UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA
Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas

DIOGO MAC CORD DE FARIA

**Regulação Econômica da Geração Hidrelétrica:
Análise da renovação das concessões pela lei 12.783/2013 e
propostas de ajuste ao modelo**

São Paulo, 2016

DIOGO MAC CORD DE FARIA

**Regulação Econômica da Geração Hidrelétrica:
Análise da renovação das concessões pela lei 12.783/2013 e propostas de
ajuste ao modelo**

**Tese apresentada ao
Departamento de Engenharia de
Energia e Automação Elétricas da
Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para
obtenção do título de Doutor em
Ciências**

São Paulo, 2016

DIOGO MAC CORD DE FARIA

**Regulação Econômica da Geração Hidrelétrica:
Análise da renovação das concessões pela lei 12.783/2013 e propostas de
ajuste ao modelo**

**Tese apresentada ao
Departamento de Engenharia de
Energia e Automação Elétricas da
Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para
obtenção do título de Doutor em
Ciências**

**Área de Concentração: Sistemas
de Potência
Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares
Ramos**

São Paulo, 2016

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Faria, Diogo Mac Cord de

Regulação econômica da geração hidrelétrica: análise da renovação das concessões pela lei 12.783/2013 e propostas de ajuste ao modelo. / D. M. C.

Faria -- versão corr. -- São Paulo, 2016.

223 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Energia I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica.
Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

*Dedico este trabalho àquelas que são minha
alegria ao chegar em casa: Carol e Júlia.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao prof. Dorel Ramos, sempre disposto a ajudar e com um conhecimento incrível do setor elétrico brasileiro, e ao amigo Franklin Miguel, pela oportunidade no projeto de Pesquisa e Desenvolvimento que suportou esta tese.

Se esperarmos que o estado financie a infraestrutura, ficaremos esperando para sempre. Ao mesmo tempo, é errado pensar que esta tarefa deva ficar apenas sobre os ombros da iniciativa privada. Melhorar a qualidade da infraestrutura é um desafio de décadas. Requer investimento privado, mas também requer suporte político e estabilidade – para a criação do que Adam Smith definiu como Bens Públicos. Então, quando a discussão sobre financiamento surge, nós precisamos usar o poder do Estado para destravar o dinamismo do mercado. O Governo tem o dever de fornecer um marco regulatório no qual a demanda possa ser atendida e os investidores sejam atraídos – fundos de pensão e fundos soberanos – porque eles poderão contar com retornos justos.

David Cameron, 2012.

RESUMO

A Medida Provisória 579, publicada em 11 de setembro de 2012 e posteriormente convertida na Lei 12.783/2013, alterou de forma repentina o marco regulatório vigente para o segmento de geração de energia elétrica. Buscando uma redução média de 20,2% nas tarifas ao consumidor final, o governo federal propôs uma série de medidas, entre elas uma metodologia de remuneração das usinas “velhas” apenas pelo custo operacional eficiente, mais uma remuneração por eventuais investimentos adicionais realizados (em um sistema similar ao das distribuidoras de energia, com a diferença de que estas haviam sido privatizadas já com uma base de ativos expressiva, enquanto as usinas teriam seus ativos totalmente indenizados e partiriam de uma base de remuneração igual a zero). O resultado foi que apenas parte das empresas aceitou as novas regras (fundamentalmente, apenas as subsidiárias do grupo Eletrobrás, que acataram uma metodologia que desprezava a necessidade de investimentos da ordem de 2,4% ao ano sobre o valor total dos ativos, e a cobertura parcial de apenas metade dos custos operacionais reais das empresas). Por conta dos vícios de origem, nos anos seguintes o efeito se inverteu e o que deveria ser um ganho à sociedade acabou gerando um prejuízo ao consumidor final de cerca de R\$150 bilhões (no acumulado 2013-2015). No mesmo período, observou-se o efeito que as repetidas interferências do governo nos leilões de geração e transmissão dos últimos oito anos (por meio de lances inexequíveis das mesmas empresas do grupo Eletrobrás ou de outras empresas privadas alinhadas com o governo federal) causaram, isto é, a elevação constante do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) causada pelo atraso sistêmico de obras de geração e de transmissão. Com isso, mais R\$40 bilhões em prejuízo foram causados às geradoras por meio do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), totalizando R\$190 bilhões de perdas para o setor elétrico neste período – que também observou a queda de valor de mercado de todas as suas empresas com capital aberto na BOVESPA (tendo apenas a Eletrobrás perdido R\$23 bilhões de valor, em 3 anos). Este trabalho, que tem como foco o segmento de geração hidráulica, apontará em detalhes os pontos que levaram o país a esta situação, propõe a solução que deveria ter sido adotada naquele momento, bem como fazendo a comparação desta proposta com o método paleativo empregado pelo governo no leilão 12/2015, quando as 29 usinas que não renovaram em 2012 nos termos da MP579 foram licitadas por R\$17 bilhões, demonstrando finalmente as falhas residuais deste processo.

Palavras-Chave: Lei 12.783/2013; Usinas Cotistas; Renovação das Concessões.

ABSTRACT

The provisional measure 579, published on September 11th 2012, changed the Brazilian regulatory framework for hydro power plants. Looking for a 20.2% rate reduction, the federal government proposed several conditions for those who wanted to renew the concession contract, including a periodic rate review methodology that considered an “efficient” operating expenses, plus a payment for new investments (if existent), using a methodology similar to that already used by the electricity distribution companies (ignoring the fact that DISCO’s started with a big remuneration assets base, and the GENCO’s hadn’t any assets value, as the government would indemnify the companies for the remaining investments not yet amortized). As result, none company accepted the rules, excepting Eletrobrás (that is controlled by federal government, ignoring that the methodology didn’t recognized the cash flow needed to invest about 2.4% of the dam value each year, and that the “efficient” operating expenses covered just half of their real cost), causing a loss of about R\$150 billion (from 2013 to 2015). During the same period, the federal government used Eletrobrás to interfere in the power market price, artificially dropping it (by obligating the company to propose unachievable prices at transmission and generation new-investments bids), causing a bigger problem (as the works were delayed and the power price in the short-term market raised significantly, causing another R\$40 billion loss for power companies, achieving R\$190 billion injuries in 3 years (not considering Eletrobrás’ market value loss, of about R\$23 billion). This paper will show in details all points that were responsible for this issues, proposing solutions for the future and identifying the progress that bid 12/2015 had, through 29 dams sold by R\$17 billion.

Keywords: Law 12.783/2013; Hidro Power Plants; concessions renewal.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Custo de serviços públicos e privados.....	24
Figura 2: Forma de definição da tarifa na prestação de serviços públicos	26
Figura 3: Representação gráfica da Tabela 5	40
Figura 9: Exemplo de cálculo do custo médio de Geradores associados à Turbina Francis, pela EPE.....	95
Figura 10: Fluxo de caixa do período original de concessão	101
Figura 11: Fluxo de caixa do período estendido da concessão	101
Figura 12: Valor da RAG ofertado por kW instalado para as usinas atingidas pela MP579.....	103
Figura 13: Ilustração dos custos a serem reconhecidos pela tarifa	118
Figura 14: Demonstração gráfica de como a inflação consome o OPEX “eficiente”	125
Figura 15: Distribuição gráfica da Tabela 33	139
Figura 16: Estudo 01 – Todas as usinas que forneceram dados – Fórmula pela potência	143
Figura 17: Estudo 02 – Todas as usinas que forneceram dados – Fórmula pela qde de geradores	143
Figura 18: Estudo 03 – Todas as usinas que forneceram dados – Fórmula por anos de operação	143
Figura 19: Estudo 04 – Todas as usinas que forneceram dados – Fórmula pela energia gerada em 2011.....	144
Figura 20: Estudo 05 – Todas as usinas que forneceram dados – Fórmula pela garantia física.....	144
Figura 21: Estudo 06 - Retira os outliers	145
Figura 22: Estudo 07(a) - Clusteriza por usina $\leq 100\text{MW}$	145
Figura 23: Estudo 07(b) - Clusteriza por usina $> 100\text{MW}$	146
Figura 24: Estudo 08(a) - Clusteriza por ano de operação ≤ 20 anos.....	146
Figura 25: Estudo 08(b) - Clusteriza por ano de operação > 20 anos	146
Figura 26: Estudo 09(a) - Clusteriza por ano de operação ≤ 30 anos.....	146
Figura 27: Estudo 09(b) - Clusteriza por ano de operação > 30 anos	147
Figura 28: Estudo 10(a) - Clusteriza por ano de operação ≤ 30 anos e retira outliers de R\$ / MW	147
Figura 29: Estudo 10(b) - Clusteriza por ano de operação > 30 anos e retira outliers de R\$ / MW	147
Figura 30: Estudo 11(a) - Clusteriza por ano de operação ≤ 40 anos.....	148
Figura 31: Estudo 11(b) - Clusteriza por ano de operação > 40 anos	148
Figura 32: Estudo 12(a) - Clusteriza por ano de operação ≤ 50 anos.....	148
Figura 33: Estudo 12(b) - Clusteriza por ano de operação > 50 anos	149

Figura 34: Análise de todas as 27 usinas que enviaram o AIS, em um horizonte de 63 anos (3 anos antes da entrada em operação; 60 anos após)	155
Figura 35: Análise das 18 usinas em operação há mais de 30 anos, em um horizonte de 33 anos (3 anos antes da entrada em operação; 30 anos após)	156
Figura 36: Análise das 6 usinas em operação há mais de 60 anos, em um horizonte de 63 anos (3 anos antes da entrada em operação; 60 anos após)	156
Figura 37: TUCs que compõe o AIS das usinas cotistas.....	157
Figura 38: TUCs que compõe os investimentos “incrementais” das usinas entre 30 e 60 anos de operação.....	158
Figura 39: Evolução das Bases de Remuneração (E1) e das receitas consequentes destas bases (E2)	181
Figura 40: Evolução da GAG_{CAPEX} (RU + RC + QRR)	181
Figura 41: Comparativo gráfico entre o MWh proposto pela MP579, pelo leilão 12/2015 (sem considerar a outorga) e pela proposta deste trabalho (por usina, em ordem de capacidade instalada).....	194
Figura 42: Comparativo gráfico entre o MWh proposto pela MP579 (lei 12.783), pelo leilão 12/2015 e pela proposta deste trabalho para a usina de Ilha Solteira (durante os 30 anos de concessão) – já considerando valores de outorga	200

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Privatizações do setor elétrico brasileiro	20
Tabela 2: Diferença entre as formas de tarifação de serviços privatizados	27
Tabela 3: Forma de reconhecimento da qualidade nos pagamentos.....	32
Tabela 4: Base de Remuneração da Copel – DIS aprovada no 3º Ciclo de Revisão Tarifária.....	39
Tabela 5: Exemplo de perda financeira pelo timing do reconhecimento do CAPEX	39
Tabela 6: Distribuição dos componentes da Parcela B	44
Tabela 7: Países com geração hidráulica superior a 70% da matriz elétrica	49
Tabela 9: Consolidação do resultado dos leilões de transmissão de 2008 a 2012	53
Tabela 10: Consolidação do resultado dos leilões de transmissão de 2013 a 2015	54
Tabela 11: Diferenças e semelhanças entre a realidade setorial americana e canadense em comparação com a brasileira	58
Tabela 14: Comparativo entre os custos operacionais da usina Hoover e outras usinas operadas pelo Bureau of Reclamation.....	69
Tabela 15: Potência Instalada Canadense em dez-2013.....	70
Tabela 16: Relação de Usinas afetadas pela MP579/2012 por terem contratos de concessão vencendo entre 2015 e 2017	85
Tabela 17: Evolução da inflação x correção monetária entre 1989 e 1998.....	91
Tabela 18: Valores finais de indenização (residuais, em R\$ mil) calculados pela EPE	94
Tabela 19: Exemplo do OPE referente à usina de Santo Antônio	97
Tabela 20: Exemplo do OPE referente à usina de Santo Antônio – Detalhe do grupo .13	98
Tabela 21: Histórico do PLD médio de janeiro de 2013 a dezembro de 2014.....	100
Tabela 22: WACC (Geração)	110
Tabela 23: Naturezas de Gasto Consideradas pela ANEEL no cálculo do OPEX Eficiente.....	119
Tabela 24: GAG-O&M Calculada pela ANEEL versus reaplicação das fórmulas.....	121
Tabela 25: Análise das variações de custo (máximo / mínimo) no período entre 2011 e 2013 para 34 usinas	123
Tabela 26: Exemplo de perda financeira pela inflação ao longo do ano	124
Tabela 27: Consolidação dos custos da CDE (2013-2014) e segregação das parcelas causadas pela MP579	131
Tabela 28: Parque gerador nacional	134
Tabela 29: Parque gerador das empresas patrocinadoras	135
Tabela 30: Representatividade dos Patrocinadores no parque gerador nacional.....	136
Tabela 31: Usinas com informações encaminhadas pelas patrocinadoras e que não compuseram a amostra da ANEEL	137
Tabela 32: Consolidação da representatividade da amostra, por tipo de usina	137

Tabela 33: Comparativo (em % da potência instalada total) das usinas atingidas pela MP 579, das usinas utilizadas pela ANEEL em seu benchmarking de eficiência e pelo presente trabalho	138
Tabela 34: Séries históricas, por usina e por ano, consideradas no estudo	140
Tabela 35: Coeficiente de correlação de Pearson entre os produtos analisados e o OPEX	142
Tabela 36: Resumo dos Estudos da 2ª Fase (População = Quantidade total de Usinas no Brasil)	149
Tabela 37: Resumo dos Estudos da 2ª Fase (População = Potência Instalada no Brasil).....	150
Tabela 38: Aplicação da equação desenvolvida por este trabalho versus a fórmula ANEEL da NT 385/2012	151
Tabela 39: Comparativo entre os resultados alcançados por este trabalho (“calculado”) e aqueles alcançados pela ANEEL	153
Tabela 41: Alternativa (i): Cálculo da rentabilidade do projeto, conforme modelo da MP579	173
Tabela 42: Alternativa (ii): Cálculo da rentabilidade do projeto, mantendo o OPEX “regulatório” e incluindo uma Remuneração da Usina (RU) similar às “obrigações especiais” das distribuidoras, que poderia ser o parâmetro competitivo do edital de licitação da usina (neste exemplo, considerou-se 50% de deságio).....	174
Tabela 43: Alternativa (iii): Cálculo da rentabilidade do projeto mantendo-se a RU como substituta ao OPEX regulatório	175
Tabela 44: Alternativa (iv): Mesma situação da alternativa (iii), porém alterando-se o investimento anual de 0,99% do VNR da usina para 2,4% (igual à depreciação média anual), considerando os investimentos em estruturas civis necessários a partir de agora. Considerou-se 30% de deságio sobre a RU.....	176
Tabela 45: Simulação de investimentos e da evolução da GAG _{CAPEX} das usinas	180
Tabela 46: Resumo final das contribuições.....	182
Tabela 47: Comparativo da GAG inicial (“Parcela B”) proposta por este trabalho, versus os modelos da lei 12.783/2013 e do leilão 12/2015	192
Tabela 48: Comparativo do MWh considerando as diferentes metodologias da MP579, do leilão 12/2015 e da proposta do presente trabalho	193
Tabela 49: Premissas adotadas no comparativo.....	195
Tabela 51: Usina de Ilha Solteira: Fluxo de Caixa no modelo da lei 12.783/2013 (valores em R\$ mil)	197
Tabela 52: Usina de Ilha Solteira: Fluxo de Caixa no modelo do leilão 12/2015 (considera outorga de R\$9,1 bilhões no ano 1) (valores em R\$ mil).....	198
Tabela 53: Usina de Ilha Solteira: Fluxo de Caixa no modelo proposto (considera outorga de R\$4,5 bilhões no ano 1) (valores em R\$ mil).....	199

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BDI	Bonificação ou Benefícios e Despesas Indiretas. Percentual relativo às despesas indiretas de uma obra, que incide sobre os custos diretos.
CA	Custos Adicionais. É um dos componentes do VNR, e considera os custos com mão de obra.
CAPEX	Sigla para capital expenditure, ou "investimentos de capital"
COM	Componentes Menores. É um dos componentes do VNR, e considera os equipamentos acessórios da obra.
DEC	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora
DIC	Duração de interrupção individual por unidade consumidora
DMIC	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, precursor da ANEEL
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FEC	Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora
FIC	Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora
GAG	Custo da Gestão dos Ativos de Geração
JOA	Juros sobre Obras em Andamento. É um dos componentes do VNR, e considera o custo de capital antes do encerramento da obra.
MCPSE	Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. É o regulamento que dispõe sobre a forma de controle contábil dos investimentos realizados em ativos reversíveis pelas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia (funciona como uma ferramenta mitigadora do risco hidrológico, onde diferentes usinas compartilham a geração maior ou menor que tiveram)
MW _{méd}	MW médio (energia média gerada pela usina hidrelétrica ao longo do ano, utilizado como valor de referência para a comercialização da energia da usina)
O&M	Operação e Manutenção

OPEX	Sigla para operating expenses, ou "custo operacional"
OTN	Ordem do Tesouro Nacional ou Obrigação do Tesouro Nacional. Título público federal emitido com a característica de pagar remuneração acrescida de correção monetária. O valor unitário do título passou a representar indexador largamente utilizado na economia brasileira.
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças (é utilizado como valor de referência para a comercialização de energia no curto prazo)
QRR	Quota de Reintegração Regulatória
RAG	Receita Anual de Geração
TIR	Taxa Interna de Retorno
VF	Valor de Fábrica. É um dos componentes do VNR, e considera o custo do equipamento principal previsto no MCPSE.
VNR	Valor Novo de Reposição

SUMÁRIO

1.	Introdução.....	17
1.1	Contextualização.....	17
1.2	Breve histórico da regulação no setor elétrico brasileiro	19
1.3	O modelo vigente até setembro de 2012	20
1.3.1	Para as usinas renovadas em 1998 (“contratos iniciais”)	20
1.3.2	Para as novas concessões a partir de 1995.....	22
1.4	Conceitos gerais de regulação econômica	23
1.4.1	Formas de Concessão.....	23
1.4.2	Definição de Preço	25
1.4.3	A aplicação das formas de tarifação no Brasil.....	26
1.4.4	Tarifação Discricionária	30
1.4.4.a	Regulação pelo Custo	31
1.4.4.b	Regulação Por Incentivos	33
1.5	A regulação discricionária do segmento de distribuição	34
1.5.1	Visão Geral	34
1.5.2	Nível Tarifário ou Receita Requerida	34
1.5.3	Parcela A.....	35
1.5.4	Parcela B - CAPEX	36
1.5.5	Parcela B - OPEX	40
1.5.6	As Obrigações Especiais	44
1.5.7	Qualidade	45
1.6	A inviabilidade da metodologia discricionária aplicada ao segmento de geração	46
1.7	Pesquisa internacional de modelos regulatórios no Setor Elétrico	48
1.7.1	Visão Geral	48
1.7.2	Resumo dos Casos.....	50
1.8	O papel recente da Eletrobrás	53
1.8.1	A manipulação dos preços de mercado	53
1.8.1.1	O caso das linhas de transmissão.....	53
1.8.1.2	O caso da usina de Belo Monte.....	55
1.8.2	A obrigação de renovar as concessões em 2012	56
1.8.3	Principais diferenças do modelo estatal brasileiro (Eletrobrás) para o Norte-Americano	57
	Anexo do Capítulo 1	60
A.1	Estados Unidos.....	60

A.1.1	Introdução.....	60
A.1.2	Represa de Priest Rapids.....	62
A.1.3	Represa Hoover.....	65
A.2	Canadá.....	70
A.2.1	Introdução.....	70
A.2.2	British Columbia Hydro	71
A.3	Noruega.....	75
A.4	Índia.....	76
A.5	Argentina.....	78
A.6	República do Mali.....	81
2.	A Medida Provisória 579/2012 (Lei 12.783/2013).....	84
2.1	Objetivos Iniciais	84
2.2	A proposta do governo.....	88
2.2.1	Indenização	88
2.2.2	Antecipação do fim do contrato	99
2.2.3	A Receita-Teto e o Processo de Revisão Tarifária	102
2.2.3.1	Quanto aos novos investimentos.....	107
2.2.3.1.a	VNR.....	107
2.2.3.1.b	Remuneração do Capital (RC) / WACC.....	110
2.2.3.1.c	Depreciação (QRR).....	112
2.2.3.1.d	Forma de reconhecimento dentro da GAG.....	113
2.2.3.2	Quanto aos Custos Operacionais Regulatórios	114
2.2.3.2.a	Visão Geral	114
2.2.3.2.b	Metodologia de Cálculo	115
2.2.3.2.c	A remuneração proposta pela EPE.....	120
2.2.3.3	Quanto aos demais componentes da RAG.....	126
2.3	A receptividade do mercado em 2012	127
2.4	Os efeitos financeiros entre 2013 e 2015	130
3.	Proposta de uma nova metodologia de definição de receitas regulatórias	134
3.1	Pesquisa realizada e base de dados utilizada.....	134
3.1.1	Origem dos Dados	134
3.1.2	Comparação dos dados utilizados com a amostra da ANEEL.....	136
3.2	Quanto ao Custo Operacional (OPEX).....	139
3.2.1	Variáveis ambientais e seleção da amostra	139
3.2.2	Resultados	150
3.3	Quanto aos novos investimentos necessários (CAPEX)	154

3.3.1	Objetivos do Capítulo	154
3.3.2	Conceitos Regulatórios considerados no Estudo	154
3.3.3	Necessidade de Investimentos.....	154
3.4	Quanto à taxa de retorno (WACC) sobre os novos investimentos	159
3.5	Quanto à remuneração sobre os investimentos já em operação.....	161
3.6	Quanto ao Fator X	163
3.7	Quanto aos custos ambientais	165
3.8	Proposta de formatação final da Receita Anual de Geração – RAG	165
3.8.1	Conceitos e Fórmulas a serem aplicadas	165
3.8.1.1	Cálculo da Receita Anual de Geração – RAG	165
3.8.1.2	Metodologia de cálculo da Parcela B (GAG, RA e RU).....	166
3.8.1.3	Metodologia de cálculo da Parcela A	169
3.8.1.4	Componentes Financeiros.....	170
3.8.1.5	O Rito de Revisão Tarifária	170
3.8.2	Simulação	171
3.9	Análise gráfica dos resultados aplicados.....	178
3.10	Resumo das Propostas	182
4.	O leilão 12/2015	185
4.1	As contribuições à Audiência Pública 054/2015	185
4.2	A GAG-Melhoria (como opção à metodologia de RU)	186
4.3	Os 30% da Garantia Física alocados ao ACL (como opção à revisão do OPEX)	187
4.4	A cobrança de outorga	189
4.5	Problemas residuais não cobertos pelo leilão 12/2015	190
4.6	Metodologia Lei 12/783/2013 x Leilão 12/2015 x Proposta (simulação numérica) .	191
4.6.1	Análise do impacto no valor-teto da GAG (visão do consumidor)	191
4.6.2	Análise do impacto na Taxa Interna de Retorno – TIR (visão do investidor)	195
5.	Conclusão	202
6.	Bibliografia	205
	APÊNDICE I – Relação de usinas operadas pelo Bureau of Reclamation	212
	APÊNDICE II – Consolidação dos resultados dos leilões de Transmissão entre 2008 e 2015 ...	213
	APÊNDICE III – Relação de usinas utilizadas pela ANEEL em seu estudo, versus a amostra utilizada pelo presente trabalho.....	219
	APÊNDICE IV – Relação de Usinas com dados disponíveis para este trabalho suas respectivas variáveis principais	222

1. Introdução

1.1 Contextualização

O tema “regulação econômica”, por si só, é controverso. Isso porque “regular” significa uma intervenção do estado em setores privados, e “regulação econômica”, mais especificamente, significa que esta intervenção ocorre em temas que influenciam o natural equilíbrio microeconômico que um negócio teria se operado em um ambiente totalmente livre de regulações (por exemplo, a regulação econômica pode afetar artificialmente o preço e a quantidade de equilíbrio entre oferta e demanda). Esta intervenção ocorre normalmente, mas não necessariamente e nem restritivamente, em negócios classificados como “monopólio natural”, cujo conceito será aprofundado oportunamente neste trabalho.

Por hora, pode-se definir regulação como “o conjunto de princípios, normas, regras e processos de decisão que asseguram a estabilidade e a coerência aproximada dos diferentes atores de uma economia em uma dada geografia” (NERY, 2012).

Para cumprir seu papel, a regulação deve ser (i) clara, ou seja, sem margem para interpretações difusas; deve ser (ii) estável, ou seja, previsível ao longo do contrato de concessão (já que investimentos em infraestrutura possuem, geralmente, longos prazos de maturação e retorno); e deve ser (iii) justa a todas as partes envolvidas no negócio. Ao longo dos próximos capítulos serão revistos outros importantes conceitos, utilizados por GOMEZ-IBANEZ (2003) e BALDWIN, CAVE e LODGE (2010), sobre quando e como regular.

É preciso, ainda, fazer uma importante distinção entre “política pública” e “regulação”. No setor elétrico, cabe ao Ministério de Minas e Energia – MME desenhar as políticas energéticas para o país (por exemplo, definindo a expansão do parque por fontes renováveis, mesmo que mais caras, por interesses diversos como segurança da matriz pela diversificação de fontes ou pela redução de gases causadores do efeito estufa), e à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL a função de, após definidas as políticas públicas, desenhar o modelo regulatório necessário para garantir sua aplicação. Estas funções são por vezes confundidas, e em especial nos últimos anos causaram o problema que será abordado no presente trabalho, qual seja a quebra de autonomia da função normativa, e a confusão entre visões de Governo (MME) e de Estado (ANEEL) – com consequente descumprimento das três regras anteriormente definidas como necessárias ao ambiente regulado.

O recurso hídrico, como definido no Artigo 20 da Constituição Federal, é bem da União. Por consequência, repassá-lo à operação privada exige uma contrapartida, seja em forma de outorga (a ser paga como compensação à União pela concessão do direito de exploração comercial de um bem público), seja em forma de benefício direto à sociedade (por exemplo, ofertando um preço de energia inferior ao preço atual de mercado – transferindo o que comumente se chama de “renda hidráulica”¹ para o consumidor).

Independente da escolha, calcular o valor da outorga ou o desconto sobre o preço de mercado não é tarefa trivial. Quando se fala de uma nova usina hidrelétrica, imaterial por si só no cenário nacional – que conta com 139 GW de potência instalada (ANEEL, 2015f) – pode-se considerar que este novo player seria um *price-taker*, isto é, sua produção não muda o preço médio nacional. No entanto, como será visto neste trabalho, a Medida Provisória 579/2012, convertida na lei 12.783/2013, atingiu 11,8 GW_{méd}, o que representa 22% da garantia física hídrica nacional. Logicamente, uma política de preços sobre este montante tem a característica de *price-maker*, isto é, uma alteração no preço desta energia influencia diretamente o preço médio nacional – com consequentes impactos na demanda.

Uma outorga muito alta tem como consequência um preço de energia alto, e pode reduzir a demanda nacional atual – expondo as distribuidoras a uma sobrecontratação. Já a opção pela redução no preço aumentaria a demanda, ação esta que se feita sem a expansão correspondente do parque nacional expõe as distribuidoras a uma subcontratação, exigindo o acionamento das térmicas de “emergência” a um custo muito maior.

Isto foi justamente o que ocorreu entre 2013 e 2015, com resultados negativos – já que o súbito aumento de demanda deplecionou os reservatórios, o que aliado ao atraso das obras de expansão elevou o preço da energia de curto prazo ao patamar máximo, gerando um enorme passivo que precisou ser repassado aos consumidores. Com o aumento repentino de preço, o contrário ocorreu – e a demanda foi reduzida drasticamente, deixando as distribuidoras sobrecontratadas.

Todos os fatos serão evidenciados e detalhados nos capítulos seguintes deste trabalho, que buscará o cotejo entre conceitos econômicos, jurídicos e técnicos, necessários à completa compreensão do atual cenário institucional do setor elétrico brasileiro.

¹ Este conceito de “renda hidráulica” pode ser entendido como a diferença entre o custo unitário médio de geração (ou seja, a soma do custo marginal de operação com os custos fixos, incluindo custos de capital) e o valor de mercado da energia elétrica. É também chamada de “renda inframarginal”.

1.2 Breve histórico da regulação no setor elétrico brasileiro

A história da energia elétrica no Brasil começa em 1879, com a iluminação da Central do Brasil, no Rio de Janeiro. O município de Campos foi a primeira cidade da América do Sul a oferecer iluminação pública, em 1883, alimentado por uma central termelétrica de 52 kW (NERY, 2012, p.469). Neste mesmo ano surgia a primeira central hidrelétrica brasileira, no município de Diamantina (MG).

O mercado atraiu investidores americanos e canadenses no início do século XX (como a Light e a American Foreign Power Company – AMFORP), quando o então presidente Getúlio Vargas começa a regulação do setor elétrico – por meio do decreto 24.643/1934, ou “Código das Águas”, que dava à União o direito de conceder licenças de novas usinas hidrelétricas. Em 1945, entretanto (último ano do primeiro período de governo de Vargas, que foi de 1930 a 1945), criou-se a Chesf, iniciando também a prestação direta do serviço de energia elétrica por parte do governo federal. Nas décadas seguintes, um importante investimento estatal ocorreu, com a fundação da Cemig (1952), Copel (1954), Furnas (1957), Eletrobrás (1962), Eletrosul (1968) e Eletronorte (1973). Ao longo deste período, diversas empresas privadas foram sendo estatizadas, como as pioneiras AMFORP (1964) e Light (1979).

Em 1980, todas as principais empresas que operavam no setor elétrico nacional eram estatais. Nesta época, as empresas operavam “pelo custo”, isto é, todas as suas despesas eram cobertas pela tarifa. Esta metodologia, chamada de “cost-plus”, garantia a essas empresas uma rentabilidade mínima de 10% e máxima de 12%, sendo que os excedentes eram direcionados para os deficitários. Todas as distribuidoras do país tinham a mesma tarifa (“equalização tarifária”), e o setor era bastante verticalizado, com diversas empresas gerando, transmitindo e distribuindo a própria energia.

Esta situação começou a mudar em 1990, quando a lei 8.031 criou o Programa Nacional de Desestatização, no governo Collor. Em 1993 a equalização tarifária foi extinta. Em 1995, já no governo FHC, após a publicação das leis 8.987² e 9.074³, houve a primeira onda de renovação das concessões das empresas estatais, com o objetivo de privatizá-las na sequência. Fez parte do novo modelo a desverticalização das empresas do setor, isto é, a separação dos grandes grupos regionais em empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Entre 1995 e 2000, 23 empresas estatais foram privatizadas.

² Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.

³ Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

Tabela 1: Privatizações do setor elétrico brasileiro

Nome	Ano	Preço (R\$ Milhões) ⁴
ESCELSA	1995	385
LIGHT	1996	2.230
CERJ (AMPLA)	1996	605
COELBA	1997	1.731
AES SUL	1997	1.510
RGE	1997	1.635
CPFL	1997	3.015
ENERSUL	1997	626
CEMAT	1997	392
ENERGIPE	1997	577
COSERN	1997	676
CACHOEIRA DOURADA	1997	780
COELCE	1998	868
ELETROPAULO	1998	2.026
CELPA	1998	450
ELEKTRO	1998	1.479
GERASUL	1998	946
BANDEIRANTE	1998	1.014
CESP Tietê	1999	938
BORBOREMA	1999	87
CELPE	2000	1.780
CEMAR	2000	553
SAELPA	2000	363
CTEEP	2006	1.193

Fonte: ABRADÉE, 2016.

É importante destacar ainda que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada apenas em 1996, sendo estruturada apenas no final de 1997⁵. Assim, a maior parte das privatizações ocorreu em um cenário de fraca previsibilidade e de alto risco regulatório, já que as regras de revisão tarifária eram incertas para estes novos agentes.

Nos tópicos a seguir serão apontados os fatos sequenciais que ocorreram no setor elétrico brasileiro até a publicação da Medida Provisória 579/2012, que deu origem à lei 12.783/2013 e que gerou prejuízos significativos, também detalhados no decorrer do estudo.

1.3 O modelo vigente até setembro de 2012

1.3.1 Para as usinas renovadas em 1998 (“contratos iniciais”)

Como demonstrado em (FARIA, 2015a), em 1995, após a publicação das leis 8.987 e 9.074, houve a primeira onda de renovação das concessões, seguida por um forte programa de desestatização das empresas.

⁴ Valores não atualizados, correspondentes ao valor da época da privatização.

⁵ Em 28 de dezembro de 1997, por meio da Portaria nº 349, do Ministro de Estado das Minas e Energia

Fez parte do novo modelo a desverticalização das empresas do setor, isto é, a separação dos grandes grupos regionais em empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica⁶.

Em 1998, houve a definição dos “contratos iniciais”, que poderiam ser comparados com as “cotas” que a lei 12.783/2013 instituiu (como será visto no capítulo 2 deste trabalho), dividindo a energia oriunda das usinas renovadas pelas distribuidoras (ambiente de contratação regulado). A grande diferença foi que, à época, o cálculo – definido pelas resoluções ANEEL 244 e 269 de 1998 – agradou aos geradores, tendo todos optado por renovar suas concessões. Ainda, não foi imposto um nível tarifário único para todo o período de concessão renovado, como foi proposto pela lei 12.783/2013. O que foi proposto na ocasião pode ser verificado no Balanço do ano 2000 da Companhia Energética de São Paulo (CESP):

O setor elétrico passa pela fase de transição, com a vigência dos Contratos Iniciais implantados pela Resolução ANEEL nº 244/98, que se caracterizam por preços e quantidades regulados que refletem a totalidade da energia assegurada, de modo que a CESP tem toda a sua produção comprometida com os Contratos Iniciais até o final de 2005. Com a liberação gradual desses Contratos, a partir de 2003, e a cada ano subsequente, 25% da quantidade de energia elétrica poderá ser negociada livremente no mercado até que, em 2006, 100% da energia produzida estará disponível à livre negociação entre produtores, distribuidores, comercializadores e consumidores livres, inclusive residenciais. A ANEEL, através da Resolução nº 290, de 03 de agosto de 2000, homologou as regras e fixou diretrizes para a implantação gradual do Mercado Atacadista de Energia - MAE, cuja primeira etapa passou a valer a partir de 1º de setembro último.

Assim, a tarifa regulada perdurou apenas durante um período de transição, até que a livre concorrência pudesse ser instaurada no segmento de geração. É possível verificar, nas respectivas Resoluções, a preocupação da ANEEL com a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, sem esquecer a necessidade de zelar-se pela modicidade tarifária:

Resolução ANEEL 244/1998:

a competição dar-se-á de forma gradual até o ano 2005, competindo à ANEEL, durante o período de 1998 a 2005, homologar os montantes de energia e demanda de potência a

⁶ Na prática o que ocorreu foi a separação em **contratos** de geração, transmissão e distribuição, exigindo-se a criação de empresas distintas (CNPJs) apenas na operação de distribuição de eletricidade. Esta flexibilização entre o conceito e a prática ocorreu por pressão das empresas do Grupo Eletrobrás.

serem contratados e regular as tarifas correspondentes; durante a fase de transição deverão ser substituídos os atuais contratos de suprimento por contratos de uso do sistema de transmissão, contratos de conexão e contratos iniciais de compra e venda de energia.

Resolução ANEEL 269/1998:

(...) compete a ANEEL a fixação das tarifas das contratos iniciais; a necessidade de preservar o equilíbrio econômico-financeiro dos concessionários e a modicidade das tarifas ao consumidor na substituição dos contratos de suprimento pelos contratos iniciais de compra e venda de energia, contratos de conexão e contratos de uso da transmissão;

Este modelo “transitório” serviu para acomodar as usinas que já estavam em operação e que, por conta da criação de um novo modelo regulatório, precisavam ser regularizadas de alguma forma. No entanto, desde aquela época, já se sabia que estes contratos teriam duração total de 20 anos, e que expirariam entre 2015 e 2017. Ao contrário do que seria razoável, durante 18 anos nada foi discutido sobre o que fazer quando do final destes contratos – até a publicação, em 2012, da MP579.

1.3.2 Para as novas concessões a partir de 1995

A lei 9.074/1995, que “estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências”, tinha – quando de sua publicação⁷ – a seguinte redação:

§ 2o As concessões de geração de energia elétrica, contratadas a partir desta Lei, terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a trinta e cinco anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato, podendo ser prorrogado no máximo por igual período, a critério do poder concedente, nas condições estabelecidas no contrato.

Apesar do prazo máximo ser limitado a 35 anos, muitos contratos firmados a partir de 1995 tiveram a definição de um prazo de 30 anos. Esta condição pode ser observada no contrato 01/1996, firmado com a Light para as usinas UHE Vigário/UHE Santa Cecília/UHE Pereira

⁷ Esta condição foi alterada pela Lei nº 10.848, de 2004, passando a vigorar o seguinte texto: § 2º As concessões de geração de energia elétrica anteriores a 11 de dezembro de 2003 terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 (trinta e cinco) anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato, podendo ser prorrogado por até 20 (vinte) anos, a critério do Poder Concedente, observadas as condições estabelecidas nos contratos.

Passos/UHE Nilo Peçanha/UHE Fontes (Nova)/UHE Lajes e Fontes (Velha)/UHE Ilha dos Pombos/UHE Santa Branca e com vencimento previsto para junho de 2026, assim como no contrato 92/1999, firmado com a AES Tietê para as usinas de Barra Bonita/Bariri (Álvaro de Souza Lima)/ Ibitinga/ Promissão (Mário Lopes Leão)/Nova Avanhandava/ Água Vermelha (José Ermírio de Moraes)/Caconde/Euclides da Cunha/Limoeiro (Armando de Salles Oliveira)/Mogi-Guaçu, com vencimento previsto para dezembro de 2029. Outros contratos, como o 05/1997 (UHE Lajeado), 06/1997 (UHE Queimado) e 09/1997 (UHE Machadinho) utilizaram o prazo máximo de 35 anos.

Isso significa que, a partir de 2026, dezenas de contratos com prazos distintos começarão a vencer de forma sequencial. Para evitar a repetição da MP579, é preciso que sejam discutidas **desde já** as regras de renovação ou relicitação, em detalhes, do que será feito na ocasião – até para que os concessionários atuais decidam quanto ao seu plano de investimentos, estratégias comerciais, etc.

A importância do presente trabalho, portanto, é justamente discutir em detalhes todos os pontos positivos e negativos que a MP579/2012 trouxe, bem como o leilão 12/2015 (que alterou importantes conceitos de 2012), apresentando mecanismos de ajuste e contribuindo para que as discussões avancem de forma antecipada e, quando dos vencimentos destes contratos, toda a regra já seja de amplo conhecimento e o processo transcorra sem surpresas e sem causar os transtornos provocados quando da primeira tranche de renovações .

1.4 Conceitos gerais de regulação econômica

1.4.1 Formas de Concessão

Existem, basicamente, duas formas de licitação de uma concessão: aquela pelo menor custo do serviço ao usuário final e aquela pelo maior valor pago (à vista ou parcelado) pelo direito de exploração da concessão (máximo valor pelo “uso do bem público”, ou UBP). Enquanto no primeiro o consumidor absorve toda a eficiência da licitação, por meio de uma redução no valor do serviço prestado, no segundo quem se beneficia da eficiência é o governo, recebendo a diferença entre o valor fixo do serviço que constava no Edital e o valor “eficiente” da prestação pelo concessionário.

Ainda, outra diferença importante de ser citada refere-se aos tipos de projeto: *greenfield* (projetos novos) ou *brownfield* (empreendimentos já em operação).

Como visto anteriormente, o Programa Nacional de Desestatização – PND foi criado ainda na gestão Collor, por meio da lei 8.031/1990. Nesta época, assim como na continuação do programa durante o governo Fernando Henrique Cardoso (FHC), o método mais utilizado era pelo maior valor pago à vista pela concessão, geralmente *brownfield* mas com necessidade de investimento complementar.

Em que pese, a partir do governo Lula, tenha-se migrado para um modelo de menor custo do serviço prestado, ocasiões como a concessão dos aeroportos de Brasília, Guarulhos, Galeão e Campinas – que levantaram cerca de R\$24 bilhões, mesmo mantendo a Infraero com participação minoritária de 49% – ou as concessões da banda 4G de telefonia em 2012 e 2014 – que arrecadaram cerca de R\$9 bilhões – mostraram que as vantagens de se levantar altas somas à vista atraem diferentes partidos e ideologias. Afinal, o governo pode de uma só vez terceirizar a responsabilidade por novos investimentos estruturantes, garantir uma prestação adequada do serviço público à população, livrar-se ainda de eventuais dívidas associadas às empresas vendidas e levantar altas somas para investir em outros setores que não são atraentes à iniciativa privada ou, mesmo, em programas sociais.

Figura 1: Custo de serviços públicos e privados

Independente do modelo – se menor valor do serviço ou se maior valor pago pelo direito de exploração – é necessário entender algumas condições atreladas ao contrato de concessão:

- A forma de indenização ao final da concessão (se houver);
- Os riscos (de mercado, de preço do insumo, etc) atribuídos à concessão e aqueles passíveis de incorporação tarifária;
- As regras da prestação do serviço, em termos de qualidade e desempenho;
- A forma de definição da tarifa:

- Fixa, definida no momento do leilão; ou
- Calculada de forma discricionária pela agência reguladora ou pelo governo.

Neste caso, é preciso entender:

- A forma de reconhecimento do OPEX no processo de Revisão Tarifária;
- e
- A forma de reconhecimento do CAPEX no processo de Revisão Tarifária.

Ainda, a definição de regras claras por parte de uma agência reguladora autônoma e independente é fundamental para a manutenção da segurança jurídica da concessão e de sua previsibilidade técnica, comercial e financeira.

É importante dizer que, com a desestatização, o governo enxuga a máquina pública – que pode se concentrar naquilo que, de fato, precisa fazer: criar um ambiente de negócios claro, dinâmico, que gere empregos, que aumente continuamente a produtividade do país, reduzindo custos e aumentando a competitividade nacional.

Além disso, a infraestrutura nas mãos das empresas privadas torna-se mais justa aos contribuintes, que deixam de pagar os impostos necessários à prestação gratuita daqueles serviços – já que o custo de operação passa a ser do consumidor, na proporção de seu uso daquele serviço. Ainda, podem ser previstos subsídios tarifários no momento da licitação que garantam aos consumidores menos favorecidos o acesso a uma tarifa menor, preservando a universalização do atendimento. Sendo previsto deste o início, este subsídio não afeta o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, já que o plano de negócios já considerará este *trade-off* em sua estrutura tarifária.

1.4.2 Definição de Preço

Observando todas as formas de prestação de um serviço público em todo o mundo, é possível identificar quatro alternativas principais: (a) a prestação direta do serviço pelo governo; (b) a tarifa não regulada (ou seja, o consumidor opta pela **contratação direta** de seu supridor, havendo livre concorrência de mercado); (c) a tarifa regulada por meio de evento licitatório concorrencial (ou seja, o governo representa o consumidor na negociação do valor do serviço, e esta negociação se dá por meio de uma concorrência entre concessionárias que fixam suas tarifas por todo o período de **concessão**); e (d) a tarifa regulada por uma agência **reguladora discricionária** (em eventos tarifários periódicos, adequando a tarifa à realidade sócio-econômica daquele momento).

A decisão pela forma de aplicação da tarifa refere-se, essencialmente, a três dimensões: a previsibilidade do negócio; ao nível monopolista do negócio; e à decisão do governo de interferir ou não naquele determinado setor. A figura a seguir ilustra estas dimensões.

Figura 2: Forma de definição da tarifa na prestação de serviços públicos

Como é possível observar, a previsibilidade do negócio costuma ser inversamente proporcional ao seu nível monopolista. Isso porque quanto maior o risco do negócio (ou seja, quanto menos previsível for), menor a quantidade de *players* dispostos a competir neste segmento. É importante lembrar que um monopólio natural é definido por (IBAÑEZ, 2003):

- Barreiras de entrada (naturais ou artificiais) de novos concorrentes;
- Inexistência de concorrentes alternativos;
- Altos investimentos fixos.

A diferença entre “regulação discricionária”, modelo “contratual” e “contratação direta”, estão evidenciadas na tabela 2 a seguir, que contém uma compilação das principais características associadas a esses conceitos.

1.4.3 A aplicação das formas de tarifação no Brasil

Buscando como exemplo um serviço de rede (por exemplo distribuição de energia elétrica, distribuição de água potável, coleta de esgoto sanitário ou distribuição de gás), onde o prestador de serviço atende a um número crescente de consumidores ao longo da concessão, mas sem conhecer com exatidão quando estes consumidores serão atendidos, tampouco seus hábitos de consumo e o investimento que será necessário para ligá-los, fica evidente que este **não é** um negócio previsível, tanto quanto ao CAPEX, quanto ao OPEX e às receitas (mercado).

Tabela 2: Diferença entre as formas de tarifação de serviços privatizados

Monopólio Natural	Regulação Discrecionária	Concessão (por Contrato)	Contratação Direta
Característica principal	Não há previsibilidade quanto ao mercado e quanto ao valor a ser investido. A licitação é geralmente feita com base no maior valor pelos ativos já em operação, ou do menor retorno admitido sobre o investimento, ou por critérios de capacidade técnica definidos pelo concedente.	É possível estimar com certa precisão o valor a ser investido, os custos operacionais necessários e o mercado a ser atendido. A licitação é geralmente feita com base no maior valor de outorga ou no menor valor do serviço prestado.	Não há regulação econômica, apenas regulação técnica (critérios mínimos de qualidade, regras setoriais, etc). Cada empresa pode entrar ou sair livremente do mercado, sujeita apenas às regras concorrenciais (no Brasil reguladas pelo CADE e pela CVM).
Definição da Tarifa	Regulada pela Agência	Regulada pelo contrato de concessão	Não regulada - preço de mercado
Forma de cálculo da tarifa	Em bases periódicas a tarifa é revista pelo agente regulador, de forma a garantir o equilíbrio econômico-financeiro e o retorno sobre o investimento. Os métodos mais comuns são o <i>Price-Cap</i> e o <i>Cost-Plus</i> .	A tarifa ofertada no momento da licitação é válida por todo o período de concessão, e não cabe revisá-la em bases periódicas posto que foi com ela que definiu-se o vencedor da disputa.	A lei da oferta e demanda dita o preço de mercado, que pode ou não ser suficiente para pagar os custos das empresas.
Como absorve a "eficiência" do operador	No momento das revisões tarifárias deve haver uma série de sinalizações que estimulem o operador a ser eficiente, recompensando quem o for e penalizando quem não o for (simula a competição).	A disputa da licitação é o mecanismo de captura da eficiência, posto que diferentes operadores ofertam seus melhores preços possíveis para aquele serviço.	O mercado se encarrega de criar uma disputa que, naturalmente, elimina os menos eficientes - que não necessariamente são aqueles com maiores preços, já que há o julgamento qualidade-valor.
Assunção de Riscos pelo Operador	O operador não assume riscos de construção ou mercado, ressalvados aqueles considerados como "não eficientes", por erros de administração ou inaptidão operacional.	O operador assume todos os riscos de construção, operação e mercado, que devem ser medidos antes da licitação para balizar seu preço.	Como não é um mercado regulado, não há a garantia do mercado, tampouco da cobertura de seus custos ou o retorno sobre seus investimentos.
Exemplos de setores no Brasil que adotam a metodologia	Distribuição de energia elétrica; água encanada.	Geração (energia nova) e transmissão de energia elétrica; rodovias pedagiadas.	Telecomunicações; aviação civil.

Fonte: FARIA (2015b) complementado com "Contratação Direta".

Isso, por consequência, requer uma intervenção governamental para diminuir os riscos do negócio e atrair interessados em prestar o serviço, criando-se assim uma concessão monopolista (barreira de entrada artificial, definida por meio de lei ou regulamentação específica) que requer um nível mais elevado de garantias de proteção à receita mínima do prestador (não raro, requerendo recursos a fundo perdido ou subsídios por parte do poder concedente para viabilizar o negócio).

Especificamente sobre os serviços de saneamento básico (em especial água e esgoto), apesar do quadro anterior citá-los como exemplos de regulação discricionária – já que a maior parte do mercado é atendido pelas grandes empresas estaduais, criadas no período do Planasa – há casos específicos de concessões privadas que acabaram criando um modelo híbrido – com tarifa fixa definida em contrato de concessão (firmado após licitação concorrencial do menor valor da tarifa e com valores fixos de investimentos e metas de universalização), porém definindo-se uma matriz de riscos na qual o concessionário sabe, exatamente, quais riscos precisam ser precificados no seu preço, e quais riscos – caso materializados – serão repassados ao consumidor no processo de Revisão Tarifária. Este foi o caso do município de Blumenau, onde a concessionária Odebrecht Ambiental ganhou a concessão de esgotamento sanitário em 2009, antes da própria criação da agência reguladora responsável pela definição da tarifa e pela fiscalização dos serviços. Assim, em 2014, foi necessária a criação de regulamentos específicos – bem como desta matriz de riscos – que esclareceu, para ambas as partes (concessionária e concedente), quando um reequilíbrio financeiro poderia ser solicitado, e quando o risco caberia à Odebrecht – sem direito de reequilíbrio, portanto (BLUMENAU, 2014). Em que pese que esta metodologia garantiu uma maior transparência e uma maior segurança ao investidor, é evidente que é impossível prever todos os problemas que um contrato de 45 anos de concessão poderá vivenciar – restando, portanto, uma parcela discricionária que caberá à Agência Reguladora mediar em casos de disputa entre as partes.

Incertezas ainda maiores podem recair sobre concessões que não gozam de um monopólio “puro”. Um negócio como o de distribuição de gás em nível residencial, por exemplo, apesar de ser regulado a nível estadual no Brasil, vem cada vez mais enfrentando uma realidade não-monopolista, já que há, sim, concorrentes diretos – basicamente por conta da comercialização do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), por botijão ou a granel. Em Curitiba, por exemplo, a concessionária Compagás, detentora de uma concessão estadual de distribuição de gás natural, compete com as distribuidoras de GLP Liquigás, Ultragaz, Gaslog e outras.

Assim, cria-se um paradoxo de tarifa regulada na distribuição de gás encanado, porém com uma limitação de preço de mercado – já que o consumidor pode trocar seu fornecimento pelo GLP sem prejuízo ao seu hábito de consumo. Caso a tarifa de mercado, então, seja inferior à tarifa regulada, o concessionário não consegue recuperar o investimento realizado, gerando-se a necessidade de um reequilíbrio – que, caso feito com aumento tarifário, alimenta um círculo vicioso que pode inviabilizar o negócio como um todo.

Desse modo, ou cria-se uma barreira artificial de entrada para concorrentes neste segmento (por exemplo, autorizando as distribuidoras de GLP a operarem apenas em áreas sem atendimento da concessionária de gás encanado), ou cria-se mecanismos de subsídios não tarifários (ex: recursos a fundo perdido do poder concedente para reduzir o investimento do investidor) para ajudar a concessão a atingir uma escala que culminará naturalmente com a oferta de tarifas menores que seus concorrentes alternativos, ou admite-se que o negócio não é economicamente viável e nem socialmente importante, acabando-se com a concessão de distribuição de gás e liberando este mercado para a livre concorrência. Especificamente no caso exemplificado da Compagás, sua concessão terminará em 2024, ocasião em que o poder concedente – Estado do Paraná – será compelido a avaliar a importância social do negócio, sua viabilidade econômica e a forma de licitação dos ativos *brownfield* (rede já existente), decidindo se cabe ou não um investimento adicional (*greenfield*) para atender a novos consumidores – e, caso caiba, quais seriam as condições econômicas minimamente atrativas para viabilizar o investimento.

Hoje, a concessionária vive justamente este problema de repasse dos custos de expansão para a tarifa residencial, posto que já está no limite do preço de mercado frente aos seus concorrentes e também porque a ligação de novos consumidores em Curitiba representa altos custos de CAPEX para atender a baixos níveis de consumo, já que o centro da cidade – com maior consumo – já é atendido. Alternativas seriam atender a outros grandes centros do Paraná – Maringá, Londrina, Ponta Grossa – ou concentrar sua expansão em consumidores industriais – que poderiam, inclusive, possibilitar um subsídio tarifário para os consumidores residenciais. Este caso é importante para o entendimento da complexidade que é se ter uma tarifa regulada em um ambiente concorrencial – evidenciando alguns pontos podem servir para reflexão sobre os ativos de geração de energia elétrica *brownfield* relicitados – que deram origem aos “geradores cotistas”.

Um outro caso nacional que também vale como comparação aos geradores cotistas é o do estado de São Paulo, que por meio da Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo

(Sabesp), firmou em 2013 uma Parceria Público-Privada com as construtoras Andrade Gutierrez e Camargo Corrêa para construir o Sistema Produtor de Água São Lourenço⁸, que aumentará em 4.700 litros por segundo a capacidade de produção de água tratada para a Região Metropolitana de São Paulo. Serão necessários 83 km de adutora em uma obra orçada em R\$2,2 bilhões. Isso representa duas “concessões” atuando com um fim único (atender a região metropolitana de São Paulo), onde é obviamente necessária uma definição de fluxo de pagamentos bastante clara e uma matriz de riscos bem desenhada. Pode-se fazer um paralelo entre este caso e o setor elétrico, principalmente no sentido da desverticalização das atividades.

O serviço de “água encanada” sempre foi tipicamente vertical, onde uma única operadora captava (barragens), transportava (adutoras), tratava (estações de tratamento) e distribuía (rede de distribuição, composta pela tubulação e pelas estações elevatórias) toda a água. A partir do momento em que se criou uma concessão específica para construção e operação de uma nova barragem e adutora, por meio de um processo concorrencial (que ofertou o menor valor a ser pago pela Sabesp pelo serviço), observou-se que, dentro de uma tarifa discricionária da distribuição de água, residia a oportunidade de uma concessão específica que poderia capturar a eficiência da iniciativa privada em um investimento pontual e previsível. No caso do setor elétrico, isso acontece exatamente na geração e na transmissão, cujos custos são repassados ao consumidor da distribuidora por meio do que se chama de “Parcela A” – ou “Custos Não Gerenciáveis”.

1.4.4 Tarifação Discricionária

Existem no mundo diversas linhas de pesquisa que discutem qual a melhor forma de tarifar uma concessão pública, caracterizada por um monopólio natural de interesse da população. Quando este serviço é oferecido por um agente privado, que deve ser remunerado de alguma forma, cria-se ainda mais um fator sensível à tarificação, que é o lucro. Este, por sua vez, não pode ser muito grande – o que onera a população interessada no serviço – e nem muito pequeno – pois desestimula os investimentos. Para o completo entendimento do contexto no qual está inserido o tema central deste estudo, abordar-se-á brevemente cada modelo, indicando aquele que foi adotado no Brasil e explicando o porquê.

⁸ O contrato, no valor total de R\$ 6 bilhões, inclui as obras, cujo investimento total, integralmente assumido pelas empreiteiras, é de R\$ 2,2 bilhões. Somente após o início da operação, a Sabesp desembolsará uma contraprestação mensal referente à operação e manutenção do sistema, por um período de aproximadamente 21 anos, totalizando assim um período de 25 anos de concessão quando somados aos quatro anos previstos para obras.

1.4.4.a Regulação pelo Custo

Chamado de *Cost-Plus*, este modelo é utilizado em países como os EUA, Canadá e Japão, onde as agências reguladoras fixam a taxa de retorno que as concessionárias podem receber sobre os seus ativos. Assim, determina-se a tarifa que pode ser cobrada pela Concessionária de forma a obter uma taxa de retorno pré-definida, além de seus custos que são integralmente reconhecidos na tarifa. Este modelo é tradicionalmente associado ao baixo incentivo que traz às empresas, já que remunera o investidor conforme seus gastos, independente de quais sejam e de quanto tenham custado (ou seja, a “eficiência operacional”, em termos financeiros, não é priorizada).

No entanto, é importante que se diga que este pode ser um modelo interessante em negócios de alto risco – já que repassa à tarifa todos os custos reais da concessão – e por isso são utilizados em contratações de difícil mensuração (mercado, CAPEX e/ou OPEX), que – caso contrário – poderia levar as empresas a incluírem um prêmio muito alto pela incerteza do negócio, ou simplesmente não ofertarem lances em uma licitação.

Buscando como exemplo os Estados Unidos, existem três tipos de contratos *Cost-Plus*: os *Award-fee contracts*, que condicionam a remuneração à qualidade do serviço / produto prestado; os *Incentive fee contracts*, que aumentam a remuneração conforme a qualidade avança (remuneração em escala); e os *Fixed-fee contracts*, que não apresentam nenhum mecanismo de estímulo à qualidade. Tomando como base os contratos de infraestrutura de defesa (segurança nacional) dos Estados Unidos, 49% são *Award-fee*, 10% são *Incentive fee* e 41% são *Fixed-fee* (CSIS, 2008). Porém, ressalta-se que somente 25% dos contratos de defesa (geralmente aqueles com maior risco, principalmente associados à pesquisa de novas tecnologias), que movimentam cerca de US\$320 bilhões / ano, são contratos *Cost-Plus* – sendo a diferença por meio de licitações.

É importante citar que os Estados Unidos possuem o *Federal Acquisition Regulation (FAR)*, que objetiva padronizar as formas de aquisição de produtos e serviços do governo federal. No capítulo 16 de sua extensa regulamentação (ESTADOS UNIDOS, 2016), é possível observar os tipos de contratos aceitos pela reguladora (por valor fixo definido em licitação, por incentivos, cost-plus, etc).

É interessante observar que nos contratos “por incentivo” a proposta da FAR para estimular os fornecedores / prestadores de serviço a atingir determinados parâmetros, se dá por meio da avaliação da qualidade do produto prestado⁹, conforme se observa na tabela a seguir.

Tabela 3: Forma de reconhecimento da qualidade nos pagamentos aos fornecedores / prestadores de serviço

Avaliação verificada	Prêmio considerado	Descrição
Excelente	91%-100%	O contratado excedeu quase todos os critérios de bonificação e atingiu as metas de custo, cronograma e performance técnica do contrato.
Muito bom	76%-90%	O contratado excedeu diversos critérios de bonificação e atingiu as metas mais significativas de custo, cronograma e performance técnica do contrato.
Bom	51%-75%	O contratado excedeu alguns critérios de bonificação e atingiu parcialmente metas de custo, cronograma e performance técnica do contrato.
Satisfatório	Não mais que 50%	O contratado atingiu os critérios básicos de bonificação, ficando dentro dos valores de referência de custo, cronograma e performance técnica do contrato.
Insatisfatório	0%	O contratado não atingiu os critérios de bonificação, ficando aquém dos valores de referência de custo, cronograma e performance técnica do contrato.

Fonte: ESTADOS UNIDOS, 2016 (Subpart 16.4 – Incentive Contracts)

A FAR é bastante clara quando define como a comunicação deve ser feita com o contratado:

(1) Estabelecendo metas razoáveis e possíveis de serem atingidas, de forma transparente; e

(2) Incluindo incentivos com o objetivo de:

(i) Motivar o contratado a atingir um objetivo que não seria atingido sem os incentivos; e

(ii) Desincentivando o desperdício e a ineficiência

Assim, observa-se que existem contratos que estimulam a eficiência / qualidade / atingimento de metas tanto na modalidade de leilão (ou seja, o concessionário ganha por um valor fixo – ex. uma RAP anual – mas pode ter ganhos adicionais caso determinadas metas sejam atingidas) quanto na modalidade cost-plus (ou seja, o concessionário tem um risco menor, com a garantia

⁹ Outros parâmetros que podem ser considerados são: custos; performance operacional; e prazos de construção.

de cobertura de seus custos, no entanto sua remuneração é variável, conforme atingimento de metas).

Esta modelagem cost-plus por “metas” representa um avanço quando comparada à regulação pelo custo vigente no Brasil até o início da década de 1990, que não possuía ferramentas tarifárias de estímulo à qualidade.

1.4.4.b Regulação Por Incentivos

É representado pelas nomenclaturas *Price-Cap* ou *Revenue-Cap*, dependendo se o regulador fixará um preço (como ocorre com as distribuidoras de energia, que se enquadram no *Price-Cap*) ou um faturamento (como ocorre com as transmissoras e como o governo propôs para as geradoras no formato da Receita Anual de Geração – RAG, que se enquadram no *Revenue-Cap*). Basicamente o que diferencia um do outro é o risco de mercado, que no primeiro está associado ao negócio (se o mercado aumentar mais do que o previsto, o concessionário ganha; se ocorrer o contrário, ele perde) e no segundo, não está (o valor recebido é fixo independente do mercado).

De qualquer forma, o conceito que vale aos dois é o do “incentivo”, isto é, a Agência Reguladora define uma metodologia que tenta induzir a redução de custos, em benefício do consumidor usuário daquele serviço. No Brasil, durante o Segundo Ciclo das Revisões Tarifárias das distribuidoras (2007), utilizou-se um modelo Normativo para calcular os Custos Operacionais das Concessionárias (por meio de uma “empresa de referência”, que identifica em detalhe os custos que seriam “eficientes” da empresa, do valor gasto em combustível dos automóveis operacionais aos salários da diretoria). Já no Terceiro Ciclo (2011), o Modelo de *Benchmarking* foi adotado, utilizando dados de todas as Concessionárias que, quando proporcionalizados por determinados parâmetros (como quantidade de unidades consumidoras, tamanho de mercado e quilômetros de redes), calcula um nível “ótimo” de Custos Operacionais **totais** para cada Concessionária do modelo (diferente do valor original que serviu de entrada no modelo: maior, quando a empresa é mais eficiente que a média; e menor, quando ela é menos eficiente que a média).

Dentro do Modelo de *Benchmarking*, é possível verificar diferentes metodologias de apuração dos resultados, como o **Método DEA** (*Data Envelopment Analysis* – baseado em programação linear, o método consiste na solução individual de um problema, calculado para cada Concessionária, onde os produtos e insumos da empresa são atribuídos a um conjunto de

pesos¹⁰ de forma a maximizar a razão entre a soma ponderada de produtos e a soma ponderada de insumos; uma concessionária é tida como “a mais eficiente” quando nenhuma outra tem custos menores produzindo mais¹¹), o **Método de Fronteira Estocástica** (mais comum em trabalhos acadêmicos) e o **Método COLS** (mínimos quadrados ordinários). No Terceiro Ciclo de RTP das distribuidoras, o DEA e o COLS foram aplicados de forma conjunta; já no 4º ciclo, apenas o DEA foi utilizado.

1.5 A regulação discricionária do segmento de distribuição

1.5.1 Visão Geral

Com o objetivo de entender o modelo que serviu como base da proposta do governo federal para as usinas hidrelétricas renovadas, nos tópicos a seguir será apresentado um resumo da metodologia de Revisão Tarifária das distribuidoras, sempretensão, entretanto, de perfazer uma análise exaustiva. Para compreender o processo como um todo, recomenda-se a leitura de (FARIA, 2012). Esta análise é importante pois, considerando que as distribuidoras já estão em seu quarto ciclo de revisão tarifária desde 2015¹² (sendo: 1º ciclo de 2003 a 2006; 2º ciclo de 2007 a 2010; 3º ciclo de 2011 a 2014), diferentes ajustes já foram realizados nos procedimentos, e por isso avaliar os avanços e as falhas deste segmento é importante para não se incorrer nos mesmos erros em geração.

1.5.2 Nível Tarifário ou Receita Requerida

Conforme os contratos de concessão, o Nível Tarifário da distribuidora é o valor necessário para manter sua estabilidade econômico-financeira. É o faturamento “teórico” regulatório das empresas, que é calculado a partir de um mercado também teórico. Como anteriormente visto, as distribuidoras possuem uma metodologia “price-cap”, onde os preços unitários são regulados. Este preço unitário, multiplicado por um mercado teórico, é igual ao Nível Tarifário da empresa – sendo que, se o mercado real resultar maior do que o teórico, a empresa recupera mais do que seu nível tarifário teórico; por outro lado, se o mercado for menor, a empresa recupera menos.

O nível tarifário, também chamado de receita requerida, é dividido em Parcela A (custos não gerenciáveis) e Parcela B (custos gerenciáveis), como será visto no capítulo a seguir. Ainda, no

¹⁰ Variáveis pré-definidas que servirão como parâmetro para comparar os dados.

¹¹ É o que se chama de DEA *Input-oriented*, ou “orientado nos insumos”.

¹² Tradicionalmente se representam os ciclos de Revisão Tarifária das distribuidoras por períodos de 4 anos; no entanto, todas as 42 concessionárias que renovaram suas concessões em 2016 passaram para um ciclo de 5 anos, juntando-se ao grupo que já possuía este intervalo desde a assinatura de seus contratos. Hoje, a maior parte das distribuidoras possui ciclo de 5 anos, sendo que algumas permaneceram com 4 e a Escelsa mantém seu ciclo de 3 anos.

processo tarifário, deve-se subtrair o montante considerado como “Outras Receitas” da Concessionária, e somar os componentes financeiros que são apurados de forma separada.

“Outras Receitas” são aquelas que se referem a atividades não-reguladas, mas que só existem por estarem associadas à concessão em si. Por exemplo: locação de espaço nos postes para empresas de telecom. Parte desta receita fica com o concessionário como um aumento de lucro, e parte é revertida à modicidade tarifária (reduzindo o nível tarifário que precisará ser recuperado via tarifa).

Já “componentes financeiros” são ajustes, também chamados de “bolhas”, que podem ser positivos ou negativos, aplicados ao processo tarifário seguinte. Por exemplo: o MWh pago a Itaipú tem seu reajuste, em geral, em uma data descasada do reajuste tarifário de cada distribuidora. Assim, projeta-se um valor do MWh que, provavelmente, será alterado (para mais ou para menos). O valor que a distribuidora pagou a mais ou a menos será considerado no próximo reajuste tarifário como “componente financeiro”.

Ressalta-se que a Revisão Tarifária é um evento que ocorre, em geral, a cada 4 ou 5 anos, e é o momento em que todo o Nível Tarifário da distribuidora é recalculado (Parcelas A e B). Já o Reajuste Tarifário ocorre em todos os anos em que não há Revisão Tarifária, e recalcula apenas a Parcela A da empresa, atualizando-se a Parcela B pela inflação.

1.5.3 Parcela A

Conhecida como parcela de “Custos Não Gerenciáveis”, a Parcela A compreende os custos de geração, transmissão e encargos de energia. De acordo com a Portaria Interministerial MF/MME 025/2002, a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA diz respeito a uma conta gráfica criada para efeito de cálculo do reajuste da tarifa de fornecimento de energia elétrica e se destina a registrar as variações ocorridas no período entre reajustes tarifários, dos valores dos itens de custo da “Parcela A”, de que tratam os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica. A Parcela A é composta por:

Compra de Energia Elétrica para Revenda

- Contratos Bilaterais
- Energia de Itaipu
- Contratos de Leilões
- Cotas¹³

¹³ A energia por “cotas” foi justamente definida pela divisão da capacidade de produção das usinas renovadas pela MP579 entre as distribuidoras brasileiras, existindo, portanto, a partir de 2013

Encargos Setoriais

- Reserva Global de Reversão (RGR) *
- Conta de Consumo de Combustível (CCC) *
- Taxa de Fiscalização de Serviços de E.E. (TFSEE)
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de E.E. (Proinfa)
- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)
- P&D e Eficiência Energética
- Operador Nacional do Sistema (ONS)

Custo com Transporte de Energia

- Uso das Instalações de Transmissão (RB + DIT)
- Uso das Instalações de Conexão
- Uso das Instalações de Distribuição
- Transporte de Energia Elétrica Proveniente de Itaipu

* Alterados pela Medida Provisória nº 579/2012, que eliminou a RGR e a CCC, incorporando-as à CDE.

1.5.4 Parcela B - CAPEX

A cada ciclo tarifário, no processo de Revisão Tarifária, a ANEEL aprova a Base de Remuneração das Concessionárias de distribuição de Energia Elétrica. É composta pelo Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) conciliado e valorado a Valor Novo de Reposição (VNR), deduzido da parcela de depreciação e do índice de aproveitamento dos ativos, calculando-se assim o Valor da Base de Remuneração (VBR). A este valor é acrescida ainda a parcela de Almoxarifado de Operação e deduzida a parcela de Obrigações Especiais (esta última, correspondente aos investimentos realizados com recursos de terceiros, que a partir do 4º Ciclo passará a ser parcialmente remunerada).

Ressalta-se que a Base de Remuneração é fundamental para definir a remuneração da concessionária de todos os investimentos (CAPEX) realizados, bem como a quota de reintegração que será dada para repor a parcela de depreciação dos ativos imobilizados. Assim, uma Base de Remuneração mal dimensionada, mal conciliada ou mal calculada interferirá, diretamente, na única parcela direta de remuneração da Distribuidora pelos próximos quatro anos. Por isso, este é o ponto mais sensível de todo o processo de Revisão Tarifária e aquele que merece maior atenção por parte da Concessionária.

Ressalta-se que a metodologia de “Valor Novo de Reposição” tem por objetivo retirar eventuais ineficiências do custo contábil do ativo, tentando avaliá-lo pelo que seria o valor “justo” e “de mercado” para aqueles bens. Como o corte das revisões tarifárias é curto (período de 4 ou 5 anos), normalmente não há grandes avanços tecnológicos a ponto de comprometer a valoração do equipamento. Uma vez avaliado, seu valor é “blindado” e segue sendo apenas atualizado pelo IGP-M, até o final de sua vida útil¹⁴.

Ainda, e mais importante, a Base de Remuneração líquida é a parcela a ser ressarcida pelo Poder Concedente em caso de término da Concessão, o que faz dela um fator muito sensível à empresa. Por isso, sua significância não pode ser resumida às parcelas de Remuneração e de Reintegração. Vale ressaltar que a BRR não é baseada em valores contábeis, e sim em uma metodologia própria de avaliação de ativos definida pela ANEEL. O submódulo do Proret a ser observado será o 2.3 (Base de Remuneração Regulatória), e diversas alterações foram feitas no 4º Ciclo: até maio de 2016, o VNR era calculado a partir do histórico de compras da própria concessionária (que, por meio de uma fiscalização da ANEEL, tinha eventuais valores “a maior” glosados, ficando apenas com os valores “puros”). A partir de junho de 2016, parte do valor dos equipamentos (referentes aos componentes menores, também chamados de equipamentos assessorios, e aos custos adicionais, que são os custos diretos e indiretos de instalação) será calculado a partir de um valor médio de mercado, dividido por cinco clusters diferentes (ANEEL, 2015a).

Remuneração do Capital

Sobre a Base de Remuneração Líquida, isto é, o Valor Novo de Reposição menos Índice de Aproveitamento, Depreciação e Obrigações Especiais, acrescido do Almojarifado de Operações e do Ativo Diferido, incide o percentual de Custo de Capital aprovado (WACC¹⁵). Como dito anteriormente, é de fundamental importância que a Base de Remuneração aprovada para a Concessionária reflita corretamente a realidade dos investimentos, posto que esta será a partida do cálculo da Remuneração que a distribuidora terá sobre seus ativos.

¹⁴ Esta diferença de aplicação é fundamental para o segmento de geração: enquanto nas distribuidoras o VNR é calculado para investimentos de, no máximo, 5 anos, na geração o VNR (para fins de indenização) foi calculado para usinas construídas há mais de 30 anos, gerando distorções muito grandes no preço dos equipamentos e mesmo das instalações civis, por conta de mudanças nos procedimentos e custos de construção, condicionantes sócio-ambientais, etc.

¹⁵ *Weighted Average Cost of Capital*. É o “custo médio ponderado de capital” reconhecido pela Aneel para o ciclo, e sua metodologia de cálculo pode ser verificada no Submódulo 2.4 do Proret. Atualmente o WACC das distribuidoras é de 8,09%. No 3º ciclo era de 7,50%.

Ressalta-se que também é segregada a parcela referente à Reserva Global de Reversão – RGR recebida pela Concessionária para fins de financiamento do Programa Luz Para Todos – PLPT, sendo reconhecido apenas os juros reais pagos por este empréstimo.

Quota de Reintegração

Sobre a Base de Remuneração Bruta, isto é, o Valor Novo de Reposição menos Índice de Aproveitamento, as Obrigações Especiais Brutas e os bens totalmente depreciados, incide o percentual médio anual de depreciação dos ativos da Concessionária. Este valor representa a Reintegração Regulatória, ou seja, a parcela em R\$ que a Concessionária receberá para substituir os ativos atualmente em serviço quando atingirem sua via útil máxima.

Exemplo de Aplicação

Para ficar claro como o Valor Novo de Reposição (VNR) se transforma em QRR e em RC, apresenta-se a seguir a tabela do 3º Ciclo de Revisão Tarifária da Copel. Nela, percebe-se que o VNR é calculado pela linha (1), retirando-se o índice de aproveitamento (terrenos e equipamentos fora de uso ou com uso superestimado e que, por isso, foram desconsiderados pela ANEEL), as Obrigações Especiais (ou seja, ativos que foram pagos por terceiros) e os bens totalmente depreciados (que, como a ANEEL considera – no segmento de distribuição – que a amortização do principal segue a depreciação contábil, equivalem aos ativos totalmente “amortizados” pela tarifa) até que se chegue à “Base de Remuneração Bruta”, ou BRRb (linha 5). Multiplicando a BRRb pelo percentual médio de depreciação anual (linha 17, equivalente a 3,69% ao ano) tem-se a Quota de Reintegração Regulatória – QRR (linha 18).

Continuando o cálculo, retira-se a parcela residual da depreciação acumulada, somam-se terrenos (que, como não são depreciados, não sofrem reintegração – sendo apenas remunerados) e algumas outras parcelas como Almoxarifado de Operações (média dos 12 meses anteriores à montagem do laudo de avaliação) e o ativo diferido (sempre zero, a partir do 3º ciclo), chegando-se à “Base de Remuneração Líquida”, ou BRRI (linha 14). Multiplicando-se a BRRI pelo WACC vigente no ciclo tarifário, tem-se a Remuneração de Capital – RC (linha 19).

Assim, os ativos avaliados possuem uma amortização constante, e uma remuneração decrescente, até que se chegue ao final da vida útil do ativo – em um método idêntico ao Sistema de Amortização Constante (SAC) utilizado em financiamentos de imóveis. Há, entretanto, um grave problema com a forma de cálculo da QRR e da RC das distribuidoras: em um modelo de fluxo de caixa descontado, sabe-se que os primeiros anos sempre são os mais importantes nas receitas, já que o desconto acumulado é menor e o valor presente, maior.

Tabela 4: Base de Remuneração da Copel – DIS aprovada no 3º Ciclo de Revisão Tarifária

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	12.663.323.695,10
(2) Índice de Aproveitamento Integral	67.186.608,61
(3) Obrigações Especiais Bruta	2.402.970.276,41
(4) Bens Totalmente Depreciados	2.570.731.016,48
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	7.622.435.793,59
(6) Depreciação Acumulada	8.261.345.493,61
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	4.401.978.201,49
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	67.136.695,35
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	4.334.841.506,14
(10) Almojarifado em Operação	67.590.173,65
(11) Ativo Diferido	0,00
(12) Obrigações Especiais Líquida	2.055.227.122,41
(13) Terrenos e Servidões	205.045.972,57
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	2.552.250.529,95
(15) Saldo RGR PLPT	108.579.236,00
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	2.060.941,00
(17) Taxa de Depreciação	3,69%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	281.267.880,78
(19) Remuneração de Capital (RC)	278.907.361,84

Fonte: Audiência Pública 17/2012, ANEEL

Neste contexto, as distribuidoras sofrem com o reconhecimento de seus investimentos somente no processo ordinário de Revisão Tarifária – fazendo com que os ativos fiquem até 5 anos sem reconhecimento. Além disso, como dito anteriormente, a metodologia da ANEEL assemelha-se a uma tabela SAC. Isso significa que ficar 5 anos sem receber QRR e RC faz com que a “maior área” da pirâmide formada pelo pagamento do investimento ao longo do tempo seja perdida¹⁶.

Tabela 5: Exemplo de perda financeira pelo timing do reconhecimento do CAPEX
(considera, para fins ilustrativos, ciclo de 4 anos, WACC de 8% e Depreciação Anual de 10%)

#	Bruta	Dep	QRR	Líqu.	RC	PB-CAPEX (devida)	PB-CAPEX (real)
1	10.000,00	10,00%	1.000,00	9.000,00	720,00	1.720,00	-
2	10.000,00	20,00%	1.000,00	8.000,00	640,00	1.640,00	-
3	10.000,00	30,00%	1.000,00	7.000,00	560,00	1.560,00	-
4	10.000,00	40,00%	1.000,00	6.000,00	480,00	1.480,00	-
5	10.000,00	50,00%	1.000,00	5.000,00	400,00	1.400,00	1.400,00
6	10.000,00	60,00%	1.000,00	4.000,00	320,00	1.320,00	1.320,00
7	10.000,00	70,00%	1.000,00	3.000,00	240,00	1.240,00	1.240,00
8	10.000,00	80,00%	1.000,00	2.000,00	160,00	1.160,00	1.160,00
9	10.000,00	90,00%	1.000,00	1.000,00	80,00	1.080,00	1.080,00
10	10.000,00	100,00%	1.000,00	0,00	0,00	1.000,00	1.000,00
TOTAL			10.000,00		3.600,00	13.600,00	7.200,00

PB-CAPEX = Componente de Capital da Parcela “B”.

¹⁶ Para um estudo mais profundo sobre o tema, verificar FARIA, Diogo. **A Revisão Tarifária e a Estratégia do Negócio**. XVII Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico – SEPEF / FUNCOGE. 2013.

Figura 3: Representação gráfica da Tabela 5

Ressalta-se que, em dezembro de 2014, a ANEEL avançou na regulamentação da regra de Revisão Tarifária das **geradoras de energia cotistas**, atingidas pela lei 12.783/2013. Por meio da Resolução Normativa 642/2014, publicada em 16 de dezembro, a ANEEL inovou no reconhecimento dos ativos “incrementais” destas concessionárias, passando a reconhecer o valor contábil destes investimentos nos processos de Reajuste, calculando o VNR no processo de Revisão Tarifária e ajustando variações positivas ou negativas *ex-post*. Tratamento similar foi dado para as transmissoras renovadas, conforme submódulo 9.7 do Proret, que reconhece o valor previsto no plano de investimentos.

Tal reconhecimento organiza o fluxo de caixa das concessionárias e passa uma sinalização correta ao investidor, que até então era estimulado a concentrar seus investimentos no ano da revisão ordinária, o que causava problemas de natureza técnica e operacional. Assim, este problema das distribuidoras **não será observado** no segmento de geração cotista.

1.5.5 Parcela B - OPEX

Existem basicamente duas formas de apuração do OPEX eficiente. A primeira delas é o modelo de Empresa de Referência, também conhecida como *Bottom-Up*. Neste sistema, os custos reconhecidos são obtidos a partir da construção de uma empresa eficiente operando na área da empresa real e sujeita às restrições que enfrenta a empresa. É necessário levantar, por exemplo, a quantidade de profissionais “ótima” para cada departamento; o salário médio, por função, de cada profissional deste departamento; os valores gastos, por ano, em materiais e serviços para cada departamento; o custo de frota; e assim por diante.

Já a metodologia *Top-Down* pode ser sub-dividida em duas: a primeira, chamada intra-empresa, considera dados da própria concessionária, em sua série histórica, buscando a eficiência máxima que a própria empresa atingiu ao longo de determinado período.

A segunda, chamada inter-empresas, considera um *benchmarking*, ou seja, buscam-se dados em empresas congêneres que permitam identificar, mediante linearização dos custos por determinadas variáveis, aquelas que são as mais eficientes, aplicando estes custos às demais empresas.

Houve no Brasil, entre o 2º e o 4º ciclo, um momento de transição entre metodologias. Isso porque, no 2º ciclo, foi utilizado o método de Empresa de Referência para definir o custo operacional “eficiente” das distribuidoras. Já agora, no 4º ciclo, o método de definição do OPEX é o *benchmarking*.

Para possibilitar esta mudança de metodologia, o 3º ciclo foi responsável por definir uma trajetória de mudança de metodologias, dentro do Fator X (chamado de componente T). Esta trajetória fez com que as distribuidoras tivessem mais tempo para se adequarem à mudança de regra. O Fator X no 3º Ciclo era composto por três componentes:

- ✓ **O Componente Pd** a ser aplicado nos reajustes tarifários de cada concessionária é definido a partir da produtividade média do setor de distribuição e do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades consumidoras da concessionária entre as revisões tarifárias do 2CRTP e do 3CRTP
- ✓ **O Componente T** tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. Essencialmente, trata-se de uma transição entre metodologias diferentes para a definição de custos operacionais eficientes.
- ✓ **O Componente Q** tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade DEC e FEC.

No 4º Ciclo foram mantidos os mesmos fatores. Houve, entretanto, evolução no componente Q, que passa a absorver também a percepção que os consumidores tem do serviço prestado (ANEEL, 2015d). Ainda, o Componente T permanece neste ciclo já que, como há um limite anual de redução tarifária (atualmente de 5% ao ano), e após o 3º ciclo algumas concessionárias não atingiram o limite do OPEX calculado pelo Benchmarking, a redução gradual dos custos operacionais permanecerá até que a meta seja alcançada (ANEEL, 2015e).

Problemas de Aplicação do Fator X

Há dois problemas principais quando falamos sobre Fator X: o primeiro é que, diferente do que foi originalmente criado para as privatizações britânicas de telefonia e água, onde o Fator X era aplicado sobre os custos iniciais reais das empresas (IBAÑEZ, 2005b), no Brasil o OPEX já parte da “fronteira de eficiência”, ou seja, as empresas já recebem o menor OPEX possível daquele segmento. Isso significa que o Fator X no Brasil tem muito mais relação com o compartilhamento de produtividade pelo **aumento de mercado** do que propriamente com o **incentivo à eficiência**, já que toda a eficiência possível já foi capturada no DEA do OPEX. Por isso, é injusto “cobrar” de forma igual de todas as distribuidoras do país um crescimento de mercado médio, já que existem taxas de crescimento completamente diversas nos estados nacionais – taxas estas que independem por completo da gestão das empresas.

O segundo problema é: mesmo desconsiderando o primeiro ponto, e mesmo assumindo que o Fator X possa ser aplicado a todas as empresas, sua aplicação atual está errada. Para entender o porquê, é importante verificar o que a ANEEL entende como objetivo fundamental do Fator X (ANEEL, 2011):

*O Fator X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, se mantenha ao longo do ciclo tarifário. O Fator X é utilizado nos reajustes tarifários para corrigir o valor da Parcela B. Assim, o objetivo perseguido na definição do Fator X é de **estimar os ganhos potenciais de produtividade da Parcela B** ao longo do período de vigência das tarifas estabelecidas nos reajustes tarifários.*

A fórmula vigente para a aplicação do Fator X nos reajustes tarifários é (ANEEL, 2016):

$$VPB_1 = VPB_0 \times (IGPM - X) \quad \text{(Equação 1.4.5-1)}$$

Onde:

VPB: O valor da Parcela "B" nas datas posterior (1) ou anterior (0);

IGPM: Índice Geral de Preços do Mercado, também designado IVI. É uma das versões do Índice Geral de Preços (IGP) calculado pela FGV;

X: Também designado Fator X. É o valor a ser subtraído do IGPM, ou IVI, com objetivo de compartilhar com os usuários e consumidores da distribuidora os ganhos de eficiência empresarial e da competitividade estimados para o período, contribuindo assim para a modicidade tarifária.

Isso quer dizer que o Fator X incide sobre a Parcela B em prol de um “estímulo à eficiência” das concessionárias de distribuição. Ocorre que a Parcela B possui três componentes: a Quota de Reintegração Regulatória (QRR), a Remuneração de Capital (RC) e os Custos Operacionais (OPEX).

“Eficiência” é um conceito que significa, basicamente, “fazer mais com menos”. Este conceito é empregado no estudo do OPEX da ANEEL, que considera os custos operacionais como “insumo”, enquanto o mercado, a rede e a quantidade de clientes são considerados “produtos”. Busca-se, portanto, quem oferece mais produtos com menos insumo. Este conceito é perfeitamente defensável quando falamos do OPEX. No entanto, consideramos que não é coerente aplicar o Fator X sobre a QRR, muito menos sobre a RC. Isso porque ambas são variáveis diretas do CAPEX, calculadas da seguinte forma:

$$\text{QRR} = [\text{Base Bruta (-) 100\% Depreciados (-) Obrigações Especiais Líquidas}] \times [\text{Taxa Média de Depreciação}]$$

$$\text{RC} = [\text{Base Líquida}] \times [\text{WACC regulatório}]$$

Assim, se a BRR é aferida por meio de uma metodologia de Valor Novo de Reposição, que já traz certa eficiência ao cálculo do CAPEX, se as taxas de depreciação são definidas pelo Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) e não podem ser questionadas pelas concessionárias, e se o WACC é regulatório e também não pode ser alterado, fica evidente que não há a oportunidade de efficientizar estas parcelas das empresas, sendo no mínimo incoerente “cobrar” destes componentes da Parcela B uma eficiência impossível de ser conseguida, já que falamos de determinações da própria ANEEL que não estão sob gestão das distribuidoras. Este problema fica ainda maior quando adotados os módulos propostos pela NT 071/2015, que já definirá um CAPEX “eficiente”. A Tabela 6 apresenta um resumo de um estudo com 23 concessionárias¹⁷, evidenciando a participação de cada componente na Parcela B destas distribuidoras no 3º Ciclo de Revisão Tarifária.

Assim, podemos observar que o OPEX representa 54,38% da Parcela B, ao passo que as componentes ligadas ao CAPEX – que não poderiam receber interferência do Fator X – representam 45,62%. Conclui-se, portanto, que quase a metade da Parcela B recebe, incorretamente, um “estímulo à eficiência” além do possível.

¹⁷ AES Sul, Amazonas, Bandeirantes, Caiuá, Ceal, Celpa, Celpe, Celtins, Cemar, Cflo, Chesp, Cocel, Coelce, Copel, Cosern, Eflul, Elektro, Eletrocar, Eletropaulo, Jaguari, Light, RGE e Vale do Paranapanema.

Tabela 6: Distribuição dos componentes da Parcela B

Custos Operacionais (OPEX)	7.061.332.721,57	54,38%
Remuneração do Capital (RC)	3.612.205.173,19	27,82%
Quota de Reintegração (QRR)	2.310.564.628,04	17,80%

Fonte: FARIA, 2012.

Assim, se faz pouco sentido ter um fator X para o segmento de Distribuição no Brasil, para o de geração faz menos sentido ainda – pois não está presente nem mesmo o “aumento de mercado”, que poderia gerar ganhos de produtividade ao longo do contrato. Mesmo assim, foi incluída no termo aditivo ao contrato de concessão das usinas cotistas a condição de Fator X, e novamente aplicada sobre toda a parcela de GAG (equivalente à “Parcela B” das distribuidoras, compreendendo o CAPEX). Assim, o erro que nasceu na distribuição não só foi perpetuado, como foi agravado.

1.5.6 As Obrigações Especiais

As Obrigações Especiais são recursos relativos à participação financeira do consumidor, das dotações orçamentárias da União, das verbas federais, estaduais e municipais e de créditos especiais vinculados aos investimentos aplicados nos empreendimentos vinculados à concessão. As Obrigações Especiais não são passivos onerosos e nem créditos do acionista. São atualizadas com os mesmos critérios e índices utilizados para corrigir os bens registrados no Ativo Imobilizado dos agentes (ANEEL, 2015a).

Como visto anteriormente na tabela-exemplo da Base de Remuneração da Copel no 3º Ciclo, as obrigações especiais aparecem como redutoras do ativo imobilizado em serviço. Isso significa que a concessionária não recebe RC, tampouco QRR, sobre estes ativos.

Há duas formas das obrigações especiais gerarem receita para as concessionárias: a primeira, existente desde o primeiro ciclo de revisão tarifária, é no OPEX. Isso porque novos consumidores, expansão da rede ou aumento de mercado possuem reflexos diretos na evolução do custo operacional das empresas, aumentando o OPEX regulatório. A segunda forma começou apenas em 2015, quando da aprovação das normas do 4º ciclo de Revisão Tarifária, e se refere diretamente sobre o VNR destes ativos. A justificativa da ANEEL para incluir esta nova parcela de remuneração foi (ANEEL, 2014c):

Os ativos oriundos do PLPT e os consumidores atendidos pelo programa implicam, de um lado, maiores custos operacionais e, de outro, uma maior receita (reconhecimento de um adicional nos custos operacionais eficientes definidos pela ANEEL nos processos

de revisão tarifária). Grosso modo, os riscos associados aos investimentos realizados com recursos de OES se originam do descasamento entre seus custos e receitas no tempo. As receitas podem variar em função do consumo, perdas de energia, inadimplência, etc. Variações de custos podem ocorrer em função de diversos fatores, tais como eventos climáticos, contingências diversas na rede, falhas de equipamentos, etc. Essa variabilidade implica risco e, assim, deve existir um prêmio de risco associado. Não considerar um adicional de remuneração associado a esse risco pode significar uma subestimativa do risco do negócio de distribuição nas áreas de concessão cujos investimentos foram realizados com recursos de OES. Em suma, os recursos de OES possuem como contrapartida um serviço – o atendimento a um conjunto de consumidores – que possui riscos pouco gerenciáveis por parte das distribuidoras, tendo em vista que o serviço se originou, em grande medida, de um programa de governo. Portanto, deve existir uma remuneração adicional relacionada a esse risco.

O submódulo 2.1 do Proret demonstra a fórmula para cálculo da remuneração sobre as Obrigações Especiais (ANEEL, 2015b).

$$RC_{OE} = \frac{r_p - r_f}{1 - t} \times 0,5 \times P \times \frac{CAOM}{CAOM + CAA} \times OES_b \quad (\text{Equação 1.3.6-1})$$

Onde:

RC_{OE}: Remuneração sobre os investimentos realizados com recursos de Obrigações Especiais;

R_p: Custo de Capital Próprio (nominal);

r_f: Remuneração do Ativo Livre de Risco (nominal);

T: Impostos e contribuições sobre a renda;

P: Participação do Capital Próprio no Capital Total;

CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos, desconsiderando a própria RC_{OE}; e

OES_b: Obrigações Especiais Brutas

1.5.7 Qualidade

O segmento de distribuição inovou em 2015 ao incorporar o fator de “qualidade comercial” em seu processo de revisão tarifária, premiando as concessionárias cujos consumidores possuem uma boa percepção do serviço prestado. Isso porque dentro do Fator Xq (anteriormente abordado), a qualidade técnica e comercial serão consideradas na composição do indicador – podendo haver um prêmio (que reduz o Fator X) ou uma penalidade (que aumenta o Fator X¹⁸).

¹⁸ Frisa-se que quanto maior o Fator X, maior a redução dos custos operacionais (portanto, pior para o negócio da concessionária).

Ainda, infrações aos indicadores técnicos de disponibilidade aos consumidores finais (DIC/FIC/DMIC) são penalizadas diretamente na arrecadação, por meio de “compensações financeiras” que são dadas como crédito aos consumidores atingidos pelos problemas já na fatura seguinte ao problema constatado.

Finalmente, para as distribuidoras que renovaram seus contratos em 2016, o não-atendimento às metas de qualidade pode representar a perda da concessão. Assim, o segmento de distribuição recebe uma regulação bastante ampla, deixando claro que a qualidade do serviço prestado é o maior objetivo a ser alcançado.

1.6 A inviabilidade da metodologia discricionária aplicada ao segmento de geração

Conforme enfatizado anteriormente, a “regulação discricionária” (aplicada às distribuidoras) é um processo muito complexo, que exige extrema confiança entre as partes, que cria um embate a cada 4 ou 5 anos entre Agência e Concessionária e que gera um risco regulatório muito grande. Exatamente por isso, é um “mal” que só se faz necessário quando o risco do negócio é extremamente alto (superior ao risco regulatório). Este é justamente o caso das distribuidoras de energia: por não haver precisão do valor a ser investido (CAPEX), dos custos operacionais (OPEX) e do mercado ao longo dos 30 anos do negócio, sendo esta uma característica típica de qualquer indústria de rede (caracterizada por alta capilaridade de rede de atendimento), a tarifa discricionária é aplicada para que CAPEX, OPEX e mercado sejam constantemente recalibrados, dando ao investidor o equilíbrio econômico-financeiro necessário.

No entanto, este não é o caso dos geradores hidráulicos, que possuem um negócio muito previsível – principalmente as usinas *brownfield*, que nem o risco de construção precisam administrar. Seria muito fácil prever, no ano “zero”, todo o investimento que fosse necessário na modernização / manutenção da usina e estimar todo o custo operacional do período. Com relação ao “mercado”, a metodologia definida pelo governo era a de *Revenue-Cap*, isto é, não havia risco de mercado (as distribuidoras seriam, e foram, obrigadas a comprar 100% da garantia física da usina). Assim, poder-se-ia ter utilizado uma metodologia contratual, não havendo nenhum impacto negativo ao negócio – pelo contrário.

Não obstante, o que se observou foi que se criou uma metodologia de Revisão Tarifária discricionária para as geradoras cotistas. Considerando que, como demonstrado, não há uma razão técnica para isso, conclui-se que a ANEEL¹⁹ teve uma vontade além do necessário de

¹⁹ Foi a ANEEL, na figura da extinta Superintendência de Regulação Econômica (SRE), quem desenvolveu a metodologia de cálculo de OPEX eficiente e de reconhecimento dos ativos novos por meio da

intervir no dia-a-dia das empresas, controlando inclusive sua taxa de retorno. Felizmente, a Agência mudou sua postura no leilão 12/2015, como será visto no capítulo 4 deste trabalho. De qualquer forma, a metodologia discricionária ainda é aplicável a todas as usinas da Eletrobrás, DME e EMAE que renovaram em 2012.

Frisa-se que modificações à metodologia são possíveis, justamente por esta característica discricionária – definida exatamente pela possibilidade de mudança das regras ao longo do contrato. No entanto, mudanças radicais que afetem a formatação da RAG de forma material podem gerar questionamentos judiciais dos *players* que optaram por não renovar as concessões em 2012. Em especial, tem-se a Cesp, que além de não renovar as concessões de Jupia, Ilha Solteira e Três Irmãos (três de suas principais usinas), não conseguiu participar da licitação de Jupia e Ilha Solteira no leilão 12/2015, perdendo as usinas para o grupo Três Gargantas (China).

Isso quer dizer que caso a ANEEL mude as regras das empresas do grupo Eletrobrás hoje para algo muito mais vantajoso do que havia sido sinalizado na época, a Cesp pode alegar que, caso tivesse esta informação em 2012, também poderia ter optado pela renovação de suas usinas. Considerando que a Cesp já possui judicializações a respeito da indenização destas três usinas, tal fato poderia agravar a intensidade da disputa.

Por isso, este trabalho além de sugerir uma metodologia “ideal”, que pode ser utilizada na renovação das usinas a partir de 2026, buscará, dentro do método “ideal”, quais são as parcelas que poderiam ser utilizadas, no âmbito da metodologia atualmente em vigor para quem renovou suas concessões em 2012, para mitigar as falhas regulatórias causadas por uma metodologia discricionária muito rigorosa e injusta aos operadores. Para tanto, no capítulo a seguir será realizada ampla pesquisa internacional buscando exemplos práticos de como concessões do setor elétrico costumam ser conduzidas, sob a ótica econômico-financeira.

Ressalta-se que o principal problema a ser investigado é como equacionar os riscos inerentes ao negócio com a remuneração suficiente para cobri-los. Por exemplo: pela metodologia da MP579, a usina de Xingó teria direito a receber uma cobertura de custo operacional de R\$102 milhões / ano.

composição de Base de Remuneração, similar às distribuidoras. Este método não chegou a ser aprovado pela diretoria colegiada, tendo seguido diretamente ao MME em forma de “contribuição”, e tendo sido integralmente acatado e aplicado pelo Ministério (em um movimento muito questionado pelo mercado na época).

Como esta usina teve seu VNR avaliado em R\$5,5 bilhões, a relação CAPEX / OPEX é de quase 54 vezes. Isso significa que, como a remuneração pela operação é de 10% do OPEX (ou seja, R\$10 milhões), em caso de necessidade de um investimento de apenas 0,5% do valor da usina (pelo defeito em um equipamento, por exemplo), seriam necessários quase 3 anos de remuneração para somar o valor correspondente ao investimento.

Evidencia-se, portanto, que o modelo escolhido está equivocado e não é comercialmente viável – e opções serão investigadas a seguir.

1.7 Pesquisa internacional de modelos regulatórios no Setor Elétrico

1.7.1 Visão Geral

Com o objetivo de verificar como diferentes países lidam especificamente com seus setores elétricos, realizou-se uma pesquisa buscando entender o modelo regulatório, a forma de relacionamento com o setor privado e a estabilidade das regras de formatação tarifária das concessionárias. Esta tarefa mostrou-se complexa pelos seguintes motivos:

- a) A onda de privatizações no mundo ocorreu, fundamentalmente, durante o início da década de 1990; como os contratos têm duração aproximada de 30 a 50 anos, poucos são os casos de concessões que já terminaram;
- b) A maior parte dos países possui uma matriz baseada em termoelétricas, cujos ativos (após 30 ou 40 anos) não têm mais serventia, por estarem obsoletos; estas usinas são apenas descomissionadas e sucateadas, diferentemente do modelo brasileiro, baseado em hidrelétricas, que possuem vida útil muito maior que sua vida útil econômica.
- c) A atenção principal da maioria dos estudos já existentes se dá no modelo de comercialização da energia, sem se preocupar com a forma de outorga das concessões e, principalmente, com a forma de indenização de eventuais investimentos não amortizados ao final da concessão.

Assim, buscou-se concentrar a pesquisa em poucos países, para que seu modelo fosse compreendido de uma forma mais completa – e, por consequência, sendo mais útil ao trabalho.

A fonte de geração hidráulica, mundialmente, equivale a menos de 16,93% da geração total (U.S. Energy Information Administration, 2012). A fonte dominante é a térmica, com 67,33% da geração.

Isso ocorre porque poucos países possuem potenciais hidrelétricos suficientes para exploração. O Brasil, que atualmente gera 63,2% de sua energia em hidrelétricas (EPE, 2015), é acompanhado em igual escala de grandeza (percentual de geração hídrica) apenas por:

Tabela 7: Países com geração hidráulica superior a 70% da matriz elétrica

País	% Geração Hídrica
Lesoto	100,00%
Paraguai	99,99%
Butão	99,99%
Albânia	99,98%
Moçambique	99,87%
Zâmbia	99,71%
Congo (Kinshasa)	99,58%
Nepal	99,49%
Burundi	99,01%
Etiópia	98,75%
Noruega	97,13%
Tajiquistão	95,45%
Kirgiquistão	93,79%
Laos	92,04%
Namíbia	88,59%
Malawi	87,16%
República Centro-Africana	85,64%
Guiana Francesa	85,33%
Colômbia	81,48%
Togo	80,73%
Afeganistão	80,32%
Uganda	79,64%
Mali	76,29%
Georgia	75,47%
Burma (Myanmar)	73,39%
Camarões	73,01%
Angola	71,96%
Coreia do Norte	71,25%
Costa Rica	71,24%

Fonte: U.S. Energy Information Administration. Dados de 2012.

Observa-se que os países são, em sua grande maioria, subdesenvolvidos (à exceção da Noruega e Colômbia) e não possuem uma estrutura regulatória robusta o suficiente, ou que mereçam ser analisadas neste documento. Optou-se, portanto, em focar o estudo em três países desenvolvidos: os Estados Unidos (que, apesar de ter uma geração hidrelétrica bastante imaterial em sua matriz, possui represas grandes e um modelo regulatório bastante robusto), Canadá (que gera cerca de 60% de sua energia com esta fonte, e também possui um arcabouço regulatório bastante estável) e Noruega, por ser um país com grande geração hidráulica.

Outros três países em desenvolvimento serão avaliados: Índia, Argentina e República Democrática do Mali.

Para maior fluidez do texto, optou-se por apresentar o detalhamento da análise realizada para cada País citado em Anexo, ao final desse Capítulo.

1.7.2 Resumo dos Casos

Resume-se a seguir, na Tabela 8 que se segue, os casos analisados neste trabalho. O Brasil foi colocado como referencial na tabela. É possível observar duas características que se repetiram em todos os países em desenvolvimento (incluindo as geradoras cotistas brasileiras):

- A licitação era de ativos *brownfield*, sem previsão de investimentos relevantes adicionais; e
- A concessão ocorreu antes que as regras da Revisão Tarifária fossem definidas (ou) as regras existiam, mas foram ignoradas pelo poder concedente.

A grande diferença ocorre na forma da licitação: enquanto na Argentina foi pelo maior preço, no Brasil foi pela menor tarifa. No entanto, as duas são igualmente incoerentes quando associadas a um processo de revisão tarifária periódica discricionária, que acaba com qualquer cálculo no ano “zero” realizado pelos investidores (a certeza da receita durava apenas os primeiros 5 anos). Outro erro bastante claro foi trazer o conceito de “fator X” a uma concessão que era proibida de se expandir, ou seja, cobrava-se um ganho de produtividade que, na prática, não existia – pois a empresa não aumentava seu mercado a cada ciclo. De fato, o problema de ausência (ou insuficiência) de regras também ocorreu no caso do Mali e da Índia, ou seja, os problemas brasileiros aproximam-se muito mais destes casos do que da estabilidade de regras vivida pelos EUA, pelo Canadá e pela Noruega.

Portanto, observa-se como principal semelhança entre o caso das geradoras cotistas brasileiras e os casos dos demais países em desenvolvimento que o governo licitou os projetos antes de haver uma metodologia definida de revisão tarifária.

No caso do Brasil, quando as concessionárias tiveram que dar, em 2012, uma resposta sobre aceitar ou não os termos da renovação, ninguém conhecia “quais termos” seriam estes. Agora, aqueles que renovaram suas concessões tem que lidar com a incerteza das regras que decidirão suas tarifas a cada 5 anos.

Tabela 8: Resumo dos casos do Setor Elétrico analisados

			Alocação de Riscos			
País	G/T/D	Caso analisado	CAPEX	OPEX	Hidrológico	Resultado
Brasil	G	Energia Nova	Empresa	Empresa	Empresa	Os valores do MWh são definidos pelas concessionárias no momento dos leilões de energia nova e valem por todo o período dos contratos. A indenização é com base no VNR não depreciado.
Brasil	G	Usinas Cotistas	Consumidor (até o VNR) e Empresa (acima do VNR)	Empresa	Consumidor	Para eliminar o risco hidrológico, a remuneração da concessionária é pela RAG e não pelo MWh. A RAG é definida pela ANEEL de forma discricionária, valendo-se do <i>benchmarking</i> para o OPEX e do VNR para o CAPEX. A indenização é com base no VNR não depreciado.
EUA	G	Priest Rapids	Empresa	Empresa	Empresa	Os valores de CAPEX, OPEX e de GWh/ano são aprovados <i>ex-ante</i> pela FERC no momento da licença. Variações após esta aprovação são risco da concessionária. Não há indenização ao final do contrato.
EUA	G	Hoover	Consumidor	Consumidor	Consumidor	Usinas federais não são reguladas pela FERC e suas tarifas são pelo <i>Cost-Plus</i> . Os ativos não são reversíveis pois já pertencem ao governo federal.
Canadá	G	BC Hydro / IPP	Empresa	Empresa	Empresa	O valor do MWh é fruto de leilão que compra a energia por um período pré-determinado. A concessão é perpétua e por isso não há reversão dos ativos. No entanto, a IPP pode propor, no início do contrato, um valor adicional ao término do contrato de compra de energia para reversão dos ativos.
Canadá	Vertic.	BC Hydro / Geração Própria	Consumidor	Consumidor	Consumidor	Como a empresa é verticalizada, todos os custos (inclusive de geração) são reconhecidos pelo <i>cost-plus</i> . Os ativos não são reversíveis pois já pertencem ao governo da província.
Noruega	G	Setor Elétrico em geral	Empresa	Empresa	Empresa	O concessionário tem 60 anos para conseguir recuperar seus investimentos, o que é incerto pois o mercado é competitivo. Não há direito a indenização no momento da reversão dos ativos.
Índia	D	Nova Deli	Consumidor	Consumidor	N/A	Estes casos demonstraram como a falta de regras pré-definidas de revisão tarifária pode comprometer a gestão privada em empresas de energia elétrica. Nos três casos observou-se que conflitos entre concessionários e governo foram causados, fundamentalmente, porque as regras foram discutidas após a situação ter sido criada, isto é, após os ativos elétricos terem sido assumidos pelos operadores privados, que tinham expectativas diferentes do governo.
Argentina	T	Transener	N/A (O&M apenas)	Empresa	N/A	
Mali	Vertic.	Energie du Mali	Consumidor (primeiros 10 anos) e empresa (últimos 10)	Consumidor (primeiros 10 anos) e empresa (últimos 10)	N/A	

Para a nova rodada de renovação das concessões, a partir de 2026, seria extremamente aconselhável que as regras fossem debatidas de forma antecipada. Isso porque um modelo claro e coerente atrai mais interessados no certame, garantindo a competitividade e baixando a tarifa final ao consumidor sem comprometer a qualidade da O&M das usinas.

Por outro lado, licitar sem regras claras torna-se um jogo de azar. Assim, podemos definir 8 modelos distintos que poderiam ser adotados pelo governo brasileiro quando do final de uma concessão de geração hidrelétrica, conforme figura a seguir.

Figura 4: Alternativas para a usina hidrelétrica após término do contrato de concessão

O governo optou, em um primeiro momento, por renovar com os concessionários atuais, partindo para uma regulação por incentivos (alternativa 1 na figura acima). Para aqueles casos em que o concessionário não renovou²⁰, o governo decidiu rellicitar a usina, pela menor RAG de O&M (alternativa 4).

Ocorre que este modelo não faz sentido se, após 5 anos, a concorrente que ganhou a licitação pela menor RAG passar por um processo de revisão tarifária discricionária e passa a receber a mesma RAG que qualquer outro concorrente receberia, independente do valor do lance na concorrência (como se voltasse à alternativa 1).

²⁰ A única usina licitada por este modelo foi Três Irmãos, então operada pela Cesp, e que acabou sendo vendida ao consórcio Tijuá (Furnas e fundo “Constantinopla”) em 10 de setembro de 2014. As demais usinas que não foram renovadas somente foram relicitadas no leilão 12/2015, já com base em outro modelo.

Isso significa que, se a RAG máxima da concorrência era de R\$1 milhão, o licitante “A” ganha por R\$800 mil e após 5 anos passa a receber a RAG “original” de 1 milhão, sua “eficiência” só foi absorvida durante um pequeno período, ao passo que se o valor da RAG fosse fixo durante todo o contrato de concessão, sem revisões tarifárias discricionárias, a concorrência poderia ser bem maior, alocando riscos de O&M ao concessionário e gerando uma maior previsibilidade do negócio.

1.8 O papel recente da Eletrobrás

1.8.1 A manipulação dos preços de mercado

1.8.1.1 O caso das linhas de transmissão

O Grupo Eletrobrás, nos últimos 8 anos, tem buscado reassumir o protagonismo nos investimentos *greenfield* do setor elétrico. Esta situação é comprovada pela consolidação do resultado dos leilões de transmissão, conforme APÊNDICE II – Consolidação dos resultados dos leilões de Transmissão entre 2008 e 2015 – deste trabalho.

É possível notar que, a partir de 2013, o grupo Eletrobrás praticamente desapareceu dos leilões. Isso ocorreu porque as principais subsidiárias do grupo (Chesf e Furnas) foram impedidas de participar de novos leilões, justamente, porque acumulavam atrasos superiores a 6 meses e mais de três multas emitidas pela ANEEL por conta destes atrasos (VALOR, 2013).

Com o objetivo de quantificar a participação das empresas do Grupo Eletrobrás até 2012 (ou seja, antes deste impedimento) e a partir de 2013, consolida-se nas tabelas a seguir o resultado dos leilões destes dois períodos.

Tabela 8: Consolidação do resultado dos leilões de transmissão de 2008 a 2012

Total de Lotes	97
Lotes arrematados com participação do grupo Eletrobrás	37
Lotes sem lances	5
% da RAP Vencedora ganha com participação da Eletrobrás	43,00%
% dos lotes com propostas ganhos com participação da Eletrobrás	38,14%
% dos lotes sem lances (no-show)	5,15%

Tabela 9: Consolidação do resultado dos leilões de transmissão de 2013 a 2015

Total de Lotes	85
Lotes arrematados com participação do grupo Eletrobrás	8
Lotes sem lances	42
% da RAP Vencedora ganha com participação da Eletrobrás	25,70%
% dos lotes com propostas ganhos com participação da Eletrobrás	9,41%
% dos lotes sem lances (no-show)	49,41%

Fica evidente que, enquanto a Eletrobrás podia participar dos leilões, sua participação era muito expressiva, chegando a representar 43% das receitas regulatórias auferidas. Naquele momento, acreditava-se que os leilões organizados pela ANEEL estavam perfeitamente equacionados, já que apenas 5% dos lotes não atraíam interessados.

No entanto, esta situação mudou completamente quando o Grupo foi impedido de participar de novos leilões: os no-shows subiram para quase 50% dos lotes. Mesmo assim, as participações minoritárias em conjunto com a State Grid e as participações avulsas da Eletrosul (não impedida de possuir participações majoritárias nas propostas), mesmo representando apenas 9,41% dos lotes ganhos, representou 25,7% das RAPs, demonstrando que a empresa não consegue se desvincular do papel de viabilizadora de investimentos *greenfield*.

Evidencia-se, portanto, como resultado do protagonismo da Eletrobrás nos leilões de transmissão:

- A falsa sensação de que o modelo criado pela ANEEL era um sucesso, fazendo com que a Agência insistisse em uma métrica de cálculo equivocada no valor-teto das receitas anuais;
- O afastamento gradual da iniciativa privada, que – percebendo que apenas a Eletrobrás era capaz de oferecer preços tão baixos – se afastou das concorrências; e
- O atraso sistemático das obras arrematadas pelas controladas da Eletrobrás (ANEEL, 2015c) – comprovado pelo atraso médio de 1.100 dias nas obras da Chesf (que atinge 80% de obras em atraso) e de 1.400 dias médios nas obras de Furnas.

Esta situação representa prejuízos causados por restrições operativas no Sistema Elétrico Nacional (SIN) que superam, inclusive, o valor da própria linha de transmissão – devido à necessidade de acionamento de usinas térmicas para compensar as restrições do sistema (ONS, 2013), evidenciando que não é benéfico ao País a forma de participação do grupo Eletrobrás em leilões de transmissão.

1.8.1.2 O caso da usina de Belo Monte

Na época em que foi licitado, o projeto de Belo Monte ofertou um valor-teto por MWh de R\$83,00 – o que foi considerado muito baixo pelo mercado, que rejeitou o preço pelos riscos associados a um projeto daquela magnitude. Mesmo assim, o leilão foi levado adiante pelo governo, que acreditava que o valor era “justo”. No entanto, temendo um *no-show* no leilão, a Eletrobrás foi acionada não só para participar do certame, como também para simular uma concorrência entre suas controladas, que apresentaram deságios umas contra as outras.

Os acionistas da Norte Energia, que ganhou a concorrência simulada, atualmente são²¹: Eletrobrás Holding (15%), Chesf (15%), Eletronorte (19,98%), os fundos de pensão Petros (10%) e Funcef (10%), Neoenergia (10%), Amazônia (joint-venture entre Cemig e Light, com 9,77%); Aliança Norte Energia (formada por Vale e Cemig, com 9%); Sinobras (1%) e J. Malucelli Energia (0,25%). Observa-se que Eletrobrás e fundos de pensão controlados por empresas federais somam 70% do capital social da usina (VALOR, 2016).

O outro consórcio que apresentou lances foi o Belo Monte Energia, cuja composição era Furnas (24,5%), Eletrosul (24,5%), Andrade Gutierrez (12,75%), Vale (12,75%), Neoenergia (12,75%) e Companhia Brasileira de Alumínio (12,75%) (ANEEL, 2010a). Observa-se, portanto, a situação onde os dois consórcios que se dispuseram a entrar no certame pelo preço-teto ofertado pelo governo eram liderados pela mesma empresa (Eletrobrás), gerando um deságio de 6,02% que fez a ANEEL e a EPE divulgarem que a concorrência “havia sido um sucesso”.

Ressalta-se que Vale e Neoenergia (acionistas do consórcio perdedor e que posteriormente compraram cotas do consórcio vencedor) são indiretamente controladas por empresas federais ou por fundos de pensão de empresas federais, sendo:

- Neoenergia: 12% do Banco do Brasil, 49% da Previ
- Vale: é controlada indiretamente, por meio da VALEPAR, pelos fundos Previ, Petros, Funcef e Funcesp - reunidos na holding Litel, e diretamente pelo governo, via BNDESPar (VALOR, 2011).

O projeto estourou o orçamento em mais de 100% (VEJA, 2013), foi paralizado por diversas vezes e teve o cronograma revisto.

²¹ Originalmente apenas a Chesf reunia 49,98% de participação no consórcio; as demais empresas do grupo Eletrobrás entraram no decorrer da construção, pela venda de cotas dos demais acionistas.

1.8.2 A obrigação de renovar as concessões em 2012

Como se observou nos capítulos anteriores, o Grupo Eletrobrás foi utilizado, de forma sistemática, como mecanismo de controle de preços no setor elétrico nacional, forçando os preços nos leilões *greenfield* de geração e transmissão para baixo, simulando para o mercado uma situação de sucesso do modelo.

Apesar deste fato ocorrer desde 2008, foi em 2012 que o governo federal tomou sua medida mais extrema, ao exigir que todas as subsidiárias do Grupo com negócios em geração e que tinham contratos vencendo entre 2015 e 2017 (Eletronorte, Chesf e Furnas) aceitassem as regras propostas pelo MME. Na época, o presidente do conselho de administração da Eletrobrás era o secretário executivo do MME que criou a proposta – evidenciando um grave conflito de interesses em desfavor dos acionistas minoritários.

Desde a renovação de suas concessões, a Eletrobrás apresentou os seguintes resultados:

- 2012: Prejuízo de R\$6,9 bilhões – já reconhecendo parte do impacto da MP579 por aceitar receber uma indenização menor do que o valor contábil dos ativos (ELETROBRÁS, 2013)
- 2013: Prejuízo de R\$6,3 bilhões (ELETROBRÁS, 2014)
- 2014: Prejuízo de R\$2,9 bilhões (ELETROBRÁS, 2015)
- 2015: Prejuízo de R\$14,4 bilhões (ELETROBRÁS, 2016)

Ressalta-se que estes prejuízos foram verificados mesmo a empresa tendo recebido parte representativa da indenização referente aos ativos de transmissão RBNI²² e sobre os ativos de geração do projeto básico neste período. Com o final do pagamento destas indenizações, espera-se um aumento ainda maior nos prejuízos do Grupo, o que pode inviabilizar por completo sua existência. O efeito das interferências do governo na gestão da empresa pode ser observado na figura a seguir.

Assim, fica comprovado que a política de interferência no Grupo Eletrobrás não interessa nem ao consumidor, nem ao investidor minoritário – servindo exclusivamente como política pública de controle de preços e intervenção estatal na economia.

²² Rede Básica – Novas Instalações. São os ativos colocados em operação após maio de 2000.

Figura 5: Comportamento das ações do grupo Eletrobrás (ELET6)

Fonte: Exame.com.br

1.8.3 Principais diferenças do modelo estatal brasileiro (Eletrobrás) para o Norte-Americano

Na época da MP579, utilizaram-se as empresas estatais americanas como justificativa para renovação das concessões junto à Eletrobrás, com o argumento de que naquele país o modelo de operação estatal funcionava bem em usinas hidrelétricas. No entanto, este argumento não pode ser utilizado, posto que existem diferenças fundamentais entre os modelos. Na tabela 15 a seguir tenta-se resumir as diferenças que existem entre o modelo brasileiro e o norte-americano. Portanto, detalhando as duas principais diferenças:

- Nos EUA e no Canadá, as empresas públicas que operam as usinas “velhas” tem controle 100% estatal; ao contrário da Eletrobrás, estas empresas não visam lucro, e por isso podem operar usinas com taxa de retorno zero. Já a Eletrobrás é uma empresa de capital misto, isto é, deveria ter uma gestão de mercado, já que possui acionistas minoritários que tem por objetivo o retorno sobre o capital investido. Mesmo assim, a empresa é utilizada pelo governo federal com cunho político, o que gera graves problemas de conflito de interesses; e
- As empresas estatais americanas e canadenses são impedidas de concorrer em leilões de energia nova – situação contrária à da Eletrobrás, que é obrigada a participar destes leilões justamente para forçar um preço inexequível à iniciativa privada.

Tabela 101: Diferenças e semelhanças entre a realidade setorial americana e canadense em comparação com a brasileira

EUA	Brasil (cotistas)
A energia hidrelétrica representa cerca de 7,7% da geração total	A energia hidrelétrica representa cerca de 63,2% da geração total
Os operadores são autarquias federais sem fins lucrativos	Os operadores são empresas 100% privadas ou de capital misto, com fins lucrativos
Todos os investimentos são aprovados ex-ante e pagos com recursos federais	Os investimentos são aprovados ex-post e exigem capital próprio dos operadores
As represas têm como principal objetivo o uso da água para distribuição, navegação e irrigação; a hidrelétrica é uma forma de financiar estes objetivos	As represas tem como principal objetivo a geração hidrelétrica
As principais usinas hidrelétricas já têm seu investimento inteiramente amortizado	As principais usinas hidrelétricas ainda não tem seu investimento inteiramente amortizado
A FERC regula apenas as empresas privadas, sendo que as estatais prestam contas como autarquias	A ANEEL regula todas as empresas que atuam no setor elétrico
A energia gerada por hidrelétricas (mais barata) é direcionada para as áreas mais afetadas pela usina e para populações menos favorecidas	A energia gerada por hidrelétricas possui o mesmo tratamento que as demais fontes

Ainda, é importante observar que, assim como no caso dos Estados Unidos, onde a concessão é renovada a partir de uma proposta da concessionária atual avaliada pela Agência, no Canadá a proposta pela reversão dos ativos também é feita pelo investidor. Em ambos os casos, então, há a consciência de que um projeto deve ser coerente, e que pessoas competentes avaliarão o “caso a caso”. Em que pese este método dê um poder discricionário muito grande ao Regulador, tudo é feito **ex-ante** – ou seja, **caso a decisão não seja favorável ao investidor, ele simplesmente não executa o projeto**. Nada fica para ser discutido depois que a situação está posta.

Ressalta-se que, conforme visto no modelo americano das concessionárias que são reguladas pela FERC, o Brasil optou por um modelo similar ao americano: renovar com o concessionário por meio de regras discricionárias da agência. Por que, então, as geradoras do Brasil optaram pela não-renovação (se este é um modelo de sucesso na América do Norte)? Buscando todos os tópicos já levantados neste trabalho, é possível fazer um cotejo entre os problemas levantados pelas empresas brasileiras e a realidade dos países desenvolvidos.

- a) No Brasil, as concessionárias ainda tinham o direito de vender sua energia de 2013 a 2015 (ou 2017, dependendo da usina) pelo valor do PLD – Preço de Liquidação de Diferenças (já que a maior parte da energia estava descontratada), muito acima do valor

proposto pelo governo para renovação antecipada da concessão; esta manobra não existe nos EUA, que só propõe a renovação no final efetivo do contrato. O Canadá não tem este problema pois as concessões são perpétuas, e na Noruega não são renováveis, revertendo ao governo federal ao término de 60 anos;

- b) A metodologia de avaliação dos “investimentos não amortizados” para reversão da usina não era clara, e os valores inicialmente propostos (apenas do projeto básico) foram considerados insuficientes pelos concessionários. Em que pese o Decreto 7.850 tenha sido publicado em 30 de novembro de 2012, autorizando a indenização dos investimentos “incrementais”, as regras ainda eram incertas (sendo, inclusive, até hoje) e a diferença do faturamento nos 3 ou 5 anos (dependendo da concessão) causado pela distância entre o PLD e a $GAG_{O\&M}$ proposta. Nos EUA e na Noruega, não há esta discordância pois a regra é bastante clara: todos os investimentos devem ser amortizados ao longo do período de concessão, não cabendo indenização ao final (mesmo os custos de substituição / modernização de ativos devem ser previstos no momento da licença). No Canadá, o valor de reversão pode ser acordado desde antes da construção da usina; além disso, não observou-se em nenhum outro lugar um movimento do governo local em tentar antecipar o final de um contrato;
- c) A mudança de perfil do empresário não foi levada em conta. Isso porque o governo quis que o concessionário investidor (cujo negócio são projetos *greenfield*) aceitasse mudar seu perfil para um operador de usina (apenas firmando um contrato de O&M). No momento da proposta (em 2012) não se sabia como um operador que ganharia apenas um valor de operação marginal poderia suportar (financeiramente) a troca de equipamentos importantes e caros, como uma turbina (se fosse o caso). Apenas 1 ano depois da MP 579 ter sido publicada (e, consequentemente, 1 ano depois das concessionárias terem dito “não” à renovação) é que foi publicada a portaria 418 do MME (em 27 de novembro de 2013), dando à ANEEL a responsabilidade de “regulamentar a realização de investimentos com vistas a manter a qualidade e a continuidade da prestação do serviço pelas Usinas Hidrelétricas, cujas concessões foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei no 12.783, de 11 de janeiro de 2013”. Apenas em 16 de dezembro de 2014 a ANEEL publicou a Resolução Normativa 642 indicando a forma de reconhecimento destes novos investimentos na tarifa (RAG) das usinas; nos EUA, todos os investimentos já devem ser previstos ex-ante, no momento da licença (ou da renovação da licença), dando mais segurança aos concessionários.

Anexo do Capítulo 1

A.1 Estados Unidos

A.1.1 Introdução

Os EUA é um país que, tradicionalmente, delega à iniciativa privada boa parte de sua infraestrutura elétrica, sendo bastante liberal neste sentido. No entanto, especificamente no caso de hidrelétricas, mantém nas mãos de empresas estatais a operação das maiores usinas. Em 1940, 40% da energia elétrica americana era proveniente de fontes hidráulicas. Desde então, com o aproveitamento dos maiores potenciais já realizado, com o endurecimento das questões ambientais para liberação de novas plantas e com a explosão da demanda por energia, esta participação caiu, atingindo 7,7% em fevereiro de 2016 (EIA, 2016).

A origem destas usinas estatais é antiga. O *Federal Power Act* (FPA), aprovado pelo congresso americano em 1935, foi o resultado de longos debates sobre se o governo federal deveria permitir investimentos privados em potenciais hidráulicos ou se deveria guardar este direito somente para si, em benefício público. O FPA resolveu esta questão criando uma comissão independente (a FERC) com a autoridade exclusiva de garantir as licenças que permitiriam (ou não) o aproveitamento não-federal (privado, estadual ou municipal) em potenciais hidrelétricos, por meio da construção e operação de novas usinas.

Para decidir, a FERC leva em consideração o "interesse público", ou seja, deve ser feita uma análise global do aproveitamento, incluindo não só a hidrelétrica, como também a navegabilidade do rio, a distribuição de água, a mitigação de impactos ambientais e o aproveitamento para lazer da barragem. As licenças (equivalentes às concessões brasileiras) são de no mínimo 30²³ e no máximo 50 anos – período no qual **todo o investimento deve ser amortizado**²⁴ e a partir do qual o ativo pode ser revertido à União, pode ser relicitado de forma competitiva ou pode permanecer sob administração dos proprietários antigos, dependendo da decisão da FERC. Em geral as licenças são renovadas aos operadores antigos, porém exigindo-se diferentes melhorias / investimentos não só na hidrelétrica em si, como também em reparos ao meio-ambiente e facilidades de lazer para a comunidade local ou para incentivo ao turismo.

O operador deve informar se pretende ou não renovar sua licença com cinco anos de antecedência (FERC, 2016). Ressalta-se que as usinas operadas por entes federais não precisam

²³ Período mínimo incluso pela *Electric Consumers Protection Act* (ECPA) de 1986

²⁴ Apesar de que o investimento inicial deve ser amortizado durante o período da licença, novos investimentos são permitidos, porém *ex-ante* (sendo aprovados nas revisões tarifárias decenais), de forma a não haver saldo a pagar ao final.

de renovação de suas licenças, porém outras empresas públicas estaduais e municipais, sim – bem como as privadas.

Atualmente os três principais operadores de hidrelétricas dos EUA são federais: o *U.S. Army Corps of Engineers* (criado em 1775), o *U.S. Bureau of Reclamation* (criado em 1902) e o *Tennessee Valley Authority* (criado em 1933). A tabela a seguir demonstra a potência instalada dos players hidrelétricos federais e não federais. Observa-se que, enquanto os operadores não-federais possuem o maior número de usinas, o governo federal possui as maiores plantas, concentrando 42,9% de toda a potência hidrelétrica instalada do país.

Tabela 12: Usinas hidrelétricas por controle (federal ou não federal)

	Número de Usinas	Potência Instalada (GW)	Tamanho médio da usina (MW)
Corps of Engineers	75	21	276
Bureau of Reclamation	58	15	255
Tennessee Valley Authority	30	6	183
Total Federal	163	41	251
FERC Licenses	1.012	54	53
FERC Exemptions	595	1	1
Total Não-federal	1.607	55	38
% Federal	9,21%	42,70%	-

Fonte: Institute for Water Resources. Outlook for the U.S. Army Corps of Engineers Hydropower Program, 2011

Este domínio federal não é comum na indústria elétrica americana, e foi causado fundamentalmente por conta dos altos investimentos públicos da primeira metade do século XX, visando mitigar os impactos da grande depressão de 1929. Ainda, a 2ª guerra mundial (1939 – 1945) aumentou consideravelmente a demanda por energia. Por exemplo, apenas para produzir os 60.000 aviões utilizados pela Força Aérea americana em 1942, seriam necessários 8,5 bilhões de kWh (HALL, 2006). Com isso, a demanda superou a oferta, e novas plantas precisaram ser construídas – de todas as fontes. De 1940 a 1945 o *Bureau of Reclamation* quadruplicou a quantidade de energia produzida. Com o final da guerra, esta energia barata pode ser distribuída às diferentes regiões dos EUA, garantindo o desenvolvimento de outras indústrias.

Apenas as usinas não-federais são reguladas pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC)²⁵, devendo apresentar – como anteriormente citado – um plano de investimentos para aprovação, que comprove a viabilidade econômica do projeto. Já aquelas operadas pelo governo federal possuem contratos específicos de baixo custo, já que estão totalmente amortizadas e possuem custos marginais de operação. No caso do *Bureau of Reclamation*, a energia gerada é primeiramente direcionada às suas próprias instalações de irrigação e distribuição de água. O que sobra é comercializado primeiramente a cooperativas de eletrificação rural, e depois às empresas elétricas municipais e estaduais. Apenas a energia residual é vendida a empresas de energia elétrica privadas. É possível verificar o baixo preço comercializado pela receita que o *Bureau* obtém anualmente: cerca de US\$900 milhões, para os mais de 15 GW de potência instalada que possui (BUREAU OF RECLAMATION, 2009).

Os orçamentos dos três principais operadores são definidos anualmente pelo *Budget of the U.S. Government*, que aprova *ex-ante* todos os investimentos que precisarão ser realizados, bem como um valor já previsto de O&M para as usinas. Por exemplo, o orçamento de 2013 para a O&M das usinas administradas pelo *Corps of Engineers* (21GW) foi de apenas US\$210 milhões (US ARMY CORPS OF ENGINEERS, 2013), não inclusos os investimentos em melhorias.

Esta situação de domínio federal nas principais hidrelétricas do país é bastante parecida com a realidade brasileira, onde a Eletrobrás é o principal player hidráulico. Entretanto, a diferença fundamental entre o modelo americano e a Eletrobrás é que enquanto o primeiro é composto por autarquias federais (prestação direta do serviço), o segundo é uma empresa de capital misto, que deveria ter como objetivo final o lucro a ser repartido entre seus acionistas.

A.1.2 Represa de Priest Rapids

Em ordem de grandeza, 50% da potência instalada em operação pertence ao governo federal (sendo a maior usina a Grand Coulee, de 7 GW); 25% a empresas públicas estaduais ou municipais (sendo a maior usina a Robert Moses-Niagara, de 2,75 GW); e 25% à iniciativa privada (sendo a maior usina a Hell's Canyon, de 1,16 GW). A usina de Priest Rapids é a 5ª maior hidrelétrica regulada dos EUA. As vinte principais usinas **não-federais** nos EUA, licenciadas e reguladas pela FERC, são indicadas na Tabela 9 que se segue.

²⁵ A FERC é responsável pelo licenciamento de novos projetos, re-licenciamento de projetos antigos e pela fiscalização da operação de projetos existentes, incluindo segurança da usina e monitoramento ambiental (este último compartilhado com outros órgãos).

Tabela 13: Maiores usinas hidrelétricas não-federais dos EUA

Nome da Usina	Vencimento da Licença	Emissão da Licença	Cap. (MW)	Operador atual	Estado
Robert moses-niagara	31/08/2057	15/03/2007	2.756	NEW YORK POWER AUTHORITY	NY
Bath county pumped storage	31/12/2026	10/01/1977	2.484	ALLEGHENY GENERATING CO	VA
South swp hydropower	31/01/2022	22/03/1978	1.679	CALIFORNIA DEPT-WTR RESOURCES	CA
Ludington pumped storage	30/06/2019	30/07/1969	1.658	CONSUMERS ENERGY CO	MI
Priest rapids	31/03/2052	17/04/2008	1.410	PUD NO 2 OF GRANT COUNTY	WA
Eagle mountain pumped storage	31/05/2064	19/06/2014	1.300	EAGLE MOUNTAIN ENERGY CO	CA
Hells canyon	31/07/2005	04/08/1955	1.167	IDAHO POWER CO	OR
Blenheim gilboa pumped storage	30/04/2019	06/06/1969	1.160	NEW YORK POWER AUTHORITY	NY
Northfield mountain pumped storage	30/04/2018	14/05/1968	1.080	FIRSTLIGHT HYDRO GENERATING CO.	MA
Bad creek pumped storage	31/07/2027	01/08/1977	1.065	DUKE ENERGY CAROLINAS, LLC.	SC
Helms pumped storage	30/04/2026	18/05/1976	1.053	PACIFIC GAS AND ELECTRIC CO	CA
Upper american river	30/06/2064	23/07/2014	1.037	SACRAMENTO MUNICIPAL UTIL DIST	CA
Boundary	28/02/2055	20/03/2013	1.003	SEATTLE CITY OF	WA
Coosa river	31/05/2043	20/06/2013	961	ALABAMA POWER CO	GA
St. Lawrence - fdr	30/09/2053	23/10/2003	912	NEW YORK POWER AUTHORITY	NY
Rocky mountain pumped storage	31/12/2026	21/01/1977	904	GEORGIA POWER CO	GA
Muddy run pumped storage	31/08/2014	21/09/1964	880	EXELON GENERATING COMPANY L..L.C.	PA
Keowee-toxaway	31/08/2016	01/09/1966	868	DUKE ENERGY CAROLINAS, LLC.	SC
Rocky reach	31/01/2052	19/02/2009	866	PUD NO 1 OF CHELAN COUNTY	WA
Wells	31/10/2052	09/11/2012	774	PUD NO 1 OF DOUGLAS COUNTY	WA

Fonte: FERC, 2016.

Tomando como exemplo a usina de *Priest Rapids*, licenciada pela última vez em 2008 (FERC, 2016), verifica-se que o operador solicitou a renovação de sua licença; porém, a FERC incluiu exigências que acabaram aumentando o valor do MWh gerado, já que sua análise não é somente pelo menor valor do MWh, e sim pelo custo-benefício do projeto (uso múltiplo da água, e não somente da geração hidrelétrica). Na análise, a FERC faz a seguinte pergunta: “quanto custa o MWh da fonte alternativa mais barata atualmente?”. Este valor do MWh “mais barato” disponível (atualmente térmicas a gás) é multiplicado pela quantidade de energia proposta pela usina, chegando-se no valor “de mercado” daquela energia. O valor do MWh proposto pelo operador, multiplicado pela mesma quantidade de energia, menos este valor “de mercado” dá o custo (anual) total do projeto, que é avaliado pela Agência frente ao benefício gerado pelo projeto (benefício este que pode ser uma repotenciação da usina; a criação de instalações de recreação para pesca / lazer ao redor do reservatório; etc).

No documento *ORDER ISSUING NEW LICENSE / Project No. 2114-116* é possível verificar:

Para determinar se uma nova licença para uma hidrelétrica existente deve ou não ser emitida, a FERC considera diversos fatores de interesse público, incluindo os benefícios econômicos da usina. Pela metodologia da FERC para avaliar a viabilidade econômica da hidrelétrica, a FERC usa os custos presentes da usina para serem comparados com os custos propostos no novo projeto [de renovação da licença], bem como com os custos equivalentes para a geração alternativa [em outra fonte]. O propósito desta análise é estimar o custo-benefício do projeto.

(...)

Aplicando esta análise ao Priest Rapids Project, consideramos duas opções: (a) a proposta dada pelo Public Utility District (PUD) de Grant County (WA); e (b) a proposta ora apresentada e licenciada.

(a) Como proposto pelo PUD, os custos anuais nivelados de operação do projeto são de US\$134,2 milhões, ou US\$14,85/MWh. O projeto gerará uma média de 9.039.634 MWh por ano. Quando multiplicamos esta quantidade de energia pelo custo médio de energia alternativa disponível, de US\$38,69/MWh, temos um valor total do projeto de US\$349,7 milhões. Para determinar se a proposta é economicamente viável, o custo do projeto é subtraído do custo da energia. Assim, no primeiro ano de operação continuada, o projeto custará US\$215,5 milhões, ou US\$23,84/MWh, menos do que o custo da energia alternativa.

(b) Como licenciado aqui (...) o custo anual de operação do projeto será de aproximadamente US\$133,1 milhões, ou US\$14,73/MWh. Baseado na estimativa de geração anual de 9.039.634 MWh, o projeto produzirá energia avaliada em US\$349,7 milhões quando multiplicado pelo valor de US\$38,69 do custo final da energia. Assim, o projeto custará US\$216,6 milhões, ou US\$23,96 / MWh.

As exigências do novo projeto incluíam repotenciação da usina, bem como diversos outros investimentos de uso múltiplo da água. O documento emitido pela FERC possui 225 páginas, com os detalhes do projeto e os prazos para realização de cada investimento. Assim, nota-se que, a cada renovação, a Agência aproveita a oportunidade para transformar um ativo *Brownfield*, 100% amortizado, em um ativo *Greenfield*, com investimentos a serem recuperados

entre 30 e 50 anos, dependendo do aporte financeiro realizado (neste exemplo, o prazo de renovação foi fixado em 44 anos).

Portanto, observa-se que a tarifa é “negociada” com a FERC a cada renovação, devendo ser apresentado um plano de investimentos que é criticado pela agência, sendo a tarifa acordada entre as partes por um período que também é fixado dependendo do investimento a ser realizado.

A.1.3 Represa Hoover

Em 1928 foi publicado o decreto *Boulder Canyon Project Act*, que autorizava o Departamento do Interior a desenvolver um novo projeto no Rio Colorado com o objetivo principal de controlar cheias, fornecer água potável, possibilitar a navegação e gerar energia (a geração de energia elétrica foi incluída, basicamente, para viabilizar financeiramente os demais objetivos deste decreto). Este projeto afetaria sobretudo três estados: Arizona, Califórnia e Nevada. Foi criado um fundo, denominado *Colorado River Dam Fund*, que inicialmente disponibilizou US\$165 milhões para todos os fins. Este recurso seria usado pelo governo na construção da barragem, sendo que o Departamento do Interior deveria firmar contratos de longo prazo (50 anos) que garantissem o pagamento do principal (amortização), mais juros de 4% ao ano, em até 50 anos após a entrada em operação da usina. Estes contratos poderiam ser pelo fornecimento de água ou pelo fornecimento de energia elétrica, e também deveriam cobrir todos os custos de operação e manutenção da usina. Os três estados atingidos teriam direito à mesma quantidade de energia elétrica, como forma de compensá-los pelas limitações de captação e uso de água de toda a bacia que alimentaria a represa.

Os contratos de venda de energia com prazo de 50 anos poderiam ser assinados com governos estaduais ou com empresas distribuidoras de energia elétrica (municipais ou privadas), reduzindo assim o valor médio da energia elétrica paga por estas regiões. É importante lembrar que a principal fonte geradora dos EUA é a térmica; apesar de não haver dados consolidados de 1928, quando da publicação deste decreto, atualmente o país consome apenas 7,7% de energia elétrica proveniente de fonte hidráulica (EIA, 2016). Estes contratos de longo prazo teriam seu preço revisto no ano 15, e depois disso a cada 10 anos, por meio de regras que seriam definidas pelo Departamento do Interior. Eventuais divergências durante as negociações seriam resolvidas judicialmente.

O *Boulder Canyon Project Act* abriu ainda a possibilidade da operação da hidrelétrica ser privada, deixando claro que o lucro da usina (ou seja, o faturamento dos contratos de venda de energia menos o pagamento dos juros, do principal a uma evolução de 1/50 avos por ano e mais os custos de O&M da usina), deveria ser compartilhado com os estados do Arizona e Nevada, com 18,75% do lucro para cada um (ESTADOS UNIDOS, 1928).

Em janeiro de 1931, após os estudos e projetos realizados pelo Departamento do Interior, houve um leilão para a contratação da empreiteira que construiria a usina. O governo americano forneceria todo o material, e o empreiteiro a mão-de-obra (com prazo de construção originalmente previsto de sete anos).

O consórcio liderado pela Wattis Brothers, chamado de *Six Companies*, sagrou-se vencedor, com um lance de US\$48,890,955 (STEVENS, 1988). O prazo de construção foi cumprido com folga, já que a represa foi concluída em 1936. A geração de energia iniciou-se em 1937, sendo que os contratos de venda, firmados em 1930 (como condição para que o governo liberasse o financiamento da obra), tiveram prazo até 1987. A partir desta data, conforme previsto pelo *Hoover Dam Power Plant Act of 1984*, todo o recurso faturado com os contratos de venda de energia deveriam ser depositados no *Colorado River Dam Fund* e no *Lower Colorado River Basin Development Fund* sem que o operador descontasse a parcela do CAPEX (já quitada nos 50 anos anteriores) e do OPEX. Isto porque, até 1987, os operadores da usina não eram entes públicos federais – e, a partir de 1987, após a dívida original de construção da usina ter sido paga, assumiu como operador o *Bureau of Reclamation*, autarquia federal vinculada ao Departamento do Interior, com orçamentos decenais aprovados pelo congresso e prestações de contas anuais. Assim, o valor da venda de energia era diretamente depositado em fundos do governo, sendo que o orçamento dos operadores era aprovado de forma separada.

Durante o período de 1937 a 1987, as empresas *Southern California Edison* (privada) e *Los Angeles Department of Water and Power* (municipal) eram responsáveis pelo O&M das casas de força da usina. No documento de oferta pública de ações da *Southern California Edison Company* (chamada no trecho abaixo apenas de “companhia”) de maio de 1950 consta um breve relato da própria empresa sobre como se dava sua relação com a represa Hoover:

A companhia, sob o contrato efetivado em 1941 e que expira em 1987, é uma das operadoras da represa Hoover e, em vários outros contratos, é também uma das compradoras da energia produzida pela Hoover. A combinação destes fatores resulta em alguns geradores estarem à disposição da companhia, sendo

integrados à operação dos geradores próprios da companhia. Estas unidades tem uma capacidade efetiva de 465.000 kw, sendo: quatro unidades (cada uma tendo uma capacidade de 82.500 kw), com uma capacidade operacional total de 330.000 kw, três dos quais são operados pela companhia para seu próprio uso e um é operado pela cidade de Los Angeles para a companhia. Ainda, duas unidades (82.500 kw) são operadas pela cidade [de Los Angeles] para uso compartilhado da companhia e do Metropolitan Water District, com prioridade de uso ao segundo.

Assim, conclui-se que, ao mesmo tempo em que a empresa era compradora da energia, era a operadora da usina, em um modelo verticalizado que a permitia remunerar seus serviços na usina por meio da venda da energia diretamente ao consumidor final. Os investimentos realizados neste período não foram pagos pelos operadores. Isso porque, conforme o *Boulder Canyon Project Adjustment* de 1940, o *Colorado River Development Fund* deveria estar “disponível para apropriações anuais de operação, manutenção e substituições do projeto, incluindo reparos emergenciais necessários para a continuidade do serviço”.

No caso do recurso disponível no fundo não ser suficiente, “o Secretário do Tesouro, por solicitação do Secretário do Interior, deve aportar novos recursos ao fundo”. Por isso, ao final do contrato, não haveria necessidade de indenização já que os operadores não precisariam alocar capital próprio nas melhorias, porém eram responsáveis por fazê-las (utilizando recursos do fundo). O contrato de operação firmado com o Bureau em 1987 também prevê que o fundo pode ser usado sempre que as receitas não forem suficientes para cobrir as despesas (WAPA, 1987), mas somente no primeiro mês de ocorrência. A partir do 2º mês, os custos complementares devem ser rateados pelos compradores da energia. Frisa-se que há prestações de contas anuais, nas quais devem ser comprovados os valores gastos. Ainda, na cláusula 8 do contrato, proíbe-se que a energia seja vendida para qualquer agente que a revenda visando lucro.

Em notícia da época (LOS ANGELES TIMES, 1987) é possível entender como se deu a transição entre os operadores não-federais e o *Bureau of Reclamation*, que assumiu a operação da usina a partir de 1987:

Curiosamente, pagar o empréstimo [de construção da represa Hoover] vai resultar em uma energia elétrica mais cara para aqueles que a consomem. Harvey Boyce, porta-voz do Energy Department's Western Area Power

Administration disse que o custo anual da represa subirá de US\$16 milhões para US\$46 milhões. As principais razões são:

- Pagamentos de US\$25 milhões para obras de controle de cheias realizadas pelo governo federal quando a represa foi construída, e cujo pagamento foi postergado até que o principal da usina fosse pago;*
- Pagamentos referentes ao investimento de US\$143,1 milhões que aumentou a capacidade da usina, aumentando de 100MW para 130MW cada gerador; este projeto começará em 1980 e terminará apenas em 1992;*
- US\$10 milhões por ano é necessário para pagar o Central Arizona Project, de fornecimento de água para Phoenix; Esta parte será paga exclusivamente pelos consumidores de energia do Arizona;*
- US\$3 milhões anualmente serão para manutenção para controle dos rios, como salinidade.*

Duas características chamam a atenção nesta notícia: a primeira refere-se ao notório subsídio que os consumidores de energia elétrica pagam a projetos não relacionados à energia, porém que afetam o uso do rio – como controle de cheias e distribuição de água. A segunda refere-se aos investimentos específicos na usina hidrelétrica, que são definidos e pagos *ex-ante*.

Em 1987, com a operação da represa Hoover repassada ao *Bureau of Reclamation*, todas as intervenções que representassem um CAPEX deveriam ser aprovadas nos planos decenais ("*Ten Year Operating Plan*", que é colocado em audiência pública sendo ouvidas as contribuições daqueles que possuem contratos com a usina), entrando no orçamento da autarquia para determinado período fiscal. Eventuais intervenções emergenciais eram apresentadas e autorizadas para inclusão no orçamento do mesmo ano fiscal (USBR, 2015). Frisa-se que o plano é decenal porque o preço da energia destes contratos é rediscutido a cada 10 anos, sendo definida uma tarifa *ex-ante* para dar fôlego financeiro ao operador da usina (diferenças sendo cobertas pelo *Colorado River Development Fund*).

Na prática, então, a usina opera como um *cost-plus*, com a vantagem ainda das melhorias serem cobertas com recursos da tarifa, não sendo necessário o operador possuir capital próprio para posterior reembolso. Ressalta-se que a estatal *Bureau of Reclamation* opera mais de 15 GW de potência instalada²⁶, conforme APÊNDICE I – Relação de usinas operadas pelo Bureau of Reclamation – deste trabalho.

²⁶ Ainda assim, o *Bureau* é apenas o 2º maior operador de hidrelétricas dos Estados Unidos, perdendo para o US Army Corps of Engineers, que opera mais de 20,4 GW de potência instalada

De acordo com o *Bureau of Reclamation* (USBR, 2007), 27% do total recebido para a O&M da usina refere-se à operação, e 73% refere-se à manutenção dos equipamentos.

A título de referência, o *Los Angeles Department of Water and Power* (LADPW) pagou em 2014 US\$28,88 / MWh pela energia da represa Hoover (LADPW, 2014). No total dos contratos, a represa faturou US\$218 milhões em 2014, com lucro de US\$36 milhões. Este lucro serviu para custear, no mesmo ano, o controle de salinidade *Title II* e a O&M do *Central Arizona Project*, já que o *Bureau* não tem fins lucrativos por ser uma autarquia federal.

Figura 6: Divisão do orçamento anual da Hoover Dam (Operação e Manutenção)

Fonte: USBR, 2007

Tabela 114: Comparativo entre os custos operacionais da usina Hoover e outras usinas operadas pelo *Bureau of Reclamation*

Benchmark Data Comparison					
Fiscal Year 2007	Hoover Powerplant	Reclamation Average 500+ MW Group	Total Reclamation Average	Industry Average	Best Performers
Wholesale Firm Rate Mills/kWh	14.8	Not Applicable	*22.45	Not Available	Not Available
Production Cost as Percentage of Wholesale Firm Rate	29.2%	Not Applicable	12.1%	Not Applicable	Not Applicable
O&M Cost \$/MWh	4.49	1.65	2.76	***3.28	1.00
O&M Costs \$/MW	8,223.91	4,863.16	7,846.62	***12,0170	2,897.28
O&M Equiv Work Year per MW	0.05	0.02	0.03	Not Available	0.0
Availability Factor	87.7	81.93	82.3	**88.64	98.5
Forced Outage Factor	0.2	3.15	2.6	**2.61	0.0
Scheduled Outage Factor	12.1	14.92	15.1	**8.74	0.0

*Weighted by Net Generation

**2006 NERC Average

***Energy Information Administration Data

Fonte: USBR, 2007

A.2 Canadá

A.2.1 Introdução

Apesar da população do Canadá ser de apenas 35 milhões de habitantes, sua capacidade elétrica instalada é maior do que a brasileira: 127,7 GW do Canadá, contra 126,7 da nossa (ambos referem-se a posição em dezembro de 2013). Destaca-se que, no Canadá, 59,3% da potência instalada é de fonte hidráulica, e 70,2% de toda a potência instalada é controlada por empresas estatais. Poucos são os casos de privatização no setor elétrico canadense, como o da *Nova Scotia Power Inc.*, privatizada em 1992.

Tabela 12: Potência Instalada Canadense em dez-2013

Classe de Produtor	Tipo de Geração (fonte)	Potência Instalada (MW)	% Classe	% Total
Total Geral	Capacidade Inst. Total	127.761.944	100,0%	100,0%
	Hidráulico	75.707.317	59,3%	59,3%
	Eólico	5.366.205	4,2%	4,2%
	Maré	20.000	0,0%	0,0%
	Solar	162.112	0,1%	0,1%
	Térmico	46.506.310	36,4%	36,4%
Controle Estatal	Total Estatal	89.711.838	100,0%	70,2%
	Hidráulico	66.352.328	74,0%	51,9%
	Eólico	732.330	0,8%	0,6%
	Solar	143.612	0,2%	0,1%
	Térmico	22.483.568	25,1%	17,6%
Controle Privado	Total setor privado	27.897.878	100,0%	21,8%
	Hidráulico	3.995.479	14,3%	3,1%
	Eólico	3.748.935	13,4%	2,9%
	Maré	20.000	0,1%	0,0%
	Térmico	20.133.464	72,2%	15,8%
Produtor Independente	Total produtor indep.	9.221.473	100,0%	7,2%
	Hidráulico	5.311.710	57,6%	4,2%
	Eólico	63.600	0,7%	0,0%
	Térmico	3.846.163	41,7%	3,0%

Fonte: Statistics Canada (2016).

Mesmo possuindo um parque gerador robusto, mais da metade das usinas foram construídas antes de 1980. Isso faz com que o setor elétrico canadense projete investir, até 2030, CAD\$293 bilhões (US\$237 bilhões), sendo 2/3 deste valor em melhorias das instalações de geração atuais e na expansão do parque gerador (THE CONFERENCE BOARD OF CANADA, 2011).

É importante entender como funciona a comercialização de energia no Canadá. Diferente do Brasil, onde a regulação é centralizada (em esfera federal), no Canadá há uma divisão de atribuições entre a federação e as províncias (equivalentes aos estados brasileiros).

O *National Energy Board*, de esfera federal, atua como um misto de ANEEL e ONS – responsável pela regulação dos intercâmbios de energia entre as províncias (nem sempre possível, pois não há um sistema interligado nacional robusto). Já as províncias são responsáveis pela regulação mais detalhada, incluindo preços, formas de concessão, etc. Há províncias que possuem um setor elétrico mais verticalizado, como a British Columbia. Outras desverticalizaram seu setor e, ainda, criaram um ambiente de contratação livre – inclusive para a baixa tensão, como é o caso de Ontario.

Pegando como exemplo a Hydro Ottawa, os consumidores com carga de até 50kW podem optar por uma tarifa regulada pela *Ontario Energy Board*, que é reajustada duas vezes por ano (no inverno e no verão). Já aqueles que possuem carga superior a 50kW ou mesmo aqueles que, apesar de terem carga inferior, não queiram uma tarifa regulada, podem optar por comprar sua energia diretamente de um gerador ou comercializador varejista. Sobre o valor cobrado, a distribuidora aplica um fator de 1,0358 como forma de compensar as perdas elétricas (HYDRO OTAWA, 2015).

Ressalta-se que a maioria dos consumidores é composta pela categoria de tarifas reguladas, chamada de *Regulated Price Plan* (RPP) e que vai de CAD\$0,08 (fora-ponta) a CAD\$0,161 (ponta). No entanto, diferente do que ocorre no Brasil, há a cobrança de uma parcela fixa da distribuidora (que poderia ser comparada à TUSD), que no caso da Hydro Ottawa é de CAD\$9,67 / mês, mais CAD\$0,79 / mês pelo medidor inteligente. Outras cobranças adicionais são: transmissão (CAD\$0,0119 / kWh), tarifa de distribuição variável (CAD\$0,0234 / kWh). Neste caso, observa-se que os geradores podem operar de forma concorrencial (obrigatoriamente para a alta tensão e para a parcela da baixa tensão que optar por esta modalidade) ou pode vender sua energia diretamente para a distribuidora que a revende para o consumidor final, por meio de tarifas reguladas e reajustadas semestralmente (conforme o preço da energia no atacado).

Como a livre concorrência não é o foco do presente trabalho, será analisado o caso da província de British Columbia, que possui um setor bastante verticalizado e uma tarifa regulada.

A.2.2 British Columbia Hydro

A British Columbia Hydro (BC Hydro) é uma empresa estatal que opera na província de British Columbia, atendendo 1,9 milhão de consumidores. Apesar de ser uma empresa estatal, a BC Hydro terceirizou, em 2003, toda a sua área administrativa para a consultoria Accenture.

Esta terceirização foi tratada como “privatização” na época (apesar de não ter alterado em nada o controle da empresa), e garantiu uma otimização administrativa de cerca de 1.500 funcionários, representando cerca de 1/3 dos funcionários da empresa. Era prevista uma economia de CAD\$25 milhões por ano (THE TYEE, 2010).

A empresa possui 12 GW de potência instalada própria, 18.000 km de linhas de transmissão e 300 subestações, produzindo e comercializando 48 GWh de energia elétrica por ano. 80% desta energia é gerada por seu parque gerador, porém 20% vem de produtores privados (*Independent Power Producers*, ou IPPs). Em 2014 eram 84 contratos de longo prazo com IPPs em vigor.

A BC Hydro, portanto, apesar de ser uma empresa verticalizada, optou por expandir seu parque gerador adotando um modelo de leilões próprios para compra de energia nova. Em projetos específicos, como PCH's e eólicas, apenas o investimento privado é permitido em British Columbia (CALVERT, 2007). A *Bill 30*, aprovada em 2006, proíbe as autoridades locais de rejeitar os empreendimentos de energia elétrica aprovados pela Província.

Em 2014, CAD\$825 milhões foram pagos aos IPPs (BC Hydro, 2014), o que representou um valor médio de CAD\$74,82 / MWh. No entanto, na média com seus custos de geração própria, o valor do MWh produzido ficou em CAD\$21,45. Isso significou que os IPPs corresponderam por 18,7% da energia gerada, porém representaram 65,9% do custo total da energia. No mesmo ano, a empresa faturou CAD\$5,39 bilhões e lucrou CAD\$549 milhões.

Figura 7: Custo da Energia (comprada) da BC Hydro 2014

Fonte: BC Hydro Annual Report 2014

Figura 8: Distribuição das despesas e do lucro da BC Hydro 2014

Fonte: BC Hydro Annual Report 2014

Os investimentos (CAPEX) em 2014 somaram CAD\$2,04 bilhões, sendo que 45% foi destinado para Transmissão, 24% para geração, 21% para distribuição (incluindo um programa de medição eletrônica) e a diferença para administração.

As receitas da BC Hydro são definidas pela BCUC (*British Columbia Utilities Commission*), que deve garantir que a receita da concessionária seja “suficiente para prover um serviço confiável, atender às suas obrigações financeiras e regulatórias e obter um retorno adequado sobre o investimento realizado”. Para isso é utilizada a metodologia cost-plus “incorporado”, na qual a empresa apresenta seus gastos e a BCUC os reconhece integralmente na tarifa.

Esta análise é decenal. Em março de 2014 foi publicado os *Directions* n. 6 e 7, que determinaram um reajuste para 2015 de 9%, para 2016 de 6%, para 2017 de 4%, para 2018 de 3,5% e para 2019 de 3%. Em que pese estes percentuais possam ser revisados posteriormente pela Agência, isso dá garantia e estabilidade à empresa, que recebe seu reajuste de forma *ex-ante* e, com isso, pode preparar seu programa de desembolsos com base na receita que terá. O retorno sobre o capital é fixo em 11,84% até 2017.

Existe uma conta contábil regulatória, chamada de *Rate Smoothing Regulatory Account*, que serve como uma poupança que nivela a tarifa projetada dos 10 anos seguintes, para evitar grandes variações de tarifa. Assim, a agência projeta qual seria a tarifa no horizonte decenal, e ajusta a tarifa para cobrar mais ou menos do que o valor “real”, mantendo nesta conta um buffer compensatório. Outro ponto importante que há na metodologia é que o mercado é sempre projetado para a definição das receitas.

Qualquer variação positiva ou negativa neste mercado projetado não é risco da concessionária, devendo ser contabilizado na conta *Real Property Sales Regulatory Account* para que o retorno da empresa seja sempre aquele considerado o “justo”, sem atribuir o risco de mercado a ela.

Assim, considerando que a BC Hydro é uma estatal que possui uma tarifa pelo custo, porém adotou uma estratégia de comprar sua energia nova de empresas privadas – em vez de gerá-la diretamente – é importante entender como funciona o processo de concessão de novas usinas na província de *British Columbia* e como é a precificação desta energia nova. A BC Hydro compra energia nova de duas formas: (a) Leilão; e (b) Acordo de compra de energia (BRITISH COLUMBIA GOVERNMENT, 2008). Ambos podem chegar a 40 anos de contrato.

- (a) Leilão: É separado nas modalidades de “energia limpa”, “bioenergia” ou “geração diesel distribuída”. Critérios são definidos para competição de diferentes empresas, pelo menor preço. Esta modalidade pode suportar grandes usinas, com prazos longos para implantação. Na chamada de 2008, eram aceitos projetos para entrada em operação até 2016.
- (b) Acordo de compra de energia: Critérios técnicos, de disponibilidade e de preço são definidos, sendo que as geradoras que atingirem estes critérios têm autorização “automática” para vender a energia gerada, sem a necessidade de passar por um processo competitivo. Caracteriza-se por pequenos projetos (nunca superiores a 10MW de potência instalada).

Podemos concluir, portanto, que existem dois modelos distintos para os geradores da província de British Columbia: o primeiro refere-se à estatal BC Hydro, verticalizada, que possui uma tarifa ao consumidor final (que cobre, inclusive, seus custos de O&M de geração) calculada pelo Cost-Plus. Já o segundo refere-se aos IPPs, com concessões perpétuas, que podem firmar seus contratos de longo prazo (até 40 anos) com a BC Hydro por meio de processos licitatórios (no caso de grandes empreendimentos), garantindo assim a viabilidade do negócio, e que, ao final deste período, podem ou renovar estes contratos (por meio de novos leilões) ou vender esta energia diretamente para grandes consumidores. Assim, a tarifa discricionária só é aplicada ao gerador estatal, ao passo que o gerador privado tem tarifa contratual de longo prazo.

Observa-se que não há uma metodologia de avaliação de uma indenização ao gerador quando da reversibilidade do ativo, já que as concessões são perpétuas; no entanto, a chamada pública do leilão de compra de energia limpa da BC Hydro (BC HYDRO, 2008), que inclui hidrelétricas, traz a seguinte possibilidade em seu capítulo 13:

13. SUBMISSÃO OPCIONAL DE DIREITOS RESIDUAIS

BC Hydro pode querer adquirir “direitos adicionais” de alguns projetos. “Direitos adicionais” incluem uma opção de compra dos ativos do projeto, e/ou a renovação do contrato de compra, e/ou mecanismos que assegurem a BC Hydro de ter acesso ao legado do projeto, ao local do projeto e/ou comprar a energia gerada de forma permanente ou estendida. Os licitantes são convidados a submeter suas propostas quanto aos direitos adicionais em separado, para apreciação da BC Hydro, que se reserva ao direito de aceitar somente a proposta principal de venda de energia, sem aceitar a proposta dos direitos adicionais.

Assim, os investidores já podem saber, antecipadamente (caso sua proposta seja aceita pela BC Hydro), qual seria o valor de indenização por seus ativos ao final do contrato.

A.3 Noruega

Conforme anteriormente visto na

Tabela 7, a geração hidrelétrica da Noruega chega a 97% do total, fazendo com que ocupe o 6º lugar no ranking mundial de geração hidráulica, em TWh / ano) e o primeiro lugar na geração percapita desta fonte. O governo vem tentando atrair investimentos privados para garantir a manutenção desta participação na matriz, mesmo com o constante aumento da demanda energética do país.

A maior hidrelétrica em operação é a Kvilldal, em Rogaland, com 1,24 GW de potência instalada – sendo o total da potência instalada hidráulica do país de 30 GW. Os novos investimentos são focados em PCH's, já que os principais potenciais hidráulicos já foram aproveitados. Outra forma de investimento é a repotencialização de projetos antigos. Em 2013, apenas 10,3% da geração nacional estava nas mãos da iniciativa privada; 49,8% pertencia aos governos regionais e 39,9% ao governo federal (STATISTISK SENTRALBRYRA, 2015). No mesmo ano, as empresas atuantes no setor elétrico norueguês tiveram um lucro operacional da ordem de 24%. As principais empresas do setor são Statkraft, Statnett, Hafslund, BKK, Lyse, Agder, Skagerak, Eidsiva e Trønderenergi.

O sistema de transmissão norueguês é interligado com os demais países nórdicos. O NordPool é um mercado que abrange os sistemas dos quatro países da Escandinávia (além da Noruega, a Suécia, a Finlândia e a Dinamarca), que apresentam competição no varejo, em que até os consumidores residenciais podem fazer opção por fornecedor de energia elétrica. Outras conexões existem com a Alemanha e com a Holanda. A “lei da energia”, publicada em janeiro de 1991, foi quem introduziu esta competição na Noruega, além de definir as regras de desverticalização do setor nacional (NERY, 2012, p. 297).

Com a competição do preço da energia, e com um modelo onde os preços são altamente instáveis (variando ao longo do dia e ao longo das semanas do ano), há uma certa incerteza quanto ao fluxo financeiro de novos projetos. Além disso, barreiras de entrada impedem que competidores ainda não atuantes no mercado norueguês consigam licenças para novas usinas. O estímulo maior é pela repotenciação de plantas existentes ou pela construção de novas plantas, principalmente pelos competidores com **menor** escala, de forma a incentivá-los a crescer (GONZALEZ, 2011).

Novas concessões de usinas hidrelétricas são aprovadas pelo governo federal, que recebe os ativos (sem direito a indenização) após 60 anos. Esta regra não se aplica às empresas estatais (sejam estas federais ou regionais).

A.4 Índia

Conforme descrito por (LEE, 2008), a capital da Índia, Nova Deli, decidiu, em 1999, privatizar seu setor elétrico. Esta decisão foi motivada, fundamentalmente, porque suas tarifas naquele momento estavam significativamente menores do que seu preço de custo; a taxa de inadimplência era elevada; a qualidade do serviço era ruim; as perdas elétricas eram elevadas; a produtividade operacional era baixa; as comunidades mais pobres não eram atendidas; denúncias de corrupção assolavam a empresa estatal; e não havia incentivo aos trabalhadores para melhorar os pontos anteriores. Os *blackouts* eram frequentes, principalmente no verão – já que a demanda (pico) havia aumentado 50% entre 1995 e 2001, e a soma das perdas (técnicas, não técnicas e inadimplência) chegava a 53%. Para piorar, a dívida da empresa era 6 vezes maior que seu ativo fixo em operação. A empresa tinha 22.450 empregados em situação de “estabilidade”. A situação era tão ruim que, mesmo a Índia sendo um país avesso a privatizações, especificamente no caso do setor elétrico local a população apoiava esta medida.

O governo de Nova Deli sabia que, politicamente, não poderia patrocinar uma explosão tarifária em uma empresa estatal, para adequar a tarifa à realidade. Este aumento só seria possível se fosse realizado por uma empresa privada, alheia às pressões políticas. Porém, mesmo assim, isto só seria possível se fosse acompanhado de um processo de melhoria da qualidade, para que o consumidor percebesse a importância do aumento.

É importante ressaltar que, até 1947, a empresa que administrava a rede elétrica da cidade era privada. Somente após a independência da Índia da Inglaterra é que a maioria das empresas que operavam em utilidades públicas foram estatizadas e verticalizadas, operando em nível estadual.

Assim, em 1999, a primeira decisão tomada foi desverticalizar a empresa – em geração, transmissão e distribuição. Cada uma manteria o governo como acionista, com 49% das ações. No mesmo ano, foi criada a *Delhi Electricity Regulatory Commission* (DERC) para dar estabilidade regulatória à empresa. Uma holding foi criada para gerenciar os 49% de cada empresa, e recebeu a maior parte de toda a dívida assumida até então. As empresas seriam remuneradas por seus investimentos, sendo que esta remuneração era condicionada a determinados parâmetros de perdas e de qualidade.

As primeiras empresas a serem privatizadas (em 2002) foram as distribuidoras (três, após a cisão). Duas ficaram sob controle da Reliance, e uma sob controle da Tata. Para atender aos custos de O&M e remunerar os investimentos realizados, seriam necessários reajustes tarifários de 10% ao ano nos primeiros três anos, de 5% no 4º ano e de 3% no 5º ano. No entanto, o governo aportaria recursos a fundo perdido como forma de subsidiar parcialmente a tarifa ao consumidor final. Este subsídio se daria, fundamentalmente, na parcela do custo da energia (geração). Este subsídio, na visão do governo, era necessário para manter as tarifas dentro do limite de poder de compra dos consumidores. A ideia, entretanto, era acabar com todos os subsídios (de forma escalonada) em um período de seis anos.

As novas operadoras privadas conseguiram alcançar as metas de redução de perdas²⁷: em quatro anos, a distribuidora administrada pela Tata reduziu de 53% para 28% suas perdas; as outras duas, administradas pela Reliance, reduziram de 35% para apenas 13% no mesmo período. As tarifas cresceram 23% nestes 4 anos – bem menos do que o inicialmente previsto como necessário.

²⁷ Em que pese ficaram um pouco abaixo nos dois primeiros anos, superaram com folga as metas nos dois anos seguintes. Ressalta-se que eram consideradas como “perdas” as técnicas, os furtos e a inadimplência.

Mesmo assim, em 2005, a opinião pública se voltou contra as empresas privadas: isso porque, como as geradoras permaneciam sob controle estatal, não houve expansão suficiente do parque gerador. Como a demanda cresceu de forma considerável, os *blackouts* deste ano foram bastante comuns – e, como o consumidor não diferencia se a origem do problema foi na geração ou na distribuição, a culpa recaiu sobre as distribuidoras. O governo, então, proibiu os reajustes de 2005 (de 10%), dando metade da diferença em recursos a fundo perdido e pedindo para que as distribuidoras diferissem a outra metade para o ano seguinte.

Conclui-se, então, que quando a Índia decidiu privatizar seu setor elétrico, decidiu fazê-lo pelo caos instituído na empresa estatal que dominava este setor. A percepção era de que o intervencionismo e a administração política de controle de preços (abaixo do custo) e da falta de ação no combate às perdas e à inadimplência eram tarefas politicamente difíceis de serem realizadas diretamente pelo estado. Assim, a iniciativa privada apareceu como uma alternativa, deixando o governo com o simples papel de “regular”. Porém, devido à sua incapacidade de observar e administrar o setor como um todo, acabou deixando uma impressão para a população de que as privatizações (concentradas apenas na distribuição) não foram bem sucedidas, já que os *blackouts* continuaram constantes.

Assim, o governo voltou a intervir no setor, por meio de subsídios que voltariam a deixar a tarifa de energia abaixo de seu custo real. Esta situação foi causada pela falta de uma metodologia clara de revisão tarifária e de uma agência reguladora forte o suficiente para deixar as questões políticas de lado, em prol de uma tarifa técnica que garantisse a estabilidade econômico-financeira das concessões que tivessem atingido suas metas operacionais.

A.5 Argentina

Conforme estudo de caso descrito por (GOMEZ-IBÁÑEZ, 2001), na Argentina, em 1993 e 1994, diversas empresas elétricas foram privatizadas por um período de 95 anos. Desde então, os *blackouts* constantes que ocorriam no país cessaram, e o custo médio da energia diminuiu de US\$42 / MWh no final de 1992 para US\$22 em 1998. Esta queda se deu por conta do aumento de 46% na capacidade instalada do país.

A transmissora Transener (a principal do país, que operava 7.000 km de linhas de 500kV) deveria sofrer revisões tarifárias a cada 5 anos, e seria a primeira do país a passar por este processo – atraindo a atenção dos demais players do setor elétrico argentino, principalmente das outras seis transmissoras.

A agência reguladora argentina (ENRE) propôs um reajuste negativo de 25%. A concessionária alegava que este índice não era “justo e razoável”, como previa a legislação do país. No entanto, como não havia uma metodologia definida, o regulador possuía o poder de discricionarizar a tarifa das concessionárias.

A Transener recebeu para O&M os ativos *brownfield* de transmissão do país, não podendo realizar obras de expansão ou aumento de capacidade (pequenas obras de conexão precisariam ser negociadas diretamente com a usina ou com o consumidor atendido, sendo o acordo revisado pela ENRE).

O consórcio que arrematou a Transener em 1993 era composto pela britânica National Grid Company, pela Duke Power e por investidores argentinos, que pagaram US\$240 milhões por 65% da empresa. Os outros lances do leilão foram bem menores: US\$171 milhões, US\$153 milhões e US\$60 milhões. Em 1997 a Transener ganhou outro leilão, desta vez para uma linha *greenfield*, também em 500kV e que custaria US\$230 milhões para ser construída.

O peso argentino, na época, era vinculado ao dólar – o que dava estabilidade à tarifa das concessionárias e permitia a emissão de dívidas no mercado americano sem risco cambial. No entanto, outros riscos estavam associados: primeiro, que as regras da revisão tarifária, que ocorreriam a cada 5 anos, não estavam claras. Isso significa que o lance de US\$234 milhões foi simplesmente no escuro, já que trouxe a valor presente algo totalmente imprevisível. A única certeza do contrato era que, a cada ciclo, um “Fator X” seria aplicado à tarifa, fazendo com que os “ganhos de produtividade” da concessionária fossem repassados ao consumidor.

A Transener apresentou sua proposta à ENRE, na qual avaliava a empresa pelo valor pago no leilão (240 milhões por 65% da empresa mais US\$46 milhões em dívidas absorvidas daria à empresa um valor de US\$406 milhões). Esta proposta foi duramente criticada pelo mercado, que argumentou que se o valor do lance fosse para a tarifa, nos próximos leilões não haveria limite para os lances, o que faria a tarifa de energia elétrica explodir no longo prazo.

Tal proposta foi especialmente declinada pela Agência por conta do valor ofertado pelo consórcio vencedor, muito maior do que o de seus concorrentes. As receitas anuais, entre 1994 e 1998, eram na ordem de US\$100 milhões, o que resultava em um EBITDA da ordem de 45%. Após despesas financeiras e impostos, o lucro da Transener foi da ordem de 25% nos cinco primeiros anos de operação (exatamente a redução tarifária proposta pela ENRE).

Pelos argumentos da empresa, US\$25 milhões de lucro em uma empresa avaliada em US\$406 milhões representa um retorno de pouco mais de 6%, o que não representaria uma soma tão grande – argumento este que suportava o pleito da Transener de aumentar a tarifa em 22%, e não reduzi-la em 25%.

Para melhor avaliar a empresa, o Banco Nacional da Argentina foi convocado, e pela metodologia de fluxo de caixa descontado, atribuiu ao negócio (100%) um valor entre US\$229 milhões e US\$274 milhões, considerando uma TIR entre 12% e 15%. Por esta avaliação, a ENRE concluiu que o lance ganhador havia sido muito otimista, e que o consumidor não poderia pagar por isso.

Outro ponto de discórdia se referia aos investimentos: enquanto a Transener pedia que os ativos colocados em operação fossem integralmente reconhecidos pela tarifa, a ENRE argumentava que aqueles investimentos referiam-se a substituições em equipamentos já existentes (ou seja, não era investimento em expansão), e que deveriam ser considerados como custos de O&M.

Como resultado da disputa, a ENRE decidiu por manter a receita da Transener praticamente inalterada (redução de 5%), nem reduzindo-a em 25% (como propôs inicialmente) e nem aumentando-a em 22% (como proposto pela empresa). Este resultado foi calculado a partir de: (a) Ajustes nos custos operacionais apresentados pela Transener, expurgando os custos não considerados como “razoáveis” (havia, por exemplo, serviços de “consultoria” pagos pela Transener aos seus controladores); (b) A empresa foi avaliada não pelo valor do lance vencedor, e sim pelo valor originalmente avaliado pelo governo no momento do leilão; (c) Ajustes nos investimentos necessários, classificando parte deles como O&M e reduzindo a parcela que seria passível de remuneração (por ser expansão do sistema); (d) Reduzindo o WACC pedido pela Transener de 14,6% para 11,3%.

Em 2014 a Transener (já com a nova concessão ganha em 1997 em operação) obteve receita de 1,476 bilhões de pesos, um EBITDA de 693 milhões de pesos e um lucro de 206 milhões de pesos (TRANSENER, 2015) – o que, pelo câmbio oficial de dezembro de 2014 representa, respectivamente, US\$459 milhões, US\$215 milhões e US\$64 milhões. No entanto, no câmbio real (paralelo), não controlado pelo governo, estes números seriam de US\$105,5 milhões, US\$49,5 milhões e US\$14,7 milhões – um lucro muito baixo frente aos investimentos realizados em 1993 e 1997.

Dezesseis anos depois de sua primeira revisão tarifária, a empresa, em nota aos investidores, diz que “continua sendo complexo prever a evolução [das tarifas e dos aspectos financeiros], bem como seu possível impacto nos negócios e nos fluxos de caixa da companhia”.

A.6 República do Mali

A República do Mali, país africano de 14 milhões de habitantes a oeste da Nigéria, Sul da Argélia e Leste de diversos países da costa africana, como Senegal e Guiné, privatizou em 2000 a empresa Energe du Mali por um período de 20 anos para o conglomerado francês Bouygues (Saur International).

Conforme estudo de caso descrito por (GOMEZ-IBAÑEZ, 2005a), logo após a privatização o governo e a concessionária já entravam em disputa sobre a forma de cálculo da tarifa de energia elétrica da empresa. Em 2005 o contrato foi alterado: de investidora, a Saur International passaria a ter apenas a responsabilidade de O&M dos ativos, e investimentos novos deveriam ser realizados pelo governo.

No entanto, um ponto importante da disputa era quanto o governo pagaria de indenização para ter os ativos de volta (tanto aqueles comprados em 2000 quanto os investimentos realizados de 2000 a 2005). O processo era acompanhado de perto pelo Banco Mundial e pela *Agence Française de Développement* (AFD), que estavam preocupados com o fracasso do modelo de concessões públicas na África subsaariana. Ambos haviam contribuído financeiramente com o projeto. Apenas 15% da população de Mali era atendida com energia elétrica e, não necessariamente, de forma satisfatória, em termos de qualidade de fornecimento.

O problema maior era que, considerando o baixo poder aquisitivo da população, obras de expansão (geração, transmissão e distribuição) não poderiam ser pagas integralmente com uma tarifa “real”, acima do poder de compra dos consumidores. No entanto, nos centros urbanos (3,6 milhões de habitantes), onde o poder aquisitivo era maior, os investimentos poderiam ser inicialmente realizados.

O contrato de concessão previa metas de investimento, de universalização e de redução de perdas, além de projetar as tarifas necessárias para equilíbrio do contrato. Nos cinco primeiros anos o concessionário deveria passar sua base de consumidores de 80.000 para 143.000.

Nos vinte anos de concessão, 300.000 consumidores deveriam estar ligados à rede elétrica²⁸. Ainda, a quantidade de centros urbanos atendidos deveria passar de 34 para 97.

A tarifa seria definida da seguinte forma: nos primeiros 10 anos, uma fórmula (prevista em contrato) baseada em índices inflacionários, preço do combustível e variação dos salários seria aplicada (aproximando-se de um “cost-plus”). A partir do 11º ano o modelo migraria para uma regulação por incentivos (Price-Cap), a ser definida pela agência reguladora (a ser criada).

A licitação foi disputada pela AES e pela Vivendi, além da ganhadora Saur, que ofereceu US\$17,6 milhões pela concessão (6 vezes mais do que o lance da AES; a Vivendi foi desqualificada). Em um primeiro momento, a relação entre a concessionária e o governo foi amistosa. Porém, ao longo do ano 2000, o preço do combustível (óleo diesel) utilizado na geração de energia dobrou, o que fez com que (pela fórmula contratual) a tarifa de energia tivesse que ser reajustada já em 2001 em 28,7%.

O governo vetou o reajuste, limitando-o a 5%, porém se comprometeu a compensar a diferença por meio de subsídios, cumprindo a promessa neste primeiro ano. Assim, a concessionária conseguiu atingir suas metas de melhoria de qualidade e redução de perdas (inclusive imediatamente trazendo um gerador adicional de 10MW para operar durante o verão e reduzir os blackouts do sistema).

O verdadeiro problema começou em 2002, quando a usina de Manantali (200MW) foi ligada ao sistema elétrico. Esta usina era uma parceria entre Mali, Senegal e Mauritania, com o primeiro tendo direito a 52% da energia gerada, o segundo 33% e o último 15%. Isso porque o preço do

²⁸ O contrato de concessão era conjunto: energia elétrica e distribuição de água. Para este segundo, as metas eram menores: de 60.000 ligações, ao final dos 20 anos deveriam ser atendidas 195.000.

MWh térmico era cinco vezes maior do que o preço do MWh comprado da usina de Manantali; e, mesmo com a usina hidrelétrica conectada, o contrato previa reajustes atrelados ao preço do diesel. Isso fez com que o reajuste de 2002 fosse de 4,87%, mesmo o custo da energia tendo caído consideravelmente. O General ATT, autor do golpe militar de 1991, aproveitou esta situação para ganhar as eleições de 2002 – valendo-se da bandeira de redução das tarifas de energia elétrica e água.

Em 2003, um novo reajuste foi calculado pela concessionária – desta vez de 16%. O governo não aceitou, e determinou uma redução de 9,6%. A concessionária não se mostrou aberta a renegociar os termos do contrato – mesmo com o evidente erro de precificação da energia comprada – temendo que esta renegociação poderia abrir as portas para outras. A agência reguladora, já estabelecida, propôs um meio-termo, de 7,6%. Em resposta, o novo presidente destituiu o diretor-geral da agência por “sérias ofensas”. Em 2004 um novo reajuste negativo de 8,6% foi apresentado pela agência, já com o novo diretor-geral, que julgou a fórmula contratual “injusta” e passou a definir a nova tarifa com base em critérios próprios. Assim, neste mesmo ano ficou claro para ambas as partes que não seria possível manter o contrato como estava.

Um mediador indicado pelo Banco Mundial foi envolvido para propor uma solução até julho de 2005. Foram realizadas reuniões de conciliação em Washington (nov/04), Paris (jan/05) e Bamako (mar/05), além de vários encontros técnicos. A solução encontrada foi a de firmar um contrato apenas de O&M, deixando a propriedade da empresa (e a obrigação de aportar novos recursos) para o governo federal.

No entanto, a cada encontro ambas as partes voltavam atrás em decisões já tomadas. Por isso, a Saur acabou vendendo sua participação na empresa ainda em 2005 para o Agha Khan Fund for Economic Development (1/3) e para o próprio governo federal (2/3) (PPIAF, 2011). Desde então, o país não conseguiu atrair mais investimentos internacionais significativos para desenvolver a infraestrutura local.

2. A Medida Provisória 579/2012 (Lei 12.783/2013)

2.1 Objetivos Iniciais

A Medida Provisória 579, de 11 de setembro de 2012 (MP579), posteriormente convertida na lei 12.783/2013²⁹, teve por objetivo reduzir a tarifa de energia elétrica brasileira, devido a, entre outros fatores, pressão do setor produtivo, em busca de maior competitividade internacional face do aumento contínuo de custos e à valorização do Real frente ao Dólar, que na data de publicação da MP estava precificado a R\$2,02 (Banco Central, 2016).

Para atingir este objetivo, o governo estava disposto a injetar recursos diretamente no setor elétrico, na forma de subsídios não-tarifários, além de reduzir encargos representativos na tarifa. Assim, a Reserva Global de Reversão (RGR) seria extinta, bem como a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC). Já a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) seria reduzida a 25% do que representava até então, de forma a ser compensada pelos subsídios que chegariam a cerca de R\$3 bilhões por ano. Esta redução de encargos associada aos subsídios representaria 7% de redução média ao consumidor final, de acordo com a informação apresentada pelo MME no mesmo dia de publicação da medida provisória (MME, 2012a).

Porém, para reduzir efetivamente a tarifa de energia aos patamares desejados, o governo precisava de um fator adicional, mais agressivo. Para isso, contava com a antecipação do vencimento dos contratos de concessão de geração e transmissão de energia que haviam sido renovados entre 1995 e 1997 no governo do então presidente Fernando Henrique Cardoso. Na época, estes contratos foram aditados em 20 anos, e a ideia seria aproveitá-los para reduzir a tarifa em mais 13,2%³⁰ antecipando o final destes contratos já para dezembro de 2012 (um mecanismo que não havia sido discutido com o mercado antes de ser proposto). No total, a redução prometida pelo governo federal neste dia foi de 20,2%. A ideia seria repassar esta redução do preço da energia elétrica no início de 2013. No entanto, ao contrário das outras duas medidas (redução de encargos e injeção de subsídios não-tarifários provenientes do Tesouro Nacional), o segundo – e mais representativo – estágio do plano dependia da concordância das concessionárias em antecipar o final de seus contratos. Isso porque, em 2013, ainda faltariam de 2 a 4 anos para que estes contratos vencessem – e qualquer alteração nestes instrumentos só poderia ser feita com a anuência de ambas as partes.

²⁹ Neste trabalho será utilizada a denominação MP579 quando for tratado de intenções do governo federal, do MME ou da ANEEL na época de sua publicação, sendo denominada a lei 12.783/2013 apenas para eventos a partir de janeiro de 2013.

³⁰ Caso não houvesse a necessidade de reduzir a tarifa de energia, as usinas poderiam ser relicitadas pelo maior valor, mantendo-se o preço da energia ao consumidor final e capitalizando o Poder Concedente por meio da outorga.

Mesmo assim, prevendo que todos os concessionários aceitariam os termos da renovação de seus contratos (que exigiam forte redução nos preços em troca de renová-los por mais 30 anos, considerando que os investimentos já estariam “inteiramente amortizados”), o Ministério de Minas e Energia (MME) cancelou, em 2012, o leilão A-1 (de contratação de energia existente, que não chegou a ter data definida pela EPE) para as distribuidoras de energia. Na conta do Ministério, havia 11,8 GW_{med} que seriam disponibilizados no mercado por conta do fim dos contratos (22,58 GW de potência instalada) (TCU, 2014). A tabela a seguir demonstra quais usinas foram atingidas.

Tabela 13: Relação de Usinas afetadas pela MP579/2012 por terem contratos de concessão vencendo entre 2015 e 2017

Contrato de Concessão	Concessionária	Usina Hidrelétrica	Potência Instalada (MW)
006/2004-ANEEL	Chesf	Complexo Paulo Afonso (Apolônio Sales/Moxotó, Paulo Afonso I, Paulo Afonso II, Paulo Afonso III, Paulo Afonso IV)	4.279,60
003/2004-ANEEL	Cesp	Complexo Ilha Solteira (Ilha Solteira, Três Irmãos)	4.251,50
006/2004-ANEEL	Chesf	Xingó	3.162,00
003/2004-ANEEL	Cesp	Jupia (Engenheiro Souza Dias)	1.551,20
006/2004-ANEEL	Chesf	Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.479,60
004/2004-ANEEL	Furnas	Marimbondo	1.440,00
004/2004-ANEEL	Furnas	Furnas	1.216,00
004/2004-ANEEL	Furnas	Estreito (Luiz Carlos Barreto de Carvalho)	1.048,00
002/2004-ANEEL	EMAE	Henry Borden	889
007/1997-DNAEE	Cemig	Três Marias	396
007/1997-DNAEE	Cemig	Volta Grande	380
004/2004-ANEEL	Furnas	Corumbá I	375,3
004/2004-ANEEL	Furnas	Porto Colômbia	319,2
45/1999-ANEEL	Copel	Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (Cativari/Cachoeira)	260
006/2004-ANEEL	Chesf	Boa Esperança	237,3
004/2004-ANEEL	Furnas	Funil	216
25/2000-ANEEL	CEEE	Jacuí	180
25/2000-ANEEL	CEEE	Passo Real	158
007/1997-DNAEE	Cemig	Salto Grande	102
002/2012-ANEEL	Eletronorte	Coaracy Nunes	76,95
007/1997-DNAEE	Cemig	Itutinga	52
007/1997-DNAEE	Cemig	Camargos	46
25/2000-ANEEL	CEEE	Canastra	42,5
006/2004-ANEEL	Chesf	Funil	30

Contrato de Concessão	Concessionária	Usina Hidrelétrica	Potência Instalada (MW)
011/1999-ANEEL	Santa Cruz	Paranapanema	29,84
002/2004-ANEEL	EMAE	Porto Góes	24,8
55/1999-ANEEL	Celesc	Palmeiras	24,6
002/2004-ANEEL	EMAE	Rasgão	22
006/2004-ANEEL	Chesf	Pedra	20,01
10/1999-ANEEL	CPFL	Rio do Peixe	18,06
007/1997-DNAEE	Cemig	Piau	18,01
55/1999-ANEEL	Celesc	Bracinho	15
003/2006-ANEEL	Socibe	Agro Trafo	14,68
062/2000-ANEEL	Celg	São Domingos	14,34
007/1997-DNAEE	Cemig	Gafanhoto	14
25/2000-ANEEL	CEEE	Bugres	11,12
007/1997-DNAEE	Cemig	Peti	9,4
55/1999-ANEEL	Celesc	Garcia	8,92
048/1999-ANEEL	DME	Pedro Affonso Junqueira (Antas I)	8,6
007/1997-DNAEE	Cemig	Tronqueiras	8,5
007/1997-DNAEE	Cemig	Joasal	8,4
45/1999-ANEEL	Copel	Mourão I	8,2
007/1997-DNAEE	Cemig	Martins	7,7
55/1999-ANEEL	Celesc	Cedros (Rio dos Cedros)	7,28
007/1997-DNAEE	Cemig	Cajurú	7,2
39/1999-ANEEL	Zona da Mata	Ervália	6,97
39/1999-ANEEL	Zona da Mata	Neblina	6,47
55/1999-ANEEL	Celesc	Salto (Salto Weissbach)	6,28
39/1999-ANEEL	Zona da Mata	Coronel Domiciano	5,04
25/2000-ANEEL	CEEE	Ernestina	4,8
55/1999-ANEEL	Celesc	Pery	4,4
007/1997-DNAEE	Cemig	Paciência	4,08
006/2004-ANEEL	Chesf	Araras	4
007/1997-DNAEE	Cemig	Marmelos	4
062/2000-ANEEL	Celg	Rochedo	4
25/2000-ANEEL	CEEE	Capigui	3,76
107/2000-ANEEL	DEMEI	Passo do Ajuricaba	3,4
043/1999-ANEEL	Chesp	Cachoeira do Lavrinha (São Patrício)	3,01
07/1999-ANEEL	Quatira	Quatiara	2,6
55/1999-ANEEL	Celesc	Ivo Silveira	2,6
007/1997-DNAEE	Cemig	Dona Rita	2,41
09/1999-ANEEL	Jaguari	Macaco Branco	2,36

Contrato de Concessão	Concessionária	Usina Hidrelétrica	Potência Instalada (MW)
007/1997-DNAEE	Cemig	Sumidouro	2,12
007/1997-DNAEE	Cemig	Anil	2,08
45/1999-ANEEL	Copel	Chopim I	1,98
25/2000-ANEEL	CEEE	Guarita	1,76
45/1999-ANEEL	Copel	Rio dos Patos	1,72
25/2000-ANEEL	CEEE	Herval	1,44
39/1999-ANEEL	Zona da Mata	Sinceridade	1,42
007/1997-DNAEE	Cemig	Poquim	1,41
25/2000-ANEEL	CEEE	Santa Rosa	1,4
08/1999-ANEEL	Quatira	Pari	1,34
25/2000-ANEEL	CEEE	Passo do Inferno	1,33
011/1999-ANEEL	Santa Cruz	Rio Novo	1,26
25/2000-ANEEL	CEEE	Forquilha	1
25/2000-ANEEL	CEEE	Ijuzinho	1
TOTAL			22.580,25

Fonte: MME, 2012b.

Como havia apenas 8,6 GW_{med} de contratos no ACR que estavam vencendo em 31/12/2012, os geradores cotistas seriam suficientes para atender à demanda das distribuidoras, o que eliminaria a necessidade do leilão. Ocorre que a decisão pelo cancelamento ocorreu antes da confirmação das renovações, ou seja, contou-se prematuramente com algo que acabou não se realizando. Do total previsto, apenas 7,8 GW_{med} foram renovados nas condições estipuladas pelo governo. Para piorar, a real necessidade de contratação das distribuidoras era superior aos contratos que venciam no final do ano – pela lógica de ampliação orgânica do mercado. Dos 9,8 GW_{med} que eram realmente necessários, portanto, 2 GW_{med} ficaram descontratados, no que se chamou de “exposição involuntária” das distribuidoras, já que foi o Governo quem optou por cancelar o leilão A-1, e não as empresas que erraram no dimensionamento de seus mercados. Como o MME já havia se comprometido publicamente com a redução média de 20,2% na tarifa, a União decidiu arcar com o montante necessário (via injeção de recursos a fundo perdido na CDE) para garantir a a promessa. Apesar da ausência de estudos atuais referentes à elasticidade preço-demanda no setor elétrico brasileiro³¹, pôde-se constatar, entre janeiro e março de 2013, que a redução repentina no custo da energia, somada a um verão mais intenso, causou um crescimento de 6,6% na demanda residencial nos primeiros três meses após a redução tarifária (EPE, 2013), agravando ainda mais o problema.

³¹ SCHMIDT, 2002, estima que uma elevação de 1% nas tarifas gera uma redução de 0,085% no consumo residencial; o comercial sofreria uma redução de 0,174% e o industrial 0,129%.

Os motivos que levaram parte das geradoras a aceitar a proposta, e parte a negar, bem como os desdobramentos desta decisão e os impactos financeiros serão estudados nos capítulos a seguir.

Ressalta-se que os 11,8GW_{med} de garantia física que foram impactados pela MP579 representavam 21% dos 56,3 GW_{med} em operação no país. Por isso, os efeitos associados ao processo são tão importantes e merecem ser avaliados de forma detalhada, já que o impacto sobre a matriz elétrica nacional foi muito representativo.

2.2 A proposta do governo

2.2.1 Indenização

A lei 8.987/95, que “dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências”, é considerada o marco regulatório do sistema brasileiro de concessões de infraestrutura. Naquele momento da história, o então presidente Fernando Henrique Cardoso tentava convencer investidores internacionais de que o Brasil valia a pena – mesmo depois da moratória da dívida externa oito anos antes, 1987 (governo Sarney), sendo que somente entre 1990 e 1992 a dívida foi regularizada³². Ainda, o país havia vivido recentemente o *impeachment* de Fernando Collor (1992) e o Plano Real havia sido recém-implementado (julho de 1994). Até então, a inflação mensal (nos 12 meses anteriores à implantação do Real) tinha oscilado entre 20% e 40% (ou seja, a “estabilidade monetária”, que reduziu a inflação a patamares da ordem de 1,5% ao mês, era muito recente).

Frente a esta realidade, a lei 8.987 tinha o desafio de, em fevereiro de 1995, trazer credibilidade ao processo de privatizações e concessões, dando uma maior segurança ao investidor. Um dos itens incluídos nesta lei foi, justamente, a questão da indenização dos investimentos ainda não amortizados, em caso de término do contrato:

*Art. 36. A reversão no advento do termo contratual far-se-á com a **indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados**, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.*

³² Conforme explica (PEDRAS,2009): “A Resolução do Senado Federal nº 82, de 18/12/1990, estabeleceu os parâmetros para as negociações da dívida pública externa. Em paralelo a essas negociações, parte dos pagamentos ainda não efetuados aos credores foi liberada. Em 8 de abril de 1991, firmou-se acordo de princípios referente à regularização dos juros devidos e não remetidos. Uma parcela desses recursos foi remetida em dinheiro, e outra parcela (US\$ 7 bilhões) foi trocada por um novo título, emitido pelo governo brasileiro (*Interest Due and Unpaid – IDU Bonds*) em 20 de novembro de 1992”.

O objetivo era deixar claro aos possíveis concessionários que, se por acaso o investimento realizado não conseguisse ser amortizado dentro do período de contrato (ou se o término deste fosse antecipado por qualquer motivo), seria garantida a devolução da parcela remanescente, fazendo com que não houvesse risco de não receber, no mínimo, o valor aplicado.

Naquele momento, os contratos que já se encontravam em vigor (incluindo os ativos de geração da Eletrobrás, Copel, Cesp, Cemig e outros) foram renovados por 20 anos, valendo-se da mesma condicionante de indenização ao final do contrato na eventualidade de investimentos não amortizados. Ressalta-se que estas empresas, apesar de não terem sido privatizadas, tiveram seu capital aberto – passando a assumir responsabilidades com investidores minoritários.

O problema é que, passados 18 anos sem nenhuma discussão sobre a forma de cálculo desta indenização, o governo federal propôs em setembro de 2012 uma metodologia que, além de não ser divulgada em detalhes, resultou em números que não foram ao encontro das expectativas do mercado. Como agravante, a proposta deveria ser aceita (ou não) em apenas 2 meses, já que o governo condicionou uma renovação dos contratos por mais 30 anos à concordância das concessionárias ao modelo apresentado. Muitos foram os problemas quanto à metodologia de cálculo destes ativos: em que pese o entendimento destes fatos tenha sido aprofundado com o tempo, já naquele primeiro momento a proposta não foi bem aceita pelas empresas que, apesar do curto prazo de análise, compararam os números do governo com seus valores históricos contábeis, concluindo que algo estava errado e que a indenização não seria suficiente para cobrir a promessa dada pela lei 8.987/1995. Elenca-se, a seguir, as principais falhas associadas ao processo de indenização.

a) Os conceitos de “depreciação” e de “amortização” são distintos

Enquanto “depreciação” é um conceito contábil, a “amortização” é um conceito econômico, relacionado à extinção de uma dívida. A lei 8.987/1995, como visto anteriormente, fala em “amortizado **ou** depreciado”. A amortização no setor elétrico – em especial na metodologia de Revisão Tarifária das distribuidoras de energia, que possuem este processo mais consolidado – é chamada de Quota de Reintegração Regulatória, ou QRR. Para fins práticos, a ANEEL iguala esta “reintegração” à depreciação; porém, isso não necessariamente vale para os segmentos de geração e transmissão.

Depreciação: A depreciação de bens do ativo imobilizado corresponde à diminuição do valor dos elementos ali classificáveis, resultante do desgaste pelo uso, ação da natureza ou obsolescência normal. Referida perda de valor dos ativos, que têm por objeto bens físicos do

ativo imobilizado das empresas, será registrada periodicamente nas contas de custo ou despesa (encargos de depreciação do período de apuração) que terão como contrapartida contas de registro da depreciação acumulada, classificadas como contas retificadoras do ativo permanente (RECEITA FEDERAL, 1999).

Quota de Reintegração Regulatória: A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e da taxa média de depreciação das instalações (ANEEL, 2015b).

Não importa, portanto, quanto foi a depreciação contábil do equipamento; o que importa, na verdade, é quanto foi reintegrado, ou seja, quanto a concessionária recebeu na tarifa por aquele ativo. Funciona como um financiamento bancário pelo sistema de amortização constante (SAC), no qual a “amortização” seria exatamente igual à depreciação contábil, que é subtraída do valor “remunerável” da Base de Remuneração.

Esta associação é bastante óbvia para concessionárias que já possuem tarifa regulada, como é o caso das distribuidoras de energia, e como se propõe fazer a partir da lei 12.783/2013 para as geradoras cotistas. No entanto, torna-se complexo quando o cálculo se refere a concessionárias com mais de 30 anos. É importante lembrar que o setor já viveu uma época, até meados da década de 1990, que definia sua tarifa pelo custo do serviço, onde sobre os custos totais reais da usina era acrescida uma margem que variava de 10% a 12% para calcular seu preço final por MWh³³. Como a depreciação era parte dos custos de geração, conclui-se que a parcela depreciada era, de fato, reintegrada pela tarifa. No entanto, houve um período de congelamento das tarifas que não permitiu a total cobertura dos custos de geração, muito menos da remuneração adequada dos investimentos e da reintegração dos ativos, principalmente por conta da alta inflação que incidia sobre os custos, sem ser repassada pela geradora ao preço da energia (CASTRO, 2011).

Estudo realizado pela Confederação Nacional das Indústrias – CNI verificou que, de 1974 a 1984, em 7 anos a rentabilidade das empresas ficou abaixo do piso de 10% (CNI, 1986), o que evidencia que não houve amortização do principal. Esta situação ocorria pois, mesmo o modelo sendo “pelo custo” (como visto no capítulo 1.4.4 deste trabalho), a depreciação jamais foi inteiramente

³³ O regime de Remuneração Garantida foi extinto pela lei 8.631 de 4 de março de 1993

recuperada por conta do controle de preços que havia, e que fazia a correção monetária “oficial” ser sempre inferior à inflação real do mesmo período. Considerando o período de 10 anos anteriores à definição dos “contratos iniciais” de geração (como visto no capítulo 1.3.1 deste trabalho) verifica-se a seguinte situação:

Tabela 14: Evolução da inflação x correção monetária entre 1989 e 1998

Ano	IGP-DI		Corr. Monet.		Dif. %
	No ano	Acumulado	No ano	Acumulado	
1989	1783%	18,83	819%	9,19	-51,19%
1990	1477%	296,87	1139%	113,86	-61,65%
1991	480%	1.722,36	575%	768,58	-55,38%
1992	1158%	21.664,48	1330%	10.990,73	-49,27%
1993	2708%	608.423,01	3197%	362.364,44	-40,44%
1994	910%	6.143.064,63	1632%	6.276.152,14	2,17%
1995	15%	7.050.395,28	25%	7.845.190,18	11,27%
1996	9%	7.708.197,16	0%	7.845.190,18	1,78%
1997	7%	8.284.770,31	0%	7.845.190,18	-5,31%
1998	2%	8.426.439,88	0%	7.845.190,18	-6,90%

Fonte: Banco Central, 2015.

Por exemplo: até 1998, a depreciação contábil de todos os ativos imobilizados no serviço público de energia elétrica era 3% ao ano. Supondo um ativo imobilizado em jan/1989, ele teria em dez/1998 uma depreciação acumulada de 30%. No entanto, como se observa na tabela anterior, houve neste mesmo período uma perda real de 6,9% que não foi amortizada – e esta perda deveria ser reconhecida de forma adicional.

Se, em dezembro de 2012, este mesmo ativo atingir 60% de depreciação acumulada³⁴, dando um valor residual de R\$1.000,00, significa que seu valor não-depreciado é:

$$1.000 / (100\% - 60\%) = 2.500.$$

Assim, a indenização deveria ser de:

$$1.000 + (6,9\% \times 2.500) = 1.172,50.$$

Esta situação, entretanto, não foi considerada pela ANEEL, que entendeu que a parcela amortizada era idêntica à depreciação contábil.

³⁴ As taxas de depreciação mudaram significativamente ao longo dos anos. Vide Portaria DNAEE 815/1994 e resoluções específicas da ANEEL (RES 44/1999, REN 240/2006, REN 367/2009).

O problema constatado foi trazido de longa data. Conforme (GREINER, 1994), de 1977 a 1986 houve uma diferença acumulada entre a variação do IGP e o índice oficial OTN (Ordem do Tesouro Nacional) de 166,6%, demonstrando que a política de remuneração de 10% a 12% sobre o capital investido jamais funcionou como deveria.

b) O “Valor Novo de Reposição” não poderia ser usado para valorar os ativos

O Valor Novo de Reposição – VNR refere-se ao valor de reposição de um equipamento, associado à sua reposição por outro que permite cumprir com as mesmas funções e qualidade de serviço, embora não necessariamente de idênticas características. Este método avalia os ativos levando em conta a melhor tecnologia disponível e os preços de mercado, os quais não necessariamente apresentam evolução de custos segundo os índices inflacionários. O VNR em essência é o custo de renovar as instalações por outras que melhor as substituam, ou seja, o custo de renovar as instalações utilizando os critérios de tecnologia e custos vigentes, além de considerar que esses custos se encontram adaptados às demandas existentes (ADASA, 2009). Por esta metodologia, desconsidera-se toda a “história” do bem, ou seja, se à época da constituição do ativo existiam meios, ferramentas e tecnologias suficientes para que fosse realizado o investimento da forma como se pode realizar hoje. Esta metodologia pode ser injusta aos concessionários, que tinham a seu dispor, por exemplo, processos de construção muito menos sofisticados do que os atuais.

Além disso, o método apresentado pelo governo compreendia apenas os ativos do projeto básico para as geradoras, isto é, eventuais melhorias realizadas ao longo de 20 anos (ou mais, dependendo da usina) seriam desprezadas para fins de indenização, o que não vai ao encontro do previsto na lei 8.987/1995. Como será visto no próximo capítulo, especificamente este ponto foi revertido pelo decreto 7.850/2012³⁵. Isso porque não havia (e não há, até o momento) uma metodologia de avaliação de projetos de melhoria para usinas hidrelétricas, dada a especificidade destes investimentos.

³⁵ Algo similar aconteceu com os ativos de transmissão, que a princípio não seriam indenizados integralmente (deixando de fora aqueles classificados como “Sistema Existente”, ou RBSE, imobilizados até maio de 2000. Esta situação foi alterada com a publicação da MP 591/2012, que reconheceu a necessidade de indenizá-los.

c) Erros no cálculo do VNR do Projeto Básico

O valor da usina, conforme lei 12.783/2013, deveria ser calculado valendo-se da metodologia de “Valor Novo de Reposição” (VNR):

CAPÍTULO III

DA LICITAÇÃO

*Art. 8o As concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica **que não forem prorrogadas**, nos termos desta Lei, serão licitadas, na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 (trinta) anos.*

§ 1o A licitação de que trata o caput poderá ser realizada sem a reversão prévia dos bens vinculados à prestação do serviço.

*§ 2o O cálculo do valor da indenização correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, **utilizará como base a metodologia de valor novo de reposição**, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.*

Este VNR foi, na época da MP 579, calculado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, conforme prevê o art. 10 do Decreto nº 7.805/2012:

“Art. 10. Os estudos para definição do VNR dos empreendimentos de geração de energia elétrica serão realizados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, a partir das informações do Projeto Básico do Empreendimento a ser fornecido à ANEEL pela concessionária de geração.

§ 1º Os custos unitários utilizados nos estudos de que trata o caput serão obtidos a partir de banco de preços da EPE.

§ 2º Os projetos básicos dos empreendimentos de geração deverão ser protocolizados junto à ANEEL até 15 de outubro de 2012, observado o disposto no §5º do art. 15 da Medida Provisória nº 579, de 2012.

§ 3º No projeto básico do empreendimento devem constar os quantitativos de materiais, equipamentos hidromecânicos e eletromecânicos, e serviços.”

É importante ressaltar que apenas as usinas outorgadas antes da lei 8.987/1995 e prorrogadas nos termos do artigo 19 da lei 9.074/1995 são impactadas por este critério.

Como visto anteriormente, utilizar o VNR foi motivo de grandes discussões, já que esta metodologia “cobra” uma eficiência que poderia não existir no momento da construção da usina. No entanto, por estar prevista em lei, a EPE manteve o entendimento e desenvolveu seu estudo com base neste fundamento. Ressalta-se que **não foram disponibilizadas as memórias de cálculo por usina**, apenas os valores finais calculados. A base de dados que a EPE utilizou foi composta pelos “Orçamentos Padrão Eletrobrás” (OPE) das usinas novas. Na tabela a seguir demonstra-se o VNR que a EPE calculou apenas para as usinas cuja depreciação não foi considerada como “total” pela ANEEL. Assim, todas as usinas que foram impactadas pela MP579 mas que não constam na tabela abaixo não tiveram direito a indenização, por serem consideradas 100% depreciadas (ANEEL, 2012a).

Os preços foram calculados com data-base de junho de 2012. Foram utilizados os boletins trimestrais fornecidos pela FGV, que contempla construção civil pesada, equipamentos para suprir as instalações industriais do canteiro de obra, materiais de construção, mão de obra, serviços especiais de engenharia e serviços especiais de transporte.

Tabela 15: Valores finais de indenização (residuais, em R\$ mil) calculados pela EPE

Concessionária	Usina	Valor Novo de Reposição (VNR) da usina	Depreciação Total	Valor a Indenizar
CESP	Ilha Solteira	10.421.933	99,79%	21.886
CHESF	Xingó	5.455.926	46,30%	2.929.832
CHESF	Paulo Afonso IV	3.410.337	89,43%	360.473
CHESF	Luiz Gonzaga (Itaparica)	4.823.306	64,12%	1.730.602
FURNAS	Marimbondo	2.899.461	97,78%	64.368
CESP	Três Irmãos	3.292.865	47,22%	1.737.974
CHESF	Apolônio Sales (Moxotó)	1.851.478	95,43%	84.613
FURNAS	Corumbá I	1.118.407	39,21%	679.880
CHESF	Boa Esperança (Castelo Branco)	221.024	67,07%	72.783
ELETRONORTE	Coaracy Nunes	55.736	36,32%	35.492
DMED	Antas I (Pedro Affonso Junqueira)	30.216	7,22%	28.034
Zona da Mata	Ervália	42.310	37,66%	26.376
Zona da Mata	Coronel Domiciano	41.774	48,82%	21.380
CELESC	Pery	98.494	0,00%	98.494
CHESP	Cachoeira do Lavrinha	8.687	23,29%	6.663
EMAE	Porto Góes	45.875	20,66%	36.397
Zona da Mata	Neblina	24.967	48,86%	12.768
TOTAL				7.948.017

Fonte: PORTARIA nº 602 MME/MF

Este estudo levou em conta alguns conceitos importantes para o cálculo do preço atual destes ativos. A EPE disponibilizou a metodologia “geral” para cálculo do VNR dos seguintes ativos (LMDM, 2012):

- Conjunto Turbogenerador Francis
- Conjunto Turbogenerador Kaplan
- Comporta Tipo Ensecadeira
- Comporta Tipo Vagão
- Comporta Tipo Segmento de Superfície
- Grades
- Revestimento Metálico e Condutos Forçados
- Pórtico Rolante
- Ponte Rolante

Figura 4: Exemplo de cálculo do custo médio de Geradores associados à Turbina Francis, pela EPE³⁶

Apesar da metodologia “geral” ter sido apresentada, como dito antes, não foi divulgada a memória de cálculo, usina a usina. Ainda, não foram apresentadas as metodologias dos seguintes equipamentos:

- Equipamentos Elétricos Acessórios e Equipamentos Diversos (cita-se apenas que foram utilizados os percentuais equivalentes dos OPE originais em relação ao item "Turbinas e Geradores")
- Subestação e Sistema de Transmissão (cita-se apenas que as informações vieram da Base de Referência de Preços da ANEEL)

³⁶ Considera as usinas de São Roque, Itaguaçu, Salto do Rio Verdinho, Salto, Ribeiro Gonçalves, Dardanelos, Garibaldi, Telêmaco Borba, Salto Pilão, Simplício Queda Única, Mauá, Água Limpa, Foz do Chapecó, Campos Novos, Teles Pires e Belo Monte.

No caso das Obras Civas, foi informado que os orçamentos foram desenvolvidos com auxílio do Sistema para Elaboração de Orçamentos de Obras Civas de Usinas Hidrelétricas – SISORH, também sem demonstrar a memória de cálculo.

Entrando um pouco mais a fundo no conceito do VNR aplicado nas concessões de geração e distribuição, verificamos uma importante diferença do conceito aplicado nas distribuidoras de energia, onde há uma aproximação maior ao modelo da “regulação pelo custo” já que usa como base o Banco de Preços da própria concessionária. Já o conceito do VNR aprovado para as geradoras e transmissoras corre para o lado da “regulação por incentivos”, já que define valores-teto calculados com base em uma média de mercado estimulando os agentes menos “eficientes” (ou que compraram os ativos mais caros) a reduzirem seus custos (ou a comprar equipamentos mais baratos).

Na verdade, todos estes pontos não se relacionam ao VNR, e sim ao que é chamado de “Valor de Fábrica” – VF. Não se deve confundir o conceito de VNR pelo conceito de VF. O VNR inclui VF, os componentes menores – COM (também chamados de “equipamentos assessorios”), os Custos Adicionais – CA (que são os valores de aplicação destes equipamentos) e os Juros sobre Obras em Andamento - JOA. As “Premissas Orçamentárias” do estudo da EPE traz os percentuais aplicados para a composição do total VNR, e os percentuais para cada atividade pode ser facilmente identificado neste estudo.

Já os custos socioambientais foram calculados de forma individual, conforme projeto básico de cada usina, mas sem serem detalhados no documento publicado. No entanto, neste ponto, pode-se questionar que haja um percentual único de Custos Adicionais e de Benefícios e Despesas Indiretas (BDI) em obras de tão diferentes tamanhos e localidades. Como exemplo de obras atuais, pode-se dizer que, pelo modelo definido pela EPE, um gerador da hidrelétrica de Mauá (no Paraná) teria um VNR (já com frete e instalação) proporcionalmente similar ao gerador na usina de Belo Monte (no Pará).

Isso porque, pela metodologia apresentada, para cálculo do VNR, aplica-se o mesmo percentuais de Transporte, Seguro, Montagem, Teste, Construção do Canteiro, BDI, etc para todas as usinas. Demonstra-se a seguir, na Tabela 19, como o “Orçamento Padrão Eletrobrás” (OPE) é feito. Além disso, cada item acima é aberto em sub-itens, que demonstra o valor por “família” de custo. Por exemplo, o item “Turbinas e Geradores” é apresentado na forma ilustrada na Tabela 20 que se segue.

Novamente, ressalta-se que os valores que serviram como base para a EPE foram os valores **orçados** das usinas, e não os **realizados**. Belo Monte, por exemplo (que faz parte da amostra da EPE), estava inicialmente orçada em R\$16 bilhões (VEJA, 2013) – e atualmente o valor já foi revisado para R\$33 bilhões (O TEMPO, 2015).

Tabela 16: Exemplo do OPE referente à usina de Santo Antônio

<p style="text-align: center;">AHE SANTO ANTÔNIO ORÇAMENTO PADRÃO ELETROBRÁS ESTUDOS DE VIABILIDADE DO RIO MADEIRA</p>					
USINA: AHE Santo Antônio			RIO: Madeira		
QUEDA LÍQUIDA DE REFERÊNCIA: 13,90 m			BACIA: Amazonas (1); Sub-bacia: Madeira (15)		
POTÊNCIA INSTALADA: 3.150,4 MW			ESTADO: Rondônia		
TURBINA TIPO: Bulbo			REGIÃO: Norte		
POTÊNCIA UNITÁRIA: 71,6 MW (44 unidades)			DATA DE REFERÊNCIA: dez/05		
			TAXA CÂMBIO: U\$1,00 = R\$ 2,326		
				PREÇO	CUSTO
.10	TERRENOS, RELOCAÇÕES E OUTRAS AÇÕES SÓCIO-AMBIENTAIS	gl			1.201.264
.10.10	AQUISIÇÃO DE TERRENOS E BENFEITORIAS	gl			221.641
.10.11	RELOCAÇÕES	gl			100.554
.10.15	OUTRAS AÇÕES SÓCIO-AMBIENTAIS	gl			769.863
.10.27	EVENTUAIS DA CONTA .10	%			109.206
.11	ESTRUTURAS E OUTRAS BENFEITORIAS	gl			1.981.289
.11.12	BENFEITORIAS NA ÁREA DA USINA	gl			0
.11.13	CASA DE FORÇA (incluindo Área de Montagem e de Descarga)	gl			1.759.532
.11.14	VILA DOS OPERADORES	gl	1	41.639.800	41.640
.11.27	EVENTUAIS DA CONTA .11	%	10	1.801.171.447	180.117
.12	RESERVATÓRIO, BARRAGENS E ADUTORAS	gl			3.851.508
.12.16	DESVIO DO RIO	gl			195.594
.12.17	BARRAGENS E MUROS	gl			438.114
.12.18	VERTEDOURO DE SUPERFÍCIE E CANAIS	gl			1.079.008
.12.19	TOMADA D'ÁGUA E ADUTORAS	gl			1.723.270
.12.20	CONSTRUÇÕES ESPECIAIS				65.385
.12.27.98	EVENTUAIS DA CONTA .12 Obras Cíveis	%	10	3.138.449.032	313.845
.12.27.99	EVENTUAIS DA CONTA .12 Equipamentos	%	10	362.921.800	36.292
.13	TURBINAS E GERADORES	gl			2.690.350
.14	EQUIPAMENTO ELÉTRICO ACESSÓRIO	gl			328.589
.15	DIVERSOS EQUIPAMENTOS DA USINA e CONEXÃO AO SISTEMA	gl			373.056
.16	ESTRADAS DE RODAGEM, DE FERRO E PONTES	gl			17.876
.17	CUSTOS INDIRETOS	gl			1.684.357
.18	JUROS DURANTE A CONSTRUÇÃO	%	11,06	12.128.288	1.341.389
	CUSTO TOTAL (x10³R\$)				13.469.677
	CUSTO TOTAL EQUIVALENTE (x10³US\$)				5.790.919
	POTÊNCIA INSTALADA (KW)				3.150.400
	CUSTO EM R\$ / KW				4.276
	CUSTO EM US\$ / KW				1.838

Tabela 17: Exemplo do OPE referente à usina de Santo Antônio – Detalhe do grupo .13

				PREÇO	CUSTO
.13	TURBINAS E GERADORES	gl			2.690.350
.13.13.00.23.28	Turbinas e Reguladores	gl			1.141.456
.13.13.00.23.28.10	Custo FOB	un	44,00	21.091.200	928.013
.13.13.00.23.28.11	Transporte e Seguro	gl		0	74.241
.13.13.00.23.28.12	Montagem e Teste	gl		0	139.202
.13.13.00.23.28.13	Outros Custos	gl	-	0	
.13.13.00.23.17	Comportas Ensecadeiras	gl		0	20.724
.13.13.00.23.17.10	Custo FOB	un	8	1.640.787	13.126
.13.13.00.23.17.11	Transporte e Seguro	gl		0	1.050
.13.13.00.23.17.12	Montagem e Teste	gl		0	1.313
.13.13.00.23.17.13	Peças Fixas	un	44,00	118.976	5.235
.13.13.00.23.18	Comporta de Emergência			0	278.027
.13.13.00.23.18.10	Custo FOB	un	44,00	5.144.090	226.340
.13.13.00.23.18.11	Transporte e Seguro	gl		0	18.107
.13.13.00.23.18.12	Montagem e Teste	gl		0	22.634
.13.13.00.23.18.13	Peças Fixas	un	44,00	248.768	10.946
.13.13.00.23.20	Portico Rolante de Jusante	gl		0	4.597
.13.13.00.23.20.10	Custo FOB	un	2	1.915.514	3.831
.13.13.00.23.20.11	Transporte e Seguro	gl		0	306
.13.13.00.23.20.12	Montagem e Teste	gl		0	460
.13.13.00.23.20.13	Outros Custos	gl	-	0	
.13.13.00.23.29	Geradores	gl		0	1.000.969
.13.13.00.23.29.10	Custo FOB	un	44,00	18.495.360	813.796
.13.13.00.23.29.11	Transporte e Seguro	gl			65.104
.13.13.00.23.29.12	Montagem e Teste	gl			122.069
.13.13.00.23.29.13	Outros Custos	%	-		
.13.27	EVENTUAIS DA CONTA.13	%	10,00	2.445.772.759	244.577

A seguir resume-se o procedimento adotado pela EPE para valoração das usinas:

i) Para máquinas e equipamentos:

- Os valores dos diferentes OPEs de usinas recentes foram colhidos pela EPE;
- Com base nestes valores, foram desenhadas trajetórias lineares de evolução de preços de máquinas e equipamentos;
- As usinas cotistas foram avaliadas conforme as trajetórias calculadas.

ii) Para obras civis:

- O sistema SISOH, da Eletrobrás, calcula os valores referentes às obras civis da usina;
- Os valores-base unitários são fornecidos pela FGV.

iii) Para custos Sócio-Ambientais:

- Foi aplicado um percentual sobre o Custo Direto Total (CDT) da usina, calculado a partir do projeto básico recuperado pela EPE.

Novamente frisa-se que, mesmo considerando o pouco tempo de análise (de novembro de 2012, quando foram disponibilizadas as notas técnicas, a dezembro, quando a resposta precisaria ser dada), este conjunto de procedimentos não foi bem aceito pelas concessionárias. Como não houve abertura do governo federal para colher contribuições dos agentes e ajustar a metodologia, a percepção dos investidores foi de que o valor ofertado como indenização não era justo – e, portanto, não atendia ao disposto na lei 8.987/1995.

2.2.2 Antecipação do fim do contrato

Como já citado, o governo federal condicionou a renovação dos contratos de geração de energia por 30 anos à antecipação do término “original” dos contratos de concessão (assinados entre 1995 e 1997, com prazo de 20 anos). Por exemplo:

- Assinatura do contrato: dez/1995
- Vencimento original: dez/2015. Pergunta: Aceita renovar?

SIM

- Antecipação do vencimento original para: dez/2012
- Novo vencimento pós-renovação: dez/2042

NÃO

- Mantém-se o vencimento original de dez/2015

Assim, para saber se valeria a pena ou não renovar sua concessão, seria necessário que o investidor modelasse, nos sistemas NEWAVE e DECOMP, as séries hidrológicas que julgasse mais aderentes à realidade do país, para verificar por quanto a empresa poderia vender sua energia no mercado de curto prazo durante os anos em que abriria mão do contrato inicial (no exemplo acima, de jan/2013 a dez/2015). Isso porque, a partir de dezembro de 2012, estas empresas estariam descontratadas, podendo vender livremente sua energia até o encerramento ordinário do contrato.

À época, as concessionárias calcularam que o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD ficaria acima dos R\$300,00 / MWh nos anos seguintes, o que se mostrou uma estimativa acertada para grande parte dos meses – em especial para 2014, conforme histórico demonstrado na tabela a seguir.

Tabela 18: Histórico do PLD médio de janeiro de 2013 a dezembro de 2014

Mês	2013				2014			
	SE/CO	S	NE	N	SE/CO	S	NE	N
12	291,00	291,00	292,30	291,00	601,21	601,21	601,21	601,21
11	331,07	331,07	331,07	331,07	804,54	804,54	804,54	804,54
10	262,06	214,28	270,89	263,53	776,88	731,53	776,88	776,88
9	266,16	248,36	269,10	269,10	728,95	728,95	728,95	728,95
8	163,38	145,56	164,69	163,38	709,53	709,53	709,53	709,53
7	121,29	102,59	121,61	121,35	592,54	503,10	592,54	592,54
6	207,62	204,10	207,94	207,67	417,16	206,12	417,11	417,11
5	344,84	344,84	344,84	344,84	806,97	806,97	772,21	334,59
4	196,13	196,13	197,38	196,13	822,83	822,83	744,28	640,73
3	339,75	339,75	339,84	339,40	822,83	822,83	756,37	696,21
2	214,54	214,54	212,59	212,59	822,83	822,83	755,90	452,44
1	413,95	413,95	409,76	409,76	378,22	378,22	379,35	364,80

Fonte: CCEE. Subsistemas Sudeste / Centro-Oeste (SE/CO), Sul (S), Nordeste (NE) e Norte (N)

A ANEEL publicou a Nota Técnica 385/2012 SRE/SRG, na qual definiu os valores da Receita Anual de Geração (RAG) das usinas que se enquadrariam neste processo de renovação das concessões. A título de comparação, podemos considerar a UHE Três Irmãos, antiga concessão da Cesp e única usina relicitada pela metodologia definida na MP579³⁷ (Eletrobrás, EMAE e DME decidiram renovar, e por isso suas usinas não foram relicitadas; Copel, Cemig e Cesp decidiram não renovar, sendo que apenas Três Irmãos já tinha seu contrato vencido, sendo por isso relicitada imediatamente; as demais usinas destas empresas que não renovaram foram relicitadas apenas em 2015, como será visto no capítulo 4 deste trabalho).

Por meio da Resolução Homologatória – REH nº 1.572, de 23/07/2013, foram homologadas as RAG das usinas hidrelétricas em regime de cotas nos termos da Lei 12.783, de 11/01/2013, para o período de 01/07/2013 a 30/06/2014, e fixada a tarifa associada às cotas de garantia física de energia e de potência.

A GAG³⁸ aprovada para a usina de Três Irmãos foi de R\$30 milhões / ano. Considerando que a usina tem Garantia Física de 217,5 MW_{med} é possível calcular uma energia alocada pelo MRE – Mecanismo de Realocação de Energia - de aproximadamente 1.900GWh / ano, que multiplicada pelo preço médio do PLD no período para a região Sudeste (R\$ 262 / MWh), resulta em um faturamento aproximado de R\$500 milhões.

³⁷ Apesar dela ter sido indicada pela ANEEL como sendo parte do complexo de Ilha Solteira, o governo federal relicitou-a de forma independente.

³⁸ A GAG (custo da Gestão dos Ativos de Geração) pode ser comparada à “Parcela B” das distribuidoras, isto é, o montante que efetivamente fica com o concessionário. A RAG (Receita Anual de Geração), que compreende outros custos não-gerenciáveis – como encargos setoriais – aprovada para a usina de Três Irmãos foi de R\$71,8 milhões / ano.

Assim, a oferta do governo pela renovação representa um valor 93% inferior – ou seja, 1 ano de venda da energia no mercado livre representa 15 anos de faturamento no mercado regulado cotista. Supondo que o OPEX fosse realmente de 30 milhões, 1 ano de operação equivaleria a:

$$[(\text{Faturamento no ACL}) - (\text{despesas do ano})] / (\text{lucro regulatório do ano})$$

$$[(500) - (30)] / (3) = 156$$

Isso significa que 1 ano de lucro no ACL representa o equivalente ao lucro de 156 anos pela regra proposta pelo governo. Logicamente, o investidor que fez esta conta não renovou sua concessão, vendendo sua energia descontratada no ACL até o final da concessão original.

As figuras a seguir exemplificam a diferença no fluxo de caixa das concessionárias que optassem por permanecer com sua concessão até o prazo original e aquelas que optassem por renová-la.

Figura 5: Fluxo de caixa do período original de concessão

Figura 6: Fluxo de caixa do período estendido da concessão

Como é possível observar, quem optou por renovar a concessão tem seu período estendido, porém deve assumir uma redução de receita já a partir dos últimos anos aos quais teria direito

de comercializar sua energia no mercado livre (período “A” da figura anterior). Cada empresa precisaria, portanto, observar dois aspectos para decidir ou não renovar: (a) Qual a diferença entre o preço da energia no mercado de curto prazo e o preço ofertado pelo governo, somando-se todos os anos que faltariam para completar a concessão, contados a partir de 2013? (b) O valor ofertado pelo governo é suficiente para, nos demais anos, cobrir o custo real de O&M da concessionária, remunerar adequadamente o risco de operação da usina e gerar fluxo de caixa suficiente para investir em melhorias de longo prazo?

O primeiro ponto foi explicado ao longo deste capítulo; já o segundo ponto será abordado no tópico a seguir.

2.2.3 A Receita-Teto e o Processo de Revisão Tarifária

Para aqueles que aceitassem abrir mão das receitas decorrentes da livre comercialização da energia descontratada entre janeiro de 2013 até o final ordinário de seu contrato de concessão, bem como aceitassem os valores propostos de indenização pelos investimentos ainda não amortizados, a receita a ser recebida pelos 30 anos seguintes à renovação seria definida com base em uma metodologia chamada de RAG (Receita Anual de Geração). Basicamente, esta RAG seria formada por uma parcela referente aos custos operacionais “eficientes” (chamado na regulamentação vigente de “Custo da Gestão dos Ativos de Geração”, ou GAG-O&M), mais uma parcela referente aos investimentos adicionais (CAPEX) que eventualmente fossem realizados, mais a cobertura de custos “não-gerenciáveis”, como encargos setoriais. Esta metodologia é bastante similar à utilizada nas distribuidoras de energia, sendo a RAG recalculada a cada 5 anos e reajustada anualmente pela inflação.

A RAG traz o conceito de “regulação discricionária” para o segmento de geração. No entanto, diferente do que ocorre com a distribuição, onde o método aplicado é o *price-cap* (preço-teto), aqui o método proposto foi o do *revenue-cap* (receita-teto). Isso retira completamente o risco de mercado (já que 100% da energia gerada seria alocada ao mercado regulado) e hidrológico (já que eventuais sobras ou déficits do MRE destas usinas seriam de responsabilidade dos consumidores cativos) das usinas, o que poderia ser visto como algo positivo por dar maior estabilidade ao negócio. A tarifa definida foi, portanto, com base no MW instalado, e não com base na energia gerada, como pode ser visto na figura a seguir: quanto maior a usina, menor o valor por MW instalado.

Figura 7: Valor da RAG ofertado por kW instalado para as usinas atingidas pela MP579

Fonte: MME, 2012b.

Em 2012, quando da definição original da RAG, muitos pontos ainda permaneciam sem resposta. Ao longo dos dois anos que se seguiram à MP579, novos regramentos surgiram, em especial no que se referia à forma de reconhecimento de novos investimentos que fossem realizados a partir de janeiro de 2013 e que, portanto, não estariam contemplados pela RAG inicial. Pode-se destacar como principais pontos decididos de forma precária, isto é, logo quando da MP 579, sem processo de audiência pública e, por consequência, sem a discussão e participação dos agentes do setor elétrico:

- **NOTA TÉCNICA ANEEL 385/2012 – SRE/SRG**

Cálculo da $GAG_{O\&M}$: Calculada pela ANEEL, não tendo sido votada em reunião de diretoria, tampouco tendo passado por processo de audiência pública. A agência, inclusive, manifesta que “o objetivo desta nota técnica é apenas apresentar uma contribuição ao MME para que este exerça suas competências”, já que seu regimento “prevê a realização de audiência pública prévia a processos decisórios que impliquem efetiva afetação de direitos dos agentes econômicos do setor elétrico ou dos consumidores”. Mesmo assim, foi acatada na íntegra e o que foi proposto nesta NT virou a regra para as concessionárias.

- **NOTA TÉCNICA EPE DEA/DEE 01/12**

Cálculo da remuneração do operador: Calculado pela EPE com base em uma metodologia de BDI empregada pelo TCU para balizar preços de obras públicas, chegou a um percentual de 10% que deveria ser aplicado sobre a $GAG_{O\&M}$ calculada pela ANEEL. Como os operadores não teriam, no primeiro momento, uma parcela de remuneração sobre o CAPEX, esta seria a única forma de lucro do novo concessionário.

- **NOTA TÉCNICA EPE DEE-RE-092/2012-r1**

Cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR): Calculado pela EPE, por meio de uma metodologia bastante controversa e que levou em consideração o Orçamento Padrão Eletrobrás (OPE) que usinas novas, mais modernas e mais atuais, utilizaram. A EPE jamais disponibilizou a memória deste cálculo, sendo que algumas concessionárias conseguiram esta informação apelando para a via judicial.

- **NOTA TÉCNICA ANEEL 388/2012 – SRE**

Cálculo da depreciação média dos ativos a serem indenizados: na época de publicação desta nota técnica, previa-se que apenas os ativos do projeto básico seriam indenizados. A EPE calculou o VNR, e a ANEEL calculou o percentual de depreciação que deveria incidir sobre este VNR. Este item, entretanto, foi reaberto para discussão entre dezembro de 2014 e fevereiro de 2015, por meio da Audiência Pública 071/2014. Seus resultados ainda não foram divulgados.

Pode-se destacar como principais pontos discutidos de forma estruturada, por meio de processos de audiência pública (pós-conversão da MP579 na lei 12.783/2013):

- **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 596, DE 19 DE DEZEMBRO DE 2013**

Reconhecimento dos ativos “incrementais” antes da renovação: Esta foi uma pendência da metodologia inicial, que só previa a indenização sobre os ativos do projeto básico. Por meio do decreto 7.850, a União aceitou indenizar também os ativos “incrementais”. No entanto, os agentes como Copel, Cesp e Cemig firmaram a opção pela não-renovação por conta do alto PLD vigente, que compensava manter os contratos de concessão sem modificações até o final. A resolução disse como estes investimentos precisarão ser apresentados à ANEEL, porém não dá pistas sobre como o VNR será calculado, já que a maior parte dos investimentos “incrementais” são Unidades de Adição e Retirada (UAR’s)³⁹, de difícil avaliação. Este processo é importante tanto para os agentes que optaram por renovar (que poderão receber o valor da indenização diluído em sua tarifa) quanto para os agentes que optaram por não renovar (que receberiam o valor da indenização à vista).

³⁹ Uma UAR é um componente de um Tipo de Unidade de Cadastro (TUC). Por exemplo: uma bucha é uma UAR do TUC “transformador de força”. Para mais informações, buscar Resolução Normativa ANEEL 367/2009, que instituiu o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico.

▪ **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 642, DE 16 DE DEZEMBRO DE 2014 / SUBMÓDULO 12.4 DO PRORET**

Define a forma de reconhecimento dos ativos “incrementais” após a renovação: Esta regra é importante apenas para os agentes que optaram por renovar as concessões, já que demonstra como os novos investimentos serão reconhecidos na tarifa. A grande novidade foi reconhecer os investimentos pelo valor contábil no processo de reajuste tarifário, realizando eventuais ajustes apenas no processo de revisão tarifária.

▪ **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 608, DE 16 DE DEZEMBRO DE 2014 / SUBMÓDULO 12.3 DO PRORET**

Define o WACC a ser aplicado sobre os investimentos novos: A taxa de 7,16% foi aprovada para ser aplicada sobre os investimentos novos, isto é, sobre aqueles aprovados conforme submódulo 12.4 do PRORET.

Pode-se destacar como principal ponto a ser discutido **e que já está na pauta da ANEEL** (Agenda Regulatória ANEEL 2015-2016):

- Disciplinar a competência da ANEEL e definir as propostas a serem encaminhadas pela Agência ao Poder Concedente no trato da realização de investimentos, seja para implantação, seja ao longo das concessões de usinas hidrelétricas não alcançadas pela Lei nº 12.783/2013, com vistas a possível indenização dos investimentos não amortizados ou depreciados ao final da concessão (previsão do início da discussão: 1º Semestre de 2016).

Detalhamento: A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 especificou as condições para a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição obtidos nos termos dos artigos 17, 19 ou 22 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. De acordo com a nova lei, as concessões poderão ser prorrogadas uma vez, a critério do poder concedente, por até 30 anos, a fim de garantir a continuidade e a eficiência dos serviços prestados e tarifas baixas. Para a prorrogação, os ativos remanescentes não amortizados na data de renovação seriam indenizados e o pagamento de indenização não seria considerada na receita anual. A remuneração relativa a novos ativos ou ativos existentes que não foram indenizados seria considerada na receita anual. Ocorre que nem todos empreendimentos foram alcançados por esta lei, como é o caso da figura do Produtor Independente de Energia – PIE, que não está diretamente ligado ao regime jurídico do serviço público, uma vez que optou pela concessão de uso de bem público para geração

de energia elétrica, por sua conta e risco. O Decreto nº 2.003/96, em seu art. 20, já previa que no final do prazo da concessão ou autorização, os bens e instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados. Assim sendo, não há regulamentação que discipline a forma como será realizado o pagamento de indenização dos ativos remanescentes não amortizados na data de renovação da concessão ou autorização dos PIE, bem como a forma de remuneração relativa a novos ativos desse tipo de empreendimento.

Finalmente, pode-se destacar como principais pontos a serem discutidos **e que não estão na pauta da ANEEL:**

- **Revisão periódica do OPEX:** Não está claro até o momento se o OPEX será revisado a cada processo de revisão tarifária (como ocorre com as distribuidoras de energia) ou se será fixo por todo o contrato, restando ao processo de revisão tarifária apenas rever a parcela do CAPEX (como ocorre com as revisões das transmissoras).
No entanto, a existência de um “Fator X” no contrato de concessão leva a crer que o objetivo da ANEEL é calcular um novo OPEX a cada ciclo tarifário (sendo o primeiro apenas em 2018).
- **Metodologia de VNR:** Como citado anteriormente, não há uma metodologia de VNR para equipamentos de usinas, em especial UAR’s. Assim, a ANEEL precisaria definir se o caminho que será seguido pela agência aproxima-se do método utilizado pela EPE (de benchmarking de valores globais de usinas) ou da metodologia empregada para as distribuidoras (de auditoria nos valores efetivamente gastos pela concessionária).

Ressalta-se que o módulo 12 do PRORET tem por objetivo consolidar todas as regras do processo tarifário das geradoras cotistas:

Módulo 12 - Concessionárias de Geração

Submódulo 12.1 - Revisão Periódica das Receitas de Geradoras

Submódulo 12.2 - Reajuste Anual das Receitas de Geradoras

Submódulo 12.3 - Custo de Capital da Geração

Submódulo 12.4 - Autorização de ampliações e melhorias em instalações de geração

Como visto, apenas os submódulos 12.3 e 12.4 já foram publicados pela ANEEL, estando os demais pendentes de publicação.

2.2.3.1 Quanto aos novos investimentos

2.2.3.1.a VNR

Para aquelas usinas que renovaram suas concessões ou para as usinas que foram relicitadas pela regra da MP579 (caso único de Três Irmãos), a lei 12.783/2013 diz que os investimentos realizados pelo concessionário deverão ser cobertas pela tarifa **ou receita** de energia:

CAPÍTULO IV

DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 15. A tarifa ou receita de que trata esta Lei deverá considerar, quando houver, a parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados pelo poder concedente, e será revisada periodicamente na forma do contrato de concessão ou termo aditivo.

§ 1o O cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, para a finalidade de que trata o caput ou para fins de indenização, utilizará como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

É importante lembrar que “tarifa” não é o conceito correto quando se trata das geradoras cotistas, já que o valor pago se refere a uma anuidade fixa, sem variação pela quantidade de energia gerada. Então, o conceito a ser utilizado é **receita** (RAG: Receita Anual de Geração), que será responsável por cobrir os novos investimentos realizados na usina cotista.

Conforme Portaria MME 418/2013, os investimentos realizados pelas geradoras cotistas precisam ser reconhecidos na sua receita anual:

Art. 1o A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL deverá regulamentar a realização de investimentos com vistas a manter a qualidade e a continuidade da prestação do serviço pelas Usinas Hidrelétricas, cujas concessões foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei no 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

§ 1o A realização dos investimentos de que trata o caput serão de responsabilidade da concessionária de geração de energia elétrica, com direito à correspondente parcela adicional de Receita Anual de Geração - RAG, calculada e definida pela ANEEL.

§ 2o A regulamentação, de que trata o caput, deverá estabelecer mecanismos que permitam o investimento tempestivo, da concessionária, para evitar o comprometimento do serviço adequado.

§ 3o A realização dos investimentos, de que trata o caput, estará sujeita à fiscalização da ANEEL.

Sobre isto, a ANEEL publicou o submódulo 12.4 do Proret (REN 642/2014):

A partir do reajuste tarifário de 2015 as concessionárias de geração farão jus ao recebimento de adicionais de receitas, conforme abaixo:

I – remuneração de investimentos em melhorias de pequeno valor (Grupo 1) contemplando o valor global estimado desses investimentos a ocorrerem até a revisão tarifária subsequente;

II – remuneração de investimentos em melhorias de grande valor (Grupo 2), sendo assim consideradas aquelas melhorias cujo montante investido seja superior a R\$ 1.500.000,00 (um milhão e quinhentos mil reais) ou a 10% da $GAG_{O\&M}$, observado o limite mínimo de R\$ 200.000,00 (duzentos mil reais);

III – remuneração de investimentos e custos de operação e manutenção associados a ampliações de potência instalada de geração autorizadas pelo Poder Concedente (Grupo 3); e

IV – 5% da $GAG_{O\&M}$ para remuneração de investimentos em bens não reversíveis, tais como hardware e software, veículos, além da infraestrutura de edifícios de uso administrativo, observado o limite mínimo de R\$ 50.000,00 (cinquenta mil reais).

(...)

Os investimentos em melhorias com data prevista de entrada em operação até a primeira revisão tarifária, inclusive os já realizados desde o início da vigência dos aditivos contratuais referentes à prorrogação da concessão e aqueles que atendam ao estabelecido no art. 7º da Resolução Normativa nº 596, de 19 de dezembro de 2013, deverão constar de plano simplificado enviado pela concessionária à ANEEL 60 dias antes do reajuste subsequente à aprovação desse Submódulo, contendo as seguintes informações, conforme o enquadramento do investimento realizado:

I – Grupo 1: o valor global dos investimento de pequeno valor, sem necessidade de especificação das intervenções, e cronograma de desembolso desse valor global no horizonte do plano, e;

II – Grupo 2: exposição de motivos, previsão de entrada em operação e custo estimado de cada intervenção.

(...)

A concessionária tem o direito ao adicional de receita referente aos investimentos em melhorias do Grupo 2 e em ampliação do Grupo 3 a partir da data de entrada em operação comercial das instalações, sendo que seu cálculo será realizado apenas no reajuste subsequente à conclusão da melhoria efetivamente comprovada por ato da fiscalização da ANEEL.

(...)

Para definição da receita associada à remuneração das melhorias do Grupo 1, a ANEEL observará o valor global e o cronograma de desembolso informado no plano de investimentos, atribuindo a remuneração em anuidades equivalentes e podendo efetuar ajustes na revisão tarifária subsequente caso as melhorias efetivamente executadas possuam desvio em relação à previsão feita nesse plano pela concessionária.

Investimentos associados a ampliações somente poderão ser executados após autorização prévia do Poder Concedente, e estabelecimento da respectiva receita.

Ainda de acordo com (ANEEL, 2014), é possível destacar os seguintes conceitos:

Melhoria: Investimento⁴⁰ sem aumento de potência instalada

Ampliação: Investimento com aumento de potência instalada

Grupo 1: Investimentos em melhoria de baixo valor

Grupo 2: Investimentos em melhoria de alto valor

Limite do “baixo valor”: R\$1,5 milhão ou 10% da $GAG_{O\&M}$, (este último, se até R\$ 200.000,00, é “baixo valor”)

Grupo 3: Qualquer investimento em ampliação

Plano Simplificado: Deve trazer os investimentos “fechados” para o Grupo 1 e “detalhados” para o Grupo 2, do 1º reajuste até a 1ª revisão tarifária. É um mecanismo provisório até o 1º processo de revisão.

Plano Completo: Horizonte de 5 anos (período entre a 1ª e a 2ª revisão tarifária); deve ser encaminhado para aprovação da ANEEL.

Verifica-se, então, que há dois conceitos principais que diferenciam o reconhecimento dos investimentos nas geradoras cotistas da forma como a ANEEL trata este mesmo assunto nas distribuidoras de energia:

⁴⁰ Conceito contábil que implica, obrigatoriamente, a aplicação de uma UAR ou a reforma que impacte na vida útil do ativo.

- a) O investimento será aprovado *ex-ante*, reduzindo o risco de glosas por imprudência; e
- b) O reconhecimento será no processo de reajuste tarifário, não sendo necessário aguardar até a revisão tarifária subsequente.

Há, entretanto, o problema da valoração destes equipamentos. A Resolução fala que:

As receitas adicionais definidas nos incisos I, II e III do parágrafo anterior serão extintas no processo subsequente de revisão tarifária, ocasião em que todos os investimentos prudentes realizados em melhorias serão avaliados pela metodologia do Valor Novo de Reposição – VNR, passando a compor a Base de Remuneração Regulatória.

Considerando que não existe uma metodologia de cálculo de VNR para ativos de geração, as concessionárias correrão o risco de verem investimentos que foram aprovados pela ANEEL de forma antecipada serem avaliados, posteriormente, por uma metodologia que não reconheça a integralidade dos valores aplicados.

2.2.3.1.b Remuneração do Capital (RC) / WACC

A Remuneração do Capital (RC) é calculada aplicando-se o WACC sobre a Base de Remuneração Líquida da concessionária. Conforme submódulo 12.3 do Proret, o WACC aprovado para os ativos de **geração cotista** foi:

Tabela 19: WACC (Geração)

CUSTO DE CAPITAL	
Proporção de Capital Próprio	50%
Proporção de Capital de Terceiros	50%
Taxa livre de risco	4,59%
Prêmio de risco de Mercado	5,79%
Beta médio alavancado	0,73
Prêmio de risco do negócio	4,23%
Prêmio de risco país	3,52%
Custo de capital próprio nominal	12,34%
Prêmio de risco de crédito	2,93%
Custo de dívida nominal	11,03%
CUSTO MÉDIO PONDERADO	
WACC nominal depois de impostos	9,81%
WACC real depois de impostos	7,16%

Fonte: ANEEL, 2014a

O detalhamento do cálculo pode ser encontrado na Nota Técnica 89/2014, resultado da Audiência Pública 02/2014. Ressalta-se que, como a Base de Remuneração Regulatória (BRR) das geradoras cotistas, pelo modelo proposto, é “zero” no primeiro ano, a remuneração do capital (igual ao WACC vezes a BRR líquida⁴¹) é igual a zero no início da concessão, aumentando progressivamente ao longo dos 30 anos de contrato, conforme a concessionária realize novos investimentos em melhoria, reforços ou aumento de capacidade.

O submódulo 12.4 do Proret demonstra que a QRR e a RC (cujas definições serão vistas no próximo capítulo) serão reconhecidas na receita anual regulatória somando-se os impostos aplicáveis, conforme a fórmula a seguir (ANEEL, 2014a):

$$RBC_i = \frac{RLC_i}{1 - T} \quad \text{(Equação 2.2.3.1.b-1)}$$

Onde:

RBC_i: Remuneração Bruta de Capital no ano i;

RLC_i: Remuneração Líquida de Capital no ano i; e

T: Alíquota tributária efetiva.

É importante destacar, entretanto, uma inovação trazida para a metodologia das geradoras cotistas: a questão do reconhecimento do investimento já no **reajuste tarifário**. Conforme o submódulo 12.4 do proret: "A partir do reajuste tarifário de 2015 as concessionárias de geração farão jus ao recebimento de adicionais de receitas", incluindo "remuneração de investimentos em melhorias de pequeno valor (Grupo 1)", "remuneração de investimentos em melhorias de grande valor (Grupo 2)" e "remuneração de (...) ampliações de potência instalada de geração".

O que será reconhecido é "o valor contabilizado do investimento acompanhado da declaração do presidente e/ou diretor financeiro ou equivalente assegurando que os serviços contratados atendem as melhores práticas em prol da modicidade tarifária e segurança do empreendimento".

O Proret faz, então, a ressalva de que este valor não será perpétuo: "no processo subsequente de revisão tarifária (...) todos os investimentos prudentes realizados em melhorias serão avaliados pela metodologia do Valor Novo de Reposição – VNR".

⁴¹ BRR líquida é igual ao Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) avaliado pelo VNR, menos a depreciação, o índice de aproveitamento e as obrigações especiais líquidas.

Assim, a geradora não precisará esperar até a revisão tarifária seguinte para receber a remuneração sobre os investimentos realizados – algo que acontece para as distribuidoras de energia elétrica (como visto no capítulo 1.5 deste trabalho).

Ainda, o Proret afirma que:

A concessionária tem o direito ao adicional de receita referente aos investimentos em melhorias do Grupo 2 e em ampliação do Grupo 3 a partir da data de entrada em operação comercial das instalações, sendo que seu cálculo será realizado apenas no reajuste subsequente à conclusão da melhoria efetivamente comprovada por ato da fiscalização da ANEEL.

A análise dos processos de reajuste (em 2014 e 2015) das empresas que foram renovadas confirma que a ANEEL considera, inclusive, um pró-rata “mês a mês”, de forma que a remuneração do investimento seja considerada a partir do mês de entrada em operação do equipamento. Este procedimento evita que a concessionária perca a remuneração entre o mês de entrada em operação e o reconhecimento do reajuste, dando ainda mais segurança ao investimento realizado.

2.2.3.1.c Depreciação (QRR)

A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) é calculada por meio da BRR bruta⁴² vezes a taxa média de depreciação dos ativos da concessionária. A taxa de depreciação é definida pelo Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MPCSE), com vidas úteis que variam de 5 a 50 anos dependendo do equipamento.

Assim, para cálculo da QRR, é feita uma média ponderada das taxas de depreciação que incidem sobre os equipamentos imobilizados pela concessionária. O objetivo é fazer com que a amortização seja igual à depreciação contábil, facilitando assim a memória de registro dos valores que já foram amortizados e aqueles valores “residuais” que precisariam ser indenizados ao final da concessão.

Assim como anteriormente dito sobre a remuneração, a grande vantagem da metodologia a ser aplicada para as geradoras é o reconhecimento “mês a mês” dos investimentos, sem haver perdas entre a data de imobilização do ativo e o seu reconhecimento tarifário.

⁴² BRR bruta é igual ao Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) avaliado pelo VNR, menos os ativos 100% depreciados, o índice de aproveitamento e as obrigações especiais brutas.

2.2.3.1.d Forma de reconhecimento dentro da GAG

Primeiramente, é importante separar a GAG em duas parcelas:

- a. a parcela do CAPEX (chamada de CAAE, ou “Custo Anual dos Ativos Elétricos”), que é sub-dividida em QRR (amortização = depreciação) e RC (remuneração do capital), que – como visto anteriormente – só é aplicada sobre os novos investimentos, já que os antigos (a princípio) já teriam sido indenizados; e
- b. a parcela do OPEX, que também pode ser separada em duas: a parte principal, que se refere à operação da capacidade original da usina ($GAG_{O\&M}$), e a parte “adicional”, que incide quando há aumento de capacidade (COM).

Sobre o CAPEX, como a QRR é fixa durante toda a vida útil de um ativo (já que o percentual de depreciação incide sobre a base bruta) e a RC é decrescente (já que o WACC incide sobre a base líquida), o total da CAAE seria decrescente ao longo da vida útil do ativo.

No entanto, a ANEEL busca, na metodologia posta no submódulo 12.4 do Proret, que esta parcela seja constante. Para isso, é anualizado o somatório dos valores presentes da remuneração em cada ano que antecede a revisão periódica de receitas posterior à entrada em operação das instalações autorizadas, resultando no CAAE a ser considerado na definição do adicional de receita. Assim, o CAAE é calculado por:

$$CAAE = \sum_{i=1}^n \left(\frac{RBC_i + QRR_i}{(1 + r_{wacc})^i} \right) \cdot \left(\frac{r_{wacc}}{1 - (1 + r_{wacc})^{-n}} \right) \quad \text{(Equação 2.2.3.1.d-1)}$$

Onde:

CAAE: Custo Anual dos Ativos Elétricos;

RBC_i: Remuneração Bruta de Capital no ano *i*;

QRR_i: Quota de Reintegração Regulatória no ano *i*;

r_{wacc} : Taxa de retorno real depois dos impostos sobre a renda; e

n: Número de anos entre a entrada em operação comercial e a revisão subsequente.

Isso quer dizer que, em vez da receita ser em forma de “rampa” nos cinco anos do período entre-ciclos, será em forma de “escada”, sendo cada ciclo tarifário representado por um degrau. Na sequência, são definidas as receitas líquida e bruta.

A receita líquida corresponde ao CAAE **acrescido das despesas operacionais associadas** (ou seja, somada a parcela “adicional” do OPEX pelo aumento de capacidade), enquanto a receita bruta corresponde à receita líquida somada aos encargos setoriais e incrementos nos custos de uso

dos sistemas de distribuição e transmissão (EU) correspondentes à eventual ampliação de capacidade. Assim, a receita líquida é expressa como:

$$GAG_{AdL} = CAAE + COM \quad (\text{Equação 2.2.3.1.d-2})$$

Onde:

GAG_{AdL} : Custo Adicional Líquido de Gestão dos Ativos de Geração

$CAAE$: Custo Anual dos Ativos Elétricos; e

COM : Custo de Operação e Manutenção, apenas para aumento de capacidade.

O Custo de Operação e Manutenção – COM é obtido pela multiplicação da potência ampliada pela constante de O&M, teoricamente redefinida em cada ciclo de revisão tarifária:

$$COM = kW * O\&M \quad (\text{Equação 2.2.3.1.d-3})$$

Onde:

COM : Custo de Operação e Manutenção;

kW : potência ampliada em kW; e

$O\&M$: valor regulatório relativo aos custos de operação e manutenção por quilowatt.

O adicional de receita, dado pela receita bruta, é calculado pela receita líquida acrescida do investimento regulatório em P&D, conforme a equação a seguir:

$$GAG_{AdB} = \frac{GAG_{AdL}}{(100\% - P\&D)} \quad (\text{Equação 2.2.3.1.d-4})$$

Onde:

GAG_{AdB} : Custo Adicional Bruto de Gestão dos Ativos de Geração;

GAG_{AdL} : Custo Adicional Líquido de Gestão dos Ativos de Geração;

$P\&D$: alíquota de 1% referente ao encargo de Pesquisa e Desenvolvimento.

2.2.3.2 Quanto aos Custos Operacionais Regulatórios

2.2.3.2.a Visão Geral

O Custo Operacional (OPEX) “eficiente” das concessionárias de geração cotistas representa um tema mal explicado até o momento. Não se sabe formalmente se haverá, nos ciclos tarifários, um re-cálculo destes custos “eficientes” (como ocorre com as distribuidoras de energia) ou se o lance da $GAG_{O\&M}$ ofertada pelos proponentes será fixo e valerá para todo o contrato (como ocorre com as transmissoras de energia).

Caso seja válida a metodologia das distribuidoras, ou seja, se a cada ciclo houver uma nova discussão sobre as premissas de cálculo do OPEX, não é possível prever no futuro qual será a representatividade desta parcela na receita das geradoras.

Ressalta-se que, como será comprovado no capítulo 3.2 deste trabalho, o valor “regulatório” calculado pela ANEEL como OPEX “inicial” cobre apenas 51% dos custos reais das usinas (em média). No entanto, se a ANEEL aceitar rever estes critérios por ciclo, e supondo que esta revisão será feita estritamente por critérios técnicos, será possível recalibrar estas premissas, buscando números mais aderentes à realidade das empresas (e às suas possibilidades de eficiência ano a ano).

Caso seja válida a metodologia de transmissão, ou seja, caso o OPEX aceito no leilão⁴³ seja fixo por todo o contrato (somando-se apenas as parcelas adicionais de uma eventual repotenciação da planta), o processo se torna mais previsível. Por outro lado, haverá a manutenção, por um período mais longo, dos vícios metodológicos de cálculo que foram utilizados no OPEX inicial, e que podem comprometer o equilíbrio econômico-financeiro do negócio.

Assim, observa-se que, se por um lado o ideal seria rever as premissas do modelo de cálculo do OPEX “eficiente”, por outro lado fazê-lo significaria frustrar o processo competitivo licitatório, já que (por exemplo) o deságio ofertado pela operação da usina de Três Irmãos duraria apenas um ciclo tarifário (5 anos).

2.2.3.2.b Metodologia de Cálculo

A Nota Técnica 385/2012 SRE/SRG ANEEL, que calculou os custos operacionais “eficientes” das geradoras, traz como informações referentes à base de dados utilizada:

Os custos operacionais contábeis de cada usina foram encaminhados pelas geradoras como resposta ao Ofício Circular 008/2012 SRE/SFF/ANEEL, de 30 de maio de 2012. Nesse Ofício foi solicitado o detalhamento dos custos operacionais da atividade de geração por usina, referentes à 2011. Esses custos são aqueles relativos à atividade exclusiva de geração de energia e os custos administrativos associados a esta atividade.

Para fins de apuração dos custos, a ANEEL considerou as seguintes Naturezas de Gasto (NG)⁴⁴:

- Pessoal – NG 01 (Remuneração, Encargos, Previdência(s), Participação nos Lucros e Resultados (PLR) e Outros.
- Administradores – NG 02

⁴³ O mesmo entendimento é dado àquelas usinas que renovaram a concessão e aceitaram o OPEX calculado pela ANEEL.

⁴⁴ Nomenclatura dada pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico para dividir os diferentes tipos de gasto contábil.

- Materiais – NG 11
- Materiais – NG 11
- Matéria-Prima e Insumos para Produção de Energia Elétrica – NG 12
- Serviços de Terceiros – NG 21
- Arrendamento e Aluguéis – NG 91
- Seguros – NG 92
- Tributos – NG 93
- Outros Custos e Despesas Operacionais – NG 99 (Contribuição Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Despesas com Comunicação Interna, Taxas Bancárias).

Considerando que esta Nota Técnica não possui grande detalhamento, buscou-se na Nota Técnica 192/2014 SRE ANEEL, posta em Audiência Pública na 1ª etapa das discussões da metodologia de Custos Operacionais das **distribuidoras** de energia, informações adicionais à metodologia de cálculo utilizada pela ANEEL para balizamento do que pode ou não ser considerado “custo operacional” das concessionárias (supondo que as métricas são iguais entre os segmentos).

APÊNDICE A – CÁLCULO DAS DESPESAS OPERACIONAIS

1. Os custos operacionais, para fins de revisão tarifária, correspondem aos custos com (a) Pessoal, (b) Materiais, (c) Serviço de Terceiros, (d) Outros Custos Operacionais, (e) Tributos e (f) Seguros relativos à atividade de Distribuição e Comercialização. No Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE correspondem às subcontas 615.03.X.X.X e 615.05.X.X.X. Os dados foram atualizados para janeiro de 2014. Foi utilizado o IPCA para os custos com Pessoal e Serviço de Terceiros. Para os demais custos foi considerado o IGPM.

2. Foram feitos ajustes nas contas de Pessoal e Outros Custos Operacionais. Quanto aos custos com Pessoal, não são considerados Déficits ou Superávits Atuariais e Programa de Aposentadoria e/ou Demissão Voluntária. Quanto aos Outros Custos Operacionais (subcontas 615.03.X.X.99 e 615.05.X.X.99 do MCSE), foram considerados os custos descritos abaixo:

- *Indenização por perdas e danos*
- *Consumo próprio de energia*
- *Despesas com estagiários e programas de iniciação ao trabalho*
- *Despesas com conselho de consumidores*

- *Despesas com comunicação interna e reprografia*
- *Taxa de arrecadação*
- *Taxas bancárias*

3. Os dados de 2003 a 2008 são baseados no BMP. Os ajustes mencionados no parágrafo anterior foram feitos a partir das informações encaminhadas pelas Distribuidoras como resposta ao Ofício Circular 351/2009 SRE-SFF-SRD/ANEEL, de 15 de setembro de 2009. Os dados de 2009 a 2012 se basearam no Relatório de Informações Trimestrais – RIT.

4. No âmbito da Consulta Pública 11/2013 foram apontadas inconsistências na Base de Dados de Custos Operacionais. Todas as inconsistências, quando pertinentes, foram corrigidas.

5. Há, no entanto, dois temas metodológicos que merecem ser discutidos. O primeiro diz respeito aos custos com Programa de Demissão Voluntária - PDV. Os mesmos não foram considerados por diversas razões. A primeira é sua natureza transitória. Não é razoável esperar que despesas dessa natureza ocorram de forma sistemática no setor, o que os próprios dados revelam.

Um segundo ponto é a dificuldade de caracterizá-los como custos eficientes. Empresas realizam PDV justamente para alcançar um nível eficiente de custos. Por fim, custos com PDV ocorreram de forma bastante pontual, em algumas poucas empresas e concentradas em alguns anos específicos. Assim, considerar custos com PDV na análise teria o efeito de aumentar o erro das estimativas.

6. Custos com déficit ou superávit atuariais não foram considerados por motivos similares. Nesse caso, porém, não é clara a relação com eficiência. Um maior superávit atuarial pode ou não ocorrer em função de uma maior eficiência da distribuidora. São custos concentrados em um grupo pequeno de distribuidoras e variam bastante no tempo, alcançando valores negativos e positivos. Não é razoável esperar que empresas eficientes tenham déficits ou superávits sistemáticos ao longo do tempo. Entendemos que considerar esse tipo de custo só faria aumentar o ruído nas estimativas.

7. Por fim, em relação aos custos com condenações judiciais, em função do atraso no envio das informações por parte de algumas distribuidoras, a análise do assunto ainda não foi concluída. Esses custos podem ou não ser considerados em uma segunda etapa da Audiência Pública.

Um ponto importante quando se discute o que deve e o que não deve ser considerado como OPEX é a formatação da fórmula que calcula o “nível tarifário” (também chamado de “receita requerida”) da geradora renovada. Isso porque, na fórmula, existem parcelas que podem ser

consideradas como “custos gerenciáveis” e “custos não gerenciáveis”, a exemplo do que acontece na distribuição (onde são chamados, respectivamente, de “Parcela B” e “Parcela A”). A RAG das geradoras foi definida pela Resolução Homologatória ANEEL 1.572/2013.

$$RAG_t = GAG_{t-1} \times (IVI_{GAG} \pm X) + EU_t + EC_t \pm Aji_{t-1} \quad (\text{Equação 2.2.3.2.b-1})$$

Onde:

RAG_t: Receita Anual de Geração reajustada, a ser praticada no ano seguinte (R\$/ano);

GAG_{t-1}: Custo da Gestão dos Ativos de Geração, incluídos os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização da Usina Hidrelétrica (R\$/ano);

IVI_{GAG}: Índice de Variação da Inflação que reajustará o Custo de Gestão de Ativos de Geração, definido a partir da variação anual acumulada do Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, e na hipótese de sua extinção, o índice que vier a sucedê-lo (%);

X: Percentual a ser definido pela ANEEL no processo de revisão tarifária de que trata a Cláusula Sétima, destinado a estimular a eficiência e capturar ganhos de produtividade para o consumidor a ser acrescido ou subtraído do IVI_{GAG} (%);

EU_t: Encargo de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (R\$/ano);

EC_t: Encargo de Conexão de responsabilidade da Concessionária para o ano seguinte (R\$/ano);

Aji_{t-1}: Ajuste pela indisponibilidade apurada ou pelo desempenho apurado (R\$/ano), conforme a modalidade de operação definida pelo ONS (ver Resolução Normativa ANEEL 541/2013).

Assim, todos os custos que forem considerados à parte na fórmula – ou seja, considerados como “não gerenciáveis” – não podem ser considerados como OPEX (dentro do estudo de *benchmarking* para definição do custo eficiente), já que não se pode exigir da concessionária uma “eficiência” sobre os custos não controlados por esta.

Na prática, isso quer dizer que apenas a parcela denominada **GAG** pode ser considerada como “gerenciável”, expurgando-se da base comparativa, portanto, os custos com encargos de uso do sistema de transmissão e os encargos de conexão.

Figura 8: Ilustração dos custos a serem reconhecidos pela tarifa

Sobre a composição da GAG, cumpre ressaltar que esse parâmetro é composto por uma parcela de Operação e Manutenção ($GAG_{O\&M}$), dada pela Nota Técnica ANEEL 385/2012 – SRE/SRG e por uma parcela referente à administração dos ativos não indenizados (GAG_{AdB}), dada pela Resolução Normativa ANEEL 642/2014. A parcela-alvo do presente capítulo é, portanto, apenas a $GAG_{O\&M}$ – que demonstra o comportamento do OPEX da concessionária.

A tabela 23 a seguir demonstra quais são as naturezas de gasto aceitas pela ANEEL na NT 385/2012 SRE/SRG e quais não são aceitas, incluindo outras Naturezas que não poderiam ser consideradas “custos operacionais”, como a liquidação de energia de curto prazo.

Tabela 20: Naturezas de Gasto Consideradas pela ANEEL no cálculo do OPEX Eficiente

Natureza de Gasto (de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico)	Considera / Não Considera
01 - Pessoal	Considera (depende da classe de custo)
02 – Administradores	Considera
11 – Material	Considera
12 - Matéria-Prima e Insumos para Produção de Energia Elétrica	N/A (apenas para usinas térmicas)
21 - Serviço de Terceiros	Considera
37 - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	Não considera – Parcela A
38 - Taxa de Fiscalização	Não considera – Parcela A
40 - Energia Elétrica Comprada para Revenda – Curto Prazo	Não considera
41 - Energia Elétrica Comprada para Revenda	Não considera
42 - Encargos de Uso da Rede Elétrica	Não considera – Parcela A
43 – Energia Adquirida - PROINFA	N/A
53 – Depreciação	Não considera – entra como QRR
55 – Amortização	Não considera
56 – Descomissionamento	N/A
81 - Encargos Financeiros e Efeitos Inflacionários	Não considera
82 - Aquisição de Imóveis e Instalações	Não considera
83 – Valor Líquido da Desativação	Não considera
91 - Arrendamentos e Aluguéis	Considera
92 – Seguros	Considera
93 – Tributos	Considera
94 - Doações, Contribuições e Subvenções	Não considera
95 – Provisão	Não considera
96 - (-) Reversão da Provisão	Não considera
97 - Perdas na Alienação de Materiais	Não considera
98 - (-) Recuperação de Despesas	Não considera
99 – Outros	Considera (depende da classe de custo)

A regressão calculada pela ANEEL na Nota Técnica 385/2012 a partir destes dados resultou na seguinte equação:

$$O\&M = e^{\delta} CI^{\alpha} FP^{\beta} \quad (\text{Equação 2.2.3.2.b-2})$$

Onde:

O&M = Custos Operacionais

CI = Capacidade Instalada

FP = Fator de Potência

 $e^{\delta} = 290610,623050509$ (portanto, δ = constante = 12,5797395850266) α = Constante = 0,734533090317389 β = Constante = 0,376998633707648

A tabela com os valores de GAG divulgados pela ANEEL na referida Nota Técnica encontra-se a seguir (Tabela 24). Ressalta-se que, reaplicando a fórmula acima, não foi possível chegar nos mesmos números da Nota Técnica, encontrando-se erros que variaram de -11,65% (usina de São Domingos) a -3,36 (Usina de Forquilha), sendo a média ponderada dos erros encontrados de -8,25% (e sendo os números da NT sempre maiores do que os calculados).

O problema dos números apresentados pela Nota Técnica 385 é que a base de dados que foi utilizada como referência priorizou usinas novas, que logicamente possuem custos operacionais menores do que aquelas com mais de 30 anos de operação. Esta realidade será posteriormente comprovada no item 3.2 deste trabalho, e acabou distorcendo por completo o que seriam os custos “eficientes” das usinas “velhas”, fazendo com que se reconhecesse um valor muito menor do que o realmente necessário.

2.2.3.2.c A remuneração proposta pela EPE

Pela metodologia apresentada pelo governo federal, deveria incidir uma margem de 10% sobre o custo operacional “eficiente”, como forma de gerar atratividade comercial ao negócio. Este reconhecimento de uma margem do custo operacional nada mais é do que a margem de lucro de um prestador de serviços pelo fato dos ativos estarem no nome do operador e que este é responsável por realizar qualquer investimento adicional que se faça necessário na usina. Neste capítulo será abordado, portanto, apenas a questão da prestação de serviços de operação de uma usina hidrelétrica.

A EPE, quando abordou este tema na Nota Técnica DEA/DEE 01/12 ("Proposta de Remuneração dos Serviços de Operação e Manutenção") o fez de forma bastante curta: tirando capas e contracapas, o texto se resume a apenas quatro páginas, chegando-se a um percentual de 10% valendo-se dos seguintes argumentos:

Tabela 21: GAG-O&M Calculada pela ANEEL versus reaplicação das fórmulas

NT 385/2012					Re-cálculo	
Usina	OPEX (R\$)	Potência (MW)	Gar. Física (MW)	FP	OPEX Calculado	Erro
Boa Esperança	14.397.013	237,30	143,00	0,60	13.338.931	-7,35%
Bugres	1.723.527	11,12	10,00	0,90	1.638.056	-4,96%
Cachoeira do Lavrinha (São Patrício)	564.633	3,01	1,81	0,60	538.515	-4,63%
Canastra	3.930.091	42,50	24,00	0,56	3.680.056	-6,36%
Capigui	538.581	3,76	1,26	0,34	509.097	-5,47%
Coaracy Nunes	7.013.468	76,95	63,68	0,83	6.573.494	-6,27%
Corumbá I	19.649.258	375,30	209,00	0,56	18.131.449	-7,72%
Ernestina	832.940	4,80	3,24	0,68	793.147	-4,78%
Estreito (Luiz Carlos Barreto de Carvalho)	39.614.238	1.048,00	495,00	0,47	36.229.071	-8,55%
Forquilha	294.947	1,00	0,95	0,95	285.045	-3,36%
Funil	2.828.522	30,00	13,95	0,47	2.648.111	-6,38%
Funil	13.075.322	216,00	121,00	0,56	12.110.620	-7,38%
Furnas	44.884.152	1.216,00	598,00	0,49	41.029.298	-8,59%
Guarita	370.530	1,76	0,99	0,56	354.360	-4,36%
Herval	230.253	1,44	0,33	0,23	217.978	-5,33%
Ijuizinho	263.902	1,00	0,70	0,70	254.047	-3,73%
Jacuí	12.279.899	180,00	123,00	0,68	11.416.697	-7,03%
Luiz Gonzaga (Itaparica)	57.400.853	1.479,60	959,00	0,65	52.588.266	-8,38%
Macaco Branco	499.816	2,36	1,66	0,70	478.430	-4,28%
Marimbondo	51.339.626	1.440,00	726,00	0,50	46.892.577	-8,66%
Passo do Ajuricaba	607.921	3,40	1,95	0,57	578.997	-4,76%
Passo do Inferno	263.855	1,33	0,52	0,39	251.628	-4,63%
Passo Real	9.421.287	158,00	68,00	0,43	8.714.862	-7,50%
Pedra	1.503.224	20,01	3,74	0,19	1.394.764	-7,22%
Pedro Affonso Junqueira (Antas I)	1.228.871	8,60	5,16	0,60	1.163.883	-5,29%
Porto Colômbia	17.682.554	319,20	185,00	0,58	16.342.590	-7,58%
Porto Góes	2.883.476	24,80	17,91	0,72	2.718.262	-5,73%
Rasgão	2.370.505	22,00	11,84	0,54	2.228.055	-6,01%
Rio do Peixe	1.695.848	18,06	5,79	0,32	1.585.478	-6,51%
Santa Rosa	325.632	1,40	0,88	0,63	312.340	-4,08%
Xingó	102.361.615	3.162,00	2.139,00	0,68	93.358.392	-8,80%
São Domingos	1.683.340	12,00	7,20	0,60	1.487.199	-11,65%
Sinceridade	239.208	1,41	0,37	0,26	225.879	-5,57%
Três Irmãos	26.613.379	807,50	217,50	0,27	24.206.615	-9,04%
Neblina	1.064.297	6,47	4,66	0,72	1.012.088	-4,91%
Dona Rita	423.422	2,40	1,03	0,43	401.874	-5,09%
Complexo Paulo Afonso	116.392.192	4.279,60	2.225,00	0,52	105.584.976	-9,29%

Fonte: Nota Técnica ANEEL 385/2012. Considera apenas o OPEX “eficiente” (os números não trazem a remuneração de 10%, que será vista no capítulo a seguir).

- a) O cálculo toma como ponto de partida o Acórdão 325/2007 – TCU – Plenário (TCU, 2007) sobre critérios de aceitabilidade para o Lucro e Despesas Indiretas (LDI) em obras de implantação de linhas de transmissão de energia elétrica e o Acórdão 2369/2011– TCU – Plenário (TCU, 2011) sobre a adoção de valores referenciais para taxas de Benefícios

e Despesas Indiretas – BDI para os diferentes tipos de obras e serviços de engenharia e para itens específicos para a aquisição de produtos; e

- b) Embora mais relacionada a obras de engenharia, a metodologia do BDI permitiria, na medida da similaridade de características e de despesas entre os diversos empreendimentos, a determinação de valores de referência das suas componentes que podem servir, por sua vez, para a determinação de parâmetros que sejam relevantes em outras atividades econômicas a serem reguladas.

Sobre a afirmação da letra “b”, de que o BDI, apesar de mais relacionado a obras de engenharia, pode servir como referência para os parâmetros de outras atividades, é possível fazer outro paralelo bastante simples com o dia-a-dia “comum”: um arquiteto, quando contratado para fazer o projeto de uma casa, cobra de duas formas: a primeira, pela execução do projeto em si; e a segunda, um percentual (geralmente de 10%) sobre todos os custos da obra, como forma de remunerá-lo pelo acompanhamento / execução dos trabalhos. Se o projeto custou R\$10.000,00 e a obra está orçada em R\$1 milhão, significa que a remuneração total do arquiteto seria de R\$110.000,00. O que a nota técnica da EPE diz é que, o mais adequado, seria remunerar o arquiteto da seguinte forma: se ele gasta, para fazer o projeto (entre licenças do CAD, custos de impressão, rateio do aluguel de seu escritório, depreciação de seu computador, etc), R\$2.000,00, aplica-se o percentual de “BDI” de 10% sobre os R\$2.000,00 de custo do projeto, e assim seu trabalho estaria devidamente remunerado por R\$200,00. Por mais absurda que pareça a comparação, é exatamente o que a EPE fez. De acordo com o CREA-ES (2008), BDI significa:

BDI, Bonificação ou Benefícios e Despesas Indiretas, é a parte do preço de cada serviço, expresso em percentual, que não se designa ao custo direto ou que não está efetivamente identificado como a produção direta do serviço ou produto. O BDI é a parte do preço do serviço formado pela recompensa do empreendimento, chamado lucro estimado, despesas financeiras, rateio do custo da administração central e por todos os impostos sobre o faturamento, exceto leis sociais sobre a mão-de-obra utilizada no custo direto.

É importante percebermos que, dentro da remuneração de um prestador de serviço, deve estar prevista uma margem que absorva a parcela de incerteza que o negócio oferece. Se o modelo adotado pelo governo fosse o do *Cost-Plus*, poderia-se ter mais conforto quanto à fixação de um percentual baixo (10%) para remunerar o operador.

No entanto, não é o que acontece: em análise aos dados coletados por este trabalho (verificar capítulo 3.1 para identificar quais foram os dados utilizados), pudemos observar dados contábeis históricos de uma “janela” de 3 anos em 34 usinas distintas (as demais usinas encaminharam dados contábeis de apenas 1 ano).

Avaliando este período (2011, 2012 e 2013), observamos que, após atualizarmos todos os dados para uma mesma data-base (dezembro de 2014), **94,12% das usinas tiveram variação de custo superior a 10% neste intervalo de três anos** (sendo que 20,59% teve uma variação superior a 50%).

**Tabela 22: Análise das variações de custo (máximo / mínimo)
no período entre 2011 e 2013 para 34 usinas**

Variação entre custo máximo e mínimo em 3 anos	Percentual da população de usinas dentro desta variação
<10%	5,88%
11%-20%	29,41%
21%-30%	20,59%
31%-40%	8,82%
41%-50%	11,76%
51%-60%	2,94%
61%-70%	0,00%
71%-80%	5,88%
81%-100%	0,00%
>100%	14,71%

Fonte: Dados contábeis fornecidos pelas empresas relacionadas na Tabela 26

Isso significa que, pelo modelo proposto pela EPE, apenas 5,88% das concessionárias, mesmo se tivessem “partido” de seu custo operacional **real**, não teriam prejuízo nestes três anos, já que seus custos oscilaram menos que isso. Por outro lado, a maior parte das empresas sofreria com um custo bastante instável, muito além da margem de remuneração de 10% inicialmente proposta. Ressalta-se que o risco é que o operador que assuma uma determinada usina (e que não tenha caixa suficiente para suportar oscilações de caixa acima dos 10%) acabe tendo sua sustentabilidade econômico-financeira comprometida, afetando por consequência a qualidade do serviço prestado. Este risco é real na medida em que usinas são licitadas individualmente, não sendo necessariamente assumidas pelos grandes grupos atualmente em atividade no país (com mais fôlego financeiro).

Um outro ponto que deve ser considerado é o porte da usina. Por exemplo, a usina de Neblina (6,5 MW de potência instalada): conforme Nota Técnica 385/2012, esta usina teria uma receita de R\$1 milhão / ano. Dez por cento significa R\$100 mil, o que daria cerca de R\$8 mil por mês ao

operador. A questão é: a quem interessa operar uma usina (mesmo que pequena) por R\$8 mil / mês? Provavelmente, nem seu operador atual – já que este lucro, marginal, pode ser facilmente transformado em prejuízo pelas oscilações do negócio anteriormente apontadas.

Haveria, então, duas opções: ou estas pequenas centrais precisariam ser relitadas por blocos, como forma de mitigar o risco do bloco, ou elas precisariam receber um incentivo diferenciado (maior remuneração).

Considera-se neste trabalho que o ideal seria atribuir um percentual maior às pequenas usinas, já que nem todas as pequenas plantas teriam a possibilidade de serem licitadas em blocos (por serem distantes umas das outras). Frisa-se que o fato de ninguém se interessar na operação de uma pequena central isolada representaria um problema para o governo, que precisaria encontrar uma forma de operá-la diretamente (ou desativá-la).

Finalmente, a margem apresentada é tão pequena que, mesmo se a inflação brasileira ficasse no centro da meta (4,5% ao ano), a perda financeira seria de 2,23% no ano. Na tabela a seguir demonstra-se como exemplo uma usina (fictícia) de RAG igual a R\$1 milhão / mês.

Tabela 23: Exemplo de perda financeira pela inflação ao longo do ano

	Nominal	Real	Inflação Acum.
1	1.000.000	1.000.000	0,00%
2	1.000.000	996.000	0,40%
3	1.000.000	991.984	0,80%
4	1.000.000	987.952	1,20%
5	1.000.000	983.904	1,61%
6	1.000.000	979.839	2,02%
7	1.000.000	975.759	2,42%
8	1.000.000	971.662	2,83%
9	1.000.000	967.548	3,25%
10	1.000.000	963.419	3,66%
11	1.000.000	959.272	4,07%
12	1.000.000	955.109	4,49%
TOTAL	12.000.000	11.732.448	2,23%

Remuneração	1.200.000	1.173.245
Perda pelos custos principais		267.552
Remuneração final R\$		905.693
Remuneração final %		7,55%

Por “perda pelos custos principais” entenda-se a diferença entre o valor efetivamente recebido (em termos “reais”) e as obrigações que a concessionária tem ao longo do ano (sempre reajustados, seguindo o valor “nominal”). Esta diferença sai da remuneração de 10% que a empresa recebe, que por sua vez também é reduzida pela inflação.

Assim, demonstra-se que a margem é tão pequena que, em termos reais, pode ser reduzida em quase 25% somente por conta da inflação, mesmo que esta fique dentro do centro da meta.

Como agravante, a ANEEL – quando calculou o custo operacional “eficiente” das geradoras – utilizou uma planilha que leva em consideração apenas o valor **anual** de gastos (baseados no Ofício 08/2012, que pediu dados do ano de 2011). Considerando que os gastos **não foram atualizados mês a mês**, valendo-se do total acumulado do ano como sendo o custo “real”, o mesmo erro observado na Tabela 23 (que ocorre após a concessionária receber seu OPEX regulatório) também já havia ocorrido no momento do cálculo da GAG O&M. A figura a seguir ajuda a esclarecer este problema.

**Figura 9: Demonstração gráfica de como a inflação consome o OPEX “eficiente”
(mesmo que seja atualizado anualmente)**

Isso significa que, se considerarmos uma inflação constante, as geradoras perderão 1 ano inteiro de inflação por conta do gap temporal da metodologia de cálculo do custo operacional “eficiente”, sendo 50% da inflação do ano anterior e 50% da inflação do ano corrente. Observa-

se na figura acima que, mesmo na hipótese de só haver 1 concessionária no país, e que ela tenha servido de modelo para ela mesma, seus custos operacionais estarão defasados por esta inflação anual.

Considerando que o centro da meta é de 4,5% ao ano, considerando que sobre a parcela que “sobra” incidem tributos (imposto de renda e CSLL) da ordem de 34% e que a remuneração sobre o OPEX é de somente 10%, conclui-se que este, de fato, não é um negócio atrativo aos operadores das usinas: o “lucro” final seria de $(10\% - 4,5\%) * (1 - 34\%) = 3,63\%$ sobre um OPEX “eficiente”.

2.2.3.3 Quanto aos demais componentes da RAG

De acordo com o contrato de concessão de Três Irmãos (única usina relicitada no modelo da MP579), a Receita Anual de Geração (RAG) será reajustada anualmente, no dia 1º de julho de cada ano, a partir de 2015, exceto para os anos em que ocorra Revisão Tarifária, conforme fórmula a seguir:

$$RAG_t = GAG_{t-1} \times (IVI_{GAG} + X) + EU_t + EC_t + A_{jt-1} \quad (\text{Equação 2.2.3.3-1})$$

Onde:

RAG_t = Receita anual de geração reajustada, a ser praticada no ano seguinte (R\$ / ano)

GAG_{t-1} = Custo da Gestão dos Ativos de Geração, incluídos os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização da Usina Hidrelétrica (R\$ / ano)

IVI_{GAG} = Índice de Variação da Inflação que reajustará o Custo de Gestão de Ativos de Geração, definido a partir da variação anual acumulada do Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, e na hipótese de sua extinção, o índice que vier a sucedê-lo (%)

X = Percentual a ser definido pela ANEEL no processo de Revisão Tarifária, destinado a estimular a eficiência e capturar ganhos de produtividade para o consumidor a ser acrescido ou subtraído do IVI_{GAG}

EU_t = Encargo de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (R\$ / ano)

EC_t = Encargo de Conexão de responsabilidade da concessionária para o ano seguinte (R\$ / ano)

A_{jt-1} = Ajuste pela indisponibilidade apurada ou pelo desempenho apurado (R\$ / ano), conforme a modalidade de operação definida pelo ONS

Assim, pode-se segregar a RAG em dois componentes:

$$RAG_t = \underbrace{GAG_{t-1}}_{\text{Parcela B}} \times (IVI_{GAG} + X) + \underbrace{EU_t + EC_t + A_{jt-1}}_{\text{Parcela A}}$$

Entende-se por “Parcela B” os “custos gerenciáveis”, e “Parcela A” os “custos não gerenciáveis” da concessão. Portanto, além dos custos anteriormente discutidos neste trabalho (RC, QRR e OPEX), que compõe a GAG (“Parcela B”), a receita das geradoras compreende uma parte de custos “não gerenciáveis” de encargos setoriais, que podem fazer com que o consumidor perceba um aumento na RAG das usinas “velhas” ao longo do tempo (por exemplo, caso o

sistema de transmissão seja onerado), mesmo que a concessionária de geração não perceba aumento na parcela da receita que, de fato, ficará com ela.

Finalmente, observa-se que o erro de aplicação do Fator X que tradicionalmente afeta as distribuidoras (como visto anteriormente) foi importado para as geradoras cotistas; isso porque, pela fórmula acima, a GAG inteira (OPEX + CAPEX) recebe o desconto anual do Fator X, que por conceito deveria incidir apenas sobre a $GAG_{O\&M}$, mas que na prática, para as geradoras, não deveria incidir sobre nada (já que ela não possui a possibilidade de expandir seu mercado e, com isso, obter ganhos de produtividade).

2.3 A receptividade do mercado em 2012

Como visto no capítulo anterior, o mercado precisava analisar a proposta do governo federal com base em três variáveis principais:

Variável 1: Indenização

Pergunta a ser respondida: O valor ofertado pelos investimentos não amortizados atende ao disposto na lei 8.987/1995? Ressalta-se que o termo aditivo exigia que a concessionária que aceitasse os termos propostos renunciasse a qualquer direito adicional, isto é, se as empresas entendessem que o valor era insuficiente para cobrir seus investimentos não amortizados, deveria optar por não renovar, judicializando a questão após o final “ordinário” do contrato.

CLÁUSULA SEGUNDA - OBJETO DO CONTRATO

Subcláusula Segunda - A Concessionária renuncia a quaisquer direitos preexistentes que contrariem o disposto na Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, e nas relações jurídicas constituídas e decorrentes de atos praticados durante sua vigência, que se conservarão por ela regidas, ou na Lei a que venha a ser convertida, referente à concessão relacionadas no Anexo 1 deste Contrato.

Variável 2: Antecipação do fim do contrato

Pergunta a ser respondida: Qual a receita da qual as empresas precisariam abrir mão, de janeiro de 2013 até o fim “ordinário” do contrato de concessão (2015 a 2017), considerando que seus contratos no ACR estavam vencendo, e que elas poderiam comercializar livremente toda a garantia física das usinas neste período? Responder a esta pergunta dependia fundamentalmente de uma projeção do PLD para o período-teste, e o resultado desta análise deveria ser comparado com os potenciais ganhos auferidos nos 30 anos de prorrogação do contrato (próxima variável).

Variável 3: Revisão Tarifária

Pergunta a ser respondida: Quais os potenciais ganhos que a renovação do contrato por 30 anos podem trazer aos investidores? Aqui, devido ao curto tempo que as empresas tinham para analisar todas as possibilidades, a conta feita foi simples: comparar a GAG-O&M com os custos reais de cada usina. A diferença seria o ganho teórico ao longo do novo período de contrato.

O resultado destas análises pelo mercado não poderia ter sido pior: a indenização não cobria nem mesmo o valor residual contábil dos ativos (VALOR, 2012a), mesmo sabendo-se que o valor contábil não sofre correção monetária e que, portanto, estavam sem atualização desde janeiro de 1996. Além disso, como visto no item 2.2.2, as perdas financeiras pela impossibilidade de comercializar livremente a energia das usinas por no mínimo três anos, por si só, inviabilizava completamente a proposta do governo. Finalmente, o mercado constatou que a GAG-O&M proposta pela ANEEL não chegava a cobrir nem mesmo os custos reais das usinas – ou seja, na prática o negócio daria prejuízo, e não lucro.

Face a estes problemas, apenas o Grupo Eletrobrás, a DME-Energética e a EMAE aceitaram as regras definidas pelo governo. O Grupo Eletrobrás aceitou as regras por pressão do governo federal – o que foi, inclusive, informado pela empresa à ANEEL anos depois, tendo sido multada pela CVM por esta prática (G1, 2015). Já a EMAE renovou sua concessão de Henry Borden pois esta cumpre uma função de utilidade pública no município de São Paulo, que vai além da simples comercialização de energia elétrica – não sendo, inclusive, interessante comercialmente a nenhum outro operador⁴⁵.

Finalmente, a DME aceitou renovar a concessão da PCH Antas I (8,6 MW) por ser uma usina que era vinculada à sua distribuidora de energia (com mercado inferior a 500 GWh / ano, e por isso com a possibilidade de gerar parte da energia comercializada), já que a forma de reconhecimento de custos e de ativos é diferente, por fazer parte da tarifa da distribuidora.

Mesmo não sendo escopo deste estudo analisar o impacto da MP579 sobre o segmento de transmissão, ressalta-se que este também não aceitou bem as propostas em um primeiro momento, sendo que o conselho da CTEEP chegou reprovar a renovação de suas concessões – o que gerou críticas por parte do governo e da ANEEL (VALOR, 2012b). Para contornar o

⁴⁵ Desde outubro de 1992, a operação de Henry Borden (composto por duas usinas de alta queda (720 m), com 14 grupos de geradores que somam 889 MW) vem atendendo às condições estabelecidas na Resolução Conjunta SMA/SES 03/92, de 04/10/92, atualizada pela Resolução SMA-SSE-02, de 19/02/2010, que só permite o bombeamento das águas do Rio Pinheiros para o Reservatório Billings para controle de cheias, reduzindo em 75% aproximadamente a energia produzida em Henry Borden.

problema, foi publicada a medida provisória 591/2012, que – para o segmento de transmissão – aceitava indenizar os ativos constituídos antes de maio de 2000 (chamados de Rede Básica – Sistema Existente, ou RBSE). Com esta alteração, todos os concessionários deste segmento aceitaram a proposta.

Tentando obter o mesmo sucesso no segmento de geração, foi publicado o decreto 7.850/2012 que aceitava indenizar os ativos imobilizados após a entrada em operação da usina. No entanto, ao contrário do que ocorreu no segmento de transmissão, mesmo com este novo incentivo o conjunto das regras continuou não sendo atrativo, mantendo a decisão pela não-renovação de todos os agentes, exceto os já citados anteriormente.

A seguir demonstra-se um breve resumo das etapas que culminaram na conversão da MP 579/2012 na lei 12.783/2013, com as ações tomadas pelo governo e pelo mercado neste período.

- 11 de setembro de 2012: O MME anuncia em Brasília as regras iniciais para a renovação das concessões de Geração e Transmissão (MP 579), preocupando empresas e investidores.
- 9 de novembro de 2012: As Notas Técnicas da ANEEL e do MME são divulgadas, trazendo os cálculos iniciais das receitas anuais e das indenizações.
- 22 de novembro de 2012: Após a Eletrobrás sinalizar que aceitaria as novas regras, suas ações (ELET6) atingem R\$7,05, contra R\$25,37 de máxima nos 12 meses anteriores
- 29 de novembro de 2012: Após os transmissores sinalizarem que não renovariam suas concessões pelas regras apresentadas, o governo publica a MP 591, que autoriza a indenização dos ativos de Transmissão até maio de 2000, que ainda não estivessem depreciados.
- 30 de novembro de 2012: Após os geradores sinalizarem que não renovariam suas concessões pelas regras apresentadas, o governo publica o Decreto 7850, que autoriza a indenização dos investimentos em geração não contemplados no projeto básico (“incrementais”).
- 04 de dezembro de 2012: Copel, Cemig, Celesc e Cesp não renovam suas concessões de geração, por não concordarem com as regras – e são acusadas de não colaborarem com a redução das tarifas anunciada pelo governo; por outro lado, todas as transmissoras sinalizam que aceitarão as regras propostas.
- 11 de janeiro de 2013: Publicada a lei 12.783, que consolida de forma definitiva todas as regras de renovação das concessões.

2.4 Os efeitos financeiros entre 2013 e 2015

Primeiramente, é importante ressaltar que a lei 12.783/2013 foi apenas a última ação de uma política eletroenergética equivocada aplicada pelo governo federal a partir do novo marco regulatório de 2004, mas em especial a partir de 2008 – com o ministro de Minas e Energia Edison Lobão⁴⁶. É possível resumir esta política em quatro fatores: (a) A tentativa excessiva de controlar e limitar os lucros dos investidores; (b) Preterência de fontes intermitentes na expansão da matriz elétrica nacional; (c) Manipulação dos resultados dos leilões por meio da interferência do grupo Eletrobrás nas licitações; e (d) Falhas no acompanhamento de obras (com consequente ausência de ações tempestivas que mitigassem os atrasos).

Neste trabalho será abordado especialmente o item (a), representado pela MP579 para os segmentos de geração e transmissão, mas que pode ser visto também no segmento de distribuição pelo arrocho que a metodologia de revisão tarifária deste setor sofreu, principalmente, a partir do 3º ciclo (2011 em diante). Também foi dedicado o capítulo 1.8 para tratar especificamente do item (c), já que a utilização do grupo Eletrobrás para manipular preços no setor elétrico ocorreu novamente (e com especial gravidade) na MP579.

Os itens (b) e (d) se relacionam diretamente aos efeitos financeiros percebidos entre 2013 e 2015 por conta da elevação dos preços da energia elétrica no mercado de curto prazo. Isso porque o ano de 2014 foi apenas o 10º pior da série histórica de chuvas no país, e o ano de 2013 foi o 37º pior (ILUMINA, 2015a). Isso demonstra que, apesar de não serem anos com chuvas abundantes, não foram críticos – e por isso não deveriam comprometer o mercado de energia elétrica (que deve ser dimensionado para o pico, e não para a média).

Como isso foi o que de fato ocorreu, comprova-se que o sistema elétrico nacional não está bem modelado, e por isso pequenas oscilações comprometem por completo a precificação da energia elétrica no curto prazo (ou seja, o setor hoje é muito sensível a pequenas variações nos índices pluviométricos).

Estes problemas de modelagem concentram-se, fundamentalmente, pela ausência de expansão não-intermitente de baixo custo unitário (usinas hidrelétricas com reservatórios plurianuais, geração térmica de baixo CVU, etc) e pelo atraso de obras de geração e de transmissão ao longo dos últimos anos (ILUMINA, 2015a e 2015b). Especificamente sobre o atraso das obras, dos empreendimentos em construção em 2014, somente 42% das usinas de geração e 31% das

⁴⁶ Lobão tomou posse como ministro de minas e energia em 21 de janeiro de 2008.

linhas de transmissão devem entrar em operação comercial no prazo originalmente previsto – um índice extremamente baixo e que compromete por completo o planejamento elétrico nacional (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2014). Assim, como resultado deste conjunto de ações equivocadas, e que culminaram com a MP579/2012, verificou-se prejuízos que somaram R\$60,9 bilhões entre 2013 e 2014 (TCU, 2014).

Tabela 24: Consolidação dos custos da CDE (2013-2014) e segregação das parcelas causadas pela MP579

Métrica	Descrição	2013	2014
	SalDOS em dez/2012 e em dez/2013	19.688.756	23.216
	(+) Entradas		
	Uso de Bem Público (UBP)	487.261	558.312
	Quotas RGR	574.218	1.024.574
	Quotas CCC atrasadas	735.715	
	Quotas Arrecadadas no mês RGR e CDE	1.368.180	1.699.692
	Reposição de Financiamentos RGR	1.335.042	1.270.159
	Parcelamentos recebidos RGR		1.498.000
	Rendimentos Aplicação Financeira	36.845	
	Multas Aneel	191.269	218.485
	Empréstimo CCEE Lei 8.221/2014		17.778.888
	Transferência de Recurso do Tesouro Nacional	9.856.554	13.000.000
	Total entradas 2013 e 2014	34.273.840	37.071.326
	(-) Saídas		
	Pagamento de Indenizações (Lei 12.783/2013)	13.226.969	3.178.945
	Custo de Geração reembolsado (CCC)	4.330.252	5.680.852
	Subsídio Luz para Todos	548.148	1.182.097
	Subsídio Baixa Renda	2.087.297	2.171.052
	Carvão Mineral	866.583	1.123.273
	Subvenção Subsídios - Desconto tarifário	2.845.660	4.254.452
	Subvenção Modicidade - Redução da Tarifa	260.259	452.489
	Financiamentos Concedidos RGR	485.592	
	Pagamento Verba MME	17.981	30.737
	Exposição Involuntária Despesas CCEE -		
	Térmicas + Dif CVA	9.536.880	26.590.160
A	Subtotal custos CDE 2013 e 2014	34.205.621	44.664.057
B	Setor elétrico sem MP 579 (CCC+RGR+CDE)	10.938.159	12.257.274
C = A-B	Diferença com e sem MP 579/2012	23.267.462	32.406.783
D	Contas a pagar 2013 e 2014 (projeção)	1.722.456	3.500.000
E = C+D	Total da Diferença 2013 e 2014	24.989.918	35.906.783
	Diferença 2013+2014		60.896.701

Fonte: TCU, 2014.

Como a auditoria realizada pelo TCU ocorreu em junho de 2014, algumas parcelas adicionais devem ser consideradas na monta acima demonstrada.

- As indenizações da parcela da Rede Básica das transmissoras (RBSE), ainda não pagas e atualmente em R\$23,18 bilhões⁴⁷;
- Os juros da conta ACR, de R\$ 8,8 bilhões;

⁴⁷ R\$5,5 bilhões à Chesf; R\$2,9 bilhões à Eletronorte; R\$1 bilhão à Eletrosul; R\$9 bilhões à Furnas (todos estes já homologados pela ANEEL); mais R\$880 milhões à Copel (valor pleiteado e ainda não confirmado até março de 2016); e R\$3,9 bilhões à CTEEP (valor aprovado pela ANEEL mas com indicativo da empresa de que será questionado judicialmente).

- Os ativos de geração “incrementais” (aceitos pelo decreto 7.850/2012), ainda não indenizados (e sem previsão de cálculo⁴⁸).

Assim, resta claro que, apesar de não haver ainda uma definição quanto à indenização dos ativos de geração, a conta ultrapassará os R\$100 bilhões, não esquecendo que este deverá ser o valor **líquido** pago às concessionárias. Considerando que todo o montante é faturado pelas distribuidoras ao consumidor residencial final, e que o ICMS, PIS e COFINS da tarifa de energia representam em média 37% do montante total (TCU, 2014), para arrecadar R\$100 bilhões líquidos é necessário cobrar do consumidor:

$$100 / (1 - 37\%) = \text{R\$158 bilhões}$$

Como referência, esta monta é equivalente ao faturamento anual das distribuidoras de energia (ABRADEE, 2013). Não obstante, os problemas causados pela preferência a fontes intermitentes na expansão da oferta da matriz elétrica associados aos atrasos das obras de geração e transmissão e ao aumento de demanda causado pela redução dos preços da energia elétrica deplecionaram os reservatórios restantes ao longo dos últimos três anos, causando um resultado negativo no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) de R\$40 bilhões entre 2014 e 2015 (Canal Energia, 2014; Canal Energia, 2015b; VALOR, 2015).

Assim, **estima-se um valor entre R\$190 e R\$200 bilhões, causado pelos motivos anteriormente demonstrados**. Este custo poderia ser reduzido ou eliminado, caso:

- a) A expansão da matriz elétrica tivesse priorizado fontes não-intermitentes, como hidrelétricas com reservatórios plurianuais ou térmicas com baixo CVU (em detrimento às usinas a fio d’água e às térmicas a óleo, contratadas por conta de falhas no Índice de Custo-Benefício dos leilões de usinas térmicas atuais, que consideram dados irreais de despacho destas plantas)⁴⁹;

⁴⁸ Estima-se em pelo menos R\$15 bilhões o total de indenização de geração. Apenas a Chesf espera receber R\$4,8 bilhões (VALOR, 2014). Já a Cesp judicializou um pedido adicional de R\$8,8 bilhões por Jupia, Ilha Solteira e Três Irmãos, em adição aos R\$1,7 bilhão “incontroverso” de Três Irmãos (CANAL ENERGIA, 2015a).

⁴⁹ O ICB é utilizado nos leilões de energia para converter os lances de Receita Fixa submetidos pelos empreendedores, permitindo assim, a comparação dos lances entre empreendimentos a serem contratados na modalidade por disponibilidade que apresentam diferentes combinações de Receita Fixa e Custo Variável Unitário, assim como entre os demais empreendimentos contratados na modalidade por quantidade (Instituto Acende Brasil, 2012). Não será abordado por este trabalho os eventuais problemas no cálculo do ICB dos leilões de energia térmica. Para um entendimento mais profundo, sugere-se a leitura de (SOARES, 2009) e (ROMEIRO et al, 2015).

- b) Os projetos *greenfield* de geração e transmissão fossem acompanhados de forma tempestiva pela ANEEL e pela EPE, inclusive por meio de cláusulas contratuais que permitissem a relicitação imediata de obras que superassem determinado atraso⁵⁰;
- c) O leilão A-1 **não tivesse sido cancelado** em 2012, e um preço-teto aderente à tendência de evolução do PLD fosse calculado (atraindo os players descontratados a partir de 2013);
- d) O fim do prazo do contrato **não tivesse sido antecipado** de forma forçada para dezembro de 2012, deixando um tempo adequado para rediscutir as regras;
- e) Uma proposta razoável fosse apresentada ao mercado e as usinas “velhas” fossem relicitadas, **seguindo o modelo que será proposto no Capítulo 3 deste trabalho**.

No capítulo a seguir serão demonstradas propostas para que problemas similares não voltem a ocorrer em 10 anos, apresentando-se sugestões para que a nova *tranche* de renovação das concessões de geração, a partir de 2026, ocorra sem prejuízos ao consumidor.

⁵⁰ Nos casos de atraso de obras da transmissão, ou até mesmo de inadequação da rede em função de crescimento da demanda, acaba sendo necessária geração térmica devido a razões elétricas, com impactos diretos nos custos operativos e, portanto, relevantes a tarifa final (ONS, 2013).

3. Proposta de uma nova metodologia de definição de receitas regulatórias

3.1 Pesquisa realizada e base de dados utilizada

3.1.1 Origem dos Dados

De acordo com o Banco de Informações da Geração (ANEEL, 2015f), o Brasil conta com cerca de 139 GW de potência instalada, sendo que a geração hídrica (composta por CGH's, PCH's e UHE's) soma cerca de 92 GW. A tabela a seguir demonstra a realidade atual do parque nacional.

Tabela 25: Parque gerador nacional

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	487	302.793	304.428	0,23
EOL	238	5.226.601	5.139.489	3,83
PCH	472	4.774.642	4.753.509	3,54
UFV	317	19.179	15.179	0,01
UHE	201	87.308.965	84.319.838	62,76
UTE	1.893	39.355.039	37.819.954	28,15
UTN	2	1.990.000	1.990.000	1,48
Total	3.610	138.977.219	134.342.397	100

Fonte: ANEEL, 2015f

O presente trabalho de doutorado teve seus dados coletados em um projeto de P&D patrocinado pelas seguintes empresas:

- APIACÁS ENERGIA S.A.
- BAESA - ENERGÉTICA BARRA GRANDE
- CEMIG CERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.
- CESP - COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO
- CHESF - COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DE SÃO FRANCISCO
- COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.
- DME ENERGÉTICA S.A
- ELETRONORTE - CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL
- EMAE - EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA
- ENERCAN - CAMPOS NOVOS ENERGIA S.A.
- FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.

Destas, a Apiacás optou por não fornecer dados ao projeto. Assim, as empresas patrocinadoras que contribuem com informações para o estudo, e suas usinas operadas, são:

Tabela 26: Parque gerador das empresas patrocinadoras

BAESA		
Fase	Quantidade	Potência (kW)
Operação	1	698.250
Total	1	698.250

CEMIG		
Fase	Quantidade	Potência (kW)
Operação	40	5.987.594
Total	40	5.987.594

CESP		
Fase	Quantidade	Potência (kW)
Operação	5	6.649.820
Total	5	6.649.820

CHESF		
Fase	Quantidade	Potência (kW)
Construção não iniciada	2	52.000
Operação	15	10.615.131
Total	17	10.667.131

COPEL		
Fase	Quantidade	Potência (kW)
Construção	2	650.200
Operação	20	4.929.407
Total	22	5.579.607

DME		
Fase	Quantidade	Potência (kW)
Construção não iniciada	1	292.000
Operação	3	208.550
Total	4	500.550

Eletronorte		
Fase	Quantidade	Potência (kW)
Operação	10	9.191.214
Total	10	9.191.214

EMAE		
Fase	Quantidade	Potência (kW)
Operação	3	935.800
Total	3	935.800

Enercan		
Fase	Quantidade	Potência (kW)
Operação	1	880.000
Total	1	880.000

FURNAS		
Fase	Quantidade	Potência (kW)
Construção não iniciada	11	281.000
Operação	17	9.907.492
Total	28	10.188.492

Total em Construção	16	1.275.200
Total em Operação	115	50.003.258
Total em Geral	131	51.278.458

Fonte: Banco de Informações de Geração ANEEL, Fev/15

Comparando a representatividade dos patrocinadores com o parque nacional, verifica-se:

Tabela 27: Representatividade dos Patrocinadores no parque gerador nacional

	Total (MW)	Patrocinadoras
Potência Instalada total BR	138.977.219	35,98%
Potência Instalada hídrica BR	92.386.400	54,12%

Assim, os dados coletados representam 35,98% de toda a potência instalada em operação no país, e 54,12% de toda a potência instalada em operação **hídrica** nacional. Ressalta-se que as empresas patrocinadoras não necessariamente encaminharam dados de todas as suas usinas, como demonstrado no APÊNDICE III – Relação de usinas utilizadas pela ANEEL em seu estudo, versus a amostra utilizada pelo presente trabalho.

3.1.2 Comparação dos dados utilizados com a amostra da ANEEL

A ANEEL (2012b) diz que utilizou em sua amostra (para cálculo do OPEX regulatório “eficiente”) 169 usinas, que juntas representavam 65,8 GW de potência instalada e 33,7 GW de garantia física. Comparou-se, então, a relação de usinas que compuseram a amostra da Agência com aquelas cujas informações foram coletadas para este trabalho. A relação completa encontra-se no

APÊNDICE III – Relação de usinas utilizadas pela ANEEL em seu estudo, versus a amostra utilizada pelo presente trabalho.

Assim, observa-se que diversas usinas amostradas pela ANEEL não foram utilizadas no presente trabalho, posto que pertencem a operadores não integrantes do P&D que suportou a coleta de dados, ou cujas informações simplesmente não foram encaminhadas pelas empresas. Por outro lado, 15 plantas que não compuseram a amostra da ANEEL tiveram seus dados incluídos no presente estudo.

Tabela 28: Usinas com informações encaminhadas pelas patrocinadoras e que não compuseram a amostra da ANEEL

Controlador	Nome Usina	Tipo de Geração	Potência Instalada em Operação
CEMIG	Bom Jesus do Galho	PCH	0,36
CEMIG	Carmo Cajuru	PCH	7,20
CEMIG	Jacutinga	CGH	0,72
CEMIG	Lages	CGH	0,68
CEMIG	Pissarrão	CGH	0,80
CEMIG	Santa Luzia	CGH	0,70
CEMIG	Sta. Marta	PCH	1,00
COPEL	Cavernoso	PCH	1,00
COPEL	Chopim I	PCH	2,00
COPEL	Guaricana	UHE	36,00
COPEL	Melissa	PCH	1,00
COPEL	Pitangui	PCH	0,87
COPEL	Salto do Vau	PCH	0,84
DME	UHE Pedro Affonso (Antas I)	UHE	8,78
DME	PCH Padre Carlos (Rolador)	PCH	7,80
ELETRONORTE	Samuel	UHE	216,75
ELETRONORTE	Curua Uma	UHE	30,30
ELETRONORTE	Coaracy Nunes	UHE	78,00

Tabela 29: Consolidação da representatividade da amostra, por tipo de usina

	UHE		PCH		CGH		TOTAL	
	Qde	Potência	Qde	Potência	Qde	Potência	Qde	Potência
TOTAL Brasil (BR)	201	87.309	472	4.775	487	303	1.160	92.386
Amostra ANEEL	109	65.367	60	446	0	0	169	65.813
Dados utilizados neste trabalho	42	30.843	38	204	4	3	84	31.050
% Utilizado / ANEEL	38,53%	47,18%	63,33%	45,83%	N/A	N/A	49,70%	47,18%
% ANEEL / TOTAL BR	54,23%	74,87%	12,71%	9,34%	0,00%	0,00%	14,57%	71,24%
% Utilizado / TOTAL BR	20,90%	35,33%	8,05%	4,28%	0,82%	0,96%	7,24%	33,61%

Assim, o presente trabalho coletou dados referentes a aproximadamente **33,6% da potência hídrica instalada nacional**, sendo esta a base de informações que subsidiará as demais atividades deste estudo.

Frisa-se que esta amostra representa apenas 47,18% daquela utilizada pela ANEEL para compor a Nota Técnica que definiu as GAGs das geradoras cotistas. No entanto, ressalta-se que um período mais longo foi utilizado no presente estudo, tendo várias concessionárias encaminhado dados plurianuais, como será visto na **Tabela 31: Séries históricas, por usina e por ano, consideradas no estudo** (a base utilizada pela ANEEL contava apenas com dados de 2011).

Mesmo assim, é esperado que a amostra deste trabalho reflita melhor os custos operacionais das usinas atingidas pela MP 579. Isso porque estas usinas, como anteriormente citado, são projetos antigos – e a amostra deve refletir esta realidade. Por exemplo, mais de 72% das usinas atingidas pela MP 579 (em potência instalada) foram construídas até 1980. No entanto, na amostra da ANEEL utilizada para calcular os custos eficientes das geradoras, apenas 43% iniciou suas operações até 1980. Isso significa que a ANEEL deu mais peso para as usinas novas, que obviamente possuem custos menores – já que são mais modernas.

Tabela 30: Comparativo (em % da potência instalada total) das usinas atingidas pela MP 579, das usinas utilizadas pela ANEEL em seu *benchmarking* de eficiência e pelo presente trabalho

Entrada em operação	MP579	Amostra ANEEL	Dados disponíveis neste trabalho
1901-1910	0,01%	0,04%	0,04%
1911-1920	0,10%	0,04%	0,06%
1921-1930	4,31%	1,49%	3,11%
1931-1940	0,10%	0,05%	0,00%
1941-1950	0,23%	0,17%	0,23%
1951-1960	1,43%	2,77%	2,43%
1961-1970	15,10%	9,79%	10,11%
1971-1980	51,54%	29,40%	26,07%
1981-1990	10,22%	18,22%	31,31%
1991-2000	15,81%	26,57%	17,60%
2001-2011	1,10%	11,46%	9,05%

Figura 10: Distribuição gráfica da Tabela 30

3.2 Quanto ao Custo Operacional (OPEX)

3.2.1 Variáveis ambientais e seleção da amostra

Antes de mais nada, é preciso explicar o que pode ser considerado como uma variável ambiental: é aquela que pode produzir uma variação do objeto de análise. No caso deste trabalho, consideramos como “insumo” os custos operacionais das usinas (OPEX), e tentaremos buscar um “produto” que explique o comportamento deste insumo. Por exemplo: a área alagada do reservatório de uma usina explica a variação de custos? E sua idade?

Em que pese, na etapa de coleta de informações deste trabalho, foram solicitadas dezenas de dados distintos, poucas foram as respostas completas para este item (por exemplo, a área alagada não foi informada por todos, o que não permitiu a análise desta variável). Assim, a investigação foi realizada considerando os seguintes produtos: (a) Potência Instalada; (b) Quantidade de Unidades Geradoras; (c) Ano de entrada em operação; (d) Energia gerada em 2011; e (e) Garantia Física.

A relação completa dos dados pode ser observada no APÊNDICE IV – Relação de Usinas com dados disponíveis para este trabalho suas respectivas variáveis principais. Assim, foram realizados testes para tentar identificar qual destas variáveis (ou quais delas) explicariam melhor a evolução dos custos operacionais das usinas.

Um primeiro ponto a ser discutido refere-se a considerar o insumo (OPEX) com ou sem os custos administrativos, que via de regra são rateios. Se num primeiro momento parece ser razoável avaliar apenas os custos diretos, que provavelmente possuem maior correlação com as variáveis

apresentadas, concluiu-se que não se podia desvincular os custos administrativos (rateios), já que estes representam cerca de 43% do total dos custos de O&M das usinas.

No ano de 2011 (ano-base do Ofício 08/2012 encaminhado pela ANEEL às concessionárias de geração solicitando informações contábeis das usinas), os custos diretos das usinas analisadas somaram R\$1,17 bilhão, e os custos administrativos somaram R\$887 milhões. Assim, todas as análises foram feitas considerando o custo operacional total da usina (direto + indireto), isto é, somando as contas contábeis⁵¹ 615.01.1, 615.01.2 e 615.01.4. Considerando que foram solicitados dados de outros anos, além de 2011, conseguiu-se um total de 152 séries históricas, que foram usadas nas análises deste estudo.

Tabela 31: Séries históricas, por usina e por ano, consideradas no estudo

Ordem	Controlador	Nome Usina	2009	2010	2011	2012	2012
1	CEMIG	Anil			X		
2	CEMIG	Bom Jesus do Galho			X		
3	CEMIG	Camargos			X		
4	CEMIG	Carmo Cajuru			X		
5	CEMIG	Dona Rita			X		
6	CEMIG	Emborcação			X		
7	CEMIG	Gafanhoto			X		
9	CEMIG	Irapé			X		
10	CEMIG	Itutinga			X		
11	CEMIG	Jacutinga			X		
12	CEMIG	Jaguara			X		
13	CEMIG	Joasal			X		
14	CEMIG	Lages			X		
15	CEMIG	Luiz Dias			X		
16	CEMIG	Marmelos			X		
17	CEMIG	Martins			X		
18	CEMIG	Miranda			X		
19	CEMIG	Nova Ponte			X		
20	CEMIG	Paciência			X		
21	CEMIG	Pandeiros			X		
22	CEMIG	Paraúna			X		
23	CEMIG	Peti			X		
24	CEMIG	Piau			X		
25	CEMIG	Pissarrão			X		
26	CEMIG	Poço Fundo			X		
27	CEMIG	Poquim			X		
28	CEMIG	Rio de Pedras			X		
29	CEMIG	Salto Grande			X		
30	CEMIG	Salto Morais			X		
31	CEMIG	Santa Luzia			X		
32	CEMIG	São Bernardo			X		
33	CEMIG	São Simão			X		

⁵¹ De acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, vigente à época.

Ordem	Controlador	Nome Usina	2009	2010	2011	2012	2012
34	CEMIG	Sta. Marta			X		
35	CEMIG	Sumidouro			X		
36	CEMIG	Três Marias			X		
37	CEMIG	Tronqueiras			X		
38	CEMIG	Volta grande			X		
39	CEMIG	Xicão			X		
40	CEMIG	Porto Estrela			X		
41	CEMIG	Funil			X		
42	CEMIG	Queimado			X		
43	CEMIG	Igarapava			X		
44	CEMIG	Aimorés			X		
45	CEMIG	Baguari			X		
48	COPEL	Apucarantina	X	X	X		
49	COPEL	Cavernoso	X	X	X		
50	COPEL	Chaminé	X	X	X		
51	COPEL	Chopim I	X	X	X		
52	COPEL	Derivação do Rio Jordão	X	X	X		
54	COPEL	Gov. Bento Munhoz	X	X	X		
55	COPEL	Gov. José Richa	X	X	X		
56	COPEL	Guaricana	X	X	X		
57	COPEL	Gov. Ney Braga	X	X	X		
58	COPEL	Gov. Parigot de Souza	X	X	X		
59	COPEL	Melissa	X	X	X		
60	COPEL	Mourão	X	X	X		
61	COPEL	Marumbi	X	X	X		
62	COPEL	Pitangui	X	X	X		
63	COPEL	Rio dos Patos	X	X	X		
64	COPEL	São Jorge	X	X	X		
65	COPEL	Salto do Vau	X	X	X		
66	DME	UHE Pedro Affonso Junqueira (Antas I)			X	X	X
67	DME	PCH Padre Carlos (Rolador)			X	X	X
68	EMAE	Henry Borden			X	X	X
69	EMAE	Porto Góes			X	X	X
70	EMAE	Rasgão			X	X	X
71	EMAE	Edgard Souza			X		
72	EMAE	Isabel			X		
73	BAESA	UHE Barra Grande			X	X	X
74	ENERCAN	UHE Campos Novos			X	X	X
75	FURNAS	Marimbondo			X	X	X
76	FURNAS	Itumbiara			X	X	X
77	FURNAS	Serra da Mesa			X	X	X
78	FURNAS	Funil			X	X	X
79	FURNAS	Porto Colômbia			X	X	X
80	FURNAS	Furnas			X	X	X
81	FURNAS	Luiz Carlos B. Carvalho			X	X	X
82	FURNAS	Mascarenhas de Moraes			X	X	X
83	FURNAS	Corumbá			X	X	X

Ordem	Controlador	Nome Usina	2009	2010	2011	2012	2012
84	FURNAS	Manso			X	X	X
85	ELETRONORTE	Tucurui			X		
86	ELETRONORTE	Samuel			X		
87	ELETRONORTE	Curua Uma			X		
88	ELETRONORTE	Coaracy Nunes			X		
Total de séries históricas.....			17	17	84	17	17
							152

Na 1ª fase desta investigação, verificou-se qual das variáveis (produtos) seria mais aderente à evolução dos custos. Foram os testes:

1a Fase: Investigação das Variáveis

Estudo 01	Toda a base de dados - Fórmula pela potência
Estudo 02	Toda a base de dados - Fórmula pela quantidade de geradores
Estudo 03	Toda a base de dados - Fórmula por anos de operação
Estudo 04	Toda a base de dados - Fórmula pela energia gerada em 2011
Estudo 05	Toda a base de dados - Fórmula pela garantia física

Já no teste de correlação destas variáveis, foi possível verificar que a que possuiria maior aderência com o OPEX seria a Potência Instalada, conforme é possível verificar na Tabela a seguir.

Tabela 32: Coeficiente de correlação de Pearson entre os produtos analisados e o OPEX

CORRELAÇÃO	R\$ OPEX	Potência Instalada em Operação	Unidade(s) Geradora(s)	Anos de Operação	Energia Gerada em 2011 (MWh)	Energia Assegurada (MWmed)
R\$ OPEX	1					
Potência Instalada (MW)	0,961507383	1				
Unidade(s) Geradora(s)	0,759657914	0,704566055	1			
Anos de Operação	-0,207645249	-0,27746169	0,090853489	1		
Energia Gerada 2011 (MWh)	0,929386553	0,981442471	0,648639306	-0,303109749	1	
Energia Assegurada (MWmed)	0,935794355	0,974305703	0,643091072	-0,33212108	0,976369032	1

Todos os custos operacionais históricos foram atualizados até uma mesma data-base (dezembro de 2014). As usinas que apresentaram mais de uma série histórica tiveram a média dos custos calculada. A partir destes dados, buscou-se desenhar diferentes regressões (lineares ou polinomiais de 3º grau), para testar qual seria o maior coeficiente de determinação (R^2) calculado. As figuras a seguir demonstram o resultado destas análises, bem como as respectivas equações desenhadas.

Figura 11: Estudo 01 – Todas as usinas que forneceram dados – Fórmula pela potência

Figura 12: Estudo 02 – Todas as usinas que forneceram dados – Fórmula pela qde de geradores

Figura 13: Estudo 03 – Todas as usinas que forneceram dados – Fórmula por anos de operação

Figura 14: Estudo 04 – Todas as usinas que forneceram dados – Fórmula pela energia gerada em 2011

Figura 15: Estudo 05 – Todas as usinas que forneceram dados – Fórmula pela garantia física

Assim, observa-se que a variável que melhor explica a evolução do OPEX é a potência instalada da usina, já que seu R^2 é de 0,9325. A segunda variável mais explicativa (energia gerada, em MWh) é uma variável direta da potência instalada (MW). Assim, a segunda fase da investigação limitou-se a observar o comportamento apenas da variável explicativa principal, quando clusterizada de acordo com determinados parâmetros.

Como se observou anteriormente, a idade média das usinas atingidas pelo processo de renovação das concessões difere daquela utilizada pela ANEEL na Nota Técnica NT 385/2012-SRE/SRG, que calculou a equação que deveria explicar a evolução do OPEX destas usinas. Ainda, testou-se a clusterização por tamanho da usina. Foram os testes:

2a Fase: Apenas equações pela potência

Estudo 06	Retira os outliers de R\$ / MW (10% maiores e menores)
Estudo 07	Clusteriza por usina <> 100MW
Estudo 08	Clusteriza por ano de operação <> 20 anos
Estudo 09	Clusteriza por ano de operação <> 30 anos
Estudo 10	Clusteriza por ano de operação <> 30 anos e retira outliers de R\$ / MW (10% maiores e menores)
Estudo 11	Clusteriza por ano de operação <> 40 anos e retira outliers de R\$ / MW (10% maiores e menores)
Estudo 12	Clusteriza por ano de operação <> 50 anos e retira outliers de R\$ / MW (10% maiores e menores)

Os resultados podem ser observados a seguir.

Figura 16: Estudo 06 - Retira os outliers

Figura 17: Estudo 07(a) - Clusteriza por usina ≤ 100MW

Figura 18: Estudo 07(b) - Clusteriza por usina > 100MW

Figura 19: Estudo 08(a) - Clusteriza por ano de operação ≤ 20 anos

Figura 20: Estudo 08(b) - Clusteriza por ano de operação > 20 anos

Figura 21: Estudo 09(a) - Clusteriza por ano de operação ≤ 30 anos

Figura 22: Estudo 09(b) - Clusteriza por ano de operação > 30 anos

Figura 23: Estudo 10(a) - Clusteriza por ano de operação ≤ 30 anos e retira outliers de R\$ / MW

Figura 24: Estudo 10(b) - Clusteriza por ano de operação > 30 anos e retira outliers de R\$ / MW

**Figura 25: Estudo 11(a) - Clusteriza por ano de operação ≤ 40 anos
e retira outliers de R\$ / MW (10% maiores e menores)**

**Figura 26: Estudo 11(b) - Clusteriza por ano de operação > 40 anos
e retira outliers de R\$ / MW (10% maiores e menores)**

**Figura 27: Estudo 12(a) - Clusteriza por ano de operação ≤ 50 anos
e retira outliers de R\$ / MW (10% maiores e menores)**

**Figura 28: Estudo 12(b) - Clusteriza por ano de operação > 50 anos
e retira outliers de R\$ / MW (10% maiores e menores)**

Com o objetivo de compreender melhor os resultados, consolidou-se os resultados alcançados, por estudo realizado. Também foi calculado o erro para cada amostra, dependendo do seu tamanho, considerando:

$$e = z_{\alpha/2} \sqrt{\frac{(1-p)p}{n}} \times \sqrt{\frac{N-n}{N-1}} \quad (\text{Equação 3.2.1-1})$$

Onde:

e = Erro amostral

n = tamanho da amostra

N = população

Z = variável normal padronizada, associada ao nível de confiança, sendo que NC=95% => $\alpha=0,05$ => $z_{\alpha/2} = 1,96$

p = verdadeira possibilidade do evento, que por ser desconhecida assume-se 50%

Tabela 33: Resumo dos Estudos da 2ª Fase (População = Quantidade total de Usinas no Brasil)

2a Fase: Apenas equações pela potência		(a)				(b)			
		R2	Amostra	População	Erro %	R2	Amostra	População	Erro %
Estudo 06	Retira os outliers de R\$ / MW (10% maiores e menores)	0,9675	152	678	7,01%				
Estudo 07	Clusteriza por usina <= 100MW	0,8882	84	109	5,14%	0,9195	88	569	11,16%
Estudo 08	Clusteriza por ano de operação <= 20 anos	0,9121	39	332	14,76%	0,9539	113	187	5,26%
Estudo 09	Clusteriza por ano de operação <= 30 anos	0,9624	43	352	14,02%	0,9084	109	147	4,79%
Estudo 10	Clusteriza por ano de operação <= 30 anos e retira outliers de R\$ / MW (10% maiores e menores)	0,9768	31	352	16,83%	0,9612	91	147	6,36%
Estudo 11	Clusteriza por ano de operação <= 40 anos e retira outliers de R\$ / MW (10% maiores e menores)	0,9717	43	383	14,10%	0,9452	79	116	6,25%
Estudo 12	Clusteriza por ano de operação <= 50 anos e retira outliers de R\$ / MW (10% maiores e menores)	0,9663	63	409	11,37%	0,9419	59	90	7,53%

Como é possível observar, os maiores R² ocorreram no Estudo 10, quando foram clusterizadas as usinas que entraram em operação há 30 anos ou mais daquelas que entraram em operação em datas mais recentes, retirando-se ainda as usinas 10% mais eficientes e 10% menos eficientes, quando consideramos por “eficiência” o OPEX por MW de potência instalada

(justamente o que se pretende explicar com as equações desenhadas). Neste estudo, chega-se a um R^2 de 0,9768 para o 1º cluster e de 0,9612 para o 2º.

Ocorre que, dado o tamanho da amostra, apesar do R^2 ter aumentado, o erro amostral subiu consideravelmente no 1º cluster (quando comparado ao erro do Estudo 06, que não clusterizou as usinas, de 7,01%), chegando a 16,83%. Em que pese o 2º cluster ter apresentado leve redução do erro (6,36%), conclui-se que a regra não pode servir para aplicação em todas as usinas – já que o erro amostral do 1º cluster é muito elevado, comprometendo a aplicação da equação.

Este erro, no entanto, foi calculado tomando-se como princípio que a “população” é formada por usinas. Caso mudemos este entendimento, assumindo que a “população” é formada pela Potência Instalada brasileira, em MW, os resultados são outros, conforme Tabela a seguir.

Tabela 34: Resumo dos Estudos da 2ª Fase (População = Potência Instalada no Brasil)

		(a)				(b)			
2a Fase: Apenas equações pela potência		R2	Amostra	População	Erro %	R2	Amostra	População	Erro %
Estudo 06	Retira os outliers de R\$ / MW (10% maiores e menores)	0,9675	50.537,34	92.136,11	0,29%				
Estudo 07	Clusteriza por usina <= 100MW	0,8082	822,90	8.147,44	3,24%	0,9195	61.870,75	83.988,67	0,20%
Estudo 08	Clusteriza por ano de operação <= 20 anos	0,9121	18.991,49	31.445,47	0,45%	0,9639	43.702,16	54.738,79	0,21%
Estudo 09	Clusteriza por ano de operação <= 30 anos	0,9624	30.030,24	51.233,72	0,36%	0,9084	32.063,41	34.950,54	0,14%
Estudo 10	Clusteriza por ano de operação <= 30 anos e retira outliers de R\$ / MW (10% maiores e menores)	0,9768	23.024,24	51.233,72	0,48%	0,9612	27.513,10	34.950,54	0,27%
Estudo 11	Clusteriza por ano de operação <= 40 anos e retira outliers de R\$ / MW (10% maiores e menores)	0,9717	37.064,24	73.993,55	0,36%	0,9452	13.473,10	12.190,71	0,00%
Estudo 12	Clusteriza por ano de operação <= 50 anos e retira outliers de R\$ / MW (10% maiores e menores)	0,9663	45.721,72	81.016,65	0,30%	0,9419	6.038,42	5.167,62	0,00%

Nota 01: Os números da “amostra” não conferem com a (Tabela 29: Consolidação da representatividade da amostra, por tipo de usina) deste trabalho porque foram utilizadas diferentes séries históricas (uma mesma usina aparece mais de uma vez no estudo)

Nota 02: A soma das 2 populações dos Estudos que envolvem data é menor do que a do Estudo 06 pois nem todas as usinas na base da ANEEL possuem a informação da data

Nota 03: O total de 92.136 MW de Potência Instalada não confere com o total de 92.386 indicado nas (Tabela 27: Representatividade dos Patrocinadores no parque gerador nacional) e (Tabela 29: Consolidação da representatividade da amostra, por tipo de usina) por questão de inconsistência nas bases de dados da ANEEL (2015f).

Desta forma, considerando que a população é formada pela potência instalada, podemos assumir que o Erro percentual é muito baixo, e que o Estudo 10 é aquele que melhor reflete a evolução dos custos de usinas hidrelétricas no Brasil.

3.2.2 Resultados

Para melhor calcular os custos operacionais “eficientes” das usinas, é necessário clusterizar aquelas com mais e menos de 30 anos de operação (que é o fim do contrado “normal” de concessão). As equações a serem aplicadas são:

Usinas com ≤ 30 anos de operação

$$y = 0,0038x^3 - 35,362x^2 + 94704x$$

(Equação 3.2.2-1)**Usinas com > 30 anos de operação**

$$y = 0,0099x^3 - 44,83x^2 + 111302x$$

(Equação 3.2.2-2)

Pode-se observar na Tabela a seguir o efeito produzido no OPEX das usinas analisadas, quando aplicada esta fórmula acima e comparando o resultado com o OPEX calculado pela aplicação da fórmula originalmente definida pela ANEEL na Nota Técnica 385/2012.

Tabela 35: Aplicação da equação desenvolvida por este trabalho versus a fórmula ANEEL da NT 385/2012

Controlador	Nome Usina	Potência Instalada	Anos Operação	OPEX Calculado ANEEL	Resultado da nova equação desenhada	Diferença entre nova equação desenhada e ANEEL
CEMIG	Bom Jesus do Galho	0,36	82	93.461	40.063	-53.398
CEMIG	Lages	0,68	8	200.697	64.382	-136.314
CEMIG	Santa Luzia	0,70	12	146.994	66.275	-80.719
CEMIG	Jacutinga	0,72	65	194.395	80.114	-114.280
CEMIG	Pissarrão	0,80	12	214.180	75.741	-138.440
COPEL	Salto do Vau	0,84	54	225.217	93.462	-131.755
COPEL	Pitangui	0,87	102	106.697	96.799	-9.899
CEMIG	Sta. Marta	1,00	69	236.660	111.257	-125.402
COPEL	Cavernoso	1,00	48	290.611	111.257	-179.353
COPEL	Melissa	1,00	47	245.607	111.257	-134.350
CEMIG	Poquim	1,41	11	267.593	133.462	-134.131
CEMIG	Luiz Dias	1,62	99	337.357	180.192	-157.165
COPEL	Rio dos Patos	1,72	64	355.438	191.307	-164.131
CEMIG	Xicão	1,81	72	298.202	201.310	-96.892
COPEL	Chopim I	2,00	50	431.647	222.425	-209.222
CEMIG	Anil	2,08	49	399.329	231.314	-168.015
CEMIG	Sumidouro	2,12	57	369.918	235.759	-134.160
COPEL	São Jorge	2,30	68	460.614	255.758	-204.856
CEMIG	Salto Morais	2,39	56	354.244	265.756	-88.488
CEMIG	Dona Rita	2,41	54	402.472	267.978	-134.494
EMAE	Isabel	2,64	98	0	293.525	293.525
CEMIG	Marmelos	4,00	98	710.819	444.491	-266.328
CEMIG	Paciência	4,08	83	664.096	453.367	-210.729
CEMIG	Pandeiros	4,20	56	614.651	466.678	-147.973
CEMIG	Paraúna	4,28	86	622.535	475.552	-146.983
COPEL	Marumbi	4,80	52	698.168	533.218	-164.950
COPEL	Derivação do Rio Jordão	6,50	16	1.104.518	614.083	-490.435
CEMIG	São Bernardo	6,82	65	917.794	756.998	-160.796
CEMIG	Carmo Cajuru	7,20	54	941.916	799.054	-142.862
CEMIG	Martins	7,70	66	854.260	854.372	112
DME	PCH Padre Carlos (Rolador)	7,80	10	1.028.211	736.542	-291.670
COPEL	Mourão	8,20	49	1.156.332	909.667	-246.664
CEMIG	Joasal	8,40	63	1.157.992	931.779	-226.212
CEMIG	Tronqueiras	8,50	58	1.067.134	942.834	-124.300
DME	UHE Pedro Affonso Junqueira (Antas I)	8,78	102	1.134.909	973.782	-161.127
CEMIG	Poço Fundo	9,16	64	1.227.426	1.015.772	-211.654

Controlador	Nome Usina	Potência Instalada	Anos Operação	OPEX Calculado ANEEL	Resultado da nova equação desenhada	Diferença entre nova equação desenhada e ANEEL
CEMIG	Rio de Pedras	9,28	85	1.101.163	1.029.030	-72.133
CEMIG	Peti	9,40	67	1.286.589	1.042.286	-244.303
COPEL	Apucarantina	10,00	65	1.378.627	1.108.547	-270.080
EMAE	Edgard Souza	11,00	112	0	1.218.911	1.218.911
CEMIG	Gafanhoto	14,00	67	1.527.676	1.549.468	21.792
COPEL	Chaminé	18,00	83	2.084.321	1.988.969	-95.352
CEMIG	Piau	18,01	58	2.181.216	1.990.066	-191.150
EMAE	Rasgão	22,00	88	2.228.055	2.427.052	198.996
EMAE	Porto Góes	24,80	85	2.773.961	2.732.868	-41.093
ELETRONORTE	Curua Uma	30,30	36	3.260.739	3.331.568	70.829
COPEL	Guaricana	36,00	56	2.982.026	3.949.234	967.208
CEMIG	Camargos	46,00	53	3.599.810	5.025.995	1.426.185
CEMIG	Itutinga	52,00	58	4.191.972	5.667.876	1.475.903
ELETRONORTE	Coaracy Nunes	78,00	38	6.605.363	8.413.508	1.808.146
CEMIG	Salto Grande	102,00	57	7.733.050	10.896.899	3.163.849
CEMIG	Queimado	105,00	9	7.091.960	9.558.453	2.466.493
CEMIG	Porto Estrela	112,00	12	7.152.473	10.168.606	3.016.133
CEMIG	Baguari	140,00	4	8.881.725	12.575.892	3.694.167
CEMIG	Funil	180,00	11	10.105.702	15.923.153	5.817.451
CEMIG	Igarapava	210,00	14	12.529.281	18.363.568	5.834.287
FURNAS	Manso	212,00	13	10.849.308	18.524.145	7.674.837
FURNAS	Funil	216,00	44	12.110.620	22.049.413	9.938.793
ELETRONORTE	Samuel	216,75	24	0	18.904.461	18.904.461
COPEL	Gov. Parigot de Souza	260,00	43	12.440.982	26.082.014	13.641.032
FURNAS	Porto Colômbia	320,00	40	16.357.223	31.350.451	14.993.229
CEMIG	Aimorés	330,00	8	16.090.079	27.537.959	11.447.880
CEMIG	Irapé	360,00	7	17.776.275	29.687.818	11.911.543
FURNAS	Corumbá	375,00	16	18.126.265	30.741.609	12.615.344
CEMIG	Volta grande	380,00	39	18.850.712	36.364.541	17.513.829
CEMIG	Três Marias	396,00	51	19.441.501	37.660.312	18.218.812
CEMIG	Miranda	408,00	15	18.442.796	33.010.818	14.568.022
CEMIG	Jaguara	424,00	42	22.652.272	39.887.318	17.235.046
FURNAS	Mascarenhas de Moraes	476,00	57	22.478.522	43.890.067	21.411.544
CEMIG	Nova Ponte	510,00	19	22.468.832	39.605.458	17.136.625
BAESA	UHE Barra Grande	708,00	8	28.518.704	50.673.335	22.154.631
ENERCAN	UHE Campos Novos	880,00	6	30.742.067	58.544.781	27.802.714
EMAE	Henry Borden	889,00	87	20.496.352	70.473.082	49.976.730
FURNAS	Luiz Carlos B. Carvalho	1.050,00	44	36.253.775	78.902.513	42.648.737
CEMIG	Emborcação	1.192,00	31	37.993.466	85.741.983	47.748.516
FURNAS	Furnas	1.216,00	50	41.029.298	86.855.736	45.826.438
COPEL	Gov. José Richa	1.240,00	14	41.498.682	70.305.520	28.806.838
COPEL	Gov. Ney Braga	1.260,00	21	41.684.693	70.787.758	29.103.064
FURNAS	Serra da Mesa	1.275,00	15	43.582.176	71.138.402	27.556.226
FURNAS	Marimondo	1.440,00	38	46.892.577	96.876.634	49.984.057
COPEL	Gov. Bento Munhoz	1.676,00	33	45.370.759	107.223.411	61.852.652
CEMIG	São Simão	1.710,00	35	61.767.606	108.741.106	46.973.500
FURNAS	Itumbiara	2.082,00	33	60.703.856	126.751.551	66.047.695
ELETRONORTE	Tucuruí	8.370,00	29	152.812.436	543.550.144	390.737.707

Observa-se que as pequenas centrais hidrelétricas ficaram penalizadas, já que receberam receitas inferiores àquelas originalmente atribuídas pela ANEEL. No entanto, nas 40 usinas onde a fórmula desenhada por este trabalho foi inferior àquela da ANEEL, somou-se um custo total calculado (pela fórmula proposta) que é R\$22 milhões de reais inferior aos custos “reais” destas

usinas⁵² (ou seja, o valor “regulatório” proposto por este trabalho é R\$22 milhões de reais menor do que os custos atualmente praticados). Já as outras 44 usinas (cujos valores calculados pela equação proposta superaram os originalmente calculados pela ANEEL) ultrapassaram seu custo “real” em R\$135 milhões. A tabela a seguir consolida estes dados.

Tabela 36: Comparativo entre os resultados alcançados por este trabalho (“calculado”) e aqueles alcançados pela ANEEL

	Valor Calculado < ANEEL	Valor Calculado > ANEEL	TOTAL
OPEX calculado pela Equação 3.2.2-2	22.981.451	2.172.080.416	2.195.061.867
OPEX calculado pela formula ANEEL	29.483.710	996.175.928	1.025.659.638
OPEX Real (contábil) das usinas	45.833.510	2.037.442.578	2.083.276.088
Dif. Equação 3.2.2-2 (-) ANEEL	-6.502.259	1.175.904.488	1.169.402.229
Dif. Equação 3.2.2-2 (-) Real	-22.852.059	134.637.838	111.785.779
Dif. ANEEL - Real	-16.349.800	-1.041.266.650	-1.057.616.450

Assim, conclui-se que, apesar de 40 usinas (CGH’s e PCH’s) terem sido “penalizadas” pela nova fórmula proposta (pela Equação 3.2.2-2), como elas são pequenas usinas com valores baixos (e que, inclusive, as CGH’s nem precisariam ser licitadas), o ganho alcançado pelas demais usinas maiores compensa a perda. Ainda, quando observamos que a fórmula originalmente proposta pela ANEEL **retirava mais de R\$1 bilhão dos custos reais destas usinas** (49% do valor global “real”), conclui-se que, de fato, a fórmula originalmente proposta **não é aderente**. Afinal, pela regressão, a ideia seria que as mais eficientes ganhassem e as menos eficientes perdessem, de forma que houvesse um equilíbrio na média.

Por outro lado, observa-se perfeitamente este equilíbrio na fórmula ora proposta pela Equação 3.2.2-2, onde há uma diferença entre o “regulatório” e o “real” de apenas R\$111 milhões (ou 5,37% dos custos totais “reais” destas usinas). Isso significa que, caso o setor elétrico brasileiro fosse resumido a estas 84 usinas e todas elas fossem passar pela renovação das concessões pela regra definida na lei 12.783/2013, **alterar a regra conforme o modelo proposto por este trabalho devolveria às geradoras R\$1,169 bilhão ao ano**. Tal resultado foi alcançado porque a amostra do presente estudo foi mais aderente à realidade das geradoras atingidas pela MP 579 / Lei 12.783, como demonstrado anteriormente.

Referente às formas de compensar as pequenas centrais hidrelétricas de potência inferior a 30 MW (que, conforme a Tabela 35, tiveram uma redução de receita por meio da nova fórmula

⁵² Conforme acordado com as empresas que forneceram dados ao estudo, não serão divulgados os números usina a usina por questões de confidencialidade de dados.

proposta), recomenda-se que seja aumentado o retorno sobre o OPEX (atualmente de 10% para todas as usinas). Este tema será melhor explorado posteriormente nesse mesmo capítulo.

3.3 Quanto aos novos investimentos necessários (CAPEX)

3.3.1 Objetivos do Capítulo

Este tópico será dedicado a estudar como se comportaram, até hoje, os investimentos em usinas com mais de 30 anos de operação. A partir de dados de usinas anteriormente citadas, foi realizada uma investigação a partir dos relatórios do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) destas plantas, buscando entender quais foram as reformas e melhorias realizadas em usinas que já estariam em sua “segunda vida” (2º período de concessão, entre os anos 31 e 60).

3.3.2 Conceitos Regulatórios considerados no Estudo

A Resolução Normativa 642/2014, que aprovou o submódulo 12.4 do Proret, define que a concessionária deverá realizar uma série de investimentos na usina a ser operada. Pode-se dividir em:

- Pequenos valores, que serão reconhecidos conforme o Plano de Investimentos aprovado pela ANEEL;
- Grandes valores, que serão reconhecidos por seu valor contábil; e
- Investimentos emergenciais, que serão pagos pela concessionária e imediatamente ressarcidos pelas distribuidoras que detém as cotas da usina.

Todos os casos possuem reconhecimento tarifário *ex-post* (ou seja, primeiro a concessionária investe, e depois recebe uma quota de reintegração mais uma remuneração pelo valor não amortizado) e serão auditados pela ANEEL. Desta forma, a operadora precisa dispor de caixa para poder desembolsar estes valores, para posterior reconhecimento tarifário.

3.3.3 Necessidade de Investimentos

Com o objetivo de estimar quanto será necessário investir durante a vigência do contrato de 30 anos de uma usina “velha”, realizou-se um estudo com o Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) de 27 usinas⁵³, de forma a calcular qual seria o investimento médio anual destas hidrelétricas. Para tanto, utilizou-se a seguinte metodologia:

⁵³ Nem todas as usinas que disponibilizaram dados para o OPEX encaminharam dados do CAPEX. Foram as usinas utilizadas nesta fase do estudo: Cavernoso II, Rio dos Patos, Apucarantina, Cavernoso, Chaminé, Chipim I, Derivação do Rio Jordão, Gov. Bento Munhoz da Rocha, Gov. José Richa, Guaricana, Gov. Ney Braga, Gov. Parigot de Souza, Melissa, Mourão, Mauá, Marumbi, Pitangui, São Jorge, Salto do Vau, Antas I, Salto Pilão, Coaracy Nunes, Curuá, Samuel, Tucurui, Baesa e Enercan

- Buscou-se o relatório do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS das patrocinadoras que encaminharam esta informação, segregando-o por usina;
- Segregou-se os investimentos elétricos (BRR) dos não elétricos (BAR);
- Atualizou-se todos os valores contábeis, por uma cesta de índices⁵⁴, até dez.2014;
- Identificou-se a data de entrada em operação da 1ª máquina, calculando a quantidade de anos entre este marco e o investimento realizado.

Analisando os resultados alcançados com o estudo, verificou-se que os investimentos tendem a cair ao longo do tempo, já que o desembolso de uma usina é muito grande no ano de sua construção. No entanto, no grupo de usinas que estão em operação há mais de 60 anos, observa-se uma elevação nos investimentos.

Figura 29: Análise de todas as 27 usinas que enviaram o AIS, em um horizonte de 63 anos (3 anos antes da entrada em operação; 60 anos após)

Média dos investimentos a partir do ano 5: 0,61%

Média de investimentos entre os anos 30 e 60: 0,67%

⁵⁴ IPA-34 (equipamentos elétricos), INCC (edificações) e IPCA (equipamentos gerais, terrenos e servidões)

Figura 30: Análise das 18 usinas em operação há mais de 30 anos, em um horizonte de 33 anos (3 anos antes da entrada em operação; 30 anos após)

Média dos investimentos a partir do ano 5: 0,73%

Figura 31: Análise das 6 usinas em operação há mais de 60 anos, em um horizonte de 63 anos (3 anos antes da entrada em operação; 60 anos após)

Média dos investimentos a partir do ano 5: 0,83%

Média de investimentos entre os anos 30 e 60: 0,99%

Assim, se olharmos o intervalo entre os anos 30 e 60 daquelas usinas construídas há mais de 60 anos, verificamos que houve um investimento anual médio de 0,99% do valor (contábil atualizado) total da usina. Sobre este ponto, é importante recorrer ao que a ANEEL tem proposto para as distribuidoras de energia, no caso da renovação de suas concessões.

Pela fórmula apresentada no aditivo contratual (disponível na Audiência Pública 038/2015) de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro, a ANEEL espera que as concessionárias invistam, no mínimo, a depreciação dos ativos⁵⁵.

⁵⁵ Lembrando que, no caso de uma tarifa discricionária, QRR = Depreciação contábil.

Com o objetivo de verificar se o investimento médio das geradoras (0,99%) é aderente à depreciação anual média dos ativos, buscou-se novamente as informações reais das 27 usinas que disponibilizaram seus dados para este trabalho.

Considerando que o estudo apontou para uma taxa de depreciação média de 2,40% ao ano, demonstra-se que as geradoras investem anualmente, em média, apenas 41,2% de sua depreciação contábil. Na tentativa de compreender o porquê, buscou-se quais são os Tipos de Unidade de Cadastro (TUC) mais relevantes dentro das usinas. O resultado pode ser verificado na figura a seguir.

Figura 32: TUCs que compõe o AIS das usinas cotistas

Valores em % do AIS total, atualizado ($\Sigma = 100\%$).

Figura 33: TUCs que compõe os investimentos “incrementais” das usinas entre 30 e 60 anos de operação

Valores em % do investimento incremental total, atualizado ($\Sigma = 100\%$).

Assim, observa-se que, apesar dos TUCs “civis” (em especial, “reservatório”) representarem mais da metade do valor atualizado do AIS das usinas, os investimentos “incrementais” concentram-se em equipamentos eletromecânicos (gerador, painel, etc) que, quando comparados ao ativo total imobilizado da usina, são pouco relevantes.

Há, entretanto, a consciência de que, conforme a barragem atinge o final de sua vida útil, grandes investimentos são necessários para que se mantenha a segurança do empreendimento e que se garanta o prolongamento de sua operação. Com efeito, a EPE já prevê este movimento (EPE, 2008):

As ações de Recapitação e Modernização (R&M) das usinas hidrelétricas são fundamentais para se assegurar a longo prazo a preservação do potencial hidrelétrico já aproveitado. Dentre os principais benefícios proporcionados por estas ações pode-se destacar a extensão da vida útil das usinas, o aumento da sua confiabilidade, a segurança no controle e no fornecimento de ponta e a redução dos custos de manutenção, além de um eventual aumento da energia assegurada da usina.

Fica claro, então, que a partir de agora grandes investimentos em estruturas civis – até então não realizados na maioria das usinas – precisarão ser feitos, exigindo enorme caixa das novas operadoras que assumirão hidrelétricas próximas do final de sua vida útil estrutural.

3.4 Quanto à taxa de retorno (WACC) sobre os novos investimentos

Na metodologia discricionária, a ANEEL recalcula a taxa WACC (ou seja, o retorno sobre o capital investido, calculado pelo custo médio ponderado de capital próprio e de terceiros com base na realidade sócio-econômica do país naquele momento) a cada ciclo tarifário. A cada recálculo, a Agência pode criar / alterar critérios de cálculo (por exemplo: mudar o critério de dados de média para mediana, como fez para as distribuidoras, ou mudar as janelas de análise para 20 ou 30 anos de alguma série histórica, etc), gerando forte incerteza por parte dos investidores. Por isso, propõe-se que este cálculo seja simplificado e de fácil projeção. Isso porque é importante que se observe quais são os anseios dos investidores de projetos de infraestrutura: estabilidade das regras e previsibilidade do negócio.

Um levantamento realizado em 2014, com 88 países, coloca o Brasil em 45º, em um ranking que vai do país que precisa oferecer o menor prêmio, àquele que precisa oferecer o maior prêmio para investimentos em infraestrutura⁵⁶.

Esta é a taxa de retorno desejada real, isto é, fora inflação e descontados os impostos. Este estudo foi datado de 20 de junho de 2014, o que acaba refletindo a percepção de risco dos investidores em um período anterior.

Tomando como base dezembro de 2013, a taxa SELIC estava em 10%, e a inflação (IPCA 2014) em 5,91% (Banco Central, 2016). Considerando um imposto de 34% (mesma taxa utilizada pela ANEEL no cálculo do WACC), teríamos que o prêmio desejado pelos investidores seria de $(5,91\% + 7,80\%) / (1 - 34\%) = 20,77\%$ (ou 208% da taxa SELIC vigente).

Ressalta-se que o WACC fixado pela ANEEL em 2012 foi de 7,16%, o que equivale a 10,85% antes dos impostos. Somando-se a inflação do ano de 2012 (5,83%) chega-se ao total de 16,68%⁵⁷. A taxa SELIC daquele momento estava em 7,25% (ou seja, o retorno ofertado aos investidores representava 230% da SELIC).

⁵⁶ Fernandez et al. Market Risk Premium used in 88 countries in 2014: a survey with 8,228 answers. IESE Business School

⁵⁷ É importante destacar que, na metodologia empregada pela ANEEL, o investidor paga Imposto de Renda sobre a inflação – o que se propõe considerar “por dentro”, eliminando o problema.

Tabela 40: Prêmio Risco por país

Rank	País	Média do Prêmio	Rank	País	Média do Prêmio
1	Liechtenstein	4,80%	24	Kuwait	6,10%
2	Luxemburgo	4,90%	25	Eslováquia	6,10%
3	Reino Unido	5,10%	26	Espanha	6,20%
4	Dinamarca	5,10%	27	Arábia Saudita	6,20%
5	Holanda	5,20%	28	África do Sul	6,30%
6	Suíça	5,20%	29	Polônia	6,30%
7	Canadá	5,30%	30	Coreia	6,30%
8	Suécia	5,30%	31	Malta	6,30%
9	Japão	5,30%	32	Malásia	6,40%
10	USA	5,40%	33	Rep. Tcheca	6,50%
11	Alemanha	5,40%	34	Irlanda	6,80%
12	Áustria	5,50%	35	Qatar	6,80%
13	Itália	5,60%	36	Bahrain	6,90%
14	Bélgica	5,60%	37	Hong Kong	7,00%
15	Finlândia	5,60%	38	Cazaquistão	7,00%
16	Nova Zelândia	5,60%	39	Eslovênia	7,20%
17	Singapura	5,70%	40	Lituânia	7,20%
18	França	5,80%	41	Romênia	7,30%
19	Noruega	5,80%	42	Croácia	7,30%
20	Israel	5,80%	43	México	7,40%
21	Austrália	5,90%	44	Taiwan	7,50%
22	Chile	6,00%	45	Emirados Árabes Unidos	7,70%
23	Oman	6,00%	46	Brasil	7,80%

Fonte: FERNANDEZ, LINHARES e ACÍN, 2014

Assim, considerando que ambas as diferenças giraram em torno de 200% (ou 2x a SELIC), propõe-se que o retorno sobre os investimentos realizados seja:

$$WACC = \frac{\{[(SELIC - Inflação) \times 2] + Inflação\}}{(1 - 34\%)} \quad \text{(Equação 3.4-1)}$$

Tomando-se como base a realidade brasileira de dezembro de 2015, com SELIC = 14,25% e IPCA = 10,67%, chegar-se-ia a um WACC (antes dos impostos) de:

$$[(3,58\% \times 2) + 10,67\%] / (1 - 34\%) = 27,02\%.$$

Como paralelo, compara-se com o retorno sobre a outorga ofertado pela ANEEL no leilão 12/2015, de 9,04%, que antes dos impostos representa 13,70%, e que somada a inflação representa 24,38%. Assim, a metodologia proposta seria 10,88% maior do que a calculada pela ANEEL, o que entendemos que é razoável em termos de percepção de risco do consumidor

frente ao negócio⁵⁸. No entanto, o principal ganho seria com relação à previsibilidade do cálculo e segurança do negócio, sendo esta metodologia vista pelos investidores de forma mais favorável do que um WACC, cuja forma de cálculo pode mudar por completo ao longo dos 30 anos de contrato.

Finalmente, propõe-se que este WACC seja recalculado anualmente, após o fechamento do IPCA do ano anterior, evitando-se janelas muito longas para atualização do retorno e refletindo melhor a realidade econômica do país, garantindo o investimento permanente na usina com consequente modernização dos ativos.

3.5 Quanto à remuneração sobre os investimentos já em operação

Como visto no capítulo 1.5.6, as distribuidoras de energia passaram a ter, desde 2015, direito a uma remuneração sobre suas “Obrigações Especiais”, que são ativos constituídos com recursos de terceiros (doações ou reembolsos), mas que estão legalmente registrados em seu nome, e a responsabilidade pela administração, manutenção e operação daqueles equipamentos é das distribuidoras. Na prática, é exatamente a mesma situação dos ativos já em operação das usinas “velhas”, já que o operador seguinte assumirá a gestão de ativos operacionais que estão em funcionamento, mas que foram constituídos por terceiros.

Assim, propõe-se que seja utilizada exatamente a mesma metodologia das distribuidoras – que já passou por audiência pública, que já foi aprovada pela diretoria colegiada e que, por isso, poderia perfeitamente ser “importada” para o negócio de geração. No caso das geradoras, podemos simplificar a fórmula aplicada às distribuidoras da seguinte maneira:

$$RU = \left[\frac{12,34\% - 4,59\%}{1 - 34\%} \right] \times 50\% \times 50\% \times \left[\frac{GAGO\&M \times 1,1}{(GAGO\&M \times 1,1 \times 1,05)} \right] \times VNR \quad \text{(Equação 3.5-1)}$$

Onde:

RU = Remuneração sobre a Usina

GAGO&M = OPEX Regulatório definido pela ANEEL

VNR = Valor Novo de Reposição da usina, definido pela EPE

As seguintes adequações à fórmula original das distribuidoras foram realizadas (em comparação à equação 1.3.6-1):

⁵⁸ Parte deste ganho refere-se à consideração dos impostos sobre a inflação – algo que a ANEEL não considera atualmente e acaba por reduzir o retorno real do investidor.

- a) Os dados do primeiro colchetes foram retirados do Submódulo 12.3 do Proret, que definiu o WACC das geradoras;
- b) $P = 50\%$, conforme Submódulo 12.3 do Proret;
- c) Substituiu-se o CAOM (que, nas distribuidoras é dado pela soma do OPEX regulatório e das receitas irrecuperáveis) pela $GAG_{O\&M} + 10\%$ de remuneração (conforme Nota Técnica EPE DEA/DEE 01/12);
- d) Substituiu-se o CAA por 5% da $GAG_{O\&M}$ (conforme capítulo 4, parágrafo 7º, inciso IV do Submódulo 12.4 do Proret), sendo que este deve ser de no mínimo R\$50.000,00 (ressalta-se que, num primeiro momento, não há outros custos de ativos posto que a usina terá sido totalmente indenizada);
- e) Substitui-se o valor das Obrigações Especiais pelo VNR total da usina.

Na fórmula acima, manteve-se o percentual médio de depreciação de 50% , exatamente da mesma forma como a ANEEL propôs para as distribuidoras. No entanto, é importante avaliar futuramente a eliminação deste índice, já que não importa a depreciação média destes ativos, posto que eles serão entregues ao operador “100% amortizados”. Considerando que o conceito de “amortização” é diferente do conceito de “depreciação”, o ponto central é que nenhum destes ativos gera receita, porém implicam em custos e riscos diretos ao operador, sendo estes proporcionais ao VNR destes bens.

Pode-se observar ainda que a equação, na forma apresentada, pode originar uma equação mais simples, conforme segue:

$$RU = \left[\frac{12,34\% - 4,59\%}{1 - 34\%} \right] \times 50\% \times 50\% \times \left[\frac{VNR}{1,05} \right] \quad \text{(Equação 3.5-1 - bis)}$$

Para exemplificar a fórmula anterior, toma-se como exemplo a seguinte usina⁵⁹:

$GAG_{O\&M}$: R\$10.200.000,00

VNR: R\$500.000.000,00

$$RU = [11,74\%] \times 50\% \times 50\% \times \left[\frac{11.220.000}{(11.781.000)} \right] \times 500.000.000$$

$$RU = 13.979.076,48$$

⁵⁹ Números arredondados de uma usina real que forneceu dados para esta pesquisa.

Verifica-se, portanto, uma remuneração equivalente a 2,24% do VNR da usina, caso sejam adotadas as premissas anteriormente demonstradas. Este percentual acaba sendo maior do que os geralmente aplicados sobre as distribuidoras (em torno de 1,7%) pelo fato do CAA ser praticamente zero (no caso das distribuidoras, considera-se a QRR e a RC de toda a base de remuneração da concessão, o que aumenta o denominador do segundo colchete e reduz o percentual final).

Entende-se como perfeitamente razoável que, percentualmente, a remuneração seja maior para as geradoras – já que estas não possuem uma “base de remuneração” e, por isso, não possuem outra fonte de renda, expondo-se muito mais ao risco de eventuais sinistros.

Ressalta-se que este não precisa ser, necessariamente, o valor final a ser reconhecido como remuneração pela operação da usina. A União pode usar este valor como sendo um valor-teto do Edital de licitação que colocará em disputa a operação das usinas “velhas”, fazendo com que os licitantes disputem pelo menor preço do RU, que seria o “prêmio” pela administração do ativo. O OPEX regulatório serviria apenas para reconhecer o custo da empresa e, desta forma, se evitaria qualquer discussão sobre o percentual “ideal” de remuneração sobre o OPEX.

Sugere-se ainda que o VNR considerado como “Obrigações Especiais” seja reduzido à medida em que novos investimentos fossem realizados pelo concessionário, ou seja, os investimentos próprios receberiam QRR e RC (WACC), e seu VNR abateria das “obrigações especiais” que recebem RU.

Inclusive, este abatimento pode ser “regulatório”, com base em plano de investimentos, estimulando o concessionário a investir no negócio dentro do cronograma de desembolsos acordado com a ANEEL. Assim, o RU cairia ao longo dos anos, situação esta que faria com que a concessionária investisse para compensar a perda de receita.

3.6 Quanto ao Fator X

Como discutido anteriormente, o Fator X apresenta vícios de conceito já no segmento de distribuição, que apesar de já ter um OPEX calculado na “fronteira de eficiência”, possui uma expansão de mercado que até poderia justificar sua existência. No entanto, a aplicação deste Fator X sobre toda a Parcela B (incluindo sobre o CAPEX) não possui fundamento técnico.

Mesmo assim, a ANEEL aplicou novamente este conceito sobre as geradoras renovadas. A fórmula proposta na minuta do contrato das usinas “cotistas” para a aplicação do Fator X é:

$$RAG_t = GAG \times (IVI_{GAG} \pm X) + EU_t + EC_t \pm Aji_{t-1} \quad (\text{Equação 3.5-1})$$

Onde:

RAG_t = Receita Anual de Geração reajustada, a ser praticada no ano seguinte (R\$/ano);

GAG = Custo da Gestão dos Ativos de Geração, incluídos os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização da **Usina Hidrelétrica** (R\$/ano);

IVI_{GAG} = Índice de Variação da Inflação que reajustará o Custo de Gestão de Ativos de Geração, definido a partir da variação anual acumulada do Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, e na hipótese de sua extinção, o índice que vier a sucedê-lo (%);

X = Percentual a ser definido pela **ANEEL** no processo de revisão tarifária de que trata a Cláusula Sétima, destinado a estimular a eficiência e capturar ganhos de produtividade para o consumidor a ser acrescido ou subtraído IVI_{GAG} (%);

EU_t = Encargo de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (R\$/ano);

EC_t = Encargo de Conexão de responsabilidade da **Concessionária** para o ano seguinte (R\$/ano);

Aji_{t-1} = Ajuste pela indisponibilidade apurada ou pelo desempenho apurado (R\$/ano), conforme a modalidade de operação definida pelo **ONS**.

Isso quer dizer que o Fator X incide sobre a parcela da GAG, que inclui tanto o CAPEX (investimento), quanto o OPEX (custo operacional) em busca de uma “eficiência”, citada na cláusula sétima dos contratos renovados:

CLÁUSULA SÉTIMA - REVISÃO DA RECEITA ANUAL DE GERAÇÃO

A ANEEL procederá à revisão da RAG e do Fator X, que não incluirá os índices de indisponibilidade, a fim de reavaliar os custos eficientes para a prestação do serviço concedido, estimular ganhos de produtividade e considerar os investimentos prudentes, (...)

Subcláusula Quinta - No processo de revisão da receita, definido no caput, a ANEEL estabelecerá as regras de cálculo do Fator X, cujo resultado deverá ser subtraído ou acrescido do IVI ou seu substituto, nos reajustes anuais subsequentes, conforme descrito na Subcláusula Terceira da Cláusula Sexta deste Contrato

Considerando que todos os ganhos de eficiência já serão auferidos no momento da licitação, a aplicação de um Fator X é inócua. Isto porque propõe-se neste trabalho que as usinas sejam relicitadas, fazendo com que todos os players já ofereçam o menor valor possível sobre a GAG-O&M –.

Por exemplo: se o valor-teto ofertado no leilão é de R\$100 milhões / ano, e se um investidor sabe que seu custo mínimo de operação daquela usina é de R\$80 milhões / ano, este é o lance que seria ofertado em uma concorrência. Por outro lado, se a ANEEL sinaliza que haverá a aplicação de um Fator X sobre este lance ao longo dos próximos 30 anos, o investidor fatalmente

dará um lance maior, fazendo a conta de trás para frente, de forma que seu valor presente líquido permaneça inalterado.

No entanto, a opção da ANEEL foi a pior possível: não só aplicou o Fator X sobre o OPEX e o CAPEX, como não disse qual será o Fator X (a ser “posteriormente calculado”). Isso faz com que o investidor apresente deságios muito menores do que ele poderia, dado à incerteza do negócio – podendo, inclusive, inviabilizar sua participação no certame. Assim, a proposta é que o Fator X seja eliminado, posto que não há sentido em mantê-lo na metodologia de usinas cotistas.

3.7 Quanto aos custos ambientais

Um ponto sensível das geradoras refere-se às condicionantes sócio-ambientais. As licenças de operação (LO’s) precisam ser emitidas em bases periódicas (1 a 10 anos), isto é, são condicionantes que extrapolam a gestão “eficiente” das concessionárias.

Por isso propõe-se que, assim como ocorre com a parcela do investimento (CAPEX), nos termos do submódulo 12.4 do Proret, os custos oriundos das LO’s sejam reconhecidos por seu valor contábil no processo dos Reajustes, e auditados no processo de Revisão. Não caberia à ANEEL julgar quanto à necessidade ou não daquela determinada condicionante, já que esta análise cabe a órgãos específicos; no entanto, a Agência poderia auditar os valores efetivamente gastos por parte da empresa.

Desta forma, propõe-se que os Custos Ambientais deveriam ser considerados como “Parcela A”, ou “Custos não-gerenciáveis” das geradoras.

3.8 Proposta de formatação final da Receita Anual de Geração – RAG

3.8.1 Conceitos e Fórmulas a serem aplicadas

3.8.1.1 Cálculo da Receita Anual de Geração – RAG

De forma a consolidar todas as propostas já apresentadas, propõe-se que, considerando o evento de revisão tarifária de usinas relicitadas, a RAG seja calculada valendo-se da seguinte equação:

$$RAG = \frac{GAG + RA + RU + CA + TFSEE + EU + EC + Ajl_{t-1}}{(1 - P\&D)} \quad (\text{Equação 3.8.1.1-1})$$

Onde:

Parcela B (Custos gerenciáveis):

RAG = Receita anual de geração

GAG = Custo da Gestão dos Ativos de Geração, incluídos os custos regulatórios de OPEX (operação, manutenção, administração) e CAPEX “novo” (remuneração e amortização) da Usina Hidrelétrica (R\$ / ano)

RA = Remuneração sobre o Almoxarifado

RU = Remuneração sobre a Usina

Parcela A (Custos não-gerenciáveis):

CA = Custos Ambientais auditados

TFSEE = Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica

EU = Encargo de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (R\$ / ano)

EC = Encargo de Conexão de responsabilidade da concessionária para o ano seguinte (R\$ / ano)

P&D = Percentual a ser aplicado em Pesquisa e Desenvolvimento e em Eficiência Energética (P&D/PEE)

Ajuste pela Qualidade:

Ajl_{t-1} = Ajuste pela indisponibilidade apurada ou pelo desempenho apurado (R\$ / ano), conforme a modalidade de operação definida pelo ONS

Esta métrica pode ser utilizada também para a definição da RAG-teto do Edital, sendo possível o deságio sobre as parcelas do OPEX ($GAG_{O\&M}$, conforme capítulo a seguir) e da RU.

3.8.1.2 Metodologia de cálculo da Parcela B (GAG, RA e RU)

$$GAG = (GAG_{O\&M} + QRR + RC) \quad (\text{Equação 3.8.1.2-1})$$

Onde:

$GAG_{O\&M}$ = Valor do OPEX regulatório, calculado em regime de eficiência

QRR = Quota de Reintegração Regulatória

RC = Remuneração do Capital

É importante ressaltar que, pela metodologia de “Base de Remuneração”, a concessionária primeiro investe, e depois tem a parcela do investimento reconhecida na tarifa. Isso faz com que exista um gap entre o desembolso e o reconhecimento do investimento, que deve ser compensado ex-post. Este problema existe nas distribuidoras de energia elétrica, e não é compensado de nenhuma forma – sendo que, no presente estudo, as fórmulas de QRR e de RC levarão em conta esta variação.

Para cálculo da QRR (Quota de Reintegração Regulatória), utiliza-se a seguinte fórmula:

$$QRR = PMT \left(\frac{WACC}{12} ; 12 ; \sum_{i=1}^n (DEP_i) \times \left(\frac{1+WACC}{12} \right)^{(13-i)} \right) \quad \text{(Equação 3.8.1.2-2)}$$

Onde:

QRR = Quota de Reintegração Regulatória

PMT = Fórmula que representa o pagamento mensal resultado de um determinado valor presente a uma determinada taxa de juros (no Excel em português, refere-se à fórmula PGTO)

DEP_i = Depreciação real do mês (valor a ser reintegrado / amortizado via tarifa)

WACC = Taxa de retorno anual definida para o ciclo tarifário

"i" variando de 1 a 12, pelos 12 meses do ano que compõe a cota anual de depreciação

Já para o cálculo da Remuneração do Capital (RC), utiliza-se a seguinte equação:

$$RC = PMT \left(\frac{WACC}{12} ; 12 ; \sum_{i=1}^n VNR_Liq_i \times \frac{WACC}{12} \times \left(\frac{1+WACC}{12} \right)^{(13-i)} \right) \quad \text{(Equação 3.8.1.2-3)}$$

Onde:

RC = Remuneração do Capital

PMT = Fórmula que representa o pagamento mensal resultado de um determinado valor presente a uma determinada taxa de juros (no Excel em português, refere-se à fórmula PGTO)

VNR_Liq_i = VNR total no mês "i" menos as Obrigações Especiais menos o VNR dos ativos 100% depreciados

WACC = Taxa de retorno anual definida para o ciclo tarifário

"i" variando de 1 a 12, pelos 12 meses do ano que compõe a cota anual de depreciação

Assim, por meio destas fórmulas propostas, pretende-se resolver a questão da perda financeira ao longo dos anos do período entre-ciclos.

Ainda, cumpre-se frisar que é necessário considerar no final da concessão (seja por término de contrato ou por caducidade) o "passivo" referente à remuneração e à reintegração não reconhecidas no período do ciclo tarifário anterior. Pela metodologia atual, de reconhecer-se apenas o valor residual contábil, esta regra não é aplicada (ou, pelo menos, não foi aplicada para as concessões renovadas de geração e de transmissão pela MP 579). Claro, como abordado em outros relatórios, a modelagem regulatória destas concessões era diferente (não compreendida uma tarifa discricionária). No entanto, pelo entendimento corrente, se as concessões de distribuição de energia (que possuem tarifas discricionárias) terminassem hoje, o mesmo

conceito – de indenizar-se apenas os ativos ainda não depreciados contabilmente – seria aplicado, desprezando-se o fato de que a amortização tarifária é descasada com a depreciação contábil em um período de 1 ciclo.

Nos reajustes tarifários, o VNR será igual ao valor contábil atualizado pelo IPCA (entre a data de imobilização e a data de seu efetivo reconhecimento), sendo que nos processos de Revisão Tarifária (a cada 5 anos) a ANEEL revisará o histórico de custos incorridos pela concessionária, calculando eventuais variações positivas ou negativas (em conformidade ao submódulo 12.4 do Proret). Sugere-se que, em vez de criar uma metodologia de avaliação pelo VNR, a ANEEL limite-se a auditar os custos realizados pela empresa (mediante apresentação das notas fiscais).

Sobre a **Remuneração do Almoxarifado (RA)**, é importante lembrar que usinas localizadas em regiões tão diferentes do Brasil não podem ter uma regra única (ou um padrão comparativo entre elas) que determine seu nível “ótimo” de almoxarifado. Isso porque há a questão do risco à continuidade do serviço, considerando que em regiões amazônicas, por exemplo, a entrega de equipamentos é difícil, além do fato de equipamentos de geração serem fabricados sob demanda, não sendo produtos de prateleira. Sugere-se que cada concessionária apresente sua proposta de equipamentos (e valores) a serem considerados como almoxarifado, para aprovação pela ANEEL. Após este procedimento (realizado uma única vez, no início do contrato), aplica-se a taxa WACC sobre este valor, atualizado.

$$RA = WACC \times ALM$$

(Equação 3.8.1.2-4)

Onde:

RA = Remuneração sobre o Almoxarifado

WACC = Taxa de retorno anual definida para o ciclo tarifário

ALM = Valor absoluto do almoxarifado “ótimo”, proposto pela concessionária e aprovado pela ANEEL.

Finalmente, com relação à Remuneração sobre a Usina (RU), a ideia central é dar às concessionárias uma remuneração similar àquela dada às distribuidoras de energia sobre os ativos constituídos como “obrigações especiais”. Ressalta-se que a ANEEL, no Leilão 12/2015 (que relicitou as usinas não renovadas nos termos da MP 579), propôs um valor fixo anual, chamado de GAG-Melhoria, que será dado já a partir do primeiro ano de operação. O cálculo foi feito pela Agência considerando o valor total investido anualmente por uma usina de porte similar à licitada – conforme Nota Técnica 105/2015-SRG/ANEEL. Isso quer dizer que a ANEEL reconhece que é necessária a cobertura sobre o CAPEX já a partir do início da operação pelo novo concessionário. No caso específico das usinas que renovaram pela regra da MP 579, já está prevista a remuneração por meio da formação de uma Base de Remuneração (BRR), que resultará na QRR e na RC anteriormente demonstradas. No entanto, demanda-se tempo até que

esta BRR forme uma massa crítica que seja suficiente para comportar todos os custos de uma usina hidrelétrica, motivo este que nos fez propor um complemento, chamado de RU, que será responsável por equilibrar as contas da usina durante a formação desta BRR.

No capítulo a seguir demonstra-se, apenas para fins ilustrativos, quanto seria a RU aplicada sobre as 29 usinas que foram relicitadas no Leilão 12/2015, comparando esta metodologia com a GAG-Melhoria proposta pela ANEEL para estas novas concessões. Observa-se que o valor global é consistente (a RU cobre cerca de 96% do que a ANEEL propôs como GAG-Melhoria). No entanto, a variação entre usinas é bastante grande: a metodologia da RU é mais “generosa” com as usinas maiores, enquanto a metodologia aplicada pela ANEEL para a GAG-Melhoria beneficia as usinas menores (PCHs).

Ressalta-se que a aplicação da nova metodologia de GAG-Melhoria sobre as usinas que aderiram às regras da lei 12.783/2013 encontraria, provavelmente, dificuldades jurídicas – já que o método serviu como valor-teto, e não como valor regulatório, passando por um evento concorrencial (deságio), o que não ocorreu com aquelas concessionárias que optaram por renovar suas concessões.

Assim, seria mais coerente o pleito destas usinas já renovadas se este for embasado na metodologia de RU, que é suportada pela remuneração em obrigações especiais – similar às distribuidoras de energia. Isso porque as distribuidoras possuem uma metodologia de Revisão Tarifária Discricionária, similar às usinas da lei 12.783/2013. Já o novo leilão 12/2015, regido pela MP 688, teve como cerne uma regulação contratual – ou seja, um modelo diferente.

Ressalta-se que as distribuidoras ficaram durante o 1º, o 2º e o 3º Ciclo de Revisão Tarifária sem receberem nada pelos ativos constituídos como “Obrigações Especiais”, sendo criada apenas no 4º Ciclo esta metodologia. Por isso, nada impede que as usinas que renovaram suas concessões pela MP 579 e que não tiveram a RU reconhecida nos processos de 2014 e 2015 comecem, a partir de agora, a receberem estes recursos.

3.8.1.3 Metodologia de cálculo da Parcela A

O componente **CAA** busca reconhecer os custos relacionados a condicionantes sócio-ambientais de licenças de operação e impostas por órgãos de governo sobre os quais a concessionária não possui gestão. Propõe-se que a ANEEL reconheça integralmente estes custos (pelo valor contábil) nos processos anuais de reajuste, e realizaria uma auditoria a cada cinco anos (no processo de Revisão Tarifária) de forma a validar todos os valores apresentados pela

concessionária. Eventuais glosas seriam reconhecidas no processo tarifário ordinário. Ressalta-se que, caso estas usinas fossem relicitadas, os custos de renovação da LO já poderiam estar previstos no Edital, sendo os custos seguintes de risco do novo concessionário. No entanto, considerando a forma de renovação dos contratos pela lei 12.783/2013, não há cobertura tarifária suficiente para esta gestão ambiental – motivo este que leva à sugestão de reconhecê-lo como Parcela A.

Já os componentes **EU** e **EC** são encargos já reconhecidos pela ANEEL, sendo calculados pelo ONS e não cabendo neste trabalho qualquer questão sobre esses parâmetros, que são apenas reconhecidos integralmente na composição da RAG. O mesmo vale para o ajuste de indisponibilidade (**Ajl**), que é calculado por meio da Resolução ANEEL 541/2013, não cabendo alterações ao método.

3.8.1.4 Componentes Financeiros

Apesar da metodologia ser dimensionada para que não existam componentes financeiros, eventualidades fatalmente ocorrerão ao longo do contrato e que precisariam ser corrigidos *ex-post*. Para estes casos, recomenda-se que todos os cálculos de recomposição dos valores sejam realizados baseando-se na taxa WACC (e não baseado na Selic, como ocorre hoje com as distribuidoras). Isso porque considera-se que o fluxo de caixa livre das concessionárias é único, sendo que a decisão de investir em novos equipamentos é diretamente impactada pela necessidade de desembolso adicional para cobertura de obrigações de curto prazo não controladas pela concessionária (“componentes financeiros”), e por isso a forma de reconhecimento do custo deste capital deve ser única, independente de onde foi aplicado dentro da concessão.

Basicamente, significa reconhecer o custo de oportunidade em qualquer recomposição tarifária.

3.8.1.5 O Rito de Revisão Tarifária

Na prática, pela metodologia proposta, os processos de reajuste serão como “revisões tarifárias” – com todas as parcelas (A e B) sendo recalculadas. Ressalta-se, entretanto, que no processo de Revisão haverá a auditoria do CAPEX e dos custos ambientais, reconhecendo-se a diferença (positiva ou negativa) como “componente financeiro”. Este raciocínio ocorre porque o conceito de “revisão tarifária” a cada 5 anos, que recalcula as parcelas A e B, com o processo anual de “reajuste tarifário”, que só recalcula a parcela A, vale apenas para a indústria de rede, em particular em mercados em expansão. Isso porque é dada à concessionária a possibilidade de, ao longo dos anos, reduzir seu custo operacional, principalmente valendo-se de ganhos de

escala (originados da expansão do mercado), compartilhando-se este ganho com o consumidor por meio do Fator X. No caso das geradoras esta realidade é diferente, já que não há aumento de mercado.

Como o custo operacional já foi calculado pela metodologia de *benchmarking* (extraindo-se a máxima eficiência possível), sendo ainda eventualmente reduzido no processo licitatório, é improvável que ocorram ganhos adicionais nos períodos entre-ciclos, muito menos ganhos que pudessem ser refletidos por uma eventual redução do nível tarifário. Assim, recomenda-se que o “aniversário” da revisão tarifária seja utilizado apenas para fins fiscalizatórios (já que este é um processo complexo e que exige a participação e atenção de diversos membros das concessionárias, e que por isso tornaria-se inviável caso fosse realizado anualmente).

Ressalta-se que, conforme o Submódulo 12.4 do Proret, os investimentos já serão aprovados pela ANEEL de forma antecipada (para os 5 anos seguintes), reduzindo-se o risco de glosas no processo fiscalizatório. Quanto à forma de validação dos investimentos realizados, sugere-se que seja realizada uma fiscalização para verificar os valores efetivamente empregados, em uma metodologia similar à que ocorre hoje com as distribuidoras de energia. Eventuais variações entre o valor contábil e o verificado pela fiscalização seriam considerados como “bolhas”, já que o valor contábil já teria sido reconhecido antecipadamente no reajuste.

De qualquer forma, é importante que a métrica de fiscalização seja bastante clara e definida antecipadamente, posto que qualquer parcela não reconhecida do investimento pode gerar perdas significativas aos investidores, o que não é saudável ao negócio, retirando sua atratividade financeira.

Ressalta-se que o segmento de geração possui grande vantagem sobre o de distribuição no sentido de ser mais simples realizar esta validação de custos, já que enquanto as distribuidoras possuem muitas obras de pequeno valor, as geradoras possuem poucas obras de grande valor, em geral totalmente terceirizadas (*turn-key*).

3.8.2 Simulação

Com o objetivo de dimensionar algumas propostas anteriormente expostas, demonstra-se a seguir simulações da Taxa Interna de Retorno (TIR) de uma usina teórica de R\$500 milhões de VNR e R\$20 milhões de custo operacional, de forma a simular o interesse comercial que as futuras licitações podem ter no mercado. Foram consideradas as seguintes premissas:

- O operador conseguirá reduzir o custo real da usina em 10% no 1º ano, e mais 10% no 2º ano. A partir de então, considera-se o custo como estabilizado até o final do contrato;
- Reconhece-se (para os ativos novos) a QRR = Depreciação contábil (2,4% ao ano);
- WACC de 7,16%⁶⁰ (já após os impostos, que não são considerados no modelo);
- OPEX regulatório = 51% do OPEX real (anteriormente demonstrado) mais 10% de remuneração (portanto, OPEX regulatório = 56,1% do OPEX real).

Observa-se, na alternativa (i), que o projeto não é rentável – já que apresenta uma TIR negativa. Já na alternativa (ii) o projeto é atrativo, mesmo após 50% de deságio sobre a RU. Na alternativa (iii), novamente, o projeto não é rentável (TIR negativa), mesmo sem nenhum deságio no RU. Finalmente, na alternativa (iv), o projeto é atrativo, mesmo após 30% de deságio sobre a RU.

É importante frisar que o fato da TIR ser alta não significa que o negócio seja atrativo, dado o risco associado ao negócio. Isso porque administrar (e assumir os riscos de O&M, sinistros, etc) de uma usina hidrelétrica para ganhar, por exemplo, uma TIR de 20% sobre uma base de cálculo muito pequena (já que não há desembolsos significativos no início do contrato) pode não resultar em um valor absoluto que seja atrativo. Por isso, sugere-se partir de uma TIR teoricamente elevada no leilão, deixando o mercado precificar qual seria o valor absoluto (e não a TIR) adequado para este projeto.

⁶⁰ Conforme o submódulo 12.3 do Proret.

Tabela 371: Alternativa (i): Cálculo da rentabilidade do projeto, conforme modelo da MP579

Exemplo Usina		OPEX Real	OPEX Calculado	Remun. / Ano	VNR	Resultado Acumulado 30 anos		21.065.530
0,99% Investimento Anual médio		20.000.000	11.220.000	1.122.000	500.000.000			
2,40% Depreciação Média								
7,16% WACC da geração								
10,00% Redução de custos ao ano (ganho de eficiência)								
2 Período máximo de eficiência (após não há mais redução do OPEX)								

FLUXO DE CAIXA									
Ano	OPEX Real	OPEX Regulat.	Investim. Ano	Investim. Acum.	BRR Líq.	QRR	RC	Resultado	Resultado %
1	18.000.000	11.220.000	4.950.000	4.950.000	4.950.000	118.800	354.420	- 11.256.780	-227,41%
2	16.200.000	11.220.000	4.950.000	9.900.000	9.781.200	237.600	700.334	- 8.992.066	-91,93%
3	16.200.000	11.220.000	4.950.000	14.850.000	14.493.600	356.400	1.037.742	- 8.536.858	-58,89%
4	16.200.000	11.220.000	4.950.000	19.800.000	19.087.200	475.200	1.366.644	- 8.088.156	-42,37%
5	16.200.000	11.220.000	4.950.000	24.750.000	23.562.000	594.000	1.687.039	- 7.648.961	-32,46%
6	16.200.000	11.220.000	4.950.000	29.700.000	27.918.000	712.800	1.988.929	- 7.218.271	-25,86%
7	16.200.000	11.220.000	4.950.000	34.650.000	32.155.200	831.600	2.302.312	- 6.796.088	-21,14%
8	16.200.000	11.220.000	4.950.000	39.600.000	36.273.600	950.400	2.597.190	- 6.382.410	-17,60%
9	16.200.000	11.220.000	4.950.000	44.550.000	40.273.200	1.069.200	2.883.561	- 5.977.239	-14,84%
10	16.200.000	11.220.000	4.950.000	49.500.000	44.154.000	1.188.000	3.161.426	- 5.580.574	-12,64%
11	16.200.000	11.220.000	4.950.000	54.450.000	47.916.000	1.306.800	3.430.786	- 5.192.414	-10,84%
12	16.200.000	11.220.000	4.950.000	59.400.000	51.559.200	1.425.600	3.691.639	- 4.812.761	-9,33%
13	16.200.000	11.220.000	4.950.000	64.350.000	55.083.600	1.544.400	3.943.986	- 4.441.614	-8,06%
14	16.200.000	11.220.000	4.950.000	69.300.000	58.489.200	1.663.200	4.187.827	- 4.078.973	-6,97%
15	16.200.000	11.220.000	4.950.000	74.250.000	61.776.000	1.782.000	4.423.162	- 3.724.838	-6,03%
16	16.200.000	11.220.000	4.950.000	79.200.000	64.944.000	1.900.800	4.649.990	- 3.379.210	-5,20%
17	16.200.000	11.220.000	4.950.000	84.150.000	67.983.200	2.019.600	4.868.313	- 3.042.087	-4,47%
18	16.200.000	11.220.000	4.950.000	89.100.000	70.923.600	2.138.400	5.078.130	- 2.713.470	-3,83%
19	16.200.000	11.220.000	4.950.000	94.050.000	73.735.200	2.257.200	5.279.440	- 2.393.360	-3,25%
20	16.200.000	11.220.000	4.950.000	99.000.000	76.428.000	2.376.000	5.472.245	- 2.081.755	-2,72%
21	16.200.000	11.220.000	4.950.000	103.950.000	79.002.000	2.494.800	5.656.543	- 1.778.657	-2,25%
22	16.200.000	11.220.000	4.950.000	108.900.000	81.457.200	2.613.600	5.832.336	- 1.484.064	-1,82%
23	16.200.000	11.220.000	4.950.000	113.850.000	83.793.600	2.732.400	5.999.622	- 1.197.978	-1,43%
24	16.200.000	11.220.000	4.950.000	118.800.000	86.011.200	2.851.200	6.158.402	- 920.398	-1,07%
25	16.200.000	11.220.000	4.950.000	123.750.000	88.110.000	2.970.000	6.308.676	- 651.324	-0,74%
26	16.200.000	11.220.000	4.950.000	128.700.000	90.090.000	3.088.800	6.450.444	- 390.756	-0,43%
27	16.200.000	11.220.000	4.950.000	133.650.000	91.951.200	3.207.600	6.583.706	- 138.694	-0,15%
28	16.200.000	11.220.000	4.950.000	138.600.000	93.693.600	3.326.400	6.708.462	104.862	0,11%
29	16.200.000	11.220.000	4.950.000	143.550.000	95.317.200	3.445.200	6.824.712	339.912	0,36%
30	16.200.000	11.220.000	4.950.000	148.500.000	96.822.000	3.564.000	6.932.455	566.455	0,59%
INDENIZAÇÃO AO FIM DA CONCESSÃO								96.822.000,00	-0,88%

>> TIR do projeto

Tabela 382: Alternativa (ii): Cálculo da rentabilidade do projeto, mantendo o OPEX “regulatório” e incluindo uma Remuneração da Usina (RU) similar às “obrigações especiais” das distribuidoras, que poderia ser o parâmetro competitivo do edital de licitação da usina (neste exemplo, considerou-se 50% de deságio)

Exemplo Usina		OPEX Real	OPEX Total	Remun. / Ano	WVR
		20.000.000	11.220.000	1.122.000	500.000.000
0,98% Investimento Anual médio					
2,40% Depreciação Média					
7,16% WACC da geração					
10,00% Redução de custos ao ano (ganho de eficiência)					
2 Período máximo de eficiência (após não há mais redução do OPEX)					

FLUXO DE CAIXA									
Ano	OPEX Real	OPEX Regulat.	Base RU	RU	Investim. Ano	Investim. Acum.	899R Lit.	Q99R	RC
1	18.000.000	11.220.000	500.000.000	6.989.538	4.950.000	4.950.000	4.950.000	118.800	-354.420
2	16.200.000	11.220.000	490.100.000	6.851.145	4.950.000	9.900.000	9.781.200	237.600	700.334
3	16.200.000	11.220.000	485.150.000	6.781.949	4.950.000	14.850.000	14.493.600	356.400	1.037.742
4	16.200.000	11.220.000	480.200.000	6.712.753	4.950.000	19.800.000	19.087.200	475.200	1.366.644
5	16.200.000	11.220.000	475.250.000	6.643.556	4.950.000	24.750.000	23.662.000	594.000	1.687.039
6	16.200.000	11.220.000	470.300.000	6.574.360	4.950.000	29.700.000	27.918.000	712.800	1.998.929
7	16.200.000	11.220.000	465.350.000	6.505.163	4.950.000	34.650.000	32.166.200	831.600	2.302.312
8	16.200.000	11.220.000	460.400.000	6.435.967	4.950.000	39.600.000	36.273.600	950.400	2.597.190
9	16.200.000	11.220.000	455.450.000	6.366.770	4.950.000	44.550.000	40.273.200	1.069.200	2.883.561
10	16.200.000	11.220.000	450.500.000	6.297.574	4.950.000	49.500.000	44.164.000	1.188.000	3.167.426
11	16.200.000	11.220.000	445.550.000	6.228.378	4.950.000	54.450.000	47.916.000	1.306.800	3.450.786
12	16.200.000	11.220.000	440.600.000	6.159.181	4.950.000	59.400.000	51.559.200	1.425.600	3.691.639
13	16.200.000	11.220.000	435.650.000	6.089.985	4.950.000	64.350.000	55.083.600	1.544.400	3.943.986
14	16.200.000	11.220.000	430.700.000	6.020.788	4.950.000	69.300.000	58.489.200	1.663.200	4.187.827
15	16.200.000	11.220.000	425.750.000	5.951.592	4.950.000	74.250.000	61.776.000	1.782.000	4.423.162
16	16.200.000	11.220.000	420.800.000	5.882.395	4.950.000	79.200.000	64.944.000	1.900.800	4.645.990
17	16.200.000	11.220.000	415.850.000	5.813.199	4.950.000	84.150.000	67.992.200	2.019.600	4.868.313
18	16.200.000	11.220.000	410.900.000	5.744.003	4.950.000	89.100.000	70.921.600	2.138.400	5.078.130
19	16.200.000	11.220.000	405.950.000	5.674.806	4.950.000	94.050.000	73.735.200	2.257.200	5.275.440
20	16.200.000	11.220.000	401.000.000	5.605.610	4.950.000	99.000.000	76.428.000	2.376.000	5.472.245
21	16.200.000	11.220.000	396.050.000	5.536.413	4.950.000	103.950.000	79.002.000	2.494.800	5.666.543
22	16.200.000	11.220.000	391.100.000	5.467.217	4.950.000	108.900.000	81.467.200	2.613.600	5.832.336
23	16.200.000	11.220.000	386.150.000	5.398.020	4.950.000	113.850.000	83.793.600	2.732.400	5.995.622
24	16.200.000	11.220.000	381.200.000	5.328.824	4.950.000	118.800.000	86.011.200	2.851.200	6.158.402
25	16.200.000	11.220.000	376.250.000	5.259.628	4.950.000	123.750.000	88.110.000	2.970.000	6.308.676
26	16.200.000	11.220.000	371.300.000	5.190.431	4.950.000	128.700.000	90.090.000	3.088.800	6.450.444
27	16.200.000	11.220.000	366.350.000	5.121.235	4.950.000	133.650.000	91.961.200	3.207.600	6.583.706
28	16.200.000	11.220.000	361.400.000	5.052.038	4.950.000	138.600.000	93.693.600	3.326.400	6.708.482
29	16.200.000	11.220.000	356.450.000	4.982.842	4.950.000	143.550.000	95.317.200	3.445.200	6.824.712
30	16.200.000	11.220.000	351.500.000	4.913.645	4.950.000	148.500.000	96.822.000	3.564.000	6.932.455
INDENIZAÇÃO AO FIM DA CONCESSÃO									96.822.000,00
									12,65%

Resultado Acumulado 30 anos: 156.513.475

Deságio previsto para o RU: 50,00%

>> TIR do projeto

Tabela 393: Alternativa (iii): Cálculo da rentabilidade do projeto mantendo-se a RU como substituta ao OPEX regulatório

Exemplo Usina		OPEX Real	OPEX Total	Remun. / Ano	VNR
		20.000.000	11.220.000	1.122.000	500.000.000

0,99% Investimento Anual médio
2,40% Depreciação Média
7,16% WACC da geração
10,00% Redução de custos ao ano (ganho de eficiência)
2 Período máximo de eficiência (após não há mais redução do OPEX)

FLUXO DE CAIXA											
Ano	OPEX Real	OPEX Regulat.	Base RU	RU	Investim. Ano	Investim. Acum.	BRR Liq.	QRR	RC	Resultado	Resultado %
1	18.000.000	-	500.000.000	13.979.076	4.950.000	4.950.000	4.950.000	118.800	354.420	- 8.497.704	-171,67%
2	16.200.000	-	490.100.000	13.702.291	4.950.000	9.900.000	9.781.200	237.600	700.334	- 6.509.775	-66,55%
3	16.200.000	-	485.150.000	13.563.898	4.950.000	14.850.000	14.493.600	356.400	1.037.742	- 6.191.960	-42,72%
4	16.200.000	-	480.200.000	13.425.505	4.950.000	19.800.000	19.087.200	475.200	1.366.644	- 5.882.651	-30,82%
5	16.200.000	-	475.250.000	13.287.112	4.950.000	24.750.000	23.562.000	594.000	1.687.039	- 5.581.849	-23,69%
6	16.200.000	-	470.300.000	13.148.719	4.950.000	29.700.000	27.918.000	712.800	1.998.929	- 5.289.552	-18,95%
7	16.200.000	-	465.350.000	13.010.326	4.950.000	34.650.000	32.155.200	831.600	2.302.312	- 5.005.761	-15,57%
8	16.200.000	-	460.400.000	12.871.934	4.950.000	39.600.000	36.273.600	950.400	2.597.190	- 4.730.477	-13,04%
9	16.200.000	-	455.450.000	12.733.541	4.950.000	44.550.000	40.273.200	1.069.200	2.883.561	- 4.463.698	-11,08%
10	16.200.000	-	450.500.000	12.595.148	4.950.000	49.500.000	44.154.000	1.188.000	3.161.426	- 4.205.426	-9,52%
11	16.200.000	-	445.550.000	12.456.755	4.950.000	54.450.000	47.916.000	1.306.800	3.430.786	- 3.955.659	-8,26%
12	16.200.000	-	440.600.000	12.318.362	4.950.000	59.400.000	51.559.200	1.425.600	3.691.639	- 3.714.399	-7,20%
13	16.200.000	-	435.650.000	12.179.969	4.950.000	64.350.000	55.083.600	1.544.400	3.943.986	- 3.481.645	-6,32%
14	16.200.000	-	430.700.000	12.041.576	4.950.000	69.300.000	58.489.200	1.663.200	4.187.827	- 3.257.397	-5,57%
15	16.200.000	-	425.750.000	11.903.184	4.950.000	74.250.000	61.776.000	1.782.000	4.423.162	- 3.041.655	-4,92%
16	16.200.000	-	420.800.000	11.764.791	4.950.000	79.200.000	64.944.000	1.900.800	4.649.990	- 2.834.419	-4,36%
17	16.200.000	-	415.850.000	11.626.398	4.950.000	84.150.000	67.993.200	2.019.600	4.868.313	- 2.635.689	-3,88%
18	16.200.000	-	410.900.000	11.488.005	4.950.000	89.100.000	70.923.600	2.138.400	5.078.130	- 2.445.465	-3,45%
19	16.200.000	-	405.950.000	11.349.612	4.950.000	94.050.000	73.735.200	2.257.200	5.279.440	- 2.263.747	-3,07%
20	16.200.000	-	401.000.000	11.211.219	4.950.000	99.000.000	76.428.000	2.376.000	5.472.245	- 2.090.536	-2,74%
21	16.200.000	-	396.050.000	11.072.826	4.950.000	103.950.000	79.002.000	2.494.800	5.656.543	- 1.925.830	-2,44%
22	16.200.000	-	391.100.000	10.934.434	4.950.000	108.900.000	81.457.200	2.613.600	5.832.336	- 1.769.631	-2,17%
23	16.200.000	-	386.150.000	10.796.041	4.950.000	113.850.000	83.793.600	2.732.400	5.999.622	- 1.621.937	-1,94%
24	16.200.000	-	381.200.000	10.657.648	4.950.000	118.800.000	86.011.200	2.851.200	6.168.402	- 1.482.750	-1,72%
25	16.200.000	-	376.250.000	10.519.255	4.950.000	123.750.000	88.110.000	2.970.000	6.308.676	- 1.352.069	-1,53%
26	16.200.000	-	371.300.000	10.380.862	4.950.000	128.700.000	90.090.000	3.088.800	6.450.444	- 1.229.894	-1,37%
27	16.200.000	-	366.350.000	10.242.469	4.950.000	133.650.000	91.951.200	3.207.600	6.583.706	- 1.116.225	-1,21%
28	16.200.000	-	361.400.000	10.104.076	4.950.000	138.600.000	93.693.600	3.326.400	6.708.462	- 1.011.062	-1,08%
29	16.200.000	-	356.450.000	9.965.684	4.950.000	143.550.000	95.317.200	3.445.200	6.824.712	- 914.405	-0,96%
30	16.200.000	-	351.500.000	9.827.291	4.950.000	148.500.000	96.822.000	3.564.000	6.932.455	- 826.254	-0,85%
INDENIZAÇÃO AO FIM DA CONCESSÃO										96.822.000,00	-0,13%

>> TIR do projeto

Tabela 404: Alternativa (iv): Mesma situação da alternativa (iii), porém alterando-se o investimento anual de 0,99% do VNR da usina para 2,4% (igual à depreciação média anual), considerando os investimentos em estruturas civis necessários a partir de agora. Considerou-se 30% de deságio sobre a RU.

Exemplo Usina		OPEX Real	OPEX Total	Remun. / Ano	VNR
		20.000.000	11.220.000	1.122.000	500.000.000
2,40% Investimento Anual médio					
2,40% Depreciação Média					
7,16% WACC da geração					
10,00% Redução de custos ao ano (ganho de eficiência)					
2 Período máximo de eficiência (após não há mais restituição do OPEX)					

FLUXO DE CAIXA									
Ano	OPEX Real	OPEX Regular	Base RU	RU	Investim. Ano	BBR Lq.	QJR	RC	Resultado
1	18.000.000	11.220.000	500.000.000	9.786.354	12.000.000	12.000.000	288.000	869.200	7.847.445
2	16.200.000	11.220.000	475.000.000	9.315.657	12.000.000	23.712.000	576.000	1.597.779	5.390.564
3	16.200.000	11.220.000	464.000.000	9.080.808	12.000.000	36.136.000	864.000	2.515.728	4.519.454
4	16.200.000	11.220.000	452.000.000	8.845.960	12.000.000	48.560.000	1.152.000	3.313.075	3.668.965
5	16.200.000	11.220.000	440.000.000	8.611.111	12.000.000	60.984.000	1.440.000	4.089.792	2.839.007
6	16.200.000	11.220.000	428.000.000	8.376.263	12.000.000	72.408.000	1.728.000	4.845.888	2.029.949
7	16.200.000	11.220.000	416.000.000	8.141.414	12.000.000	84.832.000	2.016.000	5.681.363	1.241.223
8	16.200.000	11.220.000	404.000.000	7.906.566	12.000.000	97.256.000	2.304.000	6.296.218	473.217
9	16.200.000	11.220.000	392.000.000	7.671.717	12.000.000	109.680.000	2.592.000	6.990.451	274.168
10	16.200.000	11.220.000	380.000.000	7.436.869	12.000.000	122.104.000	2.880.000	7.664.064	1.000.933
11	16.200.000	11.220.000	368.000.000	7.202.020	12.000.000	134.528.000	3.168.000	8.317.066	1.707.076
12	16.200.000	11.220.000	356.000.000	6.967.172	12.000.000	146.952.000	3.456.000	8.949.427	2.392.599
13	16.200.000	11.220.000	344.000.000	6.732.323	12.000.000	159.376.000	3.744.000	9.561.178	3.067.501
14	16.200.000	11.220.000	332.000.000	6.497.475	12.000.000	171.800.000	4.032.000	10.152.307	3.701.782
15	16.200.000	11.220.000	320.000.000	6.262.626	12.000.000	184.224.000	4.320.000	10.722.816	4.326.442
16	16.200.000	11.220.000	308.000.000	6.027.778	12.000.000	196.648.000	4.608.000	11.272.704	4.928.462
17	16.200.000	11.220.000	296.000.000	5.792.929	12.000.000	209.072.000	4.896.000	11.801.971	5.510.900
18	16.200.000	11.220.000	284.000.000	5.558.081	12.000.000	221.496.000	5.184.000	12.310.618	6.072.896
19	16.200.000	11.220.000	272.000.000	5.323.232	12.000.000	233.920.000	5.472.000	12.798.643	6.613.876
20	16.200.000	11.220.000	260.000.000	5.088.384	12.000.000	246.344.000	5.760.000	13.266.048	7.134.432
21	16.200.000	11.220.000	248.000.000	4.853.535	12.000.000	258.768.000	6.048.000	13.712.832	7.634.367
22	16.200.000	11.220.000	236.000.000	4.618.687	12.000.000	271.192.000	6.336.000	14.138.995	8.113.682
23	16.200.000	11.220.000	224.000.000	4.383.838	12.000.000	283.616.000	6.624.000	14.544.538	8.572.375
24	16.200.000	11.220.000	212.000.000	4.148.990	12.000.000	296.040.000	6.912.000	14.929.459	9.010.449
25	16.200.000	11.220.000	200.000.000	3.914.141	12.000.000	308.464.000	7.200.000	15.293.760	9.427.901
26	16.200.000	11.220.000	188.000.000	3.679.293	12.000.000	320.888.000	7.488.000	15.637.440	9.824.733
27	16.200.000	11.220.000	176.000.000	3.444.444	12.000.000	333.312.000	7.776.000	15.960.499	10.200.944
28	16.200.000	11.220.000	164.000.000	3.209.596	12.000.000	345.736.000	8.064.000	16.262.938	10.566.534
29	16.200.000	11.220.000	152.000.000	2.974.747	12.000.000	358.160.000	8.352.000	16.544.755	10.891.503
30	16.200.000	11.220.000	140.000.000	2.739.899	12.000.000	370.584.000	8.640.000	16.805.962	11.206.851
INDENIZAÇÃO AO FIM DA CONCESSÃO									234.720.000,00
									11,95%
									4,77%

Resultado Acumulado 30 anos342.858.413

Deságio previsto para o RU30,00%

=> IRR do projeto

Evidencia-se, portanto, que **sem a inclusão** da Remuneração da Usina – RU (utilizando um modelo similar à remuneração sobre as obrigações especiais adotado para as distribuidoras) assumir a operação de uma usina “velha” **não seria** um projeto viável para investidores. Isso porque:

- O OPEX regulatório é insuficiente para cobrir os custos reais da usina, mesmo após um esforço de redução de 20% dos custos históricos observados;
- A geração de caixa é insuficiente para cobrir os investimentos que serão necessários ao longo da concessão.

Por isso, é importante que a ANEEL crie uma metodologia que seja coerente de formatação de um preço-teto para o leilão, sem se preocupar com os detalhes da formatação tarifária. Isso porque, em um processo competitivo, os diferentes *players* calcularão os riscos que, para eles, são mais ou menos gerenciáveis. Além disso, é preciso observar que o risco associado ao negócio é proporcional ao VNR da usina. Por exemplo: um problema estrutural na barragem compromete toda a viabilidade do negócio. **Por isso, em caso de relitações, é fundamental que o plano de investimentos detalhado seja colocado já no Edital** (levando-se em consideração todas as modernizações e reformas necessárias à usina).

Observa-se que, no modelo proposto, o OPEX regulatório é fixo ao longo de todo o contrato (não cabendo “revisões tarifárias” sobre esta parcela), e a RU é decrescente (conforme o plano de investimentos que, idealmente, deve ser divulgado no momento da licitação, mas que pode ser acordado entre as partes a cada 5 anos).

Frisa-se que “modicidade tarifária” não é a “menor tarifa”, e sim a “menor tarifa possível”, considerando o equilíbrio dos interesses da concessionária, do poder concedente e do consumidor. Esta modicidade “possível” já está sendo alcançada pela desconsideração do CAPEX principal da usina; agora, não se pode forçar um preço além do razoável, já que o consumidor, no longo prazo, sairia perdendo (mesmo que um operador assuma uma usina nestas condições, certamente não terá capacidade financeira de realizar os investimentos necessários e, por consequência, acabará comprometendo a vida útil da planta de uma forma que poderá ser irreversível).

3.9 Análise gráfica dos resultados aplicados

Como visto anteriormente, propõe-se segregar a remuneração das operadoras das usinas cotistas em duas parcelas:

a) OPEX Regulatório

Esta parcela seria calculada por uma metodologia de *benchmarking*, isto é, um comparativo entre usinas que permitisse projetar a trajetória de evolução dos custos “eficientes” conforme o tamanho da usina. Este método foi utilizado pela ANEEL na nota técnica que definiu a receita inicial das geradoras renovadas; no entanto, propõe-se os seguintes ajustes ao cálculo originalmente realizado:

- a) Deve ser utilizada uma metodologia que explique melhor a média dos custos das usinas com mais de 30 anos, e não a fronteira de eficiência das usinas em operação em geral.

Isso porque as usinas novas possuem custos operacionais menores;

Efeitos inflacionários devem ser considerados *ex-ante* e *ex-post*, de forma a não comprometer o cálculo do custo operacional “eficiente”, conforme demonstrado na Tabela 23 e

- b) Figura 9 deste trabalho;
- c) Uma margem maior deve ser associada às pequenas usinas. Sugere-se a manutenção de 10% para a maior usina pertencente ao grupo atingido pela lei 12.783/2013, e de 30% para a menor.

Ainda, não se considera razoável a adoção de um processo revisional periódico, que buscaria (a cada 5 anos) rever o modelo de *benchmarking*. Isso porque tal atividade geraria uma enorme incerteza sobre as receitas das empresas. O método de *benchmarking* pode ser considerado no cálculo do OPEX-teto definido no Edital, porém esta parcela seria fixa durante todo o contrato.

b) Remuneração da Usina (RU)

Esta parcela seria definida de acordo com a fórmula proposta anteriormente, partindo-se do VNR da usina. O valor resultante da aplicação desta fórmula seria o balizador do Edital de concorrência e sobre ele incidiriam os lances. Ainda, como a RU parte de um CAPEX inicial igual a “zero” (já que o operador recebe a usina totalmente amortizada), incide sobre o VNR de toda a usina. Porém, ao longo dos anos, a concessionária que assumiu aquela operação faria uma série de investimentos, que seriam abatidos dos ativos originais. Para tanto:

- a) A concessionária que assume a nova operação deve realizar os investimentos que já devem estar descritos no Edital de licitação da usina, ou seja, o poder concedente (ou a ANEEL) deve já definir, de forma antecipada, todo o programa de melhorias / renovações esperado para aquela usina, reservando ainda um valor para miscelâneas (ou seja, melhorias de pequeno valor que não valem a pena ser controladas de forma unitária);
- b) Com base nos investimentos já definidos, a ANEEL faria o cálculo da RU de forma prospectiva, considerando o cumprimento daquele cronograma (sendo que eventuais modificações ao cronograma poderiam ser pleiteadas pela concessionária e anuídas pela ANEEL, de forma antecipada);
- c) A concessionária seria estimulada a cumprir o plano, já que caso contrário ficaria sem a RU e sem o WACC sobre os novos investimentos.

No limite, a concessionária que renovasse 100% de seus ativos teria uma RU = zero, e toda a sua remuneração viria do WACC aplicado sobre a base líquida, em um modelo já previsto pela Resolução Normativa ANEEL 642/2014. Ressalta-se que a principal diferença aqui proposta, frente à REN 642, refere-se ao fato de que, enquanto na REN 642 a ANEEL espera que a própria concessionária indique quais são os investimentos necessários à renovação da usina, aqui propõe-se que este plano de melhorias já seja indicado no Edital de licitação, podendo eventualmente a concessionária incluir algum investimento adicional, desde que anuído pela Agência, somando-se ainda um valor fixo de miscelânea.

Utilizando os dados da alternativa (iv) anteriormente demonstrada⁶¹, é possível observar a seguinte tendência: conforme os ativos vão sendo renovados, o valor da RU cai. Porém, a perda de receita é compensada pela Remuneração do Capital (RC) e pela Quota de Reintegração Regulatória (QRR) que são aplicadas sobre a Base Líquida, que nada mais é que os ativos novos (“incrementais”).

Nesta linha, como a RU seria uma trajetória decrescente definida *ex-ante* (com base no plano de investimentos aprovado pela ANEEL) e a RC mais QRR seriam definidas e fiscalizadas *ex-post* (somente sendo aplicadas sobre investimentos efetivamente realizados), há um claro incentivo para a concessionária realizar os investimentos prudentes (já que estes são aprovados pela ANEEL no plano de investimentos) dentro do cronograma “ideal”.

⁶¹ Tabela 404: Alternativa (iv): Mesma situação da alternativa (iii), porém alterando-se o investimento anual de 0,99% do VNR da usina para 2,4% (igual à depreciação média anual), considerando os investimentos em estruturas civis necessários a partir de agora. Considerou-se 30% de deságio sobre a RU.

O que se propõe, então, é uma metodologia que proporcione viabilidade comercial para as usinas, dê um forte incentivo para a renovação e modernização dos ativos e ainda garanta o controle sobre o cronograma de obras.

Tabela 415: Simulação de investimentos e da evolução da GAG_{CAPEX} das usinas

Ano	Base RU	Investim. Ano	Investim. Acum.	BRR Líq.	RU	QRR	RC	GAG (CAPEX)
1	500.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	6.989.538	288.000	859.200	8.136.738
2	476.000.000	12.000.000	24.000.000	23.712.000	6.654.040	576.000	1.697.779	8.927.820
3	464.000.000	12.000.000	36.000.000	35.136.000	6.486.291	864.000	2.515.738	9.866.029
4	452.000.000	12.000.000	48.000.000	46.272.000	6.318.543	1.152.000	3.313.075	10.783.618
5	440.000.000	12.000.000	60.000.000	57.120.000	6.150.794	1.440.000	4.089.792	11.680.586
6	428.000.000	12.000.000	72.000.000	67.680.000	5.983.045	1.728.000	4.845.888	12.556.933
7	416.000.000	12.000.000	84.000.000	77.952.000	5.815.296	2.016.000	5.581.363	13.412.659
8	404.000.000	12.000.000	96.000.000	87.936.000	5.647.547	2.304.000	6.296.218	14.247.764
9	392.000.000	12.000.000	108.000.000	97.632.000	5.479.798	2.592.000	6.990.451	15.062.249
10	380.000.000	12.000.000	120.000.000	107.040.000	5.312.049	2.880.000	7.664.064	15.856.113
11	368.000.000	12.000.000	132.000.000	116.160.000	5.144.300	3.168.000	8.317.056	16.629.356
12	356.000.000	12.000.000	144.000.000	124.992.000	4.976.551	3.456.000	8.949.427	17.381.978
13	344.000.000	12.000.000	156.000.000	133.536.000	4.808.802	3.744.000	9.561.178	18.113.980
14	332.000.000	12.000.000	168.000.000	141.792.000	4.641.053	4.032.000	10.152.307	18.825.361
15	320.000.000	12.000.000	180.000.000	149.760.000	4.473.304	4.320.000	10.722.816	19.516.120
16	308.000.000	12.000.000	192.000.000	157.440.000	4.305.556	4.608.000	11.272.704	20.186.260
17	296.000.000	12.000.000	204.000.000	164.832.000	4.137.807	4.896.000	11.801.971	20.835.778
18	284.000.000	12.000.000	216.000.000	171.936.000	3.970.058	5.184.000	12.310.618	21.464.675
19	272.000.000	12.000.000	228.000.000	178.752.000	3.802.309	5.472.000	12.798.643	22.072.952
20	260.000.000	12.000.000	240.000.000	185.280.000	3.634.560	5.760.000	13.266.048	22.660.608
21	248.000.000	12.000.000	252.000.000	191.520.000	3.466.811	6.048.000	13.712.832	23.227.643
22	236.000.000	12.000.000	264.000.000	197.472.000	3.299.062	6.336.000	14.138.995	23.774.057
23	224.000.000	12.000.000	276.000.000	203.136.000	3.131.313	6.624.000	14.544.538	24.299.851
24	212.000.000	12.000.000	288.000.000	208.512.000	2.963.564	6.912.000	14.929.459	24.805.023
25	200.000.000	12.000.000	300.000.000	213.600.000	2.795.815	7.200.000	15.293.760	25.289.575
26	188.000.000	12.000.000	312.000.000	218.400.000	2.628.066	7.488.000	15.637.440	25.753.506
27	176.000.000	12.000.000	324.000.000	222.912.000	2.460.317	7.776.000	15.960.499	26.196.817
28	164.000.000	12.000.000	336.000.000	227.136.000	2.292.569	8.064.000	16.262.938	26.619.506
29	152.000.000	12.000.000	348.000.000	231.072.000	2.124.820	8.352.000	16.544.755	27.021.575
30	140.000.000	12.000.000	360.000.000	234.720.000	1.957.071	8.640.000	16.805.952	27.403.023

Figura 34: Evolução das Bases de Remuneração (E1) e das receitas consequentes destas bases (E2)

E1 = Eixo 1 (esquerda). Demonstra a evolução dos montantes que servem como base de cálculo da GAG_{CAPEX}

E2 = Eixo 2 (direita). Demonstra a evolução das diferentes parcelas da GAG_{CAPEX} : RU, RC e QRR, sendo que RU é uma remuneração pela gestão de um ativo de terceiro, a RC é a remuneração pelo investimento realizado e a QRR é a amortização deste investimento, que é igual à depreciação contábil destes ativos.

Figura 35: Evolução da GAG_{CAPEX} (RU + RC + QRR)

Evidencia-se, portanto, que a parcela da GAG que reconhece a parcela do CAPEX das usinas é elevada ao longo do tempo, já que a remuneração pelos ativos novos é substancialmente maior do que a remuneração pelos ativos originais da usina (“obrigações especiais”), dando uma sinalização correta ao concessionário e estimulando o investimento.

3.10 Resumo das Propostas

Com base nas propostas dos capítulos anteriores, e considerando a complexidade que cada ponto, individualmente, representa, buscou-se consolidar na tabela a seguir os principais pontos que este trabalho recomenda que sejam adotados no leilão das usinas que, a partir de 2026, venham a ser relicitadas. Ainda, incluiu-se uma nova coluna para apresentar recomendações àquelas usinas que já foram renovadas pela lei 12.783/2013, sabendo-se que neste caso há amarras contratuais já estabelecidas que não poderiam ser desatadas. Os pontos marcados em vermelho representam estes termos contratuais já aceitos, o que – em muitos casos – afeta diretamente a rentabilidade do projeto. Exatamente por isso, recomenda-se que todos os contratos renovados pela Eletrobrás sejam cancelados e relicitados pelo mesmo método proposto para as usinas que vencerão em 2026. No entanto, caso esta opção não seja possível, deve-se ajustar a metodologia ao que está sendo proposto na tabela, de forma a devolver a boa saúde econômico-financeira ao negócio que, como exaustivamente demonstrado neste trabalho, não se sustenta pela metodologia atual.

Tabela 426: Resumo final das contribuições

		Concessões a vencer em 2026	Para aquelas que renovaram pela lei 12.783/2013
Custos Operacionais (OPEX)	Definição do valor "eficiente"	Calcula-se pela fórmula proposta neste trabalho (Cap.3.2), e licita-se pelo menor valor global (que será fixo até o fim do contrato).	Recalcula-se o número atual pela fórmula proposta neste trabalho (Cap. 3.2) a cada ciclo tarifário, atualizando-se a base de dados apenas com as usinas que completarem 30 anos ou mais de operação.
	Fator X	Não deve ser considerado nos novos contratos.	Deve ser assinado termo aditivo excluindo o Fator X do contrato
Investimentos (CAPEX)	Indenização dos ativos não-depreciados	A indenização ao operador atual (ou seja, aquele que vai ceder seu contrato ao novo operador que entrará em 2026) deve ser calculada <i>ex-ante</i> , de forma que o operador atual já conheça o valor que irá receber no final do contrato. O valor da indenização deve ser pago pelo novo concessionário, junto com a outorga.	O valor proposto foi acatado pelos operadores que renovaram a concessão.
	Indenização dos ativos não-depreciados no final do novo contrato	Base de Remuneração Líquida, mais eventuais investimentos realizados entre a última revisão tarifária e o término do contrato e a "bolha" descrita no capítulo 3.8.1.1 (causada por eventual diferença temporal entre o investimento e o respectivo reconhecimento da RC e da QRR)	Base de Remuneração Líquida, mais eventuais investimentos realizados entre a última revisão tarifária e o término do contrato e a "bolha" descrita no capítulo 3.8.1.1 (causada por eventual diferença temporal entre o investimento e o respectivo reconhecimento da RC e da QRR)
	Forma de reconhecimento dos novos investimentos	O plano de investimentos deverá estar claro no Edital. Ressalta-se que eventuais falhas comprovadas no Plano de Investimentos (por exemplo: um problema estrutural na barragem que não foi levantado pelo Edital) devem ser consideradas de forma adicional na tarifa. Para isso, a concessionária que ganhar o novo contrato poderá sugerir à ANEEL alterações ao plano definido no Edital, podendo a Agência acatar ou não estas sugestões. Os investimentos originalmente previstos no Edital não serão alvo de fiscalização pela ANEEL	Base de Remuneração, a partir de uma auditoria da ANEEL para validar os investimentos. O plano de investimentos aprovado pela ANEEL deverá prever uma renovação mínima igual à depreciação média da usina, de 2,4% do VNR total.

		Concessões a vencer em 2026	Para aquelas que renovaram pela lei 12.783/2013
		nos processos de Revisão Tarifária, podendo-se ou manter os valores referenciais do Edital, ou colocá-los também como possibilidade de deságios na concorrência. Já eventuais investimentos complementares deverão ser validados pela ANEEL a cada 5 anos, para composição da BRR.	
	Forma de reconhecimento dos ativos antigos (remuneração pela operação)	Calculado com base na RU (Cap. 3.5) proposta neste trabalho, descontando-se a cada ciclo tarifário os investimentos previstos no plano de investimentos aprovado pela ANEEL. A RU pode já começar menor do que a proposta neste trabalho, se for alvo de deságios na concorrência.	Calculado com base na RU (Cap. 3.5) proposta neste trabalho, descontando-se a cada ciclo tarifário os investimentos previstos no plano de investimentos aprovado pela ANEEL
	Taxa de Retorno	Não há regulação sobre o retorno, já que a usina seria relicitada. No entanto, o WACC utilizado para cálculo do valor-teto, assim como o aplicado sobre eventuais investimentos que não estavam inicialmente previstos no Edital devem ser calculados com base na metodologia proposta pelo capítulo 3.4.	Calculado com base na metodologia proposta pelo capítulo 3.4.
	Almoxarifado / Estoque	A ser calculado a partir de um estudo específico, usina a usina, a depender do tipo de equipamentos em operação, antiguidade, estado de conservação, etc. Deve ser proposto pelo concessionário e validado pela ANEEL no 1º ciclo de revisão tarifária, valendo o valor (sobre o qual incidirá a taxa WACC) para todo o contrato a partir da aprovação.	A ser calculado a partir de um estudo específico, usina a usina, a depender do tipo de equipamentos em operação, antiguidade, estado de conservação, etc. Deve ser proposto pelo concessionário e validado pela ANEEL no 1º ciclo de revisão tarifária, valendo o valor (sobre o qual incidirá a taxa WACC) para todo o contrato a partir da aprovação.
Custos não-gerenciáveis	Custos Ambientais	O Edital já deverá trazer um descritivo dos investimentos necessários à renovação da LO da usina. Custos adicionais ao longo do contrato serão risco de responsabilidade do investidor.	Deve ser reconhecido como Parcela A, sendo os custos auditados no mesmo momento da BRR.
Risco de Mercado	Destino da energia gerada	Manter a proposta da MP 688 (70% ACR, 30% ACL)	Não há (100% no ACR)
Risco Hidrológico	Ônus e Bônus do MRE	O investidor deve ter a garantia de comercializar a GF da usina (que deve ser revista antes do leilão). Todo o risco do MRE deveria ser ônus e bônus da CDE, que usaria a energia de reserva para manejar o sistema. Isso quer dizer que, mesmo podendo destinar 30% da GF para o ACL, o concessionário não teria que administrar nenhum risco hidrológico.	Não há (100% no ACR)
Outorga		Sugere-se que a outorga seja a diferença entre a metade do VNR da usina ⁶² e o valor a ser indenizado ao operador atual, compartilhando com o consumidor os ganhos de ser um negócio antigo, porém dando ao investidor uma “gordura financeira” pelos juros da outorga que ajudará a suportar eventualidades ao longo do contrato.	Não há.
Quanto ao aumento da capacidade instalada	Destino da energia adicional gerada	Proporcional ao restante da usina (70% ACR, 30% ACL).	100% ACL (o poder concedente será beneficiado ao final da concessão, recebendo um ativo mais robusto)

⁶² Já que a fórmula utilizada no cálculo da RU considera que os ativos estão 50% depreciados

		Concessões a vencer em 2026	Para aquelas que renovaram pela lei 12.783/2013
	Quem paga pelo investimento	O operador pagará pelo aumento de capacidade, que já deverá estar previsto no Edital e seguirá a mesma regra de remuneração dos demais investimentos da usina.	O operador pagará pelo aumento de capacidade se entender que vale a pena, cabendo indenização ao final do contrato sobre a parcela não amortizada

Assim, observa-se diferenças fundamentais entre o modelo proposto e aquele aplicado quando da lei 12.783/2013, sendo as propostas de alteração necessárias para devolver-se ao segmento a atratividade financeira necessária à operação privada do empreendimento.

É importante ressaltar que, em novembro de 2015, a União relicitou 29 usinas que não haviam sido renovadas quando da lei 12.783/2013 por um modelo diferente do oferecido em 2012. Mudanças importantes ao modelo original já foram constatadas neste Edital, sendo exploradas no capítulo a seguir.

4. O leilão 12/2015

4.1 As contribuições à Audiência Pública 054/2015

No dia 18 de agosto de 2015 foi publicada a Medida Provisória 688/2015, cujo objetivo inicial era mitigar o problema gerado pelo MRE nos 24 meses anteriores. No entanto, junto com este objetivo, foi incluído nesta MP alterações ao modelo regulatório da 579/2012.

Com esta medida, o governo federal novamente ignorou o fato de que o mercado demanda um prazo para estudar, absorver e precificar qualquer nova medida legal ou regulatória que afete seu negócio. Como visto até agora neste trabalho, a MP 579/2012 foi inesperada e controversa – e somente alguns anos depois – exatamente quando da publicação da MP 688 – as geradoras afetadas começavam a entender as regras de relicitação e revisão das receitas das usinas chamadas de “velhas”.

O governo silenciou por três anos, que poderia ter usado para colher contribuições dos agentes em processos regulares de audiência pública. Isso não foi feito, e o que se viu naquele momento foi uma proposta que mudou, novamente, as regras do jogo: a MP 688 foi publicada no dia 18 de agosto, e a ANEEL abriu a audiência pública 054 já no dia seguinte, com o edital de licitação de 29 usinas, estando o pregão inicialmente marcado para o dia 30 de outubro. Eram apenas 30 dias para que o mercado entendesse as novas regras, realizasse projeções complexas – que envolviam o custo da energia no horizonte de 30 anos – e enviasse suas contribuições à agência; e apenas 42 dias depois, seria o certame (neste meio do caminho a ANEEL precisava ler as contribuições, julgar o que cabia e o que não cabia, alterar as regras no que fosse necessário e o mercado precisaria, novamente, interpretar as alterações feitas). O prazo era tão curto que havia o risco de relicitar as usinas antes da MP ser transformada em lei (o que, de fato, acabou causando o adiamento do leilão para o dia 25 de novembro, sem que isso tivesse resolvido o problema já que a lei 13.203 só foi publicada em 8 de dezembro).

A proposta original era: (a) Alteração do modelo adotado até aquele momento no governo PT, isto é, do menor custo do MWh, para o modelo de pagamento de uma outorga pelo ganhador (fato que renderia R\$17 bilhões aos cofres públicos); e (b) Possibilidade do operador vencedor comercializar livremente 30% da energia da usina arrematada, que antes era integralmente destinada ao mercado cativo (onde estão os consumidores residenciais).

O primeiro ponto foi criado apenas por uma questão de necessidade, posto que o então ministro da fazenda, Joaquim Levy, precisava de alguma forma reduzir o déficit público do ano de 2015.

A grande vantagem é que os R\$17 bilhões não seriam financiados pelo BNDES, devendo obrigatoriamente ser “dinheiro novo” dos investidores⁶³. Já o segundo ponto foi flexibilizado justamente pelas reclamações constantes que todas as concessionárias faziam junto ao governo e à ANEEL: o valor ofertado no mercado regulado não era suficiente para cobrir os custos reais de operação das usinas. Como a ANEEL não tinha tempo de compreender onde, exatamente, estava o erro, preferiu flexibilizar a comercialização da energia gerada, dando ao mercado livre 30% da produção como forma de equacionar as receitas e despesas dos operadores.

Em que pese estas duas medidas já representassem um grande avanço, havia alguns problemas no detalhamento da metodologia: (a) Mantinha-se o Fator X no cálculo da RAG; (b) Mesmo considerando a comercialização de 30% da energia no mercado livre, o negócio continuava inviável dada a incerteza do estado de conservação das usinas, e ao alto investimento que seria necessário a partir deste “segundo período” de operação (ano 31 ao 60); (c) O valor cobrado pela outorga era elevado, e o momento econômico não favorecia a tomada de empréstimos – principalmente no curtíssimo prazo dado pelo governo.

O projeto de P&D que subsidiou de informações o presente trabalho, por ter estudos em fase avançada e com alto grau de detalhamento técnico, encaminhou suas contribuições à ANEEL no prazo determinado, e com isso conseguiu importantes avanços na metodologia – como será visto a seguir.

4.2 A GAG-Melhoria (como opção à metodologia de RU)

Nas contribuições encaminhadas à ANEEL, restou claro que não seria razoável aplicar a metodologia de “Base de Remuneração” (BRR) para as geradoras cotistas, similar ao modelo utilizado nas distribuidoras de energia. Isso porque, ao contrário das distribuidoras – que foram vendidas entre 1996 e 1998 já com uma BRR substancial – as geradoras teriam 100% dos ativos indenizados, zerando sua BRR.

Até que as empresas conseguissem recompor uma base grande o suficiente para dar robustez financeira ao projeto, sua estabilidade econômico-financeira já estaria comprometida, e o negócio, perdido. A proposta encaminhada à Agência foi a de RU, como demonstrada anteriormente neste trabalho.

⁶³ O modelo brasileiro, baseado em financiamentos pelo BNDES, é muito questionável. O diretor do *Harvard Electricity Policy Group*, Ashley Brown, no 2º Encontro Brasileiro de Regulação do Setor Elétrico (2015), disse em sua apresentação que o Brasil “é o único país do mundo que privatiza com dinheiro público”, em uma clara crítica ao modelo, que deve buscar tornar regra o que ocorreu no leilão 12/2015.

No entanto, a Agência não acatou a proposta, preferindo criar um método alternativo chamado de GAG-Melhoria. Este método consistia na definição de um valor fixo anual, que deveria servir para cobrir todo e qualquer investimento necessário nas usinas – gerando, portanto, um estímulo à eficiência (se a empresa conseguir gastar menos do que o valor-teto, fica com a diferença; se, por acaso, houver falhas nos equipamentos por falta de manutenção, terá que gastar um valor acima do coberto pela GAG-Melhoria, incorrendo em prejuízo). Este método diferencia-se do RU por dois motivos: (a) A forma de cálculo foi diferente, não sendo proporcional ao VNR da usina e sim ao OPEX; e (b) O valor seria fixo por todo o contrato, não levando em consideração os valores efetivamente investidos na usina.

Esta foi uma opção interessante dada pela agência, porém, na prática, não estimula o investimento – pelo contrário. Ainda, esta alternativa só é válida para usinas que passarão por processo concorrencial – como foi o caso do leilão 12/2015, ao passo que a proposta de RU poderia servir, também, para as usinas que já aceitaram renovar suas concessões pela lei 12.783/2013. Isso porque, assim como ocorreu com as distribuidoras – que tiveram direito à remuneração sobre as Obrigações Especiais apenas no 4º ciclo de revisão tarifária – seria perfeitamente razoável que este reconhecimento fosse incluído na metodologia das geradoras de forma posterior à renovação dos contratos. Mesmo assim, entende-se como muito positiva a alteração feita à metodologia.

Um outro problema refere-se à regulação das ampliações (aumento de capacidade), que foram 100% direcionadas para o mercado regulado. Isso reduzirá o interesse dos concessionários em realizar este tipo de investimento (até porque o WACC nestes casos será de apenas 7,16%, definidos pelo submódulo 12.3 do Proret - contra os 9,04% ofertado como remuneração ao valor de outorga no Edital do leilão 12/2015).

4.3 Os 30% da Garantia Física alocados ao ACL (como opção à revisão do OPEX)

A regra que possibilitava a comercialização de 30% da energia no mercado livre estava já na proposta inicial da ANEEL, colocada em Audiência Pública, sendo suportada pela MP 688 que definia, inclusive, este percentual como sendo o “mínimo” destinado ao ACL no leilão. No entanto, existiam alguns problemas no detalhamento da regra. Por exemplo, na Nota Técnica 153/2015-SRM/SRG/SGT/ANEEL é possível observar a seguinte afirmação:

No entanto, as melhorias realizadas nas UHEs devem ter tratamento distinto. Investimentos, nesse caso, trarão benefícios tanto ao consumidor do mercado regulado como ao do mercado livre. Portanto, parte dos recursos investidos não deve ser

incorporada à RAG. Propõe-se que o rateio desses investimentos seja proporcional a receita referente a cada ambiente de contratação. Entende-se que a utilização da receita como parâmetro de rateio minimiza o risco de subsídio cruzado entre o ACR e o ACL.

Assim, o objetivo da ANEEL era ratear os novos investimentos “incrementais” da usina não pela garantia física (ACR / ACL), e sim pela receita de cada uma. Apesar da Agência colocar que seu objetivo é minimizar o risco de subsídio cruzado, este seria exatamente o efeito verificado, já que logicamente as receitas do ACL serão superiores (em valores unitários) à receita do ACR (em forma de cotas e por valor regulado). Como o mercado livre tem um preço-teto definido pelo mercado, criar-se-ia um problema idêntico ao descrito no item 1.4.3 deste trabalho para a Compagás, onde a concorrência de mercado limita o preço do mercado regulado, gerando uma distorção onde a tarifa necessária poderia ser, no limite, maior do que a que o mercado (que tem outras opções) aceitaria pagar. Este problema acabou sendo eliminado justamente pela forma de reconhecimento do CAPEX (por um valor-teto), como demonstrado anteriormente.

De qualquer forma, os 30% da energia que puderam ser livremente comercializados foram fundamentais para cobrirem a parcela dos custos operacionais dos 70% restantes que não foram cobertos pela metodologia original de OPEX regulatório da ANEEL, “herdada” da lei 12.893/2013 e reaplicada no leilão 12/2015. Isso porque, como visto, a Agência, quando fez o cálculo em 2012, comparou usinas novas, recém-construídas, com as usinas antigas. Logicamente, chegou em um custo operacional “eficiente” que era impossível de ser atendido por usinas em operação há no mínimo 30 anos.

Na prática, o custo regulatório cobriu apenas 51% do custo real das usinas (em média). Isso quer dizer que os 30% “livres” deverão acobertar, além dos seus 30% de custos proporcionais, os outros 35% de custos não cobertos do mercado regulado. Portanto, esta abertura foi fundamental para equilibrar o OPEX da empresa (resta apenas saber, novamente, se esta diferença não será tão grande a ponto de ultrapassar o valor de mercado da energia).

Assim, em que pese a sugestão dada por este trabalho (de revisão do método de cálculo do OPEX) não ter sido aceita, a Agência reconheceu que seu cálculo original não era suficiente para cobrir os custos reais das usinas, aceitando criar um mecanismo alternativo para reconhecer esta diferença.

Ressalta-se que, idealmente, o OPEX regulatório deveria ter sido recalculado – como proposto neste trabalho, para eliminar a distorção do cálculo de forma técnica, e não por meio de um paleativo. De qualquer forma, a ação tomada foi um grande avanço. Ainda sobre o OPEX, cumpre ressaltar outro ponto de melhoria na 2ª fase da AP 054/2015: a **extinção** do Fator X que estava presente na 1ª fase, como proposto por este trabalho.

4.4 A cobrança de outorga

Com relação à cobrança de outorga, há dois fatores importantes a serem considerados: o primeiro é que haverá um valor de R\$17 bilhões a ser pago ao governo federal que poderá ser utilizado em qualquer outro serviço público fundamental. Esta é uma ferramenta comum em todo o mundo, utilizada para direcionar recursos de áreas auto-sustentáveis (como o setor elétrico) a outras “sociais” (saúde, educação, etc). O segundo fator é que isso significará R\$1,7 bilhões por ano, somente em juros, para o investidor. Esta “gordura financeira” não havia no modelo anterior, que reconhecia ao operador apenas os custos de operação e manutenção “eficientes” da usina (calculados pela ANEEL), que na prática não eram suficientes para operar a planta.

Em um exemplo simples: a usina de Ilha Solteira, maior do certame. Pela metodologia original da lei 12.783/2013, ela teria direito apenas a um OPEX regulatório de R\$138 milhões / ano (ou seja, uma remuneração de R\$13 milhões por ano, ou pouco mais de R\$ 1 milhão por mês, para operar uma usina de incríveis 3,44 GW de potência instalada). Isso significa que a falha de um único equipamento poderia inviabilizar por completo a operação da usina, já que não havia margem alguma para imprevisibilidades no caixa da empresa.

Com a outorga de R\$9,1 bilhões, há uma receita anual (somando a amortização do principal e a remuneração do capital) de R\$1,2 bilhão – o que faz com que o negócio seja muito mais estável, seguro e “blindado” de eventuais faltas de caixa nos 30 anos de contrato. Antes, a “gordura financeira” era de apenas R\$13 milhões por ano (ou seja, uma oscilação maior do que 10% dos custos operacionais reais acabaria desestabilizando seu caixa); hoje, esta gordura é quase 100 vezes maior – dando a um negócio deste porte a imprescindível solidez financeira.

Assim, apesar do objetivo do governo ter sido o de apenas levantar fundos ao tesouro com a cobrança da outorga, esta situação teve um efeito colateral muito positivo ao negócio: os **investidores** do setor elétrico voltariam a se interessar pelas usinas, em detrimento aos simples **operadores** (que não teriam caixa suficiente para administrá-lo da forma devida).

Ressalta-se que, dividindo-se o valor de R\$17 bilhões pela garantia física das usinas licitadas (3,2 GW), obtém-se o valor de R\$5,3 bilhões por GW médio. Se aplicarmos este índice sobre os 7,8 GW médios que foram renovados pela MP 579, obter-se-ia uma outorga de R\$41,4 bilhões (sendo este, portanto, o valor aproximado do qual o governo abriu mão não utilizando esta metodologia em 2012).

4.5 Problemas residuais não cobertos pelo leilão 12/2015

Como visto, apesar da metodologia do leilão 12/2015 ter apresentado avanços com relação à lei 12.783/2013, a cobertura do OPEX por meio da liberalização de 30% da energia foi um “remendo” causado pelo curto prazo de discussão.

O mesmo pode ser dito da GAG-Melhoria, já que não houve um estudo prévio de quais melhorias precisariam ser feitas, e isso fará com que o “bom senso” do concessionário dite se, no trigésimo ano após a assinatura do contrato, aquela usina estará em boas ou más condições. Se assim for, os “irresponsáveis” terão vantagem no leilão, já que assumirão um investimento mínimo na usina. Ressalta-se que, historicamente, se investe por ano (em usinas com mais de 30 anos de operação) 0,99% do seu valor total, já que apenas máquinas e equipamentos eletromecânicos são trocados. No entanto, é necessário que sejam realizadas melhorias civis (barragem, conduto forçado, etc) que podem chegar a 2,4% de investimento ao ano.

Considerando que a ANEEL está ofertando algo entre 2% e 3% ao ano, haveria cobertura suficiente – só resta saber se isso vai virar ativo (modernizando a usina e perpetuando sua vida útil) ou lucro (canibalizando o ativo). E, sem um plano *ex-ante* de investimento, resta complicado prever (o que deve ser evitado ao máximo é criar um plano *ex-post*, exigindo investimentos que não foram precificados no momento do leilão).

Além disso, não foi alterada a forma de reconhecimento de custos ambientais, bastante representativos na operação da usina e voláteis – dependendo dos órgãos responsáveis dos diferentes estados brasileiros.

Em que pese o leilão ter tido todos os lotes arrematados, não houve disputa nos lotes (exceto para o lote arrematado pela Celg, que representava menos de 1% do certame). Se o prazo de discussão das regras tivesse sido maior, e se o prazo para visita das usinas e para viabilização dos empréstimos tivesse sido alongado, certamente teria havido maior concorrência de outros agentes, em benefício do consumidor.

Ressalta-se que o curto prazo do leilão também foi fundamental para que a Cesp não conseguisse os empréstimos necessários à outorga de suas próprias usinas, fazendo com que a empresa perdesse a concessão para a chinesa Três Gargantas (única proponente por Jupia e Ilha Solteira).

4.6 Metodologia Lei 12/783/2013 x Leilão 12/2015 x Proposta (simulação numérica)

Na tabela a seguir, demonstra-se o comparativo entre as metodologias originalmente propostas pela lei 12.783/2013 (apenas a GAG-O&M), pelo leilão 12/2015 (somando-se à GAG-O&M da MP579 o conceito de GAG-Melhoria) e a proposta do presente trabalho (alterando por completo a metodologia de definição do OPEX regulatório e considerando o conceito de RU – Remuneração sobre Usina, no lugar da GAG-Melhoria). Ressalta-se que, para fins comparativos, manteve-se o WACC dos três modelos igual a 9,04% (buscando avaliar apenas o impacto da mudança do OPEX e da RU no modelo, por serem as duas principais propostas). Para realizar este comparativo, utilizou-se as 29 usinas que foram relicitadas pelo leilão 12/2015, aplicando sobre elas a metodologia que vigorava em 2012 (e que, portanto, teria sido aplicada sobre estas usinas caso a forma de cálculo da GAG não tivesse sido alterada) e a metodologia que está sendo proposta por este trabalho.

4.6.1 Análise do impacto no valor-teto da GAG (visão do consumidor)

É possível notar que os valores obtidos com a metodologia proposta por este trabalho com frequência são menores do que aqueles que resultam da proposta da lei 12.783/2013 para as CGH's (até 3 MW), sendo maiores nas PCH's e UHE's. Já no comparativo com o leilão 12/2015, a GAG proposta por este trabalho só ultrapassa o número do leilão a partir da usina de Governador Parigot (260 MW), sendo maior a partir desta potência instalada. Sobre esta análise, cumpre ressaltar que:

- A metodologia ora proposta privilegia os novos investimentos e traz um forte estímulo para que este objetivo seja alcançado. Por isso, a metodologia de RU é menor do que a da GAG-Melhoria, já que serve apenas como um suporte financeiro nos primeiros anos, até que a concessionária atinja uma base de remuneração robusta o suficiente para remunerar adequadamente o operador;
- A metodologia ora proposta, justamente por ser muito sensível a novos investimentos, ao mesmo tempo em que equilibra o fluxo de caixa das concessionárias para justificar a atratividade do negócio, é perfeitamente aplicável às empresas que aceitaram os termos de renovação da lei 12.783/2013, podendo o modelo de 2012 migrar para o modelo ora proposto sem prejuízo aos consumidores (caso o governo não queira revogar os contratos da Eletrobrás e relicitá-los, o que seria a escolha ideal).

Tabela 437: Comparativo da GAG inicial (“Parcela B”) proposta por este trabalho, versus os modelos da lei 12.783/2013 e do leilão 12/2015

Usina Hidrelétrica	Pot. Inst.	GAG 12.783	GAG Leilão 12/2015	GAG Proposta	Leilão 12 / 12.783	Proposta / Leilão 12	Proposta / 12.783
Sinceridade	1	330.815	912.186	270.358	275,74%	29,64%	81,72%
Dona Rita	2	598.739	1.440.513	523.704	240,59%	36,36%	87,47%
Rochedo	4	1.070.077	2.950.620	1.059.558	275,74%	35,91%	99,02%
Marmelos	4	1.035.324	2.490.901	1.021.223	240,59%	41,00%	98,64%
Paciência	4	987.882	2.723.977	977.517	275,74%	35,89%	98,95%
Coronel Domiciano	5	1.246.381	3.436.759	1.306.667	275,74%	38,02%	104,84%
Salto (Salto Weibssbach)	6	1.407.254	3.880.351	1.556.360	275,74%	40,11%	110,60%
Neblina	6	1.505.751	4.151.945	1.684.042	275,74%	40,56%	111,84%
Ervália	7	1.324.062	3.650.958	1.520.849	275,74%	41,66%	114,86%
Cajurú	7	1.283.509	3.088.010	1.506.048	240,59%	48,77%	117,34%
Martins	8	1.146.367	2.758.059	1.457.502	240,59%	52,85%	127,14%
Mourão I	8	1.725.656	4.758.309	2.044.393	275,74%	42,96%	118,47%
Cedros (Rio dos Cedros)	8	1.901.734	5.243.824	2.288.870	275,74%	43,65%	120,36%
Joasal	8	1.729.366	4.160.703	2.060.337	240,59%	49,52%	119,14%
Tronqueiras	9	1.486.471	3.576.321	1.808.810	240,59%	50,58%	121,68%
Garcia	9	1.981.433	5.463.585	2.420.238	275,74%	44,30%	122,15%
Peti	9	1.921.370	4.622.650	2.358.186	240,59%	51,01%	122,73%
Gafanhoto	14	2.296.866	5.526.060	3.135.584	240,59%	56,74%	136,52%
Bracinho	15	2.606.317	7.186.637	3.600.748	275,74%	50,10%	138,15%
Piau	18	3.266.052	7.857.838	4.756.918	240,59%	60,54%	145,65%
Palmeiras	25	3.966.108	9.542.112	6.223.745	240,59%	65,22%	156,92%
Paranapanema	32	5.054.955	13.938.488	8.512.401	275,74%	61,07%	168,40%
Camargos	46	5.458.378	13.132.384	10.062.411	240,59%	76,62%	184,35%
Itutinga	52	6.348.017	17.503.968	11.982.050	275,74%	68,45%	188,75%
Salto Grande	102	11.716.078	28.187.865	26.123.571	240,59%	92,68%	222,97%
Gov. Parigot	260	19.103.488	45.961.331	51.874.952	240,59%	112,87%	271,55%
Três Marias	396	29.797.193	71.689.455	86.618.440	240,59%	120,82%	290,69%
Jupia	1.551	80.344.703	165.062.953	262.133.211	205,44%	158,81%	326,26%
Ilha Solteira	3.444	138.522.409	381.960.486	556.130.014	275,74%	145,60%	401,47%
TOTAL	6.062	331.162.756	826.859.248	1.057.018.706	249,68%	127,84%	319,18%

Não obstante, cumpre demonstrar que o valor do MWh pago às PCHs, a partir da MP579 – mas, principalmente, pelo leilão 12/2015 – não é razoável, sendo muito superior do que o custo, inclusive, de energia nova⁶⁴. Na tabela a seguir demonstra-se o MWh apenas relacionado à GAG (OPEX + CAPEX) destas usinas, isto é, **mesmo desprezando a outorga e os encargos**, o leilão 12/2015 ofereceu um MWh de R\$297,52 à PCH e Sinceridade (1 MW), o que obviamente é muito elevado e deveria até mesmo justificar a desativação da planta (caso fosse constatado que este seria, de fato, seu custo de operação).

⁶⁴ Como visto neste trabalho, no modelo americano a primeira pergunta feita pela FERC antes da renovação da concessão de uma usina é: “o valor do MWh ‘renovado’ é menor do que o da energia nova?”. Caso a resposta seja “não”, a usina é desativada.

Tabela 448: Comparativo do MWh considerando as diferentes metodologias da MP579, do leilão 12/2015 e da proposta do presente trabalho

Usina Hidrelétrica	MW	MWh da MP579	MWh do Leilão 12	MWh proposta
Sinceridade	1	107,90	297,52	88,18
Dona Rita	2	66,36	159,65	58,04
Rochedo	4	40,72	112,28	40,32
Marmelos	4	43,13	103,78	42,55
Paciência	4	47,78	131,76	47,28
Coronel Domiciano	5	39,63	109,28	41,55
Salto (Salto Weibssbach)	6	40,26	111,02	44,53
Neblina	6	36,89	101,71	41,25
Ervália	7	49,88	137,55	57,30
Cajurú	7	54,47	131,05	63,91
Martins	8	71,12	171,11	90,42
Mourão I	8	37,17	102,49	44,03
Cedros (Rio dos Cedros)	8	32,16	88,68	38,71
Joasal	8	37,96	91,34	45,23
Tronqueiras	9	50,06	120,43	60,91
Garcia	9	31,86	87,84	38,91
Peti	9	35,49	85,39	43,56
Gafanhoto	14	39,25	94,44	53,58
Bracinho	15	33,81	93,23	46,71
Piau	18	27,56	66,30	40,14
Palmeiras	25	27,11	65,23	42,54
Paranapanema	32	22,93	63,22	38,61
Camargos	46	29,67	71,39	54,70
Itutinga	52	25,88	71,36	48,85
Salto Grande	102	17,83	42,90	39,76
Gov. Parigot	260	20,01	48,14	54,33
Três Marias	396	14,23	34,24	41,37
Jupia	1.551	10,35	21,27	33,77
Ilha Solteira	3.444	9,13	25,18	36,66
TOTAL	6.062	11,73	29,28	37,43

Plotando em um gráfico o valor do MWh por usina e por metodologia, observa-se claramente que a proposta deste trabalho é menor do que as demais duas metodologias da ANEEL para as usinas menores, e cresce com o aumento da capacidade instalada, até superar as duas propostas da ANEEL nas grandes usinas.

Ressalta-se que, somando-se a outorga e os encargos associados à usina, **Sinceridade (1MW) teve sua concessão renovada por R\$553 / MWh no leilão 12/2015; Martins (8 MW) saiu por R\$334 / MWh, e Dona Rita (2 MW) por R\$ 307 / MWh** – valores muito elevados para justificar a operação de uma usina.

É importante observar que o preço médio da energia elétrica no Brasil tende a aumentar nos próximos anos, pois os potenciais hidráulicos mais próximos aos centros de carga já foram aproveitados, restando aqueles distantes e/ou com dificuldades de licenciamentos ambientais. As fontes alternativas renováveis, como eólicas e solares, precisam de redundâncias (por serem intermitentes), e por isso custam mais caro ao sistema; e as térmicas, por utilizarem combustíveis fósseis, possuem um custo variável maior do que as hidrelétricas que atualmente predominam na matriz elétrica brasileira.

Por isso, uma metodologia razoável de definição da tarifa das usinas em final de concessão é tão importante (para que seja nem tão baixa a ponto de inviabilizar a prestação do serviço, como ocorreu com a MP579/2012 e posterior lei 12.783/2013, e nem muito alta, a ponto de ser mais cara do que a própria energia nova – como ocorreram alguns casos no leilão 12/2015). Afinal, o objetivo da regulação é corrigir falhas de mercado e distribuir riqueza de maneira justa e razoável, o que claramente não ocorreu no processo de 2012⁶⁵.

Figura 36: Comparativo gráfico entre o MWh proposto pela MP579, pelo leilão 12/2015 (sem considerar a outorga) e pela proposta deste trabalho (por usina, em ordem de capacidade instalada)

⁶⁵ Para aprofundar os conceitos gerais de regulação econômica, recomenda-se a leitura de BALDWIN, CAVE, LODGE (2010), onde os autores dissertam largamente sobre as falhas mais comuns dos reguladores e sobre o que seria o “interesse público” da regulação, discutindo seus limites.

4.6.2 Análise do impacto na Taxa Interna de Retorno – TIR (visão do investidor)

Com o objetivo de verificar se a proposta que está sendo feita por este trabalho seria comercialmente viável, e, portanto, atrativa aos investidores, comparou-se a Taxa Interna de Retorno (TIR) das usinas utilizando as três metodologias distintas – com o resultado demonstrado nas tabelas a seguir. Ainda, foi considerado que a equação desenhada como OPEX no capítulo 3.2.2 explica adequadamente o custo operacional real destas 29 usinas.

Tabela 459: Premissas adotadas no comparativo

2,00%	Investimento anual médio (dobra o percentual histórico médio calculado)
2,40%	Depreciação contábil anual
9,04%	WACC
80	Preço médio energia comercializada no mercado livre por 30 anos (valor líquido de impostos e encargos, em R\$ / MWh)

Tabela50: Comparativo entre TIR e Resultado acumulado considerando as diferentes metodologias da lei 12.783/2013, do leilão 12/2015 e da proposta do presente trabalho

Usina Hidrelétrica	Pot. Inst.	TIR			Resultado Acumulado em 30 anos		
		MP 579	Leilão 12	Proposta	MP 579	Leilão 12	Proposta
Sinceridade	1,42	∞	163,50%	17,02%	6.030.810	26.617.739	4.362.429
Dona Rita	2,41	∞	50,35%	14,19%	12.778.468	46.130.900	10.955.095
Rochedo	4,00	∞	35,99%	12,59%	27.752.714	108.083.490	28.682.781
Marmelos	4,00	∞	32,99%	12,79%	25.852.502	92.480.371	26.567.137
Paciência	4,08	∞	42,06%	13,21%	22.891.305	94.508.488	23.560.266
Coronel Domiciano	5,04	∞	36,17%	12,70%	31.291.711	129.709.498	34.590.919
Salto (Salto Weibssbach)	6,28	∞	40,73%	12,96%	33.034.289	156.527.249	39.164.147
Neblina	6,47	∞	33,71%	12,67%	37.532.091	159.948.845	44.815.712
Ervália	6,97	∞	43,95%	14,12%	24.923.626	124.340.720	32.085.317
Cajurú	7,20	∞	38,08%	14,72%	21.769.711	99.715.728	29.562.831
Martins	7,70	∞	47,54%	17,23%	13.078.737	78.140.021	23.176.778
Mourão I	8,20	∞	32,21%	12,92%	40.098.533	175.583.286	51.861.264
Cedros (Rio dos Cedros)	8,40	∞	31,75%	12,45%	49.455.224	221.772.437	63.872.017
Joasal	8,40	∞	28,70%	13,03%	39.171.291	157.479.159	51.259.528
Tronqueiras	8,50	∞	34,96%	14,45%	25.559.640	118.346.618	36.637.364
Garcia	8,92	∞	28,58%	12,46%	51.158.721	214.989.177	67.270.892
Peti	9,40	∞	27,24%	12,88%	44.622.479	179.699.376	60.292.984
Gafanhoto	14,00	∞	28,15%	13,77%	41.281.973	198.379.337	69.217.127
Bracinho	15,00	∞	31,84%	13,16%	54.032.977	288.598.914	87.519.785
Piau	18,01	121,61%	22,51%	12,57%	78.825.508	336.485.357	129.169.314
Palmeiras	24,60	37,19%	23,38%	12,78%	87.177.170	428.441.012	161.840.351
Paranapanema	31,50	27,20%	21,59%	12,43%	123.726.877	604.277.056	237.901.181
Camargos	46,00	10,61%	20,63%	13,86%	71.944.642	480.734.398	218.785.098
Itutinga	52,00	11,70%	21,92%	13,33%	101.152.659	677.625.780	281.799.609
Salto Grande	102,00	10,09%	16,19%	12,51%	249.645.556	1.389.289.585	713.011.356
Gov. Parigot	260,00	1,92%	15,40%	13,72%	96.753.809	1.912.979.504	1.125.156.000
Três Marias	396,00	4,84%	14,27%	12,55%	475.315.152	3.924.605.457	2.279.188.612
Jupiá	1.551,20	5,97%	12,51%	11,65%	2.072.500.417	12.853.003.344	7.894.034.835
Ilha Solteira	3.444,00	2,09%	12,72%	11,22%	1.662.660.415	25.472.096.594	14.909.830.788

Verifica-se diversas TIRs “infinitas”, representadas pelo símbolo “ ∞ ”. Esta situação ocorre quando as receitas cobrem integralmente as despesas desde o 1º ano, ou seja, não há “investimento” a ser remunerado. Apesar de parecer algo extremamente positivo em um primeiro momento, cumpre destacar que: (a) Esta simulação não considera sinistros ou eventuais materializações de riscos que poderiam comprometer a operação da usina – ou seja, a simulação considera que tudo ocorrerá perfeitamente ao longo de 30 anos, consideração esta que não é feita pelos investidores, que precificam este risco e esta incerteza; (b) O fato de haver um retorno “infinito” sobre uma base de cálculo extremamente baixa não torna o negócio economicamente atraente. Esta situação é popularmente conhecida como a “margem do cafezinho”, que apesar de extremamente alta percentualmente, é muito baixa em valor absoluto (ou seja, é preciso vender muitos cafés para pagar o aluguel da loja).

Assim, a TIR pode não ser o melhor balizador para avaliar qual a melhor proposta para o investidor, e sim o resultado acumulado em 30 anos, que nada mais é do que a soma do Fluxo de Caixa ⁶⁶ da usina, durante todo o período de concessão. Por exemplo: a usina de Ilha Solteira, pela metodologia proposta por este trabalho, tem TIR de 11,22%, enquanto na metodologia do leilão 12/2015 a TIR é de 12,72% e pela proposta da lei 12.783/2013 (MP579) a TIR seria de 2,09%. No entanto, mais importante do que observar a TIR é avaliar o valor do fluxo de caixa acumulado no período de 30 anos.

Pela metodologia da lei 12.783/2013, observa-se que Ilha Solteira teria prejuízo até o ano 25, garantindo uma modesta TIR positiva de 2,09% somente por conta da indenização que receberia ao final do contrato. Isso porque os valores ofertados não são suficientes para cobrir os custos do negócio.

Pela metodologia do Leilão 12/2015, observa-se um aumento expressivo de receita, e por conta da alta outorga no ano “1” o negócio precisa de 9 anos para atingir seu ponto de equilíbrio. Ainda, como a metodologia não incentiva o investimento, o concessionário pode maximizar seu lucro simplesmente parando de investir.

É importante observar que a taxa WACC utilizada na simulação foi de 9,04%. A TIR maior do que a taxa WACC é explicada pela diferença entre o valor da GAG-Melhorias e o investimento efetivo (previsto), de 2% do VNR.

⁶⁶ Desconsiderou-se a parcela de juros pagos sobre capital de terceiros.

Tabela 461: Usina de Ilha Solteira: Fluxo de Caixa no modelo da lei 12.783/2013
(valores em R\$ mil)

FLUXO DE CAIXA						Valor Nominal			
Ano	OPEX Real	OPEX Regulat.	Investim. Ano	Investim. Acum.	BRR Líq.	QRR	RC	Resultado	Resultado %
1	273.487	138.522	182.626	182.626	178.243	4.383	16.113	-297.094	- ∞
2	273.487	138.522	182.626	365.252	352.103	8.766	31.830	-276.994	- ∞
3	273.487	138.522	182.626	547.878	521.580	13.149	47.151	-257.291	- ∞
4	273.487	138.522	182.626	730.505	686.674	17.532	62.075	-237.983	- ∞
5	273.487	138.522	182.626	913.131	847.385	21.915	76.604	-219.072	- ∞
6	273.487	138.522	182.626	1.095.757	1.003.713	26.298	90.736	-200.557	- ∞
7	273.487	138.522	182.626	1.278.383	1.155.658	30.681	104.472	-182.438	- ∞
8	273.487	138.522	182.626	1.461.009	1.303.220	35.064	117.811	-164.715	- ∞
9	273.487	138.522	182.626	1.643.635	1.446.399	39.447	130.754	-147.389	- ∞
10	273.487	138.522	182.626	1.826.261	1.585.195	43.830	143.302	-130.459	- ∞
11	273.487	138.522	182.626	2.008.888	1.719.608	48.213	155.453	-113.925	- ∞
12	273.487	138.522	182.626	2.191.514	1.849.638	52.596	167.207	-97.787	- ∞
13	273.487	138.522	182.626	2.374.140	1.975.284	56.979	178.566	-82.046	- ∞
14	273.487	138.522	182.626	2.556.766	2.096.548	61.362	189.528	-66.700	- ∞
15	273.487	138.522	182.626	2.739.392	2.213.429	65.745	200.094	-51.751	- ∞
16	273.487	138.522	182.626	2.922.018	2.325.927	70.128	210.264	-37.198	- ∞
17	273.487	138.522	182.626	3.104.645	2.434.041	74.511	220.037	-23.042	- ∞
18	273.487	138.522	182.626	3.287.271	2.537.773	78.894	229.415	-9.281	- ∞
19	273.487	138.522	182.626	3.469.897	2.637.122	83.278	238.396	4.083	- ∞
20	273.487	138.522	182.626	3.652.523	2.732.087	87.661	246.981	17.051	- ∞
21	273.487	138.522	182.626	3.835.149	2.822.670	92.044	255.169	29.622	- ∞
22	273.487	138.522	182.626	4.017.775	2.908.869	96.427	262.962	41.798	- ∞
23	273.487	138.522	182.626	4.200.401	2.990.686	100.810	270.358	53.577	- ∞
24	273.487	138.522	182.626	4.383.028	3.068.119	105.193	277.358	64.960	- ∞
25	273.487	138.522	182.626	4.565.654	3.141.170	109.576	283.962	75.947	-13,14%
26	273.487	138.522	182.626	4.748.280	3.209.837	113.959	290.169	86.537	-11,06%
27	273.487	138.522	182.626	4.930.906	3.274.122	118.342	295.981	96.732	-9,35%
28	273.487	138.522	182.626	5.113.532	3.334.023	122.725	301.396	106.530	-7,92%
29	273.487	138.522	182.626	5.296.158	3.389.541	127.108	306.415	115.932	-6,71%
30	273.487	138.522	182.626	5.478.784	3.440.677	131.491	311.037	124.937	-5,68%
INDENIZAÇÃO AO FIM DA CONCESSÃO					3.440.676.63			TIR:	2,09%

**Tabela 472: Usina de Ilha Solteira: Fluxo de Caixa no modelo do leilão
12/2015 (considera outorga de R\$9,1 bilhões no ano 1) (valores em R\$ mil)**

FLUXO DE CAIXA						Valor Nominal	Apenas ACR					
Ano	OPEX Real	OPEX Regulat.	Investim. Ano	Investim. Acum.	BRR Líq.	GAG-Melhoria	Dep. Cont.	GAG-Melhoria	Bonific. Out.	Venda 30%	Resultado	Resultado %
1	273.487	138.522	182.626	182.626	178.243	243.438	4.383	243.438	1.227.863	0	-7.977.597	..∞
2	273.487	96.966	182.626	365.252	352.103	243.438	13.149	170.407	859.504	364.031	1.034.794	-87,0%
3	273.487	96.966	182.626	547.878	521.580	243.438	26.298	170.407	859.504	364.031	1.034.794	-56,9%
4	273.487	96.966	182.626	730.505	686.674	243.438	43.830	170.407	859.504	364.031	1.034.794	-35,6%
5	273.487	96.966	182.626	913.131	847.385	243.438	65.745	170.407	859.504	364.031	1.034.794	-21,9%
6	273.487	96.966	182.626	1.095.757	1.003.713	243.438	92.044	170.407	859.504	364.031	1.034.794	-12,9%
7	273.487	96.966	182.626	1.278.383	1.155.658	243.438	122.725	170.407	859.504	364.031	1.034.794	-6,7%
8	273.487	96.966	182.626	1.461.009	1.303.220	243.438	157.789	170.407	859.504	364.031	1.034.794	-2,4%
9	273.487	96.966	182.626	1.643.635	1.446.399	243.438	197.236	170.407	859.504	364.031	1.034.794	0,8%
10	273.487	96.966	182.626	1.826.261	1.585.195	243.438	241.067	170.407	859.504	364.031	1.034.794	3,2%
11	273.487	96.966	182.626	2.008.888	1.719.608	243.438	289.280	170.407	859.504	364.031	1.034.794	5,0%
12	273.487	96.966	182.626	2.191.514	1.849.638	243.438	341.876	170.407	859.504	364.031	1.034.794	6,4%
13	273.487	96.966	182.626	2.374.140	1.975.284	243.438	398.856	170.407	859.504	364.031	1.034.794	7,6%
14	273.487	96.966	182.626	2.556.766	2.096.548	243.438	460.218	170.407	859.504	364.031	1.034.794	8,5%
15	273.487	96.966	182.626	2.739.392	2.213.429	243.438	525.963	170.407	859.504	364.031	1.034.794	9,2%
16	273.487	96.966	182.626	2.922.018	2.325.927	243.438	596.092	170.407	859.504	364.031	1.034.794	9,8%
17	273.487	96.966	182.626	3.104.645	2.434.041	243.438	670.603	170.407	859.504	364.031	1.034.794	10,2%
18	273.487	96.966	182.626	3.287.271	2.537.773	243.438	749.498	170.407	859.504	364.031	1.034.794	10,6%
19	273.487	96.966	182.626	3.469.897	2.637.122	243.438	832.775	170.407	859.504	364.031	1.034.794	11,0%
20	273.487	96.966	182.626	3.652.523	2.732.087	243.438	920.436	170.407	859.504	364.031	1.034.794	11,3%
21	273.487	96.966	182.626	3.835.149	2.822.670	243.438	1.012.479	170.407	859.504	364.031	1.034.794	11,5%
22	273.487	96.966	182.626	4.017.775	2.908.869	243.438	1.108.906	170.407	859.504	364.031	1.034.794	11,7%
23	273.487	96.966	182.626	4.200.401	2.990.686	243.438	1.209.716	170.407	859.504	364.031	1.034.794	11,9%
24	273.487	96.966	182.626	4.383.028	3.068.119	243.438	1.314.908	170.407	859.504	364.031	1.034.794	12,0%
25	273.487	96.966	182.626	4.565.654	3.141.170	243.438	1.424.484	170.407	859.504	364.031	1.034.794	12,1%
26	273.487	96.966	182.626	4.748.280	3.209.837	243.438	1.538.443	170.407	859.504	364.031	1.034.794	12,2%
27	273.487	96.966	182.626	4.930.906	3.274.122	243.438	1.656.784	170.407	859.504	364.031	1.034.794	12,3%
28	273.487	96.966	182.626	5.113.532	3.334.023	243.438	1.779.509	170.407	859.504	364.031	1.034.794	12,4%
29	273.487	96.966	182.626	5.296.158	3.389.541	243.438	1.906.617	170.407	859.504	364.031	1.034.794	12,5%
30	273.487	96.966	182.626	5.478.784	3.440.677	243.438	2.038.108	170.407	859.504	364.031	1.034.794	12,6%
INDENIZAÇÃO AO FIM DA CONCESSÃO					3.440.677							12,72%

Tabela 483: Usina de Ilha Solteira: Fluxo de Caixa no modelo proposto (considera outorga de R\$4,5 bilhões no ano 1) (valores em R\$ mil)

FLUXO DE CAIXA						Valor Nominal				
Ano	OPEX Real	OPEX Regulat.	Investim. Ano	Investim. Acum.	BRR Líq.	QRR	RC	RU	Resultado	Resultado %
1	273.487	556.130	182.626	182.626	178.243	4.383	16.113	250.189	-4.194.952	--∞
2	273.487	556.130	182.626	365.252	352.103	8.766	31.830	245.083	385.696	-90,81%
3	273.487	556.130	182.626	547.878	521.580	13.149	47.151	239.977	400.294	-64,17%
4	273.487	556.130	182.626	730.505	686.674	17.532	62.075	234.871	414.495	-43,28%
5	273.487	556.130	182.626	913.131	847.385	21.915	76.604	229.765	428.301	-29,08%
6	273.487	556.130	182.626	1.095.757	1.003.713	26.298	90.736	224.659	441.710	-19,37%
7	273.487	556.130	182.626	1.278.383	1.155.658	30.681	104.472	219.553	454.723	-12,54%
8	273.487	556.130	182.626	1.461.009	1.303.220	35.064	117.811	214.447	467.340	-7,58%
9	273.487	556.130	182.626	1.643.635	1.446.399	39.447	130.754	209.341	479.560	-3,89%
10	273.487	556.130	182.626	1.826.261	1.585.195	43.830	143.302	204.236	491.385	-1,08%
11	273.487	556.130	182.626	2.008.888	1.719.608	48.213	155.453	199.130	502.813	1,11%
12	273.487	556.130	182.626	2.191.514	1.849.638	52.596	167.207	194.024	513.844	2,83%
13	273.487	556.130	182.626	2.374.140	1.975.284	56.979	178.566	188.918	524.480	4,21%
14	273.487	556.130	182.626	2.556.766	2.096.548	61.362	189.528	183.812	534.719	5,33%
15	273.487	556.130	182.626	2.739.392	2.213.429	65.745	200.094	178.706	544.563	6,25%
16	273.487	556.130	182.626	2.922.018	2.325.927	70.128	210.264	173.600	554.009	7,01%
17	273.487	556.130	182.626	3.104.645	2.434.041	74.511	220.037	168.494	563.060	7,64%
18	273.487	556.130	182.626	3.287.271	2.537.773	78.894	229.415	163.388	571.715	8,17%
19	273.487	556.130	182.626	3.469.897	2.637.122	83.278	238.396	158.283	579.973	8,62%
20	273.487	556.130	182.626	3.652.523	2.732.087	87.661	246.981	153.177	587.835	9,00%
21	273.487	556.130	182.626	3.835.149	2.822.670	92.044	255.169	148.071	595.301	9,32%
22	273.487	556.130	182.626	4.017.775	2.908.869	96.427	262.962	142.965	602.370	9,60%
23	273.487	556.130	182.626	4.200.401	2.990.686	100.810	270.358	137.859	609.044	9,84%
24	273.487	556.130	182.626	4.383.028	3.068.119	105.193	277.358	132.753	615.321	10,04%
25	273.487	556.130	182.626	4.565.654	3.141.170	109.576	283.962	127.647	621.202	10,22%
26	273.487	556.130	182.626	4.748.280	3.209.837	113.959	290.169	122.541	626.686	10,38%
27	273.487	556.130	182.626	4.930.906	3.274.122	118.342	295.981	117.435	631.775	10,51%
28	273.487	556.130	182.626	5.113.532	3.334.023	122.725	301.396	112.330	636.467	10,63%
29	273.487	556.130	182.626	5.296.158	3.389.541	127.108	306.415	107.224	640.763	10,73%
30	273.487	556.130	182.626	5.478.784	3.440.677	131.491	311.037	102.118	644.663	10,82%
INDENIZAÇÃO AO FIM DA CONCESSÃO					3.440.677					11,22%

Observa-se aqui a aplicação do modelo de RU, que é reduzida ao longo dos anos de concessão. Isso faz com que o concessionário precise investir na usina caso queira manter seu fluxo de caixa. A cobrança de outorga foi fixada em 50% do valor cobrado no leilão 12/2015, já que não há dados do VNR destas usinas. Este mesmo número serviu como parâmetro de cálculo da RU, que também usa o VNR.

É importante observar que a taxa WACC utilizada na simulação foi de 9,04%⁶⁷. A TIR maior do que a taxa WACC é explicada pela diferença entre o valor da RU e o investimento efetivo (previsto), de 2% do VNR.

É possível observar na figura a seguir como se comportam os valores do MWh em cada uma das metodologias, no caso específico de Ilha Solteira, ao longo dos 30 anos de concessão.

Observando essa Figura, evidencia-se o grande subsídio cruzado que há entre a energia destinada ao mercado livre e ao regulado: como no primeiro ano não há disponibilização dos 30% da garantia física ao ACL, o ACR pagará a integralidade do custo da usina (o que explica a forte redução a partir do 2º ano). Ainda, é possível observar que a metodologia proposta por este trabalho só encosta no valor do MWh do leilão 12/2015 no último ano do contrato, sem contudo comprometer a estabilidade econômico-financeira da concessão (como fazia a metodologia da lei 12.783/2013).

Figura 37: Comparativo gráfico entre o MWh proposto pela MP579 (lei 12.783), pelo leilão 12/2015 e pela proposta deste trabalho para a usina de Ilha Solteira (durante os 30 anos de concessão) – já considerando valores de outorga

⁶⁷ Observa-se que a taxa WACC utilizada tanto na simulação do leilão 12/2015 quanto na proposta deste trabalho foi a mesma: 9,04% (que vigorava no leilão). Optou-se por fazer a simulação usando o mesmo número pois a maior diferença entre a taxa WACC prevista neste trabalho e a efetivamente utilizada pela ANEEL é na questão dos impostos aplicados sobre a inflação, que não podem ser vistos nesta simulação (líquida de impostos). Ainda, o mais importante neste comparativo é avaliar a aplicação da metodologia a RU versus a GAG-Melhoria.

Nota-se, nesta simulação, que a TIR resultante da aplicação do método proposto neste trabalho é ligeiramente menor do que aquela do modelo do leilão 12/2015 (11,22% contra 12,72%); no entanto, o montante acumulado como “resultado” ao longo dos 30 anos de concessão é significativamente menor: R\$14,9 bilhões contra R\$25,5 bilhões.

Se descontarmos os fluxos de caixa livre (coluna “resultado”) pela taxa WACC de 9,04%, chegamos aos seguintes valores presentes líquidos (VPL): R\$2,38 bilhões (para o modelo do leilão 12/2015) e R\$689 milhões (para o modelo proposto neste trabalho). Como comparativo, o modelo da MP579 chegaria a um VPL negativo (já que sua TIR é menor do que a taxa WACC), de R\$1,27 bilhão. Portanto, pode-se verificar as seguintes vantagens do modelo proposto:

- a) Possui uma rentabilidade adequada ao cenário nacional, possui um valor presente líquido positivo – possibilitando deságios em um processo competitivo;
- b) Dá um volume financeiro adequado à operação e manutenção de uma usina deste porte (valores crescentes, de R\$370 a R\$644 milhões por ano), contra um valor muito maior no modelo do Leilão 12/2015 (valor fixo de R\$1 bilhão por ano) por conta da GAG-Melhoria mal dimensionada e pelo abatimento de um valor de outorga muito elevado
- c) Passa uma sinalização adequada ao investimento, posto que o crescimento da receita é condicionado ao cumprimento do plano de investimentos previsto no Edital (contra uma metodologia que não exige investimentos e pode comprometer a vida útil da usina no longo prazo)

No geral, a metodologia proposta consegue repassar um grande ganho ao consumidor durante todo o contrato, como demonstrado pela Figura 37. Isso porque somente no último ano o valor do MWh entre os modelos se iguala, sendo repartida a “renda hidráulica”, durante toda a vigência do contrato, entre o investidor (que, por sua vez, a repassa à União “à vista”, em forma de outorga”) e o consumidor.

É importante ressaltar que, mesmo não sendo na proporção verificada na MP579, este método reduziria o preço médio nacional, o que se não for acompanhado de uma expansão do parque gerador (proporcional à elasticidade da demanda vezes a redução do preço) pode gerar um problema similar ao verificado entre 2013 e 2015. Por isso, é importante que as soluções para o setor elétrico brasileiro sejam tomadas valendo-se de uma visão integrada de causa e efeito, e somente após terem passado por processo de audiência pública e amplo debate (o que não ocorreu em 2012, quando da MP579).

5. Conclusão

Este trabalho realizou uma pesquisa abrangente sobre todos os pontos que levaram a uma perda de cerca de R\$200 bilhões entre 2013 e 2015 no setor elétrico brasileiro. Além desta análise ser fundamental para evitar futuros erros similares (principalmente a partir de 2026, quando começam a vencer os contratos licitados a partir de 1996), apresenta importantes contribuições para a alteração do modelo regulatório atualmente vigente nas usinas enquadradas no modelo criado pela lei 12.783/2013 (aprox. 7,8 GW_{med}) e que, hoje, não conseguem manter seu equilíbrio econômico-financeiro.

O trabalho foi fruto de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) de 12 meses, patrocinado por algumas das principais geradoras brasileiras: Eletronorte, Chesf, Furnas, Copel, Cesp, Cemig, DME, EMAE, Apiacás (Enel), Baesa e Enercan. Com isso, pode-se verificar dados reais de custos operacionais e de investimentos que compreendem 33,61% de toda a potência instalada hídrica do país – uma massa de informações que apenas a ANEEL tinha acesso até então. Assim, foi possível realizar análises quantitativas e qualitativas dos custos e dos ativos de todas estas usinas, resultado, por exemplo, na definição de uma função que explica a evolução dos custos de usinas hidrelétricas de acordo com sua potência instalada, bem como o entendimento de como se comportaram os investimentos realizados nas usinas hidrelétricas com mais de 30 anos de idade.

Estas informações são fundamentais para a decisão de entrada ou não de investidores em certames licitatórios de usinas “velhas”, como o leilão 12/2015, que concedeu por 30 anos 29 plantas que não haviam sido renovadas em 2012, quando da publicação da MP579, além de ser uma importante ferramenta de contribuição acadêmica à ANEEL para revisão do marco regulatório do segmento de geração considerando que novos contratos começam a vencer a partir de 2026. Esta contribuição é extremamente válida quando observamos os efeitos que a lei 12.783/2013 teve no setor elétrico brasileiro. Mesmo que a intenção tivesse sido inicialmente boa (reduzir a tarifa de energia ao consumidor final), a condução do processo foi completamente equivocada, destacando-se como principais erros problemas a antecipação do fim dos contratos, a falta de diálogo e a montagem de uma metodologia de definição de preços que não era economicamente viável aos investidores.

Observou-se que esta MP foi apenas uma das causadoras da crise no setor. Em que pese tenha sido alçada ao principal símbolo dos problemas dos últimos três anos, a utilização da Eletrobrás no controle de preços de leilões *greenfield*, falhas no planejamento da expansão da matriz e falhas no acompanhamento de obras demonstram que a condução (em geral) do setor neste período foi equivocada.

Especificamente quanto ao processo de relicitação de usinas que atingiram o final de seu primeiro período contratual, o leilão 12/2015 apresentou importantes alterações às regras da lei 12.783/2013, porém repetiu o erro de não ter dado prazo ao mercado de participar das regras. Mesmo assim, o projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) que subsidiou este trabalho de doutorado estava em andamento e pode contribuir com importantes sugestões naquele momento. Em que pese algumas tenham sido acatadas, outras várias receberam soluções paliativas que não são ideais. De qualquer forma, o maior benefício foi ter voltado para a regulação contratual, em detrimento de uma regulação discricionária.

Com relação às soluções propostas neste trabalho, é preciso dividir em duas vertentes: a primeira seria pensar o que fazer “idealmente” quando da próxima onda de término de contratos de geração, a partir de 2026; já a segunda seria alterar a metodologia atualmente vigente para aquelas usinas que aceitaram renovar suas concessões no modelo da lei 12.783/2013 (Eletrobrás, EMAE e DME, que somam 7,8 GW médios). Todos os pontos foram tratados nos capítulos correspondentes, cabendo agora aos agentes, à ANEEL e ao Poder Concedente reunir-se para discutir um modelo que seja benéfico a todas as partes interessadas.

Desdobramentos recomendados

A partir da pesquisa desenvolvida por este trabalho, é possível utilizar os valores de OPEX (custo médio de O&M das usinas com mais de 30 anos de operação) em diferentes modelagens de viabilidade econômico-financeira destes ativos – principalmente se somados aos estudos relacionados aos investimentos realizados (CAPEX).

Em outros segmentos, os conceitos abordados podem ser utilizados pelas transmissoras de eletricidade renovadas pela MP579 e ainda submetidas a uma regra regulatória igualmente ruim a das geradoras. Conceitos como remuneração pelo VNR, e não pelo OPEX, podem e devem ser utilizados. Ainda, o segmento de distribuição pode se beneficiar pelo aprofundamento da pesquisa sobre o timing do investimento, dos problemas causados pela inflação no cálculo do OPEX e na aplicação do WACC e pela aplicação do Fator X sobre toda a Parcela B.

Com o presente trabalho, que levanta estes vícios de origem em diferentes conceitos amplamente aplicados na regulação econômica discricionária atual do setor elétrico brasileiro, espera-se contribuir para o aperfeiçoamento da regra, o aumento na rentabilidade do negócio e a melhor gestão de riscos associados.

6. Bibliografia

ABRADEE. **Comparação Internacional das Tarifas de Energia**. Brasília: 2013.

ABRADEE. **Privatizações do Setor Elétrico**. Disponível em <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/privatizacoes>. Acesso em 22 de maio de 2016.

ACENDE BRASIL, Instituto. **Análises Pós-Leilão de Transmissão**: disponíveis em <http://www.acendebrazil.com.br/br/analises>. Consultado o período de 2008 a 2015.

ADASA - Agência Reguladora de Águas, Energia e Saneamento Básico do Distrito Federal. **Anexo II da Nota Técnica no 004/2009 – SREF – SFSS/ADASA**. Brasília: 2009.

DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. **Portaria 815**: Atualiza as Instruções para Contabilização e Controle do Ativo Imobilizado. Brasília: 1994.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução 44**: Altera as taxas anuais de depreciação estipuladas pela Resolução ANEEL n. 002, de 24 de dezembro de 1997. Brasília: 1999.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa 240**: Estabelece a equalização das taxas anuais de depreciação para os ativos de uso e características semelhantes, no âmbito da Distribuição e da Transmissão de energia elétrica, constantes da Resolução nº 44, de 17 de março de 1999. Brasília: 2006.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa 367**: Aprova o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE e dá outras providências. Brasília: 2009.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Notícia: **Consórcio Norte Energia vence o leilão de energia da Usina Hidrelétrica Belo Monte**, 2010. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=3385&id_area=90. Acesso em 25/03/2016.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica 295/2011-SRE**: Metodologia de Cálculo do Fator X [Terceiro Ciclo]. Brasília: 2011.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **NOTA TÉCNICA 388/2012 – SRE**: Contribuição aos estudos para cálculo do valor da indenização das usinas hidrelétricas. Brasília: 2012a.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica 385/2012-SRE/SRG**: Contribuição do processo de fixação de tarifa inicial de geração, de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia - MME, referente às usinas hidrelétricas elegíveis à antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões. Brasília: 2012b.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária, Submódulo 12.3: Custo de Capital da Geração**. Primeira versão aprovada (após realização da AP nº 2/2014) Brasília: 2014a.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa 642**: Estabelece critérios e procedimentos para realização de investimentos que serão considerados nas tarifas de aproveitamentos hidrelétricos alcançados pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Brasília: 2014b.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica 401/2014-SRE**: Procedimentos Gerais a Serem Adotados nos Processos de Revisão Tarifária das concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica [resultado AP023/2014]. Brasília: 2014c.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária, Submódulo 2.3: Base de remuneração regulatória**. Segunda versão aprovada (após realização da AP 23/2014). Brasília: 2015a.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária, Submódulo 2.1: Procedimentos Gerais**. Primeira revisão. Brasília: 2015b.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Despacho nº 3.399/2015**: Torna público que a concessionária de transmissão Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf não atende ao requisito de habilitação técnica do Edital do Leilão de Transmissão nº 05/2015. Brasília: 2015c.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica 67/2015-SRM/SGT/SRD**: Metodologia de Cálculo do Fator X [Quarto Ciclo]. Brasília: 2015d.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica 66/2015-SRM/SGT**: Metodologia de Custos Operacionais [Quarto Ciclo]. Brasília: 2015e.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de Informações da Geração**. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em 10/02/2015. 2015f.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária, Submódulo 2.1: Procedimentos Gerais [de Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica]**. Primeira revisão aprovada pela resolução 686/2015 Brasília: 2015.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária, Submódulo 3.1: Procedimentos Gerais [de Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica]**. Versão 1.4, aprovada pela Resolução Normativa 703/2016. Brasília: 2016.

BALDWIN, Robert. CAVE, Martin. LODGE, Martin. **The Oxford Handbook of Regulation**. Inglaterra, 2010.

BC HYDRO. **Clean Power Call Request For Proposals**. Canadá: 2008.

BLUMENAU. **Quarto Termo Aditivo ao contrato de concessão celebrado entre a Concessionária Odebrecht Ambiental Blumenau S.A. e o SAMAE de Blumenau**. Blumenau: 2014.

BRASIL. **Lei 8.987**: Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Brasília: 1995a.

BRASIL. **Lei 9.074**: Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Brasília: 1995b.

BRASIL. **Decreto 7.850**: Regulamenta a Medida Provisória no 579, de 11 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Brasília: 2012.

BRITISH COLUMBIA GOVERNMENT. **Independent Power Production in B.C.: An Inter-agency Guidebook for Proponents**. Canadá: 2008.

BUREAU OF RECLAMATION. **The History Of Hydropower Development In The United States**. Estados Unidos: 2009.

LADPW - Los Angeles Department of Water and Power. **Power System Revenue Bonds. 2014 Series E.** Estados Unidos: 2014.

BC HYDRO. **Annual report 2014.** Canadá: 2014.

CALVERT, John. **Sticker Shock. The Impending Cost of BC Hydro's Shift to Private Power Developers.** Canadian Centre for Policy Alternatives. Canadá: 2007.

Canal Energia. **GSF: exposição de geradores pode ter aumentado para R\$ 20 bilhões**, 2014. Disponível em: http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Operacao_e_Manutencao.asp?id=102032. Acesso em 24/03/2016.

Canal Energia. **Cesp ajuíza ação e quer indenização de R\$ 1,5 bi por Jupia e Ilha Solteira**, 2015a. Disponível em http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Negocios_e_Empresas.asp?id=109350. Acesso em 24/03/2016.

Canal Energia. **Abrage desenha proposta para mitigar impactos do GSF estimado em R\$ 25 bilhões**, 2015b. Disponível em: http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Regulacao_e_Politica.asp?id=105632. Acesso em 24/03/2016.

CASTRO, Nivalde. **Pensando o fim das concessões do setor elétrico.** VII Congresso Brasileiro de Regulação, 2011.

CNI. **A Crise do Setor Elétrico: diagnóstico e medidas corretivas.** Brasília: 1986.

CREA-ES. **BDI: Bonificação ou benefício e despesas indiretas.** Vitória: 2008.

CSIS - Center for Strategic & International Studies. **Defense Industrial Initiatives Current Issues: Cost-Plus Contracts.** Estados Unidos: 2008.

EIA - U.S. Energy Information Administration. **Electric Power Monthly with Data for February 2016.** Estados Unidos: 2016.

ELETROBRÁS. **Demonstração Financeira 2012.** Rio de Janeiro: 2013.

ELETROBRÁS. **Demonstração Financeira 2013.** Rio de Janeiro: 2014.

ELETROBRÁS. **Demonstração Financeira 2014.** Rio de Janeiro: 2015.

ELETROBRÁS. **Demonstração Financeira 2015.** Rio de Janeiro: 2016.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Nota Técnica DEN 03/08:** Considerações sobre repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas. Rio de Janeiro: 2008.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Resenha mensal do Mercado de energia elétrica.** Rio de Janeiro: 2013.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Balanço Energético Nacional 2015 (ano-base 2014).** Rio de Janeiro: 2015.

ESTADOS UNIDOS. Boulder Canyon Project Act. Estados Unidos: 1928.

ESTADOS UNIDOS. **Federal Acquisition Regulation (FAR)**. Disponível em <http://www.acquisition.gov/far/loadmainre.html>. Acesso em 14 de maio de 2016.

FARIA, Diogo Mac Cord de. **O impacto das redes elétricas inteligentes no nível tarifário das distribuidoras de energia brasileiras**. Dissertação de mestrado: Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia, Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC). Curitiba: 2012.

FARIA, Diogo Mac Cord de. **MP 579: Lições aprendidas e propostas para o futuro**. Artigo, XVIII Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico – SEPEF Fundação COGE. Rio de Janeiro: 2015a.

FARIA, Diogo Mac Cord de. **O desafio da regulação econômica: as empresas estaduais devem ser reguladas da mesma forma que as novas concessões privadas de saneamento?** Artigo, IX Congresso Brasileiro de Regulação, 2015b.

FERC - Federal Energy Regulatory Commission. **Applications for New Licenses (Relicenses)**. Disponível em <http://www.ferc.gov/industries/hydropower/gen-info/licensing/app-new.asp>. Acesso em 14 de maio de 2016.

FERNANDEZ, Pablo; LINHARES, Pablo; ACÍN, Isabel. **Market Risk Premium used in 88 countries in 2014: a survey with 8,228 answers**. Espanha: 2014.

G1. **Caso de renovação de concessões da Eletrobrás gera multa à União**, 2015. Disponível em: <http://g1.globo.com/economia/noticia/2015/05/caso-de-renovacao-de-concessoes-da-Eletrobrás-gera-multa-uniao.html>. Acesso em 24/03/2016.

GOMEZ-IBANEZ, Jose. **Transener (B): The First Tariff Review**. Harvard Kennedy School of Government case program. Estados Unidos: 2001.

GOMEZ-IBANEZ, Jose. **Regulating Infrastructure: Monopoly, Contracts, and Discretion**. The Harvard University Press. Cambridge: 2003

GOMEZ-IBANEZ, Jose. **Energie du Mali**. Harvard Kennedy School of Government case program. Estados Unidos: 2005a.

GOMEZ-IBANEZ, Jose. **The British Water Industry: The evolution of Price-Cap Regulation**. Harvard Kennedy School of Government case program. Estados Unidos: 2005b.

GONZALEZ, David et al. **Renewable Energy Development Hydropower in Norway**. SEMINAR PAPERS IN INTERNATIONAL FINANCE AND ECONOMICS. 2011.

GREINER, Peter. **Bases para um modelo auto-regulador para o Setor Elétrico Brasileiro**. Tese (doutorado). Fundação Getúlio Vargas, Escola de Administração de Empresas de São Paulo. São Paulo, 1994.

HALL, Douglas et al. **A Study of United States Hydroelectric Plant Ownership**. U.S. Energy National Laboratory, 2006.

HYDRO OTAWA. **Rates & Conditions**, disponível em <https://hydroottawa.com/accountsandbilling/business/ratesandconditions/electricitycharge>. Acesso em 10 de junho de 2015.

ILUMINA - Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico. **Da superfície para as profundezas: Um modelo com defeitos genéticos**, 2015a. Disponível em <http://ilumina.org.br/da-superficie-para-as-entranhas-um-modelo-com-defeitos-geneticos/>. Acesso em 24/03/2016.

ILUMINA - Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico. **O setor elétrico brasileiro e suas incertezas**, 2015b. Disponível em <http://ilumina.org.br/o-setor-eletrico-brasileiro-e-suas-incertezas-artigo/>. Acesso em 24/03/2016.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações**. White Paper 7, São Paulo, 52 p.: 2012.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Agenda 2015-2018: Propostas de Aprimoramento para o Setor Elétrico**. White Paper 13, São Paulo, 60 p.: 2014.

LEE, Henry. **New Delhi Water and Power**. Harvard Kennedy School of Government case program. Estados Unidos: 2008.

LMDM. Cadernos Tarifários, Volume IV: **A MP 579/2012**. Curitiba: 2012. Disponível em <http://www.lmdm.com.br/wp-content/uploads/2013/11/4-MP579.pdf>

LOS ANGELES TIMES. **Hoover Dam: It Will Be Paid Off in Full Today**, 31 de maio de 1987. Disponível em http://articles.latimes.com/1987-05-31/news/mn-9239_1_hoover-dam. Acesso em 14 de maio de 2016.

MME - Ministério de Minas e Energia. Apresentação pública “Redução do Custo de Energia Elétrica”. Brasília, 11 de setembro de 2012. Brasília: 2012a.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Portaria 578**. Define as tarifas iniciais, de que trata o art. 13 da Medida Provisória no 579, de 2012. Brasília: 2012b.

NERY, Eduardo et al. **Mercados e Regulação de Energia Elétrica**. Cigré-Brasil. Rio de Janeiro: 2012.

Jornal O TEMPO. Matéria: **Por envolvimento na Lava Jato, TCU investigará Belo Monte**, de 6/2015. Disponível em: <http://www.otempo.com.br/capa/pol%C3%ADtica/por-envolvimento-na-lava-jato-tcu-investigar%C3%A1-belo-monte-1.1059381>

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Plano de Operação Elétrica 2014/2015**. Rio de Janeiro: 2013.

PEDRAS, Guilherme Binato Villela. Dívida Pública: A Experiência Brasileira. Capítulo 2: **História da dívida pública no Brasil: de 1964 até os dias atuais**. Banco Mundial. Brasília: 2009.

PPIAF - Public-Private Infrastructure Advisory Facility. **PPIAF Assistance in Mali**. Mali: 2011.

RECEITA FEDERAL DO BRASIL. **RIR/1999**.

ROMEIRO, Diogo Lisboa. ALMEIDA, Edmar de; LOSEKANN, Luciano Losekann. **A Escolha de Tecnologias de Geração Elétrica Despacháveis versus Intermitentes e o Caso Brasileiro**. 5th Latin American Energy Economics Meeting, 2015

SCHMIDT, Cristiane Alkmin Junqueira. **A Demanda por Energia Elétrica no Brasil**. FGV/EPGE, 2002.

SOARES, Fillipe H. N. **Operação de usinas térmicas contratadas por disponibilidade: uma avaliação dos impactos setoriais sob as óticas técnica, econômica e financeira**. Dissertação (mestrado): Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo. São Paulo:2009.

STATISTICS CANADA. **Installed generating capacity, by class of electricity producer. annual (kilowatts)**. Table 127-0007. Disponível em <http://www5.statcan.gc.ca/cansim/a26?lang=eng&retrLang=eng&id=1270007&paSer=&pattern=&stByVaI=1&p1=1&p2=31&tabMode=dataTable&csid=>. Acesso em 14 de maio de 2016.

STATISTISK SENTRALBRYRA. **Electricity, annual figures, 2013**. Canadá, 2015. Disponível em <http://www.ssb.no/en/energi-og-industri/statistikker/elektrisitetar/aar/2015-03-25?fane=tabell#content>. Acesso em 14 de maio de 2016.

STEVENS, Joseph. **Hoover Dam: An American Adventure**. Estados Unidos: 1988.

TCU - Tribunal de Contas da União. **Relatório 011.223/2014-6: Auditoria operacional. Impacto da medida provisória nº 579/2012 – convertida na lei nº 12.783/2013 – na conta de desenvolvimento energético - cde e no sistema elétrico brasileiro. Conhecimento da estrutura tarifária. Cancelamento do leilão de energia. Exposição involuntária das distribuidoras. Audiência. Determinações e recomendação. Envio de cópia do acórdão aos órgãos competentes**. Brasília: 2014.

THE CONFERENCE BOARD OF CANADA. **Canada's Electricity Infrastructure: Building a Case for Investment**. Canadá: 2011.

THE TYEE. **Accenture's BC Hydro Contract Way over Budget. 21 Jun 2010**. Acesso em 14 de maio de 2016.

TRANSENER. **Balanço contábil 2014**. Argentina: 2015.

US ARMY CORPS OF ENGINEERS. **Strong Point**. Estados Unidos: 2013.

USBR - The United States Department of the Interior / Bureau of Reclamation. **Hoover Powerplant Boulder Canyon Project**. Estados Unidos: 2007.

USBR - The United States Department of the Interior / Bureau of Reclamation. **Budget Justifications and Performance Information Fiscal Year 2015**. Estados Unidos: 2015.

Valor Econômico. **Com fundos e BNDESPar, governo retomou controle**, 2011. Disponível em http://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/464546/complemento_1.htm?sequence=2. Acesso em 25/03/2016.

Valor Econômico. **Manter concessões pode não evitar baixas contábeis**, 2012a. Disponível em: <http://www.valor.com.br/empresas/2901658/manter-concessao-pode-nao-evitar-baixas-contabeis>. Acesso em 24/03/2016.

Valor Econômico. **Intenção da Cteep de não renovar concessão é lamentável, diz Aneel**, 2012b. Disponível em: <http://www.valor.com.br/empresas/2902206/intencao-da-cteeep-de-nao-renovar-concessao-e-lamentavel-diz-aneel>. Acesso em 24/03/2016.

Valor Econômico. **Licitação de linhas de transmissão dá espaço para quem atrasa obra**, 2013. Disponível em: <http://www.valor.com.br/brasil/3101606/licitacao-de-linhas-de-transmissao-da-espaco-para-quem-atrasa-obra>. Acesso em 26/03/2016.

Valor Econômico. **Eletrobrás espera receber R\$ 8 bilhões por indenização de ativos**, 2014. Disponível em: <http://www.valor.com.br/brasil/3817754/Eletrobras-espera-receber-r-8-bilhoes-por-indenizacao-de-ativos>. Acesso em 24/03/2016.

Valor Econômico. **Geradoras criticam proposta da Aneel**, 2015. Disponível em: <http://www.valor.com.br/empresas/4270380/geradoras-criticam-proposta-da-aneel>. Acesso em 24/03/2016.

Valor Econômico. **Belo Monte pode ser única vencedora em leilão de abril**, 2016. Disponível em <http://www.valor.com.br/empresas/4492372/belo-monte-pode-ser-unica-vencedora-em-leilao-de-abril>. Acesso em 24/03/2016.

Revista VEJA. Matéria: **Custo da usina de Belo Monte já supera os R\$ 30 bilhões**, de 5/2013. Disponível em:

WAPA - United States Department of Energy, Western Area. **Contract DE-MS65-86WP39574**. Estados Unidos, 1987.

APÊNDICE I – Relação de usinas operadas pelo Bureau of Reclamation

Nome da Usina	Estado	Região	MW Instalado
Alcova Powerplant	Wyoming	Great Plains	41,4
Anderson Ranch Powerplant	Idaho	Pacific Northwest	40,0
Big Thompson Powerplant	Colorado	Great Plains	4,5
Black Canyon Powerplant	Idaho	Pacific Northwest	10,2
Blue Mesa Powerplant	Colorado	Upper Colorado	86,4
Boise River Diversion Powerplant	Idaho	Pacific Northwest	3,5
Boysen Powerplant	Wyoming	Great Plains	15,0
Buffalo Bill Powerplant	Wyoming	Great Plains	18,0
Canyon Ferry Powerplant	Montana	Great Plains	50,0
Chandler Powerplant	Washington	Pacific Northwest	12,0
Crystal Powerplant	Colorado	Upper Colorado	31,5
Davis Powerplant	Arizona and Nevada	Lower Colorado	255,0
Deer Creek Powerplant	Utah	Upper Colorado	5,0
Elephant Butte Powerplant	New Mexico	Upper Colorado	27,9
Estes Powerplant	Colorado	Great Plains	45,0
Flaming Gorge Powerplant	Utah	Upper Colorado	152,0
Flatiron Powerplant	Colorado	Great Plains	94,5
Folsom Powerplant	California	Mid-Pacific	198,7
Fontenelle Powerplant	Wyoming	Upper Colorado	10,0
Fremont Canyon Powerplant	Wyoming	Great Plains	66,8
Glen Canyon Powerplant	Arizona	Upper Colorado	1.320,0
Glendo Powerplant	Wyoming	Great Plains	38,0
Grand Coulee Powerplant	Washington	Pacific Northwest	6.809,0
Green Mountain Powerplant	Colorado	Great Plains	26,0
Green Springs Powerplant	Oregon	Pacific Northwest	17,3
Guernsey Powerplant	Wyoming	Great Plains	6,4
Heart Mountain Powerplant	Wyoming	Great Plains	5,0
Hoover Powerplant	Arizona and Nevada	Lower Colorado	2.078,8
Hungry Horse Powerplant	Montana	Pacific Northwest	428,0
Judge Francis Carr Powerplant	California	Mid-Pacific	154,4
Keswick Powerplant	California	Mid-Pacific	117,0
Kortes Powerplant	Wyoming	Great Plains	36,0
Lewiston Powerplant	California	Mid-Pacific	0,4
Lower Molina Powerplant	Colorado	Upper Colorado	4,9
Marys Lake Powerplant	Colorado	Great Plains	8,1
McPhee Powerplant	Colorado	Upper Colorado	1,3
Minidoka Powerplant	Idaho	Pacific Northwest	27,7
Morrow Point Powerplant	Colorado	Upper Colorado	173,3
Mount Elbert Powerplant	Colorado	Great Plains	200,0
New Melones Powerplant	California	Mid-Pacific	300,0
Nimbus Powerplant	California	Mid-Pacific	13,5
O'Neill Powerplant	California	Mid-Pacific	25,2
Palisades Powerplant	Idaho	Pacific Northwest	176,6
Parker Powerplant	Arizona and California	Lower Colorado	120,0
Pilot Butte Powerplant	Wyoming	Great Plains	1,6
Pole Hill Powerplant	Colorado	Great Plains	38,2
Roza Powerplant	Washington	Pacific Northwest	12,9
San Luis (William R. Gianelli) Powerplant	California	Mid-Pacific	424,0
Seminole Powerplant	Wyoming	Great Plains	51,8
Shasta Powerplant	California	Mid-Pacific	663,0
Shoshone Powerplant	Wyoming	Great Plains	3,0
Spirit Mountain Powerplant	Wyoming	Great Plains	4,5
Spring Creek Powerplant	California	Mid-Pacific	180,0
Stampede Powerplant	California	Mid-Pacific	3,7
Towaoc Powerplant	Colorado	Upper Colorado	11,5
Trinity Powerplant	California	Mid-Pacific	140,0
Upper Molina Powerplant	Colorado	Upper Colorado	8,6
Yellowtail Powerplant	Montana	Great Plains	250,0
TOTAL DA POTÊNCIA INSTALADA DAS USINAS			15.046,9

APÊNDICE II – Consolidação dos resultados dos leilões de Transmissão entre 2008 e 2015

Leilão	Lote	Vencedor	Eletrob.	RAP vencedora	RAP teto	Deságio
2008-compartilhado	A	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS S.A.		48.500.000	59.153.555	18,01%
2008-compartilhado	B	ELEC NOR TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.		34.767.780	38.630.867	10,00%
2008-compartilhado	C	CONSÓRCIO TRANSENERGIA RENOVÁVEL (FURNAS 49% (LÍDER); DELTA 25,50%; FUAD RASSI 25,50%).	X	34.500.000	42.671.614	19,15%
2008-Madeira	LA-CC	CONSÓRCIO INTEGRAÇÃO NORTE BRASIL (ELETRONORTE 24,5%; ELETROSUL 24,5%; ABENGOA 25,5%; ANDRADE GUTIERREZ 25,5%)	X	44.751.600	44.751.600	0,00%
2008-Madeira	LB-CC	CYMI HOLDING		35.447.808	41.703.304	15,00%
2008-Madeira	LC-CC	CONSÓRCIO INTEGRAÇÃO NORTE BRASIL (ELETRONORTE 24,5%; ELETROSUL 24,5%; ABENGOA 25,5%; ANDRADE GUTIERREZ 25,5%)	X	144.754.800	160.838.667	10,00%
2008-Madeira	LD-CC	CONSÓRCIO MADEIRA TRANSMISSÃO (CTEEP 51%; FURNAS 24,5%; CHESF 24,5%)	X	176.249.000	176.602.204	0,20%
2008-Madeira	LE-CC	CONSÓRCIO MADEIRA TRANSMISSÃO (CTEEP 51%; FURNAS 24,5%; CHESF 24,5%)	X	15.463.152	21.933.549	29,50%
2008-Madeira	LF-CC	CONSÓRCIO MADEIRA TRANSMISSÃO (CTEEP 51%; FURNAS 24,5%; CHESF 24,5%)	X	151.788.396	168.653.773	10,00%
2008-Madeira	LG-CC	CONSÓRCIO INTEGRAÇÃO NORTE BRASIL (ELETRONORTE 24,5%; ELETROSUL 24,5%; ABENGOA 25,5%; ANDRADE GUTIERREZ 25,5%)	X	173.922.000	185.023.404	6,00%
2009-1	A	Consórcio CEEE-GT/Probacle		5.225.088	9.896.316	47,20%
2009-1	B	CME		8.976.177	8.981.177	0,06%
2009-1	C	Consórcio Porto Velho - Juaru		42.688.000	50.424.070	15,34%
2009-1	D	Consórcio Porto Velho - Rio Branco		24.400.000	27.816.670	12,28%
2009-1	E	Consórcio Jauru - Cuiaba		27.516.000	39.323.780	30,03%
2009-1	F	CHESF	X	15.899.220	20.648.340	23,00%
2009-1	G	Consórcio Transenergia		8.174.000	10.388.640	21,32%
2009-1	H	ETEP		8.322.900	10.823.020	23,10%
2009-1	I	CTEEP		21.804.000	24.506.296	11,03%
2009-1	J	COPEL		7.315.519	12.294.990	40,50%
2009-1	K	Consórcio Transenergia		7.577.424	9.129.430	17,00%
2009-1	L	CHESF	X	4.868.436	5.124.670	5,00%
2009-5	A	Consórcio Goiás Transmissão		33.750.000	49.959.310	32,45%
2009-5	B	Cobra		20.916.000	28.340.510	26,20%
2009-5	C	Consórcio Nordeste		20.485.296	29.688.830	31,00%
2009-5	D	Consórcio Alupar Bimetal		8.424.000	9.576.320	12,03%
2009-5	E	Furnas	X	5.269.680	7.749.530	32,00%
2009-5	F	Chesf	X	6.976.224	10.110.470	31,00%
2009-5	G	Consórcio MGE Transmissão		23.007.108	31.966.370	28,03%
2009-5	H	Eletronorte	X	3.454.000	3.454.430	0,01%
2010-1	A	Copel		20.017.332	31.233.160	35,91%
2010-1	B	Empresa de Transmissão do Rio Grande do Sul		8.325.000	13.646.810	39,00%

Leilão	Lote	Vencedor	Eletrob.	RAP vencedora	RAP teto	Deságio
2010-1	C	Empresa de Transmissão do Rio Grande do Sul		2.244.000	2.265.830	0,96%
2010-1	D	Consórcio Atlântico		6.420.440	7.720.440	16,84%
2010-1	E	Elecnor		8.100.000	12.262.940	33,95%
2010-1	F	Alupar Investimento		2.960.000	3.411.070	13,22%
2010-1	G	Chesf	X	5.318.496	6.407.830	17,00%
2010-1	H	Chesf	X	967.764	1.975.030	51,00%
2010-1	I	Copel		3.254.764	5.261.500	38,14%
2010-6	A	Chesf	X	10.326.360	21.785.570	52,60%
2010-6	B	Chesf	X	4.190.000	10.269.608	59,20%
2010-6	C	Chesf	X	4.718.904	7.117.502	33,70%
2010-8	A	Consórcio Procable/CEE-GT/Insignia		19.980.000	37.080.180	46,12%
2010-8	B	Empresa de Transmissão de Energia do Rio Grande do Sul S/A - RS Energia		1.860.000	3.097.100	39,94%
2010-8	C	Consórcio Caldas Novas		3.258.192	4.072.740	20,00%
2010-8	E	Sem lances				
2010-8	F	Eletronorte - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.	X	1.917.600	2.951.680	35,03%
2010-8	G	Elecnor Transmissão de Energia S.A.		16.632.000	33.254.890	49,99%
2010-8	H	Cobra Instalaciones y Servicios S.A.		3.876.000	7.058.110	45,08%
2010-8	I	Abengoa Concessões Brasil Holding S.A.		4.900.000	5.559.020	11,85%
2011-1	A	CONSÓRCIO EXTREMOZ (CTEEP 51%, CHESF 49%)	X	31.901.722	75.956.480	58,00%
2011-1	B	CHESF - COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	X	4.047.637	5.469.780	26,00%
2011-1	C	CHESF - COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	X	7.791.718	12.174.560	36,00%
2011-4	A	CONSÓRCIO BOA VISTA		121.128.000	121.128.710	0,00%
2011-4	B	ELETRONORTE - CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A.	X	3.940.000	7.045.880	44,08%
2011-4	C	ELETRONORTE - CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A.	X	1.464.000	2.665.580	45,08%
2011-4	D	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S/A	X	3.020.000	3.235.160	6,65%
2011-4	E	CONSÓRCIO COSTA OESTE		8.880.000	9.167.260	3,13%
2011-4	F	ORTENG ENERGIA LTDA.		2.878.512	3.308.640	13,00%
2011-4	G	CHESF - COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	X	7.004.676	7.004.680	0,00%
2011-4	H	CHESF - COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	X	5.606.880	5.606.890	0,00%
2011-4	I	CHESF - CIA HIDROELETTRICA SÃO FRANCISCO	X	8.459.316	12.259.880	31,00%
2011-4	J	ISOLUX ENERGIA E PARTICIPAÇÕES S.A.		27.980.040	49.964.340	44,00%
2011-4	K	CTEEP - COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA		4.399.548	8.626.560	49,00%
2011-4	L	CONSÓRCIO GARANHUNS		68.900.000	111.255.680	38,07%
2011-6	A	Alupar Investimento S.A.		49.392.000	60.966.680	18,99%
2011-6	B	Chesf	X	14.551.872	17.119.860	15,00%
2011-6	C	Sem lances				
2011-6	D	Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.		14.423.616	23.263.900	38,00%

Leilão	Lote	Vencedor	Eletrob.	RAP vencedora	RAP teto	Deságio
2011-6	E	Consórcio Caiuá Copel Geração e Transmissão S.A. (49%) e Elecnor Transmissão de Energia S.A. (51%)		17.708.098	22.997.530	23,00%
2011-6	F	Consórcio Marumbi Copel Geração e Transmissão S.A. (80%) e Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (20%)	X	12.972.000	12.972.090	0,00%
2011-6	G	Neoenergia S.A.		2.278.800	4.035.440	43,53%
2011-6	H	Consórcio Luziânia - Niquelândia State Grid Brazil Holding S.A. (51%) e Furnas Centrais Elétricas S.A. (49%)	X	7.447.441	7.855.950	5,20%
2011-6	I	Consórcio Linha de Transmissão Integração Maranhense Elecnor Transmissão de Energia S.A. (51%) e Copel Geração e Transmissão S.A. (49%)		26.643.006	44.405.010	40,00%
2012-2	A	Consórcio Sino-Copeliano Copel Geração de Energia S.A. (49%) e State Grid Brazil Holding S.A. (51%)		126.420.000	221.824.160	43,01%
2012-2	B	Consórcio Guaraciaba Copel geração de Energia S.A. (49%) e State Grid Brazil Holding S.A. (51%)		73.080.000	115.935.380	36,96%
2012-2	C	Eletronorte	X	7.080.000	7.779.310	8,99%
2012-2	D	Chesf	X	10.694.676	11.257.560	5,00%
2012-2	E	Furnas	X	7.004.148	7.147.090	2,00%
2012-3	A	Chesf	X	8.310.732	8.936.280	7,00%
2012-3	B	Chesf	X	12.115.464	13.925.833	13,00%
2012-3	C	Chesf	X	18.224.652	27.200.990	33,00%
2012-3	D	Sem lances				
2012-5	A	Consórcio Bal Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (51%) e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (49%)	X	77.417.970	77.417.970	0,00%
2012-5	B	Elecnor Transmissão de Energia S.A.		3.096.000	3.096.180	0,01%
2012-5	C	Copel Geração e Transmissão S.A.		4.182.210	4.182.210	0,00%
2012-5	D	Neoenergia S.A.		1.414.476	2.357.450	40,00%
2012-5	E	Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.		3.738.970	3.738.970	0,00%
2012-5	F	Sem lances				
2012-7	A	Abengoa Concessões		145.600.000	204.200.000	28,70%
2012-7	B	Copel Geração e Transmissão		5.800.000	6.100.000	4,92%
2012-7	C	CPFL Geração de Energia		8.800.000	14.600.000	39,73%
2012-7	D	Consórcio Triângulo Mineiro		29.000.000	35.700.000	18,77%
2012-7	E	Abengoa Concessões		31.900.000	46.100.000	30,80%
2012-7	F	Abengoa Concessões		30.800.000	37.000.000	16,76%
2012-7	G	Consórcio Paranaíba		100.200.000	106.100.000	5,56%
2012-7	H	Sem lances				
2013-1	A	Consórcio Gilbués Engglobal Construções LTDA. (50%) e Bimetal Indústria Metalúrgica LTDA. (50%)		34.550.000	44.973.230	23,18%
2013-1	B	Abengoa Concessões Brasil Holding S.A.		49.030.100	58.718.720	16,50%

Leilão	Lote	Vencedor	Eletrob.	RAP vencedora	RAP teto	Deságio
2013-1	C	Abengoa Concessões Brasil Holding S.A.		45.725.000	58.583.430	21,95%
2013-1	D	Sem lances				
2013-1	E	Sem lances				
2013-1	F	Sem lances				
2013-1	G	Neoenergia S.A.		18.790.000	20.051.930	6,29%
2013-1	H	Isolux Energia e Participações S.A.		52.750.000	62.134.490	15,10%
2013-1	I	Abengoa Concessões Brasil Holding S.A.		197.300.000	207.749.010	5,03%
2013-1	J	Sem lances				
2013-2	A	Sem lances				
2013-2	B	Consórcio Vale do São Bartolomeu FIP Caixa Milão (51%), Celg Geração e Transmissão (10%) e Furnas Centrais Elétricas (39%)	X	27.400.000	31.009.280	11,64%
2013-2	C	Consórcio Big Energy FIP Caixa Milão (60%), Bimetal Energia (35%) e Geoenergia Soluções de Sistemas de Energia (5%)		31.596.000	36.512.400	13,47%
2013-2	D	Consórcio MGF – Energy MGF Engenharia e Incorporações (95%) e Geoenergy Energia e Serviços (5%)		9.858.913	11.928.510	17,35%
2013-2	E	Consórcio MGF – Energy MGF Engenharia e Incorporações (95%) e Geoenergy Energia e Serviços (5%)		4.929.592	5.520.260	10,70%
2013-2	F	Consórcio Pantanal CEL Engenharia (51%) e Celg Geração e Transmissão (49%)		4.258.000	4.482.230	5,00%
2013-2	G	Sem lances				
2013-7	A	Consórcio Mata de Santa Genebra Copel Geração e Transmissão (50,1%) e Furnas Centrais Elétricas (49,9%)	X	174.447.000	174.447.000	0,00%
2013-7	B	Abengoa Concessões Brasil Holding		52.405.227	58.292.800	10,10%
2013-7	D	Consórcio Lago Azul Celg Geração e Transmissão (50,1%) e Furnas Centrais Elétricas (49,1%)	X	3.050.000	3.066.690	0,54%
2013-7	E	Consórcio BR Transmissão Braxenergy Desenvolvimento de Projetos de Energia (70%), LT Bandeirante Empreendimentos (30%)		24.493.758	30.641.490	20,06%
2013-7	F	Copel Geração e Transmissão		6.692.800	7.045.100	5,00%
2013-7	G	Consórcio BR Transmissão Braxenergy Desenvolvimento de Projetos de Energia (70%), LT Bandeirante Empreendimentos (30%)		11.899.981	13.295.490	10,50%
2013-7	H	Sem lances				
2013-7	I	Consórcio Missões Eletrosul Centrais Elétricas (51%) e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT (49%)	X	16.286.000	23.265.700	30,00%
2013-7	J	Sem lances				
2013-7	K	Eletrosul Centrais Elétricas	X	2.534.000	3.619.500	29,99%

Leilão	Lote	Vencedor	Eletrob.	RAP vencedora	RAP teto	Deságio
2013-7	N	Centrais Elétricas do Norte do Brasil – Eletronorte	X	38.913.860	38.913.860	0,00%
2013-7	P	State Grid Brazil Holding		11.599.380	16.110.250	28,00%
2013-7	Q	Sem lances				
2013-11	AB	Consórcio IE Belo Monte State Grid (51%), Furnas Centrais Elétricas S.A (24,5%), Eletronorte (24,5%)	X	434.647.038	701.043.610	38,00%
2013-13	A	Transmissora Aliança de Energia Elétrica		10.990.350	11.539.910	4,76%
2013-13	B	Sem lances				
2013-13	C	Consórcio Transmissão de Energia Brasil Braxenergy Desenvolvimento de Projetos de Energia (70%), LT Bandeirante Empreendimentos (30%)		16.040.000	17.063.980	6,00%
2013-13	D	Consórcio Transmissão de Energia Brasil Braxenergy Desenvolvimento de Projetos de Energia (70%), LT Bandeirante Empreendimentos (30%)		7.782.507	8.288.080	6,10%
2014-1	A	Sem lances				
2014-1	B	Abengoa Construção do Brasil		92.531.000	102.161.430	9,43%
2014-1	C	Alupar Investimentos		28.865.000	30.383.460	5,00%
2014-1	D	Cymi Holding		45.569.000	71.312.950	36,10%
2014-1	E	Cymi Holding		48.835.000	63.628.190	23,25%
2014-1	F	Consórcio Cantareira: Elecnor (51%) e Copel Geração e Transmissão (49%)		76.935.000	76.938.570	0,00%
2014-1	G	Abengoa Construção do Brasil		36.499.000	36.867.820	1,00%
2014-1	H	Sem lances				
2014-1	I	Sem lances				
2014-1	J	Sem lances				
2014-1	K	Copel Geração e Transmissão		5.745.000	5.745.060	0,00%
2014-1	L	Sem lances				
2014-1	M	Copel Geração e Transmissão		14.987.000	16.035.270	6,54%
2014-4	A	Eletrosul	X	336.000.000	390.756.748	14,01%
2014-4	B	Sem lances				
2014-4	C	Sem lances				
2014-4	D	Sem lances				
2014-4	E	Consórcio Paraíso		22.000.000	22.827.551	3,63%
2014-4	F	Celg GT		1.640.000	1.645.330	0,32%
2014-4	G	Sem lances				
2014-4	H	Isolux		17.228.166	17.332.206	0,60%
2014-4	I	Sem lances				
2014-7	A	CYMI Holding SA		144.600.900	146.817.850	1,51%
2014-7	F	Sem lances				
2014-7	I	CPFL Geração de Energia		10.836.780	16.078.308	32,60%
2014-7	J	Sem lances				
2015-1	A	Sem lances				
2015-1	B	Sem lances				
2015-1	C	Sem lances				
2015-1	D	Isolux Ingeniería S.A		117.300.000	119.083.698	1,50%
2015-1	E	Sem lances				
2015-1	F	Sem lances				
2015-1	G	Sem lances				
2015-1	H	Isolux Ingeniería S.A		96.000.000	96.116.617	0,12%

Leilão	Lote	Vencedor	Eletrob.	RAP vencedora	RAP teto	Deságio
2015-1	I	Sem lances				
2015-1	J	Planova Planejamento e Construções		17.744.000	17.744.000	0,00%
2015-1	K	Celg Geração e Transmissão		17.849.000	21.123.288	15,50%
2015-5	A	Consórcio TCL Cymi Holding (49,5%), Lintran do Brasil Participações (49,5%) e Brookfield Participações (1%)		448.842.730	448.842.730	0,00%
2015-5	B	Sem lances				
2015-5	C	Sem lances				
2015-5	D	Sem lances				
2015-5	E	Copel Geração e Transmissão		97.948.300	97.948.300	0,00%
2015-5	F	Sem lances				
2015-5	G	Planova Planejamento e Construções		60.500.000	64.460.180	6,14%
2015-5	H	Sem lances				
2015-5	I	Sem lances				
2015-5	J	Sem lances				
2015-5	K	Sem lances				
2015-5	L	Consórcio Firminópolis Cel Engenharia (51%) e Celg Geração e Transmissão (49%)		6.550.235	6.550.235	0,00%
2015-7	A	State Grid Brazil Holding S/A		988.030.985	1.219.791.340	19,00%

Fonte: ACENDE BRASIL, 2015.

**APÊNDICE III – Relação de usinas utilizadas pela ANEEL em seu
estudo, versus a amostra utilizada pelo presente trabalho**

Empresa	Amostra	Nome da Usina	Potência (MW)	Energia Asseg. (MW)
AES Tietê		Água Vermelha	1.396,20	746,00
AES Tietê		Nova Avanhandava	347,40	139,00
AES Tietê		Promissão	264,00	104,00
AES Tietê		Bariri	143,10	66,00
AES Tietê		Barra Bonita	140,76	45,00
AES Tietê		Ibitinga	131,49	74,00
AES Tietê		Euclides da Cunha	108,80	49,00
AES Tietê		Caconde	80,40	33,00
AES Tietê		Limoeiro	32,00	15,00
AES Tietê		Mogi Guaçu	7,20	4,40
Amazonas Energia		BALBINA	250,00	110,00
BAESA	X	UHE Barra Grande	708,00	380,60
Cachoeira Dourada Energética		Cachoeira Dourada	658,00	415,00
Capim Branco Energia		AMADOR AGUIAR I	240,00	155,00
Capim Branco Energia		AMADOR AGUIAR II	210,00	131,00
CEEE		Usina Hidrelétrica Itaúba	500,00	190,00
CEEE		Pequena Central Hidrelétrica Toca	1,09	
CELESC		CELSO RAMOS	5,40	3,80
CELESC		CAVEIRAS	3,83	2,50
CELESC		PALMEIRAS	24,60	15,13
CELESC		BRACINHO	15,00	8,00
CELESC		GARCIA	8,92	7,10
CELESC		Cedros	7,28	6,75
CELESC		Salto (Salto Weissbach)	6,28	5,25
CELESC		PERY	4,40	4,00
CELESC		IVO SILVEIRA	2,60	1,81
CEMIG	X	Três Marias	396,00	239,00
CEMIG	X	Volta grande	380,00	229,00
CEMIG	X	Salto Grande	102,00	75,00
CEMIG	X	Salto Grande	102,00	75,00
CEMIG	X	Itutinga	52,00	28,00
CEMIG	X	Camargos	46,00	21,00
CEMIG	X	Piau	18,01	13,53
CEMIG	X	Gafanhoto	14,00	6,68
CEMIG	X	Peti	9,40	6,18
CEMIG	X	Tronqueiras	8,50	4,14
CEMIG	X	Joasal	8,40	5,20
CEMIG	X	Martins	7,70	2,52
CEMIG	X	Cajurú	7,20	3,48
CEMIG	X	Paciência	4,08	2,36
CEMIG	X	Marmelos	4,00	2,88
CEMIG	X	Sumidouro	2,12	0,34
CEMIG	X	Anil	2,08	1,10
CEMIG	X	Poquim	1,41	0,84
CEMIG	X	São Simão	1.710,00	1.281,00
CEMIG	X	Jaguara	424,00	336,00
CEMIG	X	Miranda	408,00	202,00
CEMIG	X	Dona Rita	2,41	1,03
CEMIG	X	Emborcação	1.192,00	497,00
CEMIG	X	Nova Ponte	510,00	276,00
CEMIG	X	Irapé	360,00	206,30
CEMIG	X	Aimorés	330,00	172,00
CEMIG	X	Igarapava	210,00	136,00
CEMIG	X	Funil	216,00	121,00
CEMIG	X	Baguari	140,00	80,20

Empresa	Amostra	Nome da Usina	Potência (MW)	Energia Asseg. (MW)
CEMIG	X	Porto Estrela	112,00	55,80
CEMIG	X	Queimado	105,00	58,00
CEMIG	X	Rio de Pedras	9,28	4,14
CEMIG	X	Poço Fundo	9,16	5,59
CEMIG	X	São Bernardo	6,82	3,42
CEMIG	X	Paraúna	4,28	1,90
CEMIG	X	Pandeiros	4,20	1,87
CEMIG	X	Salto Morais	2,39	0,74
CEMIG	X	Xicão	1,81	0,61
CEMIG	X	Luiz Dias	1,62	0,94
ELETRONORTE	X	UHE TUCURUÍ	8.370,00	3.140,00
CERAN		USINA CASTRO ALVES	130,00	64,00
CERAN		USINA 14 DE JULHO	100,00	50,00
CERAN		USINA MONTE CLARO	100,00	59,00
CESP		Complexo Ilha Solteira	4.251,50	1.949,00
CESP		UHE PORTO PRIMAVERA	1.540,00	1.017,00
CESP		UHE PARAIBUNA	85,00	50,00
CESP		UHE JAGUARI	27,60	14,00
CESP		Jupia (Eng° Souza Dias)	1.551,20	886,00
TRACTEBEL		Usina Hidrelétrica Estreito - UHET - em Consórcio 40,07%	435,60	235,22
TRACTEBEL		Usina Hidrelétrica São Salvador - UHSA	243,20	141,57
CEEE		Jacuí	180,00	123,00
CEEE		Ernestina	4,80	3,24
CEEE		Capigui	3,76	1,26
CEEE		Guarita	1,76	0,99
CEEE		Herval	1,44	0,33
CEEE		Santa Rosa	1,40	0,88
CEEE		Passo do Inferno	1,33	0,52
CEEE		Passo Real	158,00	68,00
CEEE		Canastra	42,50	24,00
CEEE		Bugres	11,12	10,00
CHESF		Complexo Paulo Afonso	4.279,60	2.225,00
CHESF		SOBRADINHO	1.050,00	531,00
CHESF		FUNIL	216,00	121,00
CHESF		CUREMAS	4,00	2,00
CHESF		XINGÓ	3.162,00	2.139,00
CHESF		Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.479,60	959,00
CHESF		Boa Esperança (Castelo Branco)	237,30	143,00
CHESF		PEDRA	20,01	3,74
CHESF		ARARAS	4,00	0,03
CHESF		PILOTO	2,00	1,20
COPEL	X	Gov. Bento Munhoz	1.676,00	576,00
COPEL	X	Gov. Ney Braga	1.260,00	603,00
COPEL	X	Gov. José Richa	1.240,00	605,00
COPEL	X	Governador Parigot de Souza (Capivari/Cachoeira)	260,00	109,00
COPEL	X	Chaminé	18,00	12,00
COPEL	X	Apucarantina	10,00	7,00
COPEL	X	Mourão I	8,20	5,30
COPEL	X	Derivação do Rio Jordão	6,50	5,85
COPEL	X	Marumbi	4,80	2,31
COPEL	X	São Jorge	2,30	1,54
COPEL	X	Chopim I	1,98	1,48
COPEL	X	Rio dos Patos	1,72	1,02
Corumba Concessões AS		CORUMBÁ IV	129,60	76,00
CORUMBÁ III		UHE CORUMBÁ III	95,52	50,90
Dona Francisca Energética		UHE Dona Francisca	125,00	80,00
DUKE ENERGY		Capivara	619,00	330,00
DUKE ENERGY		Taquaruçu	525,00	201,00

Empresa	Amostra	Nome da Usina	Potência (MW)	Energia Asseg. (MW)
DUKE ENERGY		Chavantes	414,00	172,00
DUKE ENERGY		Rosana	354,00	177,00
DUKE ENERGY		Jurumirim	100,96	47,00
DUKE ENERGY		Canoas 1	82,50	57,00
DUKE ENERGY		Canoas 2	72,00	48,00
ELEJOR		FUNDÃO	120,00	65,80
ELEJOR		SANTA CLARA	120,00	69,60
ELEJOR		SANTA CLARA	3,60	2,79
ELEJOR		FUNDÃO	2,50	
EMAE	X	Henry Borden	889,00	127,70
EMAE	X	Porto Góes	24,80	17,91
EMAE	X	Rasgão	22,00	11,84
EMAE	X	Edgard de Souza	11,00	6,60
EMAE	X	Isabel	2,64	0,60
ENERCAN	X	UHE Campos Novos	880,00	377,90
ENERGEST		Mascarenhas	193,50	134,70
ENERGEST		Suíça	33,90	18,91
ENERGEST		São João	25,00	14,35
ENERGEST		Rio Bonito	22,50	9,40
ENERGEST		Fruteiras	8,74	5,56
ENERGEST		Jucu	4,84	2,63
ENERGEST		Viçosa	4,50	2,53
ENERGEST		Alegre	2,06	1,22
ENERPEIXE		UHE PEIXE ANGICAL	498,75	280,00
FOZ DO CHAPECÓ ENERGIA		Foz do Chapecó	855,00	432,00
Foz do Chopim Energética Ltda		Foz do Chopim	29,07	20,39
FURNAS	X	Itumbiara	2.082,00	1.015,00
FURNAS	X	Serra da Mesa	1.275,00	671,00
FURNAS	X	Mascarenhas de Moraes	476,00	295,00
FURNAS	X	Manso	212,00	92,00
FURNAS	X	Marimbondo	1.440,00	726,00
FURNAS	X	Furnas	1.216,00	598,00
FURNAS	X	Estreito (Luiz Carlos Barreto de Carvalho)	1.048,00	495,00
FURNAS	X	Porto Colômbia	319,20	185,00
FURNAS	X	Funil	216,00	121,00
FURNAS	X	Corumbá I	375,30	209,00
INVESTCO		Luis Eduardo Magalhães	902,50	527,00
ITA ENERGETICA		UHE ITA	1.450,00	969,94
QUANTA GERAÇÃO		Macabu	21,00	7,33
QUANTA GERAÇÃO		Areal	18,00	9,00
QUANTA GERAÇÃO		Pibanha	9,00	6,50
QUANTA GERAÇÃO		Fagundes	4,80	2,70
QUANTA GERAÇÃO		Franca Amaral	4,50	4,50
QUANTA GERAÇÃO		Tombos	2,88	1,28
QUANTA GERAÇÃO		Euclidelândia	1,44	0,89
RIO VERDE		UHE - SALTO	116,00	67,80
Rio Verde Energia S/A		PCH Canoa Quebrada	28,00	23,41
SÁ CARVALHO		Sá Carvalho	78,00	58,00
Serra do Facão Energia S.A.		Serra do Facão Energia S.A.	212,58	182,40
TRACTEBEL		Usina Hidrelétrica Salto Santiago	1.420,00	703,26
TRACTEBEL		Usina Hidrelétrica Salto Osório	1.078,00	507,34
TRACTEBEL		Usina Hidrelétrica Cana Brava	450,00	264,61
TRACTEBEL		Usina Hidrelétrica Passo Fundo - UHPF	226,00	115,54
TRACTEBEL		Hidrelétrica Ponte de Pedra - UHPP	176,10	123,46

**APÊNDICE IV – Relação de Usinas com dados disponíveis para este trabalho suas respectivas
variáveis principais**

Ordem	Controlador	Nome Usina	Potência Instalada	Unid. Gerad.	Ano entrada em operação	Energia Gerada em 2011 (MWh)	Garantia Física
1	CEMIG	Anil	2,08	2	1964	10.019	1,16
2	CEMIG	Bom Jesus do Galho	0,36	1	1931	-	0,13
3	CEMIG	Camargos	46,00	2	1960	172.845	21,00
4	CEMIG	Carmo Cajuru	7,20	1	1959	28.078	3,48
5	CEMIG	Dona Rita	2,41	2	1959	8.728	1,03
6	CEMIG	Emborcação	1.192,00	4	1982	3.253.279	497,00
7	CEMIG	Gafanhoto	14,00	4	1946	64.859	6,68
9	CEMIG	Irapé	360,00	3	2006	1.653.601	206,30
10	CEMIG	Itutinga	52,00	5	1955	270.286	28,00
11	CEMIG	Jacutinga	0,72	1	1948	5.817	0,47
12	CEMIG	Jaguara	424,00	4	1971	3.071.199	336,00
13	CEMIG	Joasal	8,40	5	1950	45.627	5,20
14	CEMIG	Lages	0,68	1	2005	1.982	0,54
15	CEMIG	Luiz Dias	1,62	2	1914	-	0,94
16	CEMIG	Marmelos	4,00	5	1915	17.070	2,88
17	CEMIG	Martins	7,70	4	1947	11.644	2,52
18	CEMIG	Miranda	408,00	3	1998	1.821.692	202,00
19	CEMIG	Nova Ponte	510,00	3	1994	2.349.134	276,00
20	CEMIG	Paciência	4,08	3	1930	19.065	2,36
21	CEMIG	Pandeiros	4,20	3	1957	-	1,87
22	CEMIG	Paraúna	4,28	3	1927	16.841	1,90
23	CEMIG	Peti	9,40	2	1946	49.167	6,18
24	CEMIG	Piau	18,01	2	1955	111.926	13,53
25	CEMIG	Pissarrão	0,80	2	2001	5.221	0,55
26	CEMIG	Poço Fundo	9,16	3	1949	45.299	5,59
27	CEMIG	Poquim	1,41	2	2002	2.719	0,58
28	CEMIG	Rio de Pedras	9,28	3	1928	20.332	4,14
29	CEMIG	Salto Grande	102,00	4	1956	507.278	75,00
30	CEMIG	Salto Morais	2,39	2	1957	4.253	0,74
31	CEMIG	Santa Luzia	0,70	1	2001	2.883	0,23
32	CEMIG	São Bernardo	6,82	3	1948	30.824	3,42
33	CEMIG	São Simão	1.710,00	6	1978	12.181.703	1.281,00
34	CEMIG	Sta. Marta	1,00	2	1944	5.117	0,58
35	CEMIG	Sumidouro	2,12	1	1956	4.797	0,93
36	CEMIG	Três Marias	396,00	6	1962	2.385.790	239,00
37	CEMIG	Tronqueiras	8,50	3	1955	26.309	4,14
38	CEMIG	Volta grande	380,00	4	1974	2.223.215	229,00
39	CEMIG	Xicão	1,81	2	1941	5.307	0,61
40	CEMIG	Porto Estrela	112,00	2	2001	437.064	55,80
41	CEMIG	Funil	180,00	3	2002	852.880	89,00
42	CEMIG	Queimado	105,00	3	2004	547.836	58,00
43	CEMIG	Igarapava	210,00	5	1999	1.186.088	136,00
44	CEMIG	Aimorés	330,00	3	2005	1.183.614	172,00
45	CEMIG	Baguari	140,00	4	2009	560.362	80,20
48	COPEL	Apucarantina	10,00	3	1948	63.046	7,00

Ordem	Controlador	Nome Usina	Potência Instalada	Unid. Gerad.	Ano entrada em operação	Energia Gerada em 2011 (MWh)	Garantia Física
49	COPEL	Cavernoso	1,00	2	1965	5.452	1,00
50	COPEL	Chaminé	18,00	4	1930	87.639	12,00
51	COPEL	Chopim I	2,00	2	1963	13.781	1,48
52	COPEL	Derivação do Rio Jordão	6,50	1	1997	50.016	5,85
54	COPEL	Gov. Bento Munhoz	1.676,00	4	1980	8.316.973	576,00
55	COPEL	Gov. José Richa	1.240,00	4	1999	7.817.765	605,00
56	COPEL	Guaricana	36,00	4	1957	178.461	16,08
57	COPEL	Gov. Ney Braga	1.260,00	4	1992	7.736.078	603,00
58	COPEL	Gov. Parigot de Souza	260,00	4	1970	1.593.137	109,00
59	COPEL	Melissa	1,00	0,64	1966	6.088	0,64
60	COPEL	Mourão	8,20	3	1964	58.122	5,30
61	COPEL	Marumbi	4,80	2	1961	23.435	2,31
62	COPEL	Pitangui	0,87	4	1911	326	0,08
63	COPEL	Rio dos Patos	1,72	2	1949	9.010	1,02
64	COPEL	São Jorge	2,30	2	1945	12.252	1,54
65	COPEL	Salto do Vau	0,84	1	1959	3.332	0,60
66	DME	UHE Pedro Affonso Junqueira (Antas I)	8,78	7	1911	43.780	4,73
67	DME	PCH Padre Carlos (Rolador)	7,80	3	2003	32.976	4,07
68	EMAE	Henry Borden	889,00	14	1926	1.315.970	127,70
69	EMAE	Porto Góes	24,80	3	1928	117.972	18,90
70	EMAE	Rasgão	22,00	2	1925	119.556	11,84
71	EMAE	Edgard Souza	11,00	1	1901	Usina desativada	-
72	EMAE	Isabel	2,64	2	1915	Usina desativada	-
73	BAESA	UHE Barra Grande	708,00	3	2005	4.074.925	380,60
74	ENERCAN	UHE Campos Novos	880,00	3	2007	5.254.271	377,90
75	FURNAS	Marimbondo	1.440,00	8	1975	7.631.117	726,00
76	FURNAS	Itumbiara	2.082,00	6	1980	7.670.879	1.015,00
77	FURNAS	Serra da Mesa	1.275,00	3	1998	5.735.068	671,00
78	FURNAS	Funil	216,00	3	1969	1.152.060	121,00
79	FURNAS	Porto Colômbia	320,00	4	1973	2.005.059	185,00
80	FURNAS	Furnas	1.216,00	8	1963	5.861.899	598,00
81	FURNAS	Luiz Carlos B. Carvalho	1.050,00	6	1969	4.443.108	495,00
82	FURNAS	Mascarenhas de Moraes	476,00	10	1956	3.055.386	295,00
83	FURNAS	Corumbá	375,00	3	1997	2.001.827	209,00
84	FURNAS	Manso	212,00	4	2000	695.477	92,00
85	ELETRONORTE	Tucuruí	8.370,00	25	1984	41.022.761	3.140,00
86	ELETRONORTE	Samuel	216,75	5	1989	636.384	-
87	ELETRONORTE	Curua Uma	30,30	3	1977	224.302	24,00
88	ELETRONORTE	Coaracy Nunes	78,00	3	1975	557.801	63,68