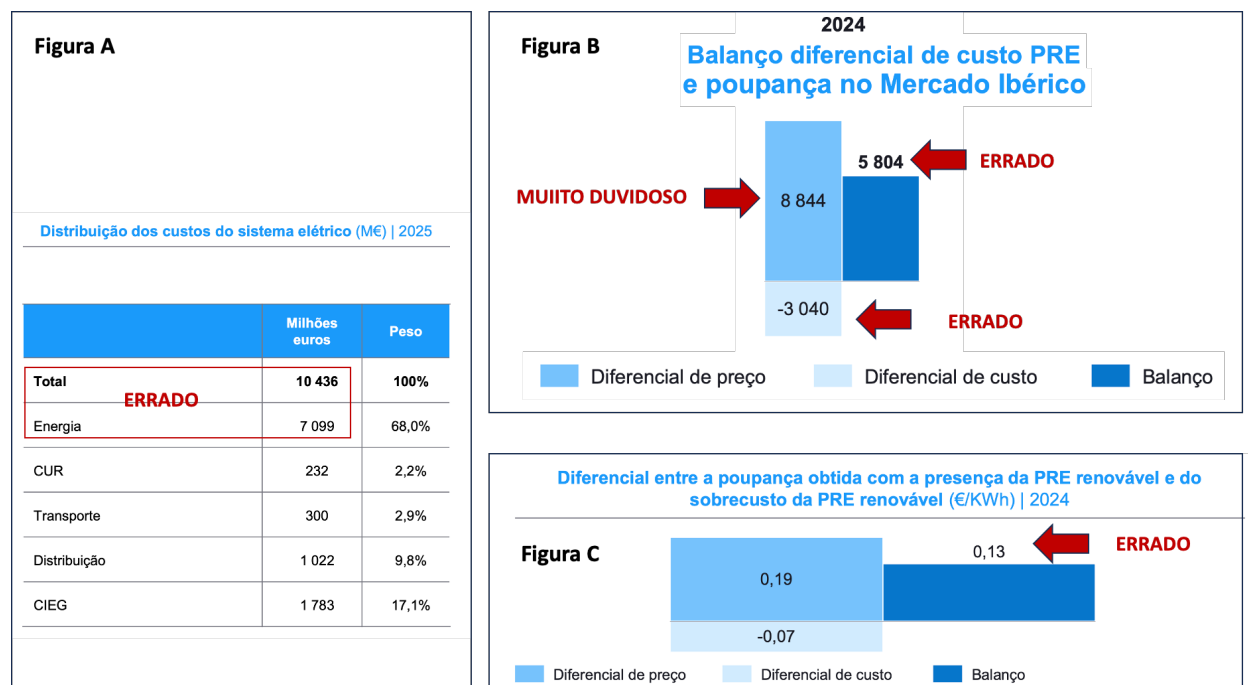


Os erros da EY / Parthenon e a falácia da APREN sobre menores custos induzidos pelas renováveis



Respigados de: Estudo de Impacto das Energias Renováveis em Portugal da EY / Parthenon, abril 2026, para a APREN

A APREN insistiu em demonstrar os benefícios das renováveis na redução de custos de produção no mercado de eletricidade. Analisemos os erros e indução de conclusões erradas sobre esses custos:

Figura A

Pelo menos os custos indicados para o SEN -Sistema Elétrico Nacional em 2025, da energia e total, estão errados; para um consumo à emissão de 53TWh e um preço ponderado de 65,55€/MWh (valores REN) o **custo grossista de energia** é de 3734 milhões € e não os 7099 milhões € apresentados.

Figura B

O **diferencial de custo da PRE** - Produção em Regime Especial de 3040 milhões € apresentado para 2024 está errado.

Em dezembro de 2023 a ERSE previa para 2024 um **custo total da PRE** de 2155 milhões €, pelo que o **diferencial referido não pode ser superior ao custo total** (aliás, o diferencial previsto era apenas de 393 milhões €...). A descida acentuada do preço spot médio em 2024, não prevista no final de 2023, conduziu a ERSE a propor uma correção em maio de 2024, passando a estimativa do diferencial de custo da PRE para 1252 milhões €. Este valor, acima em 859 milhões da previsão anterior, acabou por implicar a **bizarria de criação de um défice tarifário em ano de descida do**

custo grossista de eletricidade! O estudo deveria ter seguida a metodologia de avaliar o **valor efetivo capturado pela PRE no mercado à vista** para o cálculo do diferencial, e não numa interpretação errada de valores da ERSE...

O **valor de diferencial de preço ou de poupança no Mercado Ibérico** em 2024, de 8844 milhões € é altamente duvidosa, pois seria superior ao custo total do SEN no ano, na faixa dos 7000 milhões €. A metodologia seguida **sobrevaloriza a capacidade de fazer *mark up* de preço pela produção “sobrante” despachável, acima do custo variável da produção térmica ou de custo de substituição.** Daqui resulta um **balanço entre diferencial de custo da PRE e poupança no Mercado Ibérico falacioso.** Assim, é útil fazer um *sanity check*, baseado numa comparação simples de custos:

- Cenário I: consumo à emissão de 2024 (51,4TWh), alimentado apenas por CCGTs, potência firme de 10000MW, com custo fixo anual de 86,6 mil €/MW (valor nivelado unitário considerado como investimento em novas CCGTs, no estudo AFRY de norma de fiabilidade para a ERSE), e custo variável exatamente igual ao valor médio da FIT - Feed In Tariff da PRE (102,5€/MWh);
- Cenário II: alimentação do mesmo consumo por PRE (19,7TWh) com uma FIT média de 102,5€/MWh (valores adotados pela ERSE em maio de 2024) e a parte restante (31,7TWh) pelas mesmas CCGTs, mas apenas com 9000MW, por **poupança de contributo em potência firme, principalmente proporcionado pela PRE biomassa e cogeração, pois o contributo das eólicas em potência firme é muito reduzido e das fotovoltaicas nulo.**

O Quadro seguinte (valores em milhões €) resume a comparação e **estimativa correta para o dito “balanço” em 2024:**

		Cenário I: 100% CCGTs	Cenário II: PRE + CCGTs	Varição
CCGTs	Custo fixo	866	779.4	86.6
	Custo variável	5268.5	3249.3	2019.3
PRE			2019.3	-2019.3
			Balanço	86.6

Conclui-se que, para o custo variável admitido das CCGTs, na ordem de grandeza do calculável com os preços spot de gás em 2024 (e de emissões de CO₂), que:

- O **diferencial de custo** variável mais fixo das CCGTs, entre os dois Cenários, é de uns 2106 milhões €, nunca justificando os 8844 milhões € apresentados;
- O **balanço entre os dois cenários é NULO em custos variáveis**, devido a estes serem iguais à FIT média, e considerando o diferencial de *mark up* justificável (86,6 milhões €), devido à redução da potência firme das CCGTs, **o balanço efetivo é de 86,6 milhões € e não dos 5804 milhões € apresentados** no estudo. Se este último valor fosse realista, corresponderia a um ***mark up* enorme e predador da produção “sobrante” e despachável, coisa de que os Reguladores não aceitariam...**

Apenas quando

a FIT média é inferior ao custo variável que substitui

é que as eólicas e fotovoltaicas introduzem um balanço favorável efetivo para o SEN, como aconteceu apenas nos anos de 2022 e 2023 (mas bem abaixo do calculado). Portanto, é

totalmente errada e demagógica a sugestão implícita de atribuição ao SEN no comunicado da APREN de 6 de maio de 2026: “Entre 2018 e 2025, a integração de energia com custo marginal reduzido no Mercado Ibérico de Eletricidade gerou *poupanças acumuladas de quase 42 mil milhões de euros*” (média de 5250 milhões por ano)!

Figura C

O **balanço unitário** calculado, referido à energia entregue ao consumidor final, foi de 0,13 €/kWh em 2024. Mais uma vez **errado e o mesmo comunicado da APREN aproveita para descobrir algo que os consumidores não notaram, bem pelo contrário**, ao afirmar: “*traduzindo-se, em 2024, numa redução da fatura anual até 636 euros para famílias*” (consumo anual de 5000kWh). Ora, um outro *sanity check* mostraria que, admitindo um custo médio de 0,18 €/kWh (sem IVA) para esse nível de consumo doméstico, pagaria 71% mais na ausência da PRE! Isto é, **para 5000kWh de consumo anual pagariam não 900€, mas 1530€ por ano (sem IVA) se não existisse o contributo salvador da PRE histórica!**

Conclusões

O **erro conceptual** cometido na avaliação da poupança no Mercado Ibérico tem sido recorrente, ou seja: efetuar uma substituição teórica da produção em regime especial renovável (PRE) colocada no mercado pelas ofertas de eletricidade seguintes com preço mais elevado e calcular o novo preço de venda para a mesma quantidade de energia. Corresponde a fazer a **diferença entre o valor capturado no mercado à vista pela produção “sobrante” despachável sozinha - a que marca o preço marginal - e o valor semelhante na situação real**. A metodologia apenas é correta para **avaliar pequenas variações no portefólio de produção**, mas não quando a potência instalada da PRE a substituir é da ordem da despachável... Esse erro está em admitirem que:

- A PRE aumenta e a produção despachável decresce (fecho de centrais a fuelóleo e a carvão, hibernação de CCGTs em Espanha) e, mesmo assim, **o que “sobra” é capaz de alimentar o mesmo consumo e de forma otimizada economicamente;**
- A **estratégia de ofertas com *mark up* de preço no MIBEL seria a mesma nas duas alternativas** e que se tornaria excepcionalmente eficaz para as tecnologias despacháveis na recuperação de custos fixos: problema do *missing money*. **Se fosse verdade não era necessário o complemento do Mercado de Capacidade a lançar...**

Os erros apontados são sobejamente suficientes para duvidar das conclusões sobre os **aspectos macroeconómicos deste estudo, onde é fácil prever grandes vantagens que se revelam bem magras depois...** Votos para que a nova presidência da APREN se deixe de sobrançeria e se rodeie de assessoria competente e ainda de menos distração para a Snr^a. Ministra, que deu cobertura implícita a este estudo falacioso, no encerramento da sua apresentação...

José Allen Lima

Lisboa, 2 de dezembro de 2026.