



Felipe Klein Soares

**Análise de viabilidade econômico-financeira de
uma usina hidrelétrica reversível no Brasil**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção do Departamento de Engenharia Industrial da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Bruno Fânzeres dos Santos

Rio de Janeiro
Abril de 2019



Felipe Klein Soares

**Análise de viabilidade econômico-financeira de
uma usina hidrelétrica reversível no Brasil**

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-
graduação em Engenharia de Produção da PUC-Rio.
Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo.

Prof. Bruno Fânzeres dos Santos

Orientador

Departamento de Engenharia Industrial - PUC-Rio

Prof. Fabio Rodrigo Siqueira Batista

Departamento de Engenharia Industrial - PUC-Rio

Prof. Luiz Eduardo Teixeira Brandão

Departamento de Engenharia Industrial – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 30 de abril de 2019

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Felipe Klein Soares

Graduou-se em Engenharia de Produção na PUC-Rio (Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro) em 2010. É analista de pesquisa energética na EPE – Empresa de Pesquisa Energética desde 2015, atuando atualmente na elaboração do Balanço Energético Nacional.

Ficha Catalográfica

Soares, Felipe Klein

Análise de viabilidade econômico-financeira de uma usina hidrelétrica reversível no Brasil / Felipe Klein Soares ; orientador: Bruno Fânzeres dos Santos. – 2019.
102 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Industrial, 2019.
Inclui bibliografia

1. Engenharia Industrial – Teses. 2. Usinas hidrelétricas reversíveis. 3. Análise econômico-financeira. 4. Armazenamento de energia. 5. Maximização do lucro. I. Santos, Bruno Fânzeres dos. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Industrial. III. Título.

CDD: 658.5

Agradecimentos

Ao meu orientador Professor Bruno Fânzeres dos Santos pelo estímulo, ensinamentos e parceria para a realização deste trabalho.

Aos meus pais, Luiz e Geny, pela educação, atenção e carinho de todas as horas.

Ao meu irmão Gustavo, pelo companheirismo de toda a vida.

À minha namorada Gabi por todo o apoio, paciência, compreensão e companheirismo.

Aos meus colegas da PUC-Rio.

Aos professores que participaram da Comissão examinadora.

A todos os professores e funcionários do Departamento pelos ensinamentos e pela ajuda.

À EPE por fornecer condições e estímulo para conclusão do mestrado.

A todos os amigos e colegas da EPE que de uma forma ou de outra me estimularam ou me ajudaram.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Resumo

Soares, Felipe Klein; dos Santos, Bruno Fânzeres. **Análise de viabilidade econômico-financeira de uma usina hidrelétrica reversível no Brasil**. Rio de Janeiro, 2019. 102p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Um das principais características do Sistema Elétrico Brasileiro é a alta penetração de renováveis, principalmente da energia hidráulica, e com destaque para a expansão das fontes solar e eólica. No entanto, estas duas últimas têm como particularidades a inerente variabilidade e imprevisibilidade, mesmo no curto prazo. Para lidar com este problema, usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) vem sendo consideradas com uma boa complementação às fontes intermitentes devido a sua capacidade de armazenamento de energia em períodos de baixa demanda. No Brasil, ainda não há UHRs em operação comercial, e este trabalho analisará a viabilidade econômico-financeira de sua implantação no país. Adicionalmente, será estudada a contratação ótima, sob o ponto de vista da UHR, em dois mercados, um de longo prazo e outro de curto prazo com preços de liquidação de diferenças (PLD) horários.

Palavras chave

Usinas hidrelétricas reversíveis; análise econômico-financeira; armazenamento de energia; maximização do lucro.

Abstract

Soares, Felipe Klein; dos Santos, Bruno Fânzeres (Advisor). **Economic viability analysis of a reversible hydroelectric power plant in Brazil**. Rio de Janeiro, 2019. 102p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

One of the main characteristics of the Brazilian Electrical System is the high penetration of renewable energy, mainly hydroelectric power, and especially the expansion of solar and wind power sources. However, these last two sources have as their main characteristics the inherent variability and unpredictability, even in the short term. To deal with this issue, pumped-storage hydropower plants (UHR) are being considered as a good complementation to these intermittent sources, due to their energy storage capacity in low demand periods. In Brazil, there are still no UHRs in commercial operation, and this work will analyze the economic and financial viability of their implementation in the country. In addition, the optimal hiring, from the UHR's point of view, will be studied in two markets: long-term and short-term with hourly settlement prices (PLD).

Keywords

Reversible hydroelectric power plants; economic viability; energy storage; profit maximization.

Sumário

1. Introdução	13
1.1. Organização da dissertação	14
2. Sistema Elétrico Brasileiro	16
2.1. Breve Histórico	16
2.2. Leilões de Energia	21
2.3. Operacionalização e etapas de um Leilão de Energia Nova A-6	25
2.4. Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro	28
2.5. Preço de Liquidação das Diferenças - PLD	30
3. Usinas Hidrelétricas Reversíveis	33
3.1. Breve Histórico	33
3.2. Custos de implantação e operação	35
4. Receita da UHR	38
4.1. Ambiente de Contratação Regulado (ACR)	38
4.2. Ambiente de Contratação Livre (ACL)	40
4.3. Mercado <i>spot</i> de Eletricidade	41
4.4. Modelo de Otimização da Receita da UHR	42
5. Aplicação em um estudo de caso e resultados	48
5.1. Mercado de Curto Prazo (<i>Spot</i>)	49
5.1.1. Parâmetros: $\eta = 0.95$, $R_{pu}=R_{pd}= 70$ MWh (caso base)	49
5.1.2. Parâmetros: $\eta = 0.95$, $R_{pu}=R_{pd}= 20$ MW	50
5.1.3. Parâmetros: $\eta = 1$, $R_{pu}=R_{pd}= 70$ MWh	52
5.1.4. Parâmetros: $\eta = 1$, $R_{pu}=R_{pd}= 20$ MWh	53
5.2. Ambiente de Contratação Livre (<i>spot</i> + contrato)	54
5.2.1. Sem ágio no preço do contrato	55
5.2.2. Ágio de 10% no preço do contrato	58
5.2.3. Deságio de 10% no preço do contrato	64
5.3. Ambiente de Contratação Regulado (ACR)	70

5.3.1. Estudo de caso	71
6. Análise de viabilidade financeira	77
6.1. Financiamento	77
6.1.1. Papel do BNDES	78
6.2. Fluxo de Caixa	79
6.2.1. Análise de sensibilidade	86
7. Conclusões	88
8. Referências bibliográficas	89

Índice de Figuras

Figura 1 - Sistematização do Leilão de Energia Nova A-6 de 2018	26
Figura 2 - Esquema Geral do Cálculo do PLD.	31
Figura 3 - Comparação entre os investimentos de existentes e futuras UHRs na Europa, até 2020	36
Figura 4 - Esquema típico de uma UHR	37

Índice de tabelas

Tabela 1 - Histórico do Setor Elétrico Brasileiro.	20
Tabela 2 - Exemplo de resultado do 28º LEN para um empreendimento hidrelétrico	27
Tabela 3 - Preços negociados nos contratos a cada mês "m", no ACL	55
Tabela 4 - Quantidade vendida pela UHR no ACL, em MWmed	55
Tabela 5 - Receita média diária da UHR (sem ágio)	57
Tabela 6 - Receita média diária da Usina com geração afluyente (sem ágio)	57
Tabela 7 - Preços negociados nos contratos a cada mês "m", no ACL	58
Tabela 8 - Quantidade vendida pela UHR no ACL, em MWmed	58
Tabela 9 - Receita média diária da UHR (ágio de 10%)	60
Tabela 10 - Receita média diária da Usina com geração afluyente (ágio 10%)	61
Tabela 11 - Preços negociados nos contratos a cada mês "m", no ACL	64
Tabela 12 - Quantidade vendida pela UHR em contrato no ACL, em MWmed	65
Tabela 13 - Receita média diária da UHR (deságio de 10%)	66
Tabela 14 - Receita média diária da Usina com geração afluyente (deságio 10%)	66
Tabela 15 - Disposição a contratar no ACR, em MWmed	71
Tabela 16 - 28º Leilão de Energia Nova A-6, realizado em 31/08/2018	72
Tabela 17 - 26º Leilão de Energia Nova A-6, realizado em 20/12/2018	72
Tabela 18 – Quantidade, em MWmed, destinada pela UHR ao ACL, com operação no ACR	73
Tabela 19 – Receita média diária da UHR no ACR	73
Tabela 20 - Receita média diária da Usina com Geração Afluyente no ACR	73
Tabela 21 - Quantidade de energia alocada para vendas no ACL, em MWmed (operação no ACR e ACL x operação só no ACL)	75
Tabela 22 – Receita média diária da UHR (operação no ACR e ACL x operação só no ACL)	75

Tabela 23 - Taxas de Custo de Capital Próprio.	81
Tabela 24 - Premissas tributárias.	82
Tabela 25 - Estrutura do Fluxo de caixa do empreendimento.	83
Tabela 26 - Fluxo de Caixa do Empreendedor (caso base)	84
Tabela 27 - Resultado do 28º LEN A-6 para empreendimentos hidrelétricos.	86

Índice de gráficos

Gráfico 1 - PLD horário entre abril/18 e março/19	32
Gráfico 2 - Ger.ótima x Ger.afluente x d x PLD (06/06/2018)	50
Gráfico 3 - Ger.ótima x Ger.afluente x d x PLD (20/06/2018)	50
Gráfico 4 - Ger.ótima x Ger.afluente x d x PLD (06/06/2018)	51
Gráfico 5 - Ger.ótima x Ger.afluente x d x PLD (20/06/2018)	51
Gráfico 6 - Ger.ótima x Ger.afluente x d x PLD (06/06/2018)	52
Gráfico 7 - Ger.ótima x Ger.afluente x d x PLD (20/06/2018)	53
Gráfico 8 - Ger.ótima x Ger.afluente x d x PLD (06/06/2018)	54
Gráfico 9 - Ger.ótima x Ger.afluente x d x PLD (20/06/2018)	54
Gráfico 10 - Quantidade vendida pela UHR no ACL, MWmed, para todos os valores de λ	56
Gráfico 11 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluente	57
Gráfico 12 - Quantidade vendida pela UHR no ACL, em MWmed	59
Gráfico 13 - Exposição da UHR aos PLDs elevados ($\lambda = 0,75$)	60
Gráfico 14 - Receita da UHR (com ágio de 10%)	60
Gráfico 15 - Receita da usina com geração afluente (ágio de 10%)	61
Gráfico 16 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluente para $\lambda = 0,10$	62
Gráfico 17 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluente para $\lambda = 0,25$	62
Gráfico 18 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluente para $\lambda = 0,50$	63
Gráfico 19 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluente para $\lambda = 0,75$	63
Gráfico 20 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluente para $\lambda = 0,90$	64
Gráfico 21 - quantidade vendida pela UHR em contrato no ACL, em MWmed	65
Gráfico 22 - Receita média da UHR (com deságio de 10%)	66

Gráfico 23 - receita média diária da Usina com geração afluyente (deságio 10%)	67
Gráfico 24 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluyente para $\lambda = 0,10$	67
Gráfico 25 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluyente para $\lambda = 0,25$	68
Gráfico 26 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluyente para $\lambda = 0,50$	68
Gráfico 27 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluyente para $\lambda = 0,75$	69
Gráfico 28 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluyente para $\lambda = 0,90$	69
Gráfico 29 - Curva de disposição a contratar no ACR	70
Gráfico 30 - Comparação entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluyente para $\lambda = 0,25$, no ACR	74
Gráfico 31 - Receita média diária da UHR (operação no ACR x operação só no ACL)	75
Gráfico 32 - Projetos Hidrelétricos Aprovados no BNDES em 2004 e 2011	78
Gráfico 33 - Preço do LEN x TIR para $\lambda = 0,25$ (caso base)	85
Gráfico 34 - TIR x preço LEN A-6 para diversos custos de construção	87

1. Introdução

As usinas hidrelétricas com grandes reservatórios são a principal fonte de produção de energia elétrica no Brasil (EPE, 2018). Contudo, nos últimos anos, diversos desafios têm sido impostos à continuidade da expansão desta fonte, em particular, o aumento de restrições socioambientais para construção de grandes reservatórios. Aliado a isso, o encarecimento e aversão ao uso de combustíveis fósseis para produção de energia elétrica acelerou significativamente o desenvolvimento e a penetração de fontes renováveis ditas não convencionais (ex: eólicas e solares) na matriz brasileira. No entanto, a produção destas fontes é baseada em recursos naturais, que possuem como característica fundamental a forte intermitência e imprevisibilidade. Tal fato constitui um enorme risco à operação das redes de distribuição de eletricidade, nas quais a geração deve acompanhar a demanda por energia continuamente. Como consequência, o uso e a integração das diversas fontes renováveis não convencionais configuram um importante desafio para a operação dos sistemas de geração de energia elétrica. Mais especificamente, como assegurar o contínuo atendimento à demanda de maneira segura, com as dificuldades operacionais derivadas da redução da capacidade de regularização dos reservatórios hidrelétricos e a imprevisibilidade das fontes alternativas de geração não controlável, como a das fontes renováveis não convencionais.

Neste contexto surge como alternativa a implementação das Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs) (YANG; JACKSON, 2011). De maneira geral, em sistemas elétricos com grande capacidade instalada de geração eólica, usinas hidrelétricas a fio d'água (Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs e Centrais Geradoras de Hidroeletricidade - CGHs) e usinas nucleares, as UHRs são alternativas economicamente eficientes para uma melhor regularização da operação do sistema, agindo como uma carga na forma de bateria, armazenando energia (ZUCULIN; PINTO; BARBOSA, 2014). Mais precisamente, usinas hidrelétricas reversíveis são inerentes a sistemas elétricos que combinam fontes de energia renováveis como a eólica e a solar, pois podem compensar intermitências, nivelando continuamente as flutuações características dessas fontes. Esta estocagem de energia é realizada através de um bombeamento de água de um reservatório inferior para outro superior durante períodos de baixa demanda e preços baixos. Quando a demanda por eletricidade e/ou os preços estão altos, a água é liberada para ser turbinada e gerar eletricidade.

Diante deste cenário, um grande desafio do Sistema Elétrico Brasileiro para garantir a inserção das UHRs no Sistema Interligado Nacional é garantir a viabilidade financeira destas usinas. Este trabalho fará uma análise econômico-financeira da implantação de uma usina hidrelétrica reversível no Brasil, levando em consideração a contratação ótima de uma usina deste tipo em um contexto com um mercado de curto (horário) e longo (anos) prazos. Será desenvolvido um modelo de otimização para identificar a estratégia ótima de contratação de uma UHR, que venderá parte de sua garantia física no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), através de um Leilão de Energia Nova A-6, com o restante sendo negociado no mercado de curto prazo com liquidação horária (através de um contrato livremente negociado com um agente consumidor e/ou com *self-scheduling* horário, com contratação mensal), seguindo as novas perspectivas comerciais para o sistema elétrico brasileiro. A metodologia proposta buscará identificar a estratégia ótima de comercialização de curto e longo prazos que maximiza a receita de uma UHR, levando em consideração os aspectos inerentes ao mercado brasileiro. Com estes resultados e com os fluxos de investimento (saídas de capital) para a construção da usina, será realizada uma análise de viabilidade econômico-financeira, sob o ponto de vista de um empreendedor, do projeto de construção e operação de uma usina hidrelétrica reversível no Sistema Elétrico Brasileiro.

A maior contribuição deste trabalho para o estado da arte está no fato de fornecer um olhar característico do Sistema Elétrico Brasileiro e suas novas perspectivas comerciais, com adoção do PLD horário, para a formulação de um modelo de receita de uma usina hidrelétrica reversível, inexistente no país. Para alcançar este objetivo, a pesquisa se sustentou em formulação que considera a otimização conjunta de uma UHR com usinas de geração intermitentes, com base em GARCIA-GONZALEZ (2008), bem como em um modelo construído para otimização da estratégia ótima de contratação no mercado brasileiro, de um portfólio de geração renovável, levando em consideração todos os ambientes de contratação, similar a MAIER (2016).

1.1. Organização da dissertação

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

No capítulo 2, é apresentado um breve histórico do Sistema Elétrico Brasileiro, com objetivo de fornecer um melhor entendimento sobre o contexto no

qual o projeto de construção e operação de uma UHR está inserido. Além disso, é feita uma explicação sobre a formação do PLD no Brasil.

O capítulo 3 apresenta informações históricas sobre UHRs no mundo e no Brasil, bem como referências bibliográficas sobre os custos de construção de plantas deste tipo.

O capítulo 4 é iniciado com a explicação sobre a receita da UHR em cada tipo de mercado no Brasil (Ambiente de Contratação Regulado, Ambiente de Contratação Livre e Mercado de curto prazo), e termina com a construção do modelo de otimização da receita da UHR.

No capítulo 5, o modelo de otimização construído no capítulo anterior é utilizado para a elaboração de estudos de caso envolvendo a receita da UHR em cada tipo de mercado no Brasil. Estes estudos de caso utilizam dados reais do Sistema Elétrico Brasileiro, como o PLD horário calculado pela CCEE.

O capítulo 6 expõe uma análise de viabilidade econômico-financeira de uma usina hidrelétrica reversível no Brasil.

Por fim, no capítulo 7 são apresentadas as conclusões obtidas com a pesquisa desenvolvida. Neste ponto, há sugestão para desenvolvimento de futuros trabalhos no tema.

2. Sistema Elétrico Brasileiro

2.1. Breve Histórico

Ao longo da década de 1950, muitos estados do Brasil criaram companhias estatais de energia elétrica a partir da absorção de empresas privadas estrangeiras. Em 1957 o governo criou FURNAS Centrais Elétrica S.A. para atendimento à demanda do Sudeste do país e, em 1961, a Hidrelétrica do Vale do Paraíba. Na década de 1970, com o choque do petróleo, foi incentivada a geração de eletricidade através de energia hidráulica, em contraposição à eletricidade gerada por combustíveis fósseis. Neste período, foi iniciada a construção da usina de Itaipu, até hoje a maior hidrelétrica do país.

Até a década de 1990, o sistema elétrico brasileiro permaneceu composto majoritariamente por empresas públicas, que eram bastante verticalizadas, com a geração e transmissão controladas pelo governo federal e parte da distribuição de responsabilidade estadual (CASTRO, 2004). Este período se iniciou com suas empresas endividadas e com o Estado incapaz de realizar investimentos no setor. Tal fato desencadeou uma grande preocupação com uma possível falta de energia. É neste contexto, que as privatizações das empresas do setor se apresentam como uma possível solução para seus problemas financeiros, com o aporte de capital privado. Assim, em 1992 o governo Collor lança o Plano Nacional de Desestatização (PND), a ser iniciado pelo setor elétrico. Até 2002, empresas de distribuição responsáveis por mais de 84% da energia distribuída além de empresas geradoras responsáveis por cerca de 32% da potência instalada no país foram vendidas para a iniciativa privada (CASTRO, 2004). Entretanto, para que o sucesso das privatizações fosse alcançado, foi necessária a criação de regulamentações das atividades das empresas a respeito das tarifas, obrigações mínimas, entre outras. Então, ao longo da década de 1990, as bases legais para o novo modelo do setor elétrico foram sendo concebidas. Tais ações/leis merecem o devido destaque:

- Lei 8.631/93 (Lei Eliseu Resende) que estabeleceu, o fim da equalização tarifária no território nacional estabelecida pelo Decreto – Lei 1.383/74, a extinção da remuneração garantida e a obrigatoriedade do estabelecimento de contratos de suprimento entre geradoras e distribuidoras (AGUIAR FILHO, 2007).

- Lei 8.897/95, que tornou obrigatória a licitação para concessão de geração, transmissão e distribuição, e definiu os critérios a serem aplicados nas licitações e contratos de concessão (AGUIAR FILHO, 2007).
- Início do projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RESEB, cujas conclusões foram a necessidade de desverticalização das empresas de energia elétrica; incentivar a competição na geração e comercialização, e manter sob regulação do Estado os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais.
- Lei 9.074/95 liberou os grandes consumidores de energia elétrica do monopólio das concessionárias de distribuição, assegurando livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão a estes consumidores. Esta lei estabeleceu uma necessidade da criação de uma agência reguladora (AGUIAR FILHO, 2007).
- Criação da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) pela lei 9.427/96, que tinha as funções de regular, fiscalizar e solucionar conflitos entre agentes do setor elétrico.
- Lei 9.648/98, que se configurou como outro marco na reforma do setor elétrico brasileiro. A lei definiu que consumidores cuja demanda contratada fosse igual ou superior a 3 MW e que fossem atendidos com tensão igual ou superior a 69 kV seriam considerados consumidores livres, podendo negociar livremente os contratos de energia com as distribuidoras, não estando, portanto, obrigatoriamente sujeitos às tarifas aplicadas aos demais consumidores. A lei dispôs também que a comercialização de energia, tanto por meio de contratos bilaterais como a curto prazo (mercado *spot*), deveria ser realizada no âmbito do MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica). O preço do mercado *spot* deveria ser uma função do risco de déficit no sistema e sua capacidade de atendimento à demanda (AGUIAR FILHO, 2007).
- As comercializadoras são empresas que não possuem sistemas elétricos e que atuam na compra e venda de energia junto aos produtores e consumidores. Estes agentes buscam alinhar as necessidades dos consumidores com as dos produtores para que o contrato de fornecimento de energia elétrica atenda às necessidades de ambos os lados. Assim, as comercializadoras buscam encontrar preços de equilíbrio para as negociações. Também assumem o risco

de crédito do consumidor e o risco de performance do produtor. Além disso, oferecem liquidez ao mercado, incentivando a competição (ABRACEEL, 2018).

- Criação do ONS (Operador Nacional do Sistema), órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN (Sistema Interligado Nacional) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da ANEEL (ONS, 2018).

Em 2001, o Brasil vivenciou uma grave crise de abastecimento no setor elétrico. Um dos principais fatores para a crise foi que, entre os anos 1980 e 1990, o investimento em geração de energia elétrica não acompanhou o crescimento do consumo. Enquanto a taxa de crescimento da capacidade instalada passou de 4,8% ao ano para 3,3% ao ano, a taxa de crescimento do consumo passou de 5,9% ao ano para 4,1% ao ano, ou seja, manteve-se em um nível mais elevado. Como não houve racionamento de energia neste período, pode-se concluir que o sistema sofreu um esgotamento da capacidade excedente. Outros fatores, como o desgaste do modelo estatal, falha na transição do modelo estatal para o privado, falhas contratuais e falta de coordenação entre os órgãos governamentais também podem ter contribuído para a crise (PIRES; GIAMBIAGI; SALES; 2002).

Ainda, segundo Castro (2004), os preços do mercado *spot* nos anos anteriores à crise não refletiram a velocidade do esgotamento dos reservatórios hídricos brasileiros, pois estes variavam de acordo com a oferta de energia. Deste modo, esperava-se com isso que estes preços sinalizassem uma necessidade de investimento em geração de energia, o que não ocorreu. Em 2003, o governo federal recém empossado propôs uma nova reforma no modelo do mercado de energia elétrica brasileiro. A comercialização de energia elétrica passou a contar com dois ambientes de negociação a partir de 2004: o Ambiente de Contratação Regulada - ACR, com agentes de geração e de distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre - ACL, com geradores, distribuidores, comercializadores, importadores e exportadores, além dos consumidores livres e especiais.

Há ainda o mercado de curto prazo, também conhecido como mercado de diferenças, no qual se promove o ajuste entre os volumes contratados e os volumes medidos de energia. Esta configuração integra o modelo setorial vigente, implantado em 2004 e fruto de um aprimoramento originado em 1998, com o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - Projeto RE-SEB.

Com o objetivo de alcançar a modicidade tarifária, foram instituídos no modelo atual os leilões - que funcionam como instrumento de compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado. Os leilões são realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, por delegação da ANEEL, e utilizam o critério de menor preço, visando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada aos consumidores cativos.

O modelo em vigor exige a contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres; nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração; contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, bem como o monitoramento permanente da segurança de suprimento. Este modelo foi implantado por meio das Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

A Tabela 1 apresenta um resumo dos três momentos distintos do Sistema Elétrico Brasileiro: até 1995, de 1995 até 2003 e após 2004, conforme TOLMASQUIM (2011).

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (a partir de 2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase na privatização das empresas	Convivência entre Empresas estatais e privadas
Monopólios - competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização

Consumidores cativos	Consumidores livres e cativos	Consumidores livres e cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado livre	Convivência entre mercados livre e regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento indicativo subsidiado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras

Tabela 1 - Histórico do Setor Elétrico Brasileiro.

(Fonte: adaptado de TOLMASQUIM, 2011)

2.2. Leilões de Energia

Os leilões são a principal forma de contratação de energia no Brasil. Por meio desse mecanismo, concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) garantem o atendimento à totalidade de seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Quem realiza os leilões de energia elétrica é a CCEE, promovidos pela ANEEL (elabora os editais).

Quem habilita tecnicamente e cadastra os empreendimentos para o leilão é a EPE. Além disso a EPE define a metodologia da garantia física, obtém licença prévia para hidrelétricas e empreendimentos de transmissão. O critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores do certame, visando a eficiência na contratação de energia.

Hoje, há nove tipos de leilões:

- **Leilão de Energia Nova (LEN)**, foco deste trabalho;
 - O leilão de energia nova deve suprir o aumento de carga das distribuidoras. Neste caso são vendidas e contratadas energia de usinas que ainda serão construídas. Este leilão pode ser desde A-3 (usinas que entram em operação comercial em até três anos) e A-7 (em até sete anos). Atualmente, tem-se optado pela realização de leilões A-4 e A-6. Os leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração estão previstos nos parágrafos 5º ao 7º do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, com redação alterada conforme art. 18 da Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009, e nos arts. 19 a 23 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 (CCEE, 2019). Segundo a letra da Lei 10.848, novas plantas são *“empreendimentos de geração aqueles que até o início de processo público licitatório para a expansão e comercialização da oferta de energia elétrica não sejam detentores de outorga de concessão, permissão ou autorização ou sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo de capacidade”*.
 - O último LEN realizado foi o de 31/08/2018, no qual foram negociados contratos por quantidade, com prazo de suprimento

de 30 anos para empreendimentos hidrelétricos, e de 20 anos para fonte eólica. E por disponibilidade, com prazo de suprimento de 25 anos, para empreendimentos de geração a partir de termelétrica a biomassa, a carvão e a gás natural.

- O leilão A-6 de 2018 é o primeiro certame em que a fonte eólica foi contratada na modalidade por quantidade, em que os riscos são assumidos pelo gerador, em função da maturidade dessa fonte e de sua competitividade. Outra definição da sistemática se refere à competição em um único produto dos empreendimentos termelétricos de diversas fontes.

- Leilão de Venda;

- O objetivo do leilão de venda realizado em 2002 foi tornar disponíveis, aos agentes distribuidores e comercializadores, os lotes de energia ofertados por empresas geradoras federais, estaduais e privadas, assegurando-se igualdade de acesso aos interessados. O MAE, antecessor da CCEE, responsável pela implementação e pela execução de todo o processo, desenvolveu uma sistemática própria para esse leilão, utilizando sistema do Banco do Brasil para que os interessados pudessem comprar e vender energia por meio eletrônico, via internet, de forma clara, eficaz e segura. O leilão público atendeu ao disposto no artigo 27 da Lei n.º 10.438/2002 (CCEE, 2019).

- Leilão de Fontes Alternativas;

- O leilão de fontes alternativas foi instituído com o objetivo de atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação de fontes renováveis – eólica, biomassa e energia proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) – na matriz energética brasileira. O leilão de fontes alternativas foi regulamentado por meio do Decreto nº 6.048, de 27 de fevereiro de 2007, o qual altera a redação do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 (CCEE, 2019).

- Leilão de Excedentes;
 - O leilão de excedentes foi realizado pelo MAE em 2003, e teve como objetivo a venda dos excedentes de energia elétrica das concessionárias e autorizadas de geração decorrentes da liberação dos contratos iniciais, bem como os montantes estabelecidos nas Resoluções ANEEL nº 267, 450 e 451, todas de 1998, compreendidos como energia de geração própria. Somente os consumidores que atenderam aos critérios definidos nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995, e cujo atendimento não gerasse custos adicionais provenientes de reforços, ampliações ou adequações nos sistemas de distribuição e transmissão, puderam comprar a energia ofertada nesse leilão (CCEE, 2019).
- Leilão Estruturante;
 - Leilões estruturantes destinam-se à compra de energia proveniente de projetos de geração indicados por resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e aprovados pelo presidente da República. Tais leilões se referem a empreendimentos que tenham prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e o interesse público. Buscam assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do sistema elétrico, bem como garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos. A previsão para realização destes leilões é dada pelo inciso IV do § 1º do art. 19 do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, com redação dada pelo Decreto nº 6.210, de 18/09/2007, e estão de acordo com a atribuição do CNPE prevista no inciso VI do art. 2º da Lei nº 9.478, de 06/08/1997, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004 (CCEE, 2019).
- Leilão de Energia de Reserva;
 - A contratação da energia de reserva foi criada para elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para esta finalidade seja de novos

empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes. A energia de reserva é contabilizada e liquidada no mercado de curto prazo operado pela CCEE. Sua contratação é viabilizada por meio dos leilões de energia de reserva, conforme §3º do art. 3º e no art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, os quais foram regulados pelo Decreto nº 6.353/2008. Esta espécie de “seguro” no suprimento de energia gerou o Encargo de Energia de Reserva (EER), destinado a cobrir os custos decorrentes da contratação da energia de reserva – incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários. Esses custos são rateados entre todos os usuários da energia de reserva. A Resolução Normativa nº 337/2008 define quem são os usuários de energia de reserva: agentes de distribuição, consumidores livres, consumidores especiais, autoprodutores (na parcela da energia adquirida), agentes de geração com perfil de consumo e agentes de exportação participantes da CCEE (CCEE, 2019).

- Leilão de Energia Existente;
 - O leilão de energia existente foi criado para contratar energia gerada por usinas já construídas e que estejam em operação, cujos investimentos já foram amortizados e, portanto, possuem um custo mais baixo. Estes leilões são usualmente conhecidos como leilões do tipo “A-1”, o que significa que o leilão ocorre no ano anterior da entrega física da eletricidade, que deverá, por sua vez, ser inicialmente fornecida sempre a partir do primeiro dia do ano contratado. Os leilões de energia elétrica de empreendimentos existentes estão previstos no artigo 19 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, com redações modificadas conforme o Decreto nº 5.271, de 16 de novembro de 2004, e o Decreto nº 5.499, de 25 de julho de 2005 (CCEE, 2019).
- Leilão de Compra;
 - Os leilões de compra foram realizados nos anos 2003 e 2004. Sua implantação ocorreu em virtude da Lei nº 9.648/1998, que estabeleceu a liberação do volume de energia vinculado aos

contratos iniciais à proporção de 25% ao ano, considerando o montante contratado em 2002. Distribuidores e comercializadores puderam, então, comprar energia dos geradores, produtores independentes e comercializadores/distribuidores que possuíam sobras contratuais. O leilão de compra possibilitou a criação de um mecanismo competitivo para a venda de lotes de energia por esses agentes (CCEE, 2019).

- Leilão de Ajuste.
 - Os leilões de ajuste objetivam a adequar a contratação de energia pelas distribuidoras, tratando eventuais diferenças entre as previsões feitas distribuidoras em leilões anteriores e o comportamento de seu mercado. Como resultado desse leilão, são firmados contratos de curta duração (de três meses a dois anos). Os leilões de ajuste estão previstos no artigo 26 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. A Resolução Normativa ANEEL nº 411/2010 aprova o modelo de edital dos Leilões de Ajuste e delega a sua realização à CCEE (CCEE, 2019).

2.3. Operacionalização e etapas de um Leilão de Energia Nova A-6

A cada Leilão de Energia, o Ministério de Minas e Energia (MME) publica, no Diário Oficial da União (DOU), uma portaria que estabelece a sistemática para realização do certame. O último Leilão de Energia Nova, “A-6” de 2018 será utilizado como exemplo para entendimento do funcionamento e etapas do LEN.

Neste certame foram negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de suprimento em 1º de janeiro de 2024, e foram definidos três produtos: dois na modalidade por quantidade de energia elétrica para empreendimentos de geração oriundos de fonte hidrelétricas com prazo de suprimento de trinta anos e de fonte eólica com prazo de suprimento de vinte anos, e outro na modalidade por disponibilidade de energia elétrica para empreendimentos de geração oriundos de fonte termelétrica à biomassa, carvão e gás natural com prazo de suprimento de vinte e cinco anos.

A sistemática do Leilão de Energia Nova A-6 de 2018 prevê sua realização em duas fases. A primeira fase, exclusiva para UHE cuja potência seja superior a 50 MW, é composta por uma etapa inicial de envelope fechado, por uma etapa contínua e por uma etapa discriminatória de envelope fechado. A demanda residual da primeira fase define a demanda a ser contratada na segunda fase.

A segunda fase do Leilão de energia Nova A-6 de 2018, é composta por três etapas: uma inicial, em que os vendedores poderão ofertar um único lance de quantidade e preço, associado a cada empreendimento para cada um dos três produtos. A segunda etapa de submissão de lances contínuos, cujo critério de seleção é por menor preço, com três produtos distintos: hidrelétrica, eólica e termelétrica. A terceira etapa, de ratificação, para possibilitar ao vendedor confirmar a contratação parcial do empreendimento marginal, por produto.

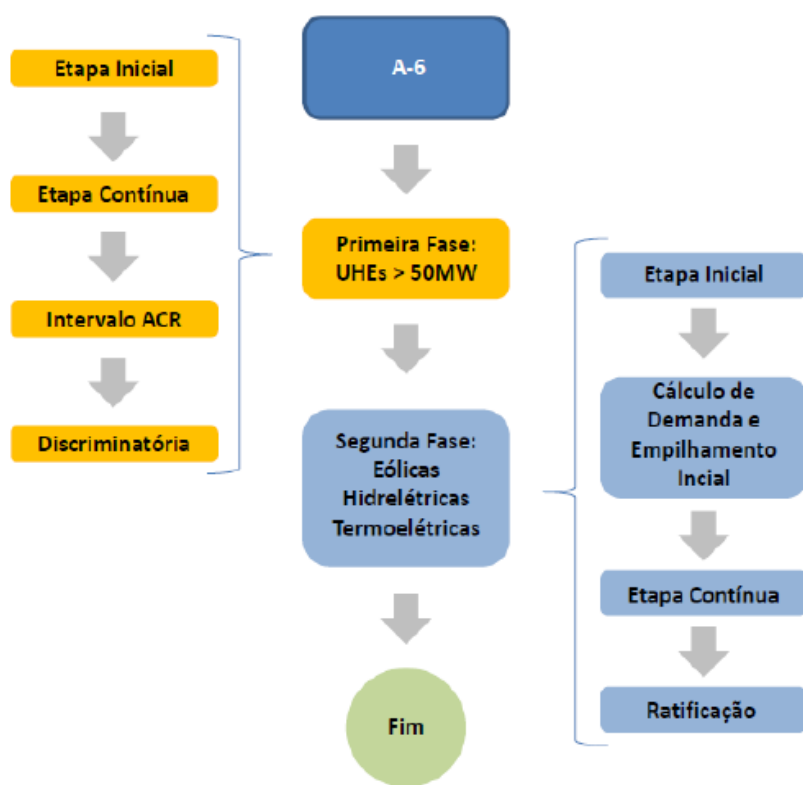


Figura 1 - Sistematização do Leilão de Energia Nova A-6 de 2018

(Fonte: CCEE, 2018)

Exemplo de Resultado do 28º Leilão de Energia Nova

Produto Quantidade Hidrelétrica - QTDH-30-2024				
Empreendimento	Comprador	Contratado (MWh)	Contratado (MW médios)	Negociado (%)
ALTO GUAPORE 2	CELESC DIST	100.464,294	0,382	7,64010%
	CELG	71.760,222	0,273	5,45722%
	CELPE	133.400,412	0,507	10,14483%
	CEMIG DISTRIB	216.721,984	0,824	16,48126%
	CERON	281.704,858	1,071	21,42307%
	COELBA	65.933,536	0,251	5,01411%
	COELCE	41.400,134	0,157	3,14839%
	COPEL DISTRIB	61.333,516	0,233	4,66429%
	COSERN	30.666,762	0,117	2,33214%
	CPFL PAULISTA	38.793,450	0,148	2,95016%
	ELFSM	4.600,020	0,017	0,34982%
	ENERGISA BO	6.593,356	0,025	0,50141%
	ENERGISA MG	10.426,698	0,040	0,79293%
	ENERGISA MS	44.313,462	0,168	3,36995%
	ENERGISA MT	45.386,806	0,173	3,45157%
	ENERGISA PB	72.680,214	0,276	5,52718%
	ENERGISA SE	39.100,124	0,149	2,97348%
	ENERGISA SUL-SUDESTE	42.320,126	0,161	3,21836%
	ENERGISA TO	7.360,026	0,028	0,55971%
	TOTAL:	1.314.960,000	5,000	100,00000%

Tabela 2 - Exemplo de resultado do 28º LEN para um empreendimento hidrelétrico

(Fonte: CCEE, 2018)

2.4. Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

Os principais órgãos governamentais do setor elétrico brasileiro são o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o Ministério de Minas e Energia (MME), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), a ANEEL, o ONS e a CCEE.

O CNPE é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República que tem como principais atribuições a formulação de políticas e diretrizes de energia que assegurem o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do país, incluindo as mais remotas e de acesso. O CNPE é também responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, por estabelecer diretrizes para programas específicos – como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear – e por estabelecer diretrizes para a importação e a exportação de petróleo e gás natural.

O MME é o órgão do governo federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e a implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE. O MME é também responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, por monitorar a segurança do suprimento do setor elétrico brasileiro e por definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

A EPE é uma instituição vinculada ao Ministério de Minas e Energia cuja finalidade é a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Entre suas principais atribuições estão a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira; a execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos; o desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos; a realização de análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas; e a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica. A EPE foi instituída pela Lei nº 10.847/2004, e teve sua criação regulamentada pelo Decreto nº 5.184/2004.

O CMSE é um órgão sob coordenação direta do Ministério de Minas e Energia - MME, criado com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional. Suas principais atribuições incluem: acompanhamento do desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliação das condições de abastecimento e de atendimento; realização periódica de análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificação de dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor; e elaboração de propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

A ANEEL tem as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Zelar pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria, também é sua responsabilidade. As alterações promovidas em 2004 pelo atual modelo do setor estabeleceram como responsabilidade desta agência, direta ou indiretamente, a promoção de licitações na modalidade de leilão para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN. Desde então, a ANEEL tem delegado a operacionalização desses leilões à CCEE. A ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.427/96 e teve sua constituição normatizada pelo Decreto nº 2.335/97.

O ONS é a instituição responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional - SIN e por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil. O ONS tem como objetivos principais o atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema. Outra responsabilidade da instituição é a definição das condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país. Foi criado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e regulamentado pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, com as alterações do Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004.

A CCEE, constituída em 2004 como associação civil sem fins lucrativos, sucede a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – Asmae (1999) e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (2000). A CCEE atua desde a medição da energia gerada e efetivamente consumida até a liquidação financeira dos contratos de compra e de venda no mercado de curto

prazo. Também promove os leilões de energia, sob delegação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Desta forma, a existência do mercado brasileiro de energia elétrica, com garantia de fornecimento universal e modicidade tarifária e de preços, não seria possível sem a CCEE.

2.5. Preço de Liquidação das Diferenças - PLD

Uma das principais atribuições da CCEE é realizar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no Sistema Interligado Nacional – SIN, bem como promover a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo. Para a valoração dos montantes liquidados no Mercado de Curto Prazo é utilizado o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, apurado pela CCEE, por submercado, semanalmente e por patamar de carga.

Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são aplicados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

A utilização máxima da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível (considera-se o custo da água igual a zero). No entanto, esse argumento resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por outro lado, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, desta forma, elevar os custos de operação.

Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, a cadeia de modelos obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo as gerações hidráulica e térmica ótimas para cada submercado. Como resultado desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado. O CMO representa o custo para se produzir o próximo MWh necessário ao sistema elétrico e são obtidos através dos modelos NEWAVE e DECOMP.

Atualmente, o PLD é calculado semanalmente para cada patamar de carga com base no CMO, considerando-se os limites máximo e mínimo definidos anualmente pela ANEEL, para cada submercado. Não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado e as usinas em testes, de forma que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo e que, conseqüentemente, o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões. No cálculo do preço são consideradas apenas as restrições de transmissão de energia entre os submercados (limites de intercâmbios).

O cálculo do preço baseia-se no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado (CCEE,2019).

O cálculo do PLD semanal é explicitado através da seguinte expressão:

$$\pi_{sm,c,w} = \min(\max(CMO_{sm,c,w} ; \pi_{MIN_{f^{PLD}}}), \pi_{MAX_{f^{PLD}}}) \quad (1)$$

Onde:

$\pi_{sm,c,w}$ = Preço de Liquidação de Diferenças determinado por submercado “sm”, patamar de carga “c” e semana “w”;

$CMO_{sm,c,w}$ = Custo Marginal de Operação Sem Restrição Ex-Ante determinado por submercado “sm”, patamar de carga “c” e semana “w”;

$\pi_{MIN_{f^{PLD}}}$ = o valor mínimo que o PLD pode assumir para um determinado ano “f^{PLD}”, compreendido entre a primeira e a última semana operativa de preços;

$\pi_{MAX_{f^{PLD}}}$ = o valor máximo que o PLD pode assumir para um determinado ano “f^{PLD}”, compreendido entre a primeira e a última semana operativa de preços.

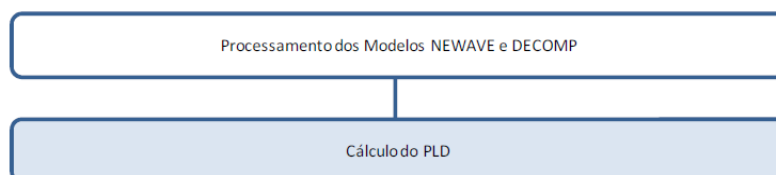


Figura 2 - Esquema Geral do Cálculo do PLD.

(Fonte: CCEE, 2019)

Segundo cronograma da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), a partir

de janeiro de 2020, o PLD será calculado em base horária. No período de abril de 2018 até a efetiva implementação do preço horário, paralelamente ao cálculo oficial do PLD em base semanal, a CCEE também realizará a "Operação Sombra" e disponibilizará o PLD horário em seu site eletrônico.

Esta ação tem como principal meta antecipar os eventuais impactos da adoção do preço horário, sendo este preço calculado ex-ante (com base em informações previstas) e pelo modelo DESSEM, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel. O objetivo do modelo é minimizar o custo total de operação por meio da resolução de problemas de otimização. Em outras palavras, o DESSEM pode diminuir o uso de geração térmica e operar o sistema de maneira mais eficiente, contribuindo para a redução dos custos operativos e dos riscos de déficit.

A notação para representação do PLD horário neste trabalho será: $\pi_{m,h,k}$, que denotará preço *spot* horário definido pela CCEE, em R\$/MWh, no mês “m”, hora “h”, dia “k”. O gráfico a seguir apresenta o comportamento do PLD horário, entre abril de 2018 e março de 2019.

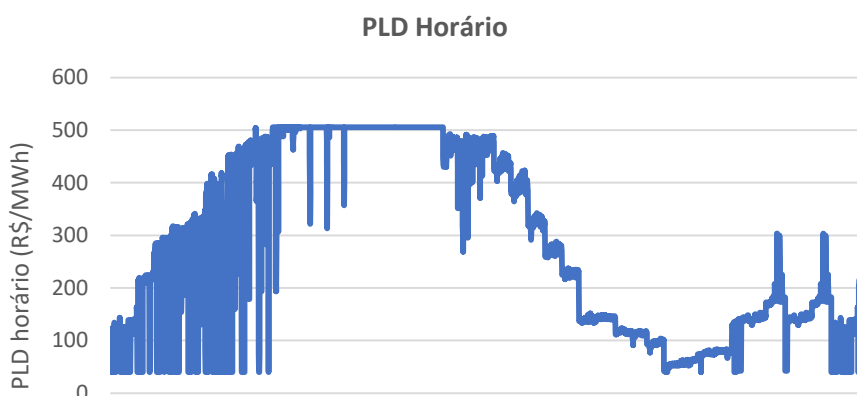


Gráfico 1 - PLD horário entre abril/18 e março/19

(Fonte: elaboração própria a partir de dados coletados na CCEE)

3. Usinas Hidrelétricas Reversíveis

3.1. Breve Histórico

As primeiras usinas hidrelétricas com capacidade de armazenamento e bombeamento foram construídas na Suíça. O primeiro empreendimento reversível conhecido foi em Zurique, que operou como usina hidromecânica até 1891 para atendimento às indústrias locais (REHMAN; AL-HADHRAMI; ALAM, 2015). Já o primeiro uso documentado de uma UHR para geração de eletricidade foi na planta de Ruppoldingen, na Suíça, no rio Aare em 1904 (HARTEY e SCOTT, 1993; MWH, 2009). Em 1929, a usina hidrelétrica Rocky River, a primeira reversível nos Estados Unidos, foi construída no estado de Connecticut (MWH, 2009).

Os conjuntos bomba-motor e turbina-gerador dessas usinas operavam separadamente, sendo instalados como unidades individuais. Outras usinas mais antigas utilizavam, montadas sobre um único eixo, um conjunto gerador-motor e uma bomba e turbina. Esta configuração proporcionava uma alta eficiência de ciclo, já que os componentes (bomba e turbina) podiam funcionar independentemente com eficiência máxima. No entanto, este arranjo possuía um custo muito elevado, quando comparado ao custo total da usina, devido a necessidade de uma grande casa de máquinas para acomodar os equipamentos, que também tinham gastos elevados de funcionamento. (MWH, 2009).

O ano de 1937 representou um importante avanço tecnológico para as usinas hidrelétricas reversíveis uma vez que foi desenvolvida a primeira turbina-bomba de grande porte pela empresa Voith (VOITH, 2018). As turbinas-bombas, quando são acionadas pela força da água, funcionam como turbinas para gerar energia elétrica e, quando acionadas por um motor, giram no sentido contrário ao da geração para bombear água para o reservatório superior da UHR. Já a partir dos anos 1940, as UHRs ganharam em eficiência ao utilizar turbinas-bombas do tipo Francis em suas instalações.

Nas primeiras décadas do século XX, as UHRs operavam bombeando água do reservatório inferior para o superior durante o período de baixa demanda (noite) e a liberavam para gerar energia durante o pico de demanda, de dia. Neste tipo de operação, o tempo necessário para inverter a operação não é muito relevante (BONNEVILLE, 2010; PINHEIRO, 2016). Já na década de 1970, entraram em operação UHRs com sistema constituído por uma turbina, uma

bomba e um motor-gerador ternário. Este sistema é conhecido como sistema ternário. O que gera um relevante valor comercial à operação da UHR é o fato de o sentido de rotação do motor-gerador poder ser o mesmo tanto para o bombeamento quanto para a geração, permitindo transições mais rápidas entre os modos de operação (VOITH HYDRO, 2013; PINHEIRO, 2016).

A tecnologia com velocidade ajustável é a mais recente em respeito às UHRs, conferindo maior eficiência às suas operações. Isso ocorre pois o rendimento de uma turbina convencional depende de sua velocidade de rotação, que é desenhada para operar na sua máxima eficiência para uma determinada velocidade, a velocidade síncrona. Como esta velocidade depende do desnível de água da usina, a performance da turbina é influenciada diretamente pela variação deste desnível, já que a turbina não consegue girar na velocidade síncrona durante toda a variação do desnível de água. Já as modernas turbinas com velocidade ajustável conseguem girar sempre na velocidade correspondente ao desnível disponível. Assim, operam sempre na sua máxima eficiência. (GAUTAM et al, 2012). A primeira UHR a funcionar com este sistema foi a usina de Yagizawa, no Japão. A construção da usina se iniciou no final dos anos 1980, sendo comissionada em 1990 (FURUYA et al., 1993).

No Brasil, o conceito das UHRs foi deixado de lado na década de 1970. A riqueza de recursos hídricos permitiu dimensionar as usinas hidrelétricas e seus reservatórios de forma que as suas potências instaladas e volumes fossem suficientes para atender à demanda na ponta, segundo o Plano 2015 (Eletrobrás, 1994). Além disso, segundo o Plano Nacional de Energia 2030 (Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2007), a entrada em vigor das tarifas horo-sazonais contribuiu para reduzir essa demanda nos últimos 20 anos, pois criaram incentivos para que os consumidores de grande porte deslocassem ou reduzissem seu consumo do horário de ponta. O intercâmbio de eletricidade entre as diferentes regiões do país, possibilitado pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) também contribuiu para o atendimento a demanda de ponta, já que as interligações possibilitam o aproveitamento da diversidade hidrológica e de consumo entre os subsistemas do país.

Segundo o Plano Decenal de Energia 2027 (Empresa de Pesquisa Energética, 2018), o Sistema Interligado Nacional (SIN) disporá de 13.000 MW para complementação de capacidade instalada de geração. Isto representa aproximadamente um terço da expansão indicativa para o período. Esse montante será composto por usinas com tecnologias de armazenamento, como baterias, hidrelétricas reversíveis (UHR) e termelétricas flexíveis, que poderão operar

quando necessário, e, que aumentarão a capacidade do sistema nos momentos de maior necessidade, fazendo uso dos excedentes nos momentos de menor demanda. Por consequência, as UHRs terão um baixo fator de capacidade, operando para suprir a demanda em situações específicas. O PDE 2027 ainda relata que o ritmo de uso dessas tecnologias não pode ser detalhado com os modelos utilizados pelo planejamento da expansão atualmente, mas que é esperado o uso por poucas horas ao ano.

A NOTA TÉCNICA Nº 7/2018/AEREG/SE (MME, 2018), que é resultado da consulta pública CP 61/2018, cujo objeto foi a submissão ao escrutínio público os temas de contratação de reserva de capacidade e realização do "Leilão para Contratação de Potência associada à Energia de Reserva, denominado Leilão de Potência associada à Energia de Reserva - LPER, de 2019", teve uma série de posicionamentos contrários às propostas mencionadas para solução do problema do requisito de potência. Dentre estes, houve agentes que propuseram como alternativa a construção de usinas hidrelétricas reversíveis.

3.2. Custos de implantação e operação

Umas das principais marcas do Sistema Elétrico Brasileiro é a alta penetração de fontes renováveis, principalmente da energia hidráulica, e com destaque para a expansão das fontes solar e eólica. No entanto, estas duas últimas têm como particularidades a inerente variabilidade e imprevisibilidade, mesmo no curto prazo. Neste contexto, no qual a construção de novas usinas hidrelétricas com grandes reservatórios enfrenta barreiras ambientais e sociais, torna-se indispensável a obtenção de novas soluções para atender ao crescimento da demanda de eletricidade nos próximos anos.

As usinas hidrelétricas reversíveis surgem como uma opção para complementação das fontes intermitentes que crescem cada vez mais no país. No entanto, é necessário entender, para garantir a sua viabilidade de implantação no Brasil, quais são os seus custos de construção, operação e manutenção.

Segundo (Zach; Auer; Lettner; 2012), as usinas hidrelétricas reversíveis são caracterizadas pela longa vida útil (normalmente 50 - 100 anos), alto custo de capital e baixo custo de operação e manutenção (O & M). Os custos do projeto para sistemas reversíveis são muito específicos do local de construção do empreendimento, com alguns custos cotados variando de 450 a 2.500€/kW. Já os custos de operação são divididos em fixos (3,8€/KW/ano) e variáveis (0,38€/KWh).

Além disso, os custos de capital dependem não apenas da energia instalada, mas também do armazenamento de energia (reservatórios). Como a tecnologia das UHRs são consagradas e maduras, não se espera que seu custo de capital mude substancialmente no futuro. A Figura 3 indica o custo de investimento específico (com base nos custos de capital publicados) e as capacidades instaladas (indicadas pelo diâmetro do círculo correspondente) para algumas UHRs existentes e propostas na Europa até 2020. Os custos de capital por kW para as UHRs propostas situam-se entre 470€/kW e 2170€/kW (DEANE; GALLACHOIR; MCKEOGH, 2010), enquanto a maioria são extensões de projetos existentes, repotenciação de projetos ou PHES de retorno. No entanto, pode ser visto que a maioria dos projetos está entre 500€/kW e 1500€/kW.

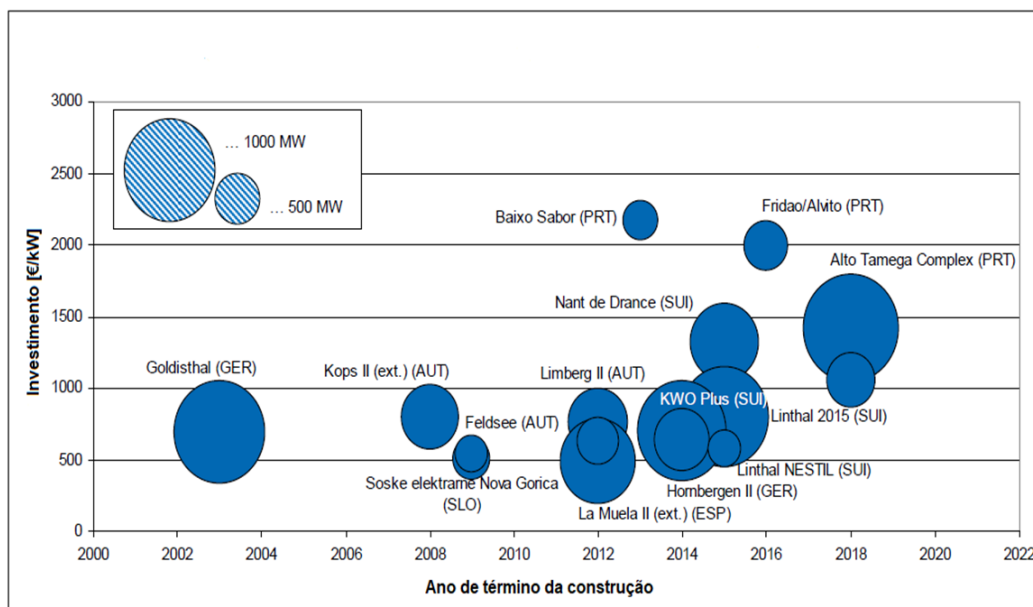


Figura 3 - Comparação entre os investimentos de existentes e futuras UHRs na Europa, até 2020

(Fonte: DEANE ET AL, apud ZACH, AUER, LETTNER, 2012)

O relatório “*Electricity Storage – Technology Brief*”, de abril de 2012, da Agência Internacional para as Energias Renováveis - IRENA afirma que as UHRs são as opções de armazenamento mais baratas por unidade de energia, com os custos de investimento em grande parte dependentes do local e tamanho da instalação, variando entre USD 2000-4000/kW de capacidade instalada.

Segundo o relatório “*Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*” do U.S Energy Information Administration de abril de 2013, a estimativa de custo base para construção de uma UHR é de USD 5.288/kW, para uma usina com capacidade nominal de 250 MW.

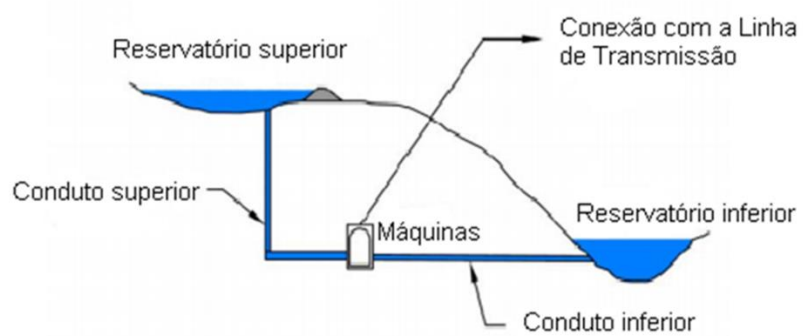


Figura 4 - Esquema típico de uma UHR

(Fonte: MWH, 2009)

4. Receita da UHR

No Sistema Elétrico Brasileiro, três ambientes de negociação coexistem: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o mercado de curto prazo (spot), onde cada empreendimento de geração, seja hídrico ou de qualquer outra fonte pode comercializar sua eletricidade.

Enquanto o ACR ainda representa o maior mercado em termos de energia, o ACL vem ganhando atenção substancial nos últimos anos, especialmente em relação ao comércio de energia renovável [Street et al. 2012]. Nas seções seguintes, cada ambiente de contratação será explicado com mais detalhes.

4.1. Ambiente de Contratação Regulado (ACR)

Após a realização do Leilão de Energia Nova (LEN) realizado pela ANEEL, é firmado um contrato de compra e venda de energia elétrica entre o empreendimento de geração e a empresa compradora, que pode ser na modalidade quantidade ou disponibilidade. Normalmente cada empreendimento de geração tem sua energia comprada por diversos compradores, como mostrado na Tabela 2. Neste estudo, será considerada a venda de parte da garantia física da UHR no Ambiente de Contratação Regulado e um contrato de quantidade.

Algumas características importantes dos contratos de quantidade firmados são:

- O período de suprimento de energia elétrica, que para empreendimentos hidrelétricos no Brasil é de trinta anos;
- Montantes contratados pelo comprador. Um empreendimento de geração pode celebrar diversos contratos com diferentes compradores, desde que não ultrapasse a sua garantia física;
- Responsabilidades do vendedor, como arcar com todas as obrigações e responsabilidades relativas a tributos, tarifas e encargos de conexão, de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, e aqueles relativos ao consumo interno verificado da usina e às perdas elétricas devidas e/ou verificadas entre a usina e o centro de gravidade do submercado onde a usina estiver localizada. Implantação, operação e manutenção da usina, entre outras.
- Responsabilidades do comprador, como arcar com todas as obrigações e responsabilidades relativas a tributos, tarifas e encargos de conexão, de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, e aqueles relativos ao

consumo interno verificado da usina e às perdas elétricas devidas e/ou verificadas entre o centro de gravidade do submercado onde a usina estiver localizada e o destino final da energia contratada, entre outras;

- Receita de venda da usina, que é calculada mensalmente no âmbito das regras de comercialização da CCEE a partir do início do período de suprimento. Esta receita a que o vendedor faz jus corresponde a:

$$RV_m^{ACR} = P_{ACR} \times Q_{ACR} \times h_m \quad (2)$$

Onde:

RV_m^{ACR} = receita de venda da usina, em Reais (R\$), apurada no mês “m”, no Ambiente de Contratação Regulado;

P_{ACR} = preço de venda, em R\$/MWh, da usina no mês “m”, definido no LEN.

Q_{ACR} = energia contratada da usina, em MWmed, no mês “m”, no Ambiente de Contratação Regulado;

h_m = número de horas no mês “m”;

Esta é a receita da operação da usina reversível, pensada em termos de entrega de energia física. No entanto, para efeitos de liquidação financeira do contrato, esta venda cria uma obrigação da usina com a CCEE, que então passa a exigir a compra desta quantidade de energia vendida ao preço de curto prazo, denominado π . Portanto, efetivamente, a receita da UHR no Ambiente de Contratação Regulado é dada por:

$$RV_m^{ACR} = (P_{ACR} - \pi_{m,h,k}) \times Q_{ACR} \times h_m \quad (3)$$

Onde:

$\pi_{m,h,k}$ = preço *spot* horário definido pela CCEE, em R\$/MWh, no mês “m”, hora “h”, dia “k”;

Na próxima seção, o ACL será melhor detalhado.

4.2. Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Diferentemente do ACR, onde os contratos negociados derivam de um leilão de energia promovidos pela CCEE e sob delegação da ANEEL, o Ambiente de Contratação Livre - ACL se apresenta como o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica livremente negociadas. São firmados contratos bilaterais entre as partes, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

No ACL, existem dois tipos de consumidores: consumidor livre e consumidor especial. Para ser consumidor livre, a unidade compradora de eletricidade deve apresentar demanda contratada a partir de 3.000 kW e tensão mínima de 69 kV, para data de conexão elétrica anterior a julho/1995, ou 2,3 kV, para ligação após julho/1995. O consumidor livre convencional pode contratar energia convencional ou incentivada, que é aquela estabelecida pelo Governo Federal para estimular a expansão de geradores de fontes renováveis limitados a 30 MW de potência, como PCH (Pequenas Centrais Hidroelétricas), Biomassa, Eólica e Solar. De modo a aumentar a competitividade destes geradores, o comprador da energia proveniente deles recebe descontos (de 50%, 80% ou 100%) na tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD).

Já o consumidor especial é a unidade ou conjunto de unidades consumidoras localizadas em área contígua ou de mesmo CNPJ, cuja carga é maior ou igual a 500 kW (soma das demandas contratadas) e tensão mínima de 2,3 kV. O consumidor especial pode contratar apenas energia incentivada.

Em relação à receita da UHR no ACL, podemos escrever a equação que a representa da seguinte forma, para um dado mês “m”:

$$\sum_{k \in K(m)} \sum_{h=1}^{24} (P_m - \pi_{m,h,k}) \times Q_m \times h_m \quad (4)$$

Onde:

P_m = preço da eletricidade, em R\$/MWh, definida no contrato de venda, no mês “m”;

Q_m = montante de eletricidade, em MWmed, vendida no mês “m” definida em contrato;

$K(m)$ = conjunto que representa o número de dias do mês “m”.

Por fim, na seção 4.3, o mercado de curto prazo, também conhecido como mercado *spot*, será mais detalhado.

4.3. Mercado *spot* de Eletricidade

Quando um agente gerador decide vender energia no mercado livre de energia, geralmente, o contrato é feito por um período e com um montante pré-estabelecido. Um agente comercializador pode intermediar o negócio entre consumidor e gerador ou o contrato pode ser estabelecido diretamente entre estas duas partes.

Segundo as novas perspectivas do setor elétrico, com a implementação do PLD horário, a contabilização de energia poderá ocorrer de forma horária. A CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) finaliza os dados de medição do consumidor e faz o encontro deste consumo com os contratos de compra de energia nos registros dos sistemas.

A partir disso, inicia-se o que chamamos de mercado de curto prazo (*spot*). Os excedentes podem ser negociados pela UHR neste mercado, ao preço de liquidação de diferenças (PLD). No entanto, as usinas podem se programar para vender sua energia gerada no mercado *spot*, independentemente de haver sobras. Este mecanismo no qual a usina planeja sua geração horária, com contratação mensal, é conhecido como *self-scheduling* horário.

Assim, a receita da UHR, para um mês “m”, pode ser escrita como:

$$\sum_{k \in K(m)} \sum_{h=1}^{24} (g_{m,h,k} - d_{m,h,k}) \times \pi_{m,h,k} \quad (5)$$

Onde:

$g_{m,h,k}$ = geração da usina, em MWh, no mês “m”, na hora “h”, do dia “k”;

$d_{m,h,k}$ = potência de bombeamento do reservatório inferior para o reservatório superior, no mês “m”, da hora “h”, do dia “k”;

$\pi_{m,h,k}$ = preço *spot* horário definido pela CCEE, em R\$/MWh, no mês “m”, hora “h”, dia “k”;

$K(m)$ = conjunto que representa o número de dias do mês “m”.

Na seção seguinte será apresentado o modelo que busca otimizar a estratégia de contratação de uma UHR, considerando suas flexibilidades operativas.

4.4. Modelo de Otimização da Receita da UHR

A Usina Hidrelétrica Reversível poderá então negociar uma parte de sua garantia física no mercado regulado, e o restante nos mercados livre e de curto prazo (*spot*). Para isso serão feitas algumas suposições acerca do modelo a ser construído:

- Não estão incluídos no modelo o pagamento da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST);
- Será assumido também que a hidrelétrica opera com reservatório reduzido, podendo modular sua produção em escala diária;
- Os contratos celebrados no ACL deverão ser liquidados no mercado *spot* (curto prazo);
- A UHR não pode gerar eletricidade e bombear água para o reservatório superior na mesma hora.
- O modelo pode ser adaptado para o despacho por oferta.

Deste modo, com base em MAIER (2016), DING; HU; SONG, (2012) e GARCIA-GONZALEZ (2008), a receita anual da UHR pode ser escrita conforme modelo de otimização a seguir:

$$\max \Phi = \sum_{m=1}^{12} \left[(1 - \lambda) \cdot \sum_{k \in K(m)} \frac{R_{m,k}}{|K(m)|} + \lambda \cdot \alpha_m \right] \quad (6)$$

s.a

$$R_{m,k} = \sum_{h=1}^{24} (P_{ACR} - \pi_{m,h,k}) \times Q_{ACR} + (P_m - \pi_{m,h,k}) \times Q_m + (g_{m,h,k} - d_{m,h,k}) \times \pi_{m,h,k} \quad \forall m, \quad k \in K(m) \quad (7)$$

$$v_{m,1,k}^u = v_{ini}^u + \eta d_{m,1,k} - g_{m,1,k} + G_{m,1,k}^A - s_{m,1,k}^u \quad k \in K(m) \quad (8)$$

$$v_{m,h,k}^u = v_{m,h-1,k}^u + \eta d_{m,h,k} - g_{m,h,k} + G_{m,h,k}^A - s_{m,h,k}^u \quad \forall h = 2, \dots, 24; \quad k \in K(m) \quad (9)$$

$$v_{m,1,k}^D = v_{ini}^D - d_{m,1,k} + g_{m,1,k} - s_{m,1,k}^D + s_{m,1,k}^u \quad k \in K(m) \quad (10)$$

$$v_{m,h,k}^D = v_{m,h-1,k}^d - d_{m,h,k} + g_{m,h,k} - s_{m,h,k}^d + s_{m,h,k}^u \quad \forall h = 2, \dots, 24; k \in K(m) \quad (11)$$

$$v_{m,24,k}^u \geq v^{meta} \quad k \in K(m) \quad (12)$$

$$-Rp_d \leq g_{m,h,k} - g_{m,h-1,k} \leq Rp_u \quad \forall h = 2, \dots, 24; k \in K(m) \quad (13)$$

$$0 \leq g_{m,h,k} \leq Pot \times y_{m,h,k} \quad \forall h = 1, \dots, 24; k \in K(m) \quad (14)$$

$$0 \leq d_{m,h,k} \leq Pot \times (1 - y_{m,h,k}) \quad \forall h = 1, \dots, 24; k \in K(m) \quad (15)$$

$$y_{m,h,k} \in \{0, 1\} \quad \forall h = 1, \dots, 24; k \in K(m) \quad (16)$$

$$\alpha_m \leq R_{m,k} \quad \forall m, k \in K(m) \quad (17)$$

$$v_{min} \leq v_{m,h,k}^u \leq v_{max} \quad \forall h = 1, \dots, 24; k \in K(m) \quad (18)$$

$$0 \leq v_{m,h,k}^d \leq v_{max} \quad \forall h = 1, \dots, 24; k \in K(m) \quad (19)$$

$$0 \leq Q_m \leq GF \quad \forall m \quad (20)$$

$$0 \leq Q_{ACR} \leq GF \quad (21)$$

$$0 \leq Q_m + Q_{ACR} \leq GF \quad \forall m \quad (22)$$

$$s_{m,h,k}^u \geq 0 \quad \forall h = 1, \dots, 24; k \in K(m) \quad (23)$$

$$s_{m,h,k}^d \geq 0 \quad \forall h = 1, \dots, 24; k \in K(m) \quad (24)$$

Variáveis de decisão:

$R_{m,k}$ = Receita da UHR, em R\$, no mês “m”, dia “k.”;

α_m = variável que recupera o pior dia de receita (cenário) dentro do mês “m”;

Q_{ACR} = montante de eletricidade, em MWmed, vendida no mês “m” definida no Leilão de Energia Nova;

Q_m = montante de eletricidade, em MWmed, vendida no mês “m” definida em contrato no ACL;

$g_{m,h,k}$ = geração da usina, em MWh, no mês “m”, na hora “h”, do dia “k”;

$d_{m,h,k}$ = potência de bombeamento do reservatório inferior para o reservatório superior, no mês “m”, da hora “h”, do dia “k”;

$v_{m,h,k}^u$ = energia armazenada, em MWh, no reservatório superior ao final da hora “h”, do dia “k”, no mês “m”;

$v_{m,h,k}^D$ = energia armazenada, em MWh, no reservatório inferior ao final da hora “h”, do dia “k”;

$s_{m,h,k}^u$ = energia vertida, MWh, do reservatório superior na hora “h”, do dia “k”, no mês “m”;

$s_{m,h,k}^d$ = energia vertida, MWh, do reservatório inferior na hora “h”, do dia “k”, no mês “m”.

$y_{m,h,k}$ = variável binária que, para a hora “h”, do dia “k”, no mês “m”, assume o valor 1 quando há geração de eletricidade e 0 quando há bombeamento de água do reservatório inferior para o superior.

Constantes:

λ = ponderador da combinação convexa entre a expectativa de receita dentro de um mês “m” e o pior caso de receita dentro do mesmo mês “m”;

P_{ACR} = preço da eletricidade, em R\$/MWh, definida no Leilão de Energia Nova;

P_m = preço da eletricidade, em R\$/MWh, definida no contrato de venda no ACL, no mês “m”;

$\pi_{m,h,k}$ = preço *spot* horário definido pela CCEE, em R\$/MWh, no mês “m”, hora “h”, dia “k”;

η = eficiência da turbina (p.u);

v_{ini}^u = volume inicial do reservatório superior;

v_{ini}^d = volume inicial do reservatório inferior;

$G_{m,h,k}^A$ = proxy da afluência, em MWh, do rio onde estiver localizada, no mês “m”, na hora “h”, do dia “k”;

Pot = capacidade instalada da UHR, em MW;

GF = garantia física da UHR, em MWmed;

Rp_u = rampa de subida, em MWh;

Rp_d = rampa de descida, em MWh;

v^{meta} = parâmetro de controle, volume mínimo que deve haver no reservatório superior ao final do dia;

V_{max} = volume máximo do reservatório;

V_{min} = volume mínimo do reservatório.

Conjunto:

$K(m)$ = conjunto que representa o número de dias do mês “m”.

Como não há informação sobre o PLD futuro, interpreta-se a formulação como cada dia do mês “m” representando um cenário de geração e preço futuro para o mesmo mês “m”. Logo, a métrica Φ (função objetivo, equação (6)) é combinação convexa entre a média das receitas da UHR no mês “m” e a pior receita neste mês e induz uma aversão ao risco, conforme (FANZERES, 2014).

Esta formulação tem um apelo interessante pois ela não assume um modelo paramétrico para simulação das variáveis aleatórias ($\pi_{m,h,k}$ e $g_{m,h,k}$), e toda relação entre as variáveis é induzida diretamente pelos dados observados.

No modelo, a equação (7) representa a receita da UHR no ACR, no ACL e com operação no modo “self-scheduling”, conforme mostrado a seguir:

$$R_{m,k} = \sum_{h=1}^{24} \underbrace{(P_{ACR} - \pi_{m,h,k}) \times Q_{ACR}}_{\text{ACR}} + \underbrace{(P_m - \pi_{m,h,k}) \times Q_m}_{\text{ACL}} + \underbrace{(g_{m,h,k} - d_{m,h,k}) \times \pi_{m,h,k}}_{\text{Self-scheduling}}$$

A restrição representada pela equação (8) diz que o volume do reservatório superior para um dado mês “m”, na primeira hora de um dia “k” ($v_{m,1,k}^u$) é igual ao volume inicial do reservatório superior (v_{ini}^u) mais o bombeamento do reservatório inferior para o superior nesta mesma hora multiplicado pela eficiência da bomba ($\eta d_{m,1,k}$), menos o que é gerado de eletricidade (turbinado) ($g_{m,1,k}$), mais a afluência do rio onde está localizada a UHR ($G_{m,1,k}^A$), menos o que é vertido do reservatório superior na primeira hora do dia ($s_{m,1,k}^u$).

A restrição representada pela equação (9) é análoga à (8), no entanto, enquanto a primeira é atribuída a primeira hora do dia, a segunda se refere às horas 2 a 24 de cada dia “k”, do mês “m”. Para este caso, substitui-se o volume inicial pelo volume na hora anterior do reservatório superior. As demais variáveis permanecem as mesmas, apenas com o ajuste dos índices, a depender do mês, hora e dia considerados.

A restrição representada pela equação (10) enuncia que o volume na primeira hora do dia, do mês “m”, dia “k”, do reservatório inferior da UHR ($v_{m,1,k}^D$) é igual ao volume inicial do reservatório inferior (v_{ini}^D) menos o

bombeamento do reservatório inferior para o superior nesta mesma hora ($d_{m,1,k}$), mais o que é gerado de eletricidade ($g_{m,1,k}$), uma vez que este volume é turbinado do reservatório superior para o inferior, menos o que é vertido do reservatório inferior na primeira hora do dia ($s_{m,1,k}^d$), mais o que é vertido no reservatório superior na primeira hora ($s_{m,1,k}^u$), que acaba caindo no reservatório superior.

Analogamente à situação das restrições expressas pelas equações (8) e (9), na qual a primeira se refere à primeira hora do dia e a segunda às horas 2 a 24 (para o reservatório superior), encontra-se o caso das restrições (10) e (11) (para o reservatório inferior). Desta forma, podemos apresentar a equação (10) da mesma forma que a (9), com substituição da variável v_{ini}^d pela $v_{m,h-1,k}^d$.

A equação (12) nos diz que o volume do reservatório superior na última hora do dia “k”, do mês “m” ($v_{m,24,k}^u$) deve ser superior a um parâmetro definido como “volume meta” (v^{meta}).

A equação (13) representa as restrições de rampa de subida e descida da UHR. Isto quer dizer que a usina não pode aumentar sua geração de uma hora para a seguinte em um valor maior que Rp_u . Da mesma forma, a planta é impedida de diminuir sua geração de uma determinada hora para a seguinte em um valor superior a Rp_d .

As restrições representadas pelas equações (14), (15) e (16) se referem a um aspecto muito importante da UHR considerada neste modelo, que é a impossibilidade de geração de eletricidade e bombeamento do reservatório inferior para o superior ao mesmo tempo. A variável $y_{m,h,k}$ assume o valor “1” quando há geração e “0” quando há bombeamento.

A equação (17) representa a variável que recupera o pior dia de receita (cenário) dentro do mês “m”.

A restrição (18) afirma que o volume do reservatório superior no mês “m”, hora “h” e dia “k” deve sempre estar entre um volume mínimo e um volume máximo definidos.

A expressão matemática (19) afirma que o volume do reservatório inferior no mês “m”, hora “h” e dia “k” deve sempre estar entre zero e um volume máximo definidos.

As restrições traduzidas pelas equações (20) e (21) nos afirmam que as quantidades comercializadas contratualmente no ambiente livre, no mês “m” (Q_m), e no ambiente regulado (Q_{ACR}) devem ser maiores ou iguais a zero e menores ou iguais à garantia física da UHR. Note que com esta restrição, evita-se um certo efeito especulativo pois não é permitido à UHR comprar contratos no ACL.

Contudo, pode-se relaxar esta condição, permitindo que a quantidade contratada no ACL, no mês “m” seja negativa.

A restrição representada pela equação (22) anuncia que a soma das quantidades comercializadas nos ambientes livre e regulado deve estar entre zero e o montante da garantia física da usina.

Por fim, as equações (23) e (24) enunciam que os volumes vertidos dos reservatórios superior e inferior devem superiores ou iguais a zero.

5. Aplicação em um estudo de caso e resultados

O modelo de otimização desenvolvido foi aplicado em estudos de caso, em que foi simulada a receita de uma UHR com os seguintes parâmetros:

- Potência de 200 MW;
- Volumes máximo do reservatório superior equivalente a 3000 MW;
- Volume mínimo do reservatório superior = 10% do volume máximo;
- Volume meta é igual a 50% do volume máximo;
- Volume inicial do reservatório superior = volume meta;
- Volume inicial do reservatório inferior = zero;
- Garantia física da UHR = 130 MWmed;
- $\eta = 0.95$;
- Rampas de subida e descida = 70 MWh. Referenciamos o valor com base em (BRIGATTO, 2017).
- Os PLDs horários ($\pi_{m,h,k}$) para utilização neste trabalho foram coletados no portal eletrônico da CCEE e são referentes ao subsistema Sudeste, com rede. Durante o período de coleta, não foi possível obter os PLDs dos meses de fevereiro e março, devido a sua indisponibilidade no *site da* CCEE. Optou-se, dessa forma, pela repetição dos PLDs de janeiro para o mês de fevereiro, e de abril para o mês de março.
- A proxy da geração afluenta ($G_{m,h,k}^A$) foi obtida através de dados reais de geração horária observados em uma PCH no Brasil. Estes valores foram ajustados para uma usina de potência de 200 MW. Durante o período de coleta, não foi possível obter afluências dos meses de fevereiro e março. Optou-se, dessa forma, pela repetição das afluências de janeiro para o mês de fevereiro, e de abril para o mês de março.
- Os demais parâmetros, como os preços do contrato de eletricidade, e os valores de λ foram variados para realização de uma análise de sensibilidade em relação a estas variáveis;
- “Vu” é o volume do reservatório superior e “d” é o bombeamento do reservatório inferior para o superior.

Para a resolução dos estudos de caso deste capítulo, foram utilizados a linguagem de programação *Julia*, com implementação do modelo de otimização JuMP e *solver* Xpress.

5.1. Mercado de Curto Prazo (*Spot*)

Nesta seção, será estudada a receita da UHR com operação comercial somente no mercado *spot*, em *self-scheduling* horário. Em outras palavras, não haverá contratação através de um leilão de energia nova, tampouco será vendida energia elétrica através de um contrato negociado no Ambiente de Contratação Livre. Neste caso, a solução do despacho é sempre a mesma para a UHR com os parâmetros mencionados acima, independentemente do perfil de risco do empreendedor (valores de λ). Isso ocorre pois, sem contrato, não há nenhuma variável que “acople” os dias (cenários de geração). Portanto, a solução do modelo de otimização é equivalente a obter a geração ótima em cada dia de forma isolada. Isto implica que a solução do despacho ótimo não se altera com o perfil de aversão ao risco do empreendedor. Dessa forma, sem perda de generalidade, será considerado o $\lambda = 0$. Os perfis de despacho da UHR serão analisados variando os valores do rendimento de bombeamento (η) e as rampas de subida e descida (R_{pu} e R_{pd}) a partir de um caso base ($\eta = 0.95$, $R_{pu}=R_{pd}= 70$ MW). Estes resultados serão comparados com o perfil de despacho da usina com a geração proveniente da afluência do rio (como se fosse uma PCH, por exemplo).

Para cada caso estudado, será exibido o perfil de geração de dois dias como exemplo/proxy do perfil de geração do mês. A receita obtida para cada caso é a média diária aferida pelo empreendimento para o mês estudado.

5.1.1. Parâmetros: $\eta = 0.95$, $R_{pu}=R_{pd}= 70$ MWh (caso base)

Neste caso, optou-se pela otimização da receita da UHR operando somente no modo *self-scheduling*. No modelo de otimização, isso é equivalente a tornar a garantia física igual a zero. Pode-se observar pelos gráficos 2 e 3, referentes aos dias 06/06/2018 e 20/06/2018, respectivamente, que a geração ótima da UHR acompanha o PLD horário do mesmo dia, adotando um comportamento diferente da geração proveniente da proxy da afluência observada. Isto é, quando o PLD sobe, a reversível gera mais eletricidade e vice-versa, contrapondo a geração aleatória proveniente da afluência do reservatório

superior. Enquanto a geração obtida pelo modelo de otimização resulta em uma receita média diária de R\$888.719,37, a afluyente rende, ao dia, no mesmo mês, R\$768.705,07 à usina, uma diferença de 15,6%. Nestas condições, para os dias observados, a UHR turbinou água do reservatório inferior para o superior em somente uma hora, justamente quando o PLD atingiu seu menor valor diário ou um baixo montante para o dia.

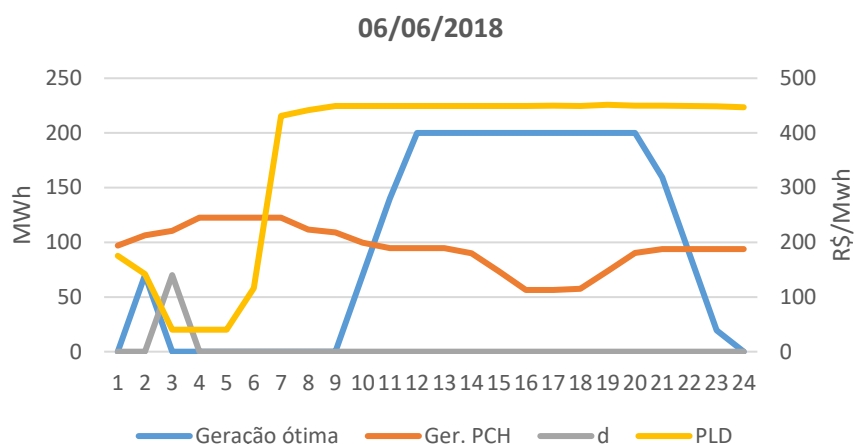


Gráfico 2 - Ger.ótima x Ger.afluyente x d x PLD (06/06/2018)

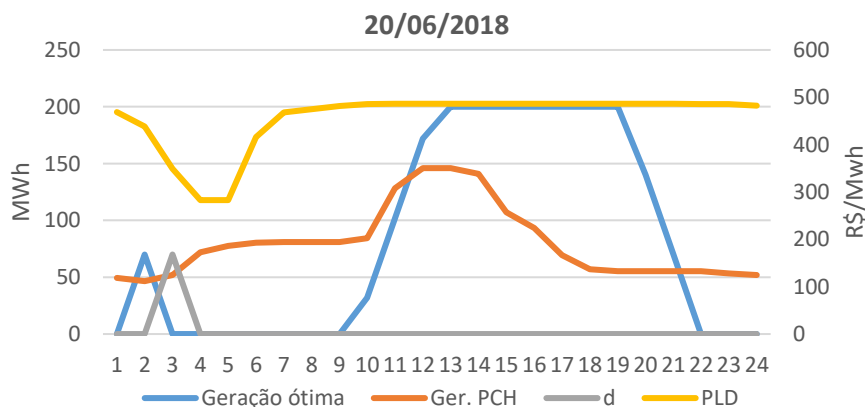


Gráfico 3 - Ger.ótima x Ger.afluyente x d x PLD (20/06/2018)

5.1.2. Parâmetros: $\eta = 0.95$, $R_{pu}=R_{pd}= 20$ MW

De maneira análoga o caso anterior, optou-se pela otimização da receita da UHR operando somente no modo *self-scheduling*, com os parâmetros de

rampa iguais a 20 MW, mantendo-se o $\eta = 0.95$. Enquanto a geração obtida pelo modelo de otimização resulta em uma receita média diária de R\$881.936,03, a afluenta rende, ao dia, no mesmo mês, R\$768.705,07 à usina, uma diferença de 14,7%. Em relação ao caso anterior, o encolhimento dos valores de rampa provocou uma queda da receita diária de R\$6.783,34, equivalente a 0,8%. Nota-se pelos gráficos, principalmente o do dia 06/06/2018, que a geração obtida pelo modelo de otimização aumenta com o PLD para a maior parte do dia (o PLD cresce mais abruptamente, no entanto a UHR não consegue promover este aumento íngreme devido as restrições de rampa). Já a geração proveniente da proxy da afluenta observada tem um comportamento mais aleatório, sem aparente relação com os movimentos do PLD.

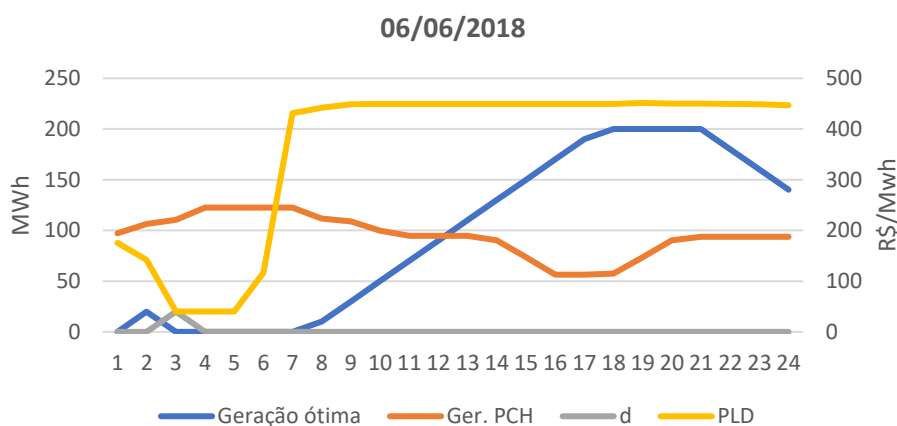


Gráfico 4 - Ger.ótima x Ger.afluenta x d x PLD (06/06/2018)

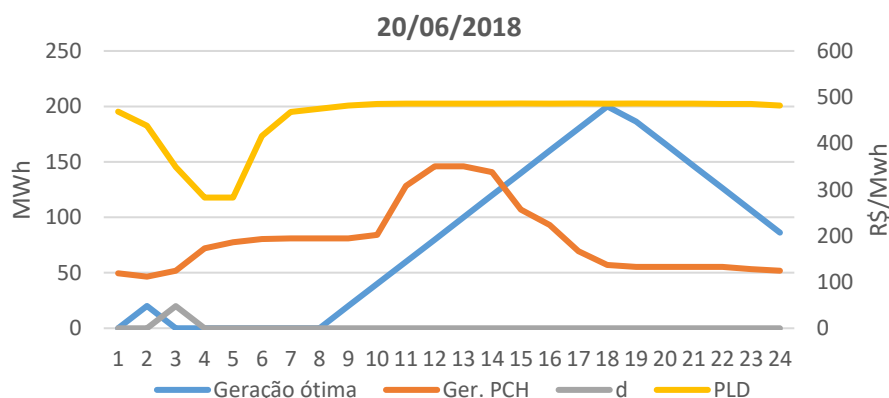


Gráfico 5 - Ger.ótima x Ger.afluenta x d x PLD (20/06/2018)

5.1.3. Parâmetros: $\eta = 1$, $R_{pu}=R_{pd}= 70$ MWh

Neste caso, optou-se pela utilização dos parâmetros $\eta = 1$ e $R_u=R_d= 70$ MW. Enquanto a geração obtida pelo modelo de otimização resulta em uma receita média diária de R\$890.046,38, a afluyente rende, ao dia, no mesmo mês, R\$768.705,07 à usina, uma diferença de 15,8%. O acréscimo de 5% de eficiência no bombeamento do reservatório inferior para o superior acarretou em um acréscimo de receita diária de R\$1.327,01, equivalente a 0,1% (em relação ao estudo apresentado na seção 5.1.1). Observa-se também, através dos gráficos dos dias 06/06/2018 e 20/06/2018, que este ganho de eficiência causou mais ocasiões diárias de bombeamento.

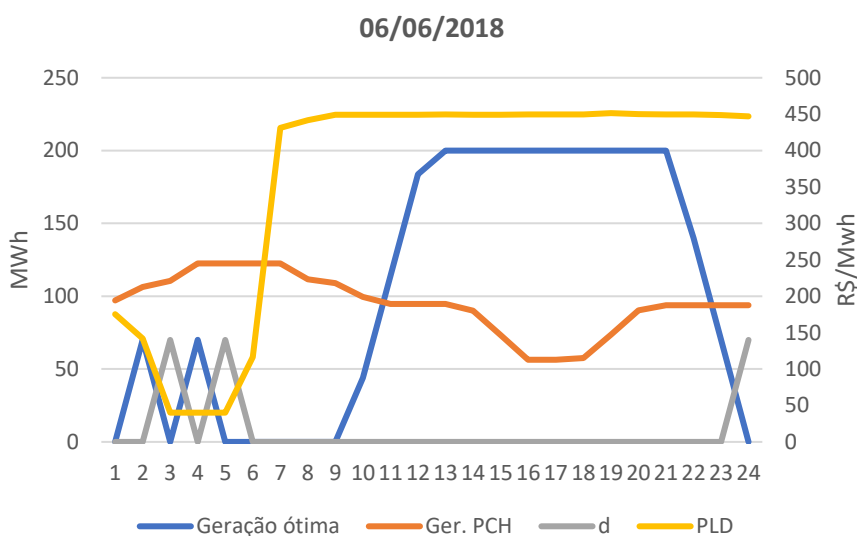


Gráfico 6 - Ger.ótima x Ger.afluyente x d x PLD (06/06/2018)

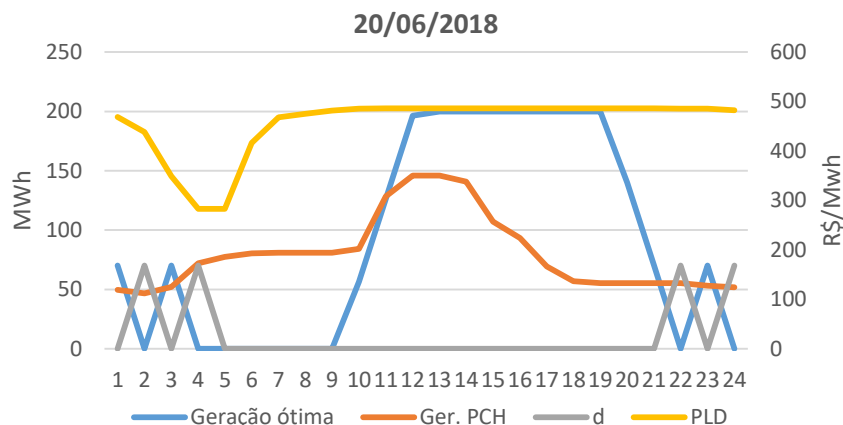


Gráfico 7 - Ger.ótima x Ger.afluente x d x PLD (20/06/2018)

Assim como nas seções anteriores, a geração ótima atinge seu valor máximo quando o PLD tem o seu maior valor diário. Já a geração afluyente apresenta um comportamento que não é refletido pelas movimentações do preço da eletricidade no mercado *spot*.

5.1.4. Parâmetros: $\eta = 1$, $R_{pu}=R_{pd}= 20$ MWh

Neste último caso apresentado para contratação de uma UHR no mercado *spot*, operando em *self-scheduling*, tanto o η , quanto as rampas de subida e descidas foram modificadas em relação ao caso base apresentado na seção 5.1.1. Enquanto a geração obtida pelo modelo de otimização resulta em uma receita média diária de R\$882.252,39, a afluyente mantém os ganhos diários de R\$768.705,07, uma diferença de 14,8%. Como esperado, esta receita com os dois parâmetros modificados tem um valor intermediário entre o estudo apresentado na seção 5.1.2 (quando somente as rampas foram sensibilizadas) e o estudo da seção 5.1.3 (quando só o η foi mudado). No entanto, o impacto do decréscimo dos valores de rampa é maior. A seguir, são apresentados os gráficos para os dias 06/06/2018 e 20/06/2018.

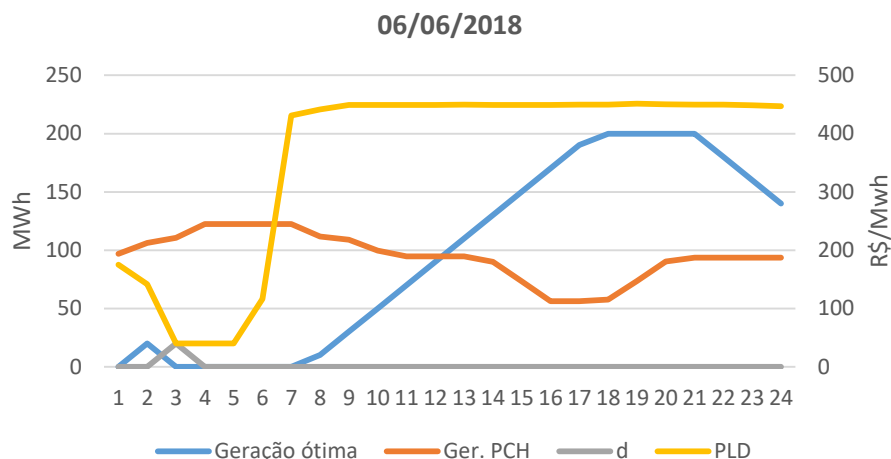


Gráfico 8 - Ger.ótima x Ger.afluente x d x PLD (06/06/2018)

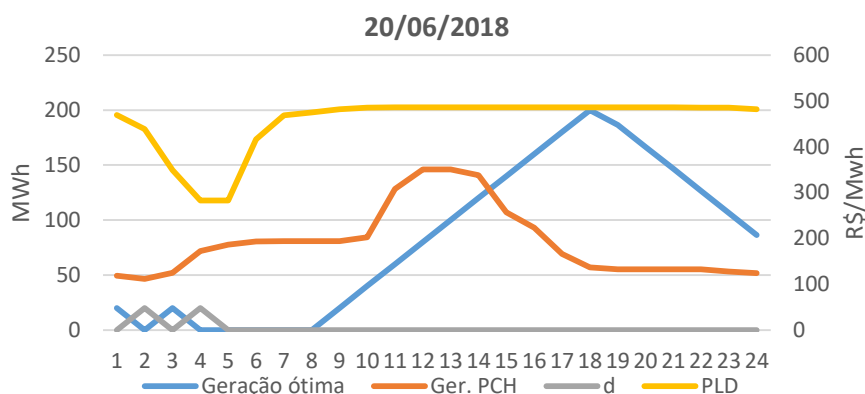


Gráfico 9 - Ger.ótima x Ger.afluente x d x PLD (20/06/2018)

5.2. Ambiente de Contratação Livre (spot + contrato)

Nesta seção, será explorada a receita da UHR com operação comercial somente no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Deste modo, o empreendimento pode firmar um contrato com preço livremente negociado com um consumidor final ou um comercializador e/ou operar no modo *self-scheduling*.

A seguir, será estudada a receita da UHR de acordo com diferentes preços de contrato, e as seguintes premissas serão adotadas:

- Para cada mês, o preço base de um contrato de venda de eletricidade é a média mensal do PLD horário. Decidiu-se adotar esta métrica por ser reconhecidamente a melhor estimativa de preço de um contrato futuro.

- Será feita uma análise de sensibilidade no preço do contrato, com a aplicação de um ágio de 10% e um deságio de 10%.
- O prazo do contrato negociado no ACL é de um mês. Ressalta-se que contratos com diferentes maturidades podem ser adquiridos nas plataformas de negócios do mercado brasileiro, como BBCE. Contudo, para efeitos de simplificação de análise, foi considerada a maturidade de contrato de um mês a frente.
- Os parâmetros de risco serão: $\lambda = 0,10$, $\lambda = 0,25$, $\lambda = 0,50$, $\lambda = 0,75$, $\lambda = 0,90$.
- A garantia física da UHR é de 130 MWmed e sua potência de 200 MW, conforme mencionado no início do capítulo.

5.2.1. Sem ágio no preço do contrato

Neste primeiro caso, a UHR negocia contratos mensais no mercado livre, cujos preços por MWh são a média dos PLDs horários no respectivo mês, conforme Tabela 3.

P _m sem ágio (R\$/MWh)											
Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
154,84	154,84	99,50	99,50	246,76	393,32	501,80	505,18	449,09	273,17	119,72	70,74

Tabela 3 - Preços negociados nos contratos a cada mês "m", no ACL

Observa-se pela tabela e gráfico a seguir que a quantidade alocada para o ACL varia de acordo com mês, no entanto, não muda de acordo com o parâmetro de risco considerado.

	Q _{ACL}											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
$\lambda = 0,10$	130	130	129,85	129,85	27,09	47,71	0	0	0	2,97	0	14,4
$\lambda = 0,25$	130	130	129,85	129,85	27,09	47,71	0	0	0	2,97	0	14,4
$\lambda = 0,50$	130	130	129,85	129,85	27,09	47,71	0	0	0	2,97	0	14,4
$\lambda = 0,75$	130	130	129,85	129,85	27,09	47,71	0	0	0	2,97	0	14,4
$\lambda = 0,90$	130	130	129,85	129,85	27,09	47,71	0	0	0	2,97	0	14,4

Tabela 4 - Quantidade vendida pela UHR no ACL, em MWmed

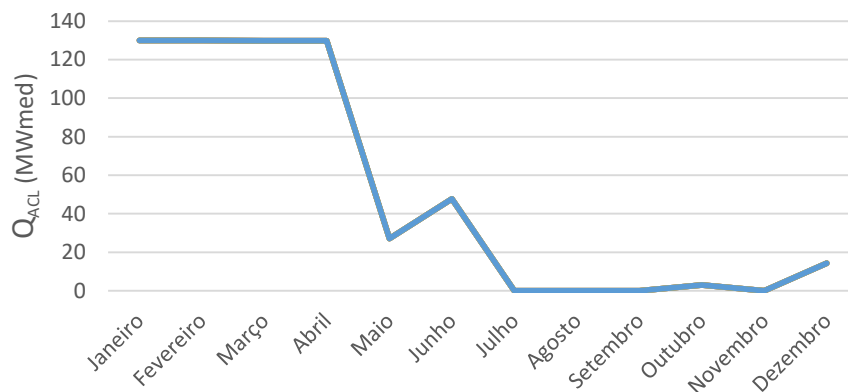


Gráfico 10 - Quantidade vendida pela UHR no ACL, MWmed, para todos os valores de λ

Nota-se que a UHR aloca maior parte da sua garantia física para os contratos no ACL nos meses iniciais do ano, durante o período úmido, quando os PLDs são mais baixos. Em outras palavras, ao agir desta maneira, o empreendedor “se protege” da baixa do PLD e prefere vender sua energia através do elemento contratual. Por outro lado, no período seco (julho a novembro), a usina aloca sua geração para venda em *self-scheduling*, uma vez que os PLDs atingem valores muito altos nestes meses, sendo o valor máximo de R\$505,18/MWh.

No entanto, em cada mês, observa-se que a quantidade alocada para os contratos negociados livremente (Q_{ACL}) não se altera de acordo com o λ . Em outras palavras, a estratégia comercial da usina não se altera com o perfil de aversão ao risco do empreendedor. Como esta alocação se mantém constante independentemente do valor de λ , o perfil de despacho também não muda, tampouco a receita da UHR.

Ao comparar a receita da UHR com o faturamento da usina com a geração afluyente (operando de modo análogo a uma PCH fio d’água), observa-se que a primeira é maior ou igual em todos os meses do ano. Isso ocorre pois a geração da UHR foi otimizada segundo o modelo construído na seção 4.4 (os valores de $g_{m,h,k}$ e $d_{m,h,k}$ resultantes do modelo são utilizados para calcular a receita da UHR no mês “m” e dia “k”, conforme equação (7)), enquanto a usina tradicional despacha a quantidade de água que chegou pela afluência do rio ($G_{m,h,k}^A$). As tabelas e o gráfico a seguir evidenciam estes fatos.

Receita média diária da UHR (10 ³ R\$/dia)												
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
$\lambda = 0,10$	579,47	579,47	417,31	417,31	784,34	888,72	734,48	570,48	444,79	410,45	398,61	231,95
$\lambda = 0,25$	579,47	579,47	417,31	417,31	784,34	888,72	734,48	570,48	444,79	410,45	398,61	231,95
$\lambda = 0,50$	579,47	579,47	417,31	417,31	784,34	888,72	734,48	570,48	444,79	410,45	398,61	231,95
$\lambda = 0,75$	579,47	579,47	417,31	417,31	784,34	888,72	734,48	570,48	444,79	410,45	398,61	231,95
$\lambda = 0,90$	579,47	579,47	417,31	417,31	784,34	888,72	734,48	570,48	444,79	410,45	398,61	231,95

Tabela 5 - Receita média diária da UHR (sem ágio)

Receita média diária da Usina com geração afluyente (10 ³ R\$/dia)												
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
$\lambda = 0,10$	565,64	565,64	374,31	374,31	630,88	768,70	729,35	570,48	428,56	401,17	395,00	227,76
$\lambda = 0,25$	565,64	565,64	374,31	374,31	630,88	768,70	729,35	570,48	428,56	401,17	395,00	227,76
$\lambda = 0,50$	565,64	565,64	374,31	374,31	630,88	768,70	729,35	570,48	428,56	401,17	395,00	227,76
$\lambda = 0,75$	565,64	565,64	374,31	374,31	630,88	768,70	729,35	570,48	428,56	401,17	395,00	227,76
$\lambda = 0,90$	565,64	565,64	374,31	374,31	630,88	768,70	729,35	570,48	428,56	401,17	395,00	227,76

Tabela 6 - Receita média diária da Usina com geração afluyente (sem ágio)

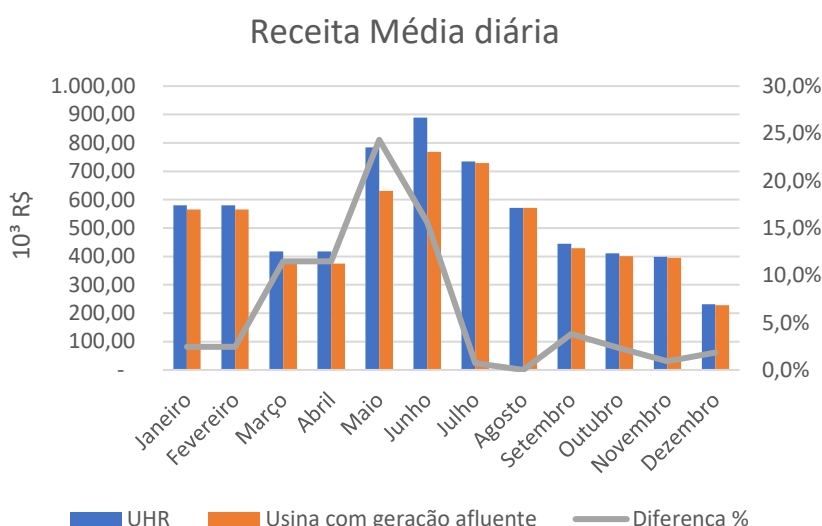


Gráfico 11 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluyente

A receita obtida pela usina com a geração afluyente segue o mesmo padrão sazonal da receita ótima da UHR, com aumento no meio do ano, atingindo o pico no mês de junho. A diferença entre os faturamentos atinge seu valor máximo no mês de maio, de 24,3%.

Na próxima seção será ilustrado o comportamento da receita da UHR x receita com geração afluyente quando os contratos são negociados com os preços de venda iguais a média mensal do PLD mais um ágio de 10%.

5.2.2. Ágio de 10% no preço do contrato

Neste caso, a UHR também negocia contratos mensais no mercado livre, cujos preços por MWh são a média dos PLDs horários no respectivo mês, mais um ágio de 10%, conforme Tabela 7.

P_m com ágio de 10% (R\$/MWh)											
Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
170,32	170,32	109,45	109,45	271,44	432,65	551,98	555,70	494,00	300,49	131,69	77,81

Tabela 7 - Preços negociados nos contratos a cada mês "m", no ACL

Observa-se pela tabela e gráfico seguintes que as quantidades alocadas para o ACL não seguem uma relação lógica de sazonalidade, porém é interessante notar que os valores do Q_{ACL} são sempre maiores ou iguais quando há ágio nos preços em relação à quando não há. Isso ocorre pois o empreendedor, ao otimizar sua receita, preferirá alocar sua geração para um dispositivo (contrato) que gera mais valor (em média) que sua operação em *self-scheduling*, já que esta é liquidada com base nos PLDs.

	Q_{ACL}											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
$\lambda = 0,10$	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
$\lambda = 0,25$	130	130	130	130	130	130	130	130	130	22,52	130	130
$\lambda = 0,50$	130	130	129,85	129,85	27,09	109,25	130	130	130	22,52	0	130
$\lambda = 0,75$	130	130	129,85	129,85	27,09	47,71	130	130	130	2,97	0	14,4
$\lambda = 0,90$	130	130	129,85	129,85	27,09	47,71	130	130	130	2,97	0	56,67

Tabela 8 - Quantidade vendida pela UHR no ACL, em MWmed

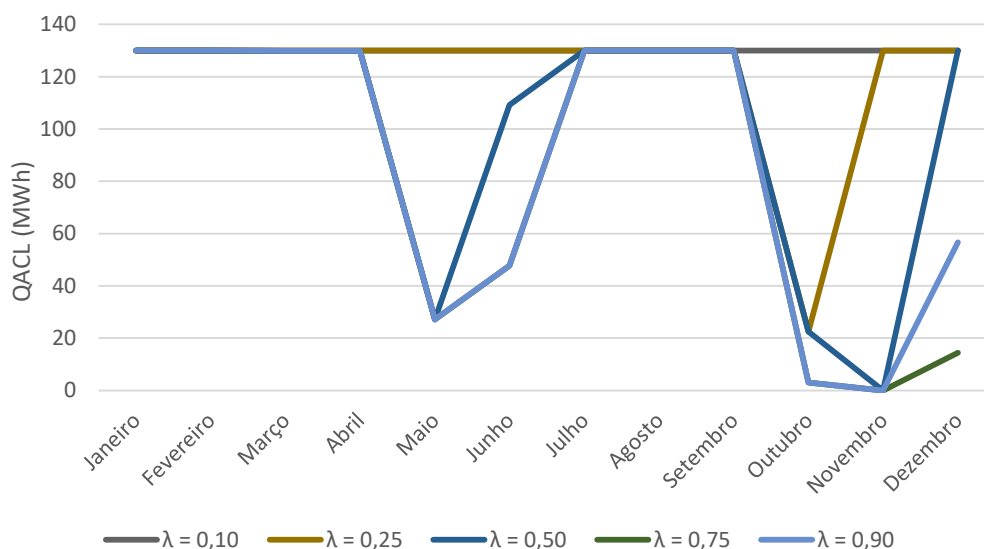


Gráfico 12 - Quantidade vendida pela UHR no ACL, em MWmed

Da mesma forma que o caso sem ágio, nos meses iniciais do ano (janeiro a abril), durante o período úmido, a UHR aloca a maior parte da sua garantia física para os contratos no ACL, quando os PLDs são mais baixos. Diferentemente da seção anterior, onde a usina alocava menos quantidade para contratos nos meses mais secos, o empreendedor, em alguns casos aloca grande parte ou a totalidade de sua garantia física para venda através do elemento contratual neste período também. Isso ocorre justamente por causa do ágio. Um exemplo é o mês de agosto, que sem ágio tinha 0% de sua garantia física alocada para o contrato, enquanto na ocasião onde há ágio, este valor passa a 100%, para todos os perfis de risco.

Entretanto, mesmo na situação de ágio no preço dos contratos, a UHR estará exposta aos PLDs bastante elevados. Desta forma, à medida que o perfil de aversão ao risco do empreendedor aumenta, a usina preferirá descontratar um pouco para evitar a exposição. Essa situação fica evidente no Gráfico 13, correspondente ao dia 29/06/2018, para $\lambda = 0,75$ ($Q_{ACL} = 47,71$ MWmed).

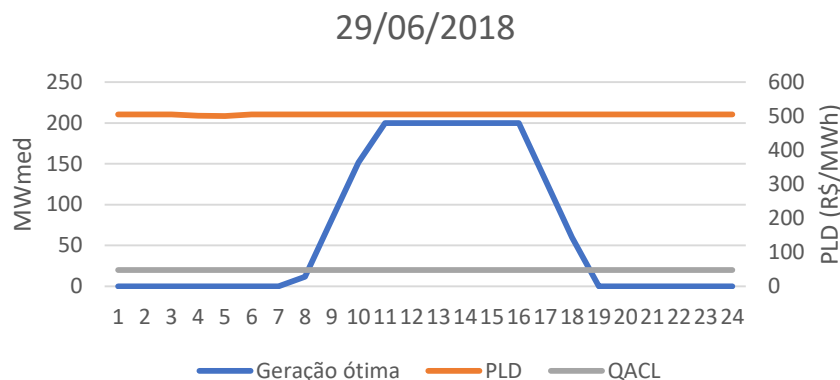


Gráfico 13 - Exposição da UHR aos PLDs elevados ($\lambda = 0,75$)

Já as tabelas e gráficos a seguir apresentam os ganhos ótimos da UHR por mês e de acordo o perfil de risco, e são comparados com os faturamentos da usina com a geração afluenta, ou seja, operando de modo análogo a uma PCH fio d'água (gera o que chegou de aflluência do rio onde a usina está localizada). Para os dois tipos de usina, só há mudança da receita média diária, em cada mês, quando há mudança do Q_{ACL} de acordo com o perfil de risco.

Receita média diária da UHR (10 ³ R\$)												
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
$\lambda = 0,10$	640,05	640,05	448,36	448,36	861,34	1.011,43	891,05	728,10	444,78	495,68	435,95	254,03
$\lambda = 0,25$	640,05	640,05	448,36	448,36	861,34	1.011,43	891,05	728,10	444,78	425,22	435,95	254,03
$\lambda = 0,50$	640,05	640,05	448,32	448,32	800,39	991,84	891,05	728,10	444,78	425,22	398,61	254,03
$\lambda = 0,75$	640,05	640,05	448,32	448,32	800,39	933,75	891,05	728,10	444,78	412,40	398,61	234,40
$\lambda = 0,90$	640,05	640,05	448,32	448,32	800,39	933,75	891,05	728,10	444,78	412,40	398,61	241,56

Tabela 9 - Receita média diária da UHR (ágio de 10%)

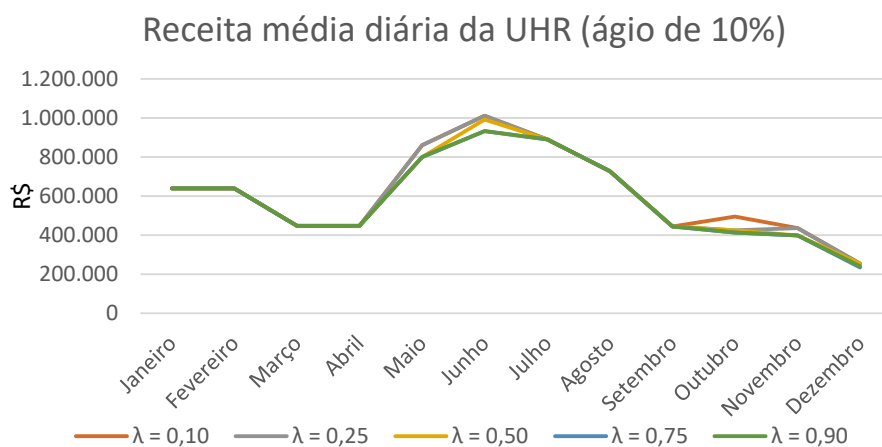


Gráfico 14 - Receita da UHR (com ágio de 10%)

Observa-se que a receita da UHR segue um padrão sazonal, com aumento de receita no meio do ano, atingindo o pico no mês de junho.

Receita média diária da Usina com geração afluyente (10 ³ R\$)												
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
$\lambda = 0,10$	626,22	626,22	405,35	405,35	707,87	891,41	885,92	728,10	428,55	486,40	432,34	249,84
$\lambda = 0,25$	626,22	626,22	405,35	405,35	707,87	891,41	885,92	728,10	428,55	415,93	432,34	249,84
$\lambda = 0,50$	626,22	626,22	405,32	405,32	646,92	871,83	885,92	728,10	428,55	415,93	395,00	249,84
$\lambda = 0,75$	626,22	626,22	405,32	405,32	646,92	813,74	885,92	728,10	428,55	403,11	395,00	230,21
$\lambda = 0,90$	626,22	626,22	405,32	405,32	646,92	813,74	885,92	728,10	428,55	403,11	395,00	237,37

Tabela 10 - Receita média diária da Usina com geração afluyente (ágio 10%)

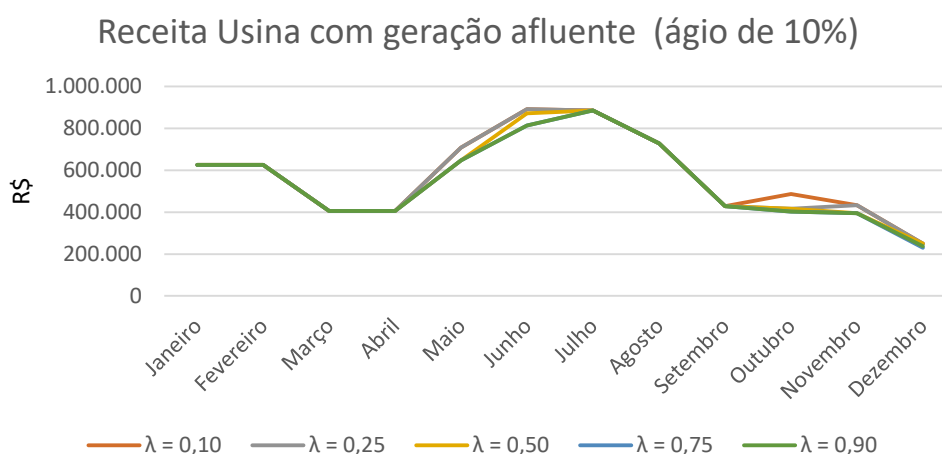


Gráfico 15 - Receita da usina com geração afluyente (ágio de 10%)

A receita obtida pela usina com a geração afluyente segue o mesmo padrão sazonal da receita ótima da UHR, com aumento no meio do ano, atingindo o pico no mês de junho. No entanto, ela é sempre inferior ou igual aos ganhos ótimos da UHR, para todos os meses e perfis de risco. Esta relação fica mais claramente visível através dos gráficos 16 a 20.

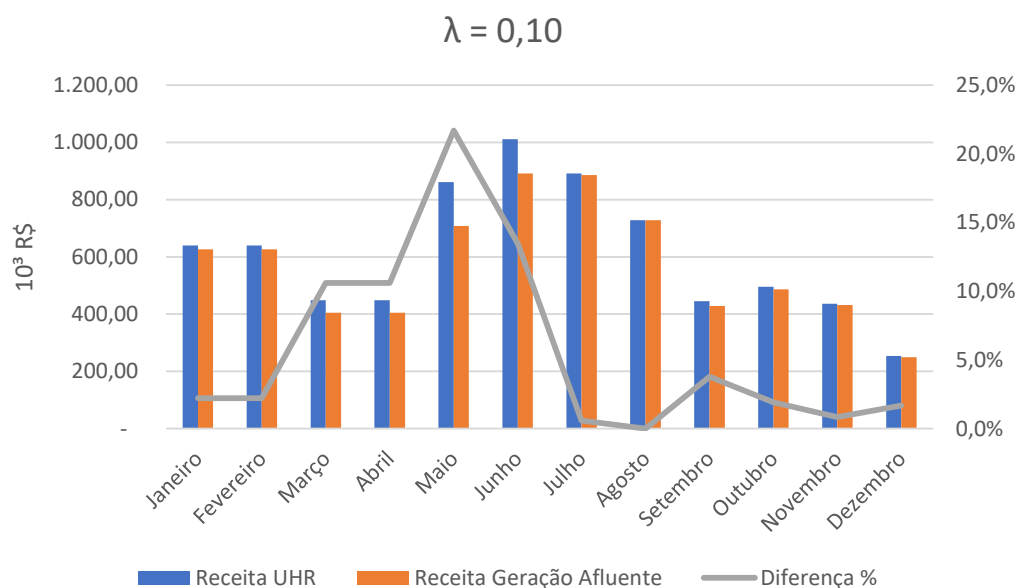


Gráfico 16 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluente para $\lambda = 0,10$

Para o $\lambda = 0,10$, a diferença entre as receitas atinge seu valor máximo no mês de maio, de 21,7%.

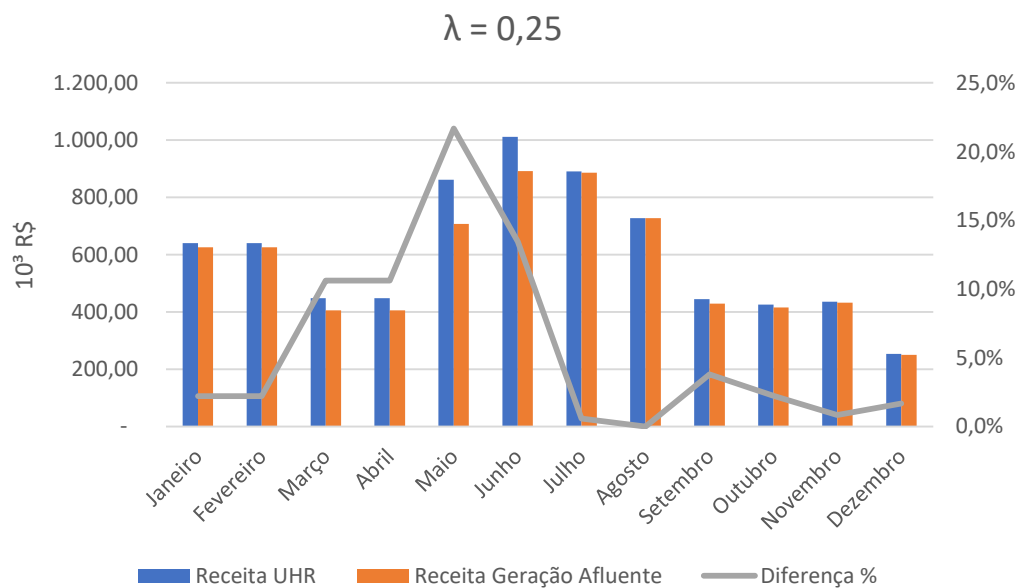


Gráfico 17 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluente para $\lambda = 0,25$

Para o $\lambda = 0,25$, a diferença entre as receitas atinge seu valor máximo no mês de maio, de 21,7%.

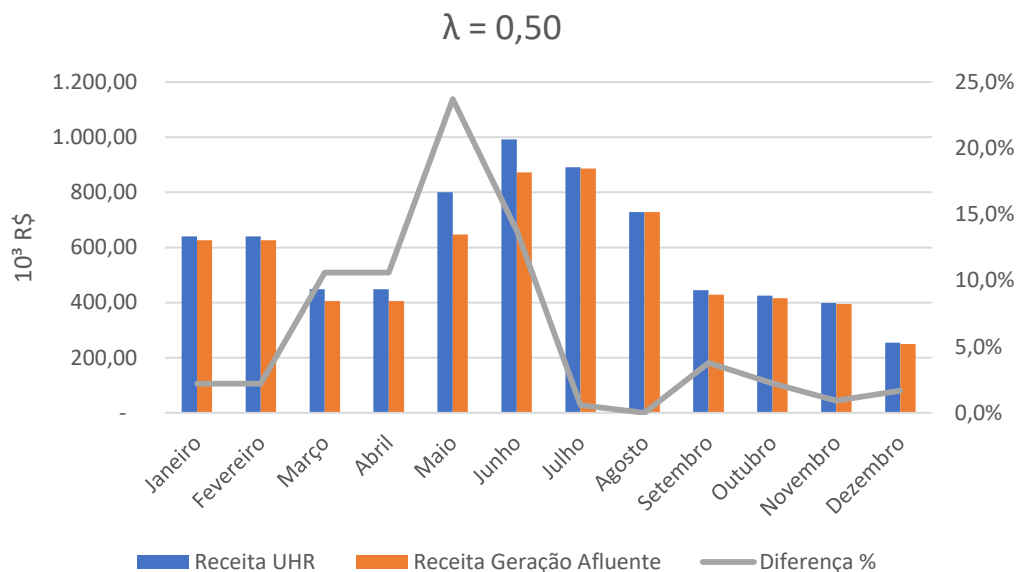


Gráfico 18 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluyente para $\lambda = 0,50$

Para o $\lambda = 0,50$, a diferença entre as receitas atinge seu valor máximo no mês de maio, de 23,7%.

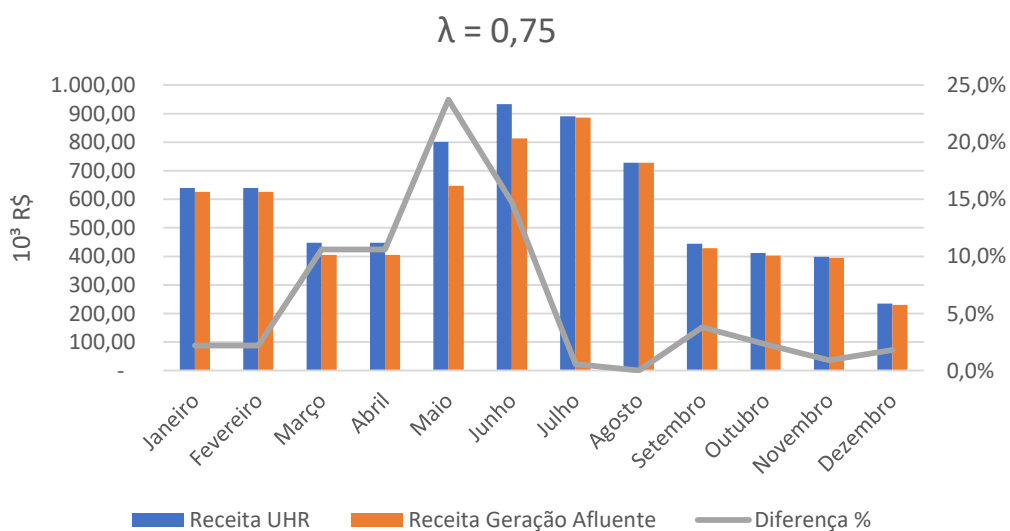


Gráfico 19 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluyente para $\lambda = 0,75$

Para o $\lambda = 0,75$, a diferença entre as receitas atinge seu valor máximo no mês de maio, de 23,7%.

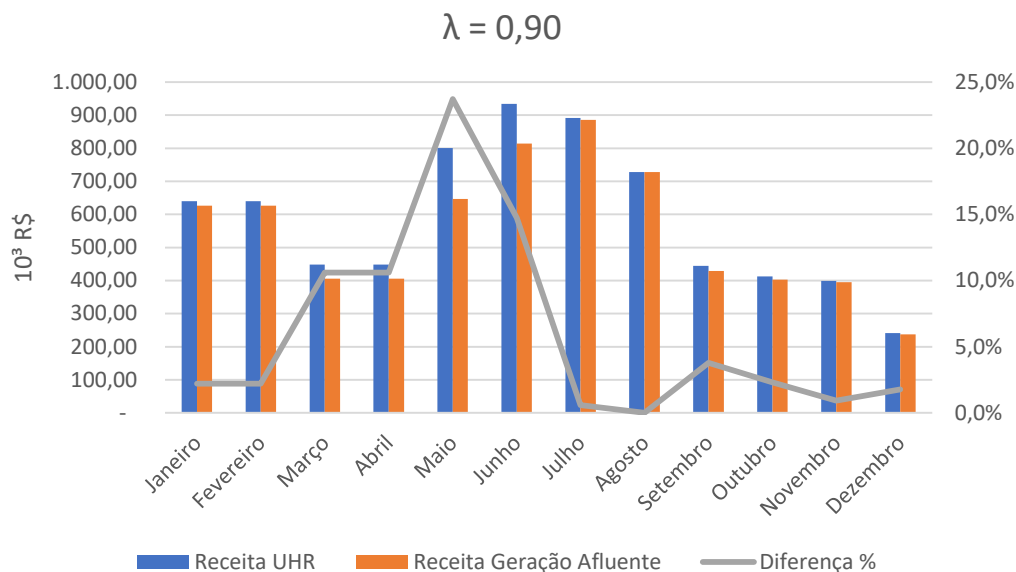


Gráfico 20 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluyente para $\lambda = 0,90$

Para o $\lambda = 0,90$, a diferença entre as receitas atinge seu valor máximo no mês de maio, de 23,7%.

Na próxima seção será estudado o comportamento da receita da UHR x receita com geração afluyente quando os contratos são negociados com os preços de venda iguais a média mensal do PLD menos um ágio de 10%.

5.2.3. Deságio de 10% no preço do contrato

Neste terceiro caso, a UHR também negocia contratos mensais no mercado livre, cujos preços por MWh são a média dos PLDs horários no respectivo mês, menos um ágio de 10%, conforme explícito na Tabela 11.

P _m com deságio de 10% (R\$/MWh)											
Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
139,36	139,36	89,55	89,55	222,08	353,99	451,62	454,66	404,18	245,85	107,75	63,67

Tabela 11 - Preços negociados nos contratos a cada mês "m", no ACL

Nota-se pela tabela e gráfico seguintes que as quantidades alocadas para o ACL não seguem uma relação de sazonalidade, porém é interessante observar que os valores do Q_{ACL} são sempre menores ou iguais quando há ágio nos preços em relação à quando não há. A lógica deste fato é mesma que a mencionada na seção anterior, ou seja, o empreendedor, ao otimizar sua receita, preferirá alocar sua geração para a operação em *self-scheduling* (liquidação com base no PLD),

que gera mais valor, em média, que a venda através do dispositivo contratual (que possui deságio em relação ao PLD). No entanto, à proporção que o perfil de aversão ao risco do empreendedor aumenta, os piores dias são aqueles de menor PLD, pois a receita é menor. Logo, a UHR aumenta sua contratação.

	Q _{ACL}											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
$\lambda = 0,10$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\lambda = 0,25$	25,93	25,93	129,85	129,85	0	47,7	0	0	0	2,97	0	14,4
$\lambda = 0,50$	25,93	25,93	129,85	129,85	27,09	47,7	0	0	0	2,97	0	14,4
$\lambda = 0,75$	25,93	25,93	129,85	129,85	27,09	47,7	0	0	0	2,97	0	14,4
$\lambda = 0,90$	25,93	25,93	129,85	129,85	27,09	47,7	0	0	0	2,97	0	14,4

Tabela 12 - Quantidade vendida pela UHR em contrato no ACL, em MWmed

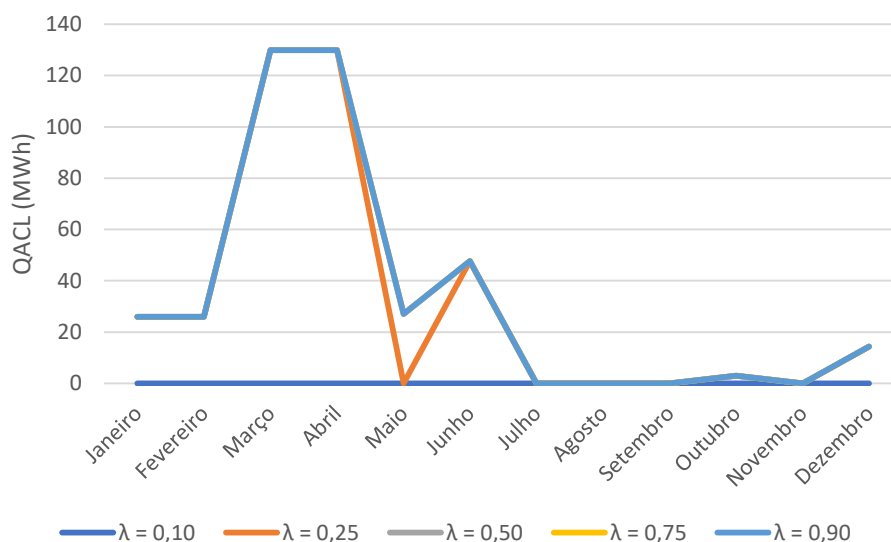


Gráfico 21 - quantidade vendida pela UHR em contrato no ACL, em MWmed

Da mesma forma que os casos anteriores, a UHR aloca maior parte da sua garantia física para os contratos no ACL nos meses iniciais do ano janeiro a abril, durante o período úmido, quando os PLDs são mais baixos. Nos meses mais secos, quando o PLD é alto, o empreendedor prefere vender sua energia gerada no mercado *spot*, já que os contratos com preços reduzidos oferecem uma remuneração menor.

Já as tabelas e gráficos a seguir apresentam as receitas ótimas da UHR por mês e de acordo o perfil de risco, e são comparadas com os ganhos da usina com a geração afluente.

Receita média diária da UHR (10³ R\$)												
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
$\lambda = 0,10$	579,49	579,49	417,31	417,31	784,67	888,72	734,48	570,48	444,79	401,17	398,61	231,95
$\lambda = 0,25$	567,40	567,40	386,31	386,31	784,67	843,68	734,48	570,48	444,79	399,22	398,61	229,51
$\lambda = 0,50$	567,40	567,40	386,31	386,31	768,62	843,68	734,48	570,48	444,79	399,22	398,61	229,51
$\lambda = 0,75$	567,40	567,40	386,31	386,31	768,62	843,68	734,48	570,48	444,79	399,22	398,61	229,51
$\lambda = 0,90$	567,40	567,40	386,31	386,31	768,62	843,68	734,48	570,48	444,79	399,22	398,61	229,51

Tabela 13 - Receita média diária da UHR (deságio de 10%)

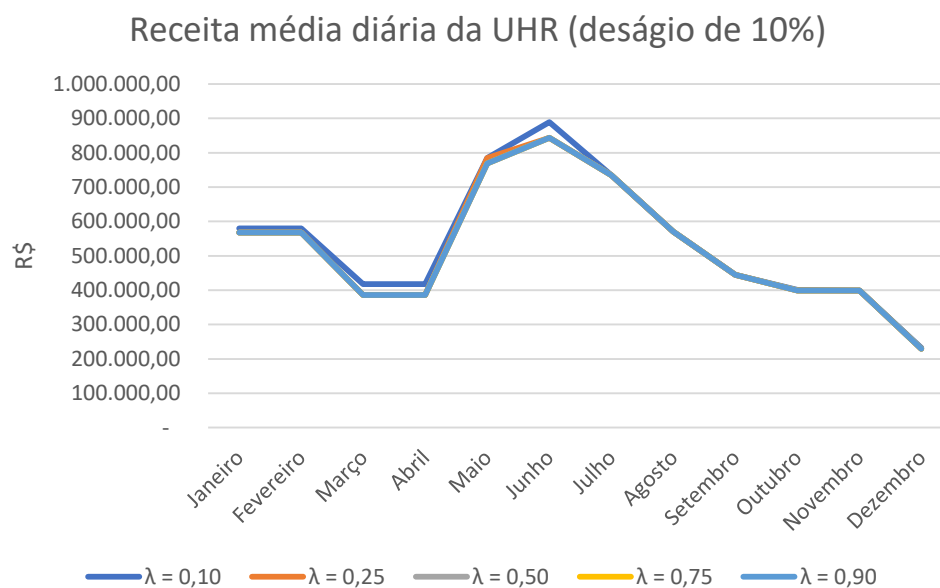


Gráfico 22 - Receita média da UHR (com deságio de 10%)

Receita Geração Afluente (10³ R\$)												
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
$\lambda = 0,10$	565,65	565,65	374,31	374,31	630,88	768,71	729,35	570,48	428,56	401,17	395,00	227,76
$\lambda = 0,25$	553,57	553,57	343,30	343,30	630,88	723,66	729,35	570,48	428,56	399,22	395,00	225,32
$\lambda = 0,50$	553,57	553,57	343,30	343,30	614,83	723,66	729,35	570,48	428,56	399,22	395,00	225,32
$\lambda = 0,75$	553,57	553,57	343,30	343,30	614,83	723,66	729,35	570,48	428,56	399,22	395,00	225,32
$\lambda = 0,90$	553,57	553,57	343,30	343,30	614,83	723,66	729,35	570,48	428,56	399,22	395,00	225,32

Tabela 14 - Receita média diária da Usina com geração afluyente (deságio 10%)

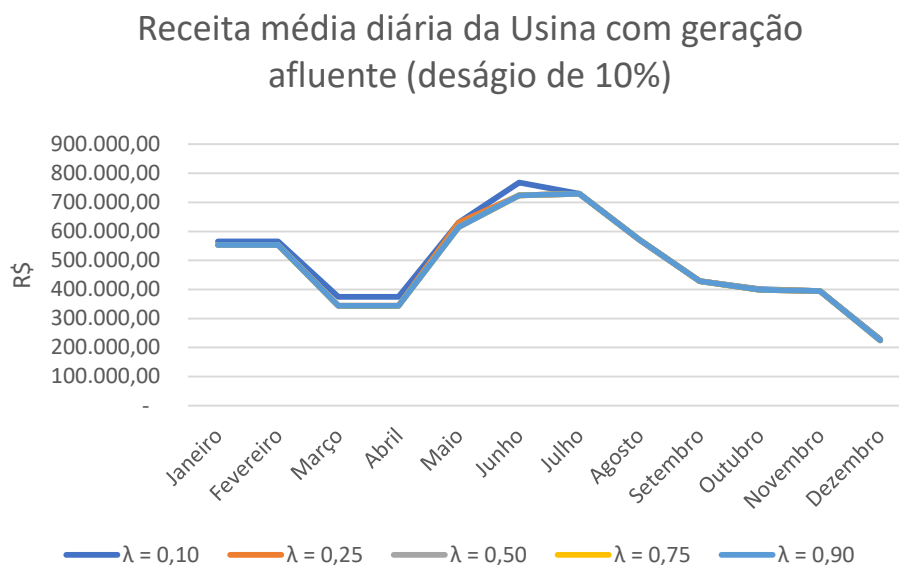


Gráfico 23 - receita média diária da Usina com geração afluente (deságio 10%)

A receita obtida pela usina com a geração afluente segue o mesmo padrão sazonal da receita ótima da UHR, com aumento no meio do ano, atingindo o pico no mês de junho. No entanto, ela é sempre inferior ou igual aos ganhos ótimos da UHR, para todos os meses e perfis de risco. Esta relação fica mais claramente visível através dos gráficos 24 a 28.

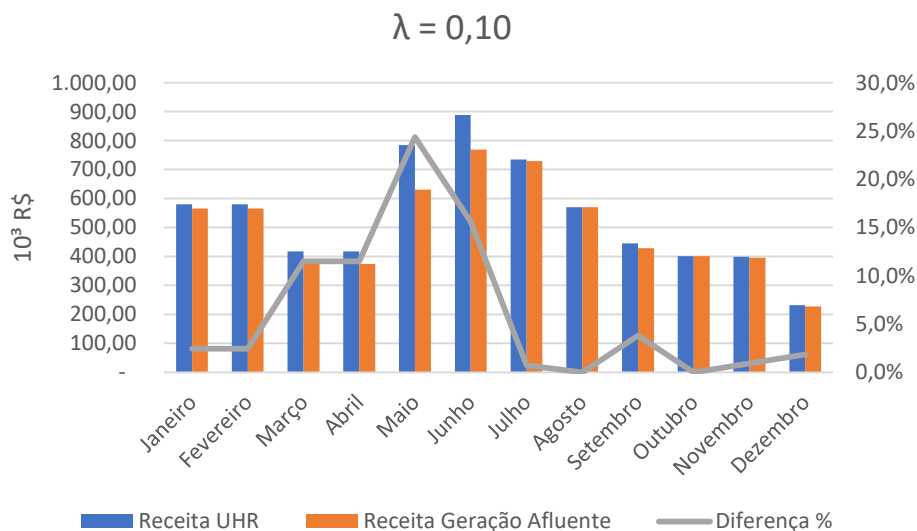


Gráfico 24 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluente para $\lambda = 0,10$

Para o $\lambda = 0,10$, a diferença entre as receitas atinge seu valor máximo no mês de maio, de 24,4%.

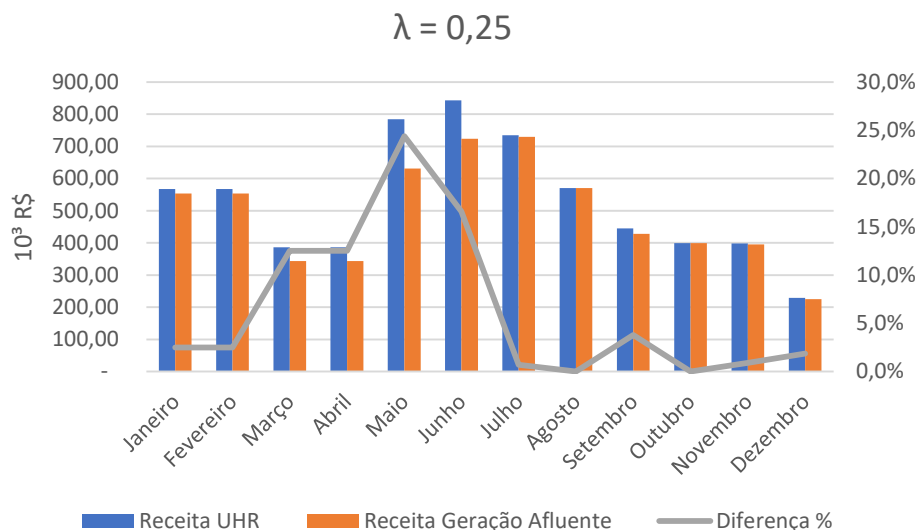


Gráfico 25 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluente para $\lambda = 0,25$

Para o $\lambda = 0,25$, a diferença entre as receitas atinge seu valor máximo no mês de maio, de 24,4%.

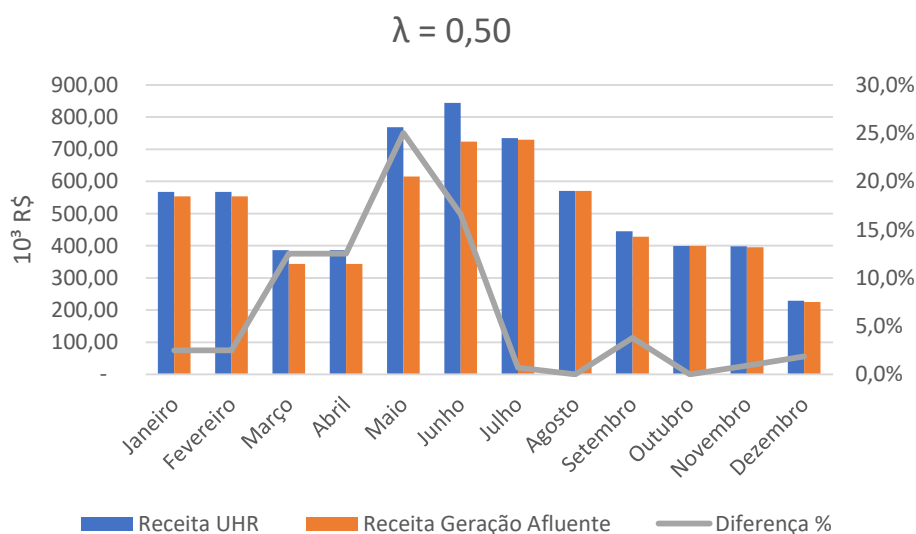


Gráfico 26 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluente para $\lambda = 0,50$

Para o $\lambda = 0,50$, a diferença entre as receitas atinge seu valor máximo no mês de maio, de 25,0%.

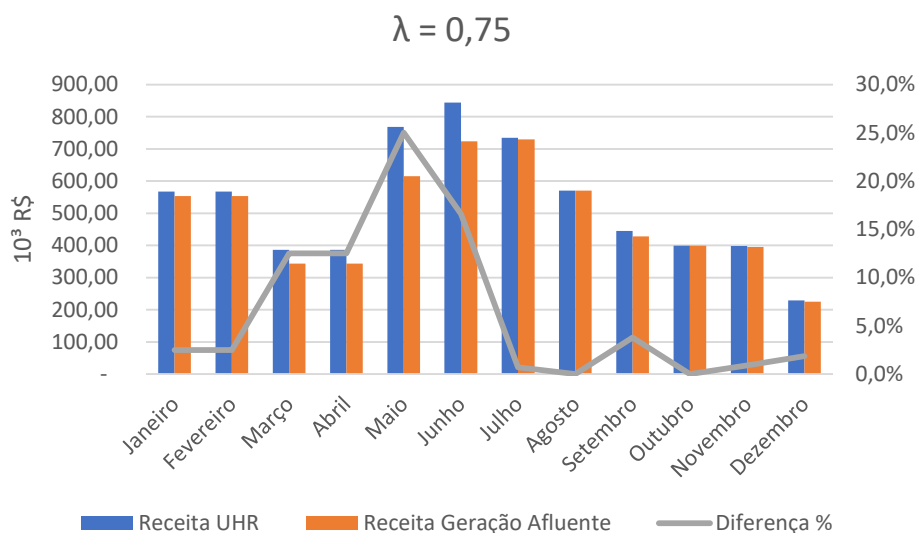


Gráfico 27 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluyente para $\lambda = 0,75$

Para o $\lambda = 0,75$, a diferença entre as receitas atinge seu valor máximo no mês de maio, de 25,0%.

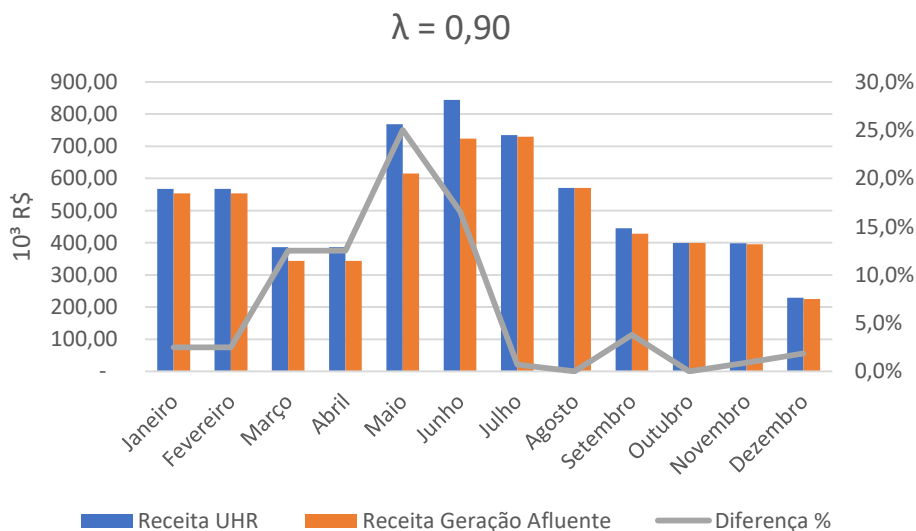


Gráfico 28 - Diferença entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluyente para $\lambda = 0,90$

Para o $\lambda = 0,90$, a diferença entre as receitas atinge seu valor máximo no mês de maio, de 25,0%.

Na próxima seção será examinado o comportamento da receita da UHR x receita com geração afluyente em todos os ambientes de contratação (ACR, ACL e spot).

5.3. Ambiente de Contratação Regulado (ACR)

Nesta seção, será ilustrada a receita da UHR com operação comercial no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e no Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Deste modo, o empreendimento venderá parte de sua garantia física no ACR, através de um Leilão de Energia Nova (A-6), com o restante sendo negociado nos mercados livre e de curto prazo com liquidação horária (ACL e *spot*). As premissas adotadas para o estudo são apresentadas a seguir:

- O preço inicial de referência no último Leilão de Energia Nova (A-6) ocorrido foi de R\$ 290,00/MWh para empreendimentos hidrelétricos. Como nunca houve um leilão para UHRs no Brasil, este preço será adotado para a contratação no ACR.
- Para cada mês, o preço base de um contrato de venda de eletricidade no ACL é a média mensal do PLD horário, conforme Tabela 3.
- O prazo do contrato negociado no ACL é de um mês.
- O parâmetro de risco será $\lambda = 0,25$.
- A garantia física da UHR é de 130 MWmed e sua potência de 200 MW.

Antes de entrar no estudo de caso propriamente dito, e com a premissas mencionadas, foi realizada uma análise de sensibilidade com diversos preços de venda no ACR e parâmetros de risco. O modelo de otimização resultou na curva de disposição a contratar a seguir (Gráfico 29):

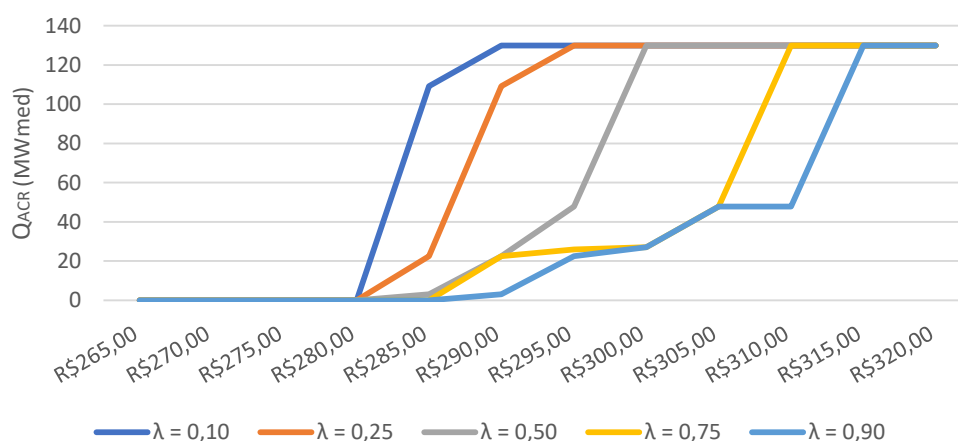


Gráfico 29 - Curva de disposição a contratar no ACR

	Q_{ACR}											
$P \rightarrow$	R\$ 265	R\$ 270	R\$ 275	R\$ 280	R\$ 285	R\$ 290	R\$ 290	R\$ 300	R\$ 305	R\$ 310	R\$ 315	R\$ 320
$\lambda = 0,10$	0	0	0	0	109,25	130	130	130	130	130	130	130
$\lambda = 0,25$	0	0	0	0	22,52	109,25	130	130	130	130	130	130
$\lambda = 0,50$	0	0	0	0	2,97	22,52	47,71	129,85	130	130	130	130
$\lambda = 0,75$	0	0	0	0	0	22,52	25,93	27,09	47,71	129,85	130	130
$\lambda = 0,90$	0	0	0	0	0	2,97	22,52	27,09	47,71	47,71	129,85	130

Tabela 15 - Disposição a contratar no ACR, em MWmed

Observa-se que somente a partir do preço R\$ 285,00/MWh que a UHR começa a alocação de parte de sua garantia física no ACR. Caso o preço de venda vencedor do LEN A-6 seja de R\$ 320,00, o gerador destina 100% de sua garantia física para o contrato estabelecido no ACR para todos os perfis de risco. Cabe ressaltar que, uma vez que a UHR se compromete a vender certa quantidade de sua garantia física no ACR, a receita associada a este valor é certa, e a usina estará exposta ao PLD caso não consiga gerar o que foi estabelecido no leilão e, consequentemente no contrato. O mesmo vale para os contratos estabelecidos no ACL.

5.3.1. Estudo de caso

Neste estudo de caso serão feitas duas comparações:

1. Da receita da UHR em operação comercial no ACR e ACL com a usina com geração afluyente operando nos mesmos ambientes.
2. Da receita da UHR com operação comercial no ACR e ACL com os ganhos provenientes somente da operação no ACL.

Para estes dois casos, será considerado um $\lambda = 0,25$ e que a usina aloca 109,25 MWmed para venda no Ambiente de Contratação Regulado, o que corresponde a 84% de sua garantia física. De acordo com a Tabela 15, estes dois parâmetros correspondem a um preço de venda de R\$ 290,00/MWh.

O valor de 84% da garantia física destinado para venda no ACR foi escolhido com base nos percentuais alocados pelos empreendimentos hídricos nos últimos dois Leilões de Energia Nova A-6, conforme as Tabelas 16 e 17. Este percentual também oferece uma maior segurança ao empreendedor ao buscar financiamento para a construção da usina, uma vez que a receita relacionada à

venda no ACR é garantida durante a vigência do contrato de longo prazo firmado (30 anos).

Empreendimento	Potência (MW)	GF (MWmed)	GF vendida (MWmed)	% da GF vendida
ANTONIO PRADO	1,000	0,800	0,800	100,0%
BELA VISTA	29,00	16,64	14,70	88,3%
LUCIA CHEROBIM	28,000	16,570	16,500	99,6%
NOVA PONTE QUEIMADA II	3,000	1,940	1,900	97,9%
DIAMANTINO	3,00	2,22	1,30	58,6%
BAIXO IGUACU	350,200	171,300	23,400	13,7%
ALTO GUAPORE 2	7,000	5,010	5,000	99,8%
LACERDOPOLIS	9,600	5,470	5,400	98,7%
OURO BRANCO	4,000	2,850	1,400	49,1%
BOA VISTA II	16,000	6,900	6,000	87,0%
SEDE II	6,964	2,890	2,300	79,6%
			Média	79,3%

Tabela 16 - 28º Leilão de Energia Nova A-6, realizado em 31/08/2018

(Fonte: CCEE, 2018)

Empreendimento	Potência (MW)	GF (MWmed)	GF vendida (MWmed)	% da GF vendida
PERDIDOS	28,000	16,420	16,400	99,9%
FORQUILHA IV	13,00	5,64	5,00	88,7%
TUPITINGA	24,000	10,470	9,700	92,6%
SAO CARLOS	14,525	7,730	4,500	58,2%
FOZ DO ESTRELA	29,50	17,57	17,50	99,6%
VERDE 08	30,000	18,700	18,200	97,3%
			Média	89,4%

Tabela 17 - 26º Leilão de Energia Nova A-6, realizado em 20/12/2018

(Fonte: CCEE, 2018)

5.3.1.1. UHR x Usina com Geração afluyente

Com a possibilidade de venda de energia no ACR, observa-se que a UHR aloca sua geração para o ACL somente nos meses de março e abril. Nos restantes, a geração excedente a 109,25 MWmed é negociada no mercado *spot* ao PLD.

Q _{ACL}												
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
$\lambda = 0,25$	-	-	20,59	20,59	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabela 18 – Quantidade, em MWmed, destinada pela UHR ao ACL, com operação no ACR

As receitas da UHR e da usina com geração afluyente podem ser observadas nas Tabelas 19 e 20:

Receita média diária da UHR (10 ³ R\$/dia)												
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
$\lambda = 0,25$	761,69	761,69	916,80	916,80	897,72	618,04	179,15	6,28	27,64	454,58	845,07	806,86

Tabela 19 – Receita média diária da UHR no ACR

Receita média diária da Geração Afluyente (10 ³ R\$/dia)												
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
$\lambda = 0,25$	749,00	749,00	873,80	873,80	744,26	497,79	174,02	6,28	11,41	445,29	841,47	802,67

Tabela 20 - Receita média diária da Usina com Geração Afluyente no ACR

O Gráfico 30 evidencia a diferença entre as receitas da UHR, obtidas através do modelo de otimização, e da usina com a geração afluyente. A maior disparidade ocorre no mês de maio, quando atinge o valor de R\$153,47 mil. Em relação ao faturamento total anual, a UHR superou a usina convencional em 6,3% (R\$ 218.269.657,19 contra R\$ 205.360.987,03).

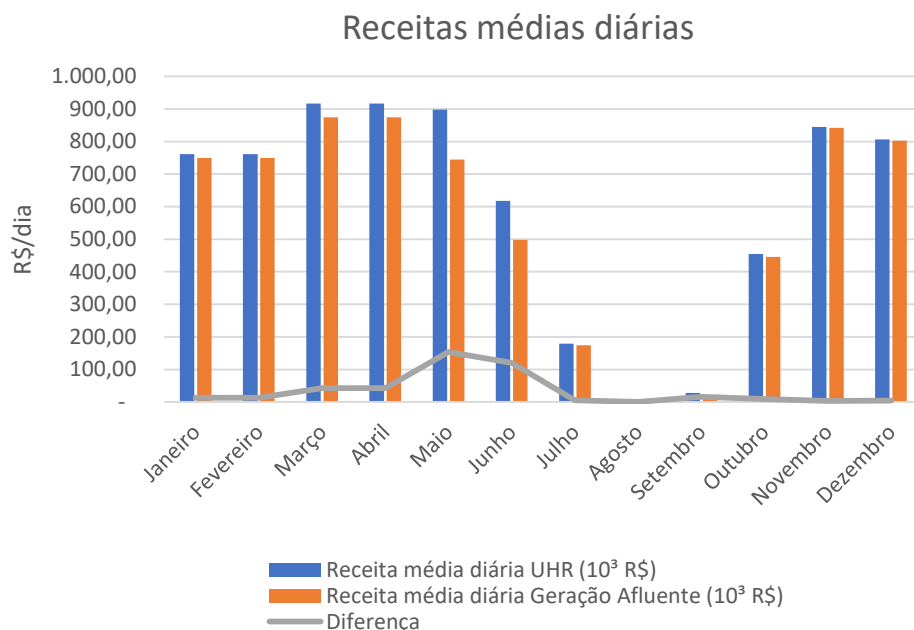


Gráfico 30 - Comparação entre as receitas médias diárias da UHR e da usina com geração afluyente para $\lambda = 0,25$, no ACR

5.3.1.2. Comparação ACR x ACL

Nesta seção será feita a comparação entre as receitas da UHR com operação somente no Ambiente de Contratação Livre e com venda de eletricidade no Ambiente de Contratação Regulado. Cabe destacar que a operação exclusiva no ACL permite ao empreendedor vender o excedente contratual no mercado *spot* também. Analogamente, a operação no ACR não exclui a possibilidade de comercializar eletricidade no ACL e no mercado *spot*.

A Tabela 21 apresenta a quantidade alocada ao ACL nestes dois modos de operação. Para o caso no qual há negociação no ACR, a UHR só pode destinar até 20,75 MWmed para vendas em contratos mensais no ACL, já que ela vende 109,25 MWmed através de um leilão de energia nova ($Q_{ACR} + Q_m \leq GF$). Ainda assim, a usina só celebra contratos livres nos meses de março e abril. Nos meses restantes, o excedente de geração em relação aos 109,25 MWmed são negociados no mercado *spot*.

Em contrapartida, com a operação exclusiva no mercado livre, a UHR aloca boa parte de sua garantia física para venda através de contratos, principalmente nos primeiros meses do ano (período úmido), quando o PLD é mais baixo. Isso é uma medida de proteção do empreendedor, contra uma eventual

queda dos preços, já que, de acordo com premissa adotada neste estudo de caso, o contrato remunera, em média, a mesma quantia que a média dos PLDs do mês. No período seco (julho a outubro), o gerador prefere operar totalmente ou quase totalmente em *self-scheduling* horário, vendendo sua energia ao PLD (que é alto nestes meses).

Q _{ACL}												
$\lambda = 0,25$	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
ACR	0	0	20,59	20,59	0	0	0	0	0	0	0	0
Só ACL	130	130	129,85	129,85	27,09	47,71	0	0	0	2,97	0	14,4

Tabela 21 - Quantidade de energia alocada para vendas no ACL, em MWmed (operação no ACR e ACL x operação só no ACL)

Em relação à receita obtida, a operação no ACR remunera o empreendedor em R\$ 218.269.657,19 no ano, enquanto a operação exclusiva no ACL resulta em uma receita anual de R\$ 196.291.399,32, uma diferença de 11,2%. A tabela e o gráfico a seguir evidenciam esta desigualdade.

Receita média diária UHR (10 ³ R\$/dia)												
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
ACR	761,69	761,69	916,80	916,80	897,72	618,04	179,15	6,28	27,64	454,58	845,07	806,86
Só ACL	579,47	579,47	417,31	417,31	784,34	888,72	734,48	570,48	444,79	410,45	398,61	231,95

Tabela 22 – Receita média diária da UHR (operação no ACR e ACL x operação só no ACL)

Receita média diária da UHR

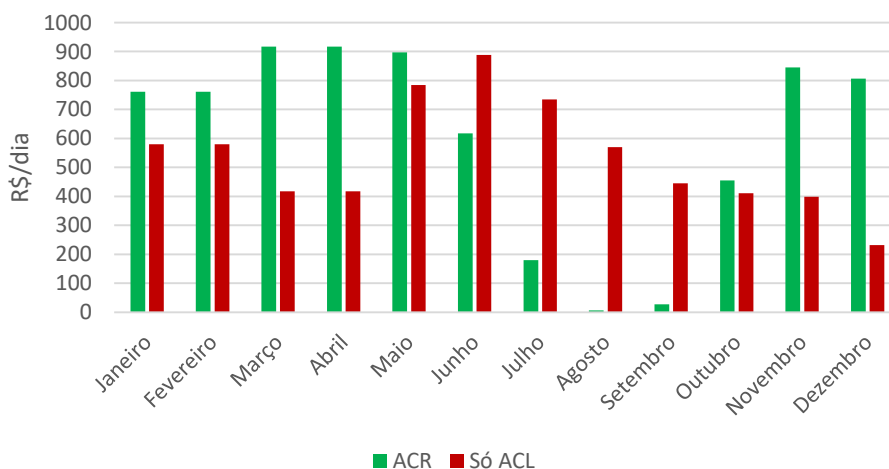


Gráfico 31 - Receita média diária da UHR (operação no ACR x operação só no ACL)

Nota-se que a comercialização no Ambiente de Contratação Regulado trava os meses de PLD alto, em particular em agosto e setembro, expondo a UHR ao risco de preço e quantidade. Ressalta-se que a permissão de compra de contrato no ACL admitiria à UHR melhorar sua receita nos meses de PLD alto.

No entanto, fica evidente que, com os parâmetros considerados, a UHR deve desejar vender sua eletricidade gerada através de um Leilão de Energia Nova A-6, no ACR. Esta maior receita é essencial para atrair financiamento para a construção da usina, já que no ambiente regulado, o empreendimento hidrelétrico estabelece um vínculo contratual, consequentemente com uma receita garantida, por trinta anos.

6. Análise de viabilidade financeira

Neste capítulo, será feita uma análise de viabilidade econômico-financeira para construção e operação comercial de uma usina hidrelétrica reversível no Brasil. O caso apresentado no capítulo anterior, com a UHR operando em todos os ambientes de contratação, será utilizado como base para elaboração do fluxo de caixa.

6.1. Financiamento

O período de 1990 a 2000 foi caracterizado por privatizações e estudos para reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro, que vinha sofrendo um esgotamento da capacidade de realizar novos investimentos por parte das estatais (CARVALHO, 2013). Estas empresas sofriam com o grande endividamento e com política de contenção tarifária para controle da inflação (BNDES, 2006). Neste contexto, as privatizações foram apoiadas pelo governo federal por meio do Programa de Estímulo à Privatização Estadual (PEPE) do BNDES. De acordo com esse programa, era possível antecipar aos governos estaduais os recursos financeiros provenientes do Fundo de Amparo ao Trabalhador (FAT), tendo como garantia os ativos das empresas de eletricidade de controle estadual, a serem vendidos nos leilões de privatização com a assessoria do Banco, após a aprovação pelas Assembleias Legislativas (TOLMASQUIM, 2011).

Além disso, em 1992 o governo Collor promoveu o Plano Nacional de Desestatização (PND), que foi iniciado pelo setor elétrico. Até 2002, empresas de distribuição responsáveis por mais de 84% da energia distribuída além de empresas geradoras responsáveis por cerca de 32% da potência instalada no país foram vendidas para a iniciativa privada (CASTRO, 2004).

No entanto, a partir de 2004, com o novo marco regulatório, o Estado volta a assumir um papel relevante no planejamento do setor, prezando por segurança de suprimento, modicidade tarifária e inserção social. Em 2004, é criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que tem por finalidade realizar estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, e acentua-se uma tendência de Modelos de Parceria Estratégicas Público-Privadas. (BNDES, 2006; SIFFERT et al., 2009).

6.1.1. Papel do BNDES

A criação do BNDES, na década de 1950, possuía como fim principal oferecer financiamento de projetos na área industrial, baseado na política de substituição de importações. Inicialmente, a política estava voltada para a concessão de crédito de longo prazo para os segmentos de transportes e energia, apontados como obstáculos para o crescimento econômico. Até 1995, a única linha de financiamento disponível para longo prazo eram os produtos oferecidos pelo BNDES (CARVALHO,2013).

Para a concessão de um financiamento, a política do BNDES envolve o requerimento e apreciação de documentos, demonstrações financeiras, orçamentos e entrevistas com os beneficiários finais, além de analisar até a instância de pessoas físicas que detêm a propriedade da empresa (CARVALHO,2013).

Após 2004, com o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, houve a necessidade de altos investimentos na expansão de capacidade de geração. Com isso, a demanda por financiamento se acentua, já que as usinas hidrelétricas se caracterizam pelo elevado custo de investimento (possuem custo variável de operação reduzido). Desta forma, o BNDES amplia sua atuação no setor a fim de atender essa demanda crescente por capital, com financiamento de novos projetos de geração de energia. O Gráfico 32 apresenta a repartição de projetos hidrelétricos aprovados pelo BNDES no período de 2004 a 2011, por tipo.

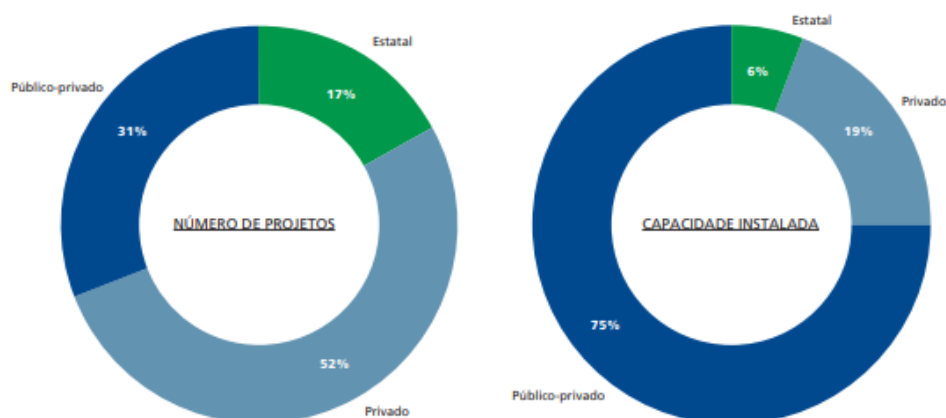


Gráfico 32 - Projetos Hidrelétricos Aprovados no BNDES em 2004 e 2011

(Fonte: ESPOSITO, 2012)

Neste cenário, o BNDES se consolida como o principal financiador da expansão de energia, com o modelo de empréstimos em que o próprio fluxo de

caixa e os ativos do projeto são as fontes primárias de pagamento e garantia do empréstimo – o *Project Finance*.

Project Finance é uma modalidade de estruturação financeira para a realização de projetos de grande porte, na qual a principal fonte de receita para o pagamento dívida do financiamento é proveniente do fluxo de caixa gerado pela sua própria operação. Esta característica de autofinanciamento permite a realização de projetos cujo porte seja superior ao de seu patrocinador. De acordo com Bonomi e Malvessi (2008), o *Project Finance* é adequado para empreendimentos que apresentem bons resultados econômicos pelos métodos de Taxa Interna de Retorno, Valor Presente Líquido e pela capacidade de criação de valor ao acionista.

Ademais, segundo estudo “O Papel do BNDES na Expansão do Setor Elétrico Nacional e o Mecanismo de *Project Finance*” (BNDES, 2009), o *Project Finance* consiste em um modo de financiamento que se fundamenta na assinatura de contratos privados de longo prazo, no qual as unidades produtivas são legalmente independentes dos investidores. Essa alternativa difere do financiamento corporativo, uma vez que os concedentes do empréstimo assumem a garantia o fluxo de caixa esperado e os ativos do projeto como fontes primárias de pagamento. Outro fator favorável aos investidores é a não há obrigatoriedade de autossuficiência do projeto desde seu início (SIFFERT et al, 2009). Para isso, as empresas investidoras devem constituir uma sociedade de propósito específico – SPE, a fim de garantir a independência de implantação do projeto. No Brasil, três empreendimentos de destaque que utilizaram o *Project Finance* foram a UHE Jirau, UHE Belo Monte e UHE Santo Antônio (CARVALHO, 2013).

6.2. Fluxo de Caixa

O empreendimento deverá obter empréstimo para realizar a construção da UHR através de uma operação direta com o BNDES. Conforme regras apresentadas em seu portal eletrônico, o banco de fomento aceita financiar até 80 % do valor do projeto, com as seguintes taxas de juros:

- Custo financeiro: TLP – Taxa de Longo Prazo. Segundo o sítio eletrônico do BNDES a TLP é de 6,92% ao ano.
- 1,3% ao ano de remuneração do BNDES (para projetos hidrelétricos);
- Taxa de risco de crédito: é variável conforme risco do cliente e prazo do financiamento. O prêmio de risco de crédito deve representar o spread sobre a taxa livre de risco que pagam empresas geradoras de

energia elétrica brasileiras. Nesse sentido, adotou-se, como benchmarking, a média dos spreads associados aos ratings das empresas de geração brasileiras. O valor definido foi de 2,93% (ANEEL, 2014).

- Será feita análise real do fluxo de caixa, ou seja, sem consideração dos efeitos da inflação durante o tempo.

Desta forma o custo de capital de terceiros será: $1,0692 \times 1,013 \times 1,0293 - 1 = 11,48\%$ ao ano. No entanto, esta taxa está expressa em termos nominais. A taxa real é representada pela seguinte expressão matemática:

$$(1 + n) = (1 + i) \times (1 + j) \quad (25)$$

Onde:

n = taxa de juros nominal (% ao ano);

i = inflação (% ao ano). A taxa utilizada será o IPCA dos últimos 12 meses, que foi de 3,89% (IBGE, 2019).

j = taxa de juros real (% ao ano).

Dessa forma, o custo de capital de terceiros, expresso em taxa real será de 7,31% ao ano.

Já o custo de capital próprio pode ser estimado através do *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). Segundo COPELAND et al (2002), o CAPM sustenta que o custo de oportunidade do capital ordinário seja igual ao retorno sobre títulos livres de risco mais o risco sistêmico da empresa (beta) multiplicado pelo preço de mercado do risco (ágio pelo risco). Isso é explícito através da seguinte equação:

$$k_s = r_f + \beta \times [E(r_m) - r_f] \quad (26)$$

Onde:

r_f = Taxa de retorno livre de risco;

$E(r_m)$ = Taxa de retorno prevista para a carteira do mercado como um todo;

$E(r_m) - r_f$ = Ágio pelo risco no mercado;

β = risco sistêmico do capital ordinário;

REGO (2004) apresentou quatro metodologias para cálculo do custo de capital próprio de empreendimentos de geração hidrelétrica no Brasil, que são resumidos na Tabela 23.

Metodologia	Taxa	Tipo
ANEEL	17,47%; 14,72%	nominal; real
MINARDI; SANVICENTE	35,60%	nominal
CERBASI	12,87%	real
CBIEE apud REGO	15,11%	real

Tabela 23 - Taxas de Custo de Capital Próprio.

(Fonte: REGO, 2004)

A ANEEL publicou em 2014 um novo valor para o custo de capital próprio de concessionárias de geração, no valor de 12,34% a.a, em termos nominais. No entanto, este custo deve ser deflacionado pelo IPCA, obtendo-se o custo de capital próprio real de 8,13% a.a.

Finalmente, para cálculo da TIR do projeto de construção e operação comercial de uma UHR no Brasil serão consideradas as seguintes premissas e parâmetros:

- Investimento: R\$649.500.000,00. Este valor foi obtido da seguinte maneira: 750€/kW (custo de construção, baseado em ZACH; AUER; LETTNER; (2012)) x 200.000 kW (potência da usina) x R\$4,33/€ (cotação média do euro no mês de março de 2019, segundo o Banco Central do Brasil).
- Os custos variáveis serão considerados típicos de hidrelétricas, que são muito pequenos, portanto não serão considerados. O custo fixo será considerado de 3,80€/kW/ano (Zach; Auer; Lettner; 2012). O custo de bombeamento do reservatório inferior para o superior já está incorporado no modelo de otimização.
- Por simplificação, não serão considerados TUSD, TUST. Os encargos setoriais considerados serão:
 - TFSEE – Tarifa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica: Instituída pela Lei nº 9.427/96, a TFSEE é uma receita destinada à ANEEL, a ser cobrada de todos os concessionários, permissionários ou autorizados, incluídos os produtores

independentes e os autoprodutores, e representam 0,4% do valor do benefício econômico anual auferido.

- Taxa ONS – Taxa de Administração do ONS = 25% x TFSEE (Rego, 2004)
- P&D – Investimento em Pesquisa e Desenvolvimento = 1% x Receita Operacional Líquida (Rego, 2004).
- CFURH – Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos. A Lei nº 7.990/89 estabelece o pagamento de royalties pela utilização dos recursos hídricos, conforme a fórmula: 6,75% x Tarifa de Referência x Volume de Energia Produzido. Para o ano de 2019, a Tarifa de Referência estipulada pela ANEEL é de R\$ 77,38/MWh.
- As premissas tributárias estão apresentadas na Tabela 24:

Tributo	Taxa	Incidência
PIS/PASEP	1,65%	Receita Bruta
COFINS	7,60%	Receita Bruta
CSLL + IR	34%	Lucro antes dos impostos
IPI	desconsiderado	Decreto 4.542/02
ICMS	desconsiderado	Convênio ICMS 107/02

Tabela 24 - Premissas tributárias.

(Fonte: REGO, 2004)

- O prazo total de financiamento, que inclui o prazo de carência e de amortização, não poderá exceder: 24 anos e os dois últimos anos que antecedem o vencimento dos contratos de compra e venda de energia do ambiente regulado (BNDES, 2019).
- Os juros serão capitalizados durante o período de carência, que será até a entrada do projeto em operação comercial (BNDES permite carência de até seis meses após a entrada em operação), prevista por ocasião da deliberação quanto à concessão do crédito.
- Será utilizado o Sistema de Amortização Constante (SAC).
- Com base nos últimos dois Leilões de Energia Nova A-6, nos quais as médias de garantia física vendidas foram de 79,3% e 89,4%, respectivamente, considera-se que a alocação de 109,25 MWmed da UHR para comercialização no ACR, o que equivale a 84% de sua garantia física, é adequado para obter financiamento do BNDES. Considerando o $\lambda = 0,25$, e o preço do leilão de R\$290,00/MWh, foram

calculadas as receitas médias diárias em cada mês, que resultou em uma receita bruta anual da UHR de R\$ 218.269.657,19 (conforme seção 5.3.1.1).

- Como foi adotada a premissa de que os resultados de geração ótima ($g_{m,h,k}$) e bombeamento ($d_{m,h,k}$), bem como os dados de entrada do modelo de otimização da receita (geração afluyente observada ($G^A_{m,h,k}$) e PLDs coletados ($\pi_{m,h,k}$)) representam cenários que serão repetidos a cada ano, durante a vigência do contrato de longo prazo, considera-se que a receita da UHR será de R\$ 218.269.657,19 ao longo da duração da operação comercial da usina (vigência do contrato de longo prazo).

O fluxo de caixa livre do empreendedor, a cada ano, é encontrado, resumidamente, após a aplicação das seguintes contas:

(+) Receita Bruta
(-) Impostos sobre as vendas (COFINS / PIS)
(-) Despesas Operacionais
(-) TFSEE
(-) CFURH
(-) Taxa ONS
(=) Receita Operacional Líquida
(-) P&D
(-) Pagamento de Juros
(=) Lucro antes do IR
(-) Impostos (IR + CSLL)
(-) Aporte de Capital Próprio
(+) Financiamento Recebido
(-) Aporte de Capital de Terceiros
(-) Amortização do Financiamento
(=) Fluxo de caixa do empreendimento

Tabela 25 - Estrutura do Fluxo de caixa do empreendimento.

(Fonte: REGO, 2004)

Com as premissas e parâmetros adotados, o fluxo de caixa do empreendimento, em milhões de reais, pode ser encontrado na Tabela 26:

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
(+) Receita Bruta	-	-	-	-	-	-	218,27	218,27	218,27
(-) Impostos sobre as vendas (COFINS / PIS)	-	-	-	-	-	-	- 20,19	- 20,19	- 20,19
(-) Despesas Operacionais	-	-	-	-	-	-	- 3,29	- 3,29	- 3,29
(-) TFSEE	-	-	-	-	-	-	- 0,87	- 0,87	- 0,87
(-) CFURH	-	-	-	-	-	-	- 4,66	- 4,66	- 4,66
(-) Taxa ONS	-	-	-	-	-	-	- 0,22	- 0,22	- 0,22
(=) Receita Operacional Líquida	-	-	-	-	-	-	189,04	189,04	189,04
(-) P&D	-	-	-	-	-	-	- 1,89	- 1,89	- 1,89
(-) Pagamento de Juros	-	-	-	-	-	-	- 54,05	- 51,05	- 48,04
(=) Lucro antes do IR	-	-	-	-	-	-	133,10	136,10	139,10
(-) Impostos (IR + CSLL)	-	-	-	-	-	-	- 45,25	- 46,27	- 47,29
(-) Aporte de Capital Próprio	- 129,90	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Financiamento Recebido	519,60	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Aporte de Capital de Terceiros	- 519,60	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Amortização do Financiamento	-	-	-	-	-	-	- 41,08	- 41,08	- 41,08
(=) Fluxo de caixa do empreendimento	- 129,90	-	-	-	-	-	46,77	48,75	50,73

	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
(+) Receita Bruta	218,27	218,27	218,27	218,27	218,27	218,27	218,27	218,27	218,27
(-) Impostos sobre as vendas (COFINS / PIS)	- 20,19	- 20,19	- 20,19	- 20,19	- 20,19	- 20,19	- 20,19	- 20,19	- 20,19
(-) Despesas Operacionais	- 3,29	- 3,29	- 3,29	- 3,29	- 3,29	- 3,29	- 3,29	- 3,29	- 3,29
(-) TFSEE	- 0,87	- 0,87	- 0,87	- 0,87	- 0,87	- 0,87	- 0,87	- 0,87	- 0,87
(-) CFURH	- 4,66	- 4,66	- 4,66	- 4,66	- 4,66	- 4,66	- 4,66	- 4,66	- 4,66
(-) Taxa ONS	- 0,22	- 0,22	- 0,22	- 0,22	- 0,22	- 0,22	- 0,22	- 0,22	- 0,22
(=) Receita Operacional Líquida	189,04	189,04	189,04	189,04	189,04	189,04	189,04	189,04	189,04
(-) P&D	- 1,89	- 1,89	- 1,89	- 1,89	- 1,89	- 1,89	- 1,89	- 1,89	- 1,89
(-) Pagamento de Juros	- 45,04	- 42,04	- 39,04	- 36,03	- 33,03	- 30,03	- 27,02	- 24,02	- 21,02
(=) Lucro antes do IR	142,10	145,11	148,11	151,11	154,12	157,12	160,12	163,12	166,13
(-) Impostos (IR + CSLL)	- 48,32	- 49,34	- 50,36	- 51,38	- 52,40	- 53,42	- 54,44	- 55,46	- 56,48
(-) Aporte de Capital Próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Financiamento Recebido	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Aporte de Capital de Terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Amortização do Financiamento	- 41,08	- 41,08	- 41,08	- 41,08	- 41,08	- 41,08	- 41,08	- 41,08	- 41,08
(=) Fluxo de caixa do empreendimento	52,71	54,69	56,68	58,66	60,64	62,62	64,60	66,58	68,57

	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
(+) Receita Bruta	218,27	218,27	218,27	218,27	218,27	218,27	218,27	218,27	218,27
(-) Impostos sobre as vendas (COFINS / PIS)	- 20,19	- 20,19	- 20,19	- 20,19	- 20,19	- 20,19	- 20,19	- 20,19	- 20,19
(-) Despesas Operacionais	- 3,29	- 3,29	- 3,29	- 3,29	- 3,29	- 3,29	- 3,29	- 3,29	- 3,29
(-) TFSEE	- 0,87	- 0,87	- 0,87	- 0,87	- 0,87	- 0,87	- 0,87	- 0,87	- 0,87
(-) CFURH	- 4,66	- 4,66	- 4,66	- 4,66	- 4,66	- 4,66	- 4,66	- 4,66	- 4,66
(-) Taxa ONS	- 0,22	- 0,22	- 0,22	- 0,22	- 0,22	- 0,22	- 0,22	- 0,22	- 0,22
(=) Receita Operacional Líquida	189,04	189,04	189,04	189,04	189,04	189,04	189,04	189,04	189,04
(-) P&D	- 1,89	- 1,89	- 1,89	- 1,89	- 1,89	- 1,89	- 1,89	- 1,89	- 1,89
(-) Pagamento de Juros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Lucro antes do IR	187,15	187,15	187,15	187,15	187,15	187,15	187,15	187,15	187,15
(-) Impostos (IR + CSLL)	- 63,63	- 63,63	- 63,63	- 63,63	- 63,63	- 63,63	- 63,63	- 63,63	- 63,63
(-) Aporte de Capital Próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Financiamento Recebido	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Aporte de Capital de Terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Amortização do Financiamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Fluxo de caixa do empreendimento	123,52	123,52	123,52	123,52	123,52	123,52	123,52	123,52	123,52

	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
(+) Receita Bruta	218,27	218,27	218,27	218,27	218,27	218,27	218,27	218,27	218,27
(-) Impostos sobre as vendas (COFINS / PIS)	- 20,19	- 20,19	- 20,19	- 20,19	- 20,19	- 20,19	- 20,19	- 20,19	- 20,19
(-) Despesas Operacionais	- 3,29	- 3,29	- 3,29	- 3,29	- 3,29	- 3,29	- 3,29	- 3,29	- 3,29
(-) TFSEE	- 0,87	- 0,87	- 0,87	- 0,87	- 0,87	- 0,87	- 0,87	- 0,87	- 0,87
(-) CFURH	- 4,66	- 4,66	- 4,66	- 4,66	- 4,66	- 4,66	- 4,66	- 4,66	- 4,66
(-) Taxa ONS	- 0,22	- 0,22	- 0,22	- 0,22	- 0,22	- 0,22	- 0,22	- 0,22	- 0,22
(=) Receita Operacional Líquida	189,04	189,04	189,04	189,04	189,04	189,04	189,04	189,04	189,04
(-) P&D	- 1,89	- 1,89	- 1,89	- 1,89	- 1,89	- 1,89	- 1,89	- 1,89	- 1,89
(-) Pagamento de Juros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Lucro antes do IR	187,15	187,15	187,15	187,15	187,15	187,15	187,15	187,15	187,15
(-) Impostos (IR + CSLL)	- 63,63	- 63,63	- 63,63	- 63,63	- 63,63	- 63,63	- 63,63	- 63,63	- 63,63
(-) Aporte de Capital Próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Financiamento Recebido	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Aporte de Capital de Terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Amortização do Financiamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Fluxo de caixa do empreendimento	123,52	123,52	123,52	123,52	123,52	123,52	123,52	123,52	123,52

Tabela 26 - Fluxo de Caixa do Empreendedor (caso base)

Para o cálculo da Taxa Interna de Retorno foi avaliado o fluxo de caixa em 36 anos, dos quais os seis primeiros correspondem ao período de construção da usina reversível, e os trinta seguintes ao período de operação comercial do empreendimento. A TIR foi de 18,83%, superando o custo de capital próprio, de 8,13%. O valor presente líquido do projeto será positivo para qualquer taxa de desconto inferior a TIR. Desta forma, se observa a viabilidade financeira do empreendimento.

Finalmente, no Gráfico 33, pode-se ver as taxas internas de retorno de acordo com o preço de contratação no Leilão de Energia Nova A-6. Esses valores foram obtidos com a restrição de que a UHR aloca no mínimo 75% de sua garantia física a venda no Ambiente de Contratação Regulado, para poder obter financiamento do BNDES.

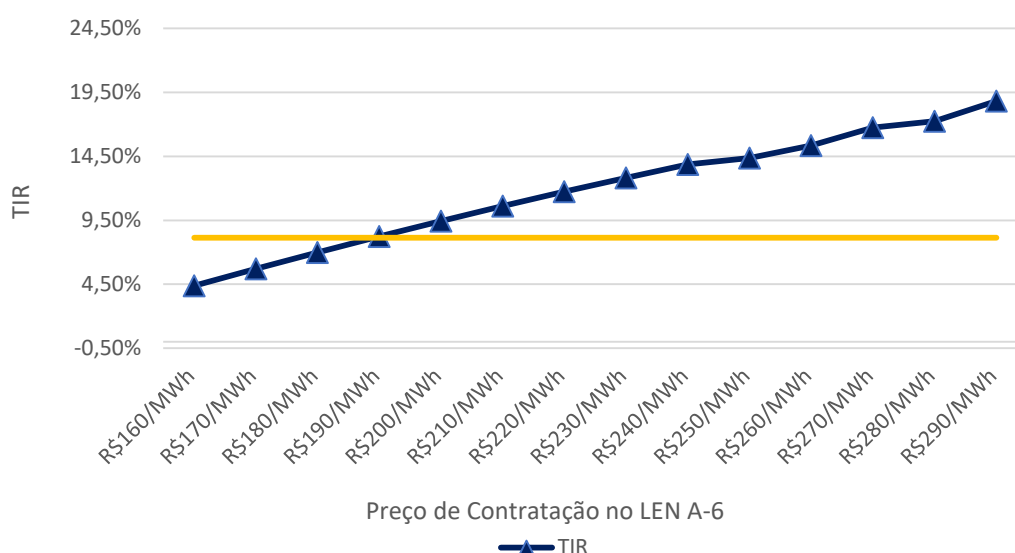


Gráfico 33 - Preço do LEN x TIR para $\lambda = 0,25$ (caso base)

É interessante notar que o empreendimento possui taxas internas de retorno maiores que o custo de capital próprio caso o preço de contratação do LEN A-6 seja de até R\$ 190,00/MWh, aproximadamente. Portanto, o empreendedor poderia ofertar este preço em um eventual certame. Ao comparar este valor com a média dos lances vencedores do 28º LEN A-6 (R\$ 191,08/MWh), ocorrido em 31/08/2018 (Tabela 27), conclui-se que a UHR poderia competir em condições de igualdade com outros empreendimentos hidrelétricos.

Empreendimento	Potência (MW)	GF (MWmed)	Preço	
			Inicial/ de Referência (R\$/MWh)	Preço de Lance (R\$/MWh)
ANTONIO PRADO	1,000	0,800	290,00	194,99
BELA VISTA	29,00	16,64	290,00	195,70
LUCIA CHEROBIM	28,000	16,570	290,00	189,95
NOVA PONTE QUEIMADA II	3,000	1,940	290,00	195,00
DIAMANTINO	3,00	2,22	290,00	195,00
BAIXO IGUACU	350,200	171,300	151,68	151,68
ALTO GUAPORE 2	7,000	5,010	290,00	195,99
LACERDOPOLIS	9,600	5,470	290,00	196,00
OURO BRANCO	4,000	2,850	290,00	194,99
BOA VISTA II	16,000	6,900	290,00	196,66
SEDE II	6,964	2,890	290,00	195,97
			Média	191,08

Tabela 27 - Resultado do 28º LEN A-6 para empreendimentos hidrelétricos.

(Fonte: CCEE, 2019)

6.2.1. Análise de sensibilidade

Nesta seção será realizada uma análise de sensibilidade em relação ao custo de construção da UHR. Dessa forma, foram obtidas taxas internas de retorno para o projeto quando os custos de construção da UHR assumem valores mais otimistas, como 450€/kW e 600€/kW, ou mais pessimistas em relação ao caso base, como 1000€/kW e 1250€/kW.

A seguir, no Gráfico 34, pode-se ver as taxas internas de retorno de acordo com o preço de contratação no Leilão de Energia Nova A-6. Assim como para o caso base, esses valores foram obtidos com a restrição de que a UHR aloca no mínimo 75% de sua garantia física a venda no Ambiente de Contratação Regulado, para poder obter financiamento do BNDES.

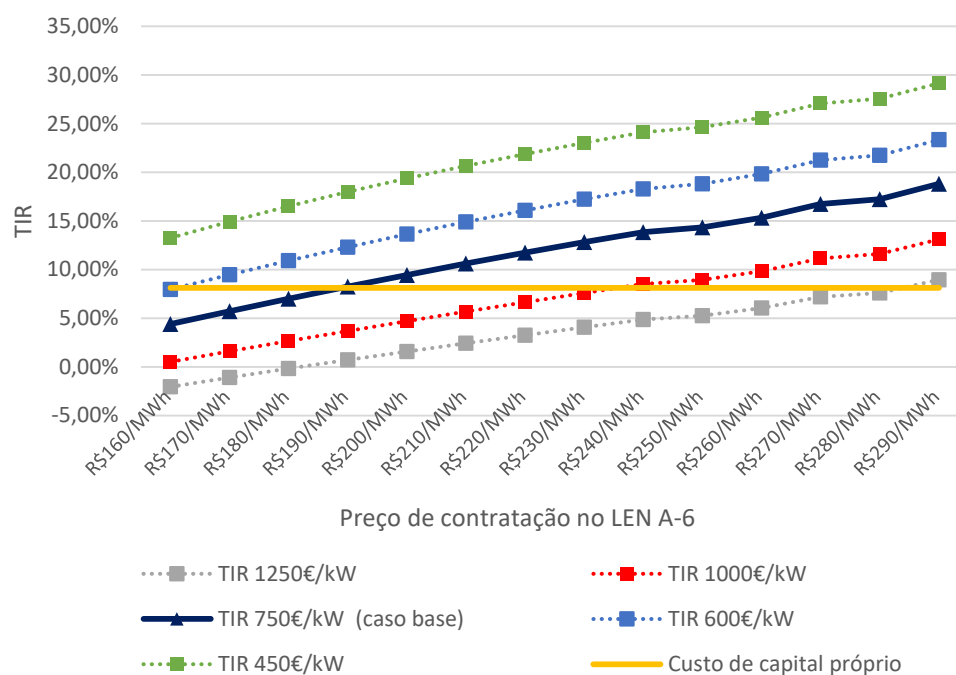


Gráfico 34 - TIR x preço LEN A-6 para diversos custos de construção

Para a situação mais otimista em relação ao custo de construção da UHR (450€/kW), o projeto apresenta TIR superior ao custo de capital próprio para todos os preços de venda de energia analisados. Caso o preço contratado através do LEN A-6 seja de R\$ 290,00/MWh, a taxa interna de retorno chega a 29,16%. Já para o custo de construção de 600€/kW, segundo mais otimista, a iniciativa só não valerá a pena caso o preço do certame A-6 seja de R\$ 160,00/MWh ou inferior.

No cenário onde o custo de construção é 1000€/kW, o empreendedor se vê em uma posição em que há alguns preços de contratação do LEN que são atrativos para a realização do projeto. Caso o valor contratado seja de R\$ 290,00/MWh, a TIR do projeto será maior que o custo de capital próprio do empreendedor (13,11% > 8,13%), portanto, neste cenário, vale a pena levar a iniciativa adiante. O mesmo vale para os preços de R\$ 280,00/MWh (11,61% > 8,13%) até R\$ 240,00/MWh (8,51% > 8,13%). Em contrapartida, se o preço do certame for R\$ 230,00/MWh ou menor, a TIR será inferior ao custo de capital, logo não valerá a pena investir na construção da UHR.

Caso haja um cenário pior, com custo de construção da UHR de 1250€/kW, o empreendimento só deverá ser levado adiante caso o preço de contratação no certame A-6 seja de R\$290,00/MWh (TIR = 8,96% > 8,13%) ou superior.

7. Conclusões

O presente estudo foi desenvolvido com o intuito de avaliar a viabilidade econômico financeira de uma usina hidrelétrica reversível no Brasil. A escolha de uma usina deste tipo se baseou no fato de que a satisfação da crescente demanda por eletricidade é condição estratégica indispensável para o desenvolvimento socioeconômico do país.

Além disso, diversos desafios têm sido impostos à continuidade da expansão de hidrelétricas convencionais, em particular, o aumento de restrições socioambientais para construção de grandes reservatórios. Aliado a isso, o encarecimento e aversão ao uso de combustíveis fósseis para produção de energia elétrica acelerou significativamente o desenvolvimento e a penetração de fontes renováveis ditas não convencionais (ex: eólicas e solares) na matriz brasileira.

Deste modo, o objetivo da análise realizada foi de averiguar as condições que tornam executável o empreendimento da usina hidrelétrica reversível no país. Os resultados obtidos permitem concluir que o projeto apresenta viabilidade positiva por meio de financiamentos do BNDES para certas condições de preços de contratação nos Leilões de Energia Nova A-6 e custos de construção por KW. Para outras condições, o investimento não vale a pena.

No o cenário base, foi provado que o investimento na construção da UHR é viável para o preço contratado no ACR de R\$ 290,00/MWh e resulta em uma TIR de 18,83%. Além disso, foi mostrado que o projeto também é viável para preços de contratação no ACR menores que R\$290,00/MWh, já que a UHR alocará a sua geração para o ACL (com contratos livres e mercado spot). No entanto, seria mais difícil a obtenção de financiamento, uma vez que a usina não teria uma receita fixa que garantisse o pagamento de suas dívidas decorrentes do empréstimo do BNDES.

Nos cenários alternativos, foi visto que o investimento na construção da UHR também é viável para certas condições de custo de construção e preço de contratação de eletricidade no LEN A-6. Para outras, o projeto não é exequível.

Ainda, como não há usinas reversíveis em funcionamento no Brasil, o trabalho foi desenvolvido sob a premissa de que a UHR competirá em um Leilão de Energia Nova A-6, nos moldes como ocorre hoje. Para futuros trabalhos, há a oportunidade de estudar possíveis modelos regulatórios que permitam a entrada de UHRs no Brasil e sua competição com outros tipos de usinas e fontes.

8. Referências bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Custo de Capital da Geração.** Ano 2014. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Proret_Subm%C3%B3dulo%2012.3_V0.pdf>. Acesso em 20/02/2019.

_____. Resolução Normativa 337, de 11 de novembro de 2008. Estabelece as disposições relativas à contratação de energia de reserva e aprova o modelo do Contrato de Uso da Energia de Reserva – CONUER. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2008337.pdf>>. Acesso em: set. 2018.

_____. **Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica Companhia Paulista de Força e Luz CPFL:** Audiência Pública AP 008/2003 Nota Técnica nº041/2003 – SER/ANEEL. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 03/03/2019.

AGUIAR FILHO, F.L. **Modelo Institucional Do Setor Elétrico Brasileiro: Análise Da Capacidade De Atração De Capital Privado Para Investimentos Em Geração De Energia Hidrelétrica.** 2007. 198f. Dissertação de Mestrado – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. **O papel das comercializadoras.** Disponível em: <<http://www.abraceel.com.br/>>. Acesso em: 09/10/2018.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Consulta à taxa de câmbio. Ano 2019. Disponível em <https://www.bcb.gov.br/acessoinformacao/legado?url=https:%2F%2Fwww4.bcb.gov.br%2Fpec%2Ftaxas%2Fport%2Fptaxnpesq.asp>. Acesso em 30/03/2019.

BNDES. **A Convergência para um Novo Padrão de Financiamento**. Revista do BNDES. Vol. 13. Nº 26, pp. 293-298. 2006. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev2614.pdf. Acesso em 20/02/2019.

_____. Consulta sobre condições de financiamento. Disponível em <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/leiloes-infraestrutura/leilao-geracao-2018> Acesso em 03/03/2019.

BONNEVILLE POWER ADMINISTRATION. **Pump-Turbine Technology: The state of art**. Portland: HDR|DTA. 2010.

BONOMI, C., MALVESSI, O. **Project Finance no Brasil: Fundamentos e Estudos de Caso**. 3 ed. São Paulo. Atlas, 2008.

Brasil. Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974. Altera a redação do artigo 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971 e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1965-1988/Del1383.htm. Acesso em set. 2018.

_____. Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997. Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências. Disponível

em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2335.htm>. Acesso em set. 2018.

_____. Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2655.htm>. Acesso em set. 2018.

_____. Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004. Regulamenta os arts. 13 e 14 da Lei no 9.648, de 27 de maio de 1998, e o art. 23 da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, que tratam do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5081.htm>. Acesso em set. 2018.

_____. Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 30 jul. 2004c. Seção 1, v. 141, n.146-A, p. 1.

_____. Decreto n. 5.184, de 16 de agosto de 2004. Cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, aprova seu Estatuto Social e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5184.htm>. Acesso em set. 2018.

_____. Decreto nº 5.271 de 16 de novembro de 2004. Altera dispositivos do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato20042006/2004/decreto/D5271.htm>. Acesso em set. 2018.

_____. Decreto nº 5.499, de 25 de julho de 2005. Dá nova redação aos arts. 18, 19, 27 e 41 do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2005/Decreto/D5499.htm>. Acesso em set. 2018.

_____. Decreto nº 6.048, de 27 de fevereiro de 2007. Altera os arts. 11, 19, 27, 34 e 36 do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2007/Decreto/D6048.htm>. Acesso em set. 2018.

_____. Decreto nº 6.210, de 18 de setembro de 2007. Altera dispositivos do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, define demanda mínima por unidade de consumo para a equiparação de consumidor a autoprodutor, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2007/Decreto/D6210.htm>. Acesso em set. 2018.

_____. Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008. Regulamenta a contratação de energia de reserva de que trata o § 3º do art. 3º e o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, altera o art. 44 do Decreto nº 5.163, de 30 de junho de 2004, e o art. 2º do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Decreto/D6353.htm>. Acesso em set. 2018.

_____. Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataformas continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. (Art. 21, XIX da CF). Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L7990.htm>. Acesso em jan. 2019.

_____. Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8631compilado.htm>. Acesso em set. 2018.

_____. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8987cons.htm>. Acesso em set. 2018.

_____. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9074cons.htm>. Acesso em set. 2018.

_____. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9427cons.htm>. Acesso em set. 2018.

_____. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm>. Acesso em set. 2018.

_____. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm>. Acesso em set. 2018.

_____. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária

extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/2002/L10438.htm>. Acesso em set. 2018.

_____. Lei n. 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 16 mar. 2004a. Seção 1, v. 141, n. 51, p. 1.

_____. Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera leis anteriores, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 16 mar. 2004b. Seção 1, v. 141, n. 51, p.2.

_____. Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009. Autoriza a União a participar de Fundo de Garantia a Empreendimentos de Energia Elétrica – FGEE e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2009/Lei/L11943.htm>. Acesso em set. 2018.

BRIGATTO, A. C.; STREET, A.; VALLADAO, D.; **“Assessing the Cost of Time-Inconsistent Operation Policies in Hydrothermal Power Systems.”** IEEE Transactions on Power Systems, 2017.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Consulta sobre o 28º Leilão de Energia Nova A-6. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 02/11/2018.

_____. Consulta sobre Preço Sombra - Horário. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 05/12/2018.

_____. Consulta sobre tipos de Leilões de Energia. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 02/01/2019.

Carvalho, Milene Clifford. **Financiamento da Geração Hidrelétrica de Grande Porte no Brasil: Evolução e Perspectivas**. 2013, 116f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2018**. Ano 2018. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>>. Acesso em 10/09/2018.

CASTRO, R. **Análise de decisões sob incertezas para investimentos e comercialização de energia elétrica no Brasil**. 2004. 183 f. Tese (Doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

CERBASI, Gustavo P. **Metodologias para determinação do valor das empresas: uma aplicação no setor de geração de energia hidrelétrica**. São Paulo, 2003. 113 f. Dissertação (Mestrado em Administração) – Departamento de Administração da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo.

COPELAND, Tom et al. **Avaliação de Empresas – Valuation: Calculando e gerenciando o valor das empresas**. 3. ed. São Paulo : Makron Books Ltda, 2002.

DEANE, J.P., GALLACHOIR, B.P.O., MCKEOGH, E.J. **Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant.** Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 14, Issue 4, May 2010, Pages 1293-1302.

DING, H., HU, Z., SONG, Y. **Stochastic optimization of the daily operation of wind farm and pumped-hydro-storage plant.** Renewable Energy. Volume 48, December 2012, Pages 571-578.

Eletrobrás. **Plano 2015.** Ano 1994. Disponível em: <<https://eletrobras.com/pt/EstudantesePesquisadores/biblioteca/Plano%202015%20-%20Volume%201.pdf#search=Plano%202015>>. Acesso em 20/09/2018.

Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2030.** Ano 2007. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>>. Acesso em 15/09/2018.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.** Ano 2018. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>>. Acesso em 16/09/2018.

ESPOSITO, A. **O Setor Elétrico Brasileiro e o BNDES:** Reflexões sobre o Financiamento aos Investimentos e Perspectivas. Setorial 60 Anos. p. 190-231 BNDES, 2012.

FANZERES, B.; STREET, A.; BARROSO, L. A.; **“Contracting Strategies for Renewable Generators: a Hybrid Stochastic and Robust Optimization Approach.”** IEEE Transactions on Power Systems, 2014.

FURUYA, S.; TAGUCHI, T.; KUSUNOKI, K.; YANAGISAWA, T.; KAGEYAMA, T.; KANAI, T. **Successful achievement in a variable speed pumped storage power system at Yagisawa power plant.** In: Power Conversion Conference, Yokohama. p. 603–8. 1993.

GARCIA-GONZALEZ, J. et al, May 2008. **Stochastic joint optimization of wind generation and pumped-storage units in an electricity market.** IEEE Transactions on Power Systems 23, 460–468.

GAUTAM, U. K.; DAS, D.; CHELLIAH, T. R. **Benefits of variable speed operation: Tehri pumped storage scheme (India) – a case study.** In: 17th Intern Seminar on Hydropower Plants – Pumped Storage in the Context of Renewable Energy Supply, Vienna. 2012.

HARTEY F. R. & SCOTT J. A. **A Transatlantic Perspective: Using Pumped Storage for System Regulation;** ASCE Waterpower 93; Nashville, TN; Aug 10-13, 1993.

IBGE. Consulta sobre o IPCA. Disponível em: <<https://sidra.ibge.gov.br/tabela/1419#/n1/all/n7/all/n6/all/v/2265/p/last%201/c315/all/d/v2265%202/l/,p+t+v,c315/resultado>>. Acesso 20/02/2019.

IRENA, IEA-ETSAP (2012). **Electricity Storage: Technology Brief E18,** International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, International Energy Agency - Energy Technology Systems Analysis Programme, Paris.

MAIER, S, STREET, A & MCKINNON, K 2016, **Risk-averse portfolio selection of renewable electricity generator investments in Brazil: An optimised multi-market commercialisation strategy** Energy, vol. 115, pp. 1331- 1343. DOI: 10.1016/j.energy.2016.09.064.

MINARDI, Andrea M. A. F.; SANVICENTE, Antônio Z.. São Paulo. **Estimação do custo médio de capital de empresas sob processo de regulação econômica no Brasil**. São Paulo : IBMEC, [2003].

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **NOTA TÉCNICA Nº 7/2018/AEREG/SE**. Ano 2018. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultald=61&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp>. Acesso em 29/03/2019.

MWH (Washington). **Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest**. Bellevue: MWH, 2009. Disponível em: <<http://www.hydro.org/wp-content/uploads/2011/07/PS-Wind-Integration-Final-Reportwithout-Exhibits-MWH-3.pdf>>. Acesso em: 20/09/2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **O ONS**. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>> Acesso em: 03/09/2018

_____. Consulta a dados de geração. Web Page. <https://cdre.ons.org.br/>. Acessado: 2019-02-02.

PINHEIRO, Vinícius de Carvalho Neiva. **Contribuição aos estudos regulatórios para inserção de sistemas de geração de energia elétrica compostos por fontes hidráulicas reversíveis, solares e eólicas no Brasil**. 2016. 93f. Dissertação De Mestrado - Universidade Estadual De Campinas, Campinas, 2016.

PIRES, José Cláudio Linhares; GAMBIAGI, Fabio; SALES, André Franco. **As Perspectivas do Setor Elétrico após o Racionamento**. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v.9, n.18, p.163-203, dez.2002.

REGO, Erik Eduardo. **Avaliação de Viabilidade de um Empreendimento de Geração de Energia Elétrica**. 2004. 142f. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

REHMAN, S., AL-HADHRAMI, L.M., ALAM, M.M. **Pumped hydro energy storage system: A technological review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 44, April 2015, Pages 586-598

SIFFERT, N., ALONSO, A., CHAGAS, E., SZUSTER, f., SUSSEKIND, C. – **O Papel do BNDES na Expansão do Setor Elétrico Nacional e o Mecanismo de Project Finance**. BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n. 29, p. 3-36, mar 2009. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/Set2901.pdf> Acesso em 20/02/2019.

STREET, A., VEIGA, A., LIMA, D., FANZERES, B., FREIRE, L. E AMARAL, B. (2012) **Fostering Wind Power Penetration into the Brazilian Forward-**

Contract Market in Proc. IEEE PES General Meeting 2012, p. 1-8, San Diego, CA, USA.

TOLMASQUIM, M. T. – **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro. Synergia, 2011.

U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. Ano 2013.** Disponível em: <https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf>. Acesso em: 22/09/2018.

VOITH HYDRO. **Hypower: Revista de tecnologia de geração hidrelétrica**. Heidenheim: Voith Hydro Holding Gmbh & Co. Kgvoith Hydro Holding Gmbh & Co. Kg. 2013.

VOITH HYDRO. Turbinas-bombas. Disponível em: <<http://voith.com/corp-en/hydropower-components/pump-turbines.html>>. Acesso 20/09/2018.

ZACH, K., AUER, H., LETTNER, G., **Report summarizing the current Status, Role and Costs of Energy Storage Technologies**. Store Project *Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy*. 2012. 49p.

YANG, C.J., JACKSON, R.B. **Opportunities and barriers to pumped-hydro energy storage in the United States**. Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 15, Issue 1, January 2011, Pages 839-844.

ZUCULIN, S., PINTO, M. E BARBOSA, P. (2014). “A retomada do conceito de usinas hidrelétricas reversíveis no setor elétrico brasileiro”. In: Seminário Técnico Sobre Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Setor Elétrico Brasileiro, 1., 2014, Brasília. Artigos Técnicos. Brasília: Eletronorte, p. 1 - 10. Web Page:
<<http://www.eln.gov.br/opencms/opencms/seminarioTecnico/artigos.html>>.
Acessado: 02/09/2018.