

**GUSTAVO ELYSIO NAMIZAKI**

**PERCEPÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO SOBRE O  
CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO DO ACIONISTA DE  
EMPREENHIMENTOS EM GERAÇÃO:**

**Impacto financeiro sobre o retorno em contratos de  
energia por quantidade e a natureza aleatória da  
hidrologia**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico, de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, da FGV/IDE como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista.

**Orientador: Andriei José Beber, Dr.**

**CURITIBA – PARANÁ  
2019**

GUSTAVO ELYSIO NAMIZAKI

PERCEPÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO SOBRE O CUSTO DE CAPITAL  
PRÓPRIO DO ACIONISTA DE EMPREENDIMENTOS EM GERAÇÃO:

Impacto financeiro sobre o retorno em contratos de energia por  
quantidade e a natureza aleatória da hidrologia

Andriei José Beber, Dr.

Orientador

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado ao curso MBA em Executivo em  
Administração: Setor Elétrico de Pós-  
Graduação *lato sensu*, Nível de  
Especialização, do Programa FGV  
Management como pré-requisito para a  
obtenção do título de Especialista.

Curitiba – PR  
2019

---

---

O Trabalho de Conclusão de Curso

PERCEPÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO SOBRE O CUSTO DE CAPITAL  
PRÓPRIO DO ACIONISTA DE EMPREENDIMENTOS EM GERAÇÃO:

Impacto financeiro sobre o retorno em contratos de energia por  
quantidade e a natureza aleatória da hidrologia

elaborado por Gustavo Elycio Namizaki e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management, MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico

Data da aprovação: \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_

---

Coordenador Acadêmico  
Prof. Fabiano Simões Coelho, Ph.D.

---

Professor orientador  
Prof. Andriei José Beber, Dr.

---

## Agradecimentos

Deus, Família, Professores, Colegas e ao programa de auxílio educação aos empregados da Companhia Paranaense de Energia – COPEL

## DECLARAÇÃO

Declaro que os dados utilizados neste Trabalho de Conclusão de Curso referentes às Empresas citadas, foram obtidos a partir da divulgação das próprias empresas em fontes publicamente disponíveis. Além disso, este trabalho é de cunho estritamente acadêmico, não servindo de base para quaisquer tomadas de decisão econômica por parte de seu usuário.

Curitiba, 24 de setembro de 2019

Gustavo Elysio Namizaki

---

## TERMO DE COMPROMISSO

O aluno Gustavo Elysio Namizaki, abaixo-assinado, do Curso MBA do Setor Elétrico do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada ISAE, no período de novembro de 2017 a junho de 2019, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: PERCEPÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO SOBRE O CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO DO ACIONISTA DE EMPREENDIMENTOS EM GERAÇÃO: Impacto teórico sobre o retorno e natureza aleatória do fenômeno, é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

Curitiba, 24 de setembro de 2019

Gustavo Elysio Namizaki

---

# Sumário

---

1	INTRODUÇÃO.....	9
1.1	Objetivo .....	9
1.2	Justificativa .....	10
2	Referencial teórico .....	12
2.1	Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro: regulação da geração, ambiente de contratação e riscos.....	12
2.1.1	<i>Tipos de regulação – leilão de concessão da ANEEL</i> .....	12
2.1.2	<i>Definições regulatórias do setor elétrico brasileiro: CCEAR, MRE, GSF e PLD</i> .....	15
2.2	Contabilidade e Finanças: valor e percepção de risco, CAPM, teste de recuperabilidade ( <i>impairment</i> ).....	20
2.2.1	<i>Flexibilidade para incorporação de percepções de risco no valuation</i> .....	20
2.2.2	<i>Modelos CAPM e de precificação por arbitragem: flexibilidade para incorporação de percepções de riscos no custo de capital próprio</i> .....	22
2.2.3	<i>Materialização de riscos sobre o investimento (impairment)</i> .....	25
2.3	Modelos econométricos: teste ADF, regressão linear e teste de Causalidade de Granger ..	27
3	Estudo de caso.....	30
3.1	Simulação da sensibilidade da TIR em função do GSF.....	30
3.2	Testes econométricos: Relação entre PLD, GSF e retorno do acionista .....	36
3.2.1	<i>A aleatoriedade do fenômeno hidrológico</i> .....	36
3.2.2	<i>O retorno do acionista é explicado/causado pela aleatoriedade do fenômeno hidrológico?</i> .....	44
4	Análise .....	50
4.1	Deterioração do projeto por consequência do GSF .....	50
4.2	O retorno do acionista do setor elétrico não é influenciado pela aleatoriedade do fenômeno hidrológico .....	51
5	CONCLUSÃO.....	54
6	Bibliografia.....	56
7	Anexos .....	57

---

---

## RESUMO

Esta pesquisa descreve a regulação brasileira para o setor elétrico, com o objetivo de delimitar as regras de outorga para aproveitamentos hidráulicos para geração de energia e de comercialização dentro do ambiente regulado, que se aplicam à participação de um empreendedor de geração em um leilão de concessão promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Revisa também os conceitos de finanças e contabilidade que explicam a geração de valor através do método do fluxo de caixa descontado, bem como a destruição de valor através do teste de recuperabilidade dos ativos – *impairment*. As ferramentas econométricas de teste de estacionariedade, regressão clássica e teste de Causalidade de Granger são apresentadas e aplicadas para verificação das variáveis escolhidas para refletir a natureza aleatória da hidrologia e sua não relação com o retorno da carteira de ações do setor elétrico – IEE da Bolsa de Valores de São Paulo B3. Foi constatado por simulação da participação hipotética de um empreendimento de geração em leilão da ANEEL que a taxa interna de retorno do projeto sofre deterioração à medida que se amplia o risco hidrológico medido pelo *Generation Scaling Factor* – GSF e se elevam os preços de liquidação de energia – PLD de curto prazo. Por fim, foi constatado que o risco hidrológico não é incluído no custo de capital próprio do acionista, estimado pelo modelo CAPM, se o investidor não for um acionista diversificado. A pesquisa conclui que o empreendedor de geração, no momento da tomada de decisão em leilão de concessão para empreendimentos de geração hidráulica, deve incorporar um *spread* de risco ao seu custo de capital próprio para se proteger do risco hidrológico.

Setor elétrico brasileiro, risco hidrológico, custo de capital do acionista, séries estacionárias, regressão clássica e teste de Causalidade de Granger

---



---

# 1 INTRODUÇÃO

Esta pesquisa enquadra-se na Opção 01 dentre as possibilidades da matriz de temas conforme o documento disponibilizado Instruções Gerais dos Procedimentos do TCC – MBA do Setor Elétrico: Estratégia/Geração.

O objeto de estudo de desta pesquisa é a incorporação da percepção do risco hidrológico na definição do custo de capital próprio para negócios de geração de energia hidráulica no Brasil em regime de concessão pública e despachados pelo Operador Nacional do Sistema – ONS. É importante definir um custo de capital próprio que capture riscos importantes que talvez não sejam percebidos por modelagens tradicionais tal como o *capital asset pricing model* – CAPM e que possam gerar prejuízos de irrecuperabilidade do investimento (*impairment*).

Este estudo de caso não provém de uma determinada geradora em operação ou da percepção de risco de um acionista em específico. Por um lado, a materialização do risco hidrológico, ou seja, escassez de água no sistema elétrico brasileiro, afeta diretamente o fluxo de caixa de uma geradora hidroelétrica. Por outro lado, o custo de capital próprio não é uma variável utilizada no dia a dia das empresas para fins de gestão. Por se tratar da adição do risco hidrológico ao custo de capital próprio, este estudo de caso se aplica ao momento em que se define o apetite de risco em um lance de Leilão da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para licitação de uma futura hidrelétrica em contratos por quantidade. Aplica-se também na percepção do acionista quanto a uma escolha mais apropriada da taxa de desconto na apuração de um *valuation* para negociação (*merger & acquisition*) de um projeto de geração, ou de uma planta já em operação, frente ao risco hidrológico afim de evitar prejuízo por *impairment* após a negociação.

## 1.1 Objetivo

A percepção do risco hidrológico sobre o custo de capital do acionista passa primeiramente por verificar se o impacto financeiro da materialização desse risco é relevante ao retorno do capital investido. Além disso, deve-se verificar se tal risco já não está incorporado ao custo de capital próprio através da relação entre a variação do retorno das ações de energia/geração levando-se em conta a aleatoriedade dos preços de energia e da hidrologia. Caso a oscilação de preços e de disponibilidade dos reservatórios já esteja precificada, não haveria necessidade, exceto por excesso de conservadorismo, de incluir

---

mais um risco ao custo de capital próprio, o que levaria a perda de arrojo na estratégia para viabilização de novos negócios em geração de energia hidráulica. Os dois itens abaixo descrevem os objetivos necessários para a estratégia de incorporação de mais um risco ao custo de capital próprio para tomada de decisão:

- i. Verificar a sensibilidade da taxa interna de retorno – TIR de um projeto de geração hipotético a níveis de *Generation Scaling Factor* – GSF e preço de liquidação de diferenças – PLD da energia também hipotéticos. Essa verificação permite auferir a deterioração da TIR do acionista motivada pela materialização do risco hidrológico. O método de verificação da TIR foi a projeção do fluxo de caixa livre do acionista descontado do projeto do aproveitamento hidráulico de São Luiz do Tapajós.
- ii. Verificar através de testes econométricos se existe relação entre o PLD da energia, os níveis hidrológicos dos reservatórios GSF e o retorno das ações do setor elétrico. Os métodos para capturar se há influencia dessas variáveis no retorno do acionista são estimar a regressão linear e o teste de Causalidade de Granger com dados delimitados entre 2014 a 2018. Essa verificação permite concluir se a aleatoriedade do risco hidrológico está sendo capturado pelo retorno do acionista.

## 1.2 Justificativa

A justificativa para a escolha do tema é a importância decisória do custo de capital do acionista na ocasião da participação em Leilões da ANEEL de geração de energia hidráulica. Incorporar um *spread* de risco hidrológico adicional para novos empreendimentos de geração pode blindar o retorno ao acionista do risco de *impairment* (irrecuperabilidade dos investimentos).

O risco hidrológico tem sido discutido amplamente no setor elétrico para se decidir onde alocar a materialização dos prejuízos – se como ônus ao empreendedor de geração ou ao consumidor.

A discussão legislativa foi definida em durante o andamento desta pesquisa. A importância do tema tem sido destacada pelo Ministro de Minas e Energia Bento Albuquerque que afirmou que a posição do governo em relação à prioridade para a solução dos débitos do risco hidrológico (GSF) já foi apresentada a todos no Congresso Nacional.

---

Contudo, segundo o próprio, o Legislativo tem sua própria dinâmica (Canal Energia, POLÍTICA EXECUTIVO - 21 de maio de 2019)<sup>1</sup>.

A Câmara dos Deputados aprovou o Projeto de Lei 10.985 que, dentre outras definições:

*“estabelece novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geradores hidrelétricos... A solução para o risco hidrológico resolve uma polêmica que se arrastava desde 2015, ao permitir a renegociação de mais de R\$ 7 bilhões em dívidas acumuladas por geradores no mercado de curto prazo. Eles serão compensados com a extensão do prazo das outorgas para a parcela do valor que não for reconhecida como risco das usinas”* (Canal Energia, POLÍTICA EXECUTIVO - 26 de junho de 2019)<sup>2</sup>.

O escopo desta pesquisa não abrange os efeitos da eventual sanção presidencial desse Projeto de Lei – se a extensão do prazo de outorga compensa o risco hidrológico.

As consequências da definição regulatória do ônus da materialização do risco hidrológico, se para o empreendedor de geração ou se para o consumidor, levam a resultados distintos: no primeiro caso pode inibir a competição pelos futuros aproveitamentos hidráulicos e elevar o preço da energia ao consumidor; no segundo caso, pode aumentar a competição entre os futuros geradores, mas com eventuais repasse de custo aos consumidores dado o risco hidrológico. Contudo o escopo desta pesquisa não abrange outras possibilidades de cenários regulatórios e os testes econométricos estão restritos ao período entre 2014 a 2018.

---

<sup>1</sup> Canal Energia. Albuquerque reforça prioridade para GSF, mas reconhece que Congresso tem dinâmica própria. Disponível em <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53099859/albuquerque-reforca-prioridade-para-gsf-mas-reconhece-que-congresso-tem-dinamica-propria> em 22/05/2019.

<sup>2</sup> Canal Energia. Câmara aprova projeto de lei com solução para o GSF. Disponível em <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53103618/camara-aprova-projeto-de-lei-com-solucao-para-o-gsf> em 29/06/2019.

---

---

## 2 Referencial teórico

O referencial teórico desta pesquisa está dividido em três partes: a primeira são os conceitos regulatórios e contratuais da geração de energia elétrica no Brasil, bem como o risco hidrológico inerente a esse sistema (*Generation Scaling Factor* – GSF) e a determinação do preço de liquidação de diferenças (PLD) utilizado no mercado de curto prazo e para otimização do sistema hidrotérmico operado por ordem de despacho do Operador Nacional do Sistema (ONS); a segunda são os conceitos de finanças e contabilidade que visam interpretar o risco hidrológico na percepção do acionista; e a terceira são as ferramentas econométricas para determinar se a volatilidade das variáveis que interpretam o risco hidrológico já está presente na percepção de risco dos acionistas que investem em empresas do setor elétrico brasileiro.

### 2.1 Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro: regulação da geração, ambiente de contratação e riscos

#### 2.1.1 Tipos de regulação – leilão de concessão da ANEEL

Existe uma dificuldade intrínseca para antever os riscos e para garantir os direitos e deveres em contratos de longo prazo, o que inclui a geração de energia hidráulica e outros serviços de *utilities*. A geração de energia possui um longo período de construção e necessita garantias contratuais de longo prazo para que os empreendedores consigam realizar seu retorno desejado. Surgem então motivos para o envolvimento governamental nesse segmento econômico devido ao poder deste na criação de normas, expropriações e concessões sobre o meio físico e a tendência de formação de monopólios pela utilização dos potenciais hidráulicos.

As forças de mercado e/ou as forças políticas, ou uma combinação destas, determinam o arcabouço regulatório e legal para a observação dos contratos. Por um lado, se as forças políticas prevalecerem, pode haver a formação de empresas públicas para a exploração da geração, sendo o governo o responsável (e assumindo todos os riscos) pela oferta do serviço de *utilities*. Ao passo que, no outro extremo, podem prevalecer contratos privados definidos por oferta e demanda de mercado. O Quadro abaixo apresenta o resumo das formas contratuais teóricas que regulam um monopólio de serviços de *utilities* em infraestrutura conforme Gómez-Ibáñez:

---

Como preços e qualidade dos serviços são determinados?	Estratégia para regulação do monopólio	Exemplos de contratos regulados
<p>Forças de mercado</p> <p>Forças políticas</p>	<u>Contratos privados:</u> Clientes contratam diretamente com o fornecedor privado de serviços de <i>utilities</i>	
	<u>Contratos de concessão:</u> Governo contrata um fornecedor privado de serviços de <i>utilities</i> em seu nome	✓ Concessão através de <i>bid</i> de leilão competitivo ✓ Concessões negociadas
	<u>Regulação discricionária:</u> Regulação governamental estabelece preços e qualidade de serviços para os fornecedores privados serviços de <i>utilities</i>	✓ Regulação por preço teto ✓ Regulação por custo de serviço
	<u>Empresas públicas:</u> Governo ou agência sem fins lucrativos assume a responsabilidade por fornecer serviços de <i>utilities</i>	

Quadro 1. Range de soluções para um monopólio (baseado em Gómez-Ibáñez, 2006, p. 11 e 33 – tradução livre).

A modalidade que ocorre no Brasil para a geração de energia hidráulica é a de “contratos de concessão”. O Quadro 2 apresenta as vantagens e desvantagens conforme Gómez-Ibáñez:

Opção	Vantagens	Desvantagens
Contratos privados:	✓ Obrigações claras e específicas de um contrato comercial ✓ O melhor escopo para as forças competitivas de mercado para dar forma às ofertas de serviço e controlar os custos	✓ Risco de contratos incompletos ✓ Dependência da integridade das cortes de justiça comerciais ✓ Consumidores menores têm custos maiores para negociar e fazer valer os contratos privados
Contratos de concessão:	✓ Obrigações claras e específicas de um contrato comercial ✓ Um mercado competitivo pode ser usado para determinar os custos da oferta de serviços	✓ Risco de contratos incompletos ✓ Dependência da integridade das cortes de justiça comerciais ✓ Regulador deve adivinhar as preferências dos consumidores
Regulação discricionária:	✓ Flexibilidade para responder a mudanças não previstas das circunstâncias	✓ Regulador deve adivinhar as preferências dos consumidores e os custos dos fornecedores de serviços ✓ Risco maior de captura das agências regulatórias por lobbies

Quadro 2. Vantagens e desvantagens de cada tipo de contrato (Gómez-Ibáñez, 2006, p. 28 – tradução livre).

O esquema teórico contratual descrito por Gómez-Ibáñez, incluindo versões híbridas entre os tipos de contratos, é refletido em vários exemplos de regulação existentes mundo afora. A regulação brasileira para geração de energia hidráulica reflete as vantagens e desvantagens apresentadas no Quadro 2. Como exemplo de vantagem, destaca-se o mecanismo de competição dos leilões para determinar os custos da oferta dos serviços e selecionar o mais eficiente empreendedor de geração para explorar os aproveitamentos hidráulicos e assim obter os contratos de concessão junto ao poder concedente.

A partir de 2005 houve um ciclo de leilões realizados pela ANEEL com o objetivo de outorgar novos empreendimentos de geração para expandir o sistema existente – leilões de energia nova, de fontes alternativas, de projetos estruturantes e de energia de reserva. Essa nova dinâmica regulatória ficou conhecida como Novo Modelo do Setor Elétrico. O Ministério de Minas e Energia delega à ANEEL a realização dos leilões para a satisfação da carga dos agentes de distribuição, estabelecendo em edital de licitação o preço-teto em R\$/MWh. O empreendedor de geração que oferecer o maior deságio em relação ao preço-teto é declarado vencedor de determinado aproveitamento de energia. Em 16 de dezembro desse mesmo ano, ocorreu o primeiro leilão de energia nova com disputa (*bid*) pelo menor preço de energia. Nessa ocasião, 46 aproveitamentos foram leiloados com capacidade total de 10.013 MW a um preço médio de 192,90 R\$/MWh. Houve um benefício para o consumidor, pois o deságio médio gerado pelo processo de leilão foi de 4,5% ante ao preço teto médio de 193,30 R\$/MWh. Os empreendimentos de fonte hidráulica nesse leilão corresponderam a 68% da potência em contratos de 30 anos (Tolmasquim, 2015, p. 118 e 167 a 169).

O deságio gerado no processo de leilão significa que o regulador conseguiu garantir que os custos da oferta de serviços a serem repassados ao consumidor seriam os mesmos de um mercado competitivo. Em outras palavras, o lucro extraordinário que seria atribuído ao empreendedor pelo fato de investimentos em infraestrutura possuírem características de monopólio foram capturados pelo consumidor através da dinâmica do leilão da ANEEL. Essa é uma vantagem prevista pelo esquema teórico de Gómez-Ibáñez.

Os três leilões de projetos estruturantes (empreendimentos de energia nova e que são considerados como estratégicos pelo Conselho Nacional de Política Energética) obtiveram um deságio médio de 18,9%, revelando os custos da oferta de serviços dos fornecedores. A UHE de Santo Antônio, disputada no primeiro leilão de projetos estruturantes, em 2007, apresentou deságio de 35,4%. Os contratos de comercialização de energia no ambiente regulado (CCEAR) por quantidade oriundos dos leilões de projetos

---

---

estruturantes geraram efeito significativo na modicidade tarifária, contribuindo para redução do preço médio da energia quando da entrada em operação desses empreendimentos (Tolmasquim, 2015, p. 167 a 169).

Caso os custos da oferta de serviços dos fornecedores revelados no leilão estejam mal precificados, incluindo o custo de capital dos empreendedores para os riscos inerentes dos empreendimentos, pode vir a ocorrer a materialização de prejuízos ao longo do período de concessão. Diferentemente da regulação discricionária, conforme apresentado nos Quadros 1 e 2, os contratos de concessão não possuem a flexibilidade para responder a mudanças não previstas das circunstâncias pois a regulação não é por custo do serviço e sim pela definição do *bid* de leilão. E caso se materializem os riscos, como por exemplo o hidrológico (GSF), o empreendedor assume o prejuízo, pois os CCEARS por quantidade explicitam essa condição.

### 2.1.2 *Definições regulatórias do setor elétrico brasileiro: CCEAR, MRE, GSF e PLD*

O ambiente de contratação regulada (ACR) é formado entre o gerador e as concessionárias, permissionárias e cooperativas de distribuição. Previamente ao leilão de energia nova ou de projetos estruturantes, os agentes que distribuem energia aos seus clientes cativos declaram à ANEEL qual será a necessidade de carga para 5 ou 6 anos após a data do leilão (período necessário para construção das hidrelétricas), em função de previsões de crescimento de carga. A necessidade de demanda futura dos diversos agentes deve ser suprida pelo empreendedor de geração que se logra vitorioso no leilão da ANEEL. A celebração do contrato de comercialização de energia por quantidade no ambiente regulado ocorre logo após o resultado do leilão de energia nova ou de projetos estruturantes, quando se define a nova outorga de concessão. Nesse momento surge também a obrigação contratual de entrega futura da energia pelo empreendedor. Por intermédio da ANEEL, o empreendedor de geração passa a ter “n” contratos bilaterais com os diversos agentes de distribuição com preço definido pelo resultado proporcionado pelo resultado do leilão (Tolmasquim, 2015, p. 118 e 119).

Existem duas modalidades contratuais de energia entre os fornecedores e as distribuidoras no ambiente regulado brasileiro: por quantidade e por disponibilidade. O CCEAR por quantidade define que o gerador assume o risco hidrológico, enquanto que o CCEAR por disponibilidade define que quem assume o risco é o agente distribuidor.

Os CCEAR por quantidade são contratos bilaterais em que o gerador deve entregar a energia num ponto físico da rede básica de transmissão dentro do submercado onde está

---

localizado o gerador. Esse tipo de contrato protege as geradoras dos preços baixos que podem ocorrer no mercado de curto prazo e, por outro lado, protege as distribuidoras dos preços altos quando estes vierem a ocorrer, pois o contrato estipula um preço fixo (dado em R\$/MWh) sujeito apenas a correções monetárias. Os riscos comerciais dos geradores de energia hidrelétrica advêm da redução da receita caso a hidrologia esteja desfavorável, pois a produção é reduzida pela falta de chuva e o gerador hidrelétrico é obrigado a repor essa falta de energia no mercado de curto prazo ao preço de liquidação de diferenças (PLD) (Tolmasquim, 2015, p. 133 e 134). Uma simulação de perda de retorno do empreendedor de geração em detrimento do risco hidrológico é apresentada na seção 3.1 desta pesquisa.

A forma de redução de parte do risco hidrológico é o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Trata-se de um mecanismo financeiro de compartilhamento da produção energética de todos os geradores hidráulicos participantes, independentemente do submercado onde estejam localizados, cujo despacho é centralizado (*tight pool*) pelos procedimentos do Operador Nacional do Sistema – ONS. As usinas que compõem o *pool* contribuem individualmente para a elevação da energia do Sistema Integrado Nacional (SIN) na proporção de suas Garantias Físicas de Energia (GFE) em MW. Sendo assim, a energia total do MRE é o somatório das GFE individuais. A energia total gerada é rateada mensalmente na proporção da GFE individual. Cada usina pode então comercializar energia no limite de sua GFE. Devido a interrupções na geração de uma determinada usina, seja por uma parada por manutenção ou à escassez de chuva, as usinas com produção superavitária repassam financeiramente a energia necessária para atingir a GFE da usina que sofreu interrupções (Tolmasquim, 2015, p. 112 e 113). A ilustração abaixo explica o repasse:

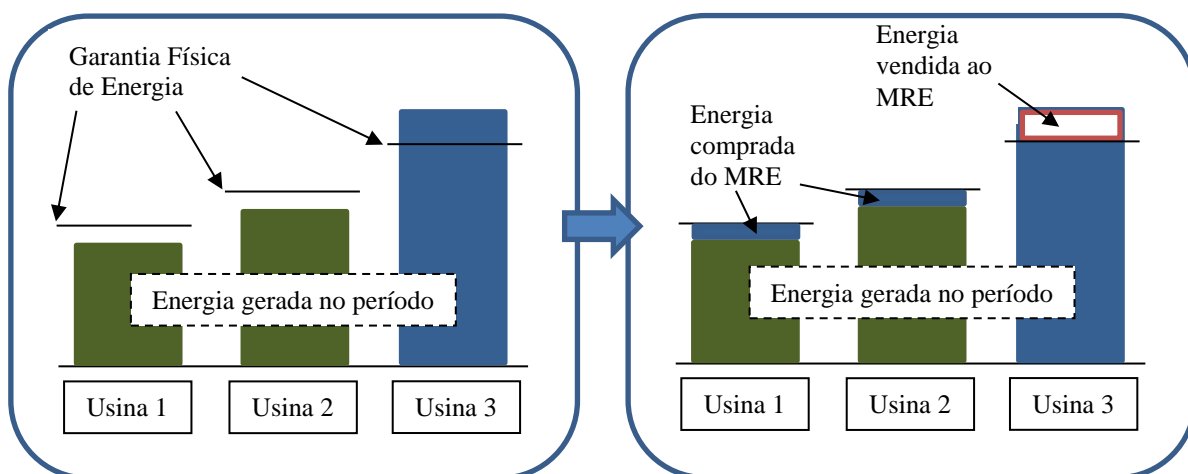


Figura 1. Ilustração da alocação de energia da usina superavitária para as usinas deficitárias no MRE (baseado em Tolmasquim, 2015, p. 113)



A Figura 1 apresenta uma ilustração hipotética simplificada do MRE composta somente por três Usinas. As Usinas 1 e 2, durante o período comercial, geraram energia aquém de suas respectivas garantias físicas tendo parte de seu suprimento repassado pela Usina 3 que foi superavitária. O custo das parcelas de energia compradas pelas Usinas 1 e 2 para atingir as suas garantias físicas é a Tarifa de Energia de Otimização (TEO). Esse valor é inferior ao PLD, de forma que a usina superavitária não penalize as deficitárias dentro do MRE. Na Figura 1 foi apresentado um exemplo que a energia excedente da Usina 3 compensa perfeitamente o déficit das Usinas 1 e 2 (energia gerada igual ao somatório das garantias físicas das usinas participantes do MRE).

Normalmente essa hipótese de equilíbrio não ocorre. Geralmente o que ocorre é a geração total do MRE ser diferente da garantia física total. No caso de a geração total ser superior à GFE total, o MRE passa a ter energia excedente, chamada de energia secundária, e esta é liquidada pela Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) ao PLD no mercado de curto prazo. Caso a geração total do MRE seja inferior à GFE total, as GFE individuais, e por conseguinte a GFE total do MRE, são ajustadas para baixo de modo a igualar ao nível da energia total gerada no período nesse cenário. Esse ajuste para baixo da GFE, ocasionado pelo déficit de energia em relação às GFE originais, é a materialização do risco hidrológico das hidrelétricas, em conjunto, participantes do MRE (Tolmasquim, 2015, p. 113 e 114).

A unidade que relaciona a geração total do MRE e a GFE total das usinas individuais é o *Generation Scaling Factor* (GSF), ou seja, a razão entre esses dois totais que é expressa por um percentual. Mensalmente a razão expressada pelo GSF revela a energia alocada para cada usina em proporção da geração total. Se a energia total gerada pelas usinas participantes for superior ao GFE total, o GSF é maior que 100%. O aumento é alocado na GFE individual de cada usina da geradora proporcionalmente ao aumento do GSF. Se o contrário ocorrer, a redução da GFE em cada usina também é proporcional à redução do GSF. Qualquer porcentagem abaixo de 100% é a sinalização da materialização do risco hidrológico em termos percentuais.

A redução da GFE em cada usina proporcionada pelo ajuste adverso do GSF implica que o direito de comercialização de energia das usinas é, da mesma forma, rebaixado, mesmo para aquele agente que individualmente tenha conseguido até mesmo superar sua GFE original. Com o ajuste do GSF, essa usina superavitária é remunerada pela nova e rebaixada GFE e não mais a GFE original, e essa diferença é repassada as outras usinas

---

---

deficitárias ao preço da TEO, de modo que todos os agentes apenas consigam atingir as novas GFE individuais e rebaixadas. Logo o prejuízo é compartilhado.

Originalmente, o MRE permitia aos geradores hidráulicos mitigar o risco hidrológico através da operação centralizada do ONS. Contudo, houve uma transformação no perfil das fontes energéticas do país, com a opção de não construção de usinas com reservatórios de regulação (dificuldade no processo de viabilização ambiental), um aumento da participação das usinas termelétricas e eólicas e o surgimento da Energia de Reserva, o que acabou resultando num ambiente de aumento da magnitude das variações do GSF. A referida mudança na matriz e o crescimento mais recente do consumo levou ao deplecionamento dos reservatórios, mesmo com a operação de usinas térmicas fora da ordem de mérito com o intuito de “poupar” água dos reservatórios, o que fez reduzir a geração de energia nas usinas participantes do MRE (Cunha, 2015, p. 6).

A expansão das usinas termelétricas na participação da matriz energética brasileira impactou na decisão do ONS quanto à escolha do despacho entre diversas fontes. O mais alto custo operacional das termelétricas levou à necessidade de poupar água e, por conseguinte, reduziu a geração hidroelétrica do MRE e o valor do GSF. A redução na alocação individual da energia materializou perdas aos geradores ao expô-los ao mercado de curto prazo, cujo PLD tem atingido diversas vezes o preço regulatório máximo (Cunha, 2015, p. 6).

A liquidação das diferenças em detrimento das oscilações adversas do GSF ocorre no mercado de curto prazo ao PLD, calculado pela CCEE. Este cálculo, com algumas adaptações necessárias, segue o mesmo modelo adotado pelo ONS para a programação do despacho centralizado do sistema – incluindo os participantes do MRE. O ONS determina quais usinas devem gerar energia com o objetivo de otimizar benefício do uso da água no presente ou reservá-la para o uso futuro, lembrando que os custos operacionais das usinas térmicas são consideravelmente mais altos que os da geração hidráulica. Em outras palavras, o ONS resolve o *trade off* entre a minimização do custo ao utilizar energia hidrelétrica e a utilização de energia termelétrica mais cara, mas que evitaria déficits futuros, ou seja, em outras palavras, entre preço imediato e confiabilidade do fornecimento energético. O PLD é calculado semanalmente para cada patamar (pesado, médio e leve) de carga e por Submercado (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-oeste e Sul), limitado por

---

um preço mínimo e máximo, conforme disponível no site da CCEE<sup>3</sup>. Os limites estabelecidos para o horizonte desta pesquisa foram:

2014: mínimo R\$ 15,62 por MWh; máximo R\$ 822,83 por MWh  
 2015: mínimo R\$ 30,26 por MWh; máximo R\$ 388,48 por MWh  
 2016: mínimo R\$ 30,25 por MWh; máximo R\$ 422,56 por MWh  
 2017: mínimo R\$ 33,68 por MWh; máximo R\$ 533,82 por MWh  
 2018: mínimo R\$ 40,16 por MWh; máximo R\$ 505,18 por MWh

O cálculo do PLD utiliza informações previstas anteriormente à operação em tempo real das usinas, como disponibilidade declarada das usinas e a previsão de consumo de cada Submercado, para a melhor decisão de otimização. Levam-se em consideração, conforme a Metodologia de Preços disponível da CCEE<sup>4</sup>, "*as vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador individualizado (usinas hidráulicas e térmicas por subsistemas)*".

Para o cálculo do PLD, conforme a Metodologia de Preços disponível da CCEE, primeiramente, o Newave, modelo de planejamento de 5 anos, determina a estratégia de geração hidráulica e térmica para minimização do valor esperado do custo de operação no horizonte de planejamento, bem como o impacto do uso da água dos reservatórios. Os resultados desse modelo são as funções de custo futuro que servem de *input* para os modelos seguintes (Newdesp e Decomp). O modelo Decomp atua num horizonte de até 12 meses para determinar o despacho individualizado das usinas hidráulicas e térmicas através do processamento das informações provenientes do NEWAVE (previsão de consumo, hidrologia, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas e as funções de custo futuro). É gerada a árvore de possibilidades para decisão que otimiza o *trade off* entre a minimização do custo e a confiabilidade do fornecimento energético.

Dessa forma, o PLD, além de ser utilizado na liquidação das diferenças em detrimento do GSF, é tratado nesta pesquisa como um sinalizador da volatilidade do risco hidrológico.

<sup>3</sup> Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos?\\_adf.ctrl-state=hrn5k9vvu\\_5&\\_afLoop=262543809716328#!%40%40%3F\\_afLoop%3D262543809716328%26\\_adf.ctrl-state%3Dhrn5k9vvu\\_9](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos?_adf.ctrl-state=hrn5k9vvu_5&_afLoop=262543809716328#!%40%40%3F_afLoop%3D262543809716328%26_adf.ctrl-state%3Dhrn5k9vvu_9) em 07/07/2019.

<sup>4</sup> Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/metodologia\\_de\\_precos?\\_adf.ctrl-state=iesgbvxt9\\_1&\\_afLoop=267603177065609#!%40%40%3F\\_afLoop%3D267603177065609%26\\_adf.ctrl-state%3Diesgbvxt9\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/metodologia_de_precos?_adf.ctrl-state=iesgbvxt9_1&_afLoop=267603177065609#!%40%40%3F_afLoop%3D267603177065609%26_adf.ctrl-state%3Diesgbvxt9_5) em 07/07/2019.

## 2.2 Contabilidade e Finanças: valor e percepção de risco, CAPM, teste de recuperabilidade (*impairment*)

### 2.2.1 Flexibilidade para incorporação de percepções de risco no valuation

As equações exibidas nesta seção, segundo Aswath Damodaran (2002, p. 359 a 363), apresentam a apuração do valor justo de uma empresa (*valuation*) conforme diferentes taxas de desconto que refletem percepções diferentes de risco quanto ao crescimento da organização, ou a fase do ciclo de vida que ela se encontra. A primeira equação apresenta a percepção de uma projeção de fluxo de caixa livre ao acionista com crescimento constante e a segunda é um modelo de crescimento de firma em dois estágios.

De forma abrangente, na literatura, o valor da uma empresa para o acionista, considerando uma taxa constante de crescimento, é calculado através de uma perpetuidade conforme a primeira equação abaixo:

$$\text{Valor do equity} = \frac{FCFE_1}{k_e - g_n}$$

Onde:

$FCFE_1$  = fluxo de caixa livre do *equity* esperado para o próximo ano

$k_e$  = custo de capital próprio

$g_n$  = taxa de crescimento perpétuo do  $FCFE_1$

O valor do *equity* é obtido através do desconto do fluxo de caixa livre para o acionista através de um custo de capital médio ponderado menos uma taxa de crescimento estável e que se mantenha perpetuamente. A taxa de crescimento usada no modelo deve ser razoável em relação ao crescimento nominal da economia em que a empresa opera. Este *valuation* requer que as suposições que sustentam o crescimento do fluxo de caixa do acionista se mantenham verdadeiras perpetuamente, enquanto se aplica um custo de capital que reflete a percepção presente do acionista para o risco do negócio.

A segunda equação apresentada reflete a mudança de percepção de risco do acionista para um negócio que possui em seu ciclo de vida uma etapa de crescimento rápido e outra de crescimento estabilizado. A inclusão da mudança de percepção de risco é demonstrada pela mudança do custo de capital do acionista frente à mudança da taxa de crescimento do fluxo de caixa livre conforme o modelo de *valuation* por desconto do fluxo de caixa livre do acionista em dois estágios:

$$\text{Valor do equity} = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FCFE_t}{(1 + k_{e,hg})^t} + \frac{P_n}{(1 + k_{e,hg})^n}$$

Onde:

$FCFE_t$  = fluxo de caixa livre do equity esperado para ano t

$P_n$  = perpetuidade do fluxo de caixa ao final do período de crescimento extraordinário

$k_e$  = custo do capital próprio para períodos de alto crescimento (hg) e de crescimento estável (st)

O valor terminal é genericamente calculado usando a taxa de crescimento do modelo de crescimento perpétuo:

$$P_n = \frac{FCFE_{n+1}}{k_{e,st} - g_n}$$

Onde:

$g_n$  = taxa de crescimento perpétuo do FCFE após o ano terminal de crescimento extraordinário

Em resumo, o resultado de um *valuation* através de um modelo de dois estágios é composto pelo valor presente do fluxo de caixa no período de alto crescimento mais a perpetuidade a um crescimento estabilizado do fluxo de caixa terminal.

Damodaran ainda apresenta um modelo de *valuation* de três estágios de crescimento – alto crescimento, transição e crescimento estável (2002, p. 367). Este não foi reproduzido neste referencial teórico por não fazer parte do escopo da pesquisa, mas a existência de diversos modelos mostra que existe flexibilidade teórica para suportar suposições quanto a momentos distintos de uma empresa, e seus riscos inerentes em cada estágio, refletidos no custo de capital.

O fato da geração hidroelétrica no Brasil dos participantes do MRE ser regulada com contratos de CCEAR implica estabilidade do crescimento da receita, limitado ao reajuste inflacionário. Nas equações acima é apresentada o racional que permite adicionar o termo “g” ao custo de capital “k” para melhor representar o conjunto de riscos inerentes ao momento da empresa. Se, por um lado existe a possibilidade de utilizar, no *valuation*, um fator relacionado ao crescimento da empresa mais adequados à fase do ciclo de vida da mesma (termos  $k_{e, st}$ ,  $k_{e, hg}$  e  $g_n$  das equações apresentadas), pode haver a escolha de um termo que acresça risco à taxa de desconto (*spread*) por um fator relativo ao negócio de geração. Os dois modelos acima apresentados assumem a possibilidade de incorporar diferentes percepções do acionista sobre risco e crescimento. Dessa forma, este é o primeiro argumento levantado neste referencial teórico para a possibilidade de o empreendedor de geração acrescentar um *spread* ao seu custo de capital próprio devido à percepção do risco hidrológico.

### 2.2.2 Modelos CAPM e de precificação por arbitragem: flexibilidade para incorporação de percepções de riscos no custo de capital próprio

O custo de capital próprio ( $k_e$ ) comentado na seção anterior é o conceito que indica a percepção de risco de um acionista frente a algum ativo, ou seja, o retorno mínimo requerido por ele. Um método para se estimar qual é o retorno mínimo que esse ativo agrega ao risco do mercado é o *capital asset pricing model* – CAPM. Nesse método, a estimativa de retorno esperado pelo acionista diversificado é a soma do retorno livre de risco mais um prêmio de risco ponderado pelo *Beta* de determinada indústria. Os componentes do retorno requerido pelos acionistas conforme Damodaran (2002, p. 71) são:

$$E(R_i) = R_f + \beta_i[E(R_m) - R_f]$$

Onde:

$E(R_i)$  = Retorno esperado pelo *equity* do ativo  $i$

$R_f$  = taxa livre de risco

$E(R_m)$  = Retorno esperado pelo portfólio de mercado

$\beta_i$  = Beta do ativo  $i$

Mais detalhadamente, a taxa livre de risco é definida como o ativo com retorno esperado garantido num horizonte de análise para o investidor. O prêmio de risco é um adicional demandado pelos investidores para investir num portfólio de mercado, que inclui todos os riscos do ativo no mercado, ao invés de investir somente no ativo livre de risco. O beta, definido estocasticamente como a covariância entre o ativo em análise e o portfólio de mercado dividido pela variância do portfólio de mercado, mede o risco adicionado por um investimento ao portfólio de mercado. “*Em resumo, no CAPM todos os riscos de mercado estão capturados por um beta medido relativo ao portfólio de mercado que, pelo menos em teoria, deveria incluir todos os ativos negociados num mercado computados em proporção com seus valores de mercado*”<sup>5</sup>.

O beta do CAPM é a contribuição de risco de um ativo à carteira de mercado totalmente diversificada. Então para que esse beta represente a parcela de risco não diversificável, é necessário que o investidor seja um acionista diversificado, ou seja, que não invista em apenas um ativo. Esta pesquisa trata de um empreendedor de geração participante do MRE que, portanto, não está diversificando o risco, e que, sendo assim, não está conseguindo eliminar os riscos específicos da firma.

---

<sup>5</sup> Tradução livre (Damodaran, 2002, p. 71).

Uma das etapas do CAPM é regredir uma série histórica de retornos da ação com a série histórica do retorno de mercado. O somatório de cada risco de cada ativo contribui com a eliminação dos mesmos através da diversificação. Não foi encontrado um papel negociado na Bolsa de Valores de São Paulo – B3 cuja operação seja exclusivamente de geração por hidroelétricas participantes do MRE. As empresas de energia listadas na B3 atuam em um ou mais segmentos do setor de energia elétrica: Geração participante ou não do MRE, Transmissão, Distribuição e Comercialização. Algumas dessas empresas listadas na B3 são proprietárias de ativos de geração no MRE e por conseguinte estão sujeitas ao risco hidrológico. Considerou-se o próprio Índice de Energia Elétrica<sup>6</sup> - IEE da B3 como uma *proxy* do ativo para as análises, embora possa ser considerada uma assumpção questionável, uma vez que várias empresas que compõe esse índice são tomadoras do risco hidrológico dentro do MRE.

A figura abaixo apresenta a distinção de dois tipos de riscos (específicos da firma e sistêmicos ou de mercado) para a compreensão dos efeitos para um acionista da diversificação dos investimentos:

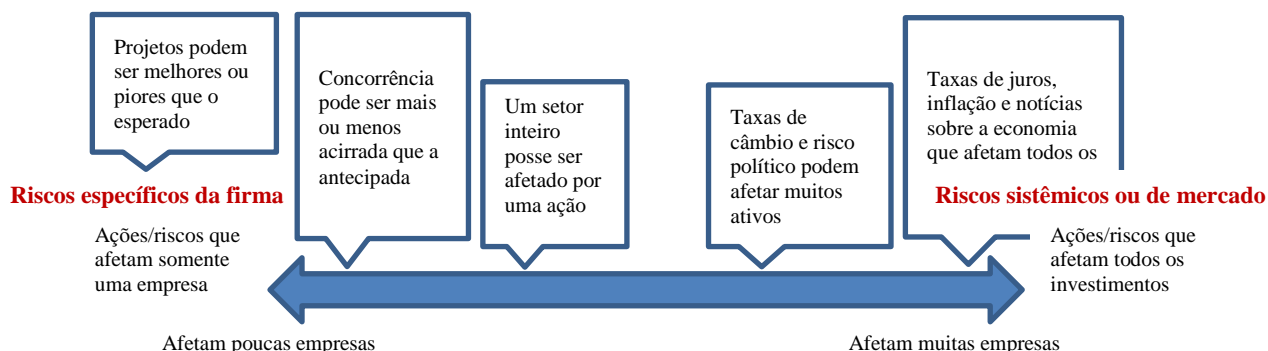


Figura 2. Riscos específicos e sistêmicos (baseado em Damodaran, 2002, p. 67).

Existem limitações do CAPM no que tange a custos de transação, informação privada, a possibilidade de emprestar ou tomar emprestado à taxa livre de risco, e a dependência da definição de portfólio de mercado. Alternativamente, existe o *arbitrage pricing model* – APM para mensuração de riscos. O modelo de arbitragem divide os riscos em componentes específicos da firma e os riscos sistêmicos que atingem todo o mercado (Damodaran, 2002, p. 72). Sendo assim, o retorno verificado pode ser expresso por:

$$R = E(R) + m + \varepsilon$$

<sup>6</sup> Composição da carteira teórica denominada Índice de Energia Elétrica – IEE: ALUP11, CESP6, CMIG4, COCE5, CPFE3, CPLE6, CPRE3, EGIE3, ELET3, ELPL3, ENBR3, ENEV3, ENGI11, EQTL3, LIGT3, OMGE3, RNEW11, TAEE11, TIET11 e TRPL4.

Onde:

R = retorno atual

E(R) = o retorno esperado

m = componente de mercado de riscos não antecipados (riscos sistêmicos)

$\epsilon$  = componente de riscos específicos da firma

O retorno atual "R" pode ser diferente do retorno esperado "E(R)" por causa de um ou de ambos os componentes (m e/ou  $\epsilon$ ). Enquanto o modelo CAPM assume que o risco sistêmico é capturado pelo portfólio de mercado, o modelo de precificação por arbitragem permite incluir múltiplas fontes de risco de mercado (ex.: taxa de juros, crescimento da economia, taxa de câmbio, etc.) e sensibiliza os impactos no retorno atual a partir das mudanças não antecipadas em cada fonte. Basicamente os componentes não antecipados de mercado (m) corrigem a expectativa inicial de retorno ao invés do portfólio de mercado do modelo CAPM.

Dito de outra forma, essa equação poderia ser interpretada como uma tentativa de explicação do retorno atual dos ativos por meio de, além do retorno esperado E(R), variáveis (componentes sistêmicos "m") que oscilam de forma não antecipada, expressando sua respectiva significância ou capacidade explicativa. E, para a parte "não explicada", atribui-se um erro residual " $\epsilon$ " que corresponde ao componente de riscos específicos da firma não anulado pela diversificação de investimentos.

O portfólio de mercado reduz ou elimina os riscos específicos de uma firma. Intuitivamente, oscilações de PLD e GSF não são riscos sistêmicos que atingem todos os ativos do mercado; são específicos do setor elétrico, e podem teoricamente ser eliminados. Se o(a) investidor(a) passar a diversificar seus investimentos, estará reduzindo sua exposição aos riscos específicos de uma firma por dois motivos conforme Damodaran (2002, p. 67):

*"The first is that each investment in a diversified portfolio is a much smaller percentage of that portfolio than would be the case if you were not diversified. Any action that increases or decreases the value of only that investment or a small group of investments will have only a small impact on your overall portfolio, whereas undiversified investors are much more exposed to changes in the value of the investments in their portfolios. The second reason is that the effects of firm-specific actions on the prices of individual assets in a portfolio can be either positive or negative for each asset for any period. Thus, in very large portfolios this risk will average out to zero and will not affect the overall value of the portfolio."*

A abertura teórica do modelo de precificação por arbitragem permite testar outras variáveis como forma de explicar o retorno atual. A seção 3.2 desta pesquisa, que objetiva

---



capturar a natureza aleatória da hidrologia na percepção de risco do empreendedor de geração, apresenta a verificação do poder de explicação ou de causalidade a partir das variações do PLD e do GSF no retorno atual do IEE da Bolsa de São Paulo B3.

Conforme Damodaran (2002, p. 74), o próprio modelo de arbitragem pode ser decomposto para as diversas variáveis candidatas a ser fatores sistêmicos ( $m$ ):

$$E(R) = R_f + \beta_{GNP}[E(R_{GNP}) - R_f] + \beta_I[E(R_I) - R_f] \dots + \beta_\delta[E(R_\delta) - R_f]$$

Onde:

$\beta_{GNP}$  = Beta relativo a mudanças na produção industrial

$E(R_{GNP})$  = Retorno esperado em um portfólio com um beta de um para o fator de produção industrial e zero para todos os outros fatores

$\beta_I$  = Beta relativo a mudanças na inflação

$E(R_I)$  = Retorno esperado em um portfólio com um beta de um para o fator de inflação e zero para todos os outros fatores

A decomposição do modelo de arbitragem anula o componente de risco específico ( $\epsilon$ ) de uma firma e retorna à intuição inicial do CAPM. Todos os termos entre colchetes da equação acima podem ser interpretados como prêmios de risco para cada fator do modelo. E se for substituídos todos os fatores de risco acima por um fator especial único que direcione amplamente todos os retornos, este fator seria o portfólio de mercado.

$$E(R) = R_f + \beta_m[E(R_m) - R_f]$$

A não verificação de significância estatística das variáveis de GSF e variação do PLD permite concluir que não se tratam de riscos sistêmicos (teoricamente parte-se do suposto de considerá-los como erro residual “ $\epsilon$ ”). Sendo riscos específicos da firma, somente um acionista diversificado, poderia eliminá-los. Esse fato sugere ao empreendedor de geração incluir sua percepção do risco hidrológico ao seu custo de capital próprio. Para que o investimento tenha recuperabilidade, o ativo deve proporcionar um retorno que pague todos os riscos. Este é o segundo argumento levantado neste referencial teórico para se adicionar um *spread* de risco, uma vez que o CAPM, a princípio, não se aplicaria a este tipo de empreendedor.

### 2.2.3 Materialização de riscos sobre o investimento (*impairment*)

Esta seção trata do prejuízo de *impairment*, uma perda que pode ter origem em fatores diversos dependendo da indústria em análise. As características da regulação do setor de geração no Brasil possibilitam que um erro na escolha do custo de capital do acionista gere esse prejuízo no momento do êxito em Leilão da ANEEL, condenando a recuperabilidade do empreendimento no momento de sua concepção a um registro de

*impairment* em algum exercício futuro. O teste de recuperabilidade visa registrar contabilmente o valor real, ou valor justo, do investimento. Conforme Eliseu Martins (Martins et. al, 2013, p. 320):

*"Os ativos intangíveis com vida útil definida, embora sejam objeto de amortização periódica em resultado para reconhecimento de sua realização contábil, estão sujeitos, como todo e qualquer ativo, à avaliação do seu valor de recuperação. Não há, conceitualmente, como se manter um ativo registrado por um valor que exceda sua substância econômica."*

Os investimentos em geração são altamente intensivos em capital e são registrados contabilmente conforme os desembolsos de capital durante a fase pré-operacional para composição do ativo não circulante que será revertido à concessão. Durante a fase operacional, o fluxo de caixa livre ao acionista descontado gerado, além de satisfazer a expectativa que o acionista tinha na ocasião da tomada de decisão (participação em Leilão ANEEL para nova concessão), deve corresponder, a valor presente, pelo menos ao montante registrado contabilmente. As regras para reconhecimento de *impairment* foram estabelecidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC<sup>7</sup>.

Conforme Sumário do CPC 01<sup>8</sup> - Redução ao Valor Recuperável de Ativos, a taxa de desconto para o teste de recuperabilidade deve refletir

*"... as avaliações atuais de mercado do valor da moeda no tempo e os riscos específicos do ativo. Essa taxa representa o retorno que os investidores exigiriam se eles houvessem de escolher um investimento que gerasse fluxos de caixa de valores, tempo e perfil de risco equivalentes àqueles que a entidade espera extrair do ativo."*

Há uma coerência entre as taxas de desconto para fins de tomada de decisão (custo de capital próprio do acionista) e para fins de teste de *impairment*, mas não necessariamente elas devem ser as mesmas pois são apuradas em momentos distintos.

Por exemplo, em um investimento em uma fonte geradora de caixa considerada irre recuperável após teste de *impairment*, o retorno performado sobre esse investimento está, por definição, aquém da taxa de desconto para fins de *impairment*. A razão da

---

<sup>7</sup> Criado pela Resolução do Conselho Federal de Contabilidade nº 1.055/05, o CPC tem como objetivo “o estudo, o preparo e a emissão de Pronunciamentos Técnicos sobre procedimentos de Contabilidade e a divulgação de informações dessa natureza, para permitir a emissão de normas pela entidade reguladora brasileira, visando à centralização e uniformização do seu processo de produção, levando sempre em conta a convergência da Contabilidade Brasileira aos padrões internacionais”. Disponível em: <http://www.cpc.org.br/CPC/CPC/Conheca-CPC>) em 17/06/2019.

<sup>8</sup> Disponível em: [http://static.cpc.aatb.com.br/Documentos/28\\_CPC01R1\\_Sumario.pdf](http://static.cpc.aatb.com.br/Documentos/28_CPC01R1_Sumario.pdf) em 17/06/2019.

---

performance aquém da esperada pode estar vinculada à materialização de riscos entre o momento da tomada de decisão e o momento do teste de *impairment*.

Um modo de evitar a irrecuperabilidade de um investimento é incorporar ao custo de capital próprio do acionista, no momento da tomada de decisão, a percepção dos eventuais riscos-chave que possam se materializar. Dessa forma, a TIR original para a tomada de decisão seria robusta o suficiente para gerar um retorno sobre o investimento que permaneça acima da taxa de desconto para fins de teste de *impairment*, mesmo o empreendimento sofrendo deteriorações por conta da materialização dos diversos riscos.

As consequências de uma tomada de decisão equivocada a partir da não inclusão do risco hidrológico ao custo de capital próprio do acionista, no momento da tomada de decisão, são materializadas em eventual reconhecimento de *impairment* caso um cenário hidrológico desfavorável ocorra.

## 2.3 Modelos econométricos: teste ADF, regressão linear e teste de Causalidade de Granger

Na seção 3.2 desta pesquisa, são apresentadas as avaliações empíricas acerca da relação das séries históricas das variáveis que sinalizam a volatilidade da hidrologia (GSF e variação do PLD) com o retorno da carteira do setor elétrico IEE da B3 por meio da estimação de uma reta de regressão e do teste de Causalidade de Granger.

Para esses dois métodos de estimação, primeiramente, foi necessário testar se as variáveis são estacionárias, isto é, sem tendência ou viés, conforme Enders (2004, p. 170 e 171):

*“Considerando a equação de regressão:*

$$y_t = \alpha_0 + \alpha_1 z_t + e_t$$

*A assumpção do modelo de regressão clássico necessita que ambas as sequências  $\{y_t\}$  e  $\{z_t\}$  sejam estacionárias e isto ocorre quando os erros têm média zero e variância finita. Na presença de variáveis não estacionárias, é o que Granger e Newbold (1974) chamaram de regressão espúria. Uma regressão espúria apresenta um  $R^2$  e um  $t$ -Statistics que parecem ser significantes, mas os resultados não contêm nenhum significado econômico.”*  
(tradução livre)

Parte substancial da seção 3.2 verifica se as séries históricas (GSF, variação do PLD e retorno do IEE) são estacionárias, ou seja não são viesadas, através da identificação, na

hipótese nula de raiz unitária. Abaixo é apresentado um modelo de equação que representa o que é uma série estacionária não viesada, *Random walk model*, conforme Enders (2004, p. 159):

$$y_t = y_{t-1} + \epsilon_t \quad (\text{ou } \Delta y_t = \epsilon_t)$$

Essa formulação implica que a variação de valores em uma série histórica de um período para o outro é completamente randômica, isto é, o valor corrente ( $y_t$ ) deve ser igual ao valor do período anterior mais um termo de erro *White-noise* ( $\epsilon_t$ ). Interpretando essa situação para o presente estudo de caso: se o GSF for estacionário, o valor da geração de energia no MRE de determinado mês é igual ao do mês anterior mais um erro puramente aleatório – indica que a série não tem tendência e tampouco viés; e, sendo a variação do PLD estacionária, a variação do mesmo segue um caminho aleatório, sem tendência e sem viés.

Para tanto foi utilizado o teste Augmented Dickey-Fuller que consiste em verificar se o parâmetro  $\gamma$  é igual a zero na equação do modelo abaixo, conforme Enders (2004, p. 181):

$$\Delta y_t = \gamma y_{t-1} + \epsilon_t$$

Se  $\gamma = 0$ , logo a variação de  $y_t$  é puramente aleatória.

Uma vez satisfeita a condição de estacionariedade, os testes empíricos de regressão foram realizados através da estimação de uma reta que minimiza os erros quadrados da equação de regressão clássica, método também conhecido por *ordinary least squares*. Os gráficos de dispersão de pontos apresentados nas Figuras 8 e 9 da seção 3.2 do estudo de caso contêm uma reta de regressão linear que faz a relação entre as variáveis que representam a aleatoriedade da hidrologia na tentativa de explicar o retorno do IEE.

Uma estatística importante para validar a regressão é o  $R^2$ . Trata-se de um coeficiente de determinação definido como a razão de variância "explicada" para a variância "total" da variável dependente  $y_t$  do modelo clássico. Um  $R^2$  baixo invalida estatisticamente a relação entre as variáveis estudadas.

O estudo de caso também verificou empiricamente a relação de causalidade pelo método de Granger das variáveis GSF e variação do PLD sobre o retorno do IEE conforme resultados apresentados nas Tabelas 16, 18, 19, 20 e 21 da seção 3.2. Sobre o teste de causalidade, Enders (2004, p. 283) define como:

"One test of causality is whether the lags of one variable enter into the equation for another variable. In a two-equation model with  $p$  lags,  $\{y_t\}$  does

not **Granger cause**  $\{z_t\}$  if and only if all of the coefficients of  $A_{21}(L)$  are equal to zero. Thus, if  $\{y_t\}$  does not improve the forecasting performance of  $\{z_t\}$ , then  $\{y_t\}$  does not Granger cause  $\{z_t\}$ . *If all variables in the VAR are stationary*, the direct way to test Granger causality is to use a standard F-test of the restriction:

$$a_{21}(1) = a_{21}(2) = a_{21}(3) = \dots = A_{21}(p) = 0''$$

O teste de Causalidade de Granger refere-se apenas para os efeitos dos valores passados de  $\{y_t\}$  no valor corrente de  $z_t$ . Logo, o teste pode verificar se os valores correntes de  $\{y_t\}$  ajudam a prever os valores futuros de  $z_t$ .

## 3 Estudo de caso

São apresentados neste item o estudo do impacto do GSF na rentabilidade de uma geradora hidrelétrica sujeita ao Mecanismo de Realocação de Energia – MRE e o estudo sobre a aleatoriedade do risco hidrológico e sua relação com o retorno das empresas do setor elétrico. O primeiro item se trata de uma avaliação hipotética de participação em Leilão da ANEEL levando-se em conta diversos cenários de PLD e níveis de GSF. O segundo trata-se da evidenciação empírica do risco hidrológico como sendo um risco específico de uma firma e, por conseguinte, necessitando de alguma forma de mitigação ou de inclusão de um *spread* no custo de capital próprio no momento da tomada de decisão, uma vez que este estudo de caso não se tratar de um investidor diversificado.

### 3.1 Simulação da sensibilidade da TIR em função do GSF

Esta seção demonstra a perda de rentabilidade, em decorrência de cenários de GSF desfavoráveis (deterioração da taxa interna de retorno do acionista), através da simulação de fluxos de caixa de um projeto hipotético. Nesta simulação, a operação está determinada pelo ONS e a comercialização está no âmbito regulado – CCEAR. A demonstração da sensibilidade da deterioração da TIR em função da materialização do risco hidrológico corresponde ao primeiro objetivo desta pesquisa.

Para esta simulação, a projeção de fluxo de caixa tem base no aproveitamento hidráulico da **UHE São Luiz do Tapajós** (projeto estruturante no Rio Tapajós cuja conclusão está fora do horizonte do Ministério de Minas e Energia até pelo menos 2027<sup>9</sup> por motivos socioambientais em seu licenciamento prévio) e no desempenho operacional da **UHE Santo Antônio**, localizado no Rio Madeira, cujo aproveitamento foi disputado no primeiro leilão de projetos estruturantes. Ambos os aproveitamentos se localizam na Bacia do Rio Amazonas que se caracteriza por grandes extensões de reservatórios e baixa altura de quedas d'água. Dessa forma, a simulação busca projetar os fluxos o mais próximo da realidade de um *valuation* para fins de *bid* de um projeto *green field* (leilão de concessão da ANEEL – energia nova ou projeto estruturante).

Inicialmente, foi constituído um modelo econômico-financeiro mensal baseado na capacidade física do aproveitamento do projeto da UHE São Luiz do Tapajós – 8040 MW

---

<sup>9</sup> Os estudos de viabilidade e licenciamento do projeto encontram-se cancelados conforme Plano Decenal 2027 da Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

de potência instalada e 4012 MW de energia assegurada. Essas grandezas, assim como a estimativa do custo total dos investimentos foram levantados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE. As tabelas abaixo apresentam o resumo das premissas utilizadas para a simulação da TIR da UHE São Luiz do Tapajós no “cenário base” – em que não existe redução da garantia física, ou seja, em que não se materializa o risco hidrológico:

Potência instalada	<b>8040 MW</b>
Energia assegurada	<b>4012 MW</b>
Turbinas Kaplan	<b>31</b>
Modalidade do Leilão ANEEL	<b>A-6</b>
<b>Período de concessão (anos)</b>	<b>30</b>
Capex	<b>3.726 mil R\$/MW instalado</b>

Tabela 1. Dados EPE.

Com relação ao desempenho operacional, especificamente a receita de comercialização de energia, a projeção simulada considerou a totalidade da energia assegurada vendida ao ambiente de comercialização regulada (ACR) ao preço de 147,27 R\$/MWh. Este preço equivale ao da energia comercializada nesse mesmo ambiente pela UHE Santo Antônio em 2018 (preço definido em leilão e corrigido monetariamente para 2018). Com relação aos custos e despesas, tributos sobre a receita, encargos setoriais, a projeção desta simulação considera a margem EBITDA da UHE Santo Antônio em 56,03% no exercício de 2018 desconsiderando o efeito do GSF. Para a simulação do serviço da dívida, o custo adotado foi a média da cesta de debentures captada pela UHE Santo Antônio (IPCA + 6,81%). Abaixo as premissas adotadas provenientes das demonstrações financeiras da UHE Santo Antônio<sup>10</sup>.

Receita líquida	<b>R\$ 3.006 milhões</b>
EBITDA 2018	<b>R\$ 1.007 milhões</b>
Margem EBITDA 2018	<b>34%</b>
Prejuízo em detrimento do GSF em 2018	<b>R\$ 1.540 milhões</b>
Tratamento da receita para recomposição do GSF	R\$ 4.546 milhões
Tratamento do EBITDA para recomposição do GSF	RS 2.547 milhões
Margem EBITDA sem os efeitos do GSF	<b>56,03%</b>
Preço da energia no ambiente regulado em 2018	<b>147,27 R\$/MWh</b>
Custo do financiamento	<b>IPCA + 6,81%</b>

Tabela 2. Dados UHE Santo Antônio e tratamentos do EBITDA para retirar os efeitos do GSF pelo autor.

Por se tratar do que viria a ser um leilão A-6 da ANEEL, o período de construção da UHE é de 6 anos – 72 meses. Para fins de simplificação do desembolso financeiro do capex durante período pré-operacional é mensal (necessidade para usos de 1/72 avos do

<sup>10</sup> Dados das Demonstrações Financeiras Anuais Completas 2018 disponível em <http://ri.santoantonioenergia.com.br/> em 21/06/2019.

investimento total para composição do imobilizado durante o período construtivo). As fontes para pagar o investimento são compostas de 50% de recurso próprios e 50% de capital de terceiros. Também para fins de simplificação adotou-se a customização da liberação dos recursos de terceiros na modalidade *pós equity*, ou seja, durante os 36 primeiros meses, são aportados recursos dos acionistas e nos 36 meses finais são liberadas *tranches* do financiamento captado. A tabela seguinte apresenta as premissas adotadas pelo autor para simplificar as projeções do capex e do financiamento, dentre outras premissas:

Fluxo de caixa das atividades de investimento (pré-operacional):	
Desembolso financeiro do <i>capex</i> de forma linear mensalmente no prazo de construção de 72 meses a partir da assinatura do contrato de concessão	
Entrada em operação das turbinas de forma escalonada comissionando de 2 em 2 turbinas por mês a partir do 73º mês a partir da assinatura do contrato de concessão	
Fluxo de caixa das atividades de financiamento:	
Debentures amortização tipo SAC prazo (anos)	<b>16</b>
Carência de juros e amortização após entrada da primeira turbina (meses)	<b>12</b>
Capital próprio	<b>50%</b>
Capital de terceiros (desembolso <i>pós equity</i> )	<b>50%</b>
Outras premissas:	
Alíquota de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido	<b>34%</b>
Taxa de depreciação	<b>3,33%</b>

Tabela 3. Simplificações assumidas pelo autor para as projeções do modelo.

As simplificações do *valuation* assumem ainda que não há saldo não depreciado para fins de indenização após o período de concessão de 30 anos, não há nenhum tipo de renovação contratual após esse período, não há imobilização de *capex* adicional após a entrada em operação comercial (*overhauling*), não há empréstimo-ponte, não há re-avancagem do projeto durante o período operacional e tampouco redução de *equity*.

O cálculo da TIR se diferencia das equações de valor do *equity* apresentadas no Item 2.2.1 desta pesquisa por não se tratar de encontrar o valor presente líquido a determinada taxa de desconto; mas sim de se encontrar qual é a taxa de desconto que zera o valor presente líquido do fluxo de caixa simulado. Para a simulação da TIR da UHE São Luiz do Tapajós, forçou-se o valor do *equity* para a zero igualando-o ao somatório dos fluxos de caixa (período pré-operacional e operacional). Além disso, não se considera o crescimento da empresa e tampouco a perpetuidade. A demonstração da projeção dos fluxos de caixa desta simulação está apresentada no Anexo 1.



Para este “cenário base”, o valor da TIR real após os impostos do acionista na presente simulação é **6,59% a.a.** Dito de outra forma, hipoteticamente, em uma tomada de decisão, se um empreendedor de geração estivesse na eminência de ofertar um *bid* no valor de R\$ 147,27 por MWh em Leilão de concessão da ANEEL para o Lote referente à UHE São Luiz do Tapajós, sua TIR real depois dos impostos seria correspondente a 6,59% a.a.

Para não destruir valor, não importando qual método o empreendedor utilizou para apurar o custo de capital próprio para atividades de geração, este custo deve ser inferior a 6,59% a.a. Dito de outra forma, a TIR deve ser superior à taxa mínima de atratividade (TMA) para que o empreendedor tome a decisão prosseguir como o lance de leilão.

As simplificações, assim como qualquer premissa que se utiliza em um *valuation*, têm as suas probabilidades de ocorrência, portanto são sempre controversas. Poderia ter sido utilizada a margem EBITDA da UHE Belo Monte como parâmetro para o desempenho do fluxo de caixa operacional ao invés da UHE Santo Antônio, poderia ter sido utilizado BNDES ao invés de somente uma captação por debêntures, e assim por diante. Desnecessário dizer que a TIR resultante seria diferente, mas a tomada de decisão sempre estará permeada de incertezas. Não é objetivo desta pesquisa estipular qual é a TIR mais fidedigna do projeto do aproveitamento da UHE São Luiz do Tapajós; mas sim isolar os efeitos da deterioração dos resultados ocasionada por níveis de GSF desfavoráveis.

Para verificar a deterioração do GSF na TIR, primeiramente foram mantidas constantes todas as variáveis do “cenário base” – cenário sem consideração de risco hidrológico. Acrescentaram-se duas variáveis independentes: porcentagem de geração em função do GSF e o preço do PLD para comprar a energia não gerada em detrimento da materialização do risco hidrológico. A TIR resultante é a variável dependente e apresentada para os diversos cenários promovidos pelas variáveis independentes. Abaixo é apresentada a tabela de sensibilidade da deterioração dessa TIR em função de cenários de hidrologia desfavorável a diversos preços de PLD hipotético (variáveis independentes):

TIR % a.a. real após os impostos do acionista		GSF média em 30 anos					
		99%	98%	97%	96%	95%	94%
PLD (R\$/MWh)	40,16	6,44%	6,29%	6,13%	5,98%	5,82%	5,67%
	90,00	6,38%	6,16%	5,94%	5,73%	5,51%	5,29%
	140,00	6,32%	6,04%	5,75%	5,47%	5,18%	4,89%
	190,00	6,25%	5,91%	5,56%	5,21%	4,85%	4,49%
	240,00	6,19%	5,78%	5,36%	4,94%	4,51%	4,07%
	290,00	6,13%	5,65%	5,16%	4,67%	4,16%	3,64%

TIR % a.a. real após os impostos do acionista	GSF média em 30 anos					
	99%	98%	97%	96%	95%	94%
340,00	6,06%	5,52%	4,96%	4,39%	3,80%	3,20%
390,00	6,00%	5,39%	4,75%	4,10%	3,43%	2,74%
440,00	5,93%	5,25%	4,55%	3,81%	3,05%	2,26%
490,00	5,87%	5,12%	4,33%	3,52%	2,66%	1,76%
505,08	5,85%	5,07%	4,27%	3,42%	2,54%	1,61%

Tabela 4. Sensibilidade da TIR em função do GSF e do PLD – elaboração do autor

Interpretando a Tabela 4, se UHE receber por 99% de sua garantia física original por 30 anos e tiver que comprar 1% da energia ao PLD a R\$ 40,16 por MWh, a TIR resultante se deteriorará a 6,44% a.a. ante ao “cenário base” de 6,59% a.a. Verifica-se também nessa tabela, que a medida que se reduz a energia gerada, deslocando horizontalmente de 99% em direção a 94%, a TIR se deteriora, ao passo que se aumentar o custo do PLD para comprá-la, deslocando-se verticalmente de 40,16 R\$/MWh em direção a 505,08 R\$/MWh, a TIR também se reduz.

As simplificações adotadas para esta simulação são: (i) a redução da garantia física da usina é linear para os 30 anos de concessão; (ii) não existe estratégia de comercialização para composição de qualquer tipo de *hedge* contra o GSF – todo déficit de geração é comprado ao PLD para se honrar o Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – MRE. Não há prejuízo para a simulação por causa das simplificações, pois o objetivo é verificar a redução da TIR conforme cenários de risco hidrológico isoladamente. Pode ocorrer, por exemplo, que somente um ano hidrológico ruim venha a acontecer e o sistema apenas gerar 85% da garantia física nesse determinado ano, assim como pode haver 2, 3, ou 4 anos de hidrologia ruim, e assim por diante. Ademais, independentemente da estratégia adotada, existe uma perda originada pela redução da garantia física e as mitigações que por ventura sejam adotadas pela geradora apenas vão minimizar essa redução de TIR.

Abaixo é recapitulada a equação conforme o referencial teórico para se passar a analisar a questão do risco de *impairment* de um projeto por decorrência do GSF:

$$Valor\ do\ equity = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FCFE_t}{(1 + k_{e,hg})^t} + \frac{P_n}{(1 + k_{e,hg})^n}$$

Para nossa simulação de valor presente líquido, é adaptada a fórmula geral para o caso específico do valor da simulação da UHE retirando o fator de crescimento da empresa e a perpetuidade de seu fluxo de caixa. É adotado também que o custo de capital próprio

do acionista, ou a taxa mínima de atratividade, **seja 5% a.a. independentemente do método utilizado para essa determinação**. No “cenário base”, o valor do *equity* sem a hipótese de materialização do risco hidrológico é R\$ 4.715,49 milhões. A Tabela 5 abaixo segue o mesmo tipo de sensibilização para a deterioração do VPL em função do GSF e do custo da energia comprada ao PLD.

Valor presente líquido descontado a 5% (reais milhões) para o acionista		GSF média em 30 anos					
		99%	98%	97%	96%	95%	94%
PLD (R\$/MWh)	40,16	4.240,00	3.767,25	3.297,26	2.830,04	2.365,62	1.904,01
	90,00	4.048,02	3.386,80	2.731,89	2.083,34	1.441,21	805,51
	140,00	3.855,35	3.004,89	2.164,21	1.333,41	512,59	- 298,18
	190,00	3.662,62	2.622,74	1.596,04	582,68	- 417,19	- 1.403,43
	240,00	3.469,83	2.240,38	1.027,41	- 168,82	- 1.348,07	- 2.510,15
	290,00	3.276,98	1.857,79	458,32	- 921,05	- 2.280,00	- 3.618,24
	340,00	3.084,07	1.474,99	- 111,19	- 1.673,97	- 3.212,91	- 4.727,44
	390,00	2.891,11	1.091,98	- 681,14	- 2.427,57	- 4.146,75	- 5.836,79
	440,00	2.698,08	708,76	- 1.251,48	- 3.181,80	- 5.081,03	- 6.946,13
	490,00	2.505,00	325,34	- 1.822,22	- 3.936,64	- 6.015,32	- 8.055,48
	505,08	2.446,75	209,66	- 1.994,43	- 4.164,42	- 6.297,10	- 8.390,05

Tabela 5. Sensibilidade do valor do *equity* em função do GSF e do PLD – elaboração do autor.

Interpretando a Tabela 5, verificou-se que, a uma taxa de desconto de 5%, a um PLD a 40,16 R\$/MWh e a uma geração de 99% da garantia física original, o VPL gerado é de R\$ 4.240 milhões, ante ao VPL de R\$ 4.715,49 do “cenário base”. Essa tabela ilustra em vermelho os valores de *equity* negativos. Em outras palavras, a uma TMA de 5% para a taxa de desconto, independentemente do método em que esta foi apurada, e a partir da ocorrência dos respectivos cenários adversos de PLD e GSF, o projeto da UHE passa a destruir valor.

O *valuation* hipotético apresentado nesta seção mostra que o empreendedor de geração, ao participar de um Leilão da ANEEL, está sujeito ao risco hidrológico e, se este se materializar, está sujeito também ao prejuízo por *impairment*.

## 3.2 Testes econométricos: Relação entre PLD, GSF e retorno do acionista

O objetivo desta seção é testar se a aleatoriedade do fenômeno hidrológico, manifestada através dos preços e dos níveis hidrológicos, está incorporada ou relacionada ao retorno do acionista. A captura da aleatoriedade do fenômeno hidrológico é testada através de regressão linear e de teste de Causalidade de Granger, visando capturar se existe influência da hidrologia no retorno do acionista.

Visto de outra forma, o objetivo é verificar se o risco hidrológico já está sendo capturado no retorno das ações do setor elétrico. Teoricamente, caso o retorno da carteira composta pelos ativos do IEE da B3 não seja afetado pelo risco hidrológico, existe indicativo que este risco seja específico da firma e passível de redução através da diversificação dos investimentos.

A primeira verificação empírica desta seção do estudo de caso é a aleatoriedade do fenômeno, ou seja, se estatisticamente a geração hidráulica medida pelo GSF no MRE e a apuração do PLD não possuem nenhum tipo de viés, de modo que os agentes possam de alguma forma racionalizar previsões. Para tanto será utilizado o teste Augmented Dickey-Fuller (ADF) para verificar a hipótese nula de presença de raiz unitária. A segunda verificação trata das ausências de significância estatística na regressão, o que explica o retorno do IEE por meio da variação da hidrologia, e por meio da relação causal da hidrologia sobre o retorno do IEE. Essa evidenciação empírica poderá dar subsídio para que o empreendedor de geração interprete o risco hidrológico como um risco específico de uma firma e que necessita de mecanismos para sua mitigação.

Existe controvérsia para a escolha das variáveis e para construção do modelo CAPM, como por exemplo: utilização do mercado dos EUA e a "tropicalização" para a realidade brasileira ou se são utilizadas variáveis nacionais; escolha do horizonte temporal para regressão do *beta*; e escolha da taxa livre de risco. O escopo desta pesquisa não passa por testar o modelo CAPM, tampouco reconstruir o *beta*.

### 3.2.1 A aleatoriedade do fenômeno hidrológico

Esta seção apresenta a evidenciação empírica para captura da aleatoriedade do fenômeno hidrológico. As séries de dados originais (PLD, GSF e IEE) estão apresentadas no Anexo 2.

---

Primeiramente, é apresentado graficamente o comportamento da série histórica de periodicidade mensal do nível de geração dentro do MRE expresso pelo GSF no período entre janeiro de 2014 a dezembro de 2018. Os dados foram obtidos no site da CCEE<sup>11</sup> na seção InfoMercado Mensal. A periodicidade mensal foi escolhida devido à disponibilidade de informações de geração nesse site. Para alguns meses a disponibilidade das informações era semanal, outros meses quinzenal, mas sempre apresentando o fechamento da contabilização energética na periodicidade mensal. Embora os dados contabilizados do mês somente serem divulgados em alguma data do mês seguinte, existe a possibilidade da verificação da evolução da geração ainda dentro do mês antes do fechamento mensal. Por esse motivo foi considerada a informação mensal para a construção da série de GSF no próprio tempo "t"; e não a informação de geração do tempo "t-1" para o dado de GSF do mês.

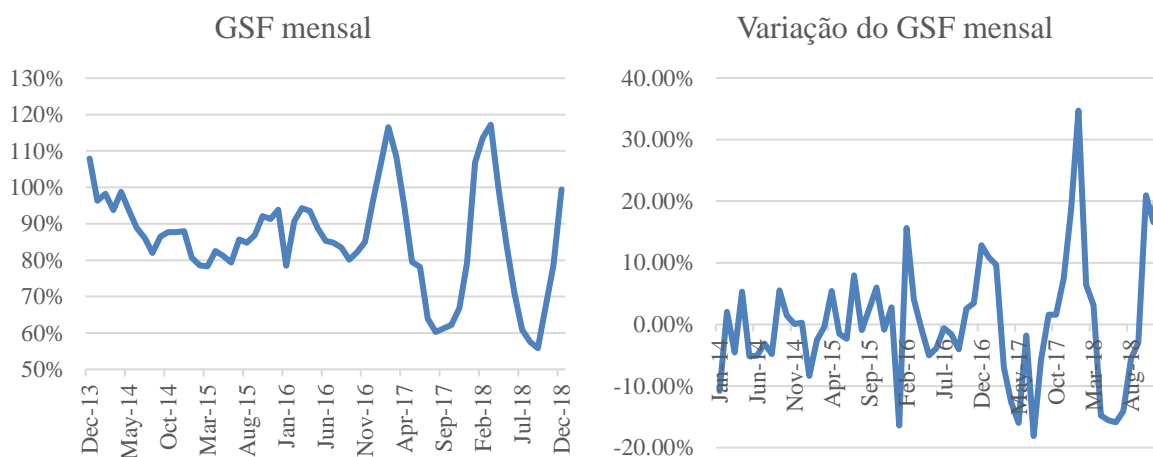


Figura 3. Nível de geração mensal entre 2014 a 2018 expresso pelo GSF – elaboração do autor com base em dados disponíveis na CCEE.

A Figura 3 apresenta, no gráfico da esquerda, a geração dentro do MRE expressa em % do GSF. No gráfico da direita, é apresentada a variação percentual mês a mês do GSF. A extensão do horizonte de 5 anos, em detrimento de um prazo menor, tem o objetivo de evitar conclusões sobre algum tipo de viés sobre a sazonalidade (sequencias de períodos úmidos e secos típicos da hidrologia brasileira).

As tabelas abaixo apresentam os resultados dos testes de raiz unitária realizados através do software EViews ® 10+ Student Version da IHS Global Inc., indicando se o GSF

<sup>11</sup> Disponível em [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/infomercado](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado) em 12/07/2019.

possui viés. O software necessita de algumas informações para testar a série de dados. Primeiramente, deve-se escolher o tipo de teste de raiz unitária, no caso a escolha foi o Augmented Dickey-Fuller. Em seguida, escolheu-se que a realização do teste deve ser feita “em nível”, em outras palavras, que se está se utilizando a série histórica de dados original, sem tratamento de diferenciação.

Null Hypothesis: GSF has a unit root		
Exogenous: Constant		
Lag Length: 2 (Automatic - based on SIC, maxlag=10)		
		t-Statistic      Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic		-6.213227      0.0000
Test critical values:	1% level	-3.550396
	5% level	-2.913549
	10% level	-2.594521
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Tabela 6. Teste de raiz unitária para a série mensal de GSF entre 2014 a 2018 gerado pelo autor através do software EViews.

Primeiramente, deve-se destacar qual é a hipótese nula a ser testada – aceita ou rejeitada. No caso acima é que a série histórica mensal do GSF possui uma raiz unitária, ou seja, que o comportamento da série possui uma tendência. Para a interpretar o resultado, é importante verificar os resultados da *t-Statistic* e da *Prob.* do teste ADF apresentado na Tabela 6. O *t-Statistic* de -6,213227, em valor absoluto, é maior que os valores críticos, em absoluto, para 1%, 5% e 10%. Isso quer dizer que para qualquer dessas três margens, rejeita-se a hipótese nula. Ou seja, rejeita-se que a série seja viesada. Em outras palavras, não é possível afirmar que o GSF possua alguma tendência. Com relação a estatística da Probabilidade, se o valor apresentado for menor que 0,05, pode ser rejeitar a hipótese nula, ou seja, o GSF é estacionário “em nível”.

Prosseguiu-se para a verificação empírica da aleatoriedade das séries históricas de variação do PLD que estão no horizonte temporal entre 03/01/2014 a 28/12/2018. Pelo fato da divulgação do PLD ser semanal pela CCEE, ocorrendo às sextas-feiras, a periodicidade escolhida foi a semanal. As séries são compostas pela média dos preços por horário (patamares de carga pesado, médio e leve) para cada submercado (Norte, Nordeste, Sudeste e Sul). Os dados foram coletados também no site da CCEE, seção

InfoMercado<sup>12</sup>. Abaixo são apresentados graficamente o PLD por submercado e as respectivas variações de preço semanais:

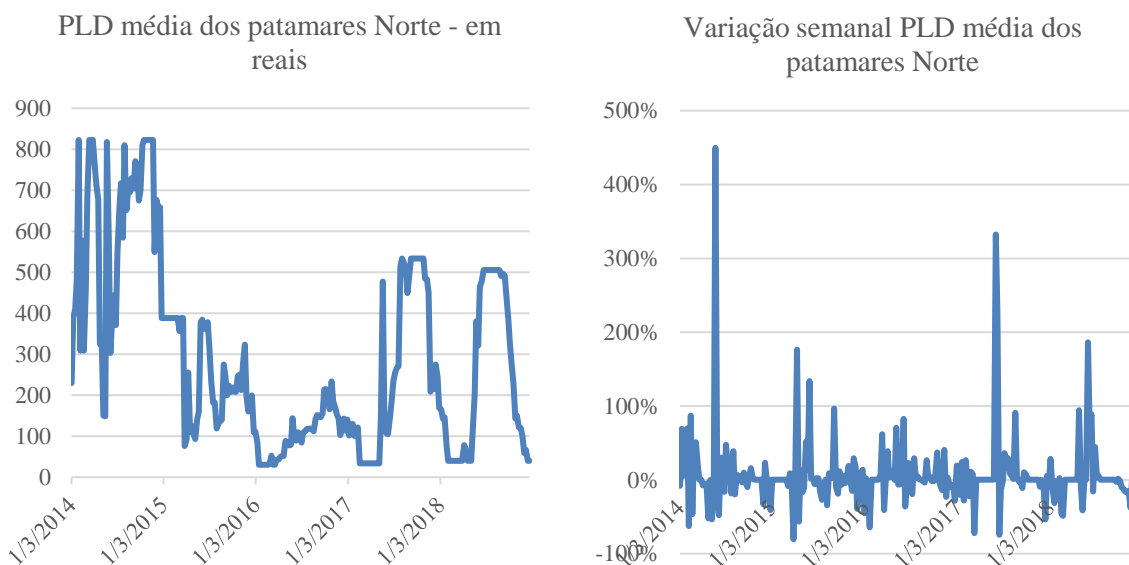


Figura 4. PLD média dos patamares Norte semanal 2014 a 2018 à esquerda e variação semanal PLD média dos patamares Norte à direita – elaboração do autor com base em dados disponíveis na CCEE.

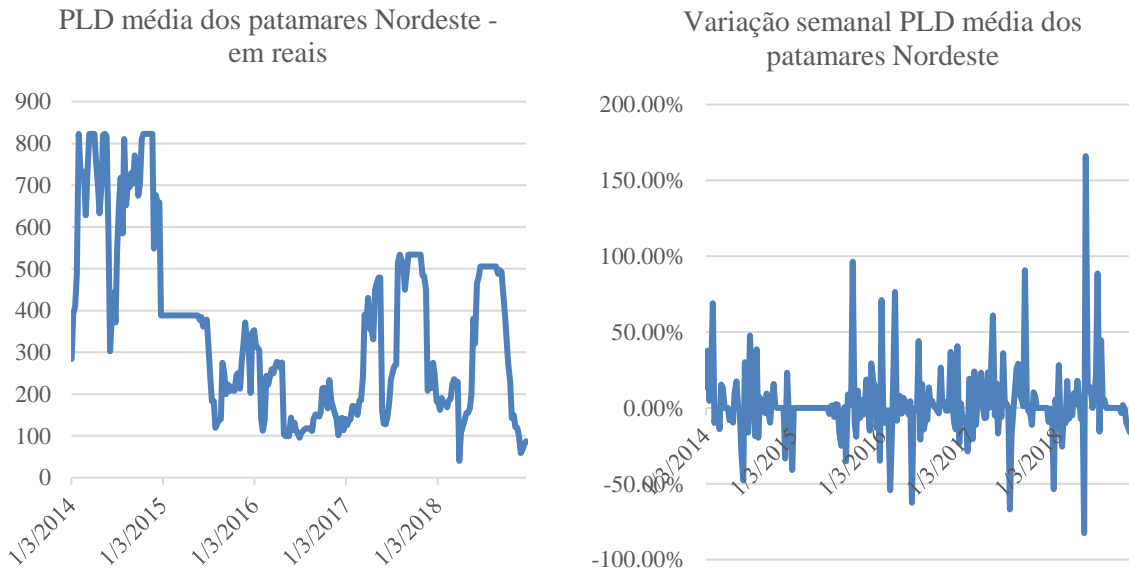


Figura 5. PLD média dos patamares Nordeste semanal 2014 a 2018 à esquerda e variação semanal PLD média dos patamares Nordeste à direita – elaboração do autor com base em dados disponíveis na CCEE.

<sup>12</sup> Disponível em [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/precos\\_csv?\\_afirLoop=102573825838400&\\_adf.ctrl-](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_csv?_afirLoop=102573825838400&_adf.ctrl-) em 12/02/2019.

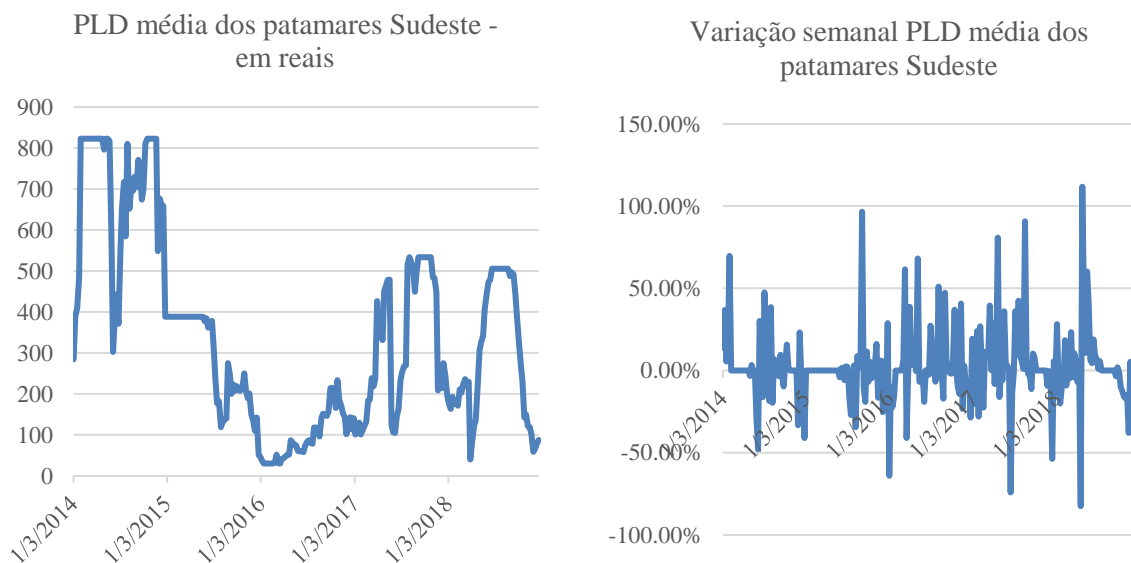


Figura 6. PLD média dos patamares Sudeste semanal 2014 a 2018 à esquerda e variação semanal PLD média dos patamares Sudeste à direita – elaboração do autor com base em dados disponíveis na CCEE.

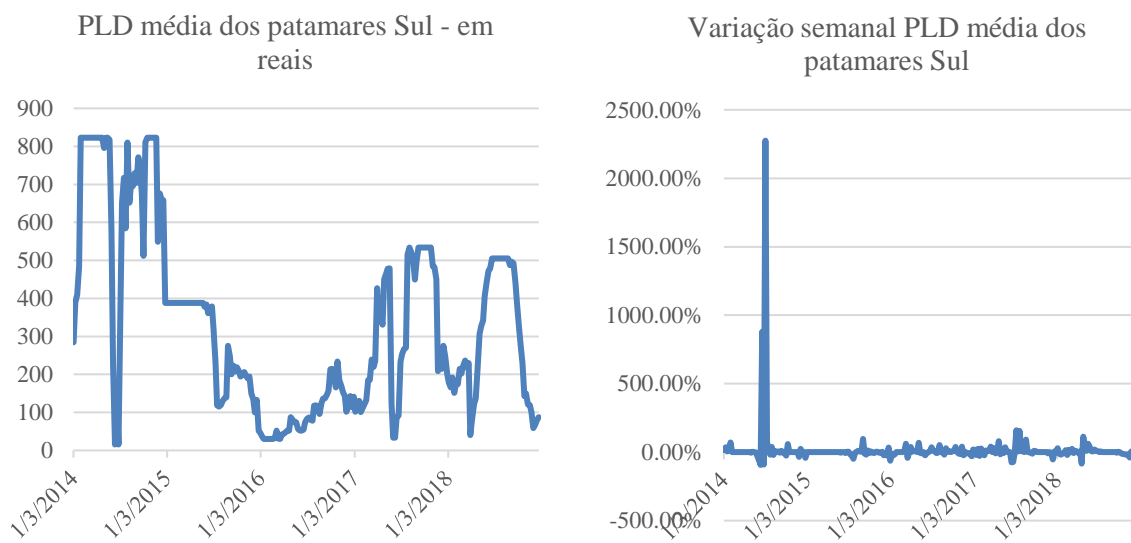


Figura 7. PLD média dos patamares Sul semanal 2014 a 2018 à esquerda e variação semanal PLD média dos patamares Sul à direita – elaboração do autor com base em dados disponíveis na CCEE.

Os gráficos à esquerda das Figuras 4, 5, 6 e 7 apresentam os PLD médios por patamar em cada submercado. Visualmente, nota-se que as linhas dos PLD não orbitam em torno de um centro, em comparação com os gráficos de variação da direita. Visualmente o PLD tem um comportamento tendencial, não estacionário, sendo limitado



pelos limites mínimos e máximos estabelecidos pela ANEEL. Abaixo são apresentados os testes empíricos para confirmação de presença de raiz unitária:

Null Hypothesis: PLD Norte has a unit root		
Exogenous: Constant		
Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=15)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-3.429060	0.0108
Test critical values:	1% level	-3.455486
	5% level	-2.872499
	10% level	-2.572684
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Tabela 7. Teste de raiz unitária para a série semanal de PLD média dos patamares Norte entre 2014 a 2018 gerado pelo autor através do software EViews.

Null Hypothesis: Variação PLD Norte has a unit root		
Exogenous: Constant		
Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=15)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-15.21186	0.0000
Test critical values:	1% level	-3.455486
	5% level	-2.872499
	10% level	-2.572684
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Tabela 8. Teste de raiz unitária para a série de variação semanal do PLD média dos patamares Norte entre 2014 a 2018 gerado pelo autor através do software EViews.

Conforme a Tabela 7, é possível afirmar que o PLD do submercado Norte é estacionário, pois foi rejeitada a hipótese nula para a presença de raiz unitária a uma margem de 5%, ou seja, a série histórica entre 2014 a 2018 não possui viés ou tendência (valor absoluto da *t-Statistic* superior ao valor absoluto a 5%).

Conforme a Tabela 8, sobre a variação semanal do PLD no submercado Norte, é possível também afirmar que a série histórica entre 2014 a 2018 é estacionária, sem viés nem tendência pois foi rejeitada a hipótese nula para a presença de raiz unitária.

Nos submercados Nordeste, Sudeste e Sul, os comportamentos das respectivas médias dos patamares do PLD foi diferente do ocorrido no Norte. Conforme as Tabelas 9, 11 e 13 abaixo, é possível afirmar que os PLD nesses submercados não são estacionários, pois não foi rejeitada a hipótese nula de presença de raiz unitária, ou seja, as séries históricas entre 2014 a 2018 possuem viés e tendência, não sendo um comportamento

meramente aleatório (*t-Statistic* inferior aos valores críticos a 1%, 5% e 10% em termos absolutos).

Conforme as Tabelas 10, 12 e 14, sobre as variações semanais dos respectivos PLD nos submercados Nordeste, Sudeste e Sul é possível afirmar que as séries históricas entre 2014 a 2018 são estacionárias, sem viés nem tendência, pois foram rejeitadas a hipótese nula de raiz unitária para esses casos (*t-Statistic* superior aos valores críticos).

Null Hypothesis: PLD Nordeste has a unit root		
Exogenous: Constant		
Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=15)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-2.545682	0.1059
Test critical values:		
	1% level	-3.455486
	5% level	-2.872499
	10% level	-2.572684
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Tabela 9. Teste de raiz unitária para a série semanal de PLD média dos patamares Nordeste entre 2014 a 2018 gerado pelo autor através do software EViews.

Null Hypothesis: Variação PLD Nordeste has a unit root		
Exogenous: Constant		
Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=15)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-17.26376	0.0000
Test critical values:		
	1% level	-3.455486
	5% level	-2.872499
	10% level	-2.572684
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Tabela 10. Teste de raiz unitária para a série de variação semanal do PLD média dos patamares Nordeste entre 2014 a 2018 gerado pelo autor através do software EViews.

Null Hypothesis: PLD Sudeste has a unit root		
Exogenous: Constant		
Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=15)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-2.121796	0.2363
Test critical values:		
	1% level	-3.455486
	5% level	-2.872499
	10% level	-2.572684
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Tabela 11. Teste de raiz unitária para a série semanal de PLD média dos patamares Sudeste entre 2014 a 2018 gerado pelo autor através do software EViews.

Null Hypothesis: Variação PLD Sudeste has a unit root		
Exogenous: Constant		
Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=15)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-16.62630	0.0000
Test critical values:	1% level	-3.455486
	5% level	-2.872499
	10% level	-2.572684
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Tabela 12. Teste de raiz unitária para a série de variação semanal do PLD média dos patamares Sudeste entre 2014 a 2018 gerado pelo autor através do software EViews.

Null Hypothesis: PLD Sul has a unit root		
Exogenous: Constant		
Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=15)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-2.498702	0.1169
Test critical values:	1% level	-3.455486
	5% level	-2.872499
	10% level	-2.572684
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Tabela 13. Teste de raiz unitária para a série semanal de PLD média dos patamares Sul entre 2014 a 2018 gerado pelo autor através do software EViews.

Null Hypothesis: Variação PLD Sul has a unit root		
Exogenous: Constant		
Lag Length: 1 (Automatic - based on SIC, maxlag=15)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-8.279558	0.0000
Test critical values:	1% level	-3.455585
	5% level	-2.872542
	10% level	-2.572707
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Tabela 14. Teste de raiz unitária para a série de variação semanal do PLD média dos patamares Sul entre 2014 a 2018 gerado pelo autor através do software EViews.

Concluiu-se que tanto o nível do GSF mensal quanto a variação semanal do PLD em todos os submercados são variáveis aleatórias, que não possuem tendência e tampouco viés conforme testes econométricos.

### 3.2.2 O retorno do acionista é explicado/causado pela aleatoriedade do fenômeno hidrológico?

Esta seção tem como objetivo verificar empiricamente a relação entre o retorno do Índice do Setor Elétrico da Bolsa de São Paulo B3 – IEE<sup>13</sup> com as variáveis estacionárias que sinalizam o risco hidrológico GSF e PLD. Assim foi testado se o risco hidrológico sinalizado por essas variáveis é incorporado ao retorno do acionista que investe no setor elétrico. Deve-se lembrar que a carteira do IEE, por mais que contenha apenas empresas do setor elétrico, possui uma certa diversificação, pois os segmentos desse setor compartilham de riscos diferentes. Na seção 3.2.1, foram constatados empiricamente que o GSF e as variações semanais de PLD são estacionárias em nível. Dessa forma, por se tratarem de variáveis sem tendência, ou seja, não viesadas, uma regressão linear gerada por essas variáveis não é espúria, sendo os resultados mais confiáveis. A condição de duas variáveis serem estacionárias ao mesmo nível também é requerida pelo teste de Causalidade de Granger.

Primeiramente, da mesma forma que foram verificadas através do teste Augmented Dickey-Fuller que as séries de GSF e PLD são estacionárias, foi feito o mesmo procedimento para o retorno do IEE. A partir da série histórica do IEE, com horizonte de 03/01/2014 a 28/12/2018, foram criadas duas séries: a primeira de periodicidade mensal e segunda semanal. Abaixo são apresentados os resultados da série mensal:

Null Hypothesis: Variação mensal IEE fim de período has a unit root		
Exogenous: Constant		
Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=10)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-7.222217	0.0000
Test critical values:	1% level	-3.546099
	5% level	-2.911730
	10% level	-2.593551
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Tabela 15. Teste de raiz unitária para o retorno mensal do IEE entre 2014 a 2018 gerado pelo autor através do software EViews.

Verificou-se que a série do retorno mensal do IEE é estacionária, portanto, não viesada e sem tendência (valor da *t-Statistic* superior aos valores críticos em termos absolutos). A periodicidade mensal da série IEE computa o valor de fim de período. Pelo

<sup>13</sup> Série histórica do IEE disponível em: [http://www.b3.com.br/pt\\_br/market-data-e-indices/indices/indices-de-segmentos-e-setoriais/indice-energia-eletrica-iee-estatisticas-historicas.htm](http://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/indices/indices-de-segmentos-e-setoriais/indice-energia-eletrica-iee-estatisticas-historicas.htm) em 21/02/2019.

fato da divulgação pela CCEE da geração no MRE ocorrer ao longo do mês, mesmo sendo a divulgação do fechamento da contabilização ocorrendo apenas no mês subsequente, os observadores de mercado têm condições de compor suas expectativas quanto ao GSF e se posicionar quanto aos papéis do IEE. Dessa forma foi estabelecida a regressão linear entre IEE e GSF:

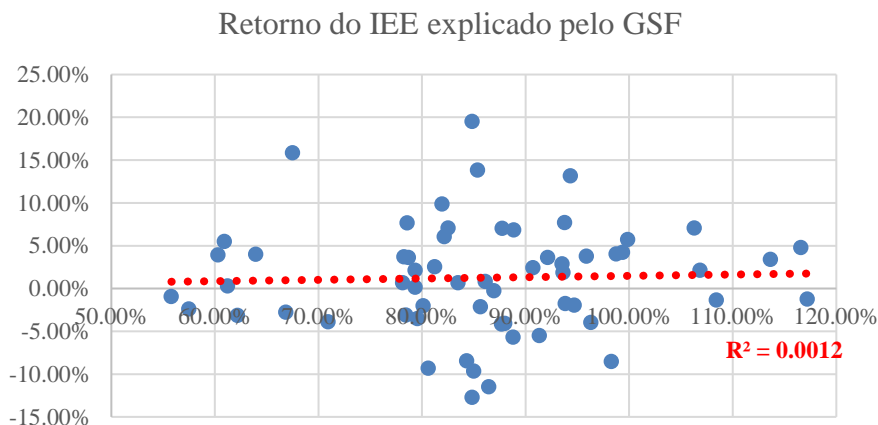


Figura 8. Regressão linear do retorno do IEE explicado pelo GSF para o período de 2014 a 2018 – elaboração do autor com base em dados disponíveis na CCEE e B3.

A figura 8 apresenta a graficamente a reta gerada pela regressão linear do GSF na tentativa de explicar o retorno do IEE. O resultado apresentado mostra que não existe relação linear entre as duas variáveis, sendo o R<sup>2</sup> praticamente zero, ou seja, o GSF não explica o IEE. A interpretação para essa evidenciação empírica é que a hidrologia, representada pelo GSF, não tem influência no retorno do IEE. Em outras palavras, esse risco específico já está contemplado na diversificação do acionista.

Abaixo é apresentada a outra evidência da não relação entre a hidrologia e o retorno do IEE por meio do teste de Causalidade de Granger:

Pairwise Granger Causality Tests			
Date: 07/16/19 Time: 01:49			
Sample: 2014M01 2018M12			
Lags: 2			
Null Hypothesis:	Obs	F-Statistic	Prob.
Retorno IEE mensal fim de período does not Granger Cause GSF	58	0.25887	0.7729
GSF does not Granger Cause Retorno IEE mensal fim de período		0.52238	0.5961

Tabela 16. Teste de Causalidade de Granger GSFxIEE periodicidade mensal entre 2014 a 2018 gerado pelo autor através do software EViews.

A Tabela 16 apresenta o resultado empírico do teste de Causalidade de Granger com a utilização de 2 *lags* (o número de iterações passadas das duas variáveis para o teste de causalidade: em t-1 e t-2). Neste teste deve-se avaliar a segunda hipótese nula: *GSF does not Granger Cause Variação do IEE*. Para interpretar os resultados foi verificado o valor de Prob – *p-value* que está maior que 0,05. Não se pode rejeitar a hipótese nula de que o nível do GSF não cause o retorno do IEE. Em outras palavras, pode-se concluir, dado o *p-value* acima de 0,05, que nenhuma variável cause a outra para o período de análise entre 2014 a 2018. A ênfase neste teste é no *p-value*, que deve ser baixo para aceitação ou rejeição da nula ( $\gamma=0$ ). A *F-Statistic* indica que os pares  $a_{21(1)} = a_{21(2)} = a_{21(3)} = \dots = A_{21(p)}$  estão zerados, condição para aceitação da hipótese nula, e seu valor deve ser alto. Mas o *p-value* já garante com razoável certeza o resultado do teste. A conclusão de não causalidade está alinhada ao fato de também não haver explicação do retorno do IEE conforme regressão apresentada na Figura 8.

Conclui-se que o GSF não é uma variável que explique ou cause o retorno do IEE, fato que pode indicar que o risco hidrológico não é uma variável que influencie o acionista diversificado, pois a diversificação eliminou este risco específico.

Recapitulando a equação apresentada no Referencial teórico:

$$R = E(R) + m + \varepsilon$$

Foi observado nesta análise empírica, que o retorno atual, a série mensal do IEE, não é influenciado pelo GSF. Sendo assim, essa série histórica do GSF não tem significância estatística para ser uma candidata a compor parte do retorno esperado  $E(R)$  por ter apresentado um  $R^2$  muito baixo e não ter apresentado causalidade. E, pelo fato de o GSF ser estacionário, sem tendência e sem viés, ela se candidata a ser nada mais que um erro ( $\varepsilon$ ), uma vez que se trata de um risco específico da firma.

Em seguida, foi verificada se a variação semanal PLD tem influência no retorno semanal do IEE e foi repetido o mesmo procedimento que foi realizado anteriormente para verificar a influência do GSF. Primeiramente, foi exibido o teste de raiz unitária do retorno do IEE utilizando a mesma série, mas com periodicidade semanal, contendo a média do fechamento diário entre sexta-feira, dia da semana que é divulgado o PLD, e a quinta-feira da semana seguinte, último dia da validade do PLD divulgado na sexta-feira anterior. Concluiu-se, com base na Tabela 17 abaixo, que o retorno do IEE é estacionário, ou seja, é aleatório, sem viés e sem tendência (*t-Statistic* em valores absolutos superior aos valores críticos a 1%, 5% e 10% e *p-value* inferior a 0,05):

Null Hypothesis: Variação IEE_T+7 has a unit root		
Exogenous: Constant		
Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=15)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-16.01008	0.0000
Test critical values:	1% level	-3.455486
	5% level	-2.872499
	10% level	-2.572684
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Tabela 17. Teste de raiz unitária para o retorno semanal do IEE entre 2014 a 2018 gerado pelo autor através do software EViews.

Verificado a ausência de raiz unitária no retorno semanal do IEE, são apresentados os gráficos de dispersão que geram a linha de regressão a partir dos PLD de cada submercado (Sudeste, Sul, Norte e Nordeste) para o período de 2014 a 2018:

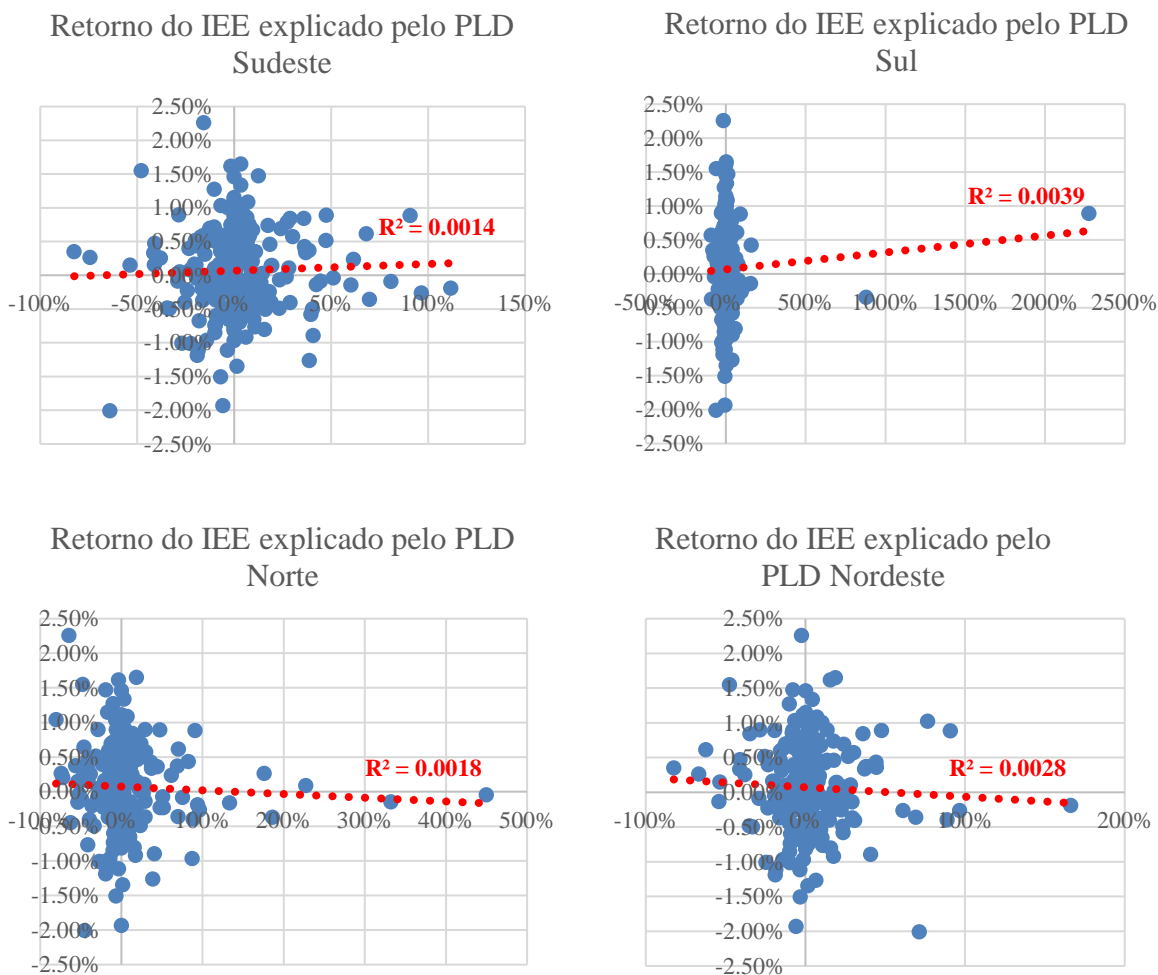


Figura 9. Regressão linear do retorno do IEE explicado pelo PLD de cada submercado para o período de 2014 a 2018 – elaboração do autor com base em dados disponíveis na CCEE e B3.

A figura 9 apresenta as retas de regressão linear para explicar o retorno do IEE da B3 conforme variação do PLD para cada submercado. Como apresentado anteriormente neste estudo de caso, as variáveis utilizadas nas regressões (gráficos de dispersão) não contêm raiz unitária, são estacionárias. Essa característica elimina o risco de se encontrar regressões espúrias. Dessa forma, aumenta a certeza de que a variação do PLD não explique o retorno semanal do IEE dado o R<sup>2</sup> estimado para cada reta dos respectivos submercados ser praticamente zero no período entre 2014 e 2018.

Abaixo são apresentados os testes de Causalidade de Granger para verificar de outra forma a relação entre a variação do PLD em cada submercado e o IEE da B3:

Pairwise Granger Causality Tests			
Date: 07/16/19 Time: 21:48			
Sample: 1/03/2014 12/21/2018			
Lags: 2			
Null Hypothesis:	Obs	F-Statistic	Prob.
VARNE does not Granger Cause VARIEE_T_7	258	0.56360	0.5699
VARIEE_T_7 does not Granger Cause VARNE		0.93502	0.3939

Tabela 18. Teste de Causalidade de Granger variação PLD Nordeste x retorno IEE periodicidade semanal entre 2014 a 2018 gerado pelo autor através do software EViews com dados da CCEE e da B3.

Pairwise Granger Causality Tests			
Date: 07/16/19 Time: 21:54			
Sample: 1/03/2014 12/21/2018			
Lags: 2			
Null Hypothesis:	Obs	F-Statistic	Prob.
VARN does not Granger Cause VARIEE_T_7	258	1.19516	0.3044
VARIEE_T_7 does not Granger Cause VARN		0.52112	0.5945

Tabela 19. Teste de Causalidade de Granger variação PLD Norte x retorno IEE periodicidade semanal entre 2014 a 2018 gerado pelo autor através do software EViews com dados da CCEE e da B3.

Pairwise Granger Causality Tests			
Date: 07/16/19 Time: 22:02			
Sample: 1/03/2014 12/21/2018			
Lags: 2			
Null Hypothesis:	Obs	F-Statistic	Prob.
VARSE does not Granger Cause VARIEE_T_7	258	1.18725	0.3068
VARIEE_T_7 does not Granger Cause VARSE		0.74657	0.4750

Tabela 20. Teste de Causalidade de Granger variação PLD Sudeste x retorno IEE periodicidade semanal entre 2014 a 2018 gerado pelo autor através do software EViews com dados da CCEE e da B3.



Pairwise Granger Causality Tests			
Date: 07/16/19 Time: 22:07			
Sample: 1/03/2014 12/21/2018			
Lags: 2			
Null Hypothesis:	Obs	F-Statistic	Prob.
VARs does not Granger Cause VARIEE_T_7	258	0.70699	0.4941
VARIEE_T_7 does not Granger Cause VARs		0.07174	0.9308

Tabela 21. Teste de Causalidade de Granger variação PLD Sul x retorno IEE periodicidade semanal entre 2014 a 2018 gerado pelo autor através do software EViews com dados da CCEE e da B3.

As Tabelas 18, 19, 20 e 21 apresentam o resultado empírico do teste de Causalidade de Granger com a utilização de 2 lags. Foi repetido o mesmo método do teste de causalidade do GSF apresentado anteriormente, mas avaliando a hipótese nula de que a variação semanal do PLD de cada submercado não causa por meio do teste de Causalidade Granger o retorno semanal do IEE. Utilizou-se o *p-value* para interpretar os resultados que, em todos os submercados, foram altos. Foi concluído que não se pode rejeitar a hipótese nula de que o PLD não cause a variação do retorno do IEE. Em outras palavras, pode-se concluir, dado o *p-value* acima de 0,05, que nenhuma variável cause a outra para o período de análise entre 2014 a 2018 em todos os submercados. A conclusão de não causalidade está alinhada ao fato de também não haver explicação do retorno do IEE conforme os gráficos de dispersão apresentados na Figura 9.

Novamente é recapitulada a equação do Referencial teórico:

$$R = E(R) + m + \varepsilon$$

Observou-se nesta análise empírica que a série retorno do IEE tampouco é influenciada pela variação semanal do PLD. Sendo assim, as séries históricas da variação do PLD em qualquer submercado não têm significância estatística para serem candidatas a compor o retorno esperado por terem apresentado um R<sup>2</sup> muito baixo e por não ter apresentado causalidade. E, pelo fato das variações do PLD serem estacionárias, elas se candidatam a ser um erro ( $\varepsilon$ ), uma vez que se tratam de outro risco específico da firma.

Concluiu-se que nem o GSF e tampouco o PLD são variáveis que expliquem ou causem o retorno do IEE, fato que indica que o risco hidrológico não é uma variável que influencie o acionista que diversificou seus investimentos minimamente na carteira do IEE da B3.

## 4 Análise

Foram apresentadas no Item 3 desta pesquisa a simulação do impacto do GSF na rentabilidade de um projeto de uma geradora hidrelétrica hipotética a ser leiloadada pela ANEEL e a análise empírica da aleatoriedade do fenômeno hidrológico, este que não afeta o retorno das ações do setor elétrico.

### 4.1 Deterioração do projeto por consequência do GSF

Foi verificada a perda de rentabilidade (redução da taxa interna de retorno do acionista) de um projeto hipotético em detrimento de cenários de PLD e de GSF desfavoráveis. A perda simulada de TIR, e por conseguinte de VPL, pode chegar ao ponto de materializar o risco de *impairment* para o empreendedor de geração. A regulação da geração de empreendimentos que estão dentro do MRE torna o risco hidrológico intrínseco ao negócio.

A percepção sobre risco hidrológico pode levar o empreendedor a considerar um *spread* de risco no momento da tomada de decisão. Além dos 5% de taxa mínima de atratividade, considerada no exemplo da seção 3.1, o empreendedor vai exigir que o projeto da UHE de São Luiz do Tapajós, no momento da tomada de decisão acerca do *bid* de Leilão, ofereça uma TIR substancialmente maior que os 5%. E para que o projeto consiga oferecer uma taxa suficientemente elevada para satisfazer a percepção do risco do empreendedor, o *bid* de Leilão não deve ser tão agressivo, conforme demonstrado com a simulação abaixo:

Custo de capital próprio (TMA)	<i>Spread</i> (percepção do risco hidrológico)	Taxa de desconto final	Preço da energia R\$/MWh para <i>bid</i> de leilão e que zere o VPL	Limite de prejuízo por conta da materialização de risco que o empreendimento pode absorver em VPL – R\$ milhões
5%	0%	5%	125,70	0,00
	1%	6%	138,93	2.897
	2%	7%	153,19	6.003
	3%	8%	168,55	9.329
	4%	9%	185,02	12.888
	5%	10%	202,61	16.688

Tabela 22. Preços para o leilão de geração da hipotético da UHE São Luiz do Tapajós que paguem o risco hidrológico percebido pelo empreendedor – elaboração do autor.

A simulação apresentada na Tabela 22 utiliza as mesmas premissas consideradas no item 3.1 desta pesquisa, mas para a determinação de qual seria o *bid* de leilão que pudesse pagar o risco hidrológico. Para preservar o custo de capital de 5%, sem nenhum *spread* de risco hidrológico, o empreendedor poderia ofertar um *bid* de pelo menos R\$ 125,70 por MWh. Nesse caso, o empreendimento não pode materializar nenhum risco, caso contrário este poderá sofrerá reconhecimento de *impairment*. Se a percepção do risco hidrológico for um *spread* de 1%, o *bid* teria que ser de pelo menos R\$ 138,93 por MWh para manter o custo de capital de 5% e ainda poder absorver um prejuízo de R\$ 2.897 milhões a valor presente em razão da deterioração do GSF sem sofrer *impairment*. Se o empreendedor, no momento da tomada de decisão, incluir um *spread* de 2% sobre o custo de capital próprio, o empreendimento poderia absorver um prejuízo decorrente do GSF na ordem de R\$ 6.003 milhões a valor presente sem sofrer *impairment*. Contudo, o arrojo na participação em leilão passa a ser comprometido, pois seria necessário um *bid* de R\$ 153,19 por MWh, o que diminui as chances de êxito no certame, lembrando ainda que os Editais de leilão de geração da ANEEL informam um preço teto de onde se inicia a disputa.

Outra forma de incorporar a percepção do risco hidrológico é considerar nos estudos iniciais de viabilidade da UHE um planejamento de proteção e de mitigação do risco hidrológico – planejamento este que não faz parte do escopo desta pesquisa. Caso não seja utilizada outra ferramenta de gestão, a única forma de evitar o risco de *impairment* para o risco em questão é através de um *bid* de leilão que corresponda à percepção do risco hidrológico através de algum *spread* adicional ao custo de capital.

A percepção do risco hidrológico por parte do empreendedor de geração pode ser aplicada também em aquisições *brown field*. O valor do negócio deve ser compensado por um fluxo de caixa que remunere tanto a taxa mínima de atratividade do empreendedor quanto a sua percepção acerca desse risco.

## **4.2 O retorno do acionista do setor elétrico não é influenciado pela aleatoriedade do fenômeno hidrológico**

Foram constatadas na seção 3.2 que as séries históricas da variação semanal do PLD e do nível mensal do GSF são estacionárias. Esta era uma condição inicial necessária para que a regressão clássica através do método de *ordinary least squares* não gerasse

---

---

resultados espúrios (um falso positivo) e também para realizar o teste empírico da Causalidade de Granger.

Para além desse requisito necessário, constatar que essas séries são estacionárias tem um significado mais amplo. Recapitulando o significado regulatório, o GSF é definido como a porcentagem de geração total dentre as hidrelétricas participantes do MRE com despacho centralizado sobre a garantia física total das hidrelétricas do MRE. A série histórica do GSF ser estacionária permite interpretar que o despacho operacionalizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) não teve viés no sentido deplecionar ou poupar os reservatórios de forma intencional, pois as oscilações foram aleatórias conforme os resultados empíricos para o período de análise.

Da mesma forma, a variação do PLD ser estacionária também permite interpretações mais amplas sobre esse indicador. O PLD tem a mesma metodologia de cálculo do custo marginal de operação do sistema hidrotérmico brasileiro. O objetivo desse cálculo é encontrar um preço ótimo que, ao mesmo tempo que busca minimizar o custo da energia no presente ao não comandar o despacho de térmicas com custo operacional mais caro, busca preservar água nos reservatórios para o futuro. A variação semanal do PLD ser estacionária permite interpretar que o ONS não teve viés para escolher as fontes de geração de modo que afetasse a variação do PLD de forma tendenciosa.

Sendo assim, as duas variáveis escolhidas nesta pesquisa para refletir a natureza aleatória da hidrologia, no período entre 2014 a 2018, mostram que o despacho operacionalizado pelo MRE não foi viesado.

Com relação aos resultados apresentados nas regressões, conforme os gráficos de dispersão, e nos testes de Causalidade de Granger, foram verificadas que as variáveis de nível mensal do GSF e de variação semanal do PLD não têm capacidade explicativa ou causalidade sobre o retorno dos papéis do Índice do Setor Elétrico – IEE da B3. Essa constatação empírica leva a interpretação de que o risco hidrológico deve ser considerado, de fato, como um risco específico de uma firma e que pode ser eliminado através da diversificação investimentos.

Dessa forma, um empreendedor de geração, que não diversifica seus investimentos numa carteira mais ampla, não pode usar meramente o custo de capital próprio determinado pelo modelo CAPM para definir seu *bid* de leilão de geração da ANEEL sem adotar uma estratégia específica para tratar o risco hidrológico. Se não houver uma estratégia, ou a inclusão de um *spread* que capture a percepção do empreendedor acerca

---

do risco hidrológico, o projeto estaria condenado ao prejuízo de *impairment* desde sua concepção.

---

---

## 5 CONCLUSÃO

Foi apresentada nesta pesquisa uma simulação de tomada de decisão para participação em leilão de geração da ANEEL com enfoque no risco hidrológico. Em virtude da modalidade de regulação para a geração dentro do MRE ser por contrato de concessão, não é possível haver revisão do custo de serviço. O empreendedor deve fazer a correta precificação no momento em que revela seu *bid* no leilão da ANEEL, pois não existe a flexibilidade da regulação discricionária. Materializações de riscos não precificados podem levar à irrecuperabilidade do investimento. Essa realidade corresponde ao *framework* de Gómez-Ibáñez apresentado na seção de Referencial teórico.

A inclusão da percepção do risco hidrológico por parte do empreendedor através de um *spread* em seu custo de capital é uma estratégia que evita prejuízos por *impairment* caso este risco venha a se materializar, pois garante, até certo ponto, a absorção desse prejuízo. Verificamos que essa estratégia gera um VPL adicional às expensas de perda de competitividade em leilão.

Existe uma objeção para a utilização do custo de capital próprio do acionista estipulado puramente por um modelo CAPM, pois os riscos específicos de uma firma não estão incluídos nessa taxa. Esse modelo remunera apenas os riscos sistêmicos, os que afetam todo o mercado, oferecendo ainda uma remuneração correspondente a taxa livre de risco, uma vez que, como premissa, a utilização deste custo de capital necessita um investidor diversificado. Através da diversificação de investimentos, os riscos específicos das firmas são eliminados, fato que não ocorre com o empreendedor de geração, em nosso estudo de caso, cujo único investimento foi um projeto de UHE para leilão. Por esse motivo, é necessário incluir as percepções quanto aos diversos riscos anteriormente à tomada de decisão.

Foi constatado empiricamente que, de fato, as oscilações do nível de geração de energia expresso pelo GSF, bem como a variação semanal do PLD, não afetam o retorno das ações do Índice do Setor Elétrico da Bolsa de Valores de São Paulo B3, indicando que o risco hidrológico é um risco específico de uma firma que pode ser eliminado através da diversificação de investimentos.

No caso de um empreendedor de geração que não adotar estratégias pré-definidas para o tratamento e mitigação do risco hidrológico, a única forma de tentar preservar o retorno de seu capital investido em uma disputa por um contrato de concessão de geração

---

hidráulica é incluir ao seu custo de capital próprio um *spread* que represente sua percepção para esse risco em específico.

---

## 6 Bibliografia

Cunha, P. C. F. Por que o GSF virou pesadelo? Caderno Opinião FGV Energia, 2015.

Damodaran, A. Investment valuation: Tools and Techniques for determining the value of any asset. John Wiley & Sons, Nova York, 2002, 2<sup>nd</sup> ed.

Enders, W. Applied Econometric Time Series. John Wiley & Sons, 2004, 2<sup>nd</sup> ed.

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO: Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo – 2017. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: EPE-DEE-RE-27/2017 – r0.

Gómez-Ibáñez, José A. Regulating Infrastructure: monopoly, contracts and discretion. Harvard University Press, 2006.

Martins, E. et. al. Manual de contabilidade societária. Atlas, São Paulo, 2013.

Morettin, P. A. Econometria Financeira – Um curso em séries temporais financeiras. Editora Blucher, São Paulo, 2008.

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2027 – PDE. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2018.

Tolmasquim, M. Novo modelo do setor elétrico brasileiro. Synergia, Rio de Janeiro; EPE, Brasília, 2015.

---



## 7 Anexos

### 1. Fluxo de caixa da simulação da UHE São Luiz do Tapajós:

Turbinas em operação	Mês	Curva % Capex	Receita	Ebitda	Tranche financ.	Saldo inicial	Juros accrued	Amort	Juros pagos	Saldo final	Deprec.	IR	Aporte FCFE
-	1	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	2	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	3	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	4	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	5	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	6	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	7	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	8	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	9	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	10	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	11	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	12	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	13	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	14	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	15	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	16	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	17	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	18	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	19	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	20	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	21	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	22	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	23	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	24	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	25	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	26	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	27	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	28	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	29	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	30	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	31	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	32	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	33	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	34	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	35	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	36	1,39%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-416,04
-	37	1,39%	-	-	416	416	-	-	-	416	-	-	0,00
-	38	1,39%	-	-	416	832	2,29	-	-	834	-	-	0,00
-	39	1,39%	-	-	416	1250	4,59	-	-	1255	-	-	0,00
-	40	1,39%	-	-	416	1671	6,91	-	-	1678	-	-	0,00
-	41	1,39%	-	-	416	2094	9,24	-	-	2103	-	-	0,00
-	42	1,39%	-	-	416	2519	11,58	-	-	2531	-	-	0,00
-	43	1,39%	-	-	416	2947	13,93	-	-	2961	-	-	0,00
-	44	1,39%	-	-	416	3377	16,30	-	-	3393	-	-	0,00
-	45	1,39%	-	-	416	3809	18,68	-	-	3828	-	-	0,00
-	46	1,39%	-	-	416	4244	21,07	-	-	4265	-	-	0,00
-	47	1,39%	-	-	416	4681	23,48	-	-	4705	-	-	0,00
-	48	1,39%	-	-	416	5121	25,90	-	-	5146	-	-	0,00

Turbinas em operação	Mês	Curva % Capex	Receita	Ebitda	Tranche financ.	Saldo inicial	Juros accrued	Amort	Juros pagos	Saldo final	Deprec.	IR	Aporte FCFE
-	49	1,39%	-	-	416	5563	28,33	-	-	5591	-	-	0,00
-	50	1,39%	-	-	416	6007	30,78	-	-	6038	-	-	0,00
-	51	1,39%	-	-	416	6454	33,24	-	-	6487	-	-	0,00
-	52	1,39%	-	-	416	6903	35,71	-	-	6939	-	-	0,00
-	53	1,39%	-	-	416	7355	38,20	-	-	7393	-	-	0,00
-	54	1,39%	-	-	416	7809	40,70	-	-	7850	-	-	0,00
-	55	1,39%	-	-	416	8266	43,21	-	-	8309	-	-	0,00
-	56	1,39%	-	-	416	8725	45,74	-	-	8771	-	-	0,00
-	57	1,39%	-	-	416	9187	48,28	-	-	9235	-	-	0,00
-	58	1,39%	-	-	416	9651	50,84	-	-	9702	-	-	0,00
-	59	1,39%	-	-	416	10118	53,41	-	-	10171	-	-	0,00
-	60	1,39%	-	-	416	10587	56,00	-	-	10643	-	-	0,00
-	61	1,39%	-	-	416	11059	58,59	-	-	11118	-	-	0,00
-	62	1,39%	-	-	416	11534	61,21	-	-	11595	-	-	0,00
-	63	1,39%	-	-	416	12011	63,83	-	-	12075	-	-	0,00
-	64	1,39%	-	-	416	12491	66,48	-	-	12558	-	-	0,00
-	65	1,39%	-	-	416	12974	69,13	-	-	13043	-	-	0,00
-	66	1,39%	-	-	416	13459	71,80	-	-	13531	-	-	0,00
-	67	1,39%	-	-	416	13947	74,49	-	-	14021	-	-	0,00
-	68	1,39%	-	-	416	14437	77,19	-	-	14515	-	-	0,00
-	69	1,39%	-	-	416	14931	79,91	-	-	15010	-	-	0,00
-	70	1,39%	-	-	416	15426	82,64	-	-	15509	-	-	0,00
-	71	1,39%	-	-	416	15925	85,38	-	-	16011	-	-	0,00
-	72	1,39%	-	-	416	16427	88,14	-	-	16515	-	-	0,00
2	73	0,00%	28	16	-	16515	90,92	-	-	16606	-5,37	-0,29	15,30
4	74	0,00%	56	31	-	16606	91,42	-	-	16697	-10,74	-0,58	30,60
6	75	0,00%	83	47	-	16697	91,92	-	-	16789	-16,10	-0,87	45,91
8	76	0,00%	111	62	-	16789	92,43	-	-	16881	-21,47	-1,16	61,21
10	77	0,00%	139	78	-	16881	92,94	-	-	16974	-26,84	-1,45	76,51
12	78	0,00%	167	94	-	16974	93,45	-	-	17068	-32,21	-1,74	91,81
14	79	0,00%	195	109	-	17068	93,96	-	-	17162	-37,58	-2,03	107,11
16	80	0,00%	223	125	-	17162	94,48	-	-	17256	-42,95	-2,32	122,41
18	81	0,00%	250	140	-	17256	95,00	-	-	17351	-48,31	-2,61	137,72
20	82	0,00%	278	156	-	17351	95,52	-	-	17447	-53,68	-2,90	153,02
22	83	0,00%	306	172	-	17447	96,05	-	-	17543	-59,05	-3,19	168,32
24	84	0,00%	334	187	-	17543	96,58	-	-	17639	-64,42	-3,48	183,62
26	85	0,00%	362	203	-	17639	97,11	-91,87	-97,11	17548	-69,79	-	13,71
28	86	0,00%	390	218	-	17548	96,60	-91,87	-96,60	17456	-75,16	-	29,81
30	87	0,00%	417	234	-	17456	96,10	-91,87	-96,10	17364	-80,52	-	45,90
31	88	0,00%	431	242	-	17364	95,59	-91,87	-95,59	17272	-83,21	-	54,20
31	89	0,00%	431	242	-	17272	95,09	-91,87	-95,09	17180	-83,21	-	54,71
31	90	0,00%	431	242	-	17180	94,58	-91,87	-94,58	17088	-83,21	-	55,22
31	91	0,00%	431	242	-	17088	94,07	-91,87	-94,07	16996	-83,21	-	55,72
31	92	0,00%	431	242	-	16996	93,57	-91,87	-93,57	16904	-83,21	-	56,23
31	93	0,00%	431	242	-	16904	93,06	-91,87	-93,06	16813	-83,21	-	56,73
31	94	0,00%	431	242	-	16813	92,56	-91,87	-92,56	16721	-83,21	-	57,24
31	95	0,00%	431	242	-	16721	92,05	-91,87	-92,05	16629	-83,21	-	57,75
31	96	0,00%	431	242	-	16629	91,55	-91,87	-91,55	16537	-83,21	-	58,25
31	97	0,00%	431	242	-	16537	91,04	-91,87	-91,04	16445	-83,21	-	58,76
31	98	0,00%	431	242	-	16445	90,53	-91,87	-90,53	16353	-83,21	-	59,26
31	99	0,00%	431	242	-	16353	90,03	-91,87	-90,03	16261	-83,21	-	59,77
31	100	0,00%	431	242	-	16261	89,52	-91,87	-89,52	16169	-83,21	-	60,27
31	101	0,00%	431	242	-	16169	89,02	-91,87	-89,02	16078	-83,21	-	60,78
31	102	0,00%	431	242	-	16078	88,51	-91,87	-88,51	15986	-83,21	-	61,29
31	103	0,00%	431	242	-	15986	88,00	-91,87	-88,00	15894	-83,21	-	61,79

Turbinas em operação	Mês	Curva % Capex	Receita	Ebitda	Tranche financ.	Saldo inicial	Juros accrued	Amort	Juros pagos	Saldo final	Deprec.	IR	Aporte FCFE
31	104	0,00%	431	242	-	15894	87,50	-91,87	-87,50	15802	-83,21	-	62,30
31	105	0,00%	431	242	-	15802	86,99	-91,87	-86,99	15710	-83,21	-	62,80
31	106	0,00%	431	242	-	15710	86,49	-91,87	-86,49	15618	-83,21	-	63,31
31	107	0,00%	431	242	-	15618	85,98	-91,87	-85,98	15526	-83,21	-	63,81
31	108	0,00%	431	242	-	15526	85,48	-91,87	-85,48	15434	-83,21	-	64,32
31	109	0,00%	431	242	-	15434	84,97	-91,87	-84,97	15343	-83,21	-	64,83
31	110	0,00%	431	242	-	15343	84,46	-91,87	-84,46	15251	-83,21	-	65,33
31	111	0,00%	431	242	-	15251	83,96	-91,87	-83,96	15159	-83,21	-	65,84
31	112	0,00%	431	242	-	15159	83,45	-91,87	-83,45	15067	-83,21	-	66,34
31	113	0,00%	431	242	-	15067	82,95	-91,87	-82,95	14975	-83,21	-	66,85
31	114	0,00%	431	242	-	14975	82,44	-91,87	-82,44	14883	-83,21	-	67,35
31	115	0,00%	431	242	-	14883	81,94	-91,87	-81,94	14791	-83,21	-	67,86
31	116	0,00%	431	242	-	14791	81,43	-91,87	-81,43	14699	-83,21	-	68,37
31	117	0,00%	431	242	-	14699	80,92	-91,87	-80,92	14608	-83,21	-	68,87
31	118	0,00%	431	242	-	14608	80,42	-91,87	-80,42	14516	-83,21	-	69,38
31	119	0,00%	431	242	-	14516	79,91	-91,87	-79,91	14424	-83,21	-	69,88
31	120	0,00%	431	242	-	14424	79,41	-91,87	-79,41	14332	-83,21	-	70,39
31	121	0,00%	431	242	-	14332	78,90	-91,87	-78,90	14240	-83,21	-	70,90
31	122	0,00%	431	242	-	14240	78,39	-91,87	-78,39	14148	-83,21	-	71,40
31	123	0,00%	431	242	-	14148	77,89	-91,87	-77,89	14056	-83,21	-	71,91
31	124	0,00%	431	242	-	14056	77,38	-91,87	-77,38	13965	-83,21	-	72,41
31	125	0,00%	431	242	-	13965	76,88	-91,87	-76,88	13873	-83,21	-	72,92
31	126	0,00%	431	242	-	13873	76,37	-91,87	-76,37	13781	-83,21	-	73,42
31	127	0,00%	431	242	-	13781	75,87	-91,87	-75,87	13689	-83,21	-	73,93
31	128	0,00%	431	242	-	13689	75,36	-91,87	-75,36	13597	-83,21	-	74,44
31	129	0,00%	431	242	-	13597	74,85	-91,87	-74,85	13505	-83,21	-	74,94
31	130	0,00%	431	242	-	13505	74,35	-91,87	-74,35	13413	-83,21	-	75,45
31	131	0,00%	431	242	-	13413	73,84	-91,87	-73,84	13321	-83,21	-	75,95
31	132	0,00%	431	242	-	13321	73,34	-91,87	-73,34	13230	-83,21	-	76,46
31	133	0,00%	431	242	-	13230	72,83	-91,87	-72,83	13138	-83,21	-	76,96
31	134	0,00%	431	242	-	13138	72,33	-91,87	-72,33	13046	-83,21	-	77,47
31	135	0,00%	431	242	-	13046	71,82	-91,87	-71,82	12954	-83,21	-	77,98
31	136	0,00%	431	242	-	12954	71,31	-91,87	-71,31	12862	-83,21	-	78,48
31	137	0,00%	431	242	-	12862	70,81	-91,87	-70,81	12770	-83,21	-	78,99
31	138	0,00%	431	242	-	12770	70,30	-91,87	-70,30	12678	-83,21	-	79,49
31	139	0,00%	431	242	-	12678	69,80	-91,87	-69,80	12586	-83,21	-	80,00
31	140	0,00%	431	242	-	12586	69,29	-91,87	-69,29	12495	-83,21	-	80,50
31	141	0,00%	431	242	-	12495	68,79	-91,87	-68,79	12403	-83,21	-	81,01
31	142	0,00%	431	242	-	12403	68,28	-91,87	-68,28	12311	-83,21	-	81,52
31	143	0,00%	431	242	-	12311	67,77	-91,87	-67,77	12219	-83,21	-	82,02
31	144	0,00%	431	242	-	12219	67,27	-91,87	-67,27	12127	-83,21	-	82,53
31	145	0,00%	431	242	-	12127	66,76	-91,87	-66,76	12035	-83,21	-	83,03
31	146	0,00%	431	242	-	12035	66,26	-91,87	-66,26	11943	-83,21	-0,01	83,53
31	147	0,00%	431	242	-	11943	65,75	-91,87	-65,75	11851	-83,21	-0,02	84,02
31	148	0,00%	431	242	-	11851	65,24	-91,87	-65,24	11760	-83,21	-0,04	84,51
31	149	0,00%	431	242	-	11760	64,74	-91,87	-64,74	11668	-83,21	-0,05	85,00
31	150	0,00%	431	242	-	11668	64,23	-91,87	-64,23	11576	-83,21	-0,07	85,50
31	151	0,00%	431	242	-	11576	63,73	-91,87	-63,73	11484	-83,21	-0,08	85,99
31	152	0,00%	431	242	-	11484	63,22	-91,87	-63,22	11392	-83,21	-0,10	86,48
31	153	0,00%	431	242	-	11392	62,72	-91,87	-62,72	11300	-83,21	-0,11	86,97
31	154	0,00%	431	242	-	11300	62,21	-91,87	-62,21	11208	-83,21	-0,12	87,46
31	155	0,00%	431	242	-	11208	61,70	-91,87	-61,70	11116	-83,21	-0,14	87,95
31	156	0,00%	431	242	-	11116	61,20	-91,87	-61,20	11025	-83,21	-0,15	88,44
31	157	0,00%	431	242	-	11025	60,69	-91,87	-60,69	10933	-83,21	-0,17	88,94
31	158	0,00%	431	242	-	10933	60,19	-91,87	-60,19	10841	-83,21	-0,18	89,43

Turbinas em operação	Mês	Curva % Capex	Receita	Ebitda	Tranche financ.	Saldo inicial	Juros accrued	Amort	Juros pagos	Saldo final	Deprec.	IR	Aporte FCFE
31	159	0,00%	431	242	-	10841	59,68	-91,87	-59,68	10749	-83,21	-0,20	89,92
31	160	0,00%	431	242	-	10749	59,18	-91,87	-59,18	10657	-83,21	-0,21	90,41
31	161	0,00%	431	242	-	10657	58,67	-91,87	-58,67	10565	-83,21	-0,22	90,90
31	162	0,00%	431	242	-	10565	58,16	-91,87	-58,16	10473	-83,21	-0,24	91,39
31	163	0,00%	431	242	-	10473	57,66	-91,87	-57,66	10382	-83,21	-0,25	91,88
31	164	0,00%	431	242	-	10382	57,15	-91,87	-57,15	10290	-83,21	-0,27	92,38
31	165	0,00%	431	242	-	10290	56,65	-91,87	-56,65	10198	-83,21	-0,28	92,87
31	166	0,00%	431	242	-	10198	56,14	-91,87	-56,14	10106	-83,21	-0,30	93,36
31	167	0,00%	431	242	-	10106	55,64	-91,87	-55,64	10014	-83,21	-0,31	93,85
31	168	0,00%	431	242	-	10014	55,13	-91,87	-55,13	9922	-83,21	-0,32	94,34
31	169	0,00%	431	242	-	9922	54,62	-91,87	-54,62	9830	-83,21	-0,34	94,83
31	170	0,00%	431	242	-	9830	54,12	-91,87	-54,12	9738	-83,21	-0,35	95,32
31	171	0,00%	431	242	-	9738	53,61	-91,87	-53,61	9647	-83,21	-0,37	95,82
31	172	0,00%	431	242	-	9647	53,11	-91,87	-53,11	9555	-83,21	-0,38	96,31
31	173	0,00%	431	242	-	9555	52,60	-91,87	-52,60	9463	-83,21	-0,40	96,80
31	174	0,00%	431	242	-	9463	52,09	-91,87	-52,09	9371	-83,21	-0,41	97,29
31	175	0,00%	431	242	-	9371	51,59	-91,87	-51,59	9279	-83,21	-0,42	97,78
31	176	0,00%	431	242	-	9279	51,08	-91,87	-51,08	9187	-83,21	-0,44	98,27
31	177	0,00%	431	242	-	9187	50,58	-91,87	-50,58	9095	-83,21	-0,45	98,76
31	178	0,00%	431	242	-	9095	50,07	-91,87	-50,07	9003	-83,21	-0,47	99,26
31	179	0,00%	431	242	-	9003	49,57	-91,87	-49,57	8912	-83,21	-0,48	99,75
31	180	0,00%	431	242	-	8912	49,06	-91,87	-49,06	8820	-83,21	-0,50	100,24
31	181	0,00%	431	242	-	8820	48,55	-91,87	-48,55	8728	-83,21	-0,51	100,73
31	182	0,00%	431	242	-	8728	48,05	-91,87	-48,05	8636	-83,21	-0,53	101,22
31	183	0,00%	431	242	-	8636	47,54	-91,87	-47,54	8544	-83,21	-0,54	101,71
31	184	0,00%	431	242	-	8544	47,04	-91,87	-47,04	8452	-83,21	-0,55	102,21
31	185	0,00%	431	242	-	8452	46,53	-91,87	-46,53	8360	-83,21	-0,57	102,70
31	186	0,00%	431	242	-	8360	46,03	-91,87	-46,03	8268	-83,21	-0,58	103,19
31	187	0,00%	431	242	-	8268	45,52	-91,87	-45,52	8177	-83,21	-0,60	103,68
31	188	0,00%	431	242	-	8177	45,01	-91,87	-45,01	8085	-83,21	-0,61	104,17
31	189	0,00%	431	242	-	8085	44,51	-91,87	-44,51	7993	-83,21	-0,63	104,66
31	190	0,00%	431	242	-	7993	44,00	-91,87	-44,00	7901	-83,21	-0,64	105,15
31	191	0,00%	431	242	-	7901	43,50	-91,87	-43,50	7809	-83,21	-0,65	105,65
31	192	0,00%	431	242	-	7809	42,99	-91,87	-42,99	7717	-83,21	-0,67	106,14
31	193	0,00%	431	242	-	7717	42,48	-91,87	-42,48	7625	-83,21	-0,68	106,63
31	194	0,00%	431	242	-	7625	41,98	-91,87	-41,98	7533	-83,21	-0,70	107,12
31	195	0,00%	431	242	-	7533	41,47	-91,87	-41,47	7442	-83,21	-0,71	107,61
31	196	0,00%	431	242	-	7442	40,97	-91,87	-40,97	7350	-83,21	-0,73	108,10
31	197	0,00%	431	242	-	7350	40,46	-91,87	-40,46	7258	-83,21	-0,74	108,59
31	198	0,00%	431	242	-	7258	39,96	-91,87	-39,96	7166	-83,21	-0,75	109,09
31	199	0,00%	431	242	-	7166	39,45	-91,87	-39,45	7074	-83,21	-0,77	109,58
31	200	0,00%	431	242	-	7074	38,94	-91,87	-38,94	6982	-83,21	-0,78	110,07
31	201	0,00%	431	242	-	6982	38,44	-91,87	-38,44	6890	-83,21	-0,80	110,56
31	202	0,00%	431	242	-	6890	37,93	-91,87	-37,93	6799	-83,21	-0,81	111,05
31	203	0,00%	431	242	-	6799	37,43	-91,87	-37,43	6707	-83,21	-0,83	111,54
31	204	0,00%	431	242	-	6707	36,92	-91,87	-36,92	6615	-83,21	-0,84	112,03
31	205	0,00%	431	242	-	6615	36,42	-91,87	-36,42	6523	-83,21	-0,85	112,53
31	206	0,00%	431	242	-	6523	35,91	-91,87	-35,91	6431	-83,21	-0,87	113,02
31	207	0,00%	431	242	-	6431	35,40	-91,87	-35,40	6339	-83,21	-0,88	113,51
31	208	0,00%	431	242	-	6339	34,90	-91,87	-34,90	6247	-83,21	-0,90	114,00
31	209	0,00%	431	242	-	6247	34,39	-91,87	-34,39	6155	-83,21	-0,91	114,49
31	210	0,00%	431	242	-	6155	33,89	-91,87	-33,89	6064	-83,21	-0,93	114,98
31	211	0,00%	431	242	-	6064	33,38	-91,87	-33,38	5972	-83,21	-0,94	115,47
31	212	0,00%	431	242	-	5972	32,88	-91,87	-32,88	5880	-83,21	-0,96	115,97
31	213	0,00%	431	242	-	5880	32,37	-91,87	-32,37	5788	-83,21	-0,97	116,46

Turbinas em operação	Mês	Curva % Capex	Receita	Ebitda	Tranche financ.	Saldo inicial	Juros accrued	Amort	Juros pagos	Saldo final	Deprec.	IR	Aporte FCFE
31	214	0,00%	431	242	-	5788	31,86	-91,87	-31,86	5696	-83,21	-0,98	116,95
31	215	0,00%	431	242	-	5696	31,36	-91,87	-31,36	5604	-83,21	-1,00	117,44
31	216	0,00%	431	242	-	5604	30,85	-91,87	-30,85	5512	-83,21	-1,01	117,93
31	217	0,00%	431	242	-	5512	30,35	-91,87	-30,35	5420	-83,21	-1,03	118,42
31	218	0,00%	431	242	-	5420	29,84	-91,87	-29,84	5329	-83,21	-1,04	118,91
31	219	0,00%	431	242	-	5329	29,33	-91,87	-29,33	5237	-83,21	-1,06	119,41
31	220	0,00%	431	242	-	5237	28,83	-91,87	-28,83	5145	-83,21	-1,07	119,90
31	221	0,00%	431	242	-	5145	28,32	-91,87	-28,32	5053	-83,21	-1,08	120,39
31	222	0,00%	431	242	-	5053	27,82	-91,87	-27,82	4961	-83,21	-1,10	120,88
31	223	0,00%	431	242	-	4961	27,31	-91,87	-27,31	4869	-83,21	-1,11	121,37
31	224	0,00%	431	242	-	4869	26,81	-91,87	-26,81	4777	-83,21	-1,13	121,86
31	225	0,00%	431	242	-	4777	26,30	-91,87	-26,30	4685	-83,21	-1,14	122,35
31	226	0,00%	431	242	-	4685	25,79	-91,87	-25,79	4594	-83,21	-1,16	122,85
31	227	0,00%	431	242	-	4594	25,29	-91,87	-25,29	4502	-83,21	-1,17	123,34
31	228	0,00%	431	242	-	4502	24,78	-91,87	-24,78	4410	-83,21	-1,18	123,83
31	229	0,00%	431	242	-	4410	24,28	-91,87	-24,28	4318	-83,21	-1,20	124,32
31	230	0,00%	431	242	-	4318	23,77	-91,87	-23,77	4226	-83,21	-1,21	124,81
31	231	0,00%	431	242	-	4226	23,27	-91,87	-23,27	4134	-83,21	-1,23	125,30
31	232	0,00%	431	242	-	4134	22,76	-91,87	-22,76	4042	-83,21	-1,24	125,79
31	233	0,00%	431	242	-	4042	22,25	-91,87	-22,25	3950	-83,21	-1,26	126,29
31	234	0,00%	431	242	-	3950	21,75	-91,87	-21,75	3859	-83,21	-1,27	126,78
31	235	0,00%	431	242	-	3859	21,24	-91,87	-21,24	3767	-83,21	-1,28	127,27
31	236	0,00%	431	242	-	3767	20,74	-91,87	-20,74	3675	-83,21	-1,30	127,76
31	237	0,00%	431	242	-	3675	20,23	-91,87	-20,23	3583	-83,21	-1,31	128,25
31	238	0,00%	431	242	-	3583	19,73	-91,87	-19,73	3491	-83,21	-1,33	128,74
31	239	0,00%	431	242	-	3491	19,22	-91,87	-19,22	3399	-83,21	-1,34	129,23
31	240	0,00%	431	242	-	3399	18,71	-91,87	-18,71	3307	-83,21	-1,36	129,73
31	241	0,00%	431	242	-	3307	18,21	-91,87	-18,21	3216	-83,21	-1,37	130,22
31	242	0,00%	431	242	-	3216	17,70	-91,87	-17,70	3124	-83,21	-1,39	130,71
31	243	0,00%	431	242	-	3124	17,20	-91,87	-17,20	3032	-83,21	-1,40	131,20
31	244	0,00%	431	242	-	3032	16,69	-91,87	-16,69	2940	-83,21	-1,41	131,69
31	245	0,00%	431	242	-	2940	16,18	-91,87	-16,18	2848	-83,21	-1,43	132,18
31	246	0,00%	431	242	-	2848	15,68	-91,87	-15,68	2756	-83,21	-1,44	132,67
31	247	0,00%	431	242	-	2756	15,17	-91,87	-15,17	2664	-83,21	-1,46	133,17
31	248	0,00%	431	242	-	2664	14,67	-91,87	-14,67	2572	-83,21	-1,47	133,66
31	249	0,00%	431	242	-	2572	14,16	-91,87	-14,16	2481	-83,21	-1,49	134,15
31	250	0,00%	431	242	-	2481	13,66	-91,87	-13,66	2389	-83,21	-1,50	134,64
31	251	0,00%	431	242	-	2389	13,15	-91,87	-13,15	2297	-83,21	-1,51	135,13
31	252	0,00%	431	242	-	2297	12,64	-91,87	-12,64	2205	-83,21	-1,53	135,62
31	253	0,00%	431	242	-	2205	12,14	-91,87	-12,14	2113	-83,21	-1,54	136,11
31	254	0,00%	431	242	-	2113	11,63	-91,87	-11,63	2021	-83,21	-1,56	136,61
31	255	0,00%	431	242	-	2021	11,13	-91,87	-11,13	1929	-83,21	-1,57	137,10
31	256	0,00%	431	242	-	1929	10,62	-91,87	-10,62	1837	-83,21	-1,59	137,59
31	257	0,00%	431	242	-	1837	10,12	-91,87	-10,12	1746	-83,21	-1,60	138,08
31	258	0,00%	431	242	-	1746	9,61	-91,87	-9,61	1654	-83,21	-1,61	138,57
31	259	0,00%	431	242	-	1654	9,10	-91,87	-9,10	1562	-83,21	-1,63	139,06
31	260	0,00%	431	242	-	1562	8,60	-91,87	-8,60	1470	-83,21	-1,64	139,55
31	261	0,00%	431	242	-	1470	8,09	-91,87	-8,09	1378	-83,21	-1,66	140,05
31	262	0,00%	431	242	-	1378	7,59	-91,87	-7,59	1286	-83,21	-1,67	140,54
31	263	0,00%	431	242	-	1286	7,08	-91,87	-7,08	1194	-83,21	-1,69	141,03
31	264	0,00%	431	242	-	1194	6,58	-91,87	-6,58	1102	-83,21	-1,70	141,52
31	265	0,00%	431	242	-	1102	6,07	-91,87	-6,07	1011	-83,21	-1,71	142,01
31	266	0,00%	431	242	-	1011	5,56	-91,87	-5,56	919	-83,21	-1,73	142,50
31	267	0,00%	431	242	-	919	5,06	-91,87	-5,06	827	-83,21	-1,74	142,99
31	268	0,00%	431	242	-	827	4,55	-91,87	-4,55	735	-83,21	-1,76	143,49

Turbinas em operação	Mês	Curva % Capex	Receita	Ebitda	Tranche financ.	Saldo inicial	Juros accrued	Amort	Juros pagos	Saldo final	Deprec.	IR	Aporte FCFE
31	269	0,00%	431	242	-	735	4,05	-91,87	-4,05	643	-83,21	-1,77	143,98
31	270	0,00%	431	242	-	643	3,54	-91,87	-3,54	551	-83,21	-1,79	144,47
31	271	0,00%	431	242	-	551	3,03	-91,87	-3,03	459	-83,21	-1,80	144,96
31	272	0,00%	431	242	-	459	2,53	-91,87	-2,53	367	-83,21	-1,81	145,45
31	273	0,00%	431	242	-	367	2,02	-91,87	-2,02	276	-83,21	-1,83	145,94
31	274	0,00%	431	242	-	276	1,52	-91,87	-1,52	184	-83,21	-1,84	146,43
31	275	0,00%	431	242	-	184	1,01	-91,87	-1,01	92	-83,21	-1,86	146,93
31	276	0,00%	431	242	-	92	0,51	-91,87	-0,51	-	-83,21	-1,87	147,42
31	277	0,00%	431	242	-	-	-	-	-	-	-83,21	-4,49	237,18

A partir do mês 277º até 432º, último mês do 30º ano da concessão, os fluxos de caixa se mantêm constantes devido ao término do serviço da dívida.

## 2. Séries históricas do PLD, GSF e Índice do Setor Elétrico – IEE da B3:

### 2.1 PLD:

Data Início	Data Fim	Pesado SE	Médio SE	Leve SE	Pesado S	Médio S	Leve S	Pesado NE	Médio NE	Leve NE	Pesado N	Médio N	Leve N
30/11/2013	06/12/2013	313,81	313,81	302,3	313,81	313,81	302,3	313,81	313,81	302,28	313,81	313,81	302,3
07/12/2013	13/12/2013	280,78	280,78	270,3	280,78	280,78	270,3	280,78	280,78	280,78	280,78	280,78	270,3
14/12/2013	20/12/2013	310,55	310,55	303,8	310,55	310,55	303,8	310,55	310,55	307,2	310,55	310,55	303,8
21/12/2013	27/12/2013	294,91	294,54	293,9	294,91	294,54	293,9	294,91	294,54	293,94	294,91	294,54	293,9
28/12/2013	03/01/2014	249,92	249,92	249,9	249,92	249,92	249,9	249,92	249,92	249,92	249,92	249,92	249,9
04/01/2014	10/01/2014	286,58	286,58	280,2	286,58	286,58	280,2	286,58	286,58	280,22	286,58	286,58	116,5
11/01/2014	17/01/2014	391,8	391,8	384	391,8	391,8	384	391,8	391,8	391,8	391,8	391,8	384
18/01/2014	24/01/2014	410,67	410,67	409,4	410,67	410,67	409,4	410,67	410,67	409,38	410,67	410,67	409,4
25/01/2014	31/01/2014	486,59	486,59	480,6	486,59	486,59	480,6	486,59	486,59	486,59	486,59	486,59	480,6
01/02/2014	07/02/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,8
08/02/2014	14/02/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	744,88	744,88	732,99	612,71	160,61	152,1
15/02/2014	21/02/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	732,99	732,99	725,22	612,71	612,71	506,3
22/02/2014	28/02/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	732,99	732,99	725,22	612,71	160,61	152,1
01/03/2014	07/03/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	634,86	625,25	625,25	634,86	612,71	119,8
08/03/2014	14/03/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	725,25	725,25	725,25	725,25	725,25	612,7
15/03/2014	21/03/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,8
22/03/2014	28/03/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,8
29/03/2014	04/04/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,8
05/04/2014	11/04/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	821,65	822,83	822,83	637
12/04/2014	18/04/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	771,31	750,1	750,1	771,31	750,1	619,6
19/04/2014	25/04/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	714,81	697,82	689,95	714,81	697,82	619,6
26/04/2014	02/05/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	646,14	632,61	619,91	619,64	194,35	160,6
03/05/2014	09/05/2014	810,89	800,1	777,2	810,89	800,1	777,2	697,82	697,82	697,82	619,64	192,55	160,6
10/05/2014	16/05/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	815,52	160,61	160,61	130,1
17/05/2014	23/05/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,83	160,61	160,61	124,9
24/05/2014	30/05/2014	822,83	822,83	806,9	822,83	822,83	806,9	822,83	822,83	806,9	822,83	822,83	806,9
31/05/2014	06/06/2014	597,66	591,81	551,1	597,66	591,81	551,1	595,23	591,81	551,09	595,23	591,81	551,1
07/06/2014	13/06/2014	336,95	333,8	237,8	272,25	252,99	154,6	336,95	333,8	237,76	336,95	333,8	237,8
14/06/2014	20/06/2014	427,41	420,29	335,6	15,62	15,62	15,62	427,41	420,29	335,59	427,41	420,29	335,6
21/06/2014	27/06/2014	511,89	503,7	314,6	176,67	176,67	105,3	511,89	503,7	314,63	511,89	503,7	314,6
28/06/2014	04/07/2014	400,74	398,95	314,6	15,62	15,62	15,62	400,74	398,95	314,63	400,74	398,95	314,6
05/07/2014	11/07/2014	560,82	548,68	535,3	548,68	548,68	15,62	560,82	548,68	535,31	560,82	548,68	535,3
12/07/2014	18/07/2014	680,06	670,92	613,6	670,92	670,92	613,6	680,06	670,92	613,57	680,06	670,92	613,6
19/07/2014	25/07/2014	734,87	731,08	686,2	734,87	731,08	686,2	734,87	731,08	686,2	734,87	731,08	686,2
26/07/2014	01/08/2014	593,73	583,01	576,8	593,73	583,01	576,8	593,73	583,01	576,78	593,73	583,01	576,8
02/08/2014	08/08/2014	817,53	815,92	797,6	817,53	815,92	797,6	817,53	815,92	797,56	817,53	815,92	797,6

Data Início	Data Fim	Pesado SE	Médio SE	Leve SE	Pesado S	Médio S	Leve S	Pesado NE	Médio NE	Leve NE	Pesado N	Médio N	Leve N
09/08/2014	15/08/2014	658,5	652,35	644	658,5	652,35	644	658,5	652,35	643,96	658,5	652,35	644
16/08/2014	22/08/2014	702,27	702,27	688,4	702,27	702,27	688,4	702,27	702,27	688,35	702,27	702,27	688,4
23/08/2014	29/08/2014	700,76	700,76	685	700,76	700,76	685	700,76	700,76	684,99	700,76	700,76	685
30/08/2014	05/09/2014	735,03	735,03	717,9	735,03	735,03	717,9	735,03	735,03	717,91	735,03	735,03	717,9
06/09/2014	12/09/2014	711,89	711,89	688,3	711,89	711,89	688,3	711,89	711,89	688,25	711,89	711,89	688,3
13/09/2014	19/09/2014	778,34	778,34	757,1	778,34	778,34	757,1	778,34	778,34	757,1	778,34	778,34	757,1
20/09/2014	26/09/2014	752,54	751,91	735,2	752,54	751,91	735,2	752,54	751,91	735,21	752,54	751,91	735,2
27/09/2014	03/10/2014	690,65	682,21	650,7	690,65	682,21	650,7	690,65	682,21	650,71	690,65	682,21	650,7
04/10/2014	10/10/2014	714,65	705,71	680,5	680,48	680,48	175	714,65	705,71	680,48	714,65	705,71	680,5
11/10/2014	17/10/2014	822,83	818,36	790,4	822,83	818,36	790,4	822,83	818,36	790,39	822,83	818,36	790,4
18/10/2014	24/10/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,8
25/10/2014	31/10/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,8
01/11/2014	07/11/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,8
08/11/2014	14/11/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,8
15/11/2014	21/11/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,8
22/11/2014	28/11/2014	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,8	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,8
29/11/2014	05/12/2014	549,18	549,18	548	549,18	549,18	548	549,18	549,18	547,99	549,18	549,18	548
06/12/2014	12/12/2014	677,68	677,68	673,7	677,68	677,68	673,7	677,68	677,68	673,67	677,68	677,68	673,7
13/12/2014	19/12/2014	665,96	665,96	644,2	665,96	665,96	644,2	665,96	665,96	644,18	665,96	665,96	644,2
20/12/2014	26/12/2014	658,73	658,73	658,7	658,73	658,73	658,7	658,73	658,73	658,73	658,73	658,73	658,7
27/12/2014	02/01/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	388,48	388,48	388,5
03/01/2015	09/01/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	388,48	388,48	388,5
10/01/2015	16/01/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	388,48	388,48	388,5
17/01/2015	23/01/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	388,48	388,48	388,5
24/01/2015	30/01/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	388,48	388,48	388,5
31/01/2015	06/02/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	388,48	388,48	388,5
07/02/2015	13/02/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	388,48	388,48	388,5
14/02/2015	20/02/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	388,48	388,48	388,5
21/02/2015	27/02/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	388,48	388,48	388,5
28/02/2015	06/03/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	388,48	388,48	388,5
07/03/2015	13/03/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	366,24	366,24	336,5
14/03/2015	20/03/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	388,48	388,48	388,5
21/03/2015	27/03/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	388,48	388,48	388,5
28/03/2015	03/04/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	98,22	98,22	30,26
04/04/2015	10/04/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	98,22	98,22	81,17
11/04/2015	17/04/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	388,48	207,16	171,2
18/04/2015	24/04/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	118,6	117,13	98,01
25/04/2015	01/05/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	141,74	117,13	117,1
02/05/2015	08/05/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	117,13	98,01	98,01
09/05/2015	15/05/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	92,96	92,96	92,96
16/05/2015	22/05/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	170,37	140,79	112,1
23/05/2015	29/05/2015	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,5	388,48	388,48	388,48	171,19	171,19	136,3
30/05/2015	31/05/2015	379,7	374,07	364,5	379,7	374,07	364,5	379,7	374,07	364,49	379,7	374,07	364,5
01/06/2015	05/06/2015	384,74	379,04	369,3	384,74	379,04	369,3	384,74	379,04	369,33	384,74	379,04	369,3
06/06/2015	12/06/2015	388,48	388,48	375,7	388,48	388,48	375,7	388,48	388,48	375,73	388,48	388,48	375,7
13/06/2015	19/06/2015	367,58	364,85	352,2	367,58	364,85	352,2	367,58	364,85	352,18	367,58	364,85	352,2
20/06/2015	26/06/2015	380,09	374,62	357,6	380,09	374,62	357,6	380,09	374,62	357,6	380,09	374,62	357,6
27/06/2015	03/07/2015	383,25	383,25	368,8	383,25	383,25	368,8	383,25	383,25	368,82	383,25	383,25	368,8
04/07/2015	10/07/2015	324,22	322,17	309,5	324,22	322,17	309,5	324,22	322,17	309,5	324,22	322,17	309,5
11/07/2015	17/07/2015	239,06	236,51	222,4	239,06	236,51	222,4	248,07	248,07	222,38	239,06	236,51	222,4
18/07/2015	24/07/2015	216,19	214,86	98,33	186,33	140,2	30,26	216,19	214,86	117,95	216,19	214,86	112,5
25/07/2015	31/07/2015	217,19	216,15	112,5	195,49	119,12	30,26	217,19	216,15	117,95	217,19	216,15	112,5
01/08/2015	07/08/2015	121,29	120,67	115,4	121,29	120,67	115,4	121,29	120,67	115,36	121,29	120,67	115,4
08/08/2015	14/08/2015	131,03	130,9	127,1	131,03	130,9	127,1	131,03	130,9	127,05	131,03	130,9	127,1
15/08/2015	21/08/2015	139,09	139,09	133,2	139,09	139,09	133,2	139,09	139,09	133,16	139,09	139,09	133,2
22/08/2015	28/08/2015	142,07	142,07	136,1	142,07	142,07	136,1	142,07	142,07	136,11	142,07	142,07	136,1

Data Início	Data Fim	Pesado SE	Médio SE	Leve SE	Pesado S	Médio S	Leve S	Pesado NE	Médio NE	Leve NE	Pesado N	Médio N	Leve N
29/08/2015	04/09/2015	279,03	279,01	267,9	279,03	279,01	267,9	279,03	279,01	267,9	279,03	279,01	267,9
05/09/2015	11/09/2015	251,46	250,06	240,4	251,46	250,06	240,4	251,46	250,06	240,36	251,46	250,06	240,4
12/09/2015	18/09/2015	203,46	203,46	193,6	203,46	203,46	193,6	203,46	203,46	193,63	203,46	203,46	193,6
19/09/2015	25/09/2015	227,07	224,05	218,2	227,07	224,05	218,2	227,07	224,05	218,15	227,07	224,05	218,2
26/09/2015	02/10/2015	214,11	210,56	198,8	214,11	210,56	198,8	214,11	210,56	198,83	214,11	210,56	198,8
03/10/2015	09/10/2015	227,13	222,92	205,9	227,13	222,92	205,9	227,13	222,92	205,88	227,13	222,92	205,9
10/10/2015	16/10/2015	216,77	210,98	197,6	216,77	210,98	197,6	216,77	210,98	197,57	216,77	210,98	197,6
17/10/2015	23/10/2015	215,6	214,4	194,1	215,6	214,4	152,8	215,6	214,4	194,1	215,6	214,4	194,1
24/10/2015	30/10/2015	220,59	220,59	204,7	220,59	220,59	155,9	270,61	265,59	204,74	270,61	265,59	204,7
31/10/2015	06/11/2015	266,02	265,34	219,1	266,02	265,34	86,95	266,02	265,34	219,09	266,02	265,34	219,1
07/11/2015	13/11/2015	215,58	215,58	195,2	215,58	215,58	160,5	215,58	215,58	206,79	215,58	215,58	206,8
14/11/2015	20/11/2015	194,23	194,23	179,3	194,23	194,23	179,3	279,04	279,04	267,66	279,04	279,04	267,7
21/11/2015	27/11/2015	214,12	214,12	174,1	214,12	214,12	155,9	328	328	314,63	328	328	314,6
28/11/2015	04/12/2015	153,84	153,84	141,9	153,84	153,84	141,9	376,66	376,66	361,3	196,62	196,62	196,6
05/12/2015	11/12/2015	140,31	140,31	123,8	140,31	140,31	123,8	328	328	314,63	161,17	159,42	159,4
12/12/2015	18/12/2015	114,93	114,93	101,6	114,93	114,93	69,37	314,63	314,63	301,8	175,7	175,7	175,7
19/12/2015	25/12/2015	149,43	145,44	132,5	149,43	145,44	103	205,36	205,36	196,99	205,36	205,36	188,2
26/12/2015	01/01/2016	53,19	52,33	48,15	53,19	52,33	48,15	353,05	343,56	343,56	109,12	109,12	109,1
02/01/2016	08/01/2016	48,02	48,02	42,5	48,02	48,02	41,84	358,16	358,16	343,56	112,21	112,21	109,3
09/01/2016	15/01/2016	37,64	37,64	32,46	37,64	37,64	32,46	323,02	323,02	309,85	85,28	85,28	85,28
16/01/2016	22/01/2016	30,25	30,25	30,25	30,25	30,25	30,25	314,63	314,63	301,8	30,25	30,25	30,25
23/01/2016	29/01/2016	30,25	30,25	30,25	30,25	30,25	30,25	314,63	314,63	286,47	30,25	30,25	30,25
30/01/2016	05/02/2016	30,25	30,25	30,25	30,25	30,25	30,25	139,88	139,88	139,88	30,25	30,25	30,25
06/02/2016	12/02/2016	30,25	30,25	30,25	30,25	30,25	30,25	115,96	111,23	111,23	30,25	30,25	30,25
13/02/2016	19/02/2016	30,25	30,25	30,25	30,25	30,25	30,25	139,88	139,88	134,18	30,25	30,25	30,25
20/02/2016	26/02/2016	30,25	30,25	30,25	30,25	30,25	30,25	243,95	243,95	242,45	30,25	30,25	30,25
27/02/2016	04/03/2016	33,25	33,25	30,25	33,25	33,25	30,25	223,17	223,17	223,17	33,25	33,25	30,25
05/03/2016	11/03/2016	54,3	54,3	47,76	54,3	54,3	47,76	243,95	243,95	234	54,3	54,3	47,76
12/03/2016	18/03/2016	31,31	30,65	30,25	31,31	30,65	30,25	263,16	263,16	252,43	31,31	30,65	30,25
19/03/2016	25/03/2016	30,25	30,25	30,25	30,25	30,25	30,25	253,08	253,08	242,76	30,25	30,25	30,25
26/03/2016	01/04/2016	43,09	42,63	40,26	43,09	42,63	40,26	269,52	269,52	258,53	43,09	42,63	40,26
02/04/2016	08/04/2016	44,77	43,77	41,71	44,77	43,77	41,71	280,98	280,98	269,52	44,77	43,77	41,71
09/04/2016	15/04/2016	49,97	48,24	46,5	49,97	48,24	46,5	279,64	279,64	268,24	49,97	48,24	46,5
16/04/2016	22/04/2016	53,68	51,98	50,42	53,68	51,98	50,42	267,46	267,46	256,55	53,68	51,98	50,42
23/04/2016	29/04/2016	54,72	51,41	49,38	54,72	51,41	49,38	279,64	279,64	267,46	54,72	51,41	49,38
30/04/2016	06/05/2016	89,7	86,99	84,7	89,7	86,99	84,7	103,2	103,2	103,2	89,7	87,82	87,49
07/05/2016	13/05/2016	84,25	81,43	77,73	84,25	81,43	77,73	99,79	99,79	99,79	84,25	81,86	81,86
14/05/2016	20/05/2016	79,53	76,46	70,19	79,53	76,46	64,77	99,79	99,79	99,79	79,53	76,46	76,21
21/05/2016	27/05/2016	77,64	74,96	70,62	77,64	74,96	70,62	99,79	99,79	99,79	80,72	78,11	77,28
28/05/2016	03/06/2016	62,78	61,03	56,79	62,78	61,03	46,12	145,83	145,83	139,88	145,83	145,83	139,9
04/06/2016	10/06/2016	64,05	61,34	55,57	64,05	61,34	30,25	115,43	115,43	110,72	96,69	91,29	88,19
11/06/2016	17/06/2016	64,04	60,23	53,75	64,04	60,23	31,54	139,88	139,88	114,83	93,7	86,41	86,41
18/06/2016	24/06/2016	61,8	57,64	54,1	61,8	57,64	43,96	114,83	114,83	109,14	109,14	109,14	109,1
25/06/2016	01/07/2016	76,62	73,97	70,35	76,62	73,97	70,35	104,17	104,12	104,12	104,17	104,12	104,1
02/07/2016	08/07/2016	85,93	83,1	79,62	85,93	83,1	79,62	104,12	104,12	79,62	86,41	86,41	79,62
09/07/2016	15/07/2016	90,06	87,05	83,87	90,06	87,05	83,87	108,93	108,93	108,88	108,93	108,93	108,9
16/07/2016	22/07/2016	85,06	80,51	77,64	85,06	80,51	77,64	113,56	113,56	108,93	113,56	113,56	108,9
23/07/2016	29/07/2016	81,71	78,47	74,45	81,71	78,47	74,45	119,01	119,01	113,6	119,01	119,01	113,6
30/07/2016	05/08/2016	120,99	119,01	114,5	120,99	119,01	114,5	120,99	119,01	114,5	120,99	119,01	114,5
06/08/2016	12/08/2016	122,29	118,29	114,8	122,29	118,29	114,8	122,29	118,29	114,78	122,29	118,29	114,8
13/08/2016	19/08/2016	119,09	117,09	112,5	119,09	117,09	112,5	119,09	117,09	112,47	119,09	117,09	112,5
20/08/2016	26/08/2016	102,75	95,68	90,36	102,75	95,68	90,36	115,15	115,15	105,75	115,15	115,15	105,8
27/08/2016	31/08/2016	150,96	148,65	126,1	150,96	148,65	75,05	150,96	148,65	126,11	150,96	148,65	126,1
01/09/2016	02/09/2016	154,91	152,96	129,5	154,91	152,96	75,05	154,91	152,96	129,51	154,91	152,96	129,5
03/09/2016	09/09/2016	163,02	157,73	133,9	163,02	157,73	87,84	163,02	157,73	133,94	163,02	157,73	133,9
10/09/2016	16/09/2016	155,83	154,51	136,9	155,83	154,51	102,3	155,83	154,51	136,9	155,83	154,51	136,9



Data Início	Data Fim	Pesado SE	Médio SE	Leve SE	Pesado S	Médio S	Leve S	Pesado NE	Médio NE	Leve NE	Pesado N	Médio N	Leve N
17/09/2016	23/09/2016	150,47	148,62	139,5	150,47	148,62	139,5	150,47	148,62	139,47	150,47	148,62	139,5
24/09/2016	30/09/2016	161,22	158,49	148,7	161,22	158,49	148,7	161,22	158,49	148,67	161,22	158,49	148,7
01/10/2016	07/10/2016	217,84	216,18	207,7	217,84	216,18	207,7	217,84	216,18	207,74	217,84	216,18	207,7
08/10/2016	14/10/2016	217,27	217,27	210,5	217,27	217,27	210,5	217,27	217,27	210,48	217,27	217,27	210,5
15/10/2016	21/10/2016	195,75	195,75	189,2	195,75	195,75	189,2	195,75	195,75	189,23	195,75	195,75	189,2
22/10/2016	28/10/2016	168,7	168,7	160,7	168,7	168,7	160,7	168,7	168,7	160,74	168,7	168,7	160,7
29/10/2016	31/10/2016	235,97	235,97	229,2	235,97	235,97	229,2	235,97	235,97	229,16	235,97	235,97	229,2
01/11/2016	04/11/2016	181,53	181,32	174,7	181,53	181,32	174,7	181,53	181,32	174,71	181,53	181,32	174,7
05/11/2016	11/11/2016	186,33	186,33	180,5	186,33	186,33	180,5	186,33	186,33	180,54	186,33	186,33	180,5
12/11/2016	18/11/2016	171,59	171,59	167,7	171,59	171,59	167,7	171,59	171,59	167,7	171,59	171,59	167,7
19/11/2016	25/11/2016	155,42	155,42	150,1	155,42	155,42	150,1	155,42	155,42	150,08	155,42	155,42	150,1
26/11/2016	02/12/2016	144,07	144,07	140,7	144,07	144,07	140,7	144,07	144,07	140,71	144,07	144,07	140,7
03/12/2016	09/12/2016	102,9	102,9	100,4	102,9	102,9	100,4	102,9	102,9	100,4	102,9	102,9	100,4
10/12/2016	16/12/2016	122,58	122,58	119,8	122,58	122,58	119,8	122,58	122,58	119,78	122,58	122,58	119,8
17/12/2016	23/12/2016	143,87	143,87	141,3	143,87	143,87	141,3	143,87	143,87	141,27	143,87	143,87	141,3
24/12/2016	30/12/2016	113,95	113,95	113	113,95	113,95	113	113,95	113,95	113,03	113,95	113,95	113
31/12/2016	06/01/2017	141,92	141,92	139	141,92	141,92	139	141,92	141,92	138,99	141,92	141,92	139
07/01/2017	13/01/2017	102,74	102,74	98,62	102,74	102,74	98,62	138,55	138,55	98,62	102,74	102,74	98,62
14/01/2017	20/01/2017	129,52	129,52	126,7	129,52	129,52	126,7	139,88	139,88	126,7	129,52	129,52	126,7
21/01/2017	27/01/2017	131,27	131,27	127,5	131,27	131,27	127,5	139,88	139,88	137,29	131,27	131,27	127,5
28/01/2017	03/02/2017	101,31	101,31	99,46	101,31	101,31	99,46	171,33	171,33	171,33	101,31	101,31	99,46
04/02/2017	10/02/2017	112,71	112,71	110,5	112,71	112,71	110,5	171,33	171,33	171,33	112,71	112,71	110,5
11/02/2017	17/02/2017	122,27	122,27	118,7	122,27	122,27	118,7	159,77	159,77	159,77	122,27	122,27	118,7
18/02/2017	24/02/2017	133,87	133,87	129,7	133,87	133,87	129,7	159,77	159,77	129,74	33,68	33,68	33,68
25/02/2017	03/03/2017	186,18	185,54	183	186,18	185,54	183	186,18	185,54	183	33,68	33,68	33,68
04/03/2017	10/03/2017	186,8	186,8	182	186,8	186,8	182	186,8	186,8	182,02	33,68	33,68	33,68
11/03/2017	17/03/2017	241,4	241,4	233,6	241,4	241,4	233,6	246,26	246,26	233,55	33,68	33,68	33,68
18/03/2017	24/03/2017	221,31	221,31	215,2	221,31	221,31	215,2	426,89	426,89	315,55	33,68	33,68	33,68
25/03/2017	31/03/2017	238,83	238,83	230,1	238,83	238,83	230,1	426,89	426,89	257,39	33,68	33,68	33,68
01/04/2017	07/04/2017	431,99	431,99	415,8	431,99	431,99	415,8	431,99	431,99	426,89	33,68	33,68	33,68
08/04/2017	14/04/2017	362,02	362,02	349,7	362,02	362,02	349,7	362,02	362,02	349,73	33,68	33,68	33,68
15/04/2017	21/04/2017	355,78	355,78	344	355,78	355,78	344	355,78	355,78	344	33,68	33,68	33,68
22/04/2017	28/04/2017	333,45	333,45	326,7	333,45	333,45	326,7	333,45	333,45	326,72	33,68	33,68	33,68
29/04/2017	05/05/2017	457,01	457,01	437,6	457,01	457,01	437,6	457,01	457,01	437,61	33,68	33,68	33,68
06/05/2017	12/05/2017	474,08	474,08	445,5	474,08	474,08	445,5	474,08	474,08	445,46	33,68	33,68	33,68
13/05/2017	19/05/2017	488,22	488,22	458,7	488,22	488,22	458,7	488,22	488,22	458,7	145,62	145,62	145,6
20/05/2017	26/05/2017	486,24	486,24	463,6	486,24	486,24	463,6	486,24	486,24	463,56	484,28	482,87	463,6
27/05/2017	02/06/2017	169,34	166,86	33,68	169,34	166,86	33,68	169,34	166,86	139,88	169,34	166,86	33,68
03/06/2017	09/06/2017	144,47	142,26	33,68	144,47	142,26	33,68	144,47	142,26	101,23	144,47	142,26	33,68
10/06/2017	16/06/2017	141,74	139,88	33,68	141,74	139,88	33,68	141,74	139,88	101,23	141,74	139,88	33,68
17/06/2017	23/06/2017	173,65	172	83,87	173,65	172	83,87	173,65	172	83,87	173,65	172	83,87
24/06/2017	30/06/2017	201,07	201,07	89,66	201,07	201,07	89,66	201,07	201,07	139,88	201,07	201,07	139,9
01/07/2017	07/07/2017	234,51	234,33	231,5	234,51	234,33	231,5	234,51	234,33	231,5	234,51	234,33	231,5
08/07/2017	14/07/2017	255,56	255,55	249,8	255,56	255,55	249,8	255,56	255,55	249,75	255,56	255,55	249,8
15/07/2017	21/07/2017	269,96	269,96	261,8	269,96	269,96	261,8	269,96	269,96	261,75	269,96	269,96	261,8
22/07/2017	28/07/2017	272,74	272,74	264,5	272,74	272,74	264,5	272,74	272,74	264,53	272,74	272,74	264,5
29/07/2017	04/08/2017	519,16	519,16	506,8	519,16	519,16	506,8	519,16	519,16	506,77	519,16	519,16	506,8
05/08/2017	11/08/2017	533,82	533,82	533,8	533,82	533,82	533,8	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,8
12/08/2017	18/08/2017	529,35	529,35	508,6	529,35	529,35	508,6	529,35	529,35	508,64	529,35	529,35	508,6
19/08/2017	25/08/2017	512,35	512,35	493,8	512,35	512,35	493,8	512,35	512,35	493,79	512,35	512,35	493,8
26/08/2017	01/09/2017	452,85	452,85	442,4	452,85	452,85	442,4	452,85	452,85	442,35	452,85	452,85	442,4
02/09/2017	08/09/2017	499,38	499,38	488,1	499,38	499,38	488,1	499,38	499,38	488,05	499,38	499,38	488,1
09/09/2017	15/09/2017	533,82	533,82	533,8	533,82	533,82	533,8	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,8
16/09/2017	22/09/2017	533,82	533,82	533,8	533,82	533,82	533,8	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,8
23/09/2017	29/09/2017	533,82	533,82	533,8	533,82	533,82	533,8	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,8
30/09/2017	06/10/2017	533,82	533,82	533,8	533,82	533,82	533,8	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,8

Data Início	Data Fim	Pesado SE	Médio SE	Leve SE	Pesado S	Médio S	Leve S	Pesado NE	Médio NE	Leve NE	Pesado N	Médio N	Leve N
07/10/2017	13/10/2017	533,82	533,82	533,8	533,82	533,82	533,8	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,8
14/10/2017	20/10/2017	533,82	533,82	533,8	533,82	533,82	533,8	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,8
21/10/2017	27/10/2017	533,82	533,82	533,8	533,82	533,82	533,8	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,8
28/10/2017	03/11/2017	533,82	533,82	533,8	533,82	533,82	533,8	533,82	533,82	533,82	533,82	533,82	533,8
04/11/2017	10/11/2017	493,83	493,83	464,6	493,83	493,83	464,6	493,83	493,83	464,57	493,83	493,83	464,6
11/11/2017	17/11/2017	485,47	485,47	476,7	485,47	485,47	476,7	485,47	485,47	476,71	485,47	485,47	476,7
18/11/2017	24/11/2017	453,51	453,51	443,4	453,51	453,51	443,4	453,51	453,51	443,38	453,51	453,51	443,4
25/11/2017	01/12/2017	209,92	209,92	206,1	209,91	209,91	206,1	209,92	209,92	206,09	209,92	209,92	206,1
02/12/2017	08/12/2017	221,34	221,34	218,1	221,34	221,34	218,1	221,34	221,34	218,1	221,34	221,34	218,1
09/12/2017	15/12/2017	215,89	215,89	212,1	215,89	215,89	212,1	215,89	215,89	212,08	215,89	215,89	212,1
16/12/2017	22/12/2017	276,82	276,82	271,8	276,82	276,82	271,8	276,82	276,82	271,76	276,82	276,82	271,8
23/12/2017	29/12/2017	245,74	245,74	245,5	245,74	245,74	245,5	245,74	245,74	245,49	245,74	245,74	245,5
30/12/2017	05/01/2018	198,02	198,02	193,6	201,51	201,51	197	183,36	183,36	181,35	169,62	169,62	166,2
06/01/2018	12/01/2018	178,43	178,43	173,5	179,87	179,87	176,6	180,73	180,73	178,48	167,19	167,19	162,6
13/01/2018	19/01/2018	165,4	165,4	158,7	168,31	168,31	161,5	162,64	162,64	161,04	142,56	142,56	142,1
20/01/2018	26/01/2018	197,61	197,61	184,6	194,19	194,19	187,9	194,31	194,31	183,45	148,03	148,03	141,3
27/01/2018	02/02/2018	179,82	179,82	166,7	151,99	155,66	146,8	183,45	183,45	163,88	79,23	79,23	77,71
03/02/2018	09/02/2018	183,46	183,46	172,3	180,29	180,29	175,4	180,4	180,4	169,45	40,16	40,16	40,16
10/02/2018	16/02/2018	173,01	173,01	167,1	176,05	176,05	170,1	170,12	170,12	164,32	40,16	40,16	40,16
17/02/2018	23/02/2018	213,84	213,84	205,4	217,4	217,4	209	187,33	187,33	178,86	40,16	40,16	40,16
24/02/2018	02/03/2018	204,9	204,9	196,9	204,9	204,9	196,9	191,13	191,13	185,88	40,16	40,16	40,16
03/03/2018	09/03/2018	225,57	225,57	219,1	225,57	225,57	219,1	225,57	225,57	219,06	40,16	40,16	40,16
10/03/2018	16/03/2018	239,04	239,04	230,7	239,04	239,04	230,7	239,04	239,04	230,72	40,16	40,16	40,16
17/03/2018	23/03/2018	221,87	221,87	215,3	221,87	221,87	215,3	221,87	221,87	212,26	40,16	40,16	40,16
24/03/2018	30/03/2018	232,78	232,78	223	232,78	232,78	223	232,78	232,78	223,03	40,16	40,16	40,16
31/03/2018	06/04/2018	40,16	40,16	40,16	40,16	40,16	40,16	40,16	40,16	40,16	40,16	40,16	40,16
07/04/2018	13/04/2018	87,61	87,61	79,96	87,61	87,61	79,96	106,83	106,83	106,83	76,94	76,94	79,96
14/04/2018	20/04/2018	125,33	125,33	118,2	125,33	125,33	118,2	125,33	125,33	118,17	125,33	40,16	40,16
21/04/2018	27/04/2018	138,72	138,72	131	138,72	138,72	131	138,72	138,72	131,04	40,16	40,16	40,16
28/04/2018	04/05/2018	222,65	222,5	209,5	222,65	222,5	209,5	154,51	154,51	154,51	40,16	40,16	40,16
05/05/2018	11/05/2018	312,82	312,82	293,9	312,82	312,82	293,9	154,51	154,51	154,51	40,16	40,16	40,16
12/05/2018	18/05/2018	333,78	333,78	313,6	333,78	333,78	313,6	165,95	165,95	165,95	116,25	116,25	112,5
19/05/2018	25/05/2018	348,43	348,43	327,4	348,43	348,43	327,4	201,88	201,88	201,88	201,88	201,88	201,9
26/05/2018	01/06/2018	418,96	418,96	380,6	418,96	418,96	380,6	380,83	380,83	380,59	380,83	380,83	380,6
02/06/2018	08/06/2018	457,54	457,54	411,9	457,54	457,54	411,9	321,06	321,06	321,06	321,06	321,06	321,1
09/06/2018	15/06/2018	482,29	480	457,9	482,29	480	457,9	466,74	466,74	457,87	466,74	466,74	457,9
16/06/2018	22/06/2018	485,85	485,85	463,6	485,85	485,85	463,6	485,85	485,85	463,6	485,85	485,85	463,6
23/06/2018	29/06/2018	505,18	505,18	505,2	505,18	505,18	505,2	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,2
30/06/2018	06/07/2018	505,18	505,18	505,2	505,18	505,18	505,2	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,2
07/07/2018	13/07/2018	505,18	505,18	505,2	505,18	505,18	505,2	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,2
14/07/2018	20/07/2018	505,18	505,18	505,2	505,18	505,18	505,2	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,2
21/07/2018	27/07/2018	505,18	505,18	505,2	505,18	505,18	505,2	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,2
28/07/2018	03/08/2018	505,18	505,18	505,2	505,18	505,18	505,2	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,2
04/08/2018	10/08/2018	505,18	505,18	505,2	505,18	505,18	505,2	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,2
11/08/2018	17/08/2018	505,18	505,18	505,2	505,18	505,18	505,2	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,2
18/08/2018	24/08/2018	505,18	505,18	505,2	505,18	505,18	505,2	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,2
25/08/2018	31/08/2018	505,18	505,18	505,2	505,18	505,18	505,2	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,2
01/09/2018	07/09/2018	492,92	492,92	477,6	492,92	492,92	477,6	492,92	492,92	477,58	492,92	492,92	485,7
08/09/2018	14/09/2018	504,14	504,14	482,5	504,14	504,14	482,5	504,14	504,14	482,5	504,14	504,14	482,5
15/09/2018	21/09/2018	500,45	500,45	476,4	500,45	500,45	476,4	500,45	500,45	476,39	500,45	500,45	476,4
22/09/2018	28/09/2018	446,91	446,91	433	446,91	446,91	433	446,91	446,91	433,03	446,91	446,91	433
29/09/2018	05/10/2018	389,68	389,68	380,9	389,68	389,68	380,9	389,68	389,68	380,85	389,68	389,68	380,9
06/10/2018	12/10/2018	328	328	322,3	328	328	322,3	328	328	322,3	328	328	322,3
13/10/2018	19/10/2018	274,96	274,96	262,1	274,96	274,96	262,1	274,96	274,96	262,07	274,96	274,96	262,1
20/10/2018	26/10/2018	232,77	232,77	224,3	232,77	232,77	224,3	232,77	232,77	224,34	232,77	232,77	224,3
27/10/2018	02/11/2018	143,66	143,66	140,8	143,66	143,66	140,8	143,66	143,66	140,76	143,66	143,66	140,8

Data Início	Data Fim	Pesado SE	Médio SE	Leve SE	Pesado S	Médio S	Leve S	Pesado NE	Médio NE	Leve NE	Pesado N	Médio N	Leve N
03/11/2018	09/11/2018	151,52	151,52	147,2	151,52	151,52	147,2	151,52	151,52	147,16	151,52	151,52	147,2
10/11/2018	16/11/2018	121,91	121,91	119,3	121,91	121,91	119,3	121,91	121,91	119,29	121,91	121,91	119,3
17/11/2018	23/11/2018	120,74	120,74	116,5	120,74	120,74	116,5	120,74	120,74	116,52	120,74	120,74	116,5
24/11/2018	30/11/2018	101,71	101,71	98,97	101,71	101,71	98,97	101,71	101,71	98,97	101,71	101,71	98,97
01/12/2018	07/12/2018	59,43	59,43	58,36	59,43	59,43	58,36	59,43	59,43	58,68	59,43	59,43	58,36
08/12/2018	14/12/2018	66,41	66,41	65,65	66,41	66,41	65,65	66,41	66,41	66,41	66,41	66,41	65,65
15/12/2018	21/12/2018	80,19	80,19	77,36	80,19	80,19	77,36	80,19	80,19	77,36	40,16	40,16	40,16
22/12/2018	28/12/2018	88,14	88,14	85,99	88,14	88,14	85,99	88,14	88,14	85,99	40,16	40,16	40,16

## 2.2 GSF:

data	GSF	data	GSF	data	GSF	data	GSF
dez/13	107,97%	mar/15	78,26%	jun/16	85,36%	set/17	61,23%
jan/14	96,32%	abr/15	82,51%	jul/16	84,84%	out/17	62,20%
fev/14	98,29%	mai/15	81,23%	ago/16	83,49%	nov/17	66,85%
mar/14	93,79%	jun/15	79,35%	set/16	80,10%	dez/17	79,33%
abr/14	98,74%	jul/15	85,65%	out/16	82,15%	jan/18	106,85%
mai/14	93,61%	ago/15	84,84%	nov/16	84,99%	fev/18	113,66%
jun/14	88,86%	set/15	86,93%	dez/16	95,89%	mar/18	117,20%
jul/14	86,11%	out/15	92,12%	jan/17	106,29%	abr/18	99,87%
ago/14	81,94%	nov/15	91,33%	fev/17	116,58%	mai/18	84,32%
set/14	86,44%	dez/15	93,84%	mar/17	108,42%	jun/18	70,93%
out/14	87,67%	jan/16	78,44%	abr/17	94,70%	jul/18	60,91%
nov/14	87,74%	fev/16	90,70%	mai/17	79,56%	ago/18	57,50%
dez/14	87,98%	mar/16	94,32%	jun/17	78,12%	set/18	55,80%
jan/15	80,62%	abr/16	93,53%	jul/17	63,96%	out/18	67,50%
fev/15	78,57%	mai/16	88,80%	ago/17	60,29%	nov/18	78,70%
						dez/18	99,38%

## 2.3 IEE:

data	IEE	data	IEE	data	IEE	data	IEE
30/12/2013	26250,84	03/04/2015	0,00	01/07/2016	30713,24	02/10/2017	41323,37
02/01/2014	25616,86	06/04/2015	28824,31	04/07/2016	31820,79	03/10/2017	42018,94
03/01/2014	26348,26	07/04/2015	28471,90	05/07/2016	32220,39	04/10/2017	42075,63
06/01/2014	26448,07	08/04/2015	28333,25	06/07/2016	31991,23	05/10/2017	42364,18
07/01/2014	26014,96	09/04/2015	28478,11	07/07/2016	31997,46	06/10/2017	41898,19
08/01/2014	25854,02	10/04/2015	28551,62	08/07/2016	32557,33	09/10/2017	41731,60
09/01/2014	25457,68	13/04/2015	28693,97	11/07/2016	33735,64	10/10/2017	42007,20
10/01/2014	25597,80	14/04/2015	28628,85	12/07/2016	33990,22	11/10/2017	41974,83
13/01/2014	25403,21	15/04/2015	28836,53	13/07/2016	33951,01	12/10/2017	0,00
14/01/2014	25640,82	16/04/2015	28855,62	14/07/2016	34410,05	13/10/2017	41859,02
15/01/2014	25976,53	17/04/2015	28700,43	15/07/2016	34790,63	16/10/2017	41483,48
16/01/2014	25926,27	20/04/2015	28613,14	18/07/2016	35605,87	17/10/2017	41204,64
17/01/2014	25778,03	21/04/2015	0,00	19/07/2016	35675,75	18/10/2017	41542,97
20/01/2014	25489,83	22/04/2015	28896,67	20/07/2016	35606,30	19/10/2017	41557,23
21/01/2014	25417,08	23/04/2015	29283,42	21/07/2016	35975,06	20/10/2017	41626,46
22/01/2014	25659,04	24/04/2015	29391,29	22/07/2016	36273,22	23/10/2017	40941,40
23/01/2014	25260,56	27/04/2015	29022,05	25/07/2016	36067,23	24/10/2017	40998,45
24/01/2014	25013,49	28/04/2015	29682,04	26/07/2016	35959,08	25/10/2017	40994,77
27/01/2014	24964,12	29/04/2015	29538,56	27/07/2016	36055,80	26/10/2017	40798,85
28/01/2014	25222,57	30/04/2015	29453,36	28/07/2016	36223,52	27/10/2017	40899,21
29/01/2014	25112,51	01/05/2015	0,00	29/07/2016	36797,87	30/10/2017	40233,98

data	IEE	data	IEE	data	IEE	data	IEE
30/01/2014	24947,81	04/05/2015	30089,77	01/08/2016	36320,10	31/10/2017	40010,30
31/01/2014	25207,56	05/05/2015	30907,03	02/08/2016	35762,66	01/11/2017	39638,09
03/02/2014	24673,89	06/05/2015	31076,97	03/08/2016	36278,14	02/11/2017	0,00
04/02/2014	24574,26	07/05/2015	30817,55	04/08/2016	36962,43	03/11/2017	39228,33
05/02/2014	24175,27	08/05/2015	31261,94	05/08/2016	36789,32	06/11/2017	39419,60
06/02/2014	24489,22	11/05/2015	31534,55	08/08/2016	36682,18	07/11/2017	38874,46
07/02/2014	24467,61	12/05/2015	31399,24	09/08/2016	36527,29	08/11/2017	39649,59
10/02/2014	24192,99	13/05/2015	30517,47	10/08/2016	36266,59	09/11/2017	39442,27
11/02/2014	24320,95	14/05/2015	30959,91	11/08/2016	36877,52	10/11/2017	39220,95
12/02/2014	24366,74	15/05/2015	31260,31	12/08/2016	36693,85	13/11/2017	39240,26
13/02/2014	23940,04	18/05/2015	31089,73	15/08/2016	36955,28	14/11/2017	38837,46
14/02/2014	23744,74	19/05/2015	31124,97	16/08/2016	36998,52	15/11/2017	0,00
17/02/2014	22752,08	20/05/2015	30948,28	17/08/2016	36910,30	16/11/2017	39288,27
18/02/2014	21826,66	21/05/2015	30595,89	18/08/2016	36832,89	17/11/2017	39337,70
19/02/2014	22311,65	22/05/2015	30518,72	19/08/2016	36947,30	20/11/2017	0,00
20/02/2014	22756,37	25/05/2015	30994,33	22/08/2016	36320,07	21/11/2017	39648,80
21/02/2014	22785,10	26/05/2015	30668,65	23/08/2016	36059,94	22/11/2017	39935,98
24/02/2014	22879,85	27/05/2015	31242,23	24/08/2016	36317,04	23/11/2017	40094,30
25/02/2014	22444,82	28/05/2015	30963,53	25/08/2016	36373,55	24/11/2017	40156,45
26/02/2014	22505,21	29/05/2015	30202,54	26/08/2016	36568,59	27/11/2017	39995,64
27/02/2014	23079,39	01/06/2015	30787,59	29/08/2016	37392,45	28/11/2017	39893,70
28/02/2014	23057,55	02/06/2015	30903,25	30/08/2016	37202,20	29/11/2017	39390,83
05/03/2014	22722,90	03/06/2015	30745,99	31/08/2016	37048,17	30/11/2017	38901,51
06/03/2014	22914,59	04/06/2015	0,00	01/09/2016	37404,85	01/12/2017	38785,63
07/03/2014	22167,93	05/06/2015	30520,38	02/09/2016	38273,41	04/12/2017	38933,54
10/03/2014	21750,48	08/06/2015	30469,38	05/09/2016	38080,67	05/12/2017	38771,41
11/03/2014	21953,46	09/06/2015	30326,71	06/09/2016	38428,81	06/12/2017	38875,42
12/03/2014	22273,01	10/06/2015	30335,84	07/09/2016	0,00	07/12/2017	38527,35
13/03/2014	22800,23	11/06/2015	30229,78	08/09/2016	38167,51	08/12/2017	38645,35
14/03/2014	22311,92	12/06/2015	29992,89	09/09/2016	36936,79	11/12/2017	38581,10
17/03/2014	22157,44	15/06/2015	30092,94	12/09/2016	36998,35	12/12/2017	38808,83
18/03/2014	22658,74	16/06/2015	29959,76	13/09/2016	36128,88	13/12/2017	38568,47
19/03/2014	22942,17	17/06/2015	30018,53	14/09/2016	36235,89	14/12/2017	38264,79
20/03/2014	23315,63	18/06/2015	30447,39	15/09/2016	36822,04	15/12/2017	38676,33
21/03/2014	23511,55	19/06/2015	30445,47	16/09/2016	36416,23	18/12/2017	38473,09
24/03/2014	23654,79	22/06/2015	30730,55	19/09/2016	36627,96	19/12/2017	38110,28
25/03/2014	23796,85	23/06/2015	30535,58	20/09/2016	37050,60	20/12/2017	38295,17
26/03/2014	23775,46	24/06/2015	30186,85	21/09/2016	37081,33	21/12/2017	38544,64
27/03/2014	24495,63	25/06/2015	29708,42	22/09/2016	37463,08	22/12/2017	38696,16
28/03/2014	24617,24	26/06/2015	30291,98	23/09/2016	37258,00	25/12/2017	0,00
31/03/2014	24838,77	29/06/2015	30106,90	26/09/2016	37063,05	26/12/2017	38999,23
01/04/2014	24603,50	30/06/2015	30253,31	27/09/2016	36851,90	27/12/2017	39243,63
02/04/2014	25295,47	01/07/2015	30426,82	28/09/2016	37237,45	28/12/2017	39732,33
03/04/2014	25128,53	02/07/2015	30690,95	29/09/2016	36555,65	29/12/2017	0,00
04/04/2014	25062,10	03/07/2015	30695,39	30/09/2016	36307,19	01/01/2018	0,00
07/04/2014	25145,97	06/07/2015	30541,15	03/10/2016	36437,91	02/01/2018	39845,06
08/04/2014	24985,43	07/07/2015	30521,04	04/10/2016	36224,81	03/01/2018	39530,63
09/04/2014	24406,07	08/07/2015	30315,74	05/10/2016	36474,91	04/01/2018	39141,64
10/04/2014	24478,93	09/07/2015	0,00	06/10/2016	36660,34	05/01/2018	39255,19
11/04/2014	24691,97	10/07/2015	30360,01	07/10/2016	36893,72	08/01/2018	39332,04
14/04/2014	25078,78	13/07/2015	30580,02	10/10/2016	37248,04	09/01/2018	39327,88
15/04/2014	24983,16	14/07/2015	30868,06	11/10/2016	37047,34	10/01/2018	39176,25
16/04/2014	25091,63	15/07/2015	30861,82	12/10/2016	0,00	11/01/2018	39347,21
17/04/2014	25588,84	16/07/2015	31009,43	13/10/2016	37371,91	12/01/2018	39215,09
18/04/2014	0,00	17/07/2015	30564,79	14/10/2016	37461,49	15/01/2018	39444,20
21/04/2014	0,00	20/07/2015	30430,94	17/10/2016	37617,39	16/01/2018	39379,08

data	IEE	data	IEE	data	IEE	data	IEE
22/04/2014	26009,19	21/07/2015	30322,56	18/10/2016	37717,40	17/01/2018	39351,05
23/04/2014	25888,81	22/07/2015	30199,53	19/10/2016	37611,78	18/01/2018	38994,07
24/04/2014	25891,80	23/07/2015	29468,97	20/10/2016	38000,09	19/01/2018	39239,70
25/04/2014	25471,71	24/07/2015	28758,31	21/10/2016	38186,48	22/01/2018	39373,35
28/04/2014	25431,42	27/07/2015	28871,16	24/10/2016	38133,44	23/01/2018	39062,95
29/04/2014	25463,95	28/07/2015	28770,82	25/10/2016	38177,23	24/01/2018	39794,98
30/04/2014	25845,08	29/07/2015	28568,04	26/10/2016	38197,43	25/01/2018	0,00
01/05/2014	0,00	30/07/2015	29121,69	27/10/2016	38413,35	26/01/2018	40572,25
02/05/2014	26292,22	31/07/2015	29605,90	28/10/2016	38497,20	29/01/2018	40622,76
05/05/2014	26837,47	03/08/2015	29736,41	31/10/2016	38503,88	30/01/2018	40530,53
06/05/2014	27062,79	04/08/2015	29557,01	01/11/2016	37766,25	31/01/2018	40582,98
07/05/2014	27538,14	05/08/2015	29048,67	02/11/2016	0,00	01/02/2018	40803,11
08/05/2014	27155,58	06/08/2015	28677,58	03/11/2016	37110,95	02/02/2018	40563,17
09/05/2014	26745,94	07/08/2015	28233,55	04/11/2016	37007,19	05/02/2018	40051,16
12/05/2014	27224,66	10/08/2015	28019,72	07/11/2016	37917,47	06/02/2018	40446,46
13/05/2014	27126,67	11/08/2015	28200,56	08/11/2016	37858,68	07/02/2018	40520,24
14/05/2014	27520,56	12/08/2015	28026,16	09/11/2016	37180,06	08/02/2018	40147,97
15/05/2014	26929,10	13/08/2015	27984,77	10/11/2016	35295,44	09/02/2018	39844,91
16/05/2014	27010,67	14/08/2015	27810,98	11/11/2016	33913,08	12/02/2018	0,00
19/05/2014	26729,43	17/08/2015	27669,17	14/11/2016	33703,64	13/02/2018	0,00
20/05/2014	26377,95	18/08/2015	27720,48	15/11/2016	0,00	14/02/2018	40714,10
21/05/2014	26337,58	19/08/2015	27228,08	16/11/2016	34310,86	15/02/2018	40693,43
22/05/2014	26716,72	20/08/2015	27285,62	17/11/2016	34017,44	16/02/2018	40782,65
23/05/2014	26818,22	21/08/2015	26458,55	18/11/2016	34547,27	19/02/2018	41108,25
26/05/2014	26959,05	24/08/2015	25364,18	21/11/2016	34875,59	20/02/2018	41497,47
27/05/2014	26380,47	25/08/2015	25578,70	22/11/2016	34705,76	21/02/2018	42013,18
28/05/2014	26593,70	26/08/2015	25954,14	23/11/2016	34679,07	22/02/2018	42011,78
29/05/2014	26644,97	27/08/2015	26536,32	24/11/2016	34687,06	23/02/2018	42551,42
30/05/2014	26328,72	28/08/2015	26156,44	25/11/2016	34616,13	26/02/2018	42411,62
02/06/2014	26348,59	31/08/2015	25839,78	28/11/2016	34924,05	27/02/2018	42464,37
03/06/2014	26534,81	01/09/2015	25106,25	29/11/2016	34547,09	28/02/2018	41965,88
04/06/2014	26529,20	02/09/2015	25185,19	30/11/2016	34789,92	01/03/2018	41767,77
05/06/2014	26522,92	03/09/2015	25743,40	01/12/2016	33496,37	02/03/2018	42010,05
06/06/2014	26962,51	04/09/2015	25239,19	02/12/2016	33707,54	05/03/2018	41890,47
09/06/2014	27615,75	07/09/2015	0,00	05/12/2016	33473,41	06/03/2018	41611,07
10/06/2014	27867,76	08/09/2015	25065,75	06/12/2016	33578,86	07/03/2018	41566,32
11/06/2014	28203,59	09/09/2015	25350,55	07/12/2016	33757,77	08/03/2018	41825,40
12/06/2014	0,00	10/09/2015	25464,93	08/12/2016	33767,64	09/03/2018	42013,04
13/06/2014	28029,71	11/09/2015	25620,85	09/12/2016	33988,33	12/03/2018	42450,64
16/06/2014	28019,97	14/09/2015	26111,28	12/12/2016	33582,48	13/03/2018	42176,32
17/06/2014	28126,06	15/09/2015	26393,32	13/12/2016	33805,28	14/03/2018	41660,85
18/06/2014	28845,84	16/09/2015	27118,48	14/12/2016	33637,69	15/03/2018	41673,79
19/06/2014	0,00	17/09/2015	27118,76	15/12/2016	33937,27	16/03/2018	41641,34
20/06/2014	28326,32	18/09/2015	26350,37	16/12/2016	34135,60	19/03/2018	41619,96
23/06/2014	28155,93	21/09/2015	26186,97	19/12/2016	34219,57	20/03/2018	41586,95
24/06/2014	28388,70	22/09/2015	25935,65	20/12/2016	34007,38	21/03/2018	41500,29
25/06/2014	28356,70	23/09/2015	25629,94	21/12/2016	34192,97	22/03/2018	41418,13
26/06/2014	28346,20	24/09/2015	25539,29	22/12/2016	34535,74	23/03/2018	41512,93
27/06/2014	28191,38	25/09/2015	25274,34	23/12/2016	34597,46	26/03/2018	41804,82
30/06/2014	28133,81	28/09/2015	24945,12	26/12/2016	34823,76	27/03/2018	41561,28
01/07/2014	27954,87	29/09/2015	25151,15	27/12/2016	35068,41	28/03/2018	41131,61
02/07/2014	27758,07	30/09/2015	25775,84	28/12/2016	35645,22	29/03/2018	41445,06
03/07/2014	27823,67	01/10/2015	25331,01	29/12/2016	36108,16	30/03/2018	0,00
04/07/2014	28293,07	02/10/2015	25951,19	30/12/2016	0,00	02/04/2018	41135,62
07/07/2014	28331,57	05/10/2015	26234,53	02/01/2017	36061,98	03/04/2018	41260,45
08/07/2014	28337,60	06/10/2015	26148,15	03/01/2017	36662,00	04/04/2018	41303,05

data	IEE	data	IEE	data	IEE	data	IEE
09/07/2014	0,00	07/10/2015	26524,50	04/01/2017	36476,59	05/04/2018	41818,88
10/07/2014	28823,96	08/10/2015	26661,46	05/01/2017	36304,15	06/04/2018	41627,02
11/07/2014	28977,21	09/10/2015	26902,58	06/01/2017	36110,91	09/04/2018	41095,88
14/07/2014	29287,01	12/10/2015	0,00	09/01/2017	36135,85	10/04/2018	41455,01
15/07/2014	29382,94	13/10/2015	26895,36	10/01/2017	36322,07	11/04/2018	41442,00
16/07/2014	29129,51	14/10/2015	26493,93	11/01/2017	36183,09	12/04/2018	41756,62
17/07/2014	29027,89	15/10/2015	26957,15	12/01/2017	37632,29	13/04/2018	41418,06
18/07/2014	29487,21	16/10/2015	26557,80	13/01/2017	37847,18	16/04/2018	40949,88
21/07/2014	29741,82	19/10/2015	26683,49	16/01/2017	37772,51	17/04/2018	42331,72
22/07/2014	30079,17	20/10/2015	26845,63	17/01/2017	38292,15	18/04/2018	42549,49
23/07/2014	29746,58	21/10/2015	26590,56	18/01/2017	38060,74	19/04/2018	42691,97
24/07/2014	30008,06	22/10/2015	27079,99	19/01/2017	37931,51	20/04/2018	42644,38
25/07/2014	29717,94	23/10/2015	26745,96	20/01/2017	38235,30	23/04/2018	42951,89
28/07/2014	29738,99	26/10/2015	26453,57	23/01/2017	38812,43	24/04/2018	42635,73
29/07/2014	29106,90	27/10/2015	26610,68	24/01/2017	38742,89	25/04/2018	42643,97
30/07/2014	28951,50	28/10/2015	26409,00	25/01/2017	0,00	26/04/2018	43433,46
31/07/2014	28369,58	29/10/2015	26094,35	26/01/2017	38987,03	27/04/2018	43684,86
01/08/2014	28543,39	30/10/2015	26711,21	27/01/2017	38754,30	30/04/2018	43820,67
04/08/2014	29054,84	02/11/2015	0,00	30/01/2017	38069,01	01/05/2018	0,00
05/08/2014	28774,06	03/11/2015	27409,78	31/01/2017	38661,59	02/05/2018	43520,23
06/08/2014	28859,44	04/11/2015	27759,49	01/02/2017	38751,60	03/05/2018	43099,83
07/08/2014	28888,06	05/11/2015	27855,03	02/02/2017	39074,14	04/05/2018	43076,93
08/08/2014	28992,08	06/11/2015	27235,76	03/02/2017	39364,54	07/05/2018	43040,75
11/08/2014	29349,70	09/11/2015	26890,86	06/02/2017	38930,63	08/05/2018	42595,61
12/08/2014	29297,63	10/11/2015	27211,77	07/02/2017	38884,79	09/05/2018	42195,65
13/08/2014	29082,09	11/11/2015	27404,08	08/02/2017	39223,70	10/05/2018	42901,33
14/08/2014	29105,05	12/11/2015	27148,92	09/02/2017	39021,20	11/05/2018	42855,66
15/08/2014	29698,94	13/11/2015	27016,72	10/02/2017	39291,13	14/05/2018	42071,88
18/08/2014	29781,37	16/11/2015	26697,60	13/02/2017	39660,60	15/05/2018	41506,22
19/08/2014	30028,05	17/11/2015	26631,68	14/02/2017	39292,94	16/05/2018	41911,98
20/08/2014	30404,56	18/11/2015	26743,88	15/02/2017	40000,91	17/05/2018	41269,18
21/08/2014	30714,90	19/11/2015	26873,92	16/02/2017	40393,69	18/05/2018	41032,52
22/08/2014	30452,50	20/11/2015	0,00	17/02/2017	40398,98	21/05/2018	40955,88
25/08/2014	30866,52	23/11/2015	26809,06	20/02/2017	40567,31	22/05/2018	41746,89
26/08/2014	30733,48	24/11/2015	26678,77	21/02/2017	40985,32	23/05/2018	41089,61
27/08/2014	31064,97	25/11/2015	26164,40	22/02/2017	40674,51	24/05/2018	40958,56
28/08/2014	30847,82	26/11/2015	26473,43	23/02/2017	40548,95	25/05/2018	40696,71
29/08/2014	31171,18	27/11/2015	25714,14	24/02/2017	40518,88	28/05/2018	39314,54
01/09/2014	31164,53	30/11/2015	25242,99	27/02/2017	0,00	29/05/2018	39398,00
02/09/2014	31233,83	01/12/2015	25004,61	28/02/2017	0,00	30/05/2018	40116,27
03/09/2014	31478,25	02/12/2015	25063,41	01/03/2017	40649,44	31/05/2018	0,00
04/09/2014	31188,06	03/12/2015	25265,47	02/03/2017	40322,11	01/06/2018	41388,24
05/09/2014	31085,51	04/12/2015	24664,32	03/03/2017	40855,95	04/06/2018	41976,92
08/09/2014	30120,93	07/12/2015	24622,09	06/03/2017	41042,30	05/06/2018	40987,37
09/09/2014	29495,86	08/12/2015	24395,31	07/03/2017	41364,76	06/06/2018	40326,51
10/09/2014	29462,06	09/12/2015	25019,79	08/03/2017	40571,93	07/06/2018	39322,03
11/09/2014	29475,98	10/12/2015	24745,63	09/03/2017	39788,77	08/06/2018	39541,51
12/09/2014	29005,53	11/12/2015	24758,33	10/03/2017	39985,90	11/06/2018	39334,01
15/09/2014	29036,96	14/12/2015	24431,09	13/03/2017	40404,02	12/06/2018	39172,31
16/09/2014	29255,77	15/12/2015	24497,87	14/03/2017	39795,01	13/06/2018	39258,98
17/09/2014	29073,49	16/12/2015	24759,58	15/03/2017	40263,79	14/06/2018	39152,27
18/09/2014	28683,47	17/12/2015	24868,23	16/03/2017	40186,23	15/06/2018	39021,85
19/09/2014	28419,12	18/12/2015	24063,55	17/03/2017	40116,40	18/06/2018	38668,96
22/09/2014	27824,16	21/12/2015	23847,42	20/03/2017	39615,17	19/06/2018	38913,34
23/09/2014	27663,98	22/12/2015	23903,10	21/03/2017	39019,81	20/06/2018	39150,06
24/09/2014	27705,39	23/12/2015	24188,93	22/03/2017	39043,54	21/06/2018	38368,39

data	IEE	data	IEE	data	IEE	data	IEE
25/09/2014	27859,25	24/12/2015	0,00	23/03/2017	39030,56	22/06/2018	38690,29
26/09/2014	28025,53	25/12/2015	0,00	24/03/2017	39592,78	25/06/2018	38943,26
29/09/2014	27320,57	28/12/2015	24434,35	27/03/2017	39567,58	26/06/2018	38819,61
30/09/2014	27596,08	29/12/2015	24454,29	28/03/2017	39420,58	27/06/2018	38462,57
01/10/2014	26897,95	30/12/2015	24803,21	29/03/2017	39631,49	28/06/2018	38465,14
02/10/2014	26830,01	31/12/2015	0,00	30/03/2017	39708,47	29/06/2018	38562,41
03/10/2014	27144,35	01/01/2016	0,00	31/03/2017	39971,64	02/07/2018	38630,11
06/10/2014	27906,13	04/01/2016	23712,67	03/04/2017	39967,21	03/07/2018	38661,63
07/10/2014	28417,95	05/01/2016	23717,43	04/04/2017	39760,83	04/07/2018	39454,74
08/10/2014	28413,74	06/01/2016	23602,34	05/04/2017	39398,24	05/07/2018	39150,73
09/10/2014	28072,20	07/01/2016	22853,21	06/04/2017	38903,50	06/07/2018	39121,87
10/10/2014	27474,62	08/01/2016	22660,84	07/04/2017	39024,96	09/07/2018	0,00
13/10/2014	28134,48	11/01/2016	22540,18	10/04/2017	38857,30	10/07/2018	39031,28
14/10/2014	28035,85	12/01/2016	22488,78	11/04/2017	39168,64	11/07/2018	38900,42
15/10/2014	27349,88	13/01/2016	22236,29	12/04/2017	38911,52	12/07/2018	39097,97
16/10/2014	26939,96	14/01/2016	22016,55	13/04/2017	38388,65	13/07/2018	39328,47
17/10/2014	27538,31	15/01/2016	21670,90	14/04/2017	0,00	16/07/2018	39286,07
20/10/2014	27169,05	18/01/2016	21363,36	17/04/2017	38936,70	17/07/2018	39564,25
21/10/2014	26158,60	19/01/2016	21184,19	18/04/2017	38938,79	18/07/2018	40605,23
22/10/2014	26109,50	20/01/2016	20873,27	19/04/2017	38692,48	19/07/2018	40498,80
23/10/2014	25139,00	21/01/2016	20920,19	20/04/2017	38967,45	20/07/2018	41243,21
24/10/2014	25779,43	22/01/2016	21424,73	21/04/2017	0,00	23/07/2018	40928,25
27/10/2014	24924,72	25/01/2016	0,00	24/04/2017	38763,91	24/07/2018	41238,43
28/10/2014	25834,75	26/01/2016	21351,37	25/04/2017	39104,57	25/07/2018	41673,44
29/10/2014	26036,50	27/01/2016	22168,72	26/04/2017	39032,58	26/07/2018	40972,53
30/10/2014	26149,23	28/01/2016	22862,95	27/04/2017	38821,72	27/07/2018	40941,75
31/10/2014	26451,47	29/01/2016	24033,84	28/04/2017	39201,52	30/07/2018	40897,28
03/11/2014	26439,37	01/02/2016	24781,92	01/05/2017	0,00	31/07/2018	40684,00
04/11/2014	26636,51	02/02/2016	23615,78	02/05/2017	39745,54	01/08/2018	41000,47
05/11/2014	26519,51	03/02/2016	23817,73	03/05/2017	39628,23	02/08/2018	40847,73
06/11/2014	26206,98	04/02/2016	24095,62	04/05/2017	38804,82	03/08/2018	41595,68
07/11/2014	26474,05	05/02/2016	24439,65	05/05/2017	39144,06	06/08/2018	41169,44
10/11/2014	26759,90	08/02/2016	0,00	08/05/2017	39058,08	07/08/2018	40761,62
11/11/2014	26802,33	09/02/2016	0,00	09/05/2017	39464,60	08/08/2018	40745,85
12/11/2014	26683,81	10/02/2016	24593,15	10/05/2017	39302,73	09/08/2018	40366,65
13/11/2014	26270,87	11/02/2016	23988,51	11/05/2017	39545,75	10/08/2018	39650,19
14/11/2014	26020,09	12/02/2016	23786,16	12/05/2017	40142,53	13/08/2018	39785,60
17/11/2014	25835,19	15/02/2016	23824,41	15/05/2017	40303,51	14/08/2018	40396,37
18/11/2014	26193,02	16/02/2016	24366,84	16/05/2017	40148,51	15/08/2018	40225,39
19/11/2014	26874,47	17/02/2016	25076,15	17/05/2017	39697,10	16/08/2018	40636,29
20/11/2014	0,00	18/02/2016	25062,79	18/05/2017	35699,38	17/08/2018	40705,45
21/11/2014	28019,10	19/02/2016	24800,37	19/05/2017	36611,19	20/08/2018	40548,17
24/11/2014	28115,25	22/02/2016	25342,82	22/05/2017	35808,25	21/08/2018	39744,55
25/11/2014	28007,92	23/02/2016	24904,48	23/05/2017	36291,69	22/08/2018	40075,24
26/11/2014	27791,50	24/02/2016	24461,32	24/05/2017	37066,88	23/08/2018	39533,75
27/11/2014	28225,70	25/02/2016	24727,74	25/05/2017	37198,54	24/08/2018	39368,29
28/11/2014	28314,98	26/02/2016	24288,80	26/05/2017	37722,23	27/08/2018	39971,93
01/12/2014	27608,12	29/02/2016	24618,12	29/05/2017	37742,17	28/08/2018	39862,19
02/12/2014	27702,33	01/03/2016	25055,19	30/05/2017	38117,97	29/08/2018	40028,34
03/12/2014	27710,30	02/03/2016	24978,21	31/05/2017	37832,98	30/08/2018	39475,79
04/12/2014	27522,56	03/03/2016	25991,20	01/06/2017	37527,31	31/08/2018	39715,86
05/12/2014	27589,25	04/03/2016	26242,86	02/06/2017	37823,84	03/09/2018	39823,75
08/12/2014	27131,77	07/03/2016	26103,40	05/06/2017	37426,30	04/09/2018	39220,42
09/12/2014	27095,51	08/03/2016	26507,36	06/06/2017	37609,47	05/09/2018	39530,03
10/12/2014	26750,56	09/03/2016	26775,33	07/06/2017	37704,26	06/09/2018	39698,64
11/12/2014	26849,04	10/03/2016	27120,25	08/06/2017	37244,70	07/09/2018	0,00



data	IEE	data	IEE	data	IEE	data	IEE
12/12/2014	26655,94	11/03/2016	27540,18	09/06/2017	37305,80	10/09/2018	39892,85
15/12/2014	26411,40	14/03/2016	26942,41	12/06/2017	37212,71	11/09/2018	39194,44
16/12/2014	25544,88	15/03/2016	26047,70	13/06/2017	37369,37	12/09/2018	39292,71
17/12/2014	26307,32	16/03/2016	26238,07	14/06/2017	37374,93	13/09/2018	39049,06
18/12/2014	25950,18	17/03/2016	27386,68	15/06/2017	0,00	14/09/2018	38829,59
19/12/2014	26281,62	18/03/2016	27379,43	16/06/2017	37552,83	17/09/2018	39249,64
22/12/2014	26615,66	21/03/2016	27897,35	19/06/2017	37357,72	18/09/2018	39505,41
23/12/2014	26783,48	22/03/2016	27960,57	20/06/2017	36976,83	19/09/2018	39041,39
24/12/2014	0,00	23/03/2016	27654,19	21/06/2017	36801,29	20/09/2018	39235,69
25/12/2014	0,00	24/03/2016	27591,06	22/06/2017	37848,45	21/09/2018	39847,73
26/12/2014	27015,48	25/03/2016	0,00	23/06/2017	37722,20	24/09/2018	39347,86
29/12/2014	27309,61	28/03/2016	28138,49	26/06/2017	38043,08	25/09/2018	39173,75
30/12/2014	27161,26	29/03/2016	28340,51	27/06/2017	37821,61	26/09/2018	38991,28
31/12/2014	0,00	30/03/2016	28440,49	28/06/2017	38041,35	27/09/2018	39302,27
01/01/2015	0,00	31/03/2016	27859,68	29/06/2017	37760,06	28/09/2018	39350,87
02/01/2015	26473,35	01/04/2016	27890,00	30/06/2017	38095,18	01/10/2018	38618,44
05/01/2015	26189,85	04/04/2016	27085,50	03/07/2017	38315,54	02/10/2018	39868,47
06/01/2015	26630,41	05/04/2016	26882,12	04/07/2017	38502,90	03/10/2018	40790,36
07/01/2015	27074,18	06/04/2016	26065,65	05/07/2017	38763,98	04/10/2018	41235,60
08/01/2015	27152,12	07/04/2016	26126,54	06/07/2017	39189,94	05/10/2018	41414,79
09/01/2015	25774,12	08/04/2016	26866,39	07/07/2017	39307,08	08/10/2018	43062,87
12/01/2015	25579,81	11/04/2016	26905,10	10/07/2017	39491,31	09/10/2018	43260,21
13/01/2015	25806,09	12/04/2016	27592,28	11/07/2017	39543,78	10/10/2018	42161,33
14/01/2015	26211,32	13/04/2016	28315,74	12/07/2017	40004,88	11/10/2018	41949,44
15/01/2015	26024,98	14/04/2016	27897,70	13/07/2017	40027,94	12/10/2018	0,00
16/01/2015	26538,66	15/04/2016	28335,39	14/07/2017	40091,59	15/10/2018	42579,98
19/01/2015	25314,81	18/04/2016	28060,90	17/07/2017	40234,67	16/10/2018	43255,04
20/01/2015	25202,70	19/04/2016	28483,90	18/07/2017	40311,26	17/10/2018	43426,96
21/01/2015	25440,19	20/04/2016	28312,25	19/07/2017	40044,74	18/10/2018	43156,05
22/01/2015	25147,93	21/04/2016	28375,79	20/07/2017	40078,01	19/10/2018	43980,48
23/01/2015	24867,91	22/04/2016	0,00	21/07/2017	40207,71	22/10/2018	44185,20
26/01/2015	24681,57	25/04/2016	28324,52	24/07/2017	40212,24	23/10/2018	44580,74
27/01/2015	24784,35	26/04/2016	28476,65	25/07/2017	40279,32	24/10/2018	44124,82
28/01/2015	24851,73	27/04/2016	29025,76	26/07/2017	39831,05	25/10/2018	44664,42
29/01/2015	25416,35	28/04/2016	29037,68	27/07/2017	39793,16	26/10/2018	45497,39
30/01/2015	24635,26	29/04/2016	28667,19	28/07/2017	39622,12	29/10/2018	44693,95
02/02/2015	25474,93	02/05/2016	28578,77	31/07/2017	39621,29	30/10/2018	45420,82
03/02/2015	25343,45	03/05/2016	28278,82	01/08/2017	39796,66	31/10/2018	45595,48
04/02/2015	25031,36	04/05/2016	28322,14	02/08/2017	40163,92	01/11/2018	45981,83
05/02/2015	24779,63	05/05/2016	28204,13	03/08/2017	40257,11	02/11/2018	0,00
06/02/2015	24480,53	06/05/2016	28208,75	04/08/2017	40483,00	05/11/2018	46711,38
09/02/2015	24512,13	09/05/2016	27961,38	07/08/2017	40718,95	06/11/2018	46524,35
10/02/2015	24249,27	10/05/2016	28518,28	08/08/2017	40542,18	07/11/2018	46336,38
11/02/2015	24185,86	11/05/2016	28563,77	09/08/2017	40453,39	08/11/2018	45819,05
12/02/2015	24988,07	12/05/2016	29070,60	10/08/2017	39876,39	09/11/2018	46183,34
13/02/2015	25391,92	13/05/2016	28510,16	11/08/2017	39906,39	12/11/2018	46311,40
16/02/2015	0,00	16/05/2016	28001,55	14/08/2017	40285,97	13/11/2018	46132,75
17/02/2015	0,00	17/05/2016	27422,83	15/08/2017	40377,83	14/11/2018	46389,86
18/02/2015	25795,79	18/05/2016	27127,38	16/08/2017	40309,01	15/11/2018	0,00
19/02/2015	26097,60	19/05/2016	26941,07	17/08/2017	40039,67	16/11/2018	47218,90
20/02/2015	25673,35	20/05/2016	27133,67	18/08/2017	40247,66	19/11/2018	47022,97
23/02/2015	25476,54	23/05/2016	26829,19	21/08/2017	40141,60	20/11/2018	0,00
24/02/2015	25831,39	24/05/2016	26723,38	22/08/2017	41728,10	21/11/2018	46654,64
25/02/2015	26180,72	25/05/2016	26689,18	23/08/2017	41579,60	22/11/2018	46853,21
26/02/2015	26844,04	26/05/2016	0,00	24/08/2017	41811,33	23/11/2018	46682,74
27/02/2015	26521,88	27/05/2016	26775,51	25/08/2017	41549,25	26/11/2018	46437,14



data	IEE	data	IEE	data	IEE	data	IEE
02/03/2015	26284,22	30/05/2016	26759,06	28/08/2017	41362,57	27/11/2018	46923,10
03/03/2015	26220,84	31/05/2016	27039,62	29/08/2017	41299,13	28/11/2018	47266,12
04/03/2015	25799,70	01/06/2016	26932,73	30/08/2017	41281,84	29/11/2018	47754,32
05/03/2015	25796,68	02/06/2016	27261,97	31/08/2017	41184,50	30/11/2018	47257,39
06/03/2015	25788,51	03/06/2016	27439,81	01/09/2017	41426,28	03/12/2018	47451,38
09/03/2015	25158,03	06/06/2016	27408,73	04/09/2017	41480,66	04/12/2018	47381,32
10/03/2015	25175,39	07/06/2016	27416,98	05/09/2017	41724,22	05/12/2018	47911,85
11/03/2015	25418,63	08/06/2016	28096,42	06/09/2017	41602,00	06/12/2018	47633,44
12/03/2015	25997,75	09/06/2016	27849,77	07/09/2017	0,00	07/12/2018	47321,28
13/03/2015	25765,34	10/06/2016	27376,98	08/09/2017	41988,55	10/12/2018	47129,53
16/03/2015	25805,63	13/06/2016	27610,68	11/09/2017	42644,06	11/12/2018	47825,08
17/03/2015	26259,15	14/06/2016	27262,43	12/09/2017	42899,78	12/12/2018	47956,64
18/03/2015	26779,68	15/06/2016	27252,55	13/09/2017	42850,71	13/12/2018	48274,57
19/03/2015	26684,70	16/06/2016	27556,37	14/09/2017	42685,71	14/12/2018	48290,90
20/03/2015	27658,17	17/06/2016	27746,43	15/09/2017	42776,91	17/12/2018	47726,28
23/03/2015	27561,09	20/06/2016	28063,53	18/09/2017	42778,27	18/12/2018	47796,43
24/03/2015	27768,84	21/06/2016	28623,26	19/09/2017	42689,17	19/12/2018	47567,30
25/03/2015	27492,58	22/06/2016	29162,60	20/09/2017	42923,79	20/12/2018	47973,10
26/03/2015	27030,80	23/06/2016	29851,33	21/09/2017	42185,63	21/12/2018	47722,45
27/03/2015	26927,19	24/06/2016	29540,43	22/09/2017	42118,52	24/12/2018	0,00
30/03/2015	27561,98	27/06/2016	29407,15	25/09/2017	41341,26	25/12/2018	0,00
31/03/2015	27504,07	28/06/2016	30193,51	26/09/2017	41469,98	26/12/2018	47835,01
01/04/2015	28250,33	29/06/2016	30497,73	27/09/2017	40936,16	27/12/2018	48447,06
02/04/2015	28457,10	30/06/2016	30786,94	28/09/2017	40816,41	28/12/2018	49266,22
				29/09/2017	41305,79	31/12/2018	0,00