



Relatório sobre

# Segurança de Abastecimento ao nível da Produção de Electricidade

Análise intercalar

Período 2009-2020

## Sumário Executivo

Abril de 2008



## SUMÁRIO EXECUTIVO

### Enquadramento e Política Energética

Abandonada a lógica de planeamento centralizado de centros produtores, compete ao Estado, através dos órgãos competentes da Administração Pública, e com a colaboração das empresas reguladas, a monitorização permanente do sector eléctrico como forma de garantir o abastecimento de electricidade. As análises das condições de equilíbrio oferta/procura a médio/longo prazo do sistema electroprodutor constituem instrumentos de grande importância para o cumprimento desse objectivo.

No âmbito das suas competências como concessionária da RNT e das obrigações em matéria de segurança de abastecimento do SEN, compete à REN colaborar com a DGEG na monitorização da segurança de abastecimento do SEN e dispor de elementos prospectivos de referência sobre a evolução do sistema electroprodutor no médio e no longo prazo. No actual quadro legal, a REN deixou de estar obrigada a apresentar à DGEG propostas para a evolução do sistema electroprodutor nacional e passou a disponibilizar os elementos que aquela Direcção-Geral lhe solicitar, visando a monitorização da segurança de abastecimento do SEN.

Neste contexto, e na sequência do relatório “Segurança da abastecimento ao nível da produção de electricidade - Período 2008-2030“, de Abril de 2007 (que foi o primeiro exercício sobre a matéria desenvolvido na vigência do actual quadro legal), o presente relatório, de carácter intercalar, visa apresentar a actualização daqueles elementos de referência.

Para o desenvolvimento deste trabalho, têm especial relevância os requisitos de manutenção da segurança de abastecimento ao nível da produção, a evolução dos consumos de gás natural no sector eléctrico, os aspectos ambientais e a competitividade do sistema produtor nacional no âmbito do MIBEL.

Como linhas de orientação de referência foram consideradas as principais directrizes de política energética nacional, sendo de destacar os documentos publicados pelo MEI<sup>1</sup> que configuram as medidas e metas para os próximos anos e o plano nacional de investimento em novas barragens<sup>2</sup>.

### Perspectivas de Análise

As análises da segurança de abastecimento ao nível da produção realizadas têm por base a evolução expectável do sistema electroprodutor e o cenário de referência da evolução dos consumos no período 2009-2013 e até 2020. Com vista a explorar aspectos sensíveis para a segurança do abastecimento dos consumos de electricidade e outras variáveis relevantes, são efectuadas análises complementares:

- Análise para avaliação dos impactes da meta associada ao 3º Pacote Energético da CE (meta “20-20-20”), que corresponde a alcançar, em 2020, uma redução de 20% das emissões totais de CO<sub>2</sub> na União Europeia (UE), relativamente às emissões verificadas em 2005; um aumento de 20% da eficiência na utilização final de

---

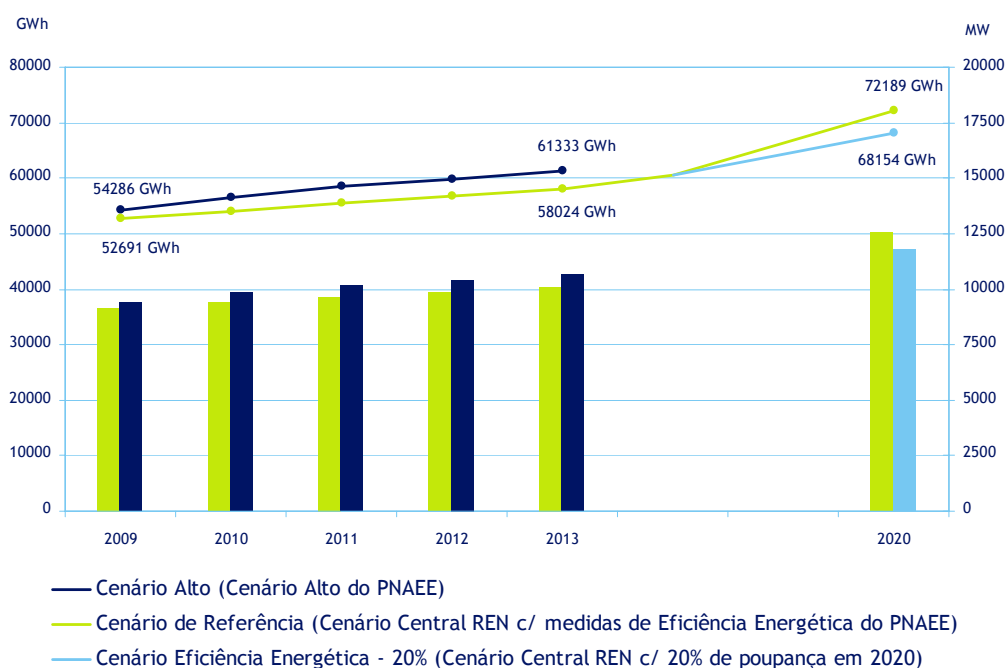
<sup>1</sup> “Energia e alterações climáticas: Mais investimento, melhor ambiente”, de Fevereiro de 2007 e “Portugal Eficiência 2015 - Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética” (actualmente em consulta pública), de Fevereiro de 2008.

<sup>2</sup> “Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH)”, aprovado pelo INAG e DGEG em Dezembro de 2007.

energia relativamente a um cenário *business-as-usual*; e uma contribuição de 20% das fontes de energia renováveis no abastecimento do consumo total de energia da EU - Para este efeito utiliza-se um cenário de evolução dos consumos com um nível superior de poupanças em 2020 (cenário Eficiência Energética);

- Análise de ruptura da segurança de abastecimento para o cenário Alto de evolução dos consumos, visando a avaliação dos diferimentos possíveis nas datas de entrada em serviço dos novos grupos térmicos já licenciados, a existência de eventuais défices de capacidade e a identificação da evolução mínima do sistema electroprodutor no período 2009-2013.

## CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS REFERIDOS À EMISSÃO E RESPECTIVAS PONTAS



A evolução expectável do sistema electroprodutor em regime ordinário, no período 2009-2013 e até 2020, resulta das datas previstas para o descomissionamento das centrais existentes, do estado de desenvolvimento dos projectos de construção dos 8 novos grupos CCGT 400 que se encontram licenciados e da informação mais recente sobre as intenções de investimento pelos produtores. Nesta evolução é de salientar a desclassificação faseada da central do Carregado entre 31 de Julho de 2009 e 31 de Maio de 2012, e a desclassificação dos grupos 3 e 4 da central de Tunes em Dezembro de 2010.

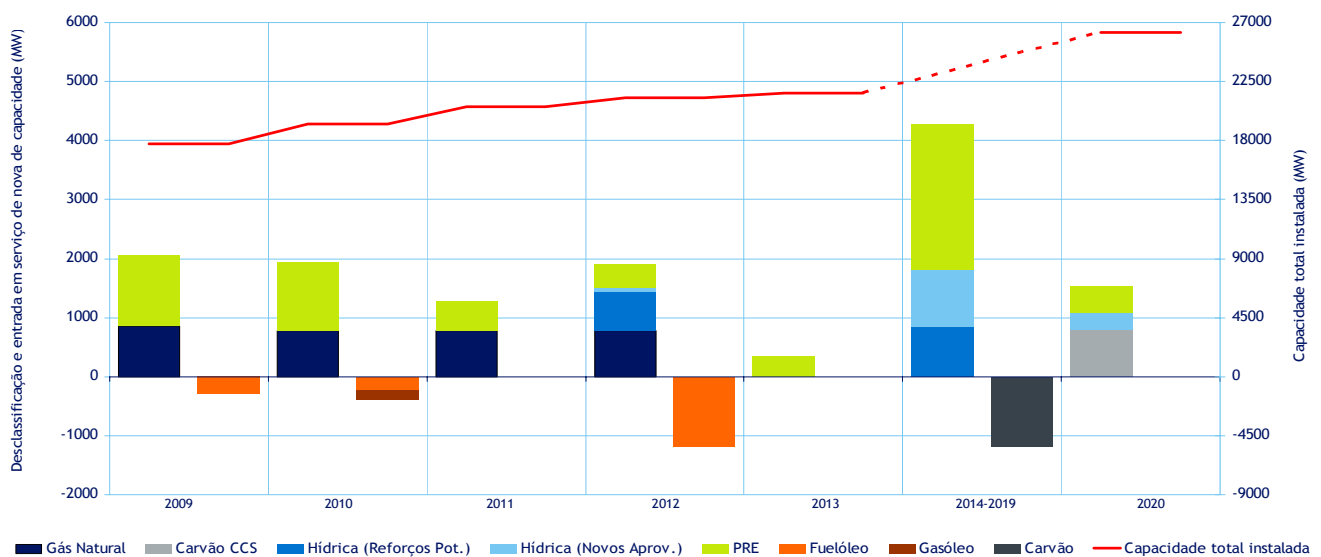
Admitiu-se que, a partir do final de 2014, poderá ser instalada uma central de demonstração a carvão com captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> e que, em 2020, terminado o período experimental, deverá contribuir para a segurança de abastecimento dos consumos.

O cenário de evolução da Produção em Regime Especial (PRE) traduz a melhor estimativa que, no momento, se pode fazer do crescimento da PRE. Na sua elaboração foi tida em conta a evolução verificada em 2007 e as metas, definidas para cada componente, na RCM n.º1/2008 que aprova as novas metas para políticas e medidas dos sectores da oferta de energia e dos transportes do PNAC 2006. No longo prazo (2020), este cenário baseia-se na melhor informação disponível sobre os potenciais de aproveitamento dos recursos renováveis e de evolução tecnológica, obtida a partir dos estudos que têm vindo a ser desenvolvidos para esse efeito.

A evolução do parque hidroeléctrico no curto/médio prazo teve em conta a informação disponibilizada pelos produtores no que respeita aos reforços de potência dos aproveitamentos existentes, num total de cerca de 1500 MW, dos quais mais de 1080 MW são reversíveis, e aos novos em fase de implementação, Baixo Sabor (168 MW reversíveis) e Ribeiradio (70 MW).

Até 2020 admitiu-se a concretização do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico, que contempla um conjunto de 10 novos aproveitamentos, totalizando cerca de 1100 MW de potência, dos quais 810 MW em equipamento reversível, e representando uma produção em ano hidrológico médio de cerca de 1630 GWh.

#### EVOLUÇÃO EXPECTÁVEL DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR



## Principais Mensagens

### Segurança do abastecimento

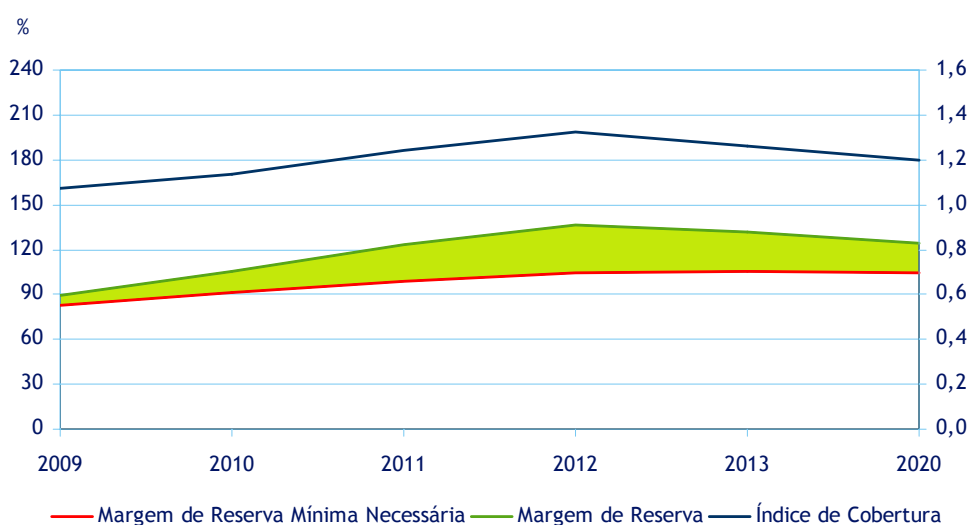
A desclassificação antecipada dos grupos 1 e 2 da central do Carregado não deverá ocorrer antes da entrada em serviço do 1º grupo CCGT da central de Lares, enquanto que os grupos 3 e 4 da central de Tunes são necessários até à entrada em serviço da futura interligação Algarve-Andaluzia, prevista para o final de 2010.

A disponibilidade em 2009 dos grupos 1 e 2 da central do Carregado (até à entrada em serviço do 1º grupo CCGT da central de Lares) e dos grupos 3 e 4 da central de Tunes contribuirá para minimizar eventuais défices de capacidade e de reserva operacional que poderão ocorrer ao longo desse ano. No que respeita aos grupos 3 e 4 de Tunes, salienta-se que, para além de constituírem meios de mobilização rápida necessários à operação do sistema, a REN identificou oportunamente a necessidade de os manter em operação até à entrada em serviço da futura interligação Algarve-Andaluzia, prevista para o final de 2010, de modo a não ser comprometida a segurança de abastecimento dos consumos da região Sul do País.

No cenário de Referência, a nova capacidade térmica expectável revela-se suficiente para assegurar a cobertura dos consumos em termos de energia e potência, mas, a partir do final de 2010, pode não disponibilizar a flexibilidade necessária à operação do sistema.

No cenário de Referência de evolução dos consumos, a capacidade prevista do sistema electroprodutor, tendo em conta as datas actualmente previstas para a entrada em serviço dos novos meios de produção, revela-se suficiente para assegurar a cobertura dos consumos em termos de energia e potência. No entanto, em termos de flexibilidade de operação, será necessário haver meios adicionais de mobilização rápida, de modo a que o sistema electroprodutor disponha de níveis adequados de reserva operacional nos períodos de ponta.

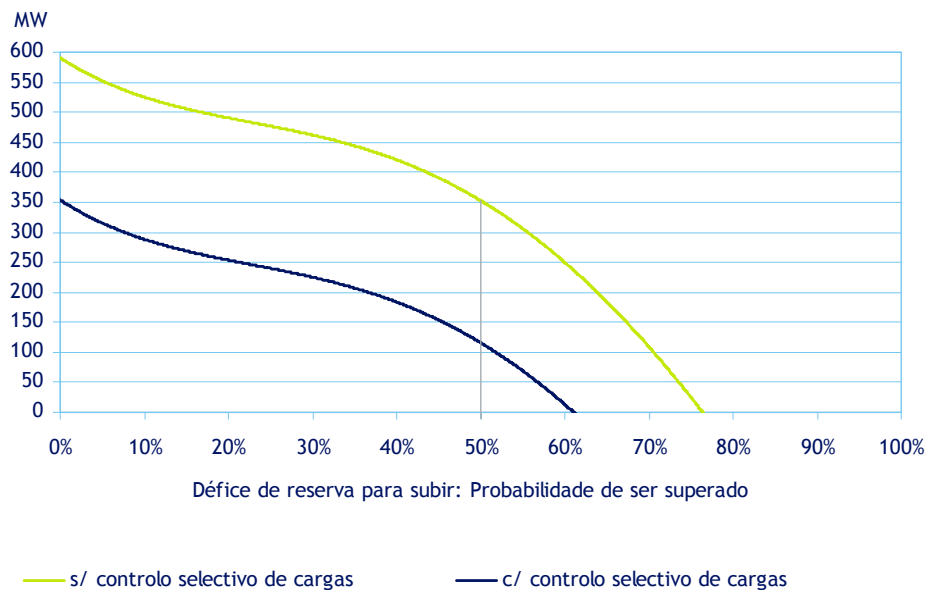
*MARGEM DE RESERVA E ÍNDICE DE COBERTURA:  
PONTA ANUAL (JANEIRO), CENÁRIO DE REFERÊNCIA DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS*



O controlo selectivo de cargas não prioritárias é um recurso muito relevante para compensar as perdas súbitas de potência eólica e, portanto, para fazer face às necessidades acrescidas de reserva operacional.

O controlo selectivo de cargas não prioritárias é um recurso muito relevante para compensar as perdas súbitas de potência eólica e, portanto, para fazer face às necessidades acrescidas de reserva operacional. O Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE) constitui o instrumento ideal para promover a implementação desta solução, cuja contribuição se estima poder evoluir de 1,8% da ponta de consumos em 2010 (170 MW) até um valor correspondente a 3,6% da ponta de consumos de 2020 (450 MW).

*DÉFICE DE RESERVA PARA SUBIR -PROBABILIDADE DE SER SUPERADO:  
JANEIRO DE 2012, REGIME SECO, CENÁRIO DE REFERÊNCIA DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS*



Os défices de reserva operacional expectáveis até à entrada em serviço dos novos aproveitamentos hidroeléctricos reversíveis (previstos após 2013), poderão ser colmatados através das turbinas a gás dos grupos CCGT, utilizadas em ciclo aberto.

No cenário Alto de evolução dos consumos, sem o contributo do controlo selectivo de cargas não prioritárias, a necessidade de reforço dos níveis de reserva operacional (até cerca de 350 MW) abrange todo o período 2009-2013. Entre outras soluções possíveis, este défice poderá ser colmatado através das turbinas a gás dos grupos CCGT, utilizadas em ciclo aberto até à entrada em serviço dos novos aproveitamentos hidroeléctricos reversíveis (previstos para depois do final de 2013).

No cenário Alto, a evolução expectável do sistema electroprodutor revela-se insuficiente até 2010, mas permite a ocorrência de diferimentos nas datas de entrada em serviço dos últimos 4 novos grupos CCGT já licenciados.

Para fazer face ao cenário Alto e garantir níveis adequados de segurança de abastecimento, o 1º grupo CCGT da central de Lares deveria estar disponível já em Janeiro de 2009 (a necessidade deste grupo tem vindo a ser identificada desde 2003). A entrada em serviço do 1º grupo CCGT da central do Pego deveria também ser antecipado, de modo a estar disponível no início de 2010. Já o 2º grupo CCGT da central do Pego poderá ser diferido até ao final de 2010. Por seu lado, o segundo grupo CCGT da terceira nova central, cuja entrada em serviço industrial se assumiu ocorrer no início de 2011, poderá ser dispensado por 2 anos (até ao final de 2012). Os grupos CCGT da quarta nova central poderão também ser diferidos relativamente às datas assumidas: o primeiro em um ano (do início de 2012 para o início de 2013); o segundo num mínimo de dois anos.

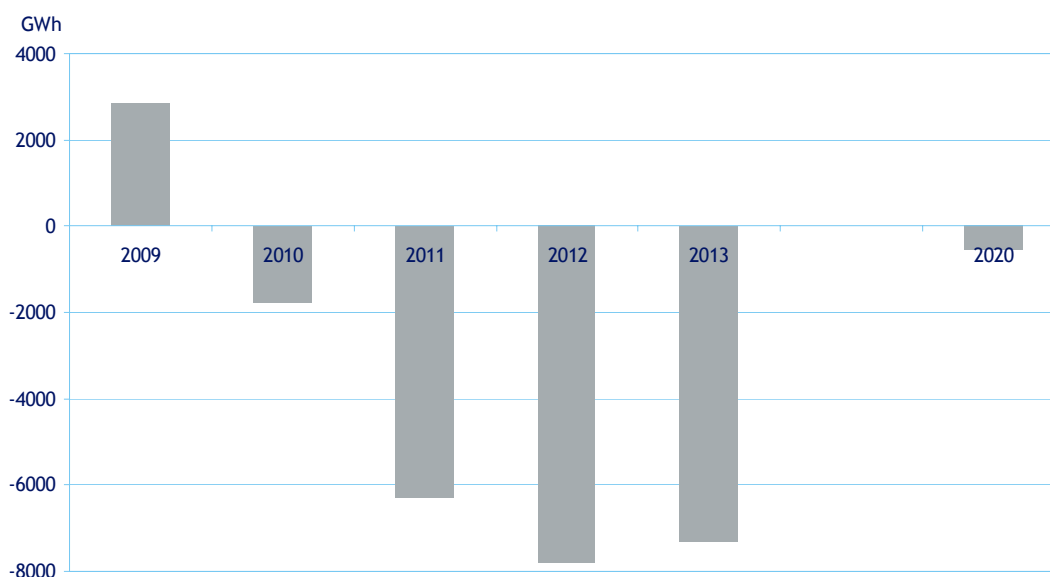
Novos grupos térmicos de base	MW líq.	Data de antecipação necessária	Data prevista de entrada em serviço	Data de diferimento possível
CCGT Lares I	431	Jan.2009	Ago.2009	--
CCGT Lares II	431	--	Out.2009	--
CCGT Pego I	392	Jan.2010	Jun.2010	--
CCGT Pego II	392	--	Set.2010	Jan.2011
CCGT 400 V	392	--	Jan.2011	--
CCGT 400 VI	392	--	Jan.2011	Jan.2013
CCGT 400 VII	392	--	Jan.2012	Jan.2013
CCGT 400 VIII	392	--	Jan.2012	≥ Jan.2014

## Mercado Ibérico de Electricidade

A folga conjuntural de capacidade de base conduz, em 2012, a um potencial de exportação de cerca de 8 TWh.

Com a nova capacidade térmica prevista para depois de 2010, no cenário de Referência de evolução dos consumos o sistema português poderá passar de importador a exportador. A folga conjuntural de capacidade de base conduz, em 2012, a um potencial de exportação de cerca de 8 TWh.

*SALDO IMPORTADOR: CENÁRIO DE REFERÊNCIA DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS, EVOLUÇÃO 2009-2013 E 2020*

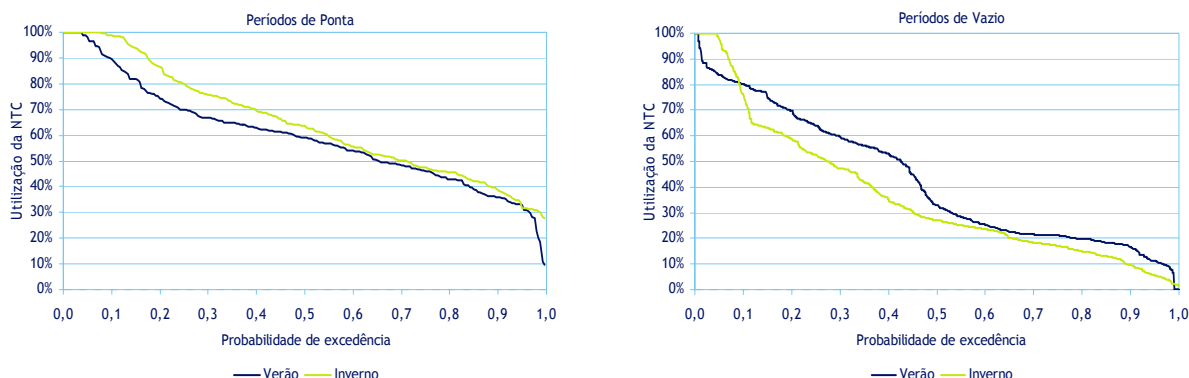




A evolução prevista da NTC permitirá o pleno funcionamento do MIBEL.

A evolução prevista da NTC deverá permitir o pleno funcionamento do MIBEL uma vez que, apesar do elevado potencial para realização de trocas de energia entre Portugal e Espanha, a ocorrência de congestionamentos nas interligações será limitada (entre 2010 e 2013, a probabilidade da NTC disponível ser utilizada na totalidade nos períodos de ponta e de vazio é inferior a 10%).

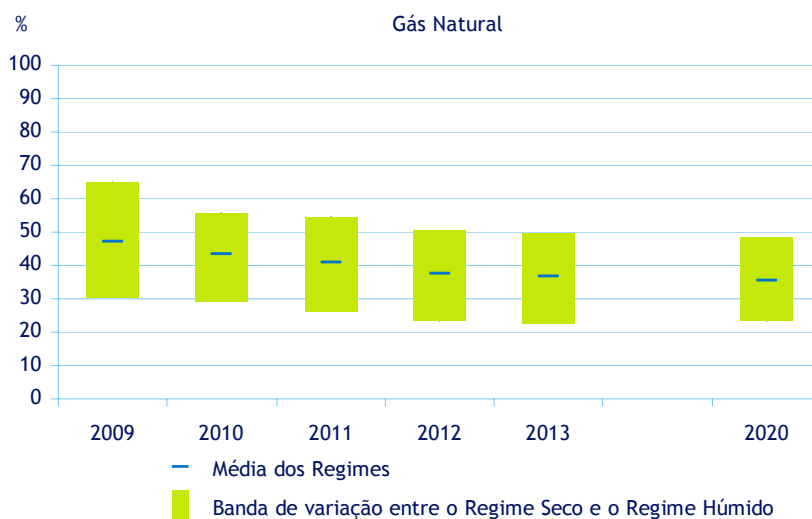
*UTILIZAÇÃO DA NTC: ESTÁDIO 2013, CENÁRIO DE REFERÊNCIA DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS*



Com os 8 novos grupos CCGT, a partir de 2012, a utilização média do conjunto das centrais de ciclo combinado a gás natural rondará 37%.

A internalização do preço de mercado do CO2 nos encargos variáveis não se traduz em alterações na ordem de mérito económico das centrais portuguesas, pelo que as actuais centrais a carvão permanecem mais competitivas do que as novas centrais de ciclo combinado a gás natural e mantêm uma utilização, na média dos regimes, sempre superior a 92%. Apesar do elevado potencial de exportação, a partir de 2012, a utilização média dos novos grupos de ciclo combinado a gás natural rondará 37%. Entre o final de 2010 e o final de 2012, as centrais a fuelóleo permanecem disponíveis, mas em regime de “produção zero”.

*UTILIZAÇÃO DAS CENTRAIS DE CICLO COMBINADO: CENÁRIO DE REFERÊNCIA DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS*

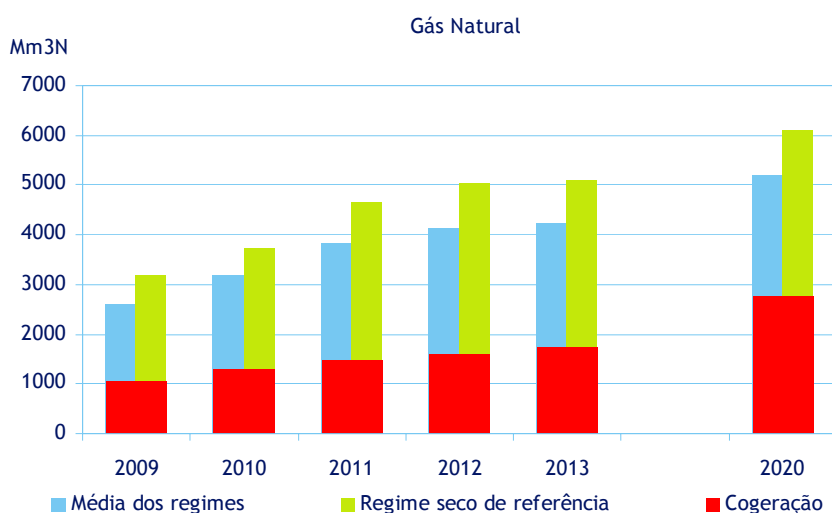


## Consumos de combustíveis

Os consumos de gás natural do sector eléctrico, associados ao crescimento previsível dos consumos dos outros sectores, poderão implicar a necessidade de reforçar a capacidade das infra-estruturas da RNTIAT.

Entre 2009 e 2020, os consumos anuais de gás natural do sector eléctrico na média dos regimes deverão evoluir de 2600 Mm<sup>3</sup>N para cerca de 5200 Mm<sup>3</sup>N, podendo atingir um máximo de 6100 Mm<sup>3</sup>N (regime seco). Este crescimento dos consumos do sector eléctrico constitui um dado importante para a avaliação da necessidade de reforço da capacidade das infra-estruturas da RNTIAT<sup>3</sup>, de modo a que seja garantido quer o abastecimento dos consumos mensais e anuais, previstos a partir de 2009, quer o abastecimento dos caudais horários associados à alimentação, em dias de ponta, dos 14 grupos de ciclo combinado que se prevêem no sistema.

*CONSUMO DE GÁS NATURAL DA PRODUÇÃO TERMOELÉCTRICA: CENÁRIO DE REFERÊNCIA DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS*



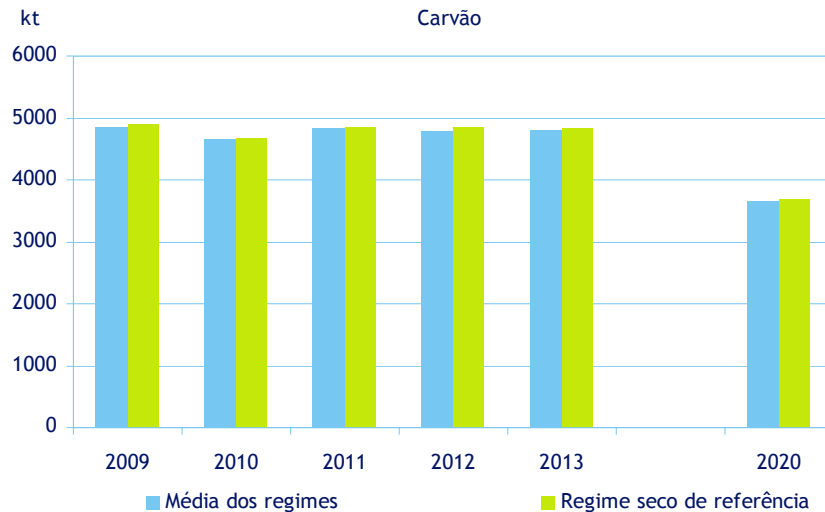
A actual capacidade portuária de descarga de carvão do terminal de Sines (cerca de 5,5 Mt anuais) poderá limitar o funcionamento da central de demonstração a carvão CCS no período até à desclassificação da actual central de Sines (fim de 2017).

Na hipótese de, a partir de 2014, ser instalada em Sines uma central de demonstração a carvão com captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> (800 MW) e se o seu regime de funcionamento exceder 50% de utilização da potência instalada, a capacidade portuária de descarga de carvão do terminal de Sines (situada actualmente em cerca de 5,5 Mt anuais) poderá impor restrições de abastecimento de carvão no período até à desclassificação da actual central de Sines, no final de 2017. A desclassificação desta

<sup>3</sup> De acordo com o DL n.º 30/2006 e o DL n.º 140/2006, compete ao Governo, através da DGEG, com a colaboração da entidade concessionária da RNTGN, a monitorização da segurança do abastecimento do SNGN. A DGEG deve elaborar e apresentar ao ministro responsável pela área da energia, no final do 1º semestre de cada ano, um relatório de monitorização da segurança do abastecimento (RMSA-GN), incluindo no mesmo as medidas adoptadas e uma proposta de adopção das medidas adequadas a reforçar a segurança do abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural.

central (1192 MW) conduzirá a uma redução do consumo total de carvão, já considerando o funcionamento em regime de serviço industrial da nova central a carvão CCS, previsto para 2020.

CONSUMO DE CARVÃO DA PRODUÇÃO TERMOELÉCTRICA: CENÁRIO DE REFERÊNCIA DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

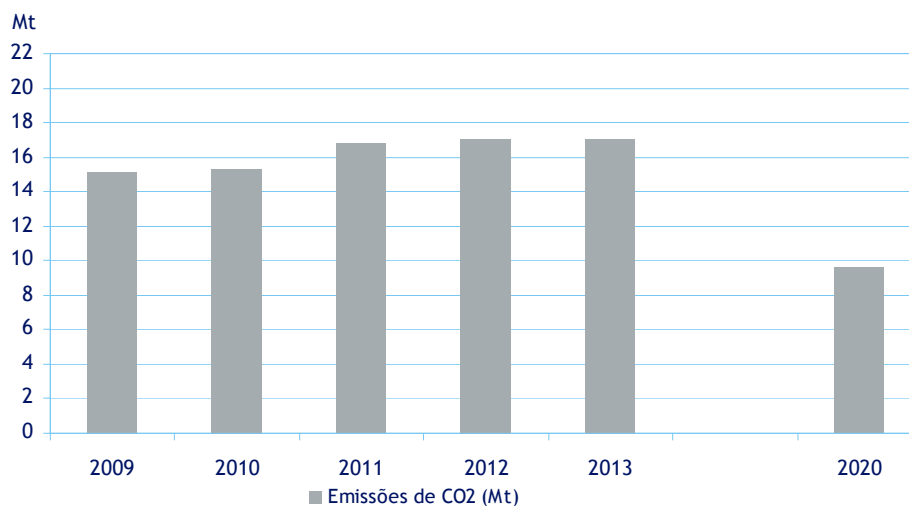


### Eficiência energética, renováveis e emissões de CO<sub>2</sub>

As medidas de eficiência energética previstas no PNAEE e consideradas no cenário de Referência de evolução dos consumos resultam, a partir de 2015, numa poupança anual de cerca de 4,2 TWh e em 1,5 Mt de emissões de CO<sub>2</sub> evitadas.

O cumprimento dos objectivos do PNAEE traduzir-se-á não só em poupanças anuais no consumo de energia (relativamente a um cenário *business-as-usual*, prevê-se uma poupança de 4,2 TWh em 2015), mas também em emissões atmosféricas evitadas (1,5 Mt CO<sub>2</sub> anuais).

EMISSÕES DE CO<sub>2</sub> DAS CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS:  
CENÁRIO DE REFERÊNCIA DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS, MÉDIA DOS REGIMES



As metas ambiciosas definidas para as diferentes componentes da PRE deverão permitir atingir uma quota de produção renovável em 2010 superior ao objectivo definido nas actuais orientações de política energética (45%).

As fontes de energia endógenas são decisivas para a segurança do abastecimento energético, uma vez que a sua utilização não depende de factores externos ao País. Em Portugal, a esta vantagem estratégica, há que adicionar outros benefícios, tais como, o facto de esses recursos serem, na sua maioria, renováveis e, no caso dos aproveitamentos hidroeléctricos, permitirem o aprovisionamento estratégico de energia. Suportada pelo crescimento da PRE e, em particular, da componente eólica, a quota de produção renovável em 2010 deverá situar-se em 50%, para um IPH equivalente ao de 1997 (1,22). Em condições hidrológicas médias (IPH=1,0), o seu valor deverá ser superior à meta definida nas actuais orientações de política energética (45%).

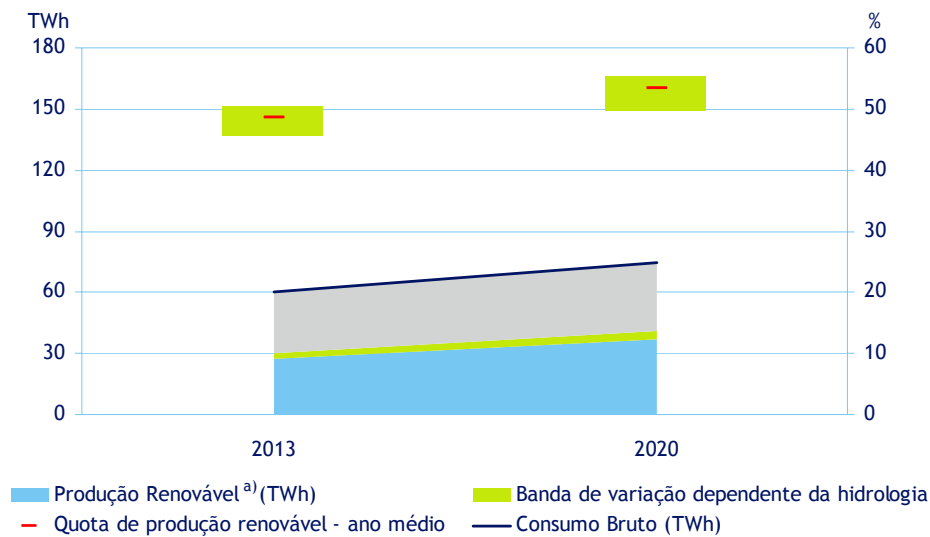
*QUOTA DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL NO CONSUMO BRUTO DE ELECTRICIDADE:  
CENÁRIO DE REFERÊNCIA DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS*

Tipo de produção	Renovável	TWh		
		1997 (IPH=1,22)	2010 (IPH=1,22)	2010 (IPH=1,00)
Térmica + Saldo importador	0%	18,7	21,7	23,9
Hídrica líquida de bombagem	100%	12,4	13,9	11,7
Eólica	100%	0,0	9,4	9,4
Solar térmico	90%	0,0	0,1	0,1
Outras renováveis	100%	0,0	2,6	2,6
RSU&RI	50%	0,0	0,8	0,8
Cogeração (emissão para a rede + autoconsumo)	22,5%	4,3	8,2	8,2
Produção bruta total + Saldo importador		35,5	56,7	56,7
Produção a partir de fontes renováveis		13,6	28,2	26,2
Quota da produção renovável		38,5%	50%	46%

Nas condições de referência (cenário de consumos de Referência e evolução expectável do sistema electroprodutor), estima-se que a quota de produção renovável em 2020 varie entre 50% e 55%.

De acordo com a proposta de nova Directiva relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, a contabilização da electricidade gerada a partir da energia hídrica deverá ter em conta o factor de utilização média da potência instalada calculado com base num período de 15 anos, composto pelo ano de referência (2020) e pelos 14 anos anteriores (2006-2019). Este cálculo deve excluir a produção de electricidade resultante da água armazenada por recurso a bombagem. Utilizando esta metodologia, a quota da produção renovável no consumo bruto de electricidade de 2020 deverá ser, nas condições de referência (cenário de consumos de Referência e evolução expectável do sistema electroprodutor), da ordem de 53%. Este valor está compreendido entre 50% e 55%, dependendo da ocorrência de uma condição hidrológica mais adversa ou mais favorável, respectivamente.

QUOTA DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL NO CONSUMO BRUTO DE ELECTRICIDADE: CENÁRIO DE REFERÊNCIA DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

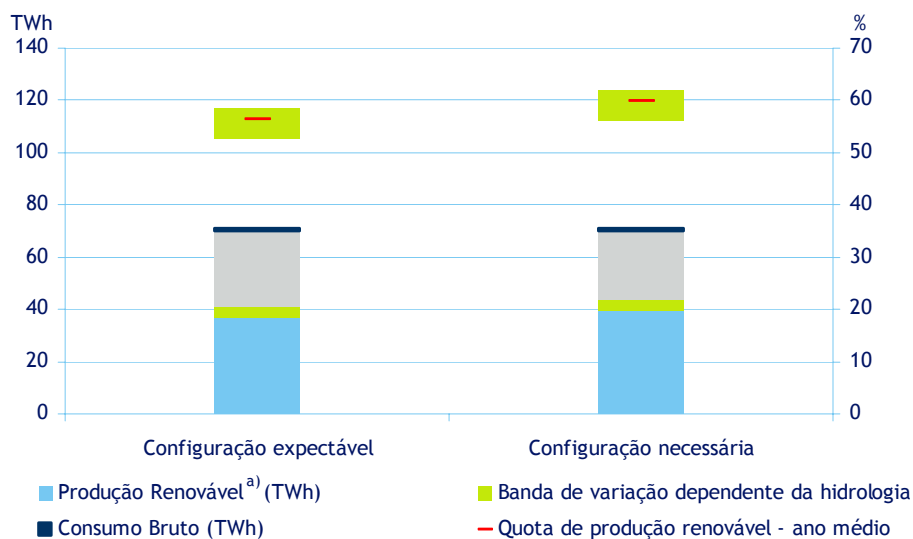


<sup>a)</sup> relativamente à Cogeração, RSU&RI e Solar Térmico, apenas foram contabilizadas as respectivas componentes de produção renovável

As condições necessárias a assegurar o cumprimento da meta “20-20-20” consistem em atingir, em 2020, uma poupança de cerca de 8,2 TWh e uma ainda maior contribuição de produção de origem renovável (+ 4,0 TWh e + 2,4 TWh do que nas condições de referência).

De acordo com uma primeira avaliação da distribuição sectorial do esforço associado ao cumprimento do objectivo vinculativo a que Portugal estará sujeito, no quadro da Proposta de nova Directiva relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, estes níveis de contribuição de electricidade de origem renovável não deverão ser suficientes. Para atingir uma contribuição das fontes de energia renováveis correspondente a 31% do consumo total de energia em 2020, a quota de produção renovável no consumo bruto de electricidade deverá ser da ordem de 60%. Num cenário de cumprimento da meta “20-20-20” - que tem subjacente a manutenção de medidas ao nível da promoção da eficiência energética de modo a atingir em 2020 uma poupança de cerca de 8,2 TWh (equivalente a 20% do consumo final médio do período 2001-2005) -, será necessária uma produção renovável adicional de cerca de 2,4 TWh. Tendo em conta orientações do MEI, este objectivo deverá ser alcançado através da instalação de capacidade adicional nas componentes eólica on-shore (+500 MW) e solar térmica (+300 MW).

## QUOTA DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL NO CONSUMO BRUTO DE ELECTRICIDADE DE 2020: CENÁRIO EFICIÊNCIA ENERGÉTICA 20%

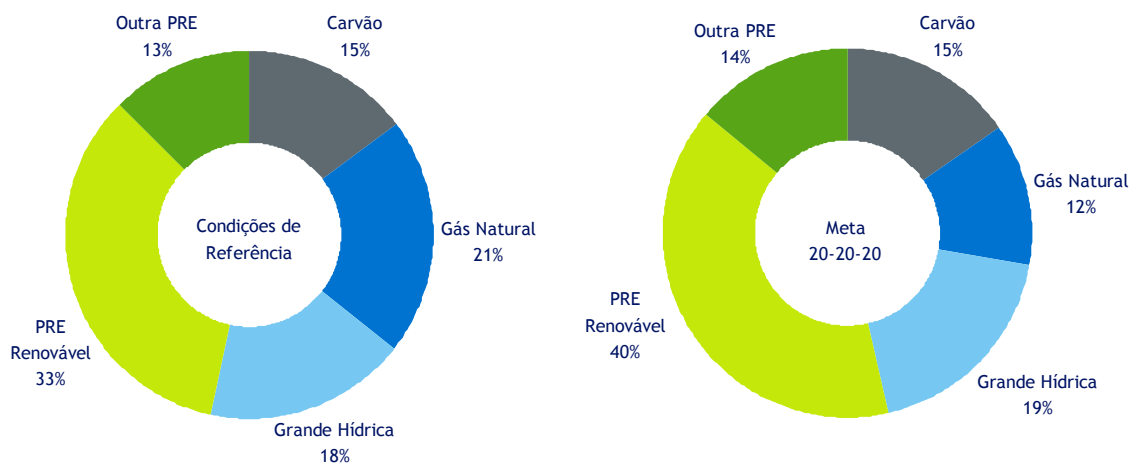


a) relativamente à Cogeração, RSU&RI e Solar Térmico, apenas foram contabilizadas as respectivas componentes de produção renovável

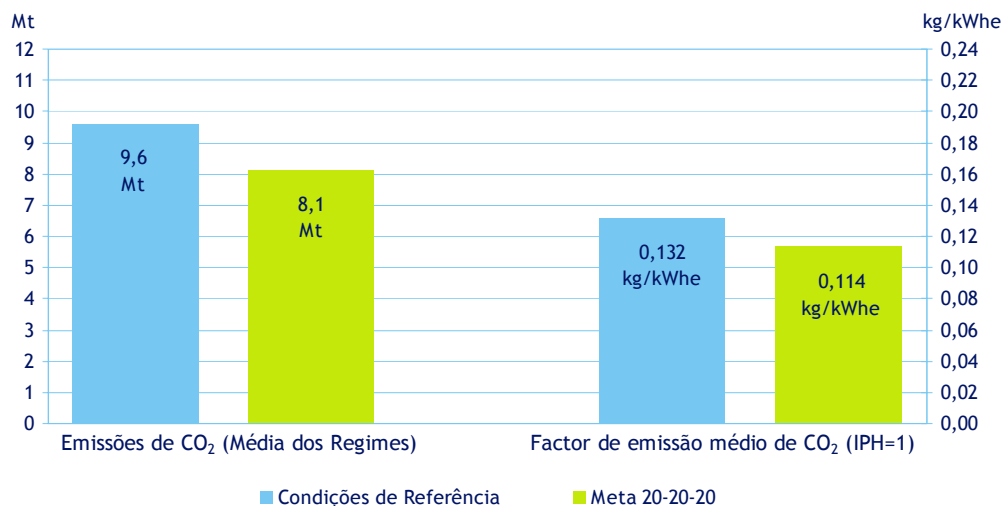
O cumprimento em 2020 da meta europeia “20-20-20” corresponde, para o sector eléctrico nacional, a uma meta “20-60-60”: Poupança equivalente a 20% do consumo final médio do período 2001-2005; Quota de produção renovável equivalente a 60% do consumo bruto de electricidade; Redução de 60% das emissões de CO<sub>2</sub> relativamente a 2005.

No horizonte 2013, o aumento do potencial de exportação, resultante da entrada em serviço dos 8 novos grupos CCGT, poderá conduzir a um total de emissões de CO<sub>2</sub> de cerca de 18 Mt anuais. Em 2020, com o aumento da parcela da produção renovável e a entrada em serviço industrial da central a carvão CCS, as emissões de CO<sub>2</sub> das centrais termoeléctricas reduzem-se, na média dos regimes, para valores inferiores a 10 Mt (menos 52% do que em 2005). Os aumentos da parcela da produção renovável e das poupanças de energia, necessários ao cumprimento da meta “20-20-20”, permitem uma redução das emissões de CO<sub>2</sub> das centrais termoeléctricas em cerca de 60% relativamente a 2005.

## ESTRUTURA DO ABASTECIMENTO NA MÉDIA DOS REGIMES, EM 2020



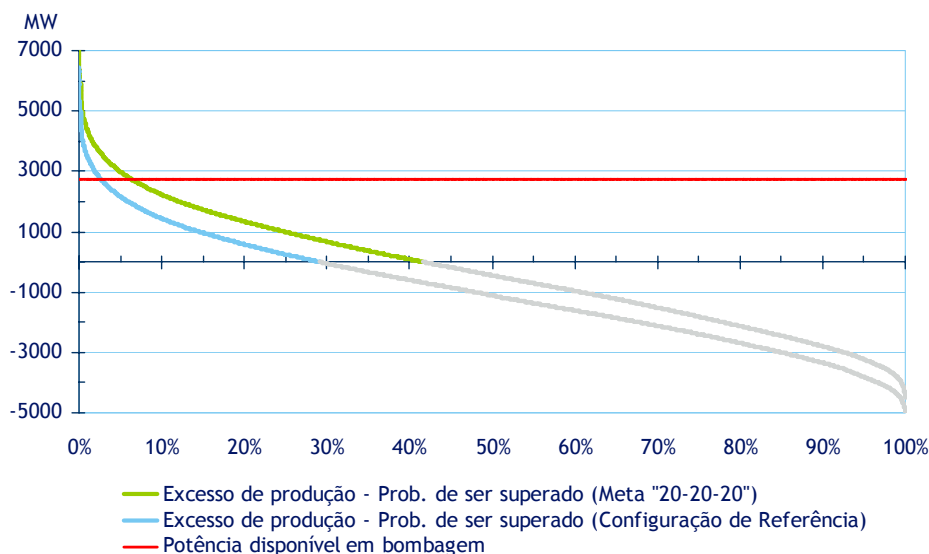
EMISSÕES E FACTOR DE EMISSÃO MÉDIO DE CO<sub>2</sub> DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR EM 2020



A potência disponível em aproveitamentos hidroeléctricos reversíveis expectável em 2020 (cerca de 3000 MW) permitirá limitar a probabilidade de desaproveitamento de energias renováveis a cerca de 1% (3% num cenário de cumprimento da meta “20-20-20”).

Em períodos de vazio, o recurso à bombagem hidroeléctrica e, em caso de necessidade, à interrupção da entrega de energia à rede por parte de algumas centrais, permitirá manter a estabilidade do sistema eléctrico em situações de excesso de produção de electricidade. Em 2020, a probabilidade de ocorrência de situações de excesso de produção nos períodos de vazio é de cerca de 16%, para as condições de referência, e de 27% no cenário de cumprimento da meta “20-20-20” (menor consumo e mais produção renovável). No mês de Janeiro, altura em que se conjuga elevada hidraulicidade e vento, essas probabilidades são de, respectivamente, 27% e 43%. A potência disponível em aproveitamentos hidroeléctricos reversíveis expectável para esse estágio (cerca de 3000 MW) permitirá limitar a probabilidade de ocorrerem situações de desaproveitamento de energias renováveis para cerca de 1%, nas condições de referência, e para cerca de 3%, nas condições necessárias ao cumprimento da meta “20-20-20” (no estágio 2013, que não inclui qualquer dos novos aproveitamentos reversíveis, a probabilidade de ocorrer desaproveitamento de energias renováveis é de 5%, apesar da menor potência instalada em PRE não controlável).

*EXCESSO DE PRODUÇÃO EM PERÍODOS DE VAZIO – PROBABILIDADE DE SER SUPERADO: JANEIRO DE 2020*



Até 2020, a PRE renovável conjugada com a exploração de 70% do potencial hídrico nacional, permitem aumentar a quota de produção renovável e a segurança do abastecimento dos consumos.

A expansão do parque electroprodutor hídrico, com base nos reforços de potência em fase de projecto/execução (1540 MW) e nos aproveitamentos identificados no PNBEPH (1096 MW), representa um contributo indispensável para a integração em larga escala de capacidade de produção renovável. Em cada momento, estes meios de produção permitem assegurar os níveis de reserva operacional indispensáveis a uma exploração segura do sistema e à maximização da utilização dos recursos renováveis. A partir de 2013 e até 2020, a PRE conjugada com a exploração de aproximadamente 70% do potencial hídrico nacional, permitem aumentar a quota de produção renovável e aumentar a segurança do abastecimento dos consumos.

*EVOLUÇÃO DO SUBSISTEMA HÍDRICO*

Novos centros produtores hídricos	MW líq.	2012	2013	2020
Picote II	231			
Bemposta II	181			
Ribeiradio	70			
Alqueva II	240 rev	Jul.		
Qta. Laranjeiras + Feiticeiro (Baixo Sabor)	138+30 rev			
Salamonde II	90 rev			
Venda Nova III	440 rev			
Paradela II	320 rev			
Foz - Tua	234 rev			
Fridão	163			
Gouvães	112 rev			
Padrosetos	113 rev			
Vidago	90 rev			
Daivões	109 rev			
Pinhosão	77 rev			
Girabolhos	72 rev			
Almourol	78			
Alvito	48			