

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**

**Portaria nº 463/2009 do MME e seu impacto na viabilidade  
econômica de uma PCH: estudo de caso do empreendimento Roma**

**Vitor Pereira Pinto**

**São Paulo  
2014**

**Portaria nº 463/2009 do MME e seu impacto na viabilidade  
econômica de uma PCH: estudo de caso do empreendimento Roma**

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Orientação:  
Profa. Dra. Virginia Parente

**São Paulo  
2014**

**FICHA CATALOGRÀFICA**

--



## RESUMO

**PINTO, V. Portaria nº 463/2009 do MME e seu impacto na viabilidade econômica de uma PCH: estudo de caso do empreendimento Roma.** 2014. 59 f. Monografia – Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

Em 2009 foi publicada a Portaria 463 do Ministério de Minas e Energia, que estabeleceu a metodologia para o cálculo dos montantes de garantia física de energia de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para fins de participação no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e nos Leilões de Compra de Energia Elétrica. Antes da publicação da Portaria 463, o MRE para Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) advinha do cálculo da energia média da usina, baseado na estatística dos últimos 30 anos de hidrologia, descontadas as paradas forçadas e obrigatórias (manutenção periódica) e as perdas de rendimento do conjunto motriz. Nesse caso, a energia assegurada era compensada para mais e para menos por meio da tarifa de compensação entre as usinas hidrelétricas que compunham o MRE. Assim, as PCHs possuíam tal mecanismo de proteção para venda de sua energia assegurada, com critério de revisão baseado no Mecanismo de Redução de Energia Assegurada (MRA), no qual, a cada 5 anos teriam sua energia assegurada baseada nas taxas de indisponibilidade registradas nesse período. Com a Portaria 463/2009, essa metodologia mudou, e as PCHs passaram a ter sua energia revisada após 48 meses e não mais pela hidrologia e deixaram de compartilhar seus riscos hidrológicos com as demais usinas hidrelétricas do sistema interligado. Tal Portaria surpreendeu negativamente o setor por imputar ao agente gerador o risco hidrológico. O temor dos investidores em empreendimentos hidrelétricos tornou-se o de perder a estabilidade de contar com a garantia física dos empreendimentos, que representa um dos requisitos básicos para os financiamentos, por prever um fluxo de caixa estável para pagamento de amortização e juros dos mesmos. O presente estudo discute e analisa a Portaria no 463/2009 ao apresentar um estudo de caso, por meio da simulação de cálculo da energia assegurada de uma PCH: o empreendimento Roma. Os resultados mostraram impactos significativos da Portaria 463 do MME, assinalando seus efeitos sobre os resultados do empreendimento estudado.

## ABSTRACT

PINTO, V. **Ordinance No. 463/2009 of the MME and its impact on the economic viability of a PCH: case study of the enterprise Roma. 2014.** 59 f. Monograph - Graduate Program in Renewable Energy, Distributed Generation and Energy Efficiency at the University of São Paulo, São Paulo, 2014.

In 2009 was published the Decree 463 of the Ministry of Mines and Energy , which established the methodology for calculating the amounts of physical guarantee of energy from hydroelectric plants not centrally dispatched by the National System Operator ( ONS ) for the purpose of participation in the Mechanism reallocation of Energy ( MRE ) and Auctions Buying Electricity . Before the publication of Ordinance 463, the MRE for Small Hydropower ( SHP ) stemmed from the calculation of average power from the plant based on the statistics of the last 30 years of hydrology, discounted forced and compulsory stops ( periodic maintenance ) and yield losses the drive assembly . In this case , the assured energy was compensated for more and less through rate between the countervailing power plants that formed the SRM. Thus , SHPs have such protection mechanism for the sale of its assured energy, with criteria based revision in Reduction Mechanism Assured Energy ( MRA ), in which, every five years would have assured energy based on unavailability rates recorded in this period. With Ordinance 463/2009, this methodology has changed, and SHPs now have their energy reviewed after 48 months and no longer by hydrology and failed to share their hydrological risks with other hydropower plants of the interconnected system. This Ordinance negatively surprised the industry by imputing the agent generating the hydrological risk. The fear of investors in hydropower projects became the losing stability rely on the physical guarantee of projects, which is one of the basic requirements for funding by provide for stable cash flow for payment of amortization and interest thereon . This study discusses and analyzes the Ordinance 463/2009 to present a case study, through simulation to calculate energy ensured a SHP: Roma venture. The results showed significant impact of Ordinance 463 MME, indicating their effects on the results of the project studied.



## **LISTA DE FIGURAS**

Figura I - Capacidade Instalada por Tipo de Fonte do Parque Gerador Existente ....	17
Figura II - Cronograma de Leilões de Venda de Energia. ....	18
Figura III - Evolução da Capacidade Instalada Hidrotérmica por Tipo de Fonte .....	19
Figura IV - Expansão Hidrelétrica.....	20
Figura V – Acréscimo de Potência Instalada por Região .....	22
Figura VI – Ambiente de Comercialização de Energia .....	33
Figura VII – Tipos de Leilão de Venda Energia .....	34
Figura VIII - Características do fornecimento de energia elétrica nos mercado cativo e livre de energia.....	36
Figura IX - Vista Aérea da PCH em Estudo .....	39
Figura X - Exemplo de aplicação da Portaria 463 do MME .....	43

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela I - Atividades no segmento de energia elétrica no setor elétrico brasileiro ....	28
Tabela II – Principais agentes do setor elétrico brasileiro .....	29
Tabela III - Demonstrativo de despesas pré-operacionais .....	44
Tabela IV - Investimentos em ativos fixos .....	45
Tabela V - Capital de giro inicial.....	45
Tabela VI - Investimento inicial.....	46
Tabela VII - Planejamento da receita - tarifa R\$ 144,10.....	46
Tabela VIII – Cenário I (Sem necessidade de compra de energia) .....	50
Tabela IX – Cenário II (Com necessidade de compra de energia) .....	50

## SUMARIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>12</b>
<b>2. CONTEXTUALIZAÇÃO.....</b>	<b>17</b>
2.1. EXPANSÃO DA GERAÇÃO .....	18
2.2. ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	26
2.3. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO SIN .....	32
2.4. TARIFAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	37
<b>3. ESTUDO DE CASO – APLICAÇÃO DA PORTARIA 463 MME A UMA PCH..</b>	<b>39</b>
3.1. RISCOS DO PROJETO .....	40
3.2. RECEITAS E CUSTOS DO PROJETO.....	43
3.3. ANÁLISES DE SENSIBILIDADE .....	48
<b>4. CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>51</b>



## 1. INTRODUÇÃO

O enorme potencial hídrico aliado às dimensões continentais do Brasil influenciou o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. Os benefícios de uma operação de forma centralizada levaram à criação de um sistema interligado de transmissão de energia elétrica. Os altos custos envolvidos nesse processo mostraram que a cooperação, e não a competição era a melhor opção para as empresas elétricas quando se tratava de mitigar riscos de hidrologia e otimizar o funcionamento do setor (BRITO, 2009).

No início dos anos 80, o setor de energia elétrica brasileiro, que era formado em sua maioria por empresas estatais, começou a mostrar sinais de declínio. As dificuldades financeiras enfrentadas pelos estados minaram a capacidade de investimento e, consequentemente, a ampliação da oferta de energia. Este fato agravou-se porque as inadimplências no setor eram muito grandes, principalmente por parte das distribuidoras que não conseguiam saldar seus débitos junto às empresas geradoras. Como as empresas estavam sob o controle do estado, as tarifas de energia eram utilizadas como uma tentativa de conter a inflação. Dessa forma, com as tarifas defasadas e as empresas, sem crédito em organismos financeiros internacionais, não eram capazes de expandir a oferta de energia elétrica (REGO, 2012).

No início da década de 90, o Brasil passou a viver uma nova realidade no seu processo de desenvolvimento econômico que consistiu nas privatizações de empresas públicas. A privatização do setor elétrico brasileiro fez parte da segunda etapa do Programa Nacional de desestatização (PND). Iniciado em 1991, o PND, em primeira etapa, consistiu na venda de empresas do setor industrial. A segunda fase engloba a transferência de serviços públicos ao setor elétrico (telefonia e energia).

O setor elétrico começou a fazer parte do PND em duas etapas distintas. Em primeiro lugar, foram incluídas as distribuidoras do Sistema Eletrobrás (Light e Escelsa), em 1992. Posteriormente, a Lei Nº 9.648, de 27 de maio de 1998, incluiu as empresas de geração do Sistema Eletrobrás, com exceção de Itaipu e das usinas nucleares (EPE, 2013).

As privatizações tiveram como meta reduzir o endividamento público e propiciar investimentos que não podiam ser realizados pelos estados, dando a devida atenção à qualidade e ao preço do produto consumidor (INEE, 2001).

A desregulamentação do setor elétrico brasileiro, segundo tendências internacionais tem como pressuposto a criação de um ambiente competitivo nos segmentos da geração e comercialização e de garantia do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição (que continuam sendo vistos como monopólios naturais). O papel empresarial do estado é reduzido, passando a atuar como órgão regulador e planejador. O novo modelo não considera mais a energia como uma prestação de serviço público, e sim como uma *commodity* (DOMINGUES, 2003).

A entrada da competição no tratamento comercial da energia elétrica trouxe desafios das mais variadas naturezas, impondo uma revisão profunda da organização e procedimentos de compra e venda. Desta forma, surgiu a necessidade de gerenciamento de riscos e, como consequência, um aumento na demanda por instrumentos capazes de auxiliar esse gerenciamento.

Um dos riscos gerenciáveis na comercialização de energia de empreendimentos hidrelétricos são os períodos de estiagem em uma bacia, ou de risco hidrológico, quando a produção do aproveitamento for inferior à energia assegurada, para isso foi instituído um instrumento institucional que é o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O MRE visa a reduzir a volatilidade dos preços em função do risco hidrológico (MME, 2013).

## **JUSTIFICATIVA**

Considerando-se que:

- i) o recurso hidráulico é a principal fonte de geração de energia elétrica do País e essa fonte está sujeita as alterações climáticas;
- ii) os contratos bilaterais entre empresas no Setor Elétrico Brasileiro constituem apenas instrumentos financeiros, significando que a produção física das usinas é completamente desvinculada dos contratos firmados por seus proprietários;
- iii) a PORTARIA Nº 463, DE 3 DE DEZEMBRO DE 2009 estabelece a metodologia para o cálculo dos montantes de garantia física de energia de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), para fins de participação no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), inclusive para fins de participação nos Leilões de Compra de Energia Elétrica;

A execução deste trabalho justifica-se pela importância do estudo dos impactos financeiros provenientes de uma possível redução da energia assegurada para as Pequenas Centrais Hidrelétricas, trazendo consequências sobre a expansão desse recurso energético no país.

## **OBJETIVOS**

### Objetivo Principal

Avaliar os riscos e os impactos da PORTARIA Nº 463, DE 3 DE DEZEMBRO DE 2009 sobre uma PCH, tomando como exemplo a PCH Roma.

### Objetivos específicos

Dentre os objetivos específicos deste trabalho, destacam-se:

- Levantar os riscos que tal Portaria pode trazer a um empreendimento do tipo PCH no Mecanismo de Realocação de Energia;
- Levantar as limitações que tal Portaria pode trazer a um empreendimento do tipo PCH no Mecanismo de Realocação de Energia, especialmente no tocante a garantias ao financiamento das mesmas.

## ESCOPO

O presente trabalho está subdividido em quatro etapas. Além da presente **Introdução**, que contempla uma breve explanação do assunto, envolvendo o a justificativa e os objetivos do mesmo, há mais três partes.

A etapa da **Contextualização** com base em diversos tópicos tem como finalidade descrever a teoria na qual é baseada o trabalho de análise. A revisão bibliográfica contempla, dentre outros assuntos, as seguintes fases:

- Análise da matriz energética brasileira e expansão do mercado de energia;
- Análise da regulamentação do Setor Elétrico Brasileiro no que se refere à garantia de fornecimento de energia;
- Apresentação das principais tarifas do Setor Elétrico Brasileiro e os métodos de precificação dos ambientes de contratação existentes.

Na etapa de **Discussão** é desenvolvido o tema central do trabalho, que contempla os seguintes itens:

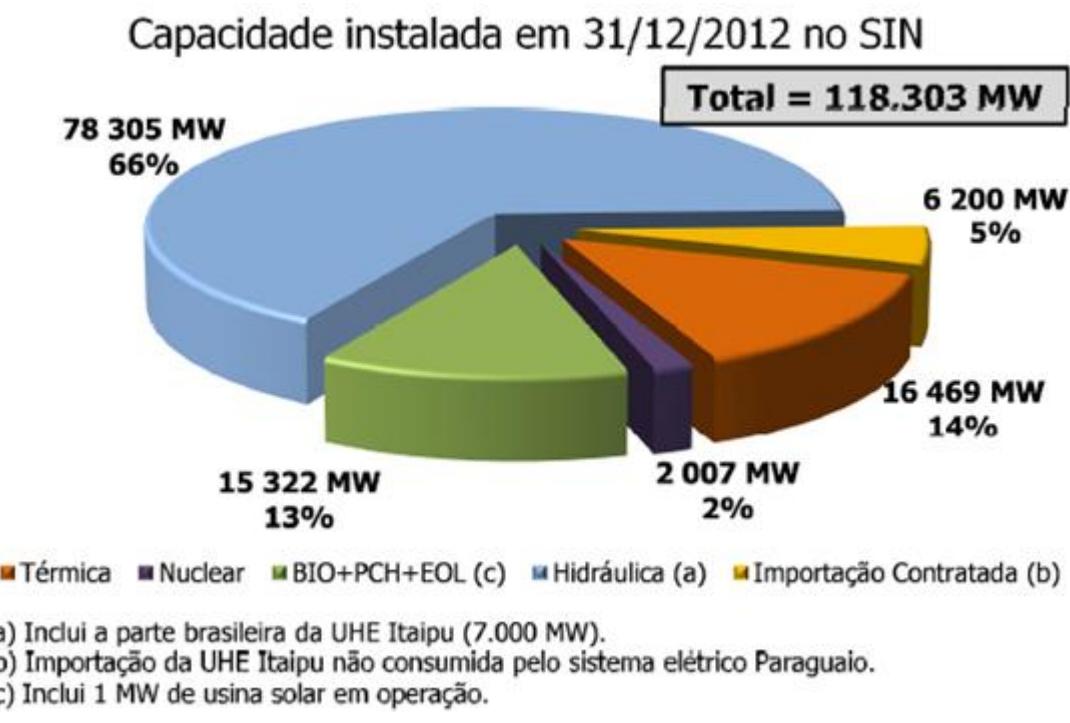
- Identificação de riscos e de como podem ser tratados, ou modelados, abordando com maior profundidade aqueles considerados os riscos mais relevantes;
- Estudo de caso considerando um cenário de redução de energia assegurada de um empreendimento específico: o empreendimento Roma.

As **Considerações Finais**, por sua vez, trazem um resumo das principais conclusões do trabalho.

## 2. CONTEXTUALIZAÇÃO.

Segundo os dados do Banco de Informações de Geração da ANEEL (2012), a capacidade instalada total do sistema elétrico brasileiro em 31/12/2012 era de cerca de 120,7 mil MW. Esse total engloba não apenas as unidades geradoras do SIN, mas conta também com aquelas instaladas nos sistemas isolados e a autoprodução clássica, não contabilizando a parcela de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico paraguaio.

Considerando os dados do Plano da Operação Energética 2012/2016 – PEN 2012, despachos e resoluções da ANEEL e as reuniões de acompanhamento do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico (DMSE) até dezembro de 2012, a capacidade instalada relativa aos empreendimentos de geração constantes do SIN, incluindo a parcela de Itaipu importada do Paraguai, totalizava 118,3 mil MW em 31/12/2012. A distribuição da capacidade instalada por tipo de fonte do parque gerador existente é apresentada na Figura I.



Fonte: ANEEL, 2013.

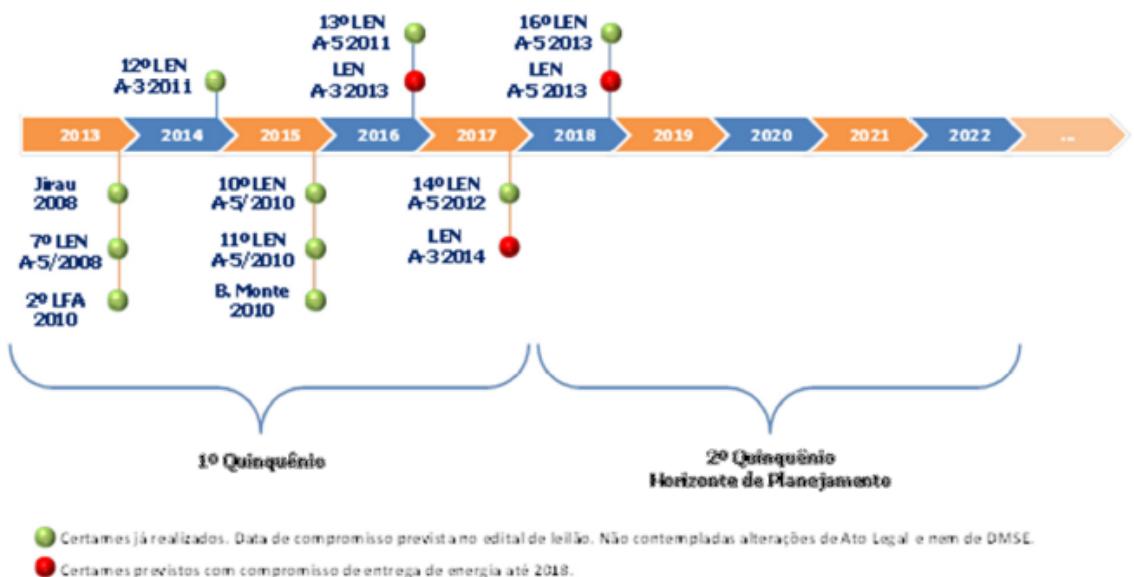
**Figura I - Capacidade Instalada por Tipo de Fonte do Parque Gerador Existente**

Com isso, para o atendimento da expansão da geração de energia, foi elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) que aponta diretrizes para o planejamento até o ano de 2022.

## 2.1. EXPANSÃO DA GERAÇÃO

O incremento médio anual da carga de energia elétrica no SIN (já incorporados os ganhos de eficiência energética e desconsiderando-se a parcela da autoprodução) será de 3.060 MWmed no período 2013-2022 (PDE, 2022).

A Figura II ilustra o cronograma dos leilões que contrataram energia para suprimento ao acréscimo de carga previsto no Plano Decenal e aqueles ainda previstos para o horizonte.



Fonte: EPE, 2013.

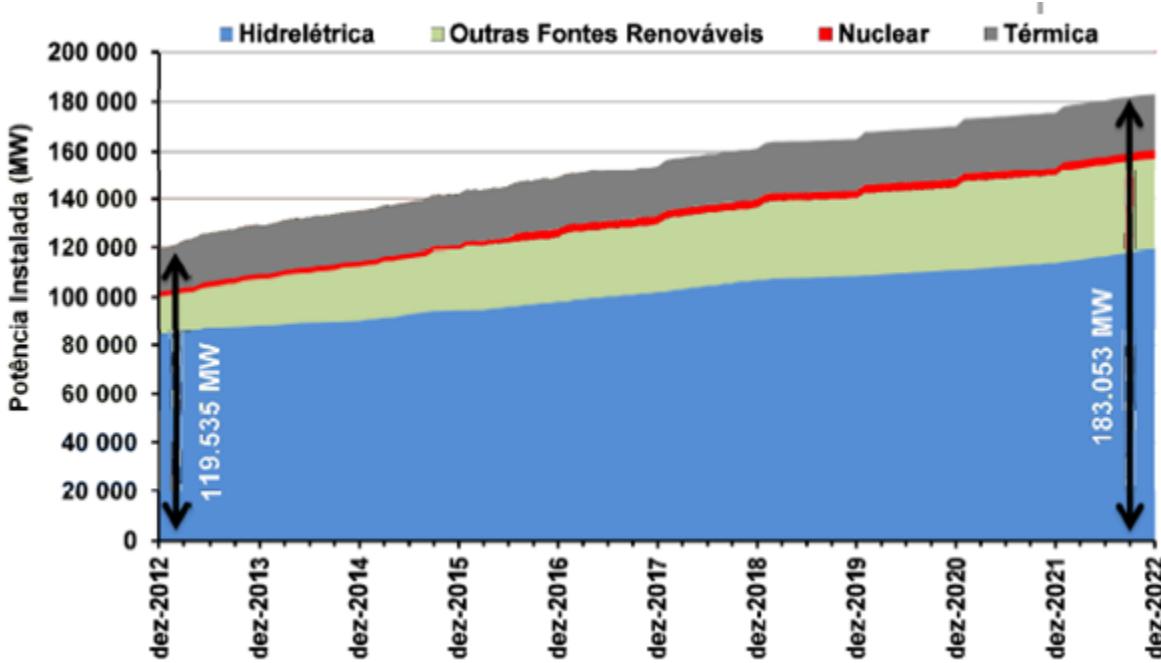
**Figura II - Cronograma de Leilões de Venda de Energia.**

Para fazer frente ao seu crescimento econômico, de forma segura, econômica e com respeito à legislação ambiental, o Brasil dispõe de grande potencial de energéticos, com destaque para as fontes renováveis de energia (o potencial hidráulico, vento, biomassa e sol).

Levando-se em conta o compromisso brasileiro para redução da emissão de gases de efeito estufa, estabelecido na Lei nº 12.187 de 29/12/2009 e regulamentado por meio do Decreto nº 7.390 de 09/12/2010.

Sendo assim, foi priorizada a participação das fontes renováveis para atender ao crescimento do consumo de energia elétrica no planejamento decenal.

A Figura III ilustra a evolução da capacidade instalada hidrotérmica por tipo de fonte, partindo de aproximadamente 120 GW em dezembro de 2012 para cerca de 183 GW no final de 2022, com destaque para a manutenção do perfil fortemente renovável da matriz elétrica brasileira.

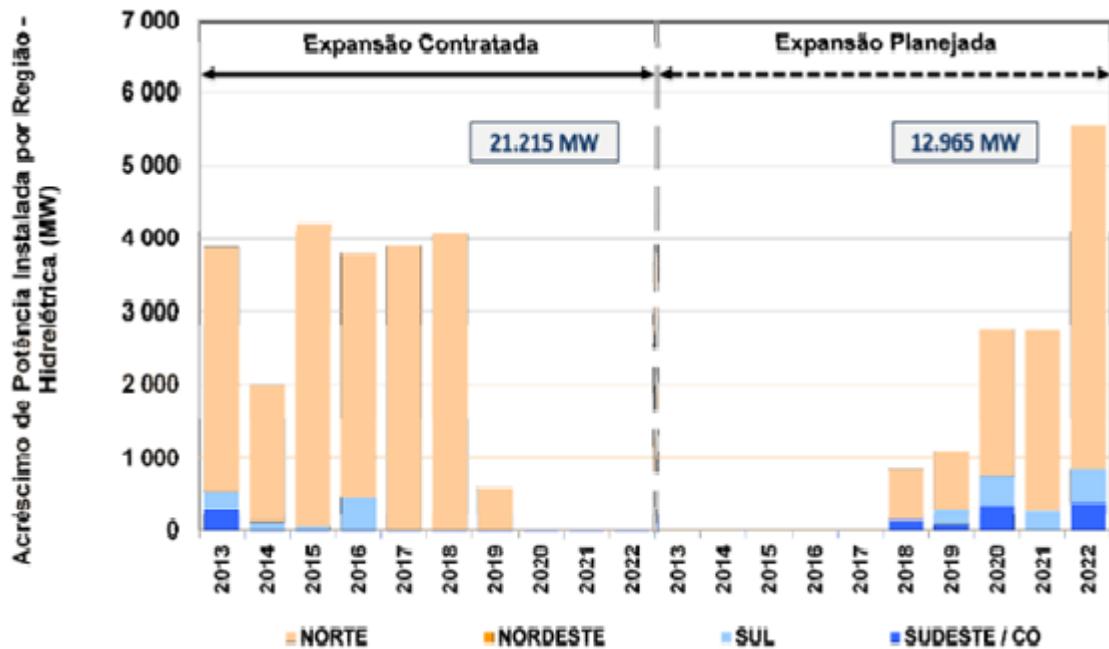


Fonte: EPE, 2013.

**Figura III - Evolução da Capacidade Instalada Hidrotérmica por Tipo de Fonte**

## EXPANSÃO HIDRELÉTRICA

A capacidade de geração hidráulica aumentará de 85 GW para 119 GW, aproximadamente até 2022. Na região Norte é onde ocorrerá a maior expansão hidrelétrica, devido à entrada em operação de grandes empreendimentos, com destaque para a usina hidrelétrica de Belo Monte. A Figura IV apresenta a expansão hidrelétrica segregando a parcela já contratada da parcela indicada no Plano Decenal de Energia. Como pode ser visto, grande parte do crescimento da demanda dos anos de 2018 a 2019 será atendida com usinas que já dispõem de contratos de concessão, principalmente, em função das características de alguns projetos com motorização plurianual (PDE, 2022).



Fonte: EPE, 2013.

**Figura IV - Expansão Hidrelétrica**

Levando-se em conta que para a expansão planejada, a geração de energia de fonte hidráulica é preponderante. Torna-se essencial entender a sazonalidade hidrológica dos projetos, localizados em diferentes regiões.

Por meio da análise das energias afluentes verificadas desde 1931 em cada subsistema, pode-se observar a incerteza hidrológica e sua variação entre os períodos úmidos e secos, a complementaridade entre regiões, a necessidade de reforços nas interligações e a possibilidade de ganho energético advindo da regularização das vazões propiciada quando se dispõe de reservatórios de acumulação. Esses reservatórios, além de regularizar as vazões, trazem outros importantes benefícios como o controle de cheias para proteger as comunidades e os bens a jusante, o aumento da piscicultura, o efetivo controle da qualidade da água dos rios e, um dos mais importantes do ponto de vista elétrico e ambiental, o funcionamento como estoque de energia para as outras fontes renováveis como a eólica, a biomassa e a solar, que não geram energia de forma constante (PDE, 2022).

De fato, quando a geração dessas fontes se reduz, seja por falta de vento, no caso das eólicas, na entressafra da biomassa, ou por baixa incidência de energia solar, a energia armazenada nos reservatórios permite que se aumente a geração hidráulica,

colocando no mercado o montante anteriormente produzido. Essa é uma vantagem ímpar que o Brasil possui, em relação a outros países, os quais, não possuindo área para implantar reservatórios, fazem essa mesma operação com usinas que utilizam combustíveis fósseis, aumentando a emissão de gases de efeito estufa.

Analizando a previsão de capacidade de armazenamento dos reservatórios ao final do ano de 2022, percebe-se que, em termos percentuais, a elevação de 2% é bem inferior ao aumento da capacidade instalada de usinas hidrelétricas, de 40% (PDE, 2022).

Uma parte da oferta hidrelétrica constante desta configuração agrega energia armazenável por adicionar produtibilidade em cascatas que já possuem reservatórios de regularização. Entretanto, a maioria das usinas viáveis no horizonte decenal está localizada em bacias ainda inexploradas, para as quais não há previsão de instalação de usinas com reservatórios de regularização das vazões afluentes. Portanto, devido às dificuldades na obtenção de licenças ambientais há indicação de apenas quatro usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação a montante.

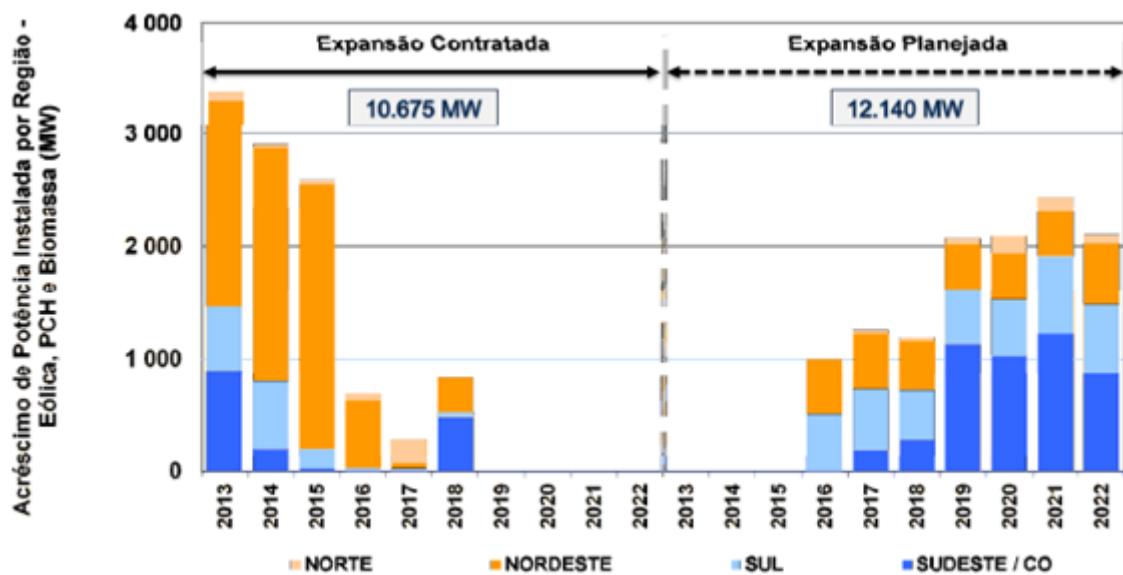
Grande parte das usinas viabilizadas recentemente deverá operar a “fio d’ água”, ou seja, toda vazão afluente deve ser turbinada ou vertida, não havendo condições de armazená-la. Esta configuração do sistema gera consequências diversas, dentre as quais: a impossibilidade de controle de cheias; maior exigência das atuais usinas do sistema com capacidade de regularização, gerando grandes alterações de nível dos reservatórios ao longo de curtos ciclos hidrológicos (o que muitas vezes não é possível em função de restrições operativas hidráulicas); e maior despacho térmico para atender às exigências sazonais da carga, que não poderão ser atendidas pelo armazenamento hidráulico.

As usinas hidrelétricas, que já compõem o maior conjunto de empreendimentos de geração do SIN, ainda apresentam grande potencial a ser explorado e suficiente para permanecer como a fonte predominante no atendimento à crescente demanda de eletricidade do país. Especialmente nas bacias da região Norte e Centro-Oeste, os inventários hidrelétricos apontam que projetos importantes poderão ser viabilizados nos próximos anos, a despeito da crescente complexidade socioambiental que, normalmente, impõe estágios de desenvolvimento extensos.

Além desses projetos, há outros em estágios de desenvolvimento mais avançados. De fato, estudos de viabilidade de UHE aprovados ou com aceite da ANEEL superavam, em março de 2013, os 8.000 MW. Como a matriz energética brasileira é baseada em usinas hidrelétricas, esse setor alcançou um alto grau de desenvolvimento industrial e tecnológico. Dessa forma, os custos envolvidos para a construção de novos empreendimentos tem se mostrado mais competitivo se comparado com as outras fontes disponíveis no país.

## EXPANSÃO DE OUTRAS FONTES RENOVÁVEIS

Em relação às outras fontes renováveis de geração (eólicas, PCH e termelétricas a biomassa), nota-se uma expansão média anual de 10%, com destaque para as usinas eólicas. Os projetos que têm seus estudos e processos de construção e licitatórios acompanhados, fiscalizados e sinalizados como “verde” pela ANEEL estão representados na expansão contratada (PDE, 2022). A Região Sudeste/Centro-Oeste mantém a maior participação dessas fontes ao longo do horizonte de tempo do estudo, como pode ser visto na Figura V.



Fonte: EPE, 2013.

**Figura V – Acréscimo de Potência Instalada por Região**

No horizonte decenal existe um grande potencial de oferta de energia proveniente de fontes renováveis. Neste rol encontram-se basicamente dois grupos: as usinas hidrelétricas (UHE) e as outras fontes renováveis, destacadamente as PCH, usinas eólicas e térmicas a biomassa. Essas fontes poderão contribuir para manter a

elevada participação das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, com preços competitivos e tecnologias que já se encontram em um grau de maturidade adequado.

A geração eólica é a fonte que mais cresceu no país em participação nos leilões desde 2009. As contratações dos últimos anos demonstraram que as usinas eólicas atingiram preços bastante competitivos e impulsionaram a instalação de uma indústria nacional de equipamentos para atendimento a esse mercado. Sua participação crescente na matriz de energia elétrica resultou de uma combinação de fatores relacionados ao cenário externo, ao desenvolvimento tecnológico e da cadeia produtiva, além de aspectos regulatórios, tributários e financeiros.

Além do grande potencial eólico inexplorado no país e localizado, muitas vezes, em áreas de baixa densidade demográfica, a energia eólica possui ainda uma vantagem em relação ao sistema elétrico brasileiro. A extensão territorial brasileira e seu sistema interligado, predominantemente baseado em hidrelétricas, conferem ao Brasil uma característica de maior sustentabilidade ambiental à energia eólica.

Devido ao seu caráter intermitente, essa tecnologia deve ser compensada com usinas elétricas flexíveis, geralmente termelétricas, reduzindo o potencial de redução de emissões de gases de efeito estufa dessa fonte. No Brasil, no entanto, há a possibilidade de combinação das usinas hidráulicas e eólicas, criando um sistema com maior confiabilidade, uma vez que a energia eólica gerada poderá ser estocada nos reservatórios hidrelétricos, aumentando assim o fator de capacidade das usinas hidrelétricas e dispensando a ativação de termelétricas. Esse fato é ainda mais relevante sendo a geração eólica no Brasil maior no período de menor volume dos reservatórios. No Brasil, um sistema hidroelétrico seria capaz de suprir toda a demanda de energia elétrica futura da população brasileira (Carvalho, 2012).

Quando bem planejada, a inserção de grandes volumes de energia eólica em sistemas predominantemente hidrelétricos pode resultar no acúmulo de energia nos reservatórios, otimizando o uso desses e aumentando a segurança no fornecimento de energia, ao atenuar os impactos de períodos de seca (Denault et al., 2009).

Ao contrário das usinas eólicas, as PCH observaram trajetória decrescente de competitividade nos leilões desde 2009. Por possuírem uma tecnologia madura, com custos unitários estáveis e considerando que os melhores projetos do ponto de vista

técnico/econômico já foram desenvolvidos as PCH não se mantiveram competitivas diante das significativas reduções de custo unitário da energia eólica.

Além disso, é comum que as questões relacionadas ao processo de licenciamento ambiental, preço da construção civil e custo do terreno apresentem complicadores à viabilização dos projetos de PCH.

As usinas térmicas a biomassa constituem mais uma fonte renovável disponível para compor a expansão da oferta de geração. Nessa categoria, destacam-se os empreendimentos que utilizam resíduos do processamento industrial da cana-de-açúcar, principalmente o bagaço. A oferta de biocombustíveis, o potencial técnico de produção para o SIN de energia elétrica a partir da biomassa de cana-de-açúcar, considerando apenas o bagaço, deve superar os 8,4 GW médios até 2022, dos quais 1,8 GW médios já contratados nos leilões e com início de suprimento até 2018 (PDE, 2022). O potencial desta fonte está localizado principalmente nos estados de SP, GO, MG, MS e PR, portanto próximos dos maiores centros consumidores de energia. Cabe ressaltar que os investimentos necessários para o desenvolvimento dessa fonte estão sujeitos à volatilidade do setor sucroalcooleiro, o que pode eventualmente inibir a ampliação da capacidade de geração, assim como a sua competitividade nos leilões com outras fontes, especialmente a eólica.

A energia solar no território brasileiro tem elevado potencial para sua conversão em energia elétrica, com irradiação global média anual entre 1.200 e 2.400 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Para efeito de comparação, nos países europeus que mais exploram esta fonte, como Alemanha e Espanha, os valores variam, respectivamente, nas faixas 900-1.250 e 1.200-1.850 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Apesar do grande potencial, os custos atuais dessa tecnologia são relativamente elevados. Porém, esses custos apresentam tendência e queda, principalmente na geração fotovoltaica, podendo tornar a fonte competitiva ainda no horizonte de planejamento deste estudo. Caso essa tendência seja concretizada, a energia solar poderá entrar na matriz de energia elétrica brasileira por duas rotas tecnológicas: a das centrais solares e a da geração distribuída.

As centrais solares, tanto fotovoltaicas como térmicas, são, atualmente, mais caras do que outras fontes de energia renováveis, como eólica ou hidráulica. Porém, é possível que nos próximos dez anos elas se tornem competitivas. Por conta disto, não se descarta a possibilidade de serem realizados leilões para a contratação

dessas usinas, principalmente como forma de incentivo ao desenvolvimento da tecnologia no país. Nesse caso, a região com maior potencial para receber as usinas é o Nordeste, principalmente em seu interior.

Quanto à geração distribuída, a resolução ANEEL nº 482/2012 estabelece as diretrizes para micro e minigeração distribuída e cria o sistema de compensação de energia. Apesar de a resolução não se referir especificamente à energia solar, essa fonte será fortemente impactada por essa medida, permitindo, assim, a instalação de painéis solares em centros urbanos. Num primeiro momento, a geração distribuída não deve ter grande crescimento, devido à queda nas tarifas causadas pela MP nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013. Entretanto, mantendo-se a tendência de queda nos custos da tecnologia fotovoltaica, a sua viabilidade deve ser maior nos próximos anos.

## 2.2. ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O modelo institucional do setor de energia elétrica passou por duas grandes mudanças desde a década de 90. A primeira envolveu a privatização das companhias operadoras e teve início com a Lei nº 9.427, de dezembro de 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e determinou que a exploração dos potenciais hidráulicos fosse concedida por meio de concorrência ou leilão, em que o maior valor oferecido pela outorga (Uso do Bem Público) determinaria o vencedor.

A segunda ocorreu em 2004, com a introdução do Novo Modelo do Setor Elétrico, que teve como objetivos principais:

- garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, condição básica para o desenvolvimento econômico sustentável;
- promover a modicidade tarifária, fator essencial para o atendimento da função social da energia e que concorre para a melhoria da competitividade da economia;
- promover a inserção social, em particular pelos programas de universalização de atendimento (como o “Luz para Todos”);
- assegurar a estabilidade do marco regulatório, com vistas à atratividade dos investimentos na expansão do sistema.

Em 2004 foi substituído o critério utilizado para concessão de novos empreendimentos de geração. Pelo novo critério é o vencedor do leilão é o investidor que oferecer o menor preço para a venda da produção das futuras usinas. Outra mudança foi a instituição de dois ambientes para a celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), exclusivo para geradoras e distribuidoras, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam geradoras, comercializadoras, importadores, exportadores e consumidores livres (MME, 2013).

Para que a reforma fosse possível foi necessária a cisão das companhias em geradoras, transmissoras e distribuidoras. Os segmentos de distribuição e transmissão continuaram totalmente regulamentados e considerados monopólios naturais, mas os segmentos de geração e comercialização passaram a ser atividades abertas à competição.

As diretrizes da reforma foram definidas no Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) elaborado através da contratação, com financiamento do Banco Mundial, de um consórcio liderado pela consultoria Coopers & Lybrand, que trabalhou em conjunto com especialistas brasileiros. O relatório final, apresentado em 1997, desenhava o novo modelo para o setor elétrico brasileiro, definindo os papéis das instituições e a nova estrutura industrial (MME,1997).

A reestruturação considerou alguns princípios básicos como o atendimento à demanda, a racionalização da oferta e da demanda de energia elétrica, a busca de competitividade no setor elétrico, a capacidade de investimento com participação privada, o estabelecimento de regras estáveis, a qualidade e o preço justo aos consumidores e o respeito ao meio ambiente.

A reformulação da legislação vigente foi necessária naquela época para atendimento a esses princípios, com a consequente criação do órgão regulador e fiscalizador – a ANEEL. Foi criado também o Mercado Atacadista de Energia (MAE), órgão posteriormente extinto e substituído atualmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Nesse modelo do setor elétrico, um novo conceito para a concessão de serviço público de geração foi implementado, sendo necessária a criação do ONS (Operador Nacional do Sistema) para promover a operação integrada e coordenada do conjunto de instalações de propriedade das concessionárias de geração. O segmento de geração passa a ser um ambiente competitivo, não regulado economicamente, com garantia de livre acesso ao sistema de transmissão e fiscalizado pela ANEEL.

O modelo procurava instaurar a competição na geração e na comercialização e garantir o livre acesso na transmissão e distribuição. A **Tabela I** descreve as atividades no segmento de energia elétrica no setor elétrico brasileiro (SEB).

<b>Geração</b>	Produção de eletricidade através de hidrelétricas, termelétricas ou fontes alternativas.
<b>Transmissão</b>	A rede básica de transmissão engloba o transporte de energia em níveis de tensão de 230 kV ou superior, transportando eletricidade dos geradores para os sistemas de distribuição de tensão inferior.
<b>Distribuição</b>	Transporte de energia elétrica do ponto de saída do sistema de transmissão (em redes com tensão inferiores a 230 kV) até o consumidor final.
<b>Comercialização</b>	Compra no atacado de energia gerada ou de serviços de transmissão e distribuição, que serão revendidos aos consumidores finais ou concessionárias.

Fonte: Elaboração Própria com base em CCEE, 2013.

**Tabela I - Atividades no segmento de energia elétrica no setor elétrico brasileiro**

Para dar prosseguimento à execução das mudanças estruturais e específicas do setor, foram constituídos agentes setoriais com a responsabilidade da regulação, planejamento e aspectos comerciais, configurando uma nova estrutura institucional do SEB,

A **Tabela II** apresenta um resumo das atribuições dos principais agentes criados com a reforma do SEB na década de 1990.

<b>ANEEL</b>	Atribuições: regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e a comercialização de energia elétrica; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços.
<b>MAE</b>	Ambiente onde ocorriam as transações de compra e venda de energia elétrica, instituído pelo Acordo de Mercado estabelecido nos termos regulados pela ANEEL.  Atribuições: apurar e liquidar as diferenças entre os valores de energia contratada pelos diversos agentes e os montantes produzidos e consumidos. O MAE era o responsável pela contabilização e a liquidação das diferenças contratuais da energia elétrica no mercado de curto prazo do SEB.
<b>ONS</b>	Atribuições: operar o Sistema Interligado Nacional - SIN e administrar a rede básica de transmissão de energia. A sua missão institucional é assegurar aos usuários do SIN a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica.

Fonte: Elaboração própria, com base em CCEE, 2013.

**Tabela II – Principais agentes do setor elétrico brasileiro**

No modelo do setor elétrico anterior havia empresas verticalizadas, basicamente estatais, e a energia era um monopólio, isto é, não havia competição, todos os consumidores eram cativos, e o mercado completamente regulado. Com o passar dos anos, o setor começou a apresentar sinais de estagnação tendo em vista que os

investimentos na expansão reduziram significativamente. Era necessário tomar medidas visando o aumento da oferta de energia e a revitalização do setor elétrico. Assim, o Governo Federal publicou a Lei nº 8.631/93, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, visando estancar as dificuldades financeiras das empresas na época, sendo esta ação considerada como marco inicial da reforma do Setor Elétrico Brasileiro.

As Leis 8.987 e 9.074, ambas de 1995, introduziram profundas alterações no setor, tais como a necessidade de licitação dos novos empreendimentos de geração, a criação do Produtor Independente de Energia, a determinação do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e a liberdade para os grandes consumidores escolherem seus supridores de energia (Gastaldo, 2009).

A referida lei também estabelece os primeiros passos rumo à competição na comercialização de energia elétrica, com a criação do conceito de consumidor livre, consumidor que, atendendo a requisitos estabelecidos na legislação vigente, tem liberdade de escolha de seu fornecedor de energia elétrica. Desta forma, o mercado, que era totalmente regulado, possuindo apenas consumidores cativos, passou a considerar também a possibilidade de consumidores livres, que passaram a negociar livremente as cláusulas contratuais para o fornecimento de energia elétrica.

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Este acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando. Visando a adequar o modelo em implantação, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações.

Durante os anos de 2003 e 2004, o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o setor, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho do mesmo ano.

Em termos institucionais, o novo modelo criou as seguintes instituições:

- Empresa de Pesquisa Energética (EPE): responsável pelo planejamento do setor elétrico em longo prazo.
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): responsável pela avaliação permanente da segurança do suprimento de energia elétrica.

- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): responsável pela continuidade às atividades do MAE, relativas à comercialização de energia elétrica no sistema interligado.

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia elétrica, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam agentes de geração, comercialização, importadores e exportadores de energia e consumidores livres.

### 2.3. Comercialização de Energia no SIN

A remuneração de uma geradora depende do modelo de despacho de geração que pode ser o *Loose Pool* ou o *Tight Pool*, e do modelo de comercialização de energia adotados no país onde é realizado o investimento.

O Brasil adota o modelo *Tight Pool* onde existe uma entidade (operador independente do sistema) que define o despacho de geração de forma centralizada com o objetivo de minimizar o custo de operação do sistema. O preço da energia é definido com base no custo marginal de operação (CMO), que reflete o acréscimo no custo de operação do sistema devido ao aumento marginal da demanda.

Já no modelo *Loose Pool*, as geradoras ofertam as quantidades de energia e respectivos preços pelos quais estão dispostas a gerá-la. Com base nestas ofertas, é montada a curva de oferta de energia do sistema.

Por outro lado, os consumidores fazem propostas de preços para diversos patamares de consumo, a partir das quais é montada a curva de demanda de energia do sistema. A interseção das curvas de oferta e de demanda do sistema define o preço da energia e os geradores a serem despachados, que são aqueles cujos preços ofertados são menores ou iguais ao preço da energia.

A utilização do *Tight Pool* no Brasil é justificada por alguns fatores:

- presença de múltiplos proprietários de diferentes usinas hidrelétricas em uma mesma cascata;
- complexos vínculos hidráulicos entre usinas hidrelétricas;
- pouca presença termelétrica nos sistemas interligados.

### Ambientes de Comercialização de Energia

O modelo vigente do setor elétrico prevê que a comercialização de energia elétrica pode ser realizada em dois ambientes de mercado:

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR);
- Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR) os agentes vendedores (geradores, comercializadores e autoprodutores) e as distribuidoras estabelecem Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) precedidos de licitação ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos (CCEE, 2013).

No Ambiente de Contratação Livre (ACL) os geradores, consumidores livres, autoprodutores, comercializadores, importadores e exportadores de energia estabelecem entre si contratos bilaterais de compra e venda de energia com preços e quantidades livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos (CCEE, 2013).

Uma visão geral da comercialização de energia é apresentada na Figura VI.



Fonte: CCEE, 2011.

**Figura VI – Ambiente de Comercialização de Energia**

Os agentes de geração podem vender energia elétrica nos dois ambientes e os contratos são registrados na CCEE.

### **AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA**

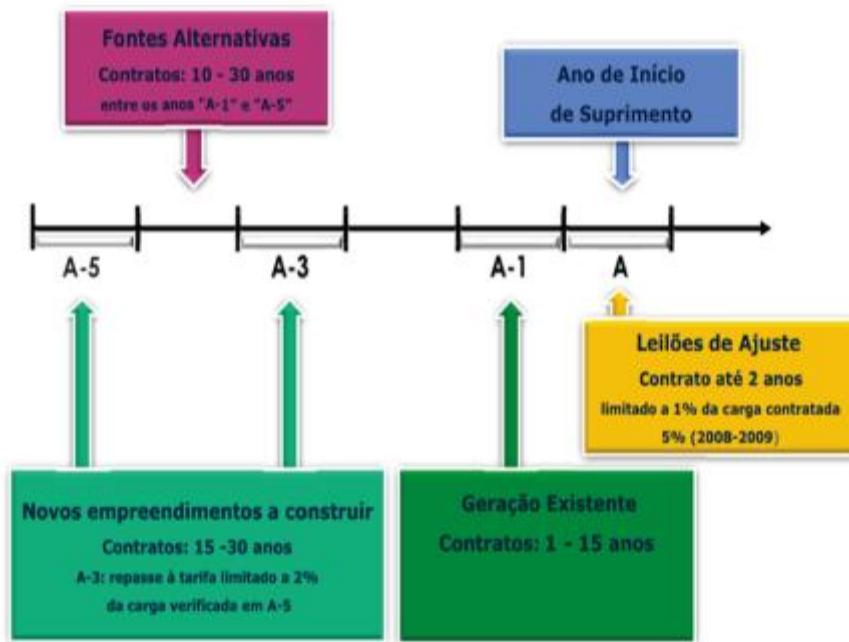
Segundo o MME (2013), leilões de energia, são processos licitatórios realizados com o objetivo de contratar a energia elétrica necessária para assegurar o pleno atendimento da demanda futura no Ambiente de Contratação Regulada – ACR (mercado das distribuidoras).

Os vencedores dos leilões celebram com os agentes de distribuição Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado (CCEAR), correspondendo as suas necessidades de compra para entrega no ano de início de suprimento da energia contratada no certame.

Os leilões, realizados a partir de 2005, introduziram competição entre os agentes de geração na contratação de energia elétrica, atendendo princípios de segurança no

abastecimento e de modicidade tarifária, ou seja, a energia contratada a partir desse modelo resultou em aquisições pelo menor preço.

Um resumo dos tipos de leilão é apresentado na Figura VII.



Fonte: MME, 2013

**Figura VII – Tipos de Leilão de Venda Energia**

Leilão A-5: processo licitatório para a contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizado com 5 (cinco) anos de antecedência do início do suprimento. Esse foi criado para viabilizar empreendimentos de longa maturação, como, por exemplo, os empreendimentos hidrelétricos.

Leilão A-3: processo licitatório para a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração novos realizado com 3 (três) anos de antecedência do início do suprimento. Esse leilão foi criado para viabilizar empreendimentos de médio prazo de maturação, como, por exemplo, os empreendimentos termelétricos.

Leilão A-1: processo licitatório para a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes realizado com 1 (um) ano de antecedência do início do suprimento. Excepcionalmente, no ano de 2013, o início de entrega poder-se-á dar no ano da licitação.

Leilão de Ajuste: processo licitatório que tem por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor dos agentes de distribuição, até o limite de 1% do mercado de cada distribuidora.

## AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL)

No ACL, participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica, além dos consumidores livres e especiais. Neste ambiente, há liberdade para se estabelecerem volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços, sendo as transações pactuadas através de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEE, 2013).

Os consumidores livres que realizam a compra de energia através de contratos no ACL estão sujeitos ao pagamento de todos os encargos, taxas e contribuições setoriais previstas na legislação. Conforme descrito no parágrafo 2º do art. 49 do decreto nº 5.163/04, estes consumidores podem manter parte da aquisição de sua energia de forma regulada junto à concessionária de distribuição, constituindo assim um consumidor parcialmente livre.

Caso o consumidor livre queira retornar à condição de cativo, este deve informar a sua decisão à concessionária de distribuição local com um prazo mínimo de 5 anos, sendo que este prazo pode ser reduzido mediante acordo entre as partes.

No caso de consumidor especial, que optou por adquirir parte ou a totalidade do respectivo consumo de energia por meio da comercialização de energia incentivada, este poderá voltar a ser atendido plenamente pela respectiva concessionária ou permissionária de distribuição.

Para isto, o consumidor deve manifestar formalmente esta opção com antecedência de 180 dias em relação à data do início do fornecimento, sendo que este prazo pode ser reduzido a critério da concessionária ou permissionária de distribuição como disposto no § 1º, art. 5, da resolução ANEEL nº 247/06.

Dentro dos ambientes de contratação de energia elétrica, há os mercados cativo e livre. No mercado cativo, o consumidor é totalmente passivo. A energia é fornecida exclusivamente pela distribuidora local, com o preço e as demais condições de fornecimento regulados pela ANEEL. As distribuidoras, por sua vez, também só podem comprar energia para atender aos seus clientes no ACR.

No mercado livre, a energia é tratada como uma commodity, passível de comercialização. O consumidor livre pode comprar montantes de energia de comercializadores e/ou geradores com condições (preço, prazo, etc.) pactuadas entre as partes.

Os serviços de transporte e contratação da energia são desvinculados. O transporte é pago à concessionária de distribuição ou de transmissão onde o consumidor livre

esteja conectado, através de tarifas reguladas pela ANEEL. A concessionária local é totalmente responsável pela continuidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica ao consumidor livre. Este mercado não é aberto a todos consumidores.

A Figura VIII, mostra as principais características do fornecimento de energia elétrica nos dois mercados.

Características	Cativo	Livre
<b>Fornecedor</b>	Concessionária local	Qualquer gerador ou comercializador do SIN
<b>Preço de energia</b>	Tarifas reguladas pela ANEEL	Livremente pactuado entre as partes
<b>Preço de transporte</b>	Tarifas reguladas pela ANEEL	Tarifas reguladas pela ANEEL
<b>Reajuste do preço da energia</b>	Determinado atualmente pela ANEEL	Indexador pactuado entre as partes
<b>Prazo contratual</b>	Prazo mínimo pré-estabelecido pela ANEEL	Livremente pactuado entre as partes
<b>Volume</b>	De acordo com a energia consumida	Livremente pactuado entre as partes
<b>Responsável pela entrega</b>	Concessionária local	Concessionária local

Fonte: Elaboração Própria com base em CCEE, 2013.

**Figura VIII - Características do fornecimento de energia elétrica nos mercado cativo e livre de energia**

### **CLIENTES LIVRES**

- Para clientes ligados até 07/1995: tensão maior ou igual a 69 kV (A1, A2, A3), com carga maior que 3,0 MW.
- Para clientes ligados após 07/1995: qualquer tensão, com carga maior que 3,0 MW.

### **CLIENTES ESPECIAIS**

São aqueles do grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV ou ainda atendidas em tensão inferior a 2,3 kV

a partir de sistema subterrâneo de distribuição e que podem ser atendidos por fontes alternativas (eólicas, biomassa, PCH e solar). Devem ter carga acima de 500 kW. Normalmente os clientes livres são clientes corporativos (empresas e indústrias).

## **2.4. TARIFAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

### **PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS (PLD)**

O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação (CMO), limitado por um preço máximo e um mínimo vigente para cada período de apuração e para cada submercado, pelo qual é valorada a energia comercializada no mercado de curto prazo. A responsabilidade pela definição do PLD é da CCEE e baseia-se no CMO.

Os submercados são subdivisões do SIN cujas fronteiras são definidas em função da presença de restrições relevantes de transmissão ao fluxo de energia elétrica no sistema. São quatro os submercados: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste. Considerados independentes, podem ser redefinidos pela ANEEL. Para cada um deles, são determinados preços e contabilização, o que expõe os agentes ao risco da diferença de preços entre os submercados.

O PLD é limitado por valores mínimo e máximo de acordo com legislação da ANEEL, com validade entre a primeira e a última semana operativa de preços do ano.

### **CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO (CMO)**

O Custo Marginal de Operação (CMO) equivale ao preço de unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de demanda de carga no sistema, uma elevação deste custo indica que a geração de energia elétrica está mais custosa. Um CMO elevado pode indicar níveis baixos de armazenamento de água nos reservatórios das hidrelétricas e condições hidrometeorológicas desfavoráveis, isto é, poucas chuvas nas bacias dos rios (ANEEL, 2013).

O CMO também é impactado pela previsão de consumo de energia, de forma que um aumento de consumo, em decorrência, por exemplo, de um aumento da temperatura, poderá elevar o CMO. Quando isso acontece, as usinas termelétricas entram em operação para compensar a falta de água dos reservatórios das usinas hidrelétricas ou o aumento de consumo e, assim, preservar a capacidade de geração de energia dessas hidrelétricas nos meses seguintes.

## **TARIFA DE ENERGIA DE OTIMIZAÇÃO (TEO)**

A ANEEL estabelece anualmente o valor da Tarifa de Energia de Otimização (TEO) para pagamento das transferências de energia entre as usinas participantes do MRE, no âmbito da CCEE.

A TEO é destinada à cobertura dos custos incrementais incorridos na operação e manutenção das usinas hidrelétricas participantes do MRE, inclusive ao pagamento da compensação pelo uso dos recursos hídricos.

Para 2014 foi estabelecido pela ANEEL o valor da TEO em R\$ 10,54/MWh (dez reais e cinquenta e quatro centavos por megawatt-hora), com vigência a partir de 1º de janeiro de 2014.

### 3. ESTUDO DE CASO – APLICAÇÃO DA PORTARIA 463 MME A UMA PCH

O empreendimento estudado (PCH ROMA) será operado na região leste de Santa Catarina, num raio 240 km de Florianópolis. O aproveitamento hidráulico é obtido de uma queda em curva do rio. No trecho superior há uma barragem com altura máxima de 32 m. A queda bruta é incrementada para 38 m, permitindo, assim, a instalação de 20 MW de potência geradora.

A barragem serve para acúmulo de água e o desvio do rio ao sistema de adução. Um túnel encaminha o fluxo de água até a casa de força situada na parte baixa da curva.

A seguir, na Figura IX, é apresentada uma imagem que serve de ilustração ao discurso anteriormente. Pode-se observar que no alto do rio, à esquerda, há uma barragem e no lado direito existe um cobertura, onde está localizada a casa de força.

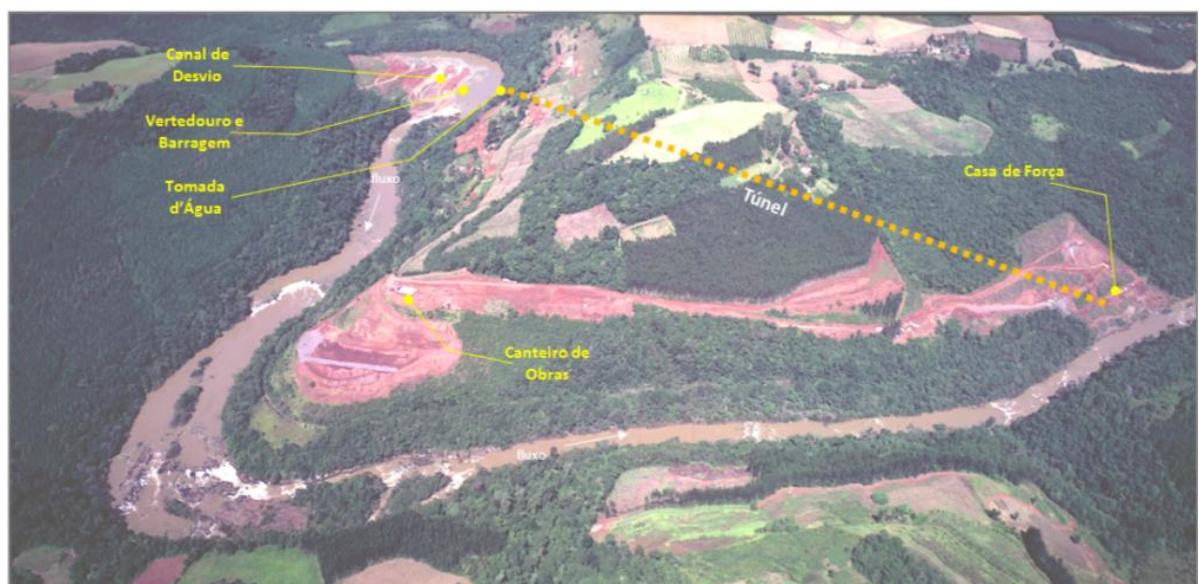


Figura IX - Vista Aérea da PCH em Estudo.

O prazo para a empresa explorar esta área é de 30 anos, prorrogável por mais 30 anos. Sabendo- se que o tempo de construção é de dois anos, o período que a empresa terá para operar comercialmente o projeto é de 28 anos, sem considerar a possibilidade de prorrogação.

No estudo de caso foram consideradas premissas que serão apresentadas no apêndice I.

### 3.1. RISCOS DO PROJETO

Os maiores riscos não-sistêmicos para um projeto de PCH são a variação no Investimento Inicial e o Preço de Venda da Energia (PPA – *Power Purchase Agreement*). De acordo com Carneiro (2010, p. 345), esses são os fatores com maior potencial de inviabilizar um empreendimento em PCH.

O primeiro resulta do fato de haver um alto investimento para que o projeto saia do papel. Assim, no período de operação comercial, os custos do financiamento ou capital próprio são os mais relevantes e cada real economizado no investimento inicial faz a diferença nos fluxos de caixa do empreendimento.

O segundo é mais compreensível, visto que o Preço de Venda de Energia estabelecido em contrato influenciará a receita do projeto por um longo período de tempo.

O empreendimento tem como característica a inflexibilidade na quantidade vendida de energia, já que este projeto de PCH terá a energia assegurada (Garantia Física) contratualmente vendida por um preço fixo, corrigido anualmente por IGP-M.

A PCH fará parte do MRE – Mecanismo de Realocação de Energia.

Os dois fatores, contrato de venda de energia e MRE, garantem uma certa receita mensal fixa, diminuindo, consideravelmente, o risco de investimento.

Porém de acordo com as condições hidrológicas e a eficiência operacional, poderá haver a necessidade de compra de energia para complementação da energia gerada pelo empreendimento mensalmente. As eventuais compras de energia podem ser feitas pelo MRE ou no mercado SPOT de energia, caso a PCH em questão seja afetada pela portaria 463/2009 do MME.

### RISCO HIDROLÓGICO E MRE

Para os aproveitamentos hidrelétricos, os contratos bilaterais não são suficientes para reduzir os riscos a níveis adequados, uma vez que durante períodos de seca, quando a geração hidrelétrica é reduzida, os preços no mercado spot ficam mais elevados. Em períodos de seca, os créditos do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) distribuídos aos aproveitamentos hidrelétricos podem ser inferiores às suas energias asseguradas fazendo com as empresas com portfólio hidrelétrico tenham perdas financeiras ao comprar energia no mercado spot para cumprir seus contratos.

O MRE é um mecanismo de hedge compulsório entre os aproveitamentos que compõem o sistema, isto é, cada aproveitamento recebe, a cada etapa, um crédito

de energia proporcional à produção hidrelétrica total nesta mesma etapa. O fator de proporção é dado pela razão entre o certificado de energia assegurada do aproveitamento e a soma de todos os aproveitamentos participantes do MRE.

O MRE é um mecanismo aplicado entre submercados, nem sempre é possível alocar o total de créditos a que tem direito um aproveitamento no submercado a que ele pertence. Nesta situação, um crédito de um aproveitamento alocado em um submercado diferente daquele em que ele se situa gera uma despesa adicional devida à diferença entre os preços de energia nos submercados. As regiões com alto preço no mercado spot são aquelas onde há estiagem e onde é mais difícil a alocação de créditos.

Entretanto, entendia-se que o MRE não devia cobrir a parcela da indisponibilidade que ultrapassar o valor estabelecido pela ANEEL por ocasião do cálculo da Energia Assegurada - EA.

Entendia-se que, no caso das usinas não despachadas centralizadamente, deveria haver, por parte do empreendedor, a garantia física que a energia firme estava condizente com a capacidade de geração da central e que a sua falta só ocorreria eventualmente.

Entretanto ao longo dos anos, apesar do MRE, foram detectados vários problemas quanto à garantia da energia assegurada, tais como:

- O desempenho das PCHs ficou aquém da respectiva da Energia Assegurada: historicamente 46% das PCHs com 5 anos ou mais de registro na Câmara de Comércio de Energia Elétrica - CCEE, geraram menos que 80%;
- Este mau desempenho não era detectado pelo Mecanismo de Redução de Energia Assegurada- MRA, por exemplo: havia PCHs cuja geração no período não ultrapassava a 13% com Fator de Indisponibilidade de 100%, causando um desequilíbrio no MRE;

Segundo Tucci, em alguns setores como o de PCH é utilizado o critério de correlacionar a vazão específica com a área da bacia e extrapolar este valor para áreas menores onde não existem dados hidrológicos suficientes para definição de uma série hidrológica. Geralmente os resultados são desastrosos, gerando vazão média totalmente inconsistente. O principal problema da extração é que a vazão obtida geralmente é muito maior que a verdadeira e não é compatível com a chuva do local.

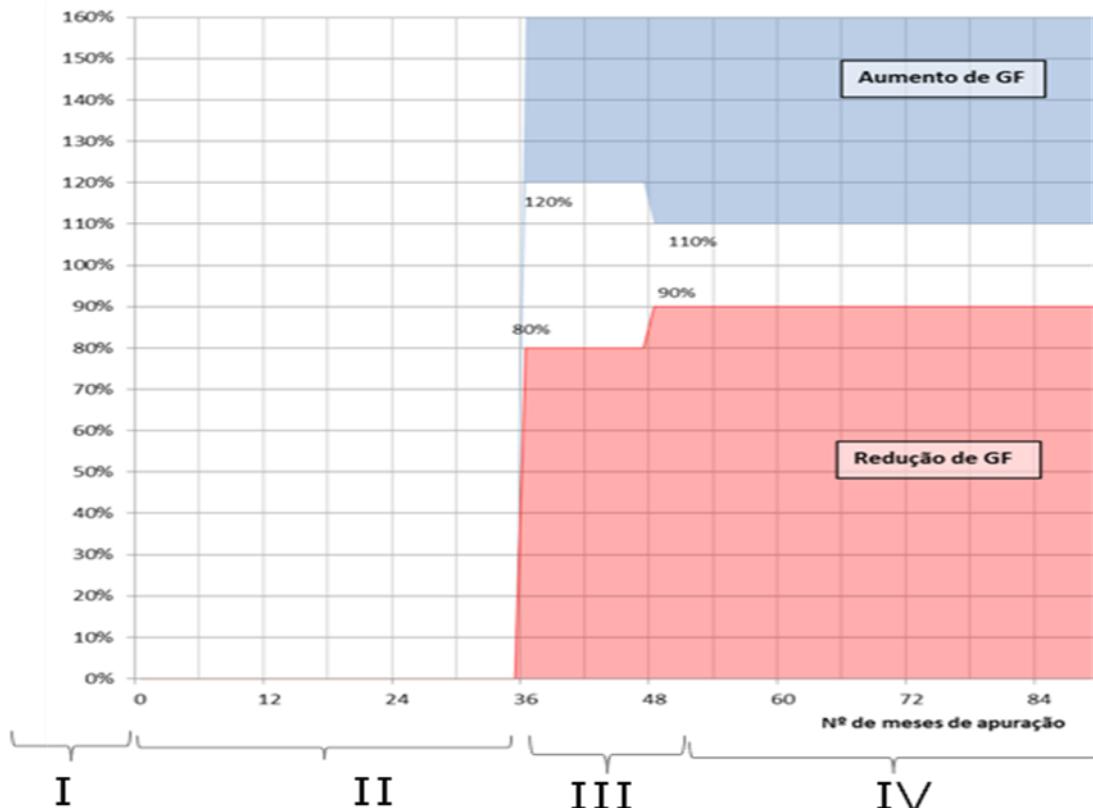
Muitas usinas solicitavam expurgo de energia assegurada, geralmente concedido, alegando a baixa afluência de água. O que indicava a superestimativa da hidrologia utilizada no cálculo da Energia Assegurada, incoerente com a hidrologia real.

Esses, entre outros problemas, levaram à ANEEL a propor novas regras para o cálculo da garantia física (NT 039/2009-SRG/ANEEL) e para a permanência das PCHs no Mercado de Realocação de Energia.

Uma das medidas adotadas pelo órgão regulador, ao tomar conhecimento dos riscos de déficits e das distorções no mercado, foi a publicação de normas com mecanismos para corrigir tais distorções. Entre estes mecanismos estão o Mecanismo de Redução de Energia Assegurada – MRA, instituído pela Resolução Normativa ANEEL no 266/2007 com aplicação exclusiva às PCHs, e que foi recentemente substituído pela Portaria no 463/2009 do MME devido à ineficiência verificada em dois anos de aplicação. Como complemento à Portaria no 463/2009 foi publicado em 2010 a Resolução Normativa no 409/2010, que estabelece critérios mínimos de desempenho para usinas não despachadas centralizadamente poderem participar do Mecanismo de Realocação de Energia.

Estes dois atos regulatórios trouxeram um certo desconforto aos investidores e produtores independentes, devido tais medidas provocarem impactos financeiros pois, caso o desempenho mínimo não seja atingido pela planta hidrelétrica, as sanções impostas pelas duas normas são a redução da Garantia Física, ou seja, do lastro de contrato, que é o montante de energia que pode ser negociado no mercado e a exclusão do MRE, respectivamente.

O cálculo inicial da Energia Assegurada continuou a ser feito com base na hidrologia, na indisponibilidade e rendimento dos grupos geradores, conforme declarada pelo empreendedor. Entretanto, conforme a Figura X, nos primeiros 48 meses de operação comercial da central, descontando-se os primeiros 12 meses, a geração média não poderá ser inferior a 80% ou superior a 120% do valor da Energia Garantida. A partir do 60º mês de operação comercial, descontados os primeiros 12 meses, a geração média (histórico crescente) não poderá ser inferior a 90% ou superior a 110% da Garantia Física. Foram criadas faixas de Geração Média- GM, em cujo cálculo são desconsiderados os 12 primeiros meses a partir da entrada em operação da primeira Unidade de Geração, as reformas e/ou modernizações.



Fonte: Elaboração Própria com base na Portaria MME 463/2009.

**Figura X - Exemplo de aplicação da Portaria 463 do MME**

### Avaliação dos riscos

A avaliação dos riscos hidrológicos para implantação de estratégias de mitigação depende dos seguintes fatores: (1) projeção da demanda de energia, (2) projeção da oferta de energia (geração e interconexões), (3) projeção do despacho térmico, e (4) análise das projeções e otimização da decisão.

### 3.2. RECEITAS E CUSTOS DO PROJETO

Devido à quantidade e complexidade de todos os custos e receitas envolvidas no setor elétrico e na construção e operação da PCH, desde as primeiras despesas, todo o investimento de implantação, início de Operação e toda a concessão, os custos serão apresentados com uma breve descrição conforme itens a seguir.

#### INVESTIMENTO INICIAL

Esses investimentos são aqueles que vão tirar a PCH do papel e se tornar um empreendimento de fato. Os custos serão tomados com base em projetos similares e de fontes abertas a todos, como documentos oficiais da ANEEL, Manual de Procedimentos para Dimensionamento Básico de Centrais Hidrelétricas e outras bibliografias do setor.

Para melhor definir o montante total utilizado como Investimento Inicial, foi preciso primeiramente definir as despesas pré-operacionais, investimentos em ativo fixo e capital de giro inicial.

### **DESPESAS PRÉ-OPERACIONAIS**

Consideraram-se como despesas pré-operacionais os desembolsos ocorridos antes de o empreendimento começar a operar e que não sejam gastos com investimentos em ativos permanentes.

Consolidação Projeto básico	956.000,00
Projeto executivo	1.892.654,33
Administração	1.857.500,00
Engenharia do Proprietário	2.100.000,00
Seguros de Engenharia	1.238.900,00
Seguro Garantia	1.450.897,00
Licenciamentos	480.600,00
Topografia	280.000,00
Despesas Pré-Operacionais	10.256.551,33

Fonte: Elaboração Própria, com base em custos empresariais.

**Tabela III - Demonstrativo de despesas pré-operacionais**

Todos esses desembolsos e serviços são extremamente necessários, visto que é por meio dessa etapa que se define o melhor projeto e com isso o menor custo possível, o menor impacto ambiental, a melhor logística associada, o prazo de construção, mobilização e desmobilização, os riscos de engenharia e financeiros, entre outras tantas variáveis importantes que vão impactar na implantação e principalmente na Operação e Manutenção da PCH ao longo do período de concessão, consequentemente no retorno aos investimentos.

### **INVESTIMENTO EM ATIVOS FIXOS**

Por se tratar de uma obra de infraestrutura de porte considerável, os investimentos em Ativos Fixos se tornam as despesas mais relevantes de toda obra. Na tabela a seguir, dividiram-se os investimentos de forma que o leitor possa compreender os gastos de forma mais racional.

<b>Obras Civis</b>	<b>67.040.983,33</b>
Empreiteiras	58.589.494,89
Contingencias	8.451.488,44
<b>Equipamentos</b>	<b>44.588.697,73</b>
Turbinas	12.405.216,88
Hidromecânicos e Levantamento	16.100.977,50
Rede de Média Tensão e Subestação	6.624.061,66
Linha de Transmissão+Bay	9.458.441,69
<b>Meio Ambiente</b>	<b>3.145.108,35</b>
Programas ambientais	2.249.060,70
Licenciamento ambiental	413.531,45
Compensação ambiental	482.516,20
<b>Compra de Terras</b>	<b>3.069.349,07</b>
Programa de Negociação de Terras	3.069.349,07
<b>Total de Investimentos Fixo</b>	<b>117.844.138,48</b>

Fonte: Elaboração Própria, com base em custos empresariais.

**Tabela IV - Investimentos em ativos fixos**

De acordo com a tabela acima, os principais investimento estão relacionados a obras civis (contratação de empreiteiras) e a compra de equipamentos. Esses investimentos dependem de um bom projeto executivo, da engenharia do proprietário para que seus custos não sejam superiores aos orçados.

### **CAPITAL DE GIRO INICIAL**

O capital inicial é fundamental para que a empresa se mantenha em operação nos primeiros meses, enquanto não tiver receitas. Esses recursos são necessários para pagar os gastos fixos, como por exemplo, a operação e manutenção, devido a um descompasso temporal entre o pagamento aos fornecedores e o recebimento de venda de energia.

Despesas Fixas e Variáveis por 6 meses	1.337.199,52
<b>Total Capital de Giro Inicial</b>	<b>1.337.199,52</b>

Fonte: Elaboração Própria com base em custos empresariais.

**Tabela V - Capital de giro inicial**

Agrupando os três diferentes fatores que compõem o Investimento inicial, tem-se a seguinte tabela.

Despesas Pré-Operacionais	10.256.551,33
Investimento em Ativos fixos	117.844.138,48
Capital de Giro Inicial	1.337.199,52
<b>Total Investimento Inicial</b>	<b>129.437.889,33</b>

Fonte: Elaboração Própria com base em custos empresarias.

**Tabela VI - Investimento inicial**

De acordo com a tabela acima ressalta-se que os investimento em ativos fixos são elevados até a entrada em operação comercial da PCH.

## PLANEJAMENTO DE RECEITAS

A venda de energia elétrica é feita por meio de contratos de compra e venda de energia com empresas de transmissão e distribuição. Esses contratos são chamados de PPAs (*Power Purchase Agreement*) e tem longa duração, em geral, entre 10 e 20 anos.

A energia gerada por essa PCH será vendida por meio de um contrato com preço fixo corrigido anualmente pelo IGP-M (Índice Geral de Preço de Mercado). Para efeito de calculo, adotou-se os valor de tarifa de R\$ 144,10/MWh. Esse valor será utilizado para base de cálculo da receita, podendo constar em PPAs.

O contrato de venda dessa energia será celebrado com base na energia assegurada definida pela ANEEL, no caso, de 11,10 MWh médio.

O valor da receita mensal é obtido pelo produto da energia assegurada e o total de horas no ano (8.760h).

Também deve ser considerada uma perda por transmissão da ordem de 2,5%. Esse valor é praticado nos projetos de PCH, considerando potência a ser escoada, classe de tensão e a distância da geração (PCH) ao centro de carga (consumidores).

Assim, para essa PCH tem-se:

Potencia Instalada (MW)	20,00
Energia Assegurada (MW médio)	11,10
Preço energia - tarifa R\$ 144,10	144,10
Perdas de Linha de Transmissão %	2,50
Receita anual	13.661.414,91

Fonte: Elaboração Própria com base em custos empresarias.

**Tabela VII - Planejamento da receita - tarifa R\$ 144,10**

Na tabela a seguir são definidas as despesas do primeiro ano, com base em outras PCHs. Assim como as receitas, a maioria desses valores deve ser corrigido por algum índice inflacionário e para a projeção é utilizado o IGP-M. As despesas

financeiras foram estimadas levando em consideração a estrutura de capital com 100% financiado.

<b>Despesas Operacionais</b>	<b>2.140.612,00</b>
Operação e Manutenção	815.775,00
Seguros	288.586,00
Despesas Ambientais	212.601,00
Tarifas setoriais	660.000,00
Despesas Administrativas	163.650,00
<b>Outras despesas</b>	<b>6.872.357,04</b>
Financeiras	6.872.357,04
<b>Total de Despesas</b>	<b>9.012.969,04</b>

Fonte: Elaboração Própria com base em custos empresariais.

**Tabela 8 - Planejamento das despesas (1ºano)**

## **PREMISSAS MACROECONÔMICAS**

A inflação e a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) são os dados mais importantes para este estudo durante o período de Operação da PCH.

## **IMPOSTOS**

Esse trabalho utilizará o Lucro Presumido, pois a base de cálculo (8%, no caso do IRPJ) é menor do que o Lucro Operacional, o qual seria a base de cálculo do Lucro Real. Assim, o Lucro Presumido é mais econômico para a PCH estudada.

A seguir tem-se a tabela aplicada no estudo de caso, quando utilizado Lucro Presumido:

- PIS: 0,65% x receita bruta;
- COFINS: 3,00% x receita bruta;
- CSLL: 9% sobre a base de cálculo de 12% da receita bruta, ou seja, 9% x 12% x receita bruta;
- Imposto de Renda para Pessoa Jurídica: cálculo para empresas com receita bruta superior a R\$ 240 000,00 anuais: 25% x 8% x receita bruta – R\$ 240.000,00 x 10%.

## **FINANCIAMENTO**

Nesses tipos de projetos, normalmente, os investidores tem a intenção de financiar por meio de programa de financiamento do BNDES ou outra instituição bancária que ofereça a melhor taxa. A título de simulação, adotou-se como critério um financiamento de 100% dos custos de construção da PCH, a uma taxa de 5,75% a.a. Esse valor é uma média de IGPM nos últimos 5 anos.

## FLUXO DE CAIXA

Para esse projeto elaborou-se fluxo de caixa ao longo dos trinta anos para o cenário de tarifa de R\$ 144,10. No apêndice III desse trabalho serão apresentados os fluxos de caixa, sendo que em um deles considera-se a necessidade de compra de energia para atendimento ao contrato.

### 3.3. ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

A análise de sensibilidade visa à seleção de algumas condições chaves e mostram seus desdobramentos, seus impactos no resultado financeiro e, com isso, evidentemente, norteia o investidor, dentre outras questões, quanto ao melhor projeto, as melhores condições de financiamento, melhor momento de mobilização para início, o prazo máximo de implantação e as melhores práticas operacionais.

Assim, foram identificados os maiores riscos para viabilização de uma PCH, entre eles:

- Investimento inicial
- Preço de venda de energia
- Custos Operacionais variáveis (O&M, seguros, ferramentas, sobressalentes, despesas de meio ambiente, encargos setoriais, despesas administrativas, etc).

É importante salientar que as variações no Investimento Inicial e, principalmente, nos Custos Operacionais Variáveis proporcionam impactos significativos no resultado financeiro do projeto, exigindo um preço de venda de energia compatível e de acordo com a expectativa do investidor. No caso específico de PCHs, incentivos como 50% na redução de encargos setoriais, que são custos de Operação ao longo dos 30 anos, passam a ser determinante para a viabilidade de implantação e operação. Evidentemente, quanto maior o valor da venda de energia, menores taxas de financiamento e menores custos Operacionais, o resultado financeiro é melhor.

## PERÍODO DE PAYBACK

Os períodos de *payback* são normalmente usados para avaliar propostas de investimentos de capital. Trata-se do tempo necessário para que a empresa recupere o investimento inicial em um projeto, calculado a partir das entradas de caixa.

No caso de uma anuidade, o período de *payback* pode ser encontrado dividindo-se o investimento inicial pela entrada de caixa anual. No caso de uma série mista de entradas de caixa, as entradas de caixa anuais precisam ser acumuladas até a recuperação do investimento inicial. Embora popular ele costuma ser considerado

uma técnica pouco sofisticada de análise de orçamento de capital, por não considerar explicitamente o valor do dinheiro no tempo (GITMAN 2010, p.366).

Quando utilizado o período de *payback* para tomar decisões de aceitação-rejeição, aplicam-se os seguintes critérios:

Caso o período de *payback* seja menor do que o período máximo aceitável, aceita-se o projeto;

Caso o período de *payback* seja maior que o período máximo aceitável, rejeita-se o projeto.

A duração do período máximo aceitável de *payback* é definida pela direção da empresa.

### **VALOR PRESENTE LÍQUIDO - VPL**

“O valor presente líquido (VPL) considera explicitamente o valor do dinheiro no tempo. Assim, é considerada uma técnica sofisticada de orçamento de capital.” (GITMAN, 2010, p. 369).

Todas as técnicas desse tipo descontam de alguma maneira os fluxos de caixa da empresa a uma taxa específica. Essa taxa, comumente chamada de taxa de desconto, retorno requerido, custo de capital ou custo de oportunidade, consiste no retorno mínimo que um projeto precisa proporcionar para manter inalterado o valor de mercado da empresa.

O valor presente líquido (VPL) é encontrado subtraindo-se o investimento inicial de um projeto do valor presente de suas entradas de caixa, descontadas à taxa de custo de capital da empresa.

Quando usado o VPL, tanto as entradas quanto as saídas de caixa são medidas em valores monetários atuais. Ao lidar apenas com investimentos com padrões convencionais de fluxo de caixa, o investimento inicial é automaticamente declarado em dinheiro de hoje. Se assim não fosse, o valor presente de um projeto seria encontrado subtraindo-se o valor presente das saídas do valor presente das entradas.

Na tomada de decisão de aceitação-rejeição acerca dos resultados apurados por meio do VPL, utilizam-se os seguintes critérios:

Se o VPL for maior que \$ 0, aceitar o projeto.

Se o VPL for menor que \$ 0, rejeitar o projeto.

Se o VPL for maior que \$ 0, a empresa obterá um retorno maior do que o custo de seu capital. Isso aumentaria o valor de mercado da empresa e, portanto, a riqueza de seus proprietários, em um valor correspondente ao VPL.

### **TAXA INTERNA DE RETORNO – TIR**

A taxa interna de retorno (TIR) é, provavelmente, a mais utilizada das técnicas sofisticadas de orçamento de capital, embora seja consideravelmente mais difícil de calcular que o VPL. Ela consiste na taxa de desconto que faz com que a VPL de uma oportunidade de investimento seja igual \$ 0 (já que o valor presente das entradas de caixa iguala-se ao investimento inicial). É a taxa de retorno anual composta que a empresa obterá se investir no projeto e receber as entradas de caixa previstas. Para que o projeto seja aceito, a TIR deverá ser maior que o custo de capital (GITMAN, 2010, p. 371).

#### **Tarifa R\$ 144,10**

TAXA	6%	9%	14%
VPL	55.038,7	-7.185,6	-61.251,6
TIR	8%		
PAY BACK	16,12anos		

Fonte: Elaboração Própria com base em estudos de viabilidade.

**Tabela VIII – Cenário I (Sem necessidade de compra de energia)**

#### **Tarifa R\$ 144,10 (Janeiro 2010)**

TAXA	6%	9%	14%
VPL	43.410,9	-15.148,1	-65.943,5
TIR	7%		
PAY BACK	19,46 Anos		

Fonte: Elaboração Própria com base em estudos de viabilidade.

**Tabela IX – Cenário II (Com necessidade de compra de energia)**

O quadro resumo apresenta a tomada de decisão, levando-se em consideração a TIR, VPL e o *Payback*. Nesse caso, para as situações onde a VPL é positiva e se a TIR estiver acima do custo de capital, a recomendação é de aprovação do projeto. Em situações onde a VPL é negativa, rejeitou-se o projeto.

### **DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS DO EXERCÍCIO**

Para esse projeto elaborou-se DRE ao longo dos trinta anos para o cenário de tarifa de R\$ 144,10 que estão disponíveis no apêndice II deste trabalho.

#### **4. CONSIDERAÇÕES FINAIS**

O objetivo deste trabalho foi analisar os fatores que levaram a criação da Portaria 463/2009 do Ministério de Minas e Energia e os impactos financeiros da mesma em uma Pequena Central Hidrelétrica. Para isso, foi simulada a aplicação da portaria 463 num empreendimento fictício denominado PCH Roma.

No primeiro capítulo foi realizado um breve histórico do setor elétrico brasileiro. Nesse capítulo foi abordada a transição dos agentes de geração de energia do setor público para a iniciativa privada. Essa transição foi necessária devido às dificuldades financeiras enfrentadas pelo setor público para realizar investimentos na expansão de oferta de energia do país.

Em seguida foi apresentado o planejamento da expansão de geração de energia do país até o ano de 2022 e a estrutura do setor elétrico brasileiro, seus aspectos regulatórios e tarifários.

Dando continuidade ao estudo, no capítulo seguinte foram abordados os principais riscos para a viabilidade econômica de Pequenas Centrais Hidrelétricas e um estudo de caso da PCH Roma.

A regulamentação do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada (MRA) teve como objetivo estabelecer regras relativas à qualidade do serviço público de geração de energia elétrica, associada a geração média de energia dos empreendimentos integrantes do Sistema Interligado Nacional.

Como demonstrado no estudo de caso da PCH Roma, a simulação da aplicação do MRA teve efeitos significativos para esse empreendimento. Na simulação realizada, o Valor Presente Líquido (VPL) do empreendimento sofreu uma redução da ordem de R\$ 11.500.000,00 e sua Taxa Interna de Retorno (TIR) teve a redução de oito para sete por cento. Esse fato poderia levar a inviabilização do empreendimento, uma vez que TIR do empreendimento quase foi igualada ao custo do capital investido.

Como se trata de uma simulação de um empreendimento foi realizado algumas generalizações. Tais generalizações podem limitar o estudo em questão.

Como sugestão para novos trabalhos, o estudo pode ser aplicado a um número maior de empreendimentos que possuam um relevante histórico operacional. Dessa forma o impacto do MRA em PCHs poderá ser mais bem avaliado e através disso serem discutidas ações que diminuam riscos para novos empreendimentos.

## BIBLIOGRAFIA FUNDAMENTAL

- ALMEIDA J. V. M, SATO R. M., "Setor Energético Brasileiro – Reestruturação e Rereestruturação", Estudo preparado pela agência brasileira de classificação de risco (SR Rating) para o seminário "Energia para Crescer", Rio de Janeiro, 2002. BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Plano decenal de expansão de energia: 2021. Brasília: MME, 2012. 386 p., il.
- ANA - Agência Nacional das Águas - Metodologia de Cálculo da Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos levando em Consideração usos Múltiplos da Água, 2002.
- ANEEL - Agência Nacional da Energia Elétrica: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)
- ARANGO H., DOMINGUES E. G., "Análise de Risco e o Processo Regulatório", II Congresso Brasileiro de Regulação de Serviços Públicos Concedidos, São Paulo, outubro de 2001.
- Avaliação da Metodologia de Cálculo de Energia Assegurada de Usinas Hidrelétricas: Relatório Técnico do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico (disponível em <http://www.energiabrasil.gov.br>).
- Barroso L.A., Trinkenreich J., Granville S., Lino P., Pereira M.V., "Avaliação de estratégias de redução de risco hidrológico para empresas com portfólios predominantemente hidrelétricos" - XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, 2003.
- BLOG DO TUCCI. Hidrologia da proporcionalidade. 24 de Julho de 2011. Disponível em <http://rhama.net/wordpress/?p=212>. Acesso em 10 de Dezembro de 2013.
- BRITO, G. H. E. revisão tarifaria e diferenças regionais: Um Estudo de Concessões de distribuição de energia Elétrica no Brasil, dissertação de mestrado apresentada à Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.
- CARVALHO, J. F. de. O espaço da energia nuclear no Brasil. *Estudos Avançados*, v.26, n.74, p.293-308, 2012.
- CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - <http://www.ccee.org.br>
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Tipos de Leilões de Energia. 2012. Disponível em <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 11 de outubro de 2013.

- DENAULT, M. et al. Complementarity of hydro and wind power: Improving the risk profile of energy inflows. *Energy Policy*, v.37, p.5376-84, dez. 2009.
- DOMINGUES, G E. Análise de Risco para Otimizar Carteiras de Ativos Físicos em Geração de Energia Elétrica, tese de doutorado apresentada à Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, dezembro, 2003.
- E. L. Silva. Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica (1 ed.). Editora Sagra Luzzato. Porto Alegre, 2001.
- E. S. Montadon, Comercialização Mediante Livre Contratação no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica. Dissertação (mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos). Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2008.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética: [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br).
- GASTALDO, M. M. Histórico da regulamentação do Setor Elétrico brasileiro. O Setor Elétrico, São Paulo, p. 36-52, Janeiro 2009.
- INEE – INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. A eficiência energética e o novo modelo do setor energético. Disponível em: [HTTP://www.inee.org.br/down\\_loads:escos/EE\\_Novo%Modelo.pdf](HTTP://www.inee.org.br/down_loads:escos/EE_Novo%Modelo.pdf) Acesso em 20 de dezembro de 2013.
- KELMAN J. “Modelos Estocásticos no Gerenciamento dos Recursos Hídricos”, capítulo de Modelos de Gerenciamento de Recursos Hídricos, volume 1 da coleção ABRH, 1987.
- LAWRENCE J. GITMAN – 12º edição – Princípios de Administração Financeira.
- MME – Ministério de Minas e Energia: [http://www.mme.gov.br/programas/leiloes\\_de\\_energia/menu/inicio.html](http://www.mme.gov.br/programas/leiloes_de_energia/menu/inicio.html).
- NASCIMENTO JR. C. A., Risco e Comercialização de Energia Elétrica, dissertação de mestrado apresentada à Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, Agosto, 1999. Directive 2008/98/EC of The European Parliament and the Council of 19 November 2008 on waste and repealing certain Directives.

- ONS - Operador Nacional do Sistema: [www.ons.org.br/ons](http://www.ons.org.br/ons).
- Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico, Ministério das Minas e Energia, Julho de 2003. BULHÕES F., ALMEIDA F., CARDOSO P. H., “Mecanismo de Desenvolvimento Limpo”, relatório preparado pela Câmara de Mudanças Climáticas do Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável.
- RIPPL W., Capacity of Storage Reservoirs for Water Supply, Proceedings of Institution of Civil Engineers v. 71, 1883.
- REGO E. E. Proposta de Aperfeiçoamento da Metodologia dos Leilões de Comercialização de Energia elétrica no Ambiente Regulado: Aspectos conceituais Metodológicos e suas Aplicações, tese de doutorado apresentada à Universidade de São Paulo, São Paulo, dezembro, 2012.

## APÊNDICE I

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Energia Assegurada (MWh)	94.805,10	94.805,10	94.805,10	94.805,10	94.805,10	90.064,85	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60
Geração (MWh)	47.402,55	71.103,83	82.480,44	78.688,23	73.947,98	81.058,36	79.572,29	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60
% Gerada da Energia Assegurada	50%	75%	87%	83%	78%	90%	93%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Montante de Energia Comprado a TEO (MWh)	47.402,55	23.701,28	12.324,66	16.116,87	20.857,12	9.006,48	5.989,31								
Valor TEO (R\$)		8,51	8,99	9,58	10,01	10,54	11,12	11,73	12,38	13,06	13,78	14,53	15,33	16,18	17,07
Custo com Compra de Energia TEO (R\$)	403.395,70	213.074,46	118.070,27	161.329,84	219.834,07	100.149,41	70.262,32								
Montante de Energia Comprado a PLD (MWh)							4.740,26	9.243,50	9.243,50	9.243,50	9.243,50	9.243,50	9.243,50	9.243,50	9.243,50
Valor PLD (R\$)							90,11	95,29	100,77	106,56	112,69	119,17	126,02	133,27	140,93
Custo com Compra de Energia PLD (R\$)							427.144,38	880.825,10	931.472,54	985.032,22	1.041.671,57	1.101.567,68	1.164.907,82	1.231.890,02	1.302.723,70
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Energia Assegurada (MWh)	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60
Geração (MWh)	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60	85.561,60
% Gerada da Energia Assegurada	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Montante de Energia Comprado a TEO (MWh)															
Valor TEO (R\$)		18,99	20,04	21,14	22,30	23,53	24,82	26,19	27,63	29,15	30,75	32,44	34,23	36,11	38,10
Custo com Compra de Energia TEO (R\$)															
Montante de Energia Comprado a PLD (MWh)	9.243,50	9.243,50	9.243,50	9.243,50	9.243,50	9.243,50	9.243,50	9.243,50	9.243,50	9.243,50	9.243,50	9.243,50	9.243,50	9.243,50	9.243,50
Valor PLD (R\$)	157,61	166,67	176,25	186,39	197,11	208,44	220,42	233,10	246,50	260,68	275,66	291,51	308,28	326,00	344,75
Custo com Compra de Energia PLD (R\$)	1.456.844,06	1.540.612,59	1.629.197,81	1.722.876,69	1.821.942,10	1.926.703,77	2.037.489,23	2.154.644,87	2.278.536,95	2.409.552,82	2.548.102,11	2.694.617,98	2.849.558,51	3.013.408,13	3.186.679,09

Obs: Valor PLD R\$ 90,11, média dos últimos dez anos. (disponível em [http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/precos\\_medios?\\_afrLoop=1564728812170000#%40%3F\\_afrLoop%3D1564728812170000%26\\_adf.ctrl-state%3Djdh38zp4m\\_4](http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afrLoop=1564728812170000#%40%3F_afrLoop%3D1564728812170000%26_adf.ctrl-state%3Djdh38zp4m_4)).

## APÊNDICE II

PCH ROMA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receita Bruta	13.661.415	14.446.946	15.277.646	16.156.110	17.085.087	18.067.479	19.106.359	20.204.975	21.366.761	22.595.350	23.894.582	25.268.521	26.721.461	28.257.945	29.882.776
(-)PIS / COFINS	(498.642)	(527.314)	(557.634)	(589.698)	(623.606)	(659.463)	(697.382)	(737.482)	(779.887)	(824.730)	(872.152)	(922.301)	(975.333)	(1.031.415)	(1.090.721)
Receita Líquida	13.162.773	13.919.633	14.720.012	15.566.412	16.461.481	17.408.016	18.408.977	19.467.493	20.586.874	21.770.619	23.022.430	24.346.220	25.746.127	27.226.530	28.792.055
(-)Custos	(2.140.612)	(2.270.907)	(2.380.243)	(2.492.752)	(2.609.610)	(2.730.603)	(2.855.154)	(2.981.046)	(3.110.582)	(3.242.616)	(3.380.604)	(3.524.832)	(3.675.599)	(3.833.220)	(3.998.025)
O&M	(815.775)	(866.670)	(904.840)	(943.467)	(983.152)	(1.023.703)	(1.064.763)	(1.104.925)	(1.145.448)	(1.185.505)	(1.226.962)	(1.269.869)	(1.314.276)	(1.360.236)	(1.407.804)
Meio Ambiente	(212.601)	(225.865)	(235.812)	(245.879)	(256.221)	(266.789)	(277.490)	(287.957)	(298.518)	(308.957)	(319.761)	(330.943)	(342.516)	(354.494)	(366.891)
Tarifas Setoriais	(660.000)	(697.950)	(738.082)	(780.522)	(825.402)	(872.862)	(923.052)	(976.128)	(1.032.255)	(1.091.610)	(1.154.377)	(1.220.754)	(1.290.947)	(1.365.177)	(1.443.674)
Seguro Operacional	(288.586)	(306.563)	(319.991)	(333.619)	(347.608)	(361.887)	(376.250)	(390.381)	(404.577)	(418.725)	(433.367)	(448.522)	(464.207)	(480.440)	(497.241)
Despesas Administrativas	(163.650)	(173.860)	(181.517)	(189.266)	(197.227)	(205.362)	(213.599)	(221.655)	(229.785)	(237.820)	(246.137)	(254.744)	(263.652)	(272.872)	(282.415)
<b>EBITDA</b>	<b>11.022.162</b>	<b>11.648.725</b>	<b>12.339.769</b>	<b>13.073.660</b>	<b>13.851.871</b>	<b>14.677.413</b>	<b>15.553.823</b>	<b>16.486.447</b>	<b>17.476.292</b>	<b>18.528.003</b>	<b>19.641.826</b>	<b>20.821.388</b>	<b>22.070.528</b>	<b>23.393.310</b>	<b>24.794.030</b>
MARGEM EBTIDA	89%	87%	87%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%
(-)Juros Financamentos	(6.872.357)	(6.849.684)	(5.604.719)	(5.210.493)	(4.649.036)	(4.268.498)	(3.887.961)	(3.760.508)	(3.889.369)	(4.021.673)	(4.155.699)	(4.293.697)	(4.436.713)	(4.584.922)	(4.738.505)
(-)Depreciação	(4.891.285)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)
Resultado antes dos Impostos	(741.481)	(1.070.501)	865.508	1.993.625	3.333.293	4.539.373	5.796.320	6.856.397	7.717.381	8.636.788	9.616.584	10.658.148	11.764.273	12.938.846	14.185.983
(-)Imposto de Renda e Contribuição Social		(294.273)	(677.832)	(1.133.320)	(1.543.387)	(1.970.749)	(2.331.175)	(2.623.909)	(2.936.508)	(3.269.639)	(3.623.770)	(3.999.853)	(4.399.208)	(4.823.234)	
(=)Lucro Líquido	(741.481)	(1.070.501)	571.235	1.315.792	2.199.973	2.995.986	3.825.571	4.525.222	5.093.471	5.700.280	6.346.946	7.034.378	7.764.420	8.539.638	9.362.749
PCH ROMA	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Receita Bruta	31.601.036	33.418.096	35.339.636	37.371.665	39.520.536	41.792.967	44.196.062	46.737.336	49.424.733	52.266.655	55.271.988	58.450.127	61.811.009	65.365.142	69.123.638
(-)PIS / COFINS	(1.153.438)	(1.219.760)	(1.289.897)	(1.364.066)	(1.442.500)	(1.525.443)	(1.613.156)	(1.705.913)	(1.804.003)	(1.907.733)	(2.017.428)	(2.133.430)	(2.256.102)	(2.385.828)	(2.523.013)
Receita Líquida	30.447.598	32.198.335	34.049.739	36.007.599	38.078.036	40.267.524	42.582.906	45.031.423	47.620.730	50.358.922	53.254.560	56.316.697	59.554.907	62.979.315	66.600.625
(-)Custos	(4.170.362)	(4.350.595)	(4.539.110)	(4.736.308)	(4.942.614)	(5.158.473)	(5.384.355)	(5.620.751)	(5.868.180)	(6.127.187)	(6.398.344)	(6.682.255)	(6.979.554)	(7.290.907)	(7.617.017)
O&M	(1.457.035)	(1.507.987)	(1.560.721)	(1.615.300)	(1.671.787)	(1.730.249)	(1.790.756)	(1.853.379)	(1.918.191)	(1.985.271)	(2.054.696)	(2.126.548)	(2.200.914)	(2.277.880)	(2.357.537)
Meio Ambiente	(379.721)	(393.000)	(406.743)	(420.967)	(435.688)	(450.924)	(466.693)	(483.013)	(499.904)	(517.386)	(535.478)	(554.204)	(573.585)	(593.643)	(614.403)
Tarifas Setoriais	(1.526.685)	(1.614.470)	(1.707.302)	(1.805.472)	(1.909.286)	(2.019.070)	(2.135.167)	(2.257.939)	(2.387.771)	(2.525.067)	(2.670.259)	(2.823.799)	(2.986.167)	(3.157.872)	(3.339.449)
Seguro Operacional	(514.630)	(532.627)	(551.253)	(570.530)	(590.481)	(611.130)	(632.502)	(654.620)	(677.512)	(701.205)	(725.726)	(751.105)	(777.371)	(804.555)	(832.691)
Despesas Administrativas	(292.291)	(302.512)	(313.091)	(324.040)	(335.372)	(347.099)	(359.238)	(371.800)	(384.802)	(398.258)	(412.186)	(426.600)	(441.518)	(456.958)	(472.938)
<b>EBITDA</b>	<b>26.277.237</b>	<b>27.847.740</b>	<b>29.510.630</b>	<b>31.271.291</b>	<b>33.135.422</b>	<b>35.109.050</b>	<b>37.198.551</b>	<b>39.410.672</b>	<b>41.752.550</b>	<b>44.231.735</b>	<b>46.856.216</b>	<b>49.634.442</b>	<b>52.575.353</b>	<b>55.688.407</b>	<b>58.983.608</b>
MARGEM EBTIDA	88%	88%	88%	88%	88%	88%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	86%
(-)Juros Financamentos	(4.897.650)	(5.057.077)	(5.218.812)	(5.401.314)	(5.590.197)	(5.785.687)	(5.988.012)	(6.197.413)	(6.414.136)	(6.638.439)	(6.870.585)	(7.049.326)	(7.540.275)	(7.817.771)	(8.682.494)
(-)Depreciação	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	
Resultado antes dos Impostos	15.510.044	16.921.120	18.422.275	20.000.435	21.675.683	28.345.106	31.210.539	33.213.259	35.338.414	37.593.296	39.985.631	46.140.116	47.172.559	52.515.637	58.301.114
(-)Imposto de Renda e Contribuição Social	(5.273.415)	(5.753.181)	(6.263.574)	(6.800.148)	(7.369.732)	(9.637.336)	(10.611.583)	(11.292.508)	(12.015.061)	(12.781.721)	(13.595.114)	(15.687.639)	(16.038.670)	(17.855.316)	(19.822.379)
(=)Lucro Líquido	10.236.629	11.167.940	12.158.702	13.200.287	14.305.950	18.707.770	20.598.956	21.920.751	23.323.353	24.811.576	26.390.516	30.452.476	31.133.889	34.660.320	38.478.735

PCH ROMA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receita Bruta	13.661.415	14.446.946	15.277.646	16.156.110	17.085.087	18.067.479	19.106.359	20.204.975	21.366.761	22.595.350	23.894.582	25.268.521	26.721.461	28.257.945	29.882.776
(-)PIS / COFINS	(498.642)	(527.314)	(557.634)	(589.698)	(623.606)	(659.463)	(697.382)	(737.482)	(779.887)	(824.730)	(872.152)	(922.301)	(975.333)	(1.031.415)	(1.090.721)
Receita Líquida	<b>13.162.773</b>	<b>13.919.633</b>	<b>14.720.012</b>	<b>15.566.412</b>	<b>16.461.481</b>	<b>17.408.016</b>	<b>18.408.977</b>	<b>19.467.493</b>	<b>20.586.874</b>	<b>21.770.619</b>	<b>23.022.430</b>	<b>24.346.220</b>	<b>25.746.127</b>	<b>27.226.530</b>	<b>28.792.055</b>
(-)Custos	(2.140.612)	(2.270.907)	(2.380.243)	(2.492.752)	(2.609.610)	(2.730.603)	(2.855.154)	(2.981.046)	(3.110.582)	(3.242.616)	(3.380.604)	(3.524.832)	(3.675.599)	(3.833.220)	(3.998.025)
O&M	(815.775)	(866.670)	(904.840)	(943.467)	(983.152)	(1.023.703)	(1.064.763)	(1.104.925)	(1.145.448)	(1.185.505)	(1.226.962)	(1.269.869)	(1.314.276)	(1.360.236)	(1.407.804)
Meio Ambiente	(212.601)	(225.865)	(235.812)	(245.879)	(256.221)	(266.789)	(277.490)	(287.957)	(298.518)	(308.957)	(319.761)	(330.943)	(342.516)	(354.494)	(366.891)
Tarifas Setoriais	(660.000)	(697.950)	(738.082)	(780.522)	(825.402)	(872.862)	(923.052)	(976.128)	(1.032.255)	(1.091.610)	(1.154.377)	(1.220.754)	(1.290.947)	(1.365.177)	(1.443.674)
Seguro Operacional	(288.586)	(306.563)	(319.991)	(333.619)	(347.608)	(361.887)	(376.250)	(390.381)	(404.577)	(418.725)	(433.367)	(448.522)	(464.207)	(480.440)	(497.241)
Despesas Administrativas	(163.650)	(173.860)	(181.517)	(189.266)	(197.227)	(205.362)	(213.599)	(221.655)	(229.785)	(237.820)	(246.137)	(254.744)	(263.652)	(272.872)	(282.415)
<b>EBITDA</b>	<b>11.022.162</b>	<b>11.648.725</b>	<b>12.339.769</b>	<b>13.073.660</b>	<b>13.851.871</b>	<b>14.677.413</b>	<b>15.553.823</b>	<b>16.486.447</b>	<b>17.476.292</b>	<b>18.528.003</b>	<b>19.641.826</b>	<b>20.821.388</b>	<b>22.070.528</b>	<b>23.393.310</b>	<b>24.794.030</b>
MARGEM EBTIDA	89%	87%	87%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%
(-)Juros Financamentos	(6.872.357)	(6.849.684)	(5.604.719)	(5.210.493)	(4.649.036)	(4.268.498)	(3.887.961)	(3.760.508)	(3.889.369)	(4.021.673)	(4.155.699)	(4.293.697)	(4.436.713)	(4.584.922)	(4.738.505)
(-)Depreciação	(4.891.285)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)
Resultado antes dos Impostos	(741.481)	(1.070.501)	865.508	1.993.625	3.333.293	4.539.373	5.796.320	6.856.397	7.717.381	8.636.788	9.616.584	10.658.148	11.764.273	12.938.846	14.185.983
(-)Imposto de Renda e Contribuição Social			(294.273)	(677.832)	(1.133.320)	(1.543.387)	(1.970.749)	(2.331.175)	(2.623.909)	(2.936.508)	(3.269.639)	(3.623.770)	(3.999.853)	(4.399.208)	(4.823.234)
(=)Lucro Líquido	(741.481)	(1.070.501)	571.235	1.315.792	2.199.973	2.995.986	3.825.571	4.525.222	5.093.471	5.700.280	6.346.946	7.034.378	7.764.420	8.539.638	9.362.749

PCH ROMA	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Receita Bruta	31.601.036	33.418.096	35.339.636	37.371.665	39.520.536	41.792.967	44.196.062	46.737.336	49.424.733	52.266.655	55.271.988	58.450.127	61.811.009	65.365.142	69.123.638
(-)PIS / COFINS	(1.153.438)	(1.219.760)	(1.289.897)	(1.364.066)	(1.442.500)	(1.525.443)	(1.613.156)	(1.705.913)	(1.804.003)	(1.907.733)	(2.017.428)	(2.133.430)	(2.256.102)	(2.385.828)	(2.523.013)
Receita Líquida	<b>30.447.598</b>	<b>32.198.335</b>	<b>34.049.739</b>	<b>36.007.599</b>	<b>38.078.036</b>	<b>40.267.524</b>	<b>42.582.906</b>	<b>45.031.423</b>	<b>47.620.730</b>	<b>50.358.922</b>	<b>53.254.560</b>	<b>56.316.697</b>	<b>59.554.907</b>	<b>62.979.315</b>	<b>66.600.625</b>
(-)Custos	(4.170.362)	(4.350.595)	(4.539.110)	(4.736.308)	(4.942.614)	(5.158.473)	(5.384.355)	(5.620.751)	(5.868.180)	(6.127.187)	(6.398.344)	(6.682.255)	(6.979.554)	(7.290.907)	(7.617.017)
O&M	(1.457.035)	(1.507.987)	(1.560.721)	(1.615.300)	(1.671.787)	(1.730.249)	(1.790.756)	(1.853.379)	(1.918.191)	(1.985.271)	(2.054.696)	(2.126.548)	(2.200.914)	(2.277.880)	(2.357.537)
Meio Ambiente	(379.721)	(393.000)	(406.743)	(420.967)	(435.688)	(450.924)	(466.693)	(483.013)	(499.904)	(517.386)	(535.478)	(554.204)	(573.585)	(593.643)	(614.403)
Tarifas Setoriais	(1.526.685)	(1.614.470)	(1.707.302)	(1.805.472)	(1.909.286)	(2.019.070)	(2.135.167)	(2.257.939)	(2.387.771)	(2.525.067)	(2.670.259)	(2.823.799)	(3.157.872)	(3.339.449)	
Seguro Operacional	(514.630)	(532.627)	(551.253)	(570.530)	(590.481)	(611.130)	(632.502)	(654.620)	(677.512)	(701.205)	(725.726)	(751.105)	(777.371)	(804.555)	(832.691)
Despesas Administrativas	(292.291)	(302.512)	(313.091)	(324.040)	(335.372)	(347.099)	(359.238)	(371.800)	(384.802)	(398.258)	(412.186)	(426.600)	(441.518)	(456.958)	(472.938)
<b>EBITDA</b>	<b>26.277.237</b>	<b>27.847.740</b>	<b>29.510.630</b>	<b>31.271.291</b>	<b>33.135.422</b>	<b>35.109.050</b>	<b>37.198.551</b>	<b>39.410.672</b>	<b>41.752.550</b>	<b>44.231.735</b>	<b>46.856.216</b>	<b>49.634.442</b>	<b>52.575.353</b>	<b>55.688.407</b>	<b>58.983.608</b>
MARGEM EBTIDA	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	86%
(-)Juros Financamentos	(4.897.650)	(5.057.077)	(5.218.812)	(5.401.314)	(5.590.197)	(5.785.687)	(5.988.012)	(6.197.413)	(6.414.136)	(6.638.439)	(6.870.585)	(7.494.326)	(5.402.795)	(3.172.771)	(682.494)
(-)Depreciação	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	(5.869.542)	
Resultado antes dos Impostos	15.510.044	16.921.120	18.422.275	20.000.435	21.675.683	28.345.106	31.210.539	33.213.259	35.338.414	37.593.296	39.985.631	46.140.116	47.172.559	52.515.637	58.301.114
(-)Imposto de Renda e Contribuição Social	(5.273.415)	(5.753.181)	(6.263.574)	(6.800.148)	(7.369.732)	(9.637.336)	(10.611.583)	(11.292.508)	(12.015.061)	(12.781.721)	(13.595.114)	(15.687.639)	(16.038.670)	(17.855.316)	(19.822.379)
(=)Lucro Líquido	10.236.629	11.167.940	12.158.702	13.200.287	14.305.950	18.707.770	20.598.956	21.920.751	23.323.353	24.811.576	26.390.516	30.452.476	31.133.889	34.660.320	38.478.735

## APÊNDICE III

PCH ROMA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>FONTES</b>	39.821,0	78.923,6	25.804,6	12.857,8	12.987,4	13.409,7	13.890,6	14.386,6	14.920,1	15.576,7	16.360,5	17.187,2	18.059,9	18.982,0	19.956,6
Captação de Recursos	<b>47.000,0</b>	<b>82.000,0</b>	<b>16.000,0</b>	<b>0,0</b>											
Geração de Caixa Operacional	(7.179,0)	(3.076,4)	9.804,6	12.857,8	12.987,4	13.409,7	13.890,6	14.386,6	14.920,1	15.576,7	16.360,5	17.187,2	18.059,9	18.982,0	19.956,6
Venda de Energia	0,0	0,0	13.661,4	14.446,9	15.277,6	16.156,1	17.085,1	18.067,5	19.106,4	20.205,0	21.366,8	22.595,3	23.894,6	25.268,5	26.721,5
Compra de Energia	0,0	0,0	(2.264,5)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Despesas Operacionais	(7.179,0)	(3.076,4)	(1.093,7)	(1.061,8)	(1.105,8)	(1.146,3)	(1.104,9)	(1.145,4)	(1.185,5)	(1.227,0)	(1.269,9)	(1.314,3)	(1.360,2)	(1.407,8)	(1.457,0)
Impostos sobre Receita			(498,6)	(527,3)	(557,6)	(589,7)	(623,6)	(659,5)	(697,4)	(737,5)	(779,9)	(824,7)	(872,2)	(922,3)	(975,3)
Impostos sobre Resultado			0,0	0,0	(626,9)	(1.010,4)	(1.465,9)	(1.876,0)	(2.303,4)	(2.663,8)	(2.956,5)	(3.269,1)	(3.602,2)	(3.956,4)	(4.332,5)
<b>USOS</b>	(38.831,2)	(77.662,4)	(18.985,2)	(5.818,0)	(5.745,9)	(5.761,2)	(5.542,8)	(5.543,8)	(5.544,9)	(5.545,9)	(5.547,0)	(5.548,1)	(5.549,3)	(5.550,4)	(5.551,6)
Aporte de Capital nas Subsidiárias	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Capex Fase Operação	0,0	0,0	(550,0)	(326,5)	(254,4)	(269,7)	(51,3)	(52,3)	(53,4)	(54,4)	(55,5)	(56,6)	(57,8)	(58,9)	(60,1)
Capex Fase Construção	(38.831,2)	(77.662,4)	(12.943,7)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Amortização de Dívida	0,0	0,0	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)
Pagamento de Juros	0,0	0,0	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)
<b>SALDO DE CAIXA INICIAL</b>	0,0	989,8	2.251,0	9.070,4	16.110,2	23.351,7	31.000,2	39.348,1	48.190,8	57.566,1	67.596,9	78.410,4	90.049,5	102.560,1	115.991,8
<b>FLUXO DE CAIXA DO PERÍODO</b>	989,8	1.261,2	6.819,4	7.039,8	7.241,5	7.648,5	8.347,8	8.842,8	9.375,3	10.030,8	10.813,5	11.639,1	12.510,7	13.431,6	14.405,0
<b>SALDO DE CAIXA FINAL</b>	989,8	2.251,0	9.070,4	16.110,2	23.351,7	31.000,2	39.348,1	48.190,8	57.566,1	67.596,9	78.410,4	90.049,5	102.560,1	115.991,8	130.396,8

PCH ROMA	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
<b>FONTES</b>	20.986,7	22.075,5	23.226,3	24.440,8	25.723,3	27.084,1	28.522,3	30.042,4	29.986,1	31.684,2	33.479,1	35.376,3	37.381,6	38.271,5	41.158,7
Captação de Recursos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Geração de Caixa Operacional	<b>20.986,7</b>	<b>22.075,5</b>	<b>23.226,3</b>	<b>24.440,8</b>	<b>25.723,3</b>	<b>27.084,1</b>	<b>28.522,3</b>	<b>30.042,4</b>	<b>29.986,1</b>	<b>31.684,2</b>	<b>33.479,1</b>	<b>35.376,3</b>	<b>37.381,6</b>	<b>38.271,5</b>	<b>41.158,7</b>
Venda de Energia	28.257,9	29.882,8	31.601,0	33.418,1	35.339,6	37.371,7	39.520,5	41.793,0	44.196,1	46.737,3	49.424,7	52.266,7	55.272,0	58.450,1	61.811,0
Compra de Energia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Despesas Operacionais	(1.508,0)	(1.560,7)	(1.615,3)	(1.671,8)	(1.730,2)	(1.790,8)	(1.853,4)	(1.918,2)	(1.985,3)	(2.054,7)	(2.126,5)	(2.200,9)	(2.277,9)	(2.357,5)	(2.357,5)
Impostos sobre Receita	(1.031,4)	(1.090,7)	(1.153,4)	(1.219,8)	(1.289,9)	(1.364,1)	(1.442,5)	(1.525,4)	(1.613,2)	(1.705,9)	(1.804,0)	(1.907,7)	(2.017,4)	(2.133,4)	(2.256,1)
Impostos sobre Resultado	(4.731,8)	(5.155,8)	(5.606,0)	(6.085,8)	(6.596,2)	(7.132,8)	(7.702,3)	(8.306,9)	(10.611,6)	(11.292,5)	(12.015,1)	(12.781,7)	(13.595,1)	(15.687,6)	(16.038,7)
<b>USOS</b>	(5.552,8)	(5.554,0)	(5.555,3)	(5.556,6)	(5.557,9)	(5.559,2)	(5.560,5)	(5.561,9)	(5.128,4)	(5.129,9)	(5.131,4)	(5.132,8)	(5.134,4)	(5.135,9)	(5.137,5)
Aporte de Capital nas Subsidiárias	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Capex Fase Operação	(61,3)	(62,5)	(63,8)	(65,1)	(66,4)	(67,7)	(69,0)	(70,4)	(71,8)	(73,3)	(74,7)	(76,2)	(77,8)	(79,3)	(80,9)
Capex Fase Construção	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Amortização de Dívida	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pagamento de Juros	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)
<b>SALDO DE CAIXA INICIAL</b>	130.396,8	145.830,7	162.352,2	180.023,2	198.907,4	219.072,9	240.597,8	263.559,5	288.040,1	314.897,7	343.452,0	373.799,8	406.043,2	440.290,4	475.426,0
<b>FLUXO DE CAIXA DO PERÍODO</b>	15.433,9	16.521,5	17.671,0	18.884,2	20.165,5	21.524,9	22.961,8	24.480,5	26.857,6	28.554,3	30.347,8	32.243,4	34.247,2	35.135,6	38.021,2
<b>SALDO DE CAIXA FINAL</b>	145.830,7	162.352,2	180.023,2	198.907,4	219.072,9	240.597,8	263.559,5	288.040,1	314.897,7	343.452,0	373.799,8	406.043,2	440.290,4	475.426,0	513.447,2

PCH ROMA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>FONTES</b>	39.821,0	78.923,6	27.665,7	12.644,7	12.713,4	13.107,1	13.549,5	13.842,5	14.096,3	14.765,9	15.514,3	16.303,7	17.136,8	18.017,1	18.947,5
<b>Captação de Recursos</b>	<b>47.000,0</b>	<b>82.000,0</b>	<b>16.000,0</b>	<b>0,0</b>											
<b>Geração de Caixa Operacional</b>	<b>(7.179,0)</b>	<b>(3.076,4)</b>	<b>11.665,7</b>	<b>12.644,7</b>	<b>12.713,4</b>	<b>13.107,1</b>	<b>13.549,5</b>	<b>13.842,5</b>	<b>14.096,3</b>	<b>14.765,9</b>	<b>15.514,3</b>	<b>16.303,7</b>	<b>17.136,8</b>	<b>18.017,1</b>	<b>18.947,5</b>
Venda de Energia	0,0	0,0	13.661,4	14.446,9	15.277,6	16.156,1	17.085,1	18.067,5	19.106,4	20.205,0	21.366,8	22.595,3	23.894,6	25.268,5	26.721,5
Compra de Energia	0,0	0,0	(403,4)	(213,1)	(118,1)	(161,3)	(219,8)	(527,3)	(951,1)	(931,5)	(985,0)	(1.041,7)	(1.101,6)	(1.164,9)	(1.231,9)
Despesas Operacionais	(7.179,0)	(3.076,4)	(1.093,7)	(1.061,8)	(1.105,8)	(1.146,3)	(1.104,9)	(1.185,5)	(1.227,0)	(1.269,9)	(1.314,3)	(1.360,2)	(1.407,8)	(1.457,0)	
Impostos sobre Receita			(498,6)	(527,3)	(557,6)	(589,7)	(623,6)	(659,5)	(697,4)	(737,5)	(779,9)	(824,7)	(872,2)	(922,3)	(975,3)
Impostos sobre Resultado			0,0	0,0	(782,8)	(1.151,7)	(1.587,3)	(1.892,8)	(2.176,1)	(2.543,2)	(2.817,7)	(3.111,0)	(3.423,8)	(3.756,4)	(4.109,7)
<b>USOS</b>	<b>(38.831,2)</b>	<b>(77.662,4)</b>	<b>(18.985,2)</b>	<b>(5.818,0)</b>	<b>(5.745,9)</b>	<b>(5.761,2)</b>	<b>(5.542,8)</b>	<b>(5.543,8)</b>	<b>(5.544,9)</b>	<b>(5.545,9)</b>	<b>(5.547,0)</b>	<b>(5.548,1)</b>	<b>(5.549,3)</b>	<b>(5.550,4)</b>	<b>(5.551,6)</b>
Aporte de Capital nas Subsidiárias	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Capex Fase Operação	0,0	0,0	(550,0)	(326,5)	(254,4)	(269,7)	(51,3)	(52,3)	(53,4)	(54,4)	(55,5)	(56,6)	(57,8)	(58,9)	(60,1)
Capex Fase Construção	(38.831,2)	(77.662,4)	(12.943,7)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Amortização de Dívida	0,0	0,0	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)
Pagamento de Juros	0,0	0,0	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)
<b>SALDO DE CAIXA INICIAL</b>	<b>0,0</b>	<b>989,8</b>	<b>2.251,0</b>	<b>10.931,5</b>	<b>17.758,2</b>	<b>24.725,7</b>	<b>32.071,7</b>	<b>40.078,4</b>	<b>48.377,0</b>	<b>56.928,5</b>	<b>66.148,5</b>	<b>76.115,7</b>	<b>86.871,3</b>	<b>98.458,8</b>	<b>110.925,5</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DO PERÍODO</b>	<b>989,8</b>	<b>1.261,2</b>	<b>8.680,5</b>	<b>6.826,7</b>	<b>6.967,5</b>	<b>7.346,0</b>	<b>8.006,7</b>	<b>8.298,7</b>	<b>8.551,5</b>	<b>9.220,0</b>	<b>9.967,3</b>	<b>10.755,5</b>	<b>11.587,6</b>	<b>12.466,7</b>	<b>13.395,9</b>
<b>SALDO DE CAIXA FINAL</b>	<b>989,8</b>	<b>2.251,0</b>	<b>10.931,5</b>	<b>17.758,2</b>	<b>24.725,7</b>	<b>32.071,7</b>	<b>40.078,4</b>	<b>48.377,0</b>	<b>56.928,5</b>	<b>66.148,5</b>	<b>76.115,7</b>	<b>86.871,3</b>	<b>98.458,8</b>	<b>110.925,5</b>	<b>124.321,5</b>

PCH ROMA	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
<b>FONTES</b>	19.930,9	20.970,2	22.068,7	23.227,9	24.452,0	25.750,9	27.123,8	28.574,7	28.641,3	30.262,2	31.975,3	33.786,0	35.699,8	36.493,1	39.278,0
<b>Captação de Recursos</b>	<b>0,0</b>														
<b>Geração de Caixa Operacional</b>	<b>19.930,9</b>	<b>20.970,2</b>	<b>22.068,7</b>	<b>23.227,9</b>	<b>24.452,0</b>	<b>25.750,9</b>	<b>27.123,8</b>	<b>28.574,7</b>	<b>28.641,3</b>	<b>30.262,2</b>	<b>31.975,3</b>	<b>33.786,0</b>	<b>35.699,8</b>	<b>36.493,1</b>	<b>39.278,0</b>
Venda de Energia	28.257,9	29.882,8	31.601,0	33.418,1	35.339,6	37.371,7	39.520,5	41.793,0	44.196,1	46.737,3	49.424,7	52.266,7	55.272,0	58.450,1	61.811,0
Compra de Energia	(1.302,7)	(1.377,6)	(1.456,8)	(1.540,6)	(1.629,2)	(1.722,9)	(1.821,9)	(1.926,7)	(2.037,5)	(2.154,6)	(2.278,5)	(2.409,6)	(2.548,1)	(2.694,6)	(2.849,6)
Despesas Operacionais	(1.508,0)	(1.560,7)	(1.615,3)	(1.671,8)	(1.730,2)	(1.790,8)	(1.853,4)	(1.918,2)	(1.985,3)	(2.054,7)	(2.126,5)	(2.200,9)	(2.277,9)	(2.357,5)	(2.357,5)
Impostos sobre Receita	(1.031,4)	(1.090,7)	(1.153,4)	(1.219,8)	(1.289,9)	(1.364,1)	(1.442,5)	(1.525,4)	(1.613,2)	(1.705,9)	(1.804,0)	(1.907,7)	(2.017,4)	(2.133,4)	(2.256,1)
Impostos sobre Resultado	(4.485,0)	(4.883,5)	(5.306,8)	(5.758,1)	(6.238,3)	(6.743,1)	(7.279,0)	(7.847,9)	(9.918,8)	(10.559,9)	(11.240,4)	(11.962,5)	(12.728,8)	(14.771,5)	(15.069,8)
<b>USOS</b>	<b>(5.552,8)</b>	<b>(5.554,0)</b>	<b>(5.555,3)</b>	<b>(5.556,6)</b>	<b>(5.557,9)</b>	<b>(5.559,2)</b>	<b>(5.560,5)</b>	<b>(5.561,9)</b>	<b>(5.128,4)</b>	<b>(3.129,9)</b>	<b>(3.131,4)</b>	<b>(3.132,8)</b>	<b>(3.134,4)</b>	<b>(3.135,9)</b>	<b>(3.137,5)</b>
Aporte de Capital nas Subsidiárias	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Capex Fase Operação	(61,3)	(62,5)	(63,8)	(65,1)	(66,4)	(67,7)	(69,0)	(70,4)	(71,8)	(73,3)	(74,7)	(76,2)	(77,8)	(79,3)	(80,9)
Capex Fase Construção	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Amortização de Dívida	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	(2.434,9)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pagamento de Juros	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)	(3.056,6)
<b>SALDO DE CAIXA INICIAL</b>	<b>124.321,5</b>	<b>138.699,5</b>	<b>154.115,7</b>	<b>170.629,1</b>	<b>188.300,4</b>	<b>207.194,5</b>	<b>227.386,3</b>	<b>248.949,5</b>	<b>271.962,3</b>	<b>297.475,2</b>	<b>324.607,4</b>	<b>353.451,4</b>	<b>384.104,5</b>	<b>416.670,0</b>	<b>450.027,1</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DO PERÍODO</b>	<b>14.378,1</b>	<b>15.416,2</b>	<b>16.513,4</b>	<b>17.671,3</b>	<b>18.894,1</b>	<b>20.191,7</b>	<b>21.563,2</b>	<b>23.012,8</b>	<b>25.512,9</b>	<b>27.132,3</b>	<b>28.843,9</b>	<b>30.653,1</b>	<b>32.565,4</b>	<b>33.357,1</b>	<b>36.140,5</b>
<b>SALDO DE CAIXA FINAL</b>	<b>138.699,5</b>	<b>154.115,7</b>	<b>170.629,1</b>	<b>188.300,4</b>	<b>207.194,5</b>	<b>227.386,3</b>	<b>248.949,5</b>	<b>271.962,3</b>	<b>297.475,2</b>	<b>324.607,4</b>	<b>353.451,4</b>	<b>384.104,5</b>	<b>416.670,0</b>	<b>450.027,1</b>	<b>486.167,6</b>