CONCEITOS BÁSICOS
PARA REPENSAR A EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO

Coordenador do projeto: Marco A. P. Carvalho
mapc@inee.org.br – 05/08/2014

O momento atual do Setor Elétrico exige uma profunda reflexão sobre suas principais questões, com o desenvolvimento de novas alternativas que possam melhor encaminhar soluções para sua expansão. Nesta linha, o INEE está desenvolvendo este projeto, onde a clara definição dos conceitos básicos da expansão desse setor vital proporcione uma visão efetiva dos desafios e oportunidades relacionados à utilização do grande potencial energético do país e do aumento da eficiência nas transformações, transporte e uso final da energia.

Não se procura criticar ou discutir decisões tomadas no passado, até porque não se analisa o contexto em que foram tomadas, mas sim focar a melhoria do processo decisório.

As observações e críticas, que solicitamos encaminhar para o endereço de e-mail acima, serão essenciais para o aprimoramento do projeto.

1 Conceitos gerais

1.1 Energia elétrica não pode ser estocada, exceto em pequenas quantidades e a custo elevado, em baterias e capacitores. Precisa ser produzida na medida das necessidades dos consumidores.

1.2 O consumo de energia elétrica varia em função das necessidades dos consumidores. Essa mudança ocorre ao longo do dia (curva de carga diária), durante a semana (curva de carga semanal) e ao longo do ano (sazonalidade).

1.3 O conjunto de unidades geradoras precisa ter capacidade superior ao consumo, em qualquer instante, usualmente denominada demanda instantânea. Portanto, a capacidade instalada precisa ser efetivamente superior à demanda máxima ou pico de demanda.

1.4 As unidades produtoras de natureza térmica, cujos geradores são acionados por motores de combustão interna ou turbinas, contam com seus estoques de combustível (derivados de petróleo, carvão ou biomassa) para atender variações do consumo, ou precisam gerar na medida do fluxo de combustível (gás natural e cogeração) e conforme sua flexibilidade.

1.5 As unidades termelétricas de base nuclear, apesar de suas peculiaridades, observam em linhas gerais os conceitos aplicáveis às demais termelétricas dotadas de estoques de energia.

1.6 As unidades de base eólica e solar têm especificidades próprias, com limitações que demandam complementações de outras fontes.

1.7 As unidades produtoras de natureza hidráulica, que utilizam a energia

potencial ou cinética da água para movimentar as turbinas e produzir energia elétrica, complementam as vazões afluentes mediante o deplecionamento de seus reservatórios estocam afluências que excedam sua necessidade de engolimento (turbinamento) nos reservatórios.

1.8 As usinas que não possuem reservatório são denominadas “a fio d´água” e precisam turbinar a vazão que aflui a cada instante, produzindo energia elétrica na mesma medida. Caso a vazão afluente seja superior à capacidade das turbinas ela é rejeitada pelo vertedouro e não gera energia elétrica.

1.9 As usinas com reservatório utilizam sua capacidade de armazenamento para adequar a vazão defluente à produção de energia elétrica desejada a cada instante. Caso o reservatório atinja sua capacidade máxima, afluências adicionais deverão ser turbinadas ou vertidas.

1.10 Normalmente, mesmo as usinas denominadas a fio d´água possuem uma pequena capacidade de armazenamento que permite absorver variações de curta duração de afluências e demanda, geralmente dentro de um mesmo dia ou até mesmo dentro de uma semana.

1.11 As usinas com reservatório podem ter obrigação de manter uma defluência mínima a jusante; a energia elétrica gerada mediante a manutenção dessa descarga mínima tem comportamento igual ao de uma usina a fio d'água.

1.12 Nos sistemas onde a geração hidráulica é responsável por parcela importante da produção de energia elétrica, a definição de quanto pode ser efetivamente produzido é crítica, pois normalmente depende da previsão e quantificação de eventos naturais, como chuvas e vazões.

1.13 A produção das usinas hidrelétricas pode variar dependendo das afluências serem mais elevadas ou mais baixas. As variações podem ocorrer, em maior ou menor grau, no mesmo dia, na mesma semana, mês, ano e mesmo entre anos.

1.14 O critério mais tradicional empregado para caracterizar a contribuição da usina para o atendimento da demanda é a sua potência firme, valor da potência média que corresponde à energia que pode ser produzida com a menor afluência disponível já ocorrida até a data. Este critério evoluiu para a energia firme de uma usina, valor que pode ser produzido continuamente no caso de repetição da sequência de vazões registradas.

1.15 O conceito implícito nesses critérios é de regularização da vazão defluente em cada usina. A consequência imediata é a necessidade de construção de reservatórios para aumentar a defluência mínima e, portanto, a energia firme.

1.16 Uma extensão desse critério é o conceito de regularização da potência elétrica continuamente produzida em um sistema elétrico abastecido por diversas usinas. O conjunto de usinas opera de forma a garantir o maior nível contínuo de geração, no caso de repetição da série histórica de vazões registradas, denominado energia firme do sistema.

1.17 A regularização da potência elétrica disponível se beneficia da diversidade dos regimes de afluências às diferentes usinas, ao longo do ano e entre anos. As usinas hidrelétricas das bacias com afluências mais elevadas aumentam sua produção enquanto que as usinas de bacias com menores afluências reduzem sua produção. O mercado de energia elétrica é atendido pela transferência de energia por meio das interligações elétricas.

1.18 Nos períodos mais secos, a geração hidrelétrica, mesmo regularizada, pode vir a ser complementada por geração termelétrica para atender ao consumo de energia elétrica. O pleno aproveitamento da diversidade hidrológica ocorre se houver capacidade instalada disponível nas usinas que estejam recebendo maiores afluências e se houver capacidade suficiente para transferência dessa energia adicional pelo sistema de transmissão.

1.19 .O regime de afluências naturais na maior parte do parque gerador hidrelétrico brasileiro, ao contrário do senso comum, apresenta baixa volatilidade. Isso significa que as altas afluências se mantêm por longos períodos, e o mesmo ocorre com as baixas afluências. Em consequência, dentro do critério de operação ótima para atendimento de energia, os fluxos das interligações são mantidos por longos períodos em cada sentido e as térmicas de complementação não são acionadas por vários anos e, quando o são, devem ser mantidas ligadas por diversos meses consecutivos.

> A regularização da potência elétrica exige que as usinas de bacias com pequena capacidade de armazenamento aumentem sua produção na ocorrência de afluências mais elevadas, enquanto que as usinas com capacidade de armazenamento elevada devem adequar sua produção, estocando a água em seus reservatórios.

2 Aspectos do planejamento

2.1 A expansão do sistema elétrico brasileiro contemplou, inicialmente, a implantação de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios nos principais rios e de outras usinas a jusante dessas, beneficiadas pelo armazenamento a montante. A maioria dessas usinas está relativamente próxima dos centros de carga.

2.2 Nessa fase inicial a ênfase era a regularização da vazão nos rios. Por exemplo, podem ser citados os reservatórios de Paraibuna-Paraitinga e Três Marias. Nesses casos se aliava a regularização para produção de energia elétrica a outros usos das águas, como abastecimento, vazão sanitária, controle de cheias e navegação fluvial.

2.3 As usinas termelétricas a óleo diesel e a óleo combustível eram poucas e, sobretudo, de menor porte, com custo de investimento relativamente baixo e custo de combustível elevado. O abastecimento de combustíveis podia ser feito pela logística existente, sem impacto crítico sobre outros setores.

2.4 Outras termelétricas, utilizando carvão mineral nacional, ficavam próximas às jazidas, na Região Sul. Apresentavam custo de investimento mais elevado que as outras termelétricas (e mesmo que muitas hidrelétricas) e exigiam uma operação contínua mínima, sem grandes variações, para equilibrar economicamente a estrutura de exploração de carvão mineral.

> Neste contexto, a operação do sistema hidrotérmico era otimizada, maximizando a geração hidrelétrica mediante a utilização dos reservatórios com capacidade de regularização plurianual e reduzindo a geração termelétrica.

2.5 A operação das termelétricas era denominada em "complementação", pois somente eram ligadas quando os reservatórios estavam em nível baixo. Comparando com o critério tradicional de repetição das vazões naturais registradas, as unidades termelétricas somente operariam no final do período mais seco, permanecendo desligadas por longos períodos.

2.6 O conceito de regularização da potência elétrica sistêmica foi introduzido no Brasil pelo estudo da consultora CANAMBRA (1962-1967) e consolidado no planejamento do setor durante o início da década de 70. Em especial foi ampliado durante o Plano 90 com a interligação Sudeste-Sul, formada pelo sistema de transmissão necessário ao escoamento da energia de Itaipu. No início da década de 80 também foram interligados os Sistemas Norte (Leste do Pará) e Nordeste.

2.7 No final da década de 90, com a interligação Norte-Sul, passou a existir um grande sistema interligado. Mais recentemente, com as interligações do Madeira e de Manaus, a quase totalidade do território brasileiro é coberta por um único grande sistema interligado, o SIN. Ressalte-se que com a interligação de todas as bacias, o conceito de regularização pela potência elétrica foi ampliado e aplicado de forma totalmente inovadora.

> Até a década de 90, várias regiões do país estavam sendo atendidas de forma precária, sofrendo frequentes desligamentos, subtensões e restrições a aumentos de carga.

2.8 À época, um grave aspecto condicionante da expansão do sistema elétrico era a reduzida capacidade de investimento no País. Mesmo assim, ressalte-se que a expansão era baseada no menor custo futuro de operação do sistema e não no menor custo de investimento (dilema curto x longo prazo).

2.9 O uso de energia termelétrica era limitado pela insuficiência de combustíveis fósseis produzidos no País e a importação crescente de combustíveis iria pressionar insuportavelmente a balança de pagamentos.

2.10 A consequência foi uma estratégia de expansão que se apoiava na construção de usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização e

construção de grandes troncos de interligação para escoar a energia produzida para os centros de consumo.

2.11 Simultaneamente, e na medida das necessidades, foi desenvolvida uma metodologia de planejamento da expansão e da operação do sistema interligado, para assegurar a otimização da utilização dos recursos energéticos e financeiros disponíveis.

3 Evolução dos componentes

3.1 A Constituição de 1988 e as legislações energética e ambiental, estabelecidas a partir dos anos 90, levaram a que a opção pela energia hidrelétrica, embora se mantivesse preponderante, passasse a se submeter a uma série de condicionantes.

3.2 As novas usinas hidrelétricas passaram a ser construídas sem reservatórios de maior porte, acarretando uma redução relativa da parcela das vazões que podiam ser controladas e, consequentemente, da energia hidrelétrica controlável.

3.3 As termelétricas mais competitivas disponíveis passaram a ser as unidades mais eficientes a gás natural, normalmente unidades a ciclo combinado. Essas usinas apresentavam custo de investimento menor e um custo de logística de combustível bastante elevado por demandar a construção de gasodutos para seu suprimento. Nessa condição, exigiam um nível elevado de operação contínua que contribui para o atendimento do sistema, mas não aumenta a capacidade de regularização plurianual, ou seja, não contribui para o aumento do aproveitamento das vazões afluentes.

3.4 Novas fontes de energia com operação naturalmente intermitente, como as eólicas ou solares, exigem a utilização de parcela do armazenamento do parque hidrelétrico para sua regularização, desfalcando na mesma medida a contribuição dos reservatórios para a regularização plurianual.

> Na medida em que essas fontes venham a gerar mais energia do que sua geração média esperada, durante alguns períodos mais favoráveis, a depleção dos reservatórios poderá ser compensada, ainda que parcialmente, desde que não haja usinas termelétricas mais caras em operação, cuja redução seria prioritária.

3.5 O modelo setorial evoluiu de um enfoque centralizado, com remuneração fixada em função dos custos (serviço pelo custo), para um sistema misto cooperativo-competitivo, no qual os agentes passam a ser remunerados pelo seu desempenho.

3.6 O Mecanismo para Relocação de Energia – MRE foi criado para assegurar a operação conjunta otimizada do parque gerador hidrelétrico, mesmo sendo as usinas de diferentes proprietários. A lógica da criação desse mecanismo é que o valor global de produção é maior do que a soma das gerações otimizadas individualmente e sua repartição resulta em parcela maior para cada usina do que resultaria de sua operação autônoma – benefício da coordenação da operação.

3.7 O MRE, inicialmente restrito às usinas hidrelétricas, foi expandido para abrigar outros geradores que não contribuem para o aumento da parcela de energia que pode ser regularizada, mas que participam do benefício, como PCHs e eólicas.

> A definição da energia assegurada de uma usina ou conjunto de usinas que não contribuem para o aumento da capacidade de regularização, baseada na sua produção média, tem efeito equivalente ao da sua inclusão no MRE.

3.8 O nível de exigência da sociedade brasileira em relação ao serviço de energia elétrica aumentou bastante. Não basta haver a disponibilidade da energia. A qualidade com que o serviço é prestado também passou a ter uma demanda bastante superior a que havia no passado.

3.9 A tolerância com desligamentos eventuais diminuiu, tanto por haver condições para sua redução, quanto pela maior dependência de equipamentos elétricos nos quais se baseiam serviços essenciais (computadores, metrôs, condicionamento de ar, etc.) cuja descontinuidade acarreta grandes prejuízos.

3.10 A contrapartida na expansão do sistema foi o aumento de redundâncias no sistema de transmissão de energia elétrica, em especial nos troncos de interligação, e a implantação da contratação de energia de reserva pelo sistema interligado.

3.11 Também para aumentar a segurança do suprimento de energia elétrica, a operação do sistema interligado foi afetada com a introdução de novos elementos, como a curva de aversão ao risco e, sobretudo, despacho de unidades fora da ordem de mérito de custo variável de operação e a restrição de fluxo de energia em alguns troncos de modo a atender a critérios especiais de segurança operativa.

3.12 Essas medidas, a maioria “ad hoc”, para o aumento da segurança e confiabilidade do suprimento de energia elétrica acarretam aumento do custo de expansão e operação do sistema interligado e, portanto, do serviço prestado. Também criam uma situação que se afasta do objetivo inicial de atender o mercado ao menor custo possível para um determinado nível de segurança, acarretando ônus adicionais para os consumidores sem que fiquem claros os benefícios adicionais que estejam recebendo.

> A própria diferença entre os critérios utilizados para o planejamento da expansão e da operação do sistema interligado rompe o requisito de otimalidade, há muito estabelecido, de igualdade dos custos marginais de curto e longo prazo.
>
> Longe de ser questão meramente teórica, o requisito de otimalidade está nos fundamentos do modelo setorial, pois justifica a existência da coordenação da operação, do MRE e do planejamento da expansão como elementos indispensáveis para assegurar os ganhos de integração do sistema.

4 Problemas específicos

4.1 A contratação da energia termelétrica para operar em complementação pode apresentar problemas, dependendo da forma como seja efetivada, independentemente de vinculação com critérios de otimalidade para o setor elétrico. Esta operação em complementação exige que a termelétrica fique sem operar por longos períodos, acarretando problemas de degradação nos estoques locais (óleo combustível e diesel), desmobilização das fontes de suprimento e ociosidade da infraestrutura de transporte. Quando acionadas, também por longos períodos, sobrecarregam toda a logística de abastecimento, não apenas do setor elétrico, mas de outros setores industriais. Algumas soluções de compromisso são adotadas para equacionar esta questão, mas a consequência para o setor elétrico é que, por vezes, a unidade termelétrica deixa de estar efetivamente disponível para acionamento, ou então seu custo de utilização apresenta-se muito elevado.

4.2 Os longos períodos em que as unidades permanecem acionadas ou desligadas impedem o uso compartilhado do insumo energético ou da infraestrutura de transporte com outros setores. No caso do gás natural, a falta de continuidade da oferta inibe o maior desenvolvimento da cogeração, mais eficiente, resultando em menor eficiência energética para o País.

4.3 A contratação de energia de reserva (na realidade uma sobrecontratação paga por todos os consumidores) tem sido orientada para as fontes eólica e biomassa.

4.4 No caso das usinas de biomassa, predominam as da indústria sucroalcooleira, cuja disponibilidade de excedentes de energia elétrica apresenta forte regularidade e coincide com os meses de menor afluência, quando a maioria dos reservatórios do sistema interligado estão sendo deplecionados. Portanto, sua contribuição é efetiva e benéfica para preservação do armazenamento, resultando em aumento do grau de regularização.

4.5 As usinas eólicas, por outro lado, aumentam a capacidade de atendimento do sistema, mas por sua intermitência exigem que parcela da reserva seja alocada para cobrir os períodos de calmaria, não contribuindo para o aumento do grau de regularização.

A contribuição de energia da usina eólica pode ser ajustada (reduzida) para melhor refletir sua contribuição esperada para a geração do sistema. Como não há elementos para assegurar a correlação favorável do regime de ventos com o regime de vazões, assumir significativa complementaridade desses dois regimes parece prematuro e pode levar a uma percepção demasiado otimista da capacidade do sistema.

O caráter intermitente da geração exige a disponibilidade de um mesmo montante de potência instalada que possa ser acionada em momentos de falta de ventos, de modo a firmar a potência eólica instalada. Se for de unidades termelétricas, o benefício da geração eólica será a redução do consumo de combustível. Como no sistema brasileiro estas unidades tem pouca flexibilidade, o parque hidrelétrico acaba assumindo esse papel, sem comprometer, em geral, a disponibilidade de potência, porém exercendo uma pressão adicional nos níveis de armazenamento.

As usinas fotovoltaicas, que já se prenunciam nos novos leilões, apresentam questões semelhantes a serem equacionadas.

5 Armazenamento do sistema

5.1 O armazenamento de energia hidrelétrica no sistema, embora venha aumentando em termos absolutos, teve sua participação relativa reduzida em relação tanto ao total de oferta quanto aos requisitos do mercado de energia elétrica. A evolução dos parâmetros relativos ao armazenamento de energia e a redução de sua importância em relação ao crescimento do mercado nos últimos anos podem ser observadas na seguinte tabela:

SIN	unidade	2000	2004	2008	2012
Carga	MW_médio	41003	43732	50998	58456
Demanda máxima	MWh/h	54335	56795	64155	76262
En. Armaz. Max (dez)	MW_mês	235472	256495	272958	286987
En. Afluente MLT ano	MW_mês	566327	618533	657964	690557
Carga/EAflu_MLT	%	86,88	84,84	93,01	101,58
EA_Max/Carga	mês	5,7	5,9	5,4	4,9
EA_Max/EAflu_MLT	%	41,58	41,47	41,49	41,56

Fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

O valor médio da energia natural afluente (En. Afluente MLT) deixou de ser suficiente para atender à carga (consumo mais perdas de transmissão) em 2012, quando foi ultrapassado em 1,58%. Este parâmetro reflete o aumento de oferta de outras fontes de geração de energia elétrica: termelétricas, eólicas e PCHs.
A capacidade de armazenamento de energia hidrelétrica disponível em dezembro de cada ano (En. Armaz. Max) recua em relação à carga, passando a representar menos do que 5 meses de atendimento total da carga em 2012. Este mesmo parâmetro foi superior a 6 no início dos anos 90.
Por outro lado, no mesmo período, a capacidade de armazenamento de energia hidrelétrica aumentou de forma semelhante ao crescimento da energia natural afluente no mesmo período, mantendo-se a relação a esses dois fatores, pouco abaixo de 42%. Este fator tende a se reduzir com a entrada em operação de novas usinas hidrelétricas de geração elevada com pequena capacidade de armazenamento, como as usinas do Madeira e Belo Monte.

5.2 A energia armazenada do sistema não é uma boa variável de estado para definir as perspectivas de atendimento futuras, na medida em que representa uma contribuição energética menor e declinante com a expansão do sistema. A indicação da expectativa de afluências futuras é muito mais representativa pela sua importância para o atendimento. De fato, a política de operação do SIN já se baseia nessas duas variáveis.

Na realidade há um certo grau de correlação entre as duas variáveis, uma vez que afluências abaixo da média histórica indicam maior expectativa de afluências desfavoráveis e, ao mesmo tempo, podem forçar o deplecionamento dos reservatórios. Todavia este efeito também depende do ajuste entre a oferta e a demanda de energia do sistema.

5.3 A contribuição à energia firme devida ao estoque de energia acumulado nos reservatórios também vem declinando em relação ao crescimento do consumo.

Considerando, para fins de ilustração, o critério tradicional de período crítico histórico registrado, que nos estudos do GCPS era considerado, de maio de 1951 a novembro de 1956, 66 meses, a contribuição do estoque de energia armazenada representaria, em 2012, 4348 MW-médios de capacidade de atendimento de energia do SIN, cerca de 7,44% da carga, enquanto que no ano 2000 representaria 8,70%.

6 Eficiência energética

6.1 A efetiva inserção da eficiência energética no contexto do planejamento do setor elétrico deve propiciar redução significativa de parcela da energia primária utilizada e a redução de perdas de transporte da energia elétrica, resultando em importante redução de impacto sobre o meio ambiente, além de importantes efeitos sobre o desenvolvimento tecnológico e competitividade da economia do país.

6.2 O aumento de eficiência energética, da mesma forma que o aumento de produtividade, deve ser enfrentado como um desafio do país em busca de inserção em um mundo cada dia mais competitivo e exigente em termos ambientais. Estimular os diversos setores no sentido de que os consumidores possam obter os serviços e produtos que desejam, com menor consumo de energia é uma linha que deve resultar em ganhos para todos. Entretanto, a relação custo-benefício da obtenção dos possíveis ganhos de eficiência deve ser avaliada, levando em conta as medidas necessárias à sua implantação. Além disso, os responsáveis pela sua execução precisam ser identificados, em tempo hábil. Adicionalmente, como acontece em outros empreendimentos, os resultados devem ser medidos e comparados com a situação que precedeu sua implantação. Tal prática, por sinal, está consignada nas medidas recentemente adotadas pela ANEEL no tocante à utilização.

6.3 O aumento da eficiência energética reduz os custos da obtenção da energia útil, seja pelo adiamento de investimentos, seja pela redução das despesas de operação e deve ser buscado ao longo de todas as cadeias energéticas, desde o manejo das fontes primárias, o transporte e as transformações dessas energias, o suprimento aos consumidores finais, até os equipamentos que estes utilizam.

6.4 A exploração de sinergias com mercados de diferentes modalidades de energia, como a cogeração, ou o atendimento da demanda de eletricidade, a partir da geração distribuída também podem proporcionar aumento da eficiência energética, tanto pelo melhor uso do insumo energético, quanto pela proximidade entre os locais de produção e utilização, reduzindo custos e perdas no transporte de energia.

6.5 As ações dirigidas para o aumento da eficiência no contexto do planejamento da expansão do setor elétrico dependem de um número de agente muito maior do que o daqueles voltados para a expansão da oferta e a verificação dos resultados é mais complexa e menos precisa. Assim devem ser implantadas medidas básicas e prioritárias que integrem o planejamento do setor, como:

- Selecionar e priorizar, pelas expectativas de ganhos de eficiência, processos referentes aos transportes e transformações de energias, primárias e secundárias, inclusive aqueles de obtenção de energia útil, cujos diagnósticos devem ser realizados.
- Reorientar todo o processo institucional de participação de órgãos

de governo em um projeto mais global, caracterizando responsabilidades e aprimorando a governança de todo o conjunto.

- Definir medidas que visem o aumento da eficiência, os respectivos custos, os agentes responsáveis por sua implementação, os recursos financeiros, organizacionais e institucionais necessários, incluídos os estímulos fiscais e linhas de financiamento e, finalmente, metas a serem alcançadas (seus montantes e prazos) e o processo de acompanhamento e verificação dos resultados atingidos.
- Estimular a implementação da Lei de Eficiência Energética, tornando efetivos e ágeis seus mecanismos de indução e coerção.

Conclusões e Recomendações

A) É necessário compatibilizar os critérios de planejamento e eficientização da expansão com aqueles da operação do sistema, de modo a evitar a geração térmica fora da ordem de mérito e poder contar com a capacidade de suprimento mais adequada para atender aos requisitos da demanda de energia, potência e segurança requeridos pelo mercado, com base na utilização eficiente dos recursos disponíveis.

B) Após o racionamento de energia elétrica em 2001, foram introduzidas novas medidas na operação do SIN, como a curva de aversão ao risco, visando evitar a ocorrência de novas situações de insuficiência de atendimento ao mercado. Essas medidas têm evoluído e mais recentemente se discute a introdução de mecanismos de aversão ao risco no planejamento da expansão.

C) A adoção dessas medidas está sendo feita com discussão dos aspectos operacionais, mas sem que seja explicitada a questão real de que nível de risco o consumidor está disposto a correr e quanto aceita pagar pelas medidas de segurança correspondentes.

D) No caso do SIN, tem sido considerado evento grave a ocorrência de déficit superior a 10% do mercado, em algum mês.

E) Utilizando como exemplo o ano de 2012, este nível de 10% corresponderia a 5846 MW_mês, o que equivale a 2 % da capacidade de armazenamento do sistema.

F) Uma forma de evitar esses eventos graves é transformar, progressivamente, um percentual (inicialmente 2%) da capacidade de armazenamento, em energia de reserva, para utilização apenas em situações críticas do sistema interligado, sempre em linha com a evolução de mercado. O sistema não contaria com esta reserva para a operação normal. A redução da “energia normal” (isto é, da energia firme do sistema correspondente à sua operação normal) seria compensada com contratações de energia nova dentro da ótica de expansão e operação otimizada do sistema.

G) A transformação de 2% da energia armazenada em energia de reserva operativa de emergência representaria, no ano de 2012, 5846 MW_mês,

ou 4266 GWh, ou ainda pouco menos que 486 MW ano. Caso houvesse a contratação de energia adicional de uma fonte como a biomassa, o custo anual computado pelo preço teto dos leilões mais recentes, 140 R$/MWh, seria de R$ 597 milhões. Este valor é inferior ao custo esperado de operação térmica adicional devido aos mecanismos de aversão ao risco.

H) Com efeito, admitindo um custo médio de operação de R$ 350/MWh para as usinas acionadas pelos mecanismos de aversão ao risco (mais da metade das usinas térmicas atualmente disponíveis no SIN apresentam custos superiores a R$ 200/MWh) o custo anual da energia contratada a R$ 140/MWh seria competitivo com essas usinas, se operarem com um fator de capacidade médio de 40%.

I) As vantagens dessa solução são múltiplas: as usinas que gerariam a energia correspondente à reserva estão prontas para operar; não haveria custo de operação adicional quando acionadas; não exigiriam logística de transporte de combustíveis ou novas redes de transmissão de energia elétrica e, finalmente, permitiriam a redução dos custos de operação térmica no sistema. Os custos da energia nova adicional estariam naturalmente incorporados aos fluxos financeiros normais do setor elétrico, sendo arcados pelos consumidores de forma não impactante. Certas composições podem e devem ser efetuadas com outras fontes de energia na montagem dessa reserva, numa escala bem menor, tendo em conta nichos específicos de mercado e características estruturais do SIN e da logística existente.

J) Esta proposta parte do pressuposto de que estarão sendo aprimoradas as condições para a expansão estruturada e competitiva de outras fontes, em especial do gás natural que parece ser, com base na experiência e nas projeções internacionais, a fonte de base térmica mais abrangente e adequada. A atual matriz energética do país, com seus diversificados potenciais, oferece uma gama ampla de alternativas para o exercício competente de formulação de políticas e de mecanismos de indução, regulados pela eficiência e pelos ganhos nas áreas ambiental, tecnológica e social.