



## **Perspetiva dos Operadores das Infraestruturas: Redes, Armazenamento e Terminal de GNL**

### **Contributo da Sonorgás**



De que modo a revisão do Regulamento Tarifário pode contribuir para que os operadores de rede de distribuição melhor se ajustem ao pacote legislativo europeu do gás de 2024, que adapta o mercado interno dos combustíveis ao objetivo de neutralidade carbónica em 2050?

#### A- Investimentos em infraestruturas e soberania energética

1. **Manutenção da expansão da rede como obrigação de serviço público**, justificada economicamente face ao diferencial de custo entre gás natural e eletricidade e estrategicamente relevante -> através da Regulação, manter/reforçar o financiamento tarifário com critérios de payback mais alargados.
2. **Introdução de critérios de soberania energética nas decisões de expansão**, nomeadamente através de um índice de segurança/continuidade de abastecimento, especialmente em zonas dependentes de GPL ou com pobreza/inequidade energética.
3. **Articulação com o PAB**, promovendo o co-planeamento entre expansão de redes e zonas de produção de biometano, criando ecossistemas de gases renováveis e evitando transporte rodoviário e emissões associadas.

#### B- Investimentos associados ao PAB

1. **Tarifa de acesso diferenciada** para biometano certificado de origem nacional e para operadores mais pequenos, como incentivo à produção nacional, compensada via OPEX regulatório reconhecido.
2. **Pré-aprovação regulatória dos investimentos de adaptação da rede** para injeção de gases renováveis, garantindo recuperação do capital e reduzindo risco do investidor.

#### C- Eficiência operacional e incentivos

1. **Revisão dos modelos de eficiência (2028–2031)** com benchmarking europeu efetivo, distinguindo custos controláveis (eficiência operacional) e não controláveis (conformidade legal, cibersegurança, adaptação ao biometano e contexto regional/logístico).
2. **Reconhecimento dos custos não controláveis como OPEX pass-through**, não sujeitos a metas de eficiência.
3. **Incentivos à redução de fugas com emissões**, alinhamento com o Regulamento Europeu de Emissões de Metano, através de mecanismos de bônus/malus regulatório.



De que modo a revisão do Regulamento Tarifário pode contribuir para que os operadores de rede de distribuição melhor se ajustem ao pacote legislativo europeu do gás de 2024, que adapta o mercado interno dos combustíveis ao objetivo de neutralidade carbónica em 2050?

**D- Para o período regulatório 2028–2031, deve considerar-se, em termos regulatórios:**

1. WACC - Aumento do WACC regulatório face ao ciclo anterior, refletindo maior risco regulatório dos ativos, aumento estrutural do custo de capital pós-2022 e necessidade de atrair financiamento privado de longo prazo.
2. RAB –Reconhecimento pleno de investimentos em digitalização e resiliência como ativos regulatórios. Criação de uma categoria específica de RAB para adaptação das redes aos gases renováveis (incluindo contadores inteligentes), com amortizações alargadas, dada a natureza estratégica da infraestrutura.
3. Indexação do RAB à inflação da construção, em substituição do IPC geral.
4. Acresce ainda a necessidade de prazos de operação uniformes para todos os operadores, sejam concessionários ou detentores de licenças

**E- Analogia com a dinamização das renováveis elétricas (2005–2015):**

1. Tarifas feed-in ou mecanismos equivalentes;
2. Previsibilidade de receitas para investidores => criação e dinamização do mercado;
3. Tarifas decrescentes ao longo do tempo;
4. Transparência nos mecanismos tarifários para o biometano;
5. Transição progressiva para leilões de biometano (modelo CfD).

**.Vantagens do processo de dinamização regulatória dos gases renováveis face às renováveis elétricas:** não necessidade de nova infraestrutura, baixos custos de integração, socialização ampla dos custos, baixo risco de lock-in tecnológico - flexibilidade com GN como back-up - e benefícios claros em soberania, descarbonização e valorização de resíduos agrícolas e urbanos => economia circular.

**F- Indicadores regulatórios específicos:**

Indicadores ajustados aos ORD, baseados na experiência de gestão de redes de GN e UAGs (no caso da Sonorgás), e avaliando qualidade, acessibilidade à rede (incluindo injeção de produtores locais de gases renováveis) e capacidade de receber, transportar e medir gases renováveis de forma segura, eficiente e não discriminatória.



As decisões de planeamento e de gestão das infraestruturas de rede têm implicações a médio e longo prazo, com um horizonte temporal que vai muito além de um período de regulação. Quais são os maiores desafios que enfrentarão os operadores de rede de distribuição a médio e longo prazo e de que forma os pretendem ultrapassar?

**A Sonorgás opera 31 licenças, 40 UAGs, em 34 concelhos do Norte e Nordeste de Portugal, com licenças distribuídas por três horizontes temporais distintos (2027, 2030 e 2034), algumas com duração limitada a 15 anos.**

Enquanto distribuidor baseado em UAGs, sem ligação à rede de transporte, a Sonorgás opera um paradigma estruturalmente distinto do distribuidor urbano convencional, caracterizado por:

1. Transporte por camião-cisterna, em vez de gasoduto contínuo;
2. Redes em "ilha", sem redundância de fornecimento por rede de transporte;
3. Consumidores de baixo consumo, altamente sensíveis a variações tarifárias;
4. Dispersão geográfica extrema;
5. Cariz social dominante, onde a lógica de operação privilegia a equidade energética e a coesão territorial, económica e social, mais do que a rentabilidade económica ou eficiência operativa.

Neste contexto, a aplicação de indicadores regulatórios convencionais de comparabilidade (por exemplo, Totex por MWh ou por PA) penaliza sistematicamente este modelo, por razões estruturais e não por ineficiência operacional, dificultando decisões regulatórias com impacto no médio e longo prazo.



As decisões de planeamento e de gestão das infraestruturas de rede têm implicações a médio e longo prazo, com um horizonte temporal que vai muito além de um período de regulação. Quais são os maiores desafios que enfrentarão os operadores de rede de distribuição a médio e longo prazo e de que forma os pretendem ultrapassar?

**Um aspeto que justifica, contudo, comparabilidade direta, é o prazo de operação entre grandes concessionários e detentores de licenças. Para garantir equidade regulatória, devem ser consideradas condições de operação harmonizadas, incluindo:**

- Peso explícito do track-record local - mínimo "x" anos de operação na zona, como critério de avaliação - não apenas capacidade financeira e técnica genérica;
- Obrigação de continuidade de emprego local, como condição de operação;
- Período mínimo de operação coincidente com os restantes e com benchmarks europeus;

**Deverá ser considerado o direito de preferência aos operadores históricos nas renovações, desde que cumpram determinados indicadores específicos.**

Por fim, o alinhamento da duração das licenças com o termo das concessões (2047) é desejável, criando maior estabilidade regulatória e permitindo a definição clara, previsível e faseada de obrigações e incentivos ao longo do tempo.

## Conclusão

Para o período regulatório 2028–2031, identificado como fase inicial e crítica para a dinamização do biometano, foram considerados os seguintes desafios regulatórios:

- **Garantia de equidade para todos os operadores do sistema** em termos de condições de investimento, prazo das operações (concessões ou licenças), história comprovada de gestão de redes não ligadas a gasodutos, com armazenagem em UAGs e em regiões de maior inequidade e pobreza energética => necessidade de consideração do impacto em Coesão social e económica.
- **Condições previsíveis e estáveis para investidores e financiadores**, garantindo visibilidade de longo prazo para decisões de investimento e operação e condições mínimas para avaliação do retorno do capital e do retorno de uma transição energética justa.
- **Promoção de uma transição ordenada e incentivada, nesta fase para o biometano nacional**, assegurando continuidade operacional e adequação regulatória das redes.
- **Reforço da soberania energética nacional**, num contexto de incerteza geopolítica, eventos climáticos extremos e crescente volatilidade dos mercados.

**Neste enquadramento, propõe-se que o Regulador reconheça, particularmente neste próximo período regulatório, que as redes de distribuição são infraestruturas de transição energética, e não ativos destinados a rápida desvalorização, dado que permanecerão em utilização produtiva por várias décadas adicionais – podendo atingir 60-80 anos. Tal pressupõe, pelo menos, a revisão das vidas úteis regulatórias das redes de gás, em linha com a prática adotada noutros países europeus**

**1Km de rede de GN = 1 Km de rede de gases renováveis**



**Obrigada**