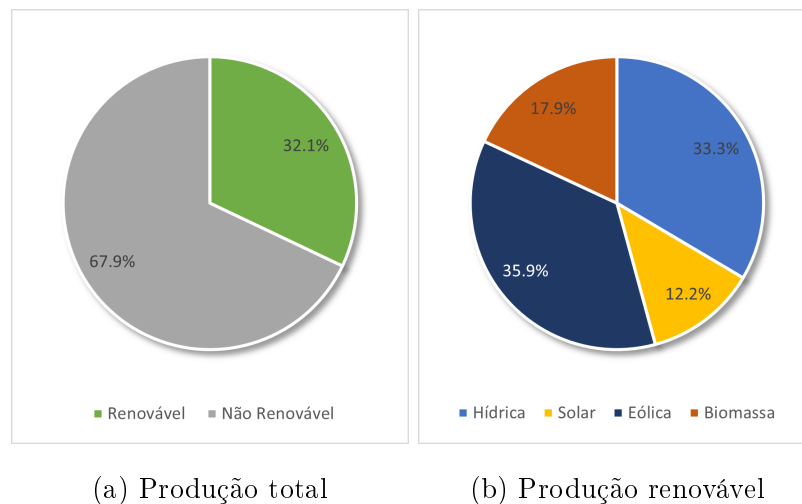


Figura 3.1: Produção total na UE desagregada em 2018 [12]

Comparado às outras fontes, o aproveitamento das energias solar e eólica teve um crescimento de 2162.1% desde 2000 até 2018 e representou em 2018 15.4% da produção total em países da UE, face a 0.7 % em 2000. Estes factos devem-se não só aos avanços tecnológicos na área, mas também redução de custos de instalação e operação de tais ativos de geração [12].

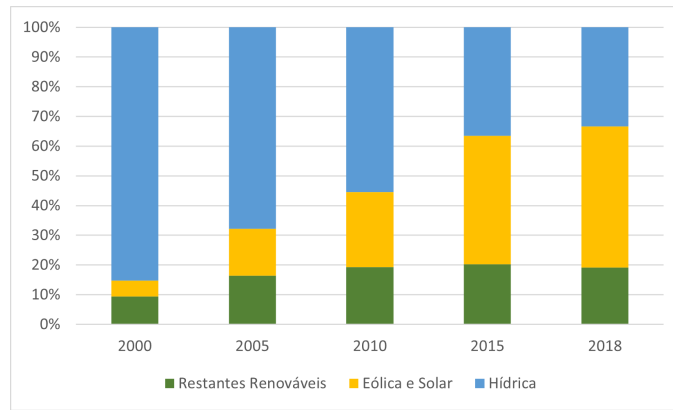


Figura 3.2: Evolução comparativa da produção renovável entre 2000 e 2018

### 3.2 Desafios criados pela elevada penetração de geração não-síncrona

As fontes renováveis podem ser divididas em despacháveis ou não-despacháveis. Na primeira categoria enquadram-se as energias hídrica, geotérmica e da biomassa, pois podem ser usadas de acordo com as necessidades do sistema (com as suas limitações). De forma geral, as respetivas unidades de geração apresentam ainda de um fator de capacidade razoavelmente alto (35-45% para a hídrica e 60-70% para as restantes) [14], tratando-se este indicador do rácio entre a quantidade de energia produzida durante um determinado período de tempo, e o máximo possível de energia que poderia ter sido produzida durante esse mesmo período [13].

A outra categoria inclui fontes que são variáveis e imprevisíveis tal como as energias solar, eólica e das ondas, também conhecidas como fontes renováveis variáveis (VRE). Como são dependentes das condições meteorológicas, nem sempre estão disponíveis para satisfazer a procura e o resultado é um baixo fator de capacidade dos ativos de geração (10-30% para solar e 20-40% para eólica [14]), pelo que se torna mais complicado planear a produção de eletricidade usando estas fontes. Com o aumento da participação das VRE na produção de energia, podem começar a surgir problemas cuja resolução requeira maior flexibilidade por parte do sistema. Este classifica-se com flexível se for capaz de responder a variações na procura de forma célere e eficaz. Num cenário em que as VRE assumam uma maior preponde-



rância na produção de energia, o conceito anteriormente apresentado traduz-se na capacidade de compensar as flutuações resultantes do perfil de geração dos ativos renováveis variáveis, quer através de unidades de geração convencional, sistemas de armazenamento de energia ou por ajustes do lado da procura [15, 16].

Uma maneira alternativa de categorizar as fontes renováveis é através do tipo de unidades de geração usadas para a produção de energia elétrica. Assim, tem-se a renovável síncrona e renovável não-síncrona. No primeiro grupo encaixam-se as energias hídrica, geotérmica, da biomassa e solar (solar térmica concentrada) pois a sua conversão para eletricidade é feita usando geradores síncronos. O segundo grupo é integrado pela energia solar (solar fotovoltaica) e eólica, levando em conta que os respetivos ativos de geração estão ligados à rede por intermédio de conversores de potência, mesmo que sejam usadas máquinas síncronas ou assíncronas para a produção.

A anterior distinção, serve como introdução ao segundo problema que surge com a elevada penetração das VRE, que é a redução da inércia síncrona no sistema, problema alvo deste trabalho. Esta é uma característica intrínseca aos geradores síncronos e é vital para ajudar à manutenção da estabilidade de frequência do sistema. Quanto mais reduzida for a inércia, mais rápidas se tornam as variações de frequência para um mesmo desequilíbrio de potências se o sistema de controlo de frequência não for rápido o suficiente para conter tal variação, poderá haver perda de carga e/ou unidades de geração. Com o aumento da predominância de ativos não-síncronos, que não fornecem inércia ao sistema, é necessário procurar soluções que permitam mitigar este problema e para abrir caminho a SEE maioritariamente ou mesmo 100% renováveis. Estas passam não só por alterações nos regulamentos de operação dos ORT, mas também pela adoção de soluções tecnológicas como a utilização de sistemas de armazenamento de energia, máquinas rotativas e alterações no sistema de controlo dos inversores de ativos de geração não-síncrona.

### 3.3 Soluções técnicas

A ENTSO-E representa 42 operadores de sistemas de transmissão de eletricidade de 35 países da Europa. A influência da inércia no sistema de energia europeu é abordada por diferentes comités da organização nas seguintes áreas [17]:

- Códigos de ligação à rede (CNC);
- Planeamento e desenvolvimento do sistema;
- Estabilidade na operação do sistema.

#### 3.3.1 Códigos de rede

Uma das responsabilidades da ENTSO-E é a elaboração de códigos de ligação à rede (*Grid Codes*), com o principal objetivo de garantir que os utilizadores do sistema estejam dotados de capacidades técnicas que garantam o seu funcionamento adequado seja em condições normais ou adversas, contribuindo para a manutenção ou restauro a estabilidade do sistema [17]. Tais códigos especificam requisitos uniformizados para a ligação de unidades de geração, sistemas HVDC (corrente contínua a alta tensão) e do consumo. Respetivamente tem-se:

- Código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede (RfG);
- Código de rede relativo a requisitos de ligação à rede de sistemas de corrente contínua em alta tensão (HVDC);
- Código de rede relativo à ligação do consumo (DCC).

No RfG o artigo nº 21.2(a-b), aprova o fornecimento de inércia sintética por ativos de geração não-síncrona durante desvios de frequência elevados. O mesmo requisito é pedido aos sistemas HVDC, no artigo nº14 do respetivo código de rede. Para ligações do consumo, pede-se que sejam capazes de prestar um rápido controlo de potência ativa usando *demand response*, como se pode ler no artigo nº30 do DCC [17]. Estes requisitos não são obrigatórios. No entanto, cada ORT pode definir a sua obrigatoriedade a nível nacional, bem como definir parâmetros próprios de acordo

com os seus códigos de rede [1,17]. Para auxiliar a tomada de decisões que respeitem os parâmetros legais em vigor, a ENTSO-E elaborou uma série de documentos de orientação à implementação (IGD), dirigidos aos ORT e outros operadores de sistema [18]. Dois destes documentos [19,20] merecem especial atenção no âmbito da inércia e os seus aspetos mais importantes serão realçados de seguida.

### **3.3.1.1 *RoCoF withstand capability***

Neste documento é frisada a relação que existe entre a inércia do sistema e o RoCoF, bem como as implicações de alta quantidade de unidades de geração não-síncrona para estas variáveis. Refere ainda que para definir a capacidade de resistência ao RoCoF é necessário ter atenção não só ao estado atual do sistema, mas também à possível evolução e alterações que possam acontecer (rede, geração e procura). Com vista à uniformização dos diferentes códigos de rede, são propostos alguns valores de RoCoF para a ligação de unidades de geração:

- $\pm 2\text{Hz/s}$  durante 500ms;
- $\pm 1,5\text{Hz/s}$  durante 1s;
- $\pm 1,25\text{Hz/s}$  durante 2s.

Por último, é realçada a importância que a colaboração entre diferentes ORT para a parametrização de valores do RoCoF, e para garantir que todos os utilizadores importantes da rede apliquem um requisito mínimo de RoCoF.

### **3.3.1.2 *Need for synthetic inertia***

Este IGD tem como objetivo orientar os ORT relativamente aos aspetos da inércia sintética que têm de ser considerados aquando a seleção de parâmetros a nível nacional e se devem tornar estes últimos obrigatórios ou não. Para a aplicação de inércia sintética, os ORT devem no mínimo definir as seguintes especificações:

- Método de medição de frequência ou da RoCoF (janela temporal, precisão e tempo total de atraso);

- Características da função;
- Sinal de entrada do ORT para ativação e acesso à alteração de parâmetros (ex: estatismo).

No entanto, para que tais requisitos possam ser aplicados com sucesso, estes têm que ser formulados tendo em conta as limitações na medição de variações muito rápidas de frequência, limites operacionais das unidades que fornecem a inércia sintética, a possibilidade de aumento de tamanho dos condensadores do barramentos DC, para que possam armazenar mais energia e a adequação do uso da *demand response* para fornecer inércia sintética.

### 3.3.2 Planeamento e desenvolvimento do sistema

De 2 em 2 anos, a ENTSO-E publica o *Ten-Year Network Development Plan* que serve como base para o planeamento da rede europeia, tendo como objetivo a listagem de possíveis desafios e soluções para os mesmos de acordo com a evolução esperada do sistema de energia europeu. No âmbito do TYNDP, o estudo [21], apresenta estimativas da inércia para várias áreas síncronas, sobre a forma de curvas de duração para os anos 2030 e 2040, onde foi demonstrada uma redução na inércia do sistema para todas essas zonas, resultado da hipotética elevada integração dos RES.

### 3.3.3 Estabilidade na operação do sistema

As obrigações legais relacionadas com a inércia e a estabilidade do sistema estão definidas no Regulamento Europeu 2017/1485, que também conhecido como guia operacional de redes e transporte de eletricidade. Os artigos mais relevantes para a questão da inércia no sistema são os seguintes:

- Artigo nº38: Monitorização e avaliação da estabilidade dinâmica;
- Artigo nº39(a-c): Definição dos requisitos de inércia mínima relevantes para a estabilidade da frequência ao nível da zona síncrona;

- Artigo nº41.4a: Colaboração entre ORT da mesma zona síncrona, efetuando trocas de dados pertinentes à estabilidade dinâmica (ex: inércia total);
- Artigo nº127.8a: A alteração de parâmetros definidores de qualidade de frequência devem ter em conta a inércia da zona síncrona;
- Artigo nº141.1a: Os ORT da mesma área síncrona têm que ter em conta a inércia total, incluída a inércia sintética, da respetiva área síncrona;
- Artigo nº153.2c: Para as áreas síncronas Nórdica e Europa Continental, cada ORT tem o direito de definir um método de dimensionamento probabilístico da FCR baseado no padrão de consumo, produção e inércia, incluindo a inércia sintética, bem como os meios disponíveis para fornecer a inércia mínima em tempo real.

### **3.4 Medidas implementadas por diferentes ORT**

Para além da análise das medidas consideradas pela ENTSO-E, será benéfico entender como alguns países estão a lidar com a questão da inércia, especialmente em sistemas isolados como é o caso da Irlanda e do Reino Unido. Este facto, aliado à sua elevada penetração de geração renovável, fazem com que a baixa inércia seja mais preponderante do na zona síncrona da Europa Continental. Nas próximas secções serão expostas regulamentações relativas às reservas operativas e à inércia sintética para diversos casos na Europa e no Mundo, bem como a formação de novos mercados de serviços auxiliares para a regulação de frequência.

#### **3.4.1 Reservas operativas e inércia sintética**

A ENTSO-E através do RfG, abriu as portas para que todos os tipos de ativos, incluindo os não-síncronos, pudessem participar na participação da regulação de frequência, ainda que não seja um requisito obrigatório. Desta forma, não só na Europa, mas também noutros continentes, foi definido pelos respetivos ORT que os ativos solares e eólicos seriam obrigados a participar no controlo primário de frequência. No Brasil, o ONS requer que os aerogeradores com potência superior ou igual a 10 MW sejam capazes de fornecer inércia sintética para desequilíbrios que

causem diminuição de frequência.

Na Irlanda, é obrigatório que os aerogeradores forneçam FCR, apenas se estiverem a funcionar abaixo da sua potência nominal, ou devem reservar capacidades suficiente caso sejam contratados para tal efeito. Pede-se que dentro de 5 segundos, o ativo seja capaz de fornecer 60 % da capacidade adicional e que ao fim de 15 segundos toda essa capacidade esteja ativada. Em Espanha é requerido que todas as unidades de geração (incluindo solares e eólicas) forneçam reserva primária, devendo reservar 1.5 % potência nominal para tal serviço.

O ORT Hydro-Quebec TransEnergie do Canadá definiu que parques eólicos superiores a 10 MW devem estar dotados de um sistema de controlo de frequência, isto é, serem capazes de fornecer inércia sintética. Requer-se que consigam emular uma resposta inercial equivalente a 3.5s durante 10 s, caso ocorra um desvio de frequência superior a 500 mHz.

### 3.4.2 Mercados energéticos adicionais

Em 2016, a National Grid (Reino Unido) introduziu o *Enhanced Frequency Response*, que se trata de um serviço de resposta rápida de frequência, direcionado a ativos de armazenamento, com principal foco nas baterias [22]. Os recursos usados têm que cumprir os seguintes requisitos de performance:

- Deve ser ativo após desvio superiores a  $\pm 0.05$  Hz (serviço 1) ou  $\pm 0.015$  Hz (serviço 2);
- Capacidade de detetar uma variação de frequência dentro de 500ms e de fornecer a totalidade de potência contratada em menos de 1 segundo;
- Manter a resposta durante 15 minutos;
- Não pode variar mais de  $\pm 9$  % da capacidade contratada.

Na primeira sessão de contratação em Julho de 2016, a NG contratou 200 MW de armazenamento somente para o serviço 2 (15 mHz).

O *Firm Frequency Response* é outro serviço de resposta de frequência que têm

um funcionamento idêntico à FCR. Este serviço divide-se em dois produtos: Resposta de frequência estática e dinâmica. O último pode ser subdividido em respostas primária, secundária e *high*. Os fornecedores de FiFR têm que cumprir os seguintes requisitos técnicos:

- Capacidade de reposta mínima de 1 MW, na forma de uma ou várias unidades agregadas;
- Fornecedores são obrigados a funcionar em modo sensível à frequência para a resposta dinâmica;
- Capacidade de alterar o seu nível de potência via relés automáticos para a resposta estática;
- A monitorização dos ativos deve poder ser feita a partir de um único ponto.

Tendo em vista os objetivos da União Europeia em relação à energias renováveis para o ano de 2020, os ORT da Irlanda e Irlanda do Norte desenvolveram em conjunto o programa *Delivering a Secure, Sustainable Electricity System*. Como parte deste, foram introduzidos dois novos serviços de sistema, com o objetivo de aumentar a capacidade dos sistemas suportarem possíveis eventos:

- *Fast Frequency Response*;
- *Synchronous Inertia Reserve*.

O FFR é definido como um incremento ou redução de potência necessário para responder a um desequilíbrio de potência. Tal serviço é ativado dentro de 2 segundos e pode prologar-se até 10 segundos após o evento. A energia fornecida pelo ativo FFR dos 2 aos 10 segundos deve ser superior à perda ocorrida 10 a 20 segundos antes do evento. Em termos de performance, este serviço pode equiparar-se ao FiFR dinâmico primário.

As unidades de geração que participem no SIR têm que ser, obviamente, máquinas síncronas e o seu SIRF terá que estar entre 15 e 45 segundos. Este indicador é calculado a partir de

$$SIRF = \frac{E_{kin}}{P_{min}} \quad (3.4.2.1)$$

onde  $SIRF$  = factor de resposta inercial síncrona;

$P_{min}$  = potência mínima de funcionamento da máquina síncrona.

Isto significa que apenas geradores com uma inércia elevada podem participar no SIR. O objetivo é ter máximo nível de inércia possível, minimizando o número de unidades em operação. Assim, manter-se-ia o nível mínimo de inércia permitindo o aumento de ativos de geração não-síncrona.

## 3.5 Soluções tecnológicas

### 3.5.1 Compensador Síncrono

Trata-se de uma máquina síncrona a rodar livremente e ligada em sincronismo com a rede de transmissão. Não possui qualquer máquina primária acoplada e não fornece potência ativa, encontrando-se em vazio. O compensador síncrono tem como função principal a regulação de tensão, injetando ou absorvendo energia reativa conforme a necessidade, através do ajuste da sua corrente de excitação. Como esta máquina funciona à mesma frequência da rede, é-lhe possível fornecer inércia síncrona ao sistema, usando a energia cinética que se encontra armazenada na sua massa rotórica. Estes equipamentos encontram-se comercialmente disponíveis para instalação, mas também é possível adaptar um gerador convencional para funcionar como compensador síncrono, desacoplando a máquina primária do seu veio e equipando-o com um *pony motor*<sup>2</sup> para colocar o gerador à velocidade de sincronismo. Torna-se então possível utilizar geradores de centrais descomissionadas para funcionar nestas condições, reaproveitando ativos já existentes ao invés de investir na instalação de equipamento novo. Apesar de fornecer inércia ao sistema, a quantidade de energia cinética que pode libertar é restringida pelos limites inferiores e superiores de frequência estabelecidos para máquinas síncronas pelos ORT. Uma forma de ultrapassar este obstáculo é a instalação de um volante de inércia no rotor da máquina, conferindo-lhe uma maior constante de inércia, o que é vantajoso caso

---

<sup>2</sup>*Pony motor* é um pequeno motor, geralmente a gasolina, usado para arrancar máquinas de maior dimensão.



se pretenda reduzir o RoCoF máximo causado por desequilíbrios de potência. Outra solução é implementar o compensador como uma máquina de dupla alimentação, permitindo que este funcione com uma velocidade igual à soma da frequência da rede com a frequência de controle do conversor. Manipulando a última, é possível obter inércia sintética em conjunto com a inércia intrínseca da máquina [23]. Devido à elevada corrente de excitação do rotor, existe uma grande necessidade de arrefecimento pela parte do compensador, pois as elevadas temperaturas no circuito de excitação tendem a reduzir o tempo de vida útil da máquina. O outro maior inconveniente é o custo de instalação de um compensador síncrono, o que pode ser ultrapassado recorrendo ao *retrofitting* de unidades de geração já existentes, nomeadamente as de centrais descomissionadas.

### 3.5.2 Bombagem

A bombagem hidroelétrica é a forma de armazenamento de energia mais usada em todo o mundo e a mais maturada. Um sistema de bombagem faz uso de dois reservatórios de água, um montante e outro a jusante. Quando há excesso de produção de energia elétrica, a água é bombada para o reservatório a montante e quando há necessidade de injetar potência na rede, é libertada para jusante. Devido à natureza da sua ligação como a rede, a bombagem de água pode fornecer inércia ao sistema, embora não seja tanta como uma central térmica. Pode ainda fornecer serviços auxiliares como regulação de tensão e de frequência, reserva girante e não-girante, e arranque de emergência (*black-start*) [24]. Apesar dos benefícios do seu uso, os constrangimentos geológicos apresentados devido à necessidade de ter dois reservatórios com elevações distintas fazem com que muitos países não tenham condições para a instalação de uma central de bombagem hidroelétrica. Ainda que essas condições existam, o investimento avultado e o demorado tempo de construção podem levar os ORT à procura de outras soluções. No entanto, com os recentes avanços tecnológicos, têm sido planeadas ou já estão em operação, centrais de bombagem usando cavidades subterrâneas, minas inundadas e água do mar [25].

### 3.5.3 Sistemas de Armazenamento de Energia em Ar Comprimido

O armazenamento de energia em ar comprimido, ou CAES, depende da energia potencial de ar pressurizado. Durante períodos em que há excesso de produção, a potência de sobra alimentará um motor/gerador reversível que por sua vez aciona uma cadeia de compressores responsáveis por armazenar ar com elevada pressão num tanque, sendo esta aumento de pressão acompanhada pelo aumento de temperatura. Devido à natureza da sua ligação com a rede, um CAES pode fornecer inércia síncrona ao sistema. Para além de resposta inercial, esta tecnologia pode fornecer outros serviços auxiliares como regulação de frequência e de tensão. O principal problema do CAES é o facto de requerer uma caverna subterrânea para alojar os tanques de armazenamento, o que complica a escolha do local de instalação. Apesar de ser possível usar reservatórios de ar comprimido acima do chão, estes são uma solução mais dispendiosa apenas empregue em CAES de pequena escala. Com o desenvolvimento tecnológico, foram aparecendo inovações deste tipo de tecnologias, como é o exemplo do AA-CAES. No último, é dispensado o uso de combustíveis fósseis através do armazenamento da energia térmica libertada durante o processo de compressão do ar, reaproveitando-o durante a re-expansão do ar [25]. Está previsto para o presente ano a entrada e funcionamento de um AA-CAES de 5 MW no estado australiano da Austrália do Sul, no intuito de fornecer serviços auxiliares como regulação de frequência e resposta inercial [26, 27]. A par com os sistemas de bombagem, os CAES são a tecnologia que apresenta a maior capacidade de armazenamento de energia. Já a sua baixa eficiência é uma desvantagem em relação a outros métodos de armazenamento e apesar do seu tempo de reposta ser moderadamente rápido, não se aproxima da velocidade das baterias ou volantes de inércia [28]. Trata-se de uma tecnologia que não se encontra totalmente maturada, mas parece ter um grande potencial, e poderá no futuro ajudar ainda mais à penetração dos RES nos SEE [29], com estudos a serem realizados para sua integração em conjunto com aerogeradores e painéis solares [30, 31].

### 3.5.4 Redução do limite mínimo de potência de uma central térmica

A maioria das centrais térmicas estão projetadas para funcionar o mais próximo possível da sua potência nominal, com um valor mínimo de operação pré-definido. Uma forma de obter a mesma inércia pela parte de geradores convencionais, seria reduzir este valor mínimo, abrindo espaço para a produção proveniente de geração não-síncrona. Alguns autores [32], afirmam que o limite mínimo para um funcionamento seguro de uma central a gás seria a 10 % da sua potência nominal. Neste estado de funcionamento, as centrais continuariam disponíveis para fornecer os serviços auxiliares da mesma forma que uma central em operação normal. No entanto, as suas emissões de  $CO_2$  (dióxido de carbono) agravar-se-iam, sendo necessário o seu acondicionamento através da implementação de queimadores de baixa emissão de  $NO_X$  [23]. De facto, se a ideia é reduzir a pegada de carbono deixada pela produção de energia usando combustíveis fósseis, esta não seria a melhor solução; por outro lado, nenhuma das soluções que têm sido estudadas consegue fornecer a inércia síncrona deste tipo de ativos. Outra desvantagem seria também os custos de manter uma central térmica em operação.

### 3.5.5 Volantes de Inércia

O volante de inércia é um componente mecânico que armazena energia cinética, resultante do movimento da sua massa rotativa [3]. Esta é acelerada ou desacelerada usando um motor/gerador que faz a conversão de energia elétrica para energia mecânica e vice versa. Por fim, a máquina será ligada à rede por intermédio de um conversor de potência, sendo normalmente usado um conversor AC-DC-AC (*back-to-back*) em que o lado ligado à rede faz a regulação da tensão no barramento DC e o lado ligado à máquina controla a velocidade do volante de inércia [33]. A este conjunto dá-se o nome de FES. Devido à natureza da ligação entre o FES e a rede, o primeiro só fornece inércia sintética ao sistema, sendo possível providenciar serviços auxiliares como resposta inercial e regulação de frequência. Dependendo do material que é feito, um volante de inércia pode ser de alta ou baixa velocidade [25]:

- Baixa velocidade: é feito de aço e opera a velocidades inferiores a 6000 rpm;
- Alta velocidade: é feito por um compósito de materiais avançados, como a fibra de carbono, atinge velocidades até 100000 rpm e usa rolamentos magnéticos sem-contacto para reduzir perdas mecânicas. Por outro lado tem um custo mais elevado.

As principais vantagens dos volantes de inércia são o seu tempo de vida útil e a rapidez de resposta. No entanto, devido à sua baixa capacidade de armazenamento, são mais úteis para o funcionamento em carga e descarga contínua [23]. A empresa Beacon Power instalou em Nova Iorque, no ano de 2011, uma central com cerca de 200 FES de alta velocidade, com uma capacidade total de 20 MW/5 MWh. A sua função é fornecer regulação de frequência com resposta rápida, sendo responsável por cerca de 10 % dessa regulação [25].

### **3.5.6 Sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS)**

As baterias armazenam energia elétrica sob a forma de energia química e são uma das formas de armazenamento de energia mais usada na indústria e no dia-a-dia. Não possuem quaisquer peças móveis e para serem ligadas à rede necessitam de um conversor de potência. A sua principal vantagem reside na sua rapidez de resposta quase instantânea o que as tornam adequadas para fornecerem regulação de frequência. Devido à natureza da sua ligação com a rede, não fornecem inércia síncrona, mas por intermédio do uso de algoritmos adequados no controlador do conversor, podem fornecer inércia sintética ao sistema. Como respondem na ordem dos milissegundos e possuem uma densidade de energia relativamente elevada, podem contribuir para a resposta inercial do sistema de uma maneira idêntica ao um gerador convencional. No entanto, o seu tempo de vida útil é curto e quanto mais stress se colocar sobre a bateria mais reduzido o primeiro.

Existem alguns tipos diferentes de baterias e dependendo da aplicação e condições de funcionamento pode-se optar uns ou por outros. As baterias de chumbo-ácido são da mais usadas em todo o mundo pois são fiáveis, baratas e eficientes. Porém, possuem uma baixa densidade de energia, poucos ciclos de vida (carga e des-

carga), grandes dimensões e necessitam de manutenção regular [34]. Para além disto, não têm uma boa performance com temperaturas mais baixas o que torna necessário implementar um sistema de gestão térmico, encarecendo o custo do BESS [25]. As baterias de ião de lítio (Li-ion) possuem maior densidade de energia e dimensões mais reduzidas, são mais eficientes e têm mais ciclos de vida quando comparada com as de acido-chumbo [34]. No entanto são mais caras e um pouco mais voláteis do que as últimas, embora que com o aumento do seu uso em veículos elétricos, os seus preços possam começar a descer. Apesar disto, os autores de [34] considerem que as Li-ion são as mais aconselháveis para serviços de resposta rápida.

Considerando as baterias de níquel cádmio (NiCd) e as de sódio-enxofre (NaS), as primeiras são as mais maturadas em termos tecnológicos, a par com as acido-chumbo, oferecendo uma alta fiabilidade e baixa necessidade de manutenção [34]. No entanto devido à toxicidade do cádmio a comercialização destas baterias foi banida pela UE, salvo algumas exceções [34]. Para além disto, elas sofrem de efeito de memória, isto é, se não forem totalmente carregadas após a descarga, começam a perder capacidade [25]. Ao contrário das bateria de NiCd, as de sódio-enxofre usam materiais não tóxicos podendo 99% do seu material ser reciclado. Elas oferecem uma alta densidade de energia e usa materiais mais baratos na sua construção em relação a outras baterias. No entanto o seu custo de operação é o mais elevado de todos os tipos de baterias citados até agora [25], precisam de ser mantidas a altas temperaturas durante o seu funcionamento (300° a 350°C) necessitando de um sistema de controlo de temperatura extra, o que encarece ainda mais este BESS.

### **3.5.7 Sistema de armazenamento de energia em baterias de fluxo (FBES)**

As baterias de fluxo apresentam um funcionamento diferente de uma bateria normal, o que lhe vai conferir características diferentes em alguns aspetos. A vantagem mais importante de um FBES é que a sua potência nominal é independente da quantidade de energia que pode armazenar [35]. Apresentam tempos de reposta de milissegundos, um nível muito reduzido de auto-descarga, funcionam à temperatura ambiente e tempos de descarga até 20 horas [36]. Apesar disto, têm um custo de fabrico elevado e são sistemas muito mais complexos que os BESS, sendo uma

tecnologia que ainda se encontra em desenvolvimento [37].

Dependendo da sua composição é possível classificar as baterias de fluxo como redox ou híbridas. As primeiras funcionam à base da redução-oxidação do vanádio, são conhecidas com VRFB (*Vanadium Redox Flux Battery*) e são o tipo de baterias de fluxo mais maturadas. Conseguem tempos de resposta inferiores ms 1 ms e são capazes de pelo menos 10000 ciclos de operação (carga e descarga) [25]. Uma das suas principais aplicações é dar apoio a ativos de geração intermitentes. O seu maior inconveniente é o seu custo de operação, para além de que a sua densidade de energia é baixa [35]. Na categoria de baterias de fluxo híbridas, as de Zinco-Brometo são as que se destacam. Em relação às VRFB têm geralmente maior densidade de energia e custos de fabrico reduzidos [38], mas o seu tempo de vida útil, quantidade de ciclos de operação e eficiência são inferiores [25]. Para além disto o brometo é suscetível a corrosão e é tóxico.

Nas tabelas 3.1 e 3.2, apresentam-se resumidas as principais características técnicas e operativas das soluções apresentadas até este ponto no trabalho, tendo em conta a área de aplicação em questão.

Tecnologia	Potência Nominal (MW)	Capacidade energética (MWh)	Tipo de resposta inercial	Constante de inércia (s)	Custo por potência (\$/kW)	Custo por energia \$/kWh	Maturidade
Compensador síncrono	50-250 (MVA)	0.4	Síncrona	2-3	-	-	Madura
Bombagem	100-5000	500-8000	Síncrona	2-4	600-2000	5-100	Madura
CAES	5-300	<1000	Síncrona	3-4	400-800	2 a 50	Comercializada
Volante de inércia	0-0.25	0.75	Inércia emulada	-	250-350	1000-5000	Comercializada
Baterias			Inércia emulada	-	-	-	-
<i>Acido-chumbo</i>	0-20	0.001-40			300-600	200-400	Madura
<i>NiCd</i>	0-40	6.75			500-1500	800-1500	Comercializada
<i>NaS</i>	0.05-8	0.4			>1000	300-500	Comercializada
<i>Li-ion</i>	0-0.1	0.004-10			1200-4000	600-2500	Comercializada
<i>VRB</i>	0.03-3	2			600-1500	150-1000	Comercializada

Tabela 3.1: Características técnicas de alguns sistemas de armazenamento

Tecnologia	Vida útil (anos)	Auto-descarga (%)	Nº de ciclos	Roundtrip (%)	Tempo de resposta	Tempo de armazenamento	Autonomia à potencia nominal	Custos de manutenção anual (\$/kw)
Compensadores síncronos	30	-	-	-	-	-	-	-
Bombagem	30-50	~0	10000 - 20000	70-85	min.	horas-meses	1-24h	3
CAES	30	~0	8000-12000	42-54	min.	horas-meses	1-24h	19-25
Volantes de inércia	20	55-100	10 <sup>4</sup> -10 <sup>7</sup>	90-95	ms	segundos-minutos	15 s - 15 min.	20
Baterias					ms			
<i>Acido-chumbo</i>	2	0.1-0.2	200-2000	85-90		min.-dias	s-horas	50
<i>NiCd</i>	10-20	0.1-0.2	1500-3000	60-90		min.-dias	s-horas	20
<i>NaS</i>	10-15	~0	1500-5000	89-92		s-horas	s-horas	80
<i>Li-ion</i>	5-15	0.03	3000-10000	~100		min.-dias	min-horas	
<i>VRB</i>	5-10	~0	>16000	85		horas-meses	horas-meses	70

Tabela 3.2: Características operativas de alguns sistemas de armazenamento

### 3.5.8 Aerogeradores

Antes de explicar como se pode emular resposta inercial num aerogerador, é necessário perceber que nem todos são iguais. Pode-se listar quatro tipos de aerogeradores [39]:

- Tipo 1: Máquina de indução de velocidade constante;
- Tipo 2: Máquina de indução de rotor bobinado com resistência externa variável (deslizamento variável);
- Tipo 3: Máquina de indução com alimentação dupla;
- Tipo 4: Aerogerador com conversor completo.

Por motivos de simplificação podemos aglomerar estes 4 tipos de tecnologias em dois subgrupos:

- Aerogeradores de velocidade fixa (FSIG): Tipo 1 e 2;
- Aerogeradores de velocidade variável (VSWT): Tipo 3 e 4.

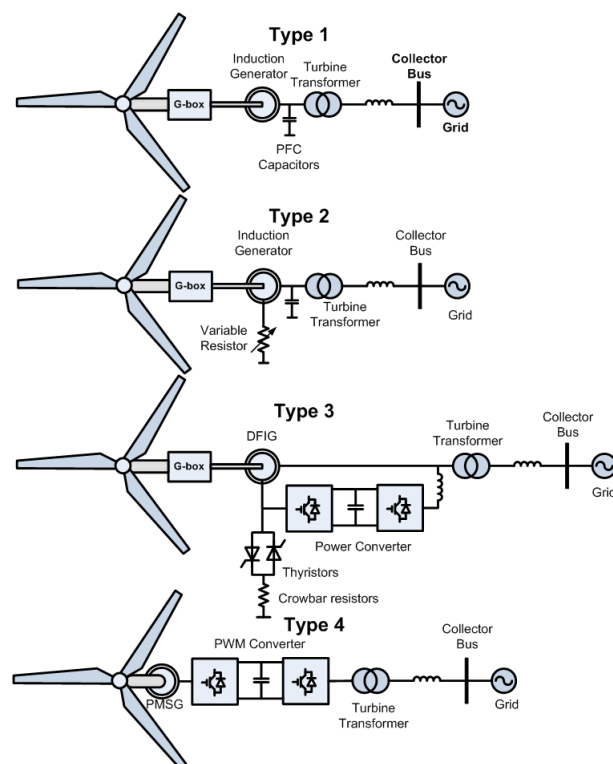


Figura 3.3: Configurações dos quatro tipos de aerogeradores [39]

Os FSIG encontram-se ligados diretamente à rede, tal como um gerador síncrono, pelo que a sua resposta inercial é idêntica ao último. Tipicamente a sua constante de inércia varia entre 3 a 5s.

Em relação aos VSWT, estes encontram-se ligados à rede através de conversores de potência. Estes conversores controlam a potência de saída do aerogerador de modo a obter a máxima possível de extrair a uma dada velocidade do vento, sendo o único limite o valor nominal. Isto é possível graças ao controlador MPPT que utiliza a curva OPT (figura 3.4) para detetar o ponto de operação desejado.

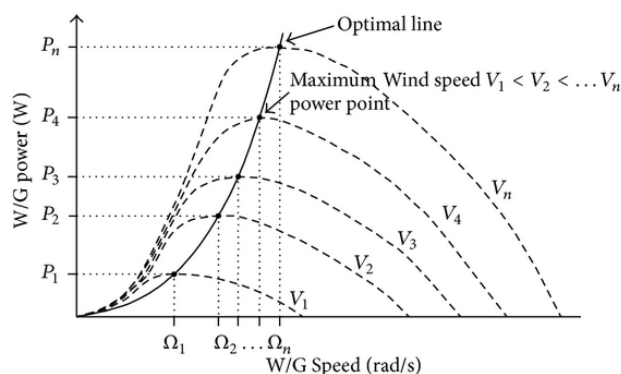


Figura 3.4: Optimal Power Tracker para um VSWT genérico [40]

Como os VSWT não se encontram ligados por via eletromecânica, a sua velocidade de operação e a frequência da rede ficam isoladas uma da outra, não existindo qualquer tipo de resposta inercial quando há variação de frequência. Consequentemente, não contribuem para a inércia global do sistema apesar de haver energia cinética acumulada nas suas partes mecânicas. A equação de oscilação de um VSWT é dada por [41]

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_{aero} - T_d \quad (3.5.8.1)$$

onde  $T_{aero}$  = binário aerodinâmico fornecido ao sistema;

$T_d$  = binário extraído do aerogerador pelo sistema.

Esta equação representa o binário de aceleração de um aerogerador, que é idêntica à equação usada para o gerador síncrono. Há dois estados distintos de operação: abaixo e acima da velocidade nominal do vento (velocidade na qual o aerogerador



opera à potência nominal). Abaixo da velocidade nominal, o binário extraído da máquina é representado por [41]

$$T_d = K_{opt}\omega^2 \quad (3.5.8.2)$$

onde  $K_{opt}$  = constante de procura o máximo ponto de potência;

$\omega$  = velocidade angular mecânica do rotor.

A constante  $K_{opt}$  será dada por [41]

$$K_{opt} = 0.5\pi R^5 \frac{C_{Popt}}{\lambda_{opt}^3} \quad (3.5.8.3)$$

onde  $R$  = raio da massa rotórica;

$C_{Popt}$  = coeficiente de potência ótima (de acordo com o MPPT);

$\lambda_{opt}$  = proporção ótima entre a velocidade de ponta do rotor e a do vento.

Acima da velocidade nominal, aplica-se controlo de passo (*pitch control*) que regula o ângulo das pás do rotor, de modo a que o aerogerador não ultrapasse a sua potência nominal mesmo a velocidades de vento mais elevadas (figura 3.5).

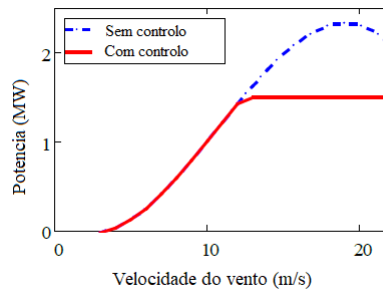


Figura 3.5: Curva de potência-velocidade com e sem pitch control [43]

O próximo passo é habilitar o aerogerador com a capacidade para resposta inercial. É então necessário alterar  $T_d$  de modo a que o aerogerador responda a variações de frequência. Assim

$$T_d = T_{ref} + T_{inertia} \quad (3.5.8.4)$$

O termo  $T_{inertia}$  vai ter em conta o desvio de frequência no sistema, de modo a que o aerogerador reaja de forma adequada [41]

$$T_d = K_{opt}\omega^2 v + K_i \frac{df}{dt} \quad (3.5.8.5)$$

onde  $K_i$  = coeficiente de controlo inercial.

Usar  $\frac{df}{dt}$  é a forma correta de obter resposta inercial num GS, pois a sua velocidade encontra-se sincronizada com a frequência da rede. No caso de um aerogerador, cuja velocidade mecânica e a frequência do sistema se encontram isoladas, é necessário considerar as suas características aerodinâmicas. Em [41], é proposta uma estratégia de controlo na qual a resposta inercial é emulada de acordo com tais características. Assim

$$T_{inertia} = 2H_e \frac{df}{dt} \quad (3.5.8.6)$$

$H_e$  representa a constante de inércia do aerogerador e é dada por

$$H_e = \frac{J\lambda^3}{\rho\pi R^5 C_P \omega} \quad (3.5.8.7)$$

onde  $\omega$  = velocidade do rotor do aerogerador;

$J$  = momento de inércia do rotor do aerogerador.

De acordo com os resultados de [41], obter-se-á um resultado mais suave e eficaz ao invés de uma estratégia de controlo que tente emular uma resposta igual à de um GS. Para além disso, existirá uma menor variação da velocidade do rotor e, por conseguinte, a diminuição do risco da perda do ativo de geração em questão.

Para que um VSWT possa ser usado para fornecer reservas primárias, secundárias ou terciárias é necessário que esteja a funcionar a uma potência sub-ótima [44], reservando assim alguma capacidade adicional. Este estado denomina-se de funcionamento sub-ótimo e coloca-se em prática usando o algoritmo MPPT, operando a máquina num estado não-ideal, ou seja, em vez de se usar a curva OPT, utiliza-se uma outra curva na qual a potência máxima obtida esteja numa determinada percentagem abaixo do valor de  $P_{opt}$  [3].

As soluções apresentadas anteriormente visam ultrapassar o facto dos aerogeradores não terem capacidade de resposta a variações de frequência, portanto, falta ainda compreender como ultrapassar a estocasticidade das VRE, sabendo que na maioria de literatura as simulações foram realizadas em condições ideais. Em centrais térmicas e hidroelétricas existe o que se chama de geração despachável, ou seja, produção que pode ser controlada de acordo com a procura. Usando geração não-síncrona acontece o oposto. Se estes ativos forem necessários para contribuir na resposta de frequência, torna-se difícil quantificar que unidades estarão ou não disponíveis para fornecer tal serviço, dado que no caso dos aerogeradores só é possível providenciar serviços auxiliares se operarem com uma potência acima dos 0.1 p.u. [42]. Alguns estudos têm sido realizados usando modelos probabilísticos que tentam determinar as condições do vento [41, 45], bem como o número de ativos de geração disponíveis para fornecer serviços (embora os seus resultados sejam prematuros, inconclusivos ou ambos).

### 3.5.9 Painéis Fotovoltaicos

Ao contrário dos aerogeradores, os painéis solares não possuem qualquer tipo de massa rotativa, pelo que qualquer auxílio que estes ativos possam dar ao sistema estará apenas relacionado com a regulação de potência à sua saída. Assim, é possível enumerar 2 formas diferentes de um painel solar fornecer resposta inercial:

- *Curtaiment*<sup>3</sup> ou operação sub-ótima;
- Usar um BESS.

O estado de operação sub-ótima de um PV é equivalente ao referido anteriormente para um aerogerador. Quando o PV está no MPP, a tensão no barramento DC será  $V_{MPP}$  (figura 3.6) e a sua potência será a máxima possível de extrair do equipamento ( $P_{MPP}$ ). Se a tensão no barramento variar, tanto negativamente como positivamente, haverá diminuição de potência na saída do inversor. Isto implica que o PV estará num estado de operação sub-ótima, existindo uma reserva de potência

---

<sup>3</sup> *Curtaiment* é a redução ou corte total na entrega de energia pela parte de uma unidade de geração.

$P_{Reserve}$  que pode ser usada caso necessário [46]:

$$P_{Reserve} = P_{MPP} - P_1 \quad (3.5.9.1)$$

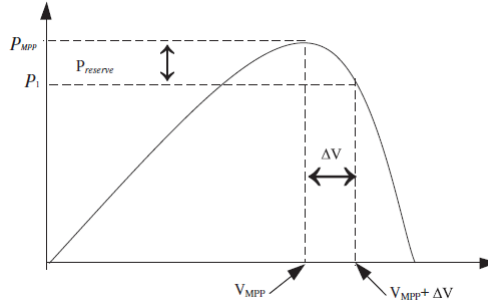


Figura 3.6: Curva de potência-tensão de um PV abordando o uso de reserva [46]

De maneira a definir um novo valor de referência para a tensão no barramento DC, consideram-se os valores de  $V_{MPP}$  para determinada irradiância e o  $\Delta V$  (figura 3.6) que caracteriza o aumento de tensão para colocar o PV no modo de operação sub-ótima. E como se pretende que o anterior responda a variações de frequência, há que adicionar um componente que reflita esse mesmo desvio. Assim temos [46]:

$$V_{DCref} = V_{MPP} + V_{Deloaded} - V_{dc} \quad (3.5.9.2)$$

onde  $V_{dc} = \Delta f * \text{Ganho do controlador}$

$$\Delta V = V_{Deloaded} - V_{dc}$$

Em [47] é proposta uma estratégia de utilização de um BESS, ligado entre um conversor DC-DC bidirecional e o barramento DC. Isto permite armazenar energia quando existe um excedente e utilizá-la quando for mais adequado. O controlador de inércia virtual regula a tensão no barramento DC, mantendo-a constante, de forma a garantir um *buffer* de energia para quando houver precisão de fornecer mais potência. A vantagem deste método é que o PV pode funcionar no seu MPP, independentemente de possíveis desequilíbrios de potência. A grande desvantagem prende-se na questão económica, pois para além do baixo tempo de vida útil e densidade de potência das baterias, estas são muito caras quando comparando à implementação de outros métodos [3].

## 4 Caracterização do sistema elétrico português

### 4.1 Capacidade instalada

Em 2019, a capacidade instalada em Portugal Continental era aproximadamente 20208 MW, com 68.2 % relativos a tecnologias renováveis. A capacidade hídrica representou a maior da fatia renovável com 52.11 %, seguido de eólica com 37.61 %. Foi registado também um novo máximo de capacidade não-síncrona (eólica e solar), representando estes ativos 29.8 % da capacidade total. Na tabela 4.1 apresentam-se os valores das capacidades instaladas desde 2010 a 2019.

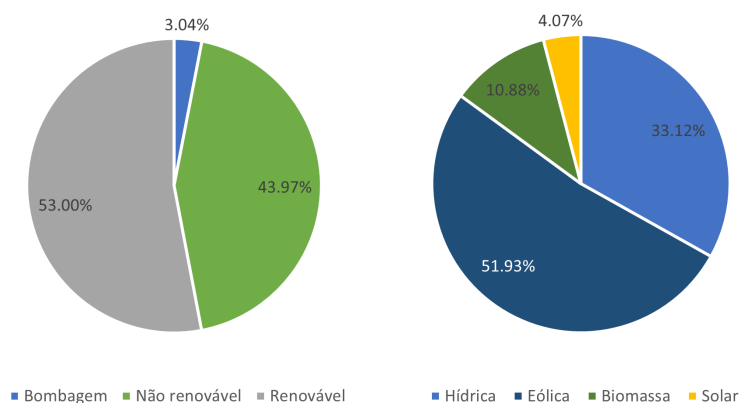
Tecnologia (MW)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Renovável</b>	<b>9554</b>	<b>10232</b>	<b>10672</b>	<b>10897</b>	<b>11231</b>	<b>12045</b>	<b>13089</b>	<b>13409</b>	<b>13587</b>	<b>13847</b>
Hídrica	4992	5392	5653	5653	5693	6156	6945	7193	7215	7216
<i>Reversíveis</i>	1040	1040	1271	1271	1310	1638	2437	2698	2698	2698
Eólica	3855	4080	4192	4364	4541	4846	5070	5099	5145	5208
Biomassa	584	605	607	597	601	614	615	624	658	693
<i>Cogeração</i>	348	350	343	343	343	353	351	351	356	356
Solar	123	155	220	283	396	429	459	493	569	730
<b>Não Renovável</b>	<b>8609</b>	<b>8662</b>	<b>7820</b>	<b>6854</b>	<b>6546</b>	<b>6519</b>	<b>6452</b>	<b>6401</b>	<b>6401</b>	<b>6361</b>
Carvão	1756	1756	1756	1756	1756	1756	1756	1756	1756	1756
Gás Natural	4502	4681	4721	4759	4702	4698	4636	4605	4609	4597
<i>S/ cogeração</i>	3830	3830	3829	3829	3829	3829	3829	3830	3830	3829
<i>Cogeração</i>	672	851	892	930	873	869	807	775	779	768
Outros	2351	2225	1343	339	88	65	60	40	36	8
<i>Cogeração</i>	422	404	231	161	75	52	47	27	23	8
<b>TOTAL</b>	<b>18163</b>	<b>18894</b>	<b>18492</b>	<b>17751</b>	<b>17777</b>	<b>18564</b>	<b>19541</b>	<b>19810</b>	<b>19988</b>	<b>20208</b>

Tabela 4.1: Evolução da capacidade instalada por tipo de tecnologia de geração [48–57]

Na última década (2010-2019) houve um aumento de 44.9 % na capacidade de tecnologias renováveis, fruto principalmente da instalação de aproximadamente 2224 MW de hídrica e de 1353 MW de eólica. No panorama das fósseis, houve uma redução de 2248 MW, resultado do descomissionamento das centrais térmicas do Barreiro, do Carregado e de Setúbal. A motivação para tal decisão deveu-se a questões económicas e, principalmente, ambientais. Os únicos combustíveis fósseis a ser usados em Portugal Continental para a produção de energia elétrica são carvão e o gás natural, sendo o que o restante da geração não-renovável é respetiva a resíduos sólidos urbanos não-renováveis.

## 4.2 Produção e consumo

A produção de eletricidade em Portugal continental no ano de 2019 totalizou 48,772 TWh, sendo que 53 % foi gerado a partir de fontes renováveis. Dessa percentagem, o maior contributo foi dado pela componente eólica com 51.93 % seguido pela hídrica com 33.12 %. De notar ainda que, no panorama geral, 29.63% foi produzido por tecnologias não-síncronas o que perfaz 56% no panorama das renováveis.



(a) Produção total

(b) Produção renovável

Figura 4.1: Produção total desagregada em 2019

Analisando a tabela 4.2, conclui-se que entre 2010 e 2019 a contribuição média das tecnologias renováveis foi 51.37 %, tendo o máximo histórico de 62.08 % sido registado em 2014. É de frisar ainda que em média, a geração não-síncrona (ativos VRE) contribuiu com 23.83 %, representando 47.15 % dentro da produção renovável.

Tecnologia (GWh)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Média
<b>Renovável</b>	<b>27362</b>	<b>23071</b>	<b>18402</b>	<b>28372</b>	<b>30416</b>	<b>23172</b>	<b>31068</b>	<b>21174</b>	<b>28023</b>	<b>25848</b>	<b>25691</b>
Hídrica	15835	11240	5403	13483	15314	8450	15412	5536	12079	8561	11131
Eólica	9024	9003	10012	11751	11813	11334	12188	11974	12351	13423	11287
Biomassa	2299	2566	2630	2692	2697	2633	2687	2812	2773	2812	2660
<i>Cogeração</i>	<i>1336</i>	<i>1469</i>	<i>1488</i>	<i>1532</i>	<i>1526</i>	<i>1381</i>	<i>1491</i>	<i>1570</i>	<i>1537</i>	<i>1367</i>	<i>1470</i>
Solar	204	262	357	446	592	755	781	852	820	1052	612
<b>Não Renovável</b>	<b>22314</b>	<b>24769</b>	<b>23107</b>	<b>18308</b>	<b>17723</b>	<b>23830</b>	<b>23587</b>	<b>31568</b>	<b>25832</b>	<b>21443</b>	<b>23248</b>
Carvão	6553	9128	12136	10953	11066	13677	11698	13608	11117	5087	10502
Gás Natural	14410	14367	10214	6909	6321	9810	11571	17648	14385	16089	12172
<i>Cogeração</i>	<i>3710</i>	<i>4052</i>	<i>4573</i>	<i>5407</i>	<i>4916</i>	<i>4569</i>	<i>4197</i>	<i>4169</i>	<i>4252</i>	<i>4469</i>	<i>4431</i>
Outros	1351	1274	757	446	336	343	318	312	330	267	573
<i>Cogeração</i>	<i>1077</i>	<i>1040</i>	<i>560</i>	<i>211</i>	<i>146</i>	<i>109</i>	<i>74</i>	<i>66</i>	<i>107</i>	<i>27</i>	<i>342</i>
<b>Prd. Bombagem</b>	<b>411</b>	<b>587</b>	<b>1044</b>	<b>1157</b>	<b>859</b>	<b>1163</b>	<b>1217</b>	<b>1803</b>	<b>1283</b>	<b>1481</b>	<b>1101</b>
<b>TOTAL</b>	<b>49676</b>	<b>48427</b>	<b>42553</b>	<b>47837</b>	<b>48998</b>	<b>48165</b>	<b>55872</b>	<b>54545</b>	<b>55138</b>	<b>48772</b>	<b>49998</b>
<b>VRE</b>	<b>9228</b>	<b>9265</b>	<b>10369</b>	<b>12197</b>	<b>12405</b>	<b>12089</b>	<b>12969</b>	<b>12826</b>	<b>13171</b>	<b>14475</b>	<b>11899</b>

Tabela 4.2: Produção total desagregada entre 2010 e 2019

Observando os valores médios do fator de capacidade na tabela 4.3, pode tirar-se a conclusão que a tecnologia renovável com maior utilização foi a biomassa, registando cerca de 49 %. É importante ressaltar que o fator de capacidade médio da eólica ser superior ao da hídrica. O baixo FC médio da hídrica deve-se muito a alguns anos em que a precipitação total foi mais baixa.

Tecnologia (MW)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Média
<b>Renovável</b>	<b>32.7%</b>	<b>25.7%</b>	<b>19.7%</b>	<b>29.7%</b>	<b>30.9%</b>	<b>22.0%</b>	<b>27.1%</b>	<b>18.0%</b>	<b>23.5%</b>	<b>21.3%</b>	<b>25.1%</b>
Hídrica	36.2%	23.8%	10.9%	27.2%	30.7%	15.7%	25.3%	8.8%	19.1%	13.5%	21.1%
Eólica	26.7%	25.2%	27.3%	30.7%	29.7%	26.7%	27.4%	26.8%	27.4%	29.4%	27.7%
Biomassa	44.9%	48.4%	49.5%	51.5%	51.2%	49.0%	49.9%	51.4%	48.1%	46.3%	49.0%
Cogeração	43.8%	47.9%	49.5%	51.0%	50.8%	44.7%	48.5%	51.1%	49.3%	43.8%	48.0%
Solar	18.9%	19.3%	18.5%	18.0%	17.1%	20.1%	19.4%	19.7%	16.5%	16.5%	18.4%
<b>Não Renovável</b>	<b>29.6%</b>	<b>32.6%</b>	<b>33.7%</b>	<b>30.5%</b>	<b>30.9%</b>	<b>41.7%</b>	<b>41.7%</b>	<b>56.3%</b>	<b>46.1%</b>	<b>38.5%</b>	<b>38.2%</b>
Carvão	42.6%	59.3%	78.9%	71.2%	71.9%	88.9%	76.0%	88.5%	72.3%	33.1%	68.3%
Gás Natural	36.5%	35.0%	24.7%	16.6%	15.3%	23.8%	28.5%	43.7%	35.6%	40.0%	30.0%
Cogeração	63.0%	54.4%	58.5%	66.4%	64.3%	60.0%	59.4%	61.4%	62.3%	66.4%	61.6%
Outros	6.6%	6.5%	6.4%	15.0%	43.6%	60.2%	60.5%	89.0%	104.6%	381.0%	77.4%
Cogeração	29.1%	29.4%	27.7%	15.0%	22.2%	23.9%	18.0%	27.9%	53.1%	38.5%	28.5%
<b>TOTAL</b>	<b>31.2%</b>	<b>29.3%</b>	<b>26.3%</b>	<b>30.8%</b>	<b>31.5%</b>	<b>29.6%</b>	<b>32.6%</b>	<b>31.4%</b>	<b>31.5%</b>	<b>27.6%</b>	<b>30.2%</b>
<b>VRE</b>	<b>26.5%</b>	<b>25.0%</b>	<b>26.8%</b>	<b>30.0%</b>	<b>28.7%</b>	<b>26.2%</b>	<b>26.8%</b>	<b>26.2%</b>	<b>26.3%</b>	<b>27.8%</b>	<b>27.0%</b>

Tabela 4.3: Fatores de capacidade das tecnologias de produção entre 2010-2019

Ano	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Precipitação (mm)</b>	8084.9	5820.1	4328.3	5194.8	7109	4425.9	6855.9	3881.1	5991.7	4800.6

Tabela 4.4: Precipitação total em Portugal Continental entre 2010-2019

Analisando a última tabela, os baixos de valores de precipitação nos anos de 2012, 2017 e 2019 coadunam-se com os baixos FC da geração hídrica dos respetivos anos. No gráfico da figura 4.2, esse facto encontra-se visualmente comprovável. De um modo geral a tendência na redução da precipitação ao longo dos anos é espelhada na quantidade de energia produzida pelos ativos de geração hídrica, embora a capacidade instalada desta tenha vindo a crescer.

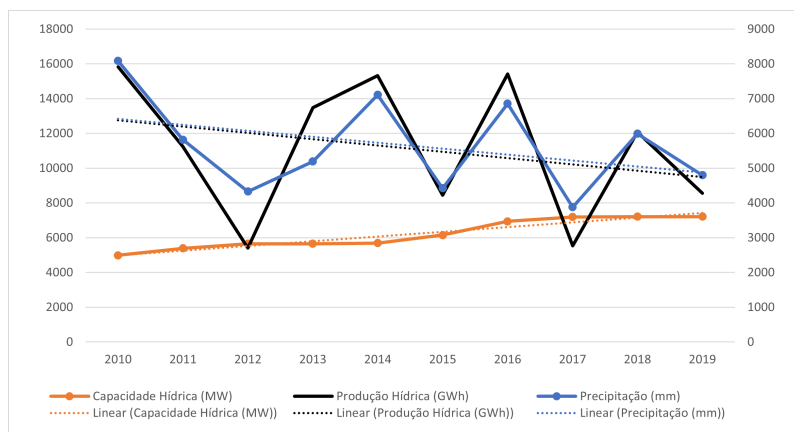


Figura 4.2: Comparação entre produção e capacidade hídrica e precipitação total entre 2010-2019

Quanto ao consumo, em 2019 foi registado um total de 50345 GWh (sem bombagem), menos 553 GWh que no ano anterior e menos 1853 GWh do que no início da década. No geral tem havido um decréscimo no consumo, que se reflete também na diminuição das pontas máximas de consumo anual. Verificou-se ainda uma redução da percentagem do consumo efetivo, que é dado pela subtração da produção eólica e solar ao consumo total [15].

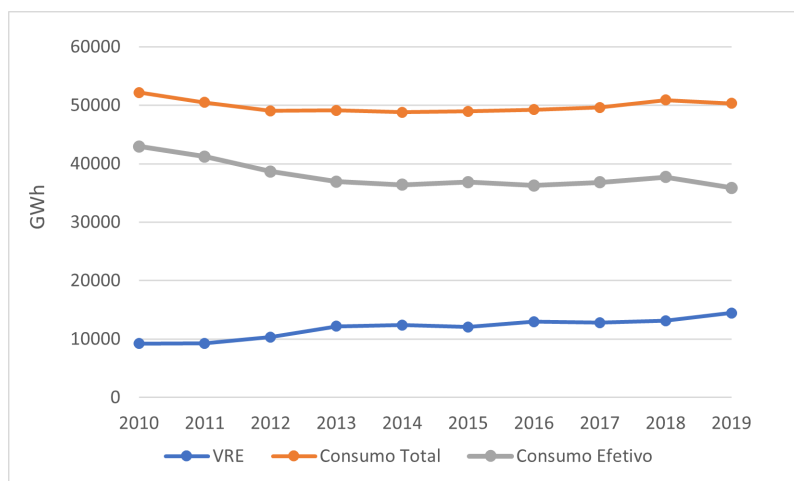


Figura 4.3: Evolução do consumo efetivo entre 2010-2019



### 4.3 Estimativa e análise inercial do sistema

Ao longo da última década a capacidade dos ativos de geração não-síncrona aumentou cerca de 49.3%, sendo que no final de 2019 42.9 % dos ativos renováveis instalados eram eólicos e solares. Isto resultou num aumento de produção de 56.9 % solar e eólica, que por sua vez representaram em 2019 aproximadamente 56 % da produção renovável.

Tecnologia (MW)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Síncrona	14185	14659	14080	13104	12840	13289	14012	14218	14274	14270
<i>Não-Renovável</i>	8609	8662	7820	6854	6546	6519	6452	6401	6401	6361
<i>Renovável</i>	5576	5997	6260	6250	6294	6770	7560	7817	7873	7909
Não-síncrona	3978	4235	4412	4647	4937	5275	5529	5592	5714	5938
<b>TOTAL</b>	<b>18163</b>	<b>18894</b>	<b>18492</b>	<b>17751</b>	<b>17777</b>	<b>18564</b>	<b>19541</b>	<b>19810</b>	<b>19988</b>	<b>20208</b>

(a) Capacidades por tipo de unidade de geração em MW

Tecnologia (%)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Síncrona	78.10%	77.59%	76.14%	73.82%	72.23%	71.58%	71.71%	71.77%	71.41%	70.62%
<i>Não-Renovável</i>	47.40%	45.85%	42.29%	38.61%	36.82%	35.12%	33.02%	32.31%	32.02%	31.48%
<i>Renovável</i>	30.70%	31.74%	33.85%	35.21%	35.41%	36.47%	38.69%	39.46%	39.39%	39.14%
Não-síncrona	21.90%	22.41%	23.86%	26.18%	27.77%	28.42%	28.29%	28.23%	28.59%	29.38%

(b) Capacidades por tipo de unidade de geração em %

Tabela 4.5: Capacidades por tipo de unidade de geração

Em 2019, 29.28 % da eletricidade foi produzida a partir das fontes eólicas e solares, traduzindo-se numa das maiores participações de ativos não-síncronos na geração na Europa, a par com a Alemanha (28.92 %), a Espanha (25.63 %) e o Reino Unido (23.89 %) [58].

No intuito de compreender qual o impacto da penetração solar e eólica na estabilidade do sistema, no presente capítulo será feita uma análise do comportamento inercial do sistema elétrico português. Numa primeira abordagem mais generalizada, foi calculada a inércia agregada com base num cenário ideal no qual todos os ativos de geração participariam na produção de energia em simultâneo, de modo a ilustrar como a penetração da renovável não síncrona juntamente com o descomissionamento de centrais térmicas podem influenciar negativamente a quantidade de inércia no sistema. As constantes de inércia para cada tipo de tecnologia e a inércia agregada de 2010-2019, são apresentadas nas tabelas 4.5a e 4.5b ([1, 60, 61]).

Tecnologia	H(s)
Hídrica	3.43302
Eólica	0
Biomassa	3.3
Solar	0
Carvão	5.483998
Gás Natural	4.22925
Outros (Fuel, ect)	3.7

(a)

Ano	H(s)
2010	3.087478
2011	3.054751
2012	3.001469
2013	2.923551
2014	2.863637
2015	2.824788
2016	2.809653
2017	2.806479
2018	2.790878
2019	2.75903

(b)

Tabela 4.6: Valores típico de constante de inércia (a) e valores agregados de 2010 a 2019 (b)

De modo a obter resultados mais precisos, optou-se por outra a abordagem mais realista usando os dados do despacho horário das áreas de balanço (AB) do sistema português, fornecidos publicamente pela REN no [59]. As áreas de balanço dizem respeito à bacias hidrográficas dos rios Cávado, Douro, Guadiana, Lima, Tejo e Zêzere e à centrais térmica a carvão de Sines e do Pego e a gás natural de Lares, do Pego, do Ribatejo e da Tapada do Outeiro.

Cada área de balanço é composta um determinado número de grupos geradores, porém os dados fornecidos relativos à produção por cada área de balanço não contemplam a potência específica que esteja a se fornecida por cada máquina. Desta forma foi calculada a inércia agregada de cada AB para cada um dos anos em questão. Par obter a inércia agregada horária do sistema usou-se a seguinte formula num folha de cálculo Excel, para os diversos despachos disponíveis:

$$H_{agg} = \frac{\sum_{i=1}^n H_{AB_i} S_{AB_i} a_{AB_i}}{\sum_{i=1}^n S_{AB_i} a_{AB_i}} \quad (4.3.1)$$

onde  $H_{AB_i}$  =constante de inércia da área de balanço i;

$S_{AB_i}$  =potência instalada da área de balanço i;

$a_{AB_i}$  =variável que pode ser 1 ou 0, se a área de balanço i estiver ou não a fornecer potência, respetivamente.

Como referido anteriormente, no caso da hídrica, do carvão e do gás natural, os dados de produção estão segmentados por áreas de balanço. Contudo, esta desagregação dos dados não se verifica no caso da produção eólica, solar e da biomassa. Deste modo, os dados utilizados nos testes efetuados, partem do pressuposto de que todos os ativos de cada tipo de fonte renovável referida apresentam um nível de produção uniformizado, o que pode levar a alguma incerteza nos cálculos da inércia.

Quanto às constantes de inércia dos ativos de geração, foram usados valores típicos presentes nas referências [1, 60, 61], dando ênfase a uma aproximação mais precisa das unidades de geração a carvão, a gás natural e hídricas, visto que estas representam a maioria da inércia síncrona do sistema. Para as constantes de inércia dos ativos solares e eólicos a inércia foi considerada nula devido à natureza da sua ligação com a rede. Foi ainda tido em conta a interligação entre Espanha e Portugal, atribuindo-lhe assim ainda um valor de 3s de constante de inércia, interpretando esta interligação como outra AB.

O RoCoF máximo de cada ano vai ser calculado da seguinte maneira:

$$\frac{df}{dt} = \Delta P \frac{f}{2H_{aggmin} S_{ABsync_i}} \quad (4.3.2)$$

onde  $H_{aggmin}$  =constante de inércia mínima no momento do desequilíbrio;

$S_{ABsync_i}$  =potência dos geradores síncronas ativos no momento do desequilíbrio.

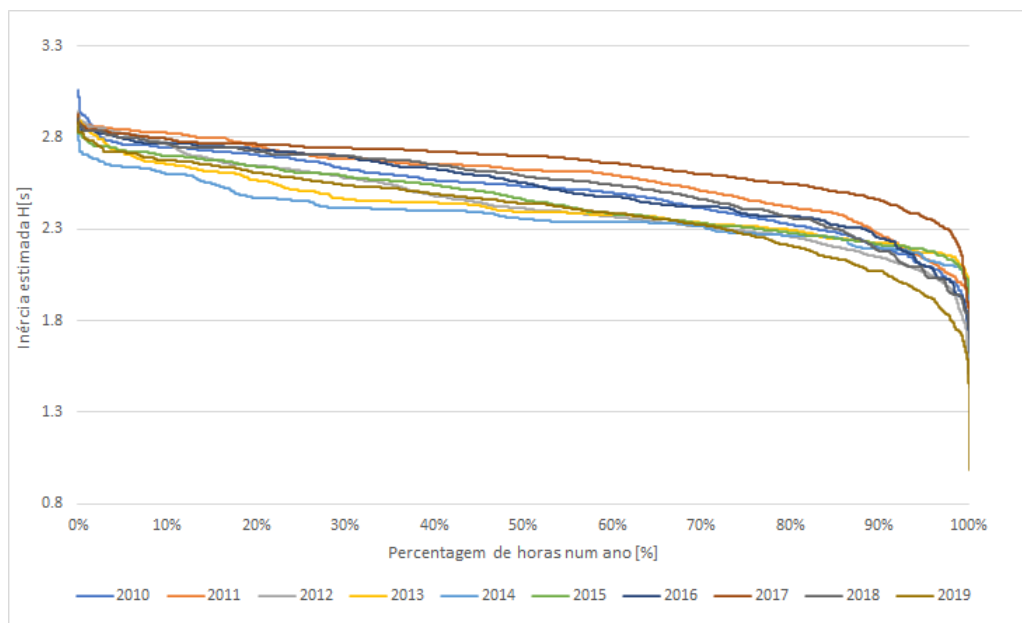


Figura 4.6: Curvas de duração da inércia dos anos 2010 a 2019

H(s)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Máximo</b>	3.05646	2.925924	3.022833	2.923407	2.869272	2.881986	2.905676	2.935261	2.918706	2.898228
<b>Média</b>	2.566656	2.640776	2.687747	2.514075	2.478309	2.560505	2.589115	2.69715	2.607331	2.51886
<b>Mínimo</b>	1.845736	1.954382	1.960836	1.920239	2.076249	2.176522	1.927768	1.881709	1.928345	1.623714

(a)

Indicador	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Min. H</b>	1.845736	1.954382	1.960836	1.920239	2.076249	2.176522	1.927768	1.881709	1.928345	1.623714
<b>Capacidade ligada</b>	5579	4963	4723	5091	7840	11505	7759	6625	7154	5047
<b>Maior grupo ligado</b>	295	392	295	295	344	295	315	245	245	435
<b>Max RoCoF</b>	0.756188	1.096997	0.849402	0.800807	0.552573	0.302269	0.548769	0.510191	0.459734	1.452213
<b>VRE</b>	0.185764	0.191319	0.243673	0.25497	0.253174	0.250991	0.23212	0.235145	0.238873	0.296789

(b)

Tabela 4.7: Inércia mínima (a) e respetivo RoCoF máximo (b) de cada ano entre 2010-2019

Analisando os resultados dos testes demonstrados nas tabelas 4.7 a) e b) e na figura 4.6, pode estabelecer-se uma relação entre a inércia do sistema e a evolução da produção solar e eólica, embora que um pouco limitada. De facto, o valor mínimo de inércia da década foi registado no ano de 2019, no qual a produção VRE teve mais peso e a produção a partir de geração síncrona marcou a percentagem mínima da década (Tabela 4.6) e também o ano em que houve menos participação das centrais a carvão na geração, com um fator de capacidade de 33 %. Este fatores contribuíram

para o aumento do RoCoF, sem no entanto ter chegado perto do valor limite de 2 Hz/s.

Porém, apesar de se fazer sentir o peso do aumento de produção de ativos sem inércia, no panorama geral, não se pode considerar os resultados preocupantes. Cabe ao ORT fazer o despacho das centrais de acordo com as necessidades do sistema, não só no que toca à satisfação da procura mas também para a manutenção da estabilidade. Há portanto necessidade de se fazerem previsões adequadas para que o despacho possa tirar o máximo partido dos ativos renováveis bem como garantir que as centrais síncronas são devidamente flexíveis. A inércia do sistema em determinado ponto depende da quantidade de máquinas síncronas que estejam ligadas e da quantidade de energia cinética que estas consigam armazenar nas suas massas rotativas. Como os despachos certamente foram realizados tendo em conta este problema e o sistema possui ainda a flexibilidade necessária para a atual penetração VRE, a estabilidade do sistema durante a última década foi garantida.



## 5 Análise prospetiva do sistema elétrico português

### 5.1 Pressupostos para o futuro do sistema nacional

No Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2020-2040 [62], foram analisados diferentes pressupostos da evolução da capacidade instalada para produção de energia elétrica até 2040. Foram então identificados três cenários distintos;

- Cenário Continuidade: prevê-se o descomissionamento das centrais térmicas de Sines, do Pego e da Tapada do Outeiro em 31 de Dezembro de 2029, juntamente com a entrada de 2 centrais hídricas em 2021, outra em 2023 e uma última em 2030. Para além disto, pressupõe-se um crescimento moderado de ativos de geração não-síncrona até 2040;
- Cenário Ambição: considera-se o descomissionamento da central do Pego em 31 de Dezembro de 2021, da central de Sines em 31 de Dezembro de 2023 e da central da Tapada do Outeiro em 31 de Dezembro de 2029, juntamente com a entrada de centrais hídricas nas mesmas datas que o cenário de Continuidade. Prevê-se ainda um crescimento da ativos de geração solar e eólica para mais do dobro do atual;
- Teste de Stress: prevê-se o descomissionamento da central de Sines em 31 de Dezembro de 2020, da central da Tapada do Outeiro em 31 de Dezembro de 2021 e da central do Pego em 31 de Dezembro de 2024, a entrada de 2 centrais hídricas em 2021, bem como um pequeno aumento da percentagem de capacidade solar fotovoltaica.

### 5.2 Estimativa inercial para os cenários do RMSA-E 2020-2040

É interessante, necessário e útil analisar o comportamento do sistema elétrico perante distúrbios, em cenários diversos em termos de contribuição para a geração

das diferentes tecnologias. Para tal, vai ser feita uma estimativa da inércia do sistema em diversos anos futuros, considerando cada um dos cenários propostos no RMSA-E e tendo com base o despacho de 2019 e usando uma metodologia idêntica à da análise retrospectiva realizada na secção 4.3. Os resultados obtidos serão expostos nas seguintes tabelas.

H(s)	2025	2030	2035	2040
<b>Máxima</b>	2.914279	2.7433	2.732981	2.709436
<b>Média</b>	2.259516	1.971922	1.924928	1.87182
<b>Mínima</b>	1.18434	0.993934	0.944844	0.896339

(a)

Indicador	2025	2030	2035	2040
<b>Min. H</b>	1.18434	0.993934	0.944844	0.896339
<b>Maior grupo ligado</b>	435	435	435	435
<b>Max RoCoF</b>	1.969189	2.320544	2.449423	2.581973

(b)

Tabela 5.1: Cenário continuidade

H(s)	2025	2030	2035	2040
<b>Máxima</b>	2.61379	2.427148	2.61379	2.61379
<b>Média</b>	1.930317	1.666833	1.930317	1.312717
<b>Mínima</b>	0.98657	0.778316	0.641501	0.545578

(a)

Indicador	2025	2030	2035	2040
<b>Min. H</b>	0.98657	0.778316	0.641501	0.545578
<b>Maior grupo ligado</b>	435	435	435	435
<b>Max RoCoF</b>	2.355854	2.973498	3.607669	4.241967

(b)

Tabela 5.2: Cenário ambição

H(s)	2025-2040	Indicador	2025-2040
<b>Máxima</b>	2.762197162	<b>Min. H</b>	1.509712838
<b>Média</b>	2.352239471	<b>Maior grupo ligado</b>	435
<b>Mínima</b>	1.509712838	<b>Max RoCoF</b>	1.558156315

(a)

(b)

Tabela 5.3: Teste de Stress

Como expetável, nos cenários continuidade e ambição, os sistema está suscetível a valores de RoCoF elevados devido à redução de inércia causada pelo aumento de



geração não-síncrona e pelo descomissionamento das centrais térmicas. Apenas no Teste de Stress o RoCoF se manteve abaixo do valor máximo regulamentado de 2 Hz/s, isto porque o aumento das tecnologias eólica e solar fotovoltaica foi quase residual.

No entanto, estes resultados devem ser olhados como uma estimativa generalista de um possível futuro. Para a realização das simulações foram usados valores de constantes de inércia que são aproximações às máquinas do sistema nacional e os dados de despacho usados não contemplam quais as máquinas de cada área de balanço que estariam ligadas a cada intervalo de tempo. Ademais, o despacho usado foi de um ano em que a realidade no panorama energético era diferente da dos anos simulados. Mas como o descomissionamento das centrais de carvão está no horizonte, o despacho de 2019 foi o que mais se aproximaria dessa realidade devido à menor utilização das centrais a carvão que ocorreu nesse ano, culminando num fator de capacidade de 33 % para as ditas centrais.

### **5.3 Soluções para a mitigação de RoCof elevados**

Existe um leque de soluções que podem ser usadas para lidar com os problemas identificados nas estimativas. Na tentativa de aumentar a inércia total do sistema de maneira a reduzir os RoCoF calculados, vai-se recorrer a algumas das soluções apresentadas na secção 3.4.

#### **5.3.1 Emulação de inércia por geração eólica adicionada**

Em todas os testes posteriormente realizados, foi considerado que os aerogeradores não forneciam inércia ao sistema, devido à natureza da sua ligação à rede. Considerando a aplicação de um hipotético algoritmo de controlo no inversor dos ativos adicionados à rede após o ano 2019, de modo a que estes respondam a variações de frequência com uma inércia igual a 3.5 segundos (valor requerido pela Hydro-Quebec TransEnergie para emulação de inércia pela parte de parques eólicos, apresentado na secção 3.4.1), foram obtidos os resultados apresentados nas tabelas

5.4 e 5.5.

H(s)	2030	Indicador	2030
Máxima	2.820136	Min. H	1.097978
Média	2.052301	Maior grupo ligado	435
Mínima	1.097978	Max RoCoF	1.883356

(a)

(b)

Tabela 5.4: Cenário Continuidade em 2030, com  $H=3.5$  s para capacidade eólica instalada desde 2019

H(s)	2025	Indicador	2025
Máxima	2.666316	Min. H	1.191033
Média	2.02721	Maior grupo ligado	435
Mínima	1.191033	Max RoCoF	1.449093

(a)

(b)

Tabela 5.5: Cenário Ambição em 2025, com  $H = 3.5$  s para capacidade eólica instalada desde 2019

De facto esta medida surte efeito e tendo em conta que em ambos os cenários a capacidade eólica irá continuar a aumentar, maior será o número de aerogeradores com capacidade de resposta inercial. Esta solução tem a principal vantagem de não ter custos adicionais à instalação, pois trata-se apenas de um ajuste no sistema de controlo do ativo [32].

### 5.3.2 Redução do limite mínimo de potência nas centrais gás natural

H(s)	2030	Indicador	2030
Máxima	2.7433	Min. H	1.183261
Média	1.971958	Maior grupo ligado	435
Mínima	1.183261	Max RoCoF	1.365997

(a)

(b)

Tabela 5.6: Cenário Continuidade em 2030, com as centrais de Pego e Ribatejo em ponto de funcionamento mínimo

H(s)	2030	Indicador	2030
Máxima	2.427148	Min. H	0.945501
Média	1.666864	Maior grupo ligado	435
Mínima	0.945501	Max RoCoF	1.713571

(a)

(b)

Tabela 5.7: Cenário Ambição em 2030, com as centrais de Pego e Ribatejo em ponto de funcionamento mínimo

As centrais escolhidas neste teste foram apenas as centrais de ciclo combinado de Pego e do Ribatejo, tendo em conta que estamos a analisar a perda de um grupo de geração da central de Lares, ou seja, o maior ativo síncrono que se encontrava em funcionamento. A escolha destas centrais é adequada, não só por serem as únicas centrais totalmente despacháveis e livres para apoiar o sistema, mas também pelo facto de possuírem um sistema de queima híbrido de baixo teor em  $NO_X$  [63,64], reduzindo assim o possível incremento de emissões por estarem a funcionar num *setpoint* de potência o mais baixo possível para poderem fornecer energia cinética ao sistema. De facto houve uma melhoria do RoCoF para ambos os cenários, mas neste caso é necessário ter em conta que o despacho dos testes não está otimizado para a atual capacidade, mas sim para a que se encontrava em 2019. Isto para explicar que uma alteração do despacho poderia ter sido feita para anular a incidência ocorrida.

### 5.3.3 Compensadores Síncronos

H(s)	2030	Indicador	2030
Máxima	2.780716	Min. H	1.063925
Média	2.017379	Maior grupo ligado	435
Mínima	1.063925	Max RoCoF	1.870372

(a)

(b)

Tabela 5.8: Cenário Continuidade em 2030, com adição de 750 MVA em compensadores síncronos e  $H=2s$

H(s)	2025	Indicador	2025
Máxima	2.596414	Min. H	1.026433
Média	1.931849	Maior grupo ligado	435
Mínima	1.026433	Max RoCoF	1.951546

(a)

(b)

Tabela 5.9: Cenário Ambição em 2025, com adição de 750 MVA em compensadores síncronos e  $H=2s$

Os compensadores síncronos fornecem inércia síncrona para além de energia reativa. A sua instalação origina uma redução do RoCoF máximo, mas não muito significativa principalmente para o cenário de ambição. Neste último a capacidade instalada de 750 MVA não seria decerto suficiente, olhando para os valores obtidos para o ano de 2025. Para além disso o custo de 3 compensadores síncronos de 250 MVA poderá rondar o 20,000,000 de euros (somente a máquina) [65]. A última referência e [32] citam ainda que seria mais barato a conversão do geradores de centrais térmica descomissionadas em compensadores síncronos, sem no entanto fazer referência a qual dos valores da poupança. Esta última opção seria de fato interessante para o sistema português, visto que 3 grandes térmicas irão ser eventualmente descomissionadas e podiam ser reaproveitadas.

### 5.3.4 Volantes de inércia e baterias

O uso de volantes de inércia ou baterias para emular a resposta inercial vão agora ser ponderados. A análise feita será equivalente pois ambos respondem a desequilíbrios de potência de uma forma idêntica, isto é, não fornecem diretamente inércia mas injetam uma quantidade considerável de potência na rede numa questão de milissegundos, mitigando assim a perda ocorrida.

Armazenamento	Capacidade (kWh)	Potência(MW)	Utilização (h)	Custo (\$/kWh)	Taxa de cambio	Custo (EUR/kWh)	Custo Total (EUR)
Volante de Inércia	813.0281414	98	0.008333333	2655.87843	0.85441	2269.209089	1,844,930.85 €
Baterias							
Li-ion	22175.71212	89	0.25	440.6489174	0.85441	376.4948415	8,349,041.22 €
NaS	24612.57919	98	0.25	290.8043983	0.85441	248.466186	6,115,393.68 €
VRB	25499.51898	102	0.25	255.2215232	0.85441	218.0638217	5,560,522.56 €

Tabela 5.10: Capacidades e custos para as tecnologias em questão

Os sistemas de armazenamento de energia foram dimensionados de acordo com o RoCoF máximo no ano de 2035 do cenário de continuidade. De modo a manter o RoCoF abaixo de 2 Hz/s, estabeleceu-se como RoCoF alvo 1.95 Hz/s. Para não ultrapassar o último valor de RoCoF, poderia haver no máximo uma perda de cerca de 346 MW face à possibilidade de perder 435 MW respeitantes ao um gerador da central de Lares. Portanto seria preciso que os sistemas de armazenamento injetassem 89 MW na rede de forma muito rápida, daí a escolhas desta tecnologias (ver tabela secção 3.5). O tempos de utilização foram escolhidos de forma a diminuir o custo e no caso dos volantes de inércia, devido à autonomia (ver tabela secção 3.5). Para as baterias escolheu-se 15 minutos, que é igual ao tempo que a EFR da National Grid pede que as baterias forneçam o serviço e encaixa no tempo de atuação das reservas de contenção de frequência. Quanto aos volantes de inércia, devido ao preço mais elevado por kWh em relação às outras tecnologias, optou-se por 15 segundos de utilização, dando suporte à resposta inercial e sendo mais que suficiente para que haja intervenção das reservas de contenção de frequência. Os valores de capacidade energética foram escolhidos tendo em conta a eficiência de cada uma das tecnologias de armazenamento.



## 6 Conclusão

Num futuro não muito distante, o ORT português necessitará de implementar novas medidas para se adaptar àquilo que será um sistema reduzido de inércia síncrona. O descomissionamento das centrais térmicas do Pego, de Sines e da Tapada do Outeiro, juntamente com a adição de mais geração não-síncrona pode criar graves problemas na manutenção da estabilidade do sistema. Torna-se então fundamental que soluções como as propostas no final do trabalho sejam tidas em conta, pois de facto parecem ter surtido efeito. Uma boa solução para o caso do SEN seria reaproveitar a maquinaria das centrais que se planeiam desativar, recondicionando-as para trabalharem como compensadores síncronos ou mesmo adiar o seu descomissionamento, de modo a manter ativos com inércia síncrona no portfólio para qualquer situação de emergência. Habilitar os aerogeradores com inércia sintética também é uma opção viável, embora nunca se possa comparar a contribuição inercial de ativos de geração despacháveis com não-despacháveis. Em relação aos BESS, por agora são algo caros, mas prevê-se que os custos destes equipamentos venham a descer bastante durante a próxima década, tendo já as baterias de ião de lítio atingido um novo mínimo histórico no ano de 2020. Este trabalho faz apenas uma análise algo superficial do tema. A redução de inércia nos sistemas de energia elétrica é um assunto que cada vez mais precisa da atenção dos investigadores da área, se o plano é um futuro sustentável e livre de emissões como o proposta pelo *European Green Deal*.





## Referências

- [1] Pieter Tielens, Pierre Henneaux and Stijn Cole, *Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions*, 2018.
- [2] Ali Q. Al-Shetwi, M.A. Hannan, Ker Pin Jern, M. Mansur and T.M.I. Mahlia, *Grid-connected renewable energy sources: Review of the recent integration requirements and control methods*, 2019.
- [3] Ali Q. Al-Shetwi, M.A. Hannan, Ker Pin Jern, M. Mansur and T.M.I. Mahlia, *Grid-connected renewable energy sources: Review of the recent integration requirements and control methods*, 2019.
- [4] Andreas Ulbig, Theodor S. Borsche, Göran Andersson, *Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation*, 2014.
- [5] Vu Van Thong, Johan Driesen and Ronnie Belmans, *Using Distributed Generation to Support and Provide Ancillary Services for the Power System*, 2007.
- [6] Bálint Hartmann, István Vokony, István Táci, *Effects of decreasing synchronous inertia on power system dynamics—Overview of recent experiences and marketisation of services*, 2019.
- [7] John Grainger, William D. Stevenson Jr., John J. Grainger, *Power Systems Analysis*, 1994.
- [8] Pieter Tielens, *Operation and control of power systems with low synchronous inertia*, 2017.
- [9] ENTSO-E, *Operational Reserve Ad Hoc Team Report - Final Version*, 2012.
- [10] Erik Ela, Michael Milligan, and Brendan Kirby, *Operating Reserves and Variable Generation*, 2011.
- [11] Michel Rezkalla, Michael Pertl, Mattia Marinelli *Electric Power System Inertia: Requirements, Challenges and Solutions*, 2018.

- [12] IRENA: Query Tool,  
<https://www.irena.org/Statistics/Download-Data>, 2020.
- [13] Simon P. Neill, M. Reza Hashemi, *Fundamentals of Ocean Renewable Energy*, 2018.
- [14] IRENA, *Solutions To Integrate High Shares Of Variable Renewable Energy*, 2019.
- [15] OECD/IEA, *Getting Wind and Sun onto the Grid*, 2017.
- [16] Semich Impram, Secil Varbak Nese, Bülent Oral, *Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey*, 2020.
- [17] Ralph Pfeiffer, *System inertia considerations at ENTSO-E*, 2017.
- [18] ENTSO-E Connection Codes Implementation Guidance Documents,  
<https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e-connection-codes-imp>  
2016.
- [19] ENTSO-E, *Rate of Change of Frequency (RoCoF) withstand capability*, 2018.
- [20] ENTSO-E, *Need for synthetic inertia (SI) for frequency regulation*, 2018.
- [21] ENTSO-E, *Completing the map: European Power System 2040: Technical Appendix*, 2018.
- [22] Eddie Proffitt, *Profiting from Demand Side Response*, 2016.
- [23] DVN GL, *RoCoF Alternative Solutions Technology Assessment*, 2015.
- [24] Anders E. Tønnesen, Aksel H. Pedersen, Brian Elmegaard, Jan Rasmussen, Johan H. Vium, Lars Reinholdt, Allan S. Pedersen, *Electricity Storage Technologies for Short Term Power System Services at Transmission Level*, 2010.
- [25] Xing Luo, Jihong Wang, Mark Dooner, Jonathan Clarke, *Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation*, 2015.
- [26] Angas A-CAES Project,  
<https://www.hydrostor.ca/angas-a-caes-project/>, 2020.

- [27] Hydrostor Angas A-CAES Project,  
<https://arena.gov.au/projects/hydrostor-angas-a-caes-project/>,  
 2020.
- [28] Haisheng Chen, Xinjing Zhang, Jinchao Liu and Chunqing Tan, *Compressed Air Energy Storage*, 2013.
- [29] Laijun CHEN, Tianwen ZHENG, Shengwei MEI, Xiaodai XUE, Binhui LIU, Qiang LU, *Review and prospect of compressed air energy storage system*, 2016.
- [30] Troy V. Nguyen, *Integration of Compressed Air Energy Storage with Wind Turbine to Provide Energy Source for Combustion Turbine Generator*, 2014.
- [31] Mohit Bansal, Javed Dhillon, *Comparative study of integrated PV-CAES and PV-PHS based system in market scenario*, 2016.
- [32] ENTSO-E, *Future System Inertia 2*, 2018.
- [33] Yu Jiale, Fang Jingyang, Tang Yi, *Inertia Emulation by Flywheel Energy Storage System for Improved Frequency Regulation*, 2018.
- [34] Marc Beaudin, Hamidreza Zareipour , Anthony Schellenberglabe, William Roeschart, *Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review*, 2010.
- [35] Furquan Nadeem<sup>1</sup>, S.M. Suhail Hussain, Prashant K. Tiwari, Arup K. Goswami<sup>1</sup>, Taha S. Ustun *Comparative Review of Energy Storage Systems, Their Roles and Impacts on Future Power Systems*, 2017.
- [36] P. Medina, A. W. Bizuayehu, J. P. S. Catalão, E. M. G. Rodrigues, J. Contreras *Electrical Energy Storage Systems: Technologies' State-of-the-Art, Techno-Economic Benefits and Applications Analysis*, 2014.
- [37] Umer Akram, Mithulananthan Nadarajah, Rakibuzzaman Shah, Federico Milano, *A review on rapid responsive energy storage technologies for frequency regulation in modern power systems*, 2020.
- [38] IRENA, *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*, 2017.

- [39] E. Muljadi, V. Gevorgian, M. Singh, S. Santoso, *Understanding Inertial and Frequency Response of Wind Power Plants*, 2012.
- [40] Chia-Nan Wang, Wen-Chang Lin, Xuan-Khoa Le, *Modelling of a PMSG Wind Turbine with Autonomous Control*, 2014.
- [41] Lei Wu, David G. Infield, *Towards an Assessment of Power System Frequency Support From Wind Plant - Modeling Aggregate Inertial Response*, 2013.
- [42] Lisa Rutledge, Damian Flynn, *System-wide Inertial Response from Fixed Speed and Variable Speed Wind Turbines*, 2011.
- [43] E. Muljadi, M. Singh, V. Gevorgian, *Fixed-Speed and Variable-Slip Wind Turbines Providing Spinning Reserves to the Grid*, 2013.
- [44] Ziping Wu, Wenzhong Gao , Tianqi Gao, Weihang Yan, Huaguang Zhang, Shijie Yan, Xiao Wang, *State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems*, 2018.
- [45] Vivek Prakash, Rohit Bhakar, Harpal Tiwari and Kailash Chand Sharma, *System Inertia Prediction for Primary Frequency Response Adequacy Under Uncertain Wind Generation*, 2018.
- [46] P.P. Zarina, S. Mishra, P.C. Sekhar, *Exploring frequency control capability of a PV system in a hybrid PV-rotating machine-without storage system*, 2014.
- [47] Xiaoyu Wang, Meng Yue, *PV Generation Enhancement with a Virtual Inertia Emulator to Provide Inertial Response to the Grid*, 2014.
- [48] REN - Rede Eléctrica Nacional, *Caracterização RNT 2010*, 2011.
- [49] REN - Rede Eléctrica Nacional, *Caracterização RNT 2011*, 2012.
- [50] REN - Rede Eléctrica Nacional, *Caracterização RNT 2012*, 2013.
- [51] REN - Rede Eléctrica Nacional, *Caracterização RNT 2013*, 2014.
- [52] REN - Rede Eléctrica Nacional, *Caracterização RNT 2014*, 2015.
- [53] REN - Rede Eléctrica Nacional, *Caracterização RNT 2015*, 2016.

- [54] REN - Rede Eléctrica Nacional, *Caracterização RNT 2016*, 2017.
- [55] REN - Rede Eléctrica Nacional, *Caracterização RNT 2017*, 2018.
- [56] REN - Rede Eléctrica Nacional, *Caracterização RNT 2018*, 2019.
- [57] REN - Rede Eléctrica Nacional, *Caracterização RNT 2019*, 2020.
- [58] Enerdata - Global Energy Statistical Yearbook 2020,  
<https://yearbook.enerdata.net/>, 2020.
- [59] REN - Sistema de Informação de Mercados de Energia,  
<https://www.mercado.ren.pt/pt/electr/infomercado/Paginas/default.aspx>,  
 2020.
- [60] P. M. Anderson, A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*, 2003.
- [61] P. M. Anderson, A. A. Fouad *System inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF) with increasing non-synchronous renewable energy penetration*, 2018.
- [62] Direção Geral de Energia e Geologia, *Relatório de Monitorização da Segurança do abastecimento do Sistema Eléctrico Nacional 2020-2040*, 2019.
- [63] EDP,  
<https://portugal.edp.com/pt-pt/central-termoeletrica-do-ribatejo>,  
 2020.
- [64] TrustEnergy  
<http://www.trustenergy.pt/pt/activity/asset/pego-ccgt>, 2020.
- [65] W. Uijlings, *System Service Provision - An independent view on the likely costs incurred by potential System Service Providers in delivering additional and enhanced System Services*, 2012.