

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ PROGRAMA DE
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA**

Juliany Martins da Silva

**Análise da Metodologia para o Cálculo e dos Mecanismos
Regulatórios para Revisão da Garantia Física de Centrais
Hidrelétricas Não Despachadas Centralizadamente**

Itajubá, setembro de 2017

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ PROGRAMA DE
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA**

Juliany Martins da Silva

**Análise da Metodologia para o Cálculo e dos Mecanismos
Regulatórios para Revisão da Garantia Física de Centrais
Hidrelétricas Não Despachadas Centralizadamente**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia de Energia.

Área de concentração: Planejamento e Gestão de Sistemas Energéticos

Orientador: Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho

Setembro de 2017

Itajubá

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ PROGRAMA DE
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA**

Juliany Martins da Silva

**Análise da Metodologia para o Cálculo e dos Mecanismos
Regulatórios para Revisão da Garantia Física de Centrais
Hidrelétricas Não Despachadas Centralizadamente**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 14 de agosto de 2017, conferindo ao autor o título de **Mestre em Ciências em Engenharia de Energia**.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho (Orientador)

Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

Prof. Dr. Jamil Haddad

Itajubá

2017

Dedico à minha família, que sempre
confiou e apoiou as minhas decisões.

AGRADECIMENTOS

Diante da impossibilidade de agradecer a todos que estiveram envolvidos com a criação deste trabalho ou com a trajetória de obtenção do meu título de mestre, peço desculpas antecipadas a quem não tiver seus nomes citados.

Meus sinceros agradecimentos ao Professor Geraldo Lúcio Tiago Filho, que me acompanhou em todos os momentos deste trabalho, compartilhando suas experiências e reconhecendo meu esforço em fazer o meu melhor.

A todos do CERPCH que estiveram presentes no meu dia-a-dia e me fizeram sentir acolhida em Itajubá. Em especial à minha amiga-irmã, Michele, que assumiu uma importância imensurável em minha vida em tão pouco tempo, e à Camila, sempre presente com a sinceridade e postura que muito admiro.

À minha Mãe por me apoiar e entender a minha necessidade de ir um pouco mais longe, mesmo que por ela eu nunca tivesse saído de perto. Junto ao Ronaldo, me fizeram me sentir amparada e amada todas as vezes que voltei à minha eterna casa, Brasília.

À minha avó, Francisca, com quem tenho uma sintonia e amor imensurável. Está sempre junto de mim, dedicando toda sua atenção e demonstrando interesse nos meus longos e complexos discursos.

Aos colegas da ANEEL, em especial ao Issao Hirata pelas ótimas ideias, ao Odair José Manfroi pelas elucidações e aos que me receberam na Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração para o levantamento dos dados aqui utilizados.

Agradeço, por fim, aos professores membros da banca de qualificação e defesa: Prof. Dorel Ramos, Prof. Jamil Haddah e Prof. Rafael Leme, pela dedicação na leitura e entendimento desta dissertação, suas contribuições foram essenciais.

“Na vida, não existe nada a temer,
mas a entender.”
– Marie Curie

RESUMO

A garantia física é definida como o montante máximo de energia elétrica que pode ser comercializado por meio de contratos por um empreendimento de geração. Para as centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente, a garantia física é calculada com base em uma série histórica de vazões médias mensais e nas características técnicas do empreendimento em questão.

Os parâmetros utilizados no cálculo da garantia física foram analisados por meio da elasticidade a fim de verificar a influência de cada variável no resultado. Demonstrou-se assim que a variação do rendimento e da perda de carga com a vazão pode modificar consideravelmente a garantia física calculada. Comparou-se também o uso da série de vazões médias diárias e da série de vazões médias mensais, demonstrando que o uso de médias mensais esconde extremos de vazões e eleva a média ao considerar vazões não operativas, o engolimento mínimo das turbinas hidráulicas.

Mudanças na metodologia de cálculo da garantia física permitem aproximá-la da realidade, porém também são necessários mecanismos regulatórios para o procedimento de revisão desse montante. É necessário incentivar e viabilizar os investimentos na fonte, mas também é necessário estabelecer as devidas punições e trazer segurança energética para o planejamento do Setor Elétrico.

Nesta dissertação, analisou-se o impacto de três metodologias de revisão (ajuste) da garantia física: o método atual de revisão da garantia física, o método utilizado para a contabilização da produção de energia de reserva proveniente de pequenas centrais hidrelétricas vencedoras de leilão específico realizado em 2016 e uma nova metodologia, denominada “menu regulatório”, proposta nesta dissertação.

O menu regulatório proposto é resultante de uma adaptação para a revisão da garantia física da metodologia de ajuste de tarifas de distribuição de água, gás e energia elétrica, utilizada por órgãos reguladores britânicos. Essa metodologia visa incentivar a qualidade da informação declarada na definição da garantia física e dar liberdade para o empreendedor prever a sua geração, estabelecendo equilíbrio no procedimento de revisão.

Palavras-Chave: Garantia Física; Pequenas Centrais Hidrelétricas; Menu Regulatório.

ABSTRACT

Physical security is conceptualized as the maximum amount of electric energy that can be traded through contracts for a generation enterprise. For non-centrally dispatched hydroelectric plants, the physical guarantee is calculated based on a historical series of monthly average flows and on the technical characteristics of the plant.

The parameters used in the calculation of the physical guarantee were analyzed by elasticity in order to verify the influence of each variable on the result. It concluded that the variation of the yield and the charge loss with the flow rate can considerably modify the calculated physical guarantee. It also compared the series of average daily flows and the series of monthly average flows, demonstrating that the use of monthly averages hides extremes of flows and raises the average when considering non-operative flows - the minimum flow required by the hydraulic turbine.

Changes in the methodology for calculating physical guarantee can make it closer to the real figure, but regulatory mechanisms are also required for the amount review procedure. It is necessary to encourage and make possible the investments in the source, but it is also required to set penalties and to establish energy security for planning the Electric Sector.

This dissertation analyzed the impact of three physical guarantee revision (adjustment) methodologies: the current method of physical guarantee revision; the method used to account the production of reserve energy from small hydroelectric plants that won a specific auction conducted in 2016; and a new methodology, denominated "menu regulation" - proposed in this dissertation.

The proposed menu regulation is the result of an adaptation to the revision of the physical guarantee of the methodology for adjusting water, gas and electricity tariffs used by British regulatory agencies. This methodology aims to encourage the quality of the information declared in the definition of the physical guarantee and give the entrepreneur the freedom to predict its generation, establishing balance in the review procedure.

Keywords: Physical Guarantee; Small Hydropower Plants; Menu Regulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Potência e quantidade de PCHs aprovadas por ano na SCG/ANEEL. Fonte: (SCG/ANEEL, 2016)	21
Figura 2. Acompanhamento do Fator de Ajuste do MRE. Fonte: (CCEE, 2016).	25
Figura 3. Histórico mensal do GSF comparado com a geração, garantia física e energia secundária no MRE. Fonte: (ABRAGEL, 2016).....	25
Figura 4. Curva de rendimentos com variação da vazão para diferentes tipos de turbina.	40
Figura 5. Curva de rendimentos com variação da queda para diferentes tipos de turbina.	40
Figura 6. Curva característica de rendimento típica para um gerador elétrico. Fonte: (CERPCH, 2016).....	41
Figura 7. Relação entre o SPI e a razão geração/garantia física utilizada na definição da amostra para análise.	53
Figura 8. Localização dos 257 empreendimentos. Fonte: CERPCH, 2016.....	56
Figura 9. Mapa do índice de precipitação (SPI). Fonte: < http://clima1.cptec.inpe.br/spi/pt >.	56
Figura 10. Passos para cálculo da elasticidade energia-vazão.....	61
Figura 11. Ocorrência de vazões não operativas na série de vazões médias diárias.	64
Figura 12. Ocorrência de vazões não operativas na série de vazões médias mensais.....	65
Figura 13. Curvas de média acumulada da geração de empreendimentos da amostra.....	67
Figura 14. Fluxograma de processos para elaboração do menu regulatório pelo Ofgem. Fonte: MENEZES, LOKE e FALLON (2014) com adaptações.	70
Figura 15. Fluxograma de processos para elaboração do menu regulatório da garantia física, adaptado de Menezes, Loke e Fallon (2014).....	71
Figura 16. Fluxo de ajustes do menu regulatório.	77
Figura 17. Ajustes na garantia física do empreendimento 001 com o Menu Regulatório.	78
Figura 18. Ajustes na garantia física do empreendimento 002 com o Menu Regulatório.	79
Figura 19. Ajustes na garantia física do empreendimento 004 com o Menu Regulatório.	79
Figura 20. Ajustes na garantia física do empreendimento 005 com o Menu Regulatório.	80
Figura 21. Elasticidade energia-vazão de centrais dotadas de turbinas Francis (70% da amostra) para rendimento e perda de carga independentes da vazão.	82
Figura 22. Elasticidade energia-vazão de centrais dotadas de turbinas Kaplan (30% da amostra) para rendimento e perda de carga independentes da vazão.	82
Figura 23. Elasticidade energia-vazão de centrais dotadas de turbinas Francis para rendimento e perda de carga dependentes da vazão.	83

Figura 24. Elasticidade energia-vazão de centrais dotadas de turbinas Kaplan para rendimento e perda de carga dependentes da vazão.	83
Figura 25. Elasticidade energia-queda de centrais dotadas de turbinas Francis para parâmetros independentes da queda.	84
Figura 26. Elasticidade energia-queda de centrais dotadas de turbinas Kaplan para parâmetros independentes da queda.	84
Figura 27. Elasticidade energia-queda de centrais dotadas de turbinas Francis para parâmetros dependentes da queda.	85
Figura 28. Elasticidade energia-queda de centrais dotadas de turbinas Kaplan para parâmetros dependentes da queda.	85
Figura 29. Curvas médias de elasticidade energia-vazão.	87
Figura 30. Curvas médias de elasticidade energia-queda.	87
Figura 31. Garantia física calculada com parâmetros dependentes variando com a vazão versus geração dos empreendimentos da amostra.	91
Figura 32. Garantia física calculada com parâmetros constantes versus geração dos empreendimentos da amostra.	92
Figura 33. Histograma e forma log-normal da distribuição de probabilidade da série de vazões médias diárias.	93
Figura 34. Histograma e forma log-normal da distribuição de probabilidade da série de vazões médias mensais.	93
Figura 35. Histograma e forma normal da distribuição de probabilidade da série de vazões médias anuais.	94
Figura 36. Garantia física calculada sem a restrição do engolimento mínimo versus geração dos empreendimentos da amostra.	95
Figura 37. Garantia física calculada com vazão restrita a valores superiores ao engolimento mínimo versus geração dos empreendimentos da amostra.	96
Figura 38. Comparação entre a metodologia atual de cálculo da garantia física com vazão média mensal, sem restrição com o engolimento mínimo e parâmetros constantes <i>versus</i> metodologia proposta, com vazão média diária restrita a valores superiores ao engolimento mínimo e parâmetros variáveis.	97
Figura 39. Efeito na garantia física do empreendimento 001 com os três métodos de revisão analisados.	99
Figura 40. Efeito na garantia física do empreendimento 002 com os três métodos de revisão analisados.	99

Figura 41. Efeito na garantia física do empreendimento 004 com os três métodos de revisão analisados.	100
Figura 42. Efeito na garantia física do empreendimento 005 com os três métodos de revisão analisados.	100
Figura 43. Impacto da aplicação das metodologias de revisão de garantia física.	102

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Limites permitidos pela ANEEL para diferença entre a geração média de energia e a garantia física.....	23
Tabela 2. Menu regulatório proposto pelo Ofwat para a revisão periódica das tarifas da água. Fonte: (OXERA, 2015) com adaptações.	50
Tabela 3. Menu regulatório utilizado pelo Ofgem para revisão da tarifa de distribuição. Fonte: (COSSENT e GÓMEZ, 2013) com adaptações.	51
Tabela 4. Empreendimentos que compõem a amostra de estudo e suas garantias físicas.....	58
Tabela 5. Remuneração para saldos acumulados que ultrapassam a margem de 10% da obrigação contratual. Fonte: EPE, 2016 (adaptado).	69
Tabela 6. Calculadora do menu regulatório.....	75
Tabela 7. Menu regulatório para ajuste no montante de garantia física de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente.	76
Tabela 8. Impacto (valor percentual) no montante de garantia física depois da aplicação das metodologias de revisão.	101

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRAGEL	Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas em Energia Elétrica
CERPCH.....	Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas
CGH.....	Central Geradora Hidrelétrica
CVU.....	Custo Variável Unitário
DNAEE.....	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EM	Energia Média
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GF	Garantia Física
GSF.....	Generation Scaling Factor
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME.....	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MW	Megawatt
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
SCG	Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração
SIN.....	Sistema Interligado Nacional
SPI	Standardized Index Precipitation
SRG	Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração

TEO Tarifa de Energia de Otimização
UHE Usina Hidrelétrica
UNSI Usinas Não Simuláveis Individualmente
UTE Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	17
1.1.	Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas.....	19
1.2.	Mecanismo de Realocação de Energia.....	21
1.3.	Generation Scaling Factor – GSF.....	23
1.4.	Regulação da Garantia Física.....	26
1.5.	Justificativa do Trabalho	26
1.6.	Objetivos	27
1.7.	Estrutura da Dissertação	28
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	30
2.1.	Cálculo da Garantia Física	36
2.2.	Revisão da Garantia Física.....	43
2.3.	Mecanismos Regulatórios	45
3.	METODOLOGIA.....	52
3.1.	Levantamento de Dados	55
3.2.	Elasticidade das Variáveis.....	59
3.3.	Vazões Médias e Engolimento Mínimo	62
3.4.	Média Acumulada da Geração	66
3.5.	Leilão de Energia de Reserva.....	68
4.	MENU REGULATÓRIO	70
4.1.	Cálculo dos Parâmetros	71
4.2.	Aplicação da Metodologia	75
5.	RESULTADOS	81
5.1.	Elasticidade energia-vazão	81
5.2.	Elasticidade energia-queda.....	84
5.3.	Vazões Médias Diárias e o Engolimento Mínimo	92
5.4.	Metodologia de Cálculo da Garantia Física	96

5.5.	Metodologias de Revisão da Garantia Física	98
6.	CONCLUSÃO.....	103
6.1.	Sugestões para Trabalhos Futuros.....	105
7.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	106

1. INTRODUÇÃO

O Operador Nacional do Sistema – ONS é o órgão responsável por coordenar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN. O relacionamento entre um empreendimento de geração e o ONS é caracterizado pela modalidade de operação, definida a partir da avaliação dos impactos verificados na operação hidráulica e energética do SIN e na segurança da rede. Tais impactos dependem do porte e da localização dos empreendimentos.

De acordo com o Decreto nº 3.653/2000 (BRASIL, 2000), cabe ao ONS avaliar, mediante critérios aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, quais usinas deverão ser programadas e despachadas centralizadamente. O programa de geração pode ser estabelecido de forma coordenada e centralizada, em bases mensais, semanais e diárias, e o despacho de geração no tempo real coordenado, estabelecido, supervisionado e controlado pelo ONS.

Nesse contexto, o Módulo 26 – Submódulo 26.2 – dos Procedimentos de Rede, documentos que estabelecem as sistemáticas e os requisitos técnicos necessários para realização de diversas atividades no âmbito do SIN, classifica a modalidade de operação dos empreendimentos de geração em Tipo I, Tipo II-A, Tipo II-B e Tipo III (ONS, 2011).

O Tipo I inclui as usinas conectadas à Rede Básica¹, cuja operação hidráulica possa afetar a operação de outras usinas Tipo I e, ainda, usinas conectadas fora da rede básica cuja máxima potência líquida injetada no SIN contribua para minimizar problemas operativos e proporcionar maior segurança para a rede de operação, nessa modalidade todas usinas têm a programação e o despacho centralizados.

O Tipo II inclui as usinas não classificadas como Tipo I, para as quais há necessidade de oferecer informações ao ONS, de forma a possibilitar a sua representação individualizada, pois afetam os processos de planejamento, programação da operação, operação em tempo real, normatização, pré-operação e pós-operação. Essa modalidade é subdividida em:

¹ A Rede Básica do SIN, simplificada, constitui-se de instalações de transmissão que estão em tensão igual ou superior a 230 kV.

- a) Tipo II-A: Usinas Térmicas – UTEs não classificadas como Tipo I e que têm Custo Variável Unitário – CVU declarado, assim como o Tipo I, tanto a programação quanto o despacho das usinas dessa modalidade são centralizados.
- b) Tipo II-B: possui a programação da operação centralizada e estabelecida pelo ONS em bases mensais, semanais e diárias. Porém, o despacho de geração não é coordenado, estabelecido ou controlado pelo ONS, sendo necessário que o agente apenas informe o despacho programado e as reprogramações em tempo real.

São caracterizadas como Tipo II-B as usinas que devido às características intermitentes da fonte primária, apresentam limitações que impedem o atendimento ao despacho centralizado de forma sistemática, é o caso das PCHs, UTEs à biomassa, UTEs com cogeração, usinas eólicas e fotovoltaicas. Esse Tipo também inclui as UHEs cujo reservatório impacta a operação de usinas Tipo I.

- c) Tipo II-C: caracteriza as usinas participantes de um Conjunto de Usinas que embora individualmente não impactem a operação do SIN, quando analisadas em conjunto com outras usinas que compartilham o mesmo ponto de conexão, totalizam uma injeção de potência significativa, com impacto na rede de operação.

Para possibilitar a operação em forma de Conjunto, há necessidade de relacionamento com o ONS. As usinas participam dos processos de ampliações, reforços e planejamento e devem informar sua geração programada e reprogramações em tempo real para que sejam consideradas na programação da operação.

O Tipo III inclui as usinas não conectadas à rede básica, autoprodutoras conectadas à rede básica ou com a demanda permanentemente maior que a geração. Não causam impactos na operação do SIN, assim, tanto a programação quanto o despacho não são centralizados (ONS, 2011, Submódulo 26.2).

O objeto deste estudo são empreendimentos hidrelétricos não despachados centralizadamente, aqueles que não possuem o despacho de geração no tempo real coordenado, estabelecido, supervisionado e controlado pelo ONS, podendo ser enquadrados nas modalidades Tipo II-B, Tipo II-C ou Tipo III. A maioria enquadrada nessas modalidades é de

pequeno porte, Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs ou Centrais de Geração Hidrelétrica – CGHs.

Assim sendo, o ONS não tem ação sobre a operação dessas usinas, mesmo que sejam supervisionadas, embora conheça o quanto estão gerando, não pode agir nessa geração. Para o ONS, independente da forma em que são classificadas, conforme mostrado anteriormente, as PCHs e CGHs, assim como as eólicas e termelétricas à biomassa são Usinas Não Simuláveis Individualmente – UNSI.

As UNSI são planejadas nos modelos computacionais utilizando uma janela móvel de 5 anos passados, atualizada anualmente, e admite-se que no futuro essas usinas vão gerar essa média de 5 anos. Quando não há esse histórico, o ONS calcula o montante de energia a ser considerado com a soma das potências instaladas multiplicada por um fator calculado por mês, fonte e submercado.

O fator é calculado pela razão entre a média da geração líquida e a média da potência dos últimos cinco anos de cada usina, somadas e divididas pelo número de usinas. Assim como para o cálculo das garantias físicas, o fator calculado pelo ONS utiliza dados passados para previsões e não admite a aleatoriedade da geração dos empreendimentos (ANEEL, 2011).

1.1. Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas

Os critérios de enquadramento de PCHs foram estabelecidos inicialmente pela Portaria nº 109, de 24 de novembro de 1982 do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE e revisados em dois momentos: em 1984 e em 1987. Com a criação da ANEEL, em 1996, novos critérios foram definidos pela Resolução Normativa ANEEL nº 394, de 04 de dezembro de 1998 devido à necessidade de estimular os aproveitamentos de menor porte em meio à reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.

Posteriormente, foram revisados novamente pela Resolução Normativa ANEEL nº 652, de 9 de dezembro de 2003, que adicionou alternativas para manter a condição de PCH quando a área do reservatório superasse o limite até então definido em 3 km² e o ampliou para 13 km². Mais recentemente, em 2015, tais critérios foram revisados pela Resolução Normativa ANEEL nº 673, de 4 de agosto de 2015.

Estabeleceu-se como empreendimentos com características de PCH aqueles destinados à autoprodução ou à produção independente de energia elétrica, cuja potência seja superior a 3 MW e igual ou inferior a 30 MW e com área de reservatório de até 13 km², excluindo a calha do rio. Faz-se exceção quanto à área do reservatório quando este for de regularização, no mínimo, semanal ou cujo dimensionamento foi baseado em outros objetivos que não o de geração de energia elétrica.

O procedimento de aprovação do projeto básico de PCHs também foi modificado pela Resolução ANEEL nº 673/2015, o procedimento se tornou mais simples e com menos interferência técnica da agência reguladora. Isto é, a ANEEL passou a limitar a análise do projeto básico aos aspectos regulatórios, não intervindo em aspectos técnicos.

Para aprovação, o projeto elaborado com referência ao potencial hidráulico e à partição de quedas definidos nos estudos de inventário, deve constar do Sumário Executivo, dos parâmetros utilizados para o cálculo da garantia física, das correspondentes ARTs e do arquivo digital contendo todo o projeto básico desenvolvido.

Essas mudanças foram significativas para o setor, muitos projetos foram destravados, aumentando significativamente o número de projetos aprovados na ANEEL. A Figura 1 apresenta a quantidade de projetos de PCHs aprovados por ano na Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG/ANEEL. Em 2015, a quantidade de PCHs aprovadas cresceu cerca de 3 vezes mais que nos anos anteriores, um crescimento de 3,5 vezes na potência incrementada em relação a 2014.

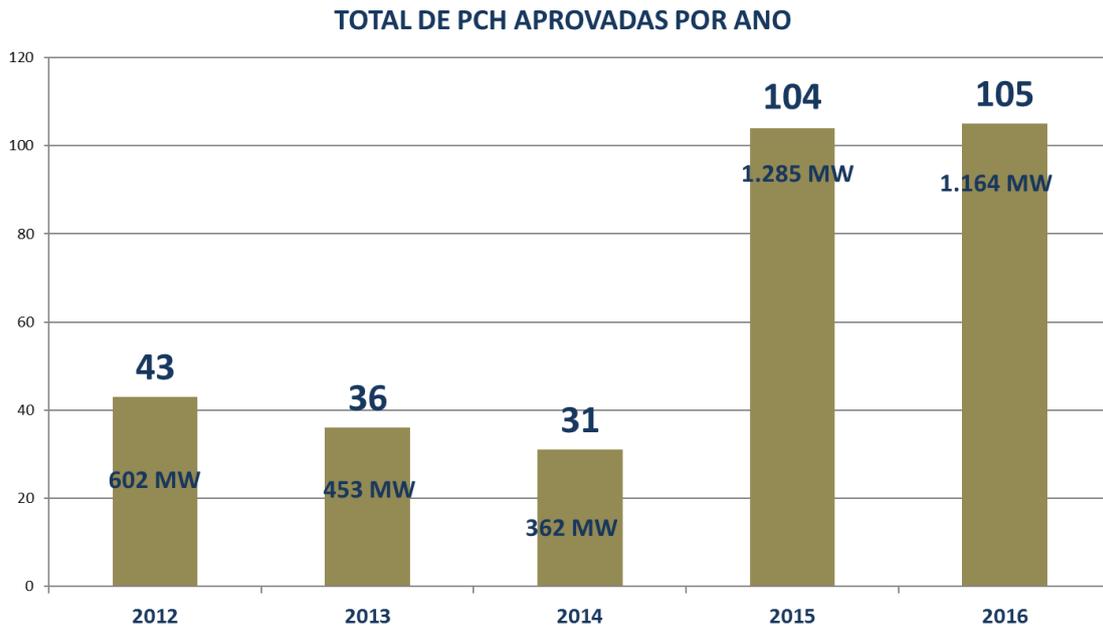


Figura 1. Potência e quantidade de PCHs aprovadas por ano na SCG/ANEEL.
Fonte: (SCG/ANEEL, 2016)

Em 2016, a Lei nº 13.360 de 17 de novembro, trouxe mais mudanças para o cenário de aproveitamentos hidrelétricos de pequeno porte com a definição por potência de CGH em até 5 MW, o que aumentou a tendência, iniciada pelas modificações anteriores, de empreendimentos antes classificados como PCHs solicitarem a alteração para a condição de CGHs.

Também na Lei nº 13.360/2016 definiu-se que a exclusão de um empreendimento do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE somente ocorrerá por solicitação própria ou em caso de perda de outorga. Consequentemente, a geração abaixo da garantia física deixa de ser avaliada para a saída do MRE, até então essa condição era definida pela Resolução Normativa ANEEL nº 409 de 10 de agosto de 2010.

1.2. Mecanismo de Realocação de Energia

O Mecanismo de Realocação de Energia – MRE tem como objetivo o compartilhamento do risco hidrológico entre os agentes de geração. Como numa espécie de condomínio, o gerador que produziu acima da sua garantia física cede a energia excedente àquele que gerou abaixo, remunerado pela Tarifa de Energia de Otimização – TEO. De modo que, quando a sua geração

de energia for abaixo da garantia física, o empreendimento receberá o excedente daqueles que estarão em período favorável, gerando acima da garantia física.

Assim, todos participantes comercializam a sua garantia física, independentemente da sua geração real de energia. Em um caso ideal, as usinas como um todo geram energia suficiente para atendimento da demanda do sistema. No entanto, existem outras duas possibilidades:

- A soma da energia gerada pelas usinas é maior que a soma das suas garantias físicas gerando um excedente de energia. Esse excedente, denominado Energia Secundária, é realocado entre os geradores na proporção de suas garantias físicas.

- A soma da energia gerada pelas usinas é menor que a soma das suas garantias físicas não permitindo que todos os geradores recebam a totalidade de sua garantia física. Nessa situação, o *déficit* de energia também é rateado entre todos os geradores (BRITO, 2016).

O Decreto nº 3.653 de 7 de novembro de 2000 autoriza a participação das usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente no MRE, antes o acesso era restrito às usinas hidrelétricas – UHEs despachadas centralizadamente. Atualmente, a participação no mecanismo é compulsória para as UHEs despachadas centralizadamente e opcional para as não despachadas.

O *déficit* entre a geração de energia e a garantia física vigente poderia implicar na saída compulsória do MRE. No entanto, essa condição foi eliminada pela Lei nº 13.360/2016. Os requisitos mínimos de desempenho para a saída do MRE eram até então regulamentados pela Resolução Normativa ANEEL nº 409/2010.

Uma vez que os requisitos para saída do MRE mostravam-se menos restritivos (Tabela 1) que os de revisão da garantia física, o primeiro tinha maior aceitação por parte dos agentes geradores. As Notas Técnicas nº 019/2010-SRG/ANEEL e nº 062/2009-SRG/ANEEL apresentam as análises e contribuições dos agentes, que levaram à definição dos limites apresentados na Tabela 1. Os limites são definidos em valores percentuais para a razão entre a Geração Média (GM) e a Garantia Física (GF) de acordo com os meses de operação “m” (SRG/ANEEL, 2010), (SRG/ANEEL, 2009).

Tabela 1. Limites permitidos pela ANEEL para diferença entre a geração média de energia e a garantia física.

Nº de meses (m) contabilizados após os 12 primeiros meses de operação comercial	$\frac{GM}{GF} \times 100$
$24 \leq m < 36$	$\geq 10\%$
$36 \leq m < 48$	$\geq 55\%$
$48 \leq m < 60$	$\geq 60\%$
$60 \leq m < 72$	$\geq 65\%$
$72 \leq m < 84$	$\geq 70\%$
$84 \leq m < 96$	$\geq 75\%$
$96 \leq m < 120$	$\geq 80\%$
$m \geq 120$	$\geq 85\%$

Fonte: (ANEEL, 2010).

No Decreto nº 2.655/1998 (BRASIL, 1998), estabelece-se que é alocada à usina participante do MRE uma fração da garantia física do sistema, até então denominada energia assegurada. De acordo com o Decreto, a revisão do valor alocado é realizada a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes, sendo que estas revisões não podem implicar em redução superior a 5% do valor estabelecido na última revisão. Além disso, limita as reduções, em seu todo, a 10% do valor de base.

Por participarem do mesmo mecanismo, os agentes geradores exigem que haja isonomia entre as UHEs despachadas e não despachadas centralizadamente. No entanto, devido ao pequeno porte, não foi possível dar o mesmo tratamento dado às UHEs nas simulações, criando a primeira desigualdade.

Os modelos computacionais utilizados no cálculo para UHEs despachadas centralizadamente permitem considerar aspectos que não considerados no cálculo das UHEs não despachadas. Como, por exemplo, a utilização das curvas específicas dos empreendimentos para variação de parâmetros de cálculo (EPE, 2013).

1.3. Generation Scaling Factor – GSF

O Fator de Ajuste da Garantia Física, mais conhecido como GSF, sigla do inglês *Generation Scaling Factor* quantifica a divergência entre a geração das hidrelétricas e a garantia física do

MRE. No caso de a geração do conjunto ser menor que a garantia física, o GSF possui valor menor que 1. Quando a geração é maior, o GSF assume valor maior que 1. Com esse fator, pode-se analisar o comportamento da geração das UHEs em relação à garantia física.

A Figura 2 apresenta o histórico anual do GSF, de acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, e a Figura 3 apresenta um histórico mensal do GSF, com a geração, garantia física e energia secundária no MRE. Pode-se notar com os históricos, que a geração começou a reduzir e distanciar da garantia física em 2012, alcançando em 2013 o pior resultado e continuou com a tendência de redução em 2014 e 2015.

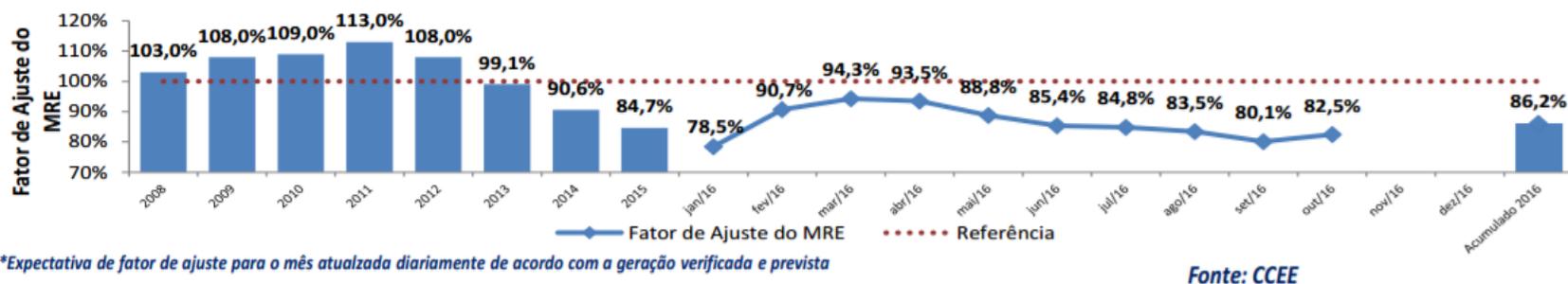


Figura 2. Acompanhamento do Fator de Ajuste do MRE. Fonte: (CCEE, 2016).

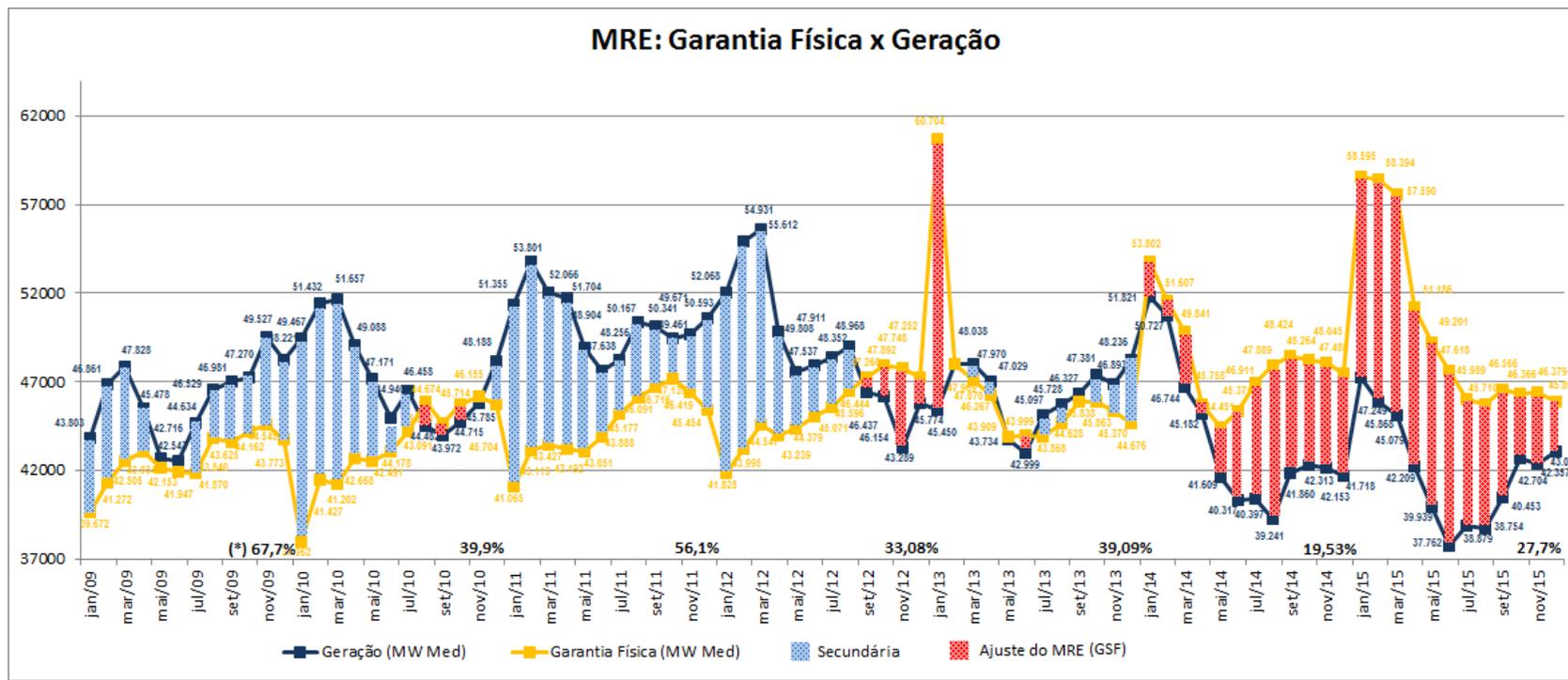


Figura 3. Histórico mensal do GSF comparado com a geração, garantia física e energia secundária no MRE. Fonte: (ABRAGEL, 2016)

1.4. Regulação da Garantia Física

Esta dissertação foi desenvolvida junto ao estudo realizado pelo Centro de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas – CERPCH, contratado pelo Ministério de Minas e Energia – MME, para apoio ao Grupo de Trabalho – GT da Portaria MME nº 376/2015.

A Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 463, de 03 de dezembro de 2009 (Portaria MME nº 463/2009), estabeleceu a metodologia para o cálculo e revisão dos montantes de garantia física de energia de UHEs não despachadas centralizadamente pelo ONS. No ano de 2015, seis anos após a publicação da Portaria, um Grupo de Trabalho foi formado para analisar e propor aprimoramentos necessários à metodologia.

A Portaria MME nº 376/2015, instituiu o Grupo de Trabalho coordenado pelo MME e formado pelo Ministério junto à EPE e ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPTEL com prazo para conclusão dos trabalhos até 31 de março de 2016. No dia 1º de abril de 2016, foi publicada a Portaria MME nº 107/2016, que prorrogou para 31 de agosto de 2016 o prazo para a conclusão dos trabalhos.

Até o momento de finalização deste texto não havia sido definido o resultado da análise do Grupo de Trabalho ou definição de novos prazos para a conclusão dos trabalhos. Ainda assim, após a análise e a proposta de alterações na metodologia, faz parte do rito a abertura de uma Audiência Pública para apresentação e possíveis contribuições na nova Norma.

1.5. Justificativa do Trabalho

As hidrelétricas são predominantes na matriz elétrica brasileira, com participação de cerca de 65% (ANEEL, 2017). Desta forma, os montantes de garantia física de tais empreendimentos têm um papel importante na confiabilidade do suprimento e na expansão eficiente do setor elétrico, assim como na participação comercial e retorno de investimento do empreendimento. Porém, uma vez que se utiliza a vazão no cálculo da garantia física, há grandes incertezas e variações inerentes a esta medida que dificultam o cálculo de um valor assertivo para a previsão da geração.

A revisão da garantia física é um procedimento relevante para certificação da execução do proposto em projeto. Porém, o método utilizado tem sido questionado pela impossibilidade

de recuperação, a exposição ao risco hidrológico e o desequilíbrio financeiro para o empreendedor. Essa situação leva à necessidade de analisar a metodologia atual e de propor outros métodos que diminuam a incerteza do cálculo e que tragam segurança para todos os agentes do setor.

A justificativa desta dissertação está fundamentada no possível agravamento no *déficit* de geração hidráulica diante do histórico de divergências entre a garantia física e a geração real e do aumento da participação dos empreendimentos hidráulicos de pequeno porte no planejamento energético do país. Esse risco levou a questionamentos da metodologia de definição e de ajuste da garantia física.

Por um lado, há a preocupação do órgão regulador frente à diferença entre o valor que é projetado e o que é verificado pela geração após a entrada em operação comercial, justificada pela possibilidade de sobrecarregar o MRE e de prejudicar o planejamento energético brasileiro, uma vez que se conta com uma energia que depois não é confirmada.

Por outro lado, o empreendedor considera o procedimento de revisão inadequado, por colocar em risco o investimento. Apontam falta de isonomia entre as UHEs despachadas e as não despachadas centralizadamente e incompatibilidade entre o tempo utilizado para verificação da geração, tempo utilizado na série de vazões, entre outras dificuldades, detalhadas posteriormente nesta dissertação.

1.6. Objetivos

1.6.1. Objetivo geral

O objetivo geral desta dissertação é analisar as metodologias de cálculo da garantia física de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo ONS, verificando a influência dos parâmetros utilizados, como também analisar as metodologias de revisão da garantia física, comparando os procedimentos atuais e propondo uma nova metodologia baseada em um menu regulatório.

1.6.2. *Objetivos específicos*

São os objetivos específicos desta dissertação:

- Analisar a atual metodologia de cálculo e revisão da garantia física de acordo com a Portaria MME nº 463/2009.
- Verificar e comparar o cálculo da garantia física de energia ao utilizar séries de vazões médias diárias e médias mensais.
- Verificar a influência do engolimento mínimo no cálculo da garantia física.
- Verificar a influência da elasticidade dos parâmetros rendimento e perda de carga com a variação da vazão e da queda.
- Propor um menu regulatório para a revisão da garantia física a fim de mitigar a assimetria de informação e as incertezas para o investidor.
- Analisar e comparar procedimentos de ajuste da garantia física. A saber: a utilizada atualmente, definida pela Portaria MME nº 463/2009, a definida para participação de centrais hidrelétricas no 1º Leilão de Energia de Reserva de 2016 e a baseada no menu regulatório, proposta nesta dissertação.

1.7. Estrutura da Dissertação

Esta dissertação é dividida em 6 capítulos, contando com este capítulo introdutório. Neste capítulo foram apresentados os conceitos que envolvem as usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo ONS e o cenário regulatório para o procedimento de cálculo e de revisão da garantia física. Assim como a justificativa e objetivos deste estudo.

No capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica sobre a metodologia de cálculo e revisão da garantia física, com os conceitos e visões encontrados na literatura sobre a metodologia atual. Ainda no capítulo 2, apresentam-se visões e práticas de mecanismos regulatórios de incentivos, que apoiaram a escolha das metodologias de revisão de garantia física a serem comparadas.

O capítulo 3 apresenta as metodologias utilizadas nesta dissertação na análise do cálculo da garantia física: levantamento e tratamento de dados das usinas, elasticidade das variáveis, comparação entre as séries de vazões médias e a consideração do engolimento mínimo e variação dos parâmetros.

Também no capítulo 3 apresentam-se as metodologias utilizadas para a análise dos procedimentos de revisão da garantia física: média acumulada, saldo acumulado e menu regulatório, sendo o último destacado por não ser um método utilizado atualmente na geração hidrelétrica, mas de uso proposto neste estudo.

O capítulo 4 é dedicado ao menu regulatório, metodologia para revisão da garantia física proposta nesta dissertação. Nesse capítulo, apresenta-se a adaptação da metodologia para uso na geração de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente, o cálculo dos fatores que formam a matriz de ajuste (menu) e a aplicação da metodologia à amostra em análise.

O capítulo 5 apresenta os resultados obtidos a partir das metodologias descritas nos capítulos anteriores (cap. 3 e 4). Nesse capítulo, apresentam-se as elasticidades energia-vazão e energia-queda e a comparação entre o desempenho das usinas e a sua garantia física. Esses resultados possibilitam identificar o impacto ao se utilizar vazões médias diárias e considerar o engolimento mínimo e a dependência entre as variáveis de cálculo da garantia física.

Os resultados da aplicação das metodologias de revisão da garantia física também são apresentados no capítulo 5, por meio de gráficos e de uma tabela comparativa do impacto das metodologias de revisão na garantia física. Por fim, o capítulo 6 traz as conclusões desta dissertação e a sugestão de trabalhos futuros.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Antes do termo garantia física ser utilizado, o lastro para comercialização de energia foi definido como energia firme, energia garantida e, posteriormente, como energia assegurada. De acordo com Carvalho (2016), é comum tratar esses termos como sinônimos, porém cada expressão está associada a um modelo de comercialização de energia². Os conceitos são definidos como:

A. Energia Firme: era utilizada para a escolha do local de uma usina em função do máximo aproveitamento do conjunto da bacia, verificado pela capacidade constante de produção de energia de cada alternativa. Essa ideia foi estendida para o conjunto de usinas do sistema, admitindo-se as características individuais e aplicadas aos estudos de inventários.

A energia firme atribuída a cada usina individualmente foi definida como a contribuição do aproveitamento à energia firme do sistema, dada pela geração média de energia dessa usina ao considerar a repetição das afluições do registro histórico no período crítico do Sistema Elétrico Brasileiro. Simulações eram realizadas com métodos determinísticos, que consideravam séries históricas de vazão com cerca de 60 anos de dados.

O período crítico é definido como o menor período de tempo em que o reservatório partindo do estado máximo é totalmente deplecionado, historicamente corresponde ao período de junho de 1949 a novembro de 1958. No cálculo da energia firme, o período crítico deve ser suprido sem a ocorrência de *déficits*, considerando as perdas no sistema de transmissão e as limitações impostas pela capacidade instalada (SOARES FILHO, 2011 *apud* MELEK, 2016).

A energia firme também era usada na comercialização, os contratos de suprimento não poderiam superar a energia firme disponível e, em caso de *déficit*, as concessionárias

² As diferenças entre os termos são mais bem percebidos no tratamento das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS. As metodologias de cálculo da energia assegurada e garantia física foram definidas separadamente (Resolução ANEEL 169/2001 e Portaria MME nº 463/2009) para as usinas não despachadas centralizadamente, que não fazem parte das simulações com os modelos computacionais.

tinham de assumir outros contratos de fornecimentos de energia. (KELMAN *et. al.*, 2004 *apud* MELEK, 2016).

- B. Energia Garantida:** o conceito de energia firme foi substituído pela energia garantida nos anos 80, quando se passou a utilizar modelos estocásticos no planejamento e operação do Sistema Elétrico Brasileiro por meio da simulação de Monte Carlo de sequências de afluições sintéticas para o sistema elétrico ou histórica para o rateio entre as usinas.

Deixou-se também de utilizar o período crítico para simular a energia que o empreendimento deveria suprir e definiu-se a energia garantida como a máxima produção que a unidade geradora fornece, operando de forma integrada, associada à máxima produção que o sistema pode manter em 95% das séries hidrológicas simuladas dado um critério de risco de não atendimento à carga de 5% (SOARES FILHO, 2011 *apud* MELEK, 2016) e (SILVA, 2012).

- C. Energia Assegurada:** assim como a energia garantida, a energia assegurada é dada pela máxima produção de energia que pode ser mantida continuamente pelas usinas, simulando a ocorrência de cada uma das várias possibilidades de sequências de vazões sintéticas, admitindo o risco de *déficit* de 5%, sendo que a energia assegurada considera o ganho total para o sistema quando a usina é inserida na simulação (ANEEL, 2005).

O Decreto 2.655/1998, que define a energia assegurada, era válido para o período entre 1999 e 2002. Segundo Milochi (2016), a energia assegurada das usinas hidrelétricas foi considerada igual a 95% da energia garantida no período de validade. Para a comercialização, a energia garantida também foi utilizada como um limite de contratação para as concessionárias.

- D. Garantia Física:** o termo energia assegurada foi substituído pela garantia física, cuja definição foi determinada pelo Decreto 5.163/2004 como o montante máximo de energia associado ao empreendimento, incluindo importação, que poderá ser destinado à comercialização de energia por meio de contratos (BRASIL, 2004).

A conclusão de ÁVILA (2013, p.45) *apud* MELEK (2016) resume a relação entre a garantia física e os demais termos, ressalta a importância do conceito para a

comercialização, planejamento e operação do setor elétrico e diferencia as usinas não despachadas e despachadas centralizadamente:

“Em resumo, a garantia física é idêntica a energia assegurada e semelhante à energia garantida, todas obtidas por critérios probabilísticos que não asseguram a geração constante como pressupõe a energia firme – determinada por critérios determinísticos – por admitir um risco de déficit. A partir dos Certificados de Energia Assegurada e do Mecanismo de Realocação de Energia, o conceito de energia física torna-se tão relevante no uso comercial quanto no uso para o planejamento da expansão e operação do setor elétrico. Todas as usinas hidráulicas podem participar do MRE, mas, há uma segregação nos critérios adotados entre as usinas que são ou não despachadas pelo ONS.”

Ao analisar historicamente, percebe-se que o conceito de energia garantida se referia ao lastro das centrais geradoras durante o período em que contrato de suprimentos entre empresas passaram a ser compulsórios. Até então a regulação do setor elétrico brasileiro era baseada no modelo de remuneração garantida. Nesse modelo não havia um controle quanto à necessidade de investimentos e as tarifas eram definidas para garantir retorno adequado para as estatais (CARVALHO, 2016).

A energia assegurada, definida pela Resolução Normativa ANEEL nº 169/2001, deu início ao modelo de mercado de pagamentos por capacidade. Esse modelo é caracterizado por um desacoplamento entre as receitas dos geradores e as respectivas gerações efetivas, que garante um fluxo de receitas estável aos empreendedores por meio da celebração de contratos de longo prazo (CARVALHO, 2016).

Os volumes máximos de energia negociados por meio de contratos correspondem atualmente às garantias físicas de energia dos empreendimentos, definida pelo Decreto nº 5.163/2004 (BRASIL, 2004). É atribuição do MME, mediante critérios de garantia de suprimento propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, disciplinar a forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração. E, no caso das PCHs, também de realizar o cálculo do montante.

O cálculo do montante de garantia física de grandes centrais hidrelétricas é atribuição da Empresa de Pesquisa Energética – EPE. O cálculo é realizado em modelos computacionais, o que permite a utilização de métodos probabilísticos para determinação do valor de garantia física. Isto é, são consideradas as séries sintéticas de energias afluentes no cálculo.

De acordo com o Guia do Empreendedor de PCHs (ANEEL, 2003), os aproveitamentos não despachados centralizadamente não são considerados no modelo devido ao número de centrais e tamanho destas. Afirma-se que, a introdução destes no modelo, apresentaria dificuldades de caráter prático e de precisão dos resultados obtidos dentro do processo de reservatório equivalente. Sendo assim, para o cálculo da garantia física de PCHs ainda se utiliza o método determinístico, baseado na série histórica de vazões.

Modelos probabilísticos aplicados a esses empreendimentos até então são pouco estudados. Porém o assunto se torna cada vez mais relevante, com os esforços em busca de uma matriz elétrica diversificada, descentralizada e limpa, a participação dos empreendimentos de pequeno porte tem crescido significativamente.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 – PDE 2024 (EPE-MME, 2015), prevê-se que um incremento de 3 GW em capacidade instalada de pequenas centrais hidrelétricas para atendimento da carga do Sistema Interligado Nacional em 2024. Esse valor foi previsto antes da simplificação do processo de aceite do projeto básico de PCHs pela ANEEL.

Foram definidas metodologias diferentes de cálculo das garantias físicas para as fontes de energia: usinas eólicas, usinas à biomassa e usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente, hidrelétricas e termelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS. Por meio da Portaria MME nº 463/2009, o MME estabeleceu a metodologia para o cálculo e revisão dos montantes de garantia física de energia de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo ONS, objeto de estudo desta dissertação.

A Portaria MME nº 376/2015 institui o Grupo de Trabalho formado pelo MME, EPE e CEPREL para analisar e propor aprimoramentos necessários à metodologia definida pela Portaria MME nº 463/2009. Também foi suspensa a aplicação do art. 6º, incisos I e II, e §§ 2º, 3º e 7º da Portaria MME nº 463/2009, onde é regulamentado o procedimento de revisão. Essa medida vai ao encontro das solicitações dos agentes geradores, que apontam a necessidade de aprimoramentos na metodologia de definição da garantia física das usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente.

A Portaria MME nº 376/2015 também determina que a nova metodologia deve considerar o engolimento mínimo das turbinas hidráulicas do empreendimento. Quando o MME realizou esse procedimento anteriormente, foi questionado pelos empreendedores, pois

ao utilizar a série de vazões médias mensais no cálculo da garantia física, considerar o engolimento mínimo anula a geração de todo um mês com afluições desfavoráveis e reduz a garantia física.

O sistema elétrico brasileiro possui muitas particularidades: um sistema hidrotérmico de grande porte com um grande número de hidrelétricas de diferentes propriedades e a interligação em larga escala dessas grandes usinas com regiões distantes. Essa complexidade é controlada por modelos computacionais robustos, que dão suporte ao planejamento e operação do SIN (FERREIRA, OLIVEIRA e SOUZA, 2015).

Desta forma, a literatura científica volta-se para esses grandes desafios e não se encontram muitos estudos sobre os desafios da geração de pequeno porte. As discussões sobre o tema estão concentradas nos documentos publicados pelos órgãos governamentais: notas técnicas e Resoluções da ANEEL, cadernos de estudos da EPE, Portarias do MME e Leis do Governo Federal.

A seguir são apresentadas as visões do empreendedor e do órgão regulador. Essa seção tem o intuito de expor as discussões entre os agentes e não representa a opinião da autora desta dissertação.

✓ **A visão do empreendedor**

São citados como problemas da metodologia atual pelos agentes geradores (LENZI, 2012), (LENZI, 2015), (LENZI, 2016):

- Risco de penalizar ou favorecer o agente equivocadamente, dependendo apenas do período de entrada em operação comercial, quando da ocorrência de um período de seca ou cheia extrema nos primeiros anos de geração.
- Impossibilidade de recuperação da garantia física após períodos críticos de baixa hidrologia, no prazo de outorga, principalmente nos casos citados no item anterior.
- Utilização de períodos curtos de operação, 5 anos do período inicial de revisão, com a intenção de atingir médias calculadas para longos períodos, mais de 30 anos utilizados nas séries de vazões.
- Desconsideração do compartilhamento do risco hidrológico. De acordo com o Decreto nº 3.653/2000 (BRASIL, 2000), as regras do então Mercado Atacadista

de Energia – MAE, hoje CCEE, deverão estabelecer o mecanismo de realocação de energia, do qual participarão as usinas hidrelétricas com o objetivo de compartilhar entre elas os riscos hidrológicos.

- Penalidade dupla devido à exposição ao Fator de Ajuste da Garantia Física, ou Generation Scaling Factor – GSF, no qual deve-se comprar energia no mercado de curto prazo, e à perda do montante de garantia física que interferirá nos contratos.
- Exposição sobremaneira dos empreendimentos aos efeitos hidrológicos, pois, diferente do que se imagina, os empreendimentos não geram com liberdade por não serem despachados, como ainda podem ser influenciados por outros empreendimentos despachados centralizadamente.
- Falta de isonomia entre as usinas hidrelétricas despachadas e as não despachadas, ambas participantes do mesmo mecanismo de compartilhamento de risco hidrológico.

✓ **A visão do órgão regulador**

Por outro lado, de acordo com a ANEEL (2012): “a frequência com que as usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente apresentam uma geração inferior à estimada em projeto causa preocupação, não só por sobrecarregarem o MRE, como também (...) é temerário o setor contar com uma energia para atender a demanda, que na prática não existe”.

O entendimento da Agência, é que a raiz do problema da diferença entre o montante de garantia física e a geração está na definição do cálculo com base nos valores de referência otimistas do projeto básico. Sendo assim, a metodologia necessita de aprimoramentos referentes à própria definição do montante de garantia física.

Adicionalmente, a ANEEL destaca possíveis razões para o valor de garantia física não se confirmar posteriormente com a geração, percorrendo todas as variáveis utilizadas no cálculo:

- Série de vazões não condizente com o local do aproveitamento.
- Máquinas que não oferecerem o rendimento definido em projeto.
- Perdas hidráulicas acima do estimado em projeto.
- Consumo interno superior ao de projeto.

- Perdas elétricas até o ponto de conexão maiores do que as de projeto.
- Indisponibilidade forçada e programada acima das consideradas em projeto.

Além do mais, o cálculo da forma como é realizado atualmente apresenta imprecisões inerentes que aumentam a incerteza da geração hidráulica, a saber:

- Uso de séries de vazões médias mensais, o que implica na não consideração do engolimento mínimo (mínima vazão com a qual a turbina consegue operar) e na imprecisão do valor médio adotado.
- Uso de valores fixos de rendimento e queda líquida, sem considerar que com vazões abaixo da nominal, o rendimento é reduzido, assim como a perda de carga.
- Assimetria de informações, descolamento da garantia física com a geração devido ao emprego de parâmetros incorretos, como apontado pela ANEEL.

2.1. Cálculo da Garantia Física

O procedimento de cálculo da garantia física de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo ONS é regulamentado pela Portaria MME nº 463/2009. A garantia física é calculada pela Equação 2.1 para os empreendimentos que não tenham entrado em operação comercial ou não possuam registrados na CCEE pelo menos de 48 meses de medições de energia elétrica até a data de solicitação da definição desse montante.

$$GF_E = \left\{ \sum_{i=1}^m \min[(Q_i - (Q_r + Q_c)) \cdot 9,81 \cdot (H_b - \Delta h_{total}) \cdot \eta_{tg}); P_{inst}] \right\} \cdot [1 - Perdas_{con}] \cdot [1 - TEIF] \cdot [1 - IP] \cdot \frac{1}{m \cdot 1000} - C_{int} \quad 2.1$$

Onde:

GF_E : Montante de garantia física de energia (MW_{médio});

i : 1, 2, 3, ..., m .

m : Quantidade de meses do histórico de vazões;

Q_i : Vazão média do mês i , (m³/s);

Q_r : Vazão remanescente do aproveitamento (m³/s);

Q_c : Vazão de usos consuntivos (m³/s);

H_b : Queda bruta nominal (m);

Δh_{total} : Perdas hidráulicas nominais (m);

η_{tg} : Rendimento do conjunto turbina-gerador (%);

P_{inst} : Potência instalada total (kW);

$Perdas_{con}$: Perdas elétricas até o ponto de conexão (%);

$TEIF$: Taxa equivalente de indisponibilidade forçada (%);

IP : Indisponibilidade programada (%);

C_{int} : Consumo interno ($MW_{médio}$).

Quando o empreendimento possui contabilização dos valores mensais de energia elétrica na CCEE de pelo menos 48 meses no momento de solicitação do cálculo da garantia física. O montante de garantia física é calculado conforme a Equação 2.2.

$$GF_E = \frac{12}{8760} \cdot \frac{\sum_{i=1}^m (E_{ger_i})}{m} \quad 2.2$$

Onde:

i : 1, 2, 3, ..., m.

m : Número de meses, múltiplo de 12, desde o 13º mês de operação comercial até o penúltimo mês do período em análise;

GF_E : Montante de garantia física de energia ($MW_{médio}$);

E_{ger_i} (MWh): Quantidade de energia gerada no mês i , referida ao ponto de conexão.

Nos itens a seguir cada variável da fórmula de cálculo é detalhada:

2.1.1. Vazão

A vazão disponível em um rio é uma variável independente das demais, altamente variável e influenciada por eventos climáticos, de caráter estocástico e de previsão pouco confiável. Atualmente, o valor atribuído a Q_i é resultante da série de vazões médias mensais de no mínimo 30 anos de dados, os mais atualizados possíveis (ANA, 2010). Das vazões disponíveis do histórico, são subtraídas as vazões de usos consuntivos e remanescentes.

As vazões de usos consuntivos são estimadas com base em outros usos da água, concorrentes da geração de energia elétrica, como por exemplo: abastecimento urbano, abastecimento rural, pecuária, agricultura irrigada, o uso industrial e outros.

As vazões remanescentes não são turbinadas, devem ser escoadas a fim de manter o suprimento das condições sanitárias e ecológicas mínimas, avaliadas pelos órgãos ambientais e gestores de recursos hídricos, bem como pelos órgãos reguladores, ANEEL e Agência Nacional de Águas – ANA.

2.1.2. Queda

No cálculo da garantia física é utilizada a queda líquida normal, que corresponde à queda bruta normal menos as perdas no sistema de adução, quando turbinada a vazão de projeto (Equação 2.3). A queda bruta normal é dada pela diferença entre os níveis normais a montante e a jusante (SOUZA, SANTOS e BORTONI, 2009).

$$H_l = H_b - \Delta h_{total} \quad 2.3$$

As perdas de energia ocorrem em trechos retos do conduto e canais ou nas singularidades do arranjo, desta forma, são calculadas com base no arranjo, nas características dos componentes da usina e nas vazões a serem turbinadas para cada uma das quedas em duas componentes:

- Distribuídas: perdas devido ao atrito em trechos retos de comprimento L , diâmetro D por onde escoar a vazão Q de fluido com massa específica ρ e viscosidade dinâmica μ , através do material de rugosidade ϵ (Equação 2.4).

$$\Delta h_D = \Delta h_D(D, L, \epsilon, Q, \rho, \mu) \quad 2.4$$

- Localizadas: perdas específicas da geometria de elementos presentes na tubulação (válvulas, curvas, joelhos, por exemplo) pela qual flui um escoamento com número de Reynolds Re (Equação 2.5).

$$\Delta h_L = \Delta h_L(\text{geometria}, Re) \quad 2.5$$

Sendo assim, a perda de carga total é resultante da soma das duas componentes apresentadas, conforme Equação 2.6.

$$\Delta h_{total} = \Delta h_D + \Delta h_L \quad 2.6$$

O regime do escoamento em condutos forçados típicos em centrais hidrelétrico se dá no regime turbulento, hidraulicamente rugoso com número de Reynolds elevado, de forma que o fator de atrito depende apenas da rugosidade, ϵ/D . Igualmente, quando o escoamento com

número de Reynolds é grande suficiente para que a relação da perda de carga distribuída com este seja muito pequena, essa perda dependerá apenas da geometria.

Os fatores que determinam as perdas são obtidos experimentalmente e encontra-se vasta literatura que definem essas relações. Assim, é possível determinar uma constante K_{total} que relaciona a perda de carga com a vazão conforme apresentado na Equação 2.7.

$$\Delta h_{total} = K_{total} \cdot Q^2 \quad 2.7$$

Diferente de escoamentos laminares, em que a perda de carga varia de forma linear com a vazão, no escoamento turbulento essa relação é mais intensa, o que faz com que a queda líquida se altere significativamente quando há variação na vazão em centrais hidrelétricas. Embora em empreendimentos de pequeno porte – a fio d'água – a queda não sofra grandes variações, pequenas variações na vazão podem ter grande influência na perda de carga.

2.1.3. *Rendimento*

De acordo com Souza et al. (2009), o rendimento de uma turbina de pequena potência pode sofrer redução de até 10%. A relação entre o rendimento e a vazão turbinada é dada pelo campo de funcionamento, curva de rendimento *versus* vazão, apresentada na Figura 4 para diferentes tipos de turbina.

A curva de rendimento em função da vazão apresenta a relação entre o rendimento relativo ($\eta/\eta_{m\acute{a}x}$) e a vazão relativa ($Q/Q_{nominal}$), dados pela razão entre o valor de operação e o valor nominal de referência. Os cálculos desses valores são detalhados na aplicação das curvas para os resultados desta dissertação.

A variação do rendimento em relação à queda, Figura 5, ocorre mais suavemente, não mais que 6% do rendimento máximo, de acordo com as curvas das turbinas analisadas.

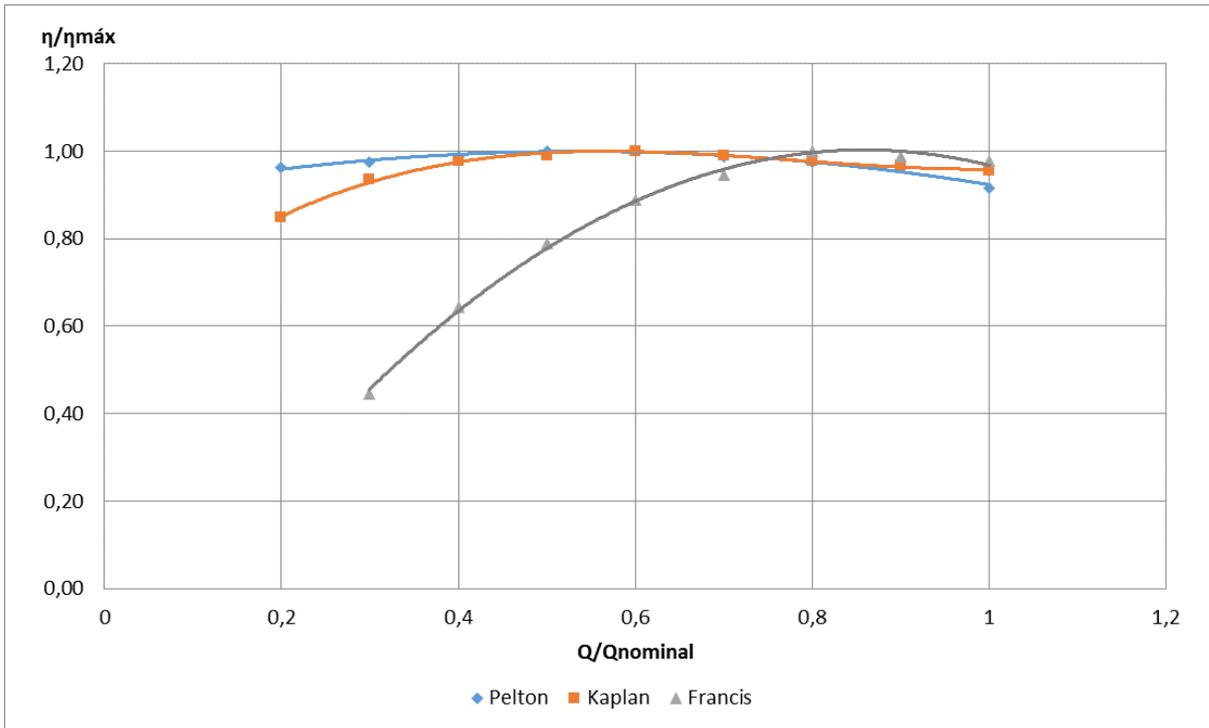


Figura 4. Curva de rendimentos com variação da vazão para diferentes tipos de turbina. Fonte: (CERPCH, 2016).

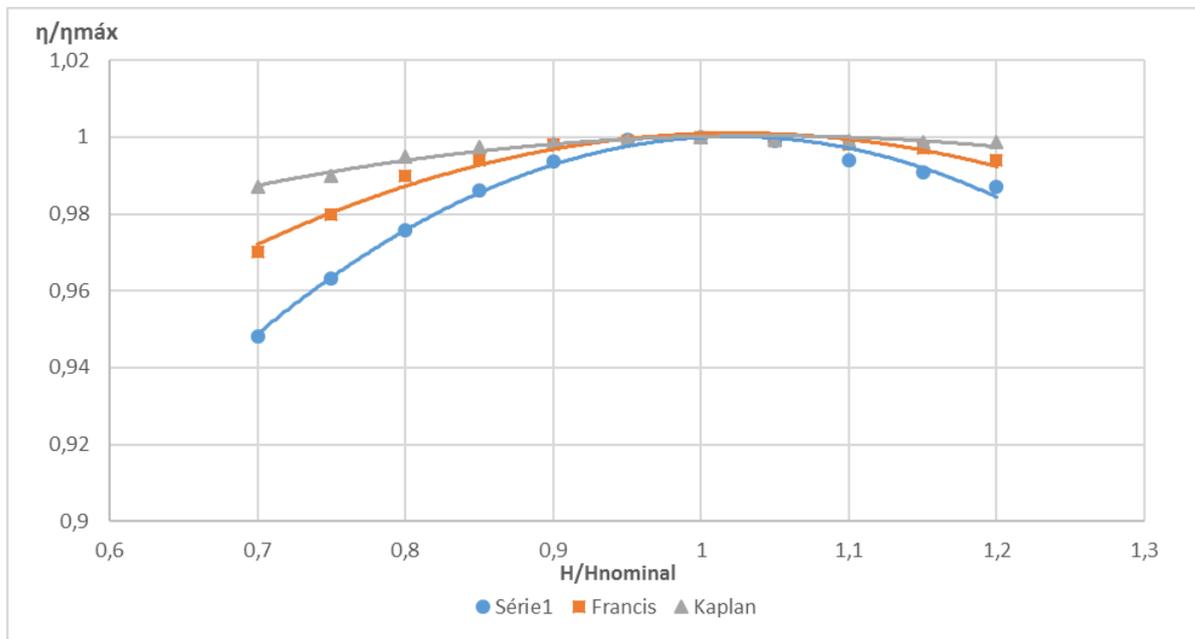


Figura 5. Curva de rendimentos com variação da queda para diferentes tipos de turbina. Fonte: (CERPCH, 2016)

A curva de rendimento em função da queda apresenta a relação entre o rendimento relativo ($\eta/\eta_{\text{máx}}$) e a queda relativa (H/H_{nominal}), dados pela razão entre o valor de operação e o valor nominal de referência.

A Figura 6 ilustra uma curva característica de rendimento de um gerador em relação à potência mecânica.

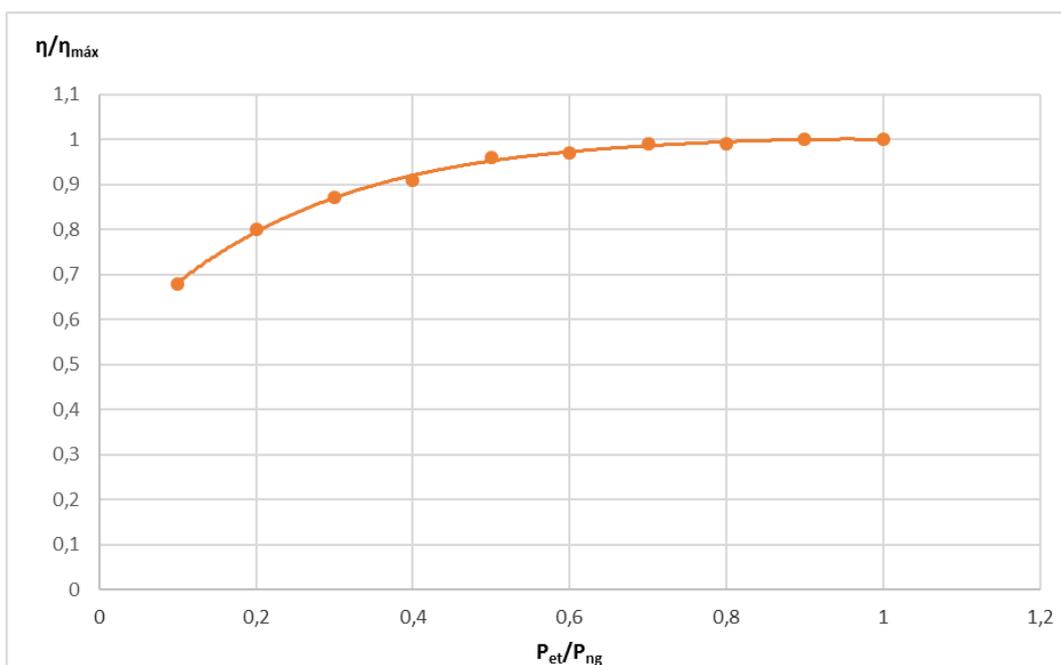


Figura 6. Curva característica de rendimento típica para um gerador elétrico.

Fonte: (CERPCH, 2016).

A curva de rendimento em função da potência para o gerador apresenta a relação entre o rendimento relativo ($\eta/\eta_{\text{máx}}$) e a potência relativa ($P_{\text{et}}/P_{\text{ng}}$). A potência relativa é dada pela potência de eixo da turbina em operação e o rendimento nominal do gerador.

As curvas na Figura 4 e na Figura 5 são aproximações das curvas dos modelos de turbina Pelton, Kaplan e Francis. Tais curvas são específicas dos grupos geradores de cada empreendimento e, normalmente, são obtidas através de ensaios de modelos, fornecidas pelos fabricantes ou em testes de comissionamento dos grupos geradores quando já se encontram instalados nas usinas.

2.1.4. *Perdas elétricas*

O cálculo das perdas elétricas considera características da linha de interesse restrito, como sua tensão, comprimento e resistência do condutor. A potência gerada é calculada a partir do histórico de vazões, descontada do consumo interno. Sendo assim, essa variável é dependente da vazão, uma vez que é influenciada pela potência (ANEEL, 2013).

No entanto, a análise do efeito dessa variável no cálculo não foi realizada nesta dissertação devido à indisponibilidade de dados suficientes. Por se tratar de perdas, intuitivamente acredita-se que a variação nesse parâmetro, assim como sua influência, é baixa se comparada com os demais parâmetros analisados, que influenciam diretamente no cálculo.

2.1.5. *Indisponibilidades*

As indisponibilidades do empreendimento são divididas em:

- Indisponibilidade Forçada, identificada como a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada – TEIF, interpretada como uma parada por motivos não gerenciáveis; e
- Indisponibilidade Programada – IP, interpretada como uma parada por motivos gerenciáveis: manutenção das máquinas, modernização do aproveitamento.

Atualmente, as indisponibilidades para os empreendimentos não despachados centralizadamente pelo ONS são aferidas pela falta de geração, o que não permite diferenciá-las. A ANEEL, durante a Audiência Pública nº 68/2012, da qual resultou a Nota Técnica nº 63/2012, sugeriu a adoção de valores médios para TEIF e IP correspondente a 1,26% e 4,45%, respectivamente³.

Dado que a TEIF abrange a parada das máquinas por causas não gerenciáveis, poder-se-ia afirmar que esse entendimento inclui a indisponibilidade de vazão quando limitada pelo engolimento mínimo da turbina. Porém, esse entendimento não é confirmado pela metodologia

³ Esses valores de referência não foram implementados, mas foram utilizados em caso desses dados faltantes, atualmente as indisponibilidades são calculadas no projeto.

atual. Se a TEIF fosse calculada a partir da série de vazões médias diárias teria valores mais elevados do que os praticados atualmente.

Uma das análises apresentada no relatório “Análise da indisponibilidade e elasticidade das variáveis da fórmula de cálculo de Garantia Física” (2016), do grupo de estudos CERPCH⁴ foi a comparação dos valores adotados atualmente para TEIF e a permanência de vazões inferiores ao engolimento mínimo em médias mensais. Apenas 3 empreendimentos apresentaram valores coincidentes.

Em maioria, o engolimento mínimo apresenta uma frequência desprezível na curva de permanência de vazões médias mensais. Quando utilizadas as vazões médias diárias, a frequência aumenta consideravelmente, o que implicaria em uma TEIF muito superior para considerar a falta de afluência nessa indisponibilidade.

A sugestão da ocorrência de vazão mínima operativa ser mensurada pela TEIF vai ao encontro da Portaria MME nº 376/2015, que determina a consideração do engolimento mínimo na nova metodologia de cálculo da garantia física. A ocorrência de períodos de hidrologia desfavorável, no entanto, não é considerada uma indisponibilidade do empreendimento, mas sim, o risco hidrológico, que pode ser compartilhado no MRE.

2.2. Revisão da Garantia Física

O procedimento de revisão da garantia física de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo ONS é regulamentado pela Portaria MME nº 463/2009. A revisão da garantia física ocorre para empreendimentos que estejam em operação comercial há mais de 48 meses, contados da data de solicitação da definição desse montante, e que possua registrados, na CCEE, os valores mensais de energia elétrica medidos nesse período.

Para fins de revisão, é calculada a geração média de energia por meio da Equação 2.2, apresentada anteriormente para o cálculo da garantia física de empreendimentos em operação comercial há mais de 48 meses e repetida a seguir:

⁴ Em apoio ao Grupo de Trabalho da Portaria MME nº 376/2015.

$$G_{m\acute{e}dia} = \frac{12}{8760} \cdot \frac{\sum_{i=1}^m (E_{ger_i})}{m} \quad 2.2$$

Onde:

i : 1, 2, 3, ..., m .

m : Número de meses, múltiplo de doze, desde o décimo terceiro mês de operação comercial até o penúltimo mês do período em análise;

$G_{m\acute{e}dia}$ (MWmédio): Geração média de energia elétrica; e

E_{ger_i} (MWh): Quantidade de energia gerada no mês i , referida ao ponto de conexão.

As revisões ordinárias da garantia física têm periodicidade anual. São submetidos à revisão da garantia física:

- Os empreendimentos que nos primeiros 48 meses, contados a partir do 13º mês de operação, apresentarem a geração média inferior à 80% ou superior à 120% da garantia física de energia vigente.
- Os empreendimentos que apresentarem após 60 meses de operação, contados a partir do 13º mês de operação, a geração média inferior à 90% ou superior à 110% da garantia física de energia vigente.

As revisões também podem ser extraordinárias, quando o empreendimento apresentar modificação comprovada de alguma das características técnicas referidas no art. 3º da Portaria, que acarrete em alteração da capacidade de produção de energia elétrica.

Os 12 primeiros meses de operação da usina são excluídos do cálculo da revisão de garantia física por se tratar do período conhecido como “fase de aprendizagem”, previsto no ciclo de vida de empreendimentos hidrelétricos, conhecido pela “curva da banheira”, onde as indisponibilidades são comumente elevadas.

Ainda no intuito de mitigar a possibilidade de revisão devido a falhas inerentes a este período, a primeira revisão do empreendimento ocorre com limites de 20% para mais ou para menos, e apenas na segunda revisão, os limites passam a ser de 10%.

2.3. Mecanismos Regulatórios

Battle e Rodilla (2010) analisaram experiências internacionais em mecanismos para a segurança de suprimento da geração de energia elétrica. Os autores concluíram que projetos de longo prazo desses mecanismos apresentam desafios até alcançar produtos confiáveis e que, se não resolvidos apropriadamente, podem trazer resultados indesejados para o mercado.

De acordo com os autores, o regulador tem, essencialmente, a possibilidade de não interferir no mercado, na convicção de que o mercado vai proporcionar um resultado eficiente, entretanto, com possibilidade de períodos de escassez. Ou tomar uma posição ativa para representar o interesse da demanda e implementar um mecanismo de longo prazo para alcançar um resultado considerado eficiente.

O maior desafio está em como introduzir os ajustes necessários no mercado para alcançar o resultado esperado no longo prazo. Particularidades de cada mercado tornam difícil a importação de experiências bem-sucedidas.

Battle e Rodilla (2010) fazem referência ao mecanismo de leilões no Brasil, onde a garantia física tem um papel fundamental, pois direciona contratos de longo prazo. O sistema hidrotérmico brasileiro, com predominância hidráulica, não encontra paralelo no mundo, caracterizando uma escassez de bibliografia relacionada aos problemas enfrentados por esse sistema, principalmente ao se tratar de pequenos aproveitamentos (SILVA, 2012).

Os autores também apresentam ainda as dimensões da confiabilidade do suprimento sob uma perspectiva temporal:

- i) política estratégica de expansão (*strategic expansion policy*): longuíssimo prazo.
- ii) adequação (*adequacy*): longo prazo.
- iii) firmeza (*firmness*): curto a médio prazo.
- iv) segurança (*security*): curtíssimo prazo.

De acordo com Carvalho (2016), a fase de adequação é a dimensão em que ainda há possibilidade de expansão do parque gerador de modo a compatibilizar o estoque de certificados de energia, como é o caso da garantia física no Brasil.

As revisões de garantia física buscam adequar as previsões às condições verificadas e, para isso, necessitam de mecanismos regulatórios que envolvem incentivo, punição e

estabilidade para os investidores. Atualmente a revisão de garantia física de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente ocorre como explicado no item 2.2. No entanto, para as participantes do 1º Leilão de Energia Reserva de 2016, um procedimento alternativo foi adotado para contabilização da produção de energia.

2.3.1. Mecanismo para participação no 10º Leilão de Energia Reserva

O Leilão de Energia Reserva – LER foi introduzido pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 para contratação de energia de reserva, a fim de aumentar segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, de modo a mitigar qualquer desequilíbrio entre a garantia física do sistema e a real capacidade física de suprimento do sistema (EPE, 2016).

Os custos decorrentes da contratação de energia reserva devem ser rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN, conforme regulamentação (BRASIL, 2004).

Em 2016 estavam previstos dois leilões de energia reserva. O 1º LER de 2016 – 10º Leilão de Energia Reserva – contratou 30 dos 64 projetos habilitados, entre PCHs e CGHs, somando uma potência instalada de 180,3 MW e geração efetiva de energia elétrica de 95,4 MW médios. Ao todo foram contratadas 19 PCHs, usinas que geram no máximo 30 MW, e 11 CGHs, até então limitadas a 3 MW de potência.

Os projetos foram contratados com prazo de concessão de 30 anos, com início do suprimento previsto a partir de 1º de março de 2020. O preço médio da energia contratada no leilão foi de R\$ 227,02/MWh, alcançando um deságio médio de 8,46% ante preço inicial de R\$ 248/MWh⁵.

No 2º LER de 2016 seriam negociados Contratos de Energia de Reserva (CER) na modalidade por quantidade de energia elétrica para empreendimentos de fontes eólica e solar fotovoltaica, com início de suprimento em 1º de julho de 2019 e prazo de suprimento de vinte anos. No entanto, foi cancelado pela Portaria MME nº 705/2016.

⁵ Conforme notícia fornecida pela EPE, em 23 de setembro de 2016.

O cancelamento do 2º LER de 2016 foi justificado na Nota Técnica EPE nº 105/2016:

“A decisão de não contratar tal volume de reserva, o que redundou no cancelamento do 2º LER de 2016, foi tomada pelo poder concedente tendo em vista a recente, inesperada e significativa deterioração da perspectiva para o cenário econômico, o que gerou a revisão de carga pelo ONS, CCEE e EPE, exacerbando a sobreoferta no sistema. As novas projeções indicam uma redução de cerca de 3.500 MW médios na carga de energia anteriormente prevista para 2019, ano de início da entrega da energia que seria comercializada no 2º LER de 2016” (EPE, 2016).

A realização do 1º LER de 2016 demonstra que o MME vem buscando formas de reforçar a participação das pequenas centrais hidrelétricas na expansão da matriz elétrica brasileira. Uma das alternativas foi o edital específico para esses empreendimentos em leilões de energia de reserva, modalidade de contratação que visa ao aumento da segurança de suprimento de energia no SIN.

A metodologia para contabilização da energia das usinas vencedoras do leilão foi definida em publicação elaborada pela EPE junto ao MME (EPE, 2016). A publicação não recomenda a participação no MRE para os empreendimentos contratados no leilão, visto que a própria metodologia apresenta um mecanismo alternativo para a mitigação do risco hidrológico no contrato de energia reserva.

Ainda de acordo com a publicação, o mecanismo busca atender os seguintes requisitos:

- Reduzir o risco dos geradores em relação à produção do montante anual de energia comprometido no contrato de energia reserva;
- Contribuir para a redução do preço da energia contratada no leilão de reserva, como consequência da atenuação desses riscos e da maior previsibilidade de receita para o gerador;
- Incentivar economicamente o empreendedor a contratar um montante anual de energia próximo à sua geração esperada (EPE, 2016).

O método consiste no acúmulo de um saldo anual, dado pela diferença entre a energia gerada e contratada, limitado à 10% do montante contratado. O saldo acumulado é liquidado quinquenalmente, com a possibilidade de cessão do saldo positivo de energia para outros empreendimentos vencedores do mesmo leilão.

2.3.2. *Menu regulatório*

Verificou-se que a definição da garantia física para usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente assemelha-se com o processo de definição de custos da distribuição de energia elétrica. Tais semelhanças direcionaram esta dissertação na apresentação de uma metodologia utilizada no ajuste *ex-post* de montantes, definidos a partir da previsão *ex-ante*, de custos para distribuidoras, e na proposta da aplicação do conceito na revisão da garantia física.

A proposta de analisar essa metodologia para a revisão da garantia física é baseada nos desafios semelhantes enfrentados pelo setor de distribuição, a saber (COSENT e GÓMEZ, 2013):

- As incertezas associadas aos custos de distribuição, que se tornam ainda maiores com a crescente penetração da geração distribuída e a transição para redes de distribuição mais inteligentes.
- A necessidade de evitar ajustes intrusivos, para evitar a criação de incerteza regulamentar que possa desencorajar os investimentos. Ao mesmo tempo que a fixação de um valor definido inicialmente, sem ajustes, poderia criar incentivos desfavoráveis ao setor, principalmente em caso de superestimação.
- Busca não superestimar as necessidades de investimento ou adiar os investimentos planejados, sendo para isso necessário mitigar a assimetria de informação e definir valores o mais próximo possível da realidade.

A metodologia do menu regulatório é atualmente utilizada para regulação das despesas de capital (capital expenditure – CAPEX) e operação (operational expenditure – OPEX) na distribuição de gás e energia elétrica, pelo Órgão Regulador de Gás e Mercados de Eletricidade (Office of Gas and Electricity Markets in Great Britain – Ofgem) e na distribuição de água, pelo Órgão Regulador dos Serviços de Água (Water Services Regulation Authority – Ofwat) no Reino Unido. Faz parte da ação de incentivo à qualidade da informação (Information Quality Incentive – IQI, do programa RIIO (do inglês Revenue = Incentives + Innovation + Outputs, em tradução livre: Receita = Incentivos + Inovação + Resultados).

A As tabelas apresentam as matrizes utilizadas para ajustes nas tarifas de distribuição. As três primeiras linhas contêm os parâmetros descritos anteriormente, com base nesses

parâmetros e na comparação da despesa atual (custos reais) com o plano de negócios encontra-se o ajuste na tarifa.

Tabela 2 apresenta o menu regulatório proposto pelo Ofwat para regulação das tarifas de água, apresentado por Oxera (2015). A Tabela 3 apresenta o menu regulatório utilizado pelo Ofgem na regulação das tarifas de distribuição de energia elétrica. Na prática, o menu regulatório, é formado por uma matriz, com os seguintes componentes (MENEZES, LOKE e FALLON, 2014):

- i. Valor base (*baseline*): valor definido pelo regulador como uma estimativa sobre as despesas da empresa para o próximo período regulatório; determina-se quais custos são cobertos (manual de cálculo de custos) – necessários e eficientes – e se deverão ser ajustados menus separados para OPEX e CAPEX (como aplicado pelo Ofwat), ou um menu das despesas totais, OPEX + CAPEX (como aplicado pelo Ofgem);

O valor da primeira linha do menu regulatório é dado pela razão entre o projetado pelo investidor e o valor base definido pelo regulador. Quando esses valores coincidem, o plano de negócios é definido em 100.

- ii. Taxa de incentivo: taxas proporcionais ao alto e ao baixo desempenho associadas ao nível de despesas proposto, definidas a fim de incentivar um aumento na eficiência - redução eficiente dos custos - durante o período regulatório.
- iii. Variação permitida: é um intervalo de despesas que inclui o valor base, onde a empresa é permitida a propor um plano de despesa dentro dessa faixa.
- iv. Renda adicional: é uma taxa definida para assegurar a compatibilidade de incentivos⁶, de forma que a empresa maximize o seu lucro escolhendo a opção que melhor se aproxima ao seu custo esperado.
- v. Despesa atual: série de possíveis resultados reais das despesas da empresa.

⁶ A renda adicional é um valor obtido pela maximização do ajuste no valor de referência (quando as previsões coincidem) e acrescentado ao cálculo do ajuste para possibilitar a criação da matriz de forma que o melhor ajuste seja alcançado quando a geração coincide com o plano de negócios.

O objetivo do menu regulatório é que o melhor cenário para a empresa seja alcançar o que foi planejado anteriormente, dessa forma, os maiores valores de ajuste da tabela estão onde a despesa atual corresponde ao plano de negócio, como pode ser visto nas células sombreadas da As tabelas apresentam as matrizes utilizadas para ajustes nas tarifas de distribuição. As três primeiras linhas contêm os parâmetros descritos anteriormente, com base nesses parâmetros e na comparação da despesa atual (custos reais) com o plano de negócios encontra-se o ajuste na tarifa.

Tabela 2 e da Tabela 3.

Os valores de ajuste são expressos em porcentagens da previsão de receitas dada pelo regulador. E são calculados conforme Equação 2.8.

$$A = (D_{\text{permitida}} - D_{\text{atual}}) * I + r \quad 2.8$$

Onde:

A: fator de ajuste.

$D_{\text{permitida}}$: despesa permitida.

D_{atual} : despesa atual.

I: incentivo à eficiência.

r: renda adicional.

As tabelas apresentam as matrizes utilizadas para ajustes nas tarifas de distribuição. As três primeiras linhas contêm os parâmetros descritos anteriormente, com base nesses parâmetros e na comparação da despesa atual (custos reais) com o plano de negócios encontra-se o ajuste na tarifa.

Tabela 2. Menu regulatório proposto pelo Ofwat para a revisão periódica das tarifas da água. Fonte: (OXERA, 2015) com adaptações.

<i>Plano de negócio</i>	90	95	100	105	110
<i>Incentivo à eficiência (%)</i>	0,35	0,325	0,3	0,275	0,25
<i>Varição permitida</i>	97,5	98,7	100	101,2	102,5
<i>Renda adicional</i>	0,62	0,34	0	-0,41	-0,88
<i>Despesa atual</i>	Ajuste das despesas (%)				
90	3,25	3,19	3,00	2,69	2,25
95	1,50	1,56	1,50	1,31	1,00
100	-0,25	-0,06	0,00	-0,06	-0,25
105	-2,00	-1,69	-1,50	-1,44	-1,50
110	-3,75	-3,31	-3,00	-2,81	-2,75

Tabela 3. Menu regulatório utilizado pelo Ofgem para revisão da tarifa de distribuição.
 Fonte: (COSSENT e GÓMEZ, 2013) com adaptações.

<i>Plano de negócio</i>	95	100	105	110	115	120	125	130	135	140
<i>Variação permitida</i>	98,75	100	101,25	102,5	103,75	105	106,25	107,5	108,75	110
<i>Incentivo à eficiência (%)</i>	0,638	0,6	0,563	0,525	0,488	0,45	0,413	0,375	0,338	0,3
<i>Renda adicional</i>	3,7	3	2,2	1,3	0,3	-0,8	-1,9	-3,2	-4,5	-6
<i>Despesa atual</i>	Ajuste das despesas (%)									
85	12,5	12,0	11,3	10,5	9,5	8,3	6,8	5,3	3,5	1,5
90	9,3	9,0	8,5	7,9	7,0	6,0	4,8	3,4	1,8	0,0
95	6,1	6,0	5,7	5,3	4,6	3,8	2,7	1,5	0,1	-1,5
100	2,9	3,0	2,6	2,6	2,2	1,5	0,7	-0,4	-1,6	-3,0
105	-0,3	0,0	0,1	0,0	-0,3	-0,8	-1,4	-2,3	-3,3	-4,5
110	-3,5	-3,0	-2,7	-2,6	-2,7	-3,0	-3,5	-4,1	-5,0	-6,0
115	-6,7	-6,0	-5,5	-5,3	-5,2	-5,3	-5,5	-6,0	-6,7	-7,5
120	-9,8	-9,0	-8,3	-7,9	-7,6	-7,5	-7,6	-7,9	-8,3	-9,0
125	-13,0	-12,0	-11,2	-10,5	-10,0	-9,8	-9,7	-9,8	-10,0	-10,5
130	-16,2	-15,0	-14,0	-13,1	-12,5	-12,0	-11,7	-11,6	-11,7	-12,0
135	-19,4	-18,0	-16,8	-15,8	-14,9	-14,3	-13,8	-13,5	-13,4	-13,5
140	-22,6	-21,0	-19,6	-18,4	-17,3	-16,5	-15,8	-15,4	-15,1	-15,0

3. METODOLOGIA

Para as análises desta dissertação, definiu-se uma amostra pertencente ao universo inicial de 549 usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente, passíveis de revisão da garantia física em janeiro de 2015. Para definição da amostra foram utilizados como critérios: quantidade mínima de 36 meses de dados de geração contabilizada e participação no MRE, 257 empreendimentos se encontravam nessa situação.

Com o objetivo de investigar os possíveis motivos para o descolamento entre a geração e a garantia física, utilizou-se também como critério de definição da amostra o desempenho das usinas frente às condições hidrológicas as quais foram expostas. Para identificar condições de excesso de chuvas ou estiagem, foi utilizado o Índice de Precipitação Padronizado – SPI, sigla derivada do inglês Standard Precipitation Index.

O SPI utilizado está base temporal anual, isto é, abrange 12 meses a partir do mês de maio de cada ano. Foram analisados os anos 2012, 2013 e 2014, nos quais a maioria dos empreendimentos possuía dados de geração para comparações e os períodos de hidrologia desfavorável decorrentes da crise hídrica estão inseridos.

A partir dos dados de geração e do SPI, identificou-se os empreendimentos que apresentaram geração acima de 110% da sua garantia física, mesmo em condições de estiagem. E empreendimentos que apresentaram geração abaixo de 90% da sua garantia física, mesmo em períodos com chuvas acima do normal. A Figura 7 apresenta, em gráfico, essa relação entre a geração e as condições hidrológicas.

No 1º e no 3º quadrante encontram-se os empreendimentos que tiveram desempenho compatíveis com as condições às quais estavam expostos. No 2º quadrante estão os empreendimentos que, embora em condições úmidas acima do normal, geraram abaixo da garantia física. No 4º quadrante encontram-se aqueles expostos à estiagem além do normal, mas que mesmo assim geraram acima da garantia física.

Fizeram parte da amostra para análises as usinas do 2º e do 4º quadrante, que tiveram desempenho na geração incompatíveis com a situação indicada pelo SPI. Utilizando os três critérios citados – meses de geração contabilizados, participação no MRE e relação entre geração e SPI – foram identificados 40 empreendimentos dentro ou muito próximos dessa situação.

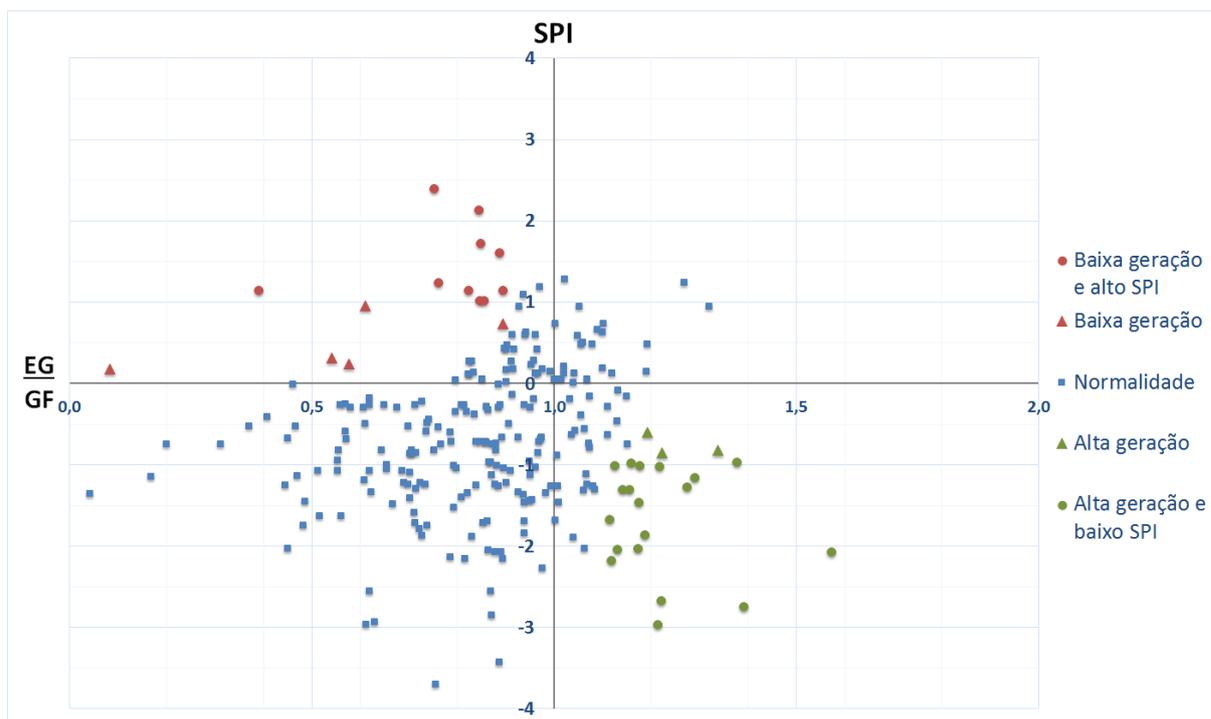


Figura 7. Relação entre o SPI e a razão geração/garantia física utilizada na definição da amostra para análise.

Para a amostra definida, foram levantadas em registros da base de dados da ANEEL as características técnicas e os postos de referência utilizados para elaboração da série histórica de vazões. Dos 40 empreendimentos definidos como amostra diante dos critérios, 26 tinham dados disponíveis suficientes para as análises.

As séries de vazões médias diárias foram reproduzidas a partir de dados de postos fluviométricos fornecidos pela ANA. Inicialmente, havia a intenção de utilizar as vazões medidas pelos próprios empreendimentos, conforme regulamentado pela Resolução Conjunta ANA/ANEEL nº 003/2010, no entanto, os dados das estações eram inconsistentes, com medições nulas ou faltantes. Assim, foram reproduzidas as séries históricas com os maiores períodos possíveis a partir de postos de referência e utilizados métodos de correlação de postos e transposição de dados.

Uma das análises desta dissertação consiste na verificação da influência dos parâmetros utilizados no cálculo da garantia física (Equação 2.1) quando definidas como variáveis dependentes entre si e de condições da operação, quantificando o impacto no resultado final. Até então tais parâmetros são definidos por valores nominais constantes.

Para isso utiliza-se a elasticidade, que quantifica a sensibilidade de uma variável a mudanças em outra variável com a qual se relaciona. A reação de uma variável é verificada com uma medida percentual da mudança nesta diante de mudanças na qual é dependente. Amplamente utilizada na Economia para analisar a elasticidade preço e demanda, preço e oferta, renda e demanda, entre outros (VASCONCELLOS, 2006) e (KRUGMAN e WELLS, 2007).

Foram analisadas as elasticidades das variáveis dependentes, rendimento e perda de carga, em relação às variáveis independentes, vazão e queda. Com as características operacionais, considerando a dependência entre elas, e a série histórica de vazões médias diárias das usinas, calculou-se, conforme o método de cálculo da garantia física, a energia média esperada para o empreendimento se utilizados esses parâmetros.

Com séries médias diárias, reproduzidas a partir dos postos hidrométricos de referência do empreendimento, foi possível considerar o engolimento mínimo das turbinas hidráulicas. Verificou-se que esse limite mínimo é considerável quando utilizados os valores diários onde muitas vezes ao utilizar valores mensais eram considerados desprezíveis, aumentando a média por suavizar os extremos.

Para análise da revisão da garantia física foram comparadas três metodologias, duas existentes: a verificação da geração por média acumulada, atualmente utilizada na revisão das garantias físicas de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente, e a metodologia de contabilização da produção de energia de PCHs e CGHs adotada para o 10º Leilão de Energia Reserva, realizado em 2016.

A terceira metodologia consiste na utilização de um menu regulatório, baseada em mecanismos regulatórios internacionais que visam incentivar a qualidade e mitigar a assimetria de informação entre os agentes e o regulador. Basicamente, o menu regulatório incentiva o empreendedor a escolher o montante de garantia física que melhor reflete a previsão de geração, baseado nas características do empreendimento e das condições hidrológicas previstas para um período regulamentado.

3.1. Levantamento de Dados

O primeiro passo do levantamento dos dados foi definir a amostra que seria analisada. A amostra foi definida com base nos seguintes critérios:

- Centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo ONS.
- Participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.
- Com dados de geração de pelo menos 36 meses de contabilização na CCEE.
- Apresentaram comportamento contraditório perante condições hidrológicas. Isto é: usinas que geraram energia acima de sua garantia física em períodos de estiagem e por usinas que geraram abaixo da garantia física em períodos de alta pluviometria.

Para o último critério, é utilizado o SPI, criado por Mckee et al., 1993 e utilizado pelo INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais para identificar períodos com excesso de chuvas ou estiagem diferentes da normalidade. Os dados do índice foram obtidos no INPE para o período de 2012 a 2014.

O universo inicial é dado por todas as usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente, totalizando 549 empreendimentos. Utilizando os três primeiros critérios, sem o critério de comportamento perante condições hidrológicas, tem-se a amostra de 257 empreendimentos. A Figura 8 apresenta a localização dos 257 empreendimentos.

A amostra, de acordo com todos os critérios mencionados anteriormente, resultou em 40 empreendimentos. Desses quarenta, 30 empreendimentos possuíam dados hidrológicos disponíveis e 26 tinham dados suficientes de postos hidrométricos de referência, períodos e área de drenagem para elaborar as séries de vazões médias diárias.

Na Figura 9 é apresentado o mapa do índice de precipitação padronizado, as regiões que apresentaram precipitações abaixo ou acima da média para o ano de 2012. Nesse ano, o Brasil apresentou estiagem em diversas regiões, principalmente no Nordeste e Sudeste, áreas demarcadas em vermelho. Alguns pequenos pontos isolados apresentaram excesso de chuvas, áreas demarcadas em verde.

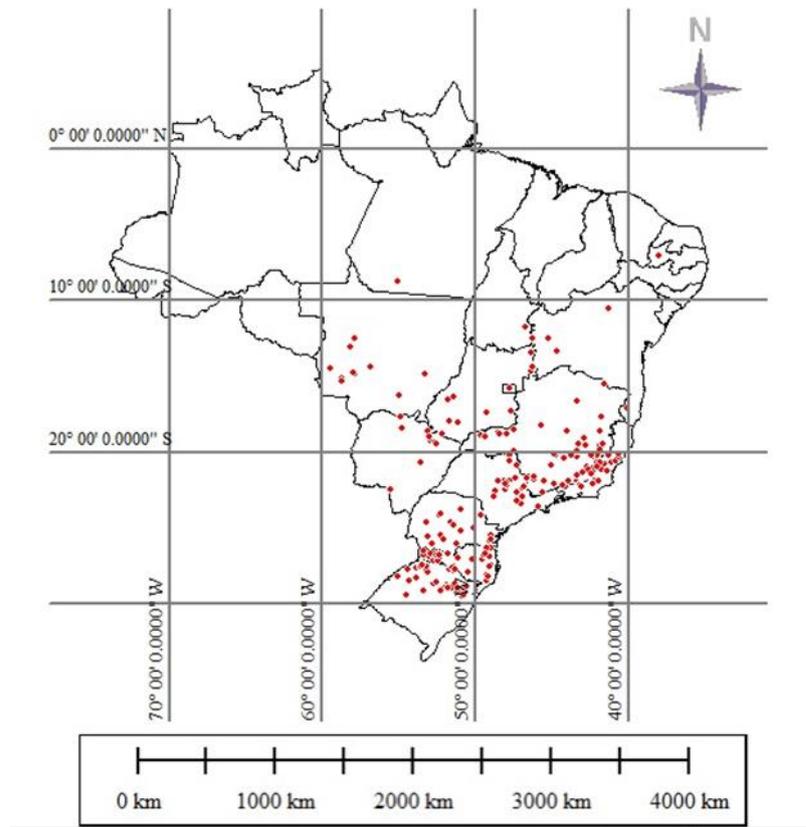


Figura 8. Localização dos 257 empreendimentos. Fonte: CERPCH, 2016.

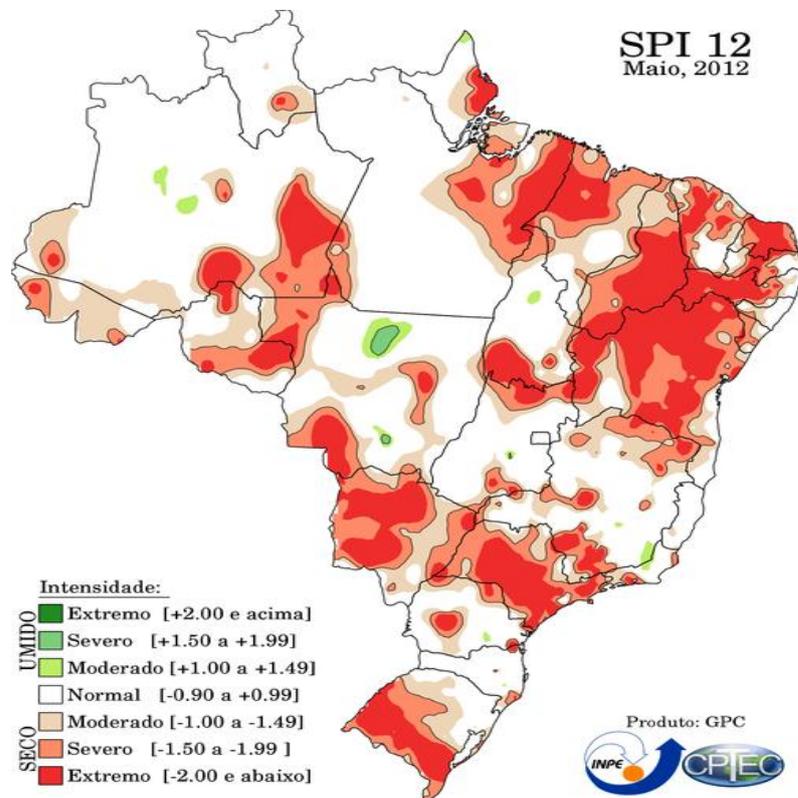


Figura 9. Mapa do índice de precipitação (SPI). Fonte: <<http://clima1.cptec.inpe.br/spi/pt>>.

Os dados utilizados nesse trabalho foram obtidos no âmbito do estudo realizado pelo CERPCH, para apoio ao GT da Portaria MME nº 376/2015. Para tanto, o MME disponibilizou planilhas utilizadas na revisão e a ANEEL permitiu que a equipe tivesse acesso à base de dados, onde levantou-se as seguintes informações para a amostra definida:

- Queda bruta (m);
- Perda de carga (m);
- Vazão remanescente (m³/s);
- Vazão para usos consuntivos (m³/s);
- Perda hidráulica (m);
- Fator de rendimento da turbina e do gerador (%);
- Perdas elétricas até a conexão (MWmédio);
- Indisponibilidade forçada (%);
- Indisponibilidade programada (%);
- Vazão de engolimento máximo (m³/s);
- Engolimento mínimo (m³/s);
- Consumo interno (MWmédio);
- Número de unidades geradoras;
- Área de drenagem;
- Postos de referência e períodos utilizados;
- Tipo de máquina;

As centrais foram identificadas por códigos e não pelos nomes, de forma a preservar as informações do empreendimento. A Tabela 4 apresenta os empreendimentos com os códigos estabelecidos e as respectivas garantias físicas.

Tabela 4. Empreendimentos que compõem a amostra de estudo e suas garantias físicas.

Código do Projeto	Garantia Física
001	1,10
002	1,11
003	12,81
004	0,99
005	3,07
006	1,81
007	0,57
008	0,30
009	18,28
010	8,06
011	13,53
012	9,40
013	18,91
014	0,88
015	5,07
016	0,72
017	2,57
018	13,51
019	26,10
020	1,84
021	19,89
022	8,89
023	20,24
024	0,51
025	10,11
026	0,92

Para a análise das elasticidades entre os parâmetros, a amostra foi reduzida para 18 empreendimentos devido à indisponibilidade de dados técnicos como perda de carga e rendimento nominal da turbina e do gerador.

3.2. Elasticidade das Variáveis

Por vezes, tem-se a noção do sentido da influência das variáveis, por exemplo: sabe-se que quando a vazão diminui, a geração também diminui, porém, não se tem a magnitude desse fato. Principalmente quando está inserido em um cálculo com muitas variáveis relacionadas entre si, que é o caso do cálculo da garantia física.

Deste modo, a elasticidade entre os parâmetros utilizados para o cálculo da garantia física é analisada nesta dissertação a fim de verificar o impacto que cada variável possui no resultado final, o valor da garantia física.

De acordo com Vasconcellos (2006), a elasticidade é a alteração percentual em uma variável (y), dada uma variação percentual em outra (x), conforme a Equação 3.1.

$$\varepsilon = \frac{\frac{y_1 - y_0}{y_0}}{\frac{x_1 - x_0}{x_0}} = \frac{\frac{\Delta y}{y}}{\frac{\Delta x}{x}} \quad 3.1$$

Onde:

ε : Elasticidade;

y : variável dependente;

x : variável independente.

A elasticidade é a relação do efeito (mudança percentual na quantidade) dividido pela causa (medida em termos percentuais).

Segundo apresentado na Equação 2.1, no item 2.1, o cálculo da garantia física envolve as variáveis: vazão disponível, queda líquida, rendimento, perdas elétricas e as indisponibilidades⁷. Atualmente, não são consideradas relações entre tais variáveis e a norma exige tão somente que:

- i. A vazão disponível seja o resultado do valor médio da série de vazões médias mensais subtraídas as vazões remanescente e de usos consuntivos.

⁷ A potência instalada e o consumo interno são constantes, e permanecem fixos desde que não haja alteração em características técnicas do empreendimento. Sendo assim, essas variáveis não são sensíveis a variações de outras variáveis, portanto não tiveram as elasticidades analisadas.

- ii. A queda líquida seja obtida da queda bruta, descontada a perda de carga total do aproveitamento.
- iii. O rendimento seja o valor nominal.
- iv. As perdas elétricas sejam dadas em valores percentuais.
- v. As indisponibilidades, divididas em programada e forçada, sejam estimadas de acordo com as Equações 3.2 e 3.3:

$$TEIF = \frac{\sum_{i=1}^n (HI_{Fi} \cdot Pot_i)}{\sum_{i=1}^n (HP' \cdot Pot_i)} \quad 3.2$$

$$IP = \frac{\sum_{i=1}^n (HI_{Pi} \cdot Pot_i)}{\sum_{i=1}^n (HP \cdot Pot_i)} \quad 3.3$$

Onde:

i : 1, 2, 3, ..., n ;

n : Número de máquinas do empreendimento;

HI_{Fi} : horas indisponíveis forçadas da unidade i ;

HI_{Pi} : horas indisponíveis programadas da unidade i ;

HP : total de horas de análise;

HP' : total de horas de análise descontado HI_{Pi} ;

Pot_i : potência da unidade i .

No entanto, as variáveis consideradas independentes entre si na Equação 2.1 são relacionadas. Assim exposto, decidiu-se por analisar a elasticidade da garantia física mediante variações nos parâmetros dependentes da vazão e da queda: perda de carga e rendimento. A seguir apresenta-se como esses parâmetros são calculados e considerados no cálculo da garantia física e como é mensurada a elasticidade.

3.2.1. Cálculo da Elasticidade

A elasticidade é observada no efeito que a variação de um parâmetro independente causa em um parâmetro dependente. Sendo assim, o cálculo da elasticidade inicia na variação do parâmetro independente e se fundamenta na verificação do comportamento dos parâmetros

dependentes com tal variação. As etapas do cálculo da elasticidade energia-vazão são apresentadas na Figura 10, a seguir:

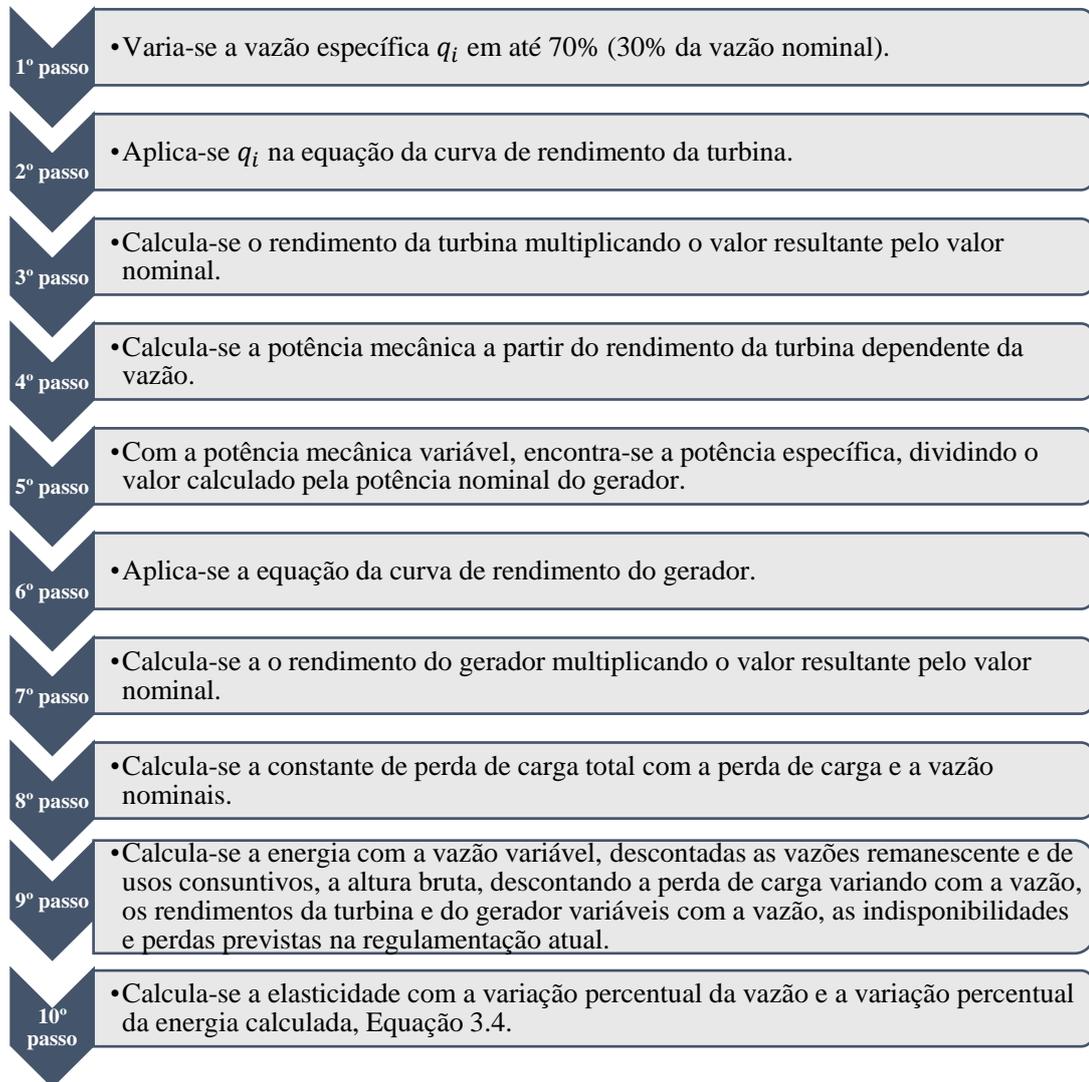


Figura 10. Passos para cálculo da elasticidade energia-vazão.

$$\varepsilon = \frac{\frac{Q_1 - Q_0}{Q_0}}{\frac{EM_1 - EM_0}{EM_0}} = \frac{\frac{\Delta Q}{Q}}{\frac{\Delta EM}{EM}} \quad 3.4$$

Para a elasticidade energia-queda, o procedimento segue o mesmo passo-a-passo apresentado na Figura 10, entretanto, em vez de variar a vazão, a queda bruta é variada em 10% para cima e 10% para baixo, o rendimento variará conforme a curva de rendimento em função da queda e a energia é calculada com a vazão fixa. A elasticidade é obtida pela Equação 3.5.

$$\varepsilon = \frac{\frac{H_1 - H_0}{H_0}}{\frac{EM_1 - EM_0}{EM_0}} = \frac{\frac{\Delta H}{H}}{\frac{\Delta EM}{EM}} \quad 3.5$$

3.3. Vazões Médias e Engolimento Mínimo

A metodologia atual para cálculo da garantia física, regulamentada pela Portaria MME nº 463/2009, exige que seja apresentada a série de vazões médias mensais, representada pela variável Q_i na Equação 2.1.

Os primeiros registros de medições de vazões nos projetos básicos de centrais hidrelétricas datam de 1930, devido a campanha de estudos de quedas d'água que se iniciou com a nova política de exploração de bens em benefício de aproveitamentos de energia hidráulica estabelecida no governo de Getúlio Vargas (ANA, 2007).

A publicação Evolução da Rede Hidrometeorológica Nacional, da ANA, em 2007 apresenta o processo de medição de vazão dos rios como rudimentar, com utilização de flutuadores improvisados e de levantamentos topográficos dos desníveis de cachoeiras como expeditos. O que indica que as vazões medidas na época podem apresentar informações imprecisas e devem ser evitadas no cálculo da garantia física, embora quanto maior a amostra, mais estatisticamente representativa seja, é importante que esses dados sejam confiáveis.

Como exposto também pela ANA (2007):

“Ultimamente, destaca-se a grande mudança, em função do desenvolvimento de novos equipamentos de hidrometria e de transmissão remota de dados, que estão sendo disponibilizados no mercado, de modo a facilitar o trabalho de campo e a aumentar a confiabilidade das informações levantadas. Paralelamente à nova tecnologia que vem sendo disponibilizada, está se desenvolvendo, também, uma nova cultura no setor, em nível de Unidade da Federação, sobre a importância do monitoramento hidrológico, para que cada Estado possa conhecer e gerenciar o seu potencial hídrico” (ANA, 2007).

Este esforço de mudança de cultura é percebido com a Resolução Conjunta ANA/ANEEL nº 003/2010, uma evolução da Resolução Normativa ANEEL nº 396/1998.

Porém, como constatado durante o estudo, os dados referentes a essas estações são, em maioria, falhos ou inexistentes. No entanto, com a expansão do sistema hidrometeorológico, tem-se vazões médias diárias disponíveis em diversas estações fluviométricas na base de dados da ANA e poderiam ser utilizadas nos projetos de PCHs e CGHs.

Uma vez que na base utilizada para o levantamento dos dados não havia as séries de vazões médias diárias, essas séries foram reproduzidas a partir dos postos hidrométricos de referência descritos no projeto hidrológico do empreendimento.

Assim, o proposto nesta dissertação é utilizar a série de vazões médias diárias disponíveis em estações da base de dados da ANA, de forma que, aplicando esses valores na equação de cálculo da garantia física fossem obtidos valores mais precisos. Possibilitando, inclusive, a consideração da vazão mínima operativa das turbinas, a qual no procedimento atual não é possível considerar.

Na Portaria MME nº 463/2009 não está explícita a limitação da vazão disponível pelo engolimento mínimo para cálculo da garantia física, porém o MME, no cálculo da garantia física (Equação 2.1), considerava a geração nula no mês em que a vazão disponível estava abaixo do engolimento mínimo, o que acarretou em reivindicações dos agentes geradores.

O engolimento mínimo não poderia ser considerado quando usada a série de vazões médias mensais, uma vez que não se pode afirmar que não houve geração de energia durante o mês inteiro quando a média mensal for inferior ao engolimento mínimo⁸. Da mesma forma, com valores médios mensais não é possível identificar a maioria das ocorrências de vazões não operativas, situação observada nas Figura 11 e Figura 12.

⁸ Para esta dissertação a vazão disponível inferior ao engolimento mínimo será denominada “vazão não operativa”, a fim de trazer mais fluidez ao texto.

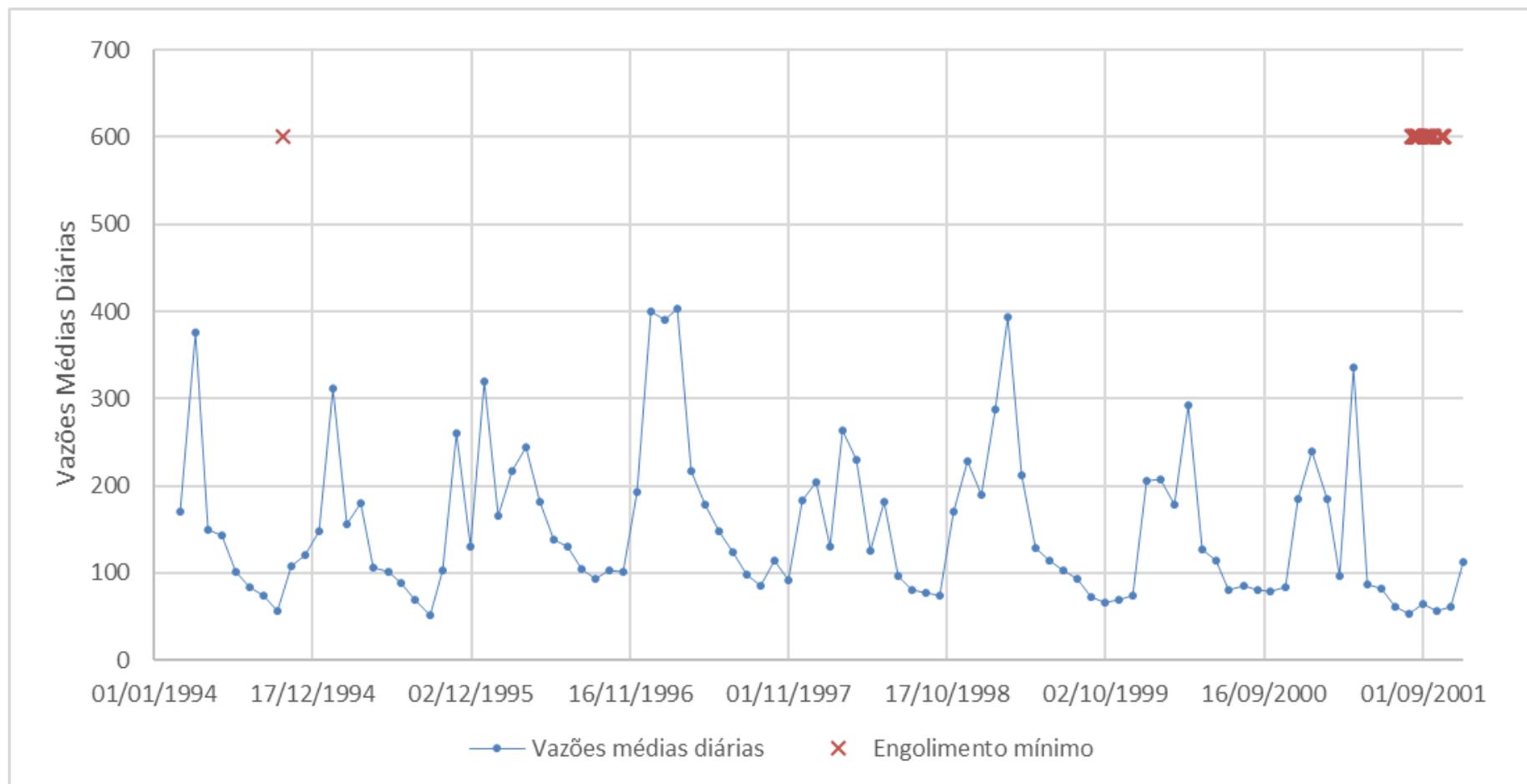


Figura 11. Ocorrência de vazões não operativas na série de vazões médias diárias.

A Figura 11 apresenta a série de vazões médias diárias em azul, os “x” em vermelho sinalizam os dias com vazões não operativas, isto é, quando a vazão disponível não supera o valor do engolimento mínimo. O gráfico apresenta a série no período de 1994 a 2001, na análise completa, de 1931 a 2001, foram obtidos 76 dias com vazão média não operativa.

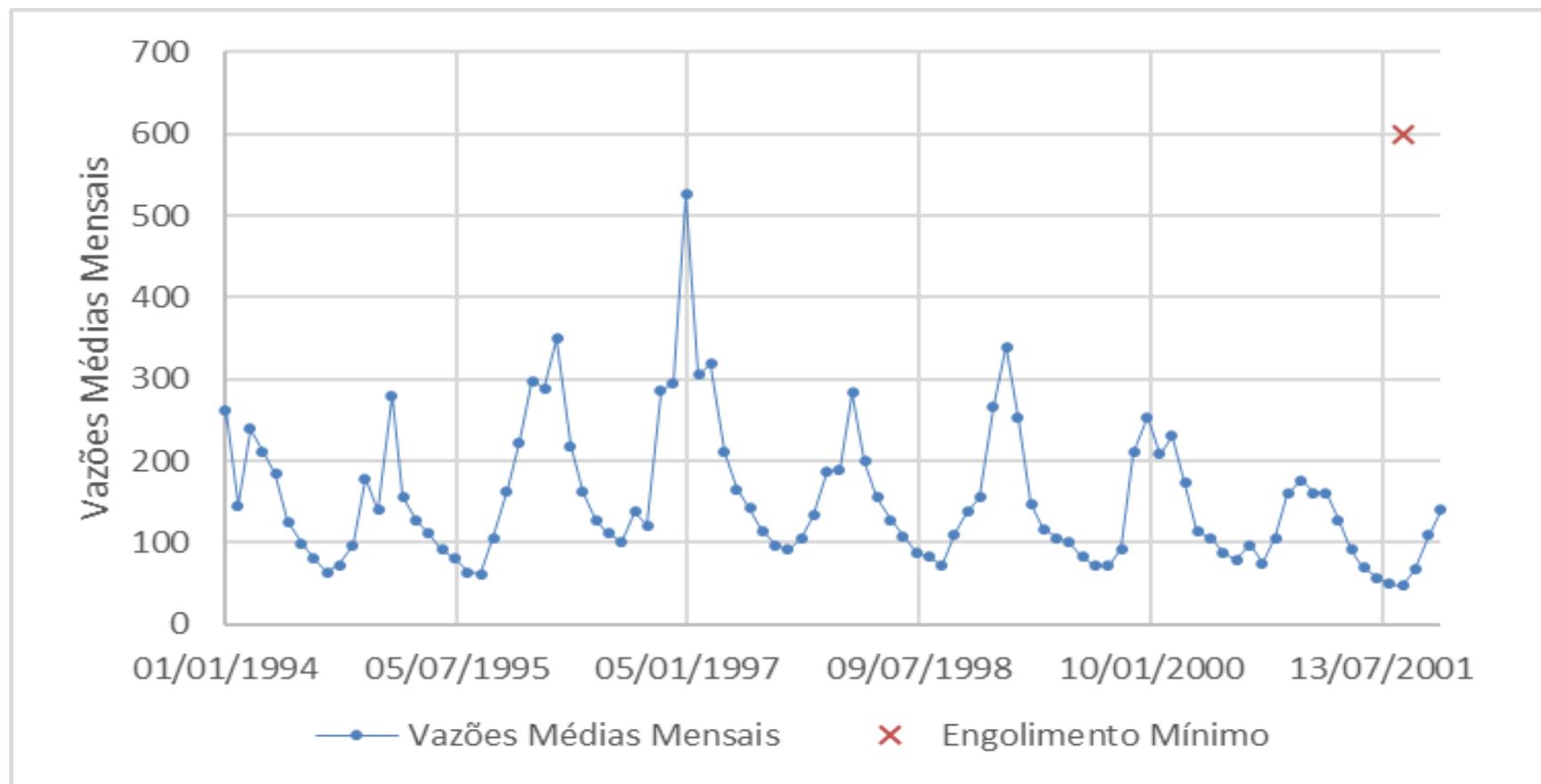


Figura 12. Ocorrência de vazões não operativas na série de vazões médias mensais.

Para a série de vazões médias mensais, apresentada na Figura 12, apenas 1 ocorrência de vazão não operativa é identificada. Porém, a média desse mês foi inferior ao engolimento mínimo devido a 11 dias com vazões médias não operativas, ou seja, nos demais dias – mais da metade – houve vazão disponível suficiente para geração (SILVA, SANTOS, *et al.*, 2016).

Conforme exemplo demonstrado acima, uma média mensal inferior à vazão de engolimento mínimo não implica em geração nula naquele mês. Além disso, os agentes de geração argumentam que é possível ter a regularização horária da geração com a modulação da operação, isto é, desliga-se e liga-se a turbina em curtos períodos de tempo, acumulando água no reservatório para gerar energia em etapas sucessivas.

No entanto, ao comparar o cálculo da garantia física com a série em base mensal sem considerar o engolimento mínimo e o cálculo considerando a geração nula quando a vazão média diária for inferior a esse valor mínimo, o erro associado é menor na segunda opção. Essa comparação é apresentada nos resultados desta dissertação.

3.4. Média Acumulada da Geração

A média acumulada da geração é a forma utilizada atualmente para a revisão da garantia física de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente. A acumulação da média permite que haja uma tendência, com menos variações e, conseqüentemente, mais estabilidade para o mercado e fluxo de caixa do empreendedor.

O cálculo é feito pela Equação 2.2, onde é calculada a geração média de energia elétrica, a partir da quantidade de energia gerada. O cálculo da média móvel para a revisão da garantia física foi analisado por CERPCH (2016), demonstrando grande variação nos resultados a cada período de revisão.

A Figura 13 apresenta a curva de média acumulada de alguns empreendimentos da amostra estudada. Percebe-se que na maioria há uma tendência da curva de vazão (linha tracejada) – “Média” se aproximar da garantia física (linha contínua) – “GF”, mesmo depois de um período de geração com oscilação. Esse é o efeito que se busca ao utilizar esse método.

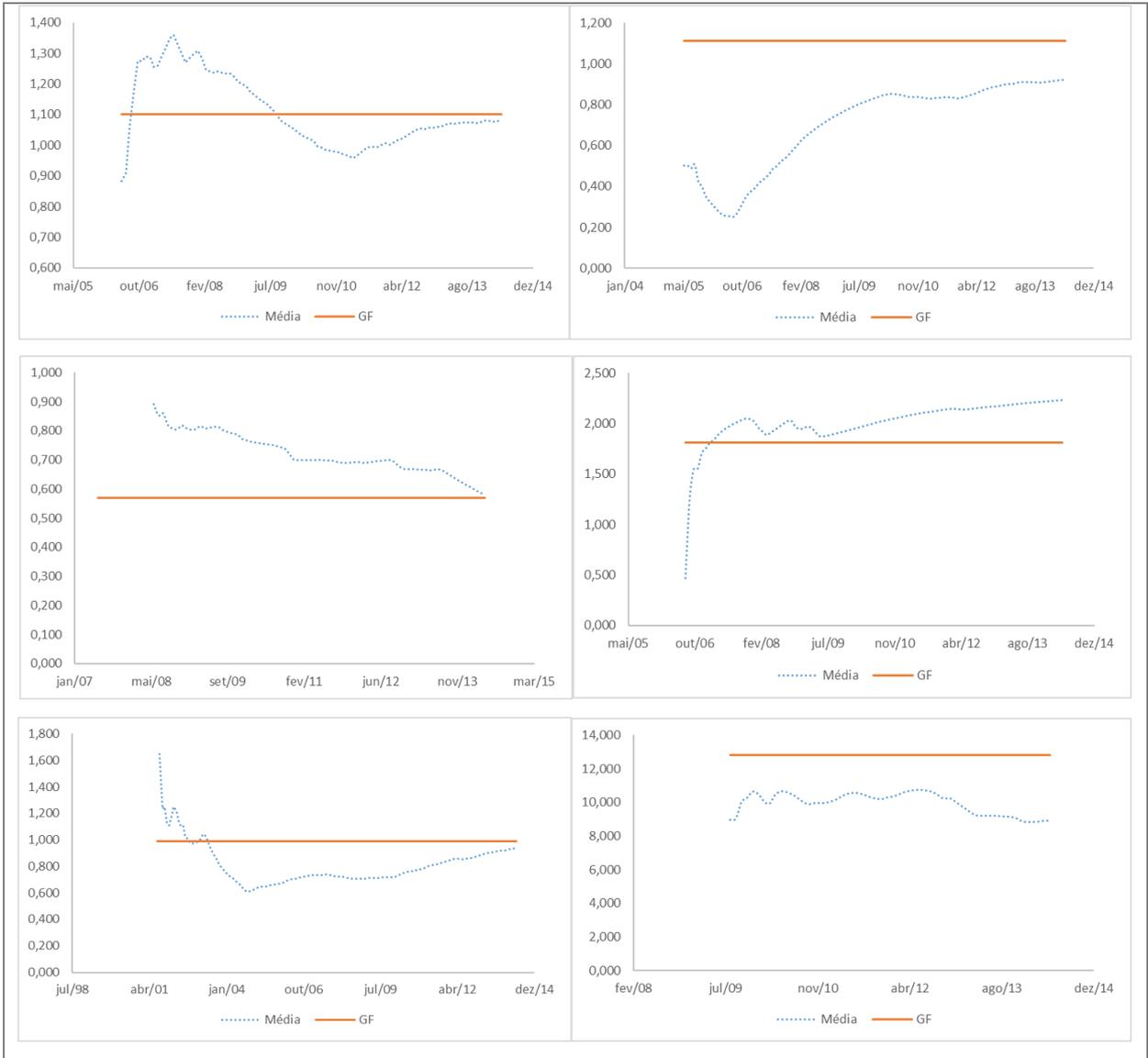


Figura 13. Curvas de média acumulada da geração de empreendimentos da amostra.

3.5. Leilão de Energia de Reserva

Na metodologia de contabilização da geração de usinas contratadas no 10º LER, a energia é apurada ao final de cada ano contratual, nesse momento são descontadas as perdas do ponto de conexão da usina ao centro de gravidade do submercado.

O mecanismo verifica anualmente a diferença entre a energia contabilizada e a obrigação contratual, obrigação esta que pode ser comparada à garantia física. Para trazer maior estabilidade ao empreendedor, a energia contratada é paga em parcelas mensais iguais no ano contratual seguinte e a liquidação da energia ocorre a cada 5 anos dentro de um prazo de suprimento de 30 anos.

Os desvios positivos e negativos entre o contratado e a geração são acumulados anualmente, dentro de uma margem de tolerância, conforme apresentado na Equação 3.6. Ao fim de 5 anos, em caso de saldo positivo, o montante pode ser repassado para o próximo quinquênio ou cedido para outro empreendimento contratado no mesmo leilão.

$$S_A = \max\{\min\{S_{N-1} + \Delta G_A, 10\% \cdot C\}, -10\% \cdot C\} \quad 3.6$$

Onde:

S_A : saldo acumulado.

S_{N-1} : saldo acumulado no período anterior, na liquidação considera o quinquênio anterior.

ΔG_A : desvio entre a obrigação contratual e a geração no ano.

C : obrigação contratual.

A remuneração é realizada em parcelas mensais uniformes do montante contratado, como apresentado na Equação 3.7.

$$R_C = \frac{P_C \cdot C}{12} \quad 3.7$$

Onde P_C é preço contratado, reajustado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, tendo como base de referência o mês de realização do leilão, em R\$/MWh.

A remuneração é reduzida para produção acima da energia contratada e possui penalidade para produção abaixo da energia contratada. Na remuneração, a tolerância de

geração acima do valor contratual é de 30%, sendo 10% do acumulado anualmente e mais 20% de tolerância adicional.

A Equação 3.8 apresenta o cálculo da remuneração do saldo anual positivo, o qual é remunerado com 100% do preço contratado até 30% do valor contratual. Se o saldo acumulado ultrapassar 30% do valor contratual, é remunerado com 90% do preço contratado.

$$\Delta R_{A,pos} = \frac{P_C \cdot \Delta S_{A,pos1} + 90\% \cdot P_C \cdot \Delta S_{A,pos2}}{12} \quad 3.8$$

Onde:

$$\Delta S_{A,pos1} = \min\{\max\{S_{N-1} + \Delta G_A - 10\% \cdot C\}, 20\% \cdot C\}$$

$$\Delta S_{A,pos2} = \max\{S_{N-1} + \Delta G_A - 10\% - 20\% \cdot C, 0\}$$

$$\Delta R_{A,neg} = \frac{-115\% \cdot P_C \cdot \Delta S_{A,neg}}{12} \quad 3.9$$

A Tabela 5 resume como ocorre a remuneração dos saldos negativo e positivo, até 30%, acima de 30%, com e sem cessão de energia.

Tabela 5. Remuneração para saldos acumulados que ultrapassam a margem de 10% da obrigação contratual.
Fonte: EPE, 2016 (adaptado).

Saldo negativo		Saldo positivo		
12 meses		12 meses		24 meses
<i>Sem cessão de energia</i>	<i>Com cessão de energia</i>	<i>Até 30%</i>	<i>Acima de 30%</i>	<i>Com cessão de energia</i>
-115%·Pc	-106%·Pc	100%·Pc	90%·Pc	100%·Pc

4. MENU REGULATÓRIO

As situações que aumentam as incertezas no custo de distribuição de energia elétrica, citadas no item 2.3.2, podem ser comparadas com a geração hidrelétrica de pequeno porte, uma vez que se tem as incertezas associadas à hidrologia. A dependência da hidrologia é agravada pela necessidade de construir empreendimentos sem regularização, a fim de mitigar o impacto ambiental gerado por grandes reservatórios.

Além disso, da mesma forma que a definição *ex-ante* dos custos de distribuição pode levar à superestimação da receita, a definição da garantia física com base em vazões históricas pode levar à superestimação da previsão de geração. Não obstante, em ambos os setores, um ajuste *ex-post* intrusivo trará instabilidade aos investidores.

Para adaptação do menu regulatório para a revisão da garantia física seguiu-se os mesmos procedimentos utilizados na elaboração do menu regulatório do setor de distribuição. A abordagem do Ofgem para elaboração do menu regulatório é apresentada por Menezes, Loke e Fallon (2014) e ilustrada na Figura 14.

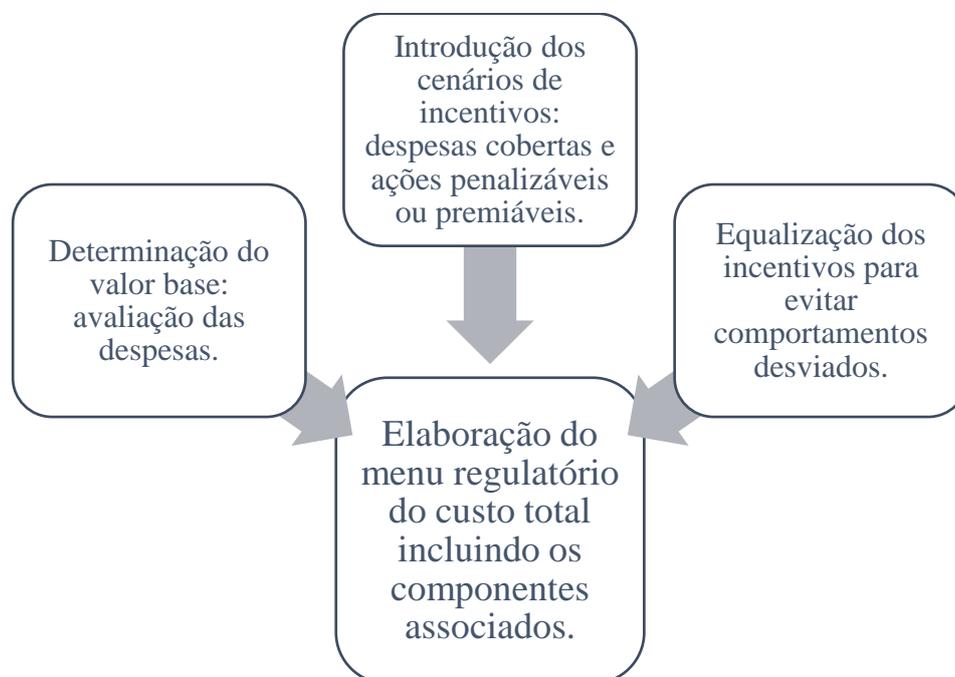


Figura 14. Fluxograma de processos para elaboração do menu regulatório pelo Ofgem.
Fonte: MENEZES, LOKE e FALLON (2014) com adaptações.

A adaptação do fluxo de elaboração do menu regulatório adaptado para a garantia física é apresentada na Figura 15.

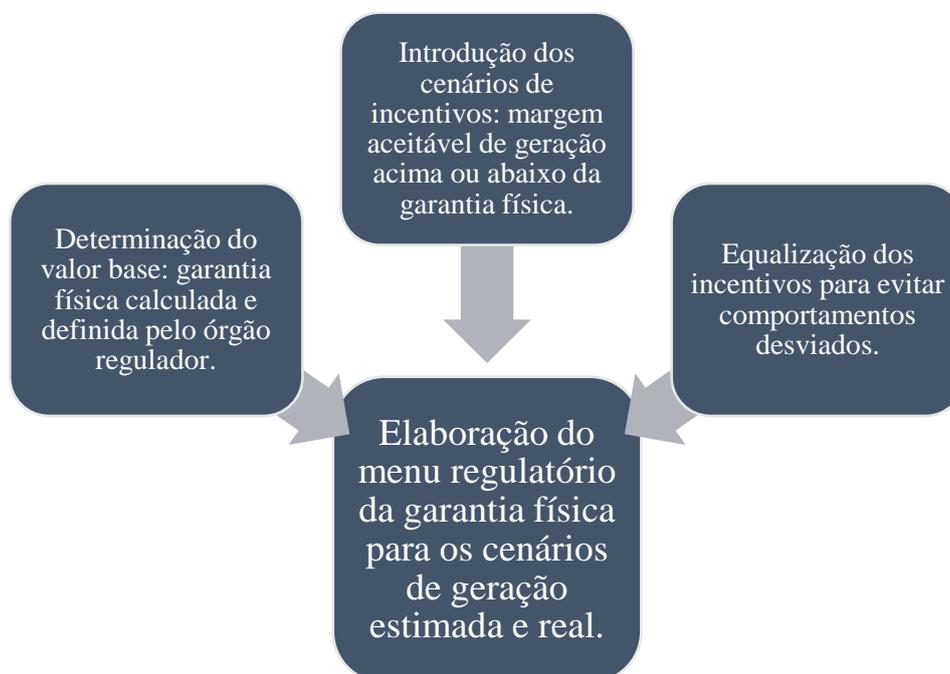


Figura 15. Fluxograma de processos para elaboração do menu regulatório da garantia física, adaptado de Menezes, Loke e Fallon (2014).

O menu regulatório da garantia física incentiva os valores mais altos de geração, o inverso das despesas de capital e operação envolvidos na distribuição, que almejam os valores mais baixos. Desta forma, a matriz de geração possui os ajustes mais elevados para os valores mais altos. As alterações necessárias para essa adaptação são realizadas no cálculo da matriz de ajustes.

4.1. Cálculo dos Parâmetros

Conforme apresentado na Equação 2.8 – rerepresentada nesta seção – o fator de ajuste utilizado no menu regulatório é calculado por meio da despesa permitida, despesa atual, incentivo à eficiência e renda adicional.

$$A = (D_{\text{permitida}} - D_{\text{atual}}) * I + r \quad 2.8$$

Por sua vez, esses componentes podem ser calculados com base nos seguintes parâmetros definidos anteriormente:

- Razão entre as previsões do empreendedor e do regulador (\mathcal{R}): o empreendedor estabelece um plano de negócios com base na previsão do órgão regulador. O plano de negócios é dado pela razão entre as previsões e pode variar de 60% a 140% da garantia física definida.
- Peso da estimativa do regulador (w): ponderação entre a garantia física definida pelo órgão regulador e pelo empreendedor. Quanto mais incerteza relacionadas ao cálculo, recomenda-se que o peso da estimativa do regulador seja menor.
- Valor de referência para o incentivo à eficiência (I_{ref}) e para a renda adicional (r_{ref}): quando as previsões coincidem, \mathcal{R} assume o valor 100. Esse valor é usado como referência para o cálculo dos demais cenários.
- Taxa de variação para o incentivo à eficiência (δI_{ref}): reflete como o incentivo é reduzido quanto menor a previsão de geração do empreendimento. Na adaptação do menu regulatório esse parâmetro se comporta de forma oposta: para o ajuste dos custos de distribuição esse parâmetro é sempre negativo, mas para o procedimento de ajuste da garantia física, deve ser sempre positivo. Na previsão da geração incentivam-se valores elevados, enquanto para o custo de distribuição, incentivam-se valores reduzidos.
- Desempenho real (D_{atual}): razão entre a geração e a estimativa do regulador. Revela a capacidade de geração de energia atual do empreendimento e é comparado ao plano de negócios (\mathcal{R}) para localizar o ajuste na matriz do menu regulatório.

A partir desses parâmetros pré-definidos, calcula-se os demais parâmetros:

- Variação permitida entre o plano de negócios e o real ($D_{permitida}$): a margem de variação permitida do valor definido pelo regulador é calculada com base no peso da estimativa do regulador.

$$D_{permitida} = w \cdot 100 + (1 - w) \cdot \mathcal{R} \quad 4.1$$

- Incentivo à eficiência: utilizando o valor de referência e a taxa de variação, obtém-se a taxa de incentivo à eficiência para cada razão entre estimativas do empreendedor e regulador (Equação 5.6).

$$I = I_{ref} + (\mathcal{R} - 100) \cdot \delta I_{ref} \quad 4.2$$

- Renda adicional (r): Cossent e Gómez (2013) apresentam a renda adicional como uma função quadrática de \mathcal{R} , dada pela Equação 5.1.

$$r = r_{int} + \alpha \cdot \mathcal{R} + \beta \cdot \mathcal{R}^2 \quad 4.3$$

- Intersecção do valor de renda adicional (r_{int}): tecnicamente, representa a renda adicional para um \mathcal{R} unitário, não possuindo um significado regulatório relevante. Uma vez que o regulador define um valor de referência, encontra-se o valor da intersecção maximizando a renda adicional no ponto em que a relação é 100.

O valor máximo de ajuste para cálculo da renda adicional é encontrado no ponto em que a derivada de primeira ordem da razão entre a previsão do empreendedor e do órgão regulador é zero. Para calcular o valor máximo, a despesa permitida e a taxa de incentivo à eficiência são substituídas pelas Equações 4.1 e 4.2

$$\begin{aligned} A = & (1 - w) \cdot \delta I_{ref} \cdot \mathcal{R}^2 \\ & + (200 \cdot w \cdot \delta I_{ref} + I_{ref} - 100 \cdot \delta I_{ref} - w \cdot I_{ref} - \delta I_{ref} \cdot D_{atual}) \\ & \cdot \mathcal{R} + 100 \cdot w \cdot I_{ref} - 10^4 \cdot w \cdot \delta I_{ref} - I_{ref} \cdot D_{atual} + 100 \cdot \delta I_{ref} \\ & \cdot D_{atual} + r \end{aligned} \quad 4.4$$

$$\begin{aligned} & 2 \cdot (1 - w) \cdot \delta I_{ref} \cdot \mathcal{R} + 200 \cdot w \cdot \delta I_{ref} + I_{ref} - 100 \cdot \delta I_{ref} - w \cdot I_{ref} - \delta I_{ref} \\ & \cdot D_{atual} + \frac{\delta r}{\delta \mathcal{R}} = 0 \end{aligned} \quad 4.5$$

Assumindo a renda adicional como uma função quadrática, como na Equação 4.6, a sua derivada (Equação 4.7) é substituída na Equação 4.5, resultando na Equação 4.8.

$$r = r_{int} + \alpha \cdot \mathcal{R} + \beta \cdot \mathcal{R}^2 \quad 4.6$$

$$\frac{\delta r}{\delta \mathcal{R}} = \alpha + 2 \cdot \beta \cdot \mathcal{R} \quad 4.7$$

$$2 \cdot \left((1 - \omega) \cdot \delta I_{ref} + \beta \right) \cdot \mathcal{R} + 200 \cdot \omega \cdot \delta I_{ref} + I_{ref} - 100 \cdot \delta I_{ref} - \omega \cdot I_{ref} - \delta I_{ref} \cdot D_{atual} + \alpha = 0 \quad 4.8$$

A fim de obter a expressão para os parâmetros da renda adicional quando a despesa atual coincide com a razão entre a previsão do empreendedor e do regulador, a variável \mathcal{R} é substituída pela D_{atual} .

$$\left((1 - \omega) \cdot 2 \cdot \delta I_{ref} + 2 \cdot \beta - \delta I_{ref} \right) \cdot D_{atual} + 200 \cdot \omega \cdot \delta I_{ref} + I_{ref} - 100 \cdot \delta I_{ref} - \omega \cdot I_{ref} + \alpha = 0 \quad 4.9$$

Uma vez que a condição deve ser válida para qualquer valor de D_{atual} , o fator que o multiplica deve ser igual a zero, permitindo encontrar o fator de segunda ordem, β , da Equação 4.6.

$$\beta = \delta I_{ref} \cdot (\omega - 0,5) \quad 4.10$$

Encontram-se os fatores de primeira ordem, α , resolvendo o restante da Equação 4.9.

$$\alpha = I_{ref} \cdot (\omega - 1) + 100 \cdot \delta I_{ref} \cdot (1 - 2\omega) \quad 4.11$$

A intersecção da renda adicional é obtida fazendo $\mathcal{R} = 100$ na Equação 4.6.

$$r_{int} = r_{ref} - 100 \cdot I_{ref} \cdot (\omega - 1) + 10^4 \cdot \delta I_{ref} \cdot (\omega - 0,5) \quad 4.12$$

A Tabela 6 apresenta todas as variáveis utilizadas no cálculo da matriz de ajustes da garantia física. Os valores sublinhados são valores calculados a partir dos valores pré-definidos (não sublinhados). A Tabela pode ser utilizada como a calculadora da matriz: ao inserir os valores pré-definidos, a razão \mathcal{R} e o desempenho real do empreendimento obtém-se os valores de incentivo à eficiência, renda adicional, variação permitida e o valor de ajuste.

Tabela 6. Calculadora do menu regulatório.

Variável	Descrição	Cálculo
\mathcal{R}	Razão entre a o declarado pelo empreendedor e o definido pelo regulador	<u>100</u>
w	Peso da estimativa do regulador	0,25
I_{ref}	Incentivo à eficiência de referência (para $\mathcal{R}=100$)	0,60
δI_{ref}	Taxa de variação do SFref	0,005
I	Incentivo à eficiência	<u>0,6</u>
r_{ref}	Renda adicional de referência (para razão de 100)	0,5
r_{int}	Intersecção	<u>32</u>
α		<u>-0,2</u>
β		<u>-0,00125</u>
r	Renda adicional	<u>0,5</u>
$D_{permitida}$	Variação permitida	<u>100</u>
D_{atual}	Desempenho real	100
A	Valor de ajuste	<u>0,5%</u>

4.2. Aplicação da Metodologia

A partir dos valores obtidos de ajuste para cada cenário, estabelece-se a matriz de ajustes do menu regulatório da garantia física. A matriz de ajustes com base na geração atual é apresentada na Tabela 7. Para aplicação desta aos empreendimentos da amostra foi utilizada a garantia física como valor base, levando em conta que este é calculado pelo regulador mediante avaliação das características do empreendimento e afliências.

Tabela 7. Menu regulatório para ajuste no montante de garantia física de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente.

Plano de negócios	140	130	120	110	100	90	80	70	60
Varição permitida	130	122,5	115	107,5	100	92,5	85	77,5	70
Incentivo à eficiência	80%	75%	70%	65%	60%	55%	50%	45%	40%
Renda adicional	20,5	15,1	10,0	5,1	0,5	-3,9	-8,0	-11,9	-15,5
Desempenho real	Ajuste na garantia física								
140	28,5	28,3	27,5	26,3	24,5	22,3	19,5	16,2	12,5
130	20,5	20,8	20,5	19,8	18,5	16,8	14,5	11,7	8,5
120	12,5	13,3	13,5	13,3	12,5	11,3	9,5	7,2	4,5
110	4,5	5,8	6,5	6,8	6,5	5,8	4,5	2,7	0,5
100	-3,5	-1,8	-0,5	0,3	0,5	0,3	-0,5	-1,8	-3,5
90	-11,5	-9,3	-7,5	-6,3	-5,5	-5,3	-5,5	-6,3	-7,5
80	-19,5	-16,8	-14,5	-12,8	-11,5	-10,8	-10,5	-10,8	-11,5
70	-27,5	-24,3	-21,5	-19,3	-17,5	-16,3	-15,5	-15,3	-15,5
60	-35,5	-31,8	-28,5	-25,8	-23,5	-21,8	-20,5	-19,8	-19,5

Os cenários de incentivos são destacados pela variação de cores na Tabela 7: criou-se o melhor cenário no caso em que a geração atual coincide com a previsão do empreendedor em alcançar o estimado anteriormente. Incentiva-se a geração acima da garantia física, mas o maior ganho está na geração coincidente com a estimativa (destacado em negrito).

As previsões de geração acima da garantia física são incentivadas, por exemplo, o ajuste na garantia física será de 24,5% quando a geração for 40% maior com uma previsão de 100%. Com a geração coincidente com o plano de negócios de 100%, o empreendedor receberá um ajuste positivo de 0,5%.

O pior cenário está na declaração de um valor 40% acima da garantia física quando a geração corresponde a apenas 60% do montante, recebendo uma penalização de -35,5% da garantia física. O maior ajuste será quando a geração coincidir com a previsão de 40% a mais que a garantia física. Para esse caso o empreendedor receberá 28,5% de ajuste positivo na garantia física.

A Figura 16 apresenta o fluxo de ajustes no menu regulatório. Os ajustes ocorrerão no período regulatório seguinte ao período de geração contabilizada. Desta forma, no primeiro período regulatório com geração contabilizada, a garantia física será o valor definido pelo regulador, porém já será definida um plano de negócios, com a razão entre a estimativa do empreendedor e do órgão regulador. No período seguinte, a garantia física será ajustada conforme o menu regulatório e um novo plano de negócios será firmado.



Figura 16. Fluxo de ajustes do menu regulatório.

Quatro exemplos de planos de negócios, para empreendimentos diferentes, em que o empreendedor faz as previsões coincidentes com a real geração possui o comportamento apresentado pela curva marcada com triângulos da Figura 20 a Figura 20. Nos exemplos apresentados, o período regulatório é definido como um ano de geração.

Em alguns períodos, a curva assume valores nulos, isto ocorre quando a geração do empreendimento é menor que 60% da garantia física. Espera-se que com o cálculo mais preciso da garantia física, essa situação se torne incomum. Entretanto, faz-se necessária a definição de uma medida punitiva a ser tomada quando a geração em um período regulatório é menor que 60% da garantia física.

Também, deve-se definir a possibilidade de um pedido de revisão da garantia física da previsão do regulador quando a geração confirmar valores acima da garantia física, anteriormente previstos no plano de negócios. A nova previsão deverá ser calculada com a mesma metodologia, utilizando novos parâmetros, para os quais a alteração deverá ser justificada.

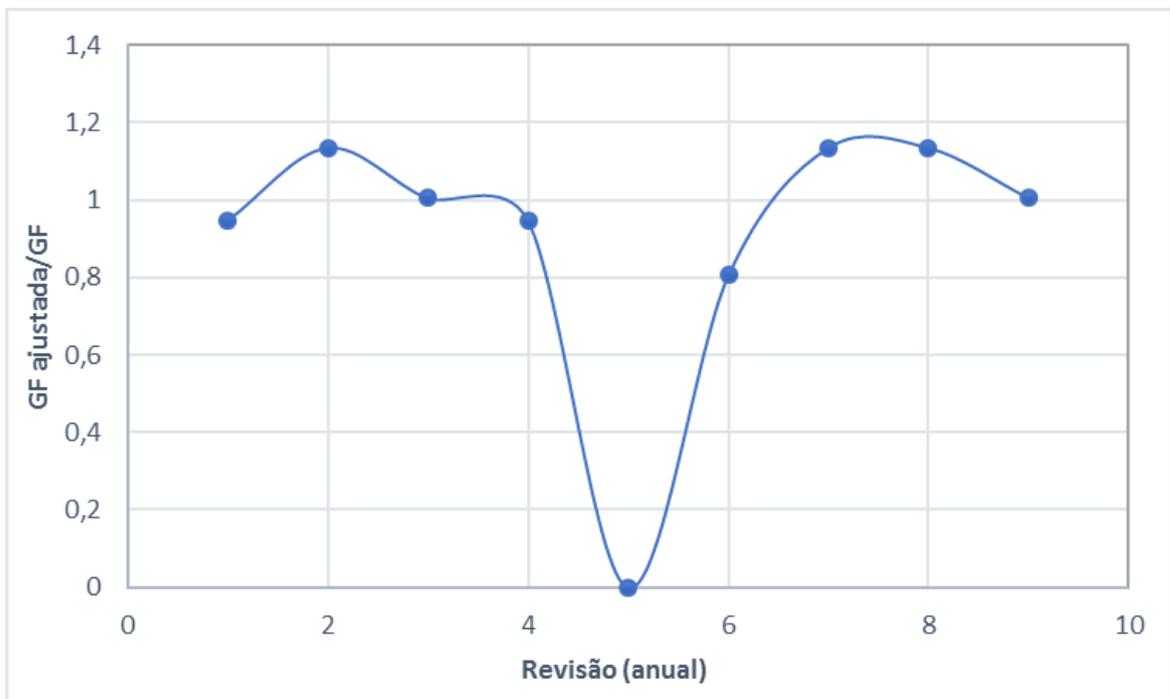


Figura 17. Ajustes na garantia física do empreendimento 001 com o Menu Regulatório.

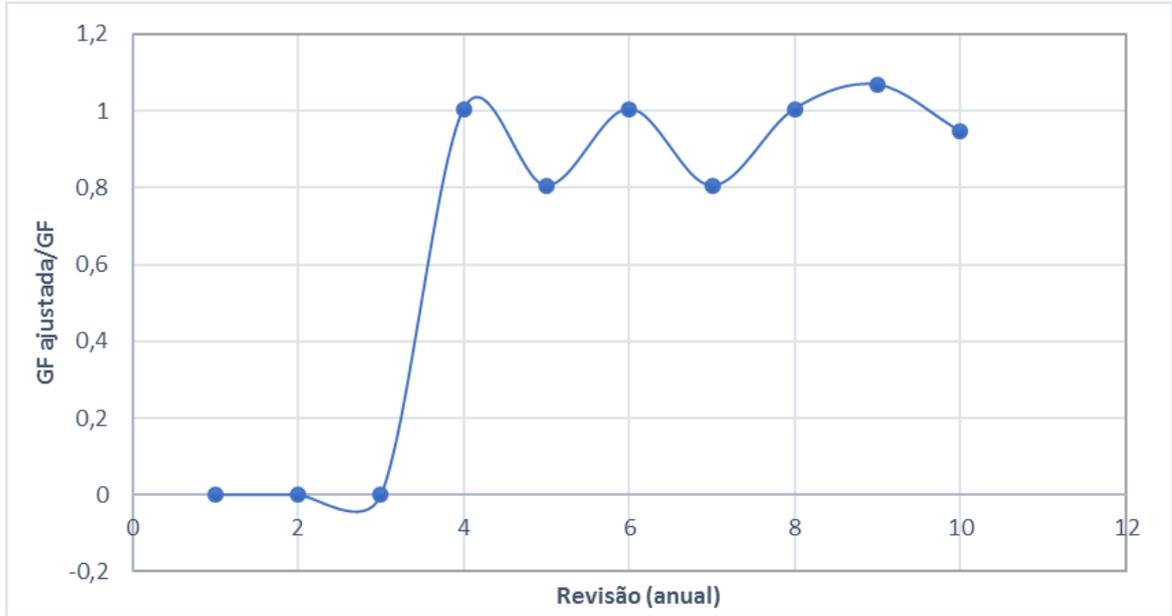


Figura 18. Ajustes na garantia física do empreendimento 002 com o Menu Regulatório.

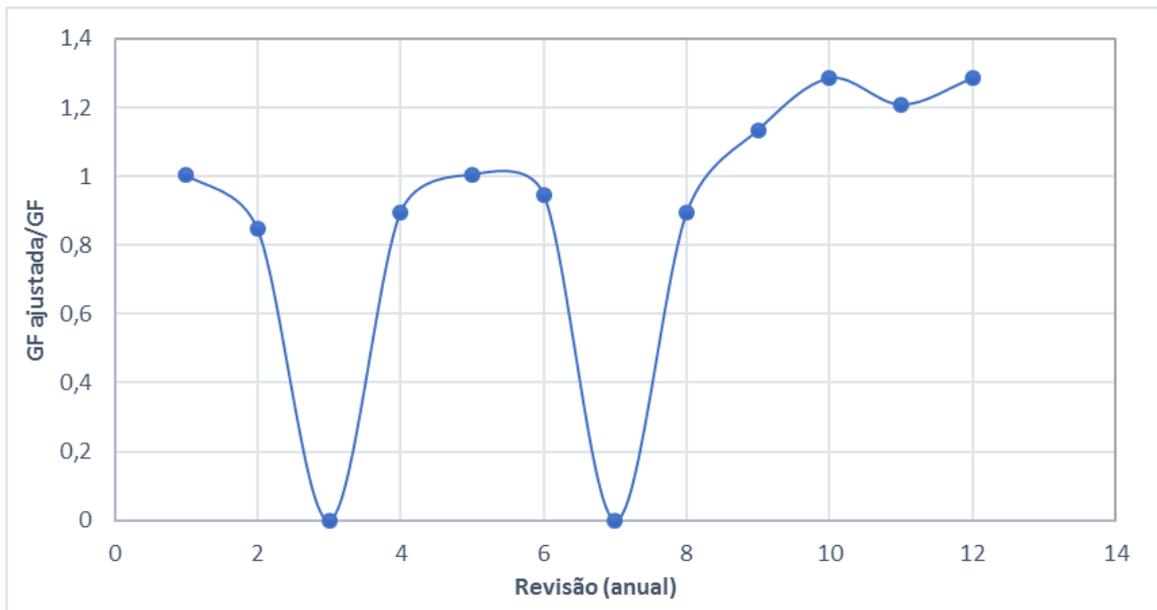


Figura 19. Ajustes na garantia física do empreendimento 004 com o Menu Regulatório.

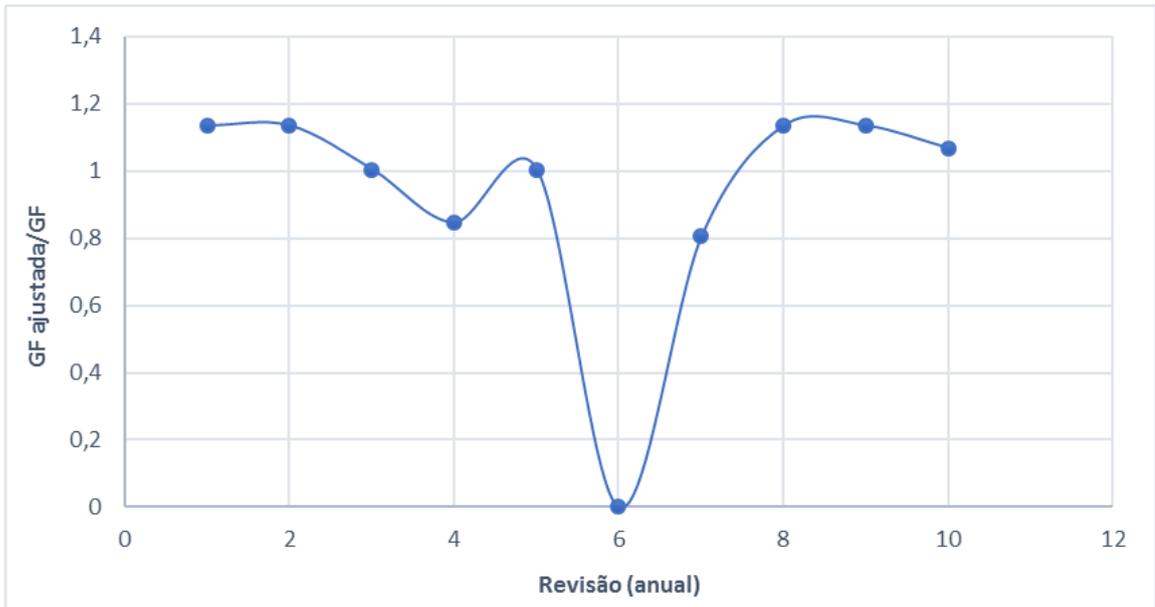


Figura 20. Ajustes na garantia física do empreendimento 005 com o Menu Regulatório.

5. RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos nas seguintes análises, descritas na metodologia:

- Elasticidades dos parâmetros rendimento e perda de carga com a variação da vazão e da queda.
- Efeito da variação dos parâmetros dependentes para o cálculo da garantia física.
- Utilização de séries de vazões médias mensais e médias diárias.
- Consideração do engolimento mínimo.
- Aplicação das metodologias de revisão da garantia física.
- Comparação entre a metodologia para o 1º LER de 2016, o menu regulatório e a média acumulada.

Foram analisadas as elasticidades de 18 usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente. Uma amostra de 26 usinas foi utilizada para as demais análises.

A análise da elasticidade é dividida em duas partes, de acordo com a variável independente analisada: vazão – Q ou queda – H. Para ambos os casos o resultado analisado é a energia média – EM, embora calculada com o mesmo método da garantia física – GF, optou-se por utilizar termos diferentes para diferenciá-las.

A garantia física é um montante calculado em condições específicas, descritas no item 3.2 (página 59), enquanto a energia média é um valor calculado pela Equação 2.1 com as condições específicas para a análise em questão.

5.1. Elasticidade energia-vazão

A elasticidade é apresentada por curvas que demonstram o efeito da variável (abscissa) sobre o resultado (ordenada). Caso não haja sensibilidade entre o resultado e a variável, a elasticidade será representada por uma reta constante e unitária (no valor “1” da ordenada). Quando o resultado apresenta sensibilidade à variação de um parâmetro, a elasticidade é representada por uma curva. A curva demonstra resultado inelástico quando menor que 1,0 e elástico quando maior que 1,0. Da Figura 21 a Figura 28 são apresentadas as curvas de elasticidade obtidas.

Os gráficos da Figura 21 e da Figura 22 mostram os resultados da elasticidade obtidos quando não há variação da perda de carga ou do rendimento do grupo gerador para os 18 casos estudados, divididos por tipos de turbina. Como esperado, ao utilizar a energia média como variável dependente e a vazão como variável independente, mantendo os demais parâmetros fixos, a elasticidade é unitária e constante em todos os casos, pois não há qualquer relação de dependência entre as variáveis.

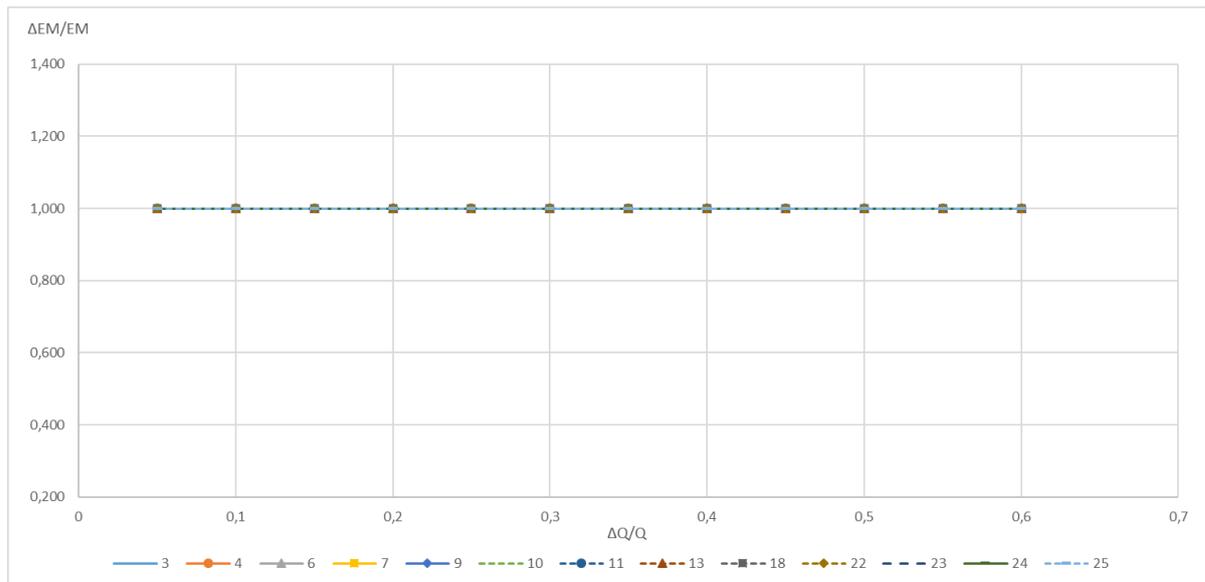


Figura 21. Elasticidade energia-vazão de centrais dotadas de turbinas Francis (70% da amostra) para rendimento e perda de carga independentes da vazão.

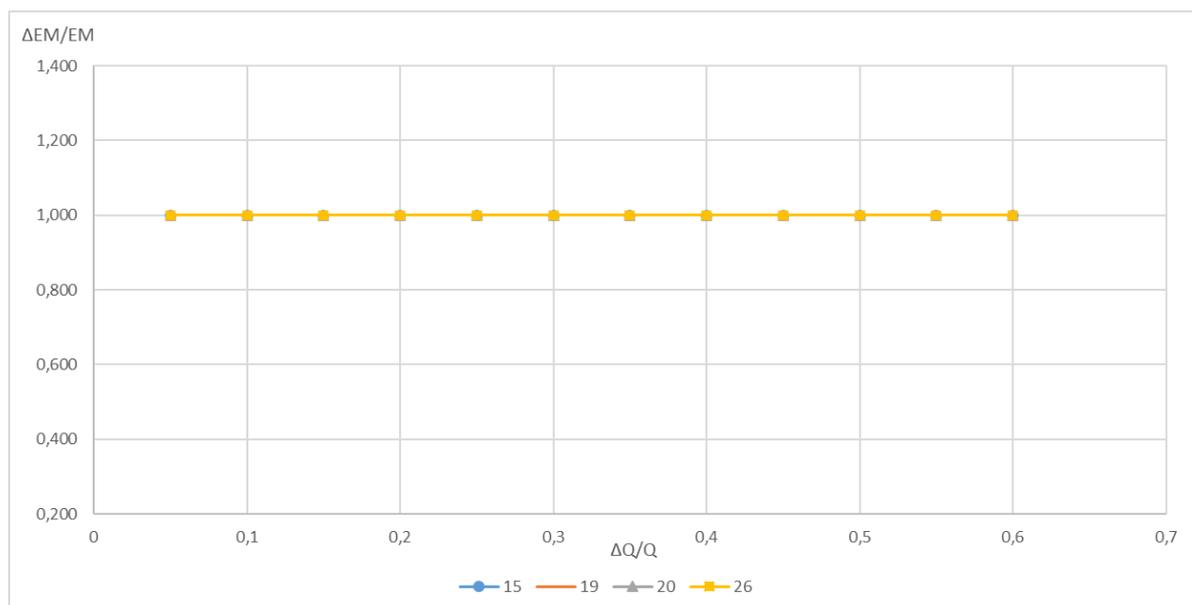


Figura 22. Elasticidade energia-vazão de centrais dotadas de turbinas Kaplan (30% da amostra) para rendimento e perda de carga independentes da vazão.

Ao considerar a dependência da perda de carga e do rendimento da turbina e do gerador com a vazão, as elasticidades deixam de ser constantes e unitárias e, como pode ser visto na Figura 23 e na Figura 24, se tornam elásticas ou inelásticas com variações nas vazões. Mais uma vez, a energia média é o parâmetro dependente e a vazão o parâmetro independente, nesse caso os rendimentos e a perda de carga são parâmetros que variam com a variação da vazão.

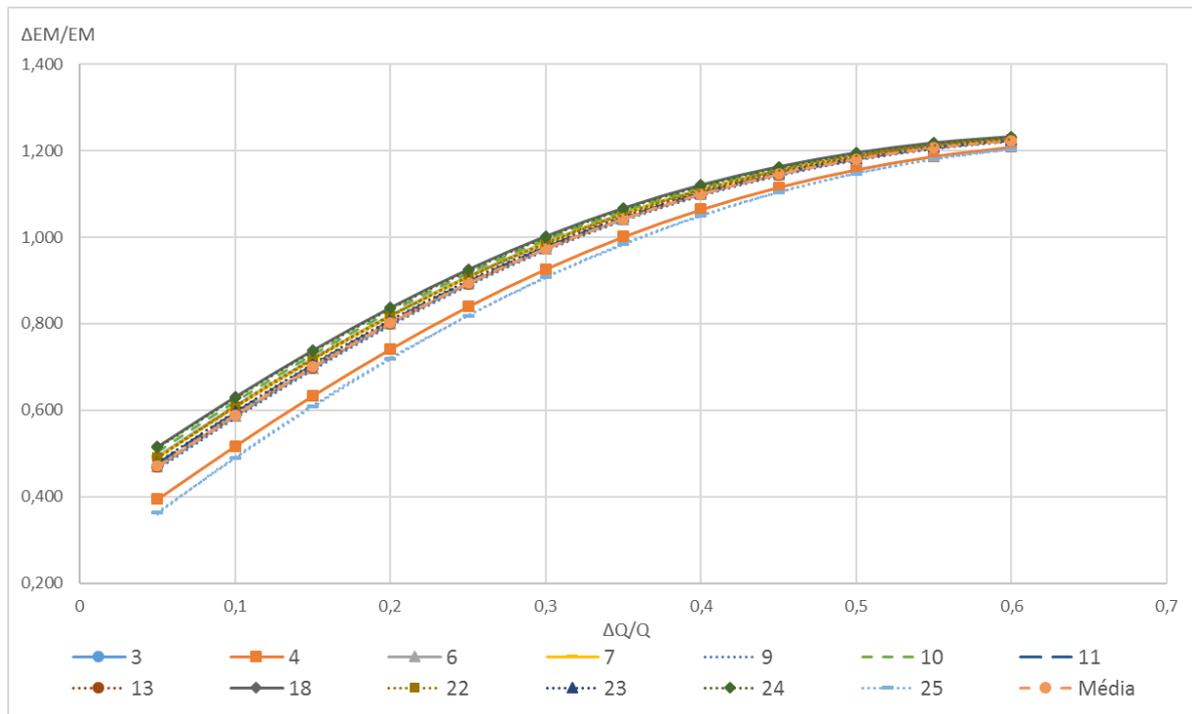


Figura 23. Elasticidade energia-vazão de centrais dotadas de turbinas Francis para rendimento e perda de carga dependentes da vazão.

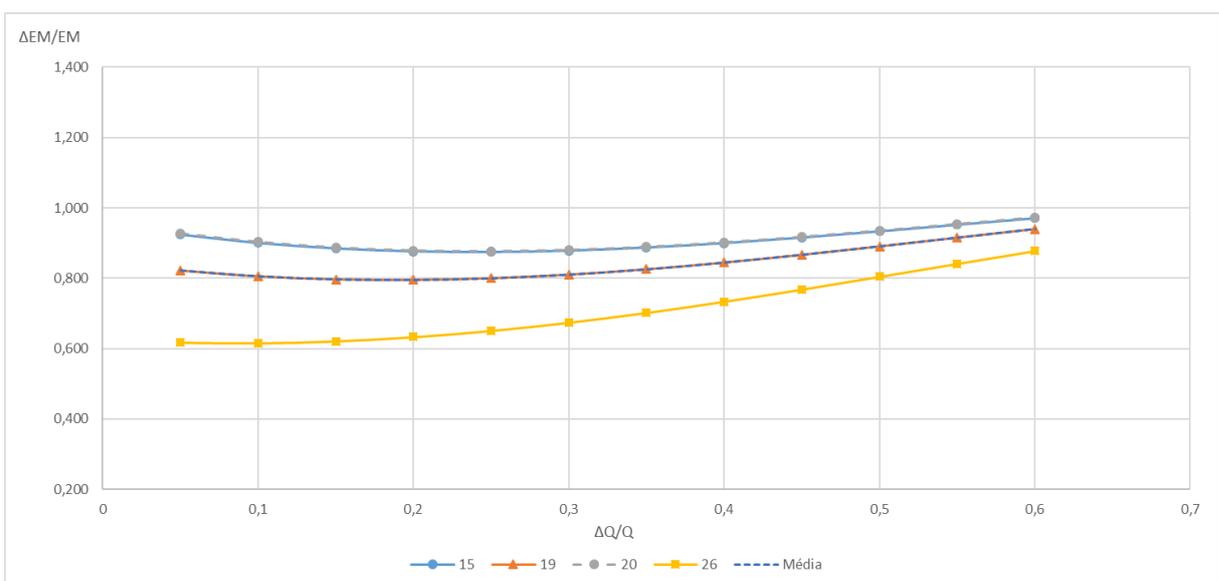


Figura 24. Elasticidade energia-vazão de centrais dotadas de turbinas Kaplan para rendimento e perda de carga dependentes da vazão.

5.2. Elasticidade energia-queda

Na Figura 25 e na Figura 26 são apresentadas as elasticidades da energia média, variável dependente, quando o rendimento e a perda de carga não são variados com a variação da queda, variável independente. Nesse caso, as elasticidades se mantêm constantes em valores próximos da unidade, porém não são unitárias, devido à influência direta da perda de carga na queda, isto é, as retas se afastam da unidade proporcionalmente à perda de carga.

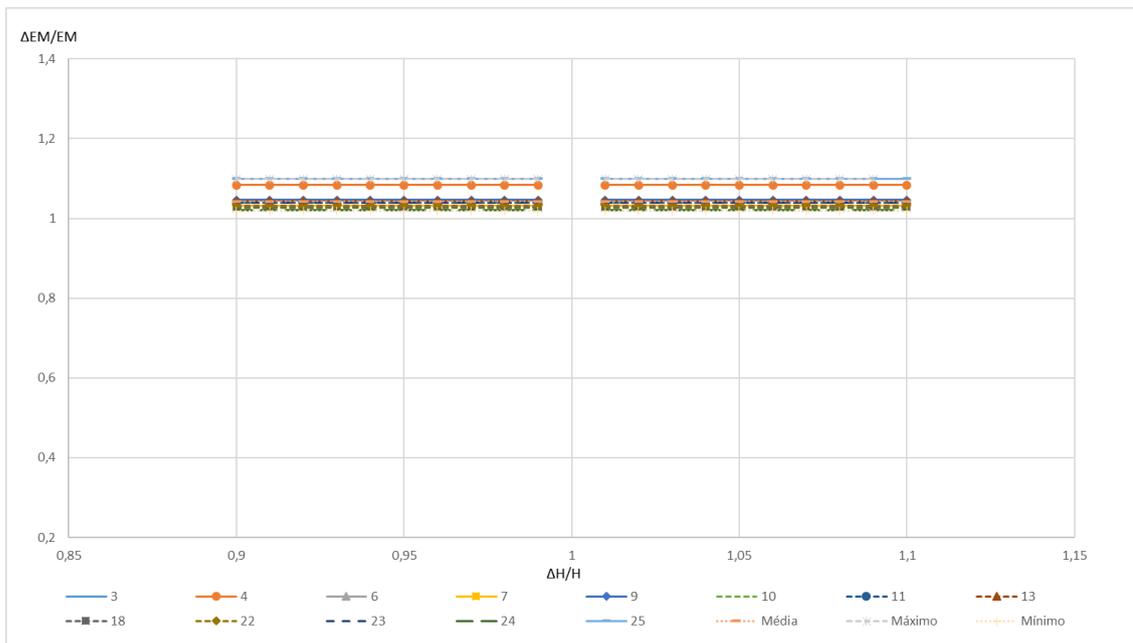


Figura 25. Elasticidade energia-queda de centrais com turbinas Francis para parâmetros independentes da queda.

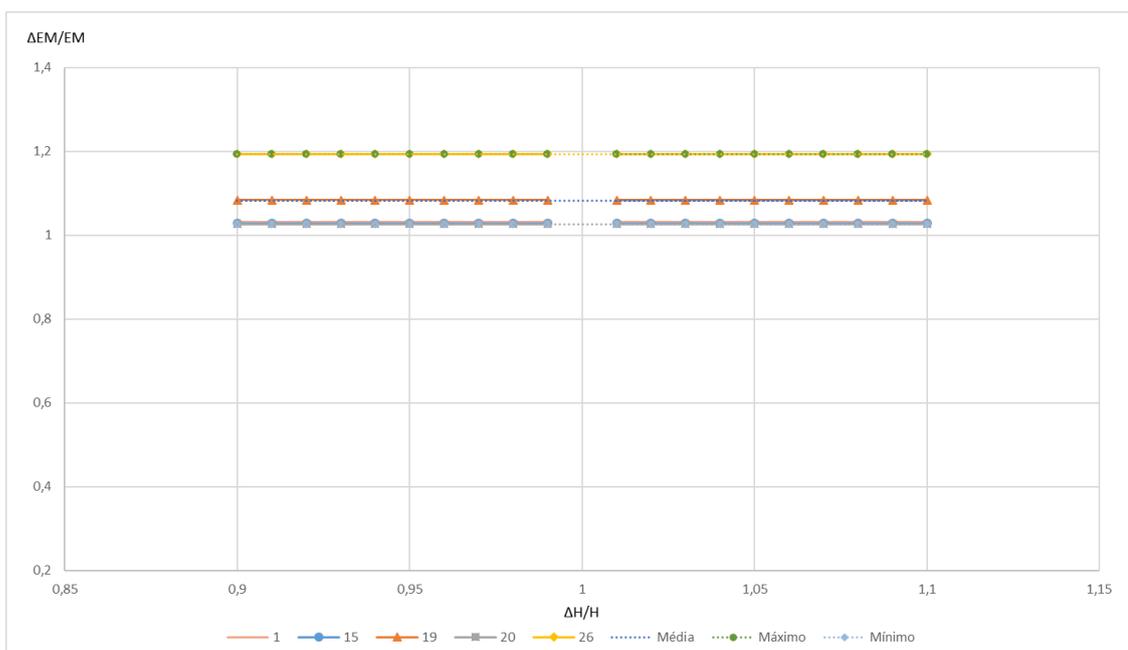


Figura 26. Elasticidade energia-queda de centrais com turbinas Kaplan para parâmetros independentes da queda.

Ao considerar a dependência da perda de carga e do rendimento da turbina e do gerador com a variação da queda, as elasticidades deixam de ser constantes e, como pode ser visto na Figura 27 e na Figura 28, se tornam elásticas com as variações de queda. Mais uma vez a energia média é o parâmetro dependente e a queda o parâmetro independente, nesse caso os rendimentos e a perda de carga são parâmetros que variam com a queda.

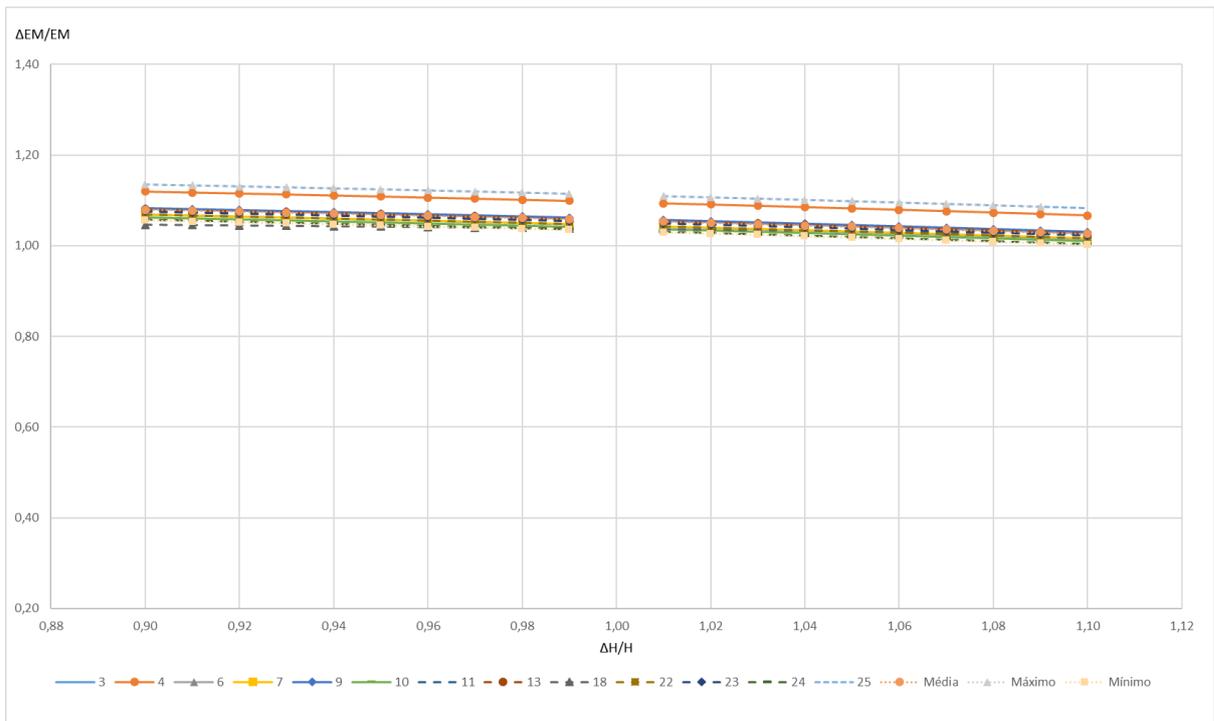


Figura 27. Elasticidade energia-queda de centrais com turbinas Francis para parâmetros dependentes da queda.

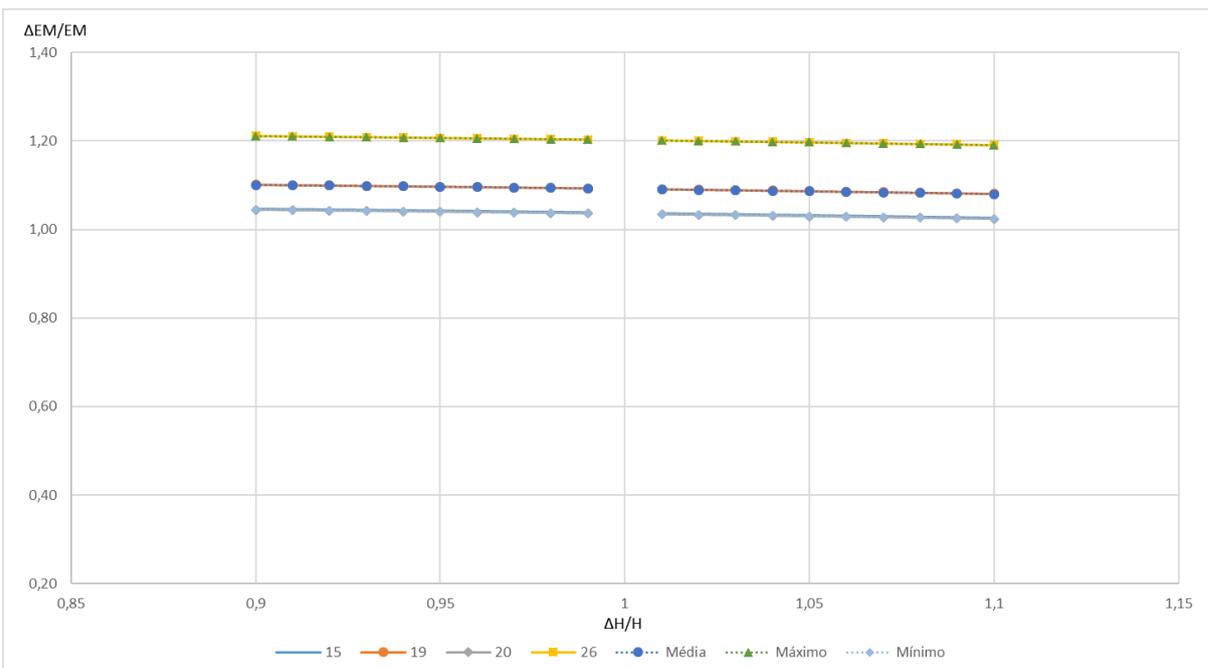


Figura 28. Elasticidade energia-queda de centrais com turbinas Kaplan para parâmetros dependentes da queda.

Os valores médios das curvas apresentadas nos itens 5.1 (energia média x vazão) e 5.2 (energia média x queda) são apresentados nas na Figura 29 e na Figura 30, respectivamente. Em resumo, percebe-se que turbinas do tipo Francis apresentam maior sensibilidade à variação dos parâmetros rendimento e perda de carga com a vazão, com valores de 0,45 a 1,2.

A sensibilidade da energia em turbinas Francis apresentou-se inelástica (elasticidade menor que 1) com a variação em até 30% da vazão e elástica após os 30%. As turbinas do tipo Kaplan, embora também apresentem sensibilidade à variação, apresentaram elasticidades menores e mantiveram-se inelásticas, na faixa de 0,6 a 0,9.

Sendo assim, identifica-se que o tipo de turbina pode influenciar o cálculo da garantia física. Nas análises feitas nesta dissertação, os empreendimentos dotados de turbinas Francis se mostraram mais influenciados pela variação dos parâmetros do que os dotados de turbinas Kaplan.

A variável vazão apresentou influência consideravelmente maior que a variável queda. A variação dos parâmetros com a queda resultou em elasticidades quase lineares. Não foi possível analisar a queda a partir de um histórico de quedas, assim como realizada para a vazão, pois este dado não é disponível.

No entanto, sabe-se também que a variação da queda em pequenas centrais hidrelétricas é diminuta e, uma vez analisada a influência da variação da queda na energia, percebeu-se que as sensibilidades não são significativas o suficiente para considerar esta variação. Desta forma, o cálculo da garantia física na metodologia proposta não considera a variação dos parâmetros em função da queda.

Identificada a sensibilidade da energia com a variação dos parâmetros independentes vazão e queda, buscou-se quantificar esse efeito. No item a seguir são apresentados os procedimentos para o cálculo da garantia física com a variação da perda de carga e do rendimento. Posteriormente, são comparados os resultados finais ao variar ou manter constantes os parâmetros de cálculo e a geração efetiva dos empreendimentos da amostra.

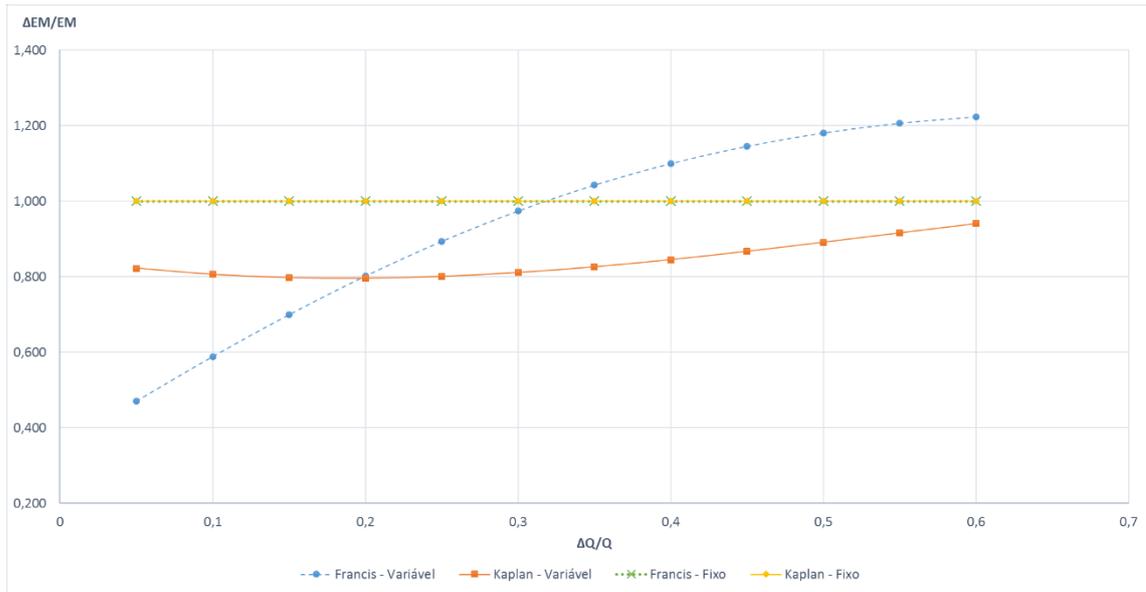


Figura 29. Curvas médias de elasticidade energia-vazão.

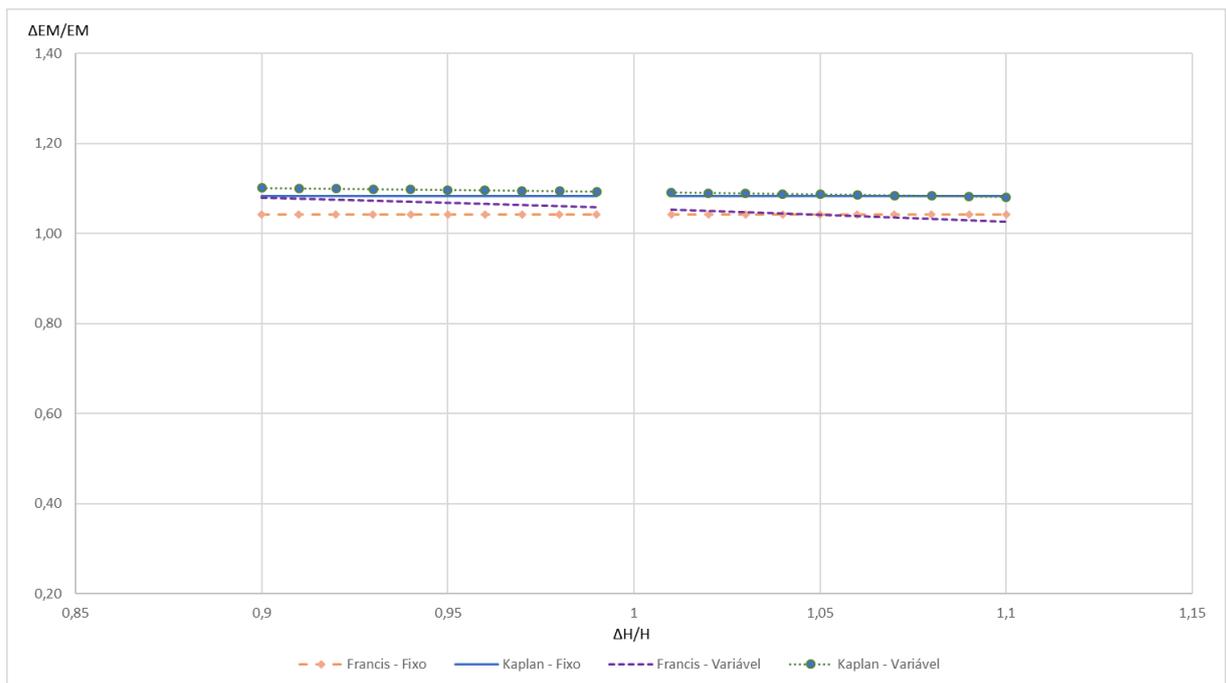


Figura 30. Curvas médias de elasticidade energia-queda.

5.2.1. Perda de carga

Conforme apresentado anteriormente no subitem 2.1.2, a perda de carga se relaciona com a vazão por meio do coeficiente K_{total} . Para o cálculo da garantia física nesta dissertação, o coeficiente total de perda de carga é determinado para a condição nominal, em função dos dados disponíveis nesta condição: a perda de carga total do sistema, Δh_{total} , e a vazão da central, Q_n , específicos de cada empreendimento da amostra. A Equação 5.1 apresenta o cálculo do coeficiente.

$$K_{total} = \frac{\Delta h_{total}}{Q_n^2} \quad 5.1$$

Uma vez determinado o K_{total} nominal, o valor é tomado como uma constante do empreendimento e utilizado para calcular a perda de carga para a vazão Q_i , conforme mostrado na Equação 5.2.

$$\Delta h_{total}(Q_i) = K_{total} \cdot Q_i^2 \quad 5.2$$

Onde:

$\Delta h_{total}(Q_i)$: Perda de carga total (m);

Q_i : Vazão do dia i (m^3/s);

K_{total} : Coeficiente total de perda de carga.

Uma vez calculada a perda de carga em função da vazão, esta fará parte do cálculo da garantia física na sua forma $\Delta h_{total}(Q_i)$, isto é, para cada vazão medida, a perda de carga é calculada considerando o efeito da variação da vazão.

5.2.2. Rendimento

A. Rendimento da Turbina

Para calcular a garantia física considerando o efeito da variação da vazão faz-se uso das curvas de rendimento. Tais curvas relacionam o rendimento com a vazão e são específicas de cada equipamento eletromecânico, porém modelos gerais da família ou mesmo do tipo de

turbina guardam as principais características, de forma que, para esta dissertação, são utilizados modelos de curvas generalizados para cada tipo de turbina.

O rendimento global do conjunto eletromecânico, η_{tg} , é dado pelo produto do rendimento da turbina η_t pelo do gerador η_g . Tendo em vista que o rendimento nominal da turbina é dado para condições nominais e se altera com a variação da vazão, faz-se necessário identificar o rendimento η_t referente à vazão Q_i na curva de rendimento. Esse procedimento é detalhado a seguir.

A vazão encontrada na curva é a vazão relativa, q_i , dada por:

$$q_i = \frac{Q_i}{Q_n} \quad 5.3$$

Onde:

q_i : Vazão relativa;

Q_i : Vazão do dia i (m³/s);

Q_n : Vazão nominal da turbina (m³/s).

O rendimento relativo, encontrado na curva, é dado por:

$$\eta_{rel} = \frac{\eta_i}{\eta_{m\acute{a}x}} \quad 5.4$$

Onde:

η_{rel} : Rendimento relativo;

η_i : Rendimento da máquina para a vazão Q_i ;

$\eta_{m\acute{a}x}$: Rendimento máximo da turbina.

O rendimento relativo é identificado no ponto onde o rendimento η_{rel} corresponde a vazão q_i . O rendimento referente à vazão Q_i será dado por:

$$\eta_t(Q_i) = \eta_{rel}(q_i) \cdot \eta_{m\acute{a}x} \quad 5.5$$

Onde:

$\eta_t(Q_i)$: Rendimento para turbina operando com a vazão do dia i ;

$\eta_{rel}(q_i)$: Rendimento relativo obtido na curva para a vazão relativa q_i ;

$\eta_{m\acute{a}x}$: Rendimento máximo da turbina.

A Figura 4 apresenta algumas curvas típicas de rendimentos dos diferentes tipos de turbinas, as equações correspondentes são destacadas em seguida. A partir das equações é possível encontrar o rendimento para a vazão Q_i .

B. Rendimento do Gerador

O rendimento do gerador varia em função da relação entre a potência gerada no eixo da turbina e a potência nominal do gerador. A potência no eixo da turbina (P_{e_t}) em MW é dada por:

$$P_{e_t}(Q_i) = \frac{9,81 \cdot Q_i \cdot H_l(Q_i) \cdot \eta_t(Q_i)}{1000} \quad 5.6$$

Onde:

Q_i : Vazão do dia i ;

$H_l(Q_i)$: Queda líquida;

$\eta_t(Q_i)$: Rendimento da turbina para a vazão Q_i .

Assim como para o rendimento da turbina, na curva se identifica o rendimento relativo para a potência relativa (potência de eixo/potência máxima) do gerador, multiplicando pelo valor nominal, tem-se o valor real.

O rendimento do gerador será dado por:

$$\eta_g = \frac{P_{e_t}(Q_i)}{P_{n_g}} \quad 5.7$$

Onde:

η_g : rendimento do gerador para a potência de eixo da turbina $P_{e_t}(Q_i)$

$P_{e_t}(Q_i)$: potência de eixo para a vazão Q_i

P_{n_g} : potência nominal do gerador

Para verificar o efeito da variação dos parâmetros dependentes no cálculo da garantia física, foram calculadas as garantias físicas dos 26 empreendimentos com as séries de vazões disponíveis. Para apresentar a diferença entre a garantia física calculada com variação dos

parâmetros e sem variação dos parâmetros foi comparado o resultado de cada caso com a geração dos empreendimentos.

Desta forma, as Figura 31 e Figura 32 apresentam a relação entre a geração e a garantia física quando considerada a variação dos parâmetros dependentes da vazão e quando são mantidos constantes, respectivamente. A relação para cada usina é representada pelos pontos e a tendência linear desses pontos é dada pela linha contínua. A linha tracejada indica o caso ideal, em que a garantia física calculada coincide com a geração. O Coeficiente de Determinação (R^2) indica quão próxima da realidade é a representação.

Embora a tendência da garantia física calculada com os parâmetros variáveis ($R^2=89,3\%$) seja um pouco menos representativa que a da calculada com parâmetros constantes ($R^2=92\%$), a primeira condição tem uma relação entre garantia física e geração de 0,98, ou seja maior proximidade do caso ideal, 1,0, enquanto na segunda a relação é de 0,865.

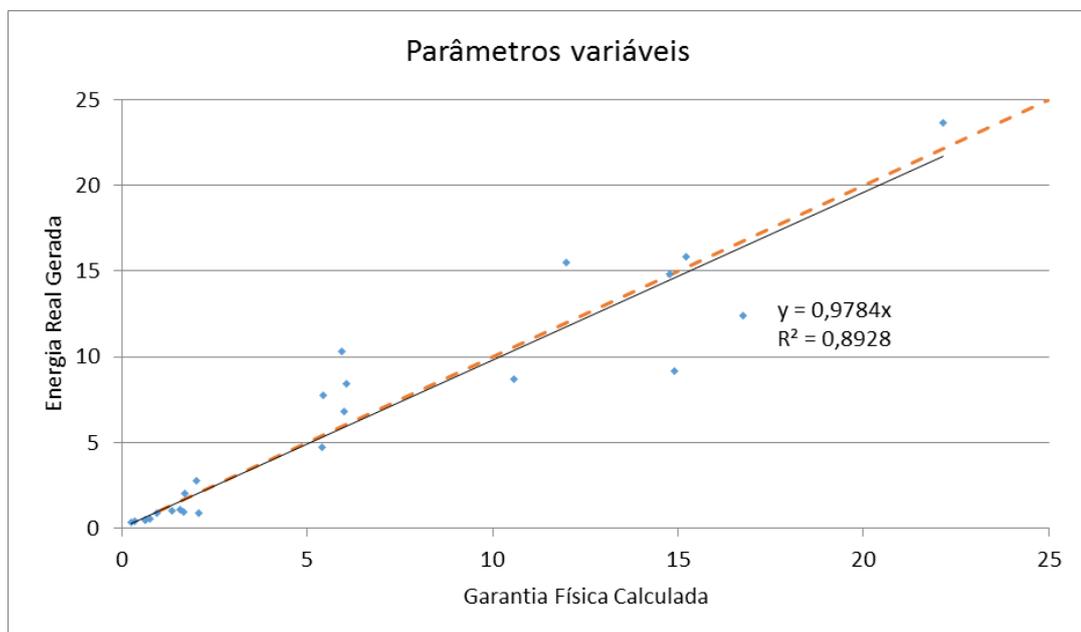


Figura 31. Garantia física calculada com parâmetros dependentes variando com a vazão versus geração dos empreendimentos da amostra.

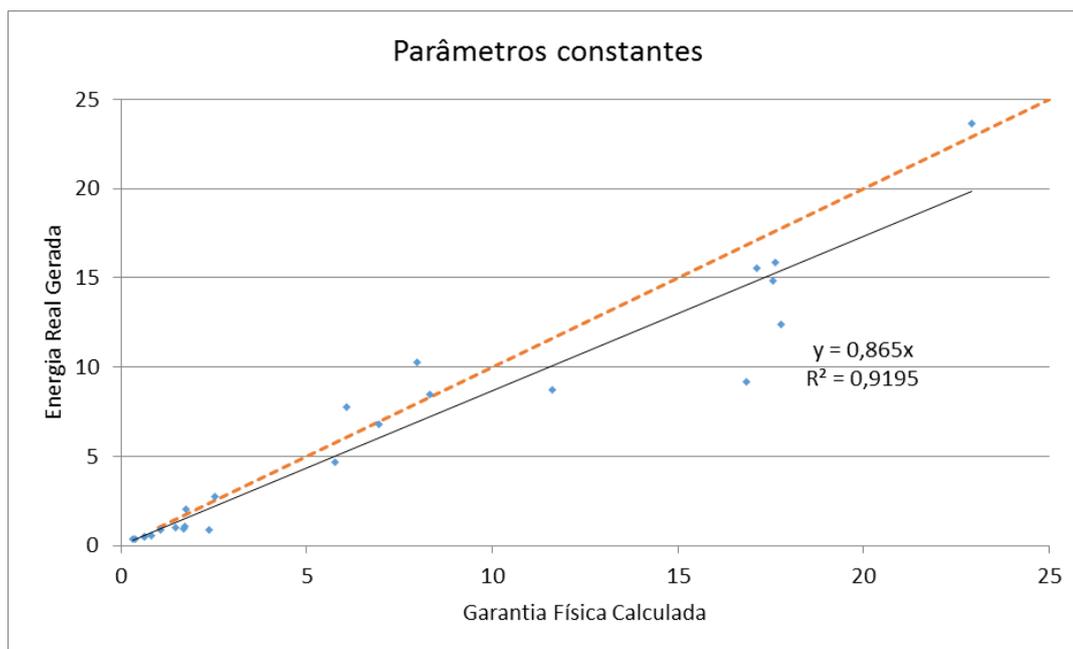


Figura 32. Garantia física calculada com parâmetros constantes versus geração dos empreendimentos da amostra.

5.3. Vazões Médias Diárias e o Engolimento Mínimo

As séries de vazões médias, tanto diárias quanto mensais, são caracterizadas por uma distribuição de probabilidade log-normal, isto é, valores mais baixos apresentam maiores frequências e em alguns poucos momentos é possível encontrar vazões extremamente elevadas. O uso das vazões médias diárias ou médias mensais se diferenciam nos extremos encontrados, vazões muito altas ou muito baixas. Os extremos são atenuados na série de vazões médias mensais, uma vez que a média mensal é obtida da média de vazões médias diárias.

A Figura 33 apresenta a distribuição de probabilidade de uma série de vazões médias diárias de uma usina da amostra, na qual se observa vazões próximas de 1300 m³/s. A Figura 34 apresenta a distribuição de probabilidade da série de vazões médias mensais da mesma usina, na qual se observa que as vazões mais altas estão próximas de 600 m³/s.

A Figura 35 traz a distribuição de probabilidade da série de vazões em médias anuais, embora essa informação não seja utilizada em nenhum momento no cálculo ou revisão da garantia física, essa distribuição auxilia no entendimento do fenômeno de suavização dos extremos ao utilizar a média.

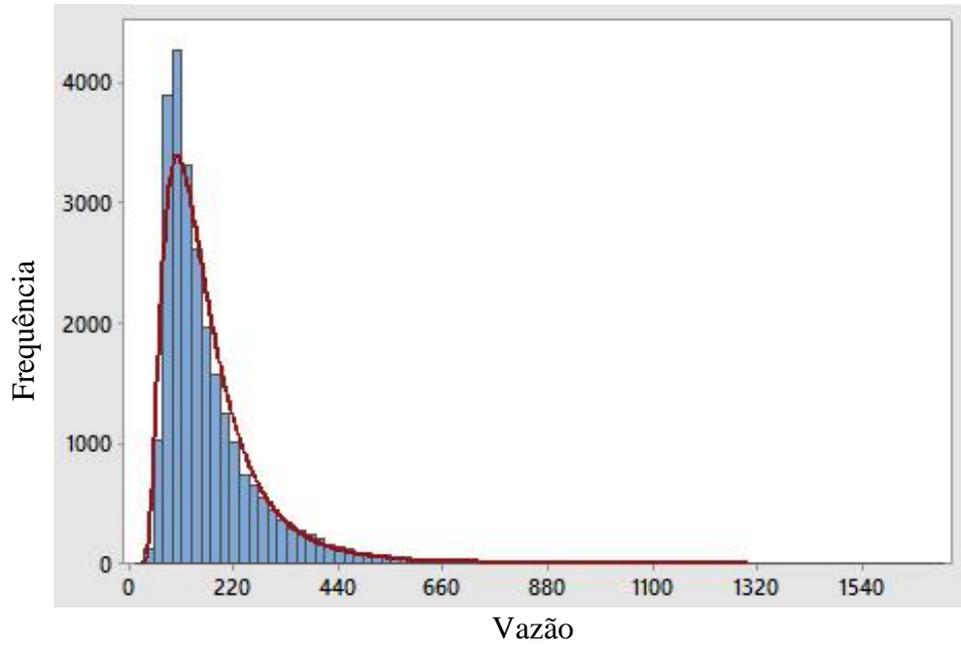


Figura 33. Histograma e forma log-normal da distribuição de probabilidade da série de vazões médias diárias.

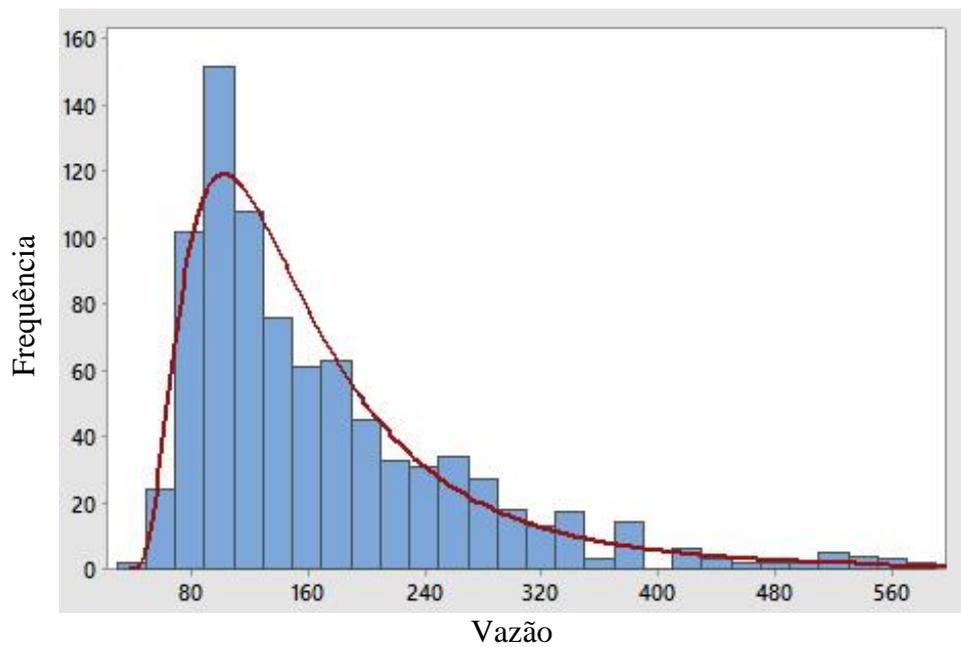


Figura 34. Histograma e forma log-normal da distribuição de probabilidade da série de vazões médias mensais.

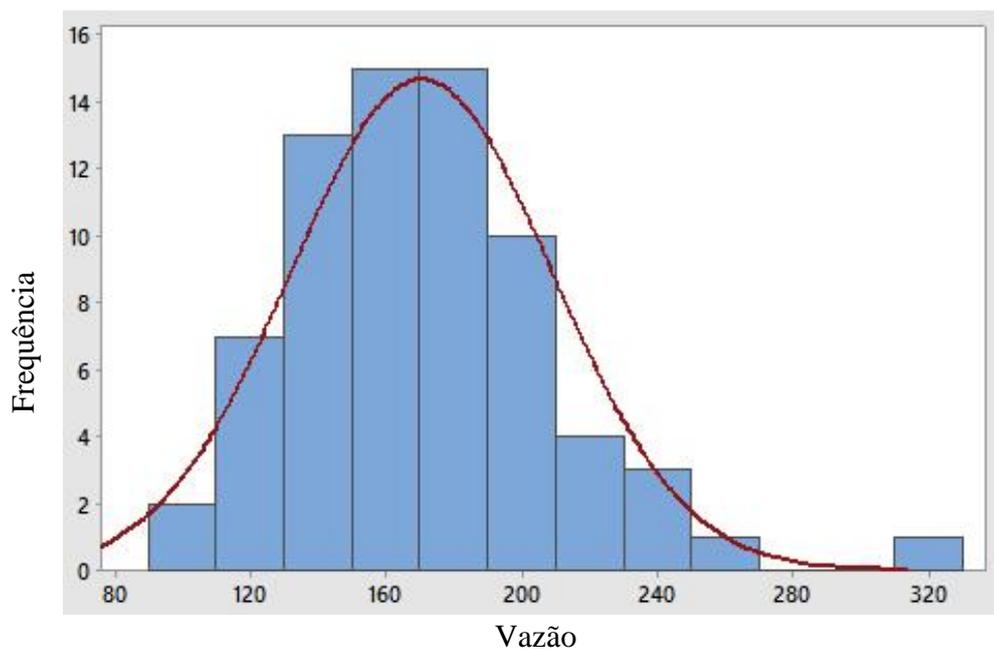


Figura 35. Histograma e forma normal da distribuição de probabilidade da série de vazões médias anuais.

Esse fenômeno é provado pelo Teorema do Limite Central: independente da forma da distribuição de probabilidade original, no caso da vazão, a log-normal, as suas médias resultam numa distribuição normal. Ou seja, à medida que a média é calculada, a tendência da distribuição de probabilidade é de tomar a forma de uma distribuição normal (UNIVERSITY OF DELAWARE, 2006).

A média é largamente utilizada como um estimador de uma média populacional, pois tende a apresentar menor variação do que distribuições de outras características amostrais (mediana ou moda) e não é tendencioso da média populacional, tende a um valor central que é o próprio valor da média populacional (UNIVERSITY OF DELAWARE, 2006).

No entanto, no caso das vazões médias mensais, a tendência pode apresentar valores superestimados ao englobar os extremos elevados de vazão e não considerar que os extremos reduzidos são limitados a uma vazão não operativa, o engolimento mínimo.

No item 3.3 (páginas 64 e 65) foi apresentada a análise que corrobora com o fato de que desconsiderar a geração quando a vazão média mensal está abaixo da mínima operativa não representa a realidade. Embora não represente totalmente a realidade considerar que a média diária abaixo do engolimento mínimo signifique que a geração foi nula no dia, essa condição

apresenta menor erro associado do que as duas formas propostas atualmente: não considerar ou considerar a geração nula no mês.

A Figura 36 apresenta a relação entre a geração e a garantia física se calculada com as vazões médias mensais, sem considerar o engolimento mínimo, conforme atual metodologia, e a Figura 37 apresenta a relação entre a geração e a garantia física se calculada restringindo a vazão a valores acima do engolimento mínimo.

Assim como no item anterior, a linha de tendência dos pontos (linha contínua) calculados considerando o engolimento mínimo mostrou-se um pouco menos representativa ($R^2=92\%$) que os calculados em o engolimento mínimo ($R^2=93,2\%$), no entanto, aproximou-se mais do cenário real de geração das usinas, 0,865 contra 0,825. A linha tracejada representa o caso ideal, em que as gerações coincidem com as garantias físicas.

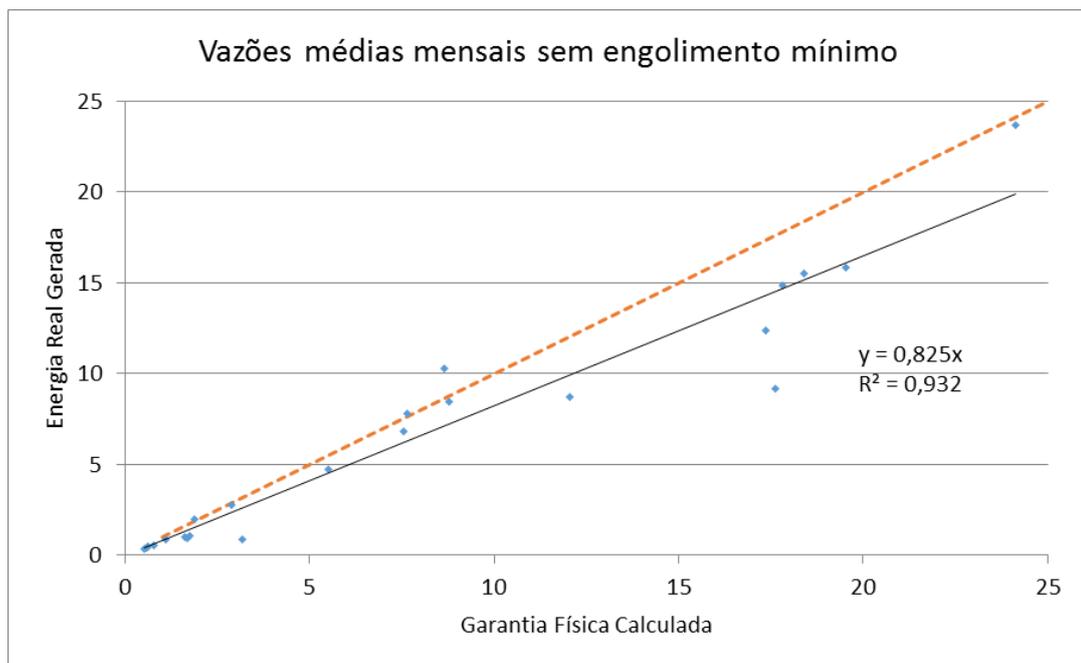


Figura 36. Garantia física calculada sem a restrição do engolimento mínimo versus geração dos empreendimentos da amostra.

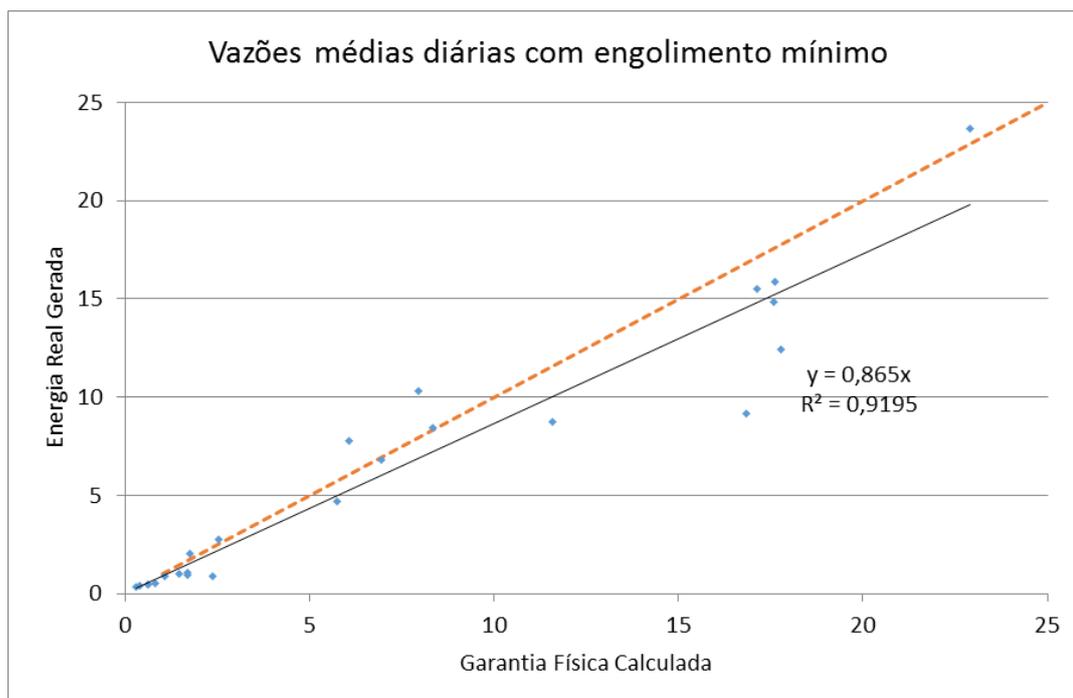


Figura 37. Garantia física calculada com vazão restrita a valores superiores ao engolimento mínimo versus geração dos empreendimentos da amostra.

5.4. Metodologia de Cálculo da Garantia Física

Com os resultados apresentados anteriormente, é possível comparar a metodologia utilizada atualmente e a metodologia resultante das abordagens feitas nesta dissertação. Ambas comparações foram apresentadas na Figura 36 e Figura 31, respectivamente, e são apresentadas mais uma vez na Figura 38, para facilitar a visualização.

A linha contínua apresenta a tendência dos pontos que relacionam a geração e a garantia física. Mais uma vez, os pontos que representam o cálculo com a metodologia proposta estão mais dispersos, o que diminui a representatividade da tendência linear (93,2% para 89,3%). No entanto, a aproximação do resultado desse método, 97,8%, é consideravelmente maior do que o método atual, 82,5%. A linha tracejada representa o caso ideal onde a geração se iguala à garantia física.

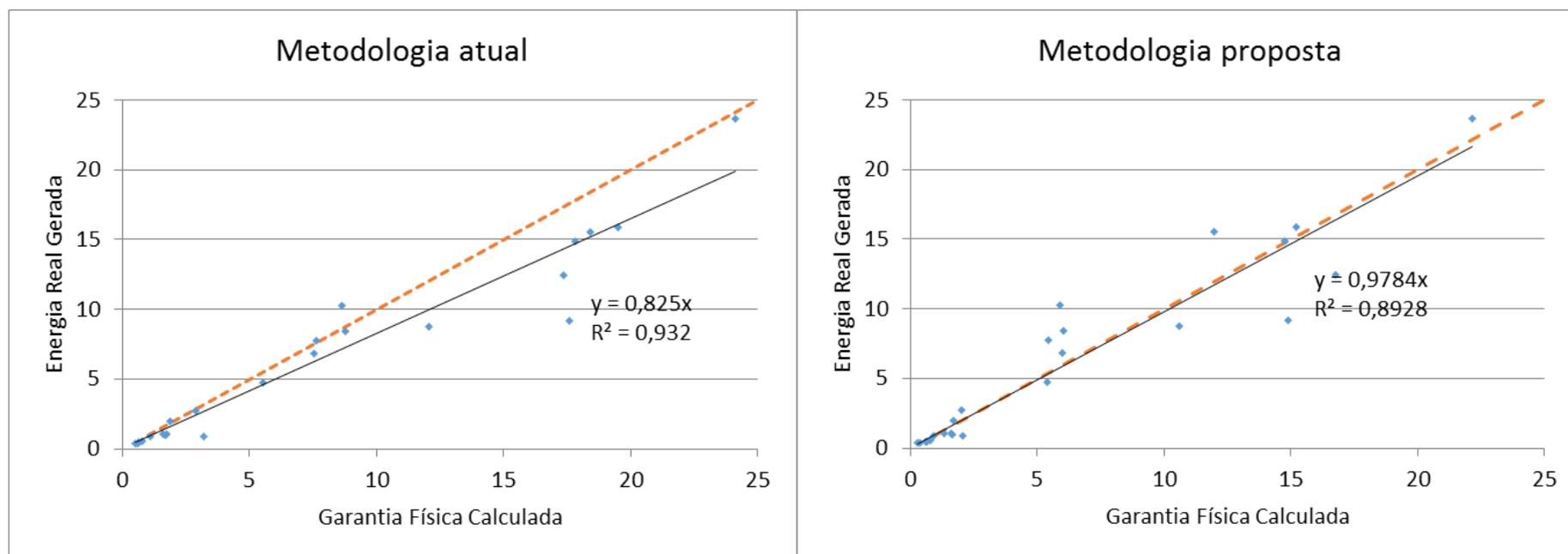


Figura 38. Comparação entre a metodologia atual de cálculo da garantia física com vazão média mensal, sem restrição com o engolimento mínimo e parâmetros constantes *versus* metodologia proposta, com vazão média diária restrita a valores superiores ao engolimento mínimo e parâmetros variáveis.

5.5. Metodologias de Revisão da Garantia Física

Os ajustes das metodologias descritas nos subitens 3.4, 3.5 e no item 4 são apresentados graficamente para quatro usinas, da Figura 39 a Figura 42. A curva com marcadores circulares corresponde ao resultado com o efeito do saldo acumulado anualmente na metodologia adotada no 10º Leilão de Energia Reserva; a curva com marcadores triangulares corresponde aos ajustes anuais do menu regulatório para o cenário em que o empreendedor opta por um plano de negócios coincidente com a garantia física e a curva com marcadores quadrados corresponde à média acumulada da geração, atual metodologia de revisão da garantia física.

A regulamentação atual, que utiliza a média acumulada da geração, não permite que o ajuste da garantia física ultrapasse 10% do valor calculado. Desta forma, a garantia física ajustada para essa metodologia se mantém bastante estável e se limita ao valor mínimo de 0,9.

A metodologia do Leilão de Energia Reserva também possui limite de 10% do valor contratual para acúmulo do saldo positivo e negativo. Porém, os ajustes podem extrapolar esses limites, uma vez que são acumulados anualmente. Para a liquidação, quinquenal, outro limite é estabelecido em 20% do valor contratual.

O resultado do menu não está descolado dos demais métodos e há momentos em que é mais agressivo, como no 5º ano de geração. No entanto, por não carregar todo o histórico da geração, quando a geração é mais elevada, o ajuste é maior, comparado aos outros métodos. Neste estudo não foram definidos limites de ajuste para o menu regulatório, como nos demais métodos, a fim de verificar o comportamento da metodologia e a partir de então verificar a necessidade de se definir limites para os ajustes.

O menu regulatório é estruturado de forma que o interesse do empreendedor seja declarar o valor mais próximo da sua previsão de geração e não valores superiores. Propor valores abaixo da garantia física também não é vantajoso, embora em menor ordem, também sofrerá ajustes negativos. O diferencial deste método é dar liberdade ao empreendedor para definir a geração com base em suas próprias previsões, sem deixar de cumprir o papel regulatório.

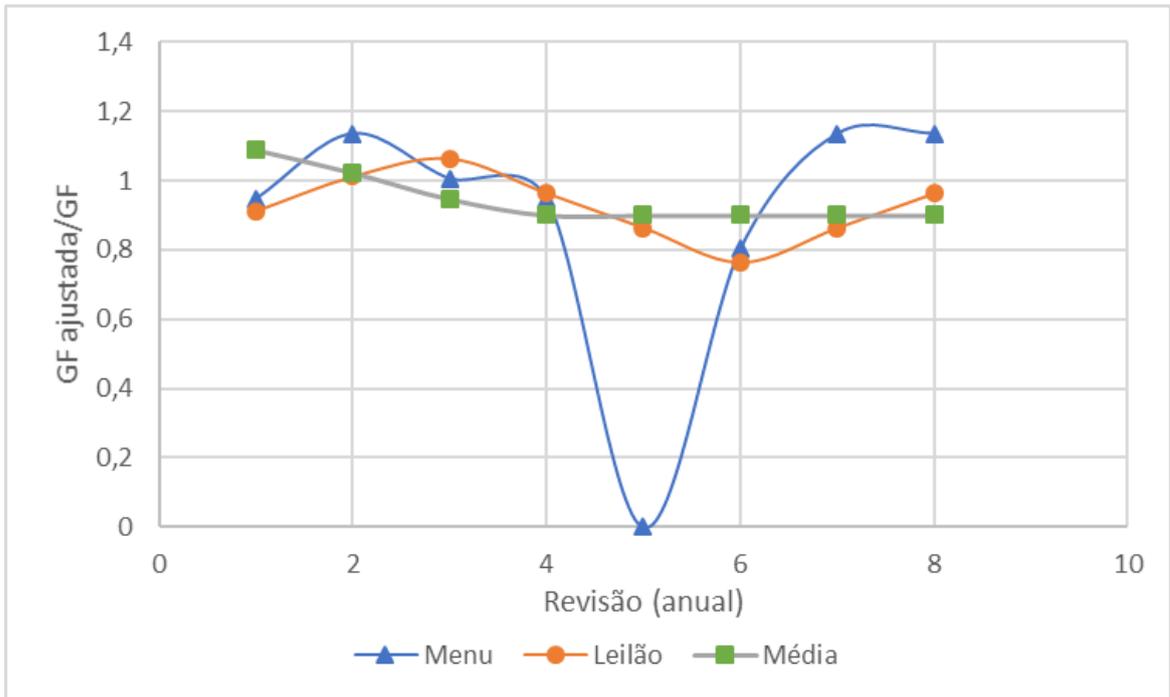


Figura 39. Efeito na garantia física do empreendimento 001 com os três métodos de revisão analisados.

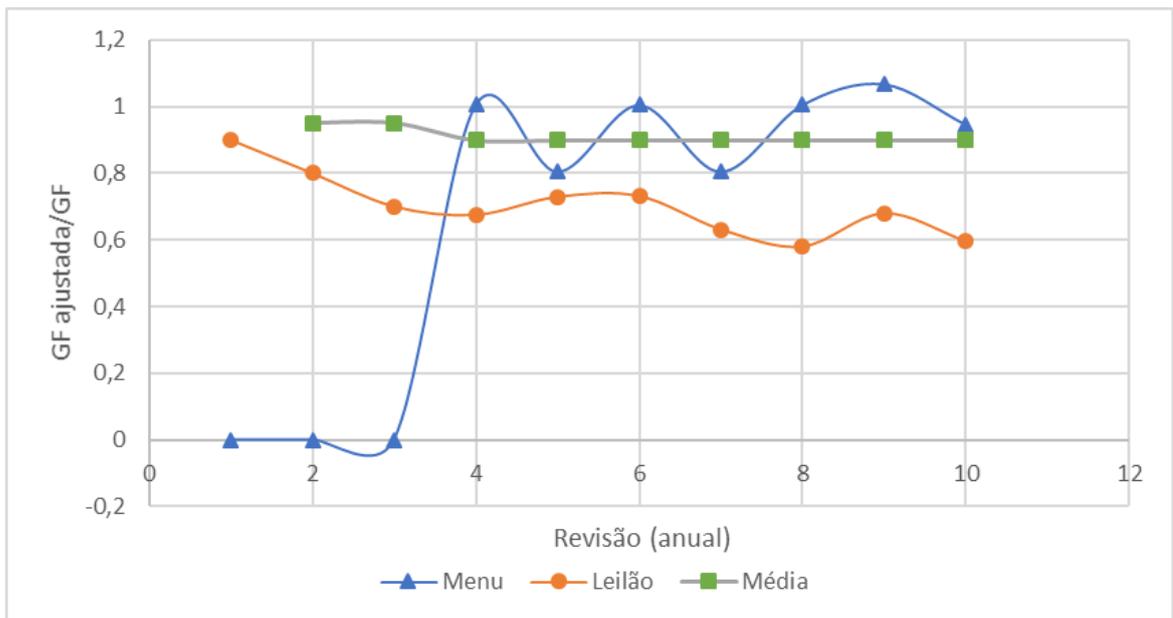


Figura 40. Efeito na garantia física do empreendimento 002 com os três métodos de revisão analisados.

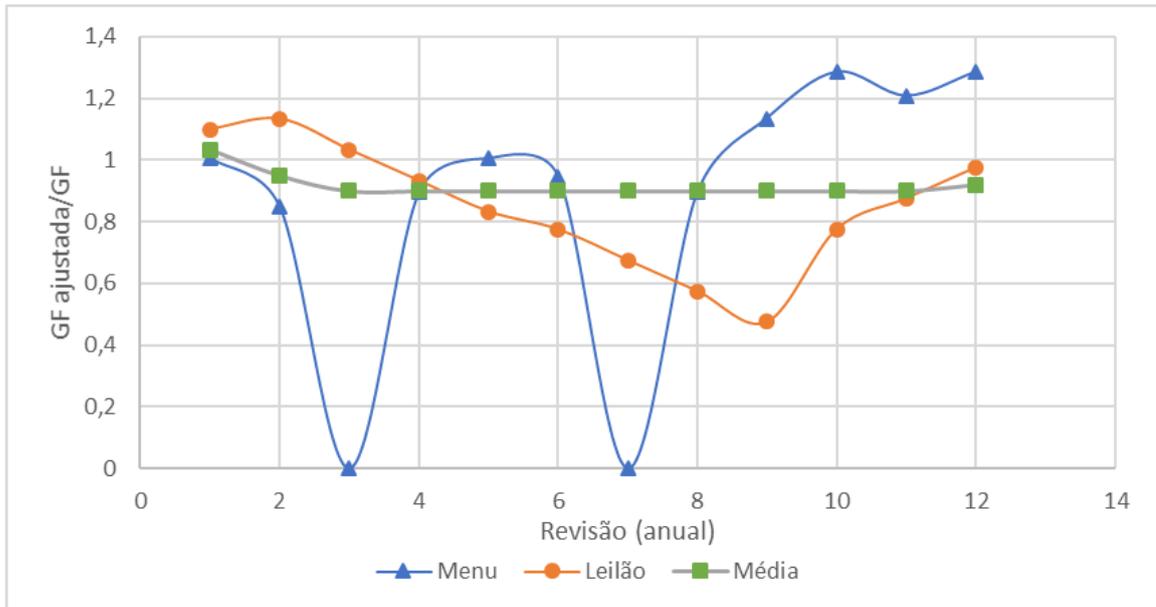


Figura 41. Efeito na garantia física do empreendimento 004 com os três métodos de revisão analisados.

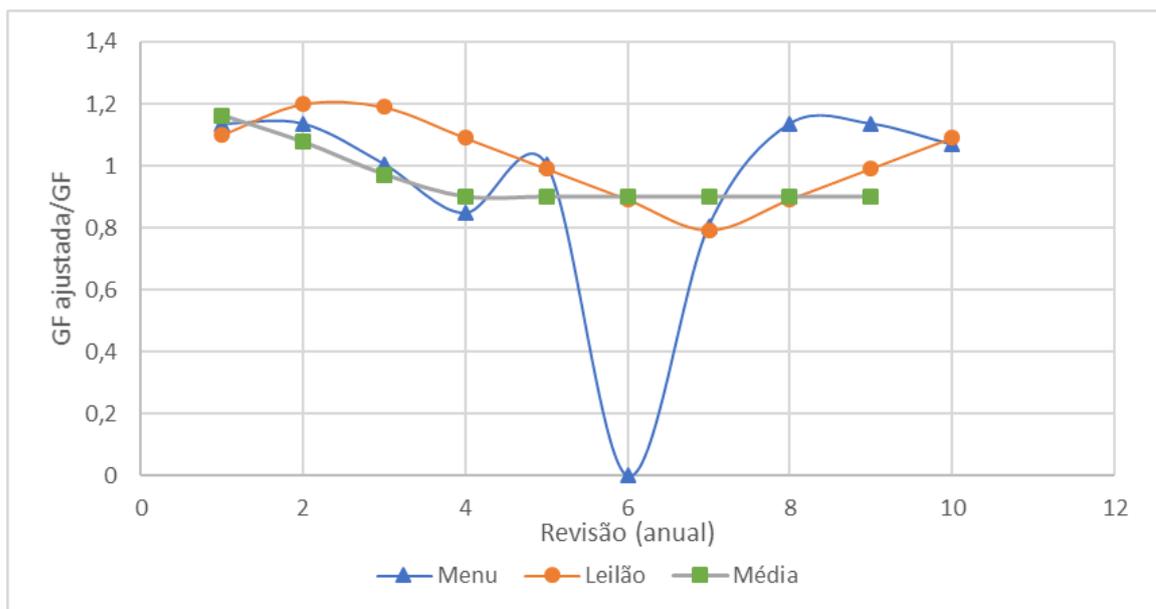


Figura 42. Efeito na garantia física do empreendimento 005 com os três métodos de revisão analisados.

A Tabela 8 apresenta o percentual de ajuste no montante de garantia física após a aplicação das três metodologias descritas nesta dissertação, porém sem o tratamento por limites. A Figura 43 apresenta graficamente o impacto da revisão da garantia física por cada método. Para essa análise apenas 21 usinas da amostra possuíam dados suficientes de geração contabilizada, que abrangiam um período de revisão (pelo menos 5 anos).

Tabela 8. Impacto (valor percentual) no montante de garantia física depois da aplicação das metodologias de revisão.

	GF	Média	Leilão	Menu
1	1,10	0,93	0,86	PEN
2	1,11	0,71	0,73	0,77
3	12,81	0,72	0,50	0,83
4	0,99	0,67	0,83	0,89
5	3,08	0,88	0,99	1,01
6	1,81	1,11	0,95	1,01
7	0,57	1,22	1,43	1,19
8	0,30	0,98	1,00	1,01
9	18,28	0,85	0,50	0,89
10	8,06	0,74	0,61	0,89
11	13,53	0,93	0,68	0,95
12	9,40	0,80	0,50	0,89
13	18,91	0,96	0,84	0,89
14	0,88	1,11	1,25	1,13
15	5,07	0,79	0,63	0,77
16	0,72	0,83	0,54	0,89
17	2,57	0,86	0,76	0,95
18	26,10	0,93	0,66	0,95
19	19,89	0,79	0,50	0,89
20	20,24	0,80	0,50	0,83
21	0,51	0,70	0,50	0,83

Mesmo sem a aplicação dos limites de ajustes, a metodologia do menu regulatório se mostrou mais agressiva, com ajustes mais negativos quando a geração é inferior à garantia física. Em compensação, os ajustes são mais positivos quando a geração é superior à garantia física.

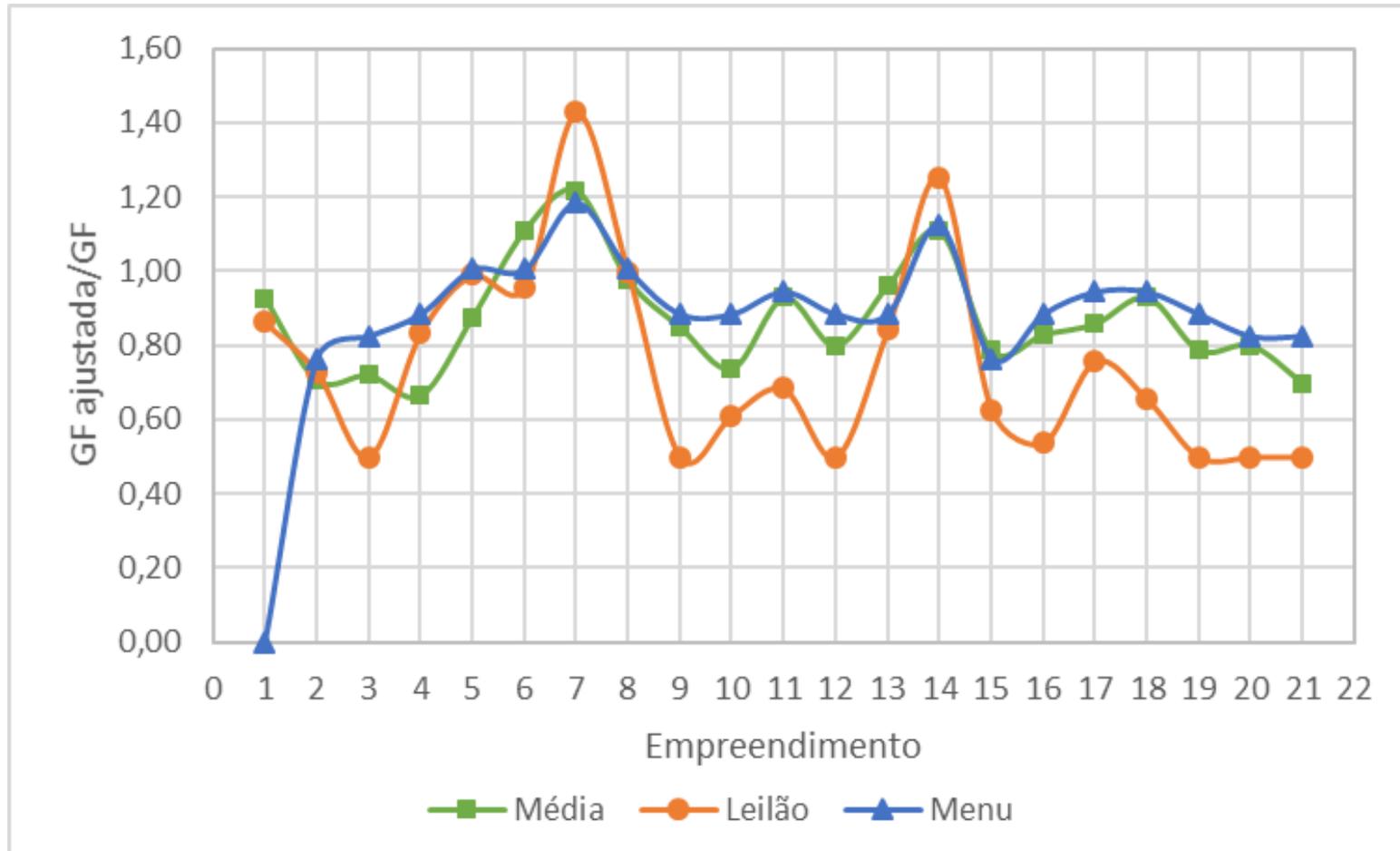


Figura 43. Impacto da aplicação das metodologias de revisão de garantia física.

6. CONCLUSÃO

Esta dissertação orientou-se pelas discussões existentes no setor elétrico sobre a garantia física de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo ONS. Tais discussões são motivadas pela divergência entre os valores definidos no cálculo da garantia física e a real geração dos empreendimentos.

Como detalhado no item 2, a ANEEL atribui o descolamento entre a garantia física e a geração à imprecisão do cálculo do montante, mais precisamente na fixação de valores de referência e na assimetria com a realidade dos parâmetros declarados. Desta forma, neste estudo, verificou-se quais parâmetros poderiam impactar no cálculo da garantia física.

Identificou-se que as potenciais causas do descolamento entre o montante calculado e a geração seriam o uso de séries de vazões médias mensais, de valores nominais fixos para parâmetros variáveis, a desconsideração de vazões abaixo do mínimo operativo e a uma possível assimetria de informações do agente de geração.

Foram analisados os impactos do uso de vazões médias diárias, as quais permitem a identificação da ocorrência de vazões abaixo do mínimo operativo. Para tanto, foram reproduzidas as séries de vazões médias diárias para os empreendimentos. Visto que os dados desses postos estão em base diária, é possível a utilização desse dado para a elaboração da série histórica de cálculo da garantia física.

Identificou-se que o uso de vazões médias diárias e a consideração do engolimento mínimo no cálculo da garantia física aproximou o montante calculado da geração real. Assim, conclui-se que a série histórica utilizada no cálculo da garantia física deve utilizar as vazões em base diária.

A análise do impacto da variação dos parâmetros de cálculo da garantia física por meio da elasticidade permitiu identificar que as variações de vazão possuem significativa influência sobre o montante calculado, principalmente em turbinas do tipo Francis. A aproximação com o valor real de geração das usinas do montante calculado permite concluir que a metodologia de cálculo da garantia física deve considerar a dependência dos parâmetros com a variação da vazão.

Para tanto, esse estudo apresentou como considerar a relação da perda de carga e do rendimento com a variação da vazão e da queda. Essa relação é dada por meio de curvas características de cada empreendimento, obtidas experimentalmente em testes ou disponibilizadas pelo próprio fabricante.

Deve-se notar que as variáveis de entrada do cálculo da garantia física não foram modificadas, mas sim os tratamentos realizados com os dados de entrada: a vazão em médias diárias e não mensais, a consideração da vazão não-operativa da usina (engolimento mínimo) e a variação dos parâmetros dependentes das variáveis vazão e queda, até então considerados constantes.

O descontentamento do agente de geração reside, principalmente, no procedimento de revisão (*ex-post*). Como também detalhados no item 2, o empreendedor acusa o procedimento de penalidade indevida, baseado em períodos de observação (5 anos) não condizentes com o considerado no cálculo (séries de 30 anos) e que traz instabilidade para o investidor, principalmente na ocorrência de um período de seca ou cheia extrema nos primeiros anos de geração.

Embora a média acumulada, como demonstrado nesta dissertação, traga maior estabilidade para o empreendedor no longo prazo, períodos desfavoráveis farão parte do histórico de geração do empreendimento, podendo assim, reduzir o montante de garantia física e impedir a contratação correspondente à energia disponível.

Com o menu regulatório, o empreendedor estará mais exposto à variação da vazão entre anos, porém não carregará o histórico de um período com hidrologia desfavorável. A revisão conforme a metodologia do Leilão de Energia Reserva mantém os períodos desfavoráveis no histórico da usina até a completa liquidação do saldo negativo, o que ocorre quinquenalmente.

A metodologia do menu regulatório tem o intuito de incentivar a definição de um montante de garantia física mais próxima do real, dando liberdade para o empreendedor definir sua previsão de geração. Os ajustes não são agressivos, uma vez que não se pretende corrigir o valor definido *ex-ante*, a correção é dada *ex-post* pelo próprio empreendedor, periodicamente.

6.1.Sugestões para Trabalhos Futuros

O uso de série de vazões médias diárias com métodos determinísticos pode reduzir o problema de descolamento da geração com a garantia física, no entanto, o uso de métodos probabilísticos para prever vazões poderia considerar outros fatores que afetam a vazão e aproximaria o montante calculado da previsão de geração real.

Além de mitigar o erro na comparação entre a geração em 5 anos e o histórico de 30 anos, a previsão de vazões e o cálculo por séries sintéticas de vazões traria maior isonomia entre as UHEs e diminuiria o erro de assumir que a vazão terá o mesmo comportamento do passado. Muitas mudanças no uso do solo e da água e as mudanças no clima global podem gerar divergências entre os valores previstos com base no passado e os atuais.

Para a metodologia de ajuste proposta nesta dissertação, o menu regulatório, sugere-se o estudo com aplicação em usinas em cenários de normalidade. Isto é, usinas que tiveram a geração condizente com as condições hidrológicas da região em que está localizada. As usinas analisadas no estudo, de acordo com os critérios iniciais, apresentaram a geração divergente das condições hidrológicas (Figura 7).

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRAGEL. **Conferência de PCH Mercado e Meio Ambiente Matriz Energética Brasileira**. X Conferência de PCH. São Paulo: Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa. 2016.

ANA. **Evolução da Rede Hidrometeorológica Nacional**. Agência Nacional de Águas. Brasília-DF, p. 1-15. 2007.

ANA. **Manual de Estudos de Disponibilidade Hídrica para Aproveitamentos Hidrelétricos**. Agência Nacional de Águas. Brasília-DF. 2010.

ANEEL. **Guia do Empreendedor de Pequenas Centrais Hidrelétricas**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília. 2003.

ANEEL. **Cadernos Temáticos ANEEL; 3 - Energia Assegurada**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília. 2005.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 409**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília-DF. 2010.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 440**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília-DF. 2011.

ANEEL. **Nota Técnica nº 063 de 29 de agosto de 2012**. SRG-SGH/Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília. 2012.

ANEEL. **Nota Técnica nº 068 de 06 de setembro de 2013**. SRG-SGH/Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília. 2013.

ANEEL. Banco de Informações da Geração - BIG. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 17 Fevereiro 2017.

BARBOSA JÚNIOR, A. R. **Elementos de Hidrologia Aplicada**. Universidade Federal de Ouro Preto. Ouro Preto - MG, p. 180-186. 2016.

BATLLE, C.; RODILLA, P. A critical assessment of the different approaches aimed to secure electricity generation supply. **Energy Policy**, Madrid, v. 38, p. 7169–7179, Agosto 2010.

BRASIL. **Decreto nº 2.655**. Presidência da República. Brasília. 1998.

BRASIL. **Decreto nº 3.653**. Presidência da República. Brasília. 2000.

BRASIL. **Decreto nº 5.163. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia, e dá outras providências**. Presidência da República. Brasília. 2004.

BRASIL. **Lei nº 10.848**. Brasília. 2004.

BRITO, M. C. T. D. **ANÁLISE DA REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS PARTICIPANTES DO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA**. UFRJ/COPPE. Rio de Janeiro. 2016.

CARVALHO, C. G. **LASTRO DE ENERGIA DO SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO ANÁLISE CONCEITUAL E PROPOSTAS DE APRIMORAMENTOS**. Universidade Federal de Itajubá. Itajubá-MG. 2016.

CCEE. **Acompanhamento do Fator de Ajuste do MRE - Apresentação InfoPLD**. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. São Paulo. 2016.

CCEE. **InfoMercado Dados Gerais**. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. São Paulo. 2016.

CERPCH. **Análise da indisponibilidade e elasticidade das variáveis da fórmula de cálculo de Garantia Física**. Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas. Itajubá. 2016.

COSSANT, R.; GÓMEZ, T. Implementing incentive compatible menus of contracts to regulate. **Utilities Policy**, v. 27, p. 28-38, Setembro 2013.

EPE. **ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO: Metodologia de Cálculo de Parâmetros Energéticos Médios: Rendimento e Perda Hidráulica**. Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.]. 2013.

EPE. **Contratação de Energia de Reserva para o SIN - 2º Leilão de Energia de Reserva de 2016**. Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.]. 2016. (Nº EPE-DEE-RE-105/2016-r0).

EPE. Metodologia de Contabilização da Produção de Energia de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas. **Estudos para a expansão da geração**, 23 Março 2016.

EPE-MME. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Empresa de Pesquisa Energética; Ministério de Minas e Energia. Brasília. 2015.

FERREIRA, P. G. C.; OLIVEIRA, F. L. C.; SOUZA, R. C. The stochastic effects on the Brazilian Electrical Sector. **Energy Economics**, v. 49, p. 328-335, Março 2015.

KRUGMAN, P.; WELLS, R. **Introdução à Economia**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

LENZI, C. **Proposta de revisão da metodologia do cálculo da GF determinada pela Portaria 463/2009**. ABRAGEL - Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa. Brasília. 2012.

LENZI, C. **Necessidade de suspensão e revisão da Portaria MMEE 463/2009**. ABRAGEL - Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa. Brasília. 2015.

LENZI, C. **Consulta Pública – Cálculo e Revisão de Garantia Física de Energia de Usinas Hidrelétricas Não Despachadas Centralizadamente**. ABRAGEL - Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa. Brasília. 2016.

MCKEE, T. B.; DOESKEN, N. J.; KLEIST, J. **The relationship of drought frequency and duration to time scales**. Eighth Conference on Applied Climatology. Anaheim, California: [s.n.]. 1993.

MELEK, V. C. **Operação de PCH's com ênfase no aspecto negocial**. Universidade Federal do Paraná - UFPR. Curitiba-PR. 2016.

MENEZES, F. M.; LOKE, K. N.; FALLON, J. **Incentive regulation: theory and practice**. Queensland Competition Authority. Queensland, p. 1-89. 2014.

MILOCHI, V. F. L. **Avaliação Alternativa da Garantia Física em Usinas Hidroelétricas por meio de Modelos de Otimização para o Planejamento da Operação.**

Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2016.

ONS. **Procedimentos de Rede.** Operador Nacional do Sistema. [S.l.]. 2011.

OXERA. **Menu regulation: is it here to stay?** Agenda - 10 years: Advancing economics in business.. [S.l.]. 2015.

SCG/ANEEL. **PCH - Avanços e Desafios.** X Conferência de PCH. São Paulo: Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração/Agência Nacional de Energia Elétrica. 2016.

SILVA, E. L. D. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica.** 2^a. ed. Florianópolis-SC: Edição do Autor, v. Único, 2012. 223 p. ISBN 978-85-913926-0-5.

SILVA, J. et al. Análise da atual metodologia de cálculo e revisão da garantia física de centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente no sistema interligado nacional. **X Conferência de Pequenas Centrais Hidrelétricas**, São Paulo, 2016.

SILVA, J. M. D. et al. Correlação entre o índice padronizado de precipitação e geração de centrais hidrelétricas de pequeno porte. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, v. 5, n. 3, 2016.

SOUZA, Z. D.; SANTOS, A. H. M.; BORTONI, E. D. C. **Centrais Hidrelétricas: Implantação e Comissionamento.** 2^a. ed. Rio de Janeiro-RJ: Interciência, 2009.

SRG/ANEEL. **Nota Técnica nº 062 - Regulamentação de critérios para participação de empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente no Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.** Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração/Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília. 2009.

SRG/ANEEL. **Nota Técnica nº 019 - Resultados da Audiência Pública 049/2009, que trata da regulamentação de critérios para participação de empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente no Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.** Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração/Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília. 2010.

UNIVERSITY OF DELAWARE. **Probabilidade e Estatística: Intervalo de Confiança**. Electrical & Computer Engineering and Computer & Information Sciences Departments. Newark, DE. 2006.

VASCONCELLOS, M. A. S. D. **Economia: Micro e Macro**. 4^a. ed. [S.l.]: Atlas, 2006.