
Programa Energia Transparente

Monitoramento Permanente dos Cenários de Oferta e do Risco de Racionamento

Realização



1ª Edição – Abril de 2007

Índice

1	INTRODUÇÃO	3
1.1	Motivação	3
1.2	Objetivo	3
1.3	Organização do relatório e resumo dos resultados	4
2	BALANÇO ESTRUTURAL DE OFERTA E DEMANDA	6
2.1	Exemplo de balanço estrutural	6
3	RISCO DE DÉFICIT	9
3.1	Risco de déficit e critério de segurança	9
3.2	Diferenças nos cálculos de risco de déficit	10
3.3	Os dois termômetros	10
4	RISCO DE SE DECRETAR UM RACIONAMENTO	13
4.1	Diferenças entre déficit e racionamento	13
4.2	Novo índice: risco de decretar um racionamento	13
5	ESTIMATIVA DO RISCO DE RACIONAMENTO 2007-2011	15
5.1	Caso 1: risco de decretar um racionamento	16
5.2	Casos 2 a 4: risco de decretar um racionamento	17
5.3	Casos 1 a 4: riscos de racionamentos muito severos	19
5.4	Risco de déficit x risco de racionamento	20
6	MEDIDAS PREVENTIVAS E CORRETIVAS	21
6.1	Aumento da demanda	21
6.2	Normalização do suprimento de gás	21
6.3	Aumento da oferta	21
7	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	22
7.1	Conclusões	22
7.2	Recomendações	22
	ANEXO A: A RETIRADA DAS TÉRMICAS A GÁS NATURAL	23
	ANEXO B - MODELO DE SIMULAÇÃO HIDROTÉRMICA	26
	ANEXO C - METODOLOGIA DE CÁLCULO DO MONTANTE A RACIONAR	28
	C.1 Procedimento	28
	C.2 Modelo matemático	28
	ANEXO D – CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS DE OFERTA E DEMANDA	31
	D.1 Cenários de oferta de energia elétrica: descrição geral	31
	D.2 Usinas com restrições para implantação	31
	D.3 Curva de aversão ao risco	35
	D.4 Definição do Cenário de Oferta de “referência” e “atrasos”	35
	D.5 Cenários de demanda de energia elétrica	37
	D.6 Resumo das configurações oferta e demanda	37
	ANEXO E - EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA – CASO REFERÊNCIA	38
	ANEXO F - EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA – CASO “ATRASOS”	43
	ANEXO G – PROJEÇÃO DE DEMANDA	48
	ANEXO H – BALANÇO OFERTA E DEMANDA DE GARANTIA FÍSICA	49

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

A energia elétrica é um insumo fundamental tanto para o crescimento econômico como para a qualidade de vida da população. Portanto, é natural que o tema “segurança de suprimento” esteja no foco das atenções do governo, indústria e público em geral.

No lado do governo, a segurança de suprimento é analisada periodicamente pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), presidido pelo Ministério de Minas e Energia e com participação das principais agências setoriais: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Operador Nacional do Sistema (ONS), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Devido à importância do gás natural para a geração de energia elétrica, a Petrobras vem também participando ativamente das reuniões do CMSE.

Além das análises governamentais, vêm sendo realizados e divulgados estudos promovidos por federações industriais, associações do setor elétrico e centros universitários.

De uma maneira geral, as análises divulgadas pelo governo¹ indicam uma situação de abastecimento tranquila até 2011; em contraste, boa parte dos demais estudos sinalizam preocupações com riscos maiores de “apagão” a partir de 2009 ou 2010.

A primeira explicação para diferenças nos resultados de estudos é, naturalmente, o uso de premissas diferentes quanto à demanda e oferta futuras. Entretanto, como será mostrado neste estudo, observam-se diferenças nos riscos de “apagão” apresentados pelo governo e por outras entidades mesmo quando os cenários de oferta e demanda utilizados nos estudos são quase idênticos. Além disto, no final de 2006 / início de 2007 foram trazidas a público duas controvérsias sobre segurança de suprimento entre agências do próprio governo: a reação do MME a uma nota interna do Ministério da Fazenda², sobre a necessidade de reforços de geração devido ao PAC; e a divergência envolvendo ANEEL, MME, consumidores livres e outros agentes com relação à retirada das térmicas a gás dos cenários de oferta utilizados pelo ONS para o planejamento da operação e CCEE para formação de preços de curto prazo.

1.2 Objetivo

A existência de resultados desencontrados sobre a segurança de suprimento confunde a opinião pública e afeta a transparência das discussões sobre um tema de grande importância para o país. O objetivo do “Programa Energia Transparente – Monitoramento Permanente dos Cenários de Oferta e do Risco de Racionamento” é contribuir para que a avaliação das condições de suprimento de energia seja a mais realista possível, e para que haja uma comunicação cada vez mais efetiva entre governo, agentes do setor de eletricidade e gás e a sociedade.

¹ Principalmente MME e EPE, as atas do CMSE não são públicas.

² Mais precisamente, da Secretaria de Acompanhamento Econômico (SAE) daquele ministério.

1.3 Organização do relatório e resumo dos resultados

O presente relatório é a primeira edição de um estudo de avaliação de condições de suprimento, que será atualizado trimestralmente. Além da estimativa dos riscos de racionamento, esta primeira edição contém alguns esclarecimentos sobre as medidas de capacidade de suprimento e propostas para o aperfeiçoamento das mesmas.

No capítulo 2, discute-se a primeira medida de capacidade de suprimento usada pelo governo e pelos agentes, conhecida como *balanço estrutural*. Neste balanço, compara-se, a cada ano, a “capacidade firme” de produção de energia de todas as usinas disponíveis – que de uma maneira simplificada representa a energia que elas poderiam produzir caso ocorresse uma seca severa – com o consumo médio previsto. Se a “capacidade firme” de produção excede a demanda prevista, isto significa que o abastecimento estaria garantido mesmo no caso de condições hidrológicas desfavoráveis. Se, por outro lado, a capacidade firme é inferior à demanda, isto *não* significa que haverá um racionamento; só indica que o abastecimento não estaria garantido no caso de secas extremas. A aplicação do balanço estrutural será ilustrada com a análise da controvérsia entre o MME e o Ministério da Fazenda sobre a necessidade de aumentar a oferta em caso de um crescimento mais acelerado do PIB.

O capítulo 3 apresenta a segunda medida de capacidade de suprimento, conhecida como *risco de déficit*. A partir da análise de um estudo realizado pela CCEE, ANEEL e ONS em outubro de 2006, mostra-se que o MME e a EPE contabilizam os riscos de déficit de energia de maneira *diferente* que o ONS e outros agentes. Isto significa que os resultados de estudos sobre segurança de suprimento podem ser diferentes mesmo que as configurações de oferta e demanda sejam as mesmas; há dois termômetros com escalas diferentes para medir uma mesma febre.

O capítulo 4 mostra que os riscos de déficit divulgados nos estudos de suprimento não correspondem exatamente ao que o público entende como “risco de ocorrer um apagão”, isto é, que um racionamento seja decretado. Propõe-se então uma nova maneira de contabilizar problemas de suprimento, que reflita mais fielmente o processo de se decretar um racionamento. Além das vantagens técnicas, o uso desta nova medida evita as dificuldades com o uso dos dois termômetros discutida no capítulo anterior.

O capítulo 5 apresenta a estimativa dos riscos de racionamento para quatro casos de oferta e demanda:

- (i) *referência* - oferta correspondente à configuração oficial do ONS de março de 2007, supondo adicionalmente que o suprimento de gás é restaurado em 2010; demanda oficial do ONS;
- (ii) *demanda alta* - mesma oferta do caso (i), com maior crescimento da demanda;
- (iii) *atraso* – mesma demanda do caso (i), com atraso na oferta de gás e na entrada de usinas hidrelétricas; e
- (iv) *“stress”* – combinação da demanda alta do caso (ii) e da oferta reduzida do caso (iii).

Os resultados para o caso de referência indicam riscos de racionamento relativamente elevados a partir de 2010; para os demais casos, os problemas de suprimento começariam em 2009. A principal causa das dificuldades de suprimento é a indisponibilidade das usinas termoeletricas a gás natural no período 2007-2009. Esta indisponibilidade é compensada pelo esvaziamento dos reservatórios das usinas hidroelétricas, que estavam em boas condições de

armazenamento devido às chuvas intensas de dezembro de 2006 a fevereiro de 2007. O uso intenso da “poupança hidroelétrica” faz com que os reservatórios cheguem mais vazios do que seria desejável ao final de 2009, fragilizando o suprimento a partir daí.

O capítulo 6 ressalta que a análise de riscos de racionamento tem como objetivo *sinalizar* problemas *potenciais* de suprimento com antecedência suficiente para que sejam implementadas medidas corretivas e preventivas; portanto, mesmo riscos de racionamento elevados em 2010 não devem ser causa para alarme. Mostra-se que o governo dispõe de um “leque” adequado de medidas que podem ser adotadas. Um dos objetivos da análise periódica das condições de suprimento é acompanhar a evolução destas medidas – por exemplo, os resultados dos leilões de energia renovável e A-3 de 2007 – e sua eficácia na mitigação destes riscos futuros.

Finalmente, o capítulo 7 apresenta as principais conclusões e recomendações do estudo.

Este estudo é ainda complementado por um conjunto de Anexos, destinados a descrever em detalhes as hipóteses utilizadas nas simulações.

2 BALANÇO ESTRUTURAL DE OFERTA E DEMANDA

A capacidade instalada de geração do Brasil atingiu quase 100 mil MW ao final de 2006. Já o consumo máximo observado naquele ano foi de 62 mil MW. Portanto, parece haver uma grande “folga” de capacidade de 38 mil MW. Mesmo subtraindo toda a capacidade de geração das usinas termoeletricas a gás, cerca de 7 mil MW, ainda restariam 31 mil MW, que parecem mais que suficientes para atender a demanda por vários anos. Neste caso, por que há uma preocupação com o suprimento de energia?

A resposta é que o raciocínio acima estaria correto se todas as usinas geradoras fossem termoeletricas. Para estas usinas, a capacidade instalada é próxima de sua capacidade de produção “firme”, isto é, capaz de atender de maneira sustentada uma demanda ao longo de vários anos. Por exemplo, uma usina ciclo combinado a gás natural com capacidade de 1000 MW tem uma energia “firme” de cerca de 900 MW médios³ (supondo naturalmente que o combustível está disponível).

No caso do Brasil, como é do conhecimento de todos, cerca de 85% da potência instalada provém de usinas hidroelétricas. Como a produção de energia destas usinas depende das condições hidrológicas, uma usina hidroelétrica de 1000 MW teria tipicamente uma energia “firme” de 550 MW médios.

Em resumo, em países com forte participação hidroelétrica como o Brasil, a potência instalada total não é uma medida adequada da capacidade de suprimento de energia, pois geradores hidroelétricos e termoeletricos de mesma capacidade instalada têm “energias firmes” muito diferentes.

Por esta razão, o procedimento adotado no Brasil é comparar, a cada ano, a “energia firme” total do sistema (em MW médios) com o consumo de energia ao longo do ano (também em MW médios). Esta comparação é conhecida como *balanço estrutural*, e é a primeira medida de segurança de suprimento.

2.1 Exemplo de balanço estrutural

O primeiro passo no cálculo da oferta de energia firme é saber quais os geradores que estão, ou estarão, disponíveis em cada ano de 2007 a 2011. A fonte básica para esta informação é o Operador Nacional do Sistema (ONS). A cada mês, o ONS realiza estudos operativos⁴ (Programa Mensal de Operação – PMO) que informam não só as usinas que estão em operação naquele mês, mas também o cronograma de entrada em operação de todas as usinas em construção ou previstas para entrar em operação nos próximos cinco anos. O cronograma de expansão do ONS é bastante confiável, pois o estado de construção das usinas é monitorado e atualizado permanentemente pelo corpo técnico da empresa, que é da mais alta qualidade. Além disto, a configuração de oferta é verificada e sancionada pela ANEEL. Por estas razões, os dados do PMO são usados na maioria dos estudos de suprimento realizados por agentes e instituições.

Uma vez conhecidos os geradores que estão (ou deverão estar) disponíveis em cada ano, o próximo passo é calcular a energia firme total daquele ano. Este procedimento também é

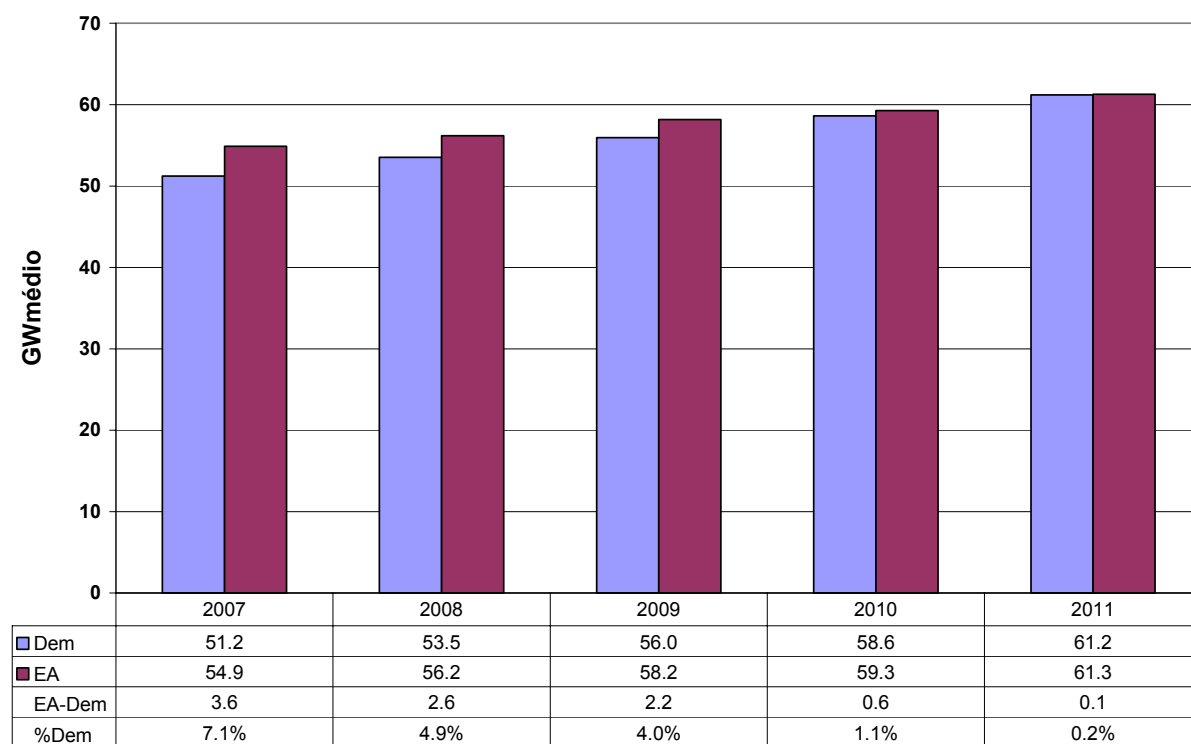
³ A diferença de 100 MW entre potência instalada e produção contínua representa o efeito médio das manutenções periódicas e das quebras.

⁴ Adicionalmente, a CCEE utiliza estes mesmos dados para formação de preços de curto prazo.

relativamente simples: a razão é que todas usinas geradoras do país, existentes e planejadas, recebem do MME um certificado que representa justamente sua capacidade de produção firme. Este certificado é conhecido publicamente, pois é usado contratos de suprimento das usinas⁵. Portanto, calcular a energia firme de um determinado ano significa somar os certificados de todas as usinas que estão disponíveis naquele ano⁶.

Por sua vez, a demanda média de energia é calculada a partir de modelos de previsão de consumo. O parâmetro de maior impacto para o crescimento do consumo é, como se pode imaginar, a taxa prevista de crescimento do PIB. Mais uma vez, o PMO do ONS é uma boa referência para previsão de demanda.

A Figura 2.1 mostra o balanço estrutural de 2001 a 2007. Foi utilizada a configuração do PMO de janeiro de 2007, com uma mudança importante: as termelétricas a gás natural foram consideradas *disponíveis*, isto é, supôs-se que não há restrições conjunturais na oferta de gás. O objetivo desta mudança foi produzir uma configuração de oferta que fosse a melhor situação possível. Para a demanda, foi utilizada a previsão do mesmo PMO, que corresponde a uma hipótese de crescimento médio do PIB de 4% ao ano.



1 - Dem = Requisito de Energia, incluindo as demandas da ANDE, bombas da Light e consumo de Itaipu.

2 - Requisito de Energia e Energia Assegurada de 2007= média entre os meses de janeiro e dezembro de 2007

Figura 2.1 – Balanço estrutural oferta x demanda 2007-2001
Configuração PMO/ONS de janeiro de 2007, exceto térmicas a gás estão disponíveis

⁵ Mais precisamente, o certificado é usado como “lastro” dos contratos de suprimento registrados na CCEE.

⁶ São feitos alguns ajustes simples nos certificados de usinas que entram em operação ao longo daquele ano. Também são consideradas instruções da ANEEL e MME que temporariamente reduzem os lastros de algumas usinas. Esta redução geralmente resulta de problemas de suprimento, como é o caso da interconexão Argentina-Brasil (CIEN) e de algumas usinas termelétricas a gás natural.

Como mostra a Figura, a energia firme do sistema em 2007 seria quase 55 mil MW médios⁷, bem superior à demanda prevista de pouco mais de 51 mil MW médios.

Este excesso de oferta leva a uma pergunta interessante. Se quase não houve investimento em nova capacidade de geração nos últimos anos, de onde vem o excesso?

Resposta: veio da redução permanente da demanda após o racionamento de 2001/2002. Como é do conhecimento geral, houve uma redução compulsória de quase 7 mil MW médios no consumo durante o racionamento. Entretanto, ao final do mesmo, grande parte do consumo não voltou aos níveis anteriores, pois os consumidores se tornaram mais eficientes (substituindo equipamentos, racionalizando os processos de produção etc.). Como consequência, o país passou muito rapidamente de uma situação de escassez para uma de “folga”, e de fato não havia necessidade de investir em nova capacidade. Como se observa na Figura, este excesso vai desaparecendo aos poucos, e o equilíbrio é atingido em 2010-2011.

O balanço estrutural da Figura 2.1 também permite esclarecer a discussão sobre um documento interno do Ministério da Fazenda, cujo conteúdo foi recentemente publicado pela imprensa. De acordo com o noticiário, o documento teria alertado para a necessidade de novos investimentos em capacidade de geração caso o PAC atingisse seu objetivo de acelerar o crescimento PIB para valores próximos de 5%. As conclusões do estudo foram desautorizadas pelo MME, com o argumento de que a oferta já garantida seria suficiente⁸ para atender a demanda mesmo que o crescimento anual do PIB chegasse a 5%.

O balanço da Figura 2.1, baseado em um PIB de 4% ao ano, parece confirmar a análise da SAE, de que seria necessário um reforço na geração se o PIB crescer mais rapidamente⁹. É importante observar que o novo modelo do setor elétrico criou instrumentos específicos para lidar com estes surtos de crescimento da demanda. Os chamados leilões A-3, realizados anualmente, oferecem contratos de suprimento para geradores capazes de entrar em operação três anos depois. Em outras palavras, os leilões A-3 de 2007 e 2008 permitem reforçar a oferta de geração em 2010 e 2011, respectivamente.

Em resumo, embora o assunto SAE × MME tenha sido amplamente divulgado na imprensa, as mensagens mais relevantes talvez não tenham sido plenamente transmitidas à opinião pública:

- (i) um aumento de demanda pode requerer a entrada de nova capacidade; e
- (ii) o modelo setorial já prevê instrumentos para este caso, que são os leilões A-3.

⁷ Supondo, novamente, que não há problema de suprimento do gás natural.

⁸ De acordo com declarações da EPE à imprensa, faltariam cerca de 600 MW médios em 2011.

⁹ Além disto, a própria lógica do modelo do setor elétrico previne – corretamente – a construção de um excesso de capacidade. A razão é que uma nova capacidade de geração só se viabiliza se receber um contrato de longo prazo com antecedência de três a cinco anos. Este contrato, por sua vez, é oferecido pelas distribuidoras e consumidores livres com base em suas *previsões* de aumento de consumo para os próximos anos. Dado que aumento do PIB de 4% a.a. era o cenário mais usado nas previsões de demanda até o anúncio do PAC; é difícil imaginar quem teria contratado esta oferta adicional.

3 RISCO DE DÉFICIT

O balanço estrutural descrito no capítulo anterior dá uma primeira visão do equilíbrio entre capacidade de produção “firme” e demanda. Entretanto, ele não responde diretamente a pergunta de maior interesse, que é o risco de ocorrer um “apagão” ou, mais precisamente, o risco de que seja decretado um racionamento.

3.1 Risco de déficit e critério de segurança

Este risco é calculado através de um modelo computacional que simula a operação do sistema (decisões do ONS) para diversos cenários de vazões futuras (médias, cheias, secas severas etc.) (ver Anexo B). Se o cenário simulado contiver secas severas, o nível de armazenamento dos reservatórios vai caindo, até um ponto em que já não seria possível atender a demanda de energia, mesmo utilizando todas as térmicas. Neste ponto, o modelo computacional simula o corte da demanda que não pode ser atendido (*déficit*).

O risco de déficit em cada ano é dado pela *proporção* de cenários simulados onde o modelo computacional “decidiu” que era necessário cortar a demanda. Por exemplo: se foram simulados 2 mil cenários de vazões; e se para o ano 2010, houve corte de demanda em 200 destes cenários, o risco de déficit é $200 / 2000 = 10\%$.

O *critério de segurança* adotado no sistema brasileiro é um risco de déficit anual de 5%, isto é, o modelo de simulação operativa só pode recorrer a cortes na demanda em no máximo 5% dos cenários simulados a cada ano.

Por exemplo, a Figura 3.1 mostra os riscos de déficit calculados pela EPE no Plano Decenal 2006-2015. Observa-se que estes riscos no período 2007-2011 estão sempre inferiores a 5%, o que respaldaria a afirmação do governo de que a situação de abastecimento é tranqüila.

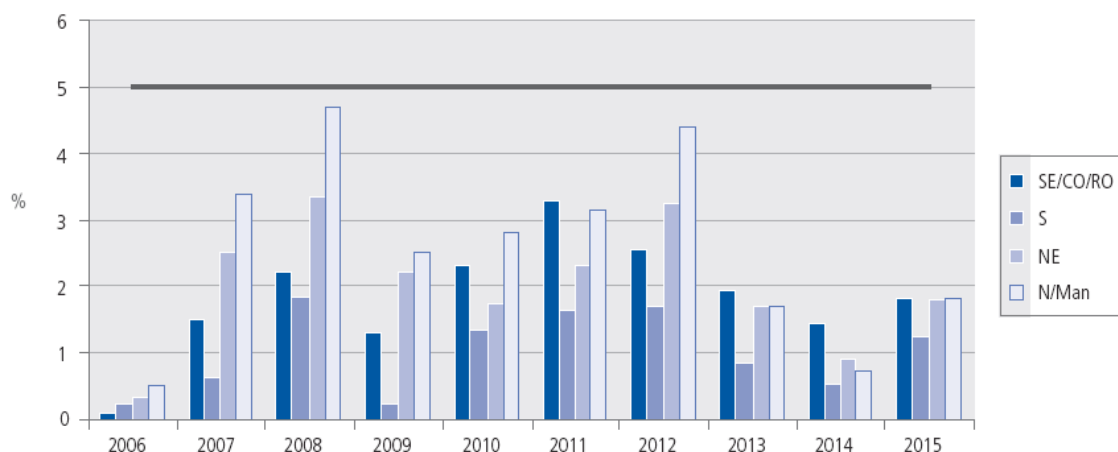


Figura 3.1 – Riscos de déficit calculados pela EPE – Plano Decenal 2006-2015

Entretanto, será mostrado a seguir que outro estudo oficial, realizado pela ANEEL, CCEE e ONS alguns meses depois da publicação do Plano Decenal, levou a resultados de riscos de déficit aparentemente diferentes dos da EPE.

3.2 Diferenças nos cálculos de risco de déficit

O estudo que será analisado foi realizado em fins de 2006, durante o debate sobre a disponibilidade de gás para as usinas termoeletricas (ver Anexo C). Ele foi escolhido porque seus resultados foram amplamente divulgados na imprensa. Na ocasião, a ANEEL determinou que a CCEE realizasse uma análise do impacto das restrições de suprimento de gás no risco de déficit comparando dois casos:

1. *oficial*: este caso, usado como referência, tinha como premissa a total disponibilidade de gás para acionamento das termoeletricas; e
2. *restrição na oferta*: neste caso, foram retiradas da configuração as térmicas que estariam indisponíveis por falta de combustível.

A configuração de oferta e demanda do caso *oficial* (sem restrições de gás) corresponde à do PMO do ONS para outubro de 2006. A oferta desta configuração é quase idêntica à discutida no capítulo anterior (ver Figura 2.1) e, como visto naquele capítulo, pode ser considerada “otimista”. Portanto, era de esperar que os riscos de racionamento resultantes do estudo da CCEE fossem comparáveis aos do Plano Decenal, e inferiores ao critério de segurança de 5% a cada ano.

Entretanto, como mostra a Figura 3.2, os riscos de déficit no período 2007-2011 foram todos superiores a 5%. Em particular, o risco de déficit estimado para 2010 foi 10%, um valor relativamente elevado.

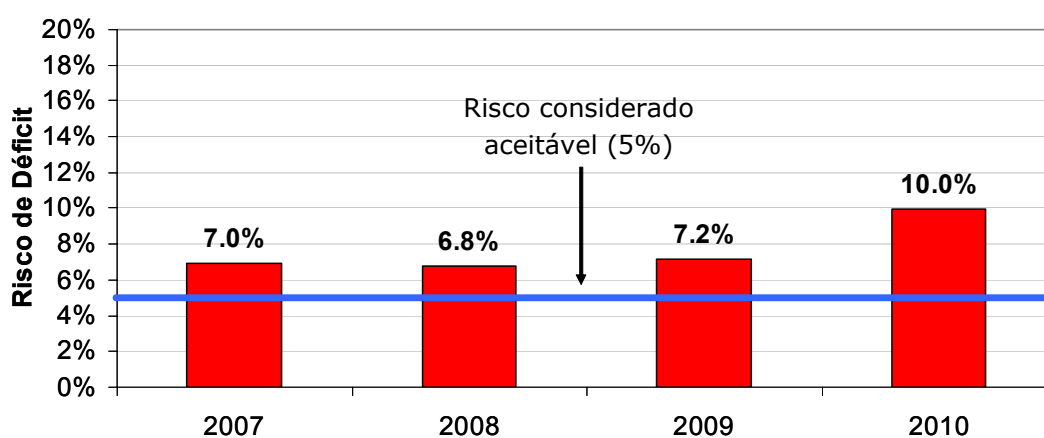


Figura 3.2 – Riscos anuais de déficit – Região Sudeste
Caso oficial estudo ANEEL / CCEE – PMO de outubro de 2006

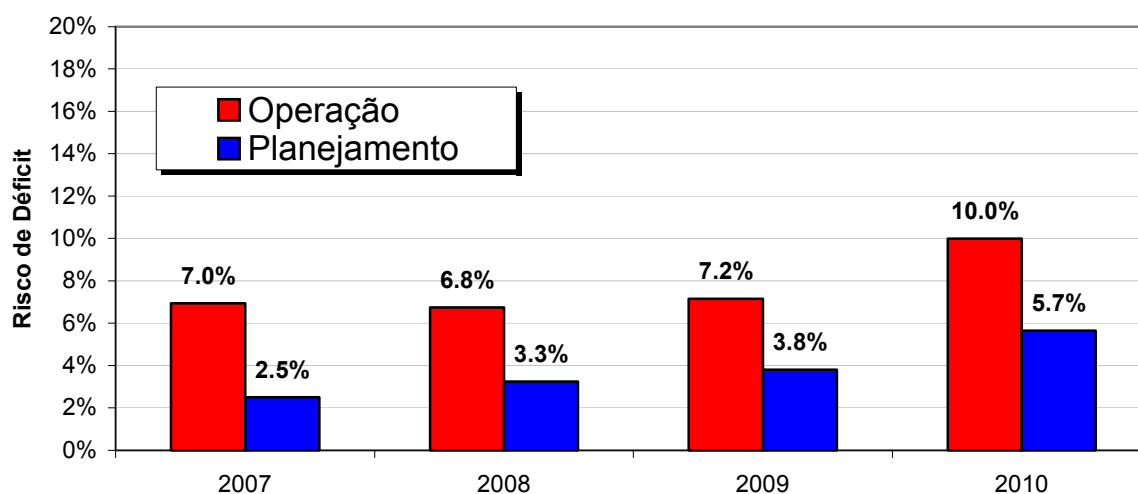
3.3 Os dois termômetros

Uma primeira explicação para as diferenças nos resultados é que teria ocorrido algum problema nos dados ou no procedimento do estudo. A resposta é negativa, pois não só a equipe técnica da CCEE é altamente qualificada, como foi utilizado o mesmo modelo computacional de simulação operativa e os mesmos procedimentos adotados pelo ONS em seus estudos. Além disto, os resultados deste estudo foram reproduzidos por vários agentes do setor (empresas, consultores etc.).

A explicação é que os estudos do governo (MME e EPE) contabilizam os déficits de maneira *diferente* do que os do ONS e de outras entidades. Em outras palavras, é como se uma febre estivesse sendo medida por termômetros com escalas diferentes.

- *Corte da demanda - critério da operação*: as simulações operativas realizadas pelo ONS consideram que cortes mais profundos são *desproporcionalmente* piores para a sociedade. Por exemplo, o custo de um corte de 10% da demanda poderia ser 3 ou 4 vezes maior do que um corte de 5% da demanda, ao invés de 2 vezes. Portanto, corta-se a demanda de maneira *preventiva* (antes dos reservatórios ficarem completamente vazios) para evitar o risco de um corte mais profundo no futuro. Esta maneira de cortar a demanda está na regulamentação da ANEEL para o ONS e é usada na operação real do sistema.
- *Corte da demanda - critério do planejamento*: nas simulações operativas realizadas pela EPE e MME¹⁰, considera-se que o custo do corte para a sociedade é diretamente *proporcional* à profundidade do mesmo. Em outras palavras, o custo de um corte de 10% da demanda é 2 vezes maior do que um corte de 5% da demanda. Neste caso, não há vantagem em se cortar preventivamente a demanda; o modelo de simulação “espera para ver” e recorre ao corte quando não há mais recursos de geração suficientes (reservatórios totalmente vazios). Uma consequência de não haver cortes preventivos é que os riscos de déficit calculados com o critério “planejamento” são em geral *menores* do que os calculados com o critério “operação”.

A Figura 3.3 compara os riscos de déficit calculados para a mesma configuração da Figura 3.2, utilizando ambos os critérios.



**Figura 3.3 – Riscos anuais de déficit calculados com critérios “planejamento” e “operação”
Caso oficial estudo ANEEL / CCEE – PMO de outubro de 2006**

Como mostra a Figura, os riscos de déficit calculados pelo critério “planejamento” são bem menores do que os calculados com o critério “operação”. Além disto, todos os riscos são agora compatíveis com o critério de segurança de 5% (com uma pequena diferença no ano 2010).

¹⁰ por exemplo, o Plano Decenal e o cálculo dos certificados de energia assegurada (lastros) dos geradores.

Em resumo, os cálculos de risco de déficit são afetados pelo critério de corte de demanda adotado no estudo de simulação operativa. Embora estas diferenças sejam conhecidas pelos especialistas do setor, elas raramente são explicadas na divulgação dos resultados. Este uso de dois termômetros com um mesmo nome (risco de déficit) deve ser evitado, pois leva a um desencontro de informações nos debates da imprensa e mesmo em alguns foros especializados.

4 RISCO DE SE DECRETAR UM RACIONAMENTO

No capítulo anterior foi mostrado que o risco de déficit é calculado de duas maneiras diferentes, o que pode confundir a interpretação dos resultados. Neste capítulo, mostra-se adicionalmente que estes riscos de déficit *não correspondem* exatamente ao que o público entende como “risco de ocorrer um apagão”, isto é, o risco de que um racionamento que seja decretado.

4.1 Diferenças entre déficit e racionamento

À primeira vista, o critério “operação” seria mais adequado para se estimar o risco de racionamento do que o critério “planejamento”, pois é mais aderente ao procedimento operativo adotado pelo ONS no despacho real do sistema.

Entretanto, há algumas diferenças sutis, mas importantes, entre o processo de decisão de *cortar a demanda* (déficit) e o processo de decisão de *declarar um racionamento*. A primeira diferença é que os modelos de simulação permitem que o corte da demanda seja feito *antes* de terminar o período chuvoso (outubro a abril, na região Sudeste). Na realidade, dado o grande impacto econômico de um racionamento, nenhum governo aceitaria decretar um racionamento antes de esgotar todas as oportunidades de reversão do quadro. Em outras palavras, na vida real um racionamento só seria decretado ao final do período chuvoso.

A segunda diferença está na *profundidade* do corte da demanda. O modelo de simulação corta preventivamente o mínimo necessário. Se, numa etapa posterior, a situação se agravar, o modelo permite que este corte aumente, e vice-versa: o modelo pode suspender o corte da demanda se a situação melhorar, e voltar a cortar se houver uma piora posterior. Na vida real, entretanto, o montante a racionar é calculado de maneira *conservadora*, isto é, sob a premissa que as afluições futuras não serão favoráveis. A razão, novamente, é que o racionamento é um evento muito traumático, que não deve ser agravado com pioras posteriores nem “falsas esperanças” (redução do corte para voltar a racionar logo depois).

4.2 Novo índice: risco de decretar um racionamento

Devido a estas diferenças, e à necessidade de estimar o risco de racionamento da maneira mais precisa possível, decidiu-se incorporar no modelo de simulação operativa os mesmos critérios e procedimentos adotados no racionamento de 2001/2002.

A primeira decisão é *quando* decretar o racionamento. Como mencionado acima, esta decisão só é tomada ao final da estação úmida (abril), quando não há mais possibilidade de recuperação dos reservatórios.

A segunda decisão é *quanto* racionar. Também como mencionado, o montante a racionar é calculado de forma conservadora, para evitar reversões de expectativas. O processo de decisão adotado em 2001/2002 foi simulado através do seguinte procedimento:

Passo 1 - Simula-se a operação para a estação seca (de maio a novembro) com as piores vazões já ocorridas no passado, supondo que todos os recursos termelétricos estão despachados na máxima capacidade;

Passo 2 - Se o armazenamento do sistema ao final da estação seca estiver acima de um mínimo que garanta o controle dos reservatórios (10%), não há racionamento; caso contrário, corta-se o necessário para garantir este nível.

Estes procedimentos foram incorporados em um modelo computacional auxiliar Risk, que é descrito em detalhe no Anexo C. Como mostra a Figura 4.1, o modelo Risk é executado após a realização de uma simulação operativa utilizando os procedimentos do ONS.

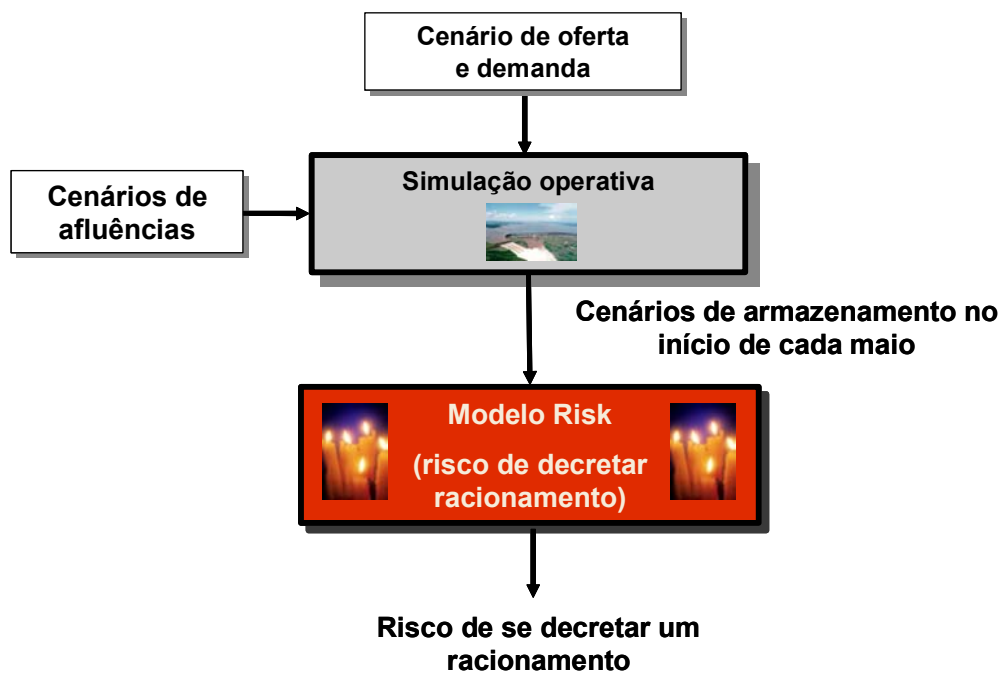


Figura 4.1 – Procedimento de cálculo do risco de se decretar um racionamento

5 ESTIMATIVA DO RISCO DE RACIONAMENTO 2007-2011

Este capítulo apresenta as estimativas dos riscos de ser decretado um racionamento de 2007 a 2011 para quatro casos de oferta e demanda, ilustrados na Figura 5.1.



Figura 5.1 – Casos de oferta e demanda utilizados no estudo de riscos de racionamento

A descrição de cada caso é apresentada no quadro abaixo e detalhada no Anexo D.

Caso	Descrição
1	<i>referência</i> - oferta correspondente à configuração oficial do ONS de março de 2007, supondo adicionalmente que o suprimento de gás é restaurado em 2010; demanda oficial do ONS;
2	<i>demanda alta</i> - mesma oferta do caso (1), com maior crescimento da demanda;
3	<i>atraso</i> – mesma demanda do caso (1), com atraso na oferta de gás e na entrada de usinas hidrelétricas; e
4	<i>“stress”</i> – combinação da demanda alta do caso (2) e da oferta reduzida do caso (3).

A oferta de referência está detalhada no Anexo E. Utilizam-se basicamente os dados de oferta do PMO de março de 2007, exceto que se considera que a situação de gás está resolvida a partir de 2010 (têrmicas a gás do SE/CO e NE 100% disponíveis a partir desta data). Observa-se que esta premissa leva a uma oferta maior do que a considerada no PMO.

A oferta “atraso” está detalhada no Anexo F e também é baseada no PMO de março de 2007, com as seguintes exceções: (i) têrmicas a gás do SE/CO e NE 100% disponíveis a partir de 2011; (ii) Frustração de 40% do PROINFA; e (iii) Atraso das usinas com pendências ambientais, de acordo com o seguinte critério, baseado na classificação de severidade da ANEEL: “amarelas”: 6 meses; “vermelhas”: 12 meses; e “sem previsão”: 24 meses.

As demandas de referência e “alta” estão detalhadas no Anexo G. A demanda de referência é a mesma do PMO de março de 2007, com um crescimento médio de 4,8% ao ano. A demanda alta resulta de projeções da PSR para um PIB de 5% ao ano, e corresponde a um crescimento anual de 5,4%.

5.1 Caso 1: risco de decretar um racionamento

O procedimento descrito na Figura 4.1 do capítulo anterior (simulação operativa seguindo o critério ONS, seguido da aplicação do modelo Risk) foi aplicado ao caso 1 (demanda e oferta de referência).

A Figura 5.2 mostra os riscos de que seja decretado um racionamento a cada ano, para a região Sudeste¹¹.

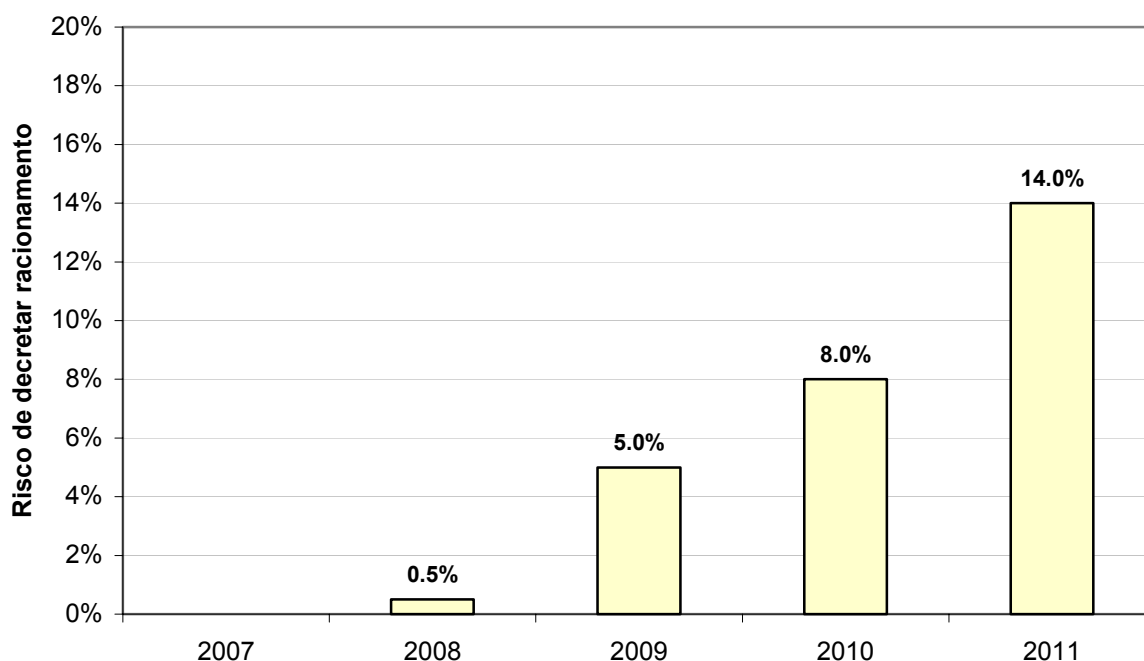


Figura 5.2 – Caso 1 – risco de decretar racionamento – Sudeste

Como mostra a Figura, a situação de abastecimento é favorável (riscos inferiores a 5%) de 2007 a 2009. A partir de 2010, entretanto, o risco de racionamento aumenta para 8%, chegando a 14% em 2011.

De uma maneira simplificada, a principal razão para este comportamento é a indisponibilidade das usinas termoeletricas a gás natural no período 2007-2009. Esta falta de oferta termoeletrica é compensada por um maior esvaziamento dos reservatórios das usinas hidroeletricas, que estavam em boas condições de armazenamento devido às chuvas intensas de dezembro de 2006 a fevereiro de 2007. Entretanto, o uso intenso da “poupança hidroeletrica” faz com que os reservatórios cheguem mais vazios do que seria desejável ao final de 2009, fragilizando o suprimento a partir daí.

Esta análise é respaldada pela Figura 5.3, que mostra a evolução do nível de armazenamento de 2007 a 2011.

¹¹ Os riscos de racionamento foram, naturalmente, calculados para todas as regiões (Sul, Sudeste, Norte e Nordeste). Entretanto, para facilidade de apresentação, os resultados apresentados neste relatório se concentram nos riscos da região Sudeste.

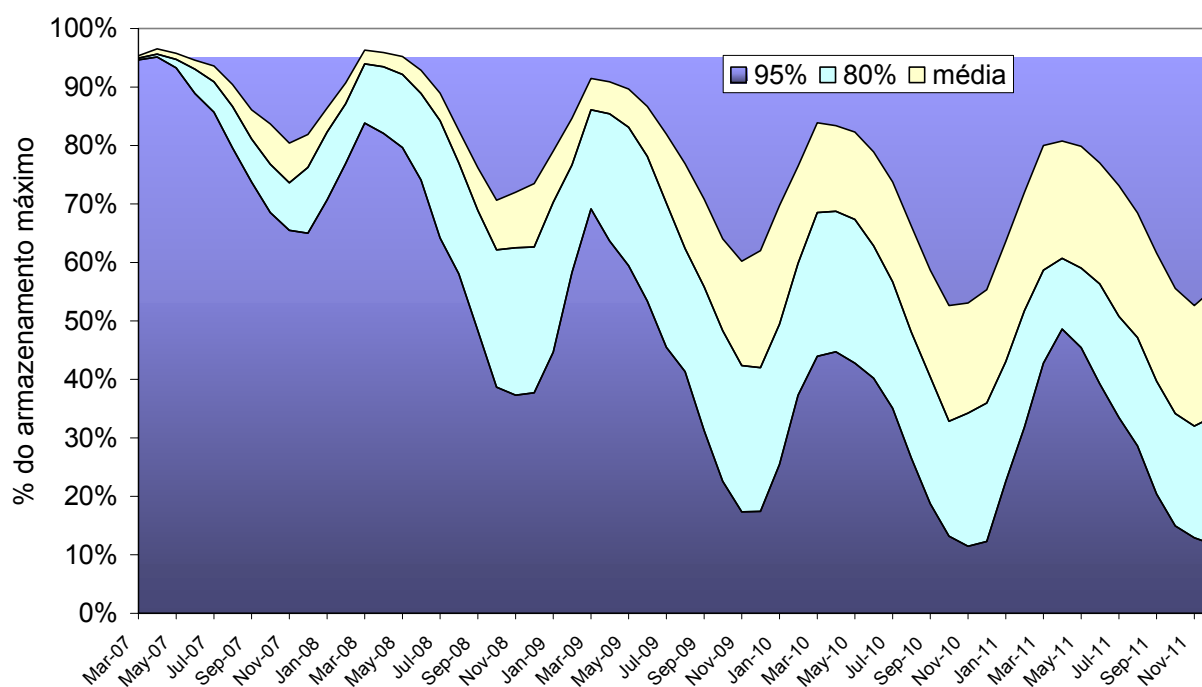


Figura 5.3 – Evolução do armazenamento hidrelétrico (região Sudeste)

A curva amarela (marcada “média” na Figura) mostra o *valor esperado* do armazenamento a cada mês (média do nível dos reservatórios sobre todos os cenários simulados). Se as condições de oferta e demanda do sistema estivessem equilibradas, seria de esperar que o armazenamento médio voltasse aproximadamente ao mesmo nível ao final de cada ano. Ao invés disto, o que se observa é um esvaziamento progressivo do sistema, o que sinaliza, como mencionado, um uso intenso da “poupança hidroelétrica”.

Por sua vez, a curva verde (marcada “80%” na Figura) mostra o armazenamento médio calculado não para todos os cenários hidrológicos como no caso anterior, mas restrito aos 20% piores (mais secos). Como mostra a Figura, o esvaziamento do sistema ainda é mais acentuado, mostrando a fragilidade crescente da reserva hidroelétrica.

Finalmente, a curva azul (marcada 95% na Figura) mostra o armazenamento médio calculado para as 5% piores situações hidrológicas. Como era de se esperar, o armazenamento cai para níveis muito baixos, que na maior parte dos casos levou a racionamentos.

5.2 Casos 2 a 4: risco de decretar um racionamento

As Figuras 5.4 a 5.6 mostram os riscos de racionamento para os demais casos analisados. Como era de se esperar, o risco em 2010 e 2011 aumenta sucessivamente, excedendo 20% em 2011.

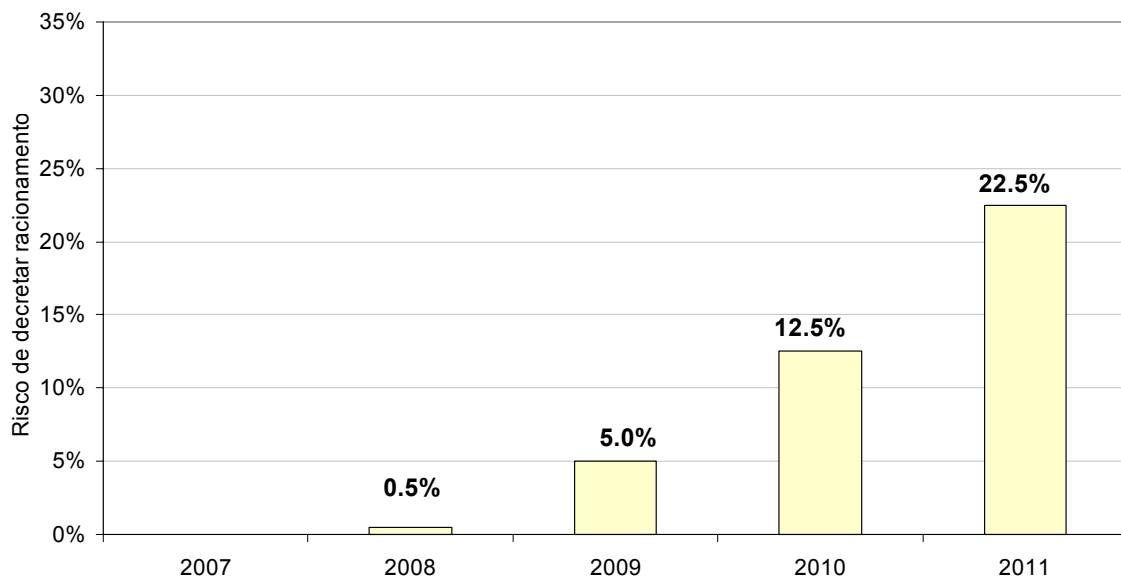


Figura 5.4 – Caso 2 – Risco de decretar racionamento – Sudeste

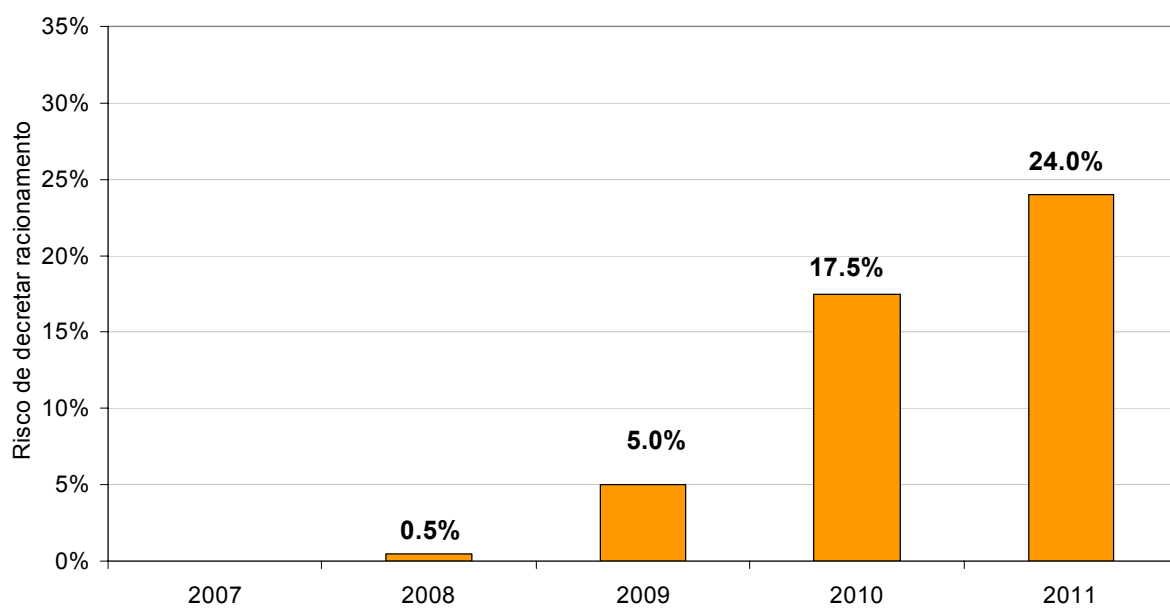


Figura 5.5 – Caso 3 – Risco de decretar racionamento – Sudeste

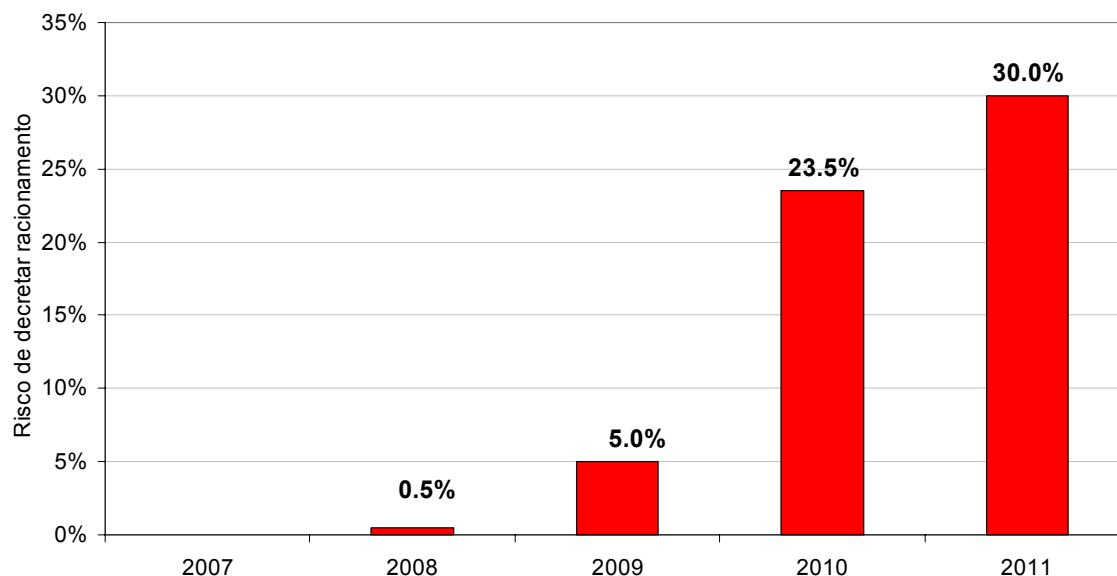


Figura 5.6 – Caso 4 – Risco de decretar racionamento – Sudeste

5.3 Casos 1 a 4: riscos de racionamentos muito severos

Os estudos anteriores calcularam o risco de ser decretado qualquer racionamento, incluindo montantes considerados pequenos, como, por exemplo, racionamentos de 1% da demanda. A Figura 5.7 mostra que ainda é alto o risco de que o racionamento seja relativamente severo (montante racionado maior do que 5% da demanda média anual¹²).

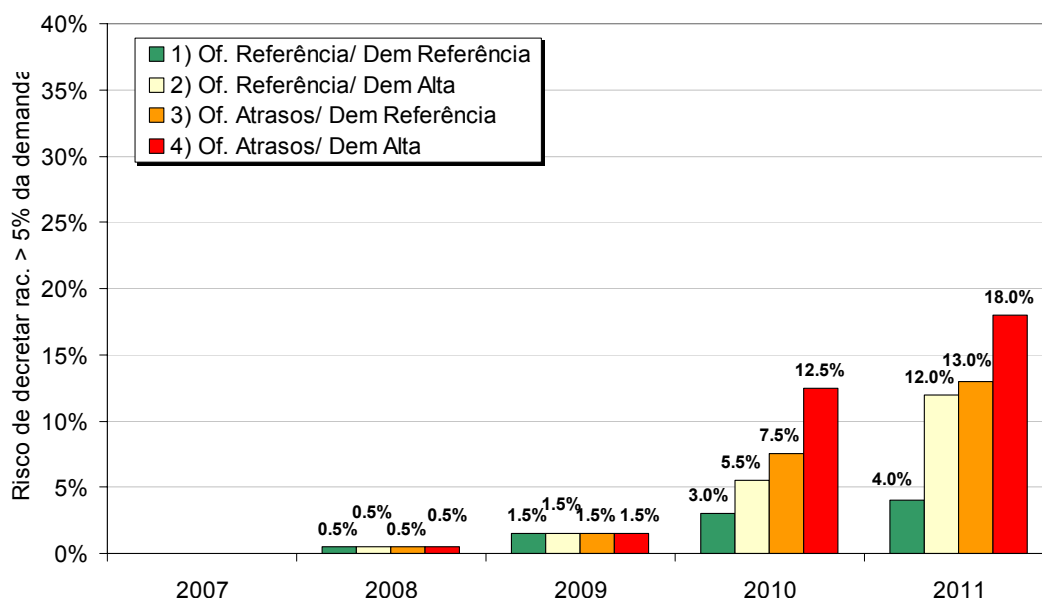


Figura 5.7 – Casos 1-4 - Risco de racionamento > 5% da demanda - Sudeste

¹² À primeira vista, um corte de 5% da demanda não parece especialmente severo, comparado com os 20% que foram cortados em 2001/2002. Entretanto, como alertado no estudo “Setor Elétrico Brasileiro - Cenários de Crescimento e Requisitos para a Retomada dos Investimentos” realizado em 2003 pela Tendências Consultoria Integrada, os efeitos do racionamento de 2001/2002 foram parcialmente amenizados pelo desperdício no uso da energia elétrica por parte de muitos consumidores. Esta “gordura” já não existe, pois os consumidores se tornaram mais eficientes.

5.4 Risco de déficit x risco de racionamento

A Figura 5.8 compara o risco de decretar um racionamento com os riscos de déficit, calculados tanto pelo critério “operação” como pelo critério “planejamento” (ver capítulo 3). Como mostra a Figura, o risco de decretar um racionamento apresenta valores intermediários entre os riscos de déficit “planejamento” (menor) e “operação” (maior).

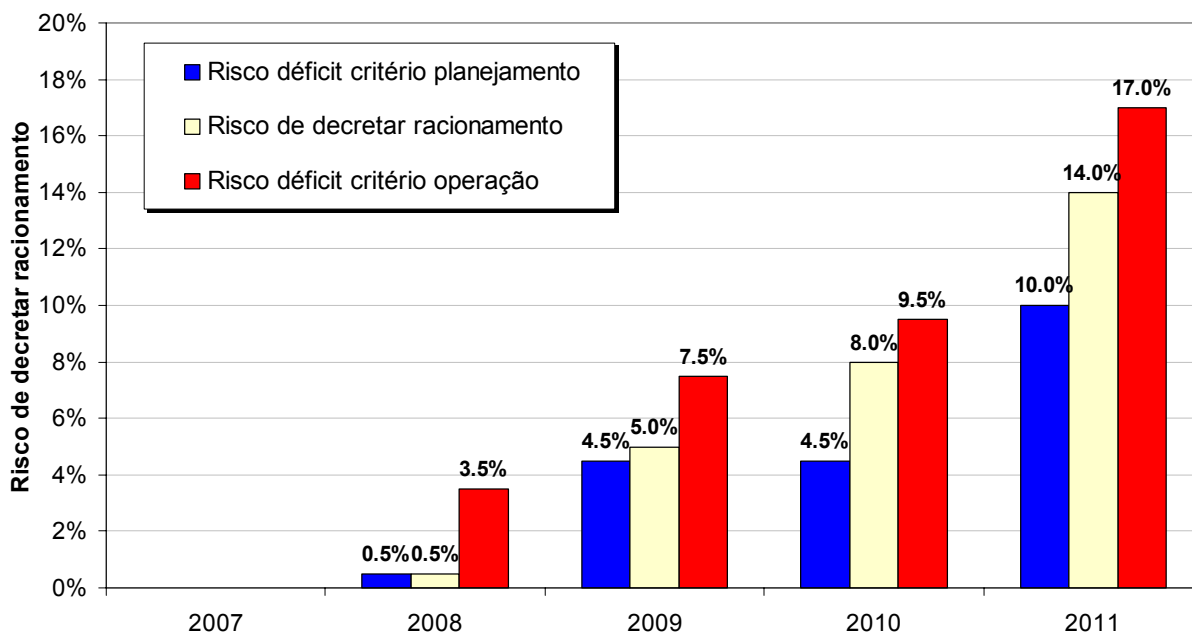


Figura 5.8 – Caso 1 – Risco de racionamento x riscos de déficit - Sudeste

6 MEDIDAS PREVENTIVAS E CORRETIVAS

Embora os riscos de racionamento calculados no capítulo anterior sejam relativamente elevados, há motivos para alerta, mas não há razão para alarme. O propósito de qualquer análise de riscos é *sinalizar* problemas *potenciais* de suprimento com antecedência suficiente para que sejam implementadas medidas corretivas e preventivas.

Como mostrado neste capítulo, o governo dispõe de um “leque” adequado de medidas que podem ser adotadas. Os próximos estudos de segurança de suprimento darão uma indicação da eficácia das mesmas.

6.1 Aumento da demanda

Como discutido no capítulo 2, há instrumentos específicos para lidar com aumentos vigorosos da demanda. Os chamados leilões A-3, realizados anualmente, oferecem contratos de suprimento para geradores capazes de entrar em operação três anos depois. Em particular, os leilões A-3 de 2007 e 2008 permitem reforçar a oferta de geração em 2010 e 2011, respectivamente, aliviando os riscos de racionamento. Entretanto, é importante considerar que esta energia tende a ser mais cara que a energia contratada em A-5, mas, espera-se, menos cara que a energia adquirida de forma emergencial.

6.2 Normalização do suprimento de gás

Como visto nos capítulos anteriores, o equacionamento do suprimento do gás natural é um tema de grande importância para a segurança de suprimento. O governo tem tratado este tema com estímulos ao aumento da oferta (antecipação da produção do Espírito Santo e importação de GNL), com a atribuição de prioridade para o uso do gás por usinas termoeletricas, em caso de necessidade (plano de contingenciamento do uso de gás) e dando mais poderes de fiscalização à ANP. Estas medidas podem não ser suficientes para a normalização pretendida.

6.3 Aumento da oferta

No caso de atrasos significativos na oferta programada, o CMSE pode recomendar ações para o ajuste da oferta, que incluem a contratação de geração adicional. O leilão de energias renováveis, marcado para maio de 2007, pode contribuir de maneira significativa para o aumento da oferta no período.

7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

7.1 Conclusões

- O uso de dois termômetros para medir segurança de suprimento (contabilizações diferentes do risco de déficit pelo planejamento e operação) causa desencontro de informações no debate sobre segurança de suprimento.
- O risco de decretar racionamento, apresentado neste trabalho, quantifica a segurança de suprimento de maneira mais precisa do que o risco de déficit.
- Há riscos relativamente elevados de racionamento a partir de 2010, mesmo no cenário de referência.
- A existência destes riscos é motivo de alerta mas não deve ser razão para alarme; o propósito das análises realizadas é justamente *signalizar* problemas *potenciais* de suprimento com antecedência suficiente para que sejam implementadas medidas corretivas e preventivas.
- O governo dispõe de um “leque” adequado de medidas corretivas e preventivas, tais como a realização de leilões A-3 e os estímulos ao aumento de ofertas de gás. Os próximos estudos de segurança de suprimento darão uma indicação da eficácia das mesmas.

7.2 Recomendações

- O CMSE, ONS e EPE deveriam criar uma medida comum de segurança de suprimento, com base em simulações o mais próximo possível à operação real do ONS. Isto aumentaria a transparência no diálogo com consumidores e agentes.
- Sugere-se que o risco de ser decretado um racionamento, desenvolvido neste trabalho, seja considerado como um dos candidatos à esta medida comum de segurança.
- Sugere-se detalhar os procedimentos de rede referentes a um racionamento. O maior conhecimento de como este racionamento seria implementado permite que os riscos de desabastecimento sejam calculados de maneira mais realista, contribuindo portanto para evitá-lo.

ANEXO A: A RETIRADA DAS TÉRMICAS A GÁS NATURAL

Este Anexo analisa a origem da discussão sobre a retirada das termoeletricas a gás natural. Como mostra a Figura A.1, houve um forte crescimento do consumo de gás natural, da ordem de 20% ao ano, a partir de 1999.

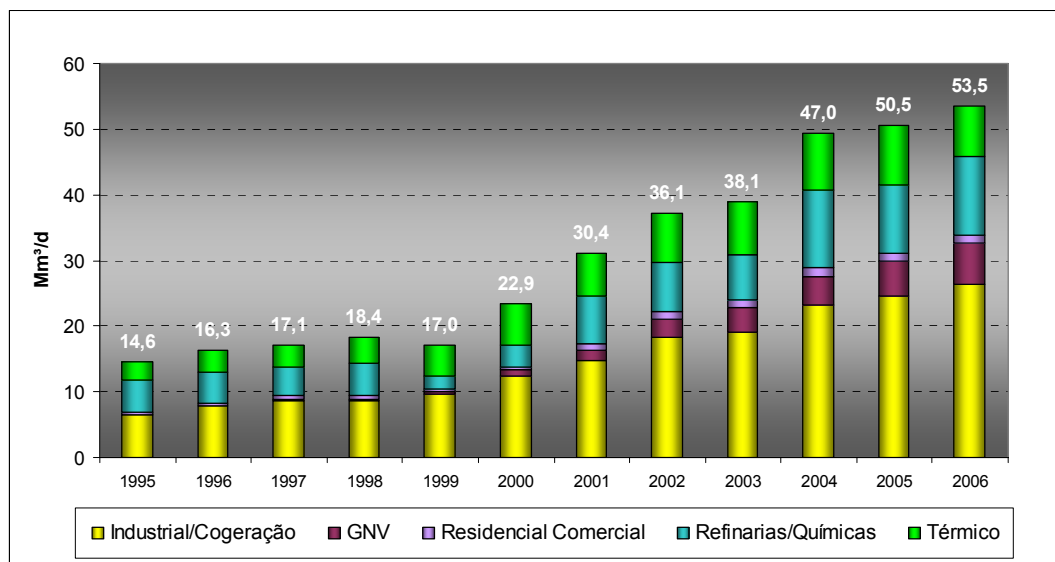


Figura A.1 – Evolução do consumo de gás natural (fonte: GasEnergy)

Este desenvolvimento foi impulsionado pelo contrato de importação de gás da Bolívia, onde o Brasil tem a obrigação de pagar pela compra de uma quantidade fixa de gás, independente de seu uso efetivo (“take or pay”). Como a quantidade contratada a partir de 1999 era muito acima das necessidades do mercado na época, houve um incentivo para novos usos – por exemplo, o Gás Natural Veicular (GNV) – e para a substituição de combustíveis pesados na indústria.

Entretanto, o crescimento da oferta não acompanhou o aumento da demanda¹³. A partir de 2004, o balanço de gás do país ficou *negativo*, isto é, a oferta total de gás, incluindo a importação da Bolívia, já não seria suficiente para atender a demanda caso as usinas termoeletricas a gás natural fossem acionadas pelo Operador Nacional do Sistema.

Embora o desequilíbrio deva ser progressivamente reduzido com a entrada em produção do Espírito Santo e bacia de Santos, além dos terminais de importação de gás natural liquefeito (GNL), prevê-se que o balanço esteja plenamente restaurado em fins de 2009.

A existência de um “cobertor curto” para o gás natural até 2009 motivou uma série de iniciativas do governo, por exemplo a proposta de usar óleo diesel como combustível alternativo e, mais recentemente, a inclusão de uma disposição transitória no projeto de Lei do Gás que daria ao setor elétrico prioridade para o uso de gás natural que não estivesse comprometido com contratos firmes.

¹³ Vários fatores contribuíram para este descompasso entre oferta e demanda, incluindo: (i) descontração das térmicas a gás natural após o racionamento; (ii) congelamento nos preços do gás nacional e importado enquanto os preços dos derivados de petróleo acompanhavam o mercado internacional; (iii) menor velocidade de entrada em operação do que o previsto das bacias de Santos e Espírito Santo; e (iv) o adiamento dos planos de reforço da importação da Bolívia, nossa fonte mais rápida e mais próxima de suprimento de gás, devido às dificuldades institucionais.

Embora o governo estivesse empenhado na busca de soluções para a escassez de gás, a ANEEL vinha argumentando, com base nas razões resumidas no Quadro a seguir, que era importante retirar dos estudos operativos do ONS a geração termoeletrica cujo abastecimento de combustível não estivesse assegurado.

Por que é importante retirar as usinas do cenário de oferta

Uma das decisões mais importantes que o ONS toma é de acionar *preventivamente* as usinas termoeletricas. Se o ONS decidir não ligar estas usinas, poupa-se combustível, que é caro. Neste caso, é necessário aumentar a produção nas usinas hidrelétricas, o que significa reduzir a quantidade de água armazenada nos reservatórios. Entretanto, como todos lembram da época do racionamento de 2011/2002, o risco de se ter os reservatórios vazios é, na ocorrência de uma seca severa, ter que decretar racionamento.

Isto leva à alternativa de ligar as usinas térmicas, com o objetivo de manter os reservatórios mais cheios. Entretanto, se mais tarde chover muito, os reservatórios podem encher até verter, o que significa que a despesa com a geração preventiva terá sido em vão. De maneira muito simplificada, o ONS deve escolher entre economizar combustível hoje, com o risco de ter problemas de suprimento no futuro; ou usar combustíveis hoje, com o risco de haver desperdício de energia (vertimento nos reservatórios).

Como não é possível prever exatamente as condições hidrológicas no futuro, o ONS toma esta decisão com o auxílio de sofisticados programas de computador, que levam em consideração um grande número de cenários de maior ou menor afluência no futuro, e calculam a decisão que, em média, é a de menor custo para o consumidor.

As informações fundamentais para estes programas de computador são as projeções de consumo para os próximos anos; e os recursos disponíveis para atender este consumo: (1) a água armazenada nos reservatórios; (2) os geradores disponíveis hoje; e (3) a nova capacidade de geração *prevista* para entrar nos próximos anos.

Como ocorre em qualquer programa de computador, se alguma destas informações estiver distorcida, o resultado do cálculo – no caso, a decisão de como operar o sistema - estará incorreto. Por exemplo, se o crescimento da demanda futura de energia estiver superestimado, o ONS tenderá a acionar mais geração térmica do que o necessário, para evitar escassez num futuro que na verdade é improvável. Na outra direção, se a oferta de energia no futuro estiver superestimada, o ONS tenderá a acionar menos geração térmica do que o necessário, pois confia numa disponibilidade futura de oferta que na verdade não existirá.

É neste ponto que entra o problema da indisponibilidade de gás natural para as termoeletricas. De 2004 a fins de 2006, o ONS vinha tomando decisões operativas *como se existisse* gás suficiente para acionar todas as usinas. Entretanto, como visto acima, este gás não estava disponível naquele período, nem estará nos próximos anos. Isto significa que a informação de oferta dos programas computacionais do ONS está otimista, o que leva a um menor acionamento das térmicas (e a um maior esvaziamento dos reservatórios) do que seria recomendável.

O objetivo da ANEEL, ao determinar a retirada das usinas do cenário de oferta, foi contribuir para que a operação do sistema fosse realizada da forma mais correta possível, com base nos recursos realmente disponíveis para atender a demanda.

Apesar do empenho da ANEEL, a configuração de oferta permaneceu inalterada até que, em agosto de 2006, o ONS acionou as usinas termoeletricas a gás natural. Nesta ocasião, cerca de 2600 MW de capacidade declararam não poder gerar por falta de combustível (esta capacidade indisponível era aproximadamente a prevista nos balanços de oferta e demanda de gás natural).

Em função destes resultados, e de testes posteriores de acionamento destas usinas, a ANEEL determinou que o ONS não mais as considerasse como parte da oferta confiável de energia.

Embora a determinação da ANEEL tenha sido tecnicamente correta, muitos jornais publicaram com destaque que “a retirada das térmicas leva a um aumento no risco de racionamento”. Este tipo de manchete ilustra a dificuldade de comunicação de resultados. Como visto acima, o que a ANEEL determinou foi a retirada das usinas do *cenário* de oferta dos programas computacionais do ONS, não a desconexão física das mesmas. Portanto, é impossível que o risco de racionamento aumente. Pelo contrário, o que pode ocorrer é uma redução deste risco pois o ONS, ao não contar mais com estas usinas no cenário de oferta, passará a ser mais prudente no esvaziamento dos reservatórios, o que por sua vez diminui a possibilidade de racionamentos no futuro.

A *impressão* de que o risco aumentou vem da comparação de estudos – menos realistas – em que há gás suficiente para as térmicas com análises – mais realistas – onde esta disponibilidade está limitada. É como se a temperatura de uma pessoa estivesse sendo medida antes com um termômetro “descalibrado”, que foi substituído agora por um termômetro ajustado. Não é a temperatura – fenômeno físico - que subiu, é a medida desta temperatura que passou a ser mais correta.

ANEXO B - MODELO DE SIMULAÇÃO HIDROTÉRMICA

O SDDP é um modelo de otimização/simulação operativa de sistemas hidrotérmicos com representação integrada da rede de transmissão e da infra-estrutura de produção e transporte de gás natural. Ele foi desenvolvido no início da década de 90, e vem sendo utilizado em estudos e/ou como parte do centro de despacho de mais de 40 países, incluindo todos os países da América do Sul, Central e América do Norte, Europa Ocidental (Áustria, França, Espanha e Noruega), os nove países da região dos Balcãs, Turquia, e Ásia/Oceania (Nova Zelândia, China e Malásia). No Brasil, o SDDP passou a ser utilizado a partir de 1998, com a primeira reforma setorial, tanto por empresas do setor elétrico como por empresas de gás (por exemplo, Petrobras).

As principais características de modelagem do modelo são:

- Representação detalhada (“a usinas *individualizadas*”) do sistema hidrelétrico: balanço hídrico nas usinas “em cascata”, representação de limites de armazenamento, volume morto, turbinamento máximo, defluências mínima e máxima, coeficientes de produção de energia, curva de aversão a risco (CAR) etc.
- Modelo estocástico de vazões que representa as características do sistema hidrológico (sazonalidade, dependência temporal e espacial, secas severas, etc.)
- Representação detalhada das usinas térmicas (curvas de eficiência côncavas ou convexas, térmicas multi-combustível, custo de “Start-up” etc.)
- Representação geral de restrições de combustível e detalhada do sistema de produção e transporte de gás natural (produção nos poços, rede de gasodutos, demanda de gás “não termelétrica, importações de GNL etc.)
- Representação detalhada da rede de transmissão: modelo de fluxo de potência ativa (as duas leis de Kirchhoff), com perdas quadráticas, limites nos fluxos de potência, restrições de segurança elétrica tais como o critério N-1, limites de exportação e importação entre áreas elétricas, e limites nas somas de produções e fluxos nas “tie lines”. Alternativamente, pode-se utilizar uma representação mais agregada, com limites de intercâmbio entre regiões ou submercados.
- Possibilidade de otimização operativa integrada de vários países, ou de operação coordenada entre os mesmos (intercâmbio de oportunidade baseado nos custos marginais de curto prazo em cada país, a cada estágio)
- Representação da demanda por patamar e por barra elétrica em estágios mensais e semanais (para estudos de longo e médio prazo) ou até estágios horários (para estudos de curto prazo).

O SDDP produz dois grupos principais de resultados:

- (i) **Estatísticas operativas:** geração de cada usina hidrelétrica e térmica por estágio, patamar e cenário hidrológico; custos operativos térmicos; consumo de combustível; risco de déficit e valor esperado da energia não suprida; intercâmbios de energia entre regiões e fluxos de potência em cada circuito. Estes valores estão disponíveis para cada estágio, série hidrológica e patamar de demanda do período de estudo.

- (ii) **Informações econômicas:** custos marginais de operação (CMOs) por estágio, patamar e cenário hidrológico por submercado ou para cada barra elétrica. O SDDP também produz informações sobre o benefício marginal (redução de custo operativo) resultante de um aumento marginal da capacidade instalada de usinas térmicas, da potência / armazenamento de usinas hidrelétricas; da capacidade de intercâmbio entre regiões; ou dos limites de fluxo em circuitos de transmissão. As informações de benefício marginal são usadas por modelos de planejamento automatizado da expansão tais como o MODPIN (sistema SUPER/OLADE/BID) e o OptGen, desenvolvido pela PSR. Nestes modelos de expansão, o benefício marginal de reforço da capacidade de um equipamento é comparado com o custo, também marginal, de investimento neste mesmo equipamento. A partir desta comparação, o modelo determina um novo plano candidato de expansão, que é enviado para o modelo operativo, e assim por diante.

ANEXO C - METODOLOGIA DE CÁLCULO DO MONTANTE A RACIONAR

C.1 Procedimento

O procedimento sugerido para estimar a probabilidade de decretar racionamento é dado pelas seguintes passos:

1. Realiza-se a simulação da operação do sistema para diversos cenários hidrológicos seguindo critérios regulamentados pela Aneel. Os resultados da simulação (nível dos reservatórios e afluências para cada mês e cenário hidrológico) são enviados para o passo seguinte;
2. Para cada cenário hidrológico (cujo estado de armazenamento inicial é conhecido da simulação operativa), o sistema é simulado novamente do início do período seco de cada ano (ex: abril) até o fim do período seco (ex: novembro). Considera-se uma hidrologia crítica, por exemplo, a pior seca do histórico, e assume-se que as térmicas estão despachadas à máxima capacidade;
3. Se o volume armazenado ao final do período seco no passo anterior estiver abaixo de um nível de armazenamento crítico pré-definido (por exemplo, 10%), o racionamento seria decretado neste cenário hidrológico a partir do início do período seco. Caso contrário não haveria necessidade de racionamento preventivo. Os intercâmbios entre os subsistemas são limitados às capacidades de transferência disponíveis.
4. Repetindo o procedimento (2)-(3) para cada cenário hidrológico pode-se estimar a probabilidade de se decretar um racionamento.

O passo 3 do procedimento proposto é obtido da solução de um problema de programação quadrática (PPQ), descrito na seção 5.0. A função objetivo a ser minimizada é a soma dos quadrados dos racionamentos relativos dos subsistemas. Acrescenta-se um termo que “premia” o armazenamento ao final do período de secas, de maneira a tornar coerente a operação, mesmo para os casos onde os racionamentos são prescindíveis. O objetivo de se elevar ao quadrado os racionamentos relativos é “espalhá-los” no espaço (subsistemas), o que é coerente com a implementação dos racionamentos reais.

O procedimento anterior foi implementado pela PSR, resultando no modelo computacional Risk. O Risk permite estimar o risco de se decretar um racionamento em cada ano, assim como a distribuição de probabilidade dos volumes energéticos racionados. A seguir detalhamos a formulação matemática do Risk.

C.2 Modelo matemático

O modelo Risk¹⁴ considera as hidrelétricas individualmente (índice i).

Em cada mês t as equações de balanço hídrico podem ser escritas como:

¹⁴ R.Kelman, J.Rosenblatt, A.Dias, B.Bezerra, M.V.Pereira, L.A.Barroso, *Uma Metodologia para o Cálculo da Probabilidade de Decretar Racionamento*, XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2007, Rio de Janeiro.

$$v(t+1,i) = v(t,i) + a(t,i) + \sum_{m \in M(i)} [u(t,m) + s(t,m)] - [u(t,i) + s(t,i) + e(t,i) + w(t,i)] \quad (1)$$

$$\forall i; \forall t = t^*, \dots, T$$

onde

- $M(i)$ conjunto de usinas localizadas imediatamente a montante da usina i (depende da topologia)
- $v(t,i)$ volume armazenado no mês t pela usina i (hm^3)
- $a(t,i)$ volume afluyente no mês t na usina i (hm^3) (associado à hidrologia crítica)
- $u(t,i)$ volume turbinado no mês t pela usina i (hm^3)
- $s(t,i)$ volume vertido no mês t pela usina i (hm^3)
- $w(t,i)$ volume para irrigação no mês t na usina i (hm^3)
- $e(t,i)$ volume evaporado no mês t pela usina i (hm^3) (função do volume armazenado)

Observe que os volumes iniciais $\{v(t^*,i)\}$ são lidos de arquivo com resultados da simulação da operação do SIN ao início do período seco de cada ano.

A cada mês t , a demanda do sistema k ($d(t,k)$) deve ser atendida pela soma da geração hidroelétrica e geração térmica (esta última, por hipótese, opera à máxima capacidade g_{\max}). Adicionalmente há possibilidade de importar / exportar energia para sistemas vizinhos. Finalmente, caso necessário, há uma variável para medir o racionamento constante para o sistema ($r(k)$):

$$\sum_{i \in K} \rho(t,i) u(t,i) + \sum_{l \in \Omega(k)} [(1-\phi(l,k))f(t,l,k) - f(t,k,l)] + r(k) = d(t,k) - \sum_{j \in K} g_{\max}(t,j) \quad \forall t,k \quad (2)$$

onde

- $i \in K$ conjunto de todas as usinas hidrelétricas $\{i\}$ no sistema k
- $j \in K$ conjunto de todas as usinas termelétricas $\{j\}$ no sistema k
- $\rho(t,i)$ fator de produção da usina i no mês t (MWh/m^3)
- g_{\max} geração térmica máxima disponível, no mês t , usina j (MWh)
- $r(k)$ racionamento do sistema k (MWh)
- $f(t,l,k)$ Fluxo de energia no mês t do sistema l para k (MWh)
- $\phi(l,k)$ fator de perda na direção $l \rightarrow k$ (p.u.)
- $d(t,k)$ demanda energética no mês t do sistema k (MWh)

Como discutido, ao final de novembro (etapa T), a energia armazenada de cada sistema deve ser superior ao mínimo estabelecido (ex. 10% da EA_{\max}) de maneira a assegurar controle sobre operação do SIN.

$$\sum_{i \in K} \rho_{\text{acu}}(t,i) v(T,i) \geq 10\% EA_{\max}(k) \quad \forall t,k \quad (3)$$

Onde

- $EA_{\max}(k)$ máxima energia armazenável no sistema k (MWh)
- $\rho_{\text{acu}}(t,i)$ fator de produção acumulado da usina i no mês t (MWh/m^3) (soma dos coeficientes da própria usina e das demais a jusante)

Os limites de armazenamentos, turbinamentos e intercâmbios devem ser respeitados em cada mês.

$$v(t,i) \leq v_{\text{útil}}(i) \quad \forall t,i \quad (4)$$

$$u(t,i) \leq u_{\max}(i) \quad \forall t,i \quad (5)$$

$$f(t,l,k) \leq f_{\max}(t,j,k) \quad \forall t,k,l \in \Omega(k) \quad (6)$$

A soma dos racionamentos (modelo linear) resulta num PL degenerado. Dentro de limites de intercâmbios, observou-se que às vezes um sistema se esvaziava, racionando carga, e ainda assim exportava energia para outro, de maneira a evitar que este racionasse, o que não é razoável. Por esta razão, optou-se pela minimização da soma dos quadrados dos racionamentos para “espalhá-los” no espaço (subsistemas), o que é coerente com a implementação do racionamento (ex: 2001). Observe que esta é uma espécie de versão contínua da função de custo de déficit crescente com a demanda racionada, utilizada pela visão da operação.

Entretanto, como um GWh racionado num sistema com grande mercado tem menor impacto relativo que num mercado menor, optou-se pela soma dos quadrados dos racionamentos dos submercados relativos aos seus respectivos mercados.

Por último, inclui-se um pequeno prêmio g pelo estoque de energia armazenada ao final do período seco, novamente para que as trajetórias de armazenamento sejam coerentes, o que nem sempre ocorria pelo fato do problema original ser degenerado. Calibra-se g de forma que armazenar 1 GWh adicional tenha peso menor que o “prejuízo” causado pelo racionamento do mesmo valor. Com estas considerações chega-se à seguinte função objetivo:

$$\text{Minimizar } \sum_{k,t} (r(t,k)^2/d(t,k)) - \gamma \sum_i \rho_{\text{acu}}(t,i) v(T,i) \quad (7)$$

Desta forma, o modelo Risk resolve um problema de programação quadrática formado por (7) sujeito às restrições (1)-(6). O número de problemas resolvidos é igual ao total de anos simulados multiplicado pelo número de cenários. Caso a função objetivo seja menor ou igual a zero, não houve racionamento no ano e série simulado. Para resolver os problemas constituídos pelas equações (1)-(7), utilizou-se o solver Xpress QP, da Dash Optimization.

ANEXO D – CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS DE OFERTA E DEMANDA

O objetivo deste anexo é detalhar a construção dos cenários de oferta e demanda de energia utilizado nas simulações descritas no Capítulo 5.

D.1 Cenários de oferta de energia elétrica: descrição geral

A base para a elaboração dos cenários de oferta apresentados neste trabalho é a configuração disponibilizada pelo ONS/CCEE para a elaboração do Programa Mensal da Operação para o mês de Março de 2007. Este cenário é composto essencialmente por projetos de geração e interconexões previstos para entrar em operação durante o horizonte 2007-2011.

Para o ano de 2007 existe pouca incerteza quanto ao grau de implantação dos projetos de expansão, à exceção de parte dos projetos Proinfa, cujo provável atraso é discutido posteriormente.

Já a expansão para o horizonte de 2008 – 2010 ficou praticamente definida com o resultado dos leilões de energia nova de dezembro de 2005 e julho de 2006. A razão é que nesses leilões foram licitados contratos de suprimento de energia com início de suprimento em 2008, 2009 e 2010, definindo, portanto, os novos projetos que entrarão em operação neste horizonte. Em princípio, o único leilão de energia nova que ainda poderá apresentar nova oferta nesse período são os leilões A-3 de 2007 e Fontes Alternativas, no qual serão licitados contratos com início em 2010. Com isso, o cronograma físico de expansão ficou bastante previsível até 2010, à exceção de usinas com dificuldades de implantação, cujo provável atraso é discutido posteriormente.

Finalmente, para o ano de 2011, o PMO de março inclui o resultado do leilão A-5 de outubro de 2006, onde foram licitados contratos para entrega de energia a partir de 2011. Vale ressaltar que para este ano ainda poderia haver nova oferta resultante do leilão A-3 de 2008.

D.2 Usinas com restrições para implantação

Usinas com dificuldades ambientais

O cenário de oferta apresentado no PMO de março apresenta em sua expansão um conjunto de usinas hidroelétricas (UHE) e termoeletricas que, de acordo com o relatório de fiscalização de março de 2007 da ANEEL (Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Fiscalização – SFG), possuem importantes restrições de efetiva implantação, na maioria de cunho ambiental.

A Tabela abaixo lista esses empreendimentos, classificados pela própria ANEEL nas cores amarelo (algum problema para a entrada em operação) e vermelho (graves problemas para a entrada em operação).

Usina	UF	Potência (MW)	Data de entrada PMO de Março
Barra Brauna	MG	39	Jun-09
Salto	GO	108	Jul-09
Slt. Verdinho	GO	93	Jul-09
Serra do Facão	GO	213	Nov-10

Usina	UF	Potência (MW)	Data de entrada PMO de Março
Foz do Chapecó	RS/SC	855	Set-10
Monjolinho	RS	67	Fev-10
Estreito Toc.	TO/MA	1087	Dez-10
UHEs Leilão 200515		777	A partir de 2009
UTES Leilão 200516		676	A partir de 2009
B. Coqueiros	GO	90	Out-09
Bau I	MG	110	Mar-10
Cacu	GO	65	Out-09
Olho d'água	GO	33	Abr-10

Tabela D.1 – UHE com restrições para implantação (fonte: ANEEL)

Um destaque importante diz respeito ao empreendimento Jacuí. Este empreendimento vendeu energia no leilão de energia nova de dezembro de 2005 para entrega a partir de janeiro de 2009 e até o momento não havia iniciado suas obras, o que o classificava como oferta “amarela”. No PMO de março, por orientação do DMSE, a UTE foi retirada da configuração, pois não depositou as garantias contratuais previstas na data marcada.

O montante de energia de usinas com algum problema para efetiva implantação (“amarelas”) é de 1050 MW médios em 2010 e 1850 MW médios em 2011. Já as usinas “vermelhas” representam 160 MW médios em 2010 e 180 MW médios em 2011. Destacam-se dentre estas a usina Olho D’água que segundo a Aneel não possui data prevista para entrada em operação devido aos graves problemas enfrentados.

Proinfa

O acréscimo de potência instalada devido às usinas do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas (Proinfa) no período 2007 – 2008 é de 3.150 MW. Porém, no PMO de março a data da capacidade plena do programa foi postergada de janeiro de 2008 para janeiro de 2009. A análise do cronograma de obras destas usinas, divulgado pela ANEEL no relatório “Acompanhamento das Centrais Geradoras do PROINFA”, mostra que houve uma evolução no montante de usinas em operação e uma redução no montante de usinas com problemas para a sua efetiva implantação. Entretanto ainda existem 1586 MW de usinas com problemas, grande parte proveniente de empreendimentos eólicos (1145 MW), como mostra a tabela a seguir.

¹⁵ As 7 UHEs licitadas no leilão de dez/05 (Simplicio, Retiro Baixo, Baguari Paulistas, Foz R. Claro, São José e Passo S. João) estão “amarelas” (260 MW médios em 2010),

¹⁶ As UTEs Jacui e Candiota III (560 MW médios em 2010), licitadas no leilão de dez/05 estão “amarelas”.

Janeiro/07		
Situação	Potência (MW)	(%)
Em operação	807	24%
Em construção	980	29%
Com restrições	1586	47%
Total	3373	100%

Tabela D.2 – situação do PROINFA***Situação das térmicas a gás natural***

Como já realizado desde janeiro, os valores de disponibilidade apurados segundo o teste de despacho dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, bem como a disponibilidade observada segundo as REN ANEEL 231/2006 e 237/2006 das usinas termoeletricas (UTES) que não participaram do teste, foram incorporados ao PMO de março de 2007 durante todo o horizonte de operação (2007-2011). A tabela a seguir apresenta o resultado do teste do despacho.

Usina	Programado (MW méd.)	Verificado (MW méd.)	Déficit (MW méd.)	Déf. (%)
Juiz de Fora	84	84	0	0%
W. Arjona	172	159	13	7%
Norte Fluminense	868	797	71	8%
Araucária	484	466	86	4%
Três Lagoas	252	190	62	24%
Termorio	713	420	293	41%
B. L. Sobrinho	385	26	359	93%
Ibirité	226	1	225	100%
Macaé	922	0	922	100%
Nova Piratininga	370	0	370	100%
Campos	30	0	30	100%
Piratininga	180	0	180	100%
Canoas	160	0	160	100%
Total	4846	2144	2702	56%

Tabela D.3 – Resultado do teste de despacho das térmicas (fonte: ONS)

A tabela a seguir apresenta a disponibilidade apurada até 30 de novembro de acordo com as RENs 231 e 237.

Usina	Pot.Inst (MW)	Disponibilidade (MW)	Diferença (MW)
Cuiabá	480	397	83
Termoperambuco	533	57	476
FAFEN	133	92	41
Total	1146	546	642

Tabela D.4 – Disponibilidade apurada de acordo com as RENs 231 e 237 (fonte: ONS)

Adicionalmente, no PMO de março a ANEEL determinou, através do Ofício SRG/ANEEL nº 051/2007, que para as térmicas a gás natural do Nordeste:

- a disponibilidade observada para a UTE FAFEN fosse considerada como o montante máximo disponível para as térmicas da área de atendimento Bahia (UTES FAFEN, Termobahia e Camaçari)
- a disponibilidade observada para da UTE Termopernambuco fosse considerada como o montante máximo disponível para as térmicas da área de atendimento Ceará/Pernambuco (UTES Termopernambuco, Fortaleza e Termoceará)

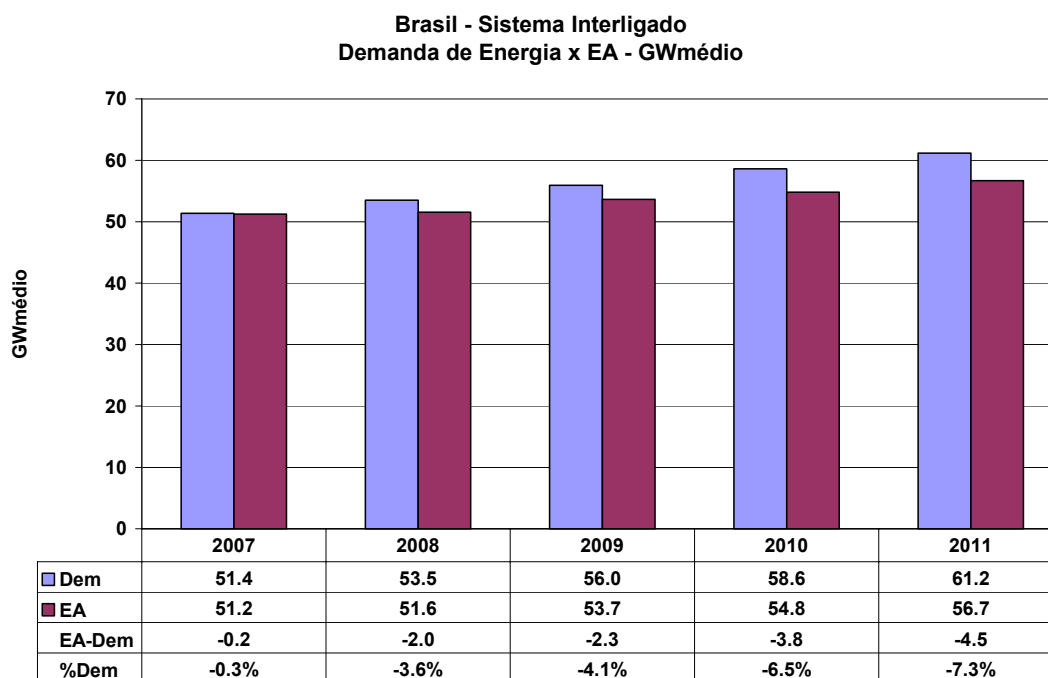
A alocação da potência disponível de cada área entre as térmicas foi feita por mérito do custo variável unitário (CVU) declarado por cada agente¹⁷. A tabela abaixo apresenta a disponibilidade das térmicas do nordeste.

Usina	CVU (R\$/MWh)	Pot.Inst (MW)	Disponibilidade (MW)	Diferença (MW)
FAFEN	71,29	133	92	41
Camaçari	161,51	350	0	350
Termobahia	87,12	100	0	100
Termopernambuco	72,00	533	57	476
Termofortaleza	75,28	340	0	340
Termoceará	82,72	220	0	220
Total		1676	149	1527

Tabela D.5 – Disponibilidade Térmica do Nordeste (fonte: ONS)

A Figura abaixo apresenta o balanço de oferta de lastro físico (energia assegurada) e demanda de energia elétrica correspondente ao cenário de expansão do PMO de março de 2007.

¹⁷ Aloca-se a energia prioritariamente para as térmicas com menor CVU. Este critério foi definido na Resolução Normativa nº 40.



1 - Dem = Requisito de Energia, incluindo as demandas da ANDE, bombas da Light e consumo de Itaipu.

2 - Requisito de Energia e Energia Assegurada de 2007 = média entre os meses de março e dezembro de 2007.

Figura D-1 – Balanço de oferta e demanda de energia elétrica – PMO de março de 2007

A comparação entre a oferta (medida em garantia física) e demanda no cenário utilizado no PMO aponta para déficits de energia firme já neste ano, com valores crescentes até o fim do horizonte. A grande diferença em relação ao PMO do de janeiro de 2007, no qual havia uma leve situação sobre-oferta em 2007, foi precisamente a redução de oferta resultante da retirada das térmicas do Nordeste.

D.3 Curva de aversão ao risco

A curva de aversão ao risco (CAR), também denominada curva bianual de segurança, representa a evolução ao longo do período (próximos dois anos) dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de um subsistema, necessários ao atendimento pleno da carga, sob hipóteses pré-definidas (afluências, intercâmbios inter-regionais, etc) e com toda a geração térmica despachada em sua produção máxima. Os requisitos de armazenamento são obtidos de forma a garantir níveis mínimos operativos dos reservatórios ao longo do período. Normalmente a curva de aversão ao risco é considerada para os dois primeiros anos para todas as regiões. Porém, como ainda não houve atualização da CAR, no PMO de março o segundo ano da CAR calculada para o PMO de 2006 (o então ano 2007), segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 226/2006, foi utilizado para o ano de 2007.

D.4 Definição do Cenário de Oferta de “referência” e “atrasos”

Baseado no cenário de expansão da oferta do PMO anteriormente descrito, este estudo definiu dois cenários de oferta de energia para a realização das simulações: “oferta de referência” e “oferta com atrasos”. Cada um será descrito a seguir.

Cenário de oferta de referência

Conforme discutido, o PMO de março de 2007 é bastante severo no que diz respeito à retirada das térmicas a gás natural da configuração de oferta de energia. Além do resultado do teste de despacho, é considerada a indisponibilidade de diversas térmicas do nordeste

Como discutido no Anexo A, a retirada dessas usinas térmicas do cenário de oferta contribui para que a operação do sistema seja realizada da forma mais correta possível, com base nos recursos realmente disponíveis para atender a demanda. No entanto, o cronograma de expansão da oferta do PMO não prevê a volta destas usinas no horizonte considerado. Isto significa que a hipótese assumida neste PMO é provavelmente pessimista em relação à real situação de suprimento de gás natural, já que é esperado que o déficit no suprimento desse combustível seja eliminado até 2011.

Estudos e apresentações recentes da PSR e outros especialistas mostram que existe tendência de um aumento significativo da oferta de gás natural, seja pela entrada em operação de novos campos (especialmente nas bacias de Santos e do Espírito Santo), seja pela importação de gás natural liquefeito (GNL) que deverá ocorrer a partir de 2009. Além disso, algumas das usinas térmicas que foram retiradas da configuração do PMO assinaram contratos nos leilões de energia nova com datas de entrega distribuídas a partir de 2008. Esses contratos prevêem penalidades severas se as usinas contratadas não forem capazes de produzir energia por insuficiência de combustível, o que indica que essas usinas deverão estar em condições de produzir energia de acordo com as condições previstas nos respectivos contratos, seja com gás natural, seja com outros combustíveis.

Sendo assim, foi definido um *cenário de oferta de referência* que considera a oferta de energia do PMO de março com as seguintes premissas para a disponibilidade das térmicas a gás natural: (i) disponibilidade de acordo com o montante vendido nos leilões de energia nova, a partir da data de entrega da energia; ou (ii) disponibilidade total das usinas a partir de 2010 (o que ocorrer primeiro).

A tabela a seguir mostra o montante vendido nos leilões de energia nova para as térmicas que participaram do teste de despacho.

	2008	2009	2010	2011
Eletrobolt	0	278	278	278
Termorio	352	352	704	704
Três Lagoas	0	127	127	127
Termomacaé	0	0	0	200
Termoceará	0	64	141	141
Total	352	821	1250	1450

Tabela D.6 – montantes comprometidos nos leilões de energia nova (MW médios)

O plano de expansão completo da oferta de energia elétrica para o cenário de *referência* durante o horizonte 2007-2011 é apresentado em detalhes no Anexo E.

Cenário de oferta com atrasos

Conforme discutido nas seções anteriores, existem incertezas adicionais em relação à oferta de energia. Estas incertezas são divididas em duas categorias: (i) incerteza quanto à implantação de uma parte da expansão da oferta de energia por dificuldades ambientais e (ii) incerteza quanto à totalidade da implantação do Proinfa. Adicionalmente, existem ainda incertezas quanto ao efetivo aumento da produção de gás natural de forma a restaurar o suprimento de gás para usinas térmicas a partir de 2010 como anteriormente assumido.

De forma a verificar o impacto destas variáveis, foi definido um cenário de oferta de stress, denominado *cenário de oferta com atrasos*, onde as seguintes hipóteses são assumidas:

- a. Oferta base referente ao PMO de março
- b. Foi considerado que apenas 60% destes projetos entrariam em operação durante o horizonte do estudo (2007-2011), o que representa uma redução de cerca de 500 MW médios na oferta de energia do sistema.
- c. Para as usinas que apresentam restrições para a efetiva implantação de acordo com o relatório de fiscalização da ANEEL foram consideradas as seguintes premissas:
 - i. Usinas “amarelas”: atraso no cronograma de 6 meses
 - ii. Usinas “vermelhas”: atraso no cronograma de 12 meses
 - iii. Usinas “vermelhas” sem previsão de entrada: atraso no cronograma de 24 meses
- d. Assumiu-se que as térmicas a gás natural estariam disponíveis integralmente para sistema em 2011 e não em 2010 como no cenário de oferta de referência.

O plano de expansão completo da oferta de energia elétrica para o cenário “atrasos” durante o horizonte 2007-2011 é apresentado em detalhes no Anexo F.

D.5 Cenários de demanda de energia elétrica

Para a projeção de demanda de energia, dois cenários foram considerados:

- a) *Demanda de referência*: projeção de demanda do PMO de março a qual se baseia no Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2007. A taxa de crescimento do consumo é de aproximadamente 4,6% ao ano durante o quinquênio;
- b) *Demanda alta*: foi assumido um crescimento do consumo de energia de 5,4% ao ano.

As projeções de demanda de energia elétrica (carga própria) por região e para cada hipótese são apresentadas no Anexo G.

D.6 Resumo das configurações oferta e demanda

Da combinação dos dois cenários de oferta com os dois cenários de demanda resultam quatro configurações oferta x demanda. Estes cenários visam capturar as distintas situações propiciadas por incertezas na oferta e demanda de energia.

O balanço entre oferta x demanda de garantia física (energia assegurada) para cada configuração é apresentada no Anexo H.

ANEXO E - EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA – CASO REFERÊNCIA

Tabela E-1 – Expansão do parque hidroelétrico – Subsistema Sudeste (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
FUNIL-GRANDE	SE	180	180	180	180	180
BATALHA	SE	0	0	54	54	54
SERRA FACA0	SE	0	0	0	106	213
CAPIM BRANC1	SE	240	240	240	240	240
CAPIM BRANC2	SE	210	210	210	210	210
CORUMBA IV	SE	127	127	127	127	127
PIRAJU	SE	80	80	80	80	80
ITAIPU	SE	14000	14000	14000	14000	14000
HENRY BORDEN	SE	888	888	888	888	888
NILO PECANHA	SE	380	380	380	380	380
FONTES	SE	132	132	132	132	132
BAGUARI	SE	0	0	35	140	140
RETIRO BAIXO	SE	0	0	82	82	82
TRES MARIAS	SE	396	396	396	396	396
QUEIMADO	SE	105	105	105	105	105
JAURO	SE	118	118	118	118	118
GUAPORE	SE	120	120	120	120	120
CORUMBA III	SE	0	0	94	94	94
SLT VERDINHO	SE	0	0	93	93	93
OURINHOS	SE	44	44	44	44	44
SERRA MESA	SE	1275	1275	1275	1275	1275
CANA BRAVA	SE	450	450	450	450	450
SAO SALVADOR	SE	0	0	0	0	243
PEIXE ANGIC	SE	452	452	452	452	452
LAJEADO	SE	903	903	903	903	903
SALTO	SE	0	0	108	108	108
PONTE PEDRA	SE	176	176	176	176	176
OLHO DAGUA	SE	0	0	0	33	33
ESFORA	SE	32	32	32	32	32
ITIQUIRA I	SE	61	61	61	61	61
ITIQUIRA II	SE	95	95	95	95	95
DARDANELOS	SE	0	0	0	0	261
CACU	SE	0	0	65	65	65
B. COQUEIROS	SE	0	0	90	90	90
FOZ R. CLARO	SE	0	0	0	67	67
JAGUARI	SE	28	28	28	28	28
PARAIBUNA	SE	85	85	85	85	85
SANTA BRANCA	SE	56	56	56	56	56
FUNIL	SE	222	222	222	222	222
PICADA	SE	50	50	50	50	50
SOBRAGI	SE	60	60	60	60	60
SIMPLICIO	SE	0	0	0	306	306
ILHA POMBOS	SE	187	187	187	187	187
P. PASSOS	SE	100	100	100	100	100
BARRA BRAUNA	SE	0	0	39	39	39
SALTO GRANDE	SE	102	102	102	102	102
P. ESTRELA	SE	112	112	112	112	112
BAU I	SE	0	0	0	110	110

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
CANDONGA	SE	140	140	140	140	140
AIMORES	SE	330	330	330	330	330
MASCARENHAS	SE	181	181	181	181	181
GUILMAN-AMOR	SE	140	140	140	140	140
SA CARVALHO	SE	78	78	78	78	78
ROSAL	SE	55	55	55	55	55
IRAPE	SE	360	360	360	360	360
STA CLARA MG	SE	60	60	60	60	60
CAMARGOS	SE	46	46	46	46	46
ITUTINGA	SE	52	52	52	52	52
FURNAS	SE	1312	1312	1312	1312	1312
M. DE MORAES	SE	478	478	478	478	478
ESTREITO	SE	1104	1104	1104	1104	1104
JAGUARA	SE	424	424	424	424	424
IGARAPAVA	SE	210	210	210	210	210
VOLTA GRANDE	SE	380	380	380	380	380
P. COLOMBIA	SE	328	328	328	328	328
CACONDE	SE	80	80	80	80	80
E. DA CUNHA	SE	109	109	109	109	109
A.S.OLIVEIRA	SE	32	32	32	32	32
MARIMBONDO	SE	1488	1488	1488	1488	1488
A. VERMELHA	SE	1396	1396	1396	1396	1396
EMBORCACAO	SE	1192	1192	1192	1192	1192
NOVA PONTE	SE	510	510	510	510	510
MIRANDA	SE	408	408	408	408	408
CORUMBA I	SE	375	375	375	375	375
ITUMBIARA	SE	2280	2280	2280	2280	2280
CACH.DOURADA	SE	658	658	658	658	658
SAO SIMAO	SE	1710	1710	1710	1710	1710
BARRA BONITA	SE	140	140	140	140	140
A.S. LIMA	SE	144	144	144	144	144
IBITINGA	SE	131	131	131	131	131
PROMISSAO	SE	264	264	264	264	264
NAVANHANDAVA	SE	347	347	347	347	347
I. SOLT. EQV	SE	4252	4252	4252	4252	4252
JUPIA	SE	1551	1551	1551	1551	1551
P. PRIMAVERA	SE	1540	1540	1540	1540	1540
MANSO	SE	210	210	210	210	210
A.A. LAYDNER	SE	98	98	98	98	98
CHAVANTES	SE	414	414	414	414	414
L.N. GARCEZ	SE	74	74	74	74	74
CANOAS II	SE	72	72	72	72	72
CANOAS I	SE	83	83	83	83	83
CAPIVARA	SE	640	640	640	640	640
TAQUARUCU	SE	554	554	554	554	554
ROSANA	SE	372	372	372	372	372
SANTANA	SE	89	89	89	89	89
STA. CECILIA	SE	31	31	31	31	31
Total	SE	48386	48386	49046	49773	50383

Tabela E-2 – Expansão do parque hidroelétrico – Subsistema Sul (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
MAUA	SU	0	0	0	0	350
STA CLARA PR	SU	120	120	120	120	120
FUNDAO	SU	120	120	120	120	120
G.B. MUNHOZ	SU	1676	1676	1676	1676	1676
BARRA GRANDE	SU	698	698	698	698	698
CAMPOS NOVOS	SU	880	880	880	880	880
MACHADINHO	SU	1140	1140	1140	1140	1140
ITA	SU	1450	1450	1450	1450	1450
PASSO FUNDO	SU	226	226	226	226	226
MONJOLINHO	SU	0	0	0	67	67
QUEBRA QUEIX	SU	120	120	120	120	120
SAO JOSE	SU	0	0	51	51	51
PASSO S JOAO	SU	0	0	51	77	77
FOZ CHAPECO	SU	0	0	0	428	855
CASTRO ALVES	SU	0	130	130	130	130
MONTE CLARO	SU	130	130	130	130	130
14 DE JULHO	SU	0	100	100	100	100
PASSO REAL	SU	158	158	158	158	158
JACUI	SU	180	180	180	180	180
ITAUBA	SU	500	500	500	500	500
D. FRANCISCA	SU	125	125	125	125	125
G.P. SOUZA	SU	260	260	260	260	260
SALTO PILAO	SU	0	0	0	182	182
SEGREDO	SU	1260	1260	1260	1260	1260
SLT.SANTIAGO	SU	1420	1420	1420	1420	1420
SALTO OSORIO	SU	1078	1078	1078	1078	1078
SALTO CAXIAS	SU	1240	1240	1240	1240	1240
Total	SU	12781	13011	13113	13816	14594

Tabela E-3 – Expansão do parque hidroelétrico – Subsistema Nordeste (MW instalado)

Nome	Subsistema	2006	2007	2008	2009	2010
SOBRADINHO	NE	1050	1050	1050	1050	1050
ITAPARICA	NE	1500	1500	1500	1500	1500
COMP PAF-MOX	NE	4285	4285	4285	4285	4285
XINGO	NE	3162	3162	3162	3162	3162
ITAPEBI	NE	450	450	450	450	450
P. CAVALO	NE	160	160	160	160	160
B. ESPERANCA	NE	225	225	225	225	225
Total	NE	10832	10832	10832	10832	10832

Tabela E-4 – Expansão do parque hidroelétrico – Subsistema Norte (MW instalado)

Nome	Subsistema	2006	2007	2008	2009	2010
ESTREITO TOC	NO	0	0	0	121	483
TUCURUI	NO	8365	8365	8365	8365	8365
CURUA-UNA	NO	30	30	30	30	30
Total	NO	8395	8395	8395	8516	8878

Tabela E-5 – Expansão do parque termoeletrico – Subsistema Sudeste (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
PEQUSINASSE	SE	2379	2379	2379	2379	2379
ANGRA 1	SE	520	520	657	657	657
ANGRA 2	SE	1350	1350	1350	1350	1350
CARIOBA	SE	32	32	32	32	32
CCBS	SE	0	206	206	206	206
COCAL	SE	0	28	28	28	28
COLORADO	SE	0	0	0	0	28
CUIABA G CC	SE	384	384	384	482	482
DAIA	SE	0	37	37	37	37
DO ATLANTICO	SE	0	0	456	456	456
ELETROBOLT	SE	26	26	285	378	378
GOIANIA 2 BR	SE	0	0	136	136	136
IBRITERMO	SE	0	0	0	226	226
IGARAPE	SE	131	131	131	131	131
JUIZ DE FOR A	SE	84	84	84	84	84
NORTEFLU-1	SE	400	388	388	388	388
NORTEFLU-2	SE	100	100	100	100	100
NORTEFLU-3	SE	200	200	200	200	200
NORTEFLU-4	SE	108	108	108	158	158
NOVA PIRAT	SE	0	0	0	371	371
PALMEIRAS GO	SE	0	0	0	0	139
PIE-RP	SE	0	28	28	28	28
PIRAT.12 G	SE	0	0	0	200	200
R.SILVEIRA G	SE	0	0	0	30	30
ST.CRUIZ 12	SE	0	0	0	0	0
ST.CRUIZ 34	SE	400	400	400	400	400
ST.CRUIZ N.DI	SE	482	482	482	482	482
TERMOMACAE	SE	0	0	0	923	923
TERMORIO	SE	421	421	421	1036	1036
TRES LAGOAS	SE	193	193	193	350	350
UTE BRASILIA	SE	8	8	8	8	8
W.ARJONA G	SE	160	160	160	187	187
XAVANTES	SE	0	54	54	54	54
Total	SE	7378	7718	8706	11496	11663

Tabela E-6 – Expansão do parque termoeletrico – Subsistema Sul (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
PEQUSINASSU	SU	788	788	788	788	788
ALEGRETE	SU	66	66	66	66	66
ARAUCARIA	SU	469	469	469	485	485
CANDIOTA 3	SU	0	0	0	325	325
CANOAS	SU	0	0	0	251	251
CHARQUEADAS	SU	72	72	72	72	72
CISFRAMA	SU	0	0	4	4	4
FIGUEIRA	SU	10	14	14	14	14
J.LACERDA A1	SU	100	100	100	100	100
J.LACERDA A2	SU	132	132	132	132	132
J.LACERDA B	SU	262	262	262	262	262
J.LACERDA C	SU	363	363	363	363	363
NUTIPA	SU	21	21	21	21	21

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
P.MEDICI A	SU	110	110	110	110	110
P.MEDICI B	SU	320	320	320	320	320
S.JERONIMO	SU	14	19	19	19	19
URUGUAIANA	SU	225	237	237	237	237
Total	SU	2951	2973	2977	3568	3568

Tabela E-7 – Expansão do parque termelétrico – Subsistemas Nordeste e Norte (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
PEQUSINASNE	NE	612	612	612	612	612
ALTOS	NE	0	13	13	13	13
ARACATI	NE	0	12	12	12	12
BAHIA I	NE	0	0	0	0	31
BATURITE	NE	0	12	12	12	12
CAMACARI G	NE	0	0	0	347	347
CAMACARI MI	NE	0	0	148	148	148
CAMACARI MII	NE	0	0	140	140	140
CAMACARI PI	NE	0	0	148	148	148
CAMPO MAIOR	NE	0	13	13	13	13
CAUCAIA	NE	0	15	15	15	15
CRATO	NE	0	13	13	13	13
ENGUIA PECEM	NE	0	15	15	15	15
FAFEN	NE	75	66	66	138	138
FORTALEZA	NE	0	0	0	340	340
IGUATU	NE	0	15	15	15	15
JAGUARARI	NE	0	102	102	102	102
JUAZEIRO N	NE	0	15	15	15	15
MARAMBAIA	NE	0	13	13	13	13
NAZARIA	NE	0	13	13	13	13
PAU FERRO I	NE	0	0	94	94	94
PECEM II	NE	0	0	140	140	140
PETROLINA	NE	0	0	136	136	136
POTIGUAR	NE	0	0	53	53	53
POTIGUAR III	NE	0	0	54	54	54
TERMOBAHIA	NE	0	0	0	104	104
TERMOCEARA	NE	0	0	73	220	220
TERMOMANAUS	NE	0	0	142	142	142
TERMOPE	NE	95	99	99	533	533
VALE DO ACU	NE	0	310	310	310	310
Total	NE	782	1337	2464	3908	3939
PEQUSINASNO	NO	51	51	51	51	51
Total	NO	51	51	51	51	51

ANEXO F - EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA – CASO “ATRASOS”

Tabela F-1 – Expansão do parque hidroelétrico – Subsistema Sudeste (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
FUNIL-GRANDE	SE	180	180	180	180	180
BATALHA	SE	0	0	0	54	54
SERRA FACAO	SE	0	0	0	0	213
CAPIM BRANC1	SE	240	240	240	240	240
CAPIM BRANC2	SE	210	210	210	210	210
CORUMBA IV	SE	127	127	127	127	127
PIRAJU	SE	80	80	80	80	80
ITAIPU	SE	14000	14000	14000	14000	14000
HENRY BORDEN	SE	888	888	888	888	888
NILO PECANHA	SE	380	380	380	380	380
FONTES	SE	132	132	132	132	132
BAGUARI	SE	0	0	0	140	140
RETIRO BAIXO	SE	0	0	41	82	82
TRES MARIAS	SE	396	396	396	396	396
QUEIMADO	SE	105	105	105	105	105
JURU	SE	118	118	118	118	118
GUAPORE	SE	120	120	120	120	120
CORUMBA III	SE	0	0	94	94	94
SLT VERDINHO	SE	0	0	0	93	93
OURINHOS	SE	44	44	44	44	44
SERRA MESA	SE	1275	1275	1275	1275	1275
CANA BRAVA	SE	450	450	450	450	450
SAO SALVADOR	SE	0	0	0	0	243
PEIXE ANGIC	SE	452	452	452	452	452
LAJEADO	SE	903	903	903	903	903
SALTO	SE	0	0	0	108	108
PONTE PEDRA	SE	176	176	176	176	176
ESFORA	SE	32	32	32	32	32
ITIQUIRA I	SE	61	61	61	61	61
ITIQUIRA II	SE	95	95	95	95	95
DARDANELOS	SE	0	0	0	0	261
CACU	SE	0	0	0	65	65
B. COQUEIROS	SE	0	0	0	90	90
FOZ R. CLARO	SE	0	0	0	67	67
JAGUARI	SE	28	28	28	28	28
PARAIBUNA	SE	85	85	85	85	85
SANTA BRANCA	SE	56	56	56	56	56
FUNIL	SE	222	222	222	222	222
PICADA	SE	50	50	50	50	50
SOBRAGI	SE	60	60	60	60	60
SIMPLICIO	SE	0	0	0	306	306
ILHA POMBOS	SE	187	187	187	187	187
P. PASSOS	SE	100	100	100	100	100
BARRA BRAUNA	SE	0	0	13	39	39
SALTO GRANDE	SE	102	102	102	102	102
P. ESTRELA	SE	112	112	112	112	112
BAU I	SE	0	0	0	0	110
CANDONGA	SE	140	140	140	140	140
AIMORES	SE	330	330	330	330	330
MASCARENHAS	SE	181	181	181	181	181

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
GUILMAN-AMOR	SE	140	140	140	140	140
SA CARVALHO	SE	78	78	78	78	78
ROSAL	SE	55	55	55	55	55
IRAPE	SE	360	360	360	360	360
STA CLARA MG	SE	60	60	60	60	60
CAMARGOS	SE	46	46	46	46	46
ITUTINGA	SE	52	52	52	52	52
FURNAS	SE	1312	1312	1312	1312	1312
M. DE MORAES	SE	478	478	478	478	478
ESTREITO	SE	1104	1104	1104	1104	1104
JAGUARA	SE	424	424	424	424	424
IGARAPAVA	SE	210	210	210	210	210
VOLTA GRANDE	SE	380	380	380	380	380
P. COLOMBIA	SE	328	328	328	328	328
CACONDE	SE	80	80	80	80	80
E. DA CUNHA	SE	109	109	109	109	109
A.S. OLIVEIRA	SE	32	32	32	32	32
MARIMBONDO	SE	1488	1488	1488	1488	1488
A. VERMELHA	SE	1396	1396	1396	1396	1396
EMBORCACAO	SE	1192	1192	1192	1192	1192
NOVA PONTE	SE	510	510	510	510	510
MIRANDA	SE	408	408	408	408	408
CORUMBA I	SE	375	375	375	375	375
ITUMBIARA	SE	2280	2280	2280	2280	2280
CACH.DOURADA	SE	658	658	658	658	658
SAO SIMAO	SE	1710	1710	1710	1710	1710
BARRA BONITA	SE	140	140	140	140	140
A.S. LIMA	SE	144	144	144	144	144
IBITINGA	SE	131	131	131	131	131
PROMISSAO	SE	264	264	264	264	264
NAVANHANDAVA	SE	347	347	347	347	347
I. SOLT. EQV	SE	4252	4252	4252	4252	4252
JUPIA	SE	1551	1551	1551	1551	1551
P. PRIMAVERA	SE	1540	1540	1540	1540	1540
MANSO	SE	210	210	210	210	210
A.A. LAYDNER	SE	98	98	98	98	98
CHAVANTES	SE	414	414	414	414	414
L.N. GARCEZ	SE	74	74	74	74	74
CANOAS II	SE	72	72	72	72	72
CANOAS I	SE	83	83	83	83	83
CAPIVARA	SE	640	640	640	640	640
TAQUARUCU	SE	554	554	554	554	554
ROSANA	SE	372	372	372	372	372
SANTANA	SE	89	89	89	89	89
STA. CECILIA	SE	31	31	31	31	31
Total	SE	48386	48386	48534	49523	50350

Tabela F-2 – Expansão do parque hidroelétrico – Subsistema Sul (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
MAUA	SU	0	0	0	0	350
STA CLARA PR	SU	120	120	120	120	120
FUNDAO	SU	120	120	120	120	120
G.B. MUNHOZ	SU	1676	1676	1676	1676	1676

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
BARRA GRANDE	SU	698	698	698	698	698
CAMPOS NOVOS	SU	880	880	880	880	880
MACHADINHO	SU	1140	1140	1140	1140	1140
ITA	SU	1450	1450	1450	1450	1450
PASSO FUNDO	SU	226	226	226	226	226
MONJOLINHO	SU	0	0	0	67	67
QUEBRA QUEIX	SU	120	120	120	120	120
SAO JOSE	SU	0	0	17	51	51
PASSO S JOAO	SU	0	0	0	77	77
FOZ CHAPECO	SU	0	0	0	428	855
CASTRO ALVES	SU	0	130	130	130	130
MONTE CLARO	SU	130	130	130	130	130
14 DE JULHO	SU	0	100	100	100	100
PASSO REAL	SU	158	158	158	158	158
JACUI	SU	180	180	180	180	180
ITAUBA	SU	500	500	500	500	500
D. FRANCISCA	SU	125	125	125	125	125
G.P. SOUZA	SU	260	260	260	260	260
SALTO PILAO	SU	0	0	0	182	182
SEGREDO	SU	1260	1260	1260	1260	1260
SLT.SANTIAGO	SU	1420	1420	1420	1420	1420
SALTO OSORIO	SU	1078	1078	1078	1078	1078
SALTO CAXIAS	SU	1240	1240	1240	1240	1240
Total	SU	12781	13011	13028	13816	14594

Tabela F-3 – Expansão do parque hidroelétrico – Subsistema Nordeste (MW instalado)

Nome	Subsistema	2006	2007	2008	2009	2010
SOBRADINHO	NE	1050	1050	1050	1050	1050
ITAPARICA	NE	1500	1500	1500	1500	1500
COMP PAF-MOX	NE	4285	4285	4285	4285	4285
XINGO	NE	3162	3162	3162	3162	3162
ITAPEBI	NE	450	450	450	450	450
P. CAVALO	NE	160	160	160	160	160
B. ESPERANCA	NE	225	225	225	225	225
Total	NE	10832	10832	10832	10832	10832

Tabela F-4 – Expansão do parque hidroelétrico – Subsistema Norte (MW instalado)

Nome	Subsistema	2006	2007	2008	2009	2010
ESTREITO TOC	NO	0	0	0	121	483
TUCURUI	NO	8365	8365	8365	8365	8365
CURUA-UNA	NO	30	30	30	30	30
Total	NO	8395	8395	8395	8516	8878

Tabela F-5 – Expansão do parque termoeletrico – Subsistema Sudeste (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
PEQUINASASSE	SE	2039	2039	2039	2039	2039
ANGRA 1	SE	520	520	657	657	657
ANGRA 2	SE	1350	1350	1350	1350	1350
CARIOBA	SE	32	32	32	32	32
CCBS	SE	0	206	206	206	206
COCAL	SE	0	28	28	28	28
COLORADO	SE	0	0	0	0	28

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
CUIABA G CC	SE	384	384	384	384	482
DAIA	SE	0	37	37	37	37
DO ATLANTICO	SE	0	0	456	456	456
ELETROBOLT	SE	26	26	285	285	378
GOIANIA 2 BR	SE	0	0	136	136	136
IBIRITERMO	SE	0	0	0	0	226
IGARAPE	SE	131	131	131	131	131
JUIZ DE FOR A	SE	84	84	84	84	84
NORTEFLU-1	SE	400	388	388	388	388
NORTEFLU-2	SE	100	100	100	100	100
NORTEFLU-3	SE	200	200	200	200	200
NORTEFLU-4	SE	108	108	108	108	158
NOVA PIRAT	SE	0	0	0	0	371
PALMEIRAS GO	SE	0	0	0	0	139
PIE-RP	SE	0	28	28	28	28
PIRAT.12 G	SE	0	0	0	0	200
R.SILVEIRA G	SE	0	0	0	0	30
ST.CRUZ 12	SE	0	0	0	0	0
ST.CRUZ 34	SE	400	400	400	400	400
ST.CRUZ N.DI	SE	482	482	482	482	482
TERMOMACAE	SE	0	0	0	0	923
TERMORIO	SE	421	421	421	421	1036
TRES LAGOAS	SE	193	193	193	193	350
UTE BRASILIA	SE	8	8	8	8	8
W.ARJONA G	SE	160	160	160	160	187
XAVANTES	SE	0	54	54	54	54
Total	SE	7038	7378	8366	8366	11323

Tabela F-6 – Expansão do parque termoeletrico – Subsistema Sul (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
PEQUSINASSU	SU	699	699	699	699	699
ALEGRETE	SU	66	66	66	66	66
ARAUCARIA	SU	469	469	469	469	485
CANDIOTA 3	SU	0	0	0	325	325
CANOAS	SU	0	0	0	0	251
CHARQUEADAS	SU	72	72	72	72	72
CISFRAMA	SU	0	0	4	4	4
FIGUEIRA	SU	10	14	14	14	14
J.LACERDA A1	SU	100	100	100	100	100
J.LACERDA A2	SU	132	132	132	132	132
J.LACERDA B	SU	262	262	262	262	262
J.LACERDA C	SU	363	363	363	363	363
NUTEPA	SU	21	21	21	21	21
P.MEDICI A	SU	110	110	110	110	110
P.MEDICI B	SU	320	320	320	320	320
S.JERONIMO	SU	14	19	19	19	19
URUGUAIANA	SU	225	237	237	237	237
Total	SU	2862	2884	2888	3213	3479

Tabela F-7 – Expansão do parque termoeletrico – Subsistema Nordeste e Norte (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
PEQUSINASNE	NE	510	510	510	510	510

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
ALTOS	NE	0	13	13	13	13
ARACATI	NE	0	12	12	12	12
BAHIA I	NE	0	0	0	0	31
BATURITE	NE	0	12	12	12	12
CAMACARI G	NE	0	0	0	0	347
CAMACARI MI	NE	0	0	148	148	148
CAMACARI MII	NE	0	0	140	140	140
CAMACARI PI	NE	0	0	148	148	148
CAMPO MAIOR	NE	0	13	13	13	13
CAUCAIA	NE	0	15	15	15	15
CRATO	NE	0	13	13	13	13
ENGUIA PECEM	NE	0	15	15	15	15
FAFEN	NE	75	66	66	66	138
FORTALEZA	NE	0	0	0	0	340
IGUATU	NE	0	15	15	15	15
JAGUARARI	NE	0	102	102	102	102
JUAZEIRO N	NE	0	15	15	15	15
MARAMBAIA	NE	0	13	13	13	13
NAZARIA	NE	0	13	13	13	13
PAU FERRO I	NE	0	0	94	94	94
PECEM II	NE	0	0	140	140	140
PETROLINA	NE	0	0	136	136	136
POTIGUAR	NE	0	0	53	53	53
POTIGUAR III	NE	0	0	54	54	54
TERMOBAHIA	NE	0	0	0	0	104
TERMOCEARA	NE	0	0	73	73	220
TERMOMANAUS	NE	0	0	142	142	142
TERMOPE	NE	95	99	99	99	533
VALE DO ACU	NE	0	310	310	310	310
Total	NE	680	1235	2362	2362	3837
PEQUSINASNO	NO	51	51	51	51	51
Total	NO	51	51	51	51	51

ANEXO G – PROJEÇÃO DE DEMANDA

Tabela G-1 – Projeção de carga de energia (MWmédio) – Cenário Referência

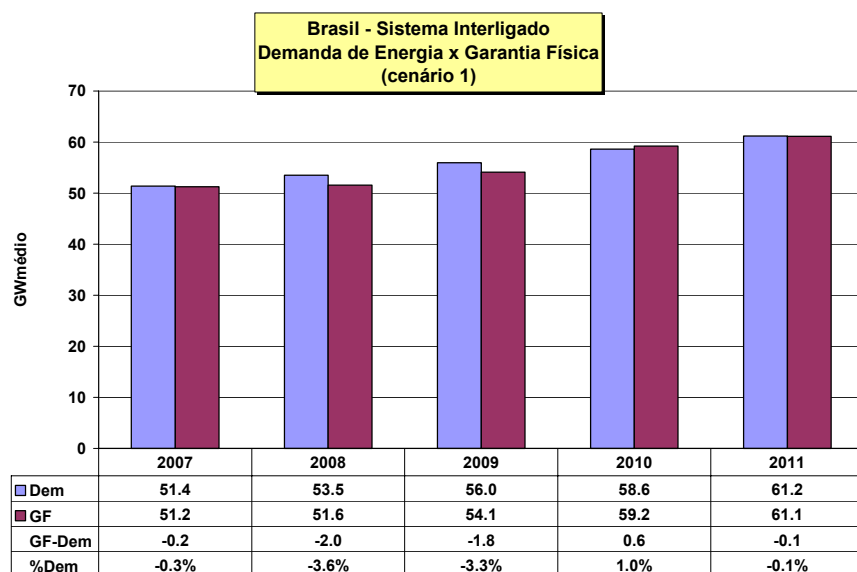
	2007	2008	2009	2010	2011
Sudeste	31528	32773	34183	35658	37158
Sul	8315	8688	9149	9631	10027
Nordeste	7362	7649	7995	8551	8934
Norte	3525	3772	3946	4083	4365
Ande	636	654	679	706	706
Total	51367	53536	55952	58629	61190

Tabela G-2 – Projeção de carga de energia (MWmédio) – Cenário “Alta”

	2007	2008	2009	2010	2011
Sudeste	31712	33108	34746	36498	38323
Sul	8339	8771	9288	9840	10309
Nordeste	7364	7741	8138	8759	9195
Norte	3528	3815	4007	4167	4473
Ande	636	654	679	706	706
Total	51579	54090	56858	59970	63006

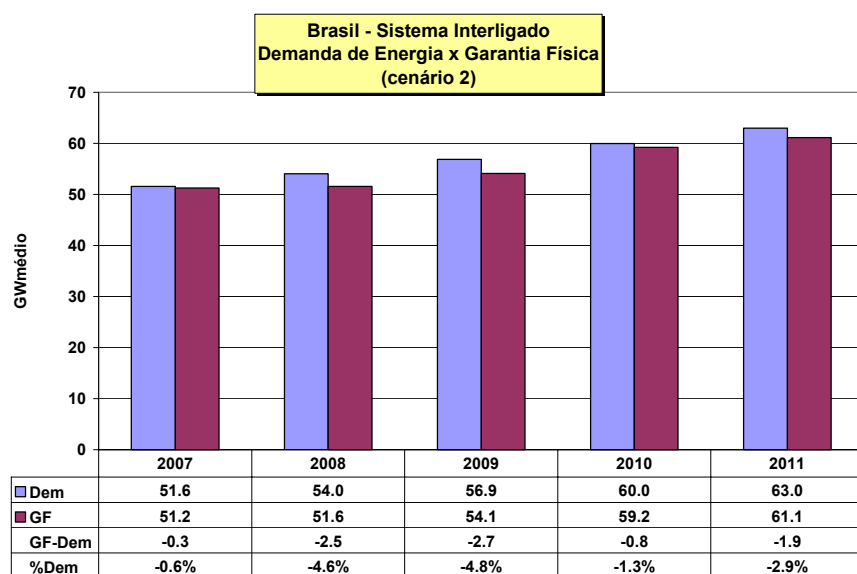
ANEXO H – BALANÇO OFERTA E DEMANDA DE GARANTIA FÍSICA

Tabela H-1 – Balanço Estrutural: oferta (lastro) – demanda de energia (Caso 1)



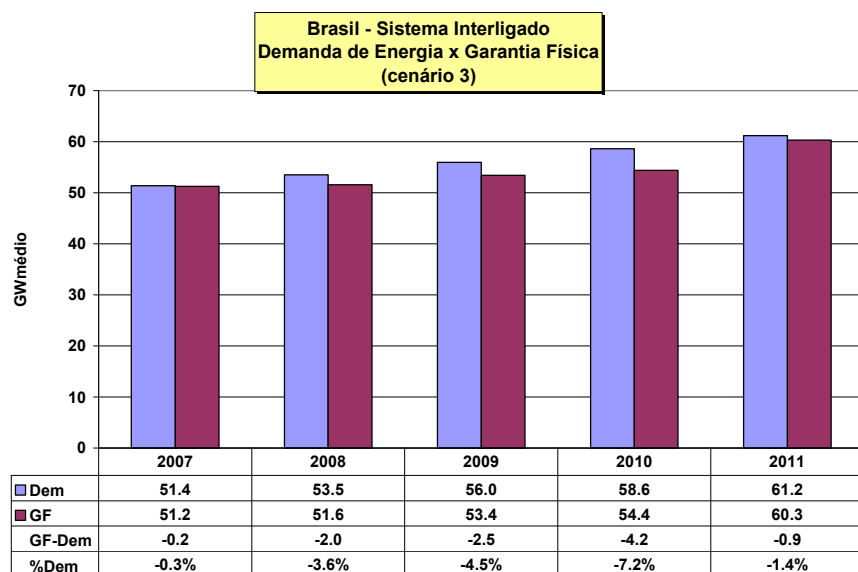
1 - Dem = Requisito de Energia, incluindo as demandas da ANDE, bombas da Light e consumo de Itaipu.
2 - Requisito de Energia e Garantia Física de 2007 = média entre os meses de março e dezembro de 2007.

Tabela H-2 – Balanço Estrutural: oferta (lastro) – demanda de energia (Caso 2)



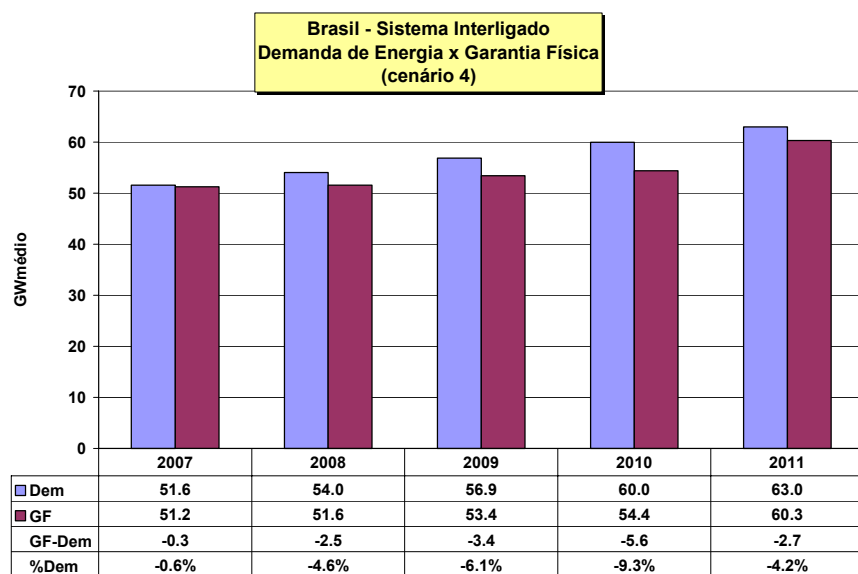
1 - Dem = Requisito de Energia, incluindo as demandas da ANDE, bombas da Light e consumo de Itaipu.
2 - Requisito de Energia e Garantia Física de 2007 = média entre os meses de março e dezembro de 2007.

Tabela H-3 – Balanço Estrutural: oferta (lastro) – demanda de energia (Caso 3)



1 - Dem = Requisito de Energia, incluindo as demandas da ANDE, bombas da Light e consumo de Itaipu.
2 - Requisito de Energia e Garantia Física de 2007 = média entre os meses de março e dezembro de 2007.

Tabela H-4 – Balanço Estrutural: oferta (lastro) – demanda de energia (Caso 4)



1 - Dem = Requisito de Energia, incluindo as demandas da ANDE, bombas da Light e consumo de Itaipu.
2 - Requisito de Energia e Garantia Física de 2007 = média entre os meses de março e dezembro de 2007.

Tabela H-5 – Balanço Estrutural: oferta (lastro) – demanda de energia (Resumo)

