

# Quando a transição energética passa a ser uma máquina de rendas

Mais renováveis, mais baterias, mais custos: onde está o planeamento?



por

*João de Jesus Ferreira<sup>1</sup>*

*Cascais, 5 de Junho de 2026*

---

<sup>1</sup> **Engenheiro Conselheiro - Electrotécnico - Especialista em Energia** - [MSc. Eng.º (IST)]

Antigo Professor e Ex- Director do Curso Superior de Engenharia Electrotécnica (Energia) do Instituto dos Pupilos do Exército.

Ex-director do CCE – Centro para a Conservação da Energia (actual ADENE)

Membro do Observatório da Indústria, Inovação e Energia da SEDES (OBSIIE)

O autor escreve, por opção pessoal, de acordo com a antiga ortografia.

## ÍNDICE

SUMÁRIO EXECUTIVO	4
1. INTRODUÇÃO	7
2. A ILUSÃO DA ENERGIA RENOVÁVEL BARATA	10
3. O PACOTE GOVERNAMENTAL: ACELERAÇÃO OU CONFIRMAÇÃO DOS DESEQUILÍBRIOS?	12
4. REFORMA DO ACESSO À REDE ELÉCTRICA	15
5. OS SUBSÍDIOS INVISÍVEIS DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	18
6. CIEG, TARIFAS DE ACESSO E ENCARGOS ESCONDIDOS NA FACTURA	20
7. CONTENÇÃO TARIFÁRIA: QUANDO O CUSTO MUDA DE BOLSO	21
8. PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL, REMUNERAÇÃO GARANTIDA	22
9. REDES ELÉCTRICAS: O MAIOR SUBSÍDIO ESCONDIDO DA TRANSIÇÃO	23
10. BATERIAS: RECURSO ÚTIL OU NOVA RENDA REGULADA?	24
11. BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA E ARMAZENAMENTO DE LONGA DURAÇÃO	26
12. CONTRATOS POR DIFERENÇA: ESTABILIDADE OU TRANSFERÊNCIA DE RISCO?	27
13. MECANISMOS DE CAPACIDADE: PAGAR PELA POTÊNCIA QUE O MERCADO DEIXOU DE REMUNERAR	29
14. PREÇOS NEGATIVOS, VERTIMENTOS E CANIBALIZAÇÃO RENOVÁVEL	30
15. O FALSO ARGUMENTO DA LIDERANÇA CLIMÁTICA EUROPEIA	32
16. ZONAS DE ACELERAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS E “SUPERIOR INTERESSE PÚBLICO”	33
17. REPOWERING EÓLICO: OPORTUNIDADE OU PROLONGAMENTO DAS RENDAS?	34
18. HIDROGÉNIO, BIOMETANO E COMBUSTÍVEIS RENOVÁVEIS: A NOVA FRENTE DOS APOIOS	35
19. BIOMASSA RESIDUAL: CASO DISTINTO, MAS EXIGENTE	36

20. FUNDOS EUROPEUS, AUXÍLIOS DE ESTADO E POLÍTICA INDUSTRIAL VERDE -----	37
21. ETS2 E FUNDO SOCIAL PARA O CLIMA: CRIAR O CUSTO, DEPOIS SUBSIDIAR A COMPENSAÇÃO-----	39
22. ISENÇÕES ELECTROINTENSIVAS -----	40
23. NOVOS CONSUMOS ELÉTRICOS: ELECTRIFICAÇÃO RACIONAL OU NOVA PRESSÃO SOBRE A REDE? -----	41
24. DEPENDÊNCIAS TECNOLÓGICAS EXTERNAS E MATÉRIAS-PRIMAS CRÍTICAS-----	42
25. QUADRO-SÍNTESE DOS MECANISMOS DE APOIO EXPLÍCITOS E INVISÍVEIS -----	44
26. O CONSUMIDOR COMO FINANCIADOR DE ÚLTIMO RECURSO -----	45
27. O PRINCÍPIO DO CAUSADOR-PAGADOR -----	46
28. O QUE DEVERIA SER FEITO -----	48
29. CONCLUSÕES-----	50
30. REFERÊNCIAS E FONTES DE ENQUADRAMENTO -----	53

## Sumário Executivo

As recentes medidas anunciadas pelo Governo para acelerar a transição energética, reforçar o armazenamento, simplificar o licenciamento de projectos renováveis, lançar um leilão para 750 MVA de baterias, criar mecanismos de Contratos por Diferença, dinamizar o repowering eólico, desenvolver Zonas de Aceleração de Energias Renováveis, reformar o acesso à rede eléctrica e invocar o conceito de “superior interesse público” **devem ser analisadas com rigor técnico, económico e regulatório.**

**Mais renováveis, mais baterias, mais custos e consequentemente mais rendas: onde está o planeamento energético ?**

A formulação política é conhecida, embora falsa e incorrecta: mais renováveis significariam mais segurança energética, mais competitividade, menor dependência externa, mais resiliência e maior liderança europeia. Porém, esta narrativa omite uma dimensão essencial: **a expansão acelerada de renováveis intermitentes tem custos sistémicos crescentes, que não aparecem no custo tecnológico isolado da produção, mas acabam por ser incorporados nas tarifas,** nos encargos de rede, nos serviços de sistema, nos mecanismos de capacidade, nos apoios públicos, nos contratos de longo prazo, nos fundos europeus, nas receitas de carbono, nas garantias públicas e, em última instância, na factura paga pelos consumidores e pelos contribuintes.

A questão central não é negar a utilidade das energias renováveis, das baterias, da bombagem, da biomassa residual, do biometano, da flexibilidade, da eficiência energética ou da electrificação. Todas estas soluções podem e devem ter um papel relevante num sistema energético moderno e com rigoroso planeamento. A questão é saber se Portugal está a integrar estas tecnologias num quadro de planeamento energético racional ou se está apenas a acumular mecanismos de apoio para corrigir os desequilíbrios criados por uma expansão renovável excessiva, intermitente, mal localizada e insuficientemente articulada com a procura, a rede e a potência firme.

Portugal já dispõe de uma potência renovável instalada muito elevada, com forte crescimento da solar fotovoltaica e da eólica. Em muitos períodos, a produção renovável excede a capacidade económica de absorção do sistema, obrigando a maior flexibilidade, armazenamento, exportação, limitação de produção, reforço de redes, contratação de serviços complementares e criação de novos mecanismos de remuneração.

O ponto técnico central é este: Portugal já dispõe de uma potência instalada muito superior à sua ponta de consumo, mas essa potência não se traduz, na mesma proporção, em capacidade

firme. A adição de mais potência renovável intermitente, sem reforço equivalente da potência firme, da flexibilidade da procura, do armazenamento de duração adequada ou de novos consumos úteis, não aumenta necessariamente a segurança de abastecimento. Pelo contrário, pode agravar os desequilíbrios do sistema, aumentando a produção em horas de baixo valor, comprimindo preços grossistas, gerando preços negativos e intensificando os vertimentos.

**Acrescentar megawatts intermitentes sem acrescentar firmeza é, por isso, um erro técnico grave.**

Nestas condições, continuar a medir o sucesso da política energética apenas pela potência renovável instalada ou pela percentagem anual de electricidade renovável é tecnicamente insuficiente e politicamente enganador.

As medidas anunciadas confirmam, ainda que indirectamente, que **a transição energética entrou numa fase de custos crescentes de integração**. Se é necessário lançar leilões de baterias, reforçar a bombagem, criar CfD, acelerar licenciamentos, compensar municípios, reformar o acesso à rede, reforçar infra-estruturas em centenas de milhões de euros e criar remunerações para tecnologias específicas, **então a electricidade renovável intermitente não pode continuar a ser apresentada como energia simplesmente barata**. O seu custo real é o custo total de a integrar, estabilizar, armazenar, transportar e tornar útil quando o sistema dela necessita.

O risco é claro: **primeiro subsidia-se ou incentiva-se a instalação de potência intermitente; depois surgem os problemas de rede, estabilidade, excesso de produção, preços negativos, falta de firmeza e perda de valor marginal; finalmente criam-se mecanismos regulados para resolver os problemas que a política anterior ajudou a criar**. Esta sucessão transforma a transição energética numa **arquitectura permanente de rendas**: rendas de produção, rendas de armazenamento, rendas de rede, rendas contratuais, rendas de capacidade, rendas territoriais, rendas fiscais e rendas financeiras.

O problema agrava-se porque muitos destes apoios não aparecem ao público como subsídios. Surgem sob designações tecnicamente neutras: CIEG, tarifas de acesso às redes, custos de política energética, medidas de sustentabilidade, mecanismos de capacidade, encargos de serviços de sistema, contratos de longo prazo, medidas de contenção tarifária, receitas consignadas, fundos europeus, Innovation Fund, PRR, auxílios de Estado, isenções electrointensivas, garantias de origem, compensações locais ou regimes especiais de licenciamento. **Economicamente, muitos destes instrumentos têm a mesma função: reduzir risco privado, garantir receita, deslocar custos e transferir encargos para consumidores ou contribuintes.**

Esta realidade exige uma formulação mais directa: o sector tem de ser disciplinado. Não basta continuar a acrescentar apoios, leilões, regimes especiais, compensações, contratos de longo prazo e garantias públicas. **É necessário travar a captura progressiva da política energética por interesses económicos organizados, que procuram transformar cada problema técnico criado pela expansão renovável intermitente numa nova oportunidade de remuneração garantida.**

A transição energética não pode continuar a funcionar como mecanismo de **transferência de riqueza dos consumidores e dos contribuintes para promotores privados**, investidores financeiros e operadores protegidos por regimes regulados. Quando o risco empresarial é reduzido por intervenção pública, quando os custos de integração são socializados na factura e quando as receitas são estabilizadas por contratos ou apoios, deixa de haver verdadeiro mercado. Passa a existir uma economia administrada de rendas, **suportada por consumidores que não foram chamados a aprovar esses encargos e por contribuintes que vêm recursos públicos desviados para modelos de negócio de utilidade sistémica discutível.**

Esta transferência de riqueza é particularmente grave porque incide sobre um bem essencial: a energia. A electricidade não é um produto indiferente para a economia. É factor de produção, condição de competitividade, suporte da indústria, requisito de conforto das famílias e instrumento de soberania económica. **Quando a política energética encarece estruturalmente a electricidade para financiar modelos de negócio protegidos, o prejuízo não se limita à factura doméstica: alastra à indústria, aos serviços, à agricultura, às exportações, ao emprego e ao crescimento económico.**

A disciplina do sector deve, por isso, tornar-se prioridade nacional. O objectivo não deve ser acelerar todos os projectos renováveis, todos os projectos de armazenamento e todos os novos consumos eléctricos. **O objectivo deve ser seleccionar apenas os que demonstram valor sistémico, reduzem custos totais, reforçam a segurança de abastecimento e não transferem encargos injustificados para a sociedade.**

Este artigo sustenta que **Portugal precisa de planeamento energético nacional**, não de uma política de acumulação de megawatts. Precisa de uma avaliação independente dos custos totais do sistema, da utilidade marginal de nova potência renovável, da necessidade real de armazenamento, do custo dos reforços de rede, do impacto tarifário dos CfD, da sustentabilidade dos mecanismos de capacidade, da transparência dos fundos públicos e da aplicação efectiva do princípio do causador-pagador.

Sem esta avaliação, as novas medidas correm o risco de prolongar os erros anteriores, transferindo para consumidores e contribuintes os custos de decisões apresentadas como inevitáveis, mas raramente demonstradas como economicamente eficientes.

# 1. Introdução

A transição energética tornou-se, de forma imposta por políticos sem capacidade técnica e científica, um dos grandes eixos da política pública europeia e portuguesa. Ao longo dos últimos anos, foi apresentada como instrumento de descarbonização, modernização industrial, independência energética, redução de emissões, segurança de abastecimento e criação de novas oportunidades económicas. Em abstracto, estes objectivos podem ser legítimos, embora encerrem muita dúvidas e omissões. Nenhum sistema energético moderno pode ignorar a necessidade de diversificar fontes, aumentar eficiência, reforçar a segurança de abastecimento e incorporar tecnologias mais eficientes, sempre com a preocupação da vertente económica.

Contudo, a legitimidade dos objectivos não dispensa a racionalidade dos meios. A política energética deve ser avaliada não apenas pelas intenções declaradas, mas pelos seus resultados efectivos, pelos seus custos, pela sua sustentabilidade económica, pela sua coerência técnica e pela distribuição dos encargos entre produtores e operadores do sistema.

Uma política que se apresenta como ambientalmente virtuosa pode, se for mal desenhada, tornar-se economicamente ineficiente, socialmente injusta e tecnicamente vulnerável. Esta é a preocupação central do presente artigo.

O caso português é particularmente relevante. O país tem vindo a aumentar significativamente a potência instalada em tecnologias renováveis intermitentes, sobretudo solar fotovoltaica e eólica. Esta evolução permitiu reduzir a produção eléctrica fóssil em muitas horas, mas criou simultaneamente desafios:

- maior variabilidade horária e sazonal da produção;
- maior dependência das condições meteorológicas;
- maior necessidade de flexibilidade operacional;
- maior pressão sobre as redes de transporte e distribuição;
- maior complexidade na operação do sistema eléctrico;
- maior necessidade de armazenamento;
- maior procura de serviços de sistema;
- maior risco de excedentes de produção e de vertimentos;
- maior necessidade de potência firme complementar;
- maior exposição a preços grossistas baixos, nulos ou negativos em certas horas;
- maior exposição às importações e à dependência da interligação com Espanha.

As recentes notícias sobre as medidas anunciadas pelo Governo devem ser lidas neste contexto. O anúncio de um leilão para 750 MVA de baterias <sup>2</sup>, a preparação de uma Estratégia Nacional para o Armazenamento de Energia, a criação de mecanismos de Contratos por Diferença, o recurso ao conceito de “superior interesse público” para projectos renováveis e de armazenamento, o desenvolvimento das Zonas de Aceleração de Energias Renováveis, o impulso ao repowering eólico, os apoios à biomassa, os incentivos ao biometano e a reforma do acesso à Rede Eléctrica de Serviço Público compõem um pacote político de grande amplitude.

A narrativa governamental apresenta este pacote como resposta à necessidade de acelerar a transição energética, reforçar a segurança de abastecimento e aumentar a competitividade da economia. Mas uma leitura técnico-económica mais exigente permite outra interpretação: as medidas anunciadas revelam que a expansão renovável deixou de ser um processo simples de substituição de fontes fósseis por fontes renováveis e passou a exigir uma infra-estrutura complexa de armazenamento, redes, contratos, mecanismos de compensação, garantias de receita, regimes especiais de licenciamento e novos instrumentos de apoio público.

Esta constatação é decisiva. Durante muito tempo, a energia solar e a energia eólica foram apresentadas como tecnologias cada vez mais baratas, capazes de reduzir o custo da electricidade. Porém, essa afirmação é frequentemente baseada no custo tecnológico isolado de produção, não no custo total do sistema. O consumidor não paga apenas painéis solares, aerogeradores ou inversores. Paga também redes, perdas, serviços de sistema, reserva, estabilidade, congestionamentos, compensação reactiva, armazenamento, reforços de ligação, mecanismos de capacidade, desvios, contratos de longo prazo e encargos de política energética.

Por isso, a discussão central deixou de ser:

**“Quanto custa produzir um megawatt-hora renovável?”**

e passou a ser:

**“Quanto custa entregar electricidade útil, segura, firme, disponível e compatível com as necessidades do sistema?”**

---

<sup>2</sup> MVA, MW e MWh em sistemas de baterias

A referência a “750 MVA de baterias” está incorrecta e deve ser interpretada com cautela técnica. O MVA é uma unidade de potência aparente e caracteriza, essencialmente, a capacidade eléctrica máxima de ligação à rede do sistema de conversão de potência — inversores, transformadores e interface com a rede. No caso de sistemas de armazenamento por baterias, a caracterização técnica relevante não pode limitar-se ao MVA ou ao MW. Deve incluir também a capacidade energética, expressa em MWh, e a duração de descarga. Por exemplo, uma bateria com 750 MW de potência pode ter 750 MWh se for dimensionada para 1 hora, 1 500 MWh se for dimensionada para 2 horas ou 3 000 MWh se for dimensionada para 4 horas. **Sem esta informação, não é possível avaliar o contributo real do armazenamento para a segurança de abastecimento, gestão de excedentes renováveis, redução de vertimentos, prestação de serviços de sistema ou cobertura de períodos prolongados de baixa produção renovável.** Assim, a potência de ligação em MVA não define, por si só, a utilidade sistémica do armazenamento.

A diferença entre estas duas perguntas é enorme. A primeira favorece uma leitura parcial da economia das renováveis. A segunda obriga a considerar o custo real da integração da intermitência.

O objectivo deste artigo é analisar criticamente as novas medidas governamentais e discutir se elas correspondem a verdadeiro planeamento energético ou se representam mais uma etapa na transformação da transição energética numa máquina de rendas reguladas. A tese central é simples: **quando cada nova fase da transição exige novos apoios, novas garantias, novos leilões, novas redes, novas compensações e novos contratos, torna-se indispensável perguntar se estamos perante uma política eficiente ou perante a correcção permanente dos erros da política anterior.**

## 1.1 A desproporção climática e económica da política seguida

Há ainda uma dimensão que deve ser introduzida com clareza: a desproporção entre o esforço económico imposto a Portugal e à União Europeia e o seu efeito marginal nas emissões globais.

Portugal representa cerca de 0,1% das emissões globais de gases com efeito de estufa e cerca de **0,09% das emissões globais de CO<sub>2</sub> fóssil**, dependendo da base estatística e do ano considerado. Mesmo admitindo variações metodológicas, trata-se de uma contribuição global residual. **A União Europeia, por sua vez, representa já menos de 6% das emissões globais de gases com efeito de estufa.** Ou seja, mesmo uma redução adicional muito significativa das emissões portuguesas ou europeias terá impacto limitado na trajectória global, se não for acompanhada por reduções equivalentes nos grandes emissores mundiais.

Esta constatação não significa que Portugal ou a União Europeia devam abandonar objectivos ambientais. Significa, sim, que **a política, dita, climática deve ser racional, proporcional e economicamente sustentável.** Não faz sentido adoptar políticas que contribuam para destruir competitividade, encarecer a energia, fragilizar a indústria, impor custos sistémicos crescentes e transferir riqueza para promotores subsidiados, quando o “benefício climático”<sup>3</sup> global dessas medidas é marginal e quando o essencial das emissões mundiais continua a ser determinado por grandes economias industriais fora da Europa.

---

<sup>3</sup> O conceito de “benefício climático” deve ser usado com prudência. Embora o IPCC atribua o aquecimento global observado sobretudo à influência humana e às emissões de gases com efeito de estufa (as alterações climáticas não podem ser atribuídas, cegamente, às emissões de CO<sub>2</sub> por falta de prova científica consistente), essa conclusão não permite atribuir automaticamente cada evento extremo ou alteração regional específica às emissões de CO<sub>2</sub>. **O sistema climático é complexo e influenciado por múltiplos factores naturais e antropogénicos. As alterações climáticas existem desde que existe o planeta Terra.** Por isso, a política energética deve avaliar não apenas a redução teórica de emissões, mas também a proporcionalidade económica, o custo para consumidores e contribuintes e o impacto marginal efectivo de países com reduzido peso nas emissões globais.

A política energética portuguesa deve, portanto, respeitar três princípios:

- proporcionalidade entre custo económico e benefício climático;
- defesa da competitividade nacional e europeia;
- recusa de mecanismos que socializam custos e privatizam rendas.

A descarbonização não pode ser usada como argumento absoluto para justificar qualquer custo, qualquer subsídio, qualquer aceleração administrativa ou qualquer transferência de encargos para consumidores e contribuintes. Uma política ambiental que destrói base industrial, agrava preços da energia e aumenta dependências externas pode acabar por ser socialmente injusta, economicamente contraproducente e climaticamente irrelevante à escala global.

## 2. A ilusão da energia renovável barata

A expansão das renováveis intermitentes foi construída sobre uma mensagem falsa mas politicamente poderosa: sol e vento seriam recursos gratuitos, abundantes, nacionais e capazes de reduzir o custo da electricidade. **Esta mensagem contém uma pequena parte de verdade, mas é incompleta. O recurso natural é gratuito; a sua transformação em electricidade útil para o sistema não é.**

A energia solar fotovoltaica e a energia eólica têm custos tecnológicos que diminuíram de forma significativa nas últimas décadas. Contudo, quando a sua penetração no sistema eléctrico é elevada, o valor marginal da energia produzida tende a diminuir nas horas em que há excesso de produção. A energia solar concentra a sua produção em horas diurnas, muitas vezes coincidentes entre projectos, o que reduz o preço de mercado nessas horas e aumenta a necessidade de deslocar energia para outros períodos. A eólica, embora mais distribuída no tempo, continua dependente da meteorologia e não garante disponibilidade nas horas críticas.

Num sistema com baixa penetração renovável, cada novo megawatt de solar ou eólica pode substituir produção fóssil em muitas horas. Num sistema com elevada penetração renovável, cada novo megawatt pode gerar cada vez mais energia em períodos de baixo valor, aumentando a necessidade de armazenamento, exportação, corte de produção ou reforço de redes. A tecnologia pode continuar a ser barata no ponto de produção, mas tornar-se cara no ponto de utilização efectiva pelo sistema.

Esta distinção é muitas vezes ignorada no debate público. Confunde-se:

- custo de produção com custo sistémico;
- energia gerada com energia útil;
- potência instalada com capacidade firme;
- percentagem anual de renováveis com segurança de abastecimento;
- preço grossista horário com custo final para o consumidor;
- baixo custo marginal com baixo custo total.

O resultado é uma narrativa optimista, mas tecnicamente incompleta.

A política energética não deve ser construída sobre indicadores isolados. Uma elevada incorporação renovável anual pode coexistir com fragilidade em horas de baixa produção eólica, baixa radiação solar, seca hídrica, indisponibilidade de interligações ou ponta de consumo. Do mesmo modo, um sistema pode apresentar preços grossistas baixos em algumas horas e, simultaneamente, uma factura final elevada devido aos custos de rede, serviços de sistema e encargos regulados.

É por isso que a avaliação das renováveis deve incluir os seus custos de integração:

- reforço das redes;
- reserva operacional;
- armazenamento;
- controlo de frequência;
- controlo de tensão;
- compensação reactiva;
- inércia sintética;
- gestão de congestionamentos;
- limitação de produção;
- potência firme complementar;
- custos de redispatch;
- custos de balanço;
- custos de capacidade;
- custos ambientais e territoriais.

Sem estes elementos, a comparação económica entre tecnologias é parcial e pode induzir decisões erradas.

Há ainda uma confusão técnica que deve ser eliminada: potência instalada não é potência firme. Um sistema pode ter muita potência nominal instalada e, ainda assim, dispor de reduzida capacidade garantida nos momentos críticos. A solar fotovoltaica não contribui para a ponta nocturna; a eólica depende do regime de vento; a hídrica depende da hidraulicidade e da gestão dos recursos hídricos; e as baterias dependem da energia previamente armazenada e da sua duração de descarga.

Assim, a questão relevante não é saber apenas quantos megawatts existem no sistema, mas quantos desses megawatts estão disponíveis quando a procura o exige. A segurança de abastecimento não se garante com potência estatística; garante-se com potência firme, despachável ou adequadamente suportada por armazenamento, flexibilidade e reserva.

Adicionar mais renováveis intermitentes num sistema que já tem excesso de potência nominal e insuficiente capacidade firme não resolve o problema estrutural. Aumenta a produção quando há sol ou vento, mas pouco acrescenta nos períodos sem recurso renovável. Esta assimetria é essencial: mais potência instalada pode significar mais excedentes em certas horas e, simultaneamente, a mesma vulnerabilidade em horas críticas.

### 3. O pacote governamental: aceleração ou confirmação dos desequilíbrios?

As medidas anunciadas pelo Governo português são apresentadas como uma nova fase da transição energética. Incluem armazenamento, baterias, bombagem, redes, CfD, repowering eólico, simplificação de processos, Zonas de Aceleração de Energias Renováveis, biomassa, biometano, eficiência energética, combustíveis renováveis e reforma do acesso à rede. Em termos políticos, o pacote é ambicioso. Em termos técnicos, levanta muitas questões sérias.

A primeira questão é saber por que razão um sistema que se apresenta como líder europeu em produção renovável necessita agora de sucessivos instrumentos adicionais para manter a expansão. A resposta implícita é clara: **porque a instalação de renováveis intermitentes, em grande escala, cria necessidades adicionais de integração.** Quanto maior for a penetração de tecnologias variáveis, maior será a necessidade de flexibilidade, armazenamento, redes, reserva, estabilidade e mecanismos de compensação financeira.

O próprio pacote governamental confirma esta realidade. O leilão de 750 MVA de baterias não surge por acaso. Surge porque há cada vez mais produção solar e eólica a exigir capacidade de deslocação temporal, resposta rápida e flexibilidade operacional. A Estratégia Nacional para o Armazenamento não surge por acaso. **Surge porque a intermitência criou uma necessidade**

**estrutural de absorver excedentes** e responder a variações rápidas de produção. Os CfD não surgem por acaso. **Surgem porque os promotores procuram previsibilidade de receitas** num mercado cada vez mais volátil e afectado por preços baixos ou negativos em horas de excesso renovável.

O **erro técnico** torna-se evidente quando se observa a relação entre potência instalada, consumo e capacidade firme. Portugal não precisa apenas de mais potência nominal. Precisa de potência disponível, controlável e útil nos momentos em que o sistema dela necessita. A instalação de mais solar e eólica, sem crescimento proporcional do consumo, sem potência firme adicional e sem armazenamento de duração adequada, aumenta a probabilidade de excedentes, congestionamentos, preços baixos, preços negativos e vertimentos.

Nesta situação, a política de “mais renováveis” deixa de ser solução e passa a ser parte do problema. **Acrescentar produção intermitente a um sistema que já não consegue absorver toda a energia renovável em certas horas é tecnicamente incoerente. É produzir mais quando o sistema já tem demais**, e continuar vulnerável quando o sistema precisa de potência firme.

Por isso, o **planeamento energético deve deixar de perguntar apenas “quanta potência renovável se pode instalar?”** e passar a perguntar: **“que potência firme existe, que consumo útil absorve essa produção, que armazenamento está disponível, que serviços de sistema são assegurados e qual é o custo total para o consumidor?”**

Também o reforço das redes não surge por acaso. A existência de muitos pedidos de ligação pendentes, atribuídos ou em manifestação de interesse demonstra que a rede se tornou o novo recurso escasso do sistema eléctrico. A capacidade de ligação passou a ter valor económico próprio. **Em vez de se perguntar, em primeiro lugar, quais os projectos necessários para o sistema, parece discutir-se como expandir a rede para acomodar projectos. Esta inversão de prioridades é preocupante.**

Uma política energética rigorosa deveria partir da procura, da segurança de abastecimento, da potência firme necessária, da localização dos centros de consumo, da disponibilidade das redes, dos custos totais e da optimização do sistema. Só depois deveria determinar que capacidade renovável adicional faz sentido instalar, onde, com que tecnologia, com que perfil de produção e com que encargos de integração.

O que parece estar a acontecer é o inverso: **multiplicam-se projectos, pedidos de ligação e metas políticas; em seguida, a rede, o armazenamento e os consumidores são chamados a acomodar e a pagar a expansão.**

O anúncio de investimentos significativos na rede eléctrica deve, por isso, ser analisado com cuidado. Naturalmente, as redes precisam de investimento. Uma rede moderna é indispensável à electrificação, à qualidade de serviço e à segurança de abastecimento. Mas há uma diferença fundamental entre reforçar a rede para servir a procura e reforçar a rede para acomodar produção intermitente cuja utilidade marginal não foi demonstrada. No segundo caso, o risco é **transformar a tarifa de acesso às redes num mecanismo de socialização dos custos de ligação de projectos privados.**

O mesmo se aplica às compensações previstas para municípios que acolham baterias ou outros projectos. A existência de compensações é, por si só, reconhecimento de que **estes projectos têm impactos territoriais, sociais e ambientais.** Se têm impactos, devem ser avaliados. Se exigem compensações, o seu custo deve ser incluído na análise económica. **Não se pode apresentar a energia renovável como barata e, ao mesmo tempo, omitir os custos de aceitação territorial, ligação à rede, armazenamento e compensação local.**

O que está em causa já não é uma política pública neutralmente orientada para o interesse geral. **Está em causa a formação de um ecossistema económico altamente organizado, composto por promotores renováveis, investidores em armazenamento, consultores, intermediários financeiros, fornecedores tecnológicos, associações sectoriais e operadores com forte capacidade de influência sobre o processo político e regulatório.**

Este ecossistema actua como um lóbi poderoso. O seu objectivo é legítimo do ponto de vista empresarial — criar valor para os seus accionistas —, mas não pode ser confundido com o interesse público. O interesse público exige electricidade segura, competitiva, territorialmente equilibrada e ambientalmente responsável. O interesse dos promotores é maximizar projectos, capacidade instalada, contratos, acesso à rede e previsibilidade de receitas.

A confusão entre estes dois planos é uma das causas centrais da actual distorção da política energética. O país não pode continuar a aceitar que a agenda pública seja definida pela capacidade de pressão dos sectores que beneficiam dos apoios. **A política energética deve disciplinar os promotores, e não ser disciplinada por eles.**

Esta disciplina deve ter consequências práticas. Não basta afirmar genericamente que os projectos devem ser avaliados. É necessário impor limites, cauções, responsabilização financeira e critérios de utilidade sistémica. O sector renovável e o sector do armazenamento não podem continuar a funcionar como áreas de baixo risco empresarial, protegidas por prioridade política, acesso regulado à rede, apoios directos ou indirectos e expectativas permanentes de remuneração pública ou para-pública.

O interesse público não consiste em maximizar a carteira de projectos dos promotores. Consiste em assegurar energia segura, competitiva, acessível e tecnicamente robusta. Sempre que estes objectivos entrem em conflito com interesses privados de expansão, deve prevalecer o interesse dos consumidores, da economia real e da segurança de abastecimento.

#### 4. Reforma do acesso à rede eléctrica: racionalização necessária ou nova via rápida para mais projectos?

A reforma do modelo de acesso à Rede Eléctrica de Serviço Público constitui mais um elemento relevante para compreender a actual deriva da política energética portuguesa. O Governo pretende redesenhar o modelo de ligação de projectos de produção, armazenamento e consumo à rede, através de um grupo de trabalho liderado pela DGEG, com participação dos operadores de rede e contributos de entidades públicas, sectoriais e associativas.

Em abstracto, uma reforma do acesso à rede é necessária. O modelo actual tem sido marcado por congestionamento administrativo, multiplicação de pedidos, capacidade reservada sem utilização efectiva, especulação sobre pontos de ligação e crescente dificuldade em compatibilizar produção, armazenamento e consumo. A capacidade de ligação à rede tornou-se um activo escasso. E, quando um bem regulado e escasso passa a ter valor económico elevado, a sua atribuição exige regras muito rigorosas, transparentes e orientadas para o interesse público.

O ponto crítico está no objectivo político da reforma. Se a reforma se destinar a ordenar o acesso à rede, eliminar projectos especulativos, libertar capacidade não utilizada, introduzir critérios de mérito sistémico, imputar custos aos causadores e proteger o consumidor, poderá ser positiva. Mas se a reforma tiver como finalidade dominante **acelerar renováveis, baterias e novos consumos, sem avaliação rigorosa da sua necessidade, poderá agravar os desequilíbrios existentes.**

A rede eléctrica não deve ser tratada como mero suporte passivo da ambição dos promotores. A rede é uma infra-estrutura crítica nacional, paga pelos consumidores através das tarifas de acesso. Deve servir a segurança de abastecimento, a qualidade de serviço, a eficiência económica, a electrificação racional da economia e a estabilidade do sistema. **Não deve ser transformada num mecanismo de socialização dos custos de ligação de projectos privados cuja utilidade marginal não foi devidamente demonstrada.**

A formulação “**acelerar renováveis, baterias e novos consumos**” é, por isso, reveladora. Coloca no mesmo plano realidades muito diferentes:

- um novo consumo industrial electrointensivo, com criação de valor acrescentado, emprego, exportações e perfil de carga previsível;
- uma central fotovoltaica redundante, localizada em zona saturada da rede e com produção concentrada em horas de baixo valor;
- uma bateria que presta serviços críticos de frequência ou alívio de congestionamentos;
- uma bateria instalada sobretudo para arbitragem privada de preços;
- um projecto de hidrogénio que absorve excedentes reais;
- um projecto de hidrogénio que cria procura artificial para justificar nova produção renovável.

A rede deve distinguir valor sistémico, não apenas ordem de chegada.

O modelo tradicional de acesso, baseado em pedidos sucessivos e **reserva de capacidade, favorece comportamentos oportunistas**. Quem consegue reservar capacidade obtém uma posição económica valiosa, mesmo que o projecto não avance em tempo útil. Isto pode bloquear projectos mais úteis, atrasar investimentos relevantes e obrigar a reforços de rede que acabam por ser pagos pelo conjunto dos consumidores. **A reforma deveria, portanto, começar por uma pergunta simples: que projectos merecem acesso prioritário à rede porque prestam efectivo serviço ao sistema e à economia?**

A resposta deve assentar em critérios técnicos e económicos objectivos:

- proximidade da carga;
- contribuição para a potência firme;
- perfil horário de produção ou consumo;
- capacidade de prestar serviços de sistema;
- impacto sobre congestionamentos;
- necessidade de reforços de rede;
- maturidade do projecto;
- cauções robustas;
- prazos vinculativos;
- penalizações por incumprimento;
- repartição dos custos de ligação e reforço.

Sem estes critérios, **a reforma arrisca-se a substituir um congestionamento administrativo por uma aceleração desordenada**.

Um dos aspectos mais importantes é a articulação entre produção e consumo. A política energética tem privilegiado a instalação de produção renovável, muitas vezes longe dos centros

de consumo, criando pressão sobre as redes de transporte e distribuição. **Uma reforma séria deveria favorecer soluções em que produção, armazenamento e consumo estejam territorial e electricamente articulados.**

O autoconsumo colectivo, as comunidades de energia bem dimensionadas, os parques industriais com produção local, a flexibilidade da procura e o armazenamento em pontos críticos da rede podem ter maior valor do que projectos isolados de grande dimensão.

Também os novos consumos devem ser avaliados com prudência. A electrificação da economia é frequentemente apresentada como objectivo incontestável, mas nem todos os consumos eléctricos adicionais têm o mesmo valor estratégico. Centros de dados, hidrogénio, mobilidade eléctrica, indústria, climatização e novos processos electrointensivos têm perfis, impactos e benefícios distintos. A atribuição de capacidade de rede a novos consumos deve considerar criação de valor económico, flexibilidade, localização, contribuição fiscal, emprego, impacto territorial e capacidade de adaptação ao sistema.

**No caso das baterias, a reforma do acesso à rede deve evitar que o armazenamento se transforme em actividade especulativa de ocupação de pontos de ligação.** Uma bateria só deve obter prioridade se prestar serviços identificáveis, mensuráveis e úteis: **resposta rápida de frequência, redução de congestionamentos, apoio à estabilidade local, gestão de excedentes em zonas críticas ou suporte à segurança de abastecimento.** A simples existência de capacidade electroquímica não deve ser suficiente para justificar acesso privilegiado à rede.

A reforma deve igualmente **clarificar quem paga os reforços necessários.** Se um projecto exige reforço da rede para se ligar, deve ser analisado se esse reforço beneficia o sistema no seu conjunto ou se serve essencialmente o projecto. No primeiro caso, pode justificar-se socialização **parcial** do custo. No segundo, **o custo deve ser imputado ao promotor.** A ausência desta distinção tem sido uma das formas mais subtis de transferência de custos privados para os consumidores.

A reforma do acesso à RESP pode ser uma oportunidade para corrigir erros acumulados. Pode libertar capacidade especulativa, introduzir cauções mais exigentes, penalizar projectos que não avançam, priorizar consumos estratégicos, favorecer armazenamento útil, aproximar produção e consumo e reduzir custos sistémicos. Mas também pode tornar-se mais um instrumento de aceleração da mesma política: mais renováveis, mais baterias, mais rede, mais custos e mais encargos para o consumidor.

**Se a reforma for desenhada apenas para acelerar a ligação de mais produção intermitente, baterias e novos consumos sem hierarquia de valor, será mais uma peça da máquina de rendas.**

A rede eléctrica tornar-se-á, então, o novo território de disputa das rendas energéticas: quem obtém ligação obtém valor; quem suporta os reforços é o consumidor.

## 5. Os subsídios invisíveis da transição energética

Uma das maiores fragilidades do debate energético é a tendência para identificar subsídio apenas quando existe uma transferência orçamental directa e visível. Esta visão é demasiado estreita. Em sistemas eléctricos modernos, muitos apoios não aparecem como subsídios explícitos, mas funcionam economicamente como tal.

Um subsídio pode assumir várias formas:

- FiT - tarifa garantida;
- prémio de mercado;
- CfD – Contratos por Diferença;
- isenção tarifária;
- custo incorporado na tarifa de acesso;
- dívida tarifária;
- garantia pública;
- contrato de longo prazo;
- pagamento por capacidade;
- apoio à ligação à rede;
- financiamento europeu;
- receita consignada de carbono;
- benefício fiscal;
- compensação territorial;
- prioridade de despacho;
- prioridade administrativa;
- acesso privilegiado à rede;
- mitigação de risco regulatório;
- remuneração por disponibilidade;
- apoio à inovação;
- mecanismo de cobertura de perdas;
- fundo de compensação social.

A questão decisiva não é saber como o mecanismo é designado. A questão é saber quem assume o risco e quem paga o custo.

Se um promotor recebe uma receita garantida, há apoio. Se um investimento privado beneficia de reforço de rede pago pela tarifa, há apoio indirecto. Se uma tecnologia só é viável com fundos europeus, há apoio público. Se uma actividade recebe isenção de encargos que outros consumidores suportam, há transferência de custos. Se um contrato reduz o risco de mercado de um produtor durante 15 ou 20 anos, há protecção regulada. Se a factura é artificialmente contida com receitas fiscais ou receitas de carbono, há deslocação do custo.

A transição energética europeia e portuguesa tem multiplicado estes instrumentos. Muitos deles são apresentados como indispensáveis para acelerar a descarbonização. Alguns podem ter justificação em certas circunstâncias. Mas o seu efeito agregado deve ser discutido com transparência: estão a criar uma economia energética baseada em risco privado reduzido, receita estabilizada e custo socializado.

A designação “**subsídios invisíveis**” é, por isso, tecnicamente adequada. Não se trata apenas de pagamentos directos. Trata-se de uma arquitectura regulatória que desloca custos, mascara encargos e reduz a percepção pública do verdadeiro custo da transição.

A questão deve ser colocada de forma frontal: se uma actividade económica precisa permanentemente de prioridade administrativa, garantias públicas, acesso protegido à rede, contratos de longo prazo, apoios ao investimento, estabilização de receitas, compensações territoriais e socialização dos custos de integração, então essa actividade não está a competir em mercado pleno. **Está a operar dentro de uma estrutura regulada de transferência de risco.**

Esta transferência de risco tem uma consequência directa: **riqueza que deveria permanecer nos consumidores, nas empresas produtivas e na economia real é desviada para activos energéticos protegidos.** A electricidade deixa de ser apenas um factor de produção essencial para a economia e passa a ser também um veículo de extracção de rendas reguladas.

É por isso que o debate sobre subsídios não pode limitar-se às verbas orçamentais explícitas. O verdadeiro subsídio pode estar numa tarifa, num contrato, numa isenção, numa garantia, num despacho administrativo, numa ligação à rede, numa prioridade de licenciamento ou numa regra de mercado desenhada para reduzir o risco do investidor.

Esta é a razão pela qual **a política energética deve ser sujeita a uma auditoria económica permanente.** Cada mecanismo de apoio deve ser quantificado, identificado por tecnologia, imputado ao respectivo beneficiário e avaliado quanto ao seu impacto tarifário e orçamental. Sem essa transparência, **o debate público fica contaminado por uma ilusão: a de que a transição energética é barata porque muitos dos seus custos estão escondidos em componentes reguladas, fundos públicos ou compromissos de longo prazo.**

## 6. CIEG, tarifas de acesso e encargos escondidos na factura

Os **Custos de Interesse Económico Geral**, frequentemente conhecidos por CIEG, são uma das formas mais relevantes de incorporação de custos de política energética na factura eléctrica. Incluem encargos associados a opções políticas, regimes especiais, sustentabilidade tarifária, convergência tarifária, apoios sociais, produção com remuneração garantida e outros custos reconhecidos pelo regulador.

Para o consumidor comum, estes encargos raramente são compreendidos. Surgem diluídos nas tarifas de acesso às redes ou em componentes reguladas da factura. A consequência é simples: muitos apoios deixam de ser percebidos como subsídios, embora continuem a ser pagos pelos consumidores.

**A factura eléctrica torna-se assim uma espécie de veículo de financiamento de política pública.** Em vez de os custos aparecerem de forma clara no Orçamento do Estado, aparecem embutidos em tarifas, proveitos permitidos, ajustamentos, défices ou encargos de sistema.

Este mecanismo tem três problemas principais.

Primeiro, **reduz a transparência democrática**. O consumidor sabe que paga electricidade, mas dificilmente distingue quanto paga por energia, quanto paga por redes e quanto paga por decisões de política energética acumuladas ao longo de anos.

Segundo, **dificulta a avaliação económica das tecnologias**. Se os custos de integração, apoios históricos e encargos regulados são socializados na factura, as tecnologias beneficiárias parecem mais competitivas do que realmente são.

Terceiro, **cria inércia política**. Uma vez incorporado na tarifa, o custo tende a permanecer, a ser refinanciado, diferido, ajustado ou redistribuído, sem escrutínio equivalente ao de uma despesa orçamental directa.

Este é um dos pontos mais importantes: a transição energética não deve ser avaliada apenas pelos subsídios visíveis, mas também pelos encargos incorporados na factura, que são tecnicamente complexos e politicamente pouco transparentes.

## 7. Contenção tarifária: quando o custo muda de bolso

A contenção tarifária é frequentemente apresentada como protecção dos consumidores. Em períodos de pressão sobre os preços da energia, o Governo ou o regulador podem utilizar receitas públicas, receitas de carbono, saldos tarifários ou outros mecanismos para limitar a subida das tarifas.

Em termos imediatos, estas medidas podem aliviar a factura. Mas não eliminam o custo. Apenas o deslocam.

Quando a factura eléctrica é contida por via administrativa, há sempre uma pergunta que deve ser feita:

### Quem paga a diferença?

A resposta pode variar:

- paga o contribuinte, através do Orçamento do Estado;
- pagam os consumidores futuros, através de dívida tarifária;
- pagam outros consumidores, através de redistribuição tarifária;
- pagam receitas públicas que poderiam financiar outras políticas;
- pagam fundos europeus ou receitas de carbono;
- paga o sistema através de ajustamentos futuros.

A contenção tarifária pode ser socialmente necessária em situações excepcionais, sobretudo para proteger consumidores vulneráveis. Mas não deve ser confundida com redução estrutural de custos. **É apenas uma alteração do canal de financiamento.**

Este ponto é particularmente relevante para a crítica aos apoios escondidos. Uma política energética pode criar custos elevados e, depois, usar medidas de contenção para impedir que esses custos apareçam integralmente na factura. O resultado é uma dupla opacidade: primeiro cria-se o custo; depois oculta-se parcialmente a sua visibilidade.

A contenção tarifária não é planeamento energético. É gestão política da percepção do custo.

## 8. Produção em Regime Especial, remuneração garantida e financeirização dos sobrecustos

A história recente do sector eléctrico português inclui regimes de produção com remuneração garantida, em particular associados à **Produção em Regime Especial**. Estes regimes foram justificados pelos políticos, em certas fases, pela necessidade de lançar tecnologias emergentes, reduzir emissões e criar escala industrial.

O problema é que muitos destes regimes **garantiram receitas superiores ao valor de mercado da energia produzida**. A diferença foi suportada pelo sistema, ou seja, pelos consumidores. Durante anos, **os sobrecustos da produção com remuneração garantida foram incorporados em tarifas, ajustamentos e mecanismos de recuperação diferida**.

Esta questão é decisiva para compreender a expressão **“máquina de rendas”**. Quando uma tecnologia recebe remuneração garantida durante longos períodos, o risco de mercado é reduzido ou eliminado. O produtor deixa de estar plenamente exposto ao preço da electricidade. **O consumidor passa a suportar a diferença entre o preço garantido e o valor económico real da produção**.

Há ainda uma dimensão adicional: a financeirização dos sobrecustos. Em vários contextos, direitos de recebimento associados a sobrecustos tarifários podem ser transferidos, titularizados ou convertidos em fluxos financeiros. O que começou como apoio a uma tecnologia transforma-se em activo financeiro. **A factura eléctrica deixa de remunerar apenas produção ou rede; passa também a remunerar compromissos financeiros acumulados**.

Esta transformação é particularmente problemática porque torna os custos mais persistentes, menos visíveis e mais difíceis de discutir politicamente. A renda deixa de ser apenas uma remuneração sectorial. Passa a ser um fluxo financeiro com titulares, expectativas, contratos e direitos adquiridos.

A transição energética deve evitar repetir este padrão. Os CfD, os leilões de baterias, os apoios ao hidrogénio, os incentivos ao biometano e os mecanismos de capacidade **não podem tornar-se a nova geração de compromissos tarifários de longo prazo**.

## 9. Redes eléctricas: o maior subsídio escondido da transição

As redes eléctricas são infra-estruturas essenciais. Sem redes robustas, não há segurança de abastecimento, electrificação, integração renovável, qualidade de serviço ou funcionamento eficiente do mercado. O investimento em redes é, portanto, necessário.

Mas nem todo o investimento em redes tem a mesma natureza económica. Há investimentos que servem a procura, melhoram a qualidade de serviço, reduzem perdas e aumentam a resiliência. E há **investimentos que resultam sobretudo da necessidade de acomodar nova produção intermitente**, muitas vezes localizada longe dos centros de consumo ou em zonas onde a rede não estava preparada para receber grandes volumes de injeção.

Quando o reforço de rede é necessário para ligar projectos privados de produção renovável, importa distinguir:

- reforço que beneficia o sistema no seu conjunto;
- reforço que beneficia essencialmente um conjunto de promotores;
- reforço que evita congestionamentos estruturais;
- reforço que apenas acomoda produção redundante;
- reforço que serve novos consumos estratégicos;
- reforço que serve consumos especulativos ou artificialmente induzidos.

Esta distinção é essencial para determinar **quem deve pagar**.

Se o custo for socializado nas tarifas de acesso, todos os consumidores suportam a infra-estrutura que permite a determinados projectos privados realizar receita. **Nesse caso, a rede funciona como subsídio indirecto**. Não aparece como apoio ao promotor, mas reduz o custo efectivo de ligação e integração do projecto.

A política energética europeia enfrenta este problema em larga escala. A electrificação, a integração renovável, os novos consumos e a descentralização exigem investimentos massivos em redes. Estes investimentos podem ser necessários, mas não podem ser tratados como custo neutro. **Serão pagos pelos consumidores, pelas tarifas, pelo orçamento, por dívida ou por fundos públicos. Logo, devem ser avaliados como parte do custo real da transição.**

O erro mais comum é apresentar a energia renovável como barata e, depois, separar os custos de rede como se fossem inevitáveis e independentes. Não são. Em muitos casos, são consequência directa do modelo de expansão escolhido.

A rede eléctrica não deve ser uma plataforma ilimitada para acomodar todos os projectos que pretendem ligação. Deve ser usada como instrumento de disciplina económica, técnica e territorial do sistema. Esta distinção é fundamental.

**Disciplinar o sector significa recusar a lógica segundo a qual qualquer projecto renovável ou de armazenamento, pelo simples facto de ser apresentado como “verde”, deve ter direito a ligação, reforço de rede, prioridade administrativa e socialização de custos.** A rede é um activo crítico nacional, não uma plataforma de monetização privada de capacidade escassa.

Sempre que um projecto imponha reforços de rede, esses custos devem ser identificados e imputados de forma transparente. **Se o reforço serve essencialmente o projecto, deve ser pago pelo promotor.** Se serve o sistema no seu conjunto, deve ser justificado por análise custo-benefício independente. A regra não pode continuar a ser simples: o promotor cria o projecto, o sistema reforça a rede e o consumidor paga.

## 10. Baterias: recurso útil ou nova renda regulada?

As baterias electroquímicas são uma tecnologia importante. Têm capacidade de resposta rápida, podem prestar serviços de frequência, apoiar a gestão de rampas, reduzir alguns congestionamentos locais, armazenar energia em períodos de excesso e descarregá-la em horas de maior valor. Numa rede com muita produção fotovoltaica e eólica, podem desempenhar funções relevantes.

Mas a sua utilidade técnica não dispensa uma avaliação económica rigorosa. **As baterias não são uma fonte primária de energia.** Não criam electricidade nova. **Apenas deslocam energia no tempo, com perdas, custos de investimento, degradação, limitação de ciclos e duração finita.** A maioria das baterias electroquímicas é adequada a serviços de curta duração, não à cobertura de períodos prolongados de baixa produção renovável. **Não substituem, por si só, potência firme de longa duração, nem resolvem a sazonalidade.**

Por isso, a pergunta essencial não deve ser quantos MVA de baterias o Governo pretende leiloar, mas **que problema concreto pretende resolver ?**:

- resposta rápida de frequência?
- arbitragem entre horas solares e horas de ponta?
- alívio de congestionamentos?
- reserva operacional?
- capacidade local em zonas de rede fraca?

- redução de vertimentos?
- apoio à estabilidade de tensão?
- substituição de reforços de rede?
- suporte a comunidades de energia?
- prestação de serviços ao operador de sistema?

Cada serviço tem valor diferente, exige desenho contratual diferente e deve ser remunerado de forma distinta.

Um leilão que remunere simplesmente **capacidade instalada corre o risco de pagar activos sem garantir que prestam o serviço necessário ao sistema**. Pelo contrário, um leilão tecnicamente bem desenhado deveria especificar localização, disponibilidade, duração, tempos de resposta, penalizações, métricas de desempenho, integração com o operador de rede e regras claras de remuneração.

Existe ainda uma questão de causalidade económica. **Se as baterias são necessárias porque se instalou demasiada produção intermitente em determinadas zonas ou horas, então os seus custos devem ser imputados a quem causa essa necessidade**. Não é aceitável que a intermitência gere custos adicionais e que esses custos sejam distribuídos indistintamente por todos os consumidores. **O princípio do causador-pagador deve aplicar-se também ao sistema eléctrico**.

Caso contrário, cria-se um **ciclo de incentivos perverso**. Instalam-se mais renováveis porque recebem prioridade, acesso à rede e apoio político. Depois criam-se baterias para absorver a variabilidade e os excedentes. Essas baterias são remuneradas por mecanismos regulados ou contratualizados. O custo é incorporado na factura. E, finalmente, a existência de armazenamento é usada para justificar ainda mais renováveis.

Este ciclo não é planeamento. É expansão auto-alimentada.

As baterias devem ser contratadas quando forem a solução mais eficiente para um problema técnico identificado. **Não devem ser transformadas em novo mercado protegido para corrigir, a posteriori, uma expansão renovável mal planeada**.

O leilão de baterias deve, por isso, ser encarado como teste à seriedade da política energética. Se o Estado contratar serviços específicos, verificáveis, úteis e tecnicamente necessários, poderá estar a adquirir flexibilidade. Se, pelo contrário, remunerar capacidade instalada sem exigência rigorosa de serviço, estará a criar mais uma renda regulada.

**Não deve ser o consumidor a pagar baterias para corrigir os efeitos de uma expansão renovável que beneficiou promotores privados.** O armazenamento necessário para acomodar excesso de produção intermitente deve ser imputado, sempre que tecnicamente possível, aos agentes que criam essa necessidade. Caso contrário, instala-se uma lógica perversa: o promotor ganha com a produção; o consumidor paga a rede, a flexibilidade, a reserva, o armazenamento e a estabilidade.

Esta lógica tem de ser interrompida. A transição energética não pode ser uma sucessão de oportunidades de negócio para os mesmos sectores, financiadas por uma factura eléctrica cada vez mais complexa e opaca.

Por isso, o leilão de baterias deve explicitar, antes da sua aprovação, quatro elementos essenciais: **que serviços serão comprados, que benefício sistémico será obtido, qual será o custo total para o consumidor e que alternativas foram comparadas.** Sem esta demonstração, o leilão não será política energética; será apenas mais um mecanismo de contratação de activos privados com risco reduzido.

## **11. Bombagem hidroeléctrica e armazenamento de longa duração**

O armazenamento por bombagem hidroeléctrica tem características distintas das baterias. Pode oferecer armazenamento de maior duração, potência relevante e integração com infra-estruturas hídricas existentes. Num país com tradição hidroeléctrica, é natural que a bombagem tenha papel importante na flexibilidade do sistema.

Contudo, também aqui é necessário evitar uma abordagem simplista. A bombagem não é gratuita. Exige investimentos elevados, disponibilidade de água, infra-estruturas adequadas, impactes ambientais, licenciamento complexo e enquadramento económico estável. O seu valor depende do diferencial entre horas de menor e maior preço, da disponibilidade de excedentes renováveis, das necessidades de reserva e da operação integrada do sistema.

Se a bombagem for usada para armazenar excedentes renováveis que resultam de sobredimensionamento excessivo da produção intermitente, deve perguntar-se se **a alternativa mais económica não seria instalar menos potência renovável redundante.** Nem todo o excedente deve ser armazenado. **Em muitos casos, a energia excedentária pode ter valor económico muito baixo. Armazená-la pode custar mais do que o benefício obtido.**

O armazenamento deve ser otimizado, não maximizado. **Um sistema racional não instala armazenamento apenas porque instalou renováveis a mais. Instala armazenamento quando o seu benefício marginal excede o seu custo marginal.**

A diferença é essencial.

## 12. Contratos por Diferença: estabilidade ou transferência de risco?

Os Contratos por Diferença são frequentemente apresentados como instrumentos modernos, eficientes e favoráveis ao consumidor. **Não são !** O benefício é de facto para os operadores/produtores, que mais uma vez vêm o seu risco reduzido através de uma FiT disfarçada. Um CfD bem desenhado estabelece um preço de referência: quando o preço de mercado fica abaixo desse valor, o produtor recebe a diferença; quando fica acima, devolve a diferença ao sistema. Nesta formulação simétrica, o instrumento pode reduzir volatilidade e proteger consumidores contra preços muito elevados, mas fundamentalmente protege o promotor.

A prática depende dos detalhes. O risco está no desenho contratual.

As perguntas essenciais são:

- Qual é o preço de exercício?
- Como é determinado?
- Que tecnologia beneficia?
- Qual é a duração?
- Que indexação existe?
- Quem paga quando o mercado está abaixo do preço contratado?
- Quem recebe quando o mercado está acima?
- Como se tratam preços negativos?
- Há obrigação de produzir em horas críticas?
- Há penalizações por indisponibilidade?
- Há mecanismos de devolução integral ao consumidor?
- O contrato incentiva produção útil ou apenas maximização de MWh?
- O contrato mantém sinais de mercado ou neutraliza-os?

Sem respostas claras, os CfD podem transformar-se em tarifas garantidas com outro nome. Podem reduzir o risco do promotor, assegurar receitas de longo prazo e transferir para o sistema o risco de mercado. Esta questão é particularmente sensível quando os CfD são usados para

viabilizar mais potência intermitente num sistema que já apresenta excedentes renováveis em certas horas.

A energia eólica, referida como tecnologia com maior necessidade de investimento, pode justificar regimes de estabilização em determinadas condições. Mas essa justificação deve ser demonstrada projecto a projecto, ou pelo menos tecnologia a tecnologia, com base em necessidade sistémica real. Não basta afirmar que uma tecnologia é renovável para justificar uma garantia de receita. Nem basta invocar volatilidade de preços para transferir risco privado para consumidores.

**O investimento empresarial deve assumir risco.** Essa é uma **condição elementar de uma economia de mercado.** Quando o Estado elimina sistematicamente o risco dos promotores, por via de contratos, apoios, garantias ou regimes especiais, cria uma economia regulada de rendas protegidas. **O consumidor fica exposto aos custos; o investidor fica protegido da incerteza.**

Os CfD só são aceitáveis se demonstrarem benefício líquido para o consumidor. Devem ser competitivos, transparentes, simétricos, auditáveis, limitados no tempo e integrados numa estratégia energética global. Caso contrário, serão apenas mais um mecanismo de remuneração garantida.

Os CfD devem ser avaliados à luz de uma pergunta simples: protegem o consumidor ou protegem o promotor?

Se o preço de exercício for demasiado elevado, se a duração for excessiva, se as regras de devolução forem incompletas, se os preços negativos forem mal tratados, se não houver penalizações por indisponibilidade e se o contrato eliminar os sinais de mercado, o CfD converte-se numa tarifa garantida modernizada. O nome muda, mas a substância permanece: receita estabilizada para o produtor e risco transferido para o sistema.

A disciplina do sector exige que nenhum CfD seja aprovado sem demonstração pública de benefício líquido para o consumidor. Não basta afirmar que o instrumento reduz volatilidade. É necessário provar que reduz custo total, evita rendas excessivas e não prolonga artificialmente investimentos que deveriam estar expostos ao risco normal de mercado.

A regra deve ser simples: nenhum CfD deve ser aprovado sem publicação do preço de exercício, duração, mecanismo de devolução ao consumidor, tratamento de preços negativos, penalizações por indisponibilidade e avaliação independente do impacto tarifário.

## 13. Mecanismos de capacidade: pagar pela potência que o mercado deixou de remunerar

A expansão das renováveis intermitentes tem um efeito estrutural sobre o mercado eléctrico: **reduz o número de horas de funcionamento económico das centrais despacháveis, mas não elimina a necessidade da sua existência.** O sistema continua a precisar de potência firme para responder a períodos de baixa produção renovável, ponta de consumo, indisponibilidade de interligações, seca hídrica, falhas técnicas ou eventos extremos.

Este é um dos paradoxos centrais da transição energética. As centrais despacháveis funcionam menos horas, recebem menos receita no mercado diário, tornam-se economicamente menos atractivas, mas continuam necessárias para a segurança de abastecimento. Quando o mercado energy-only não remunera suficientemente essa disponibilidade, surgem mecanismos de capacidade, reservas estratégicas ou pagamentos por disponibilidade.

Estes mecanismos podem ser tecnicamente necessários. Mas também revelam uma realidade que a narrativa renovável frequentemente omite: a energia intermitente pode reduzir o preço de mercado em certas horas, **mas obriga o sistema a pagar separadamente a potência firme que garante segurança quando a intermitente não está disponível.**

Na prática, **o consumidor pode acabar por pagar duas vezes:**

- paga energia renovável quando há produção;
- paga capacidade firme para os momentos em que essa produção não existe ou não é suficiente.

Este custo não deve ser escondido. Deve ser incorporado na avaliação comparativa entre tecnologias. Uma tecnologia que produz energia barata, mas exige capacidade complementar paga por outro mecanismo não é tão barata como aparenta.

Os mecanismos de capacidade devem, por isso, obedecer a critérios rigorosos:

- demonstração de necessidade de adequação;
- neutralidade tecnológica;
- remuneração proporcional ao serviço prestado;
- penalizações por indisponibilidade;
- compatibilidade com objectivos ambientais;
- transparência tarifária;
- avaliação do custo total para o consumidor.

O erro seria usar mecanismos de capacidade para corrigir, sem debate público, os efeitos de uma política renovável excessiva. O consumidor deve saber que a segurança de abastecimento tem custo e que esse custo aumenta quando o sistema se torna dependente de tecnologias que não garantem potência firme.

## 14. Preços negativos, vertimentos e canibalização renovável

A elevada penetração de renováveis intermitentes gera um fenómeno económico cada vez mais relevante: **a canibalização do valor da própria produção renovável**. Quando muitos projectos solares produzem ao mesmo tempo, sobretudo nas horas centrais do dia, o preço de mercado tende a cair. Em situações extremas, pode chegar a valores nulos ou negativos. O mesmo pode acontecer em períodos de elevada produção eólica e baixa procura.

Este fenómeno não é acidental. **É consequência directa de instalar mais potência intermitente do que aquela que o sistema consegue valorizar em determinadas horas**. Quando a produção renovável aumenta sem crescimento equivalente do consumo, da exportação, da flexibilidade ou do armazenamento, a energia adicional passa a disputar um espaço económico cada vez mais reduzido. **O preço cai, pode tornar-se negativo e, em último caso, a produção tem de ser limitada**.

Neste contexto, os vertimentos não devem ser tratados como anomalia ocasional, mas como sinal de sobredimensionamento relativo da produção intermitente face à procura útil e à capacidade de absorção do sistema. **Quanto mais potência solar e eólica for acrescentada sem reforço de consumo flexível, armazenamento eficaz ou capacidade de exportação economicamente viável, maior será a probabilidade de energia sem valor económico**.

A consequência é paradoxal: os promotores reclamam novos mecanismos de estabilização de receita precisamente porque a expansão excessiva de tecnologias com perfil semelhante destrói o valor da própria produção. Ou seja, **primeiro instala-se potência que canibaliza o preço; depois invoca-se a degradação de receita como argumento para CfD, apoios, armazenamento remunerado e novos encargos para o consumidor**.

Este fenómeno tem várias consequências.

Primeiro, **reduz o valor marginal da nova potência renovável**. Cada novo projecto acrescenta energia precisamente nas horas em que já existe muita produção semelhante.

Segundo, **aumenta a necessidade de armazenamento** ou de flexibilidade da procura. Se não houver consumo suficiente nas horas de produção, será necessário deslocar energia para outras horas, limitar produção ou exportar.

Terceiro, **aumenta o risco de vertimentos**. A produção renovável que não consegue ser consumida, armazenada ou exportada pode ter de ser limitada. Esta energia, embora tecnicamente disponível, perde valor económico.

Quarto, **pressiona os promotores a procurar mecanismos de estabilização de receita**, como CfD, contratos de longo prazo ou remunerações complementares. O problema de mercado criado pela própria concentração da produção passa a ser usado como argumento para mais apoio regulado.

**Este ciclo é perverso**. Quanto mais renovável intermitente se instala, mais se reduz o valor de mercado dessa produção em determinadas horas; quanto mais se reduz esse valor, maior é a pressão para criar garantias de receita; quanto mais garantias se criam, menor é o sinal económico para limitar a expansão redundante.

A canibalização renovável deve ser tratada como sinal económico, não como falha a ser permanentemente compensada. Se a energia produzida em certas horas vale pouco ou nada, isso indica que o sistema não precisa de mais produção igual nessas horas. A resposta racional pode ser:

- instalar menos capacidade redundante;
- deslocar projectos para locais ou perfis mais úteis;
- promover autoconsumo próximo da carga;
- contratar flexibilidade da procura;
- investir em armazenamento apenas quando económico;
- reforçar potência firme;
- rever prioridades de acesso à rede.

**O erro seria subsidiar indefinidamente a produção que o sistema não valoriza**. Mais grave ainda seria continuar a instalar potência renovável intermitente sem garantir, em paralelo, potência firme, armazenamento de duração adequada ou consumo útil capaz de absorver essa produção. Nessa situação, **a política energética deixa de corrigir o problema e passa a agravá-lo: aumenta excedentes, reduz preços em horas de produção simultânea, multiplica vertimentos e cria novas justificações para apoios pagos pelo consumidor**.

## 15. O falso argumento da liderança climática europeia

Um dos argumentos mais usados para justificar a aceleração da transição energética é a necessidade de Portugal e da União Europeia manterem “liderança climática”. Este argumento deve ser tratado com prudência. “Liderança climática” não pode significar auto-sacrifício económico, destruição da competitividade industrial, transferência de riqueza para sectores subsidiados e encarecimento estrutural da energia.

A União Europeia representa actualmente uma parcela reduzida das emissões globais. Portugal representa uma fracção quase residual ou nula. Por isso, a política energética deve perguntar, com realismo, qual é o benefício climático incremental de cada euro imposto ao consumidor e ao contribuinte.

**Se uma medida reduz emissões nacionais, mas encarece energia, deslocaliza indústria, aumenta importações de bens produzidos em países mais emissores e transfere actividade económica para fora da Europa, o resultado climático global pode ser nulo ou mesmo negativo.** Esta é a lógica do *carbon leakage*: a Europa reduz emissões no seu território, mas importa produtos cuja produção emitiu noutros países.

A verdadeira “liderança climática” deveria assentar em tecnologias competitivas, exportáveis e replicáveis, **não em modelos sustentados por subsídios, tarifas, contratos protegidos e empobrecimento relativo da economia europeia.** Se a solução europeia só funciona com forte apoio público, energia mais cara e perda de competitividade industrial, então dificilmente será adoptada pelos grandes emissores mundiais.

A “liderança climática” só é relevante se produzir soluções economicamente replicáveis. Se o modelo europeu depende de subsídios, tarifas elevadas, fundos públicos, protecção regulatória e perda de competitividade, então dificilmente será adoptado pelos países que concentram o crescimento das emissões globais.

## 16. Zonas de Aceleração de Energias Renováveis e “superior interesse público”

As **Zonas de Aceleração de Energias Renováveis**, associadas ao chamado “Mapa Verde”, podem ter uma função positiva se forem usadas para orientar projectos para áreas de menor sensibilidade ambiental, menor conflito territorial e maior racionalidade eléctrica. Em teoria, poderiam evitar dispersão, reduzir incerteza, concentrar investimentos em locais adequados e melhorar a compatibilidade entre produção, rede e território.

Contudo, há também um risco considerável. As ZAER podem transformar-se em zonas de licenciamento facilitado, onde a prioridade deixa de ser a avaliação caso a caso e passa a ser a aceleração administrativa. Se tal acontecer, o país poderá assistir a uma nova vaga de projectos renováveis, legitimados por planeamento central, mas insuficientemente avaliados quanto à sua necessidade sistémica.

O problema não é identificar zonas adequadas. O problema é presumir que tudo o que esteja numa zona identificada é automaticamente desejável. Mesmo em áreas com menor conflito ambiental, é necessário avaliar:

- capacidade de rede;
- proximidade da procura;
- perfil de produção;
- custo de integração;
- existência de excedentes;
- necessidade de armazenamento;
- impacto acumulado de múltiplos projectos;
- impacto paisagístico;
- compatibilidade agrícola;
- biodiversidade;
- aceitação social;
- benefício económico líquido para o consumidor.

A introdução do conceito de “superior interesse público” para projectos renováveis e instalações de armazenamento é ainda mais sensível. Em determinadas circunstâncias, pode ser legítimo reconhecer interesse público superior a infra-estruturas críticas: redes essenciais, interligações, activos indispensáveis à segurança de abastecimento, armazenamento estratégico ou instalações necessárias à estabilidade do sistema.

Mas há um risco evidente: **transformar este conceito num atalho administrativo para acelerar projectos privados, reduzir escrutínio, contornar oposição territorial ou enfraquecer exigências ambientais.** O interesse público não pode ser confundido com o **interesse dos promotores.** Nem pode ser reduzido ao número de megawatts instalados.

O território é um recurso limitado. Tem valor agrícola, florestal, ambiental, paisagístico, patrimonial e social. A instalação de grandes centrais fotovoltaicas, parques eólicos, linhas eléctricas, subestações e sistemas de armazenamento tem impactos. Alguns podem ser aceitáveis; outros não. Mas todos devem ser avaliados de forma transparente.

A invocação do “superior interesse público” deve obedecer a critérios rigorosos:

- demonstração de necessidade sistémica;
- inexistência de alternativa menos impactante;
- benefício económico líquido;
- compatibilidade com o ordenamento do território;
- avaliação ambiental robusta;
- consulta pública efectiva;
- quantificação dos custos para consumidores e comunidades locais.

Sem estes critérios, o conceito pode tornar-se uma **cobertura jurídica para acelerar investimentos que beneficiam agentes privados, embora sejam apresentados (falsamente) como inevitáveis para a transição energética.** A aceleração administrativa não substitui o planeamento. A simplificação não substitui a análise. A urgência climática não elimina a necessidade de racionalidade económica.

## 17. Repowering eólico: oportunidade ou prolongamento das rendas?

O reequipamento de parques eólicos existentes pode ser uma medida racional. Substituir aerogeradores antigos por equipamentos mais eficientes, aproveitar infra-estruturas já existentes, reduzir impactos por unidade produzida e aumentar a produção em locais já ocupados pode ser preferível à abertura de novas áreas de implantação.

No entanto, o *repowering* não deve ser automaticamente promovido como se fosse sempre benéfico. Deve ser avaliado com base em critérios objectivos:

- aumento efectivo de produção útil;
- contribuição para a segurança de abastecimento;

- capacidade da rede local;
- impacte ambiental;
- vida útil dos equipamentos existentes;
- eventual aumento de potência instalada;
- custos de integração;
- regime remuneratório aplicável;
- benefício líquido para o consumidor.

Há ainda uma questão económica relevante. Muitos parques eólicos beneficiaram historicamente de regimes remuneratórios favoráveis. O *repowering* não pode ser usado para prolongar, renovar ou recriar rendas excessivas sob pretexto de modernização tecnológica. Se os activos foram já amortizados com tarifas garantidas ou regimes protegidos, qualquer novo regime deve reflectir essa realidade e evitar remunerações desproporcionadas.

O princípio deve ser simples: modernizar, sim; **subsidiar rendas antigas sob novo nome, não.**

O *repowering* deve competir em condições transparentes e só deve beneficiar de mecanismos específicos quando demonstrar inequívoco benefício sistémico.

## **18. Hidrogénio, biometano e combustíveis renováveis: a nova frente dos apoios**

O hidrogénio renovável, o biometano e os combustíveis renováveis são apresentados como pilares da próxima fase da transição energética. Em certas aplicações, podem ter utilidade. O hidrogénio pode fazer sentido em sectores difíceis de electrificar, como algumas indústrias pesadas, processos químicos, produção de fertilizantes, refinação ou transporte marítimo em condições específicas. O biometano pode valorizar resíduos orgânicos, efluentes agro-industriais e resíduos urbanos, contribuindo para uma economia circular.

Mas estas tecnologias também podem transformar-se em **nova frente de apoios públicos e rendas reguladas.**

**O hidrogénio verde tem custos elevados, baixos rendimentos energéticos globais** e exige electricidade renovável abundante, electrolisadores, armazenamento, compressão, transporte, adaptação de infra-estruturas e, muitas vezes, contratos de compra de longo prazo. Se for produzido a partir de electricidade renovável excedentária real, em localizações adequadas e para usos sem alternativa eficiente, pode ter racionalidade. **Se for usado para justificar mais**

**centrais renováveis, mais redes, mais apoios e mais procura artificial, será apenas uma nova camada de custos.**

O biometano também exige prudência. A sua produção pode ser positiva quando resulta de resíduos reais e substitui gás natural em usos onde a electrificação não é eficiente. Mas metas obrigatórias de incorporação, tarifas de injeção, apoios à ligação às redes e garantias de compra **podem criar encargos ocultos.**

O mesmo se aplica aos combustíveis sintéticos e renováveis. Podem ter papel em nichos específicos, mas têm custos elevados e perdas energéticas significativas. A sua promoção indiscriminada pode criar uma cadeia de subsídios: apoios à produção renovável, apoios à electrólise, apoios à infra-estrutura, apoios ao consumo e obrigações regulatórias de incorporação.

**A questão fundamental é saber se estas tecnologias são usadas para resolver problemas reais ou para criar oportunidades de investimento suportadas por dinheiro público, fundos europeus e obrigações regulatórias.**

A política energética deve distinguir:

- usos necessários de hidrogénio de usos meramente oportunistas;
- biometano sustentável de biometano artificialmente promovido;
- combustíveis renováveis indispensáveis de combustíveis economicamente ineficientes;
- inovação tecnológica de dependência permanente de subsídios;
- autonomia estratégica de criação de novos encargos.

Sem esta distinção, a transição energética passará das rendas renováveis para as rendas do hidrogénio, do biometano e dos combustíveis sintéticos.

## **19. Biomassa residual: caso distinto, mas exigente**

A biomassa florestal residual merece análise diferenciada. Ao contrário da solar e da eólica, não é uma fonte intermitente no mesmo sentido. Pode ser despachável, contribuir para a gestão de resíduos florestais, reduzir carga combustível e apoiar a prevenção de incêndios. Esta característica dá-lhe valor sistémico potencial.

No entanto, a biomassa só é ambiental e economicamente defensável se for verdadeiramente residual, sustentável e local. Deve evitar-se a criação de incentivos à queima indiscriminada de

madeira, à pressão sobre recursos florestais ou à formação de cadeias logísticas artificialmente suportadas por tarifas. O novo regime remuneratório deve ser prudente, limitado, auditável e orientado para benefícios ambientais e territoriais comprovados.

A biomassa residual deve ser valorizada quando contribui simultaneamente para:

- gestão florestal;
- prevenção de incêndios;
- aproveitamento de resíduos;
- produção despachável;
- redução de resíduos abandonados;
- desenvolvimento local;
- segurança de abastecimento.

Mas **não deve ser transformada em mais um nicho de remuneração protegida**. A experiência histórica recomenda cautela: sempre que uma actividade passa a depender de uma tarifa garantida, há risco de distorção económica, pressão sobre recursos e captura regulatória.

A biomassa pode ser uma renovável útil. Mas deve ser tratada com rigor, não como mera categoria estatística dentro da retórica renovável.

## 20. Fundos europeus, auxílios de Estado e política industrial verde

A transição energética já não é apenas uma política energética. É também política industrial, política climática, política de inovação, política regional e política de competitividade. Esta transformação é visível na União Europeia através de múltiplos instrumentos: fundos europeus, PRR, Innovation Fund, IPCEI, receitas do EU ETS, Net-Zero Industry Act, auxílios de Estado e novos mecanismos de apoio à indústria limpa.

Em teoria, há razões para apoiar inovação tecnológica e desenvolvimento industrial europeu. A Europa perdeu capacidade industrial em várias cadeias de valor críticas, incluindo painéis solares, baterias, electrónica de potência e matérias-primas processadas. Reforçar a capacidade industrial pode ter interesse estratégico.

Mas há um risco evidente: **quando o subsídio energético passa a chamar-se política industrial, torna-se mais difícil discutir o seu custo real**. Um apoio que antes seria apresentado como subsídio à energia pode passar a ser designado como investimento em soberania tecnológica, descarbonização industrial, autonomia estratégica ou competitividade verde.

A mudança de linguagem não altera a natureza económica do instrumento. Se há transferência pública de recursos, redução de risco, garantia de receita ou protecção de mercado, há apoio.

Pode ser justificável ou não; mas deve ser transparente.

A política industrial verde europeia corre o risco de criar uma corrida de subsídios:

- subsídios à produção de equipamentos;
- subsídios à instalação de tecnologias;
- subsídios ao consumo de energia renovável;
- subsídios ao hidrogénio;
- subsídios à descarbonização industrial;
- subsídios às baterias;
- subsídios às redes;
- subsídios ao armazenamento;
- subsídios à captura de carbono;
- subsídios à compensação social dos custos.

Esta arquitectura pode tornar-se financeiramente pesada e economicamente distorcida. A União Europeia critica frequentemente subsídios de outras regiões, mas está a construir a sua própria estrutura de apoios em larga escala. O risco é uma economia cada vez menos orientada por preços reais e cada vez mais dependente de decisões administrativas, fundos públicos e elegibilidade regulatória.

Portugal deve ser prudente. Não deve aceitar automaticamente todos os programas europeus apenas porque têm financiamento disponível. Um apoio europeu continua a ter custo económico. Os fundos não são gratuitos: resultam de contribuições públicas, receitas de carbono, endividamento europeu ou redistribuição fiscal.

A pergunta deve ser sempre a mesma:

**O projecto é necessário, competitivo e útil para o sistema, mesmo depois de contabilizado todo o apoio público envolvido?**

Se a resposta for negativa, **o financiamento europeu não transforma um mau projecto num bom investimento.**

Este ponto é particularmente importante para Portugal, que tende a olhar para os fundos europeus como oportunidade financeira imediata. Porém, um projecto financiado por fundos europeus pode gerar encargos de operação, manutenção, integração, rede ou substituição tecnológica que ficam no país durante décadas. O apoio inicial pode ser europeu; o custo permanente pode tornar-se nacional.

## 21. ETS2 <sup>4</sup> e Fundo Social para o Clima: criar o custo, depois subsidiar a compensação

A “política climática” europeia está a expandir o preço do carbono para novos sectores, incluindo edifícios, transportes rodoviários e pequenos sectores industriais. Esta evolução, associada ao ETS2, terá impacto directo ou indirecto sobre famílias, empresas e consumidores de combustíveis. .... Mais um *tiro nos pés* da já frágil economia europeia !

Em termos teóricos, a lógica é simples: aumentar o preço das emissões para induzir alteração de comportamentos e investimento em tecnologias menos emissoras. Contudo, esta política tem efeitos distributivos significativos. Famílias dependentes de automóvel, habitações mal isoladas, zonas rurais, pequenas empresas e sectores de menor rendimento podem ser particularmente e negativamente afectados.

Para mitigar estes impactos, a União Europeia criou o **Fundo Social para o Clima**. Este fundo será financiado por receitas associadas ao carbono e por contribuições dos Estados-Membros ... mais subsídios !

A lógica torna-se circular:

- primeiro, encarece-se a energia fóssil através de preço de carbono;
- depois, reconhece-se que esse encarecimento prejudica consumidores vulneráveis;
- em seguida, cria-se um fundo para compensar esses consumidores;
- finalmente, esse fundo exige receitas públicas e co-financiamento nacional.

---

<sup>4</sup> O ETS2 – *Emissions Trading System 2* – é o novo regime europeu de comércio de licenças de emissão aplicável aos combustíveis usados nos edifícios, no transporte rodoviário e em pequenos sectores industriais. Ao contrário do EU ETS original, que incide sobretudo sobre produção eléctrica, indústria intensiva em energia, aviação e transporte marítimo, o ETS2 alarga a lógica do preço do carbono a sectores de consumo mais difuso, como aquecimento, combustíveis rodoviários e pequenas instalações. O mecanismo não incide directamente sobre cada consumidor final, mas sobre os fornecedores de combustíveis, que terão de adquirir licenças correspondentes às emissões associadas aos combustíveis colocados no mercado. Na prática, é expectável que parte relevante desse custo seja repercutida nos preços finais da energia, dos combustíveis e dos serviços de transporte. Por essa razão, o ETS2 está associado ao Fundo Social para o Clima, criado para mitigar impactos sobre famílias vulneráveis, utilizadores vulneráveis dos transportes e microempresas. O ETS2 deverá iniciar a sua aplicação plena em 2027, enquanto o Fundo Social para o Clima cobre o período 2026–2032.

Esta arquitectura confirma um **padrão recorrente da transição energética: cria-se um custo por via regulatória e depois cria-se um mecanismo de apoio para mitigar os seus efeitos sociais.**

A crítica não é que os consumidores vulneráveis não devam ser protegidos. Devem. A crítica é que a política energética e climática se tornou tão complexa que exige sucessivas camadas de compensação para corrigir os seus próprios impactos.

Isto levanta uma questão de transparência: qual é o custo líquido real para o cidadão? O consumidor paga mais carbono, recebe eventual apoio, suporta impostos, financia fundos e enfrenta preços energéticos mais elevados. A percepção pública é fragmentada; o custo económico é agregado.

Uma política eficiente deveria reduzir, se necessário e proporcional, emissões com o menor custo social possível. Não deveria criar uma cadeia permanente de penalização, compensação, redistribuição e subsídição.

## **22. Isenções electrointensivas: competitividade para uns, transferência de custos para outros**

A electrificação da economia e a competitividade industrial têm levado à criação de regimes especiais para consumidores electrointensivos. Em vários casos, estes consumidores podem beneficiar de reduções, isenções ou condições específicas em encargos tarifários, custos de política energética ou outros componentes regulados.

A justificação é compreensível: indústrias expostas à concorrência internacional não podem suportar custos eléctricos muito superiores aos dos seus concorrentes. Se a electricidade europeia se torna demasiado cara por efeito de políticas climáticas e energéticas, a indústria perde competitividade, deslocaliza produção e as emissões podem simplesmente transferir-se para outras regiões.

Contudo, as isenções electrointensivas também têm efeitos distributivos. Se certos consumidores pagam menos encargos, alguém paga a diferença. Pode ser o conjunto dos restantes consumidores, o orçamento público ou o sistema tarifário futuro.

Assim, uma política que promete electricidade barata através das renováveis acaba por reconhecer, implicitamente, que a electricidade final se tornou suficientemente onerosa para justificar isenções a certos sectores. Este é um sinal importante. Se a transição energética fosse

estruturalmente redutora de custos, não seriam necessários tantos mecanismos de compensação para proteger a indústria.

As isenções não deviam ser necessárias, mas se existirem devem ser transparentes. Devem explicitar:

- que encargos são reduzidos;
- quem suporta a diferença;
- qual o benefício económico esperado;
- que sectores são abrangidos;
- que compromissos de eficiência ou investimento são exigidos;
- qual a duração do benefício;
- qual o impacto tarifário sobre os restantes consumidores.

Sem esta transparência, as isenções electrointensivas tornam-se mais um subsídio invisível.

## **23. Novos consumos eléctricos: electrificação racional ou nova pressão sobre a rede?**

A transição energética europeia assenta numa forte electrificação da economia. Mobilidade eléctrica, bombas de calor, indústria, hidrogénio, centros de dados, inteligência artificial, climatização, carregamento rápido e processos electrointensivos aumentarão a procura eléctrica.

Em princípio, a electrificação pode ser positiva quando substitui consumos fósseis de forma eficiente. Mas nem toda a electrificação tem o mesmo valor. Há consumos que reduzem emissões, aumentam eficiência e criam valor económico. Há outros que podem gerar pressão sobre a rede, aumentar pontas de consumo, exigir reforços dispendiosos e criar pouca riqueza local.

Os centros de dados são um exemplo particularmente relevante. Podem ter valor económico, mas consomem grandes quantidades de electricidade, exigem elevada fiabilidade, ocupam capacidade de rede e podem competir com outros usos industriais. A sua instalação deve ser avaliada em função de:

- emprego criado;
- valor acrescentado local;
- consumo de água;

- flexibilidade da carga;
- localização;
- impacto na rede;
- contribuição fiscal;
- capacidade de usar energia em horas de excesso;
- impacto sobre a potência contratada nacional;
- interesse estratégico.

O mesmo se aplica ao hidrogénio. Se os electrolisadores funcionarem apenas em horas de excedente renovável e prestarem flexibilidade ao sistema, podem ajudar. Se exigirem produção renovável dedicada, reforços de rede e apoios permanentes, podem agravar custos.

A electrificação deve ser planeada, não simplesmente promovida. O objectivo não deve ser consumir mais electricidade, mas substituir energia fóssil por soluções mais eficientes, competitivas e úteis para o sistema e para os cidadãos.

## **24. Dependências tecnológicas externas e matérias-primas críticas**

A redução da dependência dos combustíveis fósseis é um objectivo frequentemente invocado para justificar a expansão renovável. Portugal importa a maior parte dos combustíveis fósseis que consome, e reduzir essa dependência pode trazer benefícios em termos de balança energética, segurança e emissões.

Mas é necessário evitar uma substituição acrítica de dependências. Reduzir combustíveis fósseis não significa automaticamente aumentar soberania energética. Um sistema baseado em painéis solares, baterias, inversores, metais críticos, equipamentos importados, cadeias de fornecimento asiáticas, software, electrónica de potência e contratos financeiros complexos também cria dependências.

Algumas são tecnológicas. Outras são industriais. Outras são geopolíticas. Outras são regulatórias.

As baterias dependem de cadeias globais de matérias-primas e processamento. Os painéis fotovoltaicos dependem fortemente de cadeias industriais fora da Europa. Os inversores e sistemas digitais introduzem novas vulnerabilidades cibernéticas. Os equipamentos eólicos exigem matérias-primas, transporte especializado, manutenção complexa e cadeias logísticas internacionais.

A segurança energética deve ser entendida de forma ampla. Não basta produzir mais electricidade renovável em média anual. É necessário garantir disponibilidade em horas críticas, capacidade firme, resiliência a eventos extremos, robustez da rede, diversidade tecnológica, capacidade de resposta a falhas e custos compatíveis com a economia.

A substituição de combustíveis fósseis por electricidade cara, intermitente e dependente de armazenamento subsidiado pode reduzir certas importações, mas aumentar outros riscos. A verdadeira autonomia energética exige diversificação, planeamento, eficiência, potência firme, redes robustas, armazenamento economicamente justificado e tecnologias adequadas às necessidades reais do sistema.

## 25. Quadro-síntese dos mecanismos de apoio explícitos e invisíveis

A tabela seguinte sintetiza os principais mecanismos de apoio explícitos e invisíveis associados à transição energética. A sua leitura deve ser feita em conjunto: o problema não está apenas em cada mecanismo isolado, mas no efeito acumulado de todos sobre a factura eléctrica, o orçamento público, a competitividade económica e a transferência de risco para a sociedade.

Mecanismo	Como é apresentado	Como funciona economicamente	Quem tende a pagar
Tarifas garantidas	Apoio inicial a tecnologias emergentes	Receita protegida de longo prazo	Consumidor
Produção em Regime Especial	Promoção de renováveis e cogeração	Sobrecusto face ao mercado	Consumidor/tarifa
CfD	Estabilidade de preços	Garantia de receita e redução de risco	Consumidor/sistema
Baterias	Flexibilidade e resiliência	Custo de integração da intermitência	Tarifa/contratos/fundos
Bombagem	Armazenamento de longa duração	Investimento para absorver excedentes	Consumidor/sistema
Redes	Modernização e electrificação	Socialização de custos de ligação e integração	Tarifas de acesso
CIEG	Custos de interesse geral	Encargos de política energética incorporados na factura	Consumidor
Contenção tarifária	Protecção do consumidor	Deslocação do custo para orçamento, dívida ou receitas consignadas	Contribuinte/consumidor futuro
Mecanismos de capacidade	Segurança de abastecimento	Pagamento por disponibilidade de potência firme	Consumidor
Isenções electrointensivas	Competitividade industrial	Redução de encargos para certos consumidores	Outros consumidores/orçamento
Hidrogénio verde	Autonomia e descarbonização	Apoios a electrolisadores, produção e consumo	Fundos públicos/tarifas
Biometano	Gás renovável e economia circular	Incentivos, metas obrigatórias e ligação às redes	Consumidor/contribuinte
ETS2	Preço do carbono	Encarecimento da energia fóssil	Consumidor
Fundo Social para o Clima	Compensação social	Redistribuição para mitigar custos criados pelo ETS2	Contribuinte/receitas de carbono
PRR / Innovation Fund	Investimento verde	Financiamento público de tecnologias específicas	Contribuinte europeu
ZAER	Aceleração renovável	Redução de barreiras administrativas	Território/comunidades
Superior interesse público	Prioridade estratégica	Aceleração de projectos com menor escrutínio	Comunidades/ambiente/consumidor

Este quadro mostra que a transição energética já não se apoia num único mecanismo de subsídio. Apoia-se numa rede complexa de instrumentos que, em conjunto, reduzem risco privado, estabilizam receitas e deslocam custos para a colectividade.

## 26. O consumidor como financiador de último recurso

Em toda esta discussão, há uma pergunta que raramente é colocada com frontalidade: **quem paga?**

**Paga o consumidor**, através da factura eléctrica. **Paga o contribuinte**, através de fundos públicos, apoios europeus ou incentivos fiscais. **Paga a economia**, através de custos energéticos que reduzem competitividade. **Pagam os territórios**, através da ocupação de solos, linhas, subestações e infra-estruturas. **Pagam os municípios**, quando suportam impactos locais que exigem compensações. E **pagam as gerações futuras**, se os compromissos contratuais forem assumidos por longos períodos.

A transição energética é frequentemente apresentada como inevitável, mas os seus custos concretos são pouco transparentes. O consumidor ouve falar de energia barata, mas vê a factura carregada de componentes que resultam da complexidade do sistema. O custo tecnológico de uma central renovável é apenas uma parte da realidade. O custo final inclui tudo o que é necessário para que essa energia possa ser integrada e utilizada com segurança.

É neste ponto que a expressão “**máquina de rendas**” se justifica. Não porque toda a actividade renovável seja ilegítima. Não porque todas as baterias sejam desnecessárias. Não porque todos os mecanismos contratuais sejam errados. Mas porque **a sucessão de instrumentos cria uma arquitectura em que o risco empresarial é progressivamente reduzido e os custos sistémicos são progressivamente transferidos para a colectividade.**

As tarifas garantidas foram, eventualmente, justificadas pela necessidade de lançar tecnologias emergentes. Os leilões foram apresentados como mecanismo competitivo. Os CfD são agora apresentados como forma de estabilizar preços. As baterias são justificadas pela necessidade de integrar renováveis. As redes são reforçadas para acomodar projectos. As compensações territoriais surgem para reduzir resistência local. Os mecanismos de capacidade remuneram potência que o mercado deixou de sustentar. Os fundos europeus financiam tecnologias que ainda não são competitivas. As isenções aliviam alguns consumidores e transferem encargos para outros.

Em cada etapa, há uma justificação menos técnica e mais política. Mas, no conjunto, **o sistema torna-se mais caro, mais complexo e mais dependente de intervenção pública.**

Esta dependência crescente de intervenção pública é incompatível com a narrativa de que a transição energética está a produzir energia estruturalmente mais barata. Se fosse assim, não seriam necessários tantos mecanismos de apoio, tantas garantias, tantos contratos, tantas

excepções e tantas compensações. A existência sucessiva destes instrumentos é, ela própria, prova de que **o custo real da transição está a ser deslocado, diferido ou escondido.**

A questão não é ser contra a transição energética, mas **sim contra esta transição energética.** A questão é **impedir que a transição energética se transforme num processo de transferência permanente de riqueza dos consumidores e dos contribuintes para promotores, investidores e operadores protegidos por mecanismos regulados.** A economia portuguesa e europeia não pode continuar a ser onerada por políticas que prometem energia barata, mas entregam tarifas complexas, custos escondidos, dependência de subsídios, perda de competitividade e novas rendas privadas.

A disciplina do sector energético é hoje indispensável. Disciplinar significa impor transparência, limitar apoios, imputar custos a quem os causa, eliminar capacidade especulativa, recusar garantias injustificadas, rever remunerações excessivas e subordinar cada projecto ao interesse público real. **O consumidor não pode continuar a ser o financiador silencioso de todos os erros de planeamento, de todas as modas tecnológicas e de todos os modelos de negócio que só sobrevivem porque o risco foi transferido para a colectividade.**

## **27. O princípio do causador-pagador**

Uma política energética equilibrada deve aplicar o princípio do **causador-pagador.** Quem gera custos adicionais para o sistema deve suportá-los de forma transparente e proporcional. Este princípio é amplamente aceite em matéria ambiental, mas tem sido insuficientemente aplicado ao sistema eléctrico.

Se uma central renovável exige reforço de rede, esse custo deve ser identificado. Se a sua produção aumenta congestionamentos, esse custo deve ser considerado. Se contribui para excedentes em determinadas horas, a necessidade de armazenamento ou limitação de produção deve ser contabilizada. Se reduz a inércia síncrona do sistema, os serviços necessários para compensar essa redução devem ser valorizados. Se exige reserva adicional, essa reserva deve ser imputada.

**O consumidor não deve ser o financiador automático de todos os custos de integração.** A socialização integral destes custos cria incentivos errados: promove investimentos que parecem rentáveis para o promotor, mas podem ser ineficientes para o sistema.

A análise económica deve passar do LCOE tecnológico para o **custo total do sistema**. Deve incluir:

- System LCOE;
- valor marginal da produção;
- custos de rede;
- custos de armazenamento;
- custos de serviços de sistema;
- custos de capacidade firme;
- custos de estabilidade;
- custos de congestionamento;
- custos de vertimento;
- impactos territoriais;
- custos de financiamento público;
- custos de garantias contratuais.

Só assim é possível comparar soluções de forma séria.

**O princípio do causador-pagador deve orientar o acesso à rede, os leilões de armazenamento, os CfD, os mecanismos de capacidade e os apoios a novas tecnologias.** Caso contrário, a política energética continuará a premiar decisões privadas que transferem custos para o sistema.

Este princípio deve ser aplicado sem ambiguidades. **Quem cria intermitência deve pagar os custos de integração associados. Quem exige reforço de rede para viabilizar o seu projecto deve suportar a parte do custo que lhe é imputável.** Quem beneficia de acesso escasso à RESP deve demonstrar utilidade sistémica e assumir cauções proporcionais. Quem recebe receita garantida deve aceitar escrutínio público, limites de remuneração e mecanismos de devolução ao consumidor.

A política energética não pode continuar a funcionar com uma assimetria básica: o promotor captura a margem e o consumidor absorve o risco. Esta assimetria é economicamente inaceitável e socialmente injusta.

A correcção desta assimetria deve ser uma prioridade regulatória. A política energética deve deixar de proteger projectos pela sua classificação tecnológica e passar a avaliá-los pelo seu contributo líquido para o sistema. Ser renovável não basta. Ser verde não basta. Ser elegível para fundos europeus não basta. O que deve contar é a contribuição efectiva para segurança, custo total, estabilidade, competitividade e redução real de emissões a custo proporcional.

## 28. O que deveria ser feito

Antes de lançar novos leilões, novos CfD ou regimes excepcionais de aceleração, Portugal deveria realizar uma avaliação independente e pública do sistema eléctrico. Essa avaliação deveria incluir a procura previsível, a capacidade instalada existente, a capacidade já licenciada, os pedidos de ligação pendentes, a capacidade de rede disponível, a necessidade de potência firme, a necessidade real de armazenamento, os custos de integração e o impacto tarifário das medidas propostas.

A elaboração de um verdadeiro **Plano Energético Nacional**, é prioritária.

Deveria também distinguir entre renováveis úteis e **renováveis redundantes**. O autoconsumo bem dimensionado, em coberturas, edifícios públicos, indústria, comércio, serviços, estacionamento e áreas artificializadas, pode fazer sentido. Aproxima produção e consumo, reduz perdas, diminui pressão territorial e pode reduzir custos de energia no ponto de consumo. Grandes centrais renováveis em solo rústico, longe da procura e dependentes de reforços de rede devem ser avaliadas com muito maior exigência.

A flexibilidade da procura deve ser valorizada. Muitas vezes, gerir consumo é mais económico do que instalar nova produção ou novo armazenamento. Agregadores, resposta da procura, contratos interruptíveis, gestão de cargas industriais, carregamento inteligente de veículos eléctricos e sistemas digitais podem prestar serviços relevantes ao sistema.

A potência firme deve voltar ao centro da discussão. Um sistema eléctrico não vive apenas de energia anual. Vive de potência disponível nos momentos críticos. Hídrica com albufeira, bombagem, biomassa sustentável, térmica de reserva, interligações firmes, no médio prazo nuclear modular, devem ser analisados de forma tecnicamente neutra.

Os CfD devem ser excepcionais, transparentes e simétricos. As baterias devem ser remuneradas por serviços verificáveis, não por mera capacidade instalada. O “superior interesse público” deve ser usado com parcimónia e forte escrutínio. O reforço de redes deve ser planeado em função da necessidade sistémica, não da pressão dos promotores.

Portugal deveria adoptar um conjunto de princípios mínimos:

- publicação do **custo total de sistema** de cada política;
- avaliação independente da necessidade de nova potência renovável;
- inventário dos custos de integração;
- identificação dos custos incorporados nos CIEG;

- separação entre apoios sociais e apoios a tecnologias;
- transparência dos CfD;
- avaliação de impacto tarifário dos leilões de baterias;
- aplicação do causador-pagador aos reforços de rede;
- eliminação de capacidade especulativa reservada na RESP;
- cauções robustas para pedidos de ligação;
- revisão dos regimes de remuneração garantida;
- neutralidade tecnológica nos mecanismos de capacidade;
- prioridade ao autoconsumo e à produção próxima da carga;
- limitação de grandes projectos em solo rústico sem benefício sistémico demonstrado;
- avaliação crítica de hidrogénio, biometano e combustíveis sintéticos;
- auditoria aos apoios directos e indirectos da transição energética.
- criação de um relatório anual público sobre transferência de custos da política energética para consumidores e contribuintes;
- publicação dos beneficiários directos e indirectos dos principais mecanismos de apoio;
- avaliação periódica da taxa de remuneração efectiva dos activos subsidiados ou contratualizados;
- comparação obrigatória entre soluções renováveis intermitentes, armazenamento, potência firme, gestão da procura e reforço de rede;
- revisão dos projectos que agravem a dependência tecnológica externa sem benefício sistémico comprovado.

Para além destes princípios, é necessário assumir uma orientação política clara: **Portugal deve deixar de tratar a aceleração renovável como fim em si mesmo. A prioridade deve ser disciplinar o sector, proteger a economia e reduzir custos sistémicos.**

Essa disciplina deve incluir:

- moratória ou revisão crítica de projectos renováveis redundantes em zonas saturadas da rede;
- avaliação obrigatória do custo sistémico de cada novo projecto;
- cauções reforçadas para pedidos de ligação à rede;
- perda automática de capacidade reservada quando os prazos não são cumpridos;
- imputação dos custos de reforço de rede aos projectos que os causam;
- publicação anual dos apoios directos e indirectos por tecnologia;
- auditoria independente aos CfD e contratos de longo prazo;
- limitação de remunerações garantidas quando os activos já foram amortizados;
- penalização de projectos que agravem vertimentos ou congestionamentos;

- prioridade efectiva ao autoconsumo em coberturas, zonas industriais e áreas artificializadas;
- protecção da indústria e dos consumidores contra custos climáticos desproporcionados;
- revisão da política energética à luz do peso real de Portugal e da UE nas emissões globais.

**Sem esta disciplina, a política energética continuará capturada por uma lógica de expansão permanente: mais potência, mais rede, mais armazenamento, mais contratos, mais apoios e mais encargos.**

Acima de tudo, **o consumidor deve ser protegido**. A política energética não pode continuar a assumir que qualquer custo é aceitável desde que seja apresentado como parte da transição.

## 29. Conclusões

As novas medidas anunciadas pelo Governo confirmam uma tendência preocupante: **a transição energética portuguesa está a passar de uma política de substituição tecnológica para uma arquitectura de apoios, contratos, garantias, compensações, investimentos induzidos e custos socializados**. O que começou como promoção das renováveis transformou-se numa sucessão de mecanismos para integrar, estabilizar e remunerar os efeitos da própria expansão renovável.

As baterias podem ser úteis, mas não devem ser convertidas em nova renda regulada. A bombagem pode ter valor, mas deve ser economicamente comparada com alternativas. Os CfD devem proteger consumidores e não podem garantir receitas a promotores. O *repowering* pode ser racional, mas não deve prolongar rendas antigas. A biomassa e o biometano podem ter interesse específico, mas não devem criar encargos ocultos. As ZAER podem ordenar o território, mas não devem servir de atalho para licenciamento acrítico. O “superior interesse público” pode ser legítimo em casos excepcionais, mas não deve ser instrumentalizado para acelerar interesses privados.

A reforma do acesso à rede eléctrica confirma que o problema já não está apenas na produção de electricidade, mas na disputa pela infra-estrutura que permite injectar, armazenar ou consumir essa electricidade. A capacidade de ligação tornou-se escassa e valiosa. Por isso, a sua atribuição deve obedecer a critérios de interesse público real, e não apenas à pressão dos promotores ou à vontade política de acelerar projectos.

Os custos escondidos da transição são hoje tão importantes como os subsídios explícitos. CIEG, tarifas de acesso, dívida tarifária, contenção tarifária, isenções electrointensivas, fundos europeus, ETS2, Fundo Social para o Clima, mecanismos de capacidade, CfD, garantias de

receita e apoios à inovação constituem uma arquitectura complexa de transferência de custos. Muitos destes instrumentos não aparecem como subsídios, mas produzem efeitos económicos equivalentes.

A política energética deve regressar ao essencial: segurança de abastecimento, custo total do sistema, potência firme, estabilidade, qualidade de serviço, competitividade económica, protecção do consumidor e racionalidade territorial. A percentagem de renováveis na produção eléctrica é um indicador importante, mas não é suficiente. Um sistema pode ser muito renovável e, ainda assim, caro, instável, dependente de apoios e vulnerável em horas críticas.

Portugal precisa de **planeamento energético nacional**. Precisa de saber quanta potência renovável adicional é realmente necessária, onde deve ser instalada, que custos impõe, que armazenamento exige, que reforços de rede determina e quem deve pagar. Precisa de avaliar o custo marginal de continuar a instalar renováveis intermitentes. Precisa de aplicar o princípio do **causador-pagador**. Precisa de distinguir benefício público de benefício privado.

Sem esta mudança, a transição energética continuará a avançar por camadas sucessivas de custos: primeiro a produção subsidiada, depois as redes, depois as baterias, depois os CfD, depois as compensações, depois os serviços de sistema, depois os mecanismos de capacidade, depois os fundos europeus, depois as isenções, depois os mecanismos sociais de compensação. Cada camada será apresentada como indispensável. Cada camada será justificada pela anterior. E cada camada acabará por ser paga pelo mesmo destinatário: o consumidor.

A questão final é simples e deve ser colocada antes de qualquer novo leilão, novo contrato ou novo regime especial:

Portugal está a construir um sistema eléctrico mais seguro, mais competitivo e mais racional, ou **está apenas a criar formas de remuneração garantida para resolver os desequilíbrios provocados pelas anteriores?**

A dimensão climática exige realismo. **Portugal representa cerca de 0,1% das emissões globais. A União Europeia representa já menos de 6% das emissões globais de gases com efeito de estufa.** Estes valores obrigam a proporcionalidade económica. Não é racional impor custos estruturais elevados à economia portuguesa e europeia, destruir competitividade industrial e transferir riqueza para promotores subsidiados em nome de um impacto climático global marginal.

A política energética deve deixar de ser capturada por um discurso moral absoluto, segundo o qual qualquer medida apresentada como verde é automaticamente aceitável. **Não é.** Uma medida verde pode ser tecnicamente errada, economicamente ineficiente, socialmente injusta e climaticamente irrelevante à escala global.

O sector energético deve ser disciplinado. A prioridade deve ser proteger consumidores, contribuintes, indústria, território e segurança de abastecimento. Os promotores renováveis, os investidores em baterias, os operadores de hidrogénio, os beneficiários de CfD e os titulares de capacidade de rede devem ser submetidos a regras exigentes, transparentes e proporcionais. **O interesse público não é garantir receitas privadas. O interesse público é assegurar energia segura, competitiva e sustentável, ao menor custo total para a sociedade.**

A Europa nunca salvará o clima mesmo destruindo a sua economia. Portugal não terá mais soberania energética se substituir dependência fóssil por dependência de equipamentos importados, fundos públicos, tarifas reguladas e modelos de negócio subsidiados. **E os consumidores não podem continuar a financiar, sem escrutínio suficiente, uma política que socializa custos e privatiza rendas.**

Há, portanto, um ponto técnico que deve ser afirmado sem ambiguidades: face à actual potência instalada em Portugal e à limitada capacidade firme associada a parte crescente dessa potência, continuar a adicionar renováveis intermitentes sem reforçar a firmeza do sistema é um erro técnico grave. **A segurança de abastecimento não se mede pela soma aritmética de megawatts instalados, mas pela capacidade efectiva de responder à procura em todos os momentos relevantes.**

Mais solar e mais eólica, sem mais consumo útil, sem armazenamento de duração adequada e sem potência firme adicional, significam mais produção em horas já saturadas, mais compressão de preços, mais episódios de preços negativos, mais vertimentos e mais necessidade de mecanismos complementares pagos pelo sistema. Esta sequência confirma a tese central do artigo: a expansão renovável intermitente, quando não é disciplinada por critérios de firmeza, consumo e custo sistémico, cria os próprios problemas que depois servem de justificação para novas rendas.

**A política energética deve, por isso, abandonar a obsessão pela potência instalada e regressar aos critérios técnicos fundamentais: adequação de potência, capacidade firme, flexibilidade, estabilidade, custo total do sistema e protecção do consumidor.** Sem estes critérios, a transição energética não reforça a segurança nem a competitividade; apenas multiplica activos, custos e mecanismos de remuneração.

Quando uma política exige permanentemente novos apoios para corrigir os efeitos dos apoios anteriores, deixou de ser planeamento. **Passou a ser uma máquina de rendas.** E quando essa arquitectura transfere riqueza dos consumidores e contribuintes para promotores protegidos, enquanto fragiliza a competitividade da economia portuguesa e europeia, deixa de ser apenas um erro técnico. Passa a ser **uma falha grave de política pública**, que deve ser disciplinada, auditada e corrigida antes que a factura económica se torne irreversível e insuportável.

### 30. Referências e fontes de enquadramento

As referências seguintes devem ser entendidas como fontes de enquadramento técnico, regulatório e institucional. Em versão final para publicação académica ou técnico-científica, deverão ser completadas com data, título integral, entidade emissora, ligação electrónica e data de consulta.

- ERSE – Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e outros Serviços em 2026.
- DGEG – Estatísticas Rápidas das Renováveis, Março de 2026.
- Governo de Portugal – Comunicação sobre novas medidas para acelerar a transição energética, armazenamento, redes, CfD, biomassa e biometano.
- Conselho da União Europeia – Reforma do mercado eléctrico e contratos por diferença bidireccionais.
- Comissão Europeia – Innovation Fund, EU ETS e financiamento de tecnologias net-zero.
- Comissão Europeia – Net-Zero Industry Act.
- Comissão Europeia – ETS2 e Fundo Social para o Clima.
- ACER – Relatórios sobre integração dos mercados eléctricos e tarifas de rede.
- ENTSO-E – European Resource Adequacy Assessment 2025.
- Legislação nacional aplicável à RESP, acesso à rede, Produção em Regime Especial, renováveis, armazenamento e mecanismos tarifários.