

## ANEXO II

(a que se refere o n.º 5 do artigo 1.º e o n.º 3 do artigo 16.º)

### REQUISITOS A CUMPRIR PARA A PRODUÇÃO DO BIOMETANO E/OU HIDROGÉNIO RENOVÁVEL

#### 1. Definição do Poder Calorífico Superior (PCS) do biometano e hidrogénio

Para o apuramento, em múltiplo de 1 MWh, das quantidades de biometano e de hidrogénio renovável da proposta de venda, importa proceder ao seu cálculo em termos do PCS do gás efetivamente injetado na rede, designadamente:

a) Poder calorífico superior do biometano = 10,5 kWh/m<sup>3</sup>

$$\rho (\text{CH}_4) = 0,668 \text{ kg/m}^3(\text{n})$$

b) Poder calorífico superior do hidrogénio = 39,41 kWh/kg

$$\rho (\text{H}_2) = 0,08989 \text{ kg/m}^3(\text{n})$$

#### 2. Características físico-químicas do gás

2.1. A introdução de gases renováveis ou de baixo teor de carbono nas infraestruturas do SNG, a partir de uma unidade de produção ou conversão gasosa, requer o cumprimento e coordenação de um conjunto de ações associadas à gestão da capacidade de injeção e às condições de operação;

2.2. As ações referidas no subponto anterior devem garantir que a composição da mistura resultante da injeção cumpre os limites para a sua utilização em segurança ao longo de todo o percurso do gás, ao abrigo do quadro, legislativo e regulamentar, aplicável;

2.3. Sem prejuízo do disposto no Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás (RQS), aprovado pela ERSE, as características do gás aplicáveis às entregas de pontos de produção de gás à rede, devem observar o seguinte:

a) O biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável, devem respeitar o disposto nas normas EN 16723-1 e EN 16726, respetivamente.

b) O hidrogénio deve respeitar o disposto na norma ISO 14687:2019

2.4. O operador ORT/ORD deve garantir que as características do gás asseguram a interoperabilidade das suas infraestruturas com as demais infraestruturas a que se

encontrem ligadas.

### **3. Requisitos do ponto de injeção na rede**

**3.1.** A ligação das unidades de produção de gás à RNTG ou à RNDG deve ser efetuada em condições técnicas e economicamente adequadas, nos termos legais e regulamentares estabelecidos, designadamente:

- a)* Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações;
- b)* Regulamento de Relações Comerciais;
- c)* Regulamento da Qualidade de Serviço;
- d)* Regulamento Tarifário;
- e)* Regulamento de Operação das Infraestruturas;
- f)* Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global (MPGTG) do Sistema Nacional de Gás (SNG);
- g)* Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do Sector do Gás;
- h)* Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural;
- i)* Despacho n.º 806-B/2022, de 19 de janeiro, relativo ao Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás;
- j)* Despacho n.º 806-C/2022, de 19 de janeiro, relativo ao Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás;
- k)* Portaria n.º 110-A/2023, de 24 de abril, alterada pela Portaria n.º 135/2024/1, de 2 de abril;
- l)* Decreto-Lei n.º 62/2020 de 28 de agosto, na sua redação atual;
- m)* Manual de Procedimentos de Gestão Logística de UAG.

**3.2.** A ligação deve cumprir os requisitos técnicos específicos do ORT/ORD no ponto de injeção na rede, por forma a garantir a segurança e qualidade operacional na gestão da infraestrutura, fixados no parecer sobre a existência de condições técnicas de ligação à rede.

**3.3.** O controlo da injeção de gases renováveis nas redes será realizado dentro dos parâmetros pertinentes, estabelecidos no Contrato de Ligação, a estabelecer entre o produtor e o Operador de Rede e no Contrato de Uso de Redes – Cláusulas Particulares, a estabelecer entre o Agente de Mercado ao abrigo de cuja Carteira de Compensação a injeção será

realizada e o Operador de Rede.

- 3.4. A articulação operacional entre o produtor e o Gestor Técnico do Sistema e entre o operador da rede e o Gestor Técnico Global segue o disposto na regulamentação e sub-regulamentação aplicável.
  - 3.5. A instalação produtora deve cumprir os requisitos técnicos, designadamente relacionados com a monitorização e a controlabilidade da injeção na RNTG e RNDG, estabelecidos no MPGTG do SNG.
  - 3.6. A Instrução de Operação (IO) para cada produtor será emitida pelo GTG, sendo o seu cumprimento da responsabilidade do produtor, servindo de referência para apuramento dos desvios de produção.
  - 3.7. A monitorização da execução da IO é realizada pelo respetivo operador da rede.
  - 3.8. Os pedidos de alteração da IO, por limitações operacionais da rede, serão definidos e comunicados ao GTG pelo respetivo operador de rede, sendo a IO ajustada em conformidade ao abrigo do disposto no MPGTG e na sub-regulamentação própria.
- 4. Alocação de limites de concentração nas redes de transporte e distribuição**
- 4.1. Sendo a RNDG abastecida a partir da RNTG, a concentração máxima de hidrogénio na RNTG será necessariamente inferior ou igual à da RNDG.
  - 4.2. Para promover uma adequada gestão dos limites máximos de concentração de hidrogénio renovável nos pontos de consumo, para efeitos do Procedimento, consideram-se os seguintes limites de quota máxima de conteúdo de hidrogénio:
    - a) 10% em volume na RNTG, após 2026 (de acordo com o Despacho n.º 806-C/2022);
    - b) 20% em volume na RNDG interligada com a RNTG (compatível com o Despacho n.º 806-B/2022)<sup>1</sup>;
    - c) 20% nas redes de distribuição alimentadas por unidades autónomas de gás (UAG) (compatível com o Despacho n.º 806-B/2022).
  - 4.3. Registe-se que, em cada ponto de injeção, estes limites estão dependentes das condições de operação em cada momento, bem como da gestão dos pontos de injeção a montante e a jusante, para que o limite máximo admissível na RNTG e RNDG e no consumo não seja excedido, podendo o gestor técnico global do SNG proceder à alteração da injeção de gases

---

<sup>1</sup> Para o cálculo do volume de hidrogénio a injetar na RNDG é necessário considerar que 10% do volume já poderá vir incorporado no gás transportado na RNTG, sendo o volume máximo a injetar na RNDG 10% do volume de gás.

renováveis, por motivos de segurança do SNG, conforme estabelecido na regulamentação e sub-regulamentação aplicáveis.

**4.4.** A operacionalização das interações referidas no ponto anterior deve cumprir com o disposto no MPGTG e na sub-regulamentação própria.

**4.5.** Sendo o biometano um gás intermutável com o gás natural ao nível das características físico-químicas da mistura, tal como referenciado na CBP 2005-001/02 <sup>2</sup> os limites de concentração acima referidos não se aplicam, sendo o caudal a injetar dependente das condições de caudal máximo e de consumo associadas ao troço de rede onde se pretende realizar a injeção.

## **5. Pressupostos de alocação de capacidade de injeção**

**5.1** Para efeitos do Procedimento, considera-se que:

- a)* A capacidade para injeção de biometano e gases intermutáveis não tem limitação face à capacidade máxima técnica existente para gás natural.
- b)* A capacidade para injeção de hidrogénio renovável, face à sua característica química, encontra-se regulamentarmente limitada pelo caudal volúmico de gás e pela concentração prévia de Hidrogénio em cada troço de rede.
- c)* A gestão e atribuição da capacidade tem por base as capacidades de receção determinadas pelos operadores das redes de Transporte e Distribuição de gás.
- d)* É definida uma Capacidade Máxima Anual Global (CMAG) dos pontos de injeção de Hidrogénio atribuídos na RNTG por troço de rede, sendo que no caso da RNDG a CMAG é definida, caso a caso, por estação de redução de pressão e medição de gás (GMRS) ou por UAG.
- e)* O cálculo da CMAG de receção de hidrogénio renovável, em cada troço de rede, resulta da aplicação da concentração (em % de volume) máxima admissível de hidrogénio ao perfil de volume médio anual consumido nesse troço nos últimos 36 meses. Adicionalmente, e considerando o histórico recente de operação do SNG considera-se o cenário de entrada de gás por Sines na RNTG.
- f)* Em cada ponto de injeção é definida uma Capacidade Horária Técnica Máxima (CHTM) associada à instalação produtora no ponto de injeção, determinada pelo

---

<sup>2</sup> CBP” - Código de Boa Prática que teve por base o estabelecido na Diretiva de Aparelhos Gás (Diretiva 90/396/CEE) entretanto alterada pelo REGULAMENTO (UE) 2016/426 do Parlamento Europeu e do Conselho de 9 de março de 2016 relativo aos aparelhos a gás e que revoga a Diretiva 2009/142/CE

operador de rede.

- g) A articulação operacional entre o operador da Rede e o Gestor Técnico Global para o efeito da alínea anterior deve cumprir o disposto na regulamentação e sub-regulamentação vigente.
- h) A CHTM a determinar pelo Operador de Rede a cada produtor em cada troço de rede é função de:
  - i) Capacidade horária máxima em condições de consumo instantâneo da GRMS ou UAG;
  - ii) O volume máximo anual admitido para a instalação do produtor ( $CMAG_p$ ) definido como:

$$CMAG_p = CHTM \times 8760 \times F_T, \text{ em que } F_T = \frac{\text{Consumo médio Zona}}{\text{Consumo máximo Zona}}$$

calculado no período de 36 meses anteriores;

- iii) Condições físicas da ligação e da instalação do produtor.
- i) A prioridade de injeção na Rede Pública de Gás segue a regra de atribuição do *First Come, First Served*, tendo por base a data da atribuição do Registo Prévio da DGEG.
- j) A capacidade de receção nos diferentes troços da RNTG e da RNDG, em função percentagem de mistura de hidrogénio renovável com gás natural, é explicitada no Apêndice I e no Apêndice II, respetivamente.

**5.2** O cálculo da capacidade de receção deve ter por base no histórico dos consumos do SNG.

**5.3** Deve ser considerado o efeito cumulativo da concentração de hidrogénio renovável proposto para injeção no âmbito do Procedimento e as reservas de capacidade previamente atribuídas.

**5.4** A CHTM não deverá ser excedida, sendo que a operacionalização destas restrições deve cumprir com o disposto no MPGTG e na sub-regulamentação própria.

## **6. Restrições técnicas e comerciais a considerar no leilão**

Consideram-se as seguintes restrições e condições:

- a) A especificidade de consumidores de gás abastecidos pelo SNG não antecipáveis à realização do Procedimento.
- b) A definição por acordo entre Portugal e Espanha para admissão de misturas de H<sub>2</sub> nas respetivas interligações internacionais superiores aos valores finais publicados no

Regulamento e na Diretiva relativa aos mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio aprovados pela União Europeia no que respeita ao limite máximo para a mistura de hidrogénio renovável nas interligações de gás entre Estados Membros;

- c) O sentido de fluxo de gás atual com a maior componente de entrada a partir do Terminal GNL de Sines, no caso particular da RNTG, sujeita todavia a variações futuras de opções comerciais, alheias aos operadores do SNG;
- d) As especificidades e limitações de consumidores pontuais no consumo de misturas incrementais de H<sub>2</sub> com gás natural, as quais deverão ser objeto da definição de mecanismos dedicados com vista à sua resolução.

## **7. Alocação de capacidade de injeção**

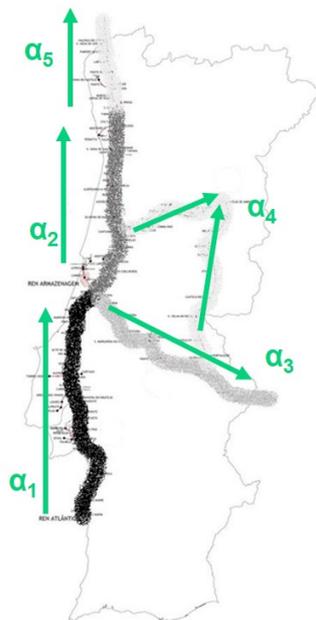
**7.2** Na sequência do Procedimento, a cada produtor é atribuída uma CMAG<sub>p</sub>, a qual tem implícita uma capacidade média anual com regime de flexibilidade entre o caudal médio anual e a CHTM.

**7.3** Este regime de injeção está sujeito a restrições que resultam das condições de despacho.

## APÊNDICE I

### Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG)

Com o objetivo de não limitar a injeção de hidrogénio renovável na rede aos pontos de entrada da RNTG e de permitir a alocação de capacidade nos diferentes troços de rede, assume-se um zonamento da RNTG para efeitos de determinação da sua capacidade de receção conforme se apresenta na Figura 1.



*Figura 1 - Zonamento da RNTG para alocação de capacidades de injeção*

A RNTG engloba atualmente 1375 km, desenvolvidos geograficamente por dois eixos:

- Eixo Sul - Norte, desde o terminal de GNL de Sines até Valença do Minho, que garante o abastecimento de gás natural à faixa litoral de Portugal e onde se situam as localidades mais densamente povoadas. Este eixo tem uma derivação para Mangualde;
- Eixo Este – Oeste, desde Campo Maior até próximo da Figueira da Foz. Este eixo tem uma derivação para a Guarda. Existe uma ligação entre as derivações dos dois eixos, ligando Mangualde à Guarda.

Existem duas interligações entre a RNTG com a rede de transporte de Espanha: Campo Maior - Badajoz e Valença do Minho – Tuy, sendo que ambos os pontos de interligação possuem capacidade de entrada e saída.

Assim, atribui-se a capacidade em cinco zonas distintas, sendo que, a posição do local de injeção na zona vai influenciar a capacidade técnica, ou seja, e a título exemplificativo, na Zona  $\alpha_1$ , a capacidade junto a Sines será superior (valor máximo do intervalo) do que a capacidade de pontos de injeção numa posição mais a Norte no país (valor mínimo do intervalo é o que localiza mais a norte, junto à Bidoeira).

Para efeitos de cenários de consumo a considerar na alocação de capacidades, tendo presente a perspetiva de redução dos consumos de gás a prazo, em particular no Mercado Elétrico, consideram-se os consumos atuais ajustados às estimativas para 2033 do RMSA-G22<sup>3</sup>.

A aplicação da metodologia de alocação de capacidades determina as capacidades de receção na RNTG para 5% e 10% de mistura de hidrogénio com gás, conforme Tabela 1.

*Tabela 1 – Volume máximo anual admitido na RNTG, para 5% e 10% de mistura de hidrogénio com gás*

Zona	F <sub>T</sub>	CMAG [GWh/ano], para 5%	CMAG [GWh/ano], para 10%
$\alpha_1$	0,62	131,0 – 237,0	262,0 – 474,0
$\alpha_2$	0,61	11,0 – 88,0	22,0 – 175,0
$\alpha_3$	0,60	0,0 - 1,6	0,0 - 3,1
$\alpha_4$ (*)	0,53	0,0 - 7,5	0,0 - 15,1
$\alpha_5$	0,70	0,0 - 1,5	0,0 - 2,9

(\*) o valor considera o fluxo de gás nos troços da zona  $\alpha_4$ , com fecho da válvula JCT 11000 Cantanhede, de modo a isolar a zona  $\alpha_4$  da zona  $\alpha_2$  e alimentação em série a partir de  $\alpha_3$ .

De acordo com o artigo 1.º do Despacho n.º 806-C/2022, a quota máxima de incorporação de outros gases na RNTG é fixada em 5 % em volume, até 2025, sendo superior a incorporação a partir desta data.

<sup>3</sup> No caso da zona  $\alpha_4$ , nesta fase, não é tida em consideração a conversão da rede para 100% Hidrogénio perspetivada pelo projeto CelZa a partir de 2030, integrado no corredor H2Med

## APÊNDICE II

### Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG)

1. Para a injeção na rede de distribuição consideraram-se as quantidades máximas definidas no ponto 4.2. do presente anexo, correspondentes às redes abastecidas por cada GRMS ou UAG, até ao limite máximo definido para o lote do hidrogénio renovável referente à rede de distribuição.
2. No âmbito do ponto anterior admite-se, na generalidade dos casos, que a capacidade de cada zona seja a mesma da GRMS ou UAG que o abastece, podendo ser afetada em função do ponto de injeção concreto que for escolhido.
3. No caso do hidrogénio renovável a injeção deverá fazer-se imediatamente a jusante da GRMS, ou UAG em causa, na medida em que o hidrogénio renovável e o gás natural deverão ser injetados no mesmo ponto para garantir a homogeneidade da mistura e que este é o ponto de maior caudal da rede.
4. A metodologia para a atribuição da CMAG de receção de hidrogénio renovável em cada GRMS, ou UAG, encontra-se descrita no ponto 5 do presente anexo.
5. No caso do biometano a injeção poderá fazer-se em qualquer ponto da rede de distribuição com capacidade para o caudal horário previsto e dentro do limite da quantidade definida para o lote.