



**Ministério de
Minas e Energia**



Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas - UHEs

DEZEMBRO/2014

**Esplanada dos Ministérios Bloco "U"
CEP: 70.065-900 – Brasília-DF BRASIL
Fone: (61) 2032-5651/5299**

Ministério de Minas e Energia – MME

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE

Departamento de Planejamento Energético – DPE

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Diretoria de Estudos de Energia Elétrica

Superintendência de Planejamento da Geração

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL

Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente

© 2014/DPE/SPE/MME

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração é proibida sem autorização.

Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas - UHEs

15 de dezembro de 2014

Sumário

1. Apresentação.....	7
2. Introdução e Contextualização (Base Legal).....	8
3. Descrição do Grupo de Trabalho, Atividades Desenvolvidas e Reuniões Realizadas ..	14
4. Análise do Conjunto de Dados da Configuração Hidrotérmica	15
4.1 Dados da Configuração Hidrelétrica	15
4.1.1 Valores de Indisponibilidades Forçadas e Programadas – TEIF e IP	16
4.1.2 Restrições Operativas	17
4.1.3 Séries de Vazões Naturais Médias Mensais	19
4.1.4 Usos Consuntivos	19
4.1.5 Evaporações Líquidas	25
4.1.6 Polinômios	26
4.1.7 Canal de Fuga Médio	26
4.1.8 Rendimento do Conjunto Turbina-Gerador e Perda Hidráulica.....	27
4.2 Dados da Configuração Termelétrica	28
4.2.1 Valores de Indisponibilidades Forçadas e Programadas – TEIF e IP.....	29
4.2.2 Inflexibilidade Operativa.....	30
4.2.3 Custos Variáveis Unitários - CVUs.....	30
5. Metodologia.....	35
5.1 Critérios e Premissas.....	35
5.2 Metodologia de Cálculo.....	38
5.2.1 Determinação da Oferta Total.....	38
5.2.2 Rateio da Oferta Total entre os Blocos Hidrelétrico e Termelétrico	39
5.2.3 Rateio do Bloco Hidrelétrico e Determinação das Garantias Físicas das UHEs	41
5.3 Avaliação da Metodologia e dos Critérios.....	41
6. Resultados.....	43
7. Aperfeiçoamentos Metodológicos	44
7.1 Benefício Indireto - BI	44
7.2 Rateio da Oferta Total	45
7.3 Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas.....	45
7.3.1 Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas em Sistemas Hidrotérmicos Interligados - SUISHI	46
7.3.2 Período Crítico Probabilístico.....	49
7.3.3 Considerações Finais	50
8. Conclusões e Recomendações	51

9. Equipe Técnica.....	56
10. Anexos.....	57
Anexo I - Configuração Hidrelétrica de Referência.....	57
Anexo II – Restrições Operativas Hidráulicas.....	58
Anexo III - Séries de Vazões – Diferenças em Relação ao PMO.....	67
Anexo IV - Séries de Vazões em Processo de Homologação pela ANEEL: Lista de Usinas.....	68
Anexo V – Usos Consuntivos.....	69
Anexo VI – Evaporações Líquidas Atualizadas em Relação ao PMO: Lista de Usinas.....	73
Anexo VII – Usinas Termelétricas Não Consideradas na Configuração de Referência.....	74
Anexo VIII – Configuração Termelétrica de Referência.....	75
Anexo IX – Usinas Hidrelétricas com Benefício Indireto Vigente.....	77
Anexo X – Referências.....	78

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Valores de referência de TEIF e IP estabelecidos na Portaria MME nº 484/2014	16
Tabela 2 – Bacia do rio Doce – Usos consuntivos	21
Tabela 3 – Variação de garantia física – UC 2010 X UC 2019	23
Tabela 4 – UHE Sobradinho – Uso consuntivo incremental – UC 2010 X UC 2019	24
Tabela 5 – Proporcionalidade da carga de energia – Ano 2019	36
Tabela 6 – Resultados da etapa de determinação da oferta total de energia do SIN	43
Tabela 7 – Restrições operativas: volume máximo (VOLMAX)	58
Tabela 8 – Restrições operativas: vazão mínima (VAZMIN)	58
Tabela 9 – Restrições operativas: canal de fuga (CFUGA)	65
Tabela 10 – Restrições operativas: volume máximo com data (VMAXT)	65
Tabela 11 – Restrições operativas: volume mínimo com data (VMINT)	65
Tabela 12 – Restrições operativas: vazão mínima com data (VAZMINT)	66
Tabela 13 – Série de vazões - Bacia do rio Paraíba do Sul	68
Tabela 14 – Série de vazões - Bacia do Piraí e Ribeirão das Lajes	68
Tabela 15 – Série de vazões - Bacia Amazônica	68
Tabela 16 – Série de vazões - Bacia Atlântico Leste, Sudeste e Paraguai	68
Tabela 17 – Usinas com dados extrapolados para 2019	69
Tabela 18 – Usinas com dados interpolados linearmente para 2019	71
Tabela 19 – Usinas com valores constantes de usos consuntivos	72
Tabela 20 – Usinas sem dados homologados pela ANA	72
Tabela 21 – Usinas sem valores de usos consuntivos	72

Índice de Figuras

Figura 1 – Diagrama esquemático – Bacia do rio Doce	21
Figura 2 – Carga crítica, blocos hidráulico e térmico – Usos consuntivos - UC 2010 X UC 2019.....	23
Figura 3 – Diagrama esquemático – Bacia do rio São Francisco	24
Figura 4 – UHE Sobradinho – Uso consuntivo incremental – UC 2010 X UC 2019.....	24
Figura 5 – UHE Sobradinho – Uso consuntivo incremental – UC revisão ordinária X UC PMO	25
Figura 6 – UTE Norte Fluminense 4 – CVU – PMO.....	31
Figura 7 – UTE Araucária – CVU – PMO.....	32
Figura 8 – UTE Baixada Fluminense – CVU – PMO.....	32
Figura 9 – UTE Termomacaé – CVU – PMO	33
Figura 10 – Processo iterativo para cálculo da oferta total de energia do SIN.....	39
Figura 11 – Fluxograma de funcionamento do modelo SUISHI.....	48

1. Apresentação

Este Relatório Técnico elaborado conjuntamente pelo Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética – EPE e Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL apresenta as análises e as recomendações acerca da revisão ordinária das garantias físicas de energia das usinas hidrelétricas – UHEs do Sistema Interligado Nacional – SIN, em função do que dispõe o Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, bem como do estabelecido na Portaria MME nº 303, de 18 de novembro de 2004.

2. Introdução e Contextualização (Base Legal)

Em 2 de julho de 1998, foi editado o Decreto nº 2.655, que regulamenta, entre outras matérias, a revisão ordinária de garantia física de energia de UHEs. O referido Decreto, em seu art. 21, dispõe:

Art. 21. A cada usina hidrelétrica corresponderá um montante de energia assegurada, mediante mecanismo de compensação da energia efetivamente gerada.

§ 1º (Revogado pelo Decreto nº 5.287, de 2004)

§ 2º Considera-se energia assegurada de cada usina hidrelétrica participante do MRE a fração a ela alocada da energia assegurada do sistema, na forma do disposto no caput deste artigo.

§ 3º A energia assegurada relativa a cada usina participante do MRE, de que trata o parágrafo anterior, constituirá o limite de contratação para os geradores hidrelétricos do sistema, nos termos deste regulamento.

§ 4º O valor da energia assegurada alocado a cada usina hidrelétrica será revisto a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes.

§ 5º As revisões de que trata o parágrafo anterior não poderão implicar redução superior a cinco por cento do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções, em seu todo, a dez por cento do valor de base, constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste.

§ 6º A alocação da energia assegurada, de que trata o caput, e as revisões previstas nos §§ 4º e 5º, propostas, em conjunto pelo GCOI e GCPS e seus sucessores, serão homologadas pela ANEEL.

Segundo esse Decreto, será atribuído a cada usina hidrelétrica um valor de garantia física de energia¹, que corresponde ao limite máximo empregado na contratação de energia. Além disso, o Decreto nº 2.655/1998 afirma que esse montante será revisto a cada cinco anos ou na ocorrência de fatos relevantes.

A revisão que deve ocorrer a cada cinco anos é denominada Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia. Já a revisão, que tem por base fatos relevantes, é conhecida como

¹ Atualmente, o termo “energia assegurada” referido no Decreto nº 2.655/1998 é designado como garantia física de energia, em razão do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

Revisão Extraordinária de Garantia Física².

Adicionalmente, o Decreto nº 2.655/1998 determina que para as usinas hidrelétricas participantes do MRE as reduções de garantia física devem ser limitadas em cinco por cento do valor estabelecido na última revisão e em dez por cento da sua garantia física originalmente estabelecida.

A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e que altera outros dispositivos legais, disciplina que:

Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre:

I - condições gerais e processos de contratação regulada;

II - condições de contratação livre;

III - processos de definição de preços e condições de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo;

IV - instituição da convenção de comercialização;

V - regras e procedimentos de comercialização, inclusive as relativas ao intercâmbio internacional de energia elétrica;

VI - mecanismos destinados à aplicação do disposto no art. 3º, inciso X, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, por descumprimento do previsto neste artigo;

VII - tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica e para as restrições de transmissão;

VIII - mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico;

IX - limites de contratação vinculados a instalações de geração ou à importação de energia elétrica, mediante critérios de garantia de suprimento;

X - critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, a serem propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE; e

² Os critérios, procedimentos e diretrizes para a revisão extraordinária dos montantes de garantia física de energia das UHEs foram estabelecidos na Portaria MME nº 861, de 18 de outubro de 2010.

XI - mecanismos de proteção aos consumidores.

(...)

§ 7º Com vistas em assegurar o adequado equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE proporá critérios gerais de garantia de suprimento, a serem considerados no cálculo das energias asseguradas e em outros respaldos físicos para a contratação de energia elétrica, incluindo importação.

(...)

De acordo com a Lei nº 10.848/2004, o CNPE deverá definir os critérios gerais para garantir o suprimento de energia elétrica, que deverão ser adotados no cálculo das garantias físicas de energia dos empreendimentos de geração.

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamentou a Lei nº 10.848/2004, estabelece que ao comercializar energia, seja no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, seja no Ambiente de Contratação Livre – ACL, o empreendimento de geração de energia elétrica deverá dispor de lastro de garantia física, cabendo ao Ministério de Minas e Energia definir os procedimentos e metodologias para a realização desse cálculo pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Assim diz o Decreto:

Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á nos Ambientes de Contratação Regulada ou Livre, nos termos da legislação, deste Decreto e de atos complementares.

(...)

Art. 2º Na comercialização de energia elétrica de que trata este Decreto deverão ser obedecidas, dentre outras, as seguintes condições:

I - os agentes vendedores deverão apresentar lastro para a venda de energia e potência para garantir cem por cento de seus contratos, a partir da data de publicação deste Decreto;

(...)

§ 1º O lastro para a venda de que trata o inciso I do caput será constituído pela garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia ou de potência.

§ 2º A garantia física de energia e potência de um empreendimento de geração, a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, corresponderá às quantidades máximas de energia e potência elétricas associadas ao empreendimento, incluindo importação, que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos.

(...)

Art. 4º O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE deverá propor critérios gerais de garantia de suprimento, com vistas a assegurar o adequado equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços.

§ 1º O Ministério de Minas e Energia, mediante critérios de garantia de suprimento propostos pelo CNPE, disciplinará a forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração, a ser efetuado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, mediante critérios gerais de garantia de suprimento.

(...)

Tendo em vista o disposto nos arts. 2º, § 2º e 4º, § 1º do Decreto nº 5.163/2004, foi publicada a Portaria MME nº 303, de 18 de novembro de 2004. Essa Portaria, com base no critério geral de garantia de suprimento definido pelo CNPE na Resolução nº 1, de 17 de novembro de 2004, instituiu a forma de cálculo dos montantes de garantia física de energia dos empreendimentos de geração de energia elétrica.

Segundo a Resolução CNPE nº 1/2004, o critério geral de garantia de suprimento seria baseado no risco explícito da insuficiência da oferta de energia, sendo que esse não poderia exceder a cinco por cento em cada um dos subsistemas que compõem o SIN.

Além disso, a Portaria MME nº 303/2004 definiu os novos montantes de garantia física de energia das usinas termelétricas – UTEs, que passariam a ter validade somente a partir de 1º de janeiro de 2008. Também, determinou que as garantias físicas de energia das UHEs, exceto Itaipu, seriam os valores estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, vigentes na data de publicação da Portaria MME nº 303/2004, e que permaneceriam válidos até 31 de dezembro de 2014. Assim estabelece a Portaria:

Art. 1º Definir, nos termos do § 2º do art. 2º e do § 1º do art. 4º do Decreto nº 5.163, de 2004, conforme critérios gerais de garantia de suprimento, os montantes da garantia física dos empreendimentos de geração de energia elétrica.

§ 1º Ficam aprovadas a metodologia, as diretrizes e o processo para implantação da garantia física das usinas do Sistema Interligado Nacional - SIN, conforme Nota Técnica, Anexo I, produzida por este Ministério e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

§ 2º A garantia física dos empreendimentos de geração hidrelétrica, exceto Itaipu Binacional, será o valor vigente na data de publicação desta Portaria, estabelecido pela ANEEL, a título de energia assegurada, até 31 de dezembro de 2014.

§ 3º O valor da garantia física das usinas termelétricas, incluindo importação, será aquele resultante da metodologia de que trata o § 1º, constante do Anexo II, e terá validade, para todos os efeitos, somente a partir de 1º de janeiro de 2008, observado do disposto no art. 3º

(...)

Art. 2º A comercialização, pela Eletrobrás, da energia proveniente do empreendimento Itaipu Binacional será definida, nos termos da metodologia de que trata o § 1º do art. 1º, da seguinte forma:

I - para os anos de 2005, 2006 e 2007, fica mantido o valor atualmente praticado, garantidas as eventuais alterações previstas nas normas aplicáveis;

II - a partir de 1º de janeiro de 2008 e até 31 de dezembro de 2014, o valor atualmente praticado será reduzido da diferença, em MW médios, entre o valor total do bloco hidráulico vigente e o valor obtido a partir da aplicação da metodologia aprovada no § 1º do art. 1º.

(...)

Em 28 de julho de 2008, foi assinada a Portaria MME nº 258, que tratou da metodologia para determinação dos valores de garantia física de energia de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do SIN, em função da definição, por parte do CNPE, de um novo critério geral de garantia de suprimento, publicado na Resolução CNPE nº 9, de 28 de julho de 2008.

De acordo com essa Resolução, o critério a ser adotado deve ser a igualdade entre o

Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão - CME, respeitado o limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica estabelecido na Resolução CNPE nº 1/2004.

Em razão do arcabouço legal aqui apresentado, o Ministério de Minas e Energia decidiu pela formação de um grupo de trabalho composto por representantes do Ministério de Minas e Energia, da EPE e do CEPEL, com o objetivo de realizar os estudos necessários à revisão ordinária de garantia física de energia das UHEs.

3. Descrição do Grupo de Trabalho, Atividades Desenvolvidas e Reuniões Realizadas

Tendo em vista a Portaria MME nº 303/2004, que dispõe que as garantias físicas de energia das UHEs são válidas até 31 de dezembro de 2014, criou-se um grupo de trabalho constituído pelas equipes do Ministério de Minas e Energia, da EPE e do CEPEL com o objetivo de definir as premissas, analisar o conjunto de dados da configuração hidrotérmica, avaliar os modelos, as questões metodológicas e regulatórias, bem como os impactos da revisão ordinária nos montantes de garantia física dos empreendimentos hidrelétricos.

Nesse sentido, optou-se por dividir o trabalho em seis grupos de atividades, assim designados: dados e configuração, metodologia, modelos, legislação, simulações e análise dos resultados.

Durante o ano de 2014, o grupo de trabalho se reuniu em 33 ocasiões para discutir sobre a revisão ordinária de garantia física de energia das UHEs, sendo que desse total, foram realizadas 21 reuniões técnicas e 12 reuniões gerenciais.

4. Análise do Conjunto de Dados da Configuração Hidrotérmica

Partindo da premissa de que as garantias físicas das usinas hidrelétricas seriam obtidas como rateio da oferta total de garantia física do SIN nos blocos hidráulico e térmico, foi definida a configuração hidrotérmica da qual seriam analisados os dados necessários ao cálculo das garantias físicas das usinas hidrelétricas.

A referência para os dados físicos e operativos das usinas hidrelétricas e termelétricas é o Programa Mensal de Operação Energética – PMO de julho de 2014, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Adicionalmente, foram consideradas para as hidrelétricas as informações constantes em Resoluções, Despachos, Ofícios e Notas Técnicas disponibilizadas pela Agência Nacional de Águas - ANA e Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, sem deixar de atender também às condicionantes estabelecidas nas Licenças Ambientais de cada usina, e para as termelétricas, as informações utilizadas no cálculo da garantia física vigente de cada usina.

Ao longo do processo de análise dos dados da configuração hidrotérmica foram realizadas consultas ao ONS, à ANA e à ANEEL, por meio de reuniões técnicas e de Ofícios, a fim de se obter esclarecimentos e prazos para a disponibilização de dados.

Neste item, então, serão apresentados os dados disponíveis da configuração hidrotérmica e, com base nas avaliações e consultas realizadas, serão sugeridos aperfeiçoamentos e apontadas inconsistências e fragilidades, quando couber.

4.1 Dados da Configuração Hidrelétrica

A configuração hidrelétrica de referência é composta pelas UHEs despachadas centralizadamente e interligadas ao SIN, que estejam em operação, as já concedidas, e também aquelas já licitadas.

As usinas que já tiveram suas concessões devolvidas, tais como Couto Magalhães, Baú I, Murta, Itaocara, Olho d'Água e Santa Isabel, não foram consideradas na configuração de referência.

As usinas com graves impedimentos para início da construção e/ou que estão em processo de devolução da concessão (Pai Querê, Itumirim, São João e Cachoeirinha) também não foram consideradas na configuração de referência.

As usinas cuja modalidade de despacho foi alterada desde o cálculo de sua garantia

física não foram consideradas de forma individualizada na configuração de referência, pois existe uma Portaria que disciplina a revisão de garantia física de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo ONS, a Portaria MME nº 463, de 3 de dezembro de 2009. Se enquadram nessa situação as UHEs Barra do Braúna e São Domingos. No caso de Barra do Braúna, o despacho não centralizado já consta de aditivo³ ao Contrato de Concessão, e para São Domingos vale ressaltar que esta usina já vem sendo acompanhada nos termos da Portaria MME nº 463/2009.

O Anexo I apresenta a lista das usinas hidrelétricas que compõem a configuração de referência.

4.1.1 Valores de Indisponibilidades Forçadas e Programadas – TEIF e IP

Em cálculos de garantia física de energia as indisponibilidades forçadas e as manutenções programadas são representadas por taxas equivalentes de indisponibilidade forçada - TEIF e indisponibilidade programada – IP, respectivamente.

A Portaria MME nº 484, de 11 de setembro de 2014, estabelece, em seu artigo 5º, que nas revisões ordinárias de garantia física, para as usinas hidrelétricas com mais de sessenta meses de operação comercial (após completa motorização), devem ser considerados os valores de TEIF e IP apurados pelo ONS. E para as demais, os valores de referência revisados, que constam no anexo da referida Portaria e se encontram reproduzidos na Tabela 1.

Tabela 1 – Valores de referência de TEIF e IP estabelecidos na Portaria MME nº 484/2014

Limites (MW)	TEIF (%)	IP (%)
Potência Unitária <= 29	2,068	4,660
29 < Potência Unitária <= 59	1,982	5,292
59 < Potência Unitária <= 199	1,638	6,141
199 < Potência Unitária <= 499	2,196	3,840
499 < Potência Unitária <= 699	1,251	1,556
699 < Potência Unitária <= 1300	3,115	8,263

Para as usinas que apresentam mais de um conjunto de máquinas com potências unitárias em diferentes faixas da tabela 1, utiliza-se a média dos índices ponderada pela potência total de cada conjunto.

Na configuração de referência, para as usinas com mais de sessenta meses de

³ O 4º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 011/2001, de 09 de setembro de 2010, altera a cláusula terceira - Operação do aproveitamento hidrelétrico e comercialização de energia - em sua subcláusula primeira: "A Central Geradora será operada na modalidade programação centralizada, através de despacho não centralizado, visando assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos existentes e futuros, segundo procedimentos adotados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS".

motorização completa⁴, foram consideradas as indisponibilidades apuradas referentes ao período de janeiro de 2009 a dezembro de 2013.

É importante ressaltar que os procedimentos de apuração de indisponibilidade foram aprimorados pela Resolução Normativa ANEEL nº 614, de 3 de junho de 2014. Os valores de TEIF e IP apurados considerando a norma estabelecida nesta resolução serão incorporados ao PMO de maio de 2015.

Desta forma, os valores de TEIF e IP considerados no caso de referência não contemplam a normatização estabelecida pela Resolução ANEEL nº 614/2014 de apuração das taxas de indisponibilidades forçada e programada.

Ressalta-se que a utilização de TEIF e IP apurados poderá acarretar, em determinadas situações, na penalização de agentes de geração com bom desempenho operacional pelo Mecanismo de Redução de Garantias Físicas – MRGF. Dessa forma, recomenda-se avaliar a pertinência da aplicação compulsória dos valores de TEIF e IP apurados na revisão ordinária de garantia física das UHEs.

4.1.2 Restrições Operativas

As restrições operativas podem ser classificadas em estruturais ou conjunturais. As restrições operativas estruturais apresentam valores constantes ou sazonais. Já as restrições operativas conjunturais, por dependerem de situações específicas, podem sofrer variações ao longo do tempo.

Em cálculos de garantia física são consideradas apenas restrições operativas hidráulicas estruturais. A definição e validação do conceito de “restrições estruturais” foram estabelecidas em conjunto com o ONS em reunião técnica presencial realizada em 06 de junho de 2014, no escritório central do ONS.

A referência para as restrições operativas hidráulicas é o Relatório do ONS “Inventário de restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos”, Revisão-1 de 2014, além das informações mais recentes, publicadas no PMO de setembro de 2014. Para as usinas hidrelétricas, participantes de leilões ou que passaram por revisões extraordinárias de garantia física, foram consideradas as Resoluções da ANA, Licenças Ambientais e os estudos revistos enviados pelos empreendedores.

O Anexo II apresenta as restrições consideradas em cada uma das usinas da configuração de referência.

⁴ Data de referência: 31 de dezembro de 2013.

A flexibilização de restrições operativas é uma questão recorrente no setor elétrico. Em virtude desse tema, foi realizada reunião, em 15 de setembro de 2014, da qual participaram o ONS, a EPE, o CEPEL e o Ministério de Minas e Energia. Nesta reunião, foram destacadas as seguintes situações e definidas algumas ações a serem realizadas:

- Furnas – UHE Mascarenhas de Moraes – Texto do Inventário do ONS: “A captação de água da Usina Açucareira Passos, situada à margem do reservatório de Mascarenhas de Moraes, próxima a balsa da estrada São João Batista do Glória – Passos, pode ficar impedida quando o reservatório alcança níveis inferiores a 663,50 m (75,30% do volume útil). A captação de água é feita em uma lagoa formada pela inundação de uma várzea, possuindo um canal de ligação até o reservatório de Mascarenhas de Moraes. Quando existe risco do reservatório baixar além do mínimo para captação, este canal é fechado buscando garantir o abastecimento da usina açucareira, pelo menos por algum tempo. Se o reservatório se mantiver baixo por um longo tempo, torna-se necessário bombear água do reservatório para a lagoa utilizando uma draga flutuante. Existem régua limnimétricas instaladas na lagoa (próxima à captação) e no reservatório, ambas com a mesma referência para controle do nível.”

→ Confirmar se as obras realizadas recentemente poderão ser consideradas de caráter estrutural.

- Cesp – UHE Três Irmãos – Texto do Inventário do ONS: “Enquanto não forem realizadas as obras de derrocamento no leito do rio, no trecho entre Nova Avanhandava e Três Irmãos, o nível mínimo de montante deverá ser de 325,40 m para proporcionar condições de navegabilidade neste trecho. Para níveis menores, são necessários ajustes de defluências na usina de montante.”

→ Verificar se obras serão realizadas para eliminar esta restrição, que é aplicada tanto em Três Irmãos, quanto em Ilha Solteira.

- AES Tiête – UHE Barra Bonita – Nível mínimo para manter a navegabilidade no rio Tietê é de 446,50 m (volume mínimo de 48,3%).

- AES Tiête – UHE Promissão – Nível mínimo para manter a navegabilidade no rio Tietê é de 381,00 m (volume mínimo de 29,0%).

→ Verificar se há alguma indicação de eliminação destas restrições.

- Cemig – UHE Três Marias – Texto do Inventário do ONS: “A vazão mínima do rio São Francisco em Pirapora para que a captação de água do SAAE (Serviço Autônomo de Água e Esgoto) opere com capacidade necessária ao abastecimento da cidade varia ao longo do ano

de acordo com as condições de assoreamento junto à captação e também com a vazão incremental. Desta forma, a vazão defluente de Três Marias também variará conforme estas condições na faixa compreendida entre 350 e 500 m³/s.”

→ Confirmar se esta restrição é estrutural e se poderá ser mantido o valor mais conservador de 500 m³/s. Verificar qual vazão mínima deve ser considerada, após a captação em Pirapora.

A fim de verificar a existência de outras restrições que possam ser eliminadas ou flexibilizadas, propõe-se que todas as instituições envolvidas (agentes de geração, ANA, ANEEL, ONS, Ministério dos Transportes) sejam consultadas.

4.1.3 Séries de Vazões Naturais Médias Mensais

Para definição dos históricos de séries de vazões das usinas constantes na configuração, utilizou-se como base o Relatório ONS RE ONS/0171/2013 – Novembro / 2013 - “Atualização de séries históricas de vazões - Período 1931 a 2012”. O Anexo III apresenta as usinas nas quais foram utilizadas metodologias diferentes das adotadas no PMO, por apresentarem dados mais atualizados. Essas diferenças metodológicas já foram encaminhadas ao ONS e a ANEEL em outras oportunidades.

Além destas usinas, foram atualizadas as séries de vazões em processo de homologação na ANEEL, objeto da última etapa do projeto de revisão das vazões naturais nas bacias do SIN. Segundo Ofício nº 001/2013/SPR-ANA de 3 de janeiro de 2013, não há restrições por parte da ANA para a utilização destas séries nas atividades do setor elétrico. Este projeto engloba as bacias do rio Paraíba do Sul, do Piraí e Ribeirão das Lajes, Amazônica, Atlântico Leste, Sudeste e Paraguai. Desse modo, foram utilizadas as séries de vazões, os usos consuntivos e as evaporações líquidas referentes a esse projeto. A lista de usinas de cada bacia é apresentada no Anexo IV.

Para compatibilização das séries de vazões das UHEs Cachoeira Caldeirão e Ferreira Gomes com a série revista da UHE Coaracy Nunes, foram adotadas as séries disponibilizadas pela ANEEL na Nota Técnica nº 115/2014-SGH/ANEEL.

Cabe ressaltar que durante o período de consulta pública deste processo de homologação, no site da ANEEL, foram apresentadas duas contribuições que sugerem melhorias na metodologia empregada na série de vazões da UHE Coaracy Nunes.

4.1.4 Usos Consuntivos

Partindo-se da premissa de que as garantias físicas seriam calculadas numa configuração estática, isto é, todas as usinas completamente motorizadas desde o início do horizonte de estudo, os usos consuntivos seriam constantes em todo horizonte. A questão que se põe, então, seria qual o ano de referência para os usos consuntivos, por exemplo, cinco anos à frente, como no cálculo de garantias físicas de novos empreendimentos, ou o ano em que se publicaria a garantia física.

As referências para os valores de usos consuntivos são as Declarações de Reserva de Disponibilidade Hídrica - DRDHs, Outorgas de direito de uso de recursos hídricos, Resoluções e Notas Técnicas da ANA e Estudos de Viabilidade aprovados pela ANEEL. Adicionalmente, conforme mencionado anteriormente, foi considerado o projeto de revisão das séries de vazões naturais em processo de homologação na ANEEL.

Para validação dos dados de usos consuntivos utilizados nos estudos de planejamento, foi feita uma consulta à ANA, via Ofício nº 0701/EPE/2014, de 10 de julho de 2014. Este Ofício descreve o horizonte e a sazonalidade demandados nos estudos desenvolvidos pela EPE, bem como as metodologias empregadas, caso os dados não sejam disponibilizados no formato requerido pelos modelos de simulação adotados pela EPE. Isto porque os modelos utilizam discretização mensal e as DRDHs publicadas, recentemente, apresentam, em sua maioria, apenas valores médios anuais.

Em complementação, foram apresentadas algumas inconsistências encontradas entre os usos consuntivos publicados por bacia(s) e as DRDHs e Outorgas de direito de uso de recursos hídricos publicadas posteriormente. Como exemplo, destaca-se a bacia do rio Doce, representada no diagrama abaixo:

Figura 1 – Diagrama esquemático – Bacia do rio Doce



Na tabela a seguir, são apresentados as fontes da informação e os usos consuntivos médios anuais referentes ao ano de 2010 para todas as usinas da bacia do Doce representadas no diagrama. Assim como no diagrama, destacou-se em vermelho as informações constantes em DRDH ou outorga, de forma a diferenciar das informações presentes na Resolução por bacia.

Tabela 2 – Bacia do rio Doce – Usos consuntivos

UHE	Fonte da Informação	Ano	Média Anual (m ³ /s)
Baú I	Resolução ANA nº 096, de 09 de abril de 2007	2010	1,00
Candonga	Resolução ANA nº 096, de 09 de abril de 2007	2010	1,01
Guilman-Amorim	Resolução ANA nº 096, de 09 de abril de 2007	2010	0,57
Sá Carvalho	Resolução ANA nº 096, de 09 de abril de 2007	2010	0,57
Salto Grande	Resolução ANA nº 096, de 09 de abril de 2007	2010	0,27
Porto Estrela	Resolução ANA nº 096, de 09 de abril de 2007	2010	0,30
Baguari	Outorga (Resolução ANA nº 682, de 21 de outubro de 2008)	2010	11,72
Aimorés	Resolução ANA nº 096, de 09 de abril de 2007	2010	7,06
Mascarenhas	Outorga (Resolução ANA nº 770, de 24 de outubro de 2011)	2010	9,81*

* Valor extrapolado para 2010 a partir dos dados constantes na outorga.

A inconsistência pode ser observada no uso consuntivo acumulado para o ano de 2010 em Aimorés, que apresenta valor menor que o definido na outorga de Baguari. Este tipo de inconsistência pode ser verificado em outras bacias do SIN: Paranaíba, Jequitinhonha, Uruguai e Paraíba do Sul, conforme descrito no Ofício.

O Ofício da EPE solicitou, adicionalmente, um maior detalhamento do projeto de transposição do rio São Francisco, de forma a avaliar a sua consideração ou não na revisão ordinária de garantia física das UHEs.

Em resposta, a ANA encaminhou o Ofício nº 1564/2014/SRE-ANA, de 29 de agosto de 2014, no qual informa que suas áreas técnicas estão analisando as informações para posterior encaminhamento à EPE.

Em reunião, por videoconferência, convocada pelo Ministério de Minas e Energia, em 6 de outubro de 2014, com a presença da ANA, CEPEL e EPE, foi informado o motivo da necessidade da validação dos dados de usos consuntivos e foi feita consulta sobre um prazo para entrega desses valores homologados por parte da Agência. A ANA informou que há um estudo contratado em andamento e que seria possível ter estes valores homologados em fevereiro de 2016, data de finalização do estudo.

O motivo da preocupação do uso destes dados de usos consuntivos, conforme vem sendo utilizado nos estudos desenvolvidos pela EPE, se deve ao fato de se aplicar um crescimento linear para definição da projeção destes usos para o ano de referência.

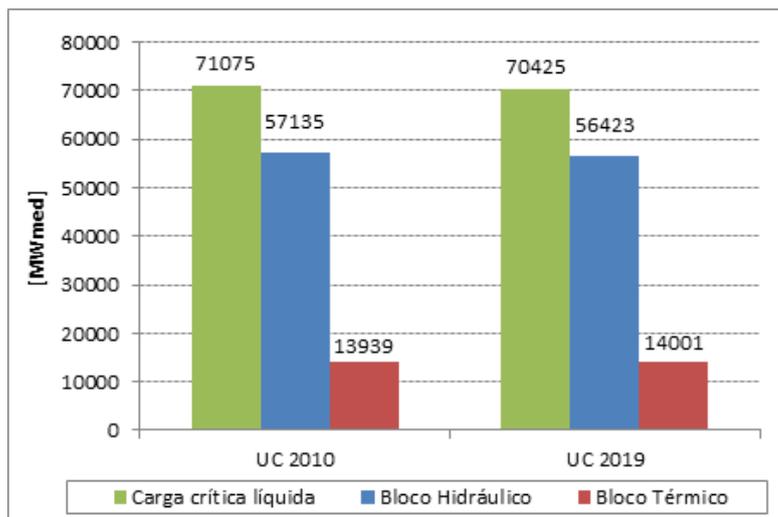
Como grande parte dos dados estão homologados pela ANA até o ano de 2010, esta projeção pode distorcer de forma significativa o uso consuntivo para o ano em questão. O Anexo V apresenta a fonte dos dados de usos consuntivos considerados nesta avaliação e aponta para quais anos estes valores tiveram homologação da ANA.

Para verificar o impacto causado por esta distorção, foi realizada uma sensibilidade considerando como referência o ano de 2010, por apresentar maior quantidade de informação homologada pela ANA, e o de 2019, cinco anos à frente em relação a 2014, conforme empregado no cálculo de garantia física de novos empreendimentos.

O gráfico abaixo apresenta a diferença entre a carga crítica líquida⁵ e os blocos hidráulico e térmico para estas duas situações.

⁵ A carga crítica líquida se refere à carga crítica descontada da expectativa de geração das usinas não despachadas centralizadamente obtida conforme Resolução Normativa ANEEL nº 440, de 5 de julho de 2011.

Figura 2 – Carga crítica, blocos hidráulico e térmico – Usos consuntivos - UC 2010 X UC 2019



Ao atualizar os usos consuntivos de 2010 para 2019, observou-se uma redução de 650 MW médios na carga crítica líquida e de mais de 710 MW médios no bloco hidráulico, enquanto houve um aumento de 60 MW médios no bloco térmico. Embora a variação global das garantias físicas das usinas hidrelétricas não seja tão significativa, com redução de 1,2%, em algumas bacias a redução é mais expressiva.

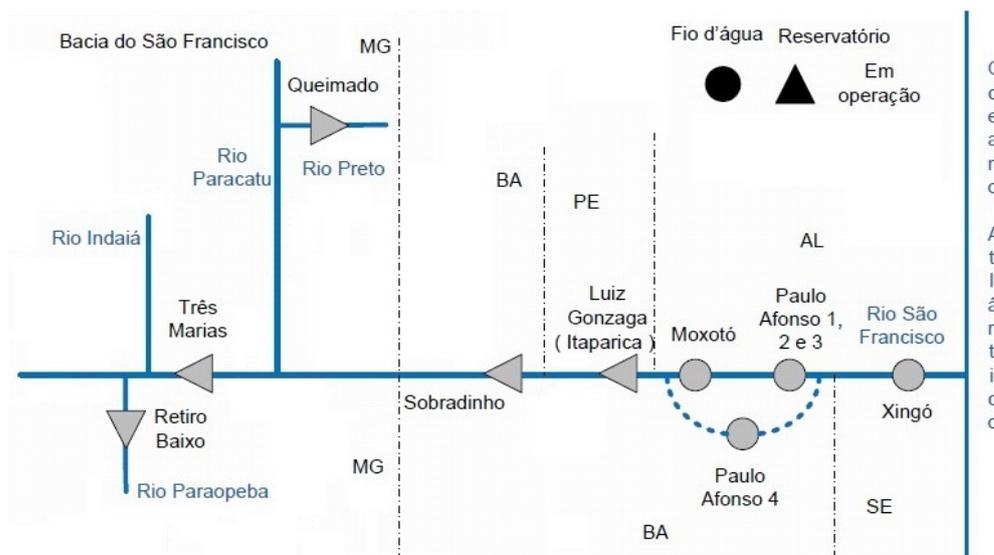
A tabela abaixo apresenta as usinas que tiveram maior variação de garantia física.

Tabela 3 – Variação de garantia física – UC 2010 X UC 2019

UHE	Bacia	Variação de Garantia Física (%)
Queimado	São Francisco	-2,9
Sobradinho	São Francisco	-3,0
Itaparica	São Francisco	-4,6
Comp PAF-MOX	São Francisco	-5,1
Xingó	São Francisco	-5,4
Irapé	Jequitinhonha	-2,8
B. Esperança	Parnaíba	-5,8
P. Cavalo	Paraguaçu	-6,5

Tomando como exemplo a bacia do rio São Francisco, foi observada uma maior variação nas usinas localizadas a jusante da UHE Sobradinho.

Figura 3 – Diagrama esquemático – Bacia do rio São Francisco



Isto porque, ao aplicar a extrapolação linear nos usos consuntivos destas usinas, há um significativo aumento na retirada de água a montante delas, como se pode verificar no caso da UHE Sobradinho.

Figura 4 – UHE Sobradinho – Uso consuntivo incremental – UC 2010 X UC 2019

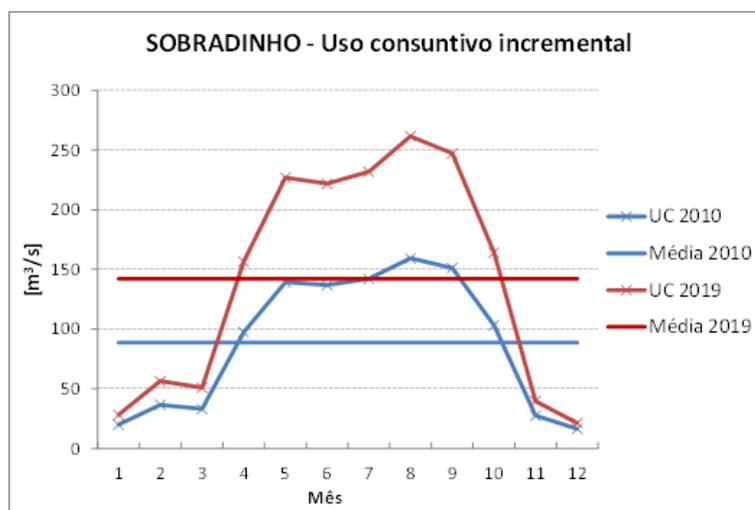


Tabela 4 – UHE Sobradinho – Uso consuntivo incremental – UC 2010 X UC 2019

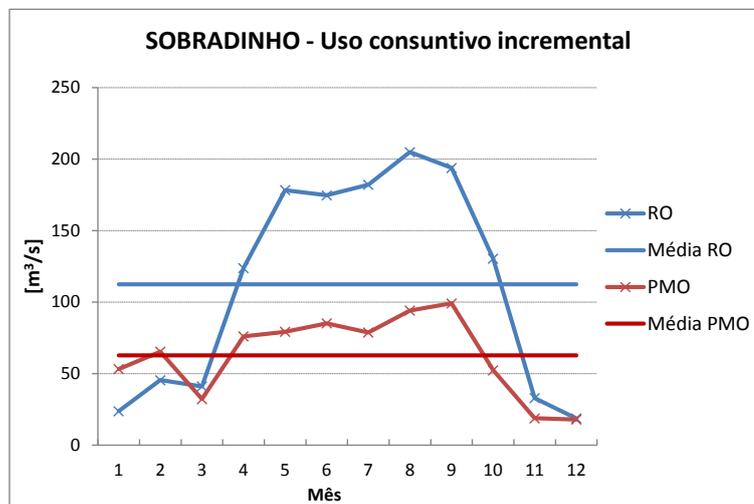
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	média
UC 2010	20,07	36,63	33,15	97,58	139,40	137,00	142,20	159,40	151,30	103,30	27,57	16,58	88,68
UC 2019	28,36	56,54	51,01	156,70	227,00	221,90	232,00	261,70	247,20	164,20	39,70	21,39	142,31
Diferença (%)	41	54	54	61	63	62	63	64	63	59	44	29	60

Estes resultados ilustram a extrema importância da homologação por parte da ANA dos usos consuntivos a serem utilizados nesta revisão ordinária de garantia física.

Até porque, utilizando ainda como exemplo a bacia do São Francisco e comparando

os usos consuntivos empregados pelo ONS na operação para o ano de 2018 com a base de dados de usos consuntivos utilizada nesta avaliação, é possível observar uma diferença significativa, conforme mostrado na Figura 5.

Figura 5 – UHE Sobradinho – Uso consuntivo incremental – UC revisão ordinária X UC PMO – Ano 2018



Isto se deve ao fato da fonte de informação ser diferente para cada caso: a revisão ordinária considera o valor extrapolado de acordo com os valores definidos pela ANA na Nota Técnica nº 019/2013/SPR-ANA, enquanto o ONS extrapola os valores a partir dos usos constantes na Resolução ANA nº 209, de 22 de abril de 2004.

Desta forma, para as usinas localizadas na bacia do São Francisco, além do impacto na extrapolação dos dados, há o impacto da atualização da fonte de informação. A consideração destas duas mudanças pode impactar significativamente no valor de garantia física revista das usinas desta bacia.

4.1.5 Evaporações Líquidas

A referência para os dados de evaporações líquidas é o PMO de julho de 2014. Adicionalmente, foram utilizados valores mais atualizados disponibilizados pelo ONS, obtidos por simulação com o modelo SisEvapo⁶ com a incorporação das usinas do projeto de revisão das séries de vazões em homologação pela ANEEL.

Além dessas usinas que integram o projeto de revisão das séries de vazões naturais, as demais UHEs que tiveram o valor de evaporação líquida atualizado estão apresentadas no Anexo VI.

⁶ O Sistema de Avaliação da Evaporação Líquida dos Reservatórios do Sistema Interligado Nacional – SisEvapo – foi desenvolvido pelo CEHPAR – Centro de Hidráulica e Hidrologia Prof. Parigot de Souza, para o ONS, com o objetivo principal de calcular as grandezas evaporação de lago, evapotranspiração real e a evaporação líquida para as usinas que compõem o SIN.

Como contribuição futura para o aperfeiçoamento destes dados, é importante lembrar que o ONS, em reunião realizada em 6 de junho de 2014, informou sobre a possibilidade de se realizar uma nova simulação com o modelo SisEvapo considerando todas as usinas do sistema atual, ou seja, não apenas as dos projetos de revisão de séries, mas também as usinas recentemente licitadas como: Belo Monte, Santo Antônio, Jirau, etc. É recomendável que os valores de evaporação líquida atualizados pelo ONS sejam formalizados e que a ANEEL os homologue para utilização na revisão ordinária.

4.1.6 Polinômios

A Resolução Conjunta ANA/ANEEL nº 3, de 10 de agosto de 2010, tem o objetivo de estabelecer as condições e os procedimentos a serem observados pelos concessionários e autorizados de geração de energia hidrelétrica para a instalação, operação e manutenção de estações hidrométricas, visando ao monitoramento pluviométrico, limnimétrico, fluviométrico, sedimentométrico e de qualidade da água associado a aproveitamentos hidrelétricos.

O artigo 8º desta Resolução estabelece que o processo de assoreamento do reservatório deverá ser avaliado com base na atualização das curvas cota X área X volume. Para usinas em operação há oito anos ou mais, o prazo para atualização se encerrou em outubro de 2012, conforme inciso I do referido artigo .

Além disso, em seu artigo 6º, a Resolução Conjunta ANA/ANEEL nº 3/2010 estabelece que, até o dia 30 de abril de cada ano, os concessionários ou autorizados deverão encaminhar a ANA relatório de consistência dos dados gerados no ano anterior, incluindo as curvas de descarga líquida atualizadas.

Portanto, a EPE consultou a ANA, via Ofício nº 0702/EPE/2014, de 10 de julho de 2014, a respeito do andamento da atualização das curvas cota X área X volume e quanto à previsão para disponibilização destas curvas e das curvas de descarga líquida em seu endereço virtual. Adicionalmente, a EPE perguntou se há previsão de se considerar e avaliar os efeitos de remanso nas curvas de descargas líquidas e, se é possível disponibilizar os polinômios ajustados, uma vez que os modelos de simulação e otimização utilizados exigem polinômios de até quarto grau.

Até a presente data, não houve nenhuma manifestação por parte da ANA sobre estes questionamentos.

4.1.7 Canal de Fuga Médio

O canal de fuga médio é um parâmetro energético, calculado a partir dos valores

mensais de produção energética e nível de jusante obtidos por meio de simulação. As representações desse parâmetro nos modelos utilizados no cálculo de garantia física são distintas: o MSUI⁷ representa a variabilidade do canal de fuga em função do turbinamento mensal (utilizando a curva-chave do canal de fuga), enquanto o NEWAVE⁸, por padrão, utiliza um valor constante em todos os cenários e períodos. Valores mensais distintos de canais de fuga podem até ser informados no NEWAVE, no entanto, essa representação é considerada apenas na UHE Tucuruí⁹, por apresentar variabilidade significativa no canal de fuga.

Atualmente, observa-se, tanto nos estudos de planejamento da operação, quanto nos de cálculo de garantia física, que esse parâmetro carece de uniformidade. Há valores que representam a média no período crítico, outros a média em todo histórico de vazões. Além disso, há valores que foram obtidos na ocasião em que foi calculada a garantia física vigente e, portanto, não incorporam eventuais atualizações de séries de vazões.

Desse modo, é fundamental avaliar se há outras usinas que requeiram representação mensal de canal de fuga no NEWAVE e, adicionalmente, para as demais, definir como será obtido um valor que melhor represente a produção energética variável em função da vazão defluente, a ser considerado no NEWAVE. O envolvimento do ONS, nessa avaliação, é importante, pois os novos valores de canais de fuga seriam atualizados, posteriormente, no PMO.

A princípio, na configuração de referência, foi mantida a representação mensal de canal de fuga apenas em Tucuruí e para as demais usinas hidrelétricas foi considerado o valor médio referente a todo histórico de vazões.

4.1.8 Rendimento do Conjunto Turbina-Gerador e Perda Hidráulica

Os modelos energéticos utilizados no cálculo de garantias físicas utilizam valores constantes para os parâmetros rendimento do conjunto turbina-gerador e perda hidráulica. Considerando que a discretização adotada nos modelos é mensal, é importante considerar um parâmetro médio que represente adequadamente as diversas condições de operação da usina hidrelétrica.

De forma a contribuir para a isonomia e transparência dos processos de cálculo e de revisão extraordinária de garantia física de usinas hidrelétricas, a EPE adota uma metodologia¹⁰

⁷ Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas desenvolvido pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás.

⁸ Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes desenvolvido pelo CEPEL.

⁹ Atualmente, apenas na UHE Tucuruí se representa canal de fuga sazonal, tanto no PMO, quanto nos cálculos de garantia física.

¹⁰ A metodologia de cálculo dos parâmetros médios perda hidráulica e rendimento do conjunto turbina-gerador é

de cálculo para esses parâmetros médios, representativa e genérica o suficiente de forma a abranger a maioria das usinas do SIN.

A metodologia prevê o despacho ótimo das turbinas segundo simulação com o modelo MSUI, utilizando séries de vazões afluentes médias mensais. Os dados essenciais para os cálculos, além dos que já são utilizados pelos modelos com base mensal, são: curva colina da turbina, rendimento médio do gerador¹¹, rendimento máximo das turbinas, vazão mínima turbinável e equação de perdas hidráulicas no circuito de geração. Para os casos em que a curva colina não está disponível é apresentada uma metodologia alternativa de cálculo de perda hidráulica média.

Em virtude do eventual ganho ou perda referente às séries de vazões só ser capturado em revisões ordinárias de garantias físicas, nesse momento, também deveriam ser avaliados os parâmetros energéticos associados, como, por exemplo, o rendimento médio do conjunto turbina-gerador e a perda hidráulica média. Para tal, seria necessário consultar os agentes sobre a disponibilidade¹², com qualidade satisfatória, dos dados necessários para o cálculo desses parâmetros, como curva colina e equação de perdas hidráulicas no circuito de geração. Para essa atualização, seria necessário o envolvimento da ANEEL para homologação dos dados apresentados.

A princípio, na configuração de referência, foram mantidos os valores de rendimento do conjunto da turbina-gerador e perda hidráulica constantes no PMO.

4.2 Dados da Configuração Termelétrica

A configuração termelétrica de referência é composta pelas usinas termelétricas – UTEs despachadas centralizadamente e interligadas ao SIN em operação e autorizadas que já comercializaram energia em leilões do ambiente regulado e acompanhadas pelo Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – DMSE/SEE-MME.

As usinas com graves impedimentos para início da construção e/ou usinas que estão em processo de suspensão ou revogação da autorização (Carioba, Nutepa etc.) não foram consideradas na configuração de referência. O Anexo VII apresenta a lista das usinas excluídas da configuração de referência com a respectiva justificativa.

As usinas com Custo Variável Unitário - CVU não nulo que comercializaram energia

detalhada na Nota Técnica EPE-DEE-037/2011-r2.

¹¹ Já incluídas as perdas nos mancais.

¹² Algumas usinas estão em operação há algumas décadas, portanto, a curva colina das turbinas pode não se apresentar em condições adequadas.

no Leilão A/2014 (Termorio, Cubatão, Eletrobolt e Três Lagoas) e que já haviam sido objeto de contratação no Leilão A-5/2005, foram modeladas em duas parcelas de forma a representar os diferentes CVUs associados às diferentes contratações no ambiente regulado.

O Anexo VIII apresenta a lista das usinas termelétricas que compõem a configuração de referência.

Para a efetiva consideração das usinas termelétricas na configuração de referência para a revisão ordinária de garantia física, devem ser apresentados e analisados os contratos de combustível de cada empreendimento para avaliação do montante e do período de disponibilidade de combustível para produção de energia de cada empreendimento.

Para as usinas que comercializam energia no ACR, esta análise é realizada ainda na fase de habilitação técnica para participação no leilão, e compreende o período de suprimento de energia previsto para cada leilão.

No entanto, para os demais empreendimentos, é importante a apresentação da comprovação da disponibilidade de combustível de forma a se evitar a consideração de uma usina que não possui disponibilidade firme de combustível na simulação para o cálculo da revisão ordinária de garantia física de energia.

4.2.1 Valores de Indisponibilidades Forçadas e Programadas – TEIF e IP

Em cálculos de garantia física de energia as indisponibilidades forçadas e as manutenções programadas são representadas por taxas equivalentes de indisponibilidade forçada - TEIF e indisponibilidade programada – IP, respectivamente.

A princípio, os valores de TEIF e IP das usinas termelétricas foram considerados segundo as seguintes premissas:

- Para as usinas com mais de cinco anos de operação comercial foram considerados os valores apurados de TEIF e IP, conforme PMO, de julho de 2014;
- Para as demais usinas, foram considerados os valores de indisponibilidade adotados no cálculo da garantia física vigente.

É importante ressaltar que os procedimentos de apuração de indisponibilidade foram aprimorados pela Resolução ANEEL nº 614/ 2014. Os valores de TEIF e IP apurados considerando a norma estabelecida nesta resolução serão incorporados ao PMO de maio de 2015.

Desta forma, os valores de TEIF e IP considerados no caso de referência não

contemplam a normatização estabelecida pela Resolução ANEEL nº 614/2014 de apuração das taxas de indisponibilidades forçada e programada.

4.2.2 Inflexibilidade Operativa

Os valores de inflexibilidade operativa considerados na configuração de referência são os declarados para o cálculo da garantia física vigente. Entretanto, há algumas exceções:

- Para as usinas Angra 1 e P. Médici B, os valores de inflexibilidades foram reduzidos de forma a compatibilizá-los com os valores de TEIF e IP apurados, que forneciam uma potência disponível inferior à inflexibilidade utilizada no cálculo das garantias físicas vigentes dessas usinas;
- Para as usinas Mauá B3 e Aparecida, as inflexibilidades foram zeradas de forma a reduzir a geração simultânea com a entrada da UTE Mauá 3, em virtude da não comprovação da existência do combustível gás natural para a operação simultânea dessas usinas;
- Para as usinas Uruguaiana, Cuiabá e Camaçari, as inflexibilidades foram zeradas de acordo com as condições operativas verificadas dessas usinas e considerando que as inflexibilidades declaradas no cálculo das garantias físicas vigentes estavam associadas a contratos apresentados à época.

As inflexibilidades das usinas térmicas consideradas na configuração de referência estão de acordo com a informação utilizada no cálculo da garantia física vigente. Estes valores de inflexibilidade, para as usinas que não comercializaram energia no Ambiente de Contratação Regulada, devem ser revistos de acordo com uma nova declaração dos empreendedores dessas usinas de forma a compatibilizá-los com informações de contratos de energia e de combustível vigentes.

4.2.3 Custos Variáveis Unitários - CVUs

O valor do CVU de uma usina térmica influencia diretamente na despachabilidade da usina e, conseqüentemente, no montante de garantia física individual, assim como no bloco térmico como um todo. Como algumas usinas possuem regras de reajuste do CVU em função de terem comercializado energia no ambiente regulado e outras não, é importante que a referência temporal para o cálculo do CVU das usinas seja a mesma para todas as usinas.

Dessa forma, é importante que para as usinas que não possuem regras definidas de reajuste de CVU, este valor seja definido considerando a mesma referência para as demais usinas. O CVU deve estar associado ao despacho futuro dessas usinas de forma a se evitar distorções entre o valor utilizado na configuração de revisão ordinária de garantia física e o

despacho na operação real.

A partir da observação da variação do CVU de algumas usinas que não comercializaram energia em leilões do ambiente regulado, constatou-se que o CVU do PMO de referência representa uma situação conjuntural, podendo apresentar grandes variações ao longo do ano, e sem previsibilidade para o horizonte futuro, dado que não existe uma regra estabelecida de reajuste do CVU para essas usinas.

As Figuras 6 e 7, a seguir, exemplificam a variação do CVU no PMO de junho de 2013 a maio de 2014 das usinas Norte Fluminense 4 e Araucária, que não comercializaram energia no ambiente regulado.

Figura 6 – UTE Norte Fluminense 4 – CVU – PMO

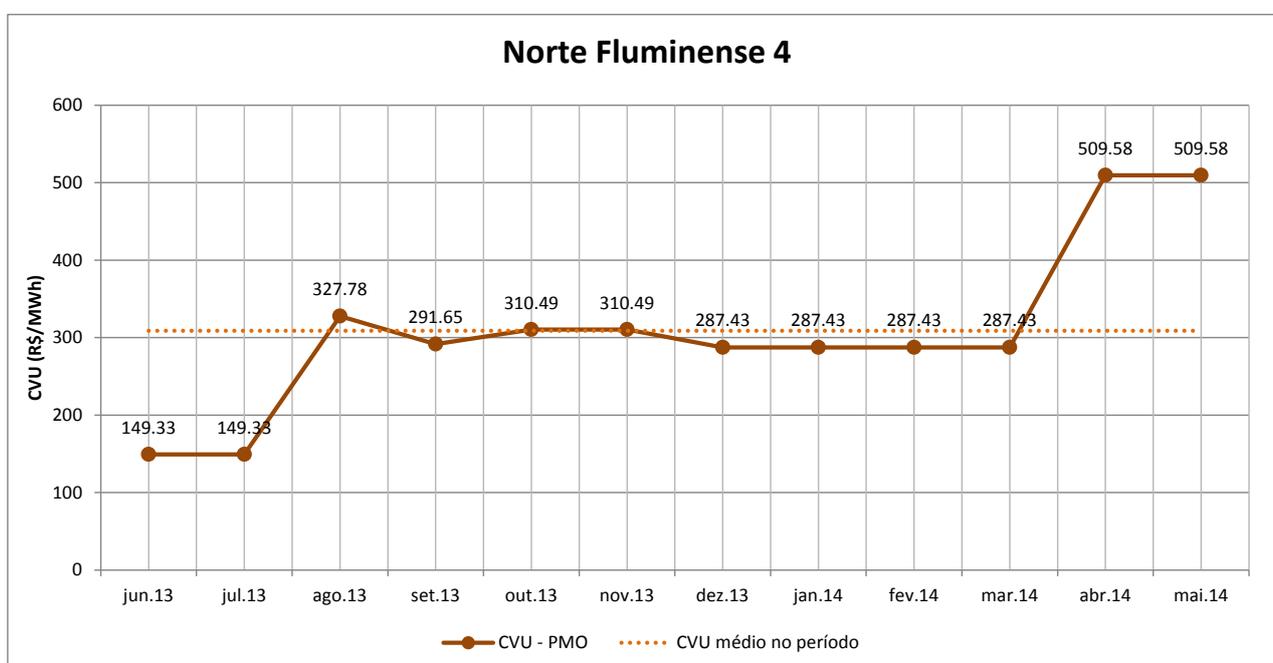
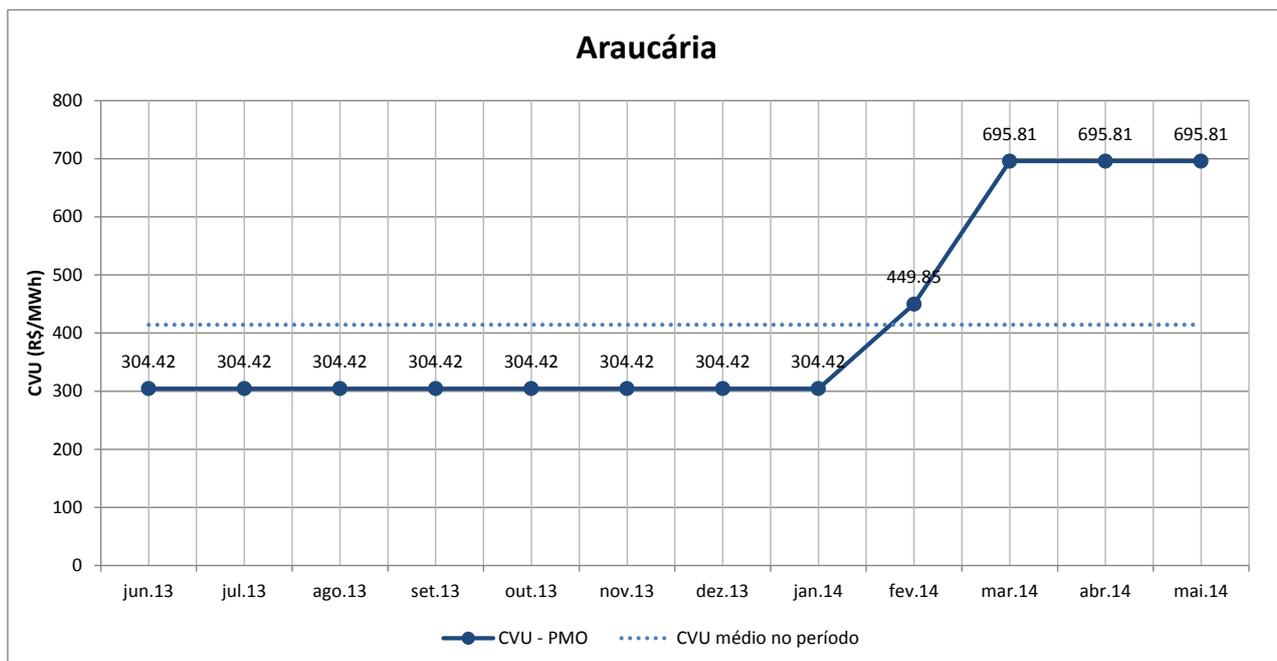


Figura 7 – UTE Araucária – CVU – PMO



As usinas que comercializaram energia em leilões de energia do Ambiente de Contratação Regulada, por sua vez, possuem critérios de reajuste estabelecidos de acordo com cada leilão em que cada usina se sagrou vencedora. Como exemplos, estão apresentados nas Figuras 8 e 9, a seguir, os valores dos CVUs das usinas Baixada Fluminense, vencedora do Leilão A-3/2011, e Termomacaé, vencedora do Leilão A-5/2006, nos PMOs de junho de 2013 a maio de 2014.

Figura 8 – UTE Baixada Fluminense – CVU – PMO

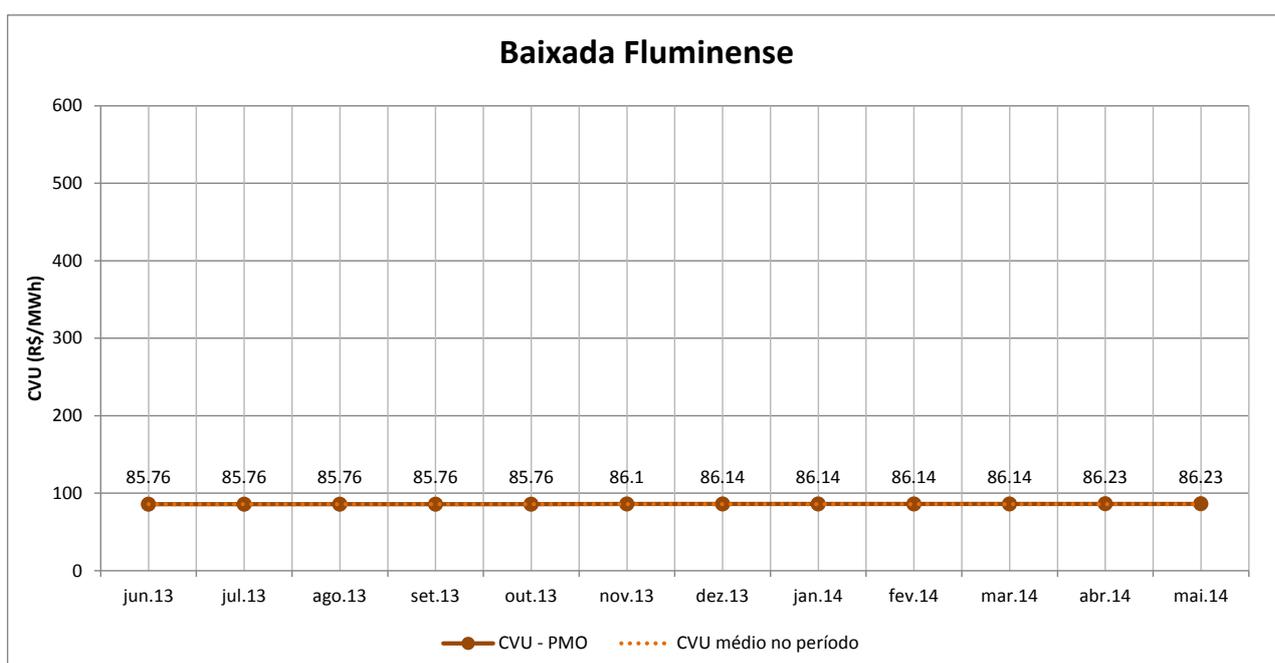
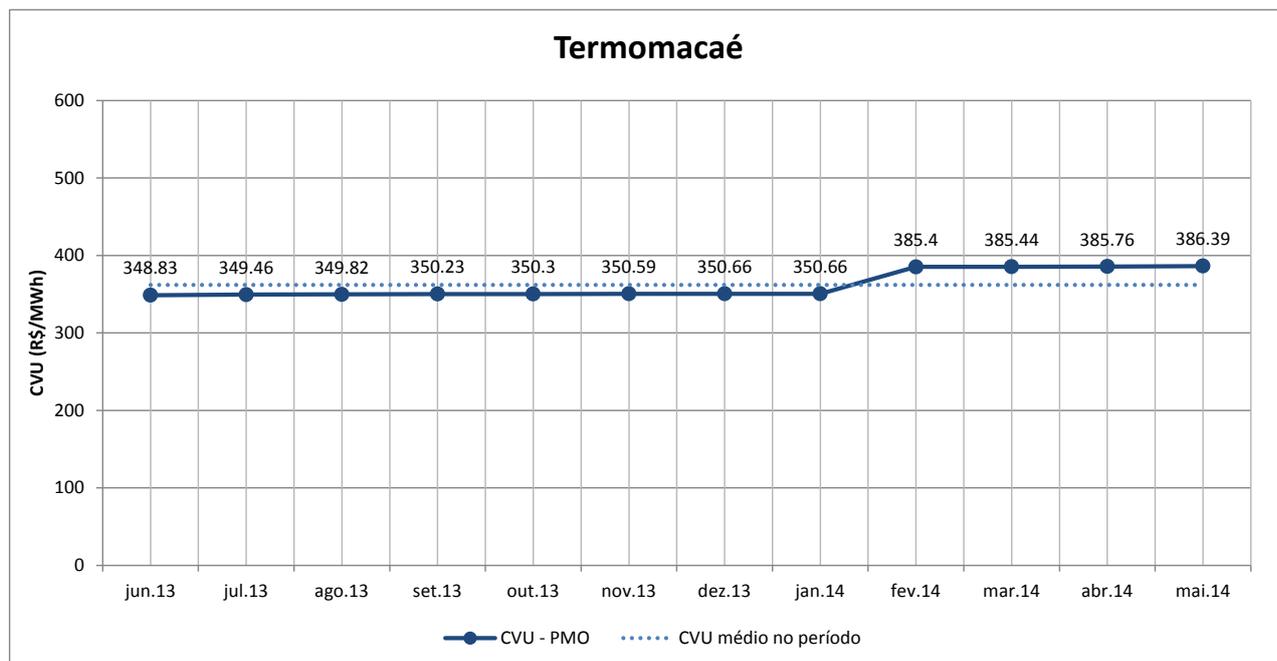


Figura 9 – UTE Termomacaé – CVU – PMO



Dessa forma, de modo a minimizar as distorções na representação dos custos variáveis unitários das usinas termelétricas para o cenário de referência, foram adotadas as seguintes premissas na modelagem para os valores de CVU:

- Usinas dos leilões de 2005 e 2006: média dos CVUs dos PMOs de junho de 2013 a maio de 2014.

- Usinas dos leilões de 2007, 2008, 2011 a 2014: calculados de acordo com a Portaria MME nº 42, de 1º de março de 2007, sendo que para a parcela de Custo de Combustível, foi considerada a média dos preços dos combustíveis de maio de 2013 a abril de 2014 (meses “M-1” de apuração do Pv). A taxa de câmbio adotada foi a média do período de maio de 2013 a abril de 2014.

→ Para as usinas a gás natural dos leilões de 2007 e 2008, foi adotada a premissa de opção de indexação pelo Henry Hub.

- Para as usinas não vendedoras em leilão: média dos CVUs dos PMOs de junho de 2013 a maio de 2014.

- As usinas que possuíam o CVU modelado como 0,01 R\$/MWh tiveram esse valor mantido nesse caso de revisão ordinária.

Considerando a importância de se manter uma mesma referência para os valores de

CVU nos cálculos de garantia física, seria importante que as instituições pertinentes (Ministério de Minas e Energia, ANEEL, EPE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, agentes de geração, fornecedores de combustível) estabelecessem regras de reajuste de CVU para as usinas que não comercializaram energia no ambiente regulado. O CVU deve estar associado ao despacho futuro dessas usinas de forma a se evitar distorções entre o valor adotado nos cálculos de garantia física e o despacho na operação real.

5. Metodologia

Esta seção apresenta a metodologia empregada para obtenção dos resultados apresentados neste relatório. Tal metodologia é baseada naquela empregada para o cálculo das garantias físicas dos novos empreendimentos de geração de energia elétrica do SIN. As principais diferenças estão na representação da sazonalidade do mercado de energia, na representação da expectativa sazonal de geração das usinas não despachadas centralizadamente, na representação de limites infinitos de transmissão entre subsistemas, além da não consideração da livre transferência de carga entre os subsistemas.

5.1 Critérios e Premissas

Os itens a seguir apresentam os modelos, os critérios e as premissas consideradas no caso de referência para a revisão ordinária.

- Versões dos Modelos Utilizados:
 - NEWAVE - Versão 19;
 - MSUI - Versão 3.2.
- Configuração hidrotérmica estática com 5 anos de simulação, 10 anos de período estático inicial e 5 anos de período estático final.
- Parâmetros do NEWAVE:
 - Mínimo de 1 e máximo de 45 iterações;
 - Construção da política de operação adotando-se 200 simulações *forward* e 20 aberturas para simulação *backward*;
 - Simulação final com 2.000 séries sintéticas de vazões;
 - Racionamento preventivo para otimização energética: considerado;
 - Tendência hidrológica: não considerada;
 - Acoplamento hidráulico entre os subsistemas: não considerado;
 - Valor percentual de Z_{sup} a ser subtraído de L_{inf} para o critério de parada estatístico: 10%;
 - Valor máximo percentual para delta de Z_{inf} no critério de parada não estatístico: 0,2%;
 - Número de deltas de Z_{inf} consecutivos a ser considerado no critério não

estatístico: 3;

→ CVaR com alfa 50% e lambda 25% constantes no tempo.

- Parâmetros do MSUI:

→ Vertimento permitido;

→ Tolerância para convergência: 0,0001 p.u.;

→ Período crítico considerado: junho de 1949 a novembro de 1956.

- Topologia: 5 subsistemas interligados – Sudeste/Centro-Oeste/Acre/Rondônia – SE/CO/AC/RO, Sul - S, Nordeste - NE, Norte/Macapá/Manaus – N/Manaus, e Belo Monte - BM.

- Limites de transmissão entre subsistemas: considerados com valores infinitos, de forma a não limitar a capacidade de geração das usinas.¹³

- Perdas nas interligações: não consideradas.

- Consumo próprio (consumo interno): não considerado.

- Proporcionalidade da carga: adotada a proporcionalidade do ano 2019 do Plano Decenal de Expansão de Energia 2023, já incorporada a carga prevista para os trechos isolados dos estados do Acre e Rondônia, que na data em questão já estarão interligados ao SIN. A proporcionalidade entre os mercados é apresentada a seguir:

Tabela 5 – Proporcionalidade da carga de energia – Ano 2019

Mercado de Referência 2019 (MW médio) - PDE 2023			
SE/CO/AC/RO	S	NE	N/Manaus
49.506	13.114	12.201	7.069
60,45%	16,01%	14,90%	8,63%
Brasil (MW médio)			
81.890			

- Não foi considerada livre transferência de carga entre os subsistemas, uma vez que não há diferenças de CMO entre os subsistemas quando os valores de capacidade de intercâmbio não são limitados.

- Critério de Garantia de Atendimento à Carga: como não foram considerados limites de intercâmbio entre subsistemas, o processo é considerado convergido quando os cinco subsistemas atenderem ao critério de igualdade entre o CMO e o CME, admitida

¹³ O grupo de trabalho instituído fez avaliações que sinalizaram o alto grau de interligação do SIN representado no presente caso de estudo. Estas avaliações subsidiaram a decisão de não se limitar a transferência de energia entre os subsistemas.

uma tolerância de 2,00 R\$/MWh, respeitado o limite de risco de déficit de 5% em todos os subsistemas.

- CME: adotado o valor de 139 R\$/MWh, definido na Nota Técnica EPE-DEE-RE-052/2014-r1, publicada no endereço eletrônico da EPE em 24 de junho de 2014.
- Taxa de Desconto: 8% ao ano, de forma a compatibilizar este parâmetro aos estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2023.
- Função Custo do Déficit de Energia: atualizado o valor para R\$ 3.150,00/MWh, de acordo com a metodologia prevista na Nota Técnica “Atualização do valor para patamar único de Custo de Déficit – 2013” (EPE-DEE-NT-028/2014-r0), de 12 de fevereiro de 2014.
- Penalidade por não atendimento ao desvio de água para outros usos: o uso consuntivo é modelado como retirada de água sem devolução, enquanto a vazão remanescente retorna a água desviada para a usina de jusante. Ambas estão sujeitas à penalização por não atendimento, cujo valor considerado é R\$ 3.153,25/MWh, de acordo com a Portaria MME nº 258/2008.
- Penalidade por não atendimento à restrição de vazão mínima: 3.151,00 R\$/MWh.
- Usinas não Despachadas Centralizadamente não são simuladas individualmente nos modelos computacionais utilizados no cálculo de garantias físicas. Representa-se, apenas no modelo NEWAVE, uma expectativa de geração agregada por subsistema e por mês. Esse montante é descontado do mercado a ser atendido.

A referência para a configuração de usinas não despachadas centralizadamente é o PMO de julho de 2014.

Nesse contexto, para as usinas não simuladas individualmente em operação comercial até 31 de dezembro de 2013, a expectativa de geração foi calculada de acordo com a metodologia constante na Resolução ANEEL nº 440/2011: média mensal do histórico dos últimos cinco anos de geração líquida disponibilizada ao SIN de cada usina, agregada por subsistema e por mês, para todo o horizonte de planejamento. Para as usinas com menos de cinco anos de histórico de geração, é considerada a média do histórico existente.

Para as usinas não simuladas individualmente, que não iniciaram sua operação comercial até 31 de dezembro de 2013, o montante de energia considerado foi calculado com base na Resolução Normativa ANEEL nº 476, de 13 de março de

2012: soma de suas potências instaladas multiplicada por um fator calculado pelo ONS. Esse fator é atualizado anualmente e utilizado a partir do PMO de maio de cada ano, considerando a apuração de dados pelo período de cinco anos, encerrado no mês de dezembro do ano anterior.

Para efeitos de simulação estática, todas as usinas foram consideradas completamente motorizadas no início do estudo.

- Sazonalidade do Mercado: em virtude da representação da expectativa de geração das usinas não despachadas centralizadamente, e conseqüentemente, da sazonalidade dessa expectativa de geração, foi também considerada a sazonalidade do mercado.

5.2 Metodologia de Cálculo

A metodologia de cálculo da garantia física das usinas hidrelétricas que compõem o SIN consiste nos seguintes passos:

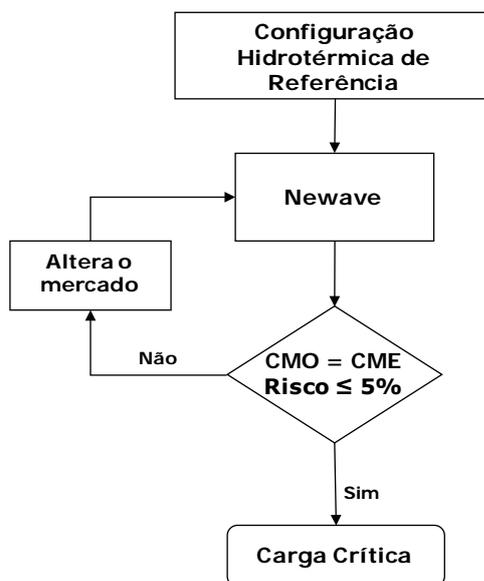
- Determinação da oferta total de garantia física (ou carga crítica) do SIN, com configuração estática, ajustada para a igualdade do CMO com o CME, admitida uma tolerância.
- Rateio da oferta total de garantia física do SIN em dois blocos: oferta hidráulica - EH e oferta térmica – ET.
- Rateio da oferta hidráulica entre todas as UHEs proporcionalmente às suas energias firmes.

5.2.1 Determinação da Oferta Total

A determinação da oferta total de energia, correspondente à garantia física do SIN (SE/CO/AC/RO, S, NE, N/Manaus e BM, conforme descrição da topologia na seção 5.1), foi obtida por simulação estática da operação do sistema hidrotérmico para o ano de interesse, empregando-se o modelo NEWAVE.

Na Figura 10 é apresentado o fluxograma associado ao cálculo da oferta total de energia do SIN, segundo o critério de garantia de suprimento atualmente vigente.

Figura 10 – Processo iterativo para cálculo da oferta total de energia do SIN



No processo iterativo de ajuste da oferta total, manteve-se uma proporção fixa entre as ofertas dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste/Acre/Rondônia, Sul, Nordeste e Norte/Macapá/Manaus, conforme a Tabela 5.

A carga crítica do SIN foi determinada a partir da soma das cargas dos subsistemas ajustadas para atendimento aos critérios de garantia de suprimento.

5.2.2 Rateio da Oferta Total entre os Blocos Hidrelétrico e Termelétrico

O rateio da oferta total (igual ao somatório das cargas críticas resultantes para os subsistemas) em dois grandes blocos de energia, oferta hidráulica e oferta térmica, foi obtido multiplicando-se a oferta total por um Fator Hidrelétrico - FH e um Fator Térmico - FT, respectivamente.

Estes fatores correspondem à participação relativa das gerações hidráulica e térmica na geração total e foram calculados com base em uma ponderação pelo CMO, sendo estas variáveis obtidas a partir da simulação final do modelo NEWAVE.

As equações (1) a (4), apresentadas, a seguir, detalham o cálculo das ofertas hidráulica e termelétrica.

$$EH = FH \times \sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s \quad (1)$$

$$FH = \frac{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gh_{i,j,k,s} \times cmo_{i,j,k,s}}{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left[gh_{i,j,k,s} + \sum_{t=1}^{nt(s)} gt_{i,j,k,s,t} \right] \times cmo_{i,j,k,s}} \quad (2)$$

$$ET(t,s) = FT(t,s) \times \sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s \quad (3)$$

$$FT(t,s) = \frac{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gt_{i,j,k,s,t} \times cmo_{i,j,k,s}}{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left[gh_{i,j,k,s} + \sum_{t=1}^{nt(s)} gt_{i,j,k,s,t} \right] \times cmo_{i,j,k,s}} \quad (4)$$

onde:

s: subsistema;

nss: número de subsistemas;

EH: oferta hidráulica;

FH: fator hidrelétrico;

ET(t,s): oferta térmica da UTE t do subsistema s;

FT(t,s): fator térmico da UTE t do subsistema s;

ccrítica_s: carga crítica do subsistema s;

i: mês;

j: ano;

k: série;

t: usina térmica;

gh: geração hidráulica total (controlável+fio d'água+vazão mínima);

gt: geração térmica total (inflexibilidade+geração flexível);

cmo: custo marginal de operação;

nt(s): número de usinas térmicas do subsistema s.

As simulações energéticas realizadas com o modelo NEWAVE empregam o conceito de sistemas equivalentes, tendo-se como resultado a geração hidrelétrica agrupada por subsistema. A representação das usinas térmicas já é feita de forma individualizada no modelo NEWAVE. Daí a diferença entre as equações das ofertas EH e ET, onde se tem, no primeiro caso, o resultado agregado e, no segundo, o resultado discriminado por usina.

5.2.3 Rateio do Bloco Hidrelétrico e Determinação das Garantias Físicas das UHEs

As garantias físicas das usinas hidrelétricas são calculadas a partir do rateio da oferta hidráulica entre o conjunto das usinas hidrelétricas da configuração. Este rateio é realizado proporcionalmente à energia firme de cada usina, obtida com auxílio do modelo de simulação a usinas individualizadas MSUI.

A energia firme de uma usina corresponde à geração média nos meses do período crítico, e é obtida por simulação a usinas individualizadas do sistema integrado puramente hidrelétrico, utilizando séries de vazões históricas e sendo limitada ao valor da disponibilidade máxima de geração contínua da usina.

A equação (5) apresenta o rateio do bloco hidráulico entre as usinas hidrelétricas constantes do estudo.

$$GF = EH \times \frac{EF_h}{\sum_{h=1}^{nh} EF_h} \quad (5)$$

onde:

GF: garantia física de energia;

EH: oferta hidráulica;

EF: energia firme;

h: usina hidrelétrica;

nh: número de usinas hidrelétricas na configuração.

A garantia física calculada através da expressão (5) é chamada de garantia física local, e, para usinas com reservatório de regularização com outra(s) usina(s) a jusante na cascata, esta garantia física pode ser somada a uma parcela chamada de benefício indireto - BI, que corresponde a um possível ganho de energia nas usinas a jusante devido à regularização das vazões proporcionada pelo reservatório. Ressalta-se que a metodologia atual para o cálculo deste benefício só é aplicável a apenas uma nova usina da cascata, não sendo aplicável a revisão ordinária conjunta das usinas do sistema. Neste caso, ainda é necessário desenvolver metodologia aplicável.

5.3 Avaliação da Metodologia e dos Critérios

No decorrer das análises efetuadas, o grupo de trabalho identificou a necessidade de aprimoramentos de modo a tornar a metodologia para revisão ordinária das garantias físicas das

usinas hidrelétricas mais aderente à realidade atual do setor elétrico brasileiro. Neste sentido, possíveis aperfeiçoamentos metodológicos serão apresentados na Seção 7 deste Relatório.

Adicionalmente, alguns critérios podem ser reavaliados, tais como a atualização do período crítico, o número de anos do período estático inicial (período pré) e final (período pós), dentre outros.

6. Resultados

Esta seção apresenta os resultados obtidos no processo de cálculo da revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas.

Na Tabela 6, são apresentados a carga crítica, o CMO e o risco de déficit de energia para cada subsistema obtidos na etapa de determinação da oferta total de energia (ou carga crítica) do SIN. A partir desta tabela, observa-se que o critério de garantia de suprimento vigente, em que o CMO dos subsistemas deve ser igual ao CME considerando uma determinada tolerância e o risco de déficit limitado a 5%, foi atendido.

Tabela 6 – Resultados da etapa de determinação da oferta total de energia do SIN

	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	SIN
Carga Crítica (MW médio)	44.418	11.281	8.106	6.620	70.425
CMO (R\$/MWh)	139,13	139,13	139,13	139,13	-
Risco de Déficit (%)	0,57	0,36	0,10	0,18	-

A oferta hidráulica calculada na etapa de rateio da oferta total foi 56.423 MW médios e a oferta térmica foi de 14.001 MW médios. De posse da oferta hidráulica, as garantias físicas das usinas hidrelétricas foram calculadas através da expressão (5).

Vale destacar que as usinas que tiveram suas garantias físicas publicadas há menos de cinco anos, ou que passaram por revisão extraordinária de garantia física neste período, não tiveram as suas garantias físicas calculadas neste trabalho, em observância ao § 4º, art. 21 do Decreto nº 2.655/1998.

O somatório das garantias físicas das usinas consideradas neste trabalho, já considerando o limite máximo de redução de 5% para cada usina hidrelétrica, conforme estabelecido no Decreto nº 2.655/1998, é igual a 40.749 MW médios, que é 0,90% menor que o somatório das garantias físicas vigentes destas usinas (41.120 MW médios).

7. Aperfeiçoamentos Metodológicos

Tal como mencionado na seção 5.3, no decorrer das análises efetuadas, o grupo de trabalho identificou a necessidade de promover aprimoramentos na metodologia de revisão ordinária das garantias físicas das usinas hidrelétricas, de modo a torná-la mais aderente à realidade do setor elétrico brasileiro. Neste sentido, esta seção apresenta algumas possibilidades de aprimoramentos a serem avaliadas.

7.1 Benefício Indireto - BI

No cálculo de garantia física de novos empreendimentos, é atribuído aos reservatórios o benefício energético da regularização das vazões para as usinas a jusante. Este benefício é conhecido como benefício indireto e é obtido segundo o critério de “última adição”, pois se considera que o reservatório é o último a entrar, ou seja, calcula-se a diferença entre o somatório da energia firme das usinas a jusante na cascata com e sem o reservatório.

Na revisão ordinária de garantias físicas, objetiva-se avaliar a garantia física de todas as usinas de forma simultânea, desta forma, o critério de valorização de reservatórios deve sofrer adaptações.

Levando-se em conta que o BI está incorporado às energias firmes das usinas a jusante do reservatório, o montante a ser alocado ao reservatório deve ser proporcionalmente descontado das usinas a jusante. Portanto, o montante a ser alocado de BI deve ser limitado à redução máxima de garantia física das demais usinas da cascata. Nesse contexto, deve ser levado em consideração que garantias físicas definidas ou revisadas há menos de cinco anos não estarão sujeitas à revisão periódica.

Na hipótese de ser mantido o critério de última adição, uma usina poderia ter sua garantia física reduzida pela regularização de um reservatório implantado a sua montante em momento posterior. Desse modo, deve ser avaliada a ordem de entrada das usinas.

Adicionalmente, há de se definir se serão revisados apenas os benefícios indiretos vigentes ou se serão atribuídos novos benefícios indiretos. Na primeira hipótese, deverá ser estabelecida a configuração de cálculo do BI: todas as usinas da cascata ou apenas aquelas que existiam na época do cálculo. O Anexo IX apresenta a lista das catorze usinas hidrelétricas com benefício indireto vigente.

No caso de existir mais de um reservatório na mesma cascata, deverá ser avaliada qual parcela de regularização energética proporcionada às usinas de jusante cabe a cada

reservatório.

Diante do exposto, conclui-se que a alocação de benefício indireto é uma questão delicada, que deve ser feita por bacia e por usina, levando em consideração todos os aspectos apresentados e, portanto, há de se estabelecer uma metodologia específica de cálculo para a revisão ordinária de garantia física de energia, e de preferência, que seja implementável computacionalmente.

7.2 Rateio da Oferta Total

Conforme apresentado na seção 5.2.2, o rateio da oferta total de energia do SIN é realizado através de fatores hidráulico e térmico ponderados pelo custo marginal de operação. Um aperfeiçoamento no procedimento de cálculo da garantia física de usinas que deve ser avaliado é não utilizar a ponderação pelo CMO neste cálculo.

Outra possibilidade é considerar a ponderação pelo CMO, limitado por valores mínimo e máximo, no cálculo das garantias físicas das usinas.

7.3 Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas

Conforme descrito na seção 5, a metodologia vigente para o cálculo da garantia física prevê, para as usinas hidrelétricas da configuração, o rateio da oferta hidráulica do sistema brasileiro de forma proporcional às suas respectivas energias firmes, sendo estas determinadas atualmente com o auxílio do modelo de simulação a usinas hidrelétricas individualizadas MSUI.

Ao longo dos estudos realizados para fins de revisão das garantias físicas, o grupo de trabalho identificou alguns aspectos da metodologia vigente que seriam passíveis de investigação, e possíveis aperfeiçoamentos. Os principais pontos levantados foram os seguintes:

- A consideração de não apenas um período crítico para a determinação das energias firmes das usinas hidrelétricas, mas de vários períodos críticos encontrados a partir de uma simulação hidrotérmica do sistema, considerando séries sintéticas de vazões.
- Determinação da oferta hidráulica e da oferta térmica do sistema diretamente a partir de simulações de um modelo individualizado.
- Consideração das usinas hidrelétricas em diferentes subsistemas, a fim de se considerar os limites de intercâmbio.

Sendo assim, para que tais aperfeiçoamentos possam ser avaliados, é necessário

que a metodologia vigente contemple a utilização de ferramentas que sejam capazes de considerar séries sintéticas de vazões, simular a operação do parque hidráulico e do parque térmico do sistema brasileiro, e, conseqüentemente, também sejam capazes de considerar a política de operação contida na função de custo futuro, calculada pelo modelo NEWAVE, para cada estágio da simulação.

Considerando que a versão atual (3.3) do modelo MSUI não apresenta, entre as suas funcionalidades, a simulação da operação do parque térmico brasileiro, e tampouco a consideração de séries sintéticas de vazões, o Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados - SUIISHI caracteriza-se como uma alternativa ao MSUI, uma vez que considera estes aspectos.

Vale ressaltar que, com a utilização do modelo SUIISHI, a metodologia atualmente vigente para o cálculo das garantias físicas poderia continuar sendo aplicada, sem prejuízo dos resultados. Adicionalmente, um aspecto importante do SUIISHI é que este utiliza a mesma base de dados utilizada pelo NEWAVE, que é o modelo oficialmente utilizado para a determinação da carga crítica do sistema. Neste caso, a base de dados do NEWAVE é convertida para a base de dados do SUIISHI de forma automática, minimizando a chance de erros no preenchimento dos dados.

Na próxima seção, a metodologia do modelo SUIISHI, assim como os seus principais aspectos serão resumidamente descritos.

7.3.1 Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas em Sistemas Hidrotérmicos Interligados - SUIISHI

Um dos objetivos do planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro é determinar uma operação estratégica que, para cada período do planejamento, produza metas de geração para as usinas do sistema de forma a minimizar o custo total de operação ao longo do horizonte de planejamento e ainda leve em consideração a segurança energética do sistema. Neste contexto, o modelo NEWAVE é utilizado na etapa de planejamento energético de médio e longo prazo do SIN com o objetivo de construir uma política de operação que atenda aos condicionantes citados. Entretanto, uma vez que os resultados do NEWAVE são determinados a subsistemas equivalentes de energia, pode ser necessária a obtenção de metas de geração individualizadas para as usinas hidrelétricas ao longo do horizonte de planejamento. Neste contexto, o modelo SUIISHI, desenvolvido pelo CEPEL, pode ser caracterizado como um modelo de simulação da operação das usinas hidrelétricas individualizadas de um sistema hidrotérmico interligado, tal como o sistema brasileiro.

Dentre as principais características do SUIISHI, destacam-se as seguintes:

- Pode simular até dez subsistemas hidrotérmicos eletricamente interligados em malha, mas hidraulicamente independentes, levando em conta limites nas capacidades de intercâmbio de energia nos dois sentidos.
- Pode ser acoplado a um modelo de decisão estratégica que forneça uma função valor esperado do custo futuro de operação para cada estágio da simulação.
- Considera restrições operativas locais decorrentes do uso múltiplo da água, tais como, vazão máxima para controle de cheias, vazão mínima para saneamento ou navegação e desvio de vazão do rio para irrigação.
- Opera bacias especiais como as dos rios Paraíba do Sul e Tietê.
- Simula múltiplas séries hidrológicas em paralelo, permitindo a fácil obtenção de índices probabilísticos de desempenho do sistema para cada estágio da simulação.
- Utiliza regras de operação automáticas ou fornecidas pelo usuário.
- Apresenta baixo custo computacional, viabilizando estudos de maior porte e mais ambiciosos (configurações grandes, longos horizontes de estudo, utilização de séries sintéticas de vazões, etc.).
- Considera quatro modos de simulação: estática, dinâmica, estática com cálculo da energia firme (com busca automática de período crítico ou período crítico definido pelo usuário) e estática com cálculo da energia garantida a certo risco desejado.

Nas análises que envolvem simulações dinâmicas ou estáticas da configuração hidrotérmica, o processo de solução adotado pelo modelo SUIISHI é dividido em duas etapas. A primeira consiste na otimização do balanço hidrotérmico entre subsistemas equivalentes. Nesta etapa, o objetivo do modelo SUIISHI é, com base na política de operação definida pelo modelo NEWAVE (contida na função de custo futuro de cada mês), definir metas de geração hidráulica a subsistemas equivalentes, metas de geração térmica e os intercâmbios de energia que minimizem a soma do custo presente com o custo futuro ao longo de todo o horizonte de planejamento.

Já na segunda etapa, as metas de geração hidráulica, pré-determinadas a subsistemas equivalentes, alimentam o módulo de simulação a usinas individualizadas do modelo. O objetivo desta etapa é repartir as metas de geração hidráulica de cada subsistema entre as usinas hidrelétricas através da aplicação de regras heurísticas operativas,

procedimento que é denominado de simulação da operação a usinas individualizadas.

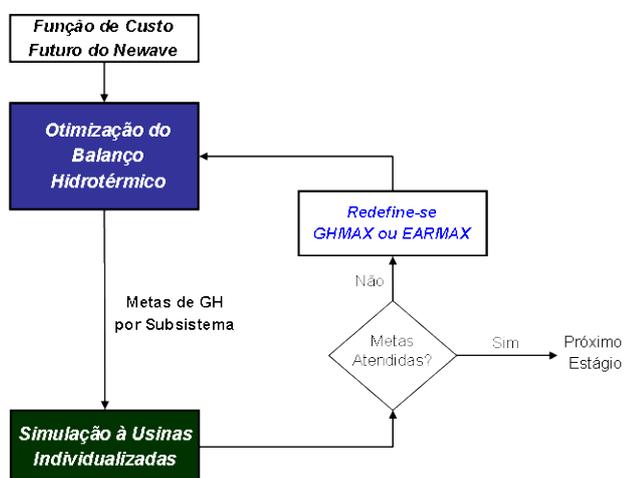
Note que ao final da etapa de simulação, duas distintas situações podem ser observadas:

- a) O atendimento das metas de geração hidráulica provenientes da etapa de otimização do balanço hidrotérmico. Neste caso, o modelo passa para o próximo estágio do problema; ou
- b) O não atendimento das metas de geração hidráulica ocasionado por um déficit ou um excesso na soma da geração hidráulica individualizada.

Nestes casos, o modelo SUIISHI irá realimentar a etapa de otimização do balanço hidrotérmico entre subsistemas redefinindo a restrição de geração hidráulica máxima - GHMAX em cada subsistema onde foi observado um déficit de geração, ou a restrição de energia armazenada máxima - EARMAX em cada subsistema onde foi observado um excesso de geração, de tal forma que as metas de geração hidráulica a subsistema equivalente possam ser atendidas na segunda etapa do processo de solução.

A Figura 11 apresenta um fluxograma do processo de solução do modelo SUIISHI.

Figura 11 – Fluxograma de funcionamento do modelo SUIISHI



Desta forma, nota-se que além do cálculo de energia firme, o modelo SUIISHI permite a realização de análises que levam em conta a atuação do parque térmico do SIN, possibilitando o exame de outras metodologias que, por exemplo, envolvam a utilização de séries sintéticas de vazões, ou mesmo a consideração de períodos críticos probabilísticos, tal como explicado na seção 7.3.2.

Finalmente, cabe observar que, conforme Despacho ANEEL nº 2.518, de 27 de Agosto de 2010, o modelo SUIISHI, desenvolvido pelo CEPEL, foi aprovado para ser utilizado

pelo ONS, no âmbito do planejamento da operação energética. Vale destacar que a sua homologação foi resultado dos trabalhos da Força Tarefa SUIISHI que envolveu, além do próprio ONS, outras 26 empresas/entidades do setor elétrico brasileiro.

7.3.1.1 Recentes Aprimoramentos Realizados no Modelo SUIISHI

Considerando as regras operativas vigentes no setor elétrico brasileiro, praticadas pelo ONS, o modelo SUIISHI foi recentemente atualizado com o objetivo de torná-lo ainda mais aderente à realidade operativa, destacando-se as seguintes funcionalidades:

- a) Consideração da curva guia da operação da UHE Jirau.
- b) Consideração do posto intermediário do rio Bacajá, na UHE Belo Monte, elevando o nível do canal de fuga da casa de força principal desta usina, e influenciando na sua produção energética.
- c) Incorporação da restrição do volume máximo sazonal da UHE Sinop, para que sejam preservadas as condições naturais nas lagoas localizadas a montante do seu reservatório.
- d) Consideração da vazão mínima no trecho de vazão reduzida e nos reservatórios dos canais de Belo Monte.
- e) Desconsideração do vertimento na determinação da cota do canal de fuga da UHE Coaracy Nunes;
- f) Representação da curva de carga em dois patamares para o cálculo da produção energética de cada usina, nas simulações para cálculo de energia firme.

Vale ainda destacar que, a exceção do último item, tais funcionalidades foram incorporadas a todos os módulos de simulação do modelo SUIISHI, ou seja, aos módulos de simulação dinâmica, estática e para cálculo de energia firme.

7.3.2 Período Crítico Probabilístico

Segundo a metodologia descrita na seção 5, o rateio da garantia física entre as usinas hidrelétricas do sistema é feito com base na sua energia firme, cujo valor corresponde à sua respectiva geração média, no período crítico determinado, utilizando-se o registro histórico de aflúências. Entretanto, é sabido que as vazões ocorridas no período de junho de 1949 a novembro de 1956 (período crítico atualmente adotado para o sistema brasileiro) não apresentam o mesmo grau de severidade em todos os subsistemas. A severidade das vazões

nos subsistemas Sudeste e Norte não é acompanhada pelo subsistema Sul, e é acompanhada, em menor proporção, pelo subsistema Nordeste. Nesta metodologia, o rateio da garantia física das usinas hidrelétricas baseia-se em apenas um período crítico, período este com características hidrológicas distintas entre os subsistemas.

Sendo assim, para que as energias firmes sejam calculadas com base em períodos críticos cuja severidade entre os subsistemas se apresente de forma não uniforme, independente da sua localização, poder-se-ia adotar como alternativa para o rateio da oferta hidráulica o valor da energia firme calculado pela média da geração de cada usina dentro de não apenas um, mas de vários períodos críticos encontrados a partir da simulação de séries sintéticas de vazões, segundo um critério pré-determinado.

Adicionalmente, uma vez que o processo de simulação pode considerar a operação hidrotérmica do sistema brasileiro, a própria oferta hidráulica e a oferta térmica do sistema poderiam ser determinadas com base no modelo individualizado, levando em consideração as diferentes capacidades de armazenamento e turbinamento das usinas de uma mesma cascata, a forma como as afluições se distribuem entre as usinas de diferentes bacias, além da ocorrência dos déficits e vertimentos turbináveis nos subsistemas. Note que, neste caso, uma possibilidade é que o cálculo da garantia física do sistema se dê por meio da simulação estática da configuração hidrotérmica, com cinco subsistemas interligados (Belo Monte, Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul), empregando-se os modelos NEWAVE e SUISHI.

7.3.3 Considerações Finais

O modelo SUISHI está em constante evolução metodológica e manutenção. A versão atual já permite a modelagem de todas as funcionalidades exigidas no cálculo das energias firmes das usinas hidrelétricas, bem como permite o encadeamento automático com o modelo NEWAVE.

O SUISHI permite ainda outros modos de simulação, a saber, simulação estática e dinâmica, com utilização de séries de vazões históricas ou sintéticas, com cálculo da geração média das usinas hidrelétricas nos períodos críticos encontrados, permitindo avaliar outras metodologias para cálculo de garantia física para as usinas do sistema.

Tendo em vista o contínuo aprimoramento do modelo SUISHI e os avanços metodológicos que podem ser alcançados com sua utilização, recomenda-se a homologação das novas versões no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP.

8. Conclusões e Recomendações

Com os dados e metodologias descritos neste Relatório Técnico, obteve-se 40.749 MW médios como somatório das garantias físicas das usinas hidrelétricas, que podem ter seus montantes de garantia física revistos, já considerando o limite máximo de redução de 5% para cada usina, conforme definido no Decreto nº 2.655/1998. Este valor é 0,9% menor que o somatório das garantias físicas vigentes destas usinas (41.120 MW médios). Diante dos números apresentados, o impacto da revisão ordinária das garantias físicas das UHEs, sob o ponto de vista sistêmico, é baixo, visto que o montante passível de revisão, quando comparado à carga crítica do SIN, é de apenas 0,5%.

Considerando os resultados obtidos e os aprimoramentos necessários, verifica-se que não seria adequada a publicação dos valores individualizados de garantia física de energia para as usinas hidrelétricas. Além disso, é necessário avaliar os impactos na comercialização de energia por agente, com a participação da CCEE no processo de revisão ordinária das garantias físicas. Dessa maneira, recomenda-se a postergação da revisão ordinária, mantendo vigentes, até 31 de dezembro de 2015, os atuais valores de garantia física de energia definidos para as UHEs despachadas centralizadamente, inclusive Itaipu, até que se obtenham os valores revistos de garantia física individuais.

A seguir, é apresentado um resumo dos principais pontos que podem ser aprimorados, bem como são apontadas as instituições que precisam ser envolvidas nesse processo.

Configuração hidrelétrica

- Restrições operativas

Foi identificada a necessidade de todas as instituições envolvidas (agentes de geração, ANA, ANEEL, ONS, Ministério dos Transportes) esclarecerem questões relacionadas à eliminação ou flexibilização de restrições operativas.

- Série de vazões

É desejável aguardar a finalização do processo de homologação, na ANEEL, do Projeto de Revisão das Séries de Vazões para as bacias do rio Paraíba do Sul, do Piraí e Ribeirão das Lajes, Amazônica, Atlântico Leste, Sudeste e Paraguai. Além da homologação, há uma pendência referente à compatibilização das séries das usinas da bacia do rio Araguari.

- Usos consuntivos

Foi elaborada uma análise do impacto, nas garantias físicas, da consideração de extrapolação linear na projeção dos usos consuntivos. Além disso, foram identificadas inconsistências entre as fontes de informação em determinadas bacias. Não há manifestação formal da ANA sobre esta questão. Porém, esta Agência informou que há um projeto para a revisão dos usos consuntivos em andamento, com previsão de finalização em fevereiro de 2016.

- Evaporações líquidas

É recomendável que os valores de evaporação líquida atualizados pelo ONS sejam formalizados e que a ANEEL os homologue para utilização na revisão ordinária.

- Polinômios

É desejável a atualização dos polinômios dos reservatórios e das curvas de descarga líquidas pela ANA, no âmbito da Resolução Conjunta ANA/ANEEL nº 3/2010.

- Canal de fuga médio

É recomendável a definição da metodologia de obtenção dos valores de canais de fuga médios e sazonais, de forma a unificar o cálculo deste parâmetro nos estudos de planejamento da operação e da expansão. Sugere-se a participação do ONS neste estudo.

- Rendimento do conjunto turbina-gerador e perda hidráulica

É importante a atualização destes parâmetros e recomendável que os agentes de geração contribuam, disponibilizando a curva colina da turbina e equação de perda de carga no circuito de geração. Há necessidade também da homologação destes dados pela ANEEL.

Configuração termelétrica

- Valores de indisponibilidades forçadas e programadas

Recomenda-se que seja estabelecida uma regulamentação para definição dos valores de TEIF e IP para termelétricas, assim como foi feito para as usinas hidrelétricas.

- Inflexibilidade operativa

Os valores de inflexibilidade, para as usinas que não comercializaram energia no

Ambiente de Contratação Regulada, devem ser revistos de acordo com uma nova declaração dos agentes de geração de forma a compatibilizá-los com informações de contratos de energia e de combustível vigentes.

- Custos variáveis unitários

Seria importante envolver as instituições pertinentes (MME, ANEEL, EPE, CCEE e agentes de geração) para definição de regras para estabelecer o valor de CVU a ser utilizado na revisão ordinária.

Da análise dos dados da configuração hidrotérmica, é fundamental o envolvimento das Agências de Regulação, ANA e ANEEL, do ONS, dos agentes de geração, da CCEE e de outras instituições pertinentes para validação e consistência dos dados a serem considerados na revisão ordinária de garantias físicas.

Em relação à metodologia usada, são listadas, a seguir, as atualizações já realizadas relativas aos critérios e premissas considerados neste trabalho.

Critérios e premissas atualizados

- Representação da expectativa sazonal de geração das usinas não despachadas centralizadamente.
- Representação da sazonalidade do mercado de energia, em virtude da representação da expectativa de geração das usinas não despachadas centralizadamente.
- Consideração dos limites de transmissão infinitos entre subsistemas, de forma a não limitar a capacidade de geração das usinas.
- Não consideração da livre transferência de carga entre os subsistemas, uma vez que não há diferenças de CMO entre os subsistemas quando os valores de capacidade de intercâmbio não são limitados.

No entanto, há a possibilidade de se implementar alguns aperfeiçoamentos na metodologia empregada, que são listados a seguir.

Aperfeiçoamentos metodológicos

- Benefício indireto

A metodologia que vem sendo empregada no cálculo de garantia física de novos empreendimentos de geração é baseada no conceito de última adição, entretanto,

quando se trata da revisão de todas as garantias físicas do sistema, depara-se com diversas questões que deverão ser consideradas ao se calcular o benefício indireto. Assim, há de se estabelecer uma metodologia específica para a revisão ordinária de garantia física, que seja implementável computacionalmente.

- Rateio da oferta total

Um aperfeiçoamento no procedimento de cálculo da garantia física de usinas que deve ser avaliado é a não utilização da ponderação pelo CMO. Outra possibilidade é considerar, na determinação das garantias físicas, a ponderação pelo CMO, limitado por valores mínimo e máximo.

- Modelo de simulação a usinas individualizadas

Sugere-se a utilização do modelo SUSHI, como uma alternativa ao MSUI, principalmente devido aos avanços metodológicos que tal modelo permite e pelo fato do SUSHI utilizar a mesma base de dados do NEWAVE, que é o modelo oficialmente utilizado para a determinação da carga crítica do sistema. Neste caso, a base de dados do NEWAVE é convertida para a base de dados do SUSHI de forma automática, minimizando a chance de erros no preenchimento dos dados.

Tendo em vista o contínuo aprimoramento do modelo SUSHI e os avanços metodológicos que podem ser alcançados com sua utilização, recomenda-se a homologação desse modelo, para fins do planejamento da expansão energética, no âmbito da CPAMP. Também é recomendada a realização de treinamentos sobre a metodologia e uso do modelo SUSHI para os agentes do setor elétrico brasileiro.

- Período Crítico Probabilístico

Investigar o cálculo das energias firmes com base em períodos críticos probabilísticos, encontrados a partir da utilização de séries sintéticas de vazões, evitando a consideração de um período crítico único cujas vazões não apresentam o mesmo grau de severidade em todos os subsistemas do SIN.

Adicionalmente, sugere-se a criação de um grupo de trabalho, com ampla participação das instituições envolvidas a fim de se discutir sobre dados e configuração, metodologia e modelos necessários à revisão ordinária de garantia física. Além disso, a fim de dar transparência a esse processo de revisão, seria importante a realização de uma consulta pública acerca da metodologia e dos dados a serem utilizados.

Finalmente, considerando o caráter recorrente da revisão ordinária previsto no

Decreto nº 2.655/1998, recomenda-se a elaboração de um plano de trabalho de longo prazo, periódico, no qual constem as instituições envolvidas, a descrição das atividades a serem realizadas por cada instituição, o grau de interação entre elas e o fluxo de informações e prazos definidos para cada atividade.

9. Equipe Técnica

Ministério de Minas e Energia - MME

Adriano Jeronimo da Silva

Christiany Salgado Faria

Paulo Cesar Magalhães Domingues

Tarita da Silva Costa

Vania Maria Ferreira

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL

Fábio Rodrigo Siqueira Batista

Luiz Guilherme Barbosa Marzano

Maria Elvira Piñeiro Maceira

Thatiana Conceição Justino

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Angela Livino

Fernanda Gabriela Batista dos Santos

Hermes Trigo da Silva

Patricia Costa Gonzalez de Nunes

Thais Iguchi

Thiago Correa Cesar

10. Anexos

Anexo I - Configuração Hidrelétrica de Referência

Sudeste / Centro-Oeste / Acre / Rondônia			
A. VERMELHA	DARDANELOS	JAUURU	RETIRO BAIXO
A.A. LAYDNER	E. DA CUNHA	JIRAU	RONDON 2
A.S. LIMA	EMBORCACAO	JUPIA	ROSAL
A.S.OLIVEIRA	ESPORA	L.N. GARCEZ	ROSANA
AIMORES	ESTREITO	LAJEADO	SA CARVALHO
B. COQUEIROS	FONTES	LAJES	SALTO
BAGUARI	FOZ R. CLARO	M. DE MORAES	SALTO GRANDE
BARRA BONITA	FUNIL	MANSO	SAMUEL
BATALHA	FUNIL-GRANDE	MARIMBONDO	SANTA BRANCA
BILLINGS	FURNAS	MASCARENHAS	SAO MANOEL
CACH.DOOURADA	GUAPORE	MIRANDA	SAO SALVADOR
CACONDE	GUARAPIRANGA	NAVANHANDAVA	SAO SIMAO
CACU	GUILMAN-AMOR	NILO PECANHA	SERRA FACAO
CAMARGOS	HENRY BORDEN	NOVA PONTE	SERRA MESA
CANA BRAVA	I. SOLT. EQV	OURINHOS	SIMPLICIO
CANDONGA	IBITINGA	P. COLOMBIA	SINOP
CANOAS I	IGARAPAVA	P. ESTRELA	SLT APIACAS
CANOAS II	ILHA POMBOS	P. PASSOS	SLT VERDINHO
CAPIM BRANC1	IRAPE	P. PRIMAVERA	SOBRAGI
CAPIM BRANC2	ITAIPU	PARAIBUNA	STA CLARA MG
CAPIVARA	ITIQUIRA I	PEIXE ANGIC	STO ANTONIO
CHAVANTES	ITIQUIRA II	PICADA	TAQUARUCU
COLIDER	ITUMBIARA	PIRAJU	TELES PIRES
CORUMBA I	ITUTINGA	PONTE PEDRA	TRES MARIAS
CORUMBA III	JAGUARA	PROMISSAO	VOLTA GRANDE
CORUMBA IV	JAGUARI	QUEIMADO	
Sul			
14 DE JULHO	FUNDAO	MACHADINHO	SALTO CAXIAS
BAIXO IGUACU	G.B. MUNHOZ	MAUA	SALTO OSORIO
BARRA GRANDE	G.P. SOUZA	MONJOLINHO	SALTO PILAO
CAMPOS NOVOS	GARIBALDI	MONTE CLARO	SAO JOSE
CASTRO ALVES	ITA	PASSO FUNDO	SAO ROQUE
D. FRANCISCA	ITAUBA	PASSO REAL	SEGREDO
ERNESTINA	JACUI	PASSO S JOAO	SLT.SANTIAGO
FOZ CHAPECO	JORDAO	QUEBRA QUEIX	STA CLARA PR
Nordeste			
B. ESPERANCA	ITAPARICA	P. CAVALO	XINGO
COMP PAF-MOX	ITAPEBI	SOBRADINHO	
Norte / Manaus / Belo Monte			
BALBINA	CACH CALDEIR	ESTREITO TOC	TUCURUI
BELO MONTE	COARA NUNES	FERREIRA GOM	
B.MONTE COMP	CURUA-UNA	STO ANT JARI	

Anexo II – Restrições Operativas Hidráulicas

São apresentadas, a seguir, todas as restrições operativas estruturais consideradas na configuração, divididas por tipo de restrição. Foram destacadas, em vermelho, as restrições consideradas de forma diferente do PMO.

Tabela 7 – Restrições operativas: volume máximo (VOLMAX)

UHE	Valor	Unidade	Fonte	Observações
P. PRIMAVERA	14400	'h'	Recálculo Porto Primavera e Jupia - 2013	Usina opera como fio d'água para não atingir população ribeirinha.
FIC SERRA M	55	'%'	ONS	Tem esta restrição de volume máximo para representar melhor a geração no subsistema Norte (valor foi calibrado de forma que se representasse o vertimento de Tucuruí, a jusante).

Tabela 8 – Restrições operativas: vazão mínima (VAZMIN)

UHE	Valor	Fonte	Observações
FUNIL GRANDE	68	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Para fins de proteção à ictiofauna.
JAGUARA	235	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Para fins de proteção à ictiofauna.
IGARAPAVA	239	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Para fins de proteção à ictiofauna.
VOLTA GRANDE	253	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Para fins de proteção à ictiofauna.
CACONDE	32	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Para atendimento de usuários a jusante, conforme Contrato de Concessão nº 92/99 – ANEEL – TIETÊ.
A.S.OLIVEIRA	19	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Para atendimento de usuários a jusante, conforme Contrato de Concessão nº 92/99 – ANEEL – TIETÊ.
BATALHA	23	Resolução ANA nº 489, de 19 de agosto de 2008 (outorga)	Vazão mínima na fase de operação, fora do período de piracema, compatibilizando-se solidariamente com a operação dos demais reservatórios existentes.
EMBORCACAO	100	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Para fins de proteção à ictiofauna, aliada as restrições operativas do vertedor.
NOVA PONTE	55	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Para fins de proteção à ictiofauna.
MIRANDA	64	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos	Para fins de proteção à ictiofauna.

UHE	Valor	Fonte	Observações
		aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	
CAPIM BRANC2	72	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Para fins ambientais, atendimento da legislação, proteção da ictiofauna e visando não afetar a morfologia fluvial, deve-se garantir uma vazão a jusante do aproveitamento, de valor não menor que 72 m ³ /s (70% da Q7,10).
CORUMBA I	120	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Vazão mínima de 120 m ³ /s associada a uma geração mínima de 80 MW. A solicitação desta restrição considerou: 1. Parecer técnico da engenharia de manutenção, declarando instabilidade mecânica para operar unidades geradoras entre 15MW e 80 MW; 2. Parecer técnico da área de meio ambiente declarando a constatação da mortandade de peixes quando gerando entre 0 e 15 MW por máquina e o impacto aos usos múltiplos sem defluência para jusante; 3. Análise das curvas colina, verificando-se a necessidade de vazões mínimas entre 120 m ³ /s e 145 m ³ /s, em função da queda, para obtenção de geração mínima de 80 MW/máquina.
CACH DOURADA	20	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Como garantia do funcionamento dos serviços auxiliares da usina e por razões ecológicas.
PROMISSAO	160	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Por razões ecológicas, de modo a evitar mortandade de peixes.
JUPIA	4000	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Para evitar a formação de lagoas a jusante que podem aprisionar peixes e assim causar danos a ictiofauna.
P. PRIMAVERA	5500	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Considera o valor mais restritivo. Para proporcionar condições de navegabilidade transversal (travessia de balsa) no porto imediatamente a jusante da usina.
A.A. LAYDNER	147	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	No Contrato de Concessão da Duke Energy International – Geração Paranapanema (Contrato de Concessão nº 76/1999 – ANEEL - PARANAPANEMA), consta obrigação de manutenção de vazão defluente mínima de 147 m ³ /s, para atendimento da geração de energia elétrica na usina de Paranapanema, da Santa Cruz Geração de Energia.
PONTE PEDRA	35	PMO set/2014	PMO set/2014
ITQUIRA 2	40	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	A vazão defluente não poderá ser inferior a 40 m ³ /s, para não prejudicar a ictiofauna a jusante da UHE Itiquira 2.
BILLINGS	6		Devido à restrição de Henry Borden que é fio d'água.
HENRY BORDEN	6	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Devido à manutenção de um número mínimo de máquinas sincronizadas no sistema para atendimento da ponta e emergências, e garantia de captação de água para abastecimento pela Sabesp (Baixada Santista).

UHE	Valor	Fonte	Observações
PARAIBUNA/PA	30	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Determinada pela Portaria nº 22/77 do DNAEE.
S.BRANCA PAR	40	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Segundo Resolução ANA nº 211, de 26 de maio de 2003.
JAGUARI	10	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Determinada pela Portaria nº 22/77 do DNAEE
FUNIL PB SUL	80	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Determinada pela Resolução ANA nº 211, de 26 de maio de 2003, para evitar problemas ambientais.
LAJES	6	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Vazão defluente mínima de 5,5 m³/s para abastecimento d'água (Calha da CEDAE).
FONTES	6	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Vazão defluente mínima de 5,5 m³/s para abastecimento d'água (Calha da CEDAE).
P. PASSOS	120	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Para suprimento dos usuários da água do Rio Guandu, em especial do abastecimento de água da Região Metropolitana do Rio de Janeiro, estabelecida na Resolução ANA nº 211/2003.
CANDONGA	58	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Referente à vazão mínima sanitária. Esta é uma vazão mínima média diária do histórico disponível, com uma recorrência da ordem de 50 anos.
GUILMAN-AMOR	19	PMO set/2014	PMO set/2014
SA CARVALHO	20	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Para defluências na faixa de 20 m³/s, há dificuldade de captação nas estações de consumidores industriais (Usiminas e Acesita). Portanto, não deve haver defluências inferiores a este valor.
SALTO GRANDE	15	PMO set/2014	PMO set/2014
P. ESTRELA	10	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	O valor da descarga sanitária mínima é de 10 m³/s.
BAGUARI	130	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	A mínima vazão defluente corresponde a 80% da mínima média mensal, portanto, 130,34 m³/s, ou em períodos mais críticos, à própria vazão afluente ao empreendimento. Essa vazão é considerada limítrofe para a estação de captação do SAAE da cidade de Governador Valadares. Devido ao reservatório não possuir capacidade de controle, em períodos críticos, podem ocorrer defluências menores em função da afluência.
MASCARENHAS	210	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014) Resolução ANA nº 770/2011 (outorga)	Restrição constante na Resolução ANA nº 770, de 24 de outubro de 2011 (outorga) - restrição para captação de água/ saneamento.

UHE	Valor	Fonte	Observações
ROSAL	11	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	IOR 1 – Vazão mínima remanescente de 2,10 m ³ /s – Visando o atendimento da legislação dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, a defluência mínima total da usina corresponde a 12,6 m ³ /s (2,10 m ³ /s no trecho de vazão reduzida somada a 10,5 m ³ /s de turbinamento). Como o reservatório não tem capacidade de regularização, podem ocorrer defluências menores em função da vazão afluente.
STA CLARA MG	15	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Para atender a produção da indústria Bahia Sul Celulose é de 15 m ³ /s.
IRAPE	48	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014) Recálculo - Lote 1 de 2012	Vazão mínima turbinável.
FIC IRAPE	48	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014) Recálculo - Lote 1 de 2012	Vazão mínima turbinável.
ITAPEBI	38	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	A vazão sanitária mínima que deve ser mantida é de 38 m ³ /s.
RETIRO BAIXO	28	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	A outorga de direito de uso de águas públicas estaduais emitida pelo Instituto Mineiro de Gestão das Águas estabelece, na Portaria nº 00508, de 4 de março de 2009, que seja garantida a manutenção da vazão residual mínima de 27,67 m ³ /s a jusante do barramento durante o enchimento do reservatório. Define também que seja garantida a manutenção da vazão ecológica de 27,67 m ³ /s em períodos em que a vazão mínima do curso d'água for inferior ou igual à vazão mínima turbinada.
TRES MARIAS	500	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Considera o valor mais restritivo das restrições de vazão mínima constantes no Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos. A vazão mínima do rio São Francisco em Pirapora para que a captação de água do Serviço Autônomo de Água e Esgoto - SAAE opere com capacidade necessária ao abastecimento da cidade.
FIC RETIRO B	28	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	A outorga de direito de uso de águas públicas estaduais emitida pelo Instituto Mineiro de Gestão das Águas estabelece, na Portaria nº 00508, de 4 de março de 2009, que seja garantida a manutenção da vazão residual mínima de 27,67 m ³ /s a jusante do barramento durante o enchimento do reservatório. Define também que seja garantida a manutenção da vazão ecológica de 27,67 m ³ /s em períodos em que a vazão mínima do curso d'água for inferior ou igual à vazão mínima turbinada.
FIC T.MARIAS	500	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Considera o valor mais restritivo das restrições de vazão mínima constantes no Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos. A vazão mínima do rio São Francisco em

UHE	Valor	Fonte	Observações
			Pirapora para que a captação de água do SAAE opere com capacidade necessária ao abastecimento da cidade.
SOBRADINHO	1300	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Vazões defluentes médias mínimas diárias de Sobradinho inferiores a 1300 m³/s ocasionam problemas na navegação (trecho Sobradinho / Juazeiro), em diversas captações de indústrias, bem como em tomadas d'água para abastecimento de cidades e projetos agrícolas localizados no trecho Sobradinho / Itaparica.
ITAPARICA	1300		Devido à restrição de Xingó, que é fio d'água.
XINGO	1300	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Para captação para abastecimento d'água e projetos de irrigação.
P. CAVALO	10	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Com o objetivo de evitar danos ao meio ambiente e conforme Contrato de Concessão nº 19/2002 – ANEEL - AHE PEDRA DO CAVALO deve-se manter uma vazão defluente mínima de 10 m³/s.
B. ESPERANCA	240	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Para captação para abastecimento d'água no trecho jusante do reservatório a Teresina.
SERRA MESA	300	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Segundo a Resolução ANA nº 529, de 19 de outubro de 2004.
CANA BRAVA	90	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Recomenda-se a manutenção de uma vazão mínima da ordem de 90 m³/s, conforme consta no PBA, correspondendo a 80% da menor vazão média mensal. Esta vazão poderá ser superior conforme a observação das condições locais para fins de proteção da ictiofauna. Na impossibilidade de se ter geração mínima, em pelo menos uma unidade geradora, o vertedouro deve ser aberto imediatamente para atender esta restrição.
SAO SALVADOR	90	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Recomenda-se a manutenção de uma vazão mínima da ordem de 90 m³/s, conforme consta no PBA, correspondendo a 80% da menor vazão média mensal. Esta vazão poderá ser superior conforme a observação das condições locais para fins de proteção da ictiofauna. Na impossibilidade de se ter geração mínima, em pelo menos uma unidade geradora, o vertedouro deve ser aberto imediatamente para atender esta restrição.
PEIXE ANGICA	360	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Com o objetivo de evitar o aprisionamento e a conseqüente mortandade de peixes em lagoas marginais que se formam a jusante com vazões inferiores a 360 m³/s – essa vazão equivale a uma unidade gerando 94 MW.
LAJEADO	255	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Segundo o projeto básico, este é o mínimo para atendimento às restrições ambientais a jusante do reservatório.
FIC SERRA M	300	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Segundo a Resolução ANA n 0529/2004.
FIC CANA BR	90	Inventário das restrições	Recomenda-se a manutenção de uma vazão

UHE	Valor	Fonte	Observações
		operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	mínima da ordem de 90 m ³ /s, conforme consta no PBA, correspondendo a 80% da menor vazão média mensal. Esta vazão poderá ser superior conforme a observação das condições locais para fins de proteção da ictiofauna. Na impossibilidade de se ter geração mínima, em pelo menos uma unidade geradora, o vertedouro deve ser aberto imediatamente para atender esta restrição.
FIC SAO SALV	90	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Recomenda-se a manutenção de uma vazão mínima da ordem de 90 m ³ /s, conforme consta no PBA, correspondendo a 80% da menor vazão média mensal. Esta vazão poderá ser superior conforme a observação das condições locais para fins de proteção da ictiofauna. Na impossibilidade de se ter geração mínima, em pelo menos uma unidade geradora, o vertedouro deve ser aberto imediatamente para atender esta restrição.
FIC PEIXE AN	360	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Com o objetivo de evitar o aprisionamento e a consequente mortandade de peixes em lagoas marginais que se formam a jusante com vazões inferiores a 360 m ³ /s – essa vazão equivale a uma unidade gerando 94 MW.
FIC LAJEADO	255	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Segundo o projeto básico, este é o mínimo para atendimento às restrições ambientais a jusante do reservatório.
ESTREITO TOC	1000	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Conforme condicionante 2.4, item 'e', da Licença de Operação nº 974, de 24 de novembro de 2010, a UHE Estreito deve: "manter uma vazão de jusante igual ou superior a 1.000 m ³ /s".
TUCURUI	2000	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Para garantir que as unidades operem dentro das condições de projeto é necessário um nível d'água mínimo de 3,96 m no canal de fuga, resultando para a UHE Tucuruí numa restrição de ordem operativa de vazão mínima defluente na usina de 2000 m ³ /s. Esta defluência constitui também uma restrição de navegação.
JIRAU	3240	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014) Resolução ANA nº 269/ 2009 (outorga)	Restrição constante na Resolução ANA nº 269, de 27 de Abril de 2009 (outorga).
STO ANTONIO	3293	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014) Resolução ANA nº 465/2008 (outorga)	Restrição constante na Resolução ANA nº 465, de 11 de agosto de 2008 (outorga).
SLT APIACAS	20	Leilão A-5/2013	Vazão mínima turbinável.
BELO MONTE	300	Resolução ANA nº 842, de 12 de dezembro de 2011 (Altera o texto da outorga referente à vazão mínima defluente, mas não altera seu valor de 300 m ³ /s)	Vazão mínima a ser mantida no reservatório dos canais.
JORDAO	10	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Correspondendo à afluência a ser mantida para atender aos requisitos ambientais e ao turbinamento de PCH localizada imediatamente a jusante.

UHE	Valor	Fonte	Observações
SALTO CAXIAS	200	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Evitar a formação de lagoas rasas a jusante, que poderiam gerar o aprisionamento de peixes e o aparecimento de trechos descobertos do leito do rio, os quais são rapidamente inundados por qualquer aumento das vazões proporcionado pela operação da usina, podendo surpreender os ribeirinhos que se aventuram nestas áreas. Além disso, neste trecho o rio Iguaçu, a partir da foz do rio Gonçalves Dias, tem o Parque Nacional à sua margem direita, e, a partir da foz do rio Santo Antonio inicia-se seu trecho internacional, com o Parque Nacional Argentino à margem esquerda. Nestes parques, vazões extremamente baixas como as resultantes de defluir-se apenas a vazão sanitária 76 m ³ /s na usina (estiagem de 7 dias de duração e 100 anos de tempo de recorrência), podem acarretar outros efeitos ambientais de difícil previsão a priori.
BAIXO IGUACU	200	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Restrição constante na Resolução ANA nº 362, de 7 de julho de 2008 (renova a DRDH objeto da Resolução ANA nº 362, de 24 de agosto de 2005).
GARIBALDI	81	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Vazão ecológica de 81 m ³ /s Para evitar danos a ictiofauna através da morte de peixes, a UHE Garibaldi precisa de defluência mínima de 81 m ³ /s. Além desta defluência, existe a defluência ecológica/sanitária de 13 m ³ /s, a partir de uma PCH. Obs: Esta vazão de 13 m ³ /s é considerada como vazão remanescente.
MACHADINHO	120	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Com a finalidade de proteção da ictiofauna, recomenda-se a manutenção de uma vazão mínima da ordem de 120 m ³ /s.
ITA	150	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Para fins de proteção da ictiofauna.
QUEBRA QUEIX	1	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Para atendimento às demandas ambientais.
SAO JOSE	44	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Recomenda-se manter vazão mínima a jusante de 43,8 m ³ /s para atendimento às demandas ambientais. Conforme estabelecido pela Fundação Estadual de Proteção Ambiental do Rio Grande do Sul - FEPAM.
PASSO S JOAO	50	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Vazão defluente mínima de 50 m ³ /s com o objetivo de evitar danos ao meio ambiente estabelecida pela FEPAM.
D. FRANCISCA	15	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Constante na Licença de Operação – LO da UHE Dona Francisca. Essa vazão é descarregada pelo descarregador de fundo, ou pelo conduto forçado ou ainda através do vertedouro de soleira livre.
CACH CALDEIR	53	EVTE (não há esta restrição na DRDH e outorga - IMAP)	Para a vazão residual foi considerado o valor de 52,5 m ³ /s, equivalente a vazão média mínima com 7 dias de duração e 10 anos de recorrência (Q7,10) no local do aproveitamento. Essa vazão foi estabelecida

UHE	Valor Fonte	Observações
		utilizando-se critérios ambientais, conforme explicado no EIA.

Tabela 9 – Restrições operativas: canal de fuga (CFUGA)

UHE	Mês	Valor	Fonte	Observações
TUCURUI	PRE	8,6	PMO	Valor médio a ser considerado no período Pré. Utilizou-se o mesmo valor médio considerado para o período Pós.
TUCURUI	1	8,9	PMO	
TUCURUI	2	11	PMO	
TUCURUI	3	12,1	PMO	
TUCURUI	5	9,9	PMO	
TUCURUI	6	6,6	PMO	
TUCURUI	7	5,4	PMO	
TUCURUI	POS	8,6	PMO	Valor médio a ser considerado no período Pós.

Tabela 10 – Restrições operativas: volume máximo com data (VMAXT)

UHE	Mês	Valor	Unidade	Fonte	Observações
MARIMBONDO		95,000	'%'	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Restrição: nível máximo (montante) Valor: 445,73 Igual a 95% do volume útil A ponte Gumercindo Penteado, localizada a montante de Marimbondo, limita a operação do reservatório de Marimbondo no nível de 445,73 m (95% V.U.). Esta limitação visa manter o nível junto à ponte 50 cm abaixo da cota do tabuleiro, quando da necessidade da manutenção de vazões elevadas em Porto Colômbia.
SINOP	6	71,974	'%'	Resolução ANA nº 772 de 24 de outubro de 2011 (DRDH)	Restrição: nível máximo (montante) Valor: 302 - nível d'água máximo normal de montante (período de dezembro a maio)
SINOP	11	100,000	'%'	Resolução ANA nº 772/2012 (DRDH)	300 - nível d'água máximo normal de montante (período de julho a outubro) cota máxima de montante de 300 m equivale a 71,974 % VU (VMAXT no modif) e a de 302, a 100% VU.

Tabela 11 – Restrições operativas: volume mínimo com data (VMINT)

UHE	Valor	Unidade	Fonte	Observações
MASC. MORAES	75,30	'%'	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	A captação de água da Usina Açucareira Passos, situada à margem do reservatório de Mascarenhas de Moraes, próxima a balsa da estrada São João Batista do Glória – Passos, pode ficar impedida quando o reservatório alcança níveis inferiores a 663,50 m (75,30% do volume útil). OBS: A EPE não considera restrição de alocação de volume de espera.
BARRA BONITA	48,29	'%'	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Nível mínimo Restrição 1 – o nível mínimo para manter a navegabilidade no rio Tietê é de 446,50 m. Igual a 48,29% do VU
PROMISSAO	28,95	'%'	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos	Nível mínimo Restrição 1 – o nível mínimo para manter a

UHE	Valor	Unidade	Fonte	Observações
			aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	navegabilidade no rio Tietê é de 381,00m. Igual a 28,95% do VU
ILHA SOLT EQ	45,72	'%	Cálculo de Ilha Solteira e Três Irmãos	Restrição de nível mínimo de 325,4 m para proporcionar condições de navegabilidade no trecho entre Nova Avanhandava e Três Irmãos. Considerando esta restrição em Três Irmãos, que é mantida também em Ilha Solteira Equivalente, obtém-se um volume de 29565,53 hm ³ , que corresponde ao percentual de VMINT de 45,72%.
JAGUARI	10,00	'%	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS	Restrição: nível mínimo (montante) Valor: 605,98 (10%VU) Segundo Resolução ANA nº 211, de 26 de maio de 2003.
PARAIBUNA/PA	10,00	'%	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS	Restrição: nível mínimo (montante) Valor: 697,15 (10%VU) Segundo Resolução ANA nº 211/2003.
S.BRANCA PAR	10,00	'%	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Restrição: nível mínimo (montante) Valor: 607,45 (10%VU) Segundo Resolução ANA nº 211/2003.
FUNIL PB SUL	15,00	'%	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Restrição: nível mínimo (montante) Valor: 449,00 (15%VU) O inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos indica apenas que cotas abaixo deste valor devem ser evitadas.
LAJES	18,80	'%	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Restrição: nível mínimo (montante) Valor: 397,50 Igual a 18,8 % do VU De modo a assegurar a alimentação da adutora da CEDAE com água superficial do reservatório.

Tabela 12 – Restrições operativas: vazão mínima com data (VAZMINT)

UHE	Mês	Valor	Fonte	Observações
BALBINA	4	390	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Com vazões inferiores a 390 m ³ /s, inicia-se um processo turbulento excessivo nas turbinas, provocando ruído com cavitação, sendo necessário injetar ar comprimido na caixa espiral. Além disso, ficariam comprometidas as atividades de navegação até 60 km à jusante do barramento e a vida no rio.
BALBINA	9	450	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Porém, de setembro a março, ocorre o período de vazante no rio Amazonas e o efeito de represamento no rio Uatumã é pouco relevante sendo necessário elevar as vazões mínimas defluentes para 450 m ³ /s para garantir a navegabilidade naquele rio e evitar a cavitação nas turbinas.
MANSO	5	95	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Restrição 1 – durante o período de estiagem (maio a outubro), a vazão defluente mínima deverá ser de 95 m ³ /s.
MANSO	11	25	Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos - ONS (rev1 - 2014)	Restrição 2 – não reduzir a descarga total da usina para valores inferiores a 25m ³ /s por motivos ambientais

Anexo III - Séries de Vazões – Diferenças em Relação ao PMO

UHE	Fonte
MAUÁ	Para o período de 1931 a 2006, adotou-se a metodologia do estudo de consistência e reconstituição de séries de vazões naturais da bacia do rio Tibagi (constante no inventário do rio Tibagi, aprovado pelo Despacho ANEEL nº 2.846, de 11 de julho de 2011), considerando a nova área de drenagem do projeto básico de Mauá. A mudança da área de drenagem se deve ao deslocamento do barramento em 600 m a jusante. O restante da série está de acordo com o ONS, visto que a EPE não tem dados suficientes para a extensão.
SALTO PILÃO	Para o período de 1931 a 2001, foi utilizada a série do Projeto Básico Consolidado (Despacho ANEEL nº 395, de 30 de março de 2005) que a EPE recebeu, via Ofício nº 2187/2011-SGH/ANEEL, de 01 de julho de 2011, no âmbito da revisão extraordinária de garantia física. De janeiro de 2002 a maio de 2004, aplicou-se a relação entre área de drenagem com o posto Rio do Sul (metodologia do Projeto Básico Consolidado). O restante da série está de acordo com o ONS, visto que a EPE não tem dados suficientes para a extensão. Esta série foi ratificada pela ANEEL, por meio do Ofício nº 243/2012-SGH/ANEEL, de 30 de janeiro de 2012.

Usinas
Anexo IV - Séries de Vazões em Processo de Homologação pela ANEEL: Lista de

Tabela 13 – Série de vazões - Bacia do rio Paraíba do Sul

Aproveitamento	Rio	Agente
Paraibuna	Paraíba do Sul	Cesp
Santa Branca	Paraíba do Sul	Light
Jaguari	Jaguari	Cesp
Funil	Paraíba do Sul	Furnas
Santa Cecília	Paraíba do Sul	Light
Picada	Do Peixe	Votorantim
Sobragi	Paraibuna	Votorantim
Simplicio	Paraíba do Sul	Furnas
Ilha dos Pombos	Paraíba do Sul	Light
Itaocara	Paraíba do Sul	Light
Barra do Braúna	Pomba	CAT-LEO
Barra do Pomba	Paraíba do Sul	-
Cambuci	Paraíba do Sul	-

Tabela 14 – Série de vazões - Bacia do Pirai e Ribeirão das Lajes

Aproveitamento	Rio
Reservatório de Tócos	Pirai
Reservatório de Santana	Pirai
Reservatório de Lajes	Ribeirão das Lajes
UHE Pereira Passos	Ribeirão das Lajes

Tabela 15 – Série de vazões - Bacia Amazônica

Aproveitamento	Bacia	Rio	Agente
Guaporé	Madeira	Guaporé	Tangará Energia
Samuel	Madeira	Jamari	Eletronorte
Dardanelos	Madeira	Aripuanã	Energética Águas da Pedra
Balbina	Uatumã	Uatumã	Manaus Energia
Curuá-Una	Curuá-Una	Curuá-Una	Eletronorte
Coaracy Nunes	Araguari	Araguari	Eletronorte

Tabela 16 – Série de vazões - Bacia Atlântico Leste, Sudeste e Paraguai

Aproveitamento	Bacia	Rio	Agente
Pedra do Cavalo	Paraguaçu	Paraguaçu	Votorantim Energia
Santa Clara	Mucuri	Mucuri	Energética Santa Clara
Rosal	Itabapoana	Itabapoana	Rosal Energia
Jauru	Paraguai	Jauru	Queiroz Galvão Energética
Itiquira I	Paraguai	Itiquira	Itiquira Energética
Ponte de Pedra	Paraguai	Correntes	Ponte de Pedra Energética
Manso	Paraguai	Manso	Furnas
Governador Parigot de Souza	Ribeira do Iguape	Capivari	Copel

Anexo V – Usos Consuntivos

É listada, a seguir, a fonte de informação referente aos usos consuntivos de todas as usinas hidrelétricas consideradas na configuração. Foram destacados, em vermelho, os usos consuntivos considerados de forma diferente do PMO.

Tabela 17 – Usinas com dados extrapolados para 2019

UHE	Fonte	Anos com Dados Homologados pela ANA:
G.B. MUNHOZ SEGREDO STA CLARA PR FUNDAO JORDAO SLT.SANTIAGO SALTO OSORIO SAO JOAO CACHOEIRINHA SALTO CAXIAS	Resolução ANA nº 210, de 22 de abril de 2004	1931 a 2010
CACU B. COQUEIROS SALTO SLT VERDINHO ITUMIRIM ESFORA OLHO DAGUA JUPIA P. PRIMAVERA ITAIPU	Resolução ANA nº 211, de 22 de abril de 2004	1931 a 2010
SERRA MESA e FIC CANA BRAVA e FIC SAO SALVADOR e FIC PEIXE ANGIC e FIC LAJEADO e FIC ESTREITO TOC COUTO MAGALH e FIC SANTA ISABEL TUCURUI	Resolução ANA nº 212, de 22 de abril de 2004	1931 a 2010
A.A. LAYDNER PIRAJU CHAVANTES OURINHOS L.N. GARCEZ CANOAS II CANOAS I CAPIVARA TAQUARUCU ROSANA	Resolução ANA nº 213, de 22 de abril de 2004	1931 a 2010
BARRA BONITA A.S. LIMA IBITINGA PROMISSAO NAVANHANDAVA GUARAPIRANGA BILLINGS	Resolução ANA nº 214, de 22 de abril de 2004	1931 a 2010

UHE	Fonte	Anos com Dados Homologados pela ANA:
CAMARGOS ITUTINGA FUNIL-GRANDE FURNAS M. DE MORAES ESTREITO JAGUARA IGARAPAVA VOLTA GRANDE P. COLOMBIA CACONDE E. DA CUNHA A.S.OLIVEIRA MARIMBONDO A. VERMELHA	Resolução ANA nº 215, de 22 de abril de 2004	1931 a 2010
SERRA FACAO EMBORCACAO NOVA PONTE MIRANDA CAPIM BRANC1 CAPIM BRANC2 CORUMBA IV CORUMBA III CORUMBA I ITUMBIARA CACH.DOURADA SAO SIMAO	Resolução ANA nº 216, de 22 de abril de 2004	1931 a 2010
I. SOLT. EQV	UC de Ilha Solteira (Resolução ANA nº 211/2004) + UC Três Irmãos (Resolução ANA nº 214/2004)	1931 a 2010
PAI QUERE BARRA GRANDE CAMPOS NOVOS MACHADINHO ITA PASSO FUNDO MONJOLINHO FOZ CHAPECO QUEBRA QUEIX SAO JOSE PASSO S JOAO ERNESTINA PASSO REAL JACUI ITAUBA D. FRANCISCA CASTRO ALVES MONTE CLARO 14 DE JULHO	Resolução ANA nº 96, de 09 de abril de 2007 - Projeto de reconstituição das séries de vazões da bacia do Uruguai (trecho nacional), Ijuí, Jacuí e das Antas	1931 a 2010
BAU I CANDONGA GUILMAN-AMOR SA CARVALHO SALTO GRANDE P. ESTRELA AIMORES	Resolução ANA nº 96/2007 - Projeto de reconstituição das séries de vazões da bacia do Doce	1931 a 2010
MURTA e FIC ITAPEBI	Resolução ANA nº 96/2007 - Projeto de reconstituição das séries de vazões da bacia do Jequitinhonha	1931 a 2010
MAUA e FIC	Revisão do inventário do rio Tibagi	1931 a 2006

UHE	Fonte	Anos com Dados Homologados pela ANA:
PARAIBUNA SANTA BRANCA JAGUARI FUNIL LAJES P. PASSOS PICADA SOBRAGI SIMPLICIO ILHA POMBOS ITAOCARA I	Projeto de revisão das séries de vazões da bacia do Paraíba do Sul	1931 a 2010
GUAPORE SAMUEL BALBINA CURUA-UNA	Resolução ANA nº 96/2007 - Projeto de reconstituição das séries de vazões da bacia do Amazonas	1931 a 2010
MANSO JAURU PONTE PEDRA ITIQUIRA I ITIQUIRA II ROSAL STA CLARA MG P. CAVALO G.P. SOUZA	Resolução ANA nº 96/2007 - Projeto de reconstituição das séries de vazões das bacias do Atlântico L-SE e Paraguai	1931 a 2010
RETIRO BAIXO e FIC TRES MARIAS e FIC QUEIMADO e FIC SOBRADINHO ITAPARICA COMP PAF-MOX XINGO B. ESPERANCA	Nota Técnica nº 019/2013/SPR-ANA	2006 e 2010 (apresenta sazonalidade mensal)
FONTES NILO PECANHA RONDON 2 CUBATAO	Resolução ANA nº 96/2007	1931 a 2010

Tabela 18 – Usinas com dados interpolados linearmente para 2019

UHE	Fonte	Anos com dados homologados pela ANA:
BATALHA	Resolução ANA nº 564, de 25 de outubro de 2010 (Outorga)	2010, 2015, 2020, 2025, 2030, 2035 e 2040
BAGUARI	Resolução ANA nº 682, de 21 de outubro de 2008 (Outorga)	2005, 2010, 2015, 2020, 2025, 2030, 2035 e 2040
MASCARENHAS	Resolução ANA nº 770, de 24 de outubro de 2011 (Outorga)	2007, 2012, 2017, 2022 e 2025 (apresenta sazonalidade mensal)
IRAPE e FIC	Resolução ANA nº 192, de 28 de maio de 2012 (Outorga)	2010, 2015, 2020, 2025, 2030 e 2035
JIRAU	Resolução ANA nº 269, de 27 de abril de 2009 (Outorga)	2006, 2011, 2016, 2021, 2026, 2031, 2036, 2041 e 2046
STO ANTONIO	Resolução ANA nº 465, de 11 de agosto de 2008 (Outorga)	2006, 2011, 2016, 2021, 2026, 2031, 2036, 2041 e 2046
DARDANELOS	Resolução ANA nº 344, de 30 de junho de 2008 (Outorga)	2008, 2013, 2018, 2023, 2028, 2033, 2038 e 2043
SLT APIACAS	Portaria SEMA-MT nº 249 de 18 de junho de 2012 (DRDH)	2012, 2017, 2022, 2027, 2032, 2037, 2042 e 2047
SINOP	Resolução ANA nº 772, de 24 de outubro de 2011 (DRDH)	2010, 2015, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040 e 2045
COLIDER	Resolução ANA nº 84, de 02 de abril de 2012 (Outorga)	2015, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040 e 2045

UHE	Fonte	Anos com dados homologados pela ANA:
TELES PIRES	Resolução ANA nº 501, de 11 de julho 2011 (Outorga)	2010, 2015, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040 e 2045
SAO MANOEL	Resolução ANA nº 129, de 28 de março de 2011 (DRDH)	2015, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040 e 2045
BELO MONTE	Resolução ANA nº 48, de 28 de fevereiro de 2011 (Outorga)	2009, 2019, 2029, 2039 e 2044
STO ANT JARI	Resolução ANA nº 529, de 18 de julho de 2011 (Outorga)	2010, 2015, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, e 2045
BAIXO IGUACU	Resolução ANA nº 142, de 17 de fevereiro de 2014 (Outorga)	2005, 2010, 2015, 2020, 2025, 2030, 2035 e 2040 (apresenta sazonalidade mensal)
GARIBALDI	Resolução ANA nº 1024, de 06 de agosto de 2013 (Outorga)	2015, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040 e 2045
SAO ROQUE	Resolução ANA nº 1016, de 06 de agosto de 2013 (Outorga)	2015, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040 e 2045

Tabela 19 – Usinas com valores constantes de usos consuntivos

UHE	Fonte
SALTO PILÃO	Portaria SDS nº 13/2012 , de fevereiro de 2012 (DRDH)

Tabela 20 – Usinas sem dados homologados pela ANA

UHE	Fonte
FOZ R. CLARO	Estimativa ONS
CACH CALDEIR	Estudo de viabilidade da UHE Cachoeira Caldeirão
COARA NUNES	Como o estudo de revisão das séries de vazões da bacia Amazônica apresenta uso consuntivo menor que o definido no estudo de viabilidade da UHE Cachoeira Caldeirão, adotou-se como uso consuntivo acumulado o mesmo valor do uso consuntivo acumulado de Cachoeira Caldeirão. Ou seja, o uso consuntivo incremental desta usina é igual à zero.
FERREIRA GOM	Estudo de viabilidade da UHE Ferreira Gomes

Tabela 21 – Usinas sem valores de usos consuntivos

UHE	Observação
HENRY BORDEN	Sem informação
TIJUCO ALTO	Sem informação
B.MONTE COMP	Para atendimento da restrição de vazão mínima a ser mantida no trecho de vazão reduzida, os usos consuntivos desta usina não são considerados.

Anexo VI – Evaporações Líquidas Atualizadas em Relação ao PMO: Lista de Usinas

Aproveitamento	Bacia	Rio
Boa Esperança	Parnaíba	Parnaíba
Irapé	Jequitinhonha	Jequitinhonha
Itapebi	Jequitinhonha	Jequitinhonha
Candongá	Doce	Doce
Guilman Amorim	Doce	Piracicaba
Sá Carvalho	Doce	Piracicaba
Salto Grande MG	Doce	Santo Antônio
Porto Estrela	Doce	Santo Antônio
Baguari	Doce	Doce
Aimorés	Doce	Doce
Mascarenhas	Doce	Doce
Barra Grande	Uruguai	Pelotas
São Roque	Uruguai	Canoas
Garibaldi	Uruguai	Canoas
Campos Novos	Uruguai	Canoas
Machadinho	Uruguai	Uruguai
Itá	Uruguai	Uruguai
Passo Fundo	Uruguai	Passo Fundo
Monjolinho	Uruguai	Passo Fundo
Foz do Chapecó	Uruguai	Uruguai
Quebra queixo	Uruguai	Chapecó
São José	Ijuí	Ijuí
Passo São João	Ijuí	Ijuí
Ernestina	Jacuí	Jacuí
Passo Real	Jacuí	Jacuí
Jacuí	Jacuí	Jacuí
Itaúba	Jacuí	Jacuí
Dona Francisca	Jacuí	Jacuí
Castro Alves	Das Antas	Das Antas
Monte Claro	Das Antas	Das Antas
14 de Julho	Das Antas	Das Antas
Salto Pilão	Itajaí-Açu	Itajaí-Açu

Anexo VII – Usinas Termelétricas Não Consideradas na Configuração de Referência

Usina	Subsistema	Potência (MW)	Observações
APARECIDA OC	N	20,00	Usina sem GF, indisponível após a entrada em operação da UTE Mauá 3
ARGENTINA 1	S	0,00	Usina fictícia para modelagem de contrato de intercâmbio com Argentina.
ARGENTINA 1B	S	0,00	Usina fictícia para modelagem de contrato de intercâmbio com Argentina.
ARGENTINA 2A	S	0,00	Usina fictícia para modelagem de contrato de intercâmbio com Argentina.
ARGENTINA 2B	S	0,00	Usina fictícia para modelagem de contrato de intercâmbio com Argentina.
ARGENTINA 2C	S	0,00	Usina fictícia para modelagem de contrato de intercâmbio com Argentina.
ARGENTINA 2D	S	0,00	Usina fictícia para modelagem de contrato de intercâmbio com Argentina.
CAMACARI D/G	NE	346,80	Modelada na UTE Camaçari G (84) no caso de GF
Camaçari Muricy II	NE	143,08	Usina sem previsão para entrada em operação comercial, de acordo com DMSE de Ago/2014. Não considerada no PMO de Set/2014.
CARIOBA	SE/CO	36,00	Operação comercial suspensa - Despacho ANEEL nº 4101/2011
CIDADE NOVA	N	19,00	Usina sem GF, indisponível após a entrada em operação da UTE Mauá 3
DISTRITO A	N	19,00	Usina sem GF, indisponível após a entrada em operação da UTE Mauá 3
DISTRITO B	N	18,00	Usina sem GF, indisponível após a entrada em operação da UTE Mauá 3
DO ATLAN_CSA	SE/CO	254,80	Modelada na UTE Do Atlântico (183) nos casos de GF e PDE
ELECTRON	N	30,00	Usina sem GF, indisponível após a entrada em operação da UTE Mauá 3
FLORES 1	N	20,00	Usina sem GF, indisponível após a entrada em operação da UTE Mauá 3
FLORES 2	N	20,00	Usina sem GF, indisponível após a entrada em operação da UTE Mauá 3
FLORES 3	N	20,00	Usina sem GF, indisponível após a entrada em operação da UTE Mauá 3
FLORES 4	N	18,00	Usina sem GF, indisponível após a entrada em operação da UTE Mauá 3
IRANDUBA	N	45,00	Usina sem GF, indisponível após a entrada em operação da UTE Mauá 3
MAUA B1	N	40,00	Usina sem GF, indisponível após a entrada em operação da UTE Mauá 3
MAUA B5A	N	28,00	Usina sem GF, indisponível após a entrada em operação da UTE Mauá 3
MAUA B5B	N	28,00	Usina sem GF, indisponível após a entrada em operação da UTE Mauá 3
MAUA B6	N	130,00	Usina sem GF, indisponível após a entrada em operação da UTE Mauá 3
MAUA B7	N	27,00	Usina sem GF, indisponível após a entrada em operação da UTE Mauá 3
MC2 Camaçari 2	NE	176,52	Usina sem previsão para entrada em operação comercial, de acordo com DMSE de Ago/2014. Não considerada no PMO de Set/2014.
MC2 Camaçari 3	NE	176,52	Usina sem previsão para entrada em operação comercial, de acordo com DMSE de Ago/2014. Não considerada no PMO de Set/2014.
MC2 Governador Mangabeira	NE	176,52	Usina sem previsão para entrada em operação comercial, de acordo com DMSE de Ago/2014. Não considerada no PMO de Set/2014.
MC2 Nossa Senhora do Socorro	NE	176,52	Usina sem previsão para entrada em operação comercial, de acordo com DMSE de Ago/2014. Não considerada no PMO de Set/2014.
MC2 Santo Antônio de Jesus	NE	176,52	Usina sem previsão para entrada em operação comercial, de acordo com DMSE de Ago/2014. Não considerada no PMO de Set/2014.
MC2 Sapeaçu	NE	176,52	Usina sem previsão para entrada em operação comercial, de acordo com DMSE de Jun/2014. Não considerada no PMO de Jul/2014.
NUTEPA	S	24,00	Operação comercial suspensa - Despacho ANEEL nº 3970/2011
P.MEDICI A	S	126,00	Operação comercial suspensa - Despachos ANEEL nº 4094/2013 e nº 2624/2014
Pecém II	NE	143,08	Usina sem previsão para entrada em operação comercial, de acordo com DMSE de Ago/2014. Não considerada no PMO de Set/2014.
PIE-RP	SE/CO	30,00	Operação comercial suspensa - Despacho ANEEL nº 1035/2013
PIRAT.12 G	SE/CO	200,00	Operação comercial suspensa - Despacho ANEEL nº 4005/2011
R.SILVEIRA	SE/CO	30,00	Operação comercial suspensa - Despacho ANEEL nº 3977/2012
S.JERONIMO	S	20,00	Operação comercial suspensa - Despachos ANEEL nº 4630/2011 e nº 2623/2014
SAO JOSE 1	N	30,00	Usina sem GF, indisponível após a entrada em operação da UTE Mauá 3
SAO JOSE 2	N	18,00	Usina sem GF, indisponível após a entrada em operação da UTE Mauá 3
ST.CRUZ 34	SE/CO	436,00	Operação comercial suspensa - Despacho ANEEL nº 3263/2012
UTE BRASILIA	SE/CO	10,00	Operação comercial suspensa - Despacho ANEEL nº 4204/2011

Anexo VIII – Configuração Termelétrica de Referência

Usina	Subsistema	Combustível	Potência Efetiva (MW)	FCmax (%)	TEIF (%)	IP (%)	Disponibilidade máxima (MWmed)	Inflexibilidade (MWmed)	CVU (R\$/MWh)
ALTOS	NE	DIESEL	13,1	100	7,43	0	12,13	0	672,68
ANGRA 1	SE/CO/AC/RO	NUCLEAR	640	100	4,02	18,57	500,20	500,19	23,29
ANGRA 2	SE/CO/AC/RO	NUCLEAR	1350	100	1,06	7,65	1233,51	1080	19,56
ANGRA 3	SE/CO/AC/RO	NUCLEAR	1405	100	2	6,84	1282,72	1282,7	24,5
APARECIDA	N/MAN	OLEO	166	100	4	5,87	150,01	0	302,19
ARACATI	NE	DIESEL	11,5	100	9,52	0,02	10,40	0	672,68
ARAUCARIA	S	GAS	484,5	99,9	2,42	5,31	447,22	0	414,39
BAHIA 1	NE	OLEO	31,6	98	4	2	29,13	0	735,12
BAIXADA FLU	SE/CO/AC/RO	GAS	530	100	2	3	503,82	0	106,79
BATURITE	NE	DIESEL	11,5	100	7,68	0	10,62	0	672,68
CAMACARI G	NE	GAS	346,8	91	14,44	11,52	238,91	0	732,99
Camacari MI	NE	OLEO	151,7	100	4	2	142,72	0	840,68
Camacari PI	NE	OLEO	150	100	4	2	141,12	0	840,68
CAMPINAGRANDE	NE	OLEO	169,1	100	1,3	2,7	162,40	0	590,43
CAMPO GRANDE	NE	BIOMASSA	150	100	1,5	3,5	142,58	23,76	87,8
CAMPO MAIOR	NE	DIESEL	13,1	100	9,27	0	11,89	0	672,68
CANDIOTA 3	S	CARVAO	350	100	5,5	4,1	317,19	210	60,01
CANOAS	S	DIESEL	250,6	99,2	1,75	6,74	227,78	0	674,64
CANTO BURITI	NE	BIOMASSA	150	100	1,5	3,5	142,58	23,76	93,93
CAUCAIA	NE	DIESEL	14,8	100	9,26	0,01	13,43	0	672,68
CCBS_L1	SE/CO/AC/RO	GAS	157,2	100	2,26	2	150,57	62,87	231,61
CCBS_L13	SE/CO/AC/RO	GAS	58,8	100	2,26	2	56,32	23,53	348,51
CHARQUEADAS	S	CARVAO	72	100	13,56	25,22	46,54	24	183,24
Cisframa	S	BIOMASSA	4	90	3,5	6	3,27	0	214,73
COCAL	SE/CO/AC/RO	BIOMASSA	28,2	100	2	2	27,08	0	167,13
CRATO	NE	DIESEL	13,1	100	7,82	0	12,08	0	672,68
CUIABA G CC	SE/CO/AC/RO	GAS	529,2	100	0,63	9,5	475,91	0	511,77
DAIA	SE/CO/AC/RO	DIESEL	44,4	85	2,85	2,86	35,62	0	732,44
DO ATLANTICO	SE/CO/AC/RO	GAS PROCES	490	93	2	6	419,79	419,78	133,48
EBOLT_L1	SE/CO/AC/RO	GAS	320,7	100	5,06	3,91	292,57	0	205,61
EBOLT_L13	SE/CO/AC/RO	GAS	65,3	100	5,06	3,91	59,57	0	344,84
ENGUIA PECÉM	NE	DIESEL	14,8	100	8,09	0	13,60	0	672,68
ERB CANDEIAS	NE	BIOMASSA	16,8	100	3	5	15,48	0	62,62
FAFEN	NE	GAS	138	99,6	14,73	6,94	109,07	0	258,85
FIGUEIRA	S	CARVAO	20	87	27,55	25,91	9,34	5	361
FORTALEZA	NE	GAS	326,6	98	1,5	4,03	302,56	223	109,65
GERAMAR I	N/MAN	OLEO	165,9	96	1,3	2,7	152,95	0	590,41
GERAMAR II	N/MAN	OLEO	165,9	96	1,3	2,7	152,95	0	590,41
GLOBAL I	NE	OLEO	148,8	100	2	2	142,91	0	665,16
GLOBAL II	NE	OLEO	148,8	100	2	4	139,99	0	665,16
Goiania 2 BR	SE/CO/AC/RO	DIESEL	140	97	3	2	129,09	0	797,22
IBIRITERMO	SE/CO/AC/RO	GAS	226	100	1,24	4,17	213,89	0	259,87
IGARAPE	SE/CO/AC/RO	OLEO	131	100	9,96	22,54	91,37	2,23	645,3
IGUATU	NE	DIESEL	14,8	100	9,67	0	13,37	0	672,68
J.LACERDA A1	S	CARVAO	100	100	10,6	10,64	79,89	0	224,1
J.LACERDA A2	S	CARVAO	132	100	5,98	8,71	113,30	33	169,48
J.LACERDA B	S	CARVAO	262	100	1,96	11,52	227,27	120	169,01
J.LACERDA C	S	CARVAO	363	100	3,6	11,29	310,42	300	139,39
JUAZEIRO	NE	DIESEL	14,8	100	6,81	0	13,79	0	672,68
JUIZ DE FORA	SE/CO/AC/RO	GAS	87,1	100	2,35	1,69	83,62	0	188,54
LINHARES	SE/CO/AC/RO	GAS	204	100	2	3	193,92	0	181,58
MACAE MER	SE/CO/AC/RO	GAS	928,7	100	3,13	2,87	873,81	0	361,96
MARACANAU I	NE	OLEO	168	97	3	2	154,91	0	572,98
MARAMBAIA	NE	DIESEL	13,1	100	12,88	0	11,41	0	672,68
MARANHAO III	N/MAN	GAS	518,8	100	1,85	1,62	500,95	241,63	63,33
MARANHAO IV	N/MAN	GAS	337,6	100	1	2	327,54	0	111,72
MARANHAO V	N/MAN	GAS	337,6	100	1	2	327,54	0	111,72
MAUA 3	N/MAN	GAS	583	100	3,7	3,81	540,04	540	0,01
MAUA B3	N/MAN	OLEO	110	100	4	5,29	100,01	0	411,92
MAUA B4	N/MAN	OLEO	150	90	10	10	109,35	0	452,49
MC2 N VENECI	N/MAN	GAS	176,2	100	1	2	170,95	0	166,67
NAZARIA	NE	DIESEL	13,1	100	10,85	0	11,68	0	672,68
NORTEFLU-1	SE/CO/AC/RO	GAS	400	100	0	0	400,00	399,99	37,8
NORTEFLU-2	SE/CO/AC/RO	GAS	100	100	14,08	7,84	79,18	0	58,89
NORTEFLU-3	SE/CO/AC/RO	GAS	200	100	14,08	7,84	158,37	0	102,84
NORTEFLU-4	SE/CO/AC/RO	GAS	126,8	100	14,08	7,84	100,41	0	309
NOVAPIRAT	SE/CO/AC/RO	GAS	572,1	97	3,63	7,51	494,63	0	320,92

Usina	Subsistema	Combustível	Potência Efetiva (MW)	FCmax (%)	TEIF (%)	IP (%)	Disponibilidade máxima (MWmed)	Inflexibilidade (MWmed)	CVU (R\$/MWh)
P. PECÉM 1	NE	CARVAO	720,3	100	1,7	8,3	649,29	0	109,29
P. PECÉM 2	NE	CARVAO	365	100	1,5	3,5	346,94	0	117,94
P.MEDICI B	S	CARVAO	320	90	56,32	30,2	87,81	87,81	115,9
PALMEIRA GOI	SE/CO/AC/RO	DIESEL	175,6	80	2,5	2,2	133,95	0	765,7
PARNAIBA IV	N/MAN	GAS	56,3	100	0,5	1	55,46	0	69
Pau Ferro I	NE	DIESEL	94,1	100	0	0	94,10	0	1129,48
PERNAMBUCO 3	NE	OLEO	200,8	100	1	2	194,82	0	435,63
PETROLINA	NE	OLEO	136	100	2,5	5,5	125,31	0	922,35
PIE C ROCHA	N/MAN	GAS	85,4	100	1	20,72	67,03	67	0,01
PIE JARAQUI	N/MAN	GAS	75,5	86,9	4	0	62,99	62,98	0,01
PIE MANAUARA	N/MAN	GAS	66,8	100	2,5	0,39	64,88	64,87	0,01
PIE P NEGRA	N/MAN	GAS	66	100	2,5	0,53	64,01	64	0,01
PIE TAMBAQUI	N/MAN	GAS	93	70,6	4	0	63,03	63	0,01
PORTO ITAQUI	N/MAN	CARVAO	360,1	100	1,5	3,5	342,28	0	112,58
Potiguar	NE	DIESEL	53,1	100	2	2	51,00	0	1018,78
Potiguar III	NE	DIESEL	66,4	82,5	0	0	54,78	0	1018,77
SANTANA 1 W	N/MAN	DIESEL	58,1	100	2	8	52,38	0	538,78
SANTANA 2 GE	N/MAN	DIESEL	50	100	2	8	45,08	0	744,36
ST.CRUZ NOVA	SE/CO/AC/RO	GAS	500	100	2,2	6,3	458,19	0	118,14
SUAPE II	NE	OLEO	381,3	100	1	2	369,94	0	600,5
SUZANO MA	N/MAN	BIOMASSA	254,8	100	0	0	254,80	254,79	0,01
T LAGOAS_L1	SE/CO/AC/RO	GAS	134,3	100	1,2	2,88	128,87	0	132,23
T LAGOAS_L13	SE/CO/AC/RO	GAS	215,8	100	1,2	2,88	207,07	0	347,57
T.NORTE 2	SE/CO/AC/RO	OLEO	340	100	2,33	3,39	320,82	0	551,09
TERMOBAHIA	NE	GAS	185,9	85,5	7,44	8	135,35	0	205,25
TERMOCABO	NE	OLEO	49,7	98	2	2	46,78	0	583,24
TERMOCEARA	NE	GAS	223	100	4,04	4,31	204,77	0	225,08
Termomanaus	NE	DIESEL	143	100	0	0	143,00	0	1129,48
TERMONORDEST	NE	OLEO	170,9	95	3	1	155,91	0	586,31
TERMOPARAIBA	NE	OLEO	170,9	95	3	1	155,91	0	586,31
TERMOPE	NE	GAS	532,8	100	7,04	5,51	468,00	348,8	70,16
TERMORIO_L1	SE/CO/AC/RO	GAS	770,3	100	4,3	2,64	717,72	74,73	158,86
TERMORIO_L13	SE/CO/AC/RO	GAS	265,7	100	4,3	2,64	247,56	25,77	345,76
URUGUAIANA G	S	GAS	639,9	94	0,31	74,18	154,83	0	724,99
UTE SOL	SE/CO/AC/RO	PROCES	196,5	100	6,22	14,02	158,44	132,98	0,01
VALE DO ACU	NE	GAS	367,9	84,3	4,96	2,9	286,21	0	287,83
VIANA	SE/CO/AC/RO	OLEO	174,6	100	1,3	2,7	167,68	0	590,42
W.ARJONA G	SE/CO/AC/RO	GAS	206,4	100	6,94	5,12	182,24	0	197,85

Anexo IX – Usinas Hidrelétricas com Benefício Indireto Vigente

Usina	Benefício Indireto (MW médios)	Ato Legal
IRAPE	7,5	Contrato de Concessão nº 14/2000 - ANEEL - AHE IRAPÉ Portaria nº 184, de 27 de dezembro de 2012
CORUMBA IV	7,2	Contrato de Concessão nº 93/2000 - ANEEL – AHE CORUMBÁ IV
ESPORA	1,5	Contrato de Concessão nº 13/2001 - ANEEL - AHE ESPORA
BARRA GRANDE	35	Contrato de Concessão nº 036/2001 - ANEEL - AHE BARRA GRANDE
STA CLARA PR	4,8	Contrato de Concessão nº 125/2001 - ANEEL - Complexo Energético Fundão-Santa Clara - AHE'S FUNDÃO e SANTA CLARA
CORUMBA III	1,4	Contrato de Concessão nº 126/2001 - ANEEL - AHE CORUMBÁ III
SERRA FACAO	76,7	Contrato de Concessão nº 129/2001 - ANEEL - AHE SERRA DO FACÃO
PEIXE ANGICAL	1	Contrato de Concessão Nº 130/2001 - ANEEL - AHE PEIXE ANGICAL Portaria nº 11, de 2 de maio de 2006 Portaria nº 11, de 19 de maio de 2011
BATALHA	12,2	Portaria nº 511, de 25 de outubro de 2005
RETIRO BAIXO	0	Portaria nº 511, de 25 de outubro de 2005
MAUA	2,5	Contrato de Concessão nº 001/2007 - MME - UHE MAUÁ Portaria nº 246, de 13 de setembro de 2006
JIRAU	2,9	Portaria nº 26, de 1º de agosto de 2011
SAO ROQUE	13,5	Contrato de Concessão nº 01/2012 - MME - UHE SÃO ROQUE Portaria nº 37, de 17 de novembro de 2011
SINOP	26,3	Contrato de Concessão nº 01/2014- MME - UHE SINOP Portaria nº 65, de 25 de julho de 2013

Anexo X – Referências

1. Portaria MME nº 303, de 18 de novembro de 2004.
2. Portaria MME nº 258, de 28 de julho de 2008.
3. Nota Técnica MME/CCPE-ONS - “Garantia Física de Energia e Potência Metodologia, Diretrizes e Processo de Implantação”, anexa à Portaria MME nº 303/2004.
4. Nota Técnica EPE-DEE-RE-081/2007-r2, de 26 de setembro de 2007 - “Garantia Física dos Empreendimentos Termelétricos do Leilão de Compra de Energia Nova de A-3 e A-5 de 2007”.
5. Relatório do ONS “Inventário de restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos”, Revisão-1 de 2014.
6. Relatório ONS RE ONS/0171/2013 – Novembro / 2013 - “Atualização de séries históricas de vazões - Período 1931 a 2012”.
7. Nota Técnica EPE-DEE-RE-052/2014-r1, Junho de 2014 - "Custo Marginal de Expansão CME - Metodologia e Cálculo 2014".