

A VERDADE SOBRE OS 14% DA REN

NÃO BAIXA O PREÇO DA ENERGIA,
NÃO AUMENTA A SEGURANÇA,
NÃO MUDA A POLÍTICA ENERGÉTICA.

ENTÃO, PARA QUÊ?

INTERESSE
PÚBLICO?

REN

Redes Energéticas Nacionais

14%

€380
MILHÕES

380 MILHÕES DE EUROS EM JOGO.
QUE PROBLEMA ESTAMOS A TENTAR RESOLVER?

REN

comprar 14% não é fazer política energética

por
João de Jesus Ferreira ¹

A REN é uma empresa estratégica. Mas isso não demonstra que o Estado tenha de ser seu accionista, muito menos que gastar cerca de 380 milhões de euros na aquisição de 13,7% do seu capital baixe o preço da electricidade, aumente a segurança do sistema ou seja necessário para reorganizar o sector energético.

A decisão do Estado português de regressar ao capital da REN — Redes Energéticas Nacionais, adquirindo à *Pontegadea* 91,7 milhões de acções, correspondentes a 13,7% da empresa, tem produzido uma surpreendente multiplicação de justificações.

Começou pela defesa do interesse estratégico nacional, pela necessidade de participar nas decisões de investimento e pela possibilidade de contribuir para baixar o preço da energia. Vieram depois a segurança e a soberania energética, a resiliência das infra-estruturas, o retorno financeiro da participação, o seu eventual enquadramento num futuro fundo soberano e o «poder inerente» à posição de segundo maior accionista.

Fora do Governo surgiram outras interpretações. Uma delas sustenta que estaríamos perante um «realinhamento com a União Europeia e os Estados Unidos, sem hostilizar a China». Outra, bastante mais interessante do ponto de vista da organização do sector, admite que a presença do Estado possa facilitar uma futura separação entre a REN enquanto proprietária e operadora da rede de transporte e uma entidade autónoma responsável pelo despacho, pela operação e pelo planeamento global do sistema.

Há, portanto, muitas explicações. **Talvez demasiadas.**

¹ Engenheiro Electrotécnico pelo Instituto Superior Técnico. Membro Conselheiro da Ordem dos Engenheiros e Especialista em Energia. Mestre em Política, Economia e Planeamento de Energia. Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores. Antigo Director do CCE — Centro para a Conservação de Energia (actual ADENE). Antigo Professor e Director do Curso Superior de Engenharia Electrotécnica – Energia e Sistemas de Potência - do Instituto dos Pupilos do Exército. O autor escreve, por opção pessoal, de acordo com a antiga ortografia.

Convém separá-las e submetê-las ao teste da Engenharia, da Economia e da organização institucional do sector energético.

Porque uma coisa é indiscutível: **a REN é uma empresa estratégica.**

Outra, completamente diferente, é concluir que, por essa razão, o Estado precisa de possuir 13,7% do seu capital.

E outra ainda é sugerir que essa aquisição constitui uma política de redução do preço da energia. **Não constitui.**

Afinal, o que é a REN?

Antes de discutir quem deve ser accionista da REN, é conveniente perceber o que ela efectivamente faz.

A REN **não é** uma empresa produtora de electricidade. Não vende electricidade aos consumidores e não determina o preço do mercado grossista.

É fundamentalmente o operador de algumas das mais importantes infra-estruturas energéticas nacionais.

Na electricidade, a REN explora, em regime de concessão de serviço público, a Rede Nacional de Transporte — as grandes linhas, subestações e interligações — e desempenha simultaneamente as funções de gestão técnica global do Sistema Eléctrico Nacional.

No gás, o Grupo REN integra o transporte em alta pressão, o terminal de GNL de Sines, o armazenamento subterrâneo do Carriço e ainda a distribuição através da Portgás.

Estamos, portanto, perante uma empresa que gere infra-estruturas críticas e que exerce funções essenciais para o funcionamento do País.

Mas há uma distinção fundamental que frequentemente desaparece da discussão.

Na electricidade, a REN acumula hoje duas funções conceptualmente diferentes.

É, por um lado, o **TSO — *Transmission System Operator***, o operador da rede de transporte:

planeia a rede, constrói, mantém e explora linhas e subestações.

É, por outro lado, o **operador global do sistema**: assegura o equilíbrio permanente entre produção e consumo, gere reservas, serviços de sistema, congestionamentos e interligações e participa na avaliação da segurança futura do abastecimento.

A legislação portuguesa atribui actualmente a gestão técnica global do Sistema Eléctrico Nacional ao operador da Rede Nacional de Transporte.

Esta distinção entre **rede** e **sistema** é essencial para perceber o verdadeiro debate que Portugal deveria estar a fazer.

Quem fixa os preços não são os accionistas da REN

A primeira tese que importa esclarecer é a relação entre a aquisição e o preço da electricidade.

O Primeiro-Ministro afirmou inicialmente que a presença do Estado permitiria participar nas decisões estratégicas e de investimento e contribuir para baixar o preço da energia. Posteriormente, a explicação tornou-se mais prudente: uma rede mais resiliente, reforçada e optimizada poderia, a médio e longo prazo, diminuir custos e melhorar as condições de acesso.

Esta segunda formulação é mais defensável. Mas continua sem responder à pergunta fundamental:

qual é o mecanismo económico através do qual a transferência de 13,7% das acções da *Pontegadea* para a Parpública reduz a factura da electricidade?

A REN exerce actividades monopolistas reguladas. Os seus proveitos permitidos e as tarifas correspondentes são enquadrados pela ERSE. O actual período regulatório 2026-2029 estabelece inclusivamente a metodologia de remuneração dos activos e os incentivos aplicáveis. A própria REN refere que a taxa base de retorno regulatória para o novo período passou de 4,40% para 6,19%.

Nem o Conselho de Administração nem os accionistas da REN podem simplesmente decidir aumentar ou diminuir as tarifas.

Luís Mira Amaral colocou correctamente a questão: justificar a compra das acções com a redução dos preços «não faz qualquer sentido», porque a REN é regulada pela ERSE e porque o Estado já dispõe de instrumentos para intervir no planeamento dos investimentos, mesmo sem ser accionista.

Vítor Santos, antigo presidente da ERSE, chegou a conclusão semelhante: a participação pode aumentar a influência do Estado, mas não lhe dá controlo e não produz uma redução directa das tarifas.

É exactamente este o ponto.

Uma boa rede pode certamente reduzir congestionamentos, perdas ou outros custos do sistema. Um investimento correctamente escolhido pode ter benefícios económicos.

Mas esses benefícios resultam da **qualidade do planeamento, do investimento e da regulação**.

Não resultam da nacionalidade do titular de 13,7% das acções.

Se existe uma cadeia causal que permita concluir que esta operação reduzirá o preço final da electricidade, o Governo deve apresentá-la, quantificá-la e indicar o efeito esperado em euros por MWh.

Até agora, isso não aconteceu.

Segurança do sistema também não se compra na Bolsa

A segurança energética é uma segunda justificação frequentemente utilizada.

Também aqui é necessário separar política de Engenharia.

A segurança de um sistema eléctrico depende, entre muitos outros factores, da adequação entre produção e consumo, da existência de potência firme, das reservas, da estabilidade da frequência e da tensão, dos serviços de sistema, da redundância das redes, da capacidade de reposição — *black start* —, da manutenção, das protecções, das interligações, da cibersegurança e da competência técnica da operação.

Nenhum destes parâmetros físicos se altera quando 91,7 milhões de acções passam da *Pontegadea* para a Parpública.

A REN continua a ter as mesmas linhas, as mesmas subestações, os mesmos centros de operação, os mesmos técnicos e as mesmas obrigações.

Por isso, a formulação tecnicamente correcta deverá ser:

A aquisição de 13,7% da REN não aumenta, por si própria, a segurança física do sistema eléctrico.

Pode o Estado, enquanto accionista, defender determinados investimentos? Naturalmente.

Mas já o podia fazer — e de forma muito mais determinante — enquanto legislador, concedente e através dos mecanismos de aprovação do planeamento e da regulação.

O Estado já está «dentro» da REN sem ser accionista

Outra das ideias utilizadas para justificar a operação é a necessidade de o Estado «estar dentro» da empresa para participar nas decisões estratégicas.

Este argumento confunde dois tipos de poder.

Um é o **poder accionista**.

Outro é o **poder soberano do Estado**.

A Rede Nacional de Transporte não é uma actividade económica privada comum. É explorada mediante concessão de serviço público.

O Estado define a lei, estabelece o modelo do Sistema Eléctrico Nacional, atribui concessões, aprova ou enquadra o desenvolvimento das redes, determina obrigações de serviço público e dispõe de uma entidade reguladora independente — a ERSE — que estabelece as regras económicas das actividades reguladas.

Portanto:

o Estado não era um espectador da REN por não possuir acções.

Tinha já poderes sobre o sector que nenhum accionista privado possui.

Ser accionista acrescenta influência societária.

Não cria soberania. A soberania já existia.

13,7% dão influência; não dão controlo

Com a operação, a Parpública tornar-se-á o segundo maior accionista da REN.

A *State Grid Corporation of China* mantém uma participação de 25%.

Portanto, 13,7% são uma posição relevante, mas continuam a não conferir ao Estado o controlo da empresa. A legislação estabelece, em regra, um limite de 25% à participação relevante e ao exercício dos correspondentes direitos de voto, determinando os Estatutos da REN a não contagem dos votos que excedam esse limiar nas condições legalmente previstas.

A melhor formulação é simples: **Catorze por cento dão influência. Não dão controlo.**

O Ministro da Presidência justificou inclusivamente o prémio pago pela participação com o «poder inerente» de se tornar o segundo maior accionista.

Mas até essa afirmação merece análise mais fina.

No processo de certificação da REN como operador independente da rede de transporte, a Comissão Europeia considerou, em 2014, incompatível com as regras de *ownership unbundling* que a Parpública pudesse simultaneamente exercer direitos na Galp e designar um membro do Conselho de Administração da REN.

Ora, a Parpública continua actualmente a deter **8,42% dos direitos de voto da Galp.**

Não significa isto que o enquadramento actual tenha necessariamente de produzir exactamente a mesma consequência jurídica de 2014.

Significa, porém, que antes de invocar o «poder inerente» dos 13,7%, seria importante esclarecer:

que poderes de governação poderá efectivamente exercer a Parpública?

Terá representação no Conselho de Administração? Em que condições? E como serão compatibilizados esses direitos com as regras europeias de independência do operador da rede de transporte?

A questão não é apenas histórica. As exigências europeias de independência e de *ownership unbundling* continuam a condicionar o exercício de determinados direitos societários sempre que um mesmo accionista detenha simultaneamente interesses em actividades de transporte e em actividades de produção ou comercialização. Por isso, antes de invocar o «poder

inerente» aos 13,7%, importa esclarecer qual será, em concreto, o poder societário efectivamente exercível pela Parpública.

É uma questão muito mais substantiva do que a simples percentagem de capital.

Soberania: um argumento que merece ser levado a sério

Há uma justificação para a operação que considero legítima e intelectualmente coerente: **a soberania estratégica.**

A REN opera infra-estruturas críticas.

O maior accionista, com 25%, é a *State Grid Corporation of China*, controlada pelo Estado chinês.

Num mundo em que a energia, as redes eléctricas, as telecomunicações, os semicondutores, os dados e outras infra-estruturas se tornaram instrumentos de competição geopolítica, é perfeitamente legítimo um Estado europeu considerar desejável possuir uma posição relevante numa empresa desta natureza.

A própria União Europeia tem vindo a reforçar o escrutínio do investimento estrangeiro em sectores estratégicos. Se o Governo disser:

«Queremos assegurar uma presença pública portuguesa relevante no capital de uma infra-estrutura crítica»

há matéria para uma discussão séria.

Pode concordar-se ou discordar-se. Mas é uma opção de soberania compreensível.

O que não deve fazer-se é transformar essa opção numa medida para baixar o preço do kWh.

Um «realinhamento com a UE e os EUA»?

Foi também defendido que a operação representa um «realinhamento com a União Europeia e os Estados Unidos, sem hostilizar a China». Percebe-se o raciocínio geopolítico. Mas convém olhar para os factos.

Antes da operação, os 13,7% pertenciam à *Pontegadea*, um investidor espanhol. Depois, pertencerão ao Estado português.

Ou seja:

saem 13,7% de capital privado espanhol, europeu, e entram 13,7% de capital público português, também europeu.

A *State Grid* chinesa continua exactamente com os mesmos 25%.

Não entrou capital americano. Não saiu capital chinês.

Portanto, não houve propriamente um realinhamento accionista da REN da China para o Ocidente.

O que houve foi algo diferente e mais preciso:

a criação de um contrapeso accionista público português à presença do Estado chinês, sem diminuir a participação chinesa.

Talvez seja esse exactamente o significado de «sem hostilizar a China». É uma interpretação geopolítica possível. Mas convém chamar às coisas pelo nome.

E, mais uma vez, nada disto tem uma relação directa com o preço da electricidade.

É um bom investimento financeiro?

Pode ser. Mas também isso tem de ser demonstrado.

A REN é uma empresa regulada, madura e com fluxos financeiros relativamente previsíveis.

Relativamente ao exercício de 2025, foi aprovado um dividendo anual de **0,160 euros por acção**.

Sobre as 91,7 milhões de acções que a Parpública pretende adquirir, isso corresponde, mantendo-se aquele dividendo, a aproximadamente:

14,7 milhões de euros por ano.

A imprensa económica noticiou entretanto que o preço contratual da aquisição será de cerca de **380 milhões de euros**, dos quais aproximadamente €55 milhões representarão um prémio de 17% relativamente à cotação à data do anúncio. O preço não constava do comunicado inicial da REN, e a operação continua sujeita ao visto prévio do Tribunal de Contas.

Tomando os €380 milhões como referência, o dividendo de €14,7 milhões representa uma rentabilidade corrente bruta próxima de:

3,9% ao ano.

Não é irrelevante. Mas também não transforma automaticamente a operação num excelente investimento.

As acções podem valorizar-se. Os dividendos podem aumentar. Mas também podem acontecer as situações inversas.

E uma acção de uma sociedade cotada envolve risco de capital que não existe numa obrigação soberana mantida até ao vencimento.

Por isso, não basta comparar superficialmente «o Estado financia-se a X e a REN rende Y».

É necessário considerar o risco, a volatilidade, a valorização esperada, os dividendos futuros e o benefício estratégico.

É necessário apresentar um verdadeiro **business case**.

E há €380 milhões que desapareceram da discussão

Este é talvez o aspecto económico mais importante. Mesmo admitindo que a aquisição é financeiramente razoável, permanece uma questão:

É esta a melhor utilização de €380 milhões de recursos públicos?

Foi esclarecido pelo INE que a aquisição de acções é contabilisticamente uma transacção financeira, pelo que não tem, por si própria, impacto directo no défice ou na dívida pública. Isso é contabilisticamente correcto.

Mas não significa que o dinheiro seja gratuito.

Há uma diferença entre **contabilidade nacional** e **Economia**.

Se a Parpública utilizar €380 milhões de disponibilidades próprias para comprar as acções, essa liquidez deixa de poder:

- ser entregue ao Estado;
- ser utilizada noutras aplicações;
- financiar outros investimentos;
- ou reduzir futuras necessidades de financiamento.

Se houver recurso ao Orçamento ou se, directa ou indirectamente, a aquisição aumentar as necessidades futuras de financiamento público, haverá adicionalmente um custo financeiro.

Em qualquer dos casos existe **custo de oportunidade**. Dinheiro público tem sempre utilizações alternativas.

A comparação com a dívida é incómoda

Em 21 de Agosto de 2026, a rentabilidade das Obrigações do Tesouro portuguesas a dez anos encontrava-se em torno de **3,6%**. É apenas uma referência de mercado e não significa que a operação seja financiada exactamente a esta maturidade ou a esta taxa.

Mas permite perceber as ordens de grandeza.

Se, num exercício meramente ilustrativo, €380 milhões representassem financiamento adicional a um custo de 3,6%, o encargo financeiro seria de aproximadamente:

13,7 milhões de euros por ano.

Compare-se com os cerca de:

14,7 milhões de euros de dividendos

correspondentes ao dividendo distribuído pela REN relativamente a 2025.

A diferença é inferior a **um milhão de euros por ano**.

Repito: esta não é uma avaliação financeira completa.

Há valorização potencial da participação, crescimento possível dos dividendos e valor estratégico.

Mas precisamente por isso é necessária uma avaliação financeira completa.

Porque assumir risco accionista para obter uma rendibilidade corrente próxima de 3,9%, quando a rendibilidade de mercado da dívida soberana portuguesa a dez anos se encontra numa ordem de grandeza próxima, não permite classificar a operação como financeiramente extraordinária sem uma avaliação mais completa.

Onde poderiam ser aplicados €380 milhões?

Esta pergunta praticamente desapareceu da discussão política. E deveria estar no centro dela. O custo de oportunidade significa que a alternativa não é:

comprar 13,7% da REN

ou

deixar €380 milhões parados numa conta bancária.

Há outras opções. A primeira é a mais simples:

reduzir necessidades de financiamento público.

Portugal continua a suportar uma dívida pública significativa. Não mobilizar €380 milhões num activo accionista permite preservar liquidez e, directa ou indirectamente, reduzir necessidades futuras de financiamento e encargos financeiros.

Mas, se o Governo considera que esses recursos devem ser aplicados no sector energético para diminuir estruturalmente os custos, existem alternativas que deveriam pelo menos ser comparadas.

Eficiência energética dos edifícios públicos

Hospitais, escolas, universidades, tribunais e edifícios administrativos continuam a apresentar oportunidades de redução estrutural dos consumos.

Os €380 milhões não teriam necessariamente de ser gastos como subsídio.

Poderiam capitalizar instrumentos de financiamento ou modelos de contratos de desempenho energético capazes de mobilizar várias vezes aquele montante em investimento privado.

Nesse caso, o resultado seria mensurável:

menos kWh consumidos, menos despesa pública e menos potência necessária.

Eficiência e competitividade industrial

A electricidade e o gás são factores de competitividade.

Programas rigorosamente seleccionados de eficiência energética industrial, assentes em redução demonstrável de consumo e critérios económicos, poderiam produzir ganhos permanentes de produtividade.

A melhor energia é, em muitos casos, aquela que deixa de ser necessária para produzir a mesma unidade de produto.

Reabilitação das habitações energeticamente mais vulneráveis

Em vez de subsidiar permanentemente facturas, uma parte dos recursos poderia financiar intervenções que diminuíssem estruturalmente as necessidades energéticas das famílias mais vulneráveis.

Não se trata de distribuir dinheiro indiscriminadamente.

Trata-se de comparar o retorno económico e social de reduzir consumos durante décadas com o retorno esperado de possuir 13,7% da REN.

Segurança efectiva do sistema

Se a preocupação é verdadeiramente a segurança energética, então poderiam ser financiados — caso os estudos técnicos comprovassem a sua necessidade — investimentos directamente relacionados com:

- *black start*;
- estabilidade de tensão;
- inércia;
- compensação síncrona;
- cibersegurança;

- reservas;
- resiliência de infra-estruturas críticas.

Nesse caso, seria possível identificar claramente:

qual era o problema, qual o investimento realizado e que risco foi reduzido.

Instrumentos financeiros com efeito multiplicador

Os €380 milhões poderiam igualmente capitalizar fundos ou mecanismos de garantia destinados a mobilizar múltiplos daquele valor em investimento privado.

Isto é particularmente relevante num país com recursos públicos limitados.

Em vez de concentrar €380 milhões numa única participação accionista, esses recursos poderiam ser utilizados como capital catalítico em instrumentos financeiros capazes de mobilizar investimento privado adicional. O eventual efeito multiplicador deveria, naturalmente, ser demonstrado caso a caso.

Não estou a afirmar que qualquer destas alternativas seja necessariamente melhor. Estou a afirmar algo mais elementar:

antes de decidir aplicar €380 milhões de recursos públicos numa participação minoritária numa empresa cotada, deveria existir uma comparação transparente entre o retorno desta operação e o retorno das principais alternativas.

Isso é análise económica.

Se queremos realmente baixar o preço da electricidade

Se o objectivo anunciado pelo Governo é reduzir o preço da electricidade, então talvez valha a pena discutir aquilo que pode efectivamente reduzi-lo.

A factura eléctrica não resulta apenas do preço da energia no mercado grossista. Incorpora o custo da energia e da comercialização, as tarifas de acesso às redes — transporte, distribuição e Uso Global do Sistema —, diversos custos de política energética e, finalmente, impostos e outros encargos.

É, portanto, sobre estas componentes que uma política séria de redução dos preços deve actuar. Não sobre a identidade do accionista que possui 13,7% da REN.

Começar pelas tarifas de acesso às redes

Todos os consumidores, estejam no mercado regulado ou liberalizado, pagam tarifas de acesso às redes.

Estas incorporam a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, a Tarifa de Uso das Redes de Distribuição e a Tarifa de Uso Global do Sistema. É através desta última que são igualmente recuperados muitos custos que nada têm de ver, em sentido estrito, com o transporte físico de electricidade.

Se queremos electricidade competitiva, o primeiro princípio deveria ser elementar:

cada agente deve suportar os custos incrementais que provoca no sistema.

É o princípio do **causador-pagador**.

Este princípio, desde 2023, já está parcialmente consagrado no actual regime jurídico das ligações à RESP; a questão é aprofundá-lo e assegurar que os custos específicos e incrementais efectivamente causados por cada projecto não acabam, por outras vias, socializados pelo conjunto dos consumidores.

Quando um novo produtor pretende ligar à rede uma instalação que obriga à construção de uma linha dedicada, ao reforço de uma subestação ou a outros investimentos específicos, deve questionar-se até que ponto esses custos devem ser socializados por todos os consumidores.

O mesmo raciocínio deve ser aplicado, dentro do enquadramento europeu, aos custos incrementais directamente imputáveis a novos grandes consumidores, instalações de armazenamento ou outros utilizadores da rede.

Os investimentos que beneficiam todo o sistema devem naturalmente ser pagos pelo sistema.

Mas os investimentos específicos ou predominantemente induzidos por determinado projecto devem, tanto quanto técnica e juridicamente possível, ser suportados por quem os provoca.

Esta distinção é fundamental.

Uma política em que qualquer produtor pode localizar a sua instalação onde entende ser mais conveniente para o seu projecto, deixando posteriormente aos consumidores o custo do reforço necessário da rede, cria um incentivo económico errado. A localização de uma central também tem um custo para o sistema. E esse custo deve fazer parte da decisão de investimento.

Não socializar indiscriminadamente os custos da intermitência

O mesmo princípio deveria ser aplicado aos custos operacionais do sistema.

Num sistema com elevada penetração de produção variável, o custo económico não é apenas o custo de produzir cada MWh.

Há também:

- reservas;
- serviços de balanço;
- controlo de frequência;
- controlo de tensão;
- congestionamentos;
- *redispatch*;
- necessidade de flexibilidade;
- capacidade de reserva;
- eventuais reforços adicionais da rede.

Naturalmente, nem todos estes custos podem ser atribuídos de forma simples a um determinado produtor.

A responsabilidade pelos desvios já se encontra, em parte, internalizada. O passo seguinte deveria consistir em identificar os restantes custos sistémicos incrementais — reservas, congestionamentos, reforços de rede, serviços de sistema ou necessidades adicionais de flexibilidade — que possam ser objectivamente associados a determinados agentes ou decisões. Sempre que exista uma relação causal técnica, mensurável e economicamente relevante, deve aplicar-se o mesmo princípio: o custo incremental deve ser suportado, tanto quanto possível, por quem o provoca e não automaticamente socializado pelo conjunto dos consumidores.

Isto cria melhores sinais económicos.

Se uma tecnologia ou localização produzir elevados custos de integração no sistema, esses custos devem entrar na sua competitividade económica.

Caso contrário, compara-se o custo privado de uma tecnologia com o custo sistémico de outra e chama-se a isso mercado.

Não é.

Investir na rede apenas quando o benefício económico o justifique

Também não se reduz a Tarifa de Acesso às Redes construindo indiscriminadamente mais rede.

Todos os investimentos incorporados na base de activos regulados acabam por ter de ser remunerados.

Uma rede robusta é indispensável.

Uma rede sobredimensionada também custa dinheiro.

Por isso, cada grande investimento deveria ser submetido a uma análise económica que compare:

- reforço da rede;
- armazenamento;
- produção despachável;
- gestão da procura;
- serviços de sistema;
- ligações não firmes;
- limitação economicamente eficiente de produção;
- ou combinações destas soluções.

O critério não deveria ser:

«Que rede precisamos de construir para ligar toda a produção que pretende instalar-se?»

Mas:

«Qual é a solução de menor custo global para satisfazer a procura com a segurança exigida?»

Esta diferença aparentemente semântica é, na realidade, uma diferença fundamental de política energética.

E depois existem os CIEG

É impossível falar seriamente do preço da electricidade em Portugal sem falar dos **Custos de Interesse Económico Geral — CIEG** e das restantes parcelas de política energética recuperadas através das tarifas.

Segundo a ERSE, o valor global de CIEG e sustentabilidade repercutido nas tarifas de 2026 é de cerca de €1 757 milhões. Destes, cerca de €1 107 milhões correspondem a custos de política energética e interesse económico geral do próprio exercício, €75 milhões a medidas

de estabilidade e sustentabilidade e €575 milhões ao efeito líquido de transferências intertemporais de CIEG anteriores. Não estamos a falar de um valor marginal.

Entre as principais componentes dos custos do próprio exercício encontram-se, aproximadamente:

- **€609 milhões** relativos ao diferencial de custo da Produção com Remuneração Garantida;
- **€315 milhões** de rendas de concessão da distribuição em baixa tensão;
- **€200 milhões** de convergência tarifária das Regiões Autónomas;
- **€85 milhões** de CMEC;
- **€24 milhões** de mecanismos de capacidade.

Estes valores identificam apenas algumas das principais componentes positivas dos custos do exercício e não devem ser somados para obter o respectivo subtotal, uma vez que a conta tarifária incorpora igualmente componentes compensatórias ou de sinal negativo.

Isto permite perceber uma realidade frequentemente esquecida:

uma parte importante da Tarifa de Acesso às Redes não corresponde ao custo físico de transportar e distribuir electricidade. Corresponde a decisões de política energética tomadas ao longo de décadas.

E algumas dessas decisões continuam hoje a ser pagas.

Acabar progressivamente com a remuneração garantida

Em 2026, a maior parcela individual dos CIEG continua a ser o diferencial de custo da **Produção com Remuneração Garantida — PRG**.

A própria ERSE estima para 2026 cerca de €609 milhões.

Nessa carteira encontramos diferentes tecnologias e regimes históricos. Para 2026, a ERSE estima diferenciais de custo particularmente elevados em algumas tecnologias: cerca de €236/MWh no fotovoltaico abrangido por determinados regimes antigos, €115/MWh na eólica *offshore*, €106/MWh na microprodução e pequena produção e valores igualmente elevados em biomassa e biogás. A eólica terrestre em remuneração garantida apresenta também diferencial positivo relativamente ao mercado.

É importante, contudo, fazer uma distinção juridicamente séria.

Não se podem simplesmente rasgar contratos celebrados pelo Estado ou regimes legalmente constituídos sem ponderar direitos adquiridos, estabilidade regulatória e eventuais indemnizações.

Mas pode — e deve — estabelecer-se uma orientação inequívoca:

os regimes existentes devem terminar no seu prazo contratual e não ser prolongados; novos investimentos devem, como princípio, enfrentar o mercado.

O Estado não deve continuar indefinidamente a retirar risco ao produtor e transferi-lo para o consumidor.

Uma tecnologia que se apresenta como a mais barata forma de produzir electricidade deve ser capaz, em princípio, de competir no mercado sem necessitar simultaneamente de preço garantido, acesso privilegiado e socialização de parte dos custos de integração.

FiT: um mecanismo que irá pertencer ao passado

As antigas **Feed-In Tariffs** — FiT tiveram uma função histórica.

Num período em que determinadas tecnologias eram imaturas, caras e não conseguiam financiar-se em condições de mercado, o Estado decidiu garantir-lhes preços durante longos períodos.

Pode discutir-se se essa política foi ou não adequada.

Mas é difícil justificar que tecnologias actualmente maduras continuem a necessitar do mesmo modelo.

Uma política energética competitiva deveria abandonar definitivamente a criação de novas FiT tradicionais e deixar expirar os regimes existentes nos termos contratados.

A remuneração garantida protege o produtor do risco de queda dos preços de mercado e transfere esse risco para o sistema e, em última análise, para os consumidores. Nas FiT tradicionais de preço fixo, o produtor recebe a remuneração contratada independentemente do preço de mercado; quando o mercado baixa, aumenta o diferencial suportado pelo sistema.

Esta transferência do risco de mercado para os consumidores não deve continuar a constituir a regra para tecnologias maduras e economicamente competitivas.

E os CfD?

A questão dos **Contracts for Difference — CfD**, ou contratos por diferenças, exige maior cuidado. Corre-se o risco de estarmos a criar a versão 2.0 das FiT.

Um CfD bidireccional não é necessariamente equivalente a uma antiga FiT, mas para isso é necessário tomar as devidas precauções.

Num CfD correctamente concebido, existe um preço de referência: quando o preço de mercado é inferior ao preço contratual, o sistema compensa o produtor; mas quando o mercado supera esse valor, o produtor devolve a diferença.

Portanto, um verdadeiro CfD bidireccional pode também gerar receitas para os consumidores em períodos de preços elevados.

Aliás, a reforma europeia do mercado eléctrico estabelece que, quando os Estados decidam conceder apoio público directo ao preço de novos investimentos em determinadas tecnologias de baixo carbono, esses mecanismos deverão, em regra, assumir a forma de CfD bidireccionais ou instrumentos de efeito equivalente.

Mas isto não significa que Portugal seja obrigado a subsidiar todos os novos investimentos. Significa apenas que, **se decidir atribuir apoio directo ao preço**, deverá utilizar mecanismos simétricos.

A política correcta deveria, portanto, começar um passo antes:

há efectivamente uma falha de mercado que justifique apoio público a este investimento?

Se não existe, o projecto deve ir ao mercado.

Se existe e o Estado entende existir interesse público na intervenção, qualquer CfD deverá resultar de concurso competitivo, ser tecnologicamente neutro sempre que possível, evitar sobrecompensação e devolver integralmente aos consumidores as receitas obtidas quando os preços de mercado excedam o preço contratual.

O CfD não deve transformar-se na nova designação de um subsídio antigo.

Não continuar a criar dívida tarifária

Outro problema português foi a tentação política de evitar aumentos tarifários num determinado ano empurrando os respectivos custos para o futuro.

É aquilo a que se chama **diferimento tarifário**.

O custo não desaparece. Apenas muda de ano. E normalmente regressa acrescido de encargos financeiros.

Nas tarifas de 2026, cerca de **€575 milhões** correspondem precisamente ao efeito líquido de transferências intertemporais de CIEG.

Isto significa que consumidores de hoje continuam a pagar custos que politicamente se decidiu não repercutir integralmente nos consumidores de ontem.

É uma forma de dívida. E dívida tarifária continua a ser dívida, ainda que não apareça com essa designação na factura.

Uma política séria deveria adoptar outro princípio:

não criar défices tarifários para esconder o custo presente das decisões de política energética.

Se o Estado entende que determinada política deve ser subsidiada por razões sociais, ambientais ou industriais, então deve assumi-la transparentemente no Orçamento do Estado.

Não a esconder na tarifa eléctrica.

Retirar da factura de electricidade aquilo que não é electricidade

Esta é outra reforma que Portugal deveria discutir.

A factura energética tornou-se, ao longo dos anos, um instrumento para cobrar custos de natureza muito diversa.

Alguns correspondem efectivamente ao funcionamento das redes.

Outros resultam de políticas públicas, rendas, compensações territoriais, decisões históricas ou objectivos sociais.

A ERSE limita-se, em muitos casos, a repercutir na tarifa custos cuja criação resulta da legislação e sobre os quais não tem poder de decisão.

Deveria perguntar-se:

porque devem custos de política pública ser financiados apenas ou predominantemente através do consumo de electricidade?

Se uma política é considerada de interesse geral, pode existir um argumento económico para que seja financiada pela fiscalidade geral e não incorporada no preço do kWh.

Naturalmente, transferir um encargo da tarifa eléctrica para o Orçamento do Estado não elimina o respectivo custo económico: altera quem o financia. O custo deixa de incidir especificamente sobre o consumidor de electricidade e passa a ser suportado pelo conjunto dos contribuintes. Essa opção pode justificar-se por razões de transparência, equidade fiscal, competitividade ou coerência com a electrificação da economia, mas não deve ser apresentada como uma redução do custo total para a sociedade.

Esta questão é particularmente relevante num momento em que o próprio Estado incentiva a electrificação da economia.

É contraditório defender simultaneamente:

«electrifiquem os transportes, os edifícios e a indústria»

e

«vamos utilizar a electricidade como base fiscal para financiar múltiplas políticas públicas».

Quanto mais encargos não energéticos forem colocados na electricidade, menos competitiva se torna a electrificação que o próprio Estado pretende promover.

Melhorar os sinais locais

Nem todos os MW instalados têm o mesmo valor para o sistema.

Uma central instalada próxima de uma zona de elevado consumo ou numa região onde existe capacidade disponível na rede não provoca os mesmos custos que outra instalada numa zona congestionada e que obriga a grandes reforços para evacuar a sua produção.

Os mecanismos de ligação e de tarifação deveriam transmitir melhor esta diferença. Isso pode fazer-se através de:

- encargos de ligação mais aderentes ao custo incremental;
- concursos de capacidade de rede;
- sinais locacionais;
- ligações flexíveis ou não firmes;
- limites de injeção economicamente otimizados;
- e melhor coordenação entre planeamento da produção e planeamento das redes.

O objectivo é simples:

evitar construir centenas de milhões de euros de infra-estruturas de rede apenas para acomodar produções de baixo factor de utilização cuja localização foi decidida sem considerar o custo global que impõem ao sistema.

Serviços de sistema devem ser comprados competitivamente

Reservas, controlo de frequência, regulação de tensão, capacidade de reposição e restantes serviços necessários ao funcionamento da rede têm valor económico.

Devem, tanto quanto tecnicamente possível, ser adquiridos através de mecanismos competitivos, abertos a todas as tecnologias capazes de prestar o serviço.

Uma bateria, uma central hidroelétrica, uma central térmica, um compensador síncrono ou determinada resposta da procura podem fornecer serviços diferentes.

O sistema deve comprar **o serviço**, não privilegiar previamente a tecnologia.

Mais uma vez:

neutralidade tecnológica e concorrência.

É esta combinação que tende a minimizar custos.

Concorrência em vez de subsídio

A produção de electricidade é hoje uma actividade concorrencial. A política energética deveria partir dessa realidade.

Sempre que existam vários agentes capazes de fornecer energia, capacidade ou serviços, o preço deve resultar da concorrência entre eles.

O Estado deve definir:

- requisitos de segurança;
- regras ambientais;
- acesso às redes;
- condições de mercado;
- responsabilidades pelos custos provocados.

Depois deve deixar os agentes competir.

O que não deve fazer é decidir previamente qual a tecnologia vencedora e construir posteriormente um conjunto de subsídios, tarifas garantidas, redes, compensações e mecanismos de protecção para assegurar a rentabilidade dessa escolha.

Isso não reduz o preço da energia. Transfere custos de um agente para outro.

Normalmente para o consumidor.

Há, portanto, formas concretas de baixar os custos

Se o Governo pretende realmente actuar sobre o preço da electricidade, há uma agenda muito mais substantiva do que comprar 13,7% da REN:

primeiro, reduzir os custos da Tarifa de Acesso às Redes através de investimento economicamente disciplinado;

segundo, aplicar de forma mais rigorosa o princípio do causador-pagador aos custos específicos e incrementais de ligação e integração;

terceiro, reduzir progressivamente os CIEG e deixar expirar os regimes históricos de remuneração garantida;

quarto, não criar FiT e só admitir mecanismos de apoio público quando exista uma falha de mercado demonstrável;

quinto, se forem utilizados CfD, torná-los verdadeiramente bidireccionais, competitivos e sem sobrecompensação;

sexto, não criar dívida tarifária;

sétimo, retirar da factura eléctrica, quando economicamente e socialmente justificado, os encargos de política pública de natureza geral, financiando-os de forma transparente pelo Orçamento do Estado — reconhecendo que esta transferência reduz o preço da electricidade, mas não o custo total para a economia;

oitavo, introduzir melhores sinais económicos e locacionais para novos produtores e grandes consumidores;

nono, adquirir serviços de sistema de forma aberta e tecnologicamente neutra;
décimo, avaliar cada investimento pelo seu **custo sistémico total**, e não apenas pelo custo aparente de produzir um MWh.

É por aqui que se pode começar a reduzir estruturalmente os preços.

Não mudando a identidade de um accionista.

A electricidade será mais barata quando reduzirmos os custos reais que o sistema tem de recuperar dos consumidores.

Tudo o resto é redistribuição desses custos — ou política de comunicação.

A verdadeira reorganização do sector

Há, porém, uma discussão suscitada por esta operação que considero muito mais importante.

Deve a entidade proprietária e operadora da Rede Nacional de Transporte continuar a acumular as funções de operador global e de planeamento do sistema?

A questão merece ser estudada.

Uma empresa de rede investe em linhas, subestações e outros activos e recebe uma remuneração regulada pelo capital investido nesses activos.

Perante uma necessidade do sistema, porém, construir mais rede é apenas uma das soluções possíveis.

Pode haver alternativas:

- armazenamento;
- resposta da procura;
- produção firme;
- serviços de sistema;
- compensação reactiva;
- produção localizada;
- novas interligações;
- reforços selectivos;
- ou combinações destas soluções.

Quem determina as necessidades globais do sistema deveria, idealmente, avaliar todas estas alternativas com um único critério:

garantir a segurança de abastecimento ao menor custo global para a economia.

É aqui que surge a hipótese de separar institucionalmente:

quem possui e desenvolve a rede
de
quem opera e planeia o sistema.

Um NESO português?

O Reino Unido criou, em 2024, o *National Energy System Operator* — NESO.

O Governo britânico adquiriu à *National Grid* o *Electricity System Operator* por um *enterprise value* de £630 milhões, dando origem a uma entidade pública independente com responsabilidades de **operação e planeamento estratégico do sistema energético**. A *National Grid* continuou responsável pelas infra-estruturas de transporte.

É uma opção institucional interessante. Mas o exemplo britânico demonstra precisamente algo que convém sublinhar:

o Estado britânico não comprou 14% da *National Grid* para criar o NESO. Comprou 100% do operador que pretendia autonomizar.

São operações completamente diferentes.

Se Portugal considerar que deve retirar da REN o despacho, a gestão global e determinadas funções de planeamento para as colocar numa entidade independente, então discutamos essa reforma.

Pode fazer sentido. Mas o Estado não precisa de possuir 13,7% da REN para a executar.

Precisa de:

- legislação;
- redefinição de competências;
- eventual alteração da concessão;
- desenho institucional;
- regulação;
- transferência de pessoal e sistemas;
- definição clara das relações entre operador de sistema e TSO.

São instrumentos de política pública. Não são direitos accionistas.

Aliás, a discussão nem sequer é nova

Portugal já discutiu institucionalmente esta matéria.

A questão de separar funções de gestão técnica dos sistemas das actividades de transporte já foi objecto de debate e análise regulatória.

Portanto, não seria necessário descobrir agora uma justificação retrospectiva para a compra das acções.

Se há um projecto de reorganização, ele deve ser apresentado.

Com objectivos.

Modelo institucional.

Custos.

Benefícios.

Cronograma.

E demonstração económica.

Só então poderemos avaliar se a aquisição dos 13,7% é útil para facilitar essa transformação. Caso contrário, utilizar uma eventual futura criação de um NESO para justificar a compra seria inverter a ordem racional das decisões.

Primeiro escolhe-se o modelo.

Depois escolhem-se os instrumentos necessários para o concretizar.

Não se compra primeiro uma participação por centenas de milhões de euros para depois procurar uma função estratégica que possa justificar a aquisição.

Quem deve planear o sistema energético português?

Esta é, para mim, a questão verdadeiramente importante.

Portugal tem discutido excessivamente política energética em termos de:

- MW de eólica;
- MW de fotovoltaico;
- percentagens de renováveis;
- metas de electrificação;
- armazenamento;
- novas linhas e interligações.

Mas planeamento energético não é uma soma de capacidades.

É procurar a combinação economicamente óptima entre:

produção + potência firme + redes + armazenamento + interligações + serviços de sistema + flexibilidade + gestão da procura.

E fazê-lo tendo em conta simultaneamente:

- segurança do abastecimento;
- custo global;
- competitividade;
- dependência externa;
- robustez operacional;
- desenvolvimento económico.

Planeamento da rede e planeamento do sistema não são a mesma coisa.

O verdadeiro problema português talvez não seja o Estado possuir ou não 13,7% da REN.

Talvez seja não termos um verdadeiro processo independente, integrado e economicamente fundamentado de planeamento energético nacional.

O Estado não precisa de ser empresário para fazer política energética

Esta operação trouxe também de volta uma velha confusão portuguesa: a ideia de que, para defender o interesse público numa empresa, o Estado tem necessariamente de ser seu accionista.

Não é assim.

O interesse público dispõe, no actual quadro institucional, de instrumentos muito mais poderosos do que uma participação accionista minoritária: legislação e poderes concessionais exercidos pelo Estado, regulação independente assegurada pela ERSE e mecanismos públicos de planeamento energético e de desenvolvimento das redes.

Se estes instrumentos forem bem utilizados, permitem defender o interesse público sem necessidade de controlar as empresas.

Se forem mal utilizados, possuir 13,7% do capital também não resolverá o problema. A questão não deve ser ideológica.

Não se trata de dizer que o Estado nunca deve participar no capital de empresas estratégicas.

Pode haver situações em que se justifique.

Trata-se de exigir que se demonstre **porquê, para quê e a que custo**.

Afinal, qual é o problema que estamos a tentar resolver?

Esta é a pergunta a que continuo sem encontrar uma resposta suficientemente precisa.

Se o problema são os **preços**, explique-se o mecanismo económico e quantifique-se a redução esperada em €/MWh.

Se é a **segurança**, identifique-se concretamente a vulnerabilidade técnica que 13,7% do capital resolvem.

Se é a **soberania**, assumam-se que se pretende criar uma presença pública portuguesa capaz de funcionar como contrapeso à State Grid.

Se é um **investimento financeiro**, publiquem-se as premissas: preço, custo de capital, dividendos esperados, valorização, taxa interna de rendibilidade e risco.

Se é a **reorganização do sector**, apresente-se o modelo institucional.

Se existe intenção de criar um **NESO português**, diga-se que funções serão retiradas à REN e que benefícios se esperam dessa separação.

E se vão ser mobilizados cerca de **€380 milhões de recursos públicos**, compare-se essa aplicação com o custo de oportunidade desse capital.

São perguntas elementares. Ainda não são respostas.

Uma operação à procura de uma política?

Não sou, por princípio, contra a presença do Estado na REN. Pode justificar-se por razões de soberania. Pode revelar-se um investimento financeiro aceitável. Pode eventualmente facilitar uma futura reorganização institucional. Pode até haver informação estratégica que ainda não seja pública e que venha a esclarecer a racionalidade da operação.

Mas não se deve começar pela conclusão. Uma política pública racional segue a sequência:

identificar o problema;
avaliar alternativas;
quantificar custos e benefícios;
seleccionar a solução;
escolher os instrumentos.

Neste caso, a percepção pública tem sido quase inversa.

Primeiro conhecemos a aquisição. Depois começaram a surgir as justificações.

Preço.
Segurança.
Investimento.
Soberania.
Geopolítica.
Fundo soberano.
Influência.
Eventual reorganização do sector.

Talvez exista uma estratégia coerente que ligue todas estas peças. Se existe, deve ser apresentada.

Conclusão

A REN é uma empresa estratégica.

Mas dessa afirmação verdadeira não decorrem automaticamente todas as restantes.
13,7% dão influência, não dão controlo.

A mudança de accionista **não altera as competências da ERSE.**

Não altera, por si própria, os **proveitos permitidos da REN.**

Não modifica o mecanismo de formação do **preço grossista da electricidade.**

Não aumenta fisicamente a **segurança do sistema.**

Não retira um único ponto percentual à participação de **25% da State Grid chinesa.**

E não é necessária para o Estado **reorganizar institucionalmente o sector energético.**

Se os cerca de €380 milhões constituírem um bom investimento financeiro, demonstre-se.
Se o benefício é geopolítico, explique-se.

Se o objectivo é soberania, assuma-se.

Se a finalidade é criar um operador independente do sistema, apresente-se a reforma.

E, sobretudo, compare-se o investimento com aquilo que poderia ser feito com os mesmos recursos — ou com a possibilidade de simplesmente não aumentar as necessidades futuras de financiamento público.

Porque a pergunta decisiva não é:

«A REN é uma boa empresa para ter no Estado?»

É:

«Que problema de política energética resolve o Estado ao comprar 13,7% da REN por cerca de €380 milhões e poderia esse problema ser resolvido melhor, com menor custo, através dos instrumentos que o Estado já possui?»

Até agora, não encontrei uma resposta convincente. A aquisição pode ser uma operação patrimonial.

Pode ser uma decisão financeira.

Pode ser uma decisão de soberania.

Pode ser uma opção geopolítica.

Pode até vir a fazer parte de uma futura reorganização do sector.

Mas uma coisa deve ficar clara:

comprar 14% da REN não é, por si só, fazer política energética.

Política energética é garantir segurança, competitividade e abastecimento ao menor custo global para a economia.

E para isso o Estado precisa, antes de mais, de **Engenharia, Economia, regulação competente e verdadeiro planeamento energético** — não necessariamente de mais acções em carteira.

Cascais, 24 de Agosto de 2026