



Conselho de Administração Executivo  
Praça Marquês de Pombal, 12 - 6º  
1250-162 Lisboa - Portugal  
Tel. 210 012 500 Fax 210 013 000

Exmo. Senhor  
**Prof. Doutor Vítor Santos**  
M. I. Presidente do Conselho de Administração  
ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços  
Energéticos  
Edifício do Restelo  
Rua Dom Cristóvão da Gama, 1  
1400 – 113 LISBOA

Sua referência

Sua comunicação

Nossa referência  
144/CAE

Data  
8-11-2013

**Assunto:** Consulta Pública à proposta de PDIRGN 2013

Exmo. Senhor,

Agradecemos a oportunidade concedida pela ERSE para nos pronunciarmos sobre a proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT para o período 2014-2023 (PDIRGN 2013) apresentada pela REN Gasodutos, na sua qualidade de operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, e colocada em consulta pública pela ERSE em cumprimento com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, na redacção que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de Outubro.

Os objectivos incluídos no PDIRGN, nomeadamente reforço da segurança de abastecimento e integração do mercado nacional no contexto ibérico e europeu estão alinhados com os objectivos da política europeia de desenvolvimento de um mercado único europeu. No entanto, no actual contexto da economia nacional, a calendarização bem como o impacto tarifário associado aos investimentos objecto deste PDIRGN devem ser ponderados de forma a minimizar os impactos sobre os consumidores de gás natural. Consideramos que seria recomendável um estudo e um debate mais aprofundados das hipóteses e das conclusões, e apresentamos uma proposta concreta de metodologia de revisão do PDIRGN.

Ficamos naturalmente ao inteiro dispor para os esclarecimentos e contributos adicionais tidos por convenientes e apresentamos os nossos melhores cumprimentos.

João Manso Neto  
Administrador



---

## **Plano decenal indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT para o período 2014-2023**

**Comentários da EDP à proposta do PDIRGN 2013, elaborada pela REN Gasodutos e submetida a Consulta Pública pela ERSE**



## 1 Considerações Gerais

No âmbito da consulta pública lançada pela ERSE sobre a proposta de Plano decenal indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT para o período 2014-2023, elaborada pela REN Gasodutos, no âmbito do disposto no Decreto-Lei n.º 140/2006/2006, de 26 de julho na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, o grupo EDP considera oportuno apresentar os comentários contidos neste documento, na expectativa de contribuir positivamente para o desenvolvimento sustentado do sector do gás natural em Portugal.

Os objectivos associados aos investimentos incluídos no PDIRGN, nomeadamente o reforço da segurança de abastecimento e a integração do mercado nacional no contexto ibérico e europeu, estão alinhados com os objectivos da política europeia de desenvolvimento de um mercado único europeu.

No entanto, no actual contexto da economia nacional, associado às alterações no perfil de utilização das centrais de ciclo combinado que se têm vindo a sentir nos últimos anos e que se perspectivam para o médio – longo prazo, a calendarização bem como o impacto tarifário associado aos investimentos objecto deste PDIRGN devem ser ponderados de forma a minimizar os impactos sobre os consumidores de gás natural. Consideramos que no contexto actual da economia é fundamental garantir a adequação e custo-eficiência dos investimentos.

Concretamente, o PDIRGN contempla um investimento substancial associado ao reforço das interligações com Espanha, justificado pela necessidade de cumprimento das regras europeias de segurança de abastecimento, designadamente a regra “n-1” estabelecida no regulamento 994/2010 de 20 de outubro, e pela integração do mercado ibérico no âmbito da criação do Mibgás.

Importa que estes investimentos sejam perspectivados num quadro de desenvolvimento deste mercado integrado, avaliando a necessidade das infra-estruturas no contexto ibérico, de forma a evitar custos ociosos ou infra-estruturas que, a exemplo do que já acontece hoje em Espanha, o sistema não possa remunerar. A este propósito, consideramos adequado que, sempre que possível, se sujeitem os novos investimentos a mecanismos de mercado, designadamente à realização de operações do tipo “open season”.

Acresce que, como anteriormente referido, a incorporação crescente de energias renováveis tem vindo a determinar uma quebra significativa na procura de gás natural para produção eléctrica nos últimos anos. Esta quebra é estrutural e não conjuntural, pelo que esta tendência deverá continuar a marcar a evolução do mercado de gás natural na península ibérica, facto que deverá ser pouco afectado pela desclassificação prevista para as centrais a carvão de Sines (em 2017) e Pego (em 2021), que poderá inclusivamente ser adiada. No caso de serem efectivamente desclassificadas, não se perspectiva que o consumo associado a estas centrais seja substituído integralmente por produção em centrais de ciclo combinado.

Por outro lado, o cumprimento da regra “n-1”, pode alternativamente ser assegurado pela combinação entre capacidades de abastecimento e regras de gestão da oferta e da procura, nomeadamente o recurso a



combustíveis alternativos em centrais de ciclo combinado que estejam preparadas para tal e, conseqüentemente dispensadas de constituir reservas de segurança de gás natural, ou uma maior utilização de fontes de energia renováveis, facto que deve ser explorado no sentido de contribuir para a sustentabilidade do sistema.

Neste contexto, consideramos que, seria recomendável um estudo e um debate mais aprofundados das hipóteses e das conclusões, de modo a adequar no tempo o desenvolvimento das infra-estruturas previstas e garantir a minimização dos custos destas para o sistema, sobretudo no curto prazo, em função das necessidades efectivas do sistema energético e no quadro de um mercado ibérico integrado de gás natural.

Assim, consideramos pertinente apresentar em conclusão deste documento uma proposta concreta de metodologia de revisão do PDIRGN consentânea com os comentários aqui mencionados, que resumidamente consistem em promover:

- a) A actualização da evolução da procura convencional, tendo em conta entre outros efeitos a não repetibilidade dos aumentos de consumo associados aos investimentos nas refinarias da Galp e a queda de consumos específicos em 2012 e 2013. Refira-se a este propósito o exemplo da cogeração da Energin, associada à fábrica da Solvay cujo fecho anunciado para o início do ano 2014 retirará anualmente do sistema cerca de 100 milhões de m<sup>3</sup>;
- b) A actualização da evolução da procura eléctrica tendo em conta um tratamento realista da evolução do SEN, no que toca à utilização futura de PREs, o perfil intermitente das centrais de ciclo combinado e a continuação de utilização de centrais a carvão;
- c) A actualização dos cenários de ponta extrema tendo em conta a actualização de procura e evitando conjugações demasiado optimistas de centrais a gás num cenário de ponta;
- d) A verificação da redução do valor da ponta extrema resultante de um cenário de "demand-side management" adequado, particularmente na gestão do SEN em cenário de crise;
- e) A verificação do "gap" de capacidade eventualmente existente em cenário N-1, sempre complementado por medidas de gestão da procura, aplicado ao Terminal de Sines e definição de como esse "gap" pode ser coberto com capacidade de entrada existente em cada momento no armazenamento subterrâneo do Carriço. No caso de existir ainda necessidade de capacidade de entrada no sistema no horizonte de análise, verificar qual o modo de a satisfazer com melhor relação custo-benefício.

Finalmente, importa referir que o restante conteúdo deste documento está organizado em concordância com a estrutura do documento de consulta pública da ERSE, respondendo de forma abrangente às questões da consulta pública apresentadas pela ERSE em cada secção.

## 2 Pressupostos metodológicos

### 2.1 Previsões da procura/oferta

A Proposta de PDIRGN apresentada assenta num cenário de procura que não incorpora ainda os impactos no consumo decorrentes do contexto económico actual, ainda que estes se possam fazer sentir apenas no curto-médio prazo, nem internaliza as alterações de carácter permanente que têm vindo a afectar de forma progressiva o consumo de gás natural para produção de electricidade, designadamente o carácter progressivamente intermitente de funcionamento destas centrais como “*back-up*” da produção de fontes renováveis e a reduzida utilização simultânea deste tipo de tecnologia.

O descomissionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego, previsto para 2017 e 2021 respectivamente, e contemplado no PDIRGN com reforço integral a gás natural (um pressuposto excessivo), poderá não ter impactos significativos nos consumos de gás natural para produção de electricidade e respectivas capacidades diárias de utilização do sistema, tendo em conta os regimes de funcionamento actuais e perspectivados para o futuro destas centrais.

No que respeita ao mercado convencional, o crescimento verificado nos anos 2010 a 2012 está fortemente relacionado com os reforços significativos de consumo nas refinarias da Galp em Sines e Leça da Palmeira, os quais não serão repetíveis no futuro, pelo que as taxas de crescimento desse período não podem constituir base para extrapolação de consumos futuros.

Assim, consideramos que seria benéfica uma revisão geral das premissas e uma actualização das conclusões contidas no documento face à disrupção entre os cenários utilizados na elaboração do PDIRGN e os consumos verificados em 2012 e expectáveis para o futuro.

Especificamente no que respeita às capacidades e às pontas de consumo, consideramos que as recentes mas estruturantes alterações no perfil de utilização das centrais de ciclo combinado para produção de electricidade justificam também uma reavaliação das probabilidades de ocorrência de simultaneidade de pontas de consumo entre mercado convencional e o mercado eléctrico bem como da possibilidade de, no sector eléctrico, se encontrarem soluções alternativas à utilização de centrais de ciclo combinado em momentos de ponta de consumo elevada no mercado convencional.

Finalmente, e relativamente à questão concreta relativa à possível interacção entre a terceira ligação e os eventuais 26 novos pólos de consumo referidos no Despacho nº9629/2013 de 23 de Julho, consideramos que só com estudos adequados dos investimentos em rede de distribuição em alta, média e baixa pressão que seriam necessários para ligar estes pólos de consumo à rede de alta pressão associada à terceira ligação seria possível, de forma objectiva e transparente, aferir o grau de interesse para o sistema dessa potencial interacção.



## 2.2 Custos

A proposta de PDIRGN apresenta vários projectos de desenvolvimento de infra-estruturas e os respectivos valores de investimento associado, apresentando também o valor global de investimento estimado, com desagregação por anos.

Neste contexto, e do ponto de vista de um *stakeholder*, consideramos que o documento permite uma análise crítica dos investimentos associados a cada projecto, o que nos parece útil. As entidades envolvidas na aprovação dos investimentos, quer para efeitos de construção quer efeitos de repercussão nas tarifas de acesso, deverão ser responsáveis pela avaliação do detalhe associado a cada investimento apresentado e solicitar mais informação se entenderem ser necessário.

No que se refere aos níveis de custos perspectivados, o operador da rede de transporte tem já uma relevante experiência histórica de realização deste tipo de infra-estruturas, nomeadamente em gasodutos de alta pressão, em condições de custo alinhadas com as melhores práticas internacionais. Os custos unitários por quilómetro das linhas já efectuadas, corrigidas pelo diâmetro e actualizadas pela inflação, poderão constituir referência relevante para a futura avaliação de detalhe.

Adicionalmente, considera-se que o Parecer final da entidade reguladora relativo a este PDIRGN poderá contemplar um estudo de comparação internacional de custos de referência para o desenvolvimento de infra-estruturas deste tipo.

## 2.3 Planeamento

Em termos gerais consideramos que as datas perspectivadas para início dos vários projectos de investimento deverão ser reanalisadas e ajustadas em função da revisão dos cenários de consumo, de forma a minimizar o custo para o sistema, sobretudo no curto prazo, em função das necessidades e no quadro de um mercado ibérico integrado de gás natural.

Os tempos de execução, em si, estão alinhados com as normais práticas da indústria.

## 2.4 Valorização dos benefícios

Todos os projectos incluídos no PDIRGN apresentam como justificação os benefícios que irão introduzir no sector do gás natural em Portugal, quer em termos de segurança de abastecimento quer de dinamização do mercado e integração ibérica e europeia. Refira-se a este propósito que, quer o estudo quer o documento da Consulta Pública poderiam ter sido enriquecidos com uma identificação dos projectos que resultam de obrigações legais e regulamentares e quais os que se prevêem por razões de melhoria operacional do SNGN.

Relativamente aos benefícios associados ao cumprimento dos requisitos legais relativos à constituição de reservas de segurança, bem explicados no documento proposto, importa salientar que estes têm



subjacente um cenário de evolução da procura bastante optimista face à realidade que hoje conhecemos e prevemos para o futuro.

Quanto aos benefícios associados à promoção da concorrência e integração de mercados, parece-nos demasiado o peso atribuído ao papel que as novas infra-estruturas podem ter no desenvolvimento do mercado, liquidez e concorrência.

Neste contexto, em nossa opinião, os objectivos de promoção da concorrência e de integração do mercado estão primordialmente associados à evolução tarifária e agilização dos processos operacionais de acesso ao terminal de Sines e restantes infra-estruturas, e só de forma secundária ao desenvolvimento de novos projectos de infra-estruturas.

De facto, se considerarmos que já hoje existe capacidade disponível de acesso ao mercado português, quer através do terminal de Sines quer através das interligações a Espanha existentes, estão reunidas todas as condições de infra-estruturas para que o mercado seja perfeitamente concorrencial.

No entanto, apesar do mercado português estar totalmente liberalizado e de contar já com a presença de vários agentes no mercado liberalizado, existem ainda vários constrangimentos ao nível operacional e tarifário que impedem uma concorrência ainda maior, o aumento da liquidez e uma eventual diversidade de fontes de aprovisionamento.

Finalmente consideramos que uma boa forma de aferir do interesse de um novo projecto enquanto promotor do mercado consiste na sua apresentação aos agentes de mercado sob a forma de uma “open season”.

### **3 Critérios e princípios**

#### **3.1 Integração do mercado**

Os cenários apresentados no PDIRGN no que respeita a integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência, assentam em estimativas de consumo que, como já referido, deverão ser actualizados em função da realidade actual de funcionamento dos ciclos combinados no que respeita aos consumos do sector eléctrico, e tendo em conta o contexto económico actual.

Consideramos que mesmo os cenários apresentados parecem apontar para a existência de capacidade de oferta suficiente, tendo em conta as infra-estruturas actualmente existentes, para a satisfação da evolução da procura nacional.

Por outro lado, no que respeita à diversificação e aumento da concorrência, importa referir que o terminal de GNL de Sines é a infra-estrutura do SNGN que de forma mais directa e eficaz pode contribuir para a concretização deste objectivo, sem qualquer necessidade de investimento adicional. Considera-se para isso essencial que sejam garantidas as condições operacionais e económicas, por parte dos operadores e da entidade reguladora, para que os agentes de mercado possam aceder de forma eficiente e economicamente competitiva a esta infra-estrutura.

Importa também ressaltar que actualmente, no mercado espanhol, apesar de não existir um mercado organizado, efectuam-se já inúmeras operações grossistas de compra e venda de gás natural no “AOC”, ponto virtual dentro do sistema onde quem vende é responsável pela importação e entrada de gás dentro do sistema físico espanhol.

Neste contexto, e considerando que existe capacidade de interligação disponível entre Espanha e Portugal nas infra-estruturas actuais, é possível já hoje a Portugal aceder à diversificação de fontes de aprovisionamento que se pretende associar à terceira ligação. Mais ainda, a diversificação efectiva dessas fontes de aprovisionamento, depende totalmente das origens associadas aos contratos dos agentes de mercado que tomem a decisão de comercializar gás em Portugal, decisão essa directamente ligada à competitividade do mercado nacional e ao nível de preços praticados e não tanto à existência de capacidade de importação, que actualmente não constitui uma limitação.

#### **3.2 Segurança de abastecimento**

Como referido anteriormente, consideramos que as análises e conclusões relativas à segurança de abastecimento deverão ser revisitadas em função da actualização dos cenários de procura.

De todo o modo, e no que respeita ao cenário de procura extrema, as condições em que este deve ser calculado estão estabelecidas de forma explícita no artigo 6º do regulamento 994/2010 de 20 de outubro, relativo a “medidas destinadas a garantir a segurança de aprovisionamento de gás”, que refere que deve ser garantida a procura total “durante um dia de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos”.



Em nossa opinião os mecanismos estabelecidos no regulamento anteriormente referido como forma de garantir a segurança de aprovisionamento numa situação extrema poderiam ser mais explorados na elaboração do PDIRGN, designadamente a complementaridade entre a capacidade disponível com medidas de gestão aplicadas à procura, de modo a obter níveis adequados de segurança de abastecimento com o menor impacto possível sobre o custo do sistema para os seus utilizadores e cumprindo integralmente os requisitos estabelecidos na regulação europeia

Efectivamente, consideramos que algumas das medidas identificadas no regulamento 994/2010 podem perfeitamente ser aplicadas em Portugal, concretamente no que respeita à gestão das centrais a ciclo combinado, que podem passar para combustível alternativo – as que dele dispuserem – ou ser substituídas por fontes de energia renovável. De facto, o PDIRGN poderia ser inclusivamente enriquecido com propostas de mitigação e gestão da procura eléctrica que não passassem exclusivamente pela utilização simultânea da capacidade máxima instalada em centrais de ciclo combinado em cada momento, com impactos directos nas capacidades das infra-estruturas gasistas, mas pelo equilíbrio entre as diversas formas de produção de electricidade existentes no sistema português.

Concretamente no que respeita a questão das reservas de segurança, sendo inequívoca a necessidade de aplicação dos critérios de contagem estabelecidos na legislação em vigor, deverá ser tido em conta o anteriormente referido quer em termos de actualização dos cenários de procura quer em termos da interacção entre o sector gasista e o sector eléctrico, designadamente quanto à definição de critérios de constituição de reservas de combustível alternativo para centrais de ciclo combinado que venham a ser construídas no futuro.

### **3.3 Opções alternativas**

A proposta de PDIRGN elaborada pela REN Gasodutos é bastante clara e bem organizada na apresentação dos vários projectos propostos. Contudo, consideramos que o documento poderia beneficiar, em termos de transparência, se fosse completado com uma análise das alternativas aos vários projectos, sempre que aplicável, identificando as razões pelas quais essas alternativas não foram consideradas as mais adequadas.

Entendemos que esta análise crítica terá sido efectuada, e até discutida com as entidades relevantes, mas, tendo em conta que o processo de aprovação do PDIRGN passa actualmente, e nos termos da legislação em vigor por uma consulta pública aos *stakeholders*, entendemos que este processo poderia ser enriquecido com essa análise comparativa.

No que respeita à identificação de investimentos prioritários, tal como referido anteriormente, o documento deveria ser reanalisado à luz de uma actualização dos cenários de consumo incluindo a classificação de projectos prioritários.

### **3.4 Financiamento**

Em termos gerais, os investimentos associados ao PDIRGN devem ser avaliados quanto à sua importância para o desenvolvimento do mercado nacional e ibérico, por um lado, e quanto à sua necessidade para o



cumprimento das regras estabelecidas a nível comunitário e/ou nacional relativas à segurança de abastecimento.

Uma vez estabelecida de forma clara e transparente a necessidade de concretização destes investimentos tendo em conta os factores mencionados, deve ser garantido, sempre que possível, o recurso a apoios comunitários como forma de minimizar os impactos económicos nos consumidores nacionais. Ou seja, apenas deveriam ser concretizados os investimentos objectivamente necessários e, sempre que possível, otimizados pelo recurso a fundos comunitários.

No caso concreto da 3ª interligação a Espanha, a não obtenção do apoio comunitário solicitado para este investimento no âmbito do processo de classificação de projectos de interesse comum europeu, deverá ser um factor a ter em conta, a par de outros identificados neste documento, na sua calendarização.

### **3.5 Avaliação do projeto enquanto PCI**

A classificação de um projecto enquanto PCI – “Projecto de Interesse Comum” – deriva directamente do seu interesse para a concretização de um mercado integrado europeu e é nesse contexto que faz sentido os investimentos serem apresentados e defendidos. Consequentemente, a candidatura conjunta realizada pelos operadores de transporte ibéricos, REN Gasodutos e Enagás, para a terceira ligação entre Espanha e Portugal, assenta na premissa de que este projecto contribuirá de facto para a construção de um mercado europeu, designadamente possibilitando aos restantes Estados – Membros acesso a um terminal adicional de importação de GNL.

No entanto, importa recordar que este projecto de forma isolada, apesar de contribuir para o reforço da concretização do mercado ibérico, não potencia a interligação à Europa uma vez que para isso será necessário reforçar a capacidade de interligação entre Espanha e França, o que está fora do seu âmbito.

Por outro lado, convém também salientar que, sendo desejável que se garanta a maximização dos apoios comunitários ao desenvolvimento do projecto, existirá sempre uma contrapartida de investimento por parte dos países proponentes cujo impacto importa avaliar.

## 4 Conclusões

Consideramos pertinente apresentar uma proposta concreta de metodologia de revisão do PDIRGN consentânea com os comentários mencionados no presente documento, que assegure a defesa dos princípios que aqui referenciámos, e que pode passar pela:

- a) Actualização da evolução da procura convencional, tendo em conta a não repetibilidade dos investimentos nas refinarias da Petrogal e a queda de consumos específicos em 2012 e 2013. Refira-se a este propósito o exemplo da cogeração da energin, associada à fábrica da Solvay cujo fecho anunciado para o início do ano 2014 retirará anualmente do sistema cerca de 100 milhões de m<sup>3</sup>;
- b) Actualização da evolução da procura eléctrica tendo em conta um tratamento realista da evolução do SEN, no que toca à utilização futura de PREs, o perfil intermitente das centrais de ciclo combinado e a continuação provável de utilização de centrais a carvão;
- c) Actualização dos cenários de ponta extrema tendo em conta a actualização de procura e evitando conjugações demasiado optimistas de centrais a gás num cenário de ponta;
- d) Verificação da redução do valor da ponta extrema resultante de um cenário de "demand-side management" adequado, particularmente na gestão do SEN em cenário de crise;
- e) Verificação do "gap" de capacidade eventualmente existente em cenário N-1, sempre complementado por medidas de gestão da procura, aplicado ao Terminal de Sines e definição de como esse "gap" pode ser coberto com capacidade de entrada existente em cada momento no armazenamento subterrâneo do Carriço. No caso de existir ainda necessidade de capacidade de entrada no sistema no horizonte de análise, verificar qual o modo de a satisfazer com melhor relação custo-benefício.