

CO-COMBUSTÃO DE HIDROGÉNIO EM CENTRAIS A GÁS DE CICLO COMBINADO

Resumo:

O setor da produção de energia elétrica é um dos grandes responsáveis pela emissão de gases de efeito de estufa para a atmosfera, não só de dióxido de carbono como outros poluentes. As centrais a gás de ciclo combinado com turbina a gás (CCTG) contribuem fortemente para esta poluição pois, atualmente, são as únicas centrais térmicas de grande porte em operação no sistema elétrico nacional. Pela sua reconhecida importância no setor elétrico e o seu impacto ambiental, é de extrema importância adotar medidas que promovam a minimização das emissões, sem comprometer o correto funcionamento dos equipamentos e a sua eficiência energética.

A utilização do Hidrogénio nas turbinas a gás em co-combustão com o gás natural é uma inovação anunciada para as centrais de CCTG, assumindo para estas instalações um papel essencial na transição energética. As características físicas do H₂ facilitam esta co-combustão, com um potencial técnico e económico que prometem contribuir para um futuro energético limpo, seguro e acessível.

Este artigo identifica as principais implicações técnicas da queima do hidrogénio em turbinas a gás e os benefícios obtidos ao nível da redução das emissões de CO₂, quer do ponto de vista ambiental, quer do ponto de vista económico, fazendo referência às licenças de emissões.

Palavras-chave: *Hidrogénio verde, gás natural, ciclo combinado, co-combustão, central de Lares.*

1. Introdução

O Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC2050) é um compromisso nacional, inserido num pacto ecológico europeu, que tem como objetivo atingir a descarbonização até 2050 e a redução para zero das emissões de gases de

efeito de estufa no setor energético [1]. Neste âmbito, a descarbonização progressiva passa pelo abandono total do carvão, objetivo já atingido em Portugal, e pelo abandono do gás natural até 2040 [2]. Para além deste abandono dos combustíveis fósseis, os vetores de descarbonização do setor elétrico implicam também a evolução para uma produção massiva em fontes de energia renovável (FER), a aposta no Hidrogénio (H₂) e nos sistemas de armazenamento, assim como o desenvolvimento de sistemas de gestão de redes cada vez mais inteligentes [3].

À medida que mais países prosseguem as suas estratégias de descarbonização, o H₂ assume cada vez mais um papel crucial na matriz energética [4]. Neste contexto, referimo-nos ao hidrogénio de baixo carbono como é o caso do H₂ verde, produzido pela eletrólise da água a partir da utilização de fontes de energia renovável. Apesar do seu custo de produção constituir ainda um obstáculo importante, os custos vão sucessivamente diminuindo, em grande parte devido à diminuição dos custos de produção da energia renovável. Apesar dos esforços governamentais para o seu desenvolvimento acelerado, o H₂ verde continua a ser 2 a 3 vezes mais caro que o H₂ azul, este produzido a partir de combustíveis fósseis com captura e armazenamento de carbono [5].

Numa primeira abordagem, a combustão de hidrogénio verde em turbinas a gás pode parecer estranha. Utilizando eletricidade para produzir hidrogénio e, de seguida, queimá-lo para produzir eletricidade novamente, parece traduzir-se numa evidente perda de eficiência. A ideia passa por utilizar a energia fotovoltaica ou eólica nos momentos de abundância destes recursos para produzir hidrogénio e, posteriormente, queimá-lo em turbinas a gás, de acordo com as necessidades. No entanto, este processo faz sentido na perspetiva de utilizar o hidrogénio como um meio de armazenamento e como um complemento às FER.

O armazenamento em grande escala de hidrogénio é também útil na perspetiva de permitir o aumento da potência instalada em FER uma vez que, em caso de produção excessiva, se reduz a necessidade de realizar *curtailment*, encaminhando essa eletricidade para a produção de hidrogénio [6]. A seleção do tipo de armazenamento mais adequado para uma determinada aplicação é função não só da quantidade de armazenamento necessária, custo, eficiência e requerimentos de volume e peso, mas também da taxa de ciclo desejada [7].

2. As centrais a gás de ciclo combinado

Atualmente a potência instalada em centrais de ciclo combinado em Portugal é de 4.586 MW, sendo responsáveis por 34 % da produção de energia elétrica em 2020, e pela emissão de 6 milhões de toneladas de CO₂ [8]. As características destas centrais e seus equipamentos estão apresentadas na Tabela 1.

Nas centrais de ciclo combinado os gases em alta pressão, provenientes da combustão de gás natural ou hidrogénio, são utilizados para mover a turbina a gás e produzir eletricidade num alternador que a esta se encontra acoplado.

Os gases provenientes da exaustão da turbina a gás passam pela caldeira de recuperação e libertam o calor residual para a produção de vapor de água. Esse vapor é posteriormente encaminhado para uma turbina a vapor levando à rotação desta e acrescentando binário ao conjunto turbina a gás e alternador.

O vapor que sai da turbina a vapor é condensado através do arrefecimento no condensador e encaminhado novamente para a caldeira, iniciando um novo ciclo, a Figura 1 exemplifica este processo [9].

Tabela 1 - Centrais de ciclo combinado em Portugal

Central termoelétrica	Potência instalada (MW)	Turbinas a gás
Lares	826	2x GE PG9371FB
Pego	837	2x Siemens SGT5-4000F
Ribatejo	1176	3x Siemens V94.3A
Tapada do Outeiro	990	3x Siemens V94.3A

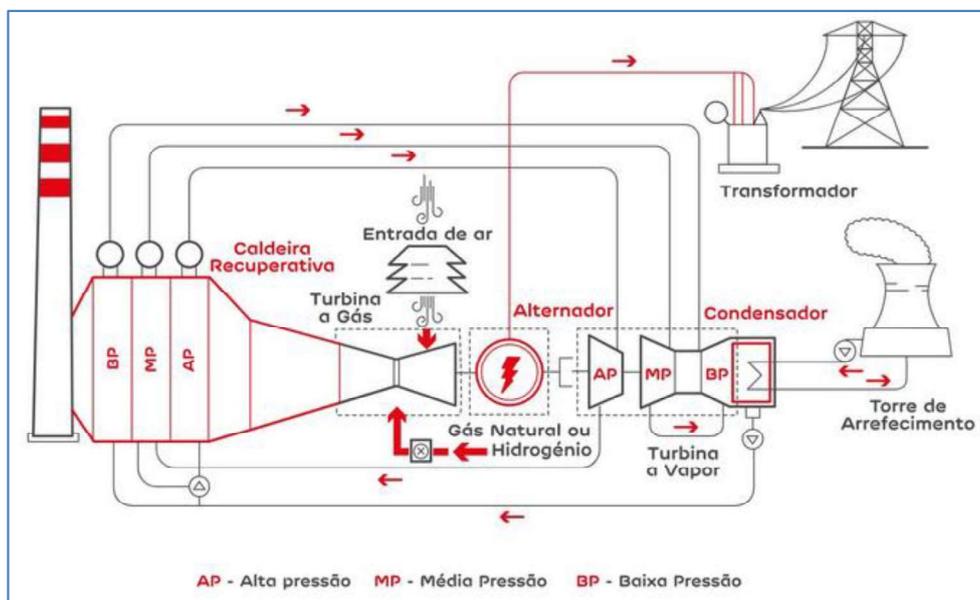


Figura 1 - Esquema de uma central de ciclo combinado

2.1. A obtenção do Hidrogénio

O hidrogénio pode ser obtido através de uma grande variedade de processos. No âmbito deste artigo interessa explorar a eletrólise verde, que pode ser realizada atualmente recorrendo a eletrolisadores de três tecnologias distintas: AEL – *Alkaline Electrolysis*; PMEL - *Proton-Exchange Membrane Electrolysis*; SOEL - *Solid Oxide Electrolysis* [10]. Independentemente da tecnologia utilizada para o processo da eletrólise, uma molécula de água é separada nos seus elementos constituintes: hidrogénio e oxigénio.



De acordo com a equação (1) é possível verificar que, para cada mole de água, podem ser obtidas uma mole de hidrogénio e meia mole de oxigénio. Tendo em conta as massas moleculares dos gases, verifica-se na Tabela 2 que para produzir um grama de hidrogénio são necessários nove gramas de água (desprezando as perdas no processo de eletrólise) [11].

Tabela 2 - Massa molecular

Elemento/molécula	Massa molecular (g/mole)
Hidrogénio (H ₂)	2
Oxigénio (O ₂)	32
Água (H ₂ O)	18
~Dióxido de carbono (CO ₂)	44

Do exposto rapidamente se deduz que, para alimentar uma turbina a gás exclusivamente a hidrogénio seriam necessárias quantidades muito grandes de água. Por exemplo, a turbina a gás GE 9F.04, com potência nominal de 288 MW, a funcionar exclusivamente a hidrogénio, necessitaria de aproximadamente 212 m³ de água por hora, para produzir 243.500 m³ de hidrogénio. Assumindo um consumo elétrico aproximado de 5,4 kWh por cada m³ de hidrogénio produzido, associado a um eletrolisador PEMEL, obtém-se um valor de energia de 1315 MWh para apenas uma hora de funcionamento.

A mesma turbina e consumindo uma mistura de 5 % de hidrogénio no gás natural, já necessitaria apenas de 3,2 m³/h de água para produzir 3.676 m³ de hidrogénio, com um consumo de 19,85 MWh [5].

Estas são as premissas consideradas neste artigo. Tendo em conta as restrições económicas colocadas pelo preço dos eletrolisadores, pela energia necessária para a produção de H₂ verde e pela dificuldade de armazenamento e transporte em grande escala, atualmente não faz sentido considerar a combustão a 100 % deste gás em turbinas de grande dimensão.

2.2. Co-combustão de hidrogénio e gás natural

As turbinas a gás existentes nas centrais de ciclo combinado em Portugal queimam gás natural, na sua generalidade o metano - CH₄. Como resultado dessa combustão são emitidos os gases de efeito de estufa, nomeadamente, dióxido de carbono (CO₂), monóxido de carbono (CO) e óxidos de azoto (NO_x).

O hidrogénio, como não contém carbono na sua composição, dá origem a uma combustão limpa e isenta de emissões de CO₂. Quanto maior a incorporação de hidrogénio na mistura de combustível, menor será o valor de CO₂ emitido [11]. Na Figura 2 pode-se constatar a relação entre a percentagem de hidrogénio na mistura de combustível e as emissões de CO₂. A não linearidade da curva prende-se com o facto de o hidrogénio apresentar um poder calorífico inferior ao do metano.

No entanto, há particularidades no hidrogénio que requerem alguns cuidados na sua utilização, nomeadamente na combustão em turbinas a gás, por ser um gás muito leve e difícil de conter. Este facto obriga a especial cuidado na contenção de eventuais fugas e a um maior investimento em equipamentos intrinsecamente seguros. A velocidade da chama produzida é cerca de 5 vezes superior à do metano, o que implica um maior risco de retorno da chama [12].

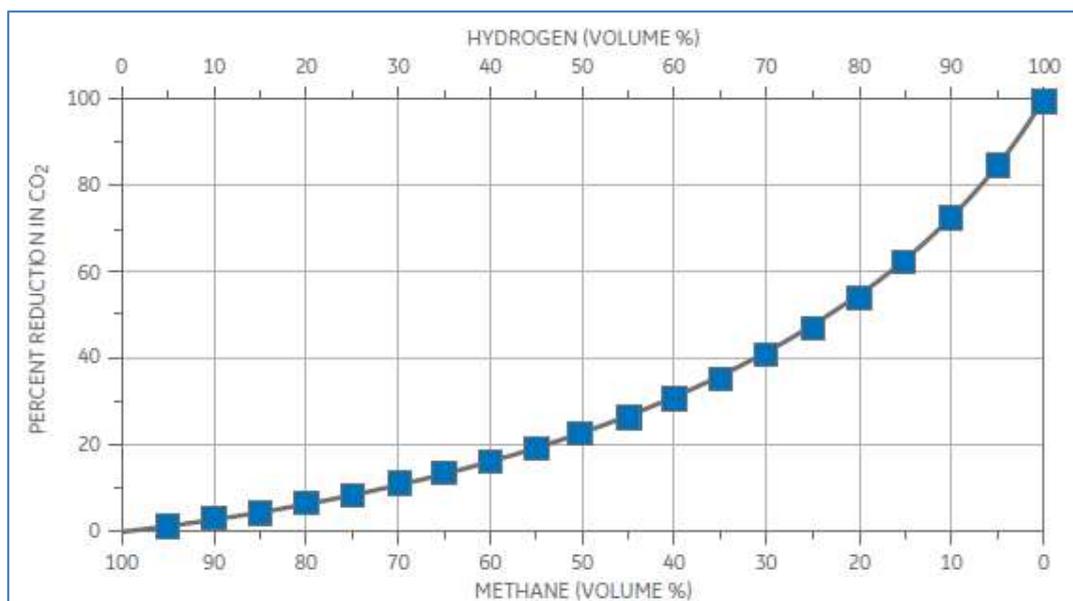


Figura 2 - Relação entre as emissões de CO₂ e a mistura H₂/CH₄

Tabela 3 - Velocidade da chama, LIE e LSE

Combustível	Velocidade da chama (cm/s)	Limite Inferior de Explosividade	Limite Superior de Explosividade
Hidrogénio (H ₂)	170	4%	75,6%
Metano (CH ₄)	38,4	5%	15%

A gama de explosividade é também muito superior, o que se traduz num maior risco de exploração das instalações, conforme Tabela 3.

Neste sentido têm vindo a ser adotadas novas tecnologias nomeadamente ao nível dos queimadores, de forma a poder incorporar cada vez maiores quantidades de hidrogénio na mistura de combustível, sem que haja retorno da chama para a zona de pré-mistura. Hoje em dia, fabricantes de turbinas a gás como a *General Electric* ou a *Siemens* já produzem queimadores capazes de trabalhar com percentagens de hidrogénio superiores a 50 %.

A Figura 3 evidencia o efeito da chama com diferentes percentagens de H₂ [12].

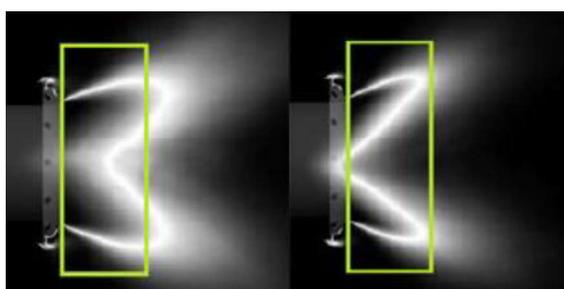


Figura 3 – Chama com 0 % de H₂ (esquerda) vs. 80 % de H₂ (direita)

Ultrapassados os constrangimentos económicos associados à produção do hidrogénio verde e garantindo forma de o fazer chegar às câmaras de combustão das turbinas a gás nas centrais de ciclo combinado, é oportuno contabilizar os proveitos associados à redução das emissões de dióxido de carbono.

3. Caso prático: A Central Termoelétrica de Lares

Definindo como termo de análise a Central de Ciclo Combinado de Lares, esta emitiu em 2019 um total de 1.245.769 toneladas de CO₂, para uma energia produzida de 3 418 159 MWh [13], a que correspondeu um rácio de 364,5 g/kWh.

Atualmente o preço das licenças de CO₂ no mercado europeu rondam os 75 €/ton [14]. Por aqui se compreende o enorme custo que as emissões de CO₂ representam para as centrais de ciclo combinado.



Figura 4 - Preço das licenças de CO₂ [€/ton]

Utilizando a ferramenta disponibilizada online pela *General Electric* [15], após definição da percentagem de hidrogénio a incorporar na mistura de combustível é possível determinar a quantidade de energia elétrica e água necessárias para a produção de hidrogénio e as poupanças obtidas, quer nas emissões diretas de CO₂ para a atmosfera, quer na redução dos custos com licenças de emissão de CO₂.

A Tabela 4 resume a informação obtida, para um ano de funcionamento da referida Central Termoelétrica.

Tabela 4 - Redução de emissão de CO₂ por co-combustão de hidrogénio

H ₂ (%)	Água Necessária (m ³ /dia)	Hidrogénio consumido (m ³ /dia)	Redução das emissões (%)	Poupança anual (M€)
5	54,1	70.791	1,2	0,6
10	122,8	161.405	2,8	1,4
15	205,2	266.176	4,7	2,3
20	298,7	387.937	6,8	3,3
25	401,3	523.857	9,1	4,5

Pressupostos dos cálculos:

- 4000 horas de funcionamento anual
- 2 ciclos combinados com turbinas a gás GE 9F.04
- produção de H₂ por eletrólise
- preço da licença de CO₂= 75 €/ton

No cenário mais conservador, para garantir uma incorporação de 5 % de hidrogénio na mistura de combustível, com os dois grupos geradores em serviço, seria necessário investir em equipamento com capacidade de produção de hidrogénio a rondar os 3000 m₃/h. Os maiores eletrolisadores comercializados atualmente (*single-stack*) produzem cerca de 1000 m₃/h, com uma potência nominal de 5 MW - DQ1000 *Alkaline Electrolyser* [16]. Apenas com uma configuração modular (*multi-stack*) seria possível produzir hidrogénio em quantidade suficiente para garantir o abastecimento das duas turbinas. O custo com os eletrolisadores representa, no entanto, apenas cerca de 40 %-50 % do custo total do sistema de produção de hidrogénio verde. Os restantes 50%-60% dizem respeito à produção de água desmineralizada, compressão e armazenamento do hidrogénio, entre outros [5].

4. Conclusão

Podemos afirmar que a co-combustão de hidrogénio nas turbinas a gás das centrais de ciclo combinado é já tecnologicamente viável. Tendo em conta as necessidades energéticas das turbinas a gás consideradas, não será muito provável a queima de hidrogénio em percentagens superiores a 10-15%, devido aos custos da sua produção: eletrólise, armazenamento, energia e água.

Apesar da grande vantagem associada à diminuição das emissões de CO₂, o grande fator impulsionador deste processo de co-combustão passará pela expansão da potência instalada em FER e a consequente produção/armazenamento de hidrogénio verde nas horas de vazio.

Referências bibliográficas

- [1] RNC2050, “Roteiro para a Neutralidade Carbónica,” 2019. [Online]. Available: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/RNC2050_PT-22-09-2019.pdf.
- [2] DR, “Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019,” 2019. [Online]. Available: <https://data.dre.pt/eli/resolconsmin/107/2019/07/01/p/dre>.
- [3] MDPI-Energies, *Advances in Hydrogen Energy*. MDPI, 2021.
- [4] Y.-S. Huang and S.-J. Liu, “Chinese Green Hydrogen Production Potential Development: A Provincial Case Study,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 171968–171976, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3024540.
- [5] IRENA, “Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.50C Climate Goal,” Abu Dhabi, 2020.
- [6] J. Andersson and S. Grönkvist, “Large-scale storage of hydrogen,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 23, pp. 11901–11919, May 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.03.063.
- [7] C. M. Rangel, V. R. Fernandes, and A. J. Gano, “Sistema de produção e armazenamento de hidrogénio integrado baseado em hidretos metálicos para aplicações estacionárias,” *LNEG - Laboratório Nac. Energ. e Geol.*, 2020, doi: <http://dx.doi.org/10.34637/cies2020.2.5153>.
- [8] REN, “CARACTERIZAÇÃO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE PARA EFEITOS DE ACESSO À REDE SITUAÇÃO A 31 DE DEZEMBRO DE 2020,” 2021.
- [9] EDP, “Conheça os superpoderes do Hidrogénio.” <https://www.edp.com/pt-pt/historias-edp/os-superpoderes-do-hidrogenio>.
- [10] L. Vidas and R. Castro, “Recent Developments on Hydrogen Production Technologies: State-of-the-Art Review with a Focus on Green-Electrolysis,” *Appl. Sci.*, vol. 11, no. 23, p. 11363, Dec. 2021, doi: 10.3390/app112311363.
- [11] J. Goldmeer, “POWER TO GAS: HYDROGEN FOR POWER GENERATION,” 2019.
- [12] J. Larfeldt, “Hydrogen Co-Firing in Siemens Low NOX Industrial Gas Turbines,” *Power-Gen*, 2017.
- [13] EDP-Produção, “Central Termoelétrica de Lares Central Termoelétrica do Ribatejo DECLARAÇÃO AMBIENTAL 2019,” 2019.
- [14] TradingEconomics, “Loans to Eurozone Households Rise Most in 13 Years,” 2021. <https://tradingeconomics.com/>.
- [15] GE, “Hydrogen fueled gas turbines.” <https://www.ge.com/gas-power/future-of-energy/hydrogen-fueled-gas-turbines>.
- [16] J. Cockerill, “H2 Green Hydrogen.” <https://h2.johncockerill.com/en/>.