

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA



MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

**O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: A VALORAÇÃO DA EMPRESA AES
TIETÊ**

Tatiana Frisch Rozes Dawidowitsch

Matrícula: 1113447

Orientador (a): Prof (a). Maria de Nazareth Maciel

Novembro, 2015

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA



MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

**O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: A VALORAÇÃO DA EMPRESA AES
TIETÊ**

"Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo, a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor".

Tatiana Frisch Rozes Dawidowitsch

Matrícula: 1113447

Orientador (a): Prof (a). Maria de Nazareth Maciel

Novembro, 2015

AGRADECIMENTOS

Eu agradeço principalmente a minha família, ao meu namorado e aos meus amigos que sempre estiveram ao meu lado em todos os momentos da minha vida, me apoiando sempre e me ajudando a superar as dificuldades. Agradeço muito também a todos os meus professores de economia que me ajudaram a me tornar uma economista formada, e sempre foram muito solícitos durante todos os anos em que eu estudei na PUC-RIO. Devo um agradecimento especial a minha querida orientadora, a professora Maria de Nazareth Maciel, que me orientou com muito empenho e perseverança durante os últimos meses.

RESUMO

Dawidowitsch, Tatiana Frisch Rozes. **O Setor Elétrico Brasileiro:** a valoração da empresa AES Tietê. Rio de Janeiro, 2015. 51p. Departamento de Economia. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O principal objetivo desse trabalho é encontrar um valor para a empresa AES Tietê através do método de fluxo de caixa descontado. Para isso, primeiramente foi realizada uma análise do setor elétrico brasileiro como um todo, explicando as suas principais características. O segundo passo foi entrar na empresa de fato, analisando o seu histórico, o seu contexto atual e o que vem pela frente. Por último, os diversos métodos de *valuation* foram delineados, e utilizamos o método de fluxo de caixa descontado para montar um modelo para empresa e chegar a um preço justo para ela.

Palavras-chave

Energia, geração, comercialização, valoração de empresas, acionista, preço, risco.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	10
2. O HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	12
2.1 A primeira metade do século XX	12
2.2 A segunda metade do século XX	13
3. A CHEGADA DO SÉCULO XXI: A CRISE DE 2001 E O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO	15
3.1 O racionamento de 2001	16
3.2 O Novo Modelo do Setor Elétrico	17
4. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	21
4.1 Os Diferentes Ambientes de Comercialização de Energia: o Mercado Regulado e Mercado Livre	21
4.2 O Mercado de Curto Prazo (Spot)	25
4.3 O Mecanismo de Realocação de Energia – MRE	27
5. A AES TIETÊ	30
5.1 O Contexto da Empresa	30
5.2 A História da AES Tietê e a sua Estrutura Societária	33
5.3 O Presente e o Futuro da empresa	36
5.4 Os principais concorrentes da empresa	39

6. A TEORIA POR TRÁS DA VALORAÇÃO DE EMPRESAS	43
6.1 O Que é <i>Valuation</i> ?	43
6.2 As Diferentes Maneiras de Valorar uma Empresa	44
6.2.1 O Método de Precificação de Ativos Financeiros (CAPM)	44
6.2.2 Os Modelos de Avaliação por Múltiplos	46
6.2.3 O Valor Patrimonial (<i>Book Value</i>) e o Valor de Mercado	47
6.2.4 O Modelo do Fluxo de Caixa Descontado	48
6.2.4.1 O Fluxo de Caixa do Acionista (FCFE)	50
6.2.4.2 O Fluxo de Caixa da Firma (FCFF)	51
6.2.4.2.1 O Cálculo do WACC	53
7. A VALORAÇÃO DA AES TIETÊ	55
7.1 Projeções Macroeconômicas	55
7.2 A Receita Bruta	56
7.2.1 A Receita Gerada no ACR	56
7.2.2 A Receita Gerada no ACL	57
7.2.2.1 O GSF (Generation Scaling Factor)	59
7.2.3 A Receita Advinda da CCEE (MRE e Mercado de Curto Prazo)	63
7.3 A Receita Líquida	64
7.4 As Despesas Operacionais da AES Tietê	65
7.5 O EBITDA	66
7.6 O Resultado Financeiro e a Dívida da AES Tietê	66
7.7 O Lucro Líquido da Companhia e a Distribuição de Dividendos	68
7.8 O CAPEX e o Imobilizado da AES Tietê	68

7.9 O Balanço Patrimonial	69
7.9.1 Estrutura Balanço	70
7.10 O Fluxo de Caixa do Acionista	71
7.11 A Taxa de Desconto	71
7.12 O Preço Justo da AES Tietê	73
8. CONCLUSÃO	74
9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	75
9.1 FONTE DE DADOS	77

Lista de Abreviaturas e Siglas

MME – Ministério de Minas e Energia

BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento

RGG- Reserva Global de Garantia

CGE – Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica

CMSE – Comitê de monitoramento do Setor Elétrico

Proinfa – Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica

CER – Contratação de Energia de Reserva

MAE – Mercado Atacadista de Energia

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

Spot – Mercado de Curto Prazo

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

ONS – Operador Nacional do Sistema

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

FCFE – *Free Cash Flow to Equity*

CAPM – *Capital Asset Pricing Model*

FCFF – *Free Cash Flow to Firm*

WACC – *Weighted Average Cost Capital*

GSF – *Generation Scaling Factor*

EBITDA – *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*

EBIT – *Earnings Before Interest and Taxes*

Lista de Figuras

FIGURA 1: Estruturação da Oferta de Energia Elétrica no Brasil	18
FIGURA 2: Instituições do Setor Elétrico	20
FIGURA 3: Funcionamento dos leilões do ACR	23
FIGURA 4: Operação do Mercado <i>Spot</i>	26
FIGURA 5: O Esquema Geral do Mecanismo de Realocação de Energia	29
FIGURA 6: O Parque Energético da AES Tietê	31
FIGURA 8: Composição Societária da AES Tietê hoje:	35
FIGURA 9: Composição Societária da AES Tietê após a reestruturação:	36
FIGURA 10: O Portfólio Atual da CESP	40
FIGURA 11, 12 e 13: O Portfólio Atual e Futuro da Tractebel	42

LISTA DE TABELAS E GRÁFICOS

Lista de Tabelas:

TABELA 1: A Composição do FCFE	51
TABELA 2: A Composição FCFF	52
TABELA 3: As Premissas Macroeconômicas	55
TABELA 4: Contrato da AES Tietê com a AES Eletropaulo nos últimos cinco anos	57
TABELA 5: A Contratação de Energia da AES Tietê no ACL	59
TABELA 6: A Segunda Emissão de Debêntures da AES Tietê	67
TABELA 7: A Terceira Emissão de Debêntures da AES Tietê	67
TABELA 8: O Balanço Patrimonial da AES Tietê	70
TABELA 9: O Fluxo de Caixa Para o Acionista da AES Tietê	71
TABELA 10: O Cálculo da Taxa de Desconto da AES Tietê	72
TABELA 11: A Valoração da AES Tietê	73

Lista de gráficos:

GRÁFICO 1: Histórico e Evolução do <i>Portfólio</i> de Clientes da AES Tietê	58
GRÁFICO 2: O Histórico do GSF e Previsões para o Futuro	61
GRÁFICO 3: Sazonalização da Garantia Física da AES Tietê em 2015	62
GRÁFICO 4: A Trajetória do PLD	62
GRÁFICO 5: A Quebra de Receita da AES Tietê	64
GRÁFICO 6: A Evolução do CAPEX da AES Tietê	69

1.

Introdução

A energia elétrica é um insumo essencial para o desenvolvimento do mundo globalizado. Ela, muitas vezes, serve como uma ferramenta que pode ser utilizada pelos diversos países na hora de estruturar o modelo de crescimento social e econômico pretendido para uma nação. E a seleção desse modelo consequentemente afetará toda a cadeia produtiva de energia elétrica, dado que a energia é fundamental para a produção industrial, para o varejo e para todos os outros setores da economia. Com isso, dependendo do crescimento pretendido, a oferta de energia será determinada. No caso do Brasil, a matriz energética foi aumentando significativamente durante os anos, de acordo com o crescimento da economia. Atualmente, essa matriz é composta pelas mais diferentes fontes energéticas, entre elas a hidrológica e a térmica.

O setor elétrico brasileiro passou por duas mudanças significantes desde os anos 90. A primeira delas ocorreu em 1996 com a Lei nº 9.427, onde as empresas operadoras do sistema foram privatizadas. Além disso, através dessa lei, houve a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e foi instituído que o aproveitamento da energia hidráulica seria concedido através de leilões. Dentro desses leilões sairia vencedor aquele que oferecesse o maior valor pela outorga da usina leiloadada. A outra mudança foi o surgimento do Novo Modelo do Setor Elétrico no ano de 2004. Esse modelo foi introduzido com o objetivo de fornecer segurança no suprimento de energia no Brasil e nutrir a incorporação das diferentes classes sociais no sistema elétrico. Dentro do novo modelo também foi instituída a criação de dois segmentos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde estão presentes consumidores livres, comercializadoras, importadores, exportadores e geradoras, e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), formatado pelas empresas de geração e distribuição. Também existe outro ambiente de contratação nesse mercado, que é o mercado de curto prazo, onde se compra e vende energia imediatamente.

Os principais participantes do mercado de energia elétrica são as grandes empresas desse setor, tanto públicas como privadas. Essas empresas são divididas entre as geradoras, as transmissoras e as distribuidoras. As empresas que geram energia são

aquelas que possuem as concessões de plantas das diversas fontes de energia, geram essa energia, e comercializam essa energia no mercado livre, regulado ou no curto prazo. As transmissoras são aquelas firmas que movimentam a energia gerada pelas empresas de geração para aquelas que fazem a distribuição dessa energia para os consumidores, que nesse caso são as distribuidoras.

Dentro desse mercado, a empresa que eu irei estudar, a AES Tietê é uma firma de geração pura com ativos apenas hidrelétricos. Essa empresa é a terceira maior empresa privada de geração de energia do Brasil. Ela atua desde 1999 na comercialização e na geração de energia. Atualmente, ela possui doze plantas em operação, todas localizadas no Estado de São Paulo. Entre essas doze plantas, parte são usinas hidrelétricas e parte são Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), e elas somam 2.658 MW de capacidade instalada, e possuem uma garantia física de 1.278 MW médios.

2.

O HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O capítulo a seguir irá apresentar as condições passadas do setor elétrico brasileiro. Será apresentado o histórico do setor brasileiro, em forma de linha do tempo, visando mostrar as principais alterações que ocorreram no setor na última década. A evolução do setor elétrico é baseada em reformas, dedilhado pelos tratados políticos que determinam os objetivos a serem alcançados pelo setor e as ferramentas necessárias para que isso seja possível.

2.1

A Primeira Metade do Século XX

A energia elétrica começou a ser utilizada no Brasil no final do século XIX atrelada a serviços públicos e a atividades vinculadas com o desenvolvimento fabril. Nessa época, existiam poucas empresas no setor, e essas empresas faziam serviços apenas locais e eram independentes, não existia qualquer tipo de organização ou conglomerado de empresas.

Esse cenário foi alterado com a Constituição Federal de 1891, que garantiu a autonomia dos estados e municípios brasileiros. Assim, os municípios ganharam força para negociarem energia com as empresas de energia dos seus respectivos estados. Além disso, no final do século XIX e no início do século XX houve a chegada de dois grupos energéticos relevantes no cenário nacional, o Grupo Light, em 1899, e o grupo Amforp, de capital norte-americano, em 1927. A entrada desses grupos foi facilitada pela disponibilidade de recursos externos presente na época, permitindo que esses conglomerados adquirissem diversas empresas pré-existentes, gerando um processo extremo de fusões no mercado brasileiro, e assim contribuindo para o desenvolvimento desse setor em território nacional.

Os anos seguintes, de 1931 a 1945, foram marcados pela regulamentação do setor elétrico. Getúlio Vargas foi levado ao poder na década de 30 e fez diversas mudanças no setor elétrico do país. Entre elas, pode-se destacar: a autorização para explorar a energia hidráulica, que antes era dos municípios, passa a ser exclusivamente do governo brasileiro em 1931; e o Código das Águas Minerais, que teve como objetivo regular a comercialização das águas minerais localizadas em territórios de domínio público ou privado. Com essas leis, o desenvolvimento do setor elétrico começou a depender do fornecimento de autorizações e concessões do governo para a população. Durante o governo Vargas, também houve o congelamento dos investimentos estrangeiros, visando desenvolver o mercado interno, o que afetou drasticamente a atitude das empresas de capital estrangeiro no Brasil. Assim, durante esse período, o fornecimento de energia elétrica passou por problemas, uma vez que não havia investimentos estrangeiros, e os empresários do setor privado brasileiro também não estavam contribuindo para o desenvolvimento do setor. Portanto, não havendo outra alternativa, e objetivando o crescimento do Brasil, a União se tornou responsável pelo progresso do setor elétrico brasileiro. Nesse período, a situação externa também não era favorável para o setor. Com o estouro da Segunda Guerra Mundial, a importação de equipamentos para a construção de usinas ficou prejudicada, dificultando ainda mais o crescimento do setor.

2.2

A Segunda Metade do Século XX

A entrada de Juscelino Kubitschek no poder, após a morte de Vargas, foi um marco para o setor elétrico, uma vez que ela foi marcada por um forte crescimento econômico, com bastante foco em energia. Durante esse ciclo, diversas usinas novas surgiram e contribuíram para a consolidação do setor como um todo. O principal exemplo foi o nascimento da Eletrobrás em 1962, que já nasceu como uma empresa de grande porte no cenário brasileiro, uma vez que controlava Furnas, que é uma empresa federal de geração de energia e a Chesf, outra geradora de energia. Essas usinas foram pioneiras na conexão do sistema energético brasileiro, conectando primeiramente o Sudeste brasileiro, e depois as outras regiões do país. Outros artifícios voltados para o

desenvolvimento do setor elétrico foram a entrada do BNDES como o principal financiador de novos projetos elétricos, pois nessa época houve um forte crescimento econômico no país como um todo e com isso surgiu uma forte necessidade de capital no setor de infraestrutura, e o incentivo dos planos de expansão de empresas de energia estaduais. Também nesse período foi criado o Ministério de Minas e Energia (MME), que tinha como objetivo atender as necessidades dos agentes do setor e pensar em maneiras de expandir a energia brasileira.

A década de 70 foi marcada por alterações no âmbito tarifário visando continuar a atração de investimentos para o crescimento do país. Foram incluídos nos impostos novos tributos com o objetivo de promover uma remuneração alta para os investidores, de no mínimo 10% do capital investido no setor. Com isso, o fluxo de investimentos para o setor aumentou consideravelmente.

Entretanto, essa política teve efeitos internos negativos, pelo fato do gasto com geração e distribuição variar de região para região. Ou seja, nas maiores regiões em termos populacionais, o aumento tarifário era dividido por um número maior de pessoas, tendo um impacto pouco relevante para as famílias e assim possibilitando o retorno financeiro pretendido pelo governo. Porém, em áreas com um número menor de habitantes, o aumento dos impostos pesava mais na população e, além disso, o custo da geração e da distribuição era mais relevante nessas regiões, o que impossibilitava esse aumento de tarifas e assim, o aumento da rentabilidade dos acionistas do setor energético brasileiro. Visando resolver esse impasse, a União cria, em 1974, durante o governo Geisel, o mecanismo de equalização de tarifas. Para reduzir a diferença dos custos entre as regiões, o sistema de equalização tarifária fazia com que as empresas de energia superavitárias transferissem parte da sua lucratividade para as firmas que estavam apresentando *déficits*, tentando, assim, reduzir as diferenças de custos. O mecanismo utilizado para possibilitar essa transferência de recursos era a Reserva Global de Garantia (RGG), que era um fundo tocado pela Eletrobrás, com o objetivo de promover a igualdade de tarifas para todos os consumidores brasileiros. Esse mecanismo de equalização tarifária funcionou bem até o final da década de 70.

Os anos que se seguiram foram marcados por uma crise no setor elétrico brasileiro, gerada por diversos acontecimentos externos e internos que deterioraram muito a situação das empresas do setor. A situação começou a piorar no final da década de 70, com os choques do petróleo, que geraram uma grande desvalorização da moeda brasileira da

época (o cruzeiro) e fizeram com que houvesse um aumento das taxas de juros do mercado externo. Esses fatores fizeram com que o Brasil abandonasse a trajetória de crescimento que o país havia traçado, o que afetou significativamente as empresas do setor de energia brasileiro. O caos se agravou ainda mais em 1982, com a Moratória do México, onde os empréstimos internacionais que vinham sendo feitos para o Brasil, foram suspensos. Como as empresas do setor elétrico são extremamente alavancadas e dependem exclusivamente de financiamentos para realizar novos projetos, com a Moratória do México, e conseqüentemente a falta de capital, o setor ficou paralisado e a gestão financeira das empresas foi bastante dificultada.

O contexto setorial do início dos anos 90 era marcado por firmas consideravelmente endividadas e por um governo que afirmava não possuir recursos para alterar a situação de tais firmas, e de fato investir em novos projetos, por falta de capital. Assim, a única situação plausível que possibilitaria o crescimento do setor de energia era a privatização das empresas. Ao se deparar com essa situação, o presidente da época Itamar Franco, iniciou uma reforma no setor elétrico, que iria aproximar o setor do que ele de fato é nos dias de hoje. Os primeiros passos para a reestruturação do setor vieram com a promulgação da Lei nº 8.631/93, que acabou com a equalização das tarifas, o que em um primeiro momento contribuiu negativamente para a situação das empresas, pois o valor da tarifa foi reduzido, o que gerou uma escassez de capital para as firmas do setor, e também teve como foco tentar conciliar as contas do setor elétrico como um todo, incluindo todos os seus agentes. Após essa lei, em 1996, o governo criou o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro visando modificar a situação legal e institucional do setor elétrico. Entre os principais objetivos desse projeto, podemos citar: a limitação do papel da União no setor, a regulamentação de áreas com monopólio natural e a estimulação da competitividade nas diferentes áreas no setor.

3.

A Chegada do Século XXI: a Crise de 2001 e o Novo Modelo do Setor Elétrico

O objetivo desse novo capítulo será demonstrar como funciona o setor elétrico brasileiro nos dias de hoje, mostrando o que mudou desde o racionamento de 2001 até 2015. Serão delineadas as principais características atuais do setor elétrico e as agências que regulam o setor atualmente.

3.1

O Racionamento de 2001

Durante a década de 90, o governo lançou diversos programas tentando melhorar a situação energética brasileira, mas essas medidas não contribuíram no montante necessário para que a situação melhorasse consideravelmente. No ano 2000, a situação hidrológica do país piorou bastante, o nível dos reservatórios reduziu espantosamente, o que contribuiu ainda mais para que o contexto energético se deteriorasse. Além disso, naquela época não havia infraestrutura, e nem outras matrizes energéticas para contribuir para a melhor dessa situação.

Em 2001, sem outra alternativa, o Operador Nacional do Sistema (ONS) decretou o racionamento, ou seja, alertou para que a população reduzisse o seu consumo de energia. Para “organizar” essa situação foi criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGE). Esse comitê era composto por membro de ministérios e de agências reguladoras do setor, mas tinha o poder de decidir e implementar medidas, isto é, não estava subordinado a nenhum outro ministério.

O racionamento foi colocado em prática através de uma metodologia que levasse o povo brasileiro a diminuir o seu consumo através da distribuição de bonificações para aquela parcela da população que de fato consumisse menos energia. No setor residencial, para que houvesse a distribuição de bônus o consumo deveria ser reduzido em 20% pelos consumidores residenciais. Já no setor industrial, a redução deveria ser de 25%. Aquelas pessoas que continuassem consumindo a mesma quantidade de energia, ou aumentassem o consumo, eram punidas através da aplicação de tarifas maiores sobre a energia consumida. Em nenhum momento durante o racionamento, a energia da população foi cortada como forma de punição por quedas não significativas no consumo de energia

elétrica. O governo, visando expandir a oferta de energia, declarou caráter emergencial para a realização de novos empreendimentos, incluindo o licenciamento ambiental. Com a volta de um cenário de chuvas positivo e com a redução do consumo, o estado de racionamento foi encerrado após oito meses de duração, no início de 2002.

3.2

O Novo Modelo do Setor Elétrico

No ano de 2004, o governo decidiu mudar a forma de funcionamento do setor elétrico, com o objetivo de tornar o mercado de energia brasileiro mais seguro e atender todos os brasileiros. Além disso, esse novo modelo visava garantir a competitividade entre empresas do setor e promover a modicidade tarifária. A modicidade tarifária é uma expressão para o estabelecimento, por parte do governo, de tarifas “justas” para os consumidores de energia, dado que existe um monopólio da União do fornecimento de energia. Para que, de fato, sejam definidos preços razoáveis para a energia elétrica o governo analisa dois componentes: a remuneração necessária para manter os recursos utilizados na prestação do serviço em perfeito estado e os custos operacionais desses recursos.

De acordo com o Ministério de Minas e Energia, os principais elementos do novo projeto elétrico do governo eram os seguintes:

- A criação do mecanismo de leilões organizados pelas principais agências do setor elétrico. Nesses leilões, as empresas de geração de energia cadastram os seus projetos e as distribuidoras disputam essa energia. Antes do leilão, é estabelecido um preço teto pelo megawatt-hora e o vencedor da licitação é aquele que apresenta o menor preço em relação ao preço teto. Cada leilão possui um prazo de entrega do projeto especificado, e possui uma nomenclatura vinculada a esse prazo. Por exemplo, um leilão A-3 representa uma licitação onde os projetos devem ser entregues em três anos, enquanto um leilão A-5 se refere a um prazo de entrega de cinco anos.
- O foco na contratação de energia passou a ser de longo prazo (quinze a vinte anos). Ou seja, o acordo de fornecimento de energia entre as geradoras e distribuidoras

passou a ter um prazo mais longo, devido aos relevantes investimentos realizados pelas geradoras e por ser uma forma de segurança para as duas partes, que ficariam contratadas por muitos anos.

- O surgimento de dois ambientes de comercialização de energia, que favoreciam tanto o consumidor cativo quanto o consumidor livre. O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) foi criado visando agradar o consumidor cativo, que procura um ambiente mais igualitário, dado que essa atmosfera é caracterizada pelos leilões descritos acima, que possuem um preço inicial único, e contratos mais longos. Já o Ambiente de Contratação Livre é baseado em negociações de preço e prazo de suprimento de energia, instigando os consumidores com iniciativa livre, que são mais flexíveis em suas contratações.

- Em 2008, houve o estabelecimento da Energia de Reserva. Essa energia é fornecida por usinas específicas e participa de leilões diferentes das licitações comuns. O principal objetivo da criação da energia é garantir a segurança do sistema elétrico em épocas de crise e complementar a energia contratada no ambiente regulado. Para tornar a contratação dessa energia mais atrativa, o preço do megawatt dela normalmente é mais barato.

Os elementos citados acima eram fundamentais para garantir a modicidade tarifária e os outros objetivos planejados pela União. O maior volume de energia contratada nos ambientes criados pelo governo, e a maior facilidade de realizar o processo de contratação, garantiria que a oferta de energia fosse abundante e constante, resultando em preços mais baixos. O mecanismo dos leilões, que seria extremamente organizado e aconteceria diversas vezes por ano, garantiria a expansão da matriz energética brasileira ano após ano, conforme os projetos entrassem em operação. Esses fatores, juntamente com a alteração no prazo dos contratos, gerariam a segurança do fornecimento de energia para todos os brasileiros.



FIGURA 1: Estruturação da Oferta de Energia Elétrica no Brasil

Fonte: Ministério de Minas e Energia

No momento em que o Novo Modelo do Setor Elétrico foi implantado, já existiam algumas instituições responsáveis por fazer a organização do setor, entre elas o Ministério de Minas e Energia (MME), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Entretanto, não havia uma distribuição de tarefas clara entre as instituições existentes, o que possibilitava diversas falhas no mercado de energia, além da existência de monopólios na cadeia de fornecimento de energia. Visando melhorar essa situação, o governo optou pela regulação do setor. Para isso, o MME foi restaurado como o Poder Concedente e como agência reguladora do setor, com um papel autônomo e com poder de tomada de decisões. Outras agências foram criadas para facilitar a regulação do setor, entre elas a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Cada um desses estabelecimentos possuía as suas próprias funções e objetivos, estabelecidos pela União:

- **CNPE:** A CNPE tem o propósito de fazer a articulação entre a União e o setor elétrico e propor novas ideias para o presidente.

- **MME:** Essa instituição realiza o planejamento do setor elétrico como um todo, visando agregar as diversas áreas e garantir o fornecimento de energia. Além disso, o MME é responsável pela elaboração e execução de políticas voltadas para o setor.

- **ONS:** A ONS tem como principal função a coordenação da área de geração e transmissão de energia elétrica.

- **ANEEL:** O principal posto dessa agência é a efetivação das licitações dos empreendimentos no mercado regulado. Essa instituição também possui um papel relevante na inspeção do setor elétrico.

- **EPE:** Empresa criada pelo governo para realizar estudos e pesquisas energéticas, indicando estratégias a serem feitas pelo governo e metas a serem estipuladas.

- **CCEE:** A CCEE é a responsável pela organização de toda a comercialização de energia no ACR (Ambiente de Comercialização Regulado) e pela liquidação dos contratos das empresas nos diferentes âmbitos de negociação de energia.

- **CMSE:** Esse comitê foi criado para acompanhar o planejamento energético brasileiro, e verificar as condições de atendimento da demanda de energia no longo prazo.

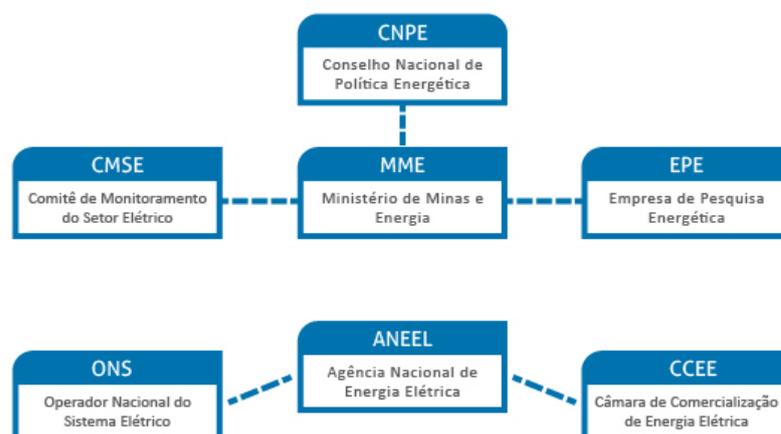


FIGURA 2: Instituições do Setor Elétrico

Fonte: CCEE

O Setor elétrico brasileiro, conforme foi se desenvolvendo, passou a ser chamado de Sistema Interligado Nacional (SIN), por ser caracterizado por um mecanismo único de organização e controle de geração e transmissão de energia entre as diferentes áreas do Brasil. Esse mecanismo é composto pelas companhias energéticas do Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e uma parcela do Norte. Menos de 2% da capacidade elétrica brasileira está fora do SIN, e essa parcela remanescente está localizada em áreas isoladas, como a Floresta Amazônica. Atualmente, o SIN é composto predominantemente por

usinas hidrelétricas, mas esse cenário provavelmente será modificado nos próximos anos, com a expansão de novas fontes energéticas, como a eólica, devido aos incentivos do governo nessa área.

A existência do SIN é de extrema relevância para a segurança do fornecimento energético no Brasil, uma vez que ele facilita qualquer tipo de locomoção de energia de uma área para outra, atendendo as necessidades de cada região. Além disso, a existência de um sistema unificado facilita a coordenação do sistema pelas agências governamentais.

4.

Comercialização de energia

A negociação de energia elétrica no Brasil precisa ser analisada com mais ênfase por possuir características e peculiaridades únicas em relação a mercados diferentes de outros setores da economia brasileira. No Brasil, a compra e venda de energia é feita por agentes considerados “livres”, que negociam preços e quantidades livremente, quanto por agentes regulados pelo governo, que estão sob o monopólio natural da União e participam de licitações formatadas pelo governo para comercializar a energia. Esse mercado possui diversas regras e características fundamentais para o seu bom funcionamento, para garantir o fornecimento de energia para toda a população e para sustentar o desenvolvimento do setor elétrico nos dias de hoje. Portanto, nessa seção pretendo desmembrar essas características e explicar o papel de cada agente nesse contexto.

4.1

Os Diferentes Ambientes de Comercialização de Energia: o Mercado Regulado e Mercado Livre

Atualmente, as relações comerciais de energia no Brasil se estabelecem em dois segmentos: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O ACR se baseia em leilões organizados pelo governo, onde as geradoras de energia cadastram os seus projetos, e as distribuidoras disputam essa energia. Portanto, nesse ambiente, apenas as distribuidoras consomem a energia ofertada. Já no ACL, os geradores, autoprodutores, produtores independentes, comercializadores, importadores e exportadores de energia possuem liberdade para comercializar a energia elétrica, estabelecendo prazos de suprimento, volumes e preços (CCEE – Câmara de Comercialização de Energia, 2008). É importante ressaltar que os ofertantes de energia podem oferecer a sua energia simultaneamente no ambiente livre e no regulado, dependendo de qual fornecer maiores retornos para tal fornecedor.

Os contratos estabelecidos através de leilões no ACR, diferentemente dos contratos do ACL, possuem cláusulas específicas voltadas para o preço da energia contratada, o submercado de registro do contrato e a vigência de suprimento daquela energia (CCEE, 2008).

Segundo Chagas:

Essas cláusulas não podem ser alteradas pelos agentes durante a vigência do contrato. O funcionamento desse ambiente é formatado de um lado, por geradoras que possuem diversos projetos no seu “pipeline” e precisam contratar a energia desses projetos, e do outro lado, por empresas autorizadas pelo governo como distribuidoras de energia que precisam atender as necessidades energéticas dos consumidores da sua área de concessão específica, que é determinada pelo governo. As distribuidoras garantem o fornecimento de energia através das licitações de energia, que são reguladas pela ANEEL e intermediadas pela CCEE. A partir do momento em que a geradora cadastra um projeto no leilão, as distribuidoras disputam a contratação desse projeto pelo preço. Ou seja, a CCEE estipula um preço teto para o megawatt-hora daquele projeto, e ganha o leilão quem possuir a menor tarifa. O vendedor da energia projeto será aquele que abastecer a demanda da distribuidora pelo menor preço do megawatt-hora (CHAGAS, 2008).

No ambiente regulado, existem diferentes tipos de contratos, que possuem prazos e características diferentes, entre eles podemos citar (CCEE, 2008):

- **CCEAR:** O Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) é o contrato padrão do mercado regulado. Ele é um contrato bilateral de comercialização de energia elétrica, que é firmado entre o vendedor, que

possui a geradora, e a distribuidora de energia. Na maioria das vezes, o projeto cadastrado pela geradora no leilão ainda não foi construído, portanto, dependendo da modalidade do leilão a geradora terá um prazo estipulado para iniciar o fornecimento dessa energia, esse prazo pode ser três ou cinco anos. Normalmente, os CCEARs são contratos de longo prazo, que possuem uma duração de quinze a vinte anos para novos empreendimentos, e um prazo menor, de cinco a dez anos para projetos pré-existentes.

- **Contratos de Geração Distribuída:** Esses contratos de compra e venda de energia são precedidos de chamada pública promovida pelo agente distribuidor. A energia que é foco desse tipo de contrato é aquela que advém de projetos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados que estão conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador daquela energia (CCEE, 2008).

- **Contratos de Ajuste:** Os contratos de ajuste são resultado dos Leilões de Ajuste que são realizados com o objetivo de complementar o volume de energia necessário para suprir a demanda de energia das distribuidoras, até o limite de 1% desse volume. Esses contratos possuem um prazo de suprimento de no máximo dois anos (CCEE, 2008).

- **Contratos do Proinfa:** O Proinfa (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia) foi um programa criado pelo governo, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e gerenciado pela Eletrobrás, com o objetivo de estimular novas fontes energéticas, que não eram tão significantes no Brasil, como a eólica e de biomassa. O principal foco do projeto era diversificar a matriz energética brasileira, que na época era muito baseada na fonte hidrelétrica, e assim era muito dependente da hidrologia. Os participantes do programa são pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas eólicas e usinas de biomassa de diferentes empresas. A energia produzida por essas plantas possui garantia de contratação pela Eletrobrás por 20 anos, e representam a quantidade de energia comercializada pela Eletrobrás na CCEE. Esse montante de energia tem como vendedoras as usinas que participam do mecanismo do Proinfa e como compradoras as distribuidoras de energia e consumidores livres (CCEE, 2008).

- **Contratos de Itaipu:** A energia de Itaipu é negociada na CCEE pela Eletrobrás, e é destinada às distribuidoras (CCEE, 2008).

- **CER:** A contratação de energia de reserva foi criada com o objetivo de aumentar a segurança do fornecimento de energia do SIN, através da contratação da

energia advinda de usinas especialmente contratadas para esse fim, tanto de novos empreendimentos, quanto de empreendimentos já existentes. A contratação dessa modalidade de energia é feita através de leilões de energia reserva (CCEE, 2008).

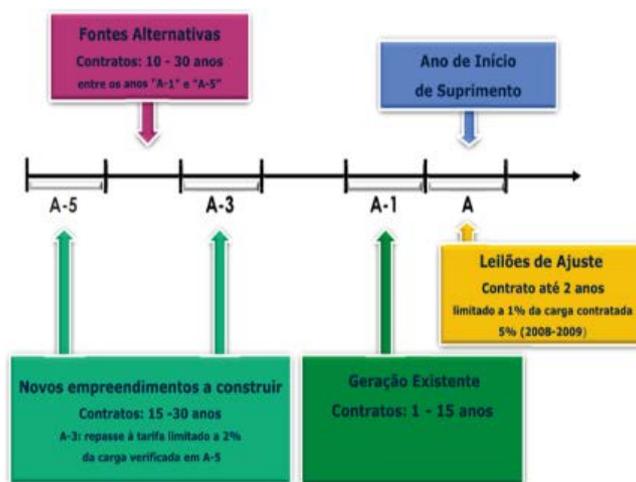


FIGURA 3: Funcionamento dos Leilões do ACR

Fonte: Ministério de Minas e Energia

Com a criação do Novo Modelo do Setor Elétrico em 2004, o mercado de energia brasileiro se tornou mais complexo, e assim surgiu a necessidade de criar um órgão público que regulamentasse o segmento de comercialização de energia, tanto no âmbito da compra e venda desse insumo, quanto da liquidação das contas dos agentes do sistema. Assim, visando suprir essa necessidade, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi criada, sucedendo o antigo Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), que se tornou ultrapassado diante das diversas mudanças que ocorreram no setor.

Conforme entende Chagas:

Na hierarquia do setor elétrico, a CCEE está abaixo da ANEEL, e assim, qualquer nova norma ou metodologia que a CCEE decida implantar tem que ser abonado pela ANEEL. Os agentes que integram a CCEE são geradores e agentes de exportação ou importação, que possuem uma capacidade instalada igual ou maior que 50 MW, distribuidoras e comercializadoras, que possuem um mercado maior ou igual a 500GWh/ano e os clientes livres (CHAGAS, 2008).

A CCEE possui atribuições relevantes nos mais diversos mercados de energia. No mercado regulado, ela é responsável por toda a realização dos leilões. Nesse caso, a agência é responsável por toda a contabilização de valores, por toda a coleta de dados dos agentes cadastrados na licitação e pela determinação de prazos e valores dos leilões.

Portanto, sem a CCEE não existiria a comercialização voltada para o mercado regulado. Enquanto isso, essa agência também é fundamental para o funcionamento do mercado livre. Diferentemente do mercado regulado, no mercado livre os preços são livres, e assim a CCEE não é responsável pela determinação de preços, uma vez que os preços são acordados entre as duas partes do contrato. Porém, nesse mercado, a agência ainda é responsável por toda a parte de registro de quantidades e volumes transacionados. Além das suas funções nos dois mercados citados acima, a CCEE também possui um papel de extrema significância no Mercado de Curto Prazo, que é o terceiro âmbito de comercialização de energia no Brasil, e que será desmistificado abaixo. Apesar das diferentes funções exercidas nos diferentes ambientes de compra e venda de energia, a CCEE, nos três mercados, é responsável por monitorar o ato de compra e venda, monitorar se os contratos pré-determinados estão sendo cumpridos de maneira correta. Caso os acordos não estejam sendo devidamente cumpridos, cabe a CCEE aplicar as penalidades compatíveis.

4.2

O Mercado de Curto Prazo (*Spot*)

Dentro da CCEE estão cadastrados todos os contratos de compra e venda de energia no Brasil, tanto do ACR quanto do ACL. Uma vez que essa agência possui toda essa base de dados, ela tem a função de medir quais foram as quantidades de energia produzidas e consumidas por cada um dos *players* do setor elétrico. Caso surjam diferenças entre esses dois montantes, tanto divergências positivas quanto negativas, elas serão liquidadas no Mercado de Curto Prazo e serão valoradas ao PLD (Preço de Liquidação de Diferenças). Com isso, de acordo com a CCEE, o mercado *spot* é o segmento da CCEE onde são contabilizadas as diferenças entre as quantias de energia contratadas pelos agentes e as quantias de geração e de consumo de energia efetivamente apurados e impostos aos agentes do sistema (CCEE, 2008).

As diferenças entre os montantes de energia consumidos e produzidos muitas vezes advém da imprevisibilidade da geração de energia, uma vez que essa geração depende muito de fatores naturais, como a chuva, no caso da energia hidrelétrica, e o vento, no caso da energia eólica. O principal exemplo disso é o caso da maioria das geradoras brasileiras, que contratam a grande parte da sua garantia física em leilões ou

no mercado livre, e muitas vezes não conseguem gerar o total de energia vendido por condições climáticas adversas. Nesse caso, as empresas contrataram mais do que produziram. Para honrar os contratos estabelecidos, elas terão que comprar energia no mercado de curto prazo, visando entregar a quantidade de energia acordada. O exemplo contrário se dá quando as condições climáticas são muito positivas e as empresas conseguem produzir mais energia do que haviam contrato, se tornando vendedoras no mercado de curto prazo. Esse cenário está representado na Figura 4, onde a energia gerada é superior a energia contratada. Outra situação bastante comum no mercado brasileiro é quando ocorre um atraso na construção de um projeto, e a geradora não consegue entregar a energia no prazo estipulado. Nesse caso, essa empresa terá que incorrer ao mercado *spot* para entregar a quantidade acordada para a distribuidora. Portanto, é possível concluir que no Mercado de Curto Prazo não existem contratos específicos de compra e venda de energia, existe uma contratação multilateral e eventual, variando de acordo com as necessidades dos agentes.



FIGURA 4: Operação do Mercado Spot

Fonte: Neosun, 2010 (http://www.neosun.com.br/?page_id=1110)

O preço utilizado na comercialização de energia no mercado de curto prazo é o PLD (Preço de Liquidação de Diferenças). Esse preço possui um teto, que atualmente é R\$ 388,48/MWh e um piso, que é R\$ 30,26/MWh determinados pela ANEEL através de uma audiência pública. O valor do teto é determinado através do custo de operação da usina térmica mais cara do sistema elétrico, enquanto o piso considera a receita dos contratos de concessão de energia que fazem parte do regime de cotas. Portanto, esses valores são atualizados conforme essas definições sejam alteradas. Dentro desse intervalo entre o teto e o piso, o PLD é determinado toda semana, entrando em vigor na

semana seguinte, para cada patamar de carga (leve, média e pesada) com base no Custo Marginal de Operação das usinas. O processo completo de cálculo do PLD é feito através de modelos computacionais, principalmente o modelo DECOMP, que é de curto prazo, e o NEWAVE, que é de longo prazo. Esses modelos são utilizados pela ONS para, através de variáveis como as condições hidrológicas e as projeções de demanda, determinar a quantidade de energia que deve ser gerada por cada empresa, visando manter o equilíbrio do sistema elétrico, e determinar o PLD. Além disso, existem PLDs diferentes para os diferentes submercados do Brasil (Submercado Sudeste e Centro-Oeste, Submercado Sul, Submercado Norte e Submercado Nordeste), dado que o custo de transmissão da energia das usinas é diferente em localidades distintas, o que afeta o PLD.

É importante ressaltar que o valor do PLD varia muito com a hidrologia, e com a oferta e demanda de energia. Ou seja, em um período chuvoso, o PLD cai, pois, a maioria das empresas estará gerando mais energia do que o seu montante contratado, devido a quantidade de chuva, o que aumentará a oferta de energia no mercado *spot*, e assim reduzirá o preço. O oposto acontecerá no caso de um período de seca. Prevendo esse tipo de situação, as empresas alocam menos energia no período chuvoso (de dezembro a março), onde o PLD fica mais baixo (caso elas não consigam produzir o montante contratado, elas irão comprar energia no *spot* por um preço mais baixo) e mais energia no período seco, onde o PLD fica mais alto.

4.3

O Mecanismo de Realocação de Energia – MRE

O sistema elétrico brasileiro, como dito acima, é interligado. Além dessa interligação ser extremamente necessária para garantir a segurança do fornecimento de energia, essa conexão também possui efeitos relevantes na comercialização desse insumo. O Mecanismo de Realocação de Energia, coordenado pela ONS, foi possibilitado pela pré-existência dessa rede. O MRE é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos vinculados ao funcionamento do Sistema Interligado Nacional no que diz respeito ao despacho centralizado da geração de energia

feito pelo ONS (CCEE, 2013). As usinas participantes desse mecanismo são todas que estão contidas no despacho energético centralizado do Operador Nacional do Sistema.

Esse mecanismo tem como objetivo verificar a diferença entre a geração de energia de cada gerador brasileiro e a quantidade comercializada por cada um deles. Após averiguar quais geradores estão com “sobra” ou “falta” de energia para cumprir os seus contratos, dado que o despacho de energia elétrica é centralizado, o MRE aloca os excedentes de energia nas geradoras, que estão necessitadas desse suprimento para fornecerem a garantia física contratada pelas distribuidoras, por um preço simbólico, que gira em torno de R\$10,00. O MRE tenta que todas as usinas participantes desse mecanismo atinjam seus níveis de garantia física sob o ponto de vista contábil, independentemente dos seus níveis realizados de produção de energia, desde que a geração total do MRE não seja menor que a garantia física total do SIN (CCEE, 2013). Caso a geração do MRE seja maior do que a garantia física do SIN, as empresas terão um excedente para comercializar no mercado de curto prazo, esse restante de energia é chamado de Energia Secundária.

A movimentação realizada pelo MRE afeta diretamente a receita das empresas de geração. Caso não existisse o MRE, as empresas que alocassem a sua energia corretamente, que conseguissem cumprir os seus contratos, e ainda obtivessem energia de sobra, poderiam vender essa energia no Mercado de Curto Prazo a um preço muito mais elevado do que o praticado pelo Mecanismo de Realocação de Energia. Isso favoreceria a receita dessa empresa. Entretanto, todas as empresas passam, algum dia, por problemas, ou nem sempre acertam a melhor estratégia de alocação. Nesse caso, o MRE seria favorável em termos de reduzir a despesa que seria criada, caso a energia fosse mal alocada. Ou seja, o MRE é uma forma de garantir a estabilidade do resultado das empresas.

Há diversas situações em que a realocação de energia não afeta todas as geradoras, ou a quantidade de energia movimentada não é significativa. Nesse caso, as firmas podem comercializar livremente a energia que sobrou no mercado *spot*, e obter ganhos. Em períodos de crise hídrica a situação mais comum é a de redução generalizada da geração de energia. Quando isso acontece, a maioria das empresas não possui energia para realocar, e assim acaba tendo que incorrer com os custos elevados de comprar um montante significativo de energia no mercado *spot*, em períodos em que o PLD está no seu auge.

O esquema geral do MRE começa com o cálculo da garantia física totalizada no MRE, e também é feito o cálculo da existência ou não de Energia Secundária, para beneficiar os integrantes. O próximo passo é determinar quais usinas estão com *déficits* ou excedentes de garantia física, e calcular o total dessas divergências por subsistema, semanalmente e por patamar. A etapa seguinte é determinar se existe energia sobrando para compensar os *déficits* de cada submercado, e a cobertura disponível para cada integrante do MRE. Por último, são determinados os ajustes que serão realizados entre os agentes para suprir as diferentes necessidades. Além disso, no último momento, a compensação financeira pela geração no MRE é calculada, e ela deve ser proporcional a quantidade de energia recebida ou fornecida por cada agente.



FIGURA 5: O Esquema Geral do Mecanismo de Realocação de Energia

Fonte: "Mecanismo de Realocação de Energia", CCEE, 2013.

5.

A AES Tietê

O capítulo a seguir será baseado na apresentação da empresa AES Tietê, explicando as diversas funções e os diferentes projetos da empresa. Inicialmente, o papel da empresa será delineado, para depois entrarmos efetivamente no histórico da empresa e no seu papel nos dias de hoje. Dentro dessa seção também serão discutidos os principais concorrentes da AES Tietê e os principais acionistas.

5.1

O Contexto da Empresa

A AES Tietê é uma empresa de capital aberto com ações listadas na BM&FBovespa, e é a terceira maior geradora privada do Brasil. Ela é uma empresa de extrema importância no cenário nacional, principalmente por atender a maior metrópole brasileira, São Paulo, e outras cidades adjacentes. Ela está atuando em território

nacional desde 1999 e desde então veio construindo um parque diversificado entre usinas hidrelétricas e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Esse parque atualmente totaliza 2.658 MW de capacidade instalada e 1.278 MW médios de garantia física (o total de energia que pode ser comercializado), tornando essa empresa capaz de atender mais de 20 milhões de habitantes em um ano, e fazendo dela responsável por quase 8% da capacidade total do Estado de São Paulo. A diversificação geográfica da empresa se dá em doze usinas localizadas principalmente no centro e no nordeste do Estado de São Paulo, como demonstrado na figura abaixo. A principal usina da Companhia é a de Água Vermelha, que é responsável por mais de 50% da geração de energia da companhia.

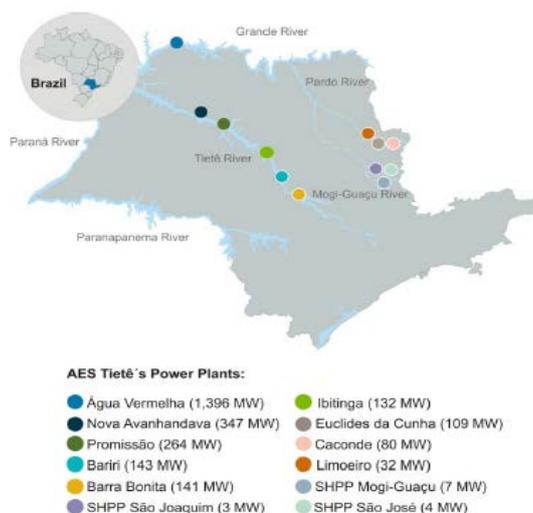


FIGURA 6: O Parque Energético da AES Tietê

Fonte: Apresentação Institucional AES Tietê, 2013

Usinas Hidrelétricas	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
		Total	% do Total
Água Vermelha	Rio Grande (Ouroeste/SP)	1.396,0	52,5%
Nova Avanhandava	Rio Tietê (Buritama/SP)	347,0	13,1%
Promissão	Rio Tietê (Promissão/SP)	264,0	9,9%
Bariri	Rio Tietê (Bariri/SP)	143,0	5,4%
Barra Bonita	Rio Tietê (Barra Bonita/SP)	141,0	5,3%
Ibitinga	Rio Tietê (Ibitinga/SP)	132,0	5,0%
Euclides da Cunha	Rio Pardo (São José do Rio Pardo/SP)	109,0	4,1%
Caconde	Rio Pardo (Caconde/SP)	80,0	3,0%
Limoeiro	Rio Pardo (Mococa/SP)	32,0	1,2%
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's)			
PCH Mogi-Guaçu	Rio Mogi-Guaçu (Mogi-Guaçu/SP)	7,0	0,3%
PCH São Joaquim	Rio Jaguari-Mirim (São João da Boa Vista/SP)	3,0	0,1%
PCH São José	Rio Jaguari-Mirim (São João da Boa Vista/SP)	4,0	0,2%
Total		2.658,0	100%

FIGURA 7: A Composição da Capacidade Energética da AES Tietê

Fonte: Formulário de Referência AES Tietê, 2014

A empresa é comandada por uma Diretoria Executiva composta por 7 membros, entre eles o presidente da AES Tietê (CEO). Os participantes da Diretoria têm como objetivo desempenhar as suas respectivas funções de acordo com o objetivo final delineado pela Companhia, conduzindo os negócios da AES Tietê com responsabilidade e sabedoria. Os dois principais membros da Diretoria são: Britaldo Soares, que é o CEO da empresa desde junho de 2007, e Francisco Morandi Lopez, que é o Diretor Financeiro e de Relação com Investidores desde dezembro de 2014. Além da Diretoria, a empresa também conta com um Conselho de Administração composto por dezenove membros, responsável pelo planejamento e por questões estratégicas da companhia, e com um Conselho Fiscal, composto por dez membros.

A ANEEL é a agência responsável por regulamentar e fiscalizar as atividades da AES Tietê, sob o comando do Ministério de Minas e Energia (MME). As atividades que são de fato regulamentadas são as atuações da AES Tietê como concessionária de uso do bem público na produção e comercialização de energia elétrica. No mercado de energia brasileiro, as empresas recebem concessões para operar ou construir usinas, e depois comercializar a energia de tais plantas. No caso da AES Tietê, ela possui um contrato de concessão com prazo de 30 anos, e que foi assinado em dezembro de 1999.

Unidos com mais de 17 mil contribuintes espalhados pelo globo, a AES Tietê faz parte de uma empresa que está presente em 18 países: a *AES Corporation*. Essa multinacional atua em diversos mercados energéticos, investindo sempre em diversas fontes energéticas – eólica, solar, biomassa, térmica e hidráulica – e buscando construir

ferramentas que possibilitem o armazenamento e a reutilização de energia em larga escala. Atualmente, a *AES Corporation* possui em seu *portfólio* mais 115 usinas das mais diferentes fontes difundidas pelo planeta e oito empresas distribuidoras de energia. No total, ela possui uma capacidade de 35.896 MW e atende mais de 10 milhões de clientes através das distribuidoras.

No Brasil, a *AES Corporation* criou a AES Brasil, que é um conjunto de empresas, onde a AES Tietê está incluída. Além da AES Tietê, a energia desse conglomerado se espalhou pelo Brasil através de outras empresas desse mesmo grupo, entre elas:

- **AES Eletropaulo:** Essa empresa é a maior distribuidora do país em termos de energia distribuída. Ela atende 24 municípios do Estado de São Paulo, inclusive a capital (site da AES Tietê).

- **AES Sul:** Ela foi criada em 1997 com o objetivo de atender regiões do Rio Grande do Sul. Hoje, essa empresa atende mais de 3 milhões de pessoas dentro de 18 municípios do Rio Grande do Sul (site da AES Tietê).

- **AES Uruguaiana:** A AES Uruguaiana foi criada em 2000 para ser a maior usina térmica a gás natural do Rio Grande do Sul. Entretanto, essa usina está parada desde 2009, por problemas de combustíveis. Ela voltou a operar nos últimos dois anos em caráter emergencial, apenas em momentos de crise hídrica (site da AES Tietê).

Totalizando todas as empresas descritas acima, a AES Brasil atende mais de 8 milhões de brasileiros, possui uma capacidade instalada de 3.298 MW. O *portfólio* desta empresa é composto por 9 usinas hidrelétricas e 3 PCHs. Além disso, a empresa conta com mais de 8 mil funcionários e colaboradores.

5.2

A História da AES Tietê e a sua Estrutura Societária

A trajetória da AES Tietê começa no ano de 1996, quando foi criado o Programa Estadual de Desestatização (“PED”), tal programa incentivava o a privatização da energia advinda do Estado de São Paulo. Três anos após a criação do programa, em

1999, o conselho do PED aconselhou o governo de São Paulo a dividir a Companhia Energética de São Paulo (“CESP”) em três novas sociedades, sendo uma delas a Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê. O Governador de São Paulo da época acreditou que aquela era uma boa ideia e resolveu fazer o que o conselho havia aconselhado, dividir a CESP.

Pouco tempo depois da divisão da CESP, a Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê foi propriamente criada, contemplando as usinas hidrelétricas e eclusas da Bacia do Rio Tietê (menos a Usina de Três Irmãos), as Usinas Hidrelétricas Armando Sales Oliveira, Caconde, Euclides da Cunha e Água Vermelha. Além disso, a Companhia também era responsável por duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH’s), a de Mogi Guaçu e Corumbataí.

Em outubro de 1999, a *AES Corporation* comprou a maior parte das ações da Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê através de um leilão público de ações na BM&F Bovespa. Na época, a *AES Corporation* já tinha as suas ações comercializadas na bolsa de valores de Nova Iorque, e já era uma das maiores empresas de energia dos Estados Unidos. Nesse momento, houve a abertura do capital da Companhia na bolsa de valores brasileira.

Logo após a privatização, a Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê (AES Tietê) começou a ganhar espaço em território nacional. Em dezembro de 1999, a Companhia assinou um contrato de concessão com a ANEEL para operar diversos parques energéticos no estado de São Paulo. Esse contrato é vigente por 30 anos e pode ser prorrogado por mais 30 conforme solicitação prévia por parte da empresa, e cumprimento de certas condições estabelecidas pela ANEEL. Dois anos após a assinatura do contrato, em abril de 2001, o nome da Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê foi alterado para AES Tietê.

Em dezembro de 2003, a *AES Corporation* firmou diversos contratos em que ela transferia todas as ações que possuía das empresas AES Tietê e AES Uruguaiana para a *holding* da BNDESPAR (BNDES Participações) chamada Companhia Brasileira de Energia (“Brasileana”), em troca de 50% mais uma ação das ações ordinárias da Brasileira. Todas as ações ordinárias restantes da Brasileira foram adquiridas pelo BNDES, por meio da BNDESPAR, e também foram adquiridas todas as ações preferenciais que haviam sido emitidas pela Brasileira. Portanto, no final desse processo, o BNDES ficou com 53,85% do capital social da Brasileira, e a *AES*

Corporation ficou com 46,15%. Assim, podemos concluir que o BNDES, através da BNDESPAR, possui participação no capital da AES Tietê, por meio da criação da *holding* Brasileira. (FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA AES TIETÊ, 2014)

Desde 2003, a AES Tietê não passava por reestruturações societárias relevantes. Até que em 03 de junho de 2015, a empresa divulgou um fato relevante explicando sobre a proposta de reorganização societária formalizada através do Acordo de Reestruturação assinado na mesma data pela AES Brasil e pela BNDESPAR. Essa reorganização será baseada na divisão parcial da Brasileira, parte da controladora (Brasileira) será transferida para a Brasileira Participações. Portanto, a controladora Brasileira ficará com o controle da AES Tietê, e a Brasileira Participações ficará com o controle das outras empresas da AES Brasil (AES Eletropaulo, AES Uruguaiana). Em uma etapa seguinte, a controladora Brasileira irá adquirir a AES Tietê, e a Brasileira passará a ser a última entidade legal remanescente, e terá o seu nome alterado para AES Tietê Energia S.A. Por último, a AES Tietê Energia irá aderir ao Nível 2 de Governança Corporativa da BM&F Bovespa (o aumento do nível de Governança Corporativa resulta no direito de todas as ações, tanto ordinárias quanto preferenciais, serem incluídas, em condições de igualdade, no caso de ocorrência de uma oferta pública decorrente de uma alienação de controle da companhia) e suas ações serão substituídas por “units”. Cada *unit* será formada por quatro ações preferenciais da companhia e uma ação ordinária. Além disso, as ações preferenciais e ordinárias da companhia terão direitos econômicos iguais (ITR AES Tietê, 2015).

Os principais objetivos da reorganização societária são: 1) Fortalecer a AES Tietê Energia como a única plataforma de crescimento em geração elétrica da AES Brasil; 2) Simplificar o processo de tomada de decisões pela AES Tietê Energia; 3) Melhorar o nível de governança corporativa da AES Tietê Energia na BM&FBovespa; e 4) Melhorar o nível de liquidez das ações da AES Tietê através da negociação por *units*, ao invés de ações unitárias.

A alteração na composição societária da companhia não mudará o acionista controlador da Brasileira Participações e da AES Tietê Energia, que permanecerá sendo a AES Brasil. Depois que ocorrer a reorganização, a AES Brasil terá a mesma participação nas duas empresas que havia anteriormente, sendo que na AES Tietê Energia ela passará a possuir apenas ações ordinárias, correspondentes a 61,55% do capital social votante e 24,25% do capital total da AES Tietê Energia. O mesmo

ocorrerá com a participação da BNDESPAR, que será mantida igual era antes, mas na AES Tietê ela passará a deter 14,36% do capital social votante e 37,35% das ações preferenciais da empresa, na forma de *units*. Dessa forma, a estrutura societária da AES Tietê antes e depois da reestruturação pode ser vista abaixo:

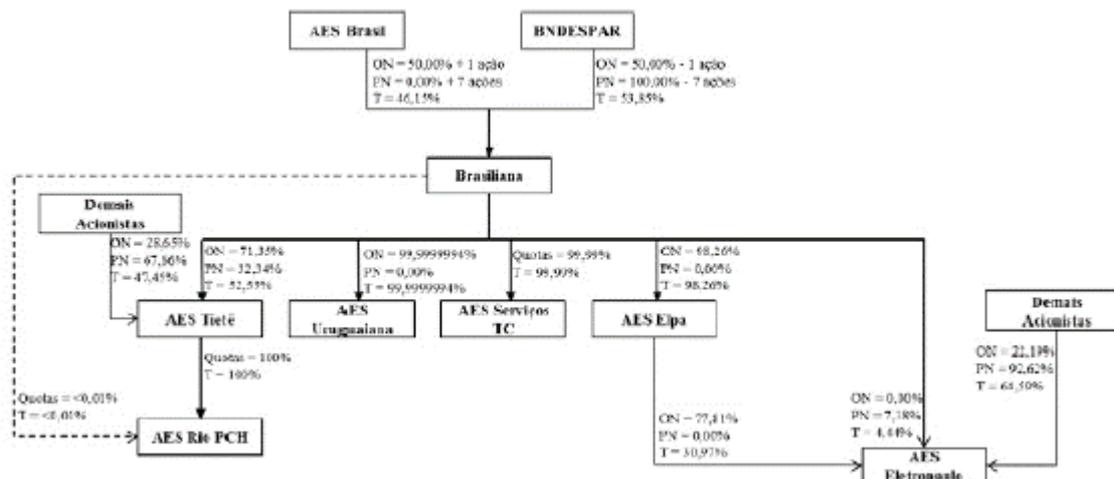


FIGURA 8: Composição Societária da AES Tietê hoje

Fonte: ITR AES Tietê, 2015

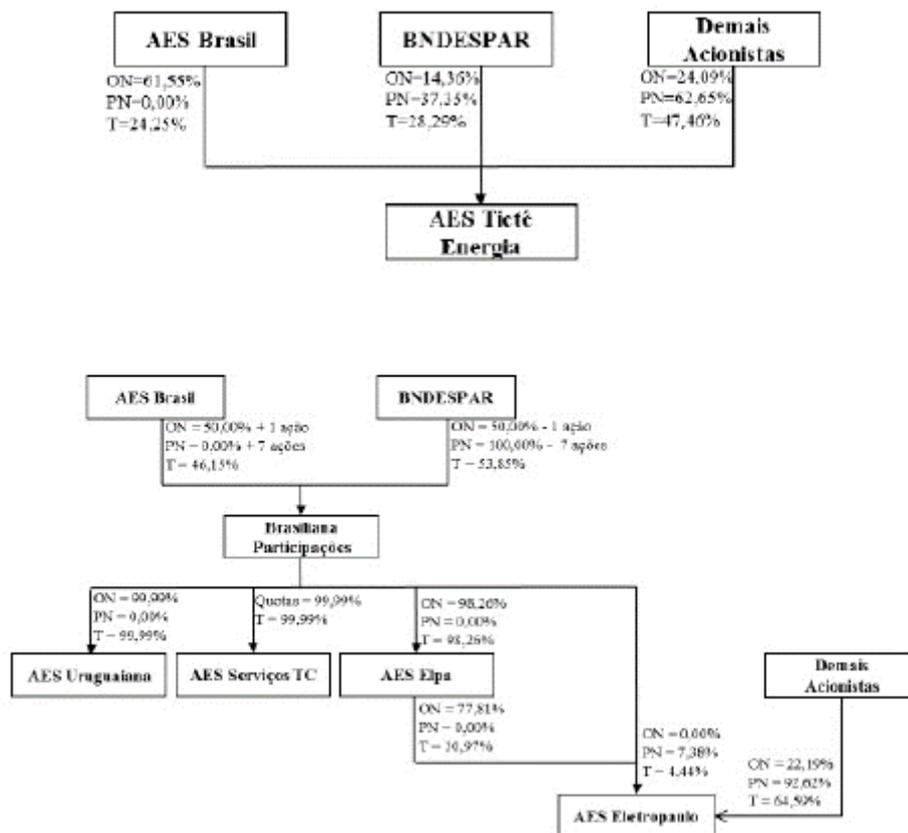


FIGURA 9: Composição Societária da AES Tietê após a reestruturação

Fonte: ITR AES Tietê, 2015

No final de agosto de 2015, a ANEEL aprovou a proposta de reestruturação societária envolvendo a AES Tietê, a Brasiliana e as outras controladas da Brasiliana. Com isso, ainda faltam alguns passos dentro das duas empresas para efetivamente concluir a operação. A AES Tietê estima que a reestruturação seja 100% concluída entre o final de 2015 e o início de 2016.

5.3

O Presente e o Futuro da empresa

No momento, a AES Tietê está em uma fase estável, em que todas as 12 usinas da companhia estão em operação, e possuem licenças ambientais de operação válidas. As

concessões das usinas hidrelétricas da AES Tietê e as PCHs da empresa apresentam datas de vencimento diferentes: os parques hidrelétricos e a PCH de Mogi-Guaçu vencem a concessão em 2029; enquanto as PCHs São José e São Joaquim tem autorização para operar até o ano de 2032.

Recentemente, a AES Tietê não participou de nenhum leilão realizado pela CCEE. Isso implica que, no momento, a empresa não está em fase de crescimento, não há novos projetos, que foram cadastrados em leilões, para entrar em operação. Entretanto, quando a companhia foi privatizada, o Edital de Privatização criado em 1999, estabeleceu à empresa a obrigação de aumentar a capacidade instalada, através de energia nova, do seu parque gerador em, no mínimo 15% (aproximadamente 400 MW), no Estado de São Paulo, no período de oito anos, a partir do momento em que o contrato de concessão da empresa foi assinado (dezembro de 1999). Ou seja, a AES Tietê possui uma obrigação de expansão. Porém, com o surgimento do Novo Modelo do Setor Elétrico em 2004, a comercialização de energia feita pela AES Tietê teve que se sujeitar a diversas restrições; as distribuidoras, por exemplo, tiveram que abandonar a prática de compra de energia diretamente da geradora, e passaram a fazer isso através dos leilões de energia novo. Esses fatores dificultaram ainda mais o cumprimento da Obrigação de Expansão. Além disso, a empresa afirma que o Estado de São Paulo é desprivilegiado em termos de fatores hídricos, o que dificulta a criação de novos projetos, e também não possui recursos favoráveis para o desenvolvimento de fontes alternativas, como a eólica e a solar. (RELEASE DE RESULTADOS AES TIETÊ, 3º trimestre de 2015).

Com o passar dos anos e o não cumprimento da Obrigação de Expansão, em setembro de 2011, o Estado de São Paulo entrou com uma ação contra a AES Tietê exigindo que a empresa cumprisse, em um prazo de dois anos, a obrigação de expandir a sua capacidade. A empresa apresentou como plano de expansão da sua capacidade o projeto “Termo São Paulo”, que é uma usina termelétrica com uma capacidade de 503MW. No final de 2012, o governo apresentou uma “resposta” para o plano apresentado pela AES Tietê alegando que não existia garantia do fornecimento de gás natural da Petrobrás (a Petrobrás possui monopólio do fornecimento de gás natural para usinas térmicas no Brasil), o que poderia atrapalhar o planejamento da empresa, e que mesmo se a empresa conseguisse o fornecimento de gás natural, não há garantias de vitória no leilão para a construção da empresa, e caso não ocorra o vencimento no

leilão, isso não pode ser usado como justificativa para o não cumprimento da Obrigação de Expansão. Em junho de 2013, a AES Tietê apresentou as suas observações contra as alegações do Estado de São Paulo e mostrou um laudo elaborado por uma consultoria do setor elétrico demonstrando as dificuldades de expansão da capacidade no Estado de São Paulo. A empresa também demonstrou o seu interesse em uma audiência de conciliação entre as partes (RELEASE DE RESULTADOS AES TIETÊ, 3º trimestre de 2015)

Nos meses que se seguiram, foi feita uma audiência de conciliação entre a empresa e o Estado de São Paulo e o processo foi suspenso até dezembro de 2013 com o objetivo de as partes pensarem em soluções para a obrigação de expansão. Desde então foram apresentados diversos pedidos de suspensão do processo, por meio das duas partes, e até agora não chegaram a uma solução para o problema. Para cumprir com o requerimento de expansão, a Companhia continua desenvolvendo o projeto Termo São Paulo, que se encontra em fase de desenvolvimento. A AES Tietê inscreveu esse projeto em leilões em 2011 e 2012, mas a Petrobrás não entregou propostas de fornecimento de gás para plantas térmicas, o que impossibilitou a participação da usina nas licitações. Atualmente, o Termo São Paulo está inscrito nos leilões A-3 e A-5 que irão ocorrer no fim de 2015, e a AES Tietê precisa comprovar que possui um contrato de fornecimento de gás natural para que possa de fato participar do leilão. No momento, a empresa está tentando conseguir a Licença de Instalação e está buscando alternativas para viabilizar o fornecimento de gás, sem ser através da Petrobrás, e permanecer desenvolvendo o projeto (RELEASE DE RESULTADOS AES TIETÊ, 3º trimestre de 2015).

A Companhia também possui outras alternativas de crescimento, além do projeto Termo São Paulo. Ela comprou uma opção de compra do projeto termelétrico Termo Araraquara (em Araraquara, interior de São Paulo) no início de 2012, com capacidade de 579 MW. Assim como o Termo São Paulo, o parque Termo Araraquara está inscrito nos leilões de energia nova que irão ocorrer esse ano, mas também depende do fornecimento de energia. Em termos de energia renovável, a Companhia desenvolveu dois projetos fotovoltaicos, um de 150MW de capacidade localizado no Estado de São Paulo e outro com capacidade de 30MW no Estado de Minas Gerais. A Companhia também trabalha com projetos eólicos no nordeste do Brasil, visando aumentar a sua capacidade. Até o momento, a empresa já construiu alguns projetos pequenos que

contribuíram para a obrigação de expansão, como a PCH São Joaquim (3 MW), finalizada no meio de 2011, e a PCH São José, terminada em março de 2012.

5.4

Os Principais Concorrentes da Empresa

A AES Tietê é uma empresa de geração pura, ou seja, ela só presta serviços de geração, não possui um braço de transmissão de energia e nem de distribuição. Nesse segmento, ela concorre com duas outras empresas principais, que são de geração pura, e possuem um *portfólio* diversificado entre as fontes de energia, são elas: a Companhia Energética de São Paulo e a Tractebel Energia. Além dessas duas, a AES Tietê acaba concorrendo com empresas integradas, que possuem diversos serviços, entre eles o de geração. As empresas integradas normalmente são as maiores companhias brasileiras, uma vez que desempenham diferentes funções e atendem diferentes tipos de consumidores. Entre as empresas integradas podemos citar como exemplos o Grupo CPFL Energia e a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). Abaixo serão mostradas as principais características das duas maiores concorrentes da AES Tietê, a CESP e a Tractebel:

A Companhia Energética de São Paulo (CESP) é uma empresa pública, que foi criada através da fusão de 11 diferentes empresas em 1966, e permaneceu sendo a maior geradora de energia elétrica por três décadas. Como explicado anteriormente, a cisão da CESP deu origem a AES Tietê. Atualmente, a CESP possui a concessão de três usinas de geração hidrelétrica (Porto Primavera, Paraibuna e Jaguari), totalizando uma capacidade instalada de 1.654,6 MW de capacidade instalada. As usinas que compõem o parque gerador da CESP estão contidas nas bacias do Rio Paraná, no oeste do Estado de São Paulo e na bacia do Rio Paraíba do Sul, no leste do Estado. Até o meio de 2015, a CESP detinha a concessão de duas outras usinas, a Usina Hidrelétrica de Ilha Solteira (3.444 MW) e a Usina Hidrelétrica de Jupia (1.551,2 MW). Assim, podemos perceber que o tamanho da empresa diminuiu mais do que pela metade nos últimos meses. Atualmente, a CESP luta na justiça por indenizações pelas suas usinas vencidas (Ilha

Solteira, Jupiá e Três Irmãos, que teve a sua concessão vencida no final de 2014), considerando a depreciação e a amortização acumulada.

A maior parte da energia da CESP é comercializada através de contratos no mercado livre (ACL), e grande parte da energia remanescente foi comercializada no ACR, através de leilões. Esses dois mercados compõem a receita da empresa. No momento, o mercado financeiro vem discutindo qual será o futuro da CESP, uma vez que ela reduziu significativamente de tamanho recentemente. As duas principais opções para a empresa parecem ser: a privatização da empresa, ou o fim da empresa (deixá-la maturando até o prazo de vencimento das concessões que ainda pertencem a ela).

BACIAS/USINAS	Nº DE UNIDADES	CAPACIDADE INSTALADA	GARANTIA FÍSICA MW/MÉDIOS	INÍCIO DA OPERAÇÃO	VENCIMENTO DA CONCESSÃO
ILHA SOLTEIRA	20	3.444,0	1.731,5	18/Jul/73	07/Jul/15
JUPIÁ	14	1.551,2	886,0	14/Abr/69	07/Jul/15
ILHA + JUPIÁ	34	4.995,2	2.617,5	-	-
PORTO PRIMAVERA	14	1.540,0	1.017,0	23/Jan/99	21/Mai/28
PARAIBUNA	2	87,0	50,0	20/Abr/78	09/Mar/21
JAGUARI	2	27,6	14,0	05/Mai/72	20/Mai/20
PP+PAR+JAG	18	1.654,6	1.081,0	-	-
TOTAL	52	6.649,8	3.698,5	-	-

FIGURA 10: O Portfólio Atual da CESP

Fonte: Reunião Pública Anual com Analistas e Investidores da CESP, 2014

A Tractebel é a maior geradora privada de energia do Brasil, com uma capacidade instalada própria de 7.044 MW, o que equivale a mais de 5% da capacidade total brasileira. O controle acionário da companhia é detido pela ENGIE Brasil, que possui 68,71% do capital social da Tractebel. O parque elétrico da companhia é composto por 28 plantas, das quais nove são hidrelétricas, cinco são termelétricas e quatorze são de fontes renováveis e complementares (três a biomassa, sete eólicas, três PCHs e uma solar). Essas plantas estão instaladas nas cinco regiões do país, especificamente nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Goiás, Tocantins, Maranhão, Piauí e Ceará. A companhia

está sediada em Florianópolis. Atualmente, a Tractebel tem mais de 1.100 empregados e possui clientes em diversos ramos. A Companhia também presta diversos tipos de serviços, como o monitoramento da qualidade de energia e a operação e manutenção de equipamentos de produção de energia.

A energia da Tractebel é comercializada tanto no mercado livre quanto no regulado. A empresa possui um *portfólio* diversificado e balanceado de ativos, com localização estratégica nas diferentes áreas do Brasil. Atualmente, essa é a geradora que mais cresce no Brasil, participando de diversos leilões e obtendo taxas de retorno bem altas em seus projetos. No momento, a empresa está desenvolvendo dois projetos novos: Campo Largo, que é um projeto eólico (327,7 MW), e Pampa Sul, que é uma usina térmica a carvão (capacidade instalada de 340MW). Depois que esses projetos entrarem em operação, a companhia começará a desenvolver a 2ª fase de cada um deles, procurando reutilizar a mão de obra contratada na 1ª fase dos projetos e o conhecimento obtido na construção de cada um deles.

O principal problema atual da Tractebel diz respeito a Jirau, uma geradora hidrelétrica de grande porte (1.500 MW de capacidade instalada). A ENGIE, controladora da Tractebel, possui 40% de participação na usina de Jirau, e essa participação poderá ser transferida futuramente para a Tractebel. O grande problema disso é que a construção de Jirau teve diversos problemas, como atrasos de obras e greves dos funcionários. Com isso, os acionistas tiveram que incorrer com diversos custos adicionais. No caso da ENGIE, quando houver a transferência de Jirau, provavelmente ela vai direcionar parte desses custos para a Tractebel, afetando negativamente a empresa.

	Usinas Hidrelétricas	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm) ¹
1	Salto Santiago	1.420,0	729,3
2	Itá	1.126,9 ²	544,2 ²
3	Salto Osório	1.078,0	522,0
4	Cana Brava	450,0	273,5
5	Estreito	435,6 ²	256,9 ²
6	Machadinho	403,9 ²	147,2 ²
7	São Salvador	243,2	151,1
8	Passo Fundo	226,0	119,0
9	Ponte de Pedra	176,1	132,4
	Total	5.559,7	2.875,6
	Usinas Termelétricas	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm) ¹
10	Complexo Jorge Lacerda ³	857,0	649,9
11	William Arjona	190,0	136,1
12	Charqueadas	72,0	45,7
	Total	1.119,0	831,7
	Usinas Complementares	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm) ¹
13	Complexo Trairi ⁴	115,4	63,9
14	Ferrari (Biomassa)	80,5	35,6
15	Lages (Biomassa)	28,0	25,0
16	Rondonópolis (PCH)	26,6	10,1
17	Beberibe (Eólica)	25,6	7,8
18	José G. da Rocha (PCH)	23,7	9,2
19	Ibitiúva (Biomassa)	22,9 ²	13,9 ²
20	Areia Branca (PCH)	19,8	10,4
21	Pedra do Sal (Eólica)	18,0	5,7
22	Cidade Azul (Solar)	3,0	n/a
23	Tubarão P&D (Eólica)	2,1	n/a
	Total	365,6	181,6

	Usinas em Construção	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm) ¹
24	Jirau (Hidro) ⁵	1.500,0	873,8
25	Pampa Sul (Térmica)	340,0	323,5
26	Campo Largo (Eólica)	326,7	157,8
27	Santa Mônica (Eólica)	97,2	48,7
	Total	2.263,9	1.403,8



FIGURAS 11, 12 e 13: O Portfólio atual e futuro da Tractebel

Fonte: Apresentação de Resultados Tractebel 3T15, 2015

6

A TEORIA POR TRÁS DA VALORAÇÃO DE EMPRESAS

Essa etapa do trabalho será dedicada a explicar como uma empresa é valorada pelos acionistas e quais são as diferentes maneiras de alcançar um valor para uma companhia. Em consequência dessas explicações, será demonstrado quando cada uma das formas de valoração deve ser utilizada. Posteriormente, uma dessas maneiras de valorar será utilizada para precificar a empresa AES Tietê.

6.1

O Que é *Valuation*?

Quando algum tipo de investidor ou analista afirma que irá fazer o *valuation* de uma empresa, ou a valoração de uma empresa, ele simplesmente está afirmando que irá determinar um preço justo para aquela empresa. Ou seja, *Valuation* é basicamente a precificação de ativos. Normalmente, para realizar essa valoração de empresas é necessário apurar diversos dados que serão imprescindíveis no cálculo justo do preço final. Portanto, a maioria dos participantes do mercado constroem diferentes tipos de modelos computacionais para alcançarem os seus objetivos nesse sentido. Entretanto, em *Valuation* não existe certo e errado, existem sim diferentes abordagens e opiniões para a mesma empresa. Em termos formais, de acordo com Alexandre Póvoa, em seu livro “Valuation: Como Precificar Ações”: “Valuation é, por definição, a técnica de “reduzir a subjetividade” de algo que é subjetivo por natureza”. (PÓVOA, 2012).

6.2

As Diferentes Maneiras de Valorar uma Empresa

Como foi dito acima, em *valuation* não existe certo ou errado. Esse conceito se aplica principalmente na hora de determinar o método que será utilizado para obter um valor para a empresa. Essa escolha deve ser feita avaliando o propósito da precificação que será feita e a estratégia que será construída em cima do preço obtido. Além disso, antes de determinar qual o método mais apropriado para a valoração de uma empresa específica, é importante compreender a fundo as características de cada um dos métodos, e qual deles é mais apropriado para cada tipo de situação. Para que seja possível avaliar qual seria a maneira mais apropriada para chegar a um valor para a AES Tietê, iremos analisar os métodos de precificação mais utilizados pelos investidores:

6.2.1

O Método de Precificação de Ativos Financeiros (CAPM)

O método CAPM tem como objetivo encontrar uma taxa de retorno para um ativo apropriado em relação a uma carteira de outros ativos diversificada. Para chegar a essa taxa, a teoria avalia que cada ativo presente em um mercado sofre com duas formas de risco: o risco diversificável e o risco não diversificável.

O risco diversificável de uma carteira de ativos diz respeito ao risco unitário que um investimento proporciona a um conjunto de ativos, seja em respeito a um mercado, ao país ou a própria empresa. Esse risco advém de fatores internos da própria empresa que podem danificar os rendimentos das suas ações. Por outro lado, o risco não-diversificável diz respeito ao risco que afeta todo o mercado, pois ocorre por fatores conjunturais, como recessões.

No início da década de 60, Willian Sharpe provou matematicamente o modelo CAPM, como sendo um medidor da sensibilidade de cada ativo perante ao risco não

diversificável. Essa sensibilidade passou a ser medida pelo coeficiente Beta (β), que segundo Damodaran (1997) pode ser representado da seguinte forma:

EQUAÇÃO 1: O Cálculo do Beta

$$\beta_i = \frac{COV_{im}}{\sigma_m^2}$$

Onde:

β_i = Beta

COV_{im} = Covariância entre os rendimentos do mercado

σ_m^2 = Variância do Retorno do mercado

Um $\beta = 1$ representa a situação em que os retornos de um ativo variam completamente com o mercado, se o $\beta = 0$ os rendimentos da ação não são diretamente relacionados com as variações do mercado.

Em sua trajetória, Damodaran ressaltou algumas observações relevantes em relação ao Beta das diferentes empresas:

1. Quanto mais alavancada, tanto operacionalmente quanto financeiramente, for uma empresa, maior será o seu β . O caso da alavancagem operacional indica que a relação entre os custos fixos e os custos variáveis de uma companhia estão altos, enquanto a alta alavancagem financeira indica que a empresa está muito endividada em relação ao seu capital próprio.
2. Empresas que possuem suas vendas cíclicas, agrupadas em uma certa época do ano, ou que variam muito de acordo com variações na economia possuem β s mais altos do que os outros tipos de empresa (DAMODARAN, 1997).

Através do conceito de Beta e dos conceitos de risco citados acima, o modelo CAPM foi definido como sendo baseado na seguinte equação:

EQUAÇÃO 2: O Modelo CAPM

$$\bar{K}_e = R_f + \beta_i + (\bar{R}_m - R_f)$$

Fonte: Ross, Westerfield e Jaffe, 2008

Onde:

\bar{K}_e = Retorno Esperado da Bolsa de Valores (dependendo do país, a bolsa de valores varia, no caso do Brasil é a Ibovespa)

R_f = Taxa Livre de Risco

$(\bar{R}_m - R_f)$ = Risco do mercado em que a companhia está inserida

6.2.2

Os Modelos de Avaliação por Múltiplos

Os modelos de avaliação de empresas por múltiplos normalmente consistem na busca por uma empresa semelhante/comparável à empresa que está sendo avaliada, e depois que essa firma for encontrada, fazer uma comparação entre os múltiplos dessa firma similar e da empresa em questão. A similaridade entre as duas empresas pode vir das mais diversas fontes, entre elas o ramo de atuação das companhias, a precificação realizada pelas duas de ativos comparáveis e etc.

É importante ressaltar que duas empresas não podem ser comparadas através dos seus valores de mercados. Nesse caso, os valores precisam ser convertidos para métricas comuns, o que se torna possível através da existência dos múltiplos. Também é necessário ressaltar que na hora da avaliação através dos múltiplos é preciso levar em consideração as especificidades de cada empresa, para então poder isolar o que de fato está sendo avaliado.

As maiores vantagens da utilização dessa abordagem são a simplicidade e a rapidez desse método, já que não são necessários modelos e cálculos complicados para atingir uma solução; o uso de dados reais e não de projeções e o fato de levar em conta todos os ativos operacionais do “business”. Entretanto, esse modelo apresenta limitações que fazem com que ele não seja o mais adequado para avaliar a AES Tietê. Na maioria das vezes existe uma dificuldade em achar empresas que sejam compatíveis com a empresa especificada. Esse é o caso da AES Tietê, uma vez que as empresas do ramo de energia possuem ativos extremamente diferentes, que impactam muito cada

uma delas, tanto negativamente quanto positivamente, o que acaba tornando-as muito diferentes. Ademais, esse método necessita de poucas informações, o que torna ele incompleto em comparação com os outros.

A avaliação por múltiplos é apropriada para empresas que já são consolidadas no mercado, e que possuem uma expectativa de crescimento similar aos seus concorrentes, ou na falta de empresas comparáveis, tem que haver um contexto em que possam ser feitos ajustes coerentes que permitam que haja algum tipo de paridade na hora de realizar a comparação.

6.2.3

O Valor Patrimonial (*Book Value*) e o Valor de Mercado

As pessoas com menos experiência no mercado financeiro tendem a usar o Valor Patrimonial e o Valor de Mercado de específica empresa para determinar um valor para tal. O *Book Value* de uma empresa é o valor de todos os seus ativos em conjunto, é o valor pelo qual os pertences da empresa são carregados no balanço patrimonial. O cálculo do valor patrimonial de uma companhia é calculado através da seguinte equação: Custo de Aquisição dos Ativos – Depreciação Acumulada dos Ativos. A valoração de uma empresa não é bem feita utilizando o Valor Patrimonial de uma empresa, pois ele não considera o futuro da empresa, é apenas uma representação atual da companhia. Esse tipo de valoração também deixa de considerar diversas variáveis relevantes (custos com logística, custos com pessoal...) para determinar o preço mais adequado para uma companhia.

O Valor de Mercado de uma firma é o número obtido ao multiplicar o total de ações comercializadas de uma empresa e o preço que a ação da companhia está sendo vendida a um determinado momento. Porém esse valor é a percepção dos acionistas no momento sobre aquela firma, eles podem estar sobrevalorizando essa empresa ou subvalorizando ela, e não é, necessariamente o valor efetivo daquela empresa. Assim, não faz sentido precificar uma empresa através do seu valor de mercado, já que ele é completamente baseado em opiniões de outros agentes.

6.2.4

O Modelo do Fluxo de Caixa Descontado

Entre todos os métodos de valoração de empresas, de acordo com Soutes, Schvirck e Machado:

O modelo DCF (*Discounted Cash Flow* – Fluxo de Caixa Descontado) é o mais utilizado pelos agentes do mercado. Esse modelo se baseia na ideia de que o valor de uma empresa hoje depende do valor que ela terá no futuro e da taxa de desconto aplicada de acordo com o risco associado aquela empresa (quanto mais arriscada for a empresa maior será a taxa de desconto e vice-versa). Ademais, o método DCF também atribui um peso ao valor do tempo sobre o fluxo de caixa da empresa (SOUTES, SCHVIRCK e MACHADO, 2006).

Esse modelo pode ser representado da seguinte maneira:

EQUAÇÃO 3: O Modelo do Fluxo de Caixa Descontado

$$\text{Value} = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

Fonte: Damodaran, 2002.

Onde:

r = Taxa de desconto

CF_t = Fluxo de caixa

n = Período de vida do ativo

Para Martinez:

É importante ressaltar que esse modelo, apesar de ser considerado tecnicamente o mais correto, não é perfeito, uma vez que as taxas de juros usadas no cálculo podem distorcer o valor final, e assim o retorno esperado do ativo. O DCF também, às vezes, sub-avalia as empresas, já que, diversas vezes, ele ignora fatores estratégicos relevantes no processo decisório da empresa, além de ignorar também algumas flexibilidades operacionais na empresa. Visando solucionar esses problemas, atualmente já existem modelos que

incorporaram novos parâmetros e conseguiram solucionar grande parte desses problemas (MARTINEZ, 1999).

De acordo com Damodaran (2002), um dos principais especialistas no tema de valoração de empresas, a metodologia do fluxo de caixa descontado é bastante coerente para ativos que possuam continuidade, e que tenham fluxos de caixa positivos e estáveis. Esses fatores são importantes para que se chegue a valores coerentes para os fluxos de caixa futuros e para que o risco seja projetado com confiabilidade, visando chegar a taxa de desconto apropriada. Portanto, esse método não é recomendado, por exemplo, para empresas que estejam com dificuldades financeiras, já que o futuro delas é bastante incerto e não se sabe se ela voltará a crescer e se estabilizar ou se irá à falência, e para empresas cíclicas, que dependem da situação econômica do país para prosperar, dado que é impossível prever a situação econômica de um país no futuro com confiança.

A valoração da empresa AES Tietê será feita pelo método de fluxo de caixa descontado, pois essa é uma empresa lucrativa e detentora de concessões, que possuem prazos específicos para vencer. Quando essas concessões vencem, as plantas energéticas são devolvidas para o governo, dificultando o estabelecimento de alguma perpetuidade para a empresa, já que é impossível prever se a concessão será estendida ou não. Portanto o fluxo de caixa dessa empresa é bastante previsível, uma vez que os contratos de fornecimento de energia são apenas ajustados anualmente pela inflação. O fato da empresa ser lucrativa e ter fluxos de caixa que são facilmente previstos faz com que o DCF seja o método ideal para valorá-la.

Dentro do conceito de DCF, existem duas fórmulas diferentes para elaborar o fluxo de caixa: o fluxo de caixa pelo lado do acionista (FCFE) e o fluxo de caixa pelo lado da firma (FCFF). No primeiro método citado, respectivamente, é avaliada a participação daqueles que possuem ações da empresa (os acionistas). Já no segundo modelo de cálculo, a firma é avaliada como um todo, ou seja, tanto o capital próprio, dos acionistas, quanto o capital de terceiros. Apesar dos dois métodos terem o mesmo objetivo final, cada um deles utilizará taxas de desconto diferentes, o que diferenciará o cálculo dos fluxos de caixa. A diferenciação entre os dois modelos ocorre devido ao fato de uma empresa contemplar diversos agentes que esperam diferentes formas de remuneração para o seu capital: juros, no caso dos credores, e dividendos no caso dos detentores de ações.

6.2.4.1

O Fluxo de Caixa do Acionista (FCFE)

No FCFE o cálculo é feito através de fluxos de caixa residuais, ou seja, depois da dedução de todos os gastos e despesas. É a parte que sobrou dos lucros gerados pela empresa depois do pagamento de juros aos credores. Esse fluxo de caixa resultante contempla o montante que está, de fato, disponível para ser distribuído aos acionistas. A taxa de desconto utilizada nesse caso é a taxa de remuneração do capital próprio, que representa as expectativas de retorno dos cotistas da empresa considerando todos os diversos riscos vinculados à empresa, que tende a ser mais alta do que a taxa de remuneração do capital de terceiros, já que o investimento de capital próprio é atrelado a riscos muitos maiores. A taxa de desconto aplicada é o custo do capital próprio (K_e), que é determinado através do modelo CAPM, que foi apresentado acima. O método do Fluxo de Caixa do Acionista pode ser representado da seguinte maneira:

EQUAÇÃO 4: O Fluxo de Caixa do Acionista:

$$\text{Value of Equity} = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{\text{CF to Equity}_t}{(1+K_e)^t}$$

Fonte: Damodaran, 2002.

Onde:

K_e = Custo atrelado ao capital próprio

CF to equity_t = Expectativa de fluxo de caixa para o acionista no período t

n = Período de vida do ativo

Normalmente, o FCFE é calculado da seguinte maneira pelos acionistas:

Fluxo de Caixa Para o Acionista
(+) Receitas de Vendas e/ou Serviços
(-) Imposto Sobre a Receita
(-) Custos e Despesas Operacionais
(-) Depreciação
(+/-) Receita/Despesa Financeira
(+/-) Aumento/Diminuição do Capital de Giro
(-) Imposto de Renda
(+) Depreciação
(-) Investimento
(+) Empréstimos
(-) Pagamento de Juros
=FCFE

TABELA 1: A Composição do FCFE

Fonte: Elaboração do próprio autor

6.2.4.2

O Fluxo de Caixa da Firma (FCFF)

No FCFF se encontram os outros agentes que possuem direitos sobre o resultado da empresa, como: capital de terceiros, acionistas preferenciais e etc. (SOUTES, SCHVIRCK e MACHADO, 2006). A diferença dessa fórmula para o FCFE é que o fluxo de caixa é encontrado após o pagamento de todas as despesas da firma e os impostos, mas, antes do pagamento das dívidas da companhia, enquanto o FCFE leva em consideração os empréstimos e o pagamento de juros. Assim, o fluxo de caixa da firma é o fluxo de caixa remanescente depois que são abatidos os custos operacionais da empresa e os investimentos que a empresa realizou. Como o FCFF leva em

consideração tanto o capital próprio dos acionistas quanto o capital de terceiros, a taxa de desconto utilizada nesse caso é o WACC, que é uma média ponderada entre o custo do capital próprio (K_e) e o custo do capital de terceiros (K_d). A equação abaixo indica o funcionamento desse método:

EQUAÇÃO 5: O Fluxo de Caixa da Firma

$$\text{Value of Firm} = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{\text{CF to Firm}_t}{(1 + \text{WACC})^t}$$

Fonte: Damodaran, 2002.

Onde:

WACC = Custo do capital ponderado da companhia

CF to firm_t = fluxo de caixa esperado para a companhia no período t

n = Período de vida do ativo

A maneira correta de calcular o FCFF é a seguinte:

Fluxo de Caixa Para a Firma
(+) Receitas Operacionais
(-) Imposto Sobre a Receita
(-) Custos e Despesas Operacionais
(-) Depreciação
(+/-) Receita/Despesa Financeira
(+/-) Aumento/Diminuição do Capital de Giro
(-) Imposto de Renda
(+) Depreciação
(-) Investimento
= FCFF

TABELA 2: A Composição FCFF

Fonte: Elaboração do próprio autor

6.2.4.2.1

O Cálculo do WACC

O WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) é a taxa de desconto para a firma, utilizado na valoração através do método DCF voltado para a empresa. O cálculo dessa taxa de desconto leva em consideração tanto o custo do capital próprio da empresa (K_e), quanto o custo de capital de terceiros (K_d), através da realização de uma média ponderada de acordo com a participação de cada uma dessas duas formas de financiamento na empresa. A utilização do FCFF é extremamente aconselhada para empresas que pensam em alterar a estrutura do seu capital no futuro, já que o WACC leva em consideração o peso de cada forma de financiamento. De acordo com Damodaran (2002), a forma mais eficiente de encontrar o WACC seria a seguinte:

EQUAÇÃO 6: O Custo do Capital Ponderado

$$WACC = K_e * \left(\frac{E}{(D+E)} \right) + K_d * \left(\frac{D}{(D+E)} \right) * (1 - t)$$

Fonte: Damodaran, 2002

Onde:

K_e = Custo do capital próprio

K_d = Custo do capital de terceiros

E = Valor de mercado da empresa

D = Valor de mercado da dívida

$E/(D+E)$ = Capital próprio em relação ao capital total da companhia

$D/(D+E)$ = Capital de terceiros em relação ao capital total da companhia

t = Imposto

No Brasil, é um hábito o pagamento de Juros Sobre o Capital Próprio (JCP) pelas empresas para os acionistas. O JCP é outra maneira da empresa distribuir os lucros para os seus acionistas, além dos dividendos. Essa forma de distribuir o lucro é benéfica para a empresa, pois diferentemente do dividendo, no caso do JCP o investidor paga imposto de renda sobre o montante recebido, e acaba isentando a empresa do pagamento dos impostos, pois o pagamento é contabilizado como uma despesa da firma. Dessa forma, esse benefício tem que estar refletido no WACC através da seguinte fórmula:

EQUAÇÃO 7: O Cálculo do WACC incluindo o JCP

$$WACC = (K_e - T_{JLP} (T_{pj} - T_a)) * \left(\frac{E}{(D+E)} \right) + K_d * \left(\frac{D}{(D+E)} \right) * (1 - T_{pj})$$

7.

A VALORAÇÃO DA AES TIETÊ

A seguir, o modelo de DCF será utilizado para precificar a empresa AES Tietê. No início do capítulo serão analisados todos os fatores que afetam a determinação do fluxo de caixa da empresa. Ao concluir esse capítulo pretendo ter encontrado um valor justo para a companhia e comparado este preço com os preços das concorrentes da empresa.

7.1

Projeções Macroeconômicas

No Brasil, a principal fonte de projeções de indicadores é o relatório Focus, que é divulgado pelo Banco Central do Brasil toda semana. Esse relatório abrange as projeções do final do ano corrente e do ano seguinte. Com isso, as projeções do último Focus serão utilizadas como as projeções macroeconômicas de 2015 e 2016 do modelo em anexo. Para 2017 em diante, foi assumida um IGPM e IPCA de 4,5%, que vão em linha com a projeção do Banco Central. No caso da TJLP, assumimos que ela permanece constante no valor atual de 7%. Por último, a projeção do CDI parte do princípio de que a partir de 2016 o governo vai baixar o juros, e ele irá se estabilizar em 12% no longo prazo.

Projeções Macroeconômicas	2015	2016	2017	2018	2019
IGPM	10.0%	6.0%	4.5%	4.5%	4.5%
IPCA	10.0%	6.5%	4.5%	4.5%	4.5%
TJLP	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%
CDI, % a.a.	14.3%	13.3%	12.0%	12.0%	12.0%

TABELA 3: As Premissas Macroeconômicas

Fonte: Elaboração da própria autora

7.2

A Receita Bruta

A receita bruta de uma empresa é o montante contábil resultante da venda de todos os produtos que a empresa está disposta a oferecer, e da prestação de todos os serviços que uma companhia pode ofertar. Normalmente, a receita bruta é calculada através da multiplicação da quantidade dos produtos vendidos, ou dos serviços prestados, pelos seus respectivos preços.

No caso da AES Tietê, a receita bruta advém da venda de energia gerada pela empresa nos diversos ambientes de comercialização de energia elétrica. Os preços e quantidades negociados diferem entre esses ambientes. A oferta de energia da AES Tietê está ofertada nos seguintes mercados, que juntos compõem a receita total da firma:

7.2.1

A Receita Gerada no ACR

No ano 2000, a AES Tietê firmou um contrato com a AES Eletropaulo, no Ambiente de Contratação Regulada, de fornecimento de energia. Esse contrato afirma que a AES Tietê tem que entregar 1.268 MWm para a AES Eletropaulo todo ano. É relevante notar que esse contrato está sujeito a sazonalidade, ou seja, a Eletropaulo pode decidir quando deseja receber mais ou menos energia, dentro da quantidade total firmada no contrato. O montante negociado representa praticamente toda a energia assegurada da companhia, o que oferece para a empresa pouca margem para negociar

nos outros ambientes. Porém, apesar da AES Tietê não ter conseguido desde o início da vigência do contrato negociar em outros mercados, o acordo fechado com distribuidora Eletropaulo foi extremamente benéfico para a empresa, dado que na época o preço acordado para a venda de energia para tal distribuidora foi muito maior do que o preço de mercado. O preço do contrato é atualizado uma vez por ano através do IGP-M, atualmente esse preço gira em torno de R\$218,00/MWh.

Como o contrato com a Eletropaulo envolvia praticamente toda a energia assegurada da empresa, a maior parte da receita da AES Tietê dos últimos anos veio desse contrato, e garantiu um bom faturamento para a firma. Entretanto, em dezembro de 2015, esse acordo irá vencer. Assim, no modelo que foi feito para a companhia, a receita advinda desse contrato deixa de existir a partir de 2016, como é demonstrado a seguir:

Contrato Eletropaulo (Avg. MW) - ACR	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Volume Contratado (MWavg)	1.268	1.279	1.268	1.268	1.268	1.268
Volume Contratado (GWh)	11.108	11.108	11.138	11.108	11.108	11.108
Preço (R\$/MWh)	155,8	167,3	178,0	188,0	201,1	217,9
Receitas (R\$M)	1.730.400	1.858.300	1.982.718	2.088.100	2.233.600	2.419.798

TABELA 4: Contrato da AES Tietê com a AES Eletropaulo nos últimos cinco anos

Fonte: Elaboração da própria autora

7.2.2

A Receita Gerada no ACL

A solução encontrada pelo conselho da AES Tietê para comercializar a energia disponível deles pós vencimento do contrato com a Eletropaulo foi criar uma carteira de clientes no Ambiente de Contratação Livre que passará a deter a energia da companhia a partir de janeiro de 2016. A comercialização da energia disponível se deu em diversos períodos, sem nenhuma condição específica. Em cada trimestre a empresa divulgou o quanto comercializou de energia nos três meses anteriores e a qual preço essa energia foi vendida.

Diante da situação hidrológica brasileira desfavorável dos últimos anos, a companhia decidiu que não deveria comercializar 100% da sua energia disponível, para correr menos riscos de ficar exposto ao mercado de curto prazo, principalmente ao GSF (*Generation Scaling Factor*), que é o rebaixamento das geradoras na CCEE. Além disso, outro fator que afetou a comercialização da energia da AES Tietê foi o fato do mercado de energia estar pouco aquecido, devido à queda do consumo de energia diante da expectativa de retração econômica no país e ao aumento recente das tarifas de energia elétrica.

De acordo com o gráfico abaixo, no momento, a companhia possui 1.071 MWm de energia que deve ser entregue no início de 2016, o que representa 86% da capacidade comercial da empresa. Os 14% restantes provavelmente servirão como uma forma de proteção para a companhia diante do cenário hidrológico do país, ou serão comercializados em um futuro próximo caso as condições melhorem. Nos anos seguintes, o nível de contratação é ainda mais baixo, uma vez que a AES Tietê prefere esperar o desenvolvimento do cenário atual para concluir qual será o melhor momento para comercializar a sua parcela remanescente de energia. Através do gráfico abaixo, podemos perceber que o preço ao qual a energia da companhia está sendo vendida é menor do que o preço praticado no contrato da Eletropaulo. Com isso, podemos esperar uma redução da receita da companhia nos próximos anos.

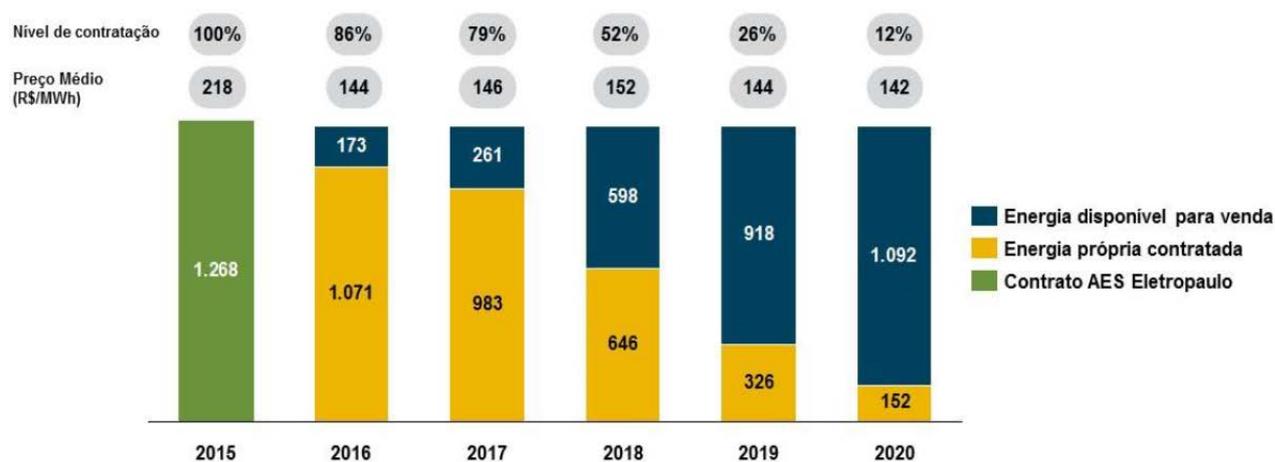


GRAFICO 1: Histórico e Evolução do Portfólio de Clientes da AES Tietê

Fonte: Divulgação de Resultados AES Tietê 3T15

No modelo em anexo, a partir de 2016, a gente utiliza os dados da imagem acima para calcular a receita da companhia. Colocamos a quantidade comercializada por ano no modelo, e utilizamos o preço da última divulgação de resultados ajustado pela inflação, até o momento em que a energia de fato será entregue. Por exemplo, se pegarmos o preço de venda de energia divulgado no terceiro trimestre de 2015 para a contratação de energia em 2016, teremos que ajustá-lo pelo IPCA do quarto trimestre de 2015, e pelo IPCA de 2016. Além disso, na aba “Portfólio_Contratação” foi feito o acompanhamento da contratação de energia da companhia, trimestre por trimestre, tanto das quantidades comercializadas quanto dos preços utilizados nos contratos de fornecimento para diferentes anos.

ACL	2016	2017	2018	2019	2020
Volume Contratado (MWavg)	1.071	983	646	326	152
Volume Contratado (GWh)	9.408	8.611	5.659	2.856	1.335
Preço (R\$/MWh)	157	168	185	185	193
Preço (R\$/MWh) - REAL	nov-15 144	146	152	144	142
Receitas (R\$M)	1.478	1.450	1.048	529	258

TABELA 5: A Contratação de Energia da AES Tietê no ACL

Fonte: Elaboração da Própria Autora

7.2.2.1

O GSF (Generation Scaling Factor)

O conceito de GSF pode ser definido através da seguinte equação:

$$\text{GSF} = \frac{\text{ENERGIA GERADA}}{\text{ENERGIA ALOCADA}}$$

Esse ratio representa a fração entre o montante de energia que foi gerado no período sobre a quantidade que foi contratada, e que precisa ser entregue para alguma distribuidora. O GSF é calculado por empresa de geração participante do MRE, e depois é calculado um GSF geral, levando em consideração todos os agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Como foi dito anteriormente, a criação

do MRE permitiu a criação de um “grupo” no setor elétrico, onde todas as empresas se “compensam” em termos de energia, visando cumprir os contratos estabelecidos no setor. Caso uma companhia tenha obtido, por exemplo, um GSF de 1,1 em determinado período, isso significa que ela gerou 10% a mais do que o total de sua energia contratada, ou seja, ela possui uma sobra de energia. Se, nesse mesmo período de tempo, houver outra empresa que obteve um GSF de 0,9, ou seja, que produziu 10% a menos da sua energia contratada, e teria que recorrer ao mercado *spot* para cumprir os seus contratos, a energia gerada pela firma que teve um GSF de 1,1 será realocada para a companhia que obteve um GSF de 0,9. Essa mutação do fluxo de energia é chamada de MRE. Assim, o contrato de ambas as empresas serão cumpridos.

Se depois do processo de compensação entre as companhias, ainda sobrar energia por parte de alguma empresa, essa companhia venderá esse montante no mercado de curto prazo e obterá lucros através dessa operação. Normalmente, períodos de sobra de energia são aqueles em que a oferta está mais elevada, e nesse caso, o PLD (Preço Praticado no Mercado *Spot*) está mais baixo. Portanto, a receita obtida pelas empresas nessa situação, através da venda de energia no *spot*, será menor do que seria caso o PLD estivesse maior. O oposto ocorre se após a realocação entre as empresas ainda faltar energia para cumprir os contratos. Essa situação implica a ocorrência de uma situação hidrológica desfavorável, o que resulta em um PLD alto, devido a falta de oferta de energia. Nessa situação, as empresas incorrem com gastos muito elevados devido a compra de energia no mercado de curto prazo. O GSF é uma porcentagem, digamos, por exemplo, que em determinado período o GSF tenha sido 0,9, nesse caso as empresas terão que comprar 10% da sua energia assegurada no mercado de curto prazo.

Desde o início de 2014, o Brasil vem passando por um momento em que a hidrologia do país está bastante crítica. Com isso, como não está chovendo, e a matriz energética do Brasil é, em sua maioria, hídrica, as empresas não estão gerando energia suficiente para suprir os seus contratos. Essa situação resultou em um GSF muito elevado. A principal forma de uma empresa mitigar esses custos é sazonalizando a sua garantia física de maneira correta, isto é, se organizando para gerar mais energia em períodos de seca e menos energia no período chuvoso. Além disso, outra forma de uma empresa se proteger é deixar parte de sua energia descontratada, imaginando que essa energia será utilizada para suprir o GSF. Porém quando as empresas comercializaram a energia que seria entregue em 2014 e 2015, elas não imaginaram que iriam incorrer com

níveis tão altos de GSF, pois anteriormente, em muitos períodos o GSF ficava perto ou acima de 1, não representando riscos relevantes para as empresas. Atualmente, a CCEE estima que o GSF de 2015 ficará perto de 85%, como demonstrado no gráfico abaixo, enquanto a média de 2014 foi 90,7%.

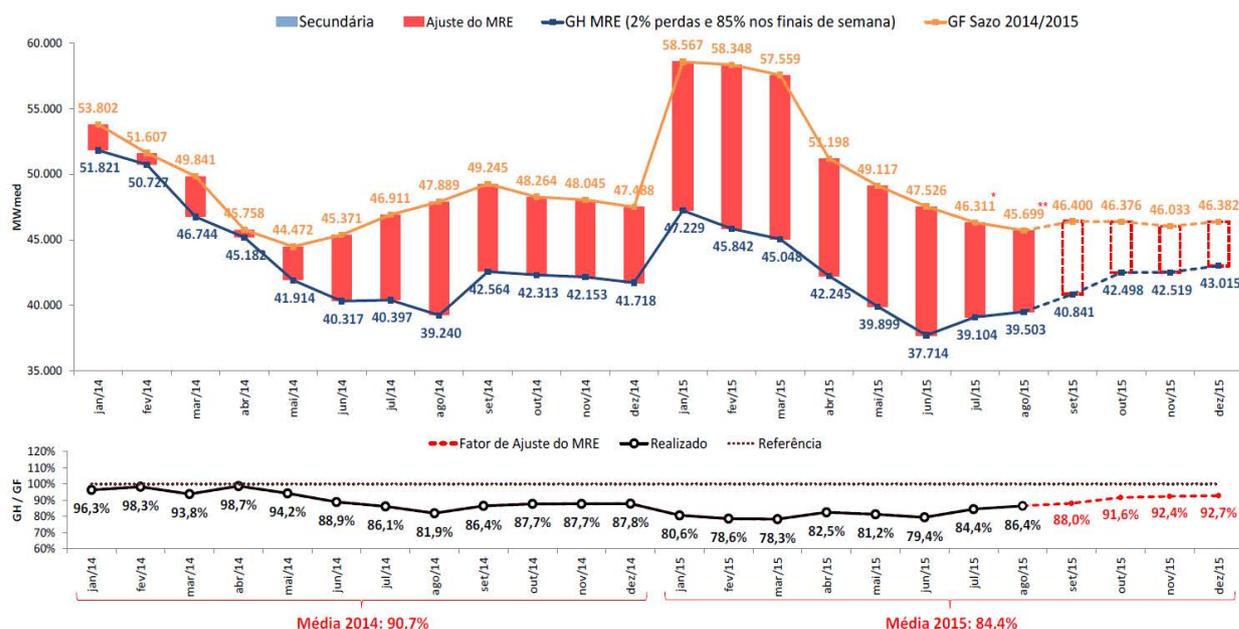


GRÁFICO 2: O Histórico do GSF e Previsões para o Futuro

Fonte: Info PLD CCEE, outubro 2015.

A AES Tietê vem sofrendo bastante com o GSF nos últimos períodos, uma vez que quase toda a sua garantia física está contratada com a Eletropaulo. Assim, apesar da empresa ter sazonalizado a sua energia tentando mitigar os custos do GSF, como está representado no gráfico abaixo, ela ainda incorrerá com custos altíssimos no ano de 2015. Contudo, a empresa vem aprendendo com os erros do passado, e está deixando uma parte da sua energia descontratada para os próximos anos, para se proteger do GSF. No modelo construído o GSF aparece na linha de compra de energia, dentro das despesas operacionais. O cálculo dessa compra é feito multiplicando o GSF pela energia assegurada da companhia, e depois multiplicando o resultado dessa conta, que é o montante de energia que será comprado, pelo PLD. Para realizarmos essa conta utilizamos no modelo um GSF de 0,83 (17%) para o ano de 2015, que é a projeção apresentada pela própria AES Tietê nas suas últimas divulgações, e de 5% para 2016,

que é a estimativa da maioria das agências para o ano que vem. A partir de 2016, fica impossível projetar um nível de GSF, pois não sabemos quais serão as condições hidrológicas do Brasil.

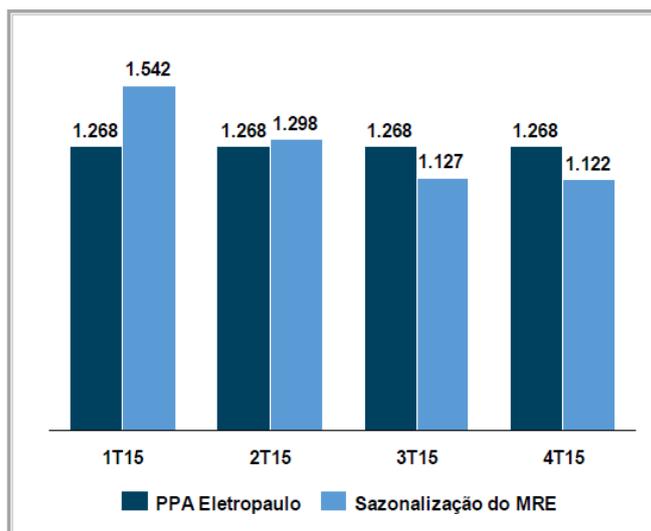


GRÁFICO 3: Sazonalização da Garantia Física da AES Tietê em 2015

Fonte: Divulgação de Resultados da AES Tietê do 3º trimestre, 2015

O PLD utilizado no modelo construído é de R\$350/MWh para 2015. Esse valor foi determinado através de uma aproximação dos valores já consolidados do PLD no ano de 2015 e dos valores projetados pela CCEE para os próximos meses, conforme o gráfico abaixo. É importante ressaltar que o PLD caiu significativamente de 2014 para 2015, pois houve um corte do teto do PLD, uma vez que as empresas estavam tendo custos muito altos com a compra de energia no *Spot*. Assim, o governo achou que a melhor forma de ajudar essas empresas seria cortar o teto de R\$822,83/MWh para R\$ 388,48.



GRÁFICO 4: A Trajetória do PLD

Fonte: Info PLD CCEE, Novembro de 2015

Para 2016, o PLD utilizado é R\$ 250,00. Esse preço é derivado da premissa de que atualmente existem muitos projetos de geração atrasados no Brasil, e em 2016, grande parte dessa energia atrasada irá entrar em operação. Com isso, a oferta de energia será abundante, o que levará o PLD para baixo. O número R\$ 250,00 é o mais utilizado pelos agentes do mercado. Após 2016, o PLD do modelo se torna igual ao preço de longo prazo de contratação de energia. O preço de longo prazo é o valor que está sendo utilizado ultimamente para a contratação de energia. De acordo com o que as empresas comentam, esse preço gira em torno de R\$ 150,00/MWh em 2015, e é reajustado anualmente pelo IPCA nos anos seguintes.

7.2.3

A Receita Advinda da CCEE (MRE e Mercado de Curto Prazo)

Nos últimos anos, a AES Tietê apresentou pequenas receitas tanto no MRE quanto no Mercado de Curto Prazo, dada a sua grande contratação no mercado regulado. Na realidade, nos últimos anos o resultado da empresa na CCEE tem sido negativo, pois apesar da companhia conseguir vender uma pequena quantidade de

energia nesse mercado, ela compra muito mais energia para suprir os seus contratos, devido ao GSF.

A tarifa praticada na compra e venda de energia no MRE é ajustada pelo IPCA todo ano, em janeiro, pela ANEEL. O valor da tarifa inicialmente é calculado para que reembolse o total de custos variáveis de operação e manutenção das usinas brasileiras. A tarifa em uso no ano de 2015 é R\$ 11,25/MWh. Já no mercado de curto prazo, o preço utilizado é o PLD, como já foi dito anteriormente.

No modelo em anexo, no ano de 2015 não há receitas projetadas na CCEE, pois não há energia de sobra, devido ao contrato com a Eletropaulo. A partir de 2016, o modelo considera que toda a energia que ainda não foi comercializada pela companhia nos próximos anos será comercializada no mercado de curto prazo à PLD. Com isso, a empresa apresenta uma receita significativa na CCEE a partir de 2016. Lembrando que o PLD praticado em 2016 é de R\$ 250,00, como foi explicado acima, e a partir de 2017 ele é equalizado ao preço de contratação de longo prazo, que é R\$ 150,00 ajustado pelo IPCA até o ano vigente.

7.3

A Receita Líquida

A receita líquida da AES Tietê é a receita bruta da companhia menos os impostos sobre as vendas totais da companhia (PIS/Cofins). No momento, através do contrato da Eletropaulo, a AES Tietê possui um desconto nesse imposto. A alíquota comum de PIS/Cofins é 9,25% sobre a receita bruta da empresa. Porém no contrato com a Eletropaulo, foi acordado que a AES Tietê pagaria em torno de 6% de PIS/Cofins, e a diferença para alíquota de 9,25% seria paga pela Eletropaulo.

No momento em que o contrato com a Eletropaulo vencer, a AES Tietê irá começar a arcar com a alíquota de 9,25% sobre a receita bruta. Portanto, a partir de 2016 está delineado no modelo que a AES Tietê passa a pagar a alíquota de 9,25%.

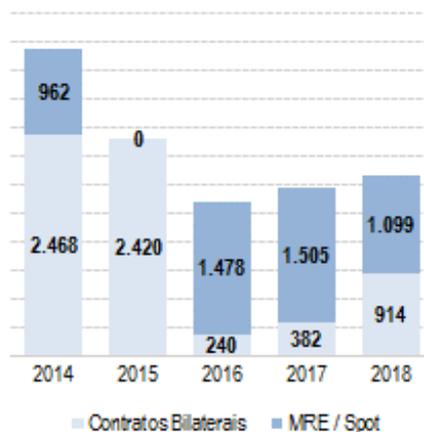


GRÁFICO 5: A Quebra da Receita da AES Tietê

Fonte: Elaboração da Autora

7.4

As Despesas Operacionais da AES Tietê

A AES Tietê incorre com diversos tipos de despesas associadas a sua operação. Essas despesas são fundamentais para que a empresa continue operando e garanta a geração de receitas. Atualmente, a empresa está colocando em prática um projeto de redução dos custos gerenciáveis da companhia, mas como é difícil saber se esses custos de fato serão reduzidos, esse fator não está incluso na modelagem. As principais despesas da AES Tietê são:

- **Compra de Energia:** se refere a quantidade de energia comprada pela companhia na CCEE para suprir os seus contratos. No modelo, em 2015 chegamos nesse valor através da diferença entre o total de energia descontratado da companhia e o GSF, que é calculado multiplicando a porcentagem esperada de rebaixamento no MRE (17%) pela energia assegurada da empresa. E por fim, multiplicando essa quantidade pelo PLD esperado. Em 2016, no modelo, a despesa com o GSF está representada dentro do balanço de energia, na parte de contratos. A partir de 2017, como não há

mais projeção de GSF, a compra de energia passa a ser uma porcentagem aproximada (1,5%) da receita.

- Custos de transmissão: esses custos são aqueles referentes ao transporte da energia da geradora para a distribuidora, através das linhas de transmissão. Esse custo varia com a energia assegurada da companhia, então fazemos a projeção desse componente estimando o custo por MWh, através dos dados passados da companhia, ajustamos esse valor pela inflação e multiplicamos pela energia assegurada do período em questão.
- Pessoal, Materiais e Serviços de Terceiros: As despesas desses três segmentos são as que sustentam o negócio da companhia. O custo de pessoal representa a despesa total que a empresa tem com os seus funcionários. Normalmente, essas despesas representam os salários pagos, que são anualmente reajustados pela inflação. Com isso, a projeção dessa linha é o valor anterior ajustado pelo IPCA. As despesas com matérias utilizadas pela companhia e com serviços prestados pela companhia são muito voláteis e difíceis de projetar com precisão. Assim, a projeção desses componentes também consiste apenas em correção inflacionária.

7.5

O EBITDA

O EBITDA de uma companhia representa o resultado dela antes da depreciação, da amortização e pagamento de juros e taxas da empresa. O cálculo do EBITDA consiste em:

$$\text{EBITDA} = \text{Receita Líquida} - (\text{Despesas Operacionais} - \text{Depreciação})$$

Ou seja, esse indicador pretende mostrar o montante gerado por uma companhia durante o seu processo operacional e dar a oportunidade dos analistas olharem a empresa como um todo e não apenas o resultado final apresentado pela firma. Além do EBITDA em si, a margem EBITDA (EBITDA/Receita Líquida) de uma companhia, é

um indicador muito bom da margem operacional de uma companhia, e é muito utilizado na análise de valor de empresa e na realização de análise através de múltiplos.

A margem EBITDA da AES Tietê gira em torno de 75% (histórico e futuro). Esse valor é muito acima da margem das suas concorrentes. A Tractebel apresenta uma margem EBITDA em torno de 65% e a CESP em torno de 70%. Essa superioridade revela o quanto a AES Tietê está melhor posicionada operacionalmente do que as outras geradoras.

7.6

O Resultado Financeiro e a Dívida da AES Tietê

A dívida atual da companhia é 1,379 bilhões de reais. Essa dívida, no momento, é constituída por debêntures, que foram emitidas em datas diferentes. A primeira emissão de debêntures da companhia venceu em abril de 2015, atualmente estão vigentes a segunda emissão de debêntures, no valor de R\$ 900.000,00 ocorridas em 01/04/2010 e a terceira emissão de debêntures, no montante total de R\$ 300.000,00, emitida em 20/03/2014. No modelo construído, eu assumo que a dívida se mantém constante ao longo dos anos, pois acredito que a empresa sempre será capaz de estender o seu financiamento, e assim manter a presença de capital de terceiros na companhia.

As despesas financeiras da companhia são obtidas através das taxas contratuais das debêntures. A taxa da segunda emissão consiste em CDI + 0,79% e a taxa da terceira consiste em 108,20% do CDI. As outras características das duas emissões estão representadas a seguir:

Taxa contratual	Pagamentos de juros	Amortização	Vencimento
			165.983
CDI + 0,79%	Semestrais	Anual	165.983
			166.034
			Maio de 2017
			Maio de 2018
			Maio de 2019

TABELA 6: A Segunda Emissão de Debêntures da AES Tietê*Fonte: ITR da AES Tietê 3T15, 2015.*

Taxa contratual	Pagamentos de juros	Amortização	Vencimento
108,20% do CDI	Semestrais	Anual	99.990
			99.990
			100.020
			Março de 2018
			Março de 2019
			Março de 2020

TABELA 7: A Terceira Emissão de Debêntures da AES Tietê*Fonte: ITR da AES Tietê 3T15, 2015*

As receitas financeiras da empresa em questão são determinadas pelo juro adquirido pela companhia pelo seu caixa disponível. Ou seja, o cálculo das receitas financeiras é feito pela multiplicação do caixa da empresa por uma porcentagem, o quanto do caixa obterá juros (assumimos 100%) e esse resultado é multiplicado pelo CDI do período.

7.7

O Lucro Líquido da Companhia e a Distribuição de Dividendos

O Lucro líquido de uma empresa é o rendimento total que a companhia obtém das suas atividades, é o ganho que a companhia obtém dos seus investimentos. A AES Tietê apresenta uma margem de lucro (Lucro Líquido/EBITDA) em torno de 40%, que é um valor bem alto para uma empresa de energia. Esse indicador representa o fato da empresa ser bastante rentável.

Uma vez que uma companhia apresenta lucro líquido positivo, esse montante pode ser reinvestido na própria companhia ou pode ser distribuído para os seus acionistas. Quando a empresa opta por repassar os lucros para os acionistas, isso pode ser feito através de dividendos ou juros sobre o capital próprio (JCP). O pagamento via JCP apresenta um benefício fiscal para a companhia, já que o imposto de renda fica retido na fonte. Para a AES Tietê foi assumido que a empresa irá distribuir todo o seu

lucro para os acionistas. Porém, a empresa não tem o hábito de pagar JCP, então foi assumido que essa distribuição será feita via dividendos.

7.8

O CAPEX e o Imobilizado da AES Tietê

Em inglês a sigla CAPEX representa “Capital Expenditure”, que significa em português os investimentos da companhia em bens de capital. O CAPEX impulsiona o crescimento de uma empresa, pois é o investimento da companhia em equipamentos e máquinas, visando melhorar o funcionamento da empresa, e assim otimizar a produção da companhia. A AES Tietê divulga todo final de ano a sua expectativa de CAPEX para os anos seguintes. Usamos essas projeções no modelo (dezembro de 2014), e no longo prazo colocamos uma aproximação, com base no histórico, para o CAPEX de manutenção da empresa, que é 4% do EBITDA anual da empresa. Assumimos que a depreciação do CAPEX da companhia ocorre em 33 anos, que é o prazo total de vencimento das concessões da empresa.

O imobilizado de uma empresa é composto por todos os bens imprescindíveis para a produção da companhia. A variação do imobilizado se dá pela diferença do CAPEX e da depreciação do período.

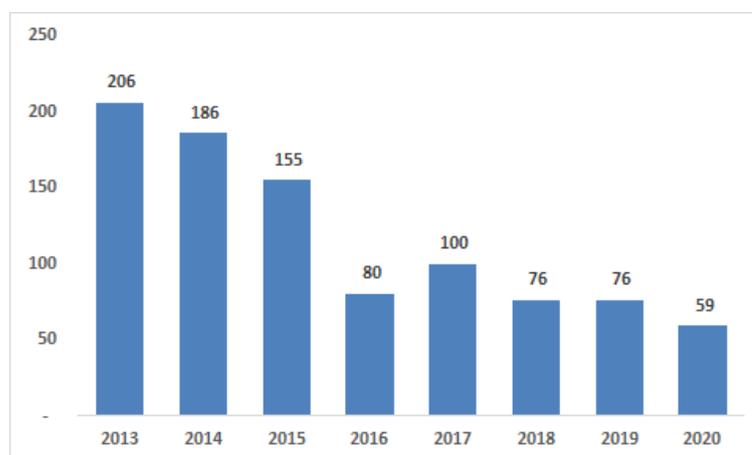


GRÁFICO 6: A Evolução do CAPEX da AES Tietê

Fonte: Elaboração da Autora

7.9

O Balanço Patrimonial

O Balanço Patrimonial de uma empresa é o registro da situação atual daquela companhia. Dentro dele, podemos identificar praticamente todas as informações relevantes de uma firma, como os seus ativos, que é o que a empresa tem a receber, e as suas obrigações, que a empresa tem a pagar. Além disso, dentro do balanço também estão presentes os investimentos da companhia e o seu patrimônio líquido. O Balanço é estruturado da seguinte maneira:

7.9.1

A Estrutura do Balanço

Na AES Tietê projetamos o balanço através do capital de giro da companhia, que é um pedaço do investimento da companhia que será utilizado no caso de necessidade financeira, são recursos de alta facilidade de reposição, como as contas a receber. As expectativas para o capital de giro são advindas do cálculo de dias de recebimento ou de pagamento. O ideal é que os dias de recebimento sejam mais curtos do que os de pagamento, indicando que a empresa está recebendo dinheiro antes de realizar os seus pagamentos. Para o futuro, o número de dias é mantido constante, por ser muito imprevisível, dado que a sua redução depende da boa vontade dos seus pagadores e recebedores. O cálculo do capital de giro é feito com base no número de dias estipulado. Já o caixa da companhia, varia com o fluxo de caixa do período atual. Assim, o caixa de hoje é igual ao caixa de ontem com a adição/subtração do fluxo de caixa de hoje.

Balço Patrimonial	R\$ Mn	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Ativo		4.250	3.756	3.462	3.469	3.474	3.480
Ativo Circulante		938	462	266	352	465	580
Caixa e Equivalentes		501	154	54	119	216	325
Contas a Receber		296	209	144	158	169	172
Outros Recebíveis		34	24	17	18	19	20
Taxas Recuperáveis		-	-	-	-	-	-
Estoques		-	-	-	-	-	-
Despesas Pré Pagas		-	-	-	-	-	-
Outros Ativos Circulantes		106	75	52	57	61	62
Ativo Não Circulante		85	85	85	85	85	85
Recebíveis		1	-	-	-	-	-
Impostos Diferidos		-	-	-	-	-	-
Taxas Recuperáveis		80	-	-	-	-	-
Despesas Pré Pagas		(13)	-	-	-	-	-
Outros		17	-	-	-	-	-
Ativo Permanente		3.228	3.210	3.112	3.032	2.925	2.815
Investimentos		-	-	-	-	-	-
Imobilizado		3.149	3.131	3.033	2.953	2.846	2.736
Diferido Líquido		79	79	79	79	79	79
Passivo		4.250	3.756	3.462	3.469	3.474	3.480
Passivo Circulantes		690	440	146	152	158	163
Fornecedores e Compra de Energia		486	292	96	100	104	108
Impostos a Recolher		153	-	-	-	-	-
Provisões		24	-	-	-	-	-
Contas a Pagar		-	-	-	-	-	-
Dividendos a Pagar		2	2	2	2	2	2
Outros		25	146	48	50	52	54
Passivo Não Circulante		573	573	573	573	573	573
Contas a Pagar		-	-	-	-	-	-
Provisões para contingências		53	-	-	-	-	-
Outros		519	573	573	573	573	573
Dívida total		1.623	1.379	1.379	1.379	1.379	1.379
Dívida de Curto Prazo		827	-	-	-	-	-
Dívida de Longo Prazo		796	1.379	1.379	1.379	1.379	1.379
Patrimônio Líquido		1.364	1.364	1.364	1.364	1.364	1.364
Dívida Líquida		1.124	1.228	1.327	1.262	1.165	1.056

TABELA 8: O Balço Patrimonial da AES Tietê

Fonte: Elaboração da Autora

7.10

O Fluxo de Caixa do Acionista

Uma vez que já temos as projeções do lucro líquido da companhia, podemos estruturar o Fluxo de Caixa Livre para o Acionista. Conforme mostramos na estrutura do FCFE, a depreciação é inserida de volta no cálculo, pois no fluxo de caixa temos que analisar o montante que realmente foi desembolsado pela empresa. Depois, de acordo com o esquema mostrado, iremos contabilizar o CAPEX da companhia, o capital de giro, a depreciação e a amortização.

O modelo escolhido para valorar a AES Tietê foi o fluxo de caixa para o acionista por esse ser o modelo mais adequado para empresas que não são muito alavancadas, como a AES Tietê.

Fluxo de Caixa	R\$ Mn	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Fluxo de Caixa Operacional		608	254	508	789	865	897
Lucro Líquido		449	202	528	624	692	712
Depreciação e Amortização		168	173	178	180	183	185
Investimento em Capital de Giro		(8)	(122)	(197)	(15)	(10)	(0)
Fluxo de Caixa de Investimento		(186)	(155)	(80)	(100)	(76)	(76)
CAPEX		(186)	(155)	(80)	(100)	(76)	(76)
Fluxo de Caixa Financeiro		(157)	(446)	(528)	(624)	(692)	(712)
Variação da dívida		506	(244)	-	-	-	-
Variação nos dividendos a pagar		(19)	-	-	-	-	-
Dividendos Pags		(644)	(202)	(528)	(624)	(692)	(712)
Fluxo de Caixa resultante		266	(348)	(100)	65	97	109
Variação no caixa		45	(348)	(100)	65	97	109
Free cash flow to equity (R\$ mn)		909	(146)	428	689	789	821

TABELA 9: O Fluxo de Caixa da AES Tietê

Fonte: Elaboração da Autora

7.11

A Taxa de Desconto

Para encontrar o valor presente do fluxo de caixa, é necessário usar uma taxa de desconto, que no caso do FCFE é o custo do capital próprio (K_e). Para encontrar esse valor, que depende de algumas variáveis que serão explicadas a seguir (taxa livre de risco, prêmio de risco e beta), usamos o modelo CAPM. Caso tivéssemos optado por utilizar o método de FCFE, a taxa de desconto calculada seria o WACC.

- **A Taxa Livre de Risco:** O cálculo dessa taxa se baseia no risco Brasil adicionado da taxa de retorno dos títulos americanos, que é 2%. O risco Brasil utilizado no mercado energético gira em torno de 4% conforme informativos da CCEE. Com isso, a taxa livre de risco utilizada no modelo é 6%.
- **Prêmio de Risco:** O prêmio utilizado no modelo foi calculado pelo estudioso Aswarth Damodaran, através de um estudo de uma base de dados divulgada pelo S&P. O valor encontrado por ele foi 4,5%, que é o prêmio utilizado pela maior parte dos analistas.
- **Beta:** Diante da exposição da AES Tietê às condições de mercado, principalmente através da redução de consumo de energia elétrica, e consequentemente redução da liquidez do mercado de energia, o beta escolhido para a companhia foi 0,65.

Através das estimativas acima e da previsão do IPCA para 2015, alcançamos uma taxa de desconto 18,9% para 2015, e uma taxa normalizada, após uma suposta queda no IPCA de 13,4%.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Custo do Capital Próprio	18,9%	15,7%	13,4%	13,4%	13,4%	13,4%
<i>Taxa de Juros Real</i>	6,0%	16,0%	12,8%	10,5%	10,5%	10,5%
<i>Equity Premium</i>	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Beta	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65

TABELA 10: O Cálculo da Taxa de Desconto da AES Tietê

Fonte: Elaboração da Autora

7.12

O Preço Justo da AES Tietê

Após a construção do fluxo de caixa e a derivação da taxa de desconto, conseguimos determinar o valor justo da companhia para o acionista. Ao trazer os fluxos de caixa da empresa calculados até o ano de 2032 (ano de vencimento das concessões) a valor presente, dado que não assumo perpetuidade para a companhia, pois não há como saber o que ocorrerá depois que forem devolvidas ao governo, chegamos em um valor para a empresa, em 2015, de R\$ 15,90 reais, e para 2016, chegamos a um valor de R\$ 17,70.

Atualmente, a ação da AES Tietê está sendo negociada na bolsa de valores a R\$ 13,54 (cotação fechada de 27/11). Assim, é possível afirmar que a empresa possui um *upside* sobre o seu preço de mercado de 13,97% em relação ao preço encontrado para 2015. Portanto, a AES Tietê é uma boa opção na bolsa de valores, que, de acordo com o preço encontrado para ação, gerará bons resultados para o acionista.

Valuation	2015	2016	2017	2018	2019	2020
FCFE	(106)	484	724	825	858	929
Lucro Líquido	242	584	659	728	748	809
Depreciação e Amortização	173	178	180	183	185	188
Varição no Capital de Giro	(122)	(197)	(15)	(10)	(0)	(9)
Capex	(155)	(80)	(100)	(76)	(76)	(59)
Varição da Dívida	(244)	-	-	-	-	-
NAV	5.883	7.122	7.680	7.890	8.013	8.116
Dividendos		242				
Número de Ações	381	381	381	381	381	381
Preço Target/share	15,4	17,9				

TABELA 11: A Valoração da AES Tietê

Fonte: Elaboração da Própria Autora

8.

CONCLUSÃO

O principal objetivo desse estudo era alcançar um valor justo, na percepção do acionista, para a empresa AES Tietê. Para alcançar esse valor, vários tópicos foram abordados. Primeiramente, o contexto do setor elétrico, onde a empresa está inserida, foi desvendado, explicando todas as particularidades do setor e os seus principais

componentes. Além disso, o papel da companhia nesse cenário foi analisado profundamente.

Após a análise do setor como um todo, os modelos utilizados para valorar uma empresa foram analisados, mostrando a qual modelo de empresa cada um deles deve ser aplicado. A conclusão obtida nesse momento foi que o modelo mais apropriado para alcançar um valor para a AES Tietê seria o do Fluxo de Caixa Descontado, especificamente o Fluxo de Caixa Descontado Para o Acionista. Através desse método, um modelo foi construído para a empresa, utilizando diversas estimativas, tanto macroeconômicas, que impactam o resultado da AES Tietê, quanto de valores vinculados a própria companhia, como projeções de receitas e despesas.

O trabalho conglomerava estimações do DRE e do Balanço Patrimonial da AES Tietê, a fim de encontrar as principais bases para o cálculo dos fluxos de caixa futuros da companhia, que são fundamentais para a obtenção de um valor para tal. Ademais, o cálculo da taxa de desconto, que busca representar o risco associado a companhia, utilizada no modelo foi estudada com bastante afinco por ser uma das principais influenciadoras do preço da ação da companhia.

Por fim, foi encontrado o preço de R\$15,90 reais para a AES Tietê, refletindo que o momento é ideal para a compra das ações da empresa, já que o preço da ação no mercado está girando em torno de R\$13,54 reais, o que representa um *upside* de quase 14% em relação ao valor do último fechamento do papel. Esse é um trabalho acadêmico, portanto, as opiniões expressas são do próprio autor com base nas análises realizadas.

9.

Referências Bibliográficas

BNDES. Setor elétrico: perfil das maiores empresas. Volume II. **Cadernos de infra-estrutura BNDES**, Rio de Janeiro, 1998b.

BNDES. Setor elétrico: ranking 97, volume I. **Cadernos de infraestrutura BNDES**, Rio de Janeiro, 1998a.

BORENSTEIN, C. R.; CAMARGO, C. C. de B.; CUNHA, C. J. C. A. *et al.* **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre: Sagra-Luzzato, 1999.

BRASIL. **Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993**. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L8631.htm> Acesso em: 12 out. 2015.

BRASIL. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9427cons.htm> Acesso em: 6 set. 2015.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Mecanismo de Realocação de Energia**, versão 2013.1.0, 2013.

CHAGAS, Marcus Eduardo. **Setor Elétrico Brasileiro: o modelo após a Reforma de 2004**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, SC. 2008.

DAMODARAN, A. **Avaliação de Investimentos**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1997.

_____, A. **Investment valuation: tools and techniques for determining the value of any asset**. 2. ed. New York: Wiley, 2002.

FALCINI, P. **Avaliação econômica de empresas: técnica e prática**. São Paulo: Atlas, 1995.

GOMES, João Paulo Pombeiro e VIEIRA, Marcelo Milano Falcão. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **Rev. Adm. Pública** [online]. 2009, vol.43, n.2 [cited 2015-10-05], pp. 295-321.

KAPLAN, S.N.; RUBACK, R. S. **The Valuation of Cash Flow Forecasts: an Empirical Analysis.** The Journal of Finance, 1995.

MARTINEZ, A. L. Buscando o valor intrínseco de uma empresa: revisão das metodologias para avaliação de negócios. In: **EnANPAD**, 23. 1999, Foz do Iguaçu. Anais. Rio de Janeiro: ANPAD, 1999.

MIRANDA, L. C. et alii. **Sistema de custeio em empresas de energia elétrica desverticalizadas em um mercado competitivo**, 2000.

OLIVEIRA, A. *et al.* **Setor Elétrico.** Brasília: IPEA, 1997.

OLIVEIRA, C. A. C. N. V. de. **O surgimento das estruturas híbridas de governança na indústria de energia elétrica no Brasil:** a abordagem institucional da economia dos custos de transação. Florianópolis, 1998.

PIRES, J.C.L. **Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro.** Rio de Janeiro. Textos para Discussão BNDES. n. 76, 2000.

PÓVOA, Alexandre. **Valuation:** Como Precificar Ações. São Paulo: Campus, 2012.

SILVA, E. L da. **Formação de preços em mercados de energia elétrica.** Porto Alegre: Sagra-Luzzato, 2001.

SOUTES, D. O.; SCHVIRCK, E.; MACHADO, M. R. C. Métodos de avaliação utilizados pelos profissionais de investimento. In: **EnANPAD**, 30. 2006, Salvador. Anais. Rio de Janeiro: ANPAD, 2006.

THEOTÔNIO, R. da C. R. **Princípio de análise da reforma do setor elétrico:** um estudo comparativo. Florianópolis, SC. 1999.

9.1

Fonte de Dados

CCEE: InfoPLD Mensal e Info Mercado

<http://www.ccee.org.br/>

EPE:

<http://www.epe.gov.br/>

ANEEL:

<http://www.aneel.gov.br/>

ONS:

<http://www.ons.org.br/home/>

AES Tietê: ITRs e Divulgações de Resultados:

<http://ri.aestiete.com.br/>