



Operador Nacional do Sistema Elétrico

**PLANO ANUAL DA OPERAÇÃO
ENERGÉTICA - PEN 2010
VOLUME I
RELATÓRIO EXECUTIVO**

© 2010/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS RE 3/0112/2010

**PLANO ANUAL DA OPERAÇÃO
ENERGÉTICA - PEN 2010
VOLUME I
RELATÓRIO EXECUTIVO**

Julho/ 2010

Sumário

1	Apresentação	5
2	Conclusões e Recomendações	10
2.1	Conclusões	10
2.2	Recomendações	15
3	Premissas Básicas	17
3.1	Previsões de Carga	17
3.2	Oferta Existente e Expansão de 2010 a 2014	20
3.2.1	Oferta Existente em dezembro de 2009	20
3.2.2	Expansão da Oferta de 2010 a 2014	20
3.2.3	Características da Expansão da Oferta ente 2010 e 2014	26
3.2.4	Impactos da Oferta até 2014 na segurança operativa do SIN	30
3.3	Expansão das Interligações Inter-regionais entre 2010 e 2014	35
3.3.1	Interligação Acre – Rondônia	38
3.3.2	Interligação Tucuruí-Manaus-Macapá (TMM)	39
3.4	Outras Premissas	41
3.4.1	CAR5 e CON	41
3.4.2	Custo do Déficit	42
4	Cenários Avaliados	43
4.1	Cenário de Referência (CR)	43
4.2	Cenário de Sensibilidade (CS)	44
5	Síntese dos Resultados das Avaliações Energéticas	45
5.1	Cenário de Referência – CR	46
5.1.1	Riscos de déficit	46
5.1.2	Custos Marginais de Operação	47
5.1.3	Evolução mensal dos Custos Marginais de Operação	48
5.1.4	Análise com séries históricas de aflúencias - Cenário CR	51
5.1.5	Análise das interligações	54
5.1.6	Congestionamento nas Interligações	55
5.1.7	Diferenças de CMOs entre subsistemas	60
5.2	Sensibilidade à Carga Prevista no Cenário de Referência	67
5.2.1	Mercado de Oferta	67
5.3	Cenário de Sensibilidade - CS	70
5.3.1	Riscos de Déficit	71
5.3.2	Custos Marginais de Operação	71
5.4	Balanco Estático de Energia	72
5.4.1	Balanco Estático de Energia	72
5.4.2	Balanco estático complementar para o Nordeste	78
5.4.3	Balanco estático complementar para a Região Sul	79

5.5	Balanço Estático de Ponta	81
	Anexo I – Projeções de Carga	84
	Anexo II – Evolução da Capacidade Instalada por Sistema	86
	Anexo III – Termo de Compromisso da Petrobras com ANEEL - TC	89

1 Apresentação

O Plano Anual da Operação Energética - PEN tem como objetivo apresentar as avaliações das condições de atendimento ao mercado previsto de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN para o horizonte do planejamento da operação energética, cinco anos à frente.

Este horizonte é necessário para que, com base nos critérios de segurança da operação utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, possa ser avaliada a necessidade de se tomar decisões de antecipação e/ou implantação de geração/transmissão pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico -CMSE/ Empresa de Pesquisa Energética - EPE, órgãos coordenados pelo Ministério de Minas e Energia - MME, visando aumentar a margem de segurança da operação do SIN.

O Plano Anual da Operação Energética - PEN 2010 avalia as condições de atendimento ao SIN no horizonte de **maio/2010** a **dezembro/2014**. As análises tomam por base a carga prevista, a oferta existente, as interligações inter-regionais, as expansões previstas de geração e transmissão, os condicionantes referentes à segurança operativa e as restrições ambientais e de uso múltiplo da água existentes e previstas nas bacias hidrográficas.

A elaboração do PEN ao final da estação chuvosa do SIN permite mitigar as incertezas inerentes às condições de armazenamento e ao comportamento das vazões ao longo do período úmido. Cabe destacar que as condições iniciais dos armazenamentos vêm assumindo importância crescente nas avaliações das condições de atendimento no SIN, tendo em vista a perda gradual da regularização plurianual dos reservatórios. Esta perda se deve ao crescimento da carga sem a equivalente incorporação de novos projetos de oferta hidrelétrica com reservatórios de regularização de porte significativo.

As principais diretrizes para execução das avaliações energéticas estão contidas nos Procedimentos de Rede, Submódulo 7.2 – *Planejamento anual da operação energética* e Submódulo 23.4 – *Diretrizes e critérios para estudos energéticos*, aprovados pela Resolução Normativa ANEEL nº 372/09, de 05/08/2009.

Destaca-se que nos cenários de oferta formulados neste PEN 2010 foram consideradas somente as obras já contratadas para entrega de energia até 2014, sendo os dois últimos leilões de energia nova realizados em 2009 - 8º LEN A-3 (27/08/2009) e 2º LER (14/12/2009). Não obstante, os próximos leilões, a saber, Leilão de Energia de Reserva, específico para PCHs, Biomassa e Eólicas, previsto para a 2ª quinzena de agosto de 2010,

com entrega da energia em 2011, 2012 e 2013, juntamente com o LEN A-3, com entrega em jan/2013, poderão justificar uma reavaliação das condições de atendimento à carga apresentadas neste Relatório Executivo, na medida em que uma oferta maior será disponibilizada até 2014.

Destaca-se também que para 2014 a oferta de energia ainda poderá ser aumentada através de um LEN A-3 a ser realizado em 2011 e/ou outros leilões de reserva para fontes alternativas em 2011/2012.

O PEN 2010 é apresentado em dois volumes:

- **Volume I - Relatório Executivo**, que apresenta conclusões e recomendações mais relevantes e uma síntese dos principais resultados, de modo a se constituir num documento de leitura e consulta rápida; e
- **Volume II - Relatório Complementar**, que, além de resultados de avaliações complementares não apresentados no Volume I, traz ainda conceitos básicos necessários à interpretação dos resultados, um resumo da metodologia adotada e um conjunto de Anexos detalhando as informações e os dados considerados nos estudos.

O presente Relatório, correspondente ao **Volume I – Relatório Executivo do PEN 2010**, está estruturado como descrito a seguir.

O **Item 2 – Conclusões e Recomendações** apresenta as conclusões e recomendações que o ONS julga relevantes para aumentar a margem de segurança da operação do SIN no horizonte 2010/2014.

No **Item 3 – Premissas Básicas** são apresentadas as principais premissas adotadas, destacando-se:

- As **previsões de carga** de acordo com o cenário de projeção de crescimento do **PIB**, a uma taxa média de **6% em 2010 e 5% ao ano entre 2011 e 2014**;
- A composição dos cenários de oferta de geração e transmissão, que tem por base as **informações do CMSE para o Programa Mensal da Operação Energética - PMO de maio de 2010**;
- A consideração do **Termo de Compromisso – TC da Petrobras com a ANEEL** para recuperação da disponibilidade de geração termelétrica com base em gás natural;
- A consideração da **Curva de Operação da Região Norte – CON, e as Curvas de Aversão ao Risco, calculadas para um horizonte de cinco anos – CAR 5**; e

- A adoção da **curva de custo de déficit de um patamar**, coerente com os estudos de planejamento da expansão da geração desenvolvidos pela EPE/MME (Plano Decenal de Expansão – PDE 2019).

São também apresentadas **outras premissas**, que correspondem às práticas operativas adotadas pelo ONS.

No **Item 4 – Cenários Avaliados**, são descritos os cenários configurados para avaliação das condições de atendimento ao mercado, denominados **Cenário de Referência – Cenário CR** e o **Cenário de Sensibilidade – Cenário CS**, que adota as mesmas premissas do Cenário CR, porém, tomando por base a experiência de despacho simultâneo de todas as térmicas a óleo em 2008, quando dificuldades na logística de entrega de combustível levaram a uma limitação de aproximadamente 50% na capacidade efetiva disponível. Assim, este CS admite, igualmente, uma redução de 50% da oferta termelétrica a óleo disponível no Nordeste objetiva mostrar a importância dos esforços que estão sendo empreendidos no sentido de garantir soluções de infraestrutura e logística que permitam a utilização plena e simultânea deste parque térmico.

Destaca-se que neste estudo foram considerados em separado, os subsistemas elétricos Acre-Rondônia – AC/RO e Tucuruí–Manaus-Macapá – TMM, de forma que as condições de atendimento à carga destes subsistemas possam ser avaliadas com base numa configuração energética mais representativa da prática operativa.

No **Item 5 – Síntese dos Resultados das Avaliações Energéticas**, são apresentados os principais indicadores das avaliações energéticas de médio prazo para os cenários formulados, obtidos com base em simulações com o Modelo NEWAVE (Versão 15), utilizando-se 2.000 séries sintéticas de energias naturais afluentes, destacando-se os riscos de déficit de energia, os custos marginais de operação – valor esperado das médias anuais e mensais e, apenas para o Cenário de Referência, a avaliação do congestionamento das interligações regionais.

É apresentada também uma avaliação com séries históricas de energias naturais afluentes e uma sensibilidade à carga projetada para o Cenário de Referência, no sentido de se avaliar o impacto de uma antecipação do crescimento da demanda de energia elétrica no horizonte 2010-2014.

Ainda no **Item 5** são apresentados os resultados dos balanços estáticos de energia com detalhamentos específicos para as Regiões Nordeste e Sul, função dos excedentes e dos déficits de energia assegurada, respectivamente.

Também neste Item é apresentado o Balanço de Ponta, análise que se torna cada vez mais importante, função do perfil de expansão da geração previsto para o horizonte de análise, com forte participação de usinas térmicas e hidroelétricas a fio d'água ou baixo grau de regularização.

O Anexo I deste Relatório detalha as projeções de carga de energia consideradas nas análises deste PEN 2010. O Anexo II, a evolução da capacidade instalada por subsistema considerado no período 2010-2014. Finalmente, o Anexo III apresenta o Termo de Compromisso da Petrobras com ANEEL - TC.

Cabe ressaltar que são apresentadas no **Volume II – Relatório Complementar do PEN 2010**, análises adicionais do atendimento ao SIN no período 2010 - 2014, contemplando: evolução dos níveis de armazenamento dos subsistemas; estimativas dos montantes de geração termoelétrica requeridos; e um maior detalhamento do atendimento à demanda máxima.

Também constam daquele Volume II, um resumo dos conceitos básicos necessários à melhor compreensão das análises e resultados publicados no PEN 2010, bem como a metodologia do PEN e um conjunto de Anexos que detalham as informações básicas sobre o SIN e das usinas consideradas nos estudos realizados.

Finalmente é importante destacar que o racionamento em 2001/2002 levantou dúvidas quanto à suficiência e eficácia da política de minimização de custos de operação para a segurança do atendimento dos requisitos de energia elétrica e o atual modelo institucional, estabelecido pela Lei 10.848/2004, deu destaque à preservação da segurança eletroenergética do SIN e à modicidade tarifária, ambas garantidas, respectivamente, pela otimização da operação do SIN na forma de despacho centralizado e pela competição na expansão da oferta, via leilões de geração e transmissão pelo menor preço.

No contexto da segurança eletroenergética do SIN, o estoque de energia tem se tornado mais relevante, progressivamente, como a variável de estado determinante para a indicação da segurança do atendimento à carga. Os fatores que causam essa característica são: a dificuldade de se quantificar a oferta futura de água no SIN, devido à sua natureza aleatória, a gradual perda da capacidade de regularização plurianual do sistema de reservatórios do SIN e ainda a intensificação do uso da geração hidroelétrica em substituição à maior oferta de geração termoelétrica de custo variável de operação elevado. A medida da segurança do atendimento pode se traduzir pelo posicionamento do estoque de energia em relação a curvas de requisitos de armazenamento

definidas para condições hidroenergéticas de segurança do atendimento, previamente fixadas.

Essa nova abordagem de avaliação das condições de atendimento, através a da valorização dos estoques de segurança no curto e médio prazos, define os chamados **Indicadores de Segurança Energética**, que servirão para dar maior robustez às decisões de curto e médio prazos calcadas nas métricas usuais, como riscos de déficit de energia, cujo patamar máximo preconizado pela Resolução 01 do CNPE é de 5% em cada ano, em cada subsistema, e os custos marginais de operação - CMOs, que na condição da expansão ótima, definida nos estudos de longo prazo, pelo MME/EPE, devem estar igualados ao custo marginal de expansão – CME.

Esta nova metodologia, que já está em fase final de desenvolvimento pelo o ONS, com participação dos Agentes e diversas entidades setoriais, tão logo seja aprovada pelo CMSE/MME poderá ser aplicada nos estudos de médio prazo do Plano Anual da Operação Energética.

2 Conclusões e Recomendações

2.1 Conclusões

1. Considerando-se a premissa de crescimento do PIB de 6 % em 2010 e 5 % a.a. no período 2011-2014, a carga de energia do SIN deverá evoluir de 52.230 MWmed em 2009 para 68.542 MWmed em 2014 (já com a incorporação do sistema Acre-Rondônia e dos sistemas isolados de Manaus e Macapá), o que representa um aumento médio de 5,2% a.a.;
2. A capacidade instalada do SIN deverá elevar-se de 103.598 MW, existentes em 31/12/2009, para 130.294 MW, em 31/12/2014. A hidroeletricidade continuará como a principal fonte de geração de energia, mas a participação das fontes termoelétricas aumentará em 83%, nos próximos 5 anos, passando de 15.369 MW (14,8%) para 28.129 MW em 2014 (21,6%);
3. Ponto de destaque com relação à expansão da oferta programada até 2014, como resultado dos diversos leilões de energia nova, é a necessidade de mudança de paradigma no planejamento e na programação da operação do SIN, uma vez que essa expansão está calcada em usinas hidroelétricas com baixa ou nenhuma regularização plurianual e usinas termoelétricas com elevados Custos Variáveis Unitários – CVUs, o que leva, pelo usual critério econômico de mínimo custo total de operação, a um retardo no despacho térmico, submetendo cada subsistema a acentuados deplecionamentos ao final de cada estação seca. Para se evitar a dependência das estações chuvosas subsequentes e garantir a segurança energética do SIN, passará a ser fundamental, a cada ano, o uso dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP, já aprovados pelo CMSE, o que resultará num custo de operação mais elevado para garantir os estoques de segurança;
4. Nesse contexto, passa a ser fundamental o equacionamento das eventuais restrições de logística de entrega de combustível às usinas térmicas, na medida em que volumes crescentes de geração térmica poderão ser necessários a cada ano para fazer frente à aplicação dos POCP;
5. Em termos de evolução da Matriz Energética, ao se manter a atual tendência da expansão da hidroeletricidade com baixa ou nenhuma regularização plurianual, o papel das termoelétricas flexíveis ou de baixa inflexibilidade com custos de operação moderados e com menores incertezas de suprimento de combustível (GN/GNL/Carvão) passa a ser fundamental na seleção dos projetos a serem ofertados nos próximos leilões de energia nova. Não obstante, pequenas centrais e as fontes alternativas complementares no período seco, como eólicas e biomassa, também apresentam papel importante na segurança operativa do SIN, na medida em que funcionam como

“reservatórios virtuais”, complementando a geração hidráulica nos períodos secos de cada ano;

6. Sob o enfoque tradicional da análise das condições de atendimento à carga, as avaliações probabilísticas com base nos riscos de déficit de energia para o Cenário de Referência e para o Cenário de Sensibilidade indicam que as condições de atendimento estão adequadas aos critérios de suprimento preconizados pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, na medida em que os riscos de déficit são inferiores a 5% em todos os subsistemas no horizonte 2010/2014, chegando a valores nulos na Região Nordeste em 2013 e 2014;
7. Não obstante, embora os riscos de déficit sejam de baixa magnitude e também existam sobras de energia assegurada no SIN no horizonte 2010/2014, os Custos Marginais de Operação – CMOs, bem como a dispersão dos mesmos, são crescentes ao longo do horizonte de análise para os 2.000 cenários hidrológicos simulados, atingindo valores esperados próximos a 170 R\$/MWh em 2014, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Acre-Rondonia e 150 R\$/MWh nos subsistemas Norte e Tucuruí-Manaus-Macapá;
8. Na Região Nordeste o maior valor observado de CMO é de 105 R\$/MWh, em 2014, destacando-se que a partir de 2011 essa Região apresenta CMOs, embora crescentes, sempre inferiores às demais, o que sugere, considerando ainda a indicação de riscos de déficit nulos em 2013 e 2014 somente nesta Região, a necessidade de avaliações da viabilidade econômica de reforços na sua capacidade de exportação;
9. Esses resultados de elevação dos CMOs ao longo do horizonte de análise se explicam pela participação maior da expansão da geração térmica com CVUs elevados em relação à expansão das fontes alternativas e hidráulicas;
10. Até 2012 os CMOs médios anuais de todos os subsistemas são inferiores ao Custo Marginal de Expansão – CME de 113 R\$/MWh, que é uma das variáveis indicativas para expansão da oferta nos estudos de Planejamento da Expansão do MME/EPE (Plano Decenal de Expansão de Energia). Para o Cenário de Referência, em 2014 os CMOs são superiores ao CME em todos os subsistemas, com exceção do Nordeste. No entanto, os próximos LEN A-3 e LER de 2010, além do LEN A-3 de 2011 e/ou LER, poderão agregar oferta suficiente para atendimento ao critério de expansão econômica através da **igualdade entre CMO e CME**;
11. Avaliações do atendimento à carga com base nas séries históricas de vazões naturais afluentes (1931 a 2008) indicam que apenas os anos hidrológicos de 1953 e 1955 apresentariam montantes pouco significativos de energia não suprida entre 2012 e 2014, valores facilmente administrados através de procedimentos operativos, tais como os POCP;

12. Considerando que as condições de atendimento à carga são bastante satisfatórias no horizonte 2010 – 2014, e considerando ainda que existem sobras de energia assegurada no SIN nesse período, foram feitas avaliações de sensibilidade com relação ao crescimento do mercado, podendo-se concluir que a expansão prevista até 2014, mantidos os cronogramas programados neste PEN 2010, é capaz de suportar um crescimento médio anual da carga de até 7% a.a, cerca de 75 GWmed em 2014, contra os 5,2% a.a. do Cenário de Referência, cerca de 68 GWmed neste ano, o que significa uma antecipação em torno de um ano no crescimento da carga;
13. Nessa hipótese, haveria equilíbrio entre a carga e a energia assegurada do SIN até 2013. Não obstante, embora os riscos de déficit de energia estejam próximos ao limite de 5% preconizado pelo CNPE, os custos marginais de operação se elevam significativamente em relação aos valores previstos para o Cenário de Referência, podendo quase dobrar de valor ao final do horizonte de estudo. Vale lembrar, no entanto, que nestas avaliações não foram considerados os próximos LEN A-3 e LER de 2010, além do LEN A-3 de 2011 e/ou LER, que poderão agregar oferta capaz de evitar esse crescimento acentuado dos CMOs para suportar uma antecipação do crescimento da economia;
14. A análise das diferenças entre os custos marginais dos subsistemas, conjugada à frequência de intercâmbios máximos nas interligações, indica congestionamentos da interligação Norte-Sul, restrições à exportação pelo Nordeste a partir de 2012 e congestionamentos no sentido Sul/Sudeste-Centro-Oeste, o que reforça a tese de que devem ser mantidos os atuais 4 submercados para efeito de comercialização de energia no Mercado de Curto prazo - MCP;
15. Destaca-se que a partir de 2011 as diferenças dos CMOs dos pares de subsistemas SE/CO – Sul e N/NE, são crescentes, indicando a necessidade de avaliação, por parte do MME/EPE, da oportunidade de reforços na integração desses sistemas;
16. Com o cenário de redução de disponibilidade de 50% das térmicas a óleo do Nordeste (Cenário de Sensibilidade), os riscos de déficit de carga permanecem abaixo do critério de garantia do CNPE em todo o horizonte. Não obstante, ocorrem elevações dos CMOs em todas as regiões no período 2010/2014 e a Região Nordeste passa a ter, em 2014, CMOs da ordem de 134 R\$/MWh, acima do Custo Marginal de Expansão – CME (113 R\$/MWh);
17. Não se prevêem restrições ao intercâmbio entre o subsistema Acre-Rondônia e o restante do SIN a partir de 2012, quando está prevista a entrada em operação de todas as instalações associadas à sua interligação ao SIN;
18. Como já comentado, o balanço estático de energia do SIN, avaliado com base nas garantias físicas e disponibilidades das usinas existentes e programadas, indica sobras de energia ao longo de todo o horizonte, ampliadas com a

consideração da oferta do 1º e 2º Leilão de Energia de Reserva - LER. Estas sobras evoluem de aproximadamente 1.600 MWmed, em 2010, a 4.100 MWmed em 2014. Os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste apresentam balanço positivo todos os anos e os subsistemas Sul, Acre-Rondônia e Manaus-Macapá balanço negativo ao longo de todo horizonte. Excedentes no SIN se mantêm, embora menores, mesmo na hipótese de redução de 50% de geração a óleo no Nordeste (Cenário de Sensibilidade);

19. Considerando que a maior parte das sobras de energia e de garantia física do SIN está localizada na Região Nordeste, principalmente nos anos de 2012 a 2014, em razão de uma maior quantidade de usinas térmicas a óleo vendedoras nos leilões de energia com entregas nesse período (4º LEN, A-3 de 2007 e 7º LEN, A-5 de 2008), e considerando ainda que nesta Região existe geração hidráulica mínima compulsória, em razão de restrições de uso múltiplo da água no rio São Francisco, especificamente no reservatório de Sobradinho – defluência mínima de 1.300 m³/s, foram feitas avaliações de eventuais restrições de alocação na curva de carga do SIN, da geração térmica total contratada nos leilões. Os resultados indicam que em 2013, em todos os patamares de carga, poderão ocorrer montantes de geração térmica não alocável da ordem de 1.800 MWmed – 18% da disponibilidade máxima (na carga pesada) e 3.600 MWmed – 35% da disponibilidade máxima (na carga média), ou seja, poderá ocorrer restrição ao uso de geração térmica total da Região Nordeste por limitação na capacidade de exportação de energia dessa Região, caso mantida a condição de defluência mínima de 1.300 m³/s em Sobradinho;
20. Para o ano de 2014, os resultados indicam também haver excedente não alocável de disponibilidade de geração térmica no subsistema Nordeste em todos os patamares de carga, com valores de geração térmica da ordem de 1.300 MWmed – 13% da disponibilidade máxima (na carga pesada) - e 3.100 MWmed – 30% da disponibilidade máxima (na carga média), considerando a restrição de vazão mínima de 1.300 m³/s em Sobradinho;
21. A redução dessa restrição de defluência mínima para valores da ordem de 1.100 m³/s, autorizados excepcionalmente pela Agência Nacional das Águas – ANA em situações de aflúncias críticas no rio São Francisco, permite diminuir os montantes de geração térmica não alocável, em 2013, a valores entre 1.300 MWmed – 13% da disponibilidade máxima (na carga pesada) e 3.000 MWmed – 30% da disponibilidade máxima (na carga média); e, em 2014, a valores entre 700 MWmed – 7% da disponibilidade máxima (na carga pesada) – e 2500 MWmed – 25% da disponibilidade máxima (na carga média);
22. Estes resultados indicam a necessidade de avaliações para quantificar o custo/benefício associado à redução da restrição de vazão mínima do rio São Francisco e/ou da ampliação da capacidade de exportação da Região Nordeste,

de forma a garantir a plena utilização da energia contratada nesta Região a partir de 2013;

23. Com relação à Região Sul, em face da sua forte dependência de importação de grandes blocos de energia de outras regiões do SIN, o que sempre envolve riscos de problemas no sistema de transmissão, as avaliações estáticas para situações de secas severas nessa Região, concomitantes com indisponibilidades no sistema elétrico de importação, como ocorrido em 2006, indicam insuficiência de oferta local para o pleno atendimento da carga;
24. Nesse contexto, a localização da nova oferta decorrente dos próximos LENS e/ou LER, com entrada entre 2012 e 2014, deveria priorizar a Região Sul. Adicionalmente, expansões no Nordeste deveriam ser avaliadas considerando também os custos necessários para a expansão da capacidade de exportação dessa Região;
25. Estimativas de Níveis Meta para garantia dos estoques de segurança ao final de novembro de cada ano, no contexto dos POCP, indicam uma tendência de elevação destes em 2014 na Região Nordeste (de 20% para 25% EARmax) e na Região Sudeste/Centro-Oeste (de 39% para 42% EARmax). Vale destacar que as estimativas desses Níveis Meta não consideram a possível expansão da oferta em 2013/2014 com os leilões de energia nova a partir de 2010; e
26. Com relação ao atendimento da demanda máxima, o balanço estático de ponta indica que a capacidade instalada prevista no horizonte do PEN 2010 está adequada em todas as regiões, em razão das folgas em relação à carga de ponta (da ordem de 30%). Entretanto, a tendência é de que seja necessário, nesse período de carga, o despacho de geração térmica **acima das inflexibilidades declaradas pelos agentes de geração térmica**, devido ao progressivo aumento da participação desta geração na oferta e da expansão hidráulica calcada em usinas com baixa e/ou nenhuma regularização.

As avaliações considerando apenas as inflexibilidades declaradas indicam, para 2014, pequenas folgas, entre 4% a 5%, no limite para o atendimento às necessidades de reserva girante do SIN.

2.2 Recomendações

1. Considerando que os resultados de um estudo dessa natureza estão intrinsecamente relacionados com as premissas de carga e principalmente da expansão da oferta prevista, é recomendação relevante que o MME/CMSE e a ANEEL continuem efetuando o acompanhamento estrito dos cronogramas de expansão da oferta, com destaque para as seguintes instalações: usinas hidrelétricas Santo Antônio (3.150 MW), Jirau (3.300 MW), Foz do Chapecó (855 MW), Estreito (1.087 MW), Dardanelos (261 MW), Mauá (350 MW), Simplício (306 MW) e das UTEs Do Atlântico (490 MW), Candiota III (350 MW), Porto Pecém I (700 MW), Suape II (356 MW) e Porto do Itaqui (360 MW), além das usinas térmicas do 4º LEN, A-3 de 2007 e do 7º LEN, A-5 de 2008, que definiram montantes significativos de geração térmica a óleo, principalmente na Região Nordeste;
2. Também devem ser mantidos os cronogramas de reforços das interligações regionais, destacando-se a LT 500 kV Colinas – R. Gonçalves – S. J. Piauí – Milagres e a LT 500 kV Foz do Iguaçu – Cascavel;
3. Considerando o perfil atual de expansão da oferta predominantemente térmico, recomenda-se que nos estudos de planejamento da expansão da oferta sejam também consideradas as necessidades de atendimento à demanda máxima do SIN, de forma que o dimensionamento da capacidade instalada para o atendimento à ponta seja o mais econômico possível;
4. É imprescindível a manutenção dos esforços que estão sendo empreendidos no sentido de viabilizar soluções de infraestrutura/logística que permitam a disponibilização de óleo para geração térmica flexível, de modo a garantir o suprimento de combustível para estas termoelétricas e a sua plena utilização em situações em que devam ser despachadas para segurança eletroenergética do SIN;
5. Articulações no âmbito do Ministério do Meio Ambiente - MMA e da Agência Nacional de Águas - ANA deverão ser realizadas de modo a viabilizar a redução da restrição de vazão mínima do São Francisco, sem o comprometimento dos requisitos ambientais, permitindo assim a melhor utilização dos recursos hidrotérmicos da Região Nordeste;
6. Considerando a previsão de instalação de 35 usinas térmicas na Região Nordeste, com capacidade de 7.615 MW, e o impacto na rede elétrica dessa Região, os estudos para integração dessas novas UTEs deverão ser desenvolvidos considerando a integração mais econômica e a possível necessidade de substituição de equipamentos existentes pela superação de sua capacidade;

7. Os resultados das avaliações energéticas deste PEN 2010 indicam a necessidade do desenvolvimento de estudos de viabilidade econômica de ampliação da capacidade da interligação Norte-Sul, contemplando inclusive a possibilidade de antecipar a transmissão associada à UHE Belo Monte; e
8. Considerando a evolução da Matriz Energética, com o perfil de perda paulatina do grau de regularização, torna-se oportuna a avaliação, nos estudos de expansão da oferta para o horizonte pós 2014, que sejam contemplados cenários de uma maior participação da geração térmica com menores custos de operação e menores inflexibilidades (GN/GNL/Carvão), de forma a onerar menos o custo final de produção em decorrência da aplicação sistemática dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo para garantia da segurança eletro energética do SIN (formação de estoque anual de segurança).

3 Premissas Básicas

3.1 Previsões de Carga

As previsões de carga adotadas foram elaboradas em conjunto pela EPE/MME e ONS, consubstanciadas nas Notas Técnicas conjuntas DEA 03/10 e ONS 010/2010 – “Projeções da Demanda de Energia Elétrica para o PEN 2010” e Notas Técnicas DEA 07/10 e ONS 059/2010 – **“1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional”**, de abril de 2010.

De acordo com estes estudos conjuntos, o desempenho dos indicadores do nível de atividade econômica ao longo de 2009, tanto no Brasil quanto nos demais países, vêm mostrando uma retomada da expansão econômica global. Assim, os valores da previsão consideram uma retomada mais rápida de níveis de crescimento sustentado.

O crescimento da carga de energia do SIN, no período de janeiro a maio de 2010, considerando os valores verificados até março e os valores do PMO para abril e maio, registra uma taxa média mensal em torno de 10,8% sobre igual período de 2009. Tal comportamento já era esperado e foi, em grande medida, influenciado pela retomada do crescimento da economia, após os efeitos da crise financeira internacional sobre o mercado de energia elétrica brasileiro, associado à ocorrência de elevadas temperaturas, acima da média para esse período. Adicionalmente, a interligação do sistema Acre-Rondônia a partir do final de outubro de 2009 também teve sua parcela de contribuição para esse resultado.

Em relação à 1ª Revisão Quadrimestral dos Estudos de Mercado de Energia e Demanda de 2009, e que subsidiaram o PEN de 2009, foram revistas e ajustadas algumas premissas econômicas e setoriais. Desta forma, **a expectativa de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) nacional, em 2010, situa-se em torno de 6% e para o período 2011-2014 com uma expansão média anual de 5% ao ano**, o que representa, em termos de crescimento da carga, entre 2010 e 2014 um aumento médio anual de 5,2%.

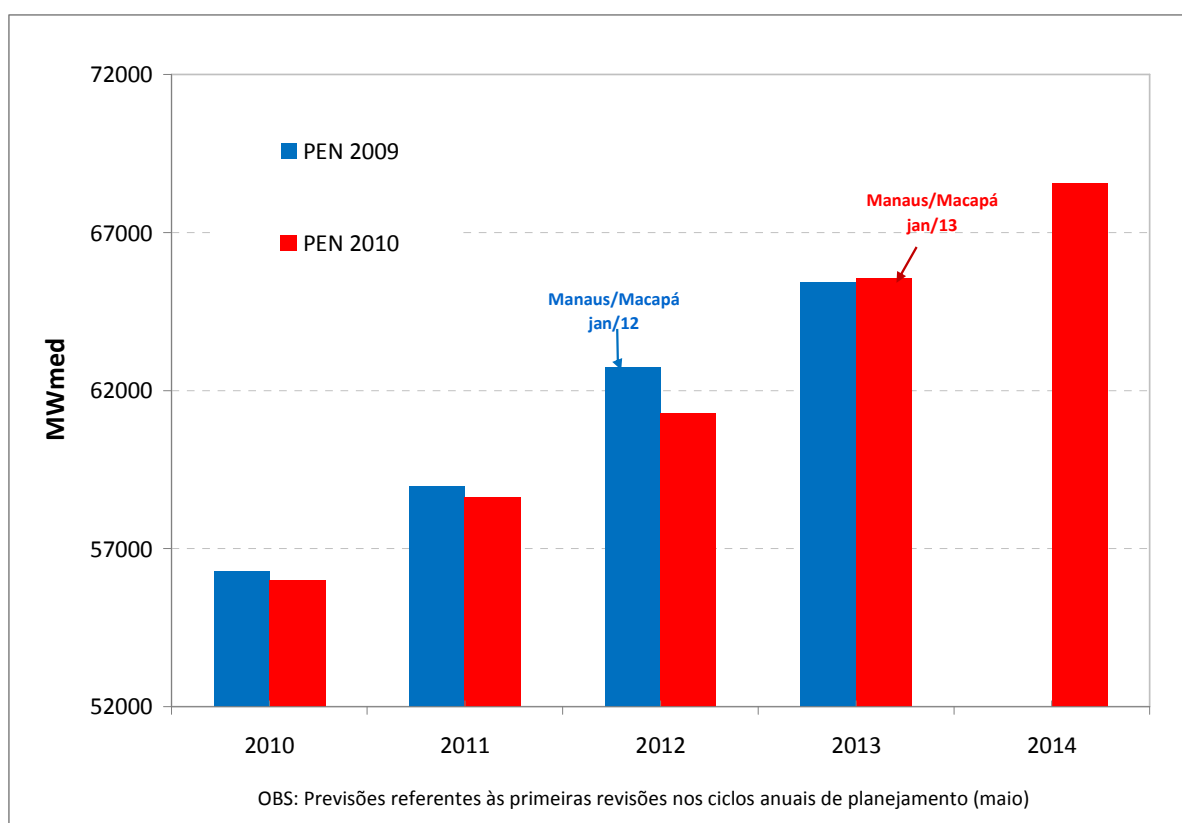
Nesta 1ª Revisão Quadrimestral de 2010, relativamente à projeção anterior, de janeiro/2010, utilizada nos programas mensais de operação de janeiro a abril de 2010, não se configuram alterações sensíveis no que se refere às condições conjunturais iniciais, tanto da economia quanto do consumo como em relação ao cenário macroeconômico e às premissas setoriais nesse horizonte de estudo.

Porém, dois fatos relevantes obrigaram a que se procedesse à revisão da projeção anterior do mercado e da carga. Em primeiro lugar, a data da interligação dos sistemas isolados de Manaus e Macapá que foi postergada de novembro de 2011 para janeiro de 2013 e, em segundo lugar, a não configuração, na intensidade prevista, de uma rápida queda do índice de perdas no SIN, como hipótese da projeção anterior.

Assim, embora se tenha mantido a projeção anterior do consumo de energia elétrica no País, ajustou-se a projeção da carga de energia do SIN em função de uma redução mais lenta do índice de perdas nos anos de 2010 e 2011, o que resultou em um aumento da carga de energia do SIN, nesses anos.

A Figura 3.1-1, a seguir, apresenta as projeções de carga consideradas no PEN 2010.

Figura 3.1-1 – Previsão de Carga de Energia do SIN 2010- 2014 (MWmed)



As principais hipóteses básicas consideradas no PEN 2010 foram:

- No Brasil, a recuperação da economia no 2º semestre de 2009 deve se intensificar ao longo de 2010 e continuar acima da média mundial ao longo do horizonte decenal;
- Em relação ao PEN 2009, as taxas de crescimento do PIB estão maiores em função de uma expectativa de cenário internacional mais favorável (liderado, em particular, pelas economias emergentes) e pelo desempenho relativo da economia brasileira durante a crise;
- A previsão de redução do índice de perdas técnicas e não técnicas, consideradas na previsão da carga, está mais lenta em relação às previsões anteriores devido ao aumento dos valores verificados de 2009 em relação a 2008; e
- Previsão da Interligação Tucuruí-Manaus-Macapá em **janeiro de 2013**.

Considerando-se a premissa de crescimento do PIB de 6 % em 2010 e 5 % a.a. no período 2011-2014, a carga de energia do SIN deverá evoluir de 52.230 MWmed em 2009 para 68.542 MWmed em 2014 (já com a incorporação do sistema Acre-Rondônia e dos sistemas isolados de Manaus e Macapá), o que representa o equivalente a um aumento médio de 5,2% a.a. da carga a ser atendida no SIN.

A Tabela 3.1-1, a seguir, apresenta a projeção de carga anual considerada neste PEN 2010, destacando-se o crescimento anual da carga do SIN em MWmed e em %.

Tabela 3.1-1 - Carga de Energia (MWmed)

Ano	SE/CO	Sul	Nordeste	Norte	AC/RO	TMM (3)	SIN	Cresc. (MWmed)	Cresc. (%)
2009(1)	32.144	8.784	7.671	3.631	-	-	52.230	-	-
2010(2)	34.022	9.290	8.323	3.940	421	-	55.996	3.766	7,2
2011	35.627	9.610	8.722	4.221	463	-	58.643	2.647	4,7
2012	37.265	9.982	9.110	4.431	497	-	61.286	2.643	4,5
2013	39.216	10.397	9.566	4.705	525	1.152	65.560	4.274	7,0
2014	40.915	10.828	10.043	4.960	568	1.228	68.542	2.982	4,5
Crescimento Médio de 2010 a 2014								3.262	5,2

(1) Valor verificado (2) Valores verificados até março, abril e maio coincidentes com previsão de curto prazo para o modelo DECOMP. (3) TMM – Sistema Tucuruí-Manaus-Macapá.

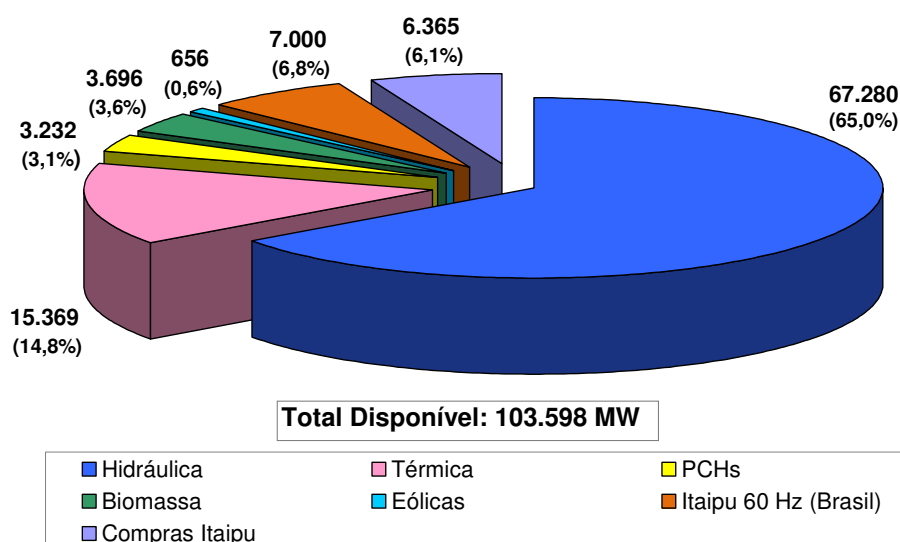
A Tabela I-1 e a Figura I-1 do Anexo I apresentam a previsão de carga e o gráfico de crescimento anual detalhado por subsistemas, incluindo os sistemas Acre-Rondônia e Manaus-Macapá.

3.2 Oferta Existente e Expansão de 2010 a 2014

3.2.1 Oferta Existente em dezembro de 2009

A Figura 3.2.1-1, a seguir, apresenta a capacidade instalada no SIN em 31/12/2009, totalizando 103.598 MW, dos quais 80.645 MW (77,9%) em usinas hidroelétricas, incluindo a parcela de Itaipu disponível para o Brasil, 15.369 MW (14,8%) em usinas termoeleétricas convencionais e nucleares e 7.584 MW (7,3%) em PCHs, PCTs e Eólicas.

Figura 3.2.1-1 - Capacidade Instalada do SIN (MW) – 31/12/2009



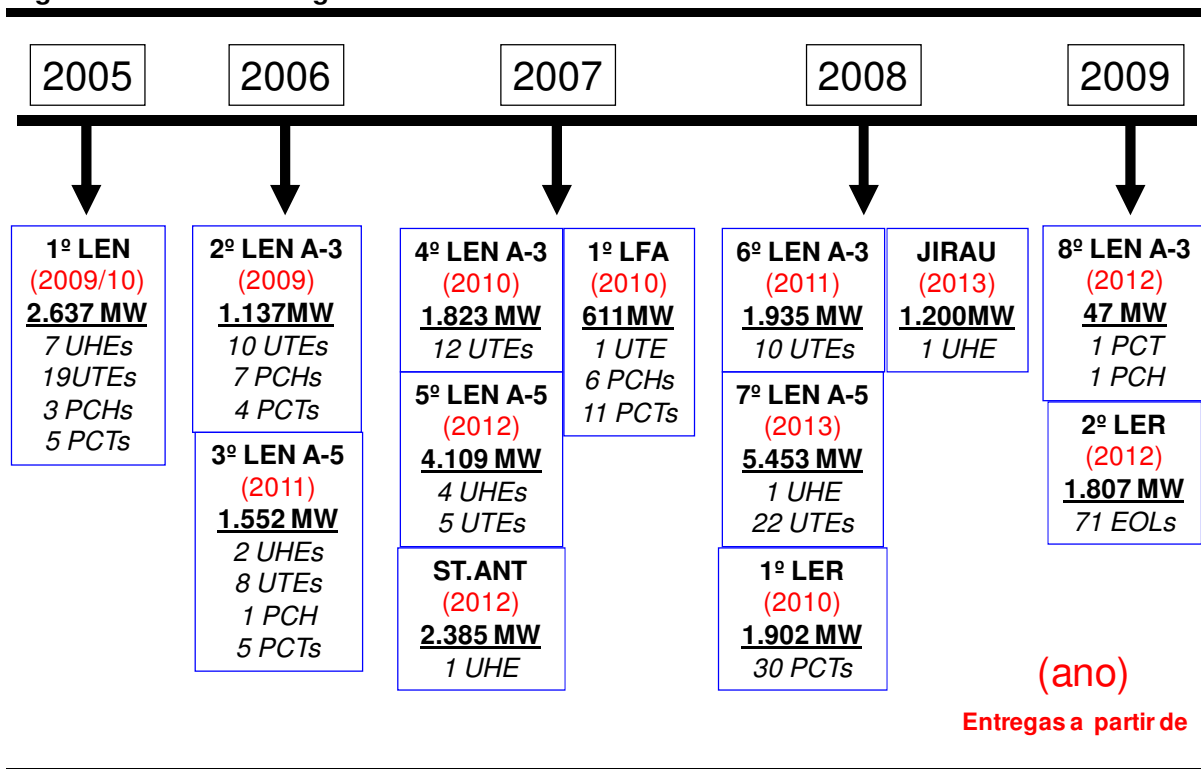
3.2.2 Expansão da Oferta de 2010 a 2014

O programa de expansão da oferta de geração considerado como base para a formulação dos **Cenários Avaliados** – Item 4 – teve como referência os cronogramas de obras definidos pelo MME/CMSE/DMSE para o PMO de maio de 2010. A expansão da oferta de energia elétrica a ser incorporada ao SIN no horizonte 2010-2014 é composta de 4 conjuntos de projetos:

- **Conjunto 1** – usinas cujas concessões foram outorgadas anteriormente ao processo de licitação pelo menor preço, anterior ao modelo institucional vigente, mas que têm seus cronogramas de construção mensalmente acompanhados pelo CMSE/DMSE com base em informações dos Agentes e da ANEEL. Nesse conjunto está incluída a expansão prevista no Sistema Acre-Rondônia, além da integração ao SIN das usinas que fazem parte da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá (TMM);
- **Conjunto 2** – usinas do PROINFA, projetos alavancados pelo Governo através da Eletrobrás, cujos cronogramas são acompanhados pelo CMSE/DMSE com base em informações da Eletrobrás.
- **Conjunto 3** – usinas concedidas/autorizadas sem processo licitatório, cujos cronogramas são acompanhados apenas pela ANEEL, composto de PCHs e PCTs que não fazem parte do PROINFA, e
- **Conjunto 4** – usinas cujas concessões foram obtidas através de leilões de menor preço da energia a ser disponibilizada ao SIN (LEN A-3, LEN A-5, LFA, LER e outros), conforme modelo institucional vigente, cujos cronogramas são acompanhados mensalmente pelo CMSE/DMSE.

A Figura 3.2.2-1, a seguir, apresenta a cronologia dos leilões realizados até 2009 com os respectivos resultados de oferta obtidos.

Figura 3.2.2-1: Cronologia dos Leilões



Cabe observar que, embora o leilão da UHE Belo Monte (11.283 MW) tenha sido realizado em 20 abril de 2010, a entrega de sua energia terá início apenas a partir de 2015, portanto, fora do horizonte de análise deste PEN 2010. Para 2010 ainda estão previstos, pelo MME, o **9º LEN**, A-5, para PCHs e UHEs, com entrega de produtos a partir de 2015, o **2º LFA** para PCHs, Biomassa e Eólicas, com entrega de produtos a partir de 2013, o **3º LER** para Biomassa, com entregas **em 2011 e 2012**, e para Biomassa, Eólicas e PCHs, para entregas em **2013**, e o **10º LEN**, A-5, para qualquer fonte de geração, com entrega de produtos a partir de 2015.

Portanto, para o triênio 2011/2012/2013 pelo menos 3 novos leilões de energia poderão aumentar a oferta já contratada e para 2014 um LEN A-3 e/ou um LER, a serem realizados em 2011, também poderão ampliar a oferta daquele ano.

A Tabela 3.2.2-1, a seguir, apresenta a expansão da capacidade instalada no SIN distribuída conforme os conjuntos de oferta definidos anteriormente, inclusive com a integração das usinas do TMM.

Tabela 3.2.2-1 - Expansão da Potência Instalada com Novos Projetos e TMM (MW)

SIN	2010	2011	2012	2013	2014	Total
Oferta anterior aos LEN ⁽¹⁾	340	73	0	0	0	413
Outras PCH, PCT e EOL ⁽²⁾	731	213	0	0	0	944
PROINFA	707	270	0	0	0	977
Integração de TMM ao SIN	0	0	0	1.183	0	1.183
1º LEN	720	624	0	0	0	1.344
2º LEN (A-3)	212	0	0	0	0	212
3º LEN (A-5)	621	926	0	0	0	1.547
1º LFA	152	63	0	0	0	215
4º LEN (A-3)	1.533	290	0	0	0	1.823
5º LEN (A-5)	734	2.085	1.089	0	0	3.908
UHE Sto Antônio	0	0	660	880	846	2.386
UHE Jirau	0	0	0	975	225	1.200
1º LER	772	725	267	0	0	1.764
6º LEN (A-3)	0	1.935	0	0	0	1.935
7º LEN (A-5)	0	0	360	5.093	0	5.453
8º LEN (A-3)	6	0	48	0	0	54
2º LER	0	0	1.806	0	0	1806
Total SIN	6.527	7.204	4.230	8.131	1.071	27.164 ⁽³⁾

Observações: (1) Usinas com concessão outorgadas antes da sistemática dos leilões (inclui a UHE Rondon II - Rondônia). (2) PCHs e PCTs autorizadas pela ANEEL com datas informadas ao CMSE/DMSE (inclui expansão do Acre-Rondônia). (3) Total não inclui compras Itaipu.

Considerando a redução das compras de Itaipu, devido ao acréscimo da carga da ANDE e a alteração de combustível na UTE Santa Cruz, a Tabela 3.2.2-2,

a seguir, apresenta os acréscimos de potência instalada do SIN por fonte de geração em cada ano do horizonte 2010-2014.

Cabe destacar que, com relação às usinas térmicas a gás natural, foi considerado o cronograma de recuperação da disponibilidade de gás natural de acordo com o Termo de Compromisso – TC da Petrobras com a ANEEL (Anexo III), em acordo com o Despacho ANEEL nº 1.354/2007, de 02/05/2007. Para garantir as disponibilidades plenas deste TC falta apenas a conclusão da ampliação do trecho sul do GASBOL, previsto para julho de 2010, cabendo o destaque da integração da rede de gasodutos entre as Regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste através do GASENE, a partir de maio de 2010:

Tabela 3.2.2-2: Acréscimo Anual da Potência Instalada no SIN (MW) – 31/dez

TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	Total 2010/2014	
Hidráulica	1.300	2.487	964	2.533	1.070	8.355	
Térmicas	Nuclear	0	0	0	0	0	
	GN	51	160	0	793	0	1.004
	GNL	0	504	564	1.124	0	2.192
	Carvão	350	720	720	0	0	1.790
	Óleo	1.619	1.754	258	3.618	0	7.249
	Diesel	200	174	-400(***)	62	0	36
	Outros (*)	490	0	0	0	0	490
TOTAL	2.710	3.312	1.142	5.597	0	12.761	
PCHs	483	328	0	0	0	810	
Biomassa	1.624	847	314	0	0	2.785	
Eólicas	410	230	1.805	0	0	2.445	
Itaipu 60 Hz (Brasil)	0	0	0	0	0	0	
Capacidade Instalada	6.527	7.204	4.225	8.130	1.070	27.156	
Compras Itaipu (**)	-45	-292	-39	-40	-42	-458	
Total	6.482	6.912	4.186	8.090	1.028	26.698	

OBS: (*) Outros se refere a Cocal, PIE-RP, Cisframa, Sol e Do Atlântico. (**) Valores negativos se referem à redução das compras de Itaipu devido ao acréscimo da carga da ANDE. (***) Alteração de combustível na UTE Santa Cruz

Conforme Tabela 3.2.2-3, a seguir, a capacidade instalada do SIN deverá evoluir de **103.598 MW**, existentes em 31/12/2009, para **130.294 MW**, em 31/12/2014 - aumento de 26.696 MW, aproximadamente 26%.

Tabela 3.2.2-3: Evolução da Potência Instalada no SIN (MW) - 31/dez

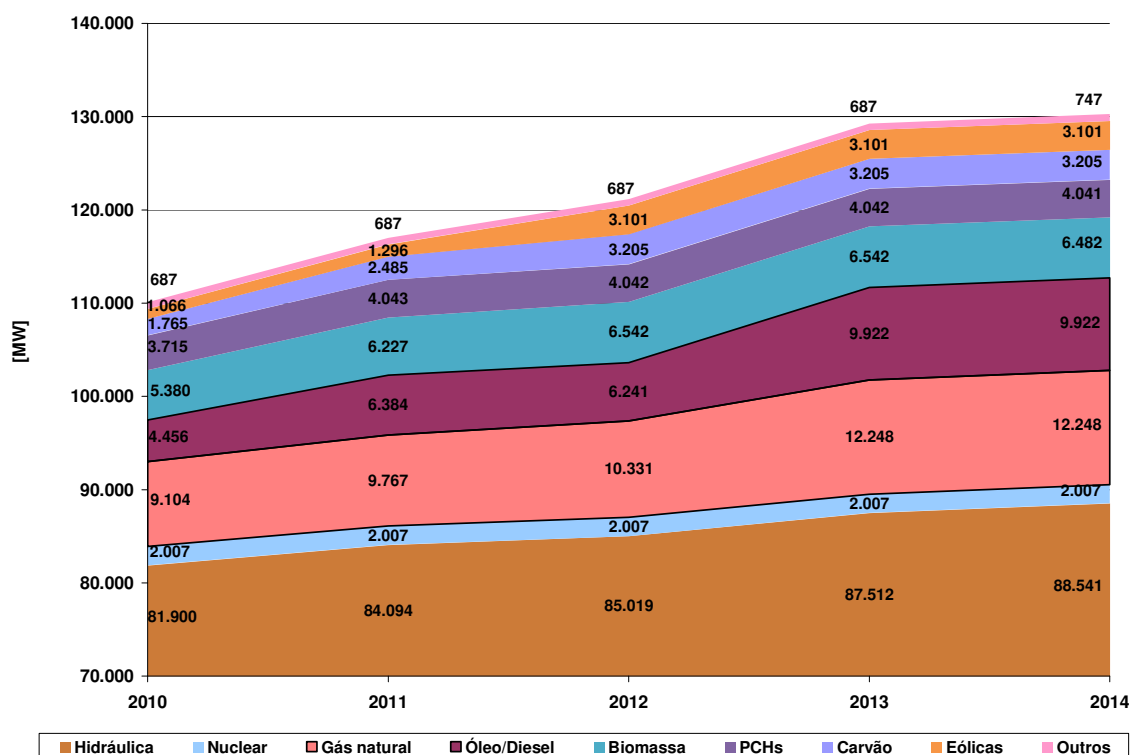
TIPO	2009		2010	2011	2012	2013	2014	
	MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
Hidráulica	67.280	64,9	68.580	71.066	72.030	74.563	75.634	58,0
Térmicas	Nuclear	2.007	1,9	2.007	2.007	2.007	2.007	1,5
	GN	9.053	8,7	9.104	9.263	9.263	10.056	7,7
	GNL	0	0,0	0	504	1.068	2.192	1,7
	Carvão	1.415	1,4	1.765	2.485	3.205	3.205	2,5
	Óleo	1.601	1,5	3.220	4.974	5.231	8.850	6,8
	Diesel	1.036	1,0	1.236	1.410	1.010	1.072	0,8
	Outros (*)	257	0,2	747	747	747	747	0,6
TOTAL	15.369	14,8	18.079	21.390	22.531	28.129	28.129	21,6
PCHs	3.232	3,1	3.715	4.043	4.042	4.042	4.041	3,1
Biomassa	3.696	3,6	5.320	6.167	6.482	6.482	6.482	5,0
Eólicas	656	0,6	1.066	1.296	3.101	3.101	3.101	2,4
Itaipu 60 Hz (Brasil)	7.000	6,8	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	5,4
Capacidade Instalada	97.233	93,9	103.760	110.962	115.186	123.317	124.387	95,5
Itaipu 50 Hz (Paraguai)	6.365	6,1	6.320	6.028	5.989	5.949	5.907	4,5
Total disponível	103.598	100,0	110.080	116.990	121.175	129.266	130.294	100,0

OBS: (*) Outros se refere a Cocal, PIE-RP, Cisframa, Sol e Do Atlântico.

O Anexo II detalha a evolução da capacidade instalada por subsistema considerado. Nesta evolução destaca-se o subsistema Nordeste, que em sua matriz energética evolui de uma participação térmica de **20,6% em 2009** para uma participação de **44,1% em 2014**. Consequentemente, a participação hidroelétrica na matriz energética do Nordeste reduz-se para 43,9%.

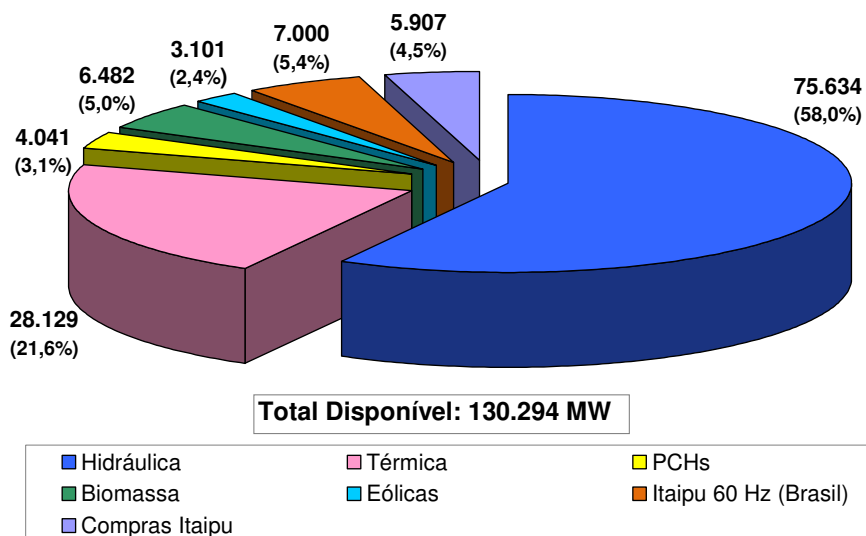
A Figura 3.2.2-2, a seguir, apresenta a evolução da expansão da oferta entre 2010 e 2014, por tipo de fonte.

Figura 3.2.2-2: Acréscimo Acumulado de Potência Instalada no SIN 2010-2014 (MW)



A Figura 3.2.2-3, a seguir, sintetiza a distribuição da capacidade instalada no SIN, por tipo de fonte, em 31/12/2014, totalizando **130.294 MW**, dos quais 88.541 MW (**67,9%**) em usinas hidroelétricas, incluindo a parcela de Itaipu disponível para o Brasil, 28.129 MW (**21,6%**) em usinas termoeletricas convencionais e nucleares e 13.684 MW (**10,5%**) em PCHs, Biomassa e Eólicas.

Figura 3.2.2-3: Capacidade Instalada do SIN (MW) – 31/12/2014



A Tabela 3.2.2-4, a seguir, resume a evolução programada da Matriz Elétrica entre 31.12.2009 e 31.12.2014.

Tabela 3.2.2-4: Resumo da Evolução da Matriz Energética (MW) - 31/dez

TIPO	2009		2014		Crescimento 2009-2014	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica	83.877	81,0	92.581	71,1	8.704	10,4
Nuclear	2.007	1,9	2.007	1,5	-	0,0
Gás/GNL	9.053	8,7	12.248	9,4	3.195	35,3
Carvão	1.415	1,4	3.205	2,5	1.790	126,5
Biomassa	3.953	3,8	7.229	5,5	3.276	82,9
Óleo	2.637	2,5	9.922	7,6	7.285	276,3
Eólica	656	0,6	3.101	2,4	2.445	372,7
Total	103.598	100	130.294	100	26.695	25,8

OBS: A contribuição das PCHs e da UHE Itaipu está considerada na parcela "Hidráulica" e a contribuição das PCTs está considerada na parcela "Biomassa".

3.2.3 Características da Expansão da Oferta ente 2010 e 2014

Do Item anterior (Tabela 3.2.2-4), observa-se que a hidroeletricidade continuará como a principal fonte de geração de energia, embora sua participação no total da potência instalada do SIN deva ser reduzida de 81% em dezembro de 2009 para 71 % em dezembro de 2014.

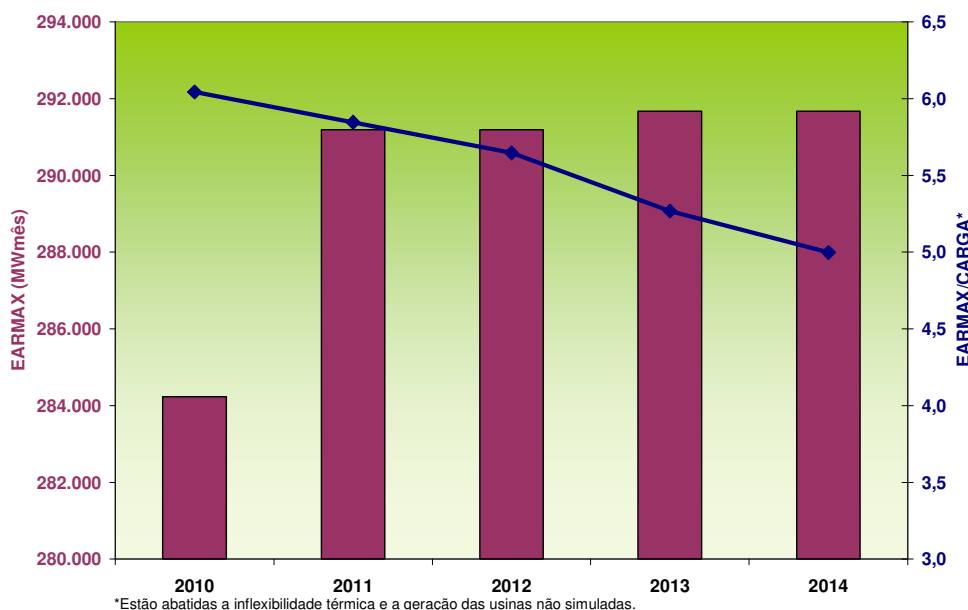
A participação das fontes termoelétricas, todavia, aumentará, nos próximos 5 anos, de 15.112 MW (14,6%) para 27.382 MW (21,0%), assim como as fontes Eólica, com um aumento de 373%, passando de 656 MW (0,6%) para 2.445 MW (2,4%), e Biomassa, com um aumento de 83%, passando de 3.953 MW (3,8%) para 7.229 MW (5,5%).

De acordo com o programa de obras considerado neste PEN 2010, entre maio de 2010 e dezembro de 2014 estão previstas a entrada em operação de 178 novas usinas das quais 21 novas usinas hidroelétricas, 48 usinas térmicas, 71 usinas eólicas, 31 usinas a biomassa e 7 pequenas centrais hidroelétricas – PCHs, além de várias usinas participantes do PROINFA e outras pequenas centrais autorizadas pela ANEEL, num total de 944 MW. O detalhamento dos cronogramas de motorizações encontra-se no **Volume II – Relatório Complementar**, em seu Anexo V - Expansão da Oferta de Geração,

Cabe destacar quatro principais características importantes desse programa de obras, que exigem mudança de paradigma no planejamento e na programação da operação do SIN, quais sejam:

1. **Grau de Regularização** - embora a hidroeletricidade continue sendo predominante até 2014, o acréscimo desse tipo de fonte (8.355 MW, incluindo a incorporação das UHEs Balbina e Coaracy Nunes, já em operação, ao SIN - interligação TMM), se dará por usinas com baixo ou nenhum grau de regularização anual ou plurianual (usinas com pequeno ou nenhum reservatório de regularização). A Figura 3.2.3-1, a seguir, ilustra essa característica, comparando a evolução da energia armazenada máxima do SIN – EARmax, entre dezembro de 2010 (284.235 MWmês) e dezembro de 2014 (291.670 MWmês) com o grau de regularização do SIN – GR, definido como sendo a relação entre a EARmax e a carga a ser atendida, descontada da geração térmica inflexível, da geração à biomassa, da geração das pequenas centrais – PCHs e PCTs e da geração das usinas eólicas.

Figura 3.2.3-1: Evolução da Energia Armazenada Máxima e Grau de Regularização do SIN



Observa-se que a mais representativa expansão da capacidade de armazenamento do SIN nesse quinquênio ocorre em 2011, com um aumento de apenas 7.000 MWmês, decorrente, principalmente, da entrada em operação das UHEs Batalha (Bacia do Paranaíba - Região Sudeste, com 1.350 hm³ de Volume Útil), Estreito (usina fio d'água localizada a jusante de Serra da Mesa na Bacia do Tocantins - Região Norte) e Mauá (Bacia do Tibagi - Região Sul, com 666 hm³ de Volume Útil).

Em função dessa característica, o GR do SIN deverá evoluir de 6 meses, em 2010, para 5 meses de estoque, em 2014, número com tendência de redução gradativa na medida em que o crescimento da carga não seja acompanhado por usinas com reservatório de regularização e/ou por outras fontes complementares;

- 2. Sazonalidade da Oferta** - a expansão da hidroeletricidade na Amazônia, como o Complexo do rio Madeira (Santo Antônio e Jirau, com motorização a partir de 2012) e futuramente a UHE Belo Monte, além das usinas previstas para mais longo prazo (estudos da MME/EPE – PDE 2019) nos rios Tapajós e Teles Pires, entre outros rios da Amazônia, todos com características semelhantes, de grande capacidade de produção no período chuvoso, sem reservatório de acumulação, e baixa produção no período seco, imputando assim uma acentuada sazonalidade da oferta, à semelhança da usina de Tucuruí, em operação. Além disso, esses projetos estão localizados longe dos

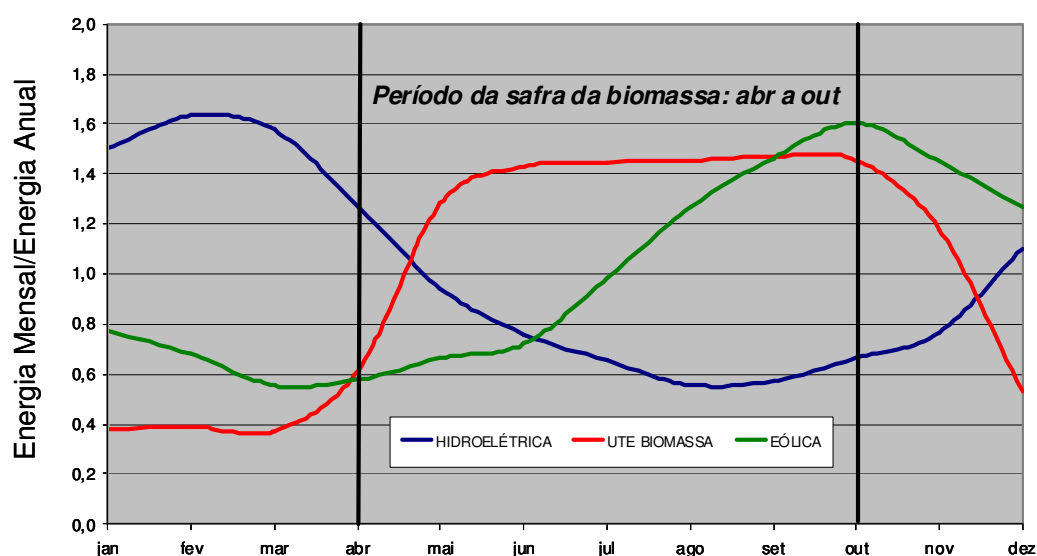
grandes centros de carga, exigindo extensos sistemas de transmissão para o transporte de grandes blocos de energia no período chuvoso e pequenos montantes nos períodos secos, aumentando, sobremaneira, a complexidade operativa do SIN em termos de segurança eletroenergética;

- 3. Complementaridade da Oferta** – fato importante diz respeito ao perfil de geração das fontes alternativas, como biomassa e eólicas, que apresentam maior disponibilidade exatamente no período seco do SIN, sendo, portanto, complementares à oferta hídrica, ou seja, fontes que desempenham o papel de verdadeiros “reservatórios virtuais”, exatamente no período seco.

A Figura 3.2.3-2, a seguir, ilustra a complementaridade anual das diversas fontes, ou seja, a diversidade de produção ao longo de um mesmo ano permite mitigar o efeito da sazonalidade da oferta hídrica, compensando a perda de regularização. Cabe lembrar, no entanto, que as usinas térmicas convencionais, flexíveis ou não, também desempenham papel importante na segurança operativa do SIN, na medida em que possam ser acionadas para garantir os estoques de segurança durante período seco.

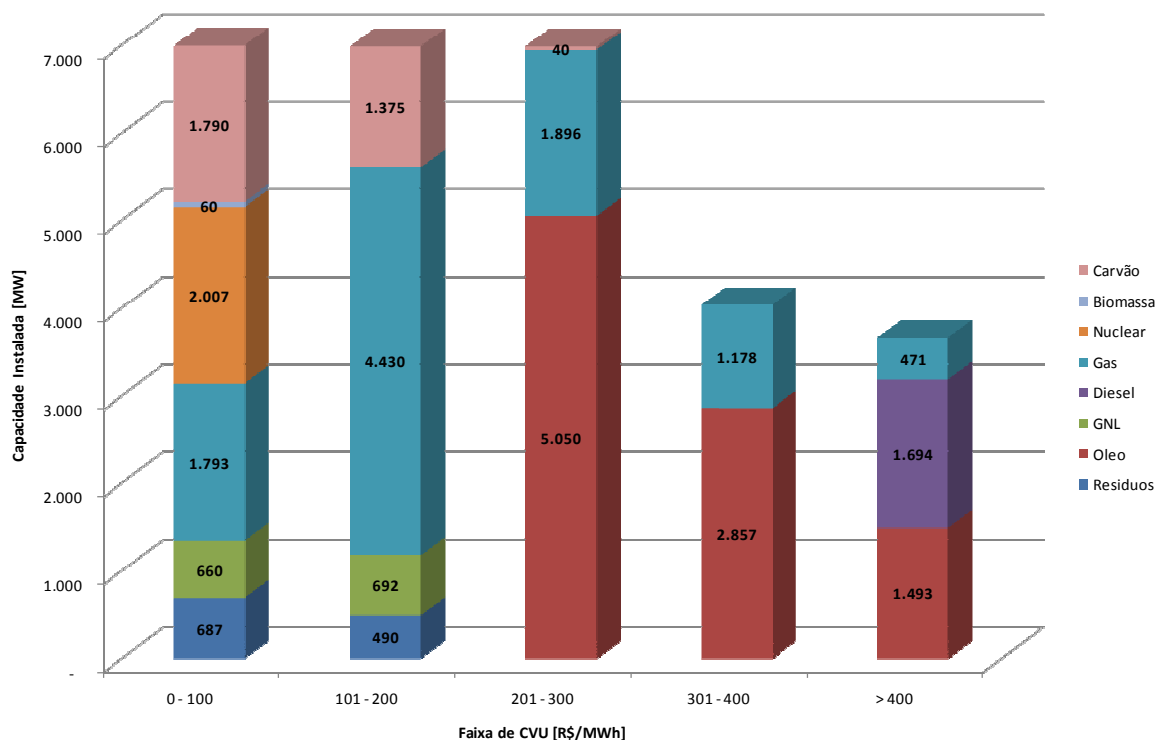
Além do mais, o período seco do SIN é coincidente com períodos de temperaturas mais altas no hemisfério Norte, o que permite uma complementaridade de oferta de geração com o GNL e vice-versa.

Figura 3.2.3-2: Complementaridade Anual das Diversas Fontes de Geração



4. CVU das térmicas - a Figura 3.2.3-3, a seguir, apresenta a distribuição da capacidade térmica instalada em 2014, por fonte, em relação aos Custos Variáveis Unitários – CVUs, podendo-se observar a forte concentração de disponibilidade térmica com CVUs acima de 200 R\$/MWh, cerca de 14.600 MW (50%).

Figura 3.2.3-3: Distribuição da Capacidade Instalada Térmica X CVU



3.2.4 Impactos da Oferta até 2014 na segurança operativa do SIN

A necessidade de atendimento do crescimento da carga associada à redução gradativa da capacidade de armazenamento no SIN, conjugada com a tendência de oferta hidroelétrica abundante apenas no período chuvoso (como por exemplo a oferta da Amazônia, com sazonalidade acentuada), leva à necessidade de complementação por outras fontes no período seco de cada ano, como as usinas térmicas e/ou as fontes alternativas, como eólicas/biomassa, ou seja, o parque térmico e as fontes alternativas passam a ter, cada vez mais, o papel de “reservatório virtual” do SIN.

Com o critério econômico usual de mínimo custo total de operação, o aumento da concentração de disponibilidade térmica com CVUs mais elevados leva a um atraso no despacho térmico, submetendo cada subsistema do SIN a acentuados deplecionamentos ao final de cada estação seca.

Para se evitar a dependência das estações chuvosas subsequentes e garantir a segurança energética do SIN, passará a ser fundamental, a cada ano, o uso dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP, já aprovado pelo CMSE, o que poderá resultar num custo de operação mais elevado, na medida em que as usinas térmicas mais caras poderão ser despachadas fora da ordem de mérito para garantir a manutenção de armazenamentos durante o período seco suficientes para se atingir, em novembro de cada ano, o estoque de segurança necessário – Níveis Meta.

Sob esse aspecto, passa a ser fundamental o equacionamento das eventuais restrições de logística de entrega de combustível às usinas térmicas, na medida em que volumes crescentes de geração térmica poderão ser necessários a cada ano para fazer frente à aplicação dos POCP.

Em termos de evolução da Matriz Energética, ao se manter a atual tendência da hidroeletricidade, com a expansão calcada em usinas com baixa ou nenhuma regularização plurianual, o papel das termoelétricas flexíveis ou de baixa inflexibilidade, com custos de operação moderados e com menores incertezas de suprimento de combustível (GN/GNL/Carvão) passa a ser fundamental na seleção dos projetos a serem ofertados nos próximos leilões de energia nova. Não obstante, as fontes alternativas complementares no período seco, como pequenas centrais, eólicas e biomassa, também apresentam papel importante na segurança operativa do SIN, como já mencionado.

Essa é, portanto, a mudança importante de paradigma no planejamento e programação da operação, ou seja, o estoque de energia nos reservatórios tem se tornado mais relevante, progressivamente, como a variável de estado determinante para a indicação da segurança do atendimento energético, fato que justifica, além da aplicação no curto prazo, o uso dos **Indicadores de Segurança Energética** no horizonte de médio prazo do ONS, proposta metodológica a ser encaminhada ao CMSE para aprovação, o que irá permitir uma maior robustez nas conclusões das análises das condições de atendimento à carga do SIN.

Ponto importante nesse novo contexto é a questão do uso da CAR5, na medida em que este mecanismo de aversão ao risco no horizonte de cinco anos, embora antecipe a geração térmica no curto prazo pela influência na

construção da Função de Custo Futuro, permitirá, como consequência de manter maiores armazenamento no SIN, um menor uso da geração térmica adicional quando da aplicação dos POCP.

3.2.4.1 Impactos da oferta nos Níveis Meta

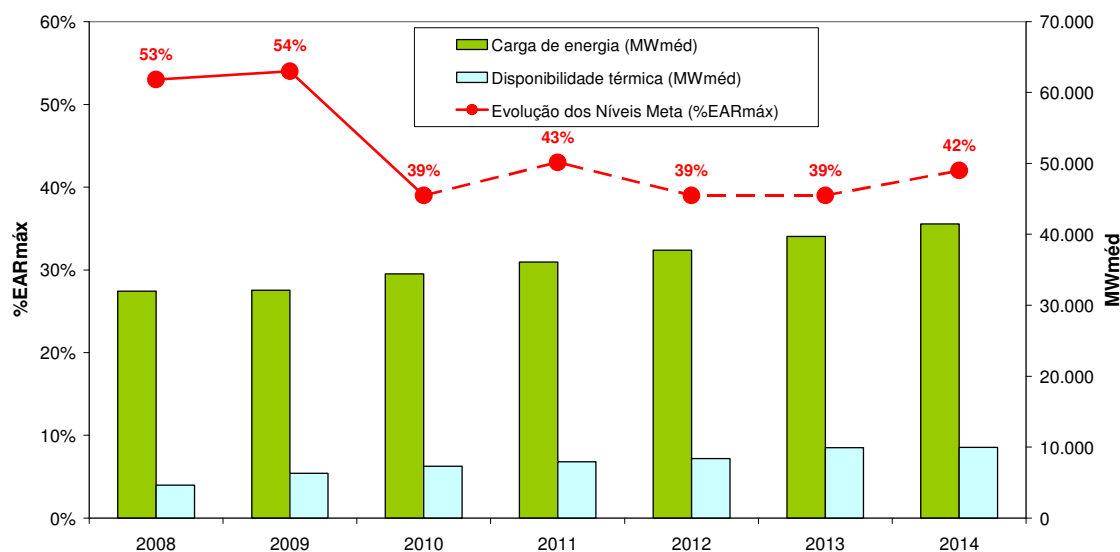
A título de exemplo do impacto das características da oferta programada entre 2010 e 2014, citadas no item anterior, e as tendências cenarizadas no Plano Decenal de Expansão 2009/2019, do MME/EPE, as Figuras 3.2.4.1-1 e 3.2.4.1-2, a seguir, apresentam uma estimativa de qual seria a evolução dos Níveis Meta das Regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, permitindo uma comparação com os valores utilizados em 2008, 2009 e 2010.

Os Níveis Meta são níveis mínimos de armazenamento que representam os estoques de segurança ao final de novembro de cada ano, no contexto dos POCP e dependem, basicamente, da carga própria, da geração hidráulica associada ao cenário hidrológico para o qual se deseja proteger o período úmido dezembro/abril do ano seguinte à aplicação dos POCP (ENA dezembro/abril), da capacidade de armazenamento de cada subsistema e das demais fontes de produção de energia. Portanto, em função das características sazonais e complementares de produção das fontes alternativas, como Biomassa e Eólicas, e da perda paulatina do grau de regularização do SIN, a oferta de usinas térmicas convencionais adquire importância estratégica no sentido de definir níveis metas não muito elevados, além de estarem disponíveis para o atingimento dos níveis de segurança determinados para cada mês de aplicação dos POCP.

Cabe destacar que essas estimativas de tendência de Níveis Meta não levam em conta os próximos leilões de energia nova entre 2010 e 2014, que certamente proporcionarão um aumento de oferta e, conseqüentemente, uma redução dos Níveis Meta, aqui estimados apenas de forma ilustrativa, para conceituar os impactos das características da nova oferta na segurança operativa do SIN.

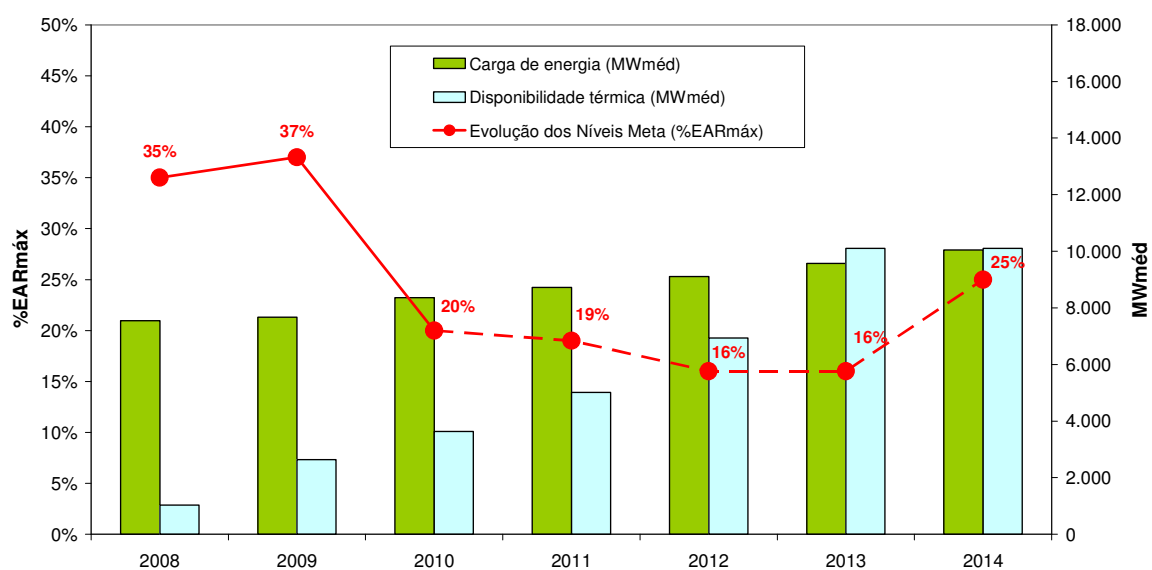
Para as estimativas desses Níveis Meta foram utilizadas as CAR5 calculadas para este PEN 2010 e também avaliadas as necessidades de incremento de geração térmica para manter os mesmos Níveis Meta de 2010 em 2014, para o mesmo grau de proteção usual (pior dezembro/abril do histórico), ou qual seria o grau de proteção para a manutenção desses níveis até 2014.

Figura 3.2.4.1-1: Estimativa de Evolução dos Níveis Meta da Região Sudeste/Centro-Oeste



Observa-se na Figura 3.2.4.1-1, anterior, uma tendência de crescimento do Nível Meta da Região Sudeste/Centro-Oeste, de 39% EARmax em 2012 e 2013 para 42% EARmax em 2014. A manutenção dos níveis meta de 39% EARmax exigiria um crescimento da oferta firme após o horizonte do PEN 2010 da ordem de pelo menos 600 MWmed, sem os quais o grau de proteção seria apenas para a 2ª pior série do histórico de dezembro/abril.

Figura 3.2.4.1-2: Estimativa de Evolução dos Níveis Meta da Região Nordeste



OBS: Os cálculos não contemplam o atraso da entrada em operação das usinas termoeletricas da MC2.

Com relação à Região Nordeste, observa-se na Figura 3.2.4.1-2, anterior, uma tendência de redução da estimativa dos Níveis Meta até 2013, passando de 20% EARmax, em novembro de 2010, para 16% EARmax em novembro de 2013. Essa redução é devida ao expressivo acréscimo de geração termoelétrica na Região, da ordem de 6.000 MW entre 2010 e 2013.

Em 2014, no entanto, pode-se observar a tendência de elevação da estimativa do Nível Meta em virtude do crescimento da carga e da não consideração de expansão de oferta de energia nesta Região, tanto no ano de 2014 quanto no ano de 2015, conforme cenarizado no PDE 2009/2019.

A manutenção, em 2014, do Nível Meta de 16% EARmax, estimado para os anos de 2012 e 2013, asseguraria o atendimento apenas do 3º pior dezembro-abril do histórico de vazões naturais. Para o atendimento à pior série seria necessário um acréscimo de oferta firme da ordem de 500 MWmed após 2014.

3.3 Expansão das Interligações Inter-regionais entre 2010 e 2014

As Figuras 3.3-1 e 3.3-2, a seguir, indicam os limites de transferência e recebimento de energia através das interligações inter-regionais Sul – Sudeste/Centro-Oeste – Acre/Rondônia – Nordeste – Norte - Manaus/Macapá, bem como as principais obras associadas aos incrementos destes limites.

As interligações inter-regionais propiciam a transferência de grandes blocos de energia entre os subsistemas, permitindo que o ONS, através da operação integrada do SIN, explore a diversidade hidrológica entre regiões, o que resulta em ganhos sinérgicos consideráveis e aumento da segurança do atendimento ao mercado. A integração entre subsistemas contribui para a expansão da oferta de energia e para a otimização dos recursos energéticos através da complementaridade hidroenergética existente entre os referidos subsistemas.

No período 2010-2014, a expansão das interligações entre regiões propiciará uma evolução substancial dos limites de intercâmbio de energia entre subsistemas, com ganhos superiores a 30% após a entrada em operação do 2º circuito da LT Colinas - Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí, da LT São João do Piauí - Milagres e da LT Foz Cascavel Oeste, dentre outras obras.

No **Volume II – Relatório Complementar**, são apresentados os valores de limites de intercâmbio considerados para efeito de simulação com o modelo NEWAVE e o detalhamento da modelagem adotada para representação dos limites de intercâmbio.

Figura 3.3-1 - Limites de Transferência das Interligações S-SE/CO-AC/RO-N/NE

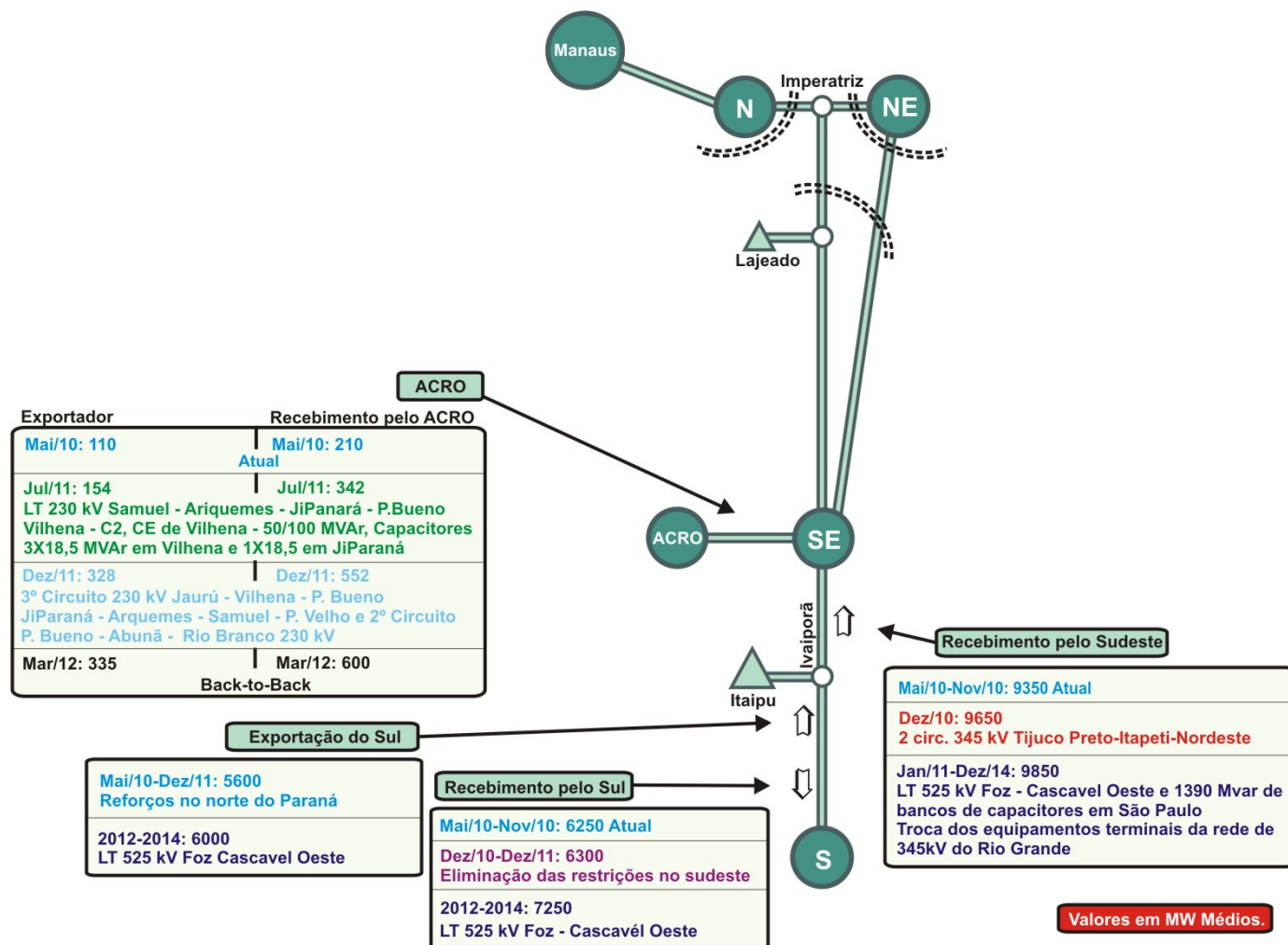
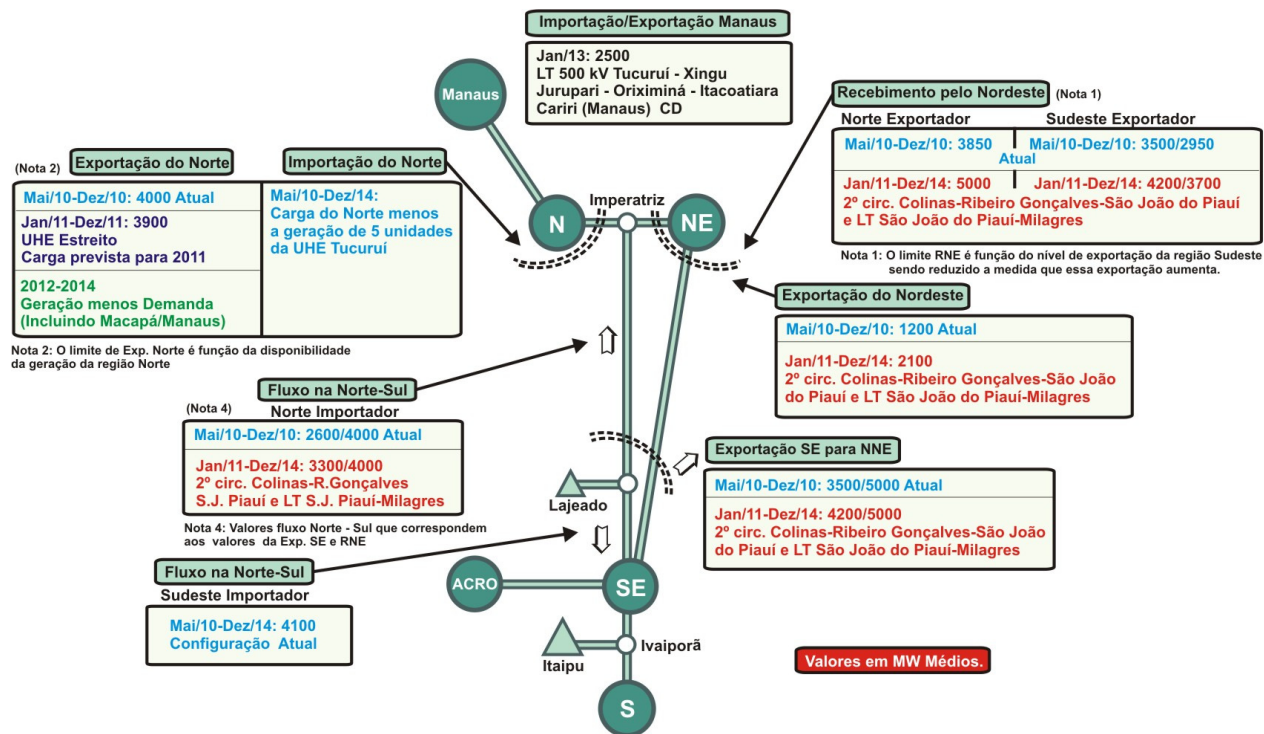


Figura 3.3-2 - Limites de Transferência das Interligações SE/CO-NE-N-TMM



3.3.1 Interligação Acre – Rondônia

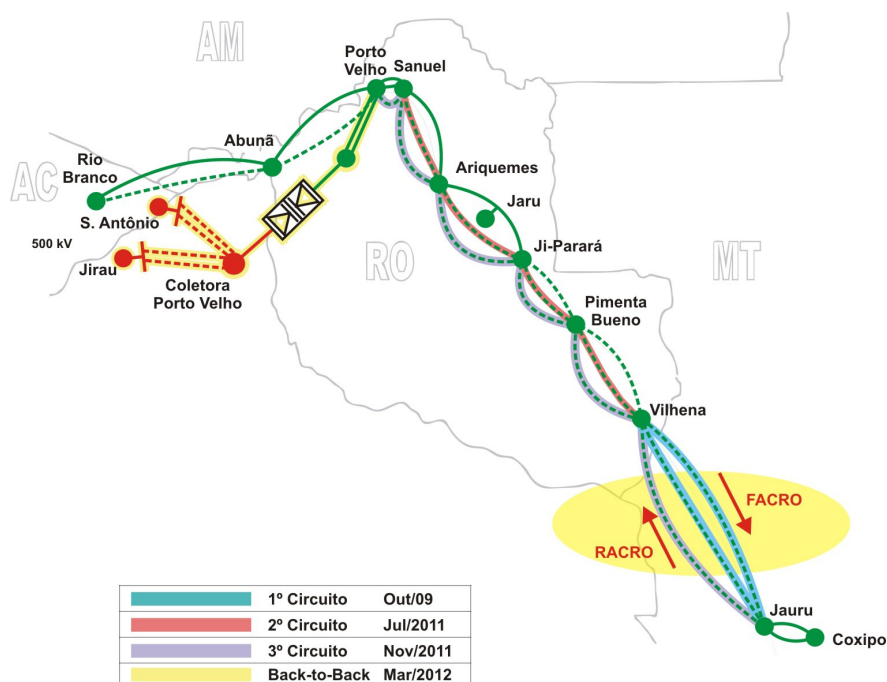
Neste PEN 2010, para efeito de avaliação das condições de atendimento ao mercado no Cenário de Referência, as simulações realizadas representam a oferta e a carga do sistema Acre/Rondônia (AC/RO) em um subsistema independente, interligado ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

A interligação do sistema isolado AC/RO com o SIN ocorreu em outubro de 2009 com a implantação da linha de transmissão de 230 kV, 354 km, circuito duplo, conectando a subestação de Jauru, no estado do Mato Grosso, à subestação de Vilhena, no estado de Rondônia. Além disso, está prevista para julho/2011 a expansão do sistema de 230 kV no estado de Rondônia, através do segundo circuito de 230 kV Samuel – Ariquemes – Ji-Paraná (315 km), do segundo circuito de 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno – Vilhena (278 km) e reforços de compensação reativa fixa com bancos de capacitores de 230 kV nas SE Vilhena e Ji-Paraná, bem como um compensador estático de (-50,+100) MVar na SE Vilhena, previsto para junho/2011.

Com previsão para operação a partir de dezembro/2011 deve ser implantado mais um reforço para esta interligação, constituído de um terceiro circuito em 230 kV entre Jauru e Porto Velho e de um segundo circuito em 230kV entre Porto Velho e Rio Branco, além de um reforço na compensação reativa na SE Pimenta Bueno. Estes reforços, além de aumentar o recebimento do ACRO (RACRO) de 210 MW para 600 MW, deverão garantir condições de escoamento (FACRO) para até quatro unidades geradoras das usinas do rio Madeira (UHEs Santo Antonio e Jirau).

A Figura 3.3.1-1 a seguir, apresenta a localização geográfica da interligação do Acre/Rondônia com o Sudeste/Centro-Oeste, com o sistema de transmissão previsto para entrar em operação no horizonte analisado.

Figura 3.3.1-1: Localização Geográfica da Interligação Acre/Rondônia



3.3.2 Interligação Tucuruí-Manaus-Macapá (TMM)

Neste PEN 2010 foi considerada a integração dos sistemas isolados de Manaus e Macapá ao SIN através da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá (TMM), a partir de 31 de dezembro de 2012, conforme informação do CMSE/DMSE. Para efeito de avaliação das condições de atendimento à carga de Manaus e Macapá, as simulações representam a oferta e a carga destes sistemas em um subsistema independente, interligado ao subsistema Norte.

A configuração hidrotérmica esperada quando da data da interligação ao SIN, totalizando 1.183 MW, será composta pelas UHEs Balbina (250 MW) e Coaracy Nunes (78 MW) e pelas UTEs Aparecida Bloco I e II (130,54 MW e 121 MW, respectivamente), UTE Mauá Bloco III (120 MW), UTE Tambaqui (81,94 MW), UTE Jaraqui (83,28 MW), UTE Manauara (85,38 MW), UTE Ponta Negra (85,38 MW), UTE Cristiano Rocha (85,38 MW) e UTE Santana W (62,40 MW). Atualmente não há previsão de expansão do parque gerador desse sistema.

A integração dos sistemas isolados de Manaus e Macapá ao SIN se dará através das seguintes linhas de transmissão:

- LT 500 kV Tucuruí – Xingu – Jurupari, 527 km, circuito duplo – trecho no Pará;
- LT 230 kV Jurupari – Laranjal - Macapá, 339 km, circuito duplo – LT que interliga Pará e Amapá; e
- LT 500 kV Jurupari – Oriximiná – Itacoatiara - Cariri, 960 km, circuito duplo – LT que interliga Pará e Amazonas (Manaus).

As linhas de transmissão que compõem a interligação Tucuruí - Manaus – Macapá (TMM), cuja previsão para entrada em operação considerada no PEN 2010 é 31/12/2012, foram vendidas em Leilão realizado em 27/06/2008.

A Figura 3.3.2-1, a seguir, ilustra a integração dos sistemas isolados de Manaus e Macapá ao SIN.

Figura 3.3.2-1 - Interligação Tucuruí - Manaus – Macapá (TMM)



3.4 Outras Premissas

Para a avaliação das condições de atendimento foi utilizada a curva de custo do déficit de apenas um patamar, atualizado conforme relatório EPE-DEE-RE-030/2009-r0 da EPE/MME e a Curva de Operação da Região Norte – CON, conforme NT ONS - 204/2009, de novembro de 2009.

Para as usinas a gás natural e bicomustível, não contempladas no TC, foram consideradas as Resoluções Normativas ANEEL no 231/2006, de 16 de setembro de 2006, e no 237/2006, de 28 de novembro de 2006, que estabelecem critérios para consideração das usinas térmicas na elaboração do PMO em função da indisponibilidade por falta de combustível (DispO).

Os estudos do PEN 2010 adotaram como condição inicial os **níveis de armazenamento dos reservatórios em 01/05/2010** e a tendência hidrológica representada pelas afluições verificadas nos 6 meses anteriores a esta data, novembro/2009 a abril/2010. Essas premissas têm influência relevante nas condições de atendimento do horizonte analisado.

A energia armazenada nos subsistemas do SIN correspondente aos armazenamentos iniciais é apresentada na Tabela 3.4-1, a seguir.

Tabela 3.4-1 - Energia Armazenada Inicial do SIN (01/05/2010) – % EARmax

Energia Armazenada Inicial	Sudeste/Centro-Oeste	Sul	Nordeste	Norte	AC/RO
% EARmax	81,7	94,9	77,9	99,2	88,4

3.4.1 CAR5 e CON

Para o Cenário de Referência e para o Cenário de Sensibilidade, foram consideradas nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste as Curvas de Aversão ao Risco para os cinco anos do horizonte de estudo – CAR5, além da adoção da Curva de Operação da Região Norte – CON, de modo a dar maior aderência às restrições operativas da UHE Tucuruí.

No **Volume II – Relatório Complementar** são apresentadas todas as Curvas de Aversão ao Risco e a Curva de Operação do Norte consideradas nas diversas análises deste PEN 2010.

3.4.2 Custo do Déficit

Para a avaliação das condições de atendimento foi utilizada a curva de custo do déficit de apenas um patamar (2.900 R\$/MWh), coerente com os estudos de planejamento da expansão da geração desenvolvidos pela EPE/MME, tal qual previsto para utilização no PDE 2010/2019 da EPE/MME, atualmente em Consulta Pública.

No **Volume II – Relatório Complementar**, são apresentadas, no item Conceitos Básicos de Avaliações Energéticas, as razões conceituais de se adotar tais premissas para o planejamento de médio prazo da operação do SIN.

4 Cenários Avaliados

Neste PEN 2010 foram considerados dois cenários de oferta, sendo um Cenário de Referência e um Cenário de Sensibilidade, onde foram avaliadas as condições de atendimento à carga em termos de risco de déficit e CMOs. Foram consideradas as Curvas de Aversão ao Risco, calculadas para os cinco anos do horizonte – CAR 5, o custo de déficit em um patamar – conforme utilizado pela EPE nos seus estudos de planejamento da expansão, e a Curva de Operação da Região Norte – CON, também para os cinco anos do horizonte.

4.1 Cenário de Referência (CR)

O **Cenário de Referência – CR** tem por base o mesmo cenário dos estudos de médio prazo que deram suporte ao PMO de **maio de 2010**, que considera **a integração dos sistemas isolados Manaus e Macapá a partir de 31 de dezembro de 2012**, com utilização de algumas premissas básicas diferenciadas, já citadas anteriormente, ou seja:

- Custo de Déficit em patamar único;
- Curva de Operação do Norte – CON para os cinco anos;
- Curva de Aversão ao Risco para os cinco anos – CAR 5; e
- Consideração do sistema Acre-Rondônia separado do subsistema Sudeste/Centro-Oeste e dos sistemas isolados Manaus e Macapá separados do subsistema Norte, de tal forma que as condições de atendimento desses sistemas possam ser avaliadas ao longo do horizonte de médio prazo.

O **CR** está em conformidade com o item 6.2.2 do Submódulo 7.2 – que estabelece que o caso de referência deva refletir as condições mais representativas da evolução do SIN.

Para este Cenário de Referência foi avaliada uma sensibilidade com relação ao crescimento do mercado, definindo-se qual seria a maior carga possível de ser atendida – “Mercado de Oferta”, mantendo-se os critérios usuais de garantia de atendimento, como riscos de déficit de energia não superiores a 5% em cada ano, em cada subsistema.

4.2 Cenário de Sensibilidade (CS)

Como sensibilidade ao Cenário CR foi construído o **Cenário de Sensibilidade (Cenário CS)**, que adota as mesmas premissas do Cenário de Referência, porém tomando por base a experiência recente (2008) de despacho simultâneo de todas as térmicas a óleo, quando problemas de logística de entrega de combustível levaram a uma redução de aproximadamente 50% na capacidade efetiva disponível. Considerando a importância deste tema e a constatação de que uma quantidade importante de novas UTEs a óleo se localiza na Região Nordeste, podendo eventualmente apresentar dificuldades na logística de suprimento desse combustível, o **Cenário CS** pressupõe uma hipótese de redução de 50% da oferta termelétrica a óleo disponível no Nordeste, em todo o período de planejamento.

A Tabela 4.2-1 a seguir, apresenta o equivalente médio anual de redução de 50% da oferta termelétrica a óleo no Nordeste.

Tabela 4.2-1 - Hipótese de Redução em Relação ao CR na Oferta de GT a Óleo – MWmed*

HIPÓTESE DE REDUÇÃO	VALORES ANUAIS MÉDIOS (MWmed)				
	2010	2011	2012	2013	2014
50 % no NORDESTE	1.115	1.934	2.153	3.662	3.662

MWmed = MW(1-TEIF)*(1-IP)

5 Síntese dos Resultados das Avaliações Energéticas

A avaliação das condições de atendimento pode ser dividida em dois períodos. Nos dois primeiros anos do horizonte de estudo, 2010/2011, a oferta está definida e, em geral, não é mais possível a incorporação de novos empreendimentos. Neste período o atendimento ao mercado depende basicamente dos níveis de armazenamento dos reservatórios, das aflúncias às usinas hidrelétricas e da disponibilidade de geração térmica complementar. Neste contexto, são desenvolvidas, pelo ONS, as Avaliações Energéticas Bianuais e avaliações de curto prazo, que permitem definir pela aplicação dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo - POCP.

Nos três anos restantes - 2012/2014 - a expansão da geração e da transmissão é preponderante para aumentar a segurança do atendimento ao mercado. Mesmo com equilíbrio entre a oferta de garantia física e a carga prevista, premissa do modelo setorial, situações desfavoráveis de suprimento energético podem ocorrer, em grande parte devido à redução da capacidade de regularização do sistema hidroelétrico.

A análise deste período permite ao ONS encaminhar propostas para a tomada de decisões estratégicas, tais como antecipações de obras; necessidade de avaliação, pelo MME/CMSE - EPE, da implantação de oferta adicional ao programa de expansão definido para os primeiros cinco anos; ou mesmo a constituição de Reserva de Geração e/ou Energia de Reserva, nos termos da Lei nº 10.848, de 15/03/2004 e do Decreto nº 6353, de 16/01/2008.

As avaliações energéticas foram realizadas para o período 2010/2014 com base no Modelo NEWAVE Versão 15, considerando 2.000 séries sintéticas de energias naturais afluentes e apresentam, para cada cenário de oferta, os riscos de déficit de energia e os custos marginais de operação – médias anuais e evolução mensal. Também foram realizadas avaliações energéticas com a utilização do histórico de vazões naturais afluentes e uma avaliação do grau de congestionamento das interligações (somente para o Cenário de Referência).

Para complementar as avaliações energéticas efetuadas para o Cenário de Referência, foram realizados balanços estáticos de energia e ponta, de modo a se obter um indicativo das possíveis sobras ou déficits no SIN.

5.1 Cenário de Referência – CR

Para o **Cenário CR**, além dos resultados de risco de déficit e custos marginais de operação – valores médios anuais obtidos com simulações com 2.000 séries sintéticas de energias afluentes, é apresentada a evolução dos CMOs mensais, visualizando-se as dispersões das estimativas em termos de média, mediana e percentil. Também é apresentada uma avaliação apenas com as séries do histórico de vazões naturais afluentes. Adicionalmente, é apresentada uma avaliação do congestionamento nas interligações e diferenças de CMOs entre subsistemas.

5.1.1 Riscos de déficit

A Tabela 5.1.1-1, a seguir, apresenta os riscos de déficit de energia para o período 2010/2014, observando-se que, para déficits de energia de qualquer profundidade, todos os subsistemas do SIN apresentam valores menores que 5%, em acordo com o critério de garantia preconizado pelo CNPE. Para a o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, o maior valor de risco de déficit é de 1,6%, em 2014. No entanto, para valores de déficit com profundidade superior a 1% da carga (450 MWmed), o risco é de apenas 1,1% no Sudeste/Centro-Oeste. Destaca-se a Região Nordeste, que no biênio 2013/14 apresenta riscos de déficit de qualquer profundidade nulos, o que indica que existem excedentes energéticos não exportáveis nessa região.

É importante observar que estes resultados refletem as **simulações com a curva de custo do déficit de um patamar, a CON e a CAR 5 para os demais subsistemas**. O **Volume II – Relatório Complementar**, dedica um Item à justificativa para o uso dessas premissas nas avaliações energéticas no enfoque do Planejamento da Operação Energética do SIN.

Tabela 5.1.1-1 - Riscos de Déficit de Energia (%) – Cenário de Referência

Subsistema	2010	2011	2012	2013	2014
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,4	1,3	1,2	1,6
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,4	1,1	0,9	1,1
SUL					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,4	0,7	1,1	1,4
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,4	0,5	1,0	1,3
NORDESTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,3	0,4	0,0	0,0
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NORTE					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,2	1,0	0,8	1,3
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,1	0,9	0,6	1,1
AC/RO					
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,4	1,1	1,0	1,7
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,3	1,1	1,0	1,5
TMM					
PROB (Qualquer Déficit)	-	-	-	1,0	1,5
PROB (Déficit > 1% Carga)	-	-	-	1,0	1,5

5.1.2 Custos Marginais de Operação

A Tabela 5.1.2-1, a seguir, apresenta os custos marginais médios anuais de operação - CMOs para o **Cenário de Referência**.

Tabela 5.1.2-1 - Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) – Cenário de Referência

Subsistema	mai-dez/2010	2011	2012	2013	2014
SUDESTE/CENTRO-OESTE	38,41	70,29	98,85	116,76	167,72
SUL	34,65	71,58	97,43	116,67	166,74
NORDESTE	40,44	66,89	72,85	74,29	104,76
NORTE	39,57	68,3	88,53	105,75	152,43
ACRE/RONDÔNIA	40,22	72,67	98,85	116,77	167,73
MANAUS/MACAPÁ	-	-	-	105,75	152,43

Obs. Valores em vermelho/negrito indicam CMOs acima do CME de 113 R\$/MWh (PDE 2019- MME/EPE)

Observa-se que os CMOs médios anuais são crescentes ao longo do horizonte de análise, atingindo valores próximos a 170 R\$/MWh em 2014, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Acre/Rondônia e 150 R\$/MWh nos subsistemas Norte e Manaus/Macapá. A Região Nordeste tem CMOs de no máximo 105 R\$/MWh, em 2014, tendo, a partir de 2011, valores sempre inferiores aos demais subsistemas, indicando a necessidade de avaliação da viabilidade econômica de ampliação da sua capacidade de exportação.

Até 2012 os CMOs médios anuais são inferiores a 113 R\$/MWh, utilizado pela EPE no Plano Decenal de Energia 2010/2019 como indicativo do Custo Marginal de Expansão - CME.

Observa-se, portanto, que para o Cenário de Referência, em 2014 os CMOs são superiores ao CME em todos os subsistemas, com exceção do Nordeste. No entanto, os próximos LEN A-3 e o LER de 2010 poderão agregar oferta suficiente para atendimento ao critério de expansão econômica de **igualdade entre CMO e CME**. Além disso, em 2011 poderá ser realizado um LEN A-3 ou um LER, que poderão agregar ofertas adicionais ainda em 2014.

5.1.3 Evolução mensal dos Custos Marginais de Operação

Em função da variabilidade hidrológica, é significativa a incerteza em relação aos valores médios apresentados na Tabela 5.1.2-1, anterior. Esta característica é ilustrada nas Figuras 5.1.3-1 a 5.1.3-6, a seguir, onde são apresentados, para cada subsistema, no período 2010/2014, os valores de custos marginais de operação – CMOs mensais em termos de valor esperado, medianas, que representam o valor central da amostra de 2.000 resultados de CMOs e os percentis de 10% e 90%. O valor de percentil de 10%, em um determinado mês, indica que em 10% das séries sintéticas simuladas os resultados de CMO foram **iguais ou inferiores** àquele valor. O percentil de 90% de um determinado mês indica que somente em 10% das séries ocorreram CMOs **superiores àquele valor**. A região entre as duas curvas representa, portanto, **80% dos valores obtidos nas simulações**, desprezando-se os 10% valores maiores e os 10% valores menores, dando assim **uma dimensão da dispersão destes custos em decorrência da variabilidade hidrológica, característica natural das bacias hidrográficas brasileiras**.

Figura 5.1.3-1 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – SE/CO (R\$/MWh)

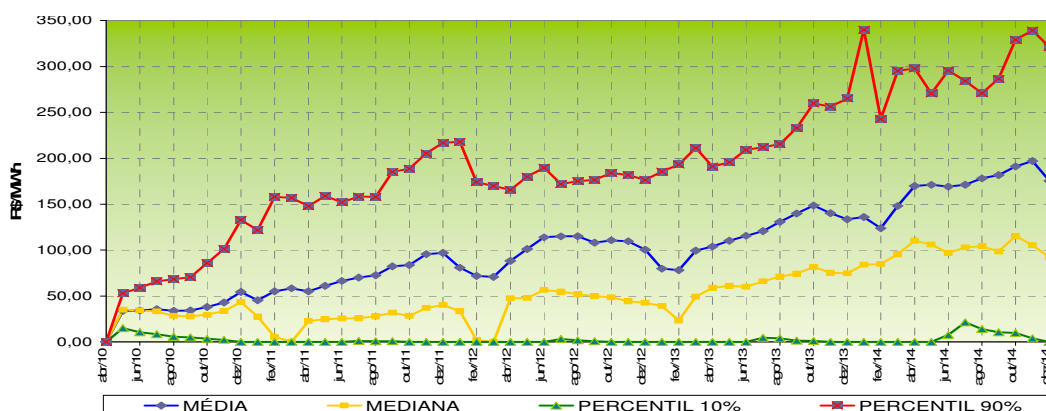


Figura 5.1.3-2 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – Sul (R\$/MWh)

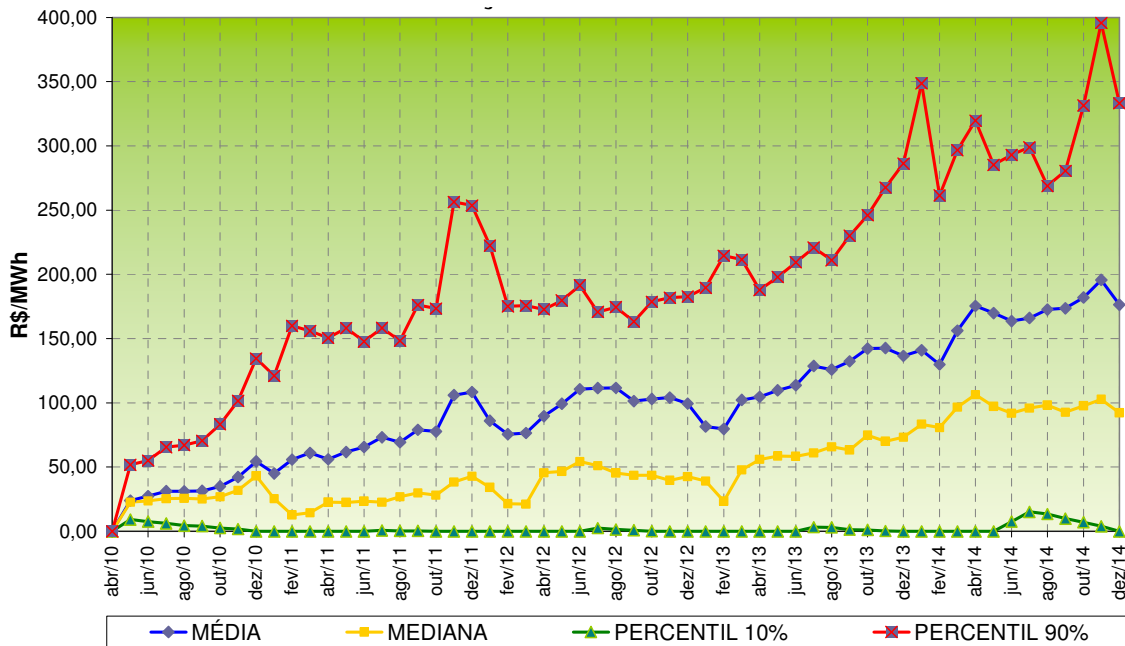


Figura 5.1.3-3 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – Nordeste (R\$/MWh)

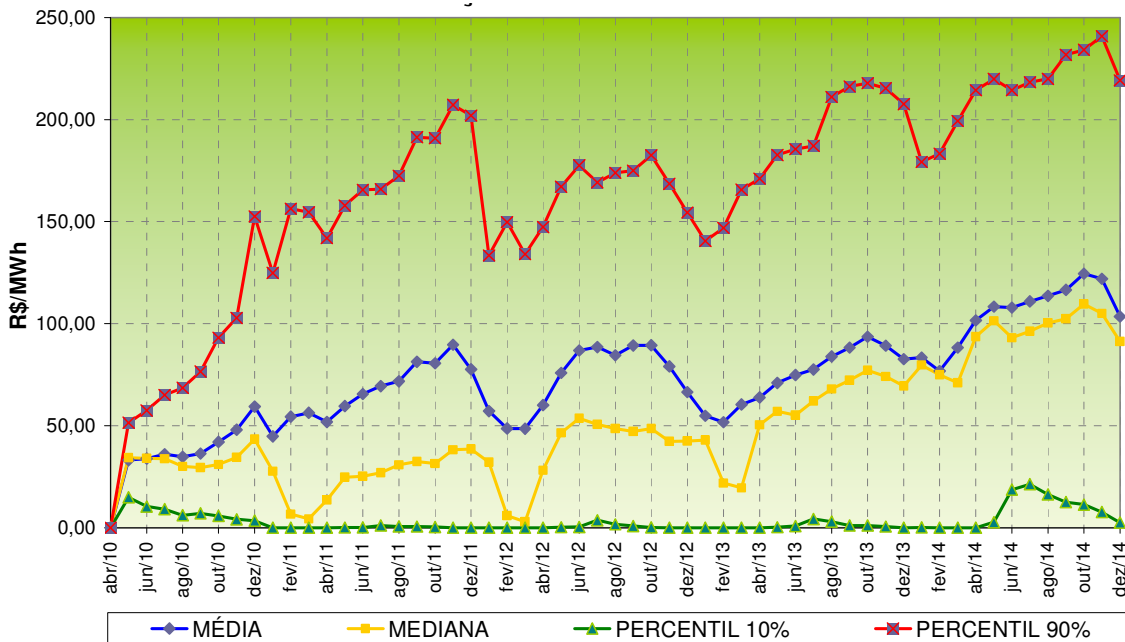


Figura 5.1.3-4 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação - Norte (R\$/MWh)

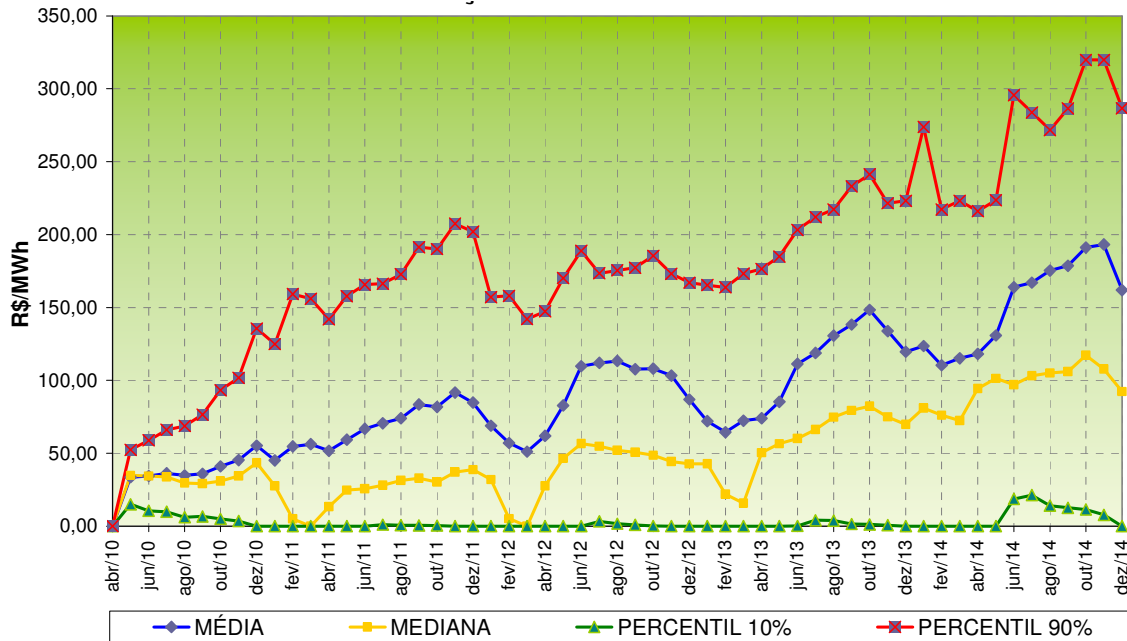


Figura 5.1.3-5 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – Acre/Rondônia (R\$/MWh)

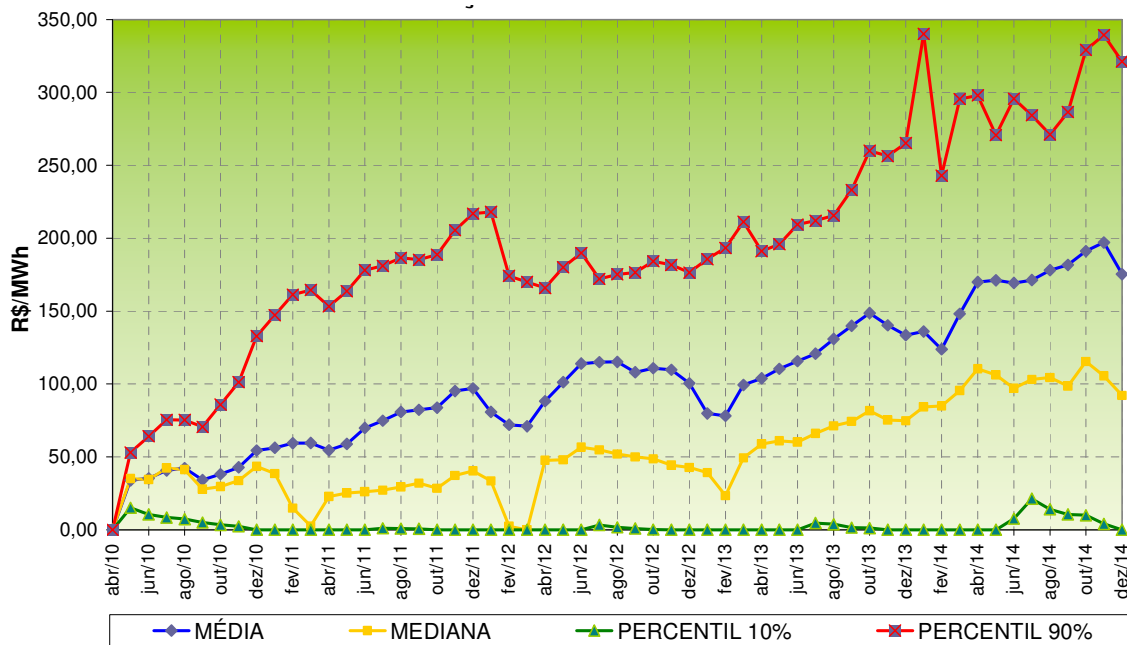
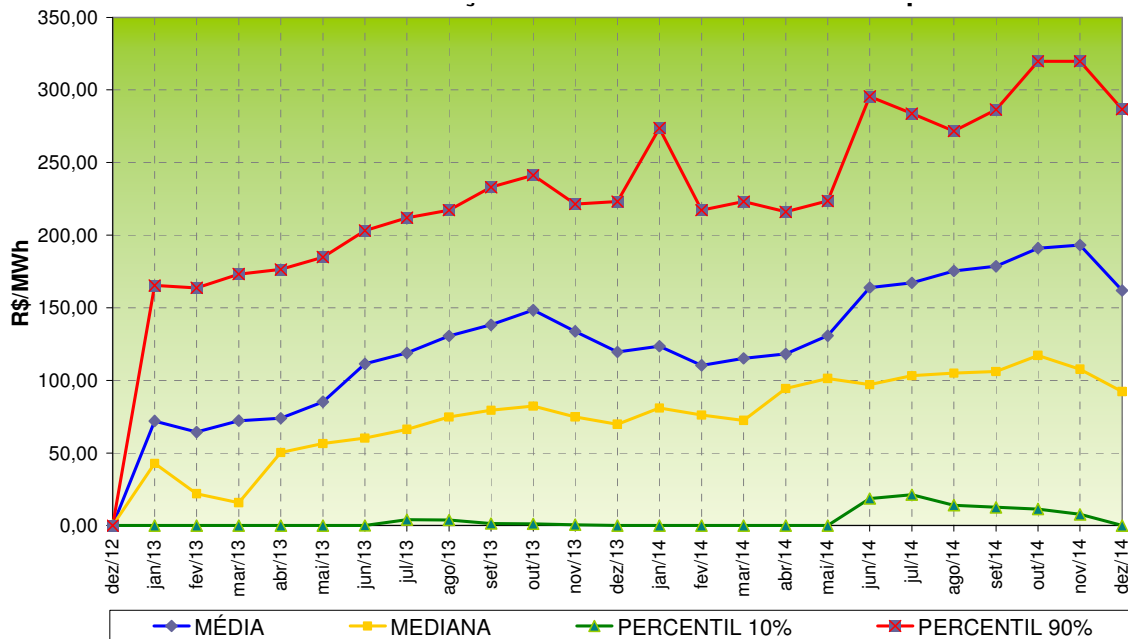


Figura 5.1.3-6 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – Manaus/Macapá (R\$/MWh)



Obs: A interligação está prevista para fim de dez/2012, sendo ilustrado, portanto os CMOs a partir dessa data.

5.1.4 Análise com séries históricas de afluições - Cenário CR

As condições de atendimento ao SIN no horizonte de maio/2010 a dezembro/2014 foram avaliadas também se utilizando as séries históricas de vazões naturais afluentes no período de 1931 a 2008 (78 séries), considerando-se a mesma condição conjuntural de armazenamentos nos reservatórios e as tendências hidrológicas utilizadas nas avaliações probabilísticas apresentadas anteriormente.

A Tabela 5.1.4-1, a seguir, apresenta a quantidade e a frequência relativa, de séries do histórico em que ocorreriam déficits de qualquer profundidade e déficits superiores a 1% da carga, para cada um dos subsistemas. A Tabela 5.1.4-2 faz a identificação dessas séries.

Tabela 5.1.4-1 - Quantidade de Séries Históricas com Déficits de Energia e Frequência Relativa (%)

Séries com déficit	2010	2011	2012	2013	2014
SUDESTE/CENTRO-OESTE					
Qualquer Déficit	-	-	1 – 1,3%	1 – 1,3%	1 – 1,3%
Déficit > 1% Carga	-	-	1 – 1,3%	1 – 1,3%	1 – 1,3%
SUL					
Qualquer Déficit	-	-	-	-	-
Déficit > 1% Carga	-	-	-	-	-
NORDESTE					
Qualquer Déficit	-	-	-	-	-
Déficit > 1% Carga	-	-	-	-	-
NORTE					
Qualquer Déficit	-	-	1 – 1,3%	1 – 1,3%	1 – 1,3%
Déficit > 1% Carga	-	-	1 – 1,3%	1 – 1,3%	1 – 1,3%
AC/RO					
Qualquer Déficit	-	-	1 – 1,3%	1 – 1,3%	1 – 1,3%
Déficit > 1% Carga	-	-	1 – 1,3%	1 – 1,3%	1 – 1,3%
TMM					
Qualquer Déficit	-	-	-	1 – 1,3%	1 – 1,3%
Déficit > 1% Carga	-	-	-	1 – 1,3%	1 – 1,3%

Tabela 5.1.4-2 - Séries Históricas com Déficits de Energia – 2010/2014

Séries com déficit	2010	2011	2012	2013	2014
SUDESTE/CENTRO-OESTE	-	-	1953	1955	1955
SUL	-	-	-	-	-
NORDESTE	-	-	-	-	-
NORTE	-	-	1953	1955	1955
AC/RO	-	-	1953	1955	1955
TMM	-	-	-	1955	1955

As Tabelas 5.1.4-3 a 5.1.4-5 , a seguir, apresentam para cada ano e para cada subsistema as seguintes informações:

- Maior déficit anual observado para o histórico analisado (MWmed e % da carga);
- A série em que ocorreu esse déficit; e
- O valor esperado dos déficits, considerando-se todo o histórico e seu % em relação à carga.

Vale observar que em 2010 e 2011 não estão previstos déficits com histórico de vazões.

Tabela 5.1.4-3 - Déficits com Séries Históricas – Ano 2012

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE	AC/RO	TMM
Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)	10	-	-	3,7	0,3	-
Média dos Déficits (% da Carga)	0,0%	-	-	0,1%	0,1%	-
Maior Déficit Anual (MWmed)	783	-	-	281	24	-
Maior Déficit Anual (% da Carga)	2,1%	-	-	6,4%	4,8%	-
Série de Maior Déficit	1953	-	-	1953	1953	-

Tabela 5.1.4-4 – Déficits com Séries Históricas – Ano 2013

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE	AC/RO	TMM
Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)	13	-	-	4,2	0,3	0,9
Média dos Déficits (% da Carga)	0,0%	-	-	0,1%	0,1%	0,1%
Maior Déficit Anual (MWmed)	969	-	-	325	26	67
Maior Déficit Anual (% da Carga)	2,5%	-	-	6,9%	5,0%	5,8%
Série de Maior Déficit	1955	-	-	1955	1955	1955

Tabela 5.1.4-5 – Déficits com Séries Históricas – Ano 2014

OCORRÊNCIA	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE	AC/RO	TMM
Média dos Déficits (Série Histórica) (MWmed)	28	-	-	3,9	0,6	1,6
Média dos Déficits (% da Carga)	0,1%	-	-	0,1%	0,1%	0,1%
Maior Déficit Anual (MWmed)	2146	-	-	300	45	120
Maior Déficit Anual (% da Carga)	5,2%	-	-	6,0%	7,8%	9,7%
Série de Maior Déficit	1955	-	-	1955	1955	1955

Em 2012, observa-se déficit para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Norte, Acre/Rondônia, na hipótese de repetição das afluições do ano de 1953. Esse déficit, no entanto, corresponderia a um valor máximo de 783 MWmed, ou seja, 2,1% da carga do Sudeste/Centro-Oeste.

Para o ano de 2013, os subsistemas Sul e Nordeste não apresentariam déficit em nenhuma série do histórico; os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Norte, Acre/Rondônia e Manaus/Macapá apresentariam montante de déficit anual máximo de 969 MWmed (2,5% da carga do Sudeste/Centro-Oeste), 325 MWmed (6,9% da carga do Norte), 26 MWmed (5% da carga do Acre/Rondônia) e 67 MWmed (5,8% da carga do TMM), respectivamente, todos na ocorrência da série de afluições do ano de 1955.

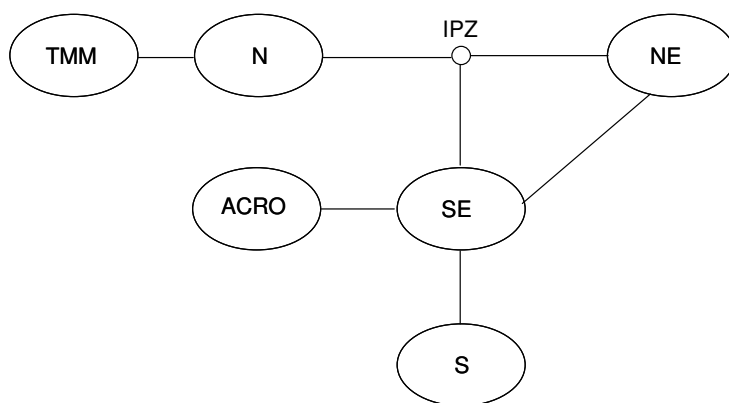
Em 2014 o déficit de maior montante (2.146 MWmed) ocorreria para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, 5,2% da carga, em caso de repetição das afluições do ano de 1955, **o que torna importante a plena capacidade de exportação de eventuais excedentes energéticos da Região Nordeste nesse período.**

Em resumo, as análises indicam que eventuais déficits estariam associados à repetição de séries hidrológicas do período crítico do SIN (1953/1956), basicamente nos anos de 1953 e 1955, com montantes pouco significativos de energia não suprida, podendo ser evitados por despacho antecipado de geração térmica ou por políticas operativas específicas de intercâmbio, tal como previsto nos Procedimentos Operativos de Curto Prazo - POCP aprovados pelo CMSE.

5.1.5 Análise das interligações

A Figura 5.1.5-1, a seguir, ilustra a topologia das interligações entre os subsistemas considerados no PEN 2010.

Figura 5.1.5-1 – Topologia das Interligações entre Subsistemas



A análise dessas interligações é feita com base nos resultados de simulações com 2.000 séries sintéticas de energias afluentes, empregando modelagem a sistemas equivalentes.

O Item 5.1.6 apresenta o congestionamento das interligações, avaliado pela contabilização da frequência com que o intercâmbio de energia entre subsistemas diretamente conectados atinge o limite da interligação – frequência de intercâmbios máximos. Essa avaliação é complementada pela análise das diferenças entre os CMOs dos subsistemas, apresentada no Item 5.1.7.

Frequências de intercâmbios máximas elevadas, combinadas a diferenças significativas e duradouras dos CMOs entre subsistemas diretamente conectados, indicam restrições ativas ao intercâmbio. Essas restrições, que podem estar diretamente associadas ao tronco de interligação ou ser consequência de condições operativas estruturais que reduzem a capacidade de escoamento de energia, indicam a necessidade de estudos para avaliação técnico-econômica pela EPE/MME de reforços na interligação.

5.1.6 Congestionamento nas Interligações

As Figuras 5.1.6-1 e 5.1.6-2, a seguir, apresentam a frequência de intercâmbios máximos na interligação entre o Sul e Sudeste/Centro-Oeste. No sentido SE/CO→S, não há congestionamento no patamar de carga leve e, nos demais patamares, os percentuais raramente ultrapassam 30%. No sentido inverso, Sul→SE/CO, não há congestionamento nos patamares de carga pesada e média. Contudo, no patamar de carga leve, a frequência de intercâmbios máximos atinge valores significativos no segundo semestre de todos os anos do horizonte, período seco do Sudeste/Centro-Oeste.

Figura 5.1.6-1 - Frequência de Intercâmbios Máximos da Interligação SE/CO->S

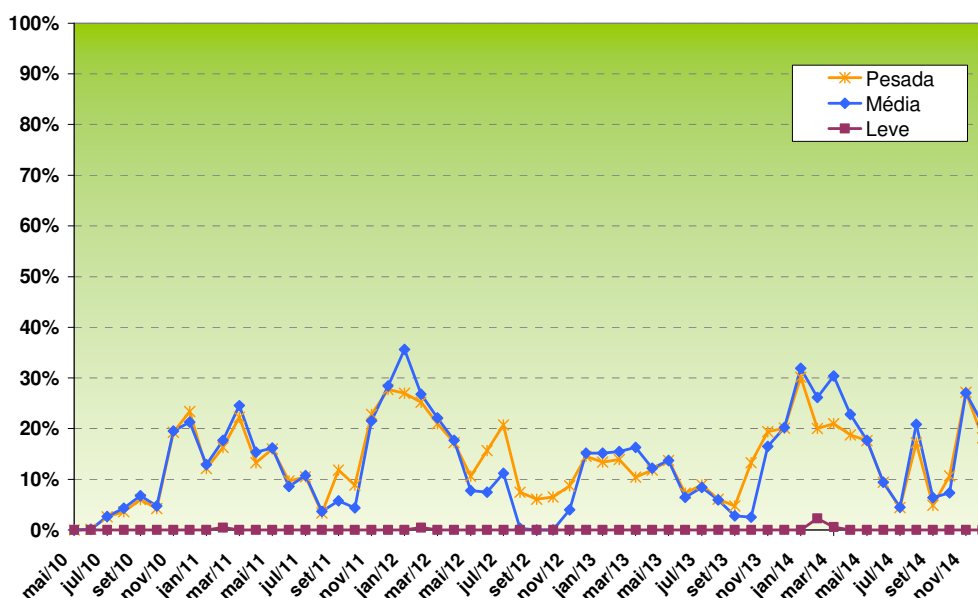
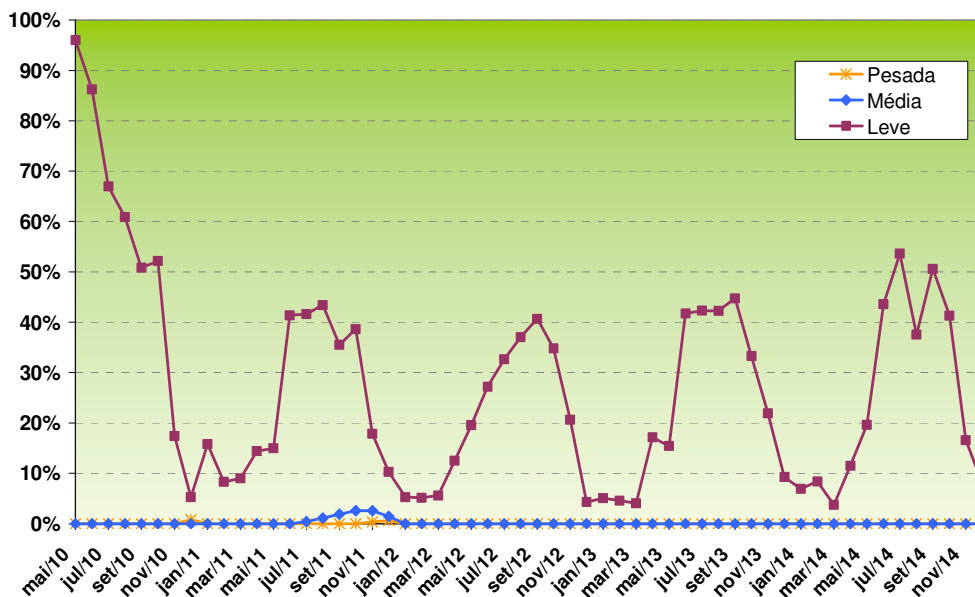
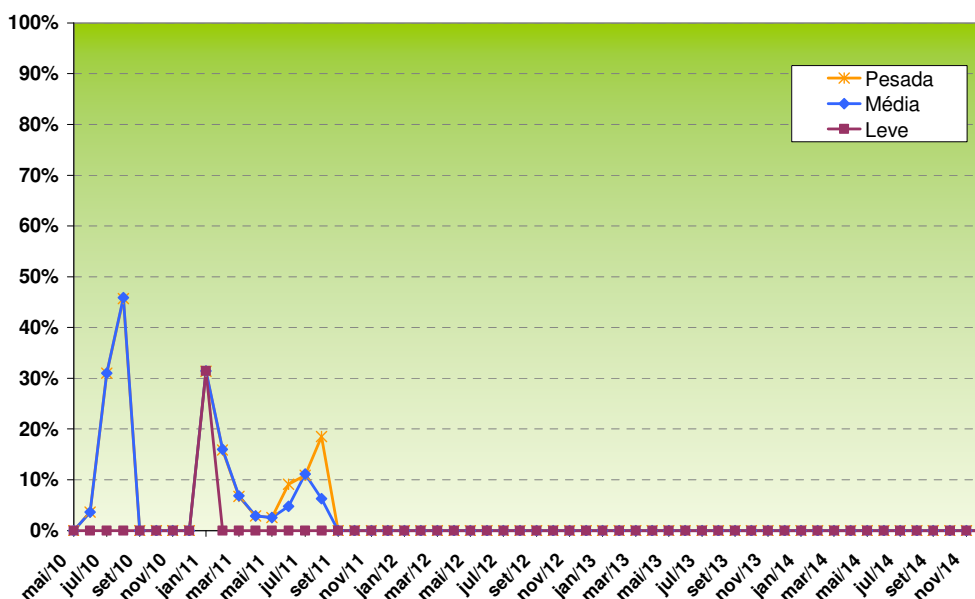


Figura 5.1.6-2 - Frequência de Intercâmbios Máximos da Interligação S -> SE/CO



A Figura 5.1.6-3 , a seguir, apresenta a frequência de intercâmbios máximos na interligação Sudeste/Centro-Oeste→Acre/Rondônia. Após a conclusão das obras da interligação, prevista para novembro/2011, o fluxo não atinge o valor máximo em nenhum patamar de carga (552 MWmed e 600 MWmed a partir de abr/2012).

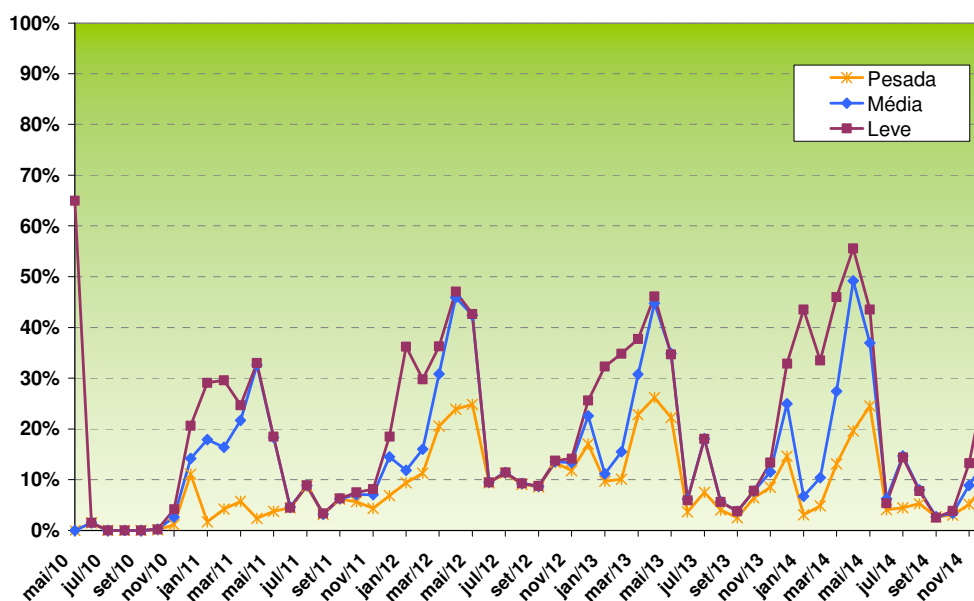
Figura 5.1.6-3 - Frequência de Intercâmbios Máximos da Interligação SE/CO -> AC/RO



Obs.: até nov/2011 o fluxo máximo evoluiu de 210 MWmed a 340 MWmed (média dos três patamares de carga)

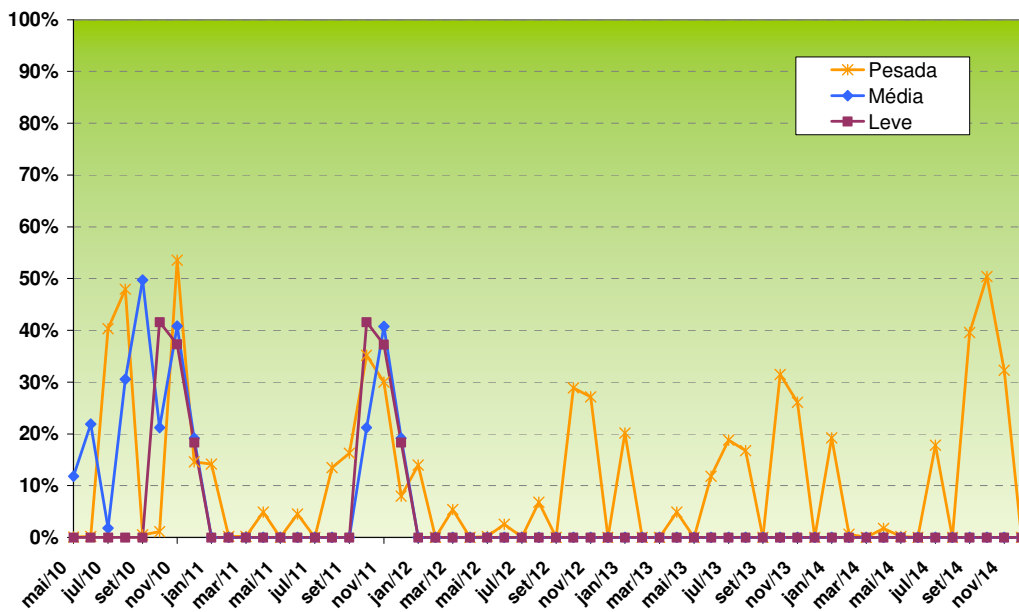
A Figura 5.1.6-4 , a seguir, apresenta a frequência de intercâmbios máximos para a interligação Norte-Sul, no sentido IPZ→SE/CO. Observa-se uma frequência elevada de intercâmbios máximos no primeiro semestre de cada ano, principalmente para os patamares de carga média e leve.

Figura 5.1.6-4 - Frequência de Intercâmbios Máximos da Interligação IPZ->SE/CO



A Figura 5.1.6-5, a seguir, apresenta a frequência de intercâmbios máximos na exportação do Sudeste/Centro-Oeste para o Norte/Nordeste, feita majoritariamente via interligação Norte-Sul. Observam-se frequências elevadas de exportação máxima apenas em alguns meses do primeiro biênio. A partir de 2012, a frequência de intercâmbio máximo se eleva apenas no patamar de carga pesada, geralmente nos últimos meses do ano, período coincidente com o fim da estação seca.

Figura 5.1.6-5 Frequência de Intercâmbios Máximos na Exportação do SE/CO - > N/NE



As Figuras 5.1.6-6 e 5.1.6-7, a seguir, indicam a frequência com que a exportação e importação do subsistema Nordeste atingiu seu limite máximo (intercâmbio via Norte-Sul e/ou Sudeste-Nordeste). As restrições à exportação do Nordeste no período seco do SIN são destacadas pelas significativas frequências de atingimento do intercâmbio máximo, observadas em todos os anos a partir de 2012, principalmente no patamar de carga média. Quanto à importação pelo Nordeste, frequências significativas de intercâmbios máximos são identificadas principalmente no primeiro biênio, no patamar de carga pesada.

Figura 5.1.6-6 - Frequência de Intercâmbios Máximos na Exportação do NE

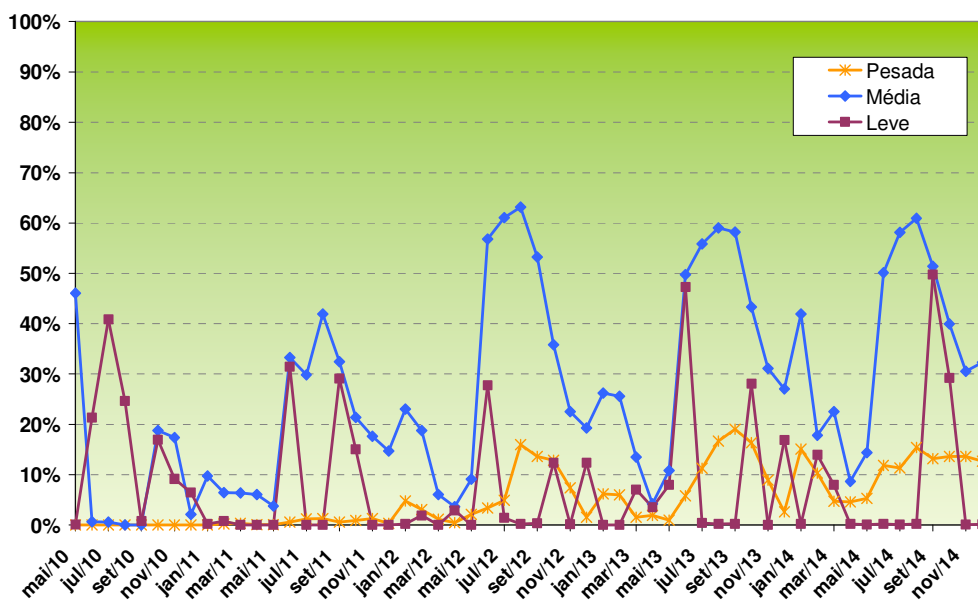
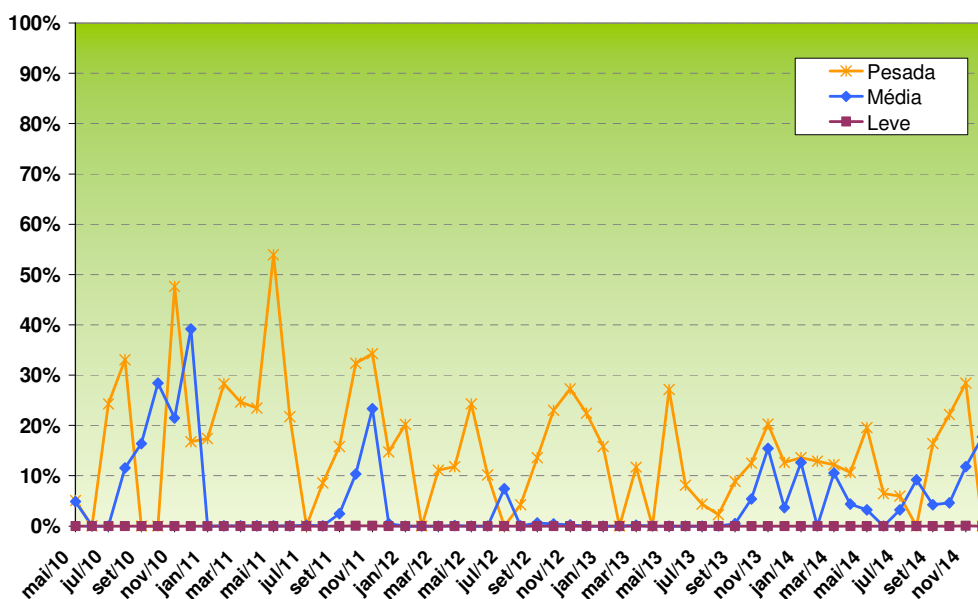


Figura 5.1.6-7 - Frequência de Intercâmbios Máximos na Importação pelo NE



Não foram identificadas restrições ao intercâmbio do subsistema Norte, cuja capacidade de importação no horizonte do PEN 2010 é limitada por sua carga e cuja exportação é limitada pela capacidade de recebimento dos subsistemas importadores. Este quadro não se altera com a entrada da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá, cuja capacidade prevista é superior à carga do sistema Manaus e Macapá.

5.1.7 Diferenças de CMOs entre subsistemas

A Figura 5.1.7-1 a seguir, resume as diferenças entre os CMOs mensais dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul para o período 2010/2014, apresentando média, mediana, percentil 10% e percentil 90%. Complementarmente, a Figura 5.1.7-2 apresenta, para cada ano, a curva de permanência dessas diferenças de CMO.

Figura 5.1.7-1 - Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e Sul

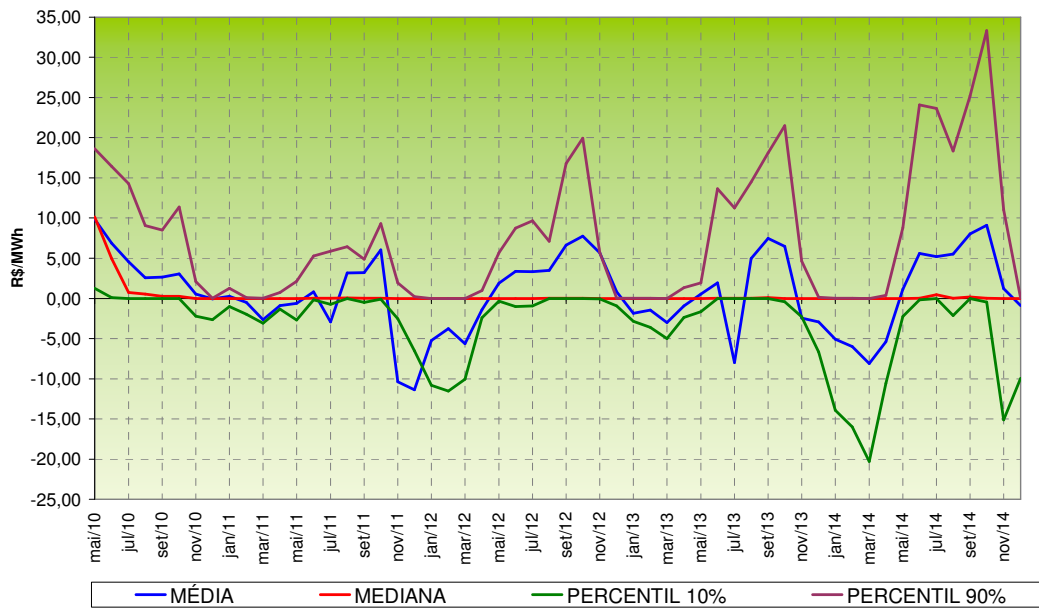
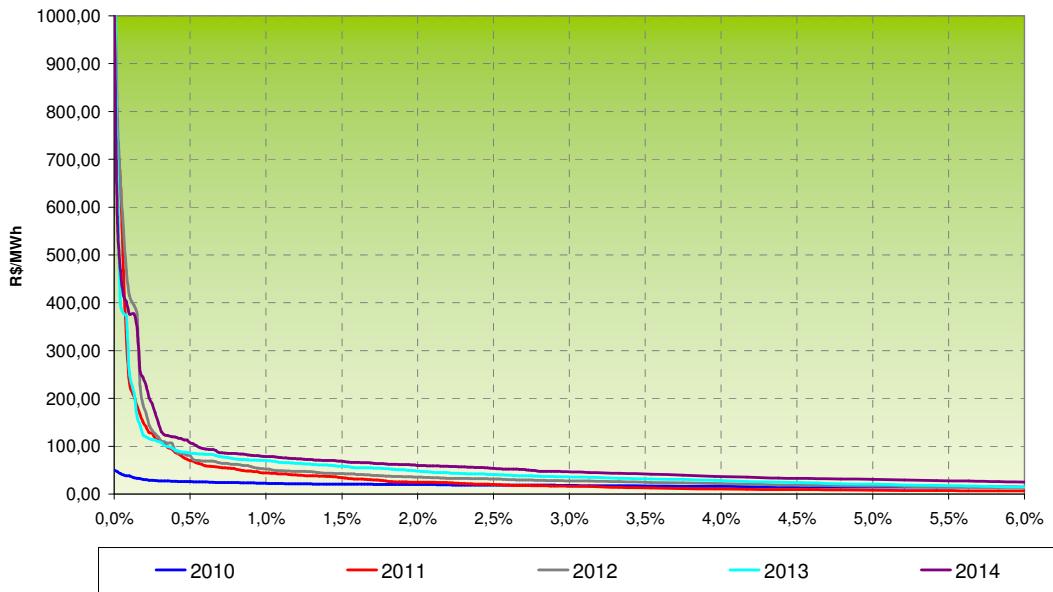


Figura 5.1.7-2 - Permanência das Diferenças de CMO entre SE/CO e Sul



Os gráficos indicam uma tendência de equilíbrio entre os custos marginais dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, com diferenças pouco significativas no intervalo entre 10% e 90% de probabilidade de ocorrência. Entretanto, em situações extremas, embora com probabilidade baixa, as diferenças de CMO podem atingir valores significativamente altos.

As Figuras 5.1.7-3 e 5.1.7-4, a seguir, apresentam, respectivamente, o comportamento das diferenças entre os CMOs mensais dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Acre/Rondônia e a curva de permanência dessas diferenças. Observam-se diferenças de CMO apenas no primeiro biênio, pois a partir de 2012 as restrições de transmissão entre esses subsistemas são eliminadas com a conclusão das obras da interligação.

Figura 5.1.7-3 - Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e AC/RO

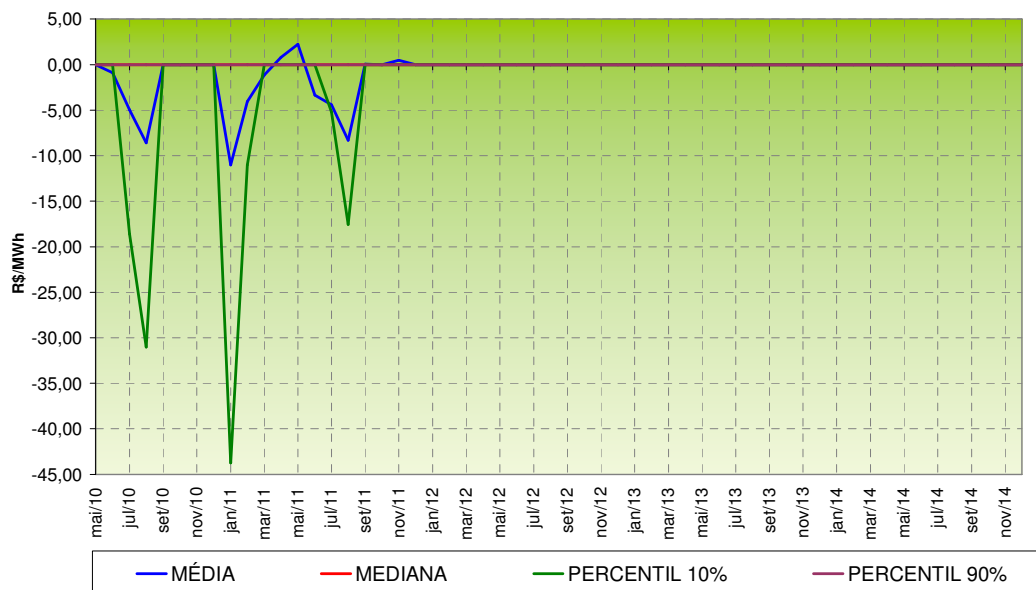
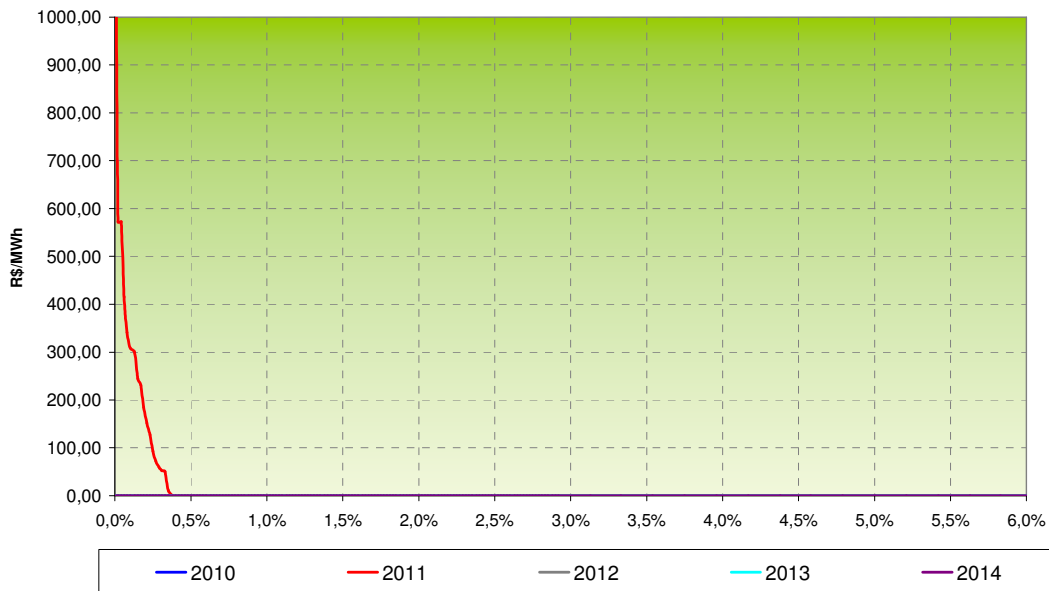


Figura 5.1.7-4 - Permanência das Diferenças de CMO entre SE/CO e AC/RO



As Figuras 5.1.7-5 e 5.1.7-6, a seguir, apresentam, respectivamente, o comportamento das diferenças entre os CMOs mensais dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Norte e a curva de permanência dessas diferenças.

Figura 5.1.7-5 - Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e N

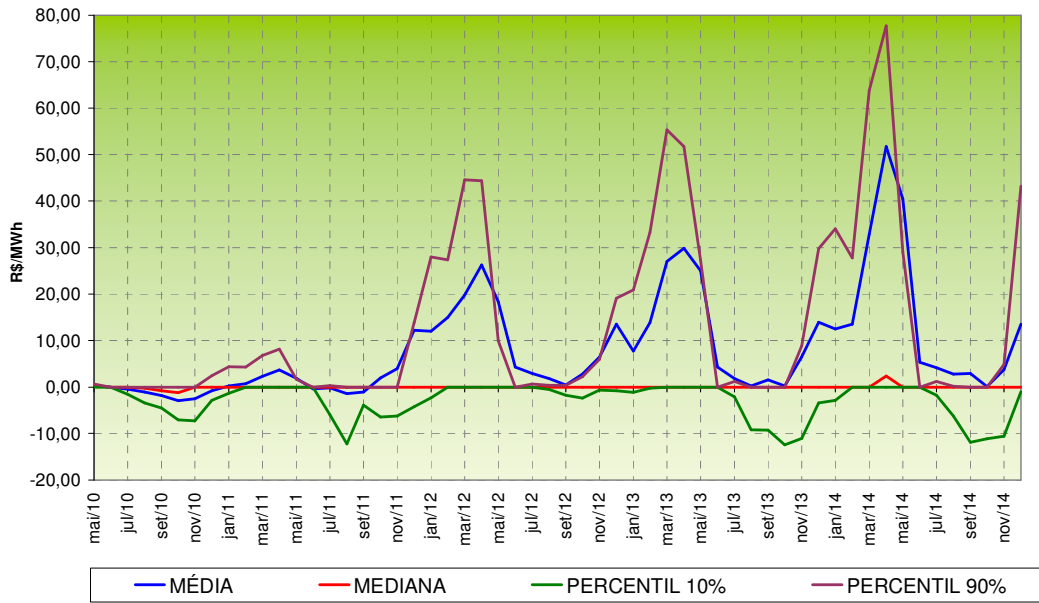
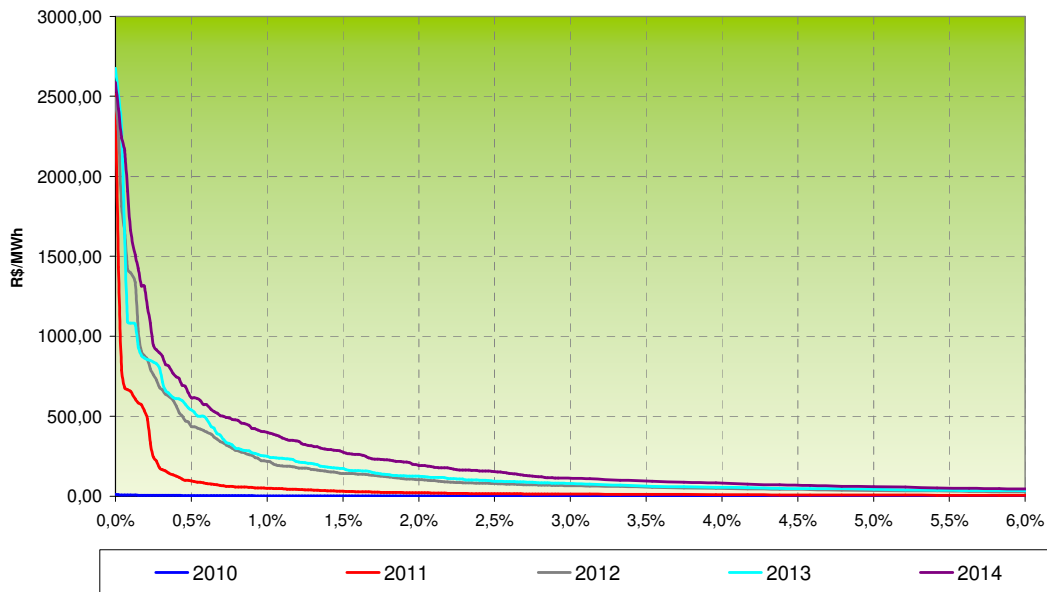


Figura 5.1.7-6 - Permanência das Diferenças de CMO entre SE/CO e N



Observa-se que existe uma tendência de equilíbrio entre os custos marginais dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Norte até o final de 2011, com diferenças pouco significativas no intervalo entre 10% e 90% de probabilidade de ocorrência. A partir de 2012 há uma tendência de descolamento crescente dos custos marginais no período úmido de cada ano, quando as aflúncias elevadas e o consequente excedente de geração hidroeétrica no subsistema Norte tendem a reduzir seu CMO. As diferenças seriam superiores a 40 R\$/MWh, com 10% de probabilidade, e superiores a 100 R\$/MWh, com 2% de probabilidade.

Este comportamento, associado à tendência de congestionamento da interligação Norte-Sul já sinalizada no item 5.1.6, aponta a conveniência de que a EPE/MME desenvolva estudos para avaliação da viabilidade econômica da ampliação de sua capacidade, cotejando inclusive a possibilidade de antecipar a transmissão associada à UHE Belo Monte.

As Figuras 5.1.7-7 e 5.1.7-8, a seguir, apresentam o comportamento das diferenças entre os CMOs mensais dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste e a curva de permanência dessas diferenças. As Figuras 5.1.7-9 e 5.1.7-10 apresentam as mesmas informações referentes às diferenças entre os CMOs dos subsistemas Nordeste e Norte.

Figura 5.1.7-7 - Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e NE

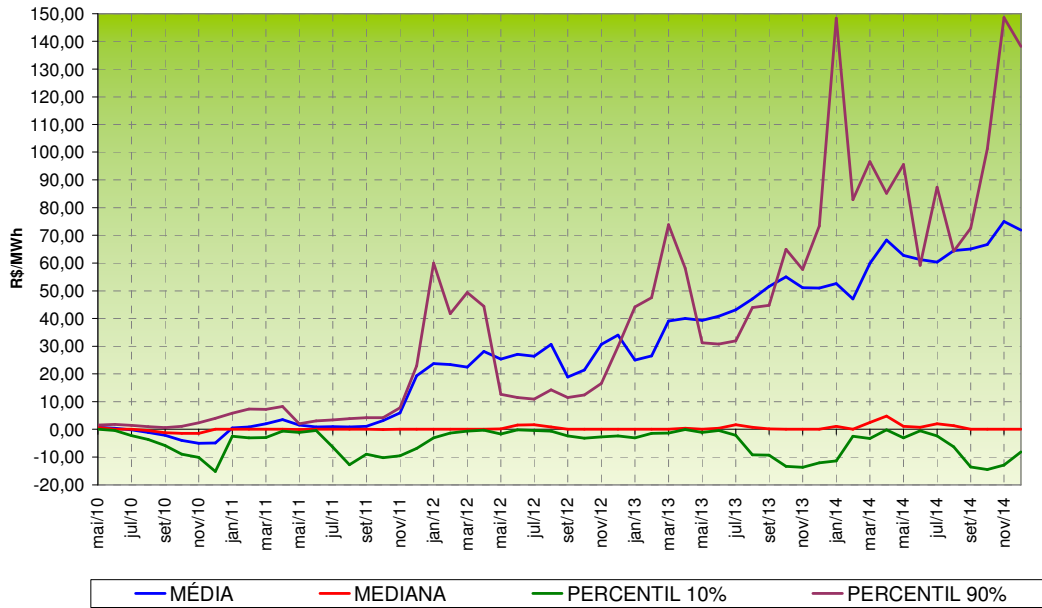


Figura 5.1.7-8 - Permanência das Diferenças de CMO entre SE/CO e NE

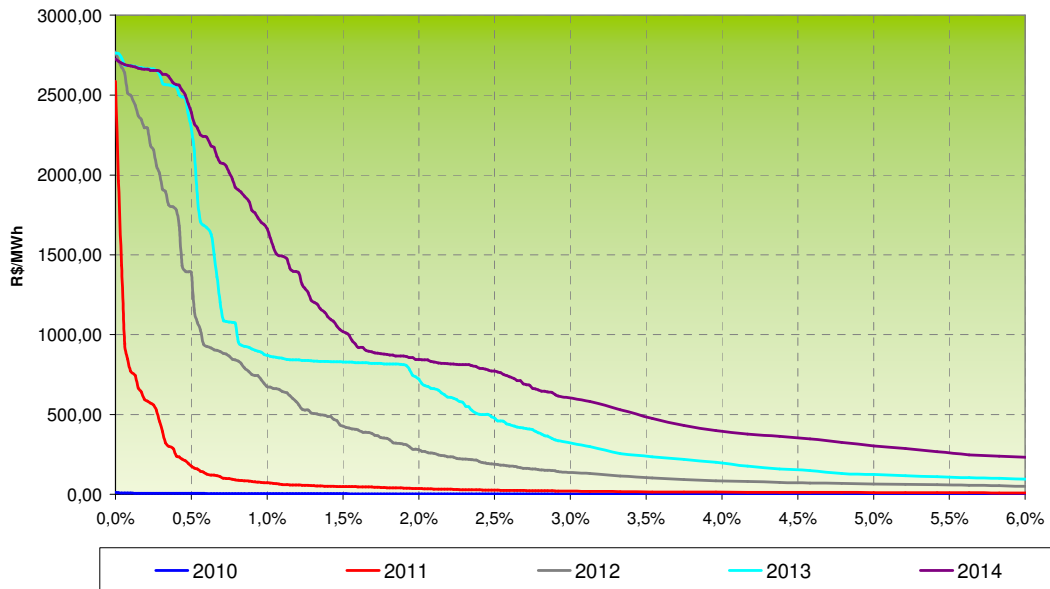


Figura 5.1.7-9 - Evolução das Diferenças de CMO entre NE e N

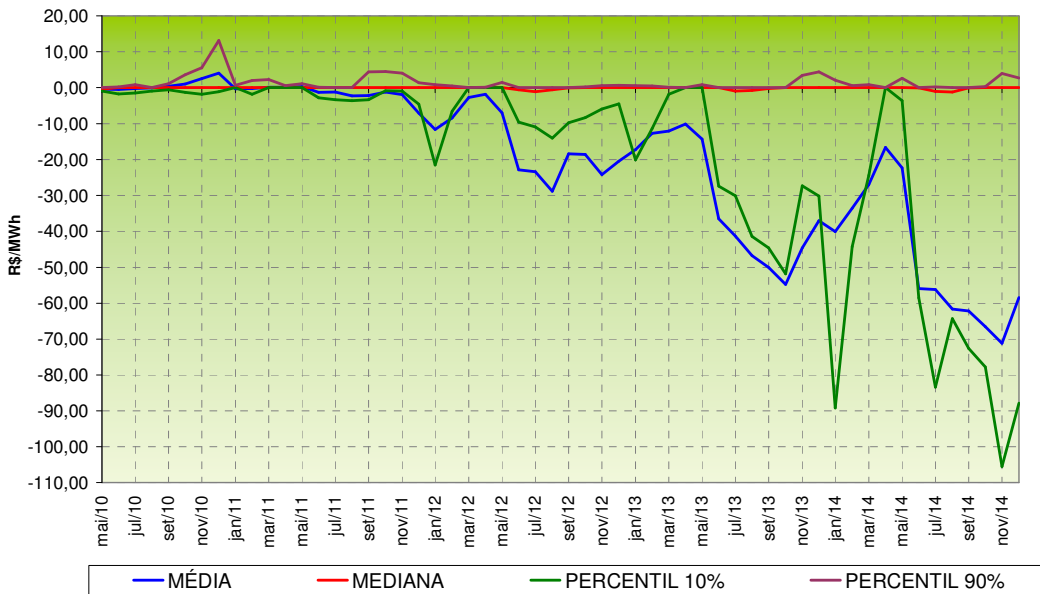
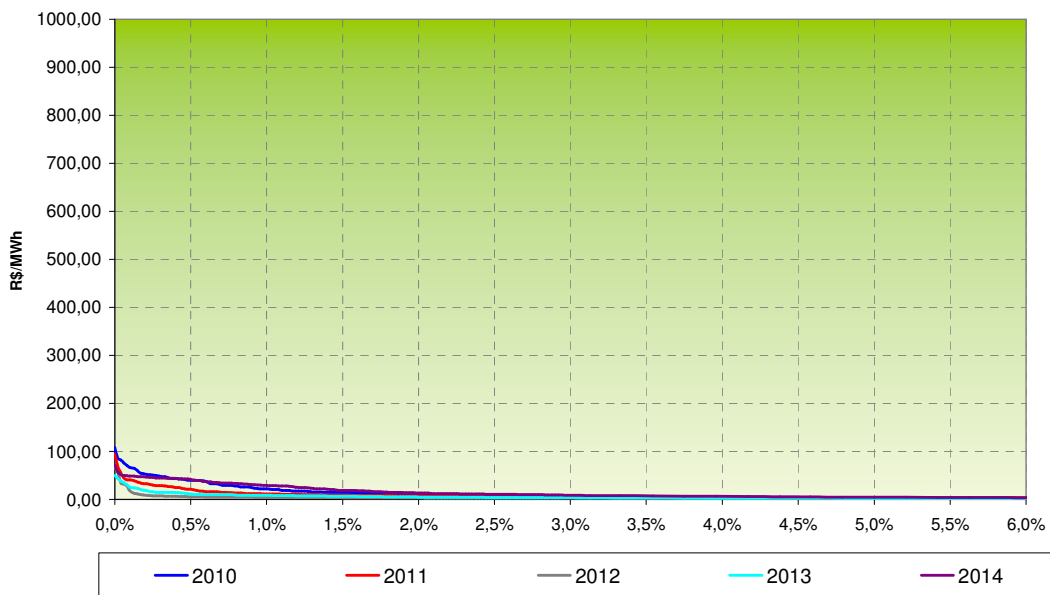


Figura 5.1.7-10 - Permanência das Diferenças de CMO entre NE e N



Os gráficos indicam uma tendência de equilíbrio entre os custos marginais nos anos de 2010 e 2011, com diferenças pouco significativas no intervalo entre 10% e 90% de probabilidade de ocorrência. Entretanto, a partir de 2012 há um crescimento significativo das diferenças do CMO do Nordeste em relação aos demais subsistemas, com diferenças médias da ordem de 70 R\$/MW no final de 2014. Existem probabilidades em torno de 2% de que, no período

2012-2014, o CMO do Sudeste/Centro-Oeste supere o do Nordeste em mais de 500 R\$/MWh.

O descolamento do CMO do Nordeste em relação ao restante do SIN pode ser atribuído à expressiva entrada de oferta térmica local, superior a 6.000 MW, e às restrições à exportação pela região, já sinalizadas no item 5.1.2. Isto aponta para a necessidade de estudos voltados para ampliação da capacidade de exportação pelo subsistema Nordeste e/ou da atenuação da vazão mínima obrigatória na Bacia do São Francisco.

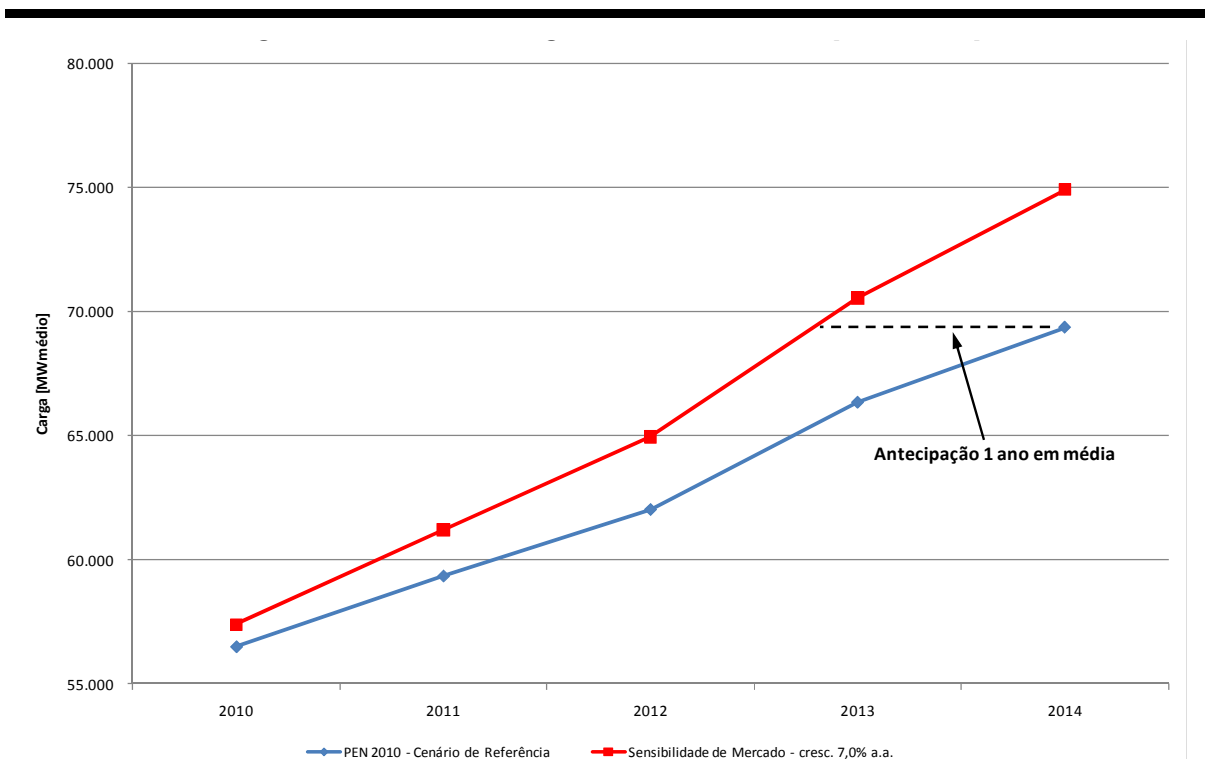
5.2 Sensibilidade à Carga Prevista no Cenário de Referência

Como verificado nos itens anteriores, as condições de atendimento à carga são bastante satisfatórias no horizonte 2010/ 2014 e considerando ainda que existem sobras de energia assegurada no SIN nesse período, como será visto no Item 5.4 – Balanço Estático de Energia, foram feitas avaliações de sensibilidade com relação ao crescimento do mercado, definindo-se qual seria a maior carga possível de ser atendida – “Mercado de Oferta”, mantendo-se os critérios usuais de garantia de atendimento, como riscos de déficit de energia não superiores a 5% em cada ano, em cada subsistema.

5.2.1 Mercado de Oferta

A Figura 5.2.1-1, a seguir, apresenta uma comparação entre a projeção de carga do Cenário de Referência - CR (Item 3.1, deste Relatório) e uma projeção de carga ajustada a partir da oferta de energia assegurada do programa de obras considerado neste PEN 2010, inclusive as usinas vencedoras nos dois LERs já realizados.

Figura 5.2.1-1 – Carga do Cenário de Referência x Carga Ajustada ao Crescimento de 7,0% a.a



Observa-se que a trajetória alternativa de crescimento da carga própria permitiria evoluir de cerca de 52 GWmed verificados em 2009 à cerca de 75 GWmed em 2014, contra a previsão de 68 GWmed para este ano, o equivalente à antecipação de cerca de 1 ano no crescimento da demanda de energia elétrica do SIN. Neste caso, existiriam sobras de garantia física no SIN em 2014 com os leilões já realizados até 2009.

A Tabela 5.2.1-1, a seguir, apresenta uma comparação dos riscos de déficit de energia entre o CR e a projeção de carga ajustada ao crescimento médio de 7% a.a.. Observa-se, portanto, que a expansão prevista até 2014, mantidos o cronogramas programados neste PEN 2010, é capaz de suportar um crescimento médio anual acima dos 5,2% a.a. do Cenário de Referência.

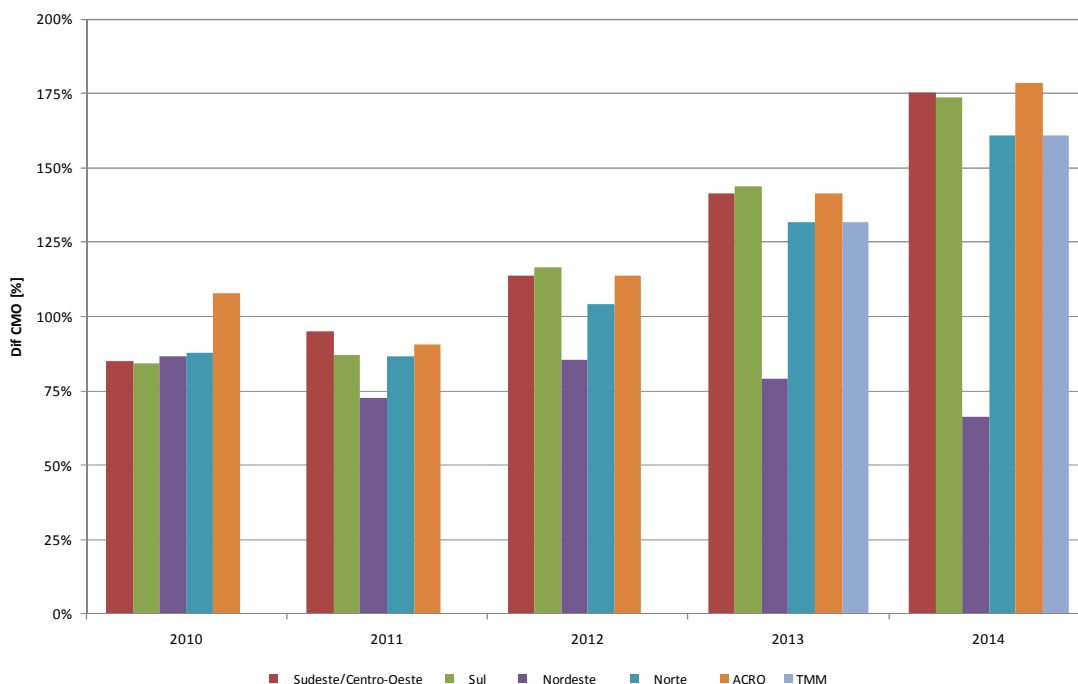
Tabela 5.2.1-1 - Riscos de Déficit de Energia – Sensibilidade à Carga X Cenário CR (%)

Subsistema	Sensibilidade à Carga					Cenário CR				
	2010	2011	2012	2013	2014	2010	2011	2012	2013	2014
SUDESTE/CENTRO-OESTE										
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	1,0	2,2	2,7	4,4	0,0	0,4	1,3	1,2	1,6
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,9	1,9	2,3	3,5	0,0	0,4	1,1	0,9	1,1
SUL										
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	1,0	2,1	3,3	4,8	0,0	0,4	0,7	1,1	1,4
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,8	1,7	2,3	3,7	0,0	0,4	0,5	1,0	1,3
NORDESTE										
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,3	0,8	0,0	0,2	0,0	0,3	0,4	0,0	0,0
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NORTE										
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,9	1,3	2,3	4,1	0,0	0,2	1,0	0,8	1,3
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,7	1,1	1,7	3,5	0,0	0,1	0,9	0,6	1,1
ACRE/RONDÔNIA										
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	1,0	2,2	2,8	4,8	0,0	0,4	1,1	1,0	1,7
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	1,0	2,1	2,6	4,2	0,0	0,3	1,1	1,0	1,5
MANAUS/MACAPÁ										
PROB (Qualquer Déficit)	-	-	-	2,7	4,7	-	-	-	1,0	1,5
PROB (Déficit > 1% Carga)	-	-	-	2,6	4,5	-	-	-	1,0	1,5

Não obstante, embora os riscos de déficit estejam dentro do critério de suprimento preconizado pelo CNPE, a Figura 5.2.1-2, a seguir, mostra que os custos marginais de operação se elevam significativamente, podendo mais que dobrar de valor ao final do período, distanciando-se sobremaneira do Custo Marginal de Expansão (CME) utilizado pelo MME/EPE no PDE 2019 (113 R\$/MWh).

Vale lembrar, no entanto, que de acordo com o MME estão previstos, ainda em 2010, o **9º LEN**, A-5, para PCHs e UHEs, com entrega de produtos a partir de 2015, o **2º LFA**, para PCHs, Biomassa e Eólicas, com entrega de produtos a partir de 2013, o **3º LER**, para Biomassa, com entregas **em 2011 e 2012** e para Biomassa, Eólicas e PCHs, para entregas em **2013** e o **10º LEN**, A-5, para qualquer fonte de geração, com entrega de produtos a partir de 2015; para 2014 um LEN A-3 e/ou um LER, a serem realizados em 2011, também poderão ampliar a oferta a partir daquele ano, ou seja, existem expectativas de que no período 2012/2014 possa haver um aumento de oferta capaz de suportar uma antecipação do crescimento da carga com custos marginais de operação menores do que os previstos nesta hipótese de crescimento da carga e com riscos de déficits abaixo de 5% em todos os anos e em todos os subsistemas.

Figura 5.2.1-2 – Diferença Percentual de CMO - Cenário de Referência x Cenário de Sensibilidade à Carga Ajustada ao Crescimento de 7,0% a.a.



5.3 Cenário de Sensibilidade - CS

O **Cenário CS** pressupõe uma hipótese de redução de 50% da oferta termelétrica a óleo disponível no Nordeste, em todo o período de planejamento.

O objetivo deste Cenário é mostrar que é imprescindível a manutenção dos esforços que estão sendo empreendidos no sentido de viabilizar soluções de infraestrutura/logística que permitam a disponibilização de óleo para a geração térmica flexível, de modo a garantir o suprimento de combustível para estas termoelétricas e a sua plena utilização em situações em que devam ser despachadas para segurança eletroenergética do SIN;

Para o Cenário CS, são avaliados somente os riscos de déficit e os Custos Marginais de Operação – CMOs, médias anuais, fazendo-se a comparação com os resultados obtidos para o Cenário de Referência – Cenário CR.

5.3.1 Riscos de Déficit

A Tabela 5.3.1-1, a seguir, apresenta os riscos de déficit comparando o efeito da ocorrência de indisponibilidade de 50% da oferta de UTE a óleo na Região Nordeste em relação ao Cenário CR.

Tabela 5.3.1-1 - Riscos de Déficit de Energia – Cenário CS X Cenário CR (%)

Subsistema	Cenário CS – 50 % UTE a óleo no					Cenário CR				
	NE					2010	2011	2012	2013	2014
SUDESTE/CENTRO-OESTE										
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,4	1,5	1,3	1,5	0,0	0,4	1,3	1,2	1,6
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,4	1,3	0,9	1,2	0,0	0,4	1,1	0,9	1,1
SUL										
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,5	1,4	1,4	1,6	0,0	0,4	0,7	1,1	1,4
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,5	1,0	1,2	1,3	0,0	0,4	0,5	1,0	1,3
NORDESTE										
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,7	1,0	0,6	0,8	0,0	0,3	0,4	0,0	0,0
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,3	0,6	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NORTE										
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,3	1,2	0,8	1,3	0,0	0,2	1,0	0,8	1,3
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,2	1,1	0,8	1,1	0,0	0,1	0,9	0,6	1,1
ACRE/RONDÔNIA										
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,4	1,3	1,4	1,7	0,0	0,4	1,1	1,0	1,7
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,4	1,2	1,3	1,5	0,0	0,3	1,1	1,0	1,5
MANAUS/MACAPÁ										
PROB (Qualquer Déficit)	-	-	-	1,2	1,5	-	-	-	1,0	1,5
PROB (Déficit > 1% Carga)	-	-	-	1,1	1,5	-	-	-	1,0	1,5

Pode-se observar que apesar da pequena elevação dos valores de riscos de déficit em alguns subsistemas, a redução de 50% da oferta a óleo no Nordeste, Cenário de Sensibilidade, apresenta resultados de riscos de déficit abaixo de 5% (para qualquer profundidade de déficit e valores acima de 1% da carga) em todo o horizonte, em todos os subsistemas.

5.3.2 Custos Marginais de Operação

A Tabela 5.3.2-1, a seguir, permite comparar os custos marginais de operação, médias anuais, para o Cenário CS com os obtidos para o Cenário CR.

Tabela 5.3.2-1 - Custos Marginais de Operação - Cenário CS X Cenário CR (R\$/MWh)

Subsistema	Cenário CS – 50 % UTE a óleo no NE					Cenário CR				
	2010	2011	2012	2013	2014	2010	2011	2012	2013	2014
SUDESTE/CENTRO-OESTE	39,94	74,34	106,83	120,77	172,02	38,41	70,29	98,85	116,76	167,72
SUL	36,01	74,43	105,08	121,28	170,71	34,65	71,58	97,43	116,67	166,74
NORDESTE	41,85	73,10	90,38	90,85	134,12	40,44	66,89	72,85	74,29	104,76
NORTE	41,12	73,78	98,70	110,48	160,37	39,57	68,30	88,53	105,75	152,43
ACRE/RONDÔNIA	42,11	76,74	106,84	120,77	172,03	40,22	72,67	98,85	116,77	167,73
MANAUS/MACAPÁ	-	-	-	110,48	160,37	-	-	-	105,75	152,43

Obs. Valores em vermelho/negrito indicam CMOs acima do CME de 113 R\$/MWh (PDE 2019- MME/EPE)

Observa-se que, assim como no **Cenário CR**, os CMOs no **Cenário CS** são crescentes ao longo do horizonte de análise, atingindo valores também próximos de 170 R\$/MWh em 2014.

Até 2012 os CMOs médios anuais são inferiores, em todos os subsistemas, ao CME de 113 R\$/MWh, utilizado pela EPE como indicativo para expansão da oferta no PDE 2010/2019. Em 2013 os subsistemas Nordeste, Norte e Manaus/Macapá se mantêm em valores inferiores ao CME. Em 2014, todos os subsistemas passam a ter CMO acima do CME (no Cenário CR apenas o Nordeste não atingia esse patamar).

No entanto, cabe comentar que os próximos leilões, LEN A-3 e LER de 2010 e 2011, poderão agregar oferta suficiente para o atendimento ao critério de otimalidade de expansão econômica, de **igualdade entre CMO e CME**.

5.4 Balanço Estático de Energia

Os itens seguintes apresentam um balanço estático de energia para Cenário de Referência e Cenário de Sensibilidade

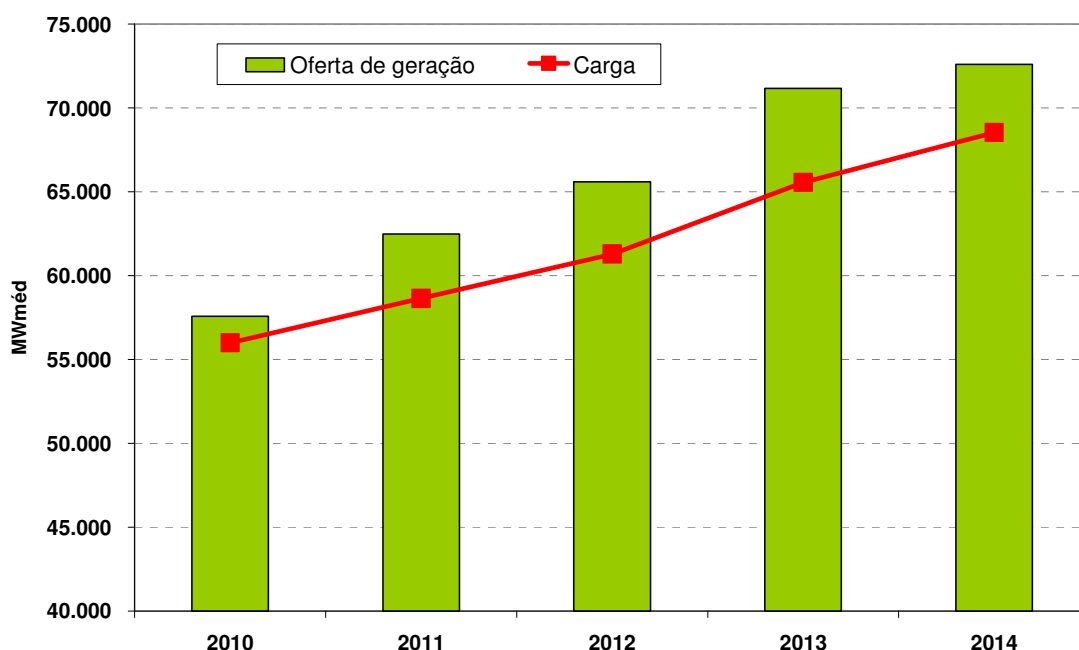
5.4.1 Balanço Estático de Energia

O balanço estático de energia tem significado apenas indicativo da oferta estrutural de energia elétrica do SIN, na medida em que não considera as transferências de energia entre os subsistemas ao longo do ano e a redução de disponibilidade de energia das usinas hidráulicas em situações hidrológicas desfavoráveis.

O balanço estático aqui apresentado compara, com a carga projetada no horizonte do PEN 2010, a oferta de energia do SIN utilizada como lastro físico nos contratos de comercialização de energia, as energias asseguradas dos leilões de reserva e as disponibilidades máximas de energia de usinas eventualmente ainda não contratadas.

A Figura 5.4.1-1, a seguir, permite visualizar a evolução da oferta estática de energia do SIN e da carga própria projetada para o horizonte 2014/2014.

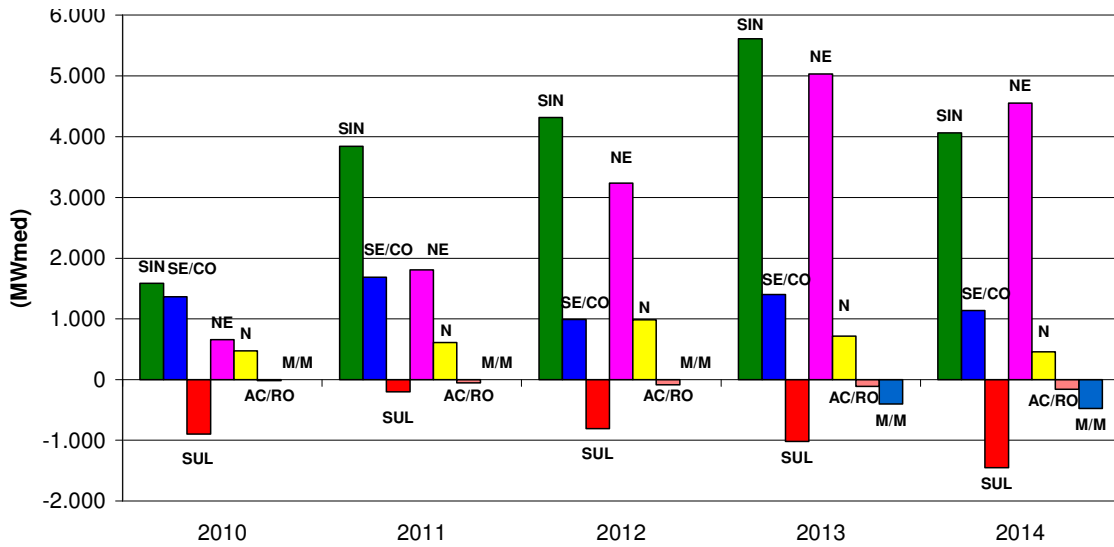
Figura 5.4.1-1 Evolução da Oferta Estática e da Carga 2010/2014 (MWmed)



Obs.: A oferta considera a disponibilidade de energia do 1º e 2º LER e a interligação do Sistema Manaus/Macapá ao SIN a partir de janeiro/2013.

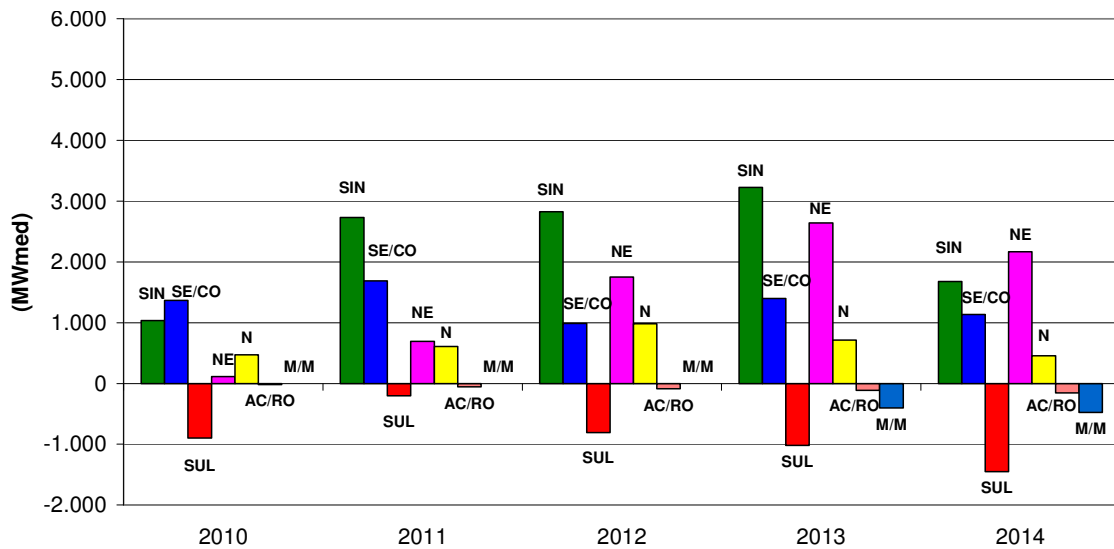
A Figura 5.4.1-2, a seguir, permite visualizar o resultado do balanço estático de energia para o SIN e para os subsistemas, considerando a disponibilidade de energia do 1º e 2º LER e toda a disponibilidade térmica prevista para o Nordeste. Adicionalmente, a Figura 5.4.1-3 apresenta o balanço para a hipótese de indisponibilidade de geração térmica a óleo no Nordeste adotada no Cenário de Sensibilidade (redução de 50% das térmicas a óleo).

Figura 5.4.1-2 Balanço de Energia com Oferta do LER (MWmed)



Obs.: O Sistema Manaus/Macapá é integrado ao SIN a partir de janeiro/2013.

Figura 5.4.1-3- Balanço de Energia com Oferta do LER e Redução de 50% de Óleo no NE (MWmed)



Obs.: O Sistema Manaus/Macapá é integrado ao SIN a partir de janeiro/2013.

Pode-se observar que o balanço para o SIN apresenta sobras de energia ao longo de todo o horizonte, mesmo na hipótese de redução de 50% de geração a óleo no Nordeste. Os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste apresentam balanço positivo todos os anos e os subsistemas Sul, Acre/Rondônia e Manaus/Macapá balanço negativo ao longo de todo horizonte.

A Tabela 5.4.1-1, a seguir, apresenta os detalhes do balanço estático para o SIN, onde se observa, como já comentado, que existem sobras em todo o horizonte, aumentadas com a consideração da oferta do 1º e 2º LER – Leilão de Energia de Reserva. Estas sobras evoluem de aproximadamente 1.600 MWmed, em 2010, a 4.100 MWmed em 2014.

Tabela 5.4.1-1 - Balanço Estático de Energia para o SIN (MWmed)

SIN - OFERTA PMO PEN/2010 - (MWmed)	2010	2011	2012	2013	2014
UHE TOTAL	39.243	40.969	41.708	43.470	44.919
UTE TOTAL	10.327	12.721	14.420	17.881	17.902
PCHs, PCTs e UEEs	4.210	4.910	4.992	4.992	4.984
IMPORTAÇÃO DE ENERGIA (Itaipu 50 Hz)	3.610	3.404	3.377	3.348	3.318
OFERTA TOTAL	57.390	62.004	64.497	69.691	71.123
CARGA	55.996	58.643	61.286	65.560	68.542
BALANÇO	1.394	3.361	3.211	4.131	2.581
LER (1º e 2º)	189	482	1.104	1.480	1.480
BALANÇO COM LER	1.583	3.843	4.315	5.611	4.061

Obs Oferta = Soma das Garantias Físicas das usinas simuladas. As usinas sem garantia física foram consideradas pela sua disponibilidade máxima para UTEs e pela disponibilidade média para UHEs.

Para a Região Sul a Tabela 5.4.1-2, a seguir, mostra como já comentado, que existem déficits de energia em todos os anos do horizonte.

Tabela 5.4.1-2 - Balanço Estático de Energia para o Sul (MWmed)

SUL - OFERTA PMO PEN/2010 - (MWmed)	2010	2011	2012	2013	2014
UHE TOTAL	6.346	6.850	6.942	7.115	7.115
UTE TOTAL	1.380	1.745	1.380	1.380	1.380
PCHs, PCTs e UEEs	669	810	816	814	812
IMPORTAÇÃO DE ENERGIA (Itaipu 50 Hz)	-	-	-	-	-
OFERTA TOTAL	8.395	9.405	9.138	9.309	9.307
CARGA	9.290	9.610	9.982	10.397	10.828
BALANÇO	(895)	(205)	(844)	(1.088)	(1.521)
LER (1º e 2º)	-	-	35	71	71
BALANÇO COM LER	(895)	(205)	(809)	(1.017)	(1.450)

Obs.: Oferta = Soma das Garantias Físicas das usinas simuladas. As usinas sem garantia física foram consideradas pela sua disponibilidade máxima para UTEs e pela disponibilidade média para UHEs

A Tabela 5.4.1-3, a seguir, apresenta o detalhamento do balanço estático de energia do subsistema Nordeste, onde se observam sobras em todos os anos do horizonte, evoluindo de aproximadamente 700 MWmed em 2010 a 4.600 MWmed em 2014. Nesta Região, a oferta de geração térmica em 2013 supera a oferta de geração hidráulica em cerca de 900 MWmed.

Tabela 5.4.1-3 - Balanço Estático de Energia para o NE (MWmed)

NE - OFERTA PMO PEN/2010 - (MWmed)	2010	2011	2012	2013	2014
UHE TOTAL	6.249	6.249	6.249	6.249	6.249
UTE TOTAL	2.346	3.782	5.204	7.121	7.121
PCHs, PCTs e UEEs	387	481	485	486	486
IMPORTAÇÃO DE ENERGIA (Itaipu 50 Hz)	-	-	-	-	-
OFERTA TOTAL	8.982	10.512	11.938	13.856	13.856
CARGA	8.323	8.722	9.110	9.566	10.043
BALANÇO	659	1.790	2.828	4.290	3.813
LER (1º e 2º)	-	15	409	739	739
BALANÇO COM LER	659	1.805	3.237	5.029	4.552

Obs.: Oferta = Soma das Garantias Físicas das usinas simuladas. As usinas sem garantia física foram consideradas pela sua disponibilidade máxima para UTEs e pela disponibilidade média para UHEs

As Tabelas 5.4.1-4 e 5.4.1-5, a seguir, apresentam o detalhamento dos balanços para o Nordeste e para o SIN, respectivamente, quando se considera a hipótese de indisponibilidade de 50% da geração térmica a óleo no Nordeste. Observa-se, como já comentado, que ainda assim existem sobras de energia no Nordeste e no SIN, da ordem de 2.600 MWmed e 3.200 MWmed em 2013, respectivamente.

Tabela 5.4.1-4 - Balanço Estático de Energia para o NE com redução de Óleo 50% (MWmed)

NE - OFERTA PMO PEN/2010 - (MWmed)	2010	2011	2012	2013	2014
UHE TOTAL	6.249	6.249	6.249	6.249	6.249
UTE TOTAL	1.799	2.672	3.716	4.736	4.736
PCHs, PCTs e UEEs	387	481	485	486	486
IMPORTAÇÃO DE ENERGIA (Itaipu 50 Hz)	-	-	-	-	-
OFERTA TOTAL	8.435	9.402	10.450	11.471	11.471
CARGA	8.323	8.722	9.110	9.566	10.043
BALANÇO	111	680	1.339	1.905	1.428
LER (1º e 2º)	-	15	409	739	739
BALANÇO COM LER	111	695	1.748	2.644	2.167

Obs.: Oferta = Soma das Garantias Físicas das usinas simuladas. As usinas sem garantia física foram consideradas pela sua disponibilidade máxima para UTEs e pela disponibilidade média para UHEs.

Tabela 5.4.1-5 - Balanço Estático de Energia para o SIN com redução de Óleo 50% (MWmed)

SIN - OFERTA PMO PEN/2010 - (MWmed)	2010	2011	2012	2013	2014
UHE TOTAL	39.243	40.969	41.708	43.470	44.919
UTE TOTAL	9.780	11.611	12.932	15.496	15.517
PCHs, PCTs e UEEs	4.210	4.910	4.992	4.992	4.984
IMPORTAÇÃO DE ENERGIA (Itaipu 50 Hz)	3.610	3.404	3.377	3.348	3.318
OFERTA TOTAL	56.842	60.894	63.008	67.305	68.737
CARGA	55.996	58.643	61.286	65.560	68.542
BALANÇO	846	2.251	1.722	1.745	196
LER (1º e 2º)	189	482	1.104	1.480	1.480
BALANÇO COM LER	1.035	2.733	2.826	3.225	1.676

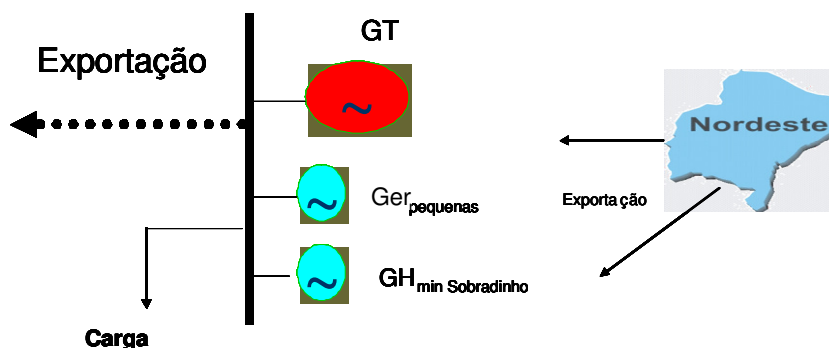
Obs.: Oferta = Soma das Garantias Físicas das usinas simuladas. As usinas sem garantia física foram consideradas pela sua disponibilidade máxima para UTEs e pela disponibilidade média para UHEs.

5.4.2 Balanço estático complementar para o Nordeste

Como já comentado, o balanço estático de energia indica sobras significativas no subsistema Nordeste durante todo o horizonte do estudo, decorrentes em parte de oferta térmica a óleo, contratada via leilões de energia nova. Dado que existem restrições de geração hidroelétrica mínima na UHE Sobradinho, para garantir captações de água para uso urbano, agrícola e industrial e para a navegação no trecho entre a UHE Sobradinho e a UHE Itaparica, foi feita uma avaliação complementar visando verificar se toda a geração térmica disponível no Nordeste poderia ser alocada na curva de carga do SIN.

A avaliação tem por base um balanço estático de energia para o subsistema Nordeste, em cada patamar de carga, considerando as premissas de carga e oferta do Cenário de Referência. O balanço abrange os anos de 2012 a 2014, período em que ocorre crescimento significativo da capacidade instalada termoeletrica local. O diagrama apresentado na Figura 5.4.2-1, a seguir, resume as premissas e considerações adotadas.

Figura 5.4.2-1 - Diagrama do Cálculo da Máxima Alocação de Energia Térmica do NE no SIN



Se $GT - (Carga - Ger_{pequenas} - GH_{min\ Sobradinho}) > Exportação$
Então existem restrições de alocação na curva de carga do SIN

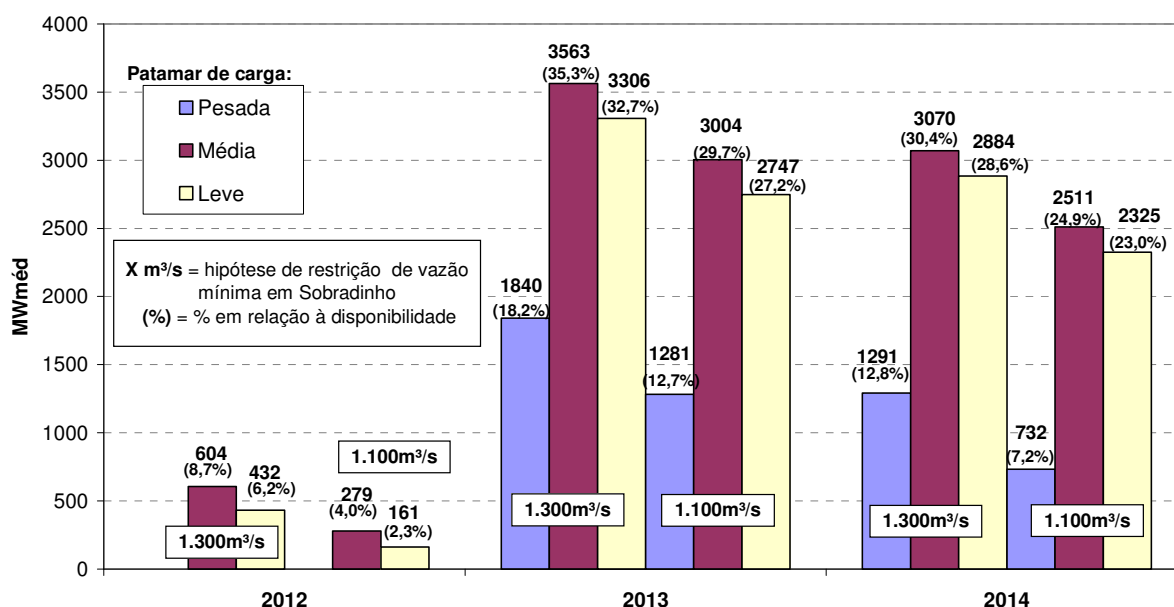
A máxima energia térmica alocável na curva de carga do SIN, para cada patamar de carga, foi determinada com a consideração do limite de exportação do Nordeste, acrescido da carga local a ser atendida, abatida da geração compulsória no Nordeste, correspondente à geração das pequenas usinas e à geração hidroelétrica associada às seguintes hipóteses de restrição de vazão mínima em Sobradinho:

- 1.300 m³/s (restrição vigente, que equivale à geração mínima de aproximadamente 3.600 MW_{med} na bacia do São Francisco); e
- 1.100 m³/s (restrição de excepcionalidade aprovada pela ANA, que equivale à geração mínima de aproximadamente 3.000 MW_{med} na bacia do São Francisco).

Os resultados obtidos estão apresentados na Figura 5.4.2-2, a seguir, e mostram que em 2012 a geração térmica máxima no Nordeste só não é alocável nos patamares de carga leve e média para as premissas de vazão mínima consideradas em Sobradinho.

Para os anos de 2013 e 2014, no entanto, considerando-se restrição de vazão mínima de 1.100 m³/s ou 1.300 m³/s, **a geração térmica disponível no subsistema Nordeste não é totalmente alocável em nenhum dos patamares de carga.**

Figura 5.4.2-2 – Geração Térmica Não Alocável no NE (MW_{med} e % da GT disponível)



5.4.3 Balanço estático complementar para a Região Sul

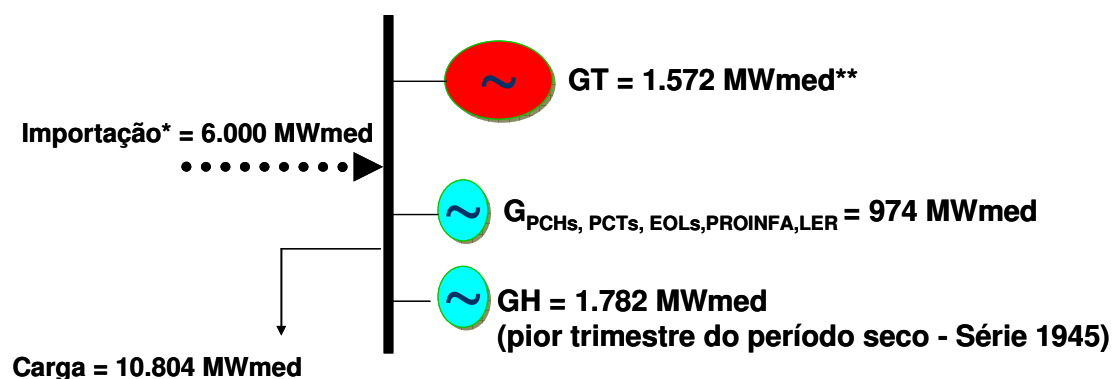
Considerando os resultados do balanço estático de energia da Região Sul apresentados anteriormente, com déficits estruturais entre 2010 e 2014 e ainda a forte dependência desta Região da importação de energia das demais regiões do SIN, principalmente através da SE Ivaiporã, também foi elaborado um balanço estático simplificado para o Sul no ano de 2014, com o objetivo de

avaliar o impacto da ocorrência concomitante de uma seca severa (semelhante ao pior trimestre do período seco do ano de 1945, por exemplo) com a indisponibilidade prolongada de um dos três transformadores de 500/765 kV - 1.650 MVA da SE Ivaiporã.

Cabe lembrar que esta situação ocorreu em 2006, quando um dos transformadores permaneceu fora de serviço por aproximadamente 7 meses, simultaneamente à uma forte estiagem na Região Sul, levando ao deplecionamento intenso dos seus reservatórios e da geração térmica local, além da máxima exploração da importação de outras regiões.

A Figura 5.4.3-1, a seguir, ilustra o balanço estático simplificado para o ano de 2014, onde foram considerados a disponibilidade térmica local máxima (1.572 MWmed), a disponibilidade das PCHs, inclusive as do PROINFA, das PCTs, das usinas eólicas e das usinas dos 1º e 2º LER (totalizando 974 MWmed), bem como a disponibilidade da geração hidráulica correspondente à média do pior trimestre do período seco da série hidrológica de 1945 (1.782 MWmed). A série hidrológica de 1945 corresponde a seca mais severa da Região Sul.

Figura 5.4.3-1 – Balanço Estático da Região Sul para 2014



$$\text{Balanço} = \text{Carga} - (\text{GT} + G_{\text{PCHs, PCTs, EOLs, PROINFA, LER}} + \text{GH})$$

Balanço = -6.476 MWmed, para GTMAX  **A capacidade de importação, igual a 6.000 MWmed, não seria suficiente para o pleno atendimento à carga.**

* Considera indisponibilidade de 1 trafo de 500/765 kV – 1.650 MVA da SE Ivaiporã

** P.Médici (222), Candiota 3 (295), Araucária (0), J.Lacerda (744), Canoas (142), Alegrete (66), Charqueadas (58), Outras (46)

Considerando a máxima importação limitada a valores em torno de 6.000 MWmed (valor estimado a título de exemplo para a hipótese de indisponibilidade prolongada do Trafo 500/765 kV – 1650 MVA da SE Ivaiporã), ao invés de 7.250 MWmed, valor referente à configuração elétrica completa, observa-se insuficiência de oferta local da ordem de 500 MWmed, o que reforça a argumentação da necessidade de expansão da oferta na Região Sul, que poderia ser direcionada nos próximos leilões de energia nova.

5.5 Balanço Estático de Ponta

O Balanço Estático de Ponta, realizado apenas para o Cenário de Referência, levou em consideração as seguintes premissas:

- Requisitos de demanda máxima integrada, previstos pelo ONS, em conjunto com a EPE/MME (maiores detalhes no **Volume II – Relatório Complementar**);
- Programa de expansão da oferta de geração do Cenário de Referência;
- Disponibilidade das usinas do rio Madeira (UHEs Santo Antônio e Jirau) determinada em função da vazão média mensal do histórico;
- Disponibilidade de usinas não simuladas individualmente (pequenas) modelada da forma descrita a seguir:
 - Usinas Eólicas: energia disponibilizada ao SIN;
 - Pequenas Centrais Termelétricas (PCTs): energia no período fora de safra e potência/capacidade instalada no período de safra (S/SE-CO – safra de maio a novembro e N/NE – safra de setembro a fevereiro);
 - Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs): potência/capacidade instalada.
- Recebimento da potência contratada da UHE Itaipu para o SIN conforme declaração do Agente Eletrobrás;
- Para o ano de 2010 considerou-se o programa de manutenções de usinas hidroelétricas com programação e/ou despacho centralizados informado pelos Agentes por ocasião da 117ª Reunião do Grupo de Programa de Operação do ONS, referente ao PMO de maio/2010;
- Para o ano de 2010 considerou-se o programa de manutenções de usinas termelétricas com programação e/ou despacho centralizados

informado pelos Agentes para a atualização maio do Ciclo do PEN 2010;

- Para os demais anos, indisponibilidade por manutenção representada por um índice de 10% da capacidade instalada;
- Consideração de índices de indisponibilidade forçada (TEIF);
- Consideração de fatores de capacidade máxima (FCMAX) para geração térmica, inclusive contemplando restrições de geração térmica referentes ao TC – Petrobras/ANEEL;
- Consideração de estimativa de perdas por deplecionamento nos subsistemas, baseada em armazenamentos médios obtidos por uma simulação a subsistemas equivalentes, com séries sintéticas de energias afluentes.

Foram realizadas duas avaliações: a primeira considerando uma disponibilidade restrita às inflexibilidades declaradas pelos geradores térmicos e àquelas consideradas por razões elétricas; a segunda avaliação considerou a totalidade da disponibilidade térmica;

A Tabela 5.5-1, a seguir, apresenta o resumo do Balanço Estático de Ponta quando se considera somente as inflexibilidades declaradas e/ou por razões elétricas.

Tabela 5.5-1 - Atendimento à Demanda Máxima com Inflexibilidades - Resumo

		2010	2011	2012	2013	2014
SIN	Demanda Máxima	68.003	71.722	75.004	80.326	83.977
	Mês	Outubro	Outubro	Outubro	Outubro	Outubro
S/SE-CO	Menor Folga (MW)	9.922	7.138	5.523	4.075	2.461
	% da Carga	19%	13%	9%	7%	4%
	Mês	Junho	Março	Março	Março	Março
N/NE	Menor Folga (MW)	1.825	2.191	2.200	943	935
	% da Carga	13%	15%	14%	5%	5%
	Mês	Maio	Abril	Abril	Dezembro	Fevereiro
SIN	Menor Folga (MW)	12.636	9.497	7.889	5.336	3.406
	% da Carga	19%	13%	11%	7%	4%
	Mês	Junho	Março	Março	Março	Março

Obs.: O sistema Acre/Rondônia foi considerado pertencente ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste e o sistema Manaus/Macapá pertencente ao subsistema Norte.

Observa-se da tabela anterior que as condições de atendimento à demanda máxima do SIN se degradam sensivelmente, com utilização progressiva dos intercâmbios entre os subsistemas de 2011 a 2013. Em 2014, nas Regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste e no SIN, não seria possível manter a margem de folga adotada como reserva girante, da ordem de 5%, **sendo então requerido despacho de geração térmica em valores acima da inflexibilidade declarada pelos agentes para o atendimento à ponta.**

A Tabela 5.5-2, a seguir, apresenta os resultados do balanço de ponta com a consideração de toda a disponibilidade máxima de geração térmica no SIN.

Tabela 5.5-2 - Atendimento à Demanda Máxima com Disponibilidade Máxima - Resumo

		2010	2011	2012	2013	2014
SIN	Demanda Máxima	68.003	71.722	75.004	80.326	83.977
	Mês	Outubro	Outubro	Outubro	Outubro	Outubro
S/SE-CO	Menor Folga(MW)	15.534	13.283	11.839	11.838	10.793
	% da Carga	29%	24%	20%	19%	17%
	Mês	Junho	Março	Março	Março	Março
N/NE	Menor Folga (MW)	4.542	5.276	8.470	10.150	9.233
	% da Carga	32%	35%	54%	54%	47%
	Mês	Maio	Abril	Abril	Dezembro	Dezembro
SIN	Menor Folga (MW)	20.335	18.735	20.309	22.484	20.430
	% da Carga	31%	26%	27%	28%	24%
	Mês	Maio	Março	Abril	Março	Abril

Obs.: O sistema Acre/Rondônia foi considerado pertencente ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste e o sistema Manaus/Macapá pertencente ao subsistema Norte.

Nesta hipótese, observa-se que a menor folga percentual dos recursos disponíveis em relação aos requisitos a serem atendidos ocorre, no SIN, em 2014, com 20.430 MW (24% da carga), sendo 10.793 MW (17% da carga) para o sistema Sul/Sudeste-Centro-Oeste e 9.233 MW (47% da carga) para o sistema Norte/Nordeste, ou seja, o balanço de atendimento à demanda máxima aponta folgas superiores àquela destinada à compensação das incertezas inerentes à variação da demanda – reserva girante, **desde que esta demanda máxima seja atendida com geração térmica acima das inflexibilidades declaradas.**

Anexo I – Projeções de Carga

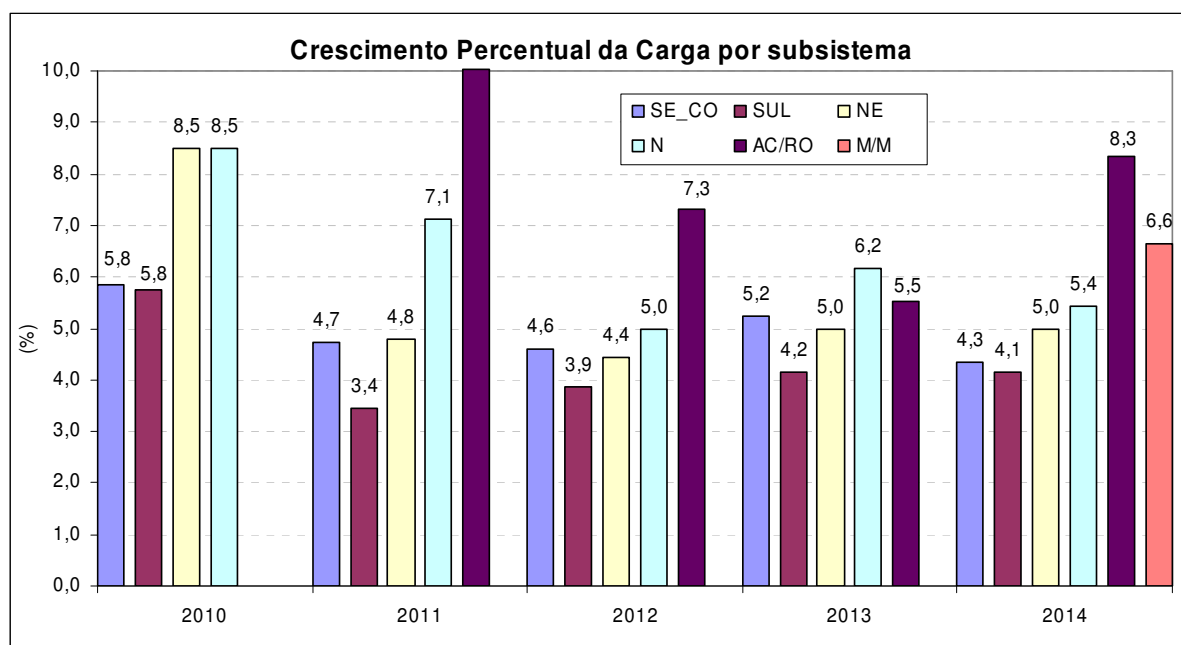
Tabela I-1 - Projeções de Carga (MWmed)

Carga	Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO c/ AC/RO	2010					33.944	33.700	33.790	34.230	34.364	34.497	34.155	33.589
	2011	35.648	36.572	37.039	36.407	35.737	35.594	35.678	36.172	36.304	36.449	36.047	35.480
	2012	37.292	38.292	38.747	38.099	37.385	37.247	37.323	37.840	37.991	38.130	37.723	37.116
	2013	39.262	40.324	40.788	40.103	39.352	39.208	39.268	39.803	39.972	40.111	39.694	39.062
	2014	40.978	42.088	42.571	41.856	41.074	40.925	40.993	41.554	41.731	41.874	41.437	40.772
SE/CO s/ AC/RO	2010					33.536	33.300	33.357	33.780	33.930	34.052	33.714	33.162
	2011	35.214	36.151	36.579	35.956	35.289	35.159	35.200	35.671	35.824	35.953	35.565	35.014
	2012	36.832	37.812	38.259	37.608	36.910	36.775	36.817	37.310	37.470	37.605	37.199	36.623
	2013	38.761	39.793	40.264	39.579	38.844	38.702	38.746	39.265	39.433	39.575	39.148	38.542
	2014	40.440	41.516	42.008	41.293	40.526	40.378	40.424	40.965	41.141	41.289	40.843	40.211
Sul	2010					9.166	9.150	9.086	9.037	8.945	8.995	9.087	9.227
	2011	9.869	10.089	10.193	9.757	9.512	9.496	9.430	9.379	9.283	9.335	9.430	9.575
	2012	10.250	10.479	10.587	10.133	9.879	9.863	9.794	9.741	9.641	9.695	9.794	9.945
	2013	10.678	10.916	11.029	10.556	10.291	10.274	10.202	10.147	10.043	10.099	10.203	10.360
	2014	11.120	11.369	11.486	10.994	10.718	10.700	10.625	10.568	10.460	10.518	10.626	10.789
Nordeste	2010					8.240	8.005	8.025	8.118	8.300	8.488	8.512	8.470
	2011	8.834	8.780	8.800	8.722	8.582	8.425	8.445	8.544	8.735	8.933	8.958	8.914
	2012	9.226	9.171	9.192	9.110	8.963	8.799	8.821	8.924	9.124	9.330	9.357	9.310
	2013	9.688	9.629	9.651	9.566	9.411	9.239	9.262	9.370	9.580	9.797	9.824	9.776
	2014	10.171	10.110	10.133	10.043	9.881	9.700	9.724	9.837	10.057	10.285	10.314	10.263
Norte c/ TMM	2010					3.971	3.975	3.944	3.983	3.995	3.980	3.968	3.933
	2011	4.194	4.184	4.172	4.172	4.243	4.248	4.214	4.256	4.268	4.253	4.240	4.202
	2012	4.403	4.392	4.380	4.380	4.454	4.460	4.425	4.468	4.481	4.465	4.452	4.412
	2013	5.720	5.765	5.711	5.756	5.839	5.877	5.815	5.940	6.011	5.973	6.011	5.856
	2014	6.043	6.092	6.035	6.083	6.169	6.211	6.145	6.277	6.352	6.309	6.350	6.185
Norte s/ TMM	2010					3.971	3.975	3.944	3.983	3.995	3.980	3.968	3.933
	2011	4.194	4.184	4.172	4.172	4.243	4.248	4.214	4.256	4.268	4.253	4.240	4.202
	2012	4.403	4.392	4.380	4.380	4.454	4.460	4.425	4.468	4.481	4.465	4.452	4.412
	2013	4.674	4.663	4.651	4.650	4.729	4.735	4.698	4.744	4.758	4.741	4.726	4.684
	2014	4.928	4.916	4.903	4.902	4.986	4.992	4.952	5.001	5.016	4.998	4.983	4.938
Acre – Rondônia (AC/RO)	2010					408	400	433	450	434	445	441	427
	2011	435	421	461	451	448	434	478	501	481	497	482	466
	2012	460	480	488	490	475	472	506	530	522	525	524	493
	2013	500	531	524	524	508	506	522	538	539	536	546	520
	2014	538	572	563	563	547	548	569	589	590	585	594	562

Tabela I-1 - Projeções de Carga (MWmed) – (continuação)

Carga	Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Manaus – Macapá (TMM)	2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2013	1.045	1.102	1.061	1.106	1.110	1.142	1.118	1.195	1.253	1.233	1.285	1.172
	2014	1.115	1.176	1.132	1.180	1.184	1.219	1.193	1.276	1.337	1.311	1.367	1.247
ANDE	2010	-	-	-	-	784	771	456	449	463	495	484	470
	2011	731	759	781	692	619	601	624	625	561	709	726	814
	2012	761	789	813	719	644	625	649	650	583	738	755	847
	2013	791	821	845	748	669	650	675	676	606	767	785	880
	2014	823	853	879	778	696	676	702	703	631	798	817	916
Consumo Itaipu (50 Hz)	2010	-	-	-	-	18,5	18,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
	2011	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
	2012	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
	2013	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
	2014	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5

Figura I-1 - Crescimento Percentual da Carga por Subsistema



Fonte: EPE/MME e ONS

Anexo II – Evolução da Capacidade Instalada por Subsistema

Tabela II-1: Evolução da Potência Instalada no Sudeste/Centro-Oeste (MW) - 31/dez

TIPO	2009		2010	2011	2012	2013	2014		
	MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%	
Hidráulica	34.646	61,7	35.376	36.119	36.810	38.665	39.736	58,9	
Térmica	Nuclear	2.007	3,6	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3,0
	GN	5.630	10,0	5.681	5.840	5.840	5.840	5.840	8,6
	GNL	0	0,0	0	204	768	1.892	1.892	2,8
	Carvão	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
	Óleo	819	1,5	994	994	826	1.334	1.334	2,0
	Diesel	409	0,7	609	783	383	383	383	0,6
	Outros (*)	243	0,4	753	753	753	753	753	1,1
	TOTAL	9.118	16,3	10.034	10.571	10.567	12.199	12.199	18,0
PCHs	2.286	4,1	2.671	2.899	2.898	2.898	2.897	4,3	
PCTs (biomassa)	3.003	5,4	4.676	5.460	5.775	5.775	5.775	8,5	
Eólicas	0	0,0	28	28	28	28	28	0,0	
Itaipu 60 Hz (Brasil)	7.000	12,5	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	10,3	
Total	56.053	100	59.785	62.077	63.078	66.565	67.635	100	

OBS: (*) Outros refere-se a Cocal, PIE-RP, Sol e Do Atlântico.

Tabela II-2: Evolução da Potência Instalada no Sul (MW) - 31/dez

TIPO	2009		2010	2011	2012	2013	2014	
	MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
Hidráulica	13.176	76,3	13.746	14.601	14.601	14.951	14.951	74,7
Térmica	Nuclear	0	0,0	0	0	0	0	0,0
	GN	1.285	7,4	1.285	1.285	1.285	1.285	6,4
	GNL	0	0,0	0	0	0	0	0,0
	Carvão	1.415	8,2	1.765	1.765	1.765	1.765	8,8
	Óleo	90	0,5	90	90	90	90	0,4
	Diesel	0	0,0	0	0	0	0	0,0
	Outros (*)	4	0,0	4	4	4	4	0,0
	TOTAL	2.794	16,2	3.144	3.144	3.144	3.144	3.144
PCHs	774	4,5	869	962	962	962	962	4,8
PCTs (biomassa)	370	2,1	316	316	316	316	316	1,6
Eólicas	164	0,9	330	459	645	645	645	3,2
Total	17.278	100,0	18.405	19.482	19.668	20.018	20.018	100,0

OBS: (*) Outros refere-se a Cisframa.

Tabela II-3: Evolução da Potência Instalada no Nordeste (MW) - 31/dez

TIPO	2009		2010	2011	2012	2013	2014	
	MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
Hidráulica	10.841	73,0	10.841	10.841	10.841	10.841	10.841	43,9
Térmica	Nuclear	0	0,0	0	0	0	0	0,0
	GN	2.138	14,4	2.138	2.138	2.138	2.138	8,7
	GNL	0	0,0	0	300	300	300	1,2
	Carvão	0	0,0	0	720	1.080	1.080	4,4
	Óleo	288	1,9	1.464	3.218	3.643	6.754	27,3
	Diesel	627	4,2	627	627	627	627	2,5
	Outros	0	0,0	0	0	0	0	0,0
	TOTAL	3.053	20,6	4.229	7.003	7.788	10.899	10.899
PCHs	133	0,9	131	138	138	138	138	0,6
PCTs (biomassa)	323	2,2	328	391	391	391	391	1,6
Eólicas	492	3,3	708	809	2.428	2.428	2.428	9,8
Total	14.842	100,0	16.237	19.182	21.586	24.697	24.697	100,0

Tabela II-4: Evolução da Potência Instalada no Norte (MW) - 31/dez

TIPO	2009		2010	2011	2012	2013	2014	
	MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
Hidráulica	8.400	99,5	8.400	9.215	9.487	9.487	9.487	92,8
Térmica	Nuclear	0	0,0	0	0	0	0	0,0
	GN	0	0,0	0	0	0	0	0,0
	GNL	0	0,0	0	0	0	0	0,0
	Carvão	0	0,0	0	0	360	360	3,5
	Óleo	0	0,0	332	332	332	332	3,2
	Diesel	0	0,0	0	0	0	0	0,0
	Outros	0	0,0	0	0	0	0	0,0
	TOTAL	0	0,0	332	332	692	692	692
PCHs	39	0,5	44	44	44	44	44	0,4
PCTs (biomassa)	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
Eólicas	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
Total	8.439	100,0	8.776	9.591	10.223	10.223	10.223	100,0

Tabela II-5: Evolução da Potência Instalada no Acre/Rondônia (MW) - 31/dez

TIPO	2009		2010	2011	2012	2013	2014	
	MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
Hidráulica	217	34,9	217	290	290	290	290	46,0
Térmica	Nuclear	0	0,0	0	0	0	0	0,0
	GN	0	0,0	0	0	0	0	0,0
	GNL	0	0,0	0	0	0	0	0,0
	Carvão	0	0,0	0	0	0	0	0,0
	Óleo	404	65,1	340	340	340	340	54,0
	Diesel	0	0,0	0	0	0	0	0,0
	Outros	0	0,0	0	0	0	0	0,0
	TOTAL	404	65,1	340	340	340	340	340
PCHs	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
PCTs (biomassa)	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
Eólicas	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
Total	621	100,0	557	630	630	630	630	100,0

Tabela II-6: Evolução da Potência Instalada em Manaus/Macapá (MW) - 31/dez

TIPO	2009		2010	2011	2012	2013	2014	
	MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
Hidráulica	0	0,0	0	0	0	328	328	27,7
Térmica	Nuclear	0	0,0	0	0	0	0	0,0
	GN	0	0,0	0	0	0	793	67,0
	GNL	0	0,0	0	0	0	0	0,0
	Carvão	0	0,0	0	0	0	0	0,0
	Óleo	0	0,0	0	0	0	0	0,0
	Diesel	0	0,0	0	0	0	62	5,3
	Outros	0	0,0	0	0	0	0	0,0
TOTAL	0	0,0	0	0	0	855	855	72,3
PCHs	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
PCTs (biomassa)	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
Eólicas	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
Total	0	0,0	0	0	0	1.183	1.183	100,0

Anexo III – Termo de Compromisso da Petrobras com ANEEL - TC

Com base no Despacho ANEEL nº 1.354/2007, de 02/05/2007, foi considerado para as usinas térmicas a gás natural o cronograma de recuperação da disponibilidade de gás natural conforme o Termo de Compromisso – TC da Petrobras com a ANEEL.

De acordo com o TC, a Petrobras disponibilizará oferta de combustível para **geração simultânea** das seguintes UTEs, cabendo destacar que em termos de infraestrutura necessária para garantir as disponibilidades deste Termo falta apenas a ampliação do trecho sul do GASBOL, previsto para julho de 2010:

- **Subsistema Sudeste/Centro-Oeste:** CCBS, Eletrobolt, Ibiritermo, Juiz de Fora, Norte Fluminense, Nova Piratininga, Piratininga 1,2 (óleo), Piratininga 3,4 (óleo), Macaé Merchant, Termorio e Três Lagoas;
- **Subsistema Sul:** Araucária e Canoas;
- **Subsistema Nordeste:** Fafen, Fortaleza, Termobahia, Termoceará, Termopernambuco, Vale do Açu e UTEs de backup (óleo) Bahia 1, Cabo e Petrolina.

A Tabela III-1, a seguir, apresenta os incrementos de disponibilidade de geração térmica por usina decorrentes dos cronogramas do TC para os anos de 2010 e 2011.

Tabela III-1 - Incrementos de Disponibilidade de Geração Térmica do TC (MW)

SE/CO	2010		2011
	1º sem.	2º sem.	
CCBS	141,9	51,1	0,0
Eletrobolt	0,0	0,0	0,0
Ibiritermo	212,2	0,0	0,0
Juiz de Fora	0,0	0,0	0,0
Norte Fluminense	0,0	0,0	0,0
Nova Piratininga e Piratininga 1 a 4 (*)	0,0	260,8	0,0
Macaé Merchant	0,0	0,0	0,0
Termorio	0,0	0,0	0,0
Três Lagoas	0,0	0,0	0,0
Sub-Total	354,1	311,9	0,0

Sul	2010		2011
	1º sem.	2º sem.	
Araucária	0,0	228,2	0,0
Canoas	0,0	0,0	0,0
Sub-Total	0,0	228,2	0,0

Nordeste	2010		2011
	1º sem.	2º sem.	
FAFEN	0,0	0,0	0,0
Fortaleza	0,0	0,0	0,0
Termobahia	0,0	0,0	0,0
Termoceará	0,0	0,0	0,0
Termopernambuco	0,0	0,0	0,0
Vale do Açu	0,0	0,0	0,0
Bahia I	0,0	0,0	7,7
Termocabo	49,7	0,0	0,0
Petrolina	0,0	0,0	0,0
Sub-Total	49,7	0,0	7,7

Total SIN	261,9	540,0	7,7
------------------	--------------	--------------	------------

Obs.1: (*) o detalhamento dos acréscimos referentes ao conjunto termelétrico Nova Piratininga e Piratininga 1/2/3/4, está explicitado na Tabela 3.3-1 anterior.

Obs.2: Consideração da disponibilidade das UTEs Termocabo, Petrolina e Bahia I somente a partir da data de início de suas respectivas vendas nos leilões de energia nova, uma vez que os montantes contratados como "backup" pela Petrobras não devem ser considerados firmes nas simulações, segundo orientação da ANEEL. Em 2012, a UTE Bahia I tem um incremento de mais 23,3 MW.

Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 3.1-1 – Previsão de Carga de Energia do SIN 2010- 2014 (MWmed)	18
Figura 3.2.1-1 - Capacidade Instalada do SIN (MW) – 31/12/2009	20
Figura 3.2.2-1: Cronologia dos Leilões	21
Figura 3.2.2-2: Acréscimo Acumulado de Potência Instalada no SIN 2010-2014 (MW)	25
Figura 3.2.2-3: Capacidade Instalada do SIN (MW) – 31/12/2014	26
Figura 3.2.3-1: Evolução da Energia Armazenada Máxima e Grau de Regularização do SIN	28
Figura 3.2.3-2: Complementaridade Anual das Diversas Fontes de Geração	29
Figura 3.2.3-3: Distribuição da Capacidade Instalada Térmica X CVU	30
Figura 3.2.4.1-1: Estimativa de Evolução dos Níveis Meta da Região Sudeste/Centro-Oeste	33
Figura 3.2.4.1-2: Estimativa de Evolução dos Níveis Meta da Região Nordeste	33
Figura 3.3-1 - Limites de Transferência das Interligações S-SE/CO-AC/RO-N/NE	36
Figura 3.3-2 - Limites de Transferência das Interligações SE/CO-NE-N-TMM	37
Figura 3.3.1-1: Localização Geográfica da Interligação Acre/Rondônia	39
Figura 3.3.2-1 - Interligação Tucuruí - Manaus – Macapá (TMM)	40
Figura 5.1.3-1 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – SE/CO (R\$/MWh)	48
Figura 5.1.3-2 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – Sul (R\$/MWh)	49
Figura 5.1.3-3 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – Nordeste (R\$/MWh)	49
Figura 5.1.3-4 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação - Norte (R\$/MWh)	50
Figura 5.1.3-5 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – Acre/Rondônia (R\$/MWh)	50
Figura 5.1.3-6 - Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – Manaus/Macapá (R\$/MWh)	51
Figura 5.1.5-1 – Topologia das Interligações entre Subsistemas	54
Figura 5.1.6-1 - Frequência de Intercâmbios Máximos da Interligação SE/CO->S	55
Figura 5.1.6-2 - Frequência de Intercâmbios Máximos da Interligação S - > SE/CO	56
Figura 5.1.6-3 - Frequência de Intercâmbios Máximos da Interligação SE/CO -> AC/RO	56
Figura 5.1.6-4 - Frequência de Intercâmbios Máximos da Interligação IPZ->SE/CO	57

Figura 5.1.6-5 Frequência de Intercâmbios Máximos na Exportação do SE/CO - > N/NE	58
Figura 5.1.6-6 - Frequência de Intercâmbios Máximos na Exportação do NE	59
Figura 5.1.6-7 - Frequência de Intercâmbios Máximos na Importação pelo NE	59
Figura 5.1.7-1 - Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e Sul	60
Figura 5.1.7-2 - Permanência das Diferenças de CMO entre SE/CO e Sul	61
Figura 5.1.7-3 - Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e AC/RO	62
Figura 5.1.7-4 - Permanência das Diferenças de CMO entre SE/CO e AC/RO	62
Figura 5.1.7-5 - Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e N	63
Figura 5.1.7-6 - Permanência das Diferenças de CMO entre SE/CO e N	63
Figura 5.1.7-7 - Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e NE	65
Figura 5.1.7-8 - Permanência das Diferenças de CMO entre SE/CO e NE	65
Figura 5.1.7-9 - Evolução das Diferenças de CMO entre NE e N	66
Figura 5.1.7-10 - Permanência das Diferenças de CMO entre NE e N	66
Figura 5.2.1-1 – Carga do Cenário de Referência x Carga Ajustada ao Crescimento de 7,0% a.a	68
Figura 5.2.1-2 – Diferença Percentual de CMO - Cenário de Referência x Cenário de Sensibilidade à Carga Ajustada ao Crescimento de 7,0% a.a.	70
Figura 5.4.1-1 Evolução da Oferta Estática e da Carga 2010/2014 (MWmed)	73
Figura 5.4.1-2 Balanço de Energia com Oferta do LER (MWmed)	74
Figura 5.4.1-3- Balanço de Energia com Oferta do LER e Redução de 50% de Óleo no NE (MWmed)	74
Figura 5.4.2-1 - Diagrama do Cálculo da Máxima Alocação de Energia Térmica do NE no SIN	78
Figura 5.4.2-2 – Geração Térmica Não Alocável no NE (MWmed e % da GT disponível)	79
Figura 5.4.3-1 – Balanço Estático da Região Sul para 2014	80
Figura I-1 - Crescimento Percentual da Carga por Subsistema	85

Tabelas

Tabela 3.1-1 - Carga de Energia (MWmed)	19
Tabela 3.2.2-1 - Expansão da Potência Instalada com Novos Projetos e TMM (MW)	22
Tabela 3.2.2-2: Acréscimo Anual da Potência Instalada no SIN (MW) – 31/dez	23
Tabela 3.2.2-3: Evolução da Potência Instalada no SIN (MW) - 31/dez	24
Tabela 3.2.2-4: Resumo da Evolução da Matriz Energética (MW) - 31/dez	26
Tabela 3.4-1 - Energia Armazenada Inicial do SIN (01/05/2010) – % EARmax	41
Tabela 4.2-1 - Hipótese de Redução em Relação ao CR na Oferta de GT a Óleo – MWmed*	44

Tabela 5.1.1-1 - Riscos de Déficit de Energia (%) – Cenário de Referência	47
Tabela 5.1.2-1 - Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) – Cenário de Referência	47
Tabela 5.1.4-1 - Quantidade de Séries Históricas com Déficits de Energia e Frequência Relativa (%)	52
Tabela 5.1.4-2 - Séries Históricas com Déficits de Energia – 2010/2014	52
Tabela 5.1.4-3 - Déficits com Séries Históricas – Ano 2012	53
Tabela 5.1.4-4 – Déficits com Séries Históricas – Ano 2013	53
Tabela 5.1.4-5 – Déficits com Séries Históricas – Ano 2014	53
Tabela 5.2.1-1 - Riscos de Déficit de Energia – Sensibilidade à Carga X Cenário CR (%)	69
Tabela 5.3.1-1 - Riscos de Déficit de Energia – Cenário CS X Cenário CR (%)	71
Tabela 5.3.2-1 - Custos Marginais de Operação - Cenário CS X Cenário CR (R\$/MWh)	72
Tabela 5.4.1-1 - Balanço Estático de Energia para o SIN (MWmed)	75
Tabela 5.4.1-2 - Balanço Estático de Energia para o Sul (MWmed)	76
Tabela 5.4.1-3 - Balanço Estático de Energia para o NE (MWmed)	76
Tabela 5.4.1-4 - Balanço Estático de Energia para o NE com redução de Óleo 50% (MWmed)	77
Tabela 5.4.1-5 - Balanço Estático de Energia para o SIN com redução de Óleo 50% (MWmed)	77
Tabela 5.5-1 - Atendimento à Demanda Máxima com Inflexibilidades - Resumo	82
Tabela 5.5-2 - Atendimento à Demanda Máxima com Disponibilidade Máxima - Resumo	83
Tabela I-1 - Projeções de Carga (MWmed)	84
Tabela I-1 - Projeções de Carga (MWmed) – (continuação)	85
Tabela II-1: Evolução da Potência Instalada no Sudeste/Centro-Oeste (MW) - 31/dez	86
Tabela II-2: Evolução da Potência Instalada no Sul (MW) - 31/dez	86
Tabela II-3: Evolução da Potência Instalada no Nordeste (MW) - 31/dez	87
Tabela II-4: Evolução da Potência Instalada no Norte (MW) - 31/dez	87
Tabela II-5: Evolução da Potência Instalada no Acre/Rondônia (MW) - 31/dez	87
Tabela II-6: Evolução da Potência Instalada em Manaus/Macapá (MW) - 31/dez	88
Tabela III-1 - Incrementos de Disponibilidade de Geração Térmica do TC (MW)	90