

Respuesta de Endesa a la consulta pública de ERSE sobre el Plan Decenal Indicativo de desarrollo de inversiones en la red de transporte para el período 2014-2023

Desde Endesa, se valora muy positivamente la realización de la consulta pública y que los agentes podamos trasladar nuestra opinión respecto al desarrollo de las inversiones en la red de transporte.

Como aspecto relevante, queremos destacar que ponemos en duda la necesidad de una nueva interconexión con España ya que en la actualidad existen dos interconexiones con un nivel de utilización muy bajo. En caso de construirse la tercera interconexión, se incrementarían los costes del sistema gasista, lo que supondría un incremento de los peajes y una disminución de la competitividad del sistema gasista portugués. Y todo ello, sin ningún beneficio para los usuarios o el mercado.

3.1.1 PREVISÕES DA PROCURA/OFERTA

REVISÕES DA PROCURA

Questão 1

Considera que as metodologias de previsão da evolução da procura e as variáveis explicativas apresentadas são as adequadas e a sua aplicação devidamente justificada?

Sorprende la previsión de incremento de demanda para el período 2014-2023 en Portugal. Ésta es del 4% anual, lo que parece excesiva. En concreto se considera excesivo la previsión de incremento de demanda de gas natural para generación eléctrica, que se estima de media en un 11,4% anual para el período indicado.

Questão 2

Considera que os dados históricos e a informação previsional fornecidos na proposta de PDIRGN 2013, designadamente os do RMSA 2012, são adequados para o exercício de previsão do consumo anual e das pontas diárias?

A efectos del nivel de demanda prevista para el mercado eléctrico, el documento considera los inputs del informe de REN “Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN - Período 2013-2030”, de Abril de 2012.

Consideramos que dicho documento se encuentra desactualizado y no representa en estos momentos una base adecuada para estimar la demanda de gas en Portugal.

De hecho, se están considerando 2 elementos que nos parece que son erróneos o carecen de confirmación oficial:

- **Cierre de la central de carbón de Sines de EDP, en 2017. Éste supuesto carece de cualquier confirmación oficial y parece poco probable a día de hoy.** Esta central fue responsable por producir en 2012 un 48% del total de la producción eléctrica térmica convencional en Portugal, y en los 10 primeros meses de 2013, un 63% del mismo concepto. Tal y como aparece en el documento, se asume que una parte importante de esa producción sería absorbida por centrales de ciclo combinado a partir de 2018, correspondiendo a un incremento de demanda de gas del mercado eléctrico de aproximadamente 10TWh en el escenario base. De hecho, este sería el principal incremento en el periodo. Tal suposición, tiene un impacto importante, casi un 15% del consumo total en 2017, y por lo que consideramos que debería acompañarse de mejores argumentos.
- **Entrada de 2 nuevas centrales de ciclo combinado de gas natural, Sines y Lavos, en 2017,** más de 1.600 MW nuevos. Sobre esto, hay que indicar que Galp ya informó públicamente en julio de 2013 que renunciaba al proyecto de Sines. Existen igualmente dudas fundadas, con respecto a la posible fecha de entrada del proyecto de Lavos, ya que los ciclos combinados existentes (Pego, Lares, Carregado, Tapada) han presentado en su conjunto un factor de carga de aproximadamente un 3,5% en los 10 primeros meses de 2013.

Consideramos que estas hipótesis tienen una influencia decisiva en la estimación del crecimiento de la demanda de gas natural en Portugal en el horizonte de aplicación del Plan, y debería ser revisado.

Questão 3

Em que medida a banda de variação considerada para o mercado elétrico permite acomodar as alterações de consumo de gás natural decorrentes de alterações significativas do volume anual de produção em regime especial?

Questão 4

No que respeita à determinação da ponta extrema, considera adequada a interpretação que o operador da RNTGN faz do Regulamento (UE) n.º 994/2010?

Questão 5

Considera adequadas as metodologias seguidas na definição dos parâmetros associados à ponta, em particular da procura de gás excecionalmente elevada, conforme previsto no Regulamento (EU) n.º994/2010, e do fator de simultaneidade considerado?

PREVISÕES DA OFERTA

Questão 6

Considera que a oferta de capacidade prospetivada para o aprovisionamento de gás natural no SNGN está devidamente ajustada à procura a satisfazer?

Questão 7

Considera que a oferta de capacidade prospetivada para armazenamento de gás natural/GNL está devidamente ajustada às necessidades do SNGN?

Questão 8

Considera que as opções tomadas para a evolução da capacidade de aprovisionamento de gás natural no SNGN são as mais adequadas? Que outras opções sugeririam?

Questão 9

Considera que as opções tomadas para a evolução da capacidade de armazenamento de gás natural/GNL são as mais adequadas? Que outras opções sugeririam?

NOVAS INFRAESTRUTURAS DA RNTGN E CONCURSO PARA ATRIBUIÇÃO DE 26 LICENÇAS DE DISTRIBUIÇÃO EM NOVOS POLOS DE CONSUMO LOCALIZADOS NO NORTE DE PORTUGAL

Questão 10

Como considera a interação da terceira interligação a Espanha, prevista na proposta de PDIRGN 2013, com os eventuais 26 novos polos de consumo a que se refere o Despacho n.º 9629/2013, de 23 de julho?

3.1.2 CUSTOS

Questão 11

Considera a abordagem do operador da RNTGN na qual os investimentos são individualizados em projetos específicos adequada?

Questão 12

Considera que o detalhe apresentado pelo operador da RNTGN é o adequado?

Questão 13

Considera que os custos prospetivados na proposta de PDIRGN 2013 estão alinhados com os praticados atualmente na indústria gasista?

3.1.3 PLANEAMENTO

Questão 15

Considera que os tempos de execução dos projetos de investimento são adequados?

Questão 14

Considera que as datas perspectivadas para a conclusão dos projetos de investimento e consequente entrada em exploração dos mesmos é adequada?

3.1.4 VALORIZAÇÃO DOS BENEFÍCIOS

Questão 16

Considera que os benefícios associados à proposta de PDIRGN 2013 são mensuráveis?

Questão 17

Caso considere que os benefícios sejam mensuráveis, de que forma avaliaria os ganhos em termos de promoção da concorrência e de integração de mercados?

Questão 18

Considera adequado que a avaliação dos benefícios contemple também a qualidade de serviço, a segurança de abastecimento e a fiabilidade do fornecimento?

Questão 19

A avaliação deveria ser determinística seguindo uma matriz que contempla uma análise do tipo custo benefício (CBA), ou pelo contrário, deveria ser estocástica (probabilística)?

Questão 20

Face ao atual enquadramento regulamentar europeu, o PDIRGN não deveria já internalizar alguns dos princípios de avaliação dos projetos que lhe estão subjacentes, designadamente o CBA?

3.2 CRITÉRIOS E PRINCÍPIOS

3.2.1 INTEGRAÇÃO DO MERCADO

Questão 21

Considera que as metodologias apresentadas são suficientes para avaliar a elaboração da proposta de PDIRGN 2013 no âmbito da integração dos mercados e promoção da concorrência?

Questão 22

Julga que a proposta de PDIRGN 2013 deveria igualmente apresentar estimativas de benefícios associados à integração de mercado e promoção da concorrência?

3.2.2 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

NORMAS RELATIVAS ÀS INFRAESTRUTURAS

Questão 23

Relativamente a infraestruturas, como avalia o nível de risco a que o SNGN presentemente se encontra sujeito?

Questão 24

Concorda com a metodologia e os valores apontados pelo operador da RNTGN para determinação da procura de gás excepcionalmente elevada no SNGN tendo em conta a probabilidade estatística de ocorrência de uma vez em vinte anos?

Questão 25

Considera adequado a alternativa de implementação de medidas de compensação do lado da procura? Quais?

Questão 26

Considera adequado o cumprimento da norma de infraestruturas numa perspetiva regional, com o prejuízo do seu cumprimento ao nível nacional?

Sí, consideramos que es mucho más acertado hacer una evaluación del cumplimiento de la norma de infraestructuras a nivel regional, que incluya Portugal y España.

El Reglamento 994/2010, define la fórmula N-1 en su Anexo I de la siguiente manera:

“La fórmula N-1 describe la facultad de la capacidad técnica de la infraestructura de gas para satisfacer la demanda total de gas en el área calculada en caso de interrupción de la mayor infraestructura unitaria de gas durante un día de demanda de gas excepcionalmente elevada con una probabilidad estadística de producirse una vez en 20 años.”

En el punto 3 del mismo Anexo I del Reglamento, se define el concepto de “área calculada” de la siguiente manera:

“«área calculada» se entiende un área geográfica para la cual se calcula la fórmula N-1, tal como la determine la autoridad competente.”

En el punto 5 del mismo Anexo I del Reglamento, se define el cálculo de la fórmula N-1 a nivel regional:

“El área calculada recogida en el punto 3 se extenderá, en su caso, al nivel trasnacional adecuado, según determinen las autoridades competentes de los Estados miembros implicados. Para el cálculo de la fórmula N-1 a nivel regional se utilizará la mayor infraestructura unitaria de gas de interés

común. La mayor infraestructura unitaria de gas de interés común para una región es la mayor infraestructura unitaria de gas de la región que contribuye directa o indirectamente al suministro de gas de los Estados miembros de esa región y se definirá en el plan de acción preventivo.

El cálculo regional N-1 solo podrá sustituir al cálculo nacional N-1 cuando la mayor infraestructura unitaria de gas de interés común sea de gran importancia para el suministro de gas de todos los Estados miembros de que se trate de conformidad con la evaluación conjunta del riesgo.”

Se considera que no es efectivo, ni beneficioso para los consumidores portugueses, el calcular la Norma N-1 a nivel nacional, y justificar así la tercera interconexión, cuando existen dos interconexiones en operación que tienen un nivel de utilización muy bajo. Como se ha indicado, el Reglamento 994/2010, da la opción de calcular la Norma N-1 a nivel regional.

El documento PDIRGN 2013 elaborado por REN, realiza el cálculo de la Norma N-1 a nivel nacional, para la que obtiene un valor de 82,9% para 2014. Este valor debe ser superior a 100% para cumplir con la Norma N-1. Así pues, justifica la construcción de la tercera interconexión para cumplir con la Norma N-1 a nivel nacional. En cambio, si se aplica el cálculo del criterio de la Norma N-1 a nivel regional (Portugal y España), se obtiene un valor de 189% para 2014 (ver tabla). Con este resultado se cumple con el criterio a nivel regional, por lo que no se justifica la necesidad de su construcción por esta vía.¹

¹ Para el cálculo de la Norma N-1 a nivel regional se ha supuesto que falla la planta de GNL de Barcelona (capacidad de entrada de 544 GWh/d), que es la mayor infraestructura de la península, y se ha tenido en cuenta la punta de demanda máxima histórica de España y la prevista de Portugal según el documento de consulta del Plan decenal Indicativo de REN.

Se han extraído los datos correspondientes a España del informe anual 2012 del Gestor Técnico del Sistema gasista español.

España-Portugal	2.014
Punta máxima (Dmax ES+PT) (GWh/d)	2.165
Capacidad de la oferta (GWh/d)	4.092
España (GWh/d)	
Plantas de GNL	1.371
Barcelona (544 GWh/d, interrumpida)	0
Huelva	377
Cartagena	377
Bilbao	223
Sagunto	279
Mugardos	115
Interconexión Larrau, Irun	110
Entrada por Tarifa	355
Entrada por Almeria	266
Almacenamientos subterráneos	152
Portugal (GWh/d)	
Planta de GNL de Sines	217
Interconexión de campo Maior/Badajoz	134
Interconexión de Valença de Minho/Tui	30
3era interconexión PT-ES	0
Almacenamiento subterráneo Carriço	86
Reserva de capacidad en situación crítica (SC) (GWh/d)	1.927
Formula N-1 (%)	189

Consideramos, que en este momento la tercera interconexión entre España y Portugal no es necesaria ya que hay capacidad disponible en las dos interconexiones existentes, en ambas direcciones, y que no se está contratando. Tal y como se ha venido observando en los últimos años y en las recientes subastas de capacidad entre Portugal y España, hay capacidad disponible y los usuarios no están interesados en utilizarla. (Ver las tablas del Anexo I, donde se muestra la capacidad disponible hasta marzo de 2015 y que no se está utilizando).

En el caso de construirse la tercera interconexión, se incrementarían los costes del sistema gasista, lo que supondría un aumento de los peajes y una disminución de la competitividad del sistema gasista portugués. Y todo ello, sin ningún beneficio aparente para los usuarios o para el mercado.

Questão 27

Considera que a proposta de PDIRGN 2013 salvaguarda adequadamente o cumprimento da norma de infraestruturas estabelecida no Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro? Que soluções alternativas proponha?

Ver la respuesta a al pregunta 26

NORMAS RELATIVAS AO APROVISIONAMENTO

Questão 28

Relativamente ao aprovisionamento, como avalia o nível de risco a que o SNGN presentemente se encontra sujeito?

Actualmente hay un contrato histórico de tránsito entre el Maghreb y Portugal, a través del gasoducto que pasa por España y conecta el Maghreb con Portugal, con una capacidad de 89 GWh/día. Este contrato pertenece a una empresa portuguesa. Consideramos que la gestión de esta capacidad no es suficientemente transparente, y se desconoce si se está utilizando o no.²

Questão 29

Concorda com a metodologia e os valores apontados pelo operador da RNTGN para determinação das obrigações de serviço público, designadamente, os quantitativos relativos às reservas de segurança?

Questão 30

Considera que a proposta de PDIRGN 2013 salvaguarda adequadamente o cumprimento da norma de aprovisionamento estabelecida no Regulamento (CE) n.º994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro? Que soluções alternativas propunham?

Ver la respuesta a la pregunta 26

3.2.3 OPÇÕES ALTERNATIVAS

Questão 31

Considera que as opções técnicas tomadas pelo operador da RNTGN, nomeadamente os traçados dos gasodutos, a integração de estações de compressão, entre outros, correspondem às melhores soluções? Tem soluções alternativas a propor?

Questão 32

Face às atuais necessidades do SNGN que investimentos considera prioritários?

3.2.4 FINANCIAMENTO

Questão 33

Considera que os investimentos associados ao PDIRGN, designadamente a 3.^a interligação a Espanha, devam ser realizados, independentemente de poderem vir a não beneficiar de apoios comunitários?

Consideramos que la construcción de nuevas infraestructuras debería realizarse siempre que los usuarios del mercado tengan interés en su construcción. Así lo recomienda el

² Esta capacidad está incluida en la tabla del Anexo I de Enagás transportista sobre la capacidad de las infraestructuras en la interconexión VIP, pero no aparece incluida en la información extraída del Gestor Técnico del Sistema, concretamente en la interconexión por Badajoz de entrada a Portugal en la que hay 45 GWh/d y faltaría añadir los 89 GWh/d del contrato de tránsito.

Gas Target Model en su recomendación tercera del documento de conclusiones “CEER visión for a European Gas Target Model”:

Recomendación 3:

“CEER in consultation with stakeholders will develop proposals how to identify and integrate new capacity, based on market demand established through coordinated market-based procedures.”

3.2.5 AVALIAÇÃO DO PROJETO ENQUANTO PCI

Questão 34

Considera que poderão ser relevantes os benefícios provenientes do projeto da 3^o interligação para a Europa?

Consideramos que en estos momentos no, ya que hay capacidad disponible en las interconexiones existentes y no se utiliza.

Questão 35

Considera que os benefícios provenientes do projeto da 3^o interligação devam ser realçados no que diz respeito à segurança de abastecimento na Europa e ao reforço da concorrência dentro do mercado europeu, por forma a alargar as fontes de financiamento do projeto?

Ver la respuesta a la pregunta 26

Anexo I

A continuación se adjunta información sobre las capacidades disponibles en las interconexiones, obtenida de la página web del Gestor Técnico del Sistema gasista español:

TUY interconnection

GWh/d

ESP --> POR	Q3_2013	Q4_2013	Q1_2014	Q2_2014	Q3_2014	Q4_2014	Q1_2015
Nominal	40	33	30	37	40	33	30
Contracted	10	10	10	10	10	4	4
Available	30	23	20	27	30	29	26
Available %	75%	70%	67%	73%	75%	88%	87%

POR --> ESP	Q3_2013	Q4_2013	Q1_2014	Q2_2014	Q3_2014	Q4_2014	Q1_2015
Nominal	25	25	25	25	25	25	25
Contracted	0	0	0	0	0	0	0
Available	25	25	25	25	25	25	25
Available %	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Badajoz interconnection (*)

GWh/d

ESP --> POR	Q3_2013	Q4_2013	Q1_2014	Q2_2014	Q3_2014	Q4_2014	Q1_2015
Nominal	45	45	45	45	45	45	45
Contracted	18	18	18	18	18	12	0
Available	45	45	45	45	45	45	45
Available %	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

POR --> ESP	Q3_2013	Q4_2013	Q1_2014	Q2_2014	Q3_2014	Q4_2014	Q1_2015
Nominal	70	47	70	93	105	82	70
Contracted	0	0	0	0	0	0	0
Available	70	47	70	93	105	82	70
Available %	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Información de la página web de Enagas

(*) En el sentido exportación nos parece que hay una errata con la capacidad disponible, pero es la información que aparece en la página web de Enagás.

Si se tiene en cuenta la información de Enagás Transportista sobre la capacidad de las infraestructuras, y concretamente el VIP entre Portugal y España, se obtiene el siguiente cuadro:

CONEXIÓN INTERNACIONAL VIP.PT - ENTRADA (GWh/día)	Q1_2013	Q2_2013	Q3_2013	Q4_2013	Q1_2014	Q2_2014	Q3_2014	Q4_2014	Q1_2015	Q2_2015	Q3_2015	Q4_2015
Nominal	60,0	83,3	95,0	71,7	60,0	83,3	95,0	71,7	60,0	83,3	95,0	71,7
Reservada CAM												
Contratada	18,2	6,5	8,1	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Disponible	41,8	76,9	86,9	71,3	60,0	83,3	95,0	71,7	60,0	83,3	95,0	71,7
% disponible vs nominal	69,7%	92,3%	91,4%	99,5%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

CONEXIÓN INTERNACIONAL VIP.PT - SALIDA (GWh/día)	Q1_2013	Q2_2013	Q3_2013	Q4_2013	Q1_2014	Q2_2014	Q3_2014	Q4_2014	Q1_2015	Q2_2015	Q3_2015	Q4_2015
Nominal	164,0	170,7	174,0	167,3	164,0	170,7	174,0	167,3	164,0	170,7	174,0	167,3
Reservada Portugal	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89
Reservada CAM												
Contratada	119,4	132,9	104,0	101,5	100,1	100,1	100,1	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
Disponible	44,6	37,8	70,0	65,1	63,9	70,6	73,9	74,3	71,0	77,7	81,0	74,3
% disponible vs nominal (restando cap Ctrato transito)	59,4%	46,3%	82,4%	83,1%	85,2%	86,4%	86,9%	94,9%	94,7%	95,1%	95,3%	94,9%

Fuente Enagas Transportista

Así pues, tal y como se puede ver, la previsión de utilización de la interconexión es muy reducida. El nivel de utilización de la capacidad disponible de entrada y salida del VIP es prácticamente nulo.