



**SEDES**

50 ANOS A PENSAR PORTUGAL

# POSITION PAPER

#2/24

Dilemas da Descarbonização

**JOSÉ ALBERTO ALLEN LIMA**

OBSERVATÓRIO DA INDÚSTRIA, INOVAÇÃO E ENERGIA DA SEDES

# DILEMAS DA DESCARBONIZAÇÃO

## Sumário

O setor elétrico tem sido a prioridade da descarbonização, por meio do enorme aumento de produção eólica e fotovoltaica, com previsão de a duplicar ou triplicar até 2030. Mas não chega assegurar que a energia renovável anual produzida iguale a consumida, pois é preciso garantir, em cada instante, o equilíbrio das potências de produção e de carga do consumo. De facto, como os perfis são muito diferentes, criam-se períodos de energia excedente e de energia em falta. A combinação ótima de solar e eólica atenua um pouco a disparidade e necessidade de backup da carga de consumo por centrais a gás natural CCGTs (Combined Cycle Gas Turbine) e de energia sobrando a cortar, exportar ou armazenar.

Procura-se atenuar a desadaptação pela flexibilidade do sistema, ou seja, adaptar-se à intermitência daqueles renováveis. Do lado do consumo vulgar é possível obter alguma resposta, designadamente em função do preço por posto horário ou outros incentivos, mas não chega. Espera-se muito mais de consumos locais flexíveis e duais (ciclo de carga / descarga): aproveitamentos reversíveis, equipados com bombagem; baterias específicas e de Veículos Elétricos. Todavia, é mostrado que a armazenagem de ciclo diário permite poupança na energia térmica fóssil de backup, mas em nada contribui para assegurar potência firme na ponta anual de carga de consumo e na capacidade de transferência de excedentes entre estações do ano, por exemplo transferir sobras de produção fotovoltaica do verão para o inverno. As interligações podem permitir alguma desta regularização, embora a exportação de excedentes possa ser feita a preço de saldo. Mas mesmo com redes e interligações perfeitas, sem perdas e limites de capacidade, a diferença dos ditos perfis continuará a exigir corte de excedentes, salvo se conseguirmos resolver o problema mais relevante: armazenagem de longo prazo. Assim, mostra-se que seria possível um sistema 100% de produção eólica e solar, mas os volumes em jogo são tão grandes que se regressa ao princípio: necessidade de apoio térmico, mas agora indica-se a via cara do fabrico de H<sub>2</sub> verde e queima posterior para produzir eletricidade. Neste contexto, deve ser dada prioridade ao hidrogénio nas aplicações industriais difíceis de eletrificar e não nesse uso P2P - Power to Power para reproduzir eletricidade por armazenagem de longo prazo, convindo dar prioridade a utilizar o gás natural e não o hidrogénio para queima nas centrais CCGT.

Conclui-se que para a pequena flexibilidade do consumo vulgar a produção controlável é mais adequada e o desenvolvimento dos pequenos reatores nucleares (SMR – Small Modular Reactors), muito menos exigentes em infraestruturas de rede e de ocupação territorial, poderá ter impacto futuro relevante. Por outro lado, a utilização da produção renovável intermitente é mais adequada para a carga flexível de eletrolisadores para fabrico de H2 verde, embora transmitam essa variabilidade ao fluxo de entrega de H2, o que exige armazenagem buffer de regularização. Assim, uma solução nacional 100% renovável é cara e apenas possível com apoio de enorme armazenagem de H2, pelo que a descarbonização global recomenda avaliação integrada e multissetorial destas alternativas e de especialização.

Em suma:

- Não chega assegurar que a energia renovável anual produzida iguale a consumida, pois é preciso garantir, em cada instante, o equilíbrio das potências de produção e de carga do consumo. De facto, como os perfis são muito diferentes, criam-se períodos de energia excedente e de energia em falta.

- Os combustíveis são a forma mais simples e económica de armazenamento de energia no longo prazo, mas com a redução dos combustíveis fósseis restam duas alternativas:

- Nuclear, tecnologia mais adequada para alimentar o consumo vulgar, pouco flexível, onde o desenvolvimento dos pequenos reatores nucleares (SMR – Small Modular Reactors) pode justificar reajuste estratégico a prazo e especialização das renováveis para produzir H2;

- Hidrogénio verde ou derivados, pouco desenvolvida e muito exigente em ocupação de território, investimento em infraestruturas de redes e armazenagem subterrânea.

E como o Plano Nacional de Energia e Clima nem estes detalhes importantes considera, e que o modelo simples usado revela, é necessário que alguém faça contas mais completas, transparentes e credíveis em visão integrada e multissetorial.

# DILEMAS DA DESCARBONIZAÇÃO

## 1. *Backup* da carga de consumo por CCGT – *Combined Cycle Gas Turbine*

Analisa-se uma hipotética satisfação do consumo nacional de 2022 (50362GWh; ponta de carga 8595MW<sup>1</sup>) por uma combinação de vários valores de produção fotovoltaica e eólica (S/E – Solar / Eólica) que, em conjunto, produzam exatamente a energia anual consumida, escalando os perfis reais de produção desse ano (valores reais publicados pela REN, para cada ¼ de hora) para obter os rácios S/E entre 0 (apenas eólica) e 2 (produção anual solar igual ao dobro da eólica).

**Hipótese de energia anual de produção eólica + fotovoltaica = consumo anual; *backup* da carga por CCGT**

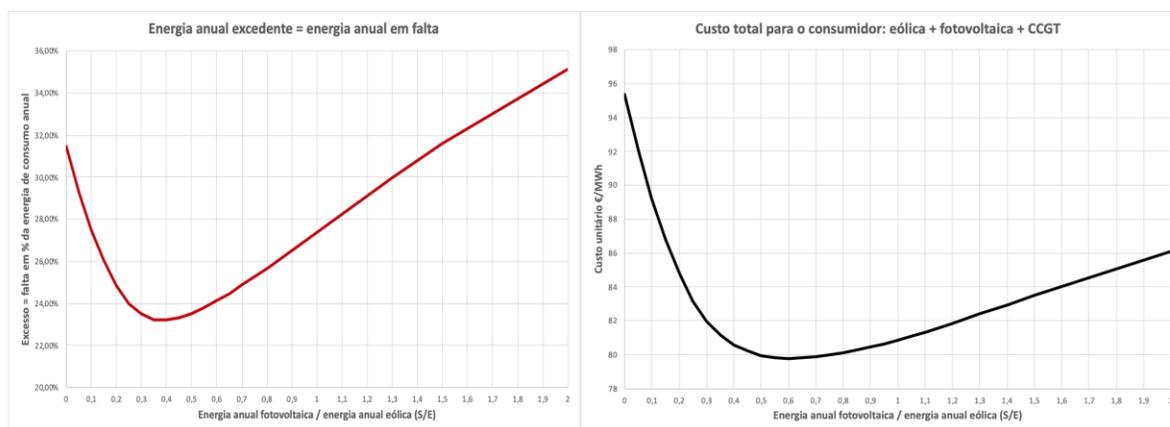


Figura 1 - Modelo simplificado com valores reais REN de 2022, com produções solar e eólica S/E escaladas entre 0 e 2.

Dos resultados da figura 1, salienta-se que:

<sup>1</sup> Valores referidos à emissão para a Rede de Transporte. Note-se que POTÊNCIA (P) é o ritmo de transferência ou de transformação de ENERGIA (E), ou seja, num dado tempo (t):  $P = E / t$  ou  $E = P \times t$ .  
1MW = 1000kW; 1GWh = 1000MWh; 1MWh = 1000kWh.

- Não é suficiente igualar a ENERGIA renovável de produção anual à energia consumida no ano, pois **a estabilidade de funcionamento do sistema elétrico exige, em cada instante, igualdade dos ritmos de produção e de consumo: POTÊNCIA.**
- A **elevada desadaptação do perfil de potência de produção renovável e da carga** de consumo origina momentos de carência e de excesso, neste caso exatamente iguais em energia anual.
- Se admite que os excedentes ou são cortados ou exportados a preço zero e para compensar as alturas de carência que se usam grupos CCGT a gás natural.
- Como a **contribuição em potência para a ponta anual de carga é nula nas fotovoltaicas e estatisticamente muito reduzida nas eólicas**, se considera que os geradores CCGT somam uma capacidade 5% acima da ponta anual de carga indicada (compensa indisponibilidade fortuita desta tecnologia).
- Se usaram valores esperados, na atualidade, de 50€/MWh e 30€/MWh como custo nivelado para as eólicas e fotovoltaicas, respetivamente, e para os geradores CCGT um custo fixo nivelado de 60 mil€/MW<sup>2</sup> e ano e custo variável<sup>3</sup> de 110€/MWh (gás e emissões de CO<sub>2</sub>).

Dentro das hipóteses consideradas, qualquer que seja a combinação destas renováveis, o custo anual da capacidade “firme” para *backup* da carga de consumo é constante:  $1,05 \cdot 8595 \cdot 60 = 541$  milhões € e referido ao consumo anual 11€/MWh (541/50,362). O custo total deste apoio dependerá do nível de energia anual em falta e custo variável admitido.

Para diferentes rácios de energia de produção anual S/E (o valor de 2022 foi cerca de S/E = 0,2), apresentam-se na figura 1:

- Esquerda – valor anual da energia excedente (igual ao valor da energia em falta), em percentagem do consumo, **tem um mínimo de 23% para S/E=0,4. Como a eólica produz mais no 1º e 4º trimestre e o solar no 2º e 3º, esta seria a combinação ótima para reduzir este nível físico e de *backup*.**
- Direita – **custo unitário total para o consumidor final** que, como o custo nivelado de eólica é inferior ao da fotovoltaica, **tem um mínimo para S/E=0,6.** Neste modelo, o acréscimo de 1MWh de

<sup>2</sup> Para o custo de investimento e O&M fixo de 750 mil € por MW de uma CCGT nova e anuidade calculada por uma simples perpetuidade a 8%.

<sup>3</sup> Para 44€/MWh<sub>term</sub> de custo do gás, rendimento da transformação de 55%, preço dos direitos de emissão de CO<sub>2</sub> de 85€/t e fator de emissão de 0,35 toneladas por MWh, isto é:  $44/0,55 + 85 \cdot 0,35$ .

fotovoltaica reduz 1MWh de eólica (ganho de  $50-30=20\text{€/MWh}$ ) e o mínimo de custo ocorre quando a redução da energia em falta, valorizada ao custo variável dos grupos CCGT tem o mesmo valor.

Claro que **no sistema real é preciso simular vários anos, o contributo da hídrica, etc.** Mas esta análise simples permite conclusões importantes. Para o ponto de custo mínimo para o consumidor:

- **As renováveis terem agora um custo de investimento mais baixo não significa que o custo nivelado deste conjunto<sup>4</sup> ( $\text{LCOE}_R$  de  $42,5\text{€/MWh}$ ) corresponda ao custo nivelado do sistema, dada a perda de excedentes e inclusão do custo de *backup* ( $\text{LCOE}_{\text{Sist}}$   $79,8\text{€/MWh}$ ).**
- **A produção dos 24% em falta** (gráfico da esquerda), mais exatamente **12150GWh** (1336,5 milhões € em custo variável), **substituída por hidrogénio** (670 mil toneladas) **passaria a ser vantajosa para custo do  $\text{H}_2$  inferior a  $2\text{€/kg}$ <sup>5</sup>**, longe do atual, para o custo de gás e de  $\text{CO}_2$  considerados (respetivamente:  $44\text{€/MWh}_{\text{term}}$  e  $85\text{€/tonelada}$ ).
- **A possível opção por 1000MW de produção em base, por exemplo nuclear, com redução de 8760GWh da produção renovável, será vantajosa, nestas condições, se o custo nivelado da produção em base for inferior ao custo mínimo ( $79,8\text{€/MWh}$ ).**

## 2. *Backup* da carga de consumo por armazenagem

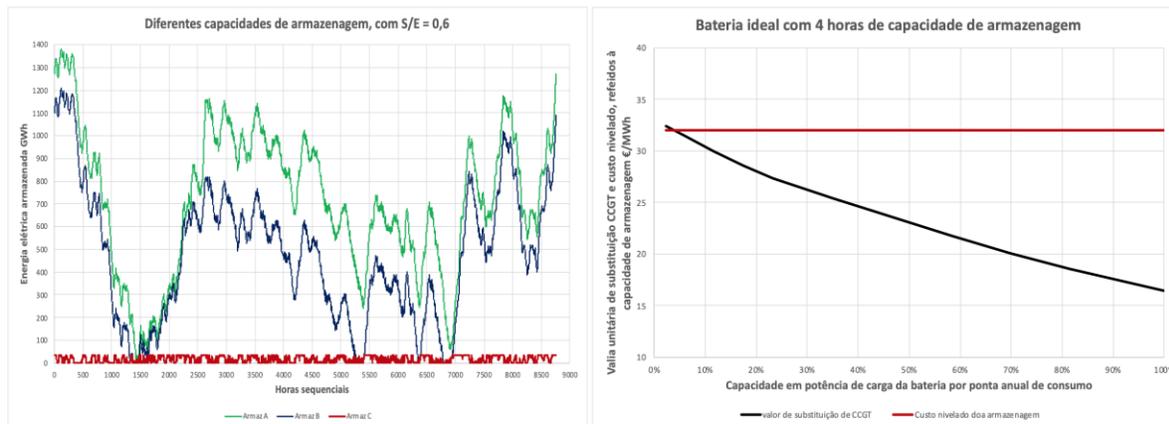
Agora fixou-se o valor  $S/E = 0,6$  (conforme 1., custo mínimo para *backup* por CCGT) e avaliou-se armazenagem perfeita, apenas com carga por captura de excedentes e sem perdas no ciclo de carga / descarga (na realidade, ordem de 20% em aproveitamentos hidroelétricos equipados com bombagem e 10% em baterias) e ainda com valor inicial igual ao valor final de armazenagem no ano.

---

<sup>4</sup> LCOE – Levelized Cost Of Energy de uma tecnologia de produção é o pagamento anual mínimo que o investidor aceita para recuperar os custos incorridos e remuneração do capital investido. É bom para indicar a evolução do custo de uma tecnologia na sua “curva de aprendizagem”, mas não faz sentido a comparação direta entre tecnologias diferentes, ou seja: contributo em potência firme, grau de controlabilidade, etc.

<sup>5</sup> Admitiu-se já existirem CCGTs capazes de queimar 100% de hidrogénio, sem problemas ambientais de emissões de  $\text{NO}_x$  (ainda em desenvolvimento) e igual rendimento. Portanto, precisaria de  $12150/0,55 = 22091\text{GWh}_{\text{term}}$  de hidrogénio; corresponde a 670 mil toneladas de  $\text{H}_2$ , para um conteúdo energético de  $33\text{MWh}_{\text{term}} / \text{tonelada}$ . O custo máximo de substituição por  $\text{H}_2$  viria  $1336,5/670 = 2\text{€/kg}$ .

## Hipótese de energia anual de produção eólica + fotovoltaica = consumo anual; *backup* da carga por armazenagem



**Armaz A: 13876MW; 1381GWh (100 horas); CCGT 0**  
**Armaz B: 8595MW; 1207GWh (140 horas); CCGT 631GWh**  
**Armaz C: 8595MW; 34,4GWh (4 horas); CCGT 7024GWh**

Figura 2 - Modelo simplificado com valores reais REN de 2022: produção de solar e eólica escaladas para  $S/E = 0,6$  e armazenagem sem perdas.

Para a figura 2 - esquerda, salienta-se:

- Armaz A – é o caso ideal. Apesar de, nestes exemplos, a energia anual excedente (valorizada a zero) ser sempre igual à energia anual em falta, não há simetria na potência máxima de **descarga** (no limite a ponta de consumo: 8595MW) e de **carga** (13876MW; 1,6 vezes maior). Assim, a armazenagem com esta potência de carga faria a **adaptação total entre excedentes e falta**, tendo uma capacidade em energia de 1381GWh (100 horas à potência máxima de carga)! Claro que, em situação real, seria necessário simular mais anos, perdas, fator de segurança e o impacto de outras tecnologias, nomeadamente a hidroelétrica. Aparentemente a armazenagem da hídrica, uns 3200GWh em energia elétrica produzível, seria suficiente para esta regularização. É relevante, mas não o consegue porque: a potência de carga por bombagem é muito inferior (3585MW) ao indicado; a capacidade de armazenagem em energia não consegue regularizar a própria produção hídrica, a nível sazonal e interanual.

Como o *backup* feito por CCGT tinha um custo nivelado de uns 1878 milhões € (custo fixo de 541 milhões € mais custo variável de 1336,5 milhões €) **não será económico pagar mais do que 1,36€/kWh pelo custo nivelado desta armazenagem, o que a torna inviável** ( $1878/1381 = 1,36€/kWh$ ).

- Armaz B – variante do caso anterior, em que a potência máxima de carga coincide com a ponta anual de consumo (8595MW). **A assimetria faz-se sentir, pois acaba por não dispensar o *backup* por CCGT**, embora o modelo indique apenas necessidade de 5% em energia do valor original só com CCGT (1.) e uma redução nesta potência instalada (1443MW).
- Armaz C – começa por utilizar uma capacidade de armazenagem típica em baterias: 4 horas à potência máxima. Para potência de carga igual à ponta anual e 34,4GWh em energia (8,595GW x 4 horas), a conclusão é que **esta solução fica muito longe de resolver a necessidade principal: armazenagem de longo prazo**. Portanto, e como neste modelo não se regista poupança em potência instalada de CCGT, a valia apenas advém da redução da produção fóssil (custo variável de 110€/MWh), a qual continua a ter de produzir 7024GWh (58% do valor original em 1.).

Na figura 2 - direita apresenta-se a valia nivelada da armazenagem por bateria de 4 horas de capacidade, nesta modelação simplificada, e para vários valores de potência de carga em relação à ponta anual de consumo<sup>6</sup>, referida à armazenagem em energia, e ainda a comparação com o custo nivelado admitido<sup>7</sup> (32€/kWh). Salienta-se que:

- **Abaixo de potência de carga da bateria de 3% da ponta anual (uns 300MW), se admite justificação económica para utilização deste tipo de baterias;**
- **Há um efeito de valia decrescente, à medida que se aumenta a capacidade, por redução marginal de excedentes a capturar.**

**É incorreto pensar que as baterias de ciclo diário tudo resolvem, como ainda o uso de veículos elétricos (VE).** Para um VE com bateria de 150kW e 80kWh, autonomia<sup>8</sup> 500km: à potência máxima, esgota-se em 32 minutos ( $80/150 \times 60 = 32$  minutos); para uma média de 50km/h (próxima do teste WLTP – Worldwide harmonized Light-duty vehicles Test Procedure), usa em média 8kW (10 horas de trajeto, potência média  $80/10 = 8$  kW); o caso Armaz C, de 34,4GWh de capacidade de armazenagem, exigiria 1,3 milhões de VE a fazer este papel, durante vários ciclos no ano e não chegava (considerando 1/3 dos VE a prestar rotativamente este

---

<sup>6</sup> Ao considerar apenas carga da armazenagem por excedentes renováveis, excluiu-se a possibilidade de reserva de alguma produção para carga da armazenagem, por exemplo na combinação solar – bateria, nas horas de maior radiação solar para extensão em consumo noturno. Equivale a tornar mais caro o custo nivelado de conjunto e durante o inverno, em que à noite ocorre a ponta anual, pode não haver sol suficiente para a carga diária da bateria.

<sup>7</sup> Considerou-se que o custo de investimento e fixo de O&M na bateria é de 400 mil € por MWh de capacidade de armazenagem e uma perpetuidade anual a 8%. Admitiu-se não haver benefício de escala na comparação.

<sup>8</sup> Admite-se um consumo de 16kWh por 100km, o que daria 500km de autonomia, nestas condições. O BMW i5, 100% elétrico, anuncia consumos entre 15,9 e 18,8kWh/100km e autonomia de, respetivamente, 582km e 498km (bateria de 93kWh).

serviço). E eventual **ganho em mercado de serviços de sistema** esquece que o seu volume é uns 7% do principal...

### 3. Backup da carga de consumo por armazenagem de longo prazo (combustíveis)

A armazenagem de energia num combustível tem sido a forma mais fácil de armazenamento no longo prazo. A mais acessível é a do carvão, com mercado mundial diversificado, facilidade de compra em mercado spot e de armazenagem no parque de carvão ao lado de uma Central deste tipo. Para o gás natural, que funciona mais em fluxo de entrada – consumo, mais com contratos de longo prazo e menos facilidade de compra em spot, a armazenagem subterrânea é mais cara e complexa, como é exemplo a do Carricho (seis cavidades de formação salina).

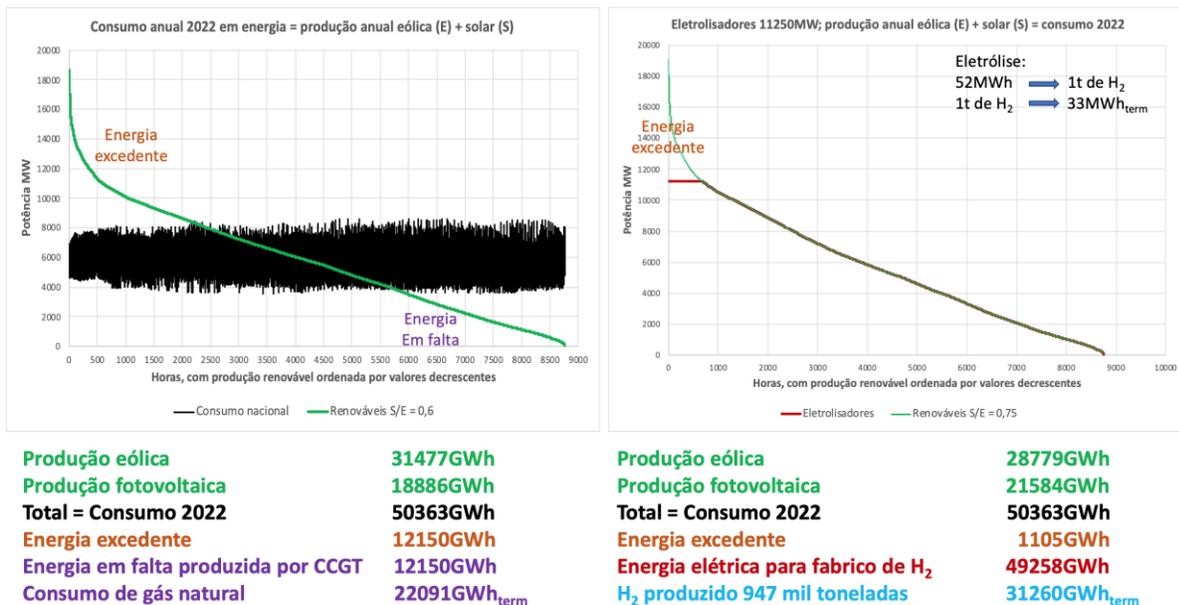


Figura 3 - Modelo simplificado com valores reais de 2022: produção de solar e eólica escaladas para S/E = 0,6 e hipótese S/E = 0,75 na produção de H<sub>2</sub>.

A figura 3 - esquerda resume o caso de 1., de alimentação do consumo de 2022 apenas com produção eólica e fotovoltaica de igual valor (3,2 vezes a produção renovável de 2022). As horas do gráfico não são sequencias, mas resultam da ordenação simultânea das duas grandezas pelas potências decrescentes da produção renovável. **Mostra que a desejável melhoria de flexibilidade do consumo vulgar é inviável para tão grande desadaptação.** Portanto, **casar o consumo à produção intermitente não é a melhor opção e a produção controlável é indispensável para o *backup* da carga e para reduzir necessidades em armazenagem de longo prazo**, como se avaliou em 2.

A figura 3 - direita prevê alimentar apenas carga de eletrolisadores para fabrico de H<sub>2</sub> verde com a mesma energia renovável anual (igual ao consumo de eletricidade de 2022). Admite-se que a eletrólise é feita via membrana de permuta de protões, dada a flexibilidade de carga desta tecnologia. Aqui também deverá ser avaliada a combinação mais económica, entre excedentes, maximizar o fator de carga dos eletrolisadores (praticamente um custo fixo) e uso de fotovoltaicas, de custo nivelado mais baixo. Considerou-se razoável procurar um fator de carga de 50% para os eletrolisadores e um rácio S/E = 0,75 (na ordem do usado pela DGEG nos estudos da Estratégia Nacional para o H<sub>2</sub>) e conclui-se que **a adaptação desta carga ao perfil de produção renovável é quase perfeita**, salvo quando se excede a capacidade dos eletrolisadores, mas a energia excedente é agora apenas 2% do total produzido. Assim, **a variabilidade desta produção é transmitida ao fabrico de H<sub>2</sub> e, para tornar esta entrega um fluxo constante, estima-se necessária uma armazenagem *buffer* de uns 8 dias (704GWh<sub>term</sub>)**, dentro da escala da armazenagem subterrânea de gás natural existente no Carriço (3967GWh<sub>term</sub>).

Na comparação das duas figuras, salienta-se que:

- **Da duplicação da produção renovável** resultaria 31260GWh<sub>term</sub> de H<sub>2</sub> (ou 947 mil toneladas, rendimento dos eletrolisadores de 64%) **sobraria pouca da energia necessária para substituição do *backup* por gás natural** (22091GWh<sub>term</sub>), assumindo existirem já grupos CCGT capazes de queimar 100% de H<sub>2</sub>, com a mesma eficiência e com os problemas de segurança e ambientais resolvidos;
- Para um custo nivelado do sistema eletrolisador de 160€/kW<sup>9</sup> (1800 milhões € por ano para 11250MW de carga de eletrolisadores, 1,3 vezes a ponta de consumo de 2022), e valores assumidos em 1. e 2.

---

<sup>9</sup> Custo de investimento e fixo de O&M dos eletrolisadores de 2000€/kW e perpetuidade a 8% por ano.

(2087 milhões € em energia anual, 647 milhões € da produção solar e 1440 milhões € da eólica), o custo nivelado do H<sub>2</sub> estaria nos 4,1€/kg (3887/947) ou 124€/MWh<sub>term</sub> (3887/31,26); o custo variável da CCGT, a queimar 100% de H<sub>2</sub>, **duplicava** (124/0,55 = 225€/MWh) em relação ao uso de gás natural (110€/MWh, para os valores indicados de custo de gás e de emissões de CO<sub>2</sub>), o que ilustra que **convirá continuar no gás natural e dar prioridade ao H<sub>2</sub> nas aplicações industriais difíceis de eletrificar e não no uso P2P – Power to Power do H<sub>2</sub> para reproduzir eletricidade;**

- O uso de excedentes no caso 1. para fabrico de H<sub>2</sub>, mesmo com um fator de carga inferior de 45% (800MW), permitiria captar economicamente apenas 26% dessa energia e obter umas 61 mil toneladas, equivalentes a menos de um décimo da energia de gás natural usada para *backup*.

Estes modelos simples não retratam a totalidade da nossa realidade, designadamente a **grande variabilidade da produção anual hidroelétrica - entre 10% e 30% do consumo atual -, que sempre se resolveu por meio de apoio térmico e que exigirá enorme capacidade de armazenagem na opção H<sub>2</sub> para compensar esta irregularidade interanual** (acima de 20000GWh<sub>term</sub>).

#### 4. Conclusões

**Para decidir investimentos em produção, infraestruturas de transporte – interligação e de armazenagem**, dentro de uma política de clima & energia, é necessário que **alguém faça contas numa visão integrada e multissetorial, transparentes e credíveis, coisa que o PNEC – Plano Nacional de Energia e Clima não tem feito**. O modelo simples utilizado aponta corretamente para questões fundamentais, mas não aprofunda:

- O importante papel da hídrica, fiel no dia a dia, mas com grandes variações anuais das afluências naturais, como ainda a sua flexibilidade e uso da armazenagem natural, relevante mas muito insuficiente para a sua regularização interanual;
- A concorrência entre armazenagem local de energia para captura de excedentes, tanto por bombagem no sistema hídrico como por baterias, e a sua dispersão por exportação via interligações e grau de dependência mútua aceitável entre países.

Conclui-se, então, que:

- Não chega igualar a energia consumida no ano à produção anual de uma combinação de eólica e fotovoltaica; como é indispensável casar as potências em cada instante, a enorme desadaptação de perfis cria grandes volumes de excedentes e de energia em falta; há combinação ótima destas renováveis para minimizar excedente / energia em falta e o *backup* da carga de consumo é feito por CCGT, numa primeira hipótese.
- É possível resolver a **captura de excedentes por armazenagem de longo prazo num sistema com 100% de eólica – fotovoltaica e assegurar o *backup* da carga** por esta via, mas é muito cara em comparação com a alternativa anterior; o recurso a **baterias dedicadas para ciclo diário, ou mesmo como subproduto da carga / descarga de baterias de Veículos Elétricos, reduz um pouco a energia necessária para *backup* da carga, mas não consegue resolver o problema da transferência sazonal** (por exemplo, excedentes fotovoltaicos do verão para o inverno) e ainda menos interanual, fundamental para apoio à hídrica em ano seco.
- Se redescobre que **os combustíveis são a forma mais simples e económica de armazenamento de energia no longo prazo**, mas com a redução dos combustíveis fósseis restam duas alternativas:
  - Nuclear, tecnologia mais adequada para alimentar o consumo vulgar, pouco flexível, onde o desenvolvimento dos SMR – Small Modular Reactors **pode justificar reajuste estratégico a prazo e especialização das renováveis para produzir H<sub>2</sub>**;
  - Hidrogénio verde ou derivados, pouco desenvolvida, cara e muito exigente em ocupação de território, investimento em infraestruturas de redes e armazenagem subterrânea.
- Em qualquer das soluções de *backup* da carga de consumo – CCGT, armazenagem, combustíveis – **os custos nivelados unitários da produção eólica – fotovoltaica, que alguns dizem serem muito competitivos no presente, escamoteiam que o custo nivelado unitário total para o consumidor pode ser da ordem do dobro daquela, sendo a solução mais económica de *backup* a utilização de gás natural em CCGTs.**

20

Sobre

**A SEDES**

A SEDES é uma das mais antigas associações cívicas portuguesas, operando, desde 1970, como um “think tank” independente, comprometido a pensar Portugal ao centro. A sua missão é promover o desenvolvimento económico e social do país, através de contributos especializados e plurais em vários setores das políticas públicas.

24