

MARCELO SILVEIRA ROSSETIN

**Estudo de Caso da UTE Araucária: Uma análise do
cenário de comercialização no Ambiente de
Contratação Regulada - ACR**

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

Orientador: Fabiano Simões Coelho, PhD

**CURITIBA - PARANÁ
2019**

MARCELO SILVEIRA ROSSETIN

ESTUDO DE CASO DA UTE ARAUCÁRIA:
Uma análise do cenário de comercialização no Ambiente de Comercialização
Regulada - ACR

Fabiano Simões Coelho, PhD

Orientador

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista TURMA (pela qual o TCC está sendo entregue)

Curitiba - PR
2019

O Trabalho de Conclusão de Curso

ESTUDO DE CASO DA UTE ARAUCÁRIA:
Uma análise do cenário de comercialização no Ambiente de
Contratação Regulada - ACR

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

Data da aprovação: _____ de _____ de _____

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

Professor orientador
Prof. Fabiano Simões Coelho, Ph.D.

DECLARAÇÃO

Declaro que os dados utilizados neste Trabalho de Conclusão de Curso referentes à Empresa UEG Araucária Ltda, foram obtidos a partir da divulgação da própria empresa em fontes publicamente disponíveis. Além disso, este trabalho é de cunho estritamente acadêmico, não servindo de base para quaisquer tomadas de decisão econômica por parte de seu usuário.

Curitiba, 15 de julho de 2019

Marcelo Silveira Rossetin

TERMO DE COMPROMISSO

O aluno Marcelo Silveira Rossetin, abaixo-assinado, do Curso de MBA em Setor Elétrico, do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada ISAE, no período de novembro de 2017 a junho de 2019, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: Estudo de Caso da UTE Araucária: Uma análise do cenário de comercialização no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva, ressalvados trechos do referencial teórico compartilhados com os alunos Maurício Fadel Peniche e Eduardo José Cordeiro.

Curitiba, 16 de julho de 2019

Marcelo Silveira Rossetin

Sumário

1	INTRODUÇÃO – ELEMENTOS INICIAIS.....	9
2	Referencial teórico.....	11
2.1	Histórico do Setor Elétrico Brasileiro	11
2.2	Relevância das térmicas e mercado de gás natural.....	17
2.3	Geração Térmica no Brasil.....	21
2.4	Análise de Investimento	26
2.4.1	Valor Presente Líquido (VPL)	27
2.4.2	Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	27
2.4.3	Taxa Interna de Retorno (TIR).....	28
2.4.4	Custo de Capital (WACC).....	29
2.4.5	Fluxo de Caixa.....	29
2.4.6	Demonstração de Resultados do Exercício.....	30
3	Estudo de caso.....	31
3.1	O Empreendimento.....	32
3.1.1	Características Técnicas do Empreendimento.....	32
3.2	Estrutura de Custos.....	32
3.2.1	Custos Fixos	33
3.2.2	Custos Variáveis	35
3.3	Cenário ACR.....	37
3.3.1	Premissas Principais	37
3.3.2	Fluxo de Caixa.....	39
3.3.3	Demonstração de Resultado.....	39
3.3.4	Índices do Cenário	40
4	Análise	40
4.1	Análise do Fluxo de Caixa.....	40
4.1.1	Linha “AFAC, mútuo e venda de ativos”.....	41
4.1.2	Linhas Receita Fixa	41
4.1.3	Linha da Receita Variável.....	41
4.1.4	Linha Custos/Despesas/Investimentos.....	42

4.2	Análise da DRE	42
4.3	Análise dos índices	43
5	CONCLUSÃO	43
6	Bibliografia	45

RESUMO

O presente trabalho de conclusão de curso visa fazer um estudo de caso da UTE Araucária e a viabilidade da comercialização de sua energia no Ambiente de Contratação Regulado - ACR. Para isso, será feita uma análise de como a geração termelétrica se encaixa no setor elétrico, seja do ponto de vista físico, seja do ponto de vista regulatório. Atualmente a UTE Araucária não possui contratos de venda de energia, comercializando sua geração apenas no mercado de curto prazo, nos momentos de maior necessidade do sistema. O trabalho pretende demonstrar a possibilidade de venda da disponibilidade da usina no ACR, de maneira a assegurar uma receita fixa que remunere adequadamente os investimentos realizados pelos sócios. Serão ao final apresentadas e analisadas as premissas adotadas para a elaboração do cenário de comercialização de energia via leilão regulado.

Palavras-chave: Setor Elétrico, Geração Termelétrica, Contratos por Disponibilidade, Fluxo de Caixa, Plano de Negócios

1 INTRODUÇÃO – ELEMENTOS INICIAIS

A eletrificação do Brasil começou com empreendimentos locais, destinados à produção e escoamento do café, uma vez que esse era o principal produto de exportação no início do século XX e, com isso, o setor cafeicultor era o que tinha capital acumulado para realizar os investimentos necessários.

À medida em que a eletricidade foi se tornando mais necessária, o vulto dos investimentos necessários para o atendimento da sociedade tomou proporções nacionais, exigindo que o Estado atuasse como indutor da atividade, o que se deu por meio de empresas públicas e sociedades de economia mista.

Como visto durante o curso, a abundância de recursos energéticos provenientes de quedas d'água fez com que, inicialmente, a opção para o desenvolvimento do setor elétrico fosse pela construção de usinas com grandes reservatórios, que escoassem sua geração por longas linhas de transmissão que, pouco a pouco, foram dando origem a um sistema interligado.

Com o aumento da demanda por energia e os estímulos para universalização do acesso, bem como o surgimento de preocupações socioambientais, tornou-se cada vez mais difícil construir usinas com reservatórios, o que reduz a capacidade de regularização dos mesmos. Ou seja, se antes a seca em uma determinada bacia hidrográfica era compensada pela cheia de outra, com o aumento da carga isto deixa de ser uma regra.

É assim que tornaram-se necessários cada vez mais investimentos em usinas termelétricas a gás natural, as quais apresentam baixo impacto ambiental, quando comparadas com suas congêneres movidas a combustível fóssil, e aliviam os sistemas de transmissão, já que podem ser construídas muito próximas ao centro de carga.

Nesse contexto foi concebida a UTE Araucária, de propriedade da UEG Araucária Ltda., - UEGA. Ocorre que atualmente esta usina se encontra

descontratada, e, com isso, sem uma estrutura de receitas apta a fazer frente a seus custos.

Assim, o problema a ser solucionado é, considerando as especificidades e custos da UTE Araucária e o mecanismo de contratação de energia no ambiente regulado, é possível remunerar adequadamente este ativo de geração.

O objetivo deste trabalho é fazer uma análise deste empreendimento e, à luz da regulação vigente, estudar a viabilidade de participação da usina em um dos leilões de energia regulados pelo Ministério de Minas e Energia, analisando a estrutura de custos envolvida na geração de energia e a forma de remuneração proposta nos contratos de venda por disponibilidade.

Nesse tipo de contratos, o vendedor faz jus à uma receita fixa anual, a qual deve ser suficiente para cobrir os custos do empreendimento, incluindo, mas não se limitando, ao custo de operação e manutenção, recursos humanos, encargos regulatórios, logística de transporte e distribuição de gás natural, custos do financiamento e remuneração do capital.

Queremos, assim, demonstrar que a venda de energia em um contrato de compra de energia no ambiente regulado é um cenário apropriado para, por um lado, oferecer remuneração para a UEGA e, por outro, afastar os riscos decorrentes de uma operação descontratada.

2 Referencial teórico

2.1 Histórico do Setor Elétrico Brasileiro

O setor elétrico, por conta da própria dinâmica da tecnologia envolvida na geração, transmissão, distribuição e consumo da energia elétrica, passou ao longo do seu desenvolvimento por diversos estágios até chegar à sua configuração atual. Por isso, a análise da situação energética do país requer, em primeiro lugar, um levantamento do histórico do setor elétrico.

Isso porque ao longo da história do Brasil, foram diferentes os arranjos que envolveram os setores público e privado do país. Além do mais, cada configuração, ora mais privatista e liberal, ora mais pública e centralizadora, produziu impactos importantes tanto na segmentação das atividades ligadas ao setor elétrico quanto na composição da matriz energética do país, isto é, nas fontes utilizadas para geração de energia elétrica.

O início dos investimentos em geração se dá ainda no século XIX se confunde com o auge da indústria do café. Dessa forma, os empreendimentos se concentraram principalmente nas regiões próximas aos estados cafeicultores, como São Paulo, Rio de Janeiro e Minas gerais. Esses empreendimentos eram inicialmente privados e isolados. Conforme Maria João Pereira Rolim (2002), apenas algumas poucas iniciativas de governos estaduais e municipais participavam da geração até a década de 1930.

A partir do momento em que o interesse na utilização de energia elétrica foi se difundindo, cresceu a necessidade de intervenção do Estado para o planejamento da expansão. Explica-se, enquanto os empreendimentos visavam atender apenas os fins dos investidores privados, não havia uma necessidade premente de planejamento da expansão do setor elétrico.

À medida que o caráter de prestação de serviço a um público crescente – industrial, comercial e residencial –, incluindo geração e distribuição, foi intensificado, a intervenção estatal foi-se fazendo necessária, como forma de mitigar a crônica falta

de investimento das concessionárias em aumento da capacidade de oferta, em sua maioria estrangeiras, no mercado doméstico.

Essa alteração é extremamente relevante porque ocorre num momento em que o papel centralizador do Estado converge para a realização de investimentos elevados aptos a promover a otimização da geração, por meio do ganho de escala e da captação de capital estrangeiro. Além do mais, o caráter público dos serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica passam a ser cada vez mais evidentes “a ‘indústria elétrica’ insere-se no campo das atividades (em sentido amplo) eminentemente públicas em decorrência de seu aspecto social, essencial e estratégico para a consecução dos objetivos expressos em nosso ordenamento jurídico.”

Com o Estado Novo, a partir dos anos 30 do século XX, cresceu ainda mais a participação do Estado na indústria elétrica. Inclusive foi nesse momento, com a Constituição de 1934, que se consolidou a posição intervencionista do Estado. Nessa oportunidade foi atribuída à União a competência para legislar sobre o aproveitamento dos potenciais energéticos hidráulicos, inovação que será fundamental no momento de se entender a formação da matriz energética brasileira.

Assim, ROLIM (2002) observa a importância da promulgação do Código de Águas, por meio do qual foram separadas a propriedade fundiária da propriedade sobre as quedas d’água, que passaram a ser propriedade da União, foi atribuída à União a competência para outorgar autorização ou concessão para aproveitar os potenciais hidrelétricos, seja para uso privativo ou para serviço público, além de iniciar a nacionalização desses serviços, restringindo sua concessão a nacionais.

Em relação à tarifa, “adotou-se a forma de serviço pelo custo, sistema pelo qual a fixação da tarifa deve considerar os custos do investidor e garantir uma margem de lucro para o concessionário.” (ROLIM, 2002)

Observe-se que essas medidas não foram, de modo algum, inócuas. Ao contrário, conforme MERCEDES et. al. (2015) até o ano de 1979, esse setor, que era praticamente exclusivamente privado passou a ter 98% de controle nas mãos do poder público. Nesse ponto se destaca especificamente a criação da Eletrobras, que ao assumir o financiamento, a organização, o planejamento, a coordenação, a fiscalização e a operação do setor, tornou sistemática a atividade planejadora no

Brasil, criando e mantendo a estrutura técnica e institucional necessária para que o país chegasse ao domínio da mesma, tanto na expansão da oferta, quanto na operação do sistema interligado.

É nesse contexto, ligado ainda ao nacional desenvolvimentismo, que o Estado assume o protagonismo na geração e transmissão da energia elétrica, em especial no aproveitamento dos recursos hídricos aproveitáveis para a geração de energia elétrica.

A partir de 1964, os governos militares consolidaram o modelo de desenvolvimento do setor elétrico definido na década anterior. A centralização política permitiu ao Poder Executivo estruturar o arcabouço institucional que perdurou até a década de 80 praticamente sem alterações.

Em 1973 foi promulgada a Lei nº 5.899, que ficou conhecida como a Lei de Itaipu. Essa lei reforçou ainda mais o papel da Eletrobras no desenvolvimento do setor energético do Brasil.

Até o término da década de 70, grandes obras de geração, transmissão e distribuição foram realizadas, interligando-se os diversos sistemas isolados, fornecendo-se energia à maior parte do País. O modelo prosseguiu dentro da concepção do Estado como responsável pela criação da infraestrutura e baseado em empresas estatais verticalizadas. A construção da binacional Itaipu é dessa época (1974), bem como o Programa Nuclear.

É preciso lembrar que os investimentos realizados pelo Estado nessa fase do desenvolvimento do setor elétrico foram realizados, em grande parte, por meio de empréstimos estrangeiros. Grande parte desses recursos era oriundo das receitas com a exploração do petróleo.

O primeiro choque do petróleo influenciou na elaboração do Plano 90, que não só considerou o sistema brasileiro como único e projetou principalmente o uso do recurso hidráulico para a geração de energia, mas também introduziu a ideia da substituição entre fontes.

O efeito do primeiro choque do petróleo foi a elevação dos juros cobrados pelo financiamento captado no exterior, que se tornou crescente ao longo da década de 70. Conforme ROLIM (2002) “A elevação dos juros na década de 80, aliada a fatores internos, acabou corroendo o sistema e paralisando investimentos.”

A isso é necessário acrescentar que o México entrou em default, o que aumentou ainda mais a incerteza dos investidores, que deixaram de realizar financiamentos em países em desenvolvimento. Dessa forma, enquanto a primeira crise do petróleo elevou o preço de captação de recursos, a crise mexicana definitivamente cerrou as portas do capital estrangeiro para a América Latina. Por conta desse motivo, devido ao alto nível de endividamento dos países da região, a concessão de novos empréstimos foi condicionada à adoção de políticas de extrema austeridade, o que levou à necessidade de elaboração de planos de desestatização.

Com a paralisação dos investimentos o risco de desabastecimento de energia se tornou cada vez mais elevado. A partir daí, o caminho encontrou-se aberto para a responsabilização do Estado pelas falhas do setor.

Na década de 1980, o Estado começou a ser desacreditado e responsabilizado pela degradação das taxas de crescimento do período keynesiano. Era o ressurgimento da economia neoliberal e a implantação de reformas estruturais na maioria dos países da América Latina. O planejamento centralizado começou a ser questionado.

Além disso, conforme ROLIM (2002), a redemocratização do país no final dos anos 80 levantou novos questionamentos sobre o papel do Estado no planejamento do setor elétrico. Lembre-se que as obras realizadas durante os governos militares tocaram em pontos sensíveis em relação a temas ambientais e sociais, notadamente o alagamento de grades áreas e a ocupação de terras indígenas. Tais arranjos são muito mais difíceis de serem realizados em um regime democrático.

Assim, a crise que se avizinha ao país ao nascer da última década do século XX é por um lado técnica, já que a capacidade do Estado para realizar investimentos na expansão do setor elétrico se encontra esgotada, e por outro político, porque o novo paradigma exige a desestatização da economia e uma menor intervenção.

A partir de 1985, com o governo de José Sarney, tem início o Plano de Recuperação Setorial – PRS, sob a supervisão da Eletrobras.

Esse plano continha os planos e obras a serem executadas até 1989, no entanto, os trâmites de negociação da dívida externa e os conflitos entre as concessionárias pelos recursos disponíveis frearam esse processo, somados às

reformas promovidas nos setores de infraestrutura, obedecendo ao preceito de priorizar aqueles de caráter estratégico e rentabilidade assegurada.

Com a eleição do primeiro presidente brasileiro eleito pelo voto direto da população após o governo militar, assumiu o governo federal o presidente Fernando Collor de Melo, do qual se esperava a aplicação de uma política mais liberalizante, por meio do Programa Nacional de Desestatização. Entretanto, essa expectativa não se confirmou no que diz respeito ao setor elétrico. Essa iniciativa coube ao seu sucessor, Fernando Henrique Cardoso.

Conforme MERCEDES (2015), o projeto de desenvolvimento do setor elétrico tinha como eixos centrais a mercantilização do serviço público de fornecimento de energia, a remoção dos entraves à globalização, permitindo o livre ingresso de empreendedores vindos do exterior, e a promoção da ideologia da eficiência econômica, que pressupõe que o setor privado seja mais eficiente na alocação dos recursos que o setor público.

Esse projeto foi elaborado pela consultoria inglesa Coopers & Lybrand, mas desconsiderou aspectos intrínsecos à realidade do setor elétrico brasileiro. Isso porque o Brasil apresenta características específicas que não são encontradas em outros países, umas decorrentes de sua realidade geográfica e outras ainda decorrentes do modelo de formação do setor elétrico brasileiro.

No caso brasileiro, a base geradora é predominantemente hidráulica (95%), com geração térmica exercendo a função de complementaridade nos momentos de pico do sistema. Essa característica exige a coordenação do sistema (despacho de energia) de forma centralizada, como meio de otimização da utilização do parque instalado. O manejo eficiente desta característica permite ao sistema um importante ganho energético, driblando-se a sazonalidade dos níveis pluviométricos.

A isso deve se acrescentar que, devido às dimensões continentais do país, bem como do desenvolvimento do setor elétrico a partir do setor público, as empresas do setor operavam em segmentos verticalizados. Dessa forma, era extremamente comum que a mesma empresa atuasse nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Uma das críticas feitas ao programa de desestatização promovido pelo governo FHC está ligada justamente ao fato de que a privatização das empresas e ativos

precedeu a criação de órgãos regulatórios. Esse fato teve impacto para os consumidores não apenas no valor das tarifas, mas também no próprio planejamento da expansão e da capacidade de atendimento à demanda de energia do país, em um momento em que finalmente era superada a hiperinflação.

Além da perda de competência técnica, com o desmonte das principais áreas de planejamento e operação do sistema elétrico, do surgimento e ampliação dos custos de transação e custos regulatórios, da inadequação do modelo e falta de cultura regulatória, que permitiram abusos por parte dos novos concessionários e do aumento exponencial das tarifas, um evento ficou como a marca derradeira das reformas: o racionamento de energia ocorrido em 2001. Antes, vários blecautes, por má gestão, má operação e manutenção, com explicações, no mínimo pitorescas. A falta de investimentos em capacidade instalada e o fracasso do programa prioritário de termelétricas levaram ao deplecionamento dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN) e culminaram no racionamento

As falhas do modelo preconizado, notadamente o racionamento ocorrido em 2001, foram capturadas pelos sucessores de FHC, Luiz Inácio Lula da Silva e Dilma Roussef, que aumentaram o grau de intervenção estatal no setor, porém pela via da regulação. Com isso, buscava-se promover incrementos de eficiência no desempenho da atividade, descentralizar as decisões, redefinir critérios tarifários, garantir a participação dos consumidores em órgãos reguladores, assegurar transparência na política econômica do setor e desenvolver normas de proteção ambiental e dos usuários.

A proposta de reestruturação do setor, em implantação, tem como base a fomentação de competição em determinados segmentos da atividade, reduzindo-se, paralelamente, a atuação direta do Estado nesses segmentos. Adicionalmente, e em virtude dessa redução de atuação direta, procura-se fortalecer a função reguladora do Estado sobre a atividade.

Essas foram as últimas alterações na estrutura organizacional do Setor Elétrico Brasileiro, que se caracteriza por ser um sistema hidrotérmico com predominância da geração com fonte hidráulica. Ao longo da última década, seguindo a tendência mundial pela busca de fontes renováveis, tem crescido a participação de

empreendimentos eólicos, solares, movidos a biomassa e também pequenas centrais hidrelétricas e usinas hidrelétricas à fio d'água.

2.2 Relevância das térmicas e mercado de gás natural

Como visto anteriormente, a implantação do novo setor elétrico brasileiro agregou racionalidade ao mercado de energia elétrica por meio da regulação. Isso ocorreu em parte por meio da separação dos ambientes de contratação em ambientes livre e regulado. O ambiente de contratação livre - ACL permite que os grandes consumidores adquiram energia de qualquer agente de geração por meio de contratos bilaterais livremente negociados.

O ambiente regulado de contratação – ACR é o ambiente no qual as distribuidoras, para atender a carga de seus consumidores cativos (pequenos consumidores, que não podem acessar o ACL e devem adquirir energia elétrica da distribuidora), celebram contratos com os agentes de geração por meio de leilões regulados.

Via de regra, a expansão da oferta de energia ocorre no ACR, por meio dos leilões de energia nova.

Desde a implantação do novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro – SEB, “aproximadamente 29 mil MW médios de novas usinas foram contratadas nos leilões de energia nova. Deste total, 11 mil MW médios (38%) provém de fontes não renováveis (carvão, óleo diesel, óleo combustível, cogeração e gás natural), sendo que apenas 14% da energia nova contratada correspondem a gás natural.”

Segundo BARROSO et. al. (2016) as energias renováveis se por um lado apresentam vantagens em relação ao custo de geração e à proteção do meio ambiente, por outro acrescentam insegurança à disponibilidade de recursos do sistema.

Não é por outra razão que destacam a importância das termelétricas, sobretudo as movidas a gás, ressaltando que elas possuem características que não se encontram nas fontes renováveis.

A esse respeito, veja-se que as térmicas possuem despachabilidade, ou seja, podem gerar energia a qualquer momento que sejam convocadas a despachar pelo ONS; podem estar instaladas próximas ao centro de carga, diferentemente das renováveis, que dependem de condições ótimas para operação; e confiabilidade e qualidade do fornecimento, minimizando as perdas por conta da localização.

Assim, o avanço das fontes renováveis retira do sistema a sua capacidade de modulação, ficando a geração de energia dependente das condições hidrológicas. Conforme BEZERRA et. al. (2016), os leilões de energia nova não têm precificado esses sinais de forma adequada, o que explicaria a baixa contratação de térmicas nos leilões de energia nova.

Mas os motivos pelos quais é tão baixa a contratação de energia termelétrica não se limita a deficiências no modelo de precificação do ACR. Também é preciso se atentar para o fato de que o setor elétrico e o setor de gás natural seguem lógicas diversas, o que eleva o preço do combustível para geração termelétrica.

Veja-se que para a operação do Sistema Integrado Nacional – SIN, uma característica desejável para uma usina térmica, que possui via de regra um Custo Variável Unitário – CVU superior a uma usina de fonte renovável, é a sua flexibilidade. Ou seja, como o ONS ao ordenar o despacho centralizado realiza o empilhamento dos empreendimentos de geração conforme a ordem de mérito de custo, as usinas mais caras são despachadas nos momentos de ponta da carga. Assim, o ideal para o SIN seria que as usinas termelétricas fossem ligadas somente nos momentos em que a carga se torna mais elevada.

Ocorre que a cadeia produtiva do gás natural, desde a sua exploração, produção, transporte e distribuição envolve altos custos fixos. Esses custos são refletidos nos contratos de suprimento de gás – GSA por meio de cláusulas de inflexibilidade, conhecidas como Take or pay ou Ship or pay.

Acontece que a infraestrutura de investimento na exploração, produção e transporte do gás natural está baseada principalmente em custos fixos. Ou seja, os preços de gás natural, tradicionalmente expressos em R\$/MMBTU (ou R\$/m³), são calculados com o objetivo de remunerar custos fixos a partir de uma expectativa de consumo.

Como não é econômico construir uma infraestrutura de gasoduto com 75% da capacidade ociosa grande parte do tempo, esta flexibilidade operativa do setor elétrico não é ótima sob a ótica do setor de gás natural. Para satisfazer as necessidades de remuneração dos custos fixos, o setor de gás natural acaba impondo cláusulas de Take or Pay (ToP) e Ship or Pay (SoP) nos contratos de suprimento de gás natural.

De fato, a indústria de combustíveis, na qual se insere a cadeia de produção de gás natural, seguiu uma trajetória parecida com aquela percorrida pelo setor elétrico. Entretanto, como os custos fixos são extremamente elevados, a extinção das barreiras à entrada de novos agentes no mercado de gás natural é um processo mais lento que aquele verificado no desenvolvimento do setor elétrico.

Em outras palavras, o mercado de gás natural se configura como um monopólio natural e é mais difícil alterar essa configuração.

De qualquer forma, a primeira reforma no sentido de liberalizar esse mercado ocorreu com a Emenda Constitucional 05/95, a qual encerrou o monopólio da Petrobras sobre as atividades de produção e transporte de hidrocarbonetos no país. Esses recursos continuaram sob a titularidade da União, porém a principal petroleira do país deixou de ser a monopolista na sua exploração.

Outra alteração importante se deu com a edição da Emenda Constitucional 09/95. Essa emenda assegurou aos estados o monopólio para a exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado dentro de seus territórios. Assim, cada uma das 26 unidades da federação passou a ser titular desses serviços, podendo explorá-lo diretamente ou mediante a outorga de concessão, precedida de licitação.

Ao contrário do que ocorreu no setor elétrico, na liberalização do setor de petróleo e combustíveis, não houve a privatização dos ativos da Petrobras. Na verdade, a própria segmentação das atividades ligadas à produção e transporte de gás natural se deu sem que a Petrobras visse afetado seu monopólio. Esta instituiu uma subsidiária integral chamada Transpetro, que passou a ser responsável pelo transporte de gás natural, operando os gasodutos, mas tem 100% de seu capital pertencendo à Petrobras.

Às explicações anteriormente encontradas para a pouca penetração do gás natural na matriz energética brasileira, CECCHI et. al. (2009) acrescentam o fato de que os recursos hídricos sempre foram abundantes, enquanto a oferta de gás natural

só começou a crescer a partir da segunda metade da década de 80, pela descoberta de gás na Bacia de Campos, ocorrendo um salto da produção nacional com a reforma do setor a partir da metade da década de 90. Por fim, no final da década de 90 o crescimento da oferta do gás natural boliviano a um preço competitivo levou a um acréscimo ainda maior no consumo de gás natural no Brasil.

Embora tenha crescido a demanda de gás natural no país, sua utilização para geração de eletricidade não acompanhou o mesmo ritmo. Com o racionamento declarado em 2001, houve uma redução de 24% no consumo de eletricidade, o que impactou na demanda de gás natural para geração termelétrica. Com efeito, uma vez que o contrato de fornecimento de gás vindo da Bolívia possuía cláusula de take or pay, a Petrobras elaborou um plano de massificação do uso de gás natural.

Conforme CECCHI et. al. (2009) um dos objetivos desse plano era reduzir a dependência do GLP e do óleo combustível no segmento industrial. A Petrobras apresentava a seus consumidores as vantagens ambientais e logísticas na utilização do gás natural em relação aos demais combustíveis, ademais, oferecia preços subsidiados para a aquisição do gás natural. Dessa forma, houve uma mudança no enfoque da companhia, que passou a priorizar o atendimento ao segmento industrial em detrimento do segmento de geração de eletricidade.

Efeito dessa política foi o aumento na demanda da Petrobras pelo Gás Natural Liquefeito – GNL. Segundo as novas diretrizes comerciais da companhia, esse produto seria destinado aos empreendimentos de geração termelétrica. Essa medida não tem efeito neutro na composição dos CVUs das UTEs.

Acontece que o gás importado da Bolívia foi contratado por um período de 20 anos, com cláusulas de inflexibilidade, de modo que esse combustível é adquirido por um preço competitivo pela Petrobras. Porém o preço reduzido não é repassado aos empreendimentos termelétricos, pois o gás boliviano passou a ser destinado aos outros setores da economia.

No caso do GNL não há contratos de longo prazo, ao contrário, as compras acontecem no mercado spot, até porque dependem da convocação de despacho das usinas termelétricas. Como consequência, tanto a Petrobras quanto os geradores se submetem às variações dos preços internacionais, decorrentes de flutuação no câmbio e nas cestas de óleos.

Do ponto de vista jurídico, a última alteração relevante foi a publicação da Lei do Gás, Lei Federal nº 11.909/09, que visou a desverticalização dos segmentos da indústria do gás natural e ampliou o rol de competências da Agência Nacional do Petróleo e Combustíveis – ANP. A partir de então, deve a ANP determinar as tarifas de transporte de gás natural, organizar a realização de licitação para a construção de novos gasodutos, estabelecer regras para determinação de capacidade de transporte dos gasodutos e regular o armazenamento de gás natural.

2.3 Geração Térmica no Brasil

A geração térmica no Brasil tem grande representatividade no setor elétrico brasileiro, sendo responsável por cerca de 27% da matriz energética do país, conforme demonstrado na tabela abaixo.

Tabela 1- Empreendimentos em Operação - ANEEL

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	658	591.545	593.781	0,38
CGU	1	50	50	0
EOL	502	12.352.239	12.329.443	7,85
PCH	431	5.031.451	5.014.775	3,19
UFV	81	935.325	935.325	0,6
UHE	219	101.887.088	94.661.995	60,27
UTE	3.005	42.866.881	41.535.834	26,45
UTN	2	1.990.000	1.990.000	1,27
Total	4.899	165.654.579	157.061.203	100

Apesar das usinas hidrelétricas representarem a maior parte da matriz energética, o Brasil possui um modelo de complementação térmica de geração, em que a base é hídrica e os outros meios são usados para complementar quando necessário. Conforme SOARES (2009):

A necessidade de contratação de usinas termelétricas para complementaridade de geração de energia das hidrelétricas se explica na questão do corte de demanda em caso de cenários hidrológicos desfavoráveis no contexto do despacho econômico.

Uma usina termelétrica pode vir a ser despachada por ordem de mérito, nas situações em que sua geração ao custo declarado representar uma solução otimizada

para a operação do sistema, ou por razões elétricas, nas situações de necessidade do sistema em que há impedimento da utilização de um recurso energético programado.

Nos anos passados, é possível ver que houve crescimento na atuação da geração térmica no cenário energético brasileiro, com um aumento significativo a partir de 2012. O gráfico abaixo apresenta um histórico de geração térmica de 2007 e 2014. Ele foi gerado usando a metodologia NEWAVE, desenvolvida pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), e é um modelo de precificação de curto prazo. O gráfico mostra as térmicas despachadas de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e é possível observar o crescimento no tempo.



Figura 1- Histórico de Geração Térmica (2007 a 2014)

No sistema energético brasileiro, isso acaba resultando em um aumento da tarifa de energia, pois o Custo Variável Unitário (CVU) de uma usina termelétrica quase sempre é maior que o CVU de uma usina hidrelétrica ou eólica, devido ao custo do seu combustível.

O gráfico abaixo cruza a capacidade instalada e as faixas do custo variável unitário (CVU). Observa-se que 43% da capacidade máxima têm CVU até R\$150,00. A segunda maior faixa está concentrada entre R\$501,00 e R\$700,00, representando 17% do total de capacidade.

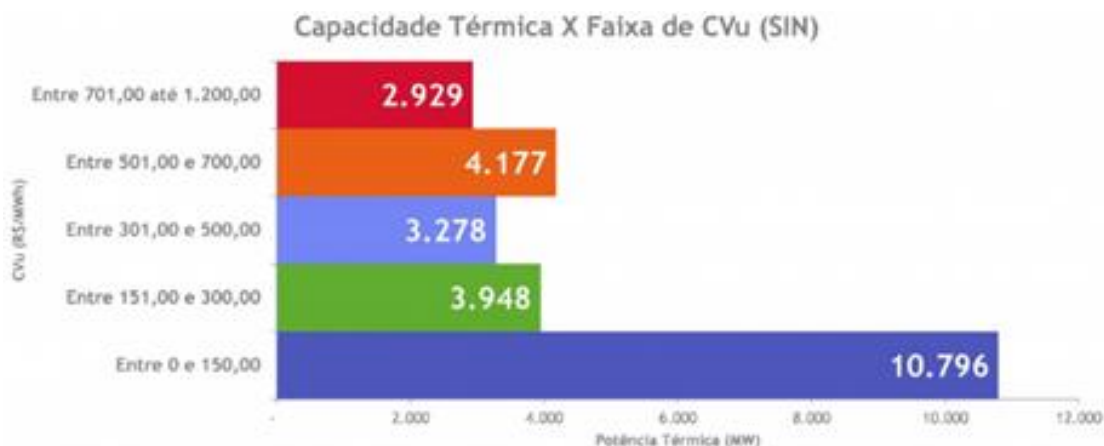


Figura 2- Capacidade Térmica X Faixa de CVU

Para complementar essa informação, abaixo é apresentada uma tabela com as cinco faixas de CVU e as usinas térmicas mais representativas em capacidade instalada em cada faixa e seu respectivo CVU.

Tabela 2- Maiores Térmicas nas Faixas de CVU

Faixa de CVU (R\$/MWh)	Térmica maior montante	Submercado	Combustível	Cap. Instalada	CVU (R\$/MWh)
Entre 0 e 150,00	Angra 2	SE/CO	Nuclear	1.350	19,59
Entre 151,00 e 300,00	Termorío Lt	SE/CO	Gás	770	168,10
Entre 301,00 e 500,00	Termomacaé	SE/CO	Gás	929	387,96
Entre 501,00 e 700,00	Cuiabá G	SE/CO	Gás	529	511,77
Entre 701,00 até 1.200,00	Uruguaiãna	S	Gás	639	740,00

É possível notar que existe grande diferença entre as térmicas em questão de custo e que quanto mais térmicas são acionadas, maiores serão os custos do mercado no curto prazo.

Grosso modo, a composição do CVU é o custo do combustível mais o custo variável de O&M.

De fato, a ANEEL não editou regulamentação específica. Com isso, a única norma referente a CVU é a Portaria nº 42, de 1º de março de 2007, que dispõe, no caput de seu artigo 3º, que o CVU de geração será composto pelas parcelas Custo do Combustível destinado à geração de energia flexível, e demais custos variáveis destinados à geração de energia flexível, ambos em R\$/MWh.

O Custo do Combustível, por sua vez, é obtido, conforme § 1º do mesmo artigo, por meio da aplicação da fórmula:

$$C_{comb,M} = i.P_v.e_v, \text{ onde:}$$

M = mês em que ocorrer o despacho de geração da parte flexível da termelétrica;

P_v = Preço Médio de Referência do Combustível vinculado ao CVU;

E_v = Taxa de Câmbio Média da venda do dólar dos Estados Unidos da América divulgada pelo BACEN do mês “M-1”, em R\$/US\$; e

i = Fator de Conversão, informado pelo agente, que constará do CCEAR e permanecerá invariável por toda a vigência do contrato, usado na transformação do preço do combustível em R\$/MWh.

Como se vê, na ausência de uma definição mais ampla, o conceito de CVU está diretamente relacionado à existência de um Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR.

Essa restrição impede que os agentes sem contratos de venda no Ambiente de Contratação Regulada – ACR comercializem sua energia praticando preços de mercado, uma vez que a ANEEL, para estes agentes, homologa o CVU com base na estrutura de custos apresentada.

Com isso, em regra a ANEEL não autoriza a incorporação de custos fixos ao CVU da Usina. Como a remuneração da geração das termelétricas ocorre com base no CVU, os agentes sem contrato no ACR, chamados *Merchants*, ficam em geral descobertos em relação aos custos fixos dos empreendimentos.

Contudo, o Ministério de Minas e Energia – MME com frequência intervém no sentido de autorizar, de maneira excepcional, à ANEEL a homologar custos fixos nos CVUs das UTEs que não possuem contratos de venda de energia, a exemplo do ocorrido por meio da Portaria nº 504/2018.

Essas medidas são adotadas quando os órgãos de monitoramento do setor, como o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, identificam algum risco futuro que justifique a excepcionalização da regra. Entretanto, em modelos de formação de preço baseados na curva de oferta e demanda, a declaração de preço poderia ocorrer de forma livre pelos agentes.

No ano de 2017, a média dos CVUs das usinas térmicas em operação, separadas por seu combustível, está representada na tabela abaixo:

Tabela 3- CVU médio por combustível



Resíduos	CVU Mínimo	CVU Máximo	CVU Médio (R\$/MWh)
Nuclear	20,12	29,13	24,63
Gás	193,42	710,65	322,12
GNL	129,50	193,42	161,46
Óleo	310,41	910,86	624,24
Diesel	640,96	1078,11	765,53
Carvão	78,72	486,49	203,11
Biomassa	281,7	510,12	395,91
Resíduos	0	175,13	58,38

Para entender melhor o valor dos CVUs, a tabela abaixo apresenta os percentuais referentes à parcela do CVU vinculado ao custo do combustível e aos demais custos variáveis:

Tabela 4- Percentual do CVU vinculado aos seus custos

Tecnologia	Combustível	Ciclo	α (%)	β (%)
Turbina a Gás	Gás Natural	Simple	15,00	85,00
		Combinado	21,00	79,00
	Óleo Diesel	Simple	3,00	97,00
		Combinado	5,00	95,00
Motor de Combustão Interna – MCI	Óleo Diesel	Diesel	4,65	95,35
	Óleo Combustível	Diesel	9,65	90,35

α = percentual da parcela vinculada aos demais custos variáveis

β = percentual da parcela vinculada ao custo do combustível

É possível notar que o valor do combustível tem um grande impacto no preço do CVU, sendo responsável por mais de 80% em quase todos os casos.

As usinas térmicas ainda são necessárias para dar uma maior segurança energética ao país, mesmo com um custo mais elevado, uma vez que as fontes renováveis não possuem os mesmos atributos de despachabilidade e modulação do despacho que as fontes termelétricas e hidrelétricas convencionais.

Para garantir o crescimento da geração térmica é necessário construir novas usinas.

Como já informado, a contratação de energia nova para suprimento da demanda é feita no ACR. Para usinas termelétricas, a contratação é realizada por disponibilidade, em que o ônus ou bônus do risco hidrológico, representado pelo custo de operação da usina será assumido pelos compradores, ou seja, as distribuidoras. Com isso, o vendedor recebe mensalmente sua Receita Fixa e o valor de seu CVU multiplicado pela sua geração mensal.

Outra alternativa de remuneração de um ativo termelétrico consiste na locação para outro agente. Essa opção pode ser interessante para o locatário, quando este já possui gás natural, seja por meio de autoprodução, seja por meio de contratos de fornecimento, e o ativo locado apresente eficiência tal que torne vantajosa a venda dessa energia. Nesse caso, o locador faz jus a uma remuneração mensal fixa, podendo ainda negociar cláusulas de remuneração variável com base na performance da UTE.

Uma terceira opção consiste na comercialização da geração no mercado de curto prazo, na modalidade *Merchant*. Para isso, é preciso ter em conta que toda a remuneração do ativo será variável e, portanto, deve ser aprovada pela ANEEL a incorporação de custos fixos ao CVU da UTE.

2.4 Análise de Investimento

Um investimento pode ser designado como uma proposta de aplicação de recursos escassos que possuem aplicações alternativas a um negócio, como também um sacrifício feito no momento para obtenção de um benefício futuro (REMER; NIETO, 1995).

Para a análise da viabilidade financeira de um determinado projeto/empresa, primeiramente é essencial o conhecimento de alguns métodos que auxiliam na tomada de decisão, como por exemplo, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Taxa Mínima de Atratividade (TMA), entre outros. Esses indicadores são aplicados sobre uma série de fluxos de caixas futuros de recebimentos e pagamentos.

2.4.1 Valor Presente Líquido (VPL)

Segundo BONA (2019), o VPL é uma métrica que tem como objetivo calcular o valor presente de uma sucessão de pagamentos futuros, deduzindo uma taxa de custo de capital. Esse cálculo é extremamente necessário, graças ao fato de que o dinheiro que receberemos no futuro não terá o mesmo valor que o dinheiro possui no tempo presente. De acordo com a matemática financeira, não podemos somar ou subtrair valores futuros no fluxo de caixa de um projeto de investimento. Devemos sempre considerar o valor do dinheiro no tempo.

Em outras palavras, pode-se dizer que o VPL consiste em trazer para o presente todos os fluxos de caixa de um projeto de investimento, somando-o ao montante inicial. Assim, será possível avaliá-lo de forma a averiguar sua viabilidade.

A fórmula do VPL é uma ligação entre os principais itens de um investimento: o fluxo de caixa (FC), o tempo do investimento (j) e a taxa de desconto (i). Assim, temos:

$$VPL = FC_0 + FC_1/(1+i)^{(j+1)} + FC_2/(1+i)^{(j+2)} + \dots + FC_n/(1+i)^{(j+n)}$$

BONA (2019) ainda comenta que o cálculo da fórmula acima poderá atingir um entre três resultados possíveis: o VPL pode ser positivo, negativo ou neutro. Caso se encontre um VPL negativo, pode-se dizer que o investimento é inexecutável e que ocasionará perdas e prejuízos para o investidos. Porém, se o VPL for positivo, isso é um sinal de que o investimento é executável e o investidor terá ganhos financeiros e conseguirá a valorização do seu dinheiro. Na terceira opção, o VPL pode ser neutro e isso representa que o investimento a ser realizado será equilibrado — ou seja, ele não trará nenhum prejuízo e nenhum benefício.

2.4.2 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

GARRÁN (2019) diz que a Taxa Mínima de Atratividade é um conceito muito importante aplicado na análise de investimentos. Trata-se de uma taxa de juros que

representa o mínimo que o investidor se propõe a ganhar quando aplica seus recursos, ou o máximo que uma entidade está disposta a pagar quando faz um financiamento.

A relação que existe entre o investimento feito no presente (em uma data que chamamos de “Data 0”) e o crescimento do fluxo de caixa em datas futuras é o que é chamado de taxa de retorno do investimento. Em outras palavras, essa taxa mostra quanto dinheiro vai ganhar considerando o investimento que fez.

Quanto maior for o aumento do fluxo de caixa em relação ao investimento feito, maior será a taxa de retorno. Ao estimar a taxa de retorno e comparar com a aplicação que pretende fazer, a empresa pode decidir se o novo projeto é viável.

2.4.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

Segundo GONÇALVES, a Taxa Interna de Retorno (TIR) pode ser definida como a taxa de desconto que faz com que o Valor Presente Líquido (VPL) de um projeto seja igual a zero. Ou seja, a Taxa Interna de Retorno é uma métrica usada para avaliar qual o percentual de retorno de um projeto para a empresa. Ao encontrar essa taxa, geralmente ela será comparada à Taxa Mínima de Atratividade para que se decida se o projeto deve ou não ser aceito. Se a TIR for maior que a TMA, o investimento deve ser aceito, caso contrário será rejeitado, mesmo que geralmente não se baseie em apenas um indicador. Em geral, as empresas darão preferência aos projetos que possuem a maior diferença entre a taxa requerida e a taxa interna de retorno.

A fórmula utilizada para calcular a TIR se baseia na mesma fórmula usada para calcular o VPL. Para achar a TIR, iguala-se o VPL a zero, obtendo-se a fórmula abaixo:

Figura 1 – Fórmula da TIR

$$0 = VPL = \sum_{t=0}^T \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t}$$

2.4.4 Custo de Capital (WACC)

Segundo NOGUEIRA (2019), o custo de capital da empresa é o retorno mínimo exigido pelos financiadores de recursos (credores e acionistas), e que baliza a tomada de decisão em projetos de investimento na empresa. Qualquer projeto de investimento, ou cenário, para ser viável ou gerar valor deve ter um ROI (Retorno sobre o Investimento) maior que o custo de capital dos recursos que financiarão o projeto.

Um projeto de investimento vai gerar um fluxo de caixa futuro e esse fluxo, “descontado” pelo custo de capital, vai determinar se o projeto é viável. Se o resultado desse desconto (valor futuro dos diversos fluxos de caixa, trazidos a valor presente) for positivo, o ROI é maior que o custo de capital e o projeto viável.

Em uma empresa existem recursos dos acionistas e recursos de terceiros. Os recursos dos acionistas dizem respeito ao capital inicial que o empreendedor colocou na empresa, e as novas injeções de capital feitas pelo empreendedor ou por novos acionistas. Já custo de capital estrutura de capital a proporção entre capital próprio e o capital de terceiros de uma empresa.

2.4.5 Fluxo de Caixa

Segundo SOUZA (2003), o Fluxo de Caixa é o procedimento mais simples e aplicado na análise de viabilidade de investimento. Através do fluxo de caixa, é possível realizar uma estimativa de perdas e ganhos futuros.

De acordo com o SEBRAE, o objetivo do fluxo de caixa é apurar e projetar o saldo disponível para que exista sempre capital de giro, para aplicação ou eventuais

gastos. Ao elaborar o fluxo de caixa, o empresário terá uma visão do presente e do futuro. É uma excelente ferramenta para avaliar a disponibilidade de caixa e a liquidez da empresa. Com ela o empreendedor pode antecipar algumas decisões importantes, como a redução de despesas sem o comprometimento do lucro, o planejamento de investimentos, a organização de promoções para desencilhe de estoque, o planejamento de solicitação de empréstimos, a negociação para uma dilatação de prazo com fornecedor e outras medidas para que possíveis dificuldades financeiras possam ser evitadas ou minimizadas.

A análise do fluxo de caixa permite traçar estratégias para o crescimento da empresa ou para reverter situações negativas.

O resultado do fluxo de caixa é o saldo disponível (em dinheiro disponível no caixa, ou depositado em conta corrente nos bancos, etc.) apurado pela diferença entre o total do valor dos recebimentos e pagamentos efetivamente realizados em uma determinada data ou período. O saldo final do fechamento de caixa deve corresponder ao valor dos recursos disponíveis no caixa da empresa ou depositados em contas corrente. Ou seja, é uma diferença do que foi recebido com o que foi pago.

2.4.6 Demonstração de Resultados do Exercício

A demonstração de resultados do exercício visa fornecer, de maneira esquematizada, os resultados (lucros ou prejuízo) auferidos pela empresa em determinado exercício social, os quais são transferidos para contas do patrimônio líquido. O lucro (ou prejuízo) é resultante de receitas, custos e despesas incorridos pela empresa no período e apropriados segundo o regime de competência, ou seja, independentemente de que tenham sido esses valores pagos ou recebidos (NETO, 2007).

3 Estudo de caso

O estudo de caso foi realizado na empresa UEG Araucária Ltda., essa empresa tem autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para explorar, na qualidade de Produtor Independente de Energia, a UTE Araucária. No momento, toda a geração da usina é comercializada no Mercado de Curto Prazo, sendo valorada ao seu CVU. Essa forma de operação, embora não tenha regulamentação própria no Brasil, é denominada como *Merchant*.

Os riscos inerentes à operação *Merchant* são associados à falta de demanda ou excesso de oferta, o que reduz o custo da energia e deixa o agente exposto, uma vez que só auferir receita nos momentos de despacho da usina, e à ausência de regulamentação, de maneira que ao agente não é permitido ofertar livremente seu preço, estando limitados seus ganhos ao seu CVU, o qual, por definição, não contempla custos fixos.

Em um sistema cujos recursos despacháveis centralizadamente pelo ONS são majoritariamente provenientes de fontes hidrelétricas, esses riscos possuem alto grau de probabilidade de materialização, uma vez que podem se dar por excesso de chuvas ou estagnação da atividade econômica.

No entanto, sabe-se que com o aumento da participação das fontes renováveis não despacháveis centralizadamente pelo ONS, notadamente aquelas cuja geração é extremamente volátil, como as fontes fotovoltaicas e eólicas, é necessária a contratação da disponibilidade de usinas termelétricas, via leilões de energia regulada, situação na qual é assegurada uma Receita Fixa ao empreendedor e, nos momentos de geração da usina, esta recebe uma Remuneração Variável correspondente ao CVU declarado no leilão.

Inicialmente será apresentada a estrutura atual da empresa, em seguida virão as prospecções de mercado com a projeção da viabilidade, através de estudo de Fluxo de Caixa e de Demonstração de Resultado deste cenário.

3.1 O Empreendimento

A UTE Araucária é uma usina termelétrica de ciclo combinado (Ciclo Brayton + Ciclo Rankine) constituída por duas turbinas a gás, caldeiras de recuperação de calor (HRSG) e uma turbina a vapor, com capacidade para produzir 484,15 MWh e está conectada ao sistema através da Subestação Gralha Azul – 230 kV. Utiliza como combustível gás natural proveniente do Gasoduto Brasil – Bolívia.

Cada turbina a gás está acoplada a uma caldeira de recuperação de calor, sem queima suplementar, denominada HRSG (Heat Recover Steam Generator). Estas operam com dois estágios de pressão – alta pressão (105 kg/cm²) e baixa pressão (6 kg/cm²). A usina está autorizada a operar por meio da resolução ANEEL 351 de 22 de dezembro de 1999.

3.1.1 Características Técnicas do Empreendimento

Os seus principais equipamentos são:

- 02 Turbinas a gás Siemens 501FD2 (CTG);
- 02 Caldeiras tipo HRSG Aalborg: capacidade de produção de vapor de 250 t/h cada;
- 01 Turbina a vapor Alstom DKZ2 -2N34 (STG).

3.2 Estrutura de Custos

A estrutura de custos da UEG Araucária é dividida em Custos Fixos e Custos Variáveis. Essa divisão é de extrema importância para uma usina que pretende apresentar lance num dos leilões de contratação regulada promovidos pela ANEEL, por delegação do Ministério de Minas e Energia - MME.

Isso porque, como se verá a seguir, a contratação das usinas termelétricas a gás natural ocorre por disponibilidade. Isto equivale praticamente a um contrato de

locação, no qual as distribuidoras se comprometem a, mensalmente, pagar uma Receita Fixa, que compreende todos os custos fixos do empreendimento, incluindo a depreciação do ativo e a remuneração do capital dos acionistas, e a remuneração variável, baseada no CVU declarado pelo agente no ato de habilitação no leilão e na geração verificada no mês.

3.2.1 Custos Fixos

A composição dos custos fixos da UEG Araucária está resumida na tabela abaixo:

Tabela 1 – Custos Fixos da UEGA

CUSTOS FIXOS			
Em Milhares de Reais	Mensal	Anual	%
CUST/CCT	2.330	27.960	38
O&M	1.424	17.085	23
P&D	233	2.794	4
Água Industrial	280	3.360	5
Despesa com Pessoal	270	3.414	5
Compra Energia Elétrica	223	2.681	4
Taxa de Fiscalização	108	1.296	2
Outros	866	10.392	14
TOTAL	6.148	73.776	100

3.2.1.1 CUST

As obrigações referentes ao CUST correspondem a um dos principais custos fixos da UEG Araucária, representando quase 40% destes custos. Esse contrato foi assinado em 2000 na modalidade permanente, prevendo a venda da energia produzida pela UEGA para a Companhia Paranaense de Energia. Entretanto, o contrato de compra e venda de energia não foi aprovado pela ANEEL.

O CUST permanente estabelece a obrigação de pagamento mensal de Encargos de Uso do Sistema de Transmissão – EUST, proporcional ao Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST.

Como consequência, a UEGA encontra-se obrigada ao pagamento dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão. Esse pagamento independe da efetiva injeção de energia no sistema, de modo que consiste em custo fixo.

A ANEEL criou a modalidade de CUST temporário, que tem sua vigência limitada a um ano, prevê a possibilidade de prorrogação por iguais períodos e contempla o pagamento apenas pela energia efetivamente injetada no sistema. Assim sendo, bastaria rescindir o contrato vigente e assinar o CUST temporário, porém, o grande obstáculo se refere à rescisão do CUST permanente que, conforme Resolução Normativa nº 666/2015 da ANEEL, exige o pagamento de multa equivalente a 36 meses de encargos, o que torna a opção inviável para a empresa.

Para o cenário avaliado, foi considerado que o CUST permanece como custo fixo até o final do período de autorização da UEGA.

3.2.1.2O&M

As obrigações referentes ao Contrato de O&M correspondem a um dos principais custos fixos da UEG Araucária, representando praticamente 25% destes custos. Em todo histórico da empresa, a Operação e Manutenção da usina sempre foi feita de maneira terceirizada.

A atuação da UEGA na O&M da usina é restrita à fiscalização dos serviços prestados pela empresa terceira e à aquisição de bens e serviços para a operação da usina. Para os cenários, considerou-se que os serviços de O&M continuarão terceirizados com preço similar ao praticado pela fornecedora atual.

3.2.1.3P&D

Atualmente, as obrigações referentes aos Contratos de P&D correspondem a um dos principais custos fixos da UEG Araucária, representando praticamente 5% destes custos.

Os anos de 2014 e 2015 foram de despacho intensivo da UTE Araucária, devido à hidrologia pouco favorável à geração hidrelétrica. Dessa forma, visando cumprir sua obrigação regulatória de investimento em Pesquisa e Desenvolvimento, que é de 1%

da Receita Operacional Líquida (ROL), a UEG Araucária celebrou uma série de contratos para a execução de projetos de pesquisa e desenvolvimento.

Essa obrigação regulatória está prevista no cenário analisado, visto que o não cumprimento acarretaria em multas para a UEGA.

3.2.2 Custos Variáveis

A classificação dos Custos Variáveis é de muita importância para uma usina termelétrica, pois representa os seus principais custos, que são o de combustível e o de manutenção. Além disso, esses são os únicos valores que a ANEEL normalmente permite colocar no CVU da empresa, o que tem grande impacto na receita da mesma. Para o cenário analisado, seguem as principais características destes custos na UEGA.

3.2.2.1 Contrato de Gás

O principal custo variável para a UEGA é o combustível para o despacho da planta. Atualmente, o mercado de gás brasileiro é composto praticamente por um único fornecedor, que controla os canais de distribuição e compra desta matéria prima essencial para a geração.

Neste ponto, cumpre ressaltar que o desenho do Setor Elétrico Brasileiro, no que tange à contratação da disponibilidade das UTEs, define, no ato de divulgação das diretrizes de realização do leilão, qual é o CVU máximo permitido para os empreendimentos que pretendem sua habilitação.

Esse CVU limita os ganhos permitidos para o fornecedor de gás, já que este sabe de antemão qual será o valor máximo pago por MWh gerado por determinado empreendimento. Por outro lado, considerando a verticalidade dos agentes do setor de gás natural no Brasil e considerando que o CVU máximo é determinado por preços de referência definidos pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, é possível que, para determinado leilão, o fornecedor de gás não manifeste interesse na venda do combustível, preferindo vendê-lo a preços do mercado internacional.

3.2.2.2 Distribuição de Gás

A tarifa da margem de distribuição refere-se ao serviço de distribuição de gás natural prestado pela Compagas no Estado do Paraná, conforme disposições do Decreto Estadual nº 4633 de 19 de julho de 2016. Esta margem de distribuição, líquida de impostos, desde 2014 até presente data vem sofrendo alterações conforme a tabela abaixo:

Tabela 2 – Valores de Margem de Distribuição de Gás

Data	Tarifa líquida	Impostos	Alíquotas	Tarifa com impostos (R\$/m³)	Observação
Até 17 de Fevereiro 2014	0,0300	PIS/COFINS 9,25%	9,25%	0,0331	Fim da vigência do Decreto nº 5.017, 11nov2001
Após 17 de Fevereiro 2014	0,0783	PIS/COFINS 9,25%	9,25%	0,0863	Aumento da tarifa Decreto nº 10.202, 18fev2014
Após Maio 2014	0,0783	PIS/COFINS 9,25% ICMS 12%	21,25%	0,0994	Fim do diferimento do ICMS, Decreto nº 10.957,
Após Janeiro 2015	0,0806	PIS/COFINS 9,25% ICMS 12%	21,25%	0,1023	Atualização da tarifa conforme IGP-M dez14
Após Abril 2015	0,0806	PIS/COFINS 9,25% ICMS 18%	27,25%	0,1108	Decreto nº 18.371 de 15 de dezembro de 2014
Após Abril 2016	0,0891	PIS/COFINS 9,25% ICMS 18%	27,25%	0,1225	Decreto nº 4.633 de 19 de julho de 2016
Após Maio 2017	0,0921	PIS/COFINS 9,25% ISS 5%	14,25%	0,1074	Previsão Atualização IGP-M do Decreto nº 4.633 - Contrato "Por Fora" (ISS)
Após Maio 2017	0,0921	PIS/COFINS 9,25% ICMS 18%	27,25%	0,1266	Previsão Atualização IGP-M do Decreto nº 4.633 - Contrato "Por Dentro" (ICMS)
A partir de 25/09/2017	0,1249	PIS/COFINS 9,25% + ISS 5%	14,25%	0,1457	Margem Atual, Decreto nº 7.835, de 25/09/2017 - Contrato "Por Fora" (ISS)
Em 08/12/2017	-	-	-	-	Lei Complementar 205/2017 atribui à AGEPAR a regulação, controle e estabelecimento da tarifa.
A partir de 01/06/2018	0,1313	PIS/COFINS 9,25% + ISS 5%	14,25%	0,1531	Margem atualizada, conforme publicação da Compagas no DIOE de 21/08/2018.

3.2.2.3 Manutenção de Turbinas

Um dos custos variáveis mais importantes é o de manutenção das turbinas, pois ele é decorrente da quantidade de horas de geração da turbina. O cenário analisado considera um despacho mínimo de 6 meses ao ano, considerando a inflexibilidade declarada do agente. A inflexibilidade de 6 meses, correspondente a 50%, é decisão estratégica, e visa o aumento da Garantia Física outorgada ao empreendimento.

A próxima manutenção programada para depois de 8.000 horas de operação, e será a mais importante e necessária no contrato de manutenção, cujo nome comercial é *Major* (maior em inglês). Isso significa que a próxima manutenção será a mais custosa na história da empresa e os serviços não poderão ser prorrogados, pois

isso colocaria em risco a usina e poderia prejudicar a operação e a imagem da empresa.

Esse valor significativo está previsto no Fluxo de Caixa do cenário e é composto por uma estimativa dos valores que serão necessários, de acordo com o histórico de manutenções e informações coletadas junto ao principal fornecedor para este serviço.

3.3 Cenário ACR

Nos últimos 3 anos da UTE Araucária, em sua operação como usina *Merchant*, ela foi acionada para gerar energia por menos de 1 mês.

Como visto em outro momento, esta operação apresenta riscos não gerenciáveis pelo empreendedor. Isso porque, mesmo na parcela referente a seus custos fixos, existem parcelas sobre as quais ele não tem controle, como o CUST e os dispêndios com Pesquisa e Desenvolvimento, uma vez que se tratam de obrigações legais e regulatórias.

Da perspectiva dos custos variáveis, é possível afirmar que nenhum dos custos são gerenciáveis, já que os custos associados ao fornecimento de gás e com as grandes manutenções da usina são determinados somente pelos fornecedores.

Por fim, do ponto de vista das receitas, estas são totalmente incertas, já que dependem da ordem de despacho pelo ONS e, salvo alguma excepcionalidade autorizada pelo MME, cobrem somente os custos variáveis de geração.

A fim de mitigar esses riscos, uma alternativa para a UEGA é a participação exitosa em um dos leilões de energia regulados pelo MME, que asseguram uma receita fixa e a remuneração dos custos variáveis de geração.

3.3.1 Premissas Principais

A análise de qualquer cenário necessita ter premissas pré-estabelecidas, pois estas impactarão diretamente no resultado do Fluxo de Caixa.

Para o cenário *ACR*, foram utilizados dados históricos da UEGA para os custos da empresa, a fim de proporcionar uma melhor análise sem muitas especulações de mercado. Para a análise da receita, foram considerados 6 meses de geração ao ano, em que a UEGA faz jus ao recebimento de seu CVU multiplicado pela geração verificada, e a Receita Fixa, apta a remunerar um custo de capital (WACC) de 7,66%. As principais premissas estão descritas abaixo:

- Como parte dos custos fixos, o cenário considera o Orçamento Anual já aprovado na UEGA na ordem de R\$ 74 milhões, conforme item 3.2.1, que apresenta a sua composição. Neste valor não estão inclusos os custos com o combustível e com a manutenção periódica das turbinas de gás e a vapor da usina;
 - Como o trabalho está sendo realizado em julho de 2019 e até então a usina não entrou em operação, e pela perspectiva do mercado ela não será chamada, pois o CMO não chega ao CVU declarado da empresa, o cenário está considerando que não há despacho no ano de 2019;
 - Para sobreviver o ano atual, é também considerado que os sócios realizarão aporte na empresa a fim de cobrir os custos de 2019;
 - Os custos de P&D seguem o exigido por lei, que é um investimento de 1% do valor da Receita Operacional Líquida (ROL);
 - Em 2029, que é o ano que finda a autorização da UEGA para geração de energia, há o encerramento do negócio neste cenário, com a venda do ativo ao valor residual de R\$ 51,7 milhões;
 - A Taxa de Custo de Capital é de 7,66% (base dez/2018), que é o valor informado pela sócia controlada em suas Demonstrações Financeiras para o negócio UEGA;
 - A próxima manutenção das turbinas da usina tem uma previsão de valor de R\$ 168,8 milhões e ocorrerá após seja completada 8.000 horas de operação;
 - Não há a previsão de pagamento de dividendos até 2029, visto que a UEGA possui prejuízos acumulados e que o valor de retirada dos sócios é incerto;
-

- O valor de investimento, considerado para o cálculo do Valor Presente Líquido, é de R\$ 307,4 milhões (31/03/2019), que é o equivalente ao valor do Imobilizado Líquido presente nas Demonstrações Financeiras da UEGA;

3.3.2 Fluxo de Caixa

Após a utilização de todas as premissas acima, mais os dados presentes na UEGA, foi elaborado o Fluxo de Caixa para o cenário ACR. Os cálculos para o fluxo, abaixo apresentado, foram feitos exclusivamente para este estudo de caso e não representam as projeções utilizadas, ou que venham a ser utilizadas, da empresa.

Foi montado um modelo no Excel para a elaboração do cenário, o qual o resultado do Fluxo de Caixa é apresentado abaixo:

Figura 2 – Fluxo de Caixa de 2019 a 2029

FLUXO DE CAIXA PROJETADO 2018 a 2029 - em R\$ mil												
CENÁRIO "LEILÃO A-1" (BRL 000)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total
SALDO INICIAL	21.516,0	1.718,7	82.668,9	323,9	73.268,5	113.138,1	171.977,9	247.538,5	324.250,7	367.945,2	446.492,4	21.516,0
Receita Fixa	-	731.600,0	731.600,0	731.600,0	731.600,0	731.600,0	731.600,0	731.600,0	731.600,0	731.600,0	731.600,0	7.316.000,0
Receita Variável	-	776.967,6	776.967,6	776.967,6	776.967,6	776.967,6	776.967,6	776.967,6	776.967,6	776.967,6	776.967,6	7.769.675,8
Receita Financeira	8.697,0	1.969,7	6,4	1.736,4	2.315,6	3.992,7	5.169,5	6.680,7	7.335,2	9.088,8	11.693,4	58.685,3
AFAC (2019) e Venda	45.281,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51.682,5	96.964,1
Total das Entradas	53.978,6	1.510.537,3	1.508.573,9	1.510.304,0	1.510.883,2	1.512.560,2	1.513.737,0	1.515.248,3	1.515.902,8	1.517.656,4	1.571.943,5	15.241.325,2
Custos/Despesas/Investimentos	(73.775,9)	(548.773,6)	(727.892,9)	(559.046,2)	(603.030,9)	(559.046,2)	(559.046,2)	(559.046,2)	(603.030,9)	(559.046,2)	(559.046,2)	(5.910.781,6)
Gás Natural	-	(797.227,0)	(797.227,0)	(797.227,0)	(797.227,0)	(797.227,0)	(797.227,0)	(797.227,0)	(797.227,0)	(797.227,0)	(797.227,0)	(7.972.269,5)
Tributos (PIS/COFINS, IRPJ e CSLL)	-	(83.586,6)	(65.799,0)	(81.086,2)	(70.755,7)	(97.447,3)	(81.903,2)	(82.262,9)	(71.950,3)	(82.836,0)	(95.756,4)	(813.383,7)
Pagamento Mútuo Sócios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total das Saídas Operacionais	(73.775,9)	(1.429.587,1)	(1.590.918,9)	(1.437.359,3)	(1.471.013,5)	(1.453.720,5)	(1.438.176,4)	(1.438.536,1)	(1.472.208,2)	(1.439.109,2)	(1.452.029,6)	(14.676.434,8)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SALDO FINAL	1.718,7	82.668,9	323,9	73.268,5	113.138,1	171.977,9	247.538,5	324.250,7	367.945,2	446.492,4	566.406,4	566.406,4
RESULTADO DO PERÍODO	(19.797,3)	80.950,2	(82.345,0)	72.944,6	39.869,6	58.839,7	75.560,6	76.712,2	43.694,6	78.547,2	119.914,0	544.890,4

3.3.3 Demonstração de Resultado

Após a utilização de todas as premissas acima, mais os dados presentes na UEGA, foi elaborado a Demonstração de Resultado (DRE) para o cenário ACR. O cálculo para a DRE, abaixo apresentado, foram feitos exclusivamente para este estudo de caso e não representam as projeções utilizadas, ou que venham a ser utilizadas, da empresa. O resultado das projeções são as seguintes:

Figura 7 – DRE de 2019 a 2029

CONTA	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL 2018 a 2029
Receita Operacional Bruta	-	1.508.567,6	1.508.567,6	1.508.567,6	1.508.567,6	1.508.567,6	1.508.567,6	1.508.567,6	1.508.567,6	1.508.567,6	1.508.567,6	15.085.675,8
(-) Deduções da Receita Bruta	-	(139.542,5)	(139.542,5)	(139.542,5)	(139.542,5)	(139.542,5)	(139.542,5)	(139.542,5)	(139.542,5)	(139.542,5)	(139.542,5)	(1.395.425,0)
= Receita Operacional Líquida	-	1.369.025,1	1.369.025,1	1.369.025,1	1.369.025,1	1.369.025,1	1.369.025,1	1.369.025,1	1.369.025,1	1.369.025,1	1.369.025,1	13.690.250,8
(-) Custos	(73.775,9)	(1.272.257,0)	(1.451.376,4)	(1.282.529,7)	(1.326.514,4)	(1.282.529,7)	(1.282.529,7)	(1.282.529,7)	#####	#####	#####	(13.145.616,2)
(-) Depreciação	(24.000,0)	(24.000,0)	(24.000,0)	(24.000,0)	(24.000,0)	(24.000,0)	(24.000,0)	(24.000,0)	(24.000,0)	(24.000,0)	(24.000,0)	(264.000,0)
= Lucro/Prejuízo Bruto	(97.775,9)	72.768,1	(106.351,3)	62.495,4	18.510,7	62.495,4	62.495,4	62.495,4	18.510,7	62.495,4	62.495,4	280.634,6
(-) Resultados Financeiros Líquidos	53.978,6	1.969,7	6,4	1.736,4	2.315,6	3.992,7	5.169,5	6.680,7	7.335,2	9.088,8	63.376,0	155.649,4
= Lucro/Prejuízo Operacional	(43.797,3)	74.737,8	(106.345,0)	64.231,8	20.826,3	66.488,1	67.664,9	69.176,1	25.845,9	71.584,2	125.871,3	436.284,0
Provisão para IRPJ e CSLL	-	(17.787,6)	-	(15.287,2)	(4.956,7)	(15.824,2)	(16.104,2)	(16.463,9)	(6.151,3)	(17.037,0)	(29.957,4)	(139.569,5)
Resultado Líquido do Exercício	(43.797,3)	56.950,2	(106.345,0)	48.944,6	15.869,6	50.663,9	51.560,6	52.712,2	19.694,6	54.547,2	95.914,0	296.714,5

3.3.4 Índices do Cenário

Para análise do cenário ACR foram utilizados os seguintes índices: Valor Presente (VP) até o ano de 2029, Valor Presente Líquido (VPL) até o ano de 2029 e a Taxa Interna de Retorno (TIR) do cenário até 2029. O resultado está apresentado na tabela abaixo:

Tabela 3 – Índices do Cenário Merchant

Índices do empreendimento UEGA	
VP até 2029	R\$ 317.471
VPL até 2029	R\$ 10.056
TIR até 2029	7,59%

4 Análise

Apresentados os principais dados e informações sobre o estudo de caso para a avaliação de cenário para a UEGA a fim de verificar a viabilidade de comercializar sua disponibilidade nos leilões de energia regulada.

4.1 Análise do Fluxo de Caixa

A análise inicial do fluxo de caixa do cenário é essencial para um melhor entendimento do mesmo. A seguir são abertos os principais pontos para esta análise.

4.1.1 Linha “AFAC, mútuo e venda de ativos”

Ao analisar o fluxo de caixa, um dos itens que mais chama a atenção é a linha “AFAC 2019, Mútuo e Venda de Ativos”. Conforme é possível verificar, todo ano há valores significativos para o caixa da empresa nesta linha. O valor presente em 2019 trata-se de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC), e este é um valor em negociação entre as sócias para este ano. Em 2029, no fim da autorização, há também a previsão de venda de ativo no valor de cerca de 52 milhões de reais.

Além de ocasionar um problema operacional e financeiro grande, este mútuo gera um outro problema para a empresa: o seu custo não pode ser lançado no CVU, ou seja, a empresa tem que arcar com essas despesas financeiras, o que acaba tornando essa operação prejudicial para a UEGA.

4.1.2 Linhas Receita Fixa

Percebe-se que para a análise da receita de venda de energia não foi considerado nenhum índice de aumento de mercado e nem de inflação. Isso decorre do fato de ter uma dificuldade significativa para o levantamento dessas informações, além da ANEEL buscar sempre o menor preço do CVU. Neste caso, a manutenção do valor é algo que seria mais viável de se conseguir.

Não obstante, nos contratos de venda da disponibilidade, a Receita Fixa Anual, oferecida pelos participantes do leilão, é corrigida anualmente pelo IGPM. Assim, é de se imaginar que esse valor será alterado ano a ano. Entretanto, para a análise do cenário, é possível manter estático esse valor.

4.1.3 Linha da Receita Variável

Os valores dos custos do cenário foram baseados no orçamento já aprovado da empresa. Se existe uma dificuldade natural na previsão das variações da Receita Fixa, cujo índice de reajuste é o IGPM, qualquer previsão referente à Receita Variável

é ainda mais inglória. Isto porque o CVU definido para as usinas termelétricas contratadas é corrigido com base na variação dos preços internacionais do combustível e na flutuação do valor do dólar. Mesmo assim, considerando que o CVU é reajustado mês a mês conforme esses índices, é possível simular um cenário sem variação no decorrer do tempo.

4.1.4 Linha Custos/Despesas/Investimentos

Primeiramente, salta aos olhos o incremento de 2019 para 2020. Esse aumento substancial se refere aos custos com a logística de fornecimento de gás natural. É que para assegurar o suprimento do combustível, o vendedor precisa organizar uma larga cadeia que envolve desde a exploração e produção até a regaseificação, no caso de GNL, e transporte do gás natural até o ponto de entrega. Assim, essa linha se refere aos custos fixos associados ao fornecimento do gás natural, conhecidos como *Take or Pay* e *Ship or Pay*.

Na mesma linha também é possível observar flutuações nos anos de 2021, 2023 e 2027. Tratam-se de anos em que são previstas as manutenções das turbinas. O valor é mais alto em 2021 porque se trata da *Major Inspection*, a manutenção mais importante da usina, enquanto nos demais anos são previstas manutenções menores.

Essas manutenções estão previstas para esses anos, considerando a inflexibilidade de 50% da usina, valor definido estrategicamente de maneira a aumentar a competitividade do empreendimento nos leilões, conforme mencionado acima.

4.2 Análise da DRE

Apesar de não ter impacto direto nos índices, a DRE impacta nos impostos a serem pagos no fluxo de caixa e traz uma outra visão mais contábil das operações do cenário. Os lançamentos de receita e de custos segue a mesma estrutura do

apresentado no fluxo de caixa, portanto não há necessidade de discorrer sobre os mesmos.

Os valores previstos na linha de provisão para IRPJ e CSLL são utilizados na linha de impostos do fluxo de caixa.

4.3 Análise dos índices

Fazendo, inicialmente, a análise do Valor Presente Líquido, pois o mesmo já contempla o Valor Presente, é possível verificar um acréscimo de valor na ordem de R\$ 10 milhões de reais.

A Taxa Interna de Retorno para o cenário analisado resultou em 7,59%, o que está abaixo da taxa de custo de capital de 7,66% estabelecida pelos sócios. Contudo, considerando que os investimentos já foram realizados e que atualmente a UEGA não dispõe de nenhuma forma de receita previsível no tempo, faz sentido aceitar uma remuneração abaixo de seu custo de capital, a fim de reduzir as perdas.

5 CONCLUSÃO

Após analisar a forma como se consolidou o Setor Elétrico Brasileiro, notadamente após a reforma promovida em 2003, foi possível observar como se deu a entrada das fontes termelétricas movidas a gás natural na matriz energética brasileira, e como o arranjo regulatório desenhou a remuneração dessa energia, por meio dos contratos por disponibilidade.

A grande vantagem dessa forma de contratação para termelétricas é pelo fato de que, ao garantir ao agente uma Receita Fixa, independente da entrega da energia, e uma Receita Variável, apta a remunerar todos os custos de geração, são isolados os riscos não gerenciáveis da empresa, notadamente aqueles associados ao fornecimento de gás natural que, no momento, se consubstancia como um monopólio.

Como o lance nos leilões assim regulados são feitos na parte da receita fixa, pois o CVU é determinado já na fase de habilitação do empreendimento, cabe ao

empreendedor somente estimar de maneira correta seus custos fixos, tendo com isso uma remuneração adequada de seu capital.

A elaboração deste trabalho permitiu observar que, principalmente pela ausência de um arcabouço regulatório completo que permitisse a uma usina termelétrica apresentar livremente preços para seu despacho (atualmente seus custos são homologados pela ANEEL), a contratação via leilão é o caminho que assegura a remuneração mais adequada à UTE Araucária.

6 Bibliografia

ANEEL. Comissão Especial de Licitação. Edital de Leilão nº 002/2005-ANEEL: comunicado relevante nº 4. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Comunicado_Relevante_4.pdf, acesso em: 08/07/2019

BANCO DE INFORMAÇÕES DE GERAÇÃO. Capacidade de geração do Brasil, disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>, acesso em: 08/07/2019

BARROSO, Luiz; BEZERRA, Bernardo; CLEMENTE, Gabriel; PORRUA, Fernando. Otimização dos parâmetros dos contratos de gás natural para termelétricas nos leilões de energia nova. IBP: Rio de Janeiro, 2016

BONA, André. Finanças pessoais - Descubra o que é VPL e qual a sua importância nos investimentos, disponível em: <https://andrebona.com.br/ descubra-o-que-e-vpl-e-qual-sua-importancia-nos-investimentos>, acesso em: 08/07/2019

BOUGHTON, James M. Silent revolution: The IMF 1979-1989. p. 306 disponível em: <https://www.imf.org/external/pubs/ft/history/2001/ch07.pdf>, acesso em: 08/07/2019

CECCHI, José Cesário e MATHIAS, Melissa Cristina. Industria de gas natural em Brasil: Pasado, presente y futuro. ANP: 2009

GARRÁN, Felipe. TMA – Taxa Mínima de Atratividade, disponível em: <https://www.mundofinanceiro.com.br/taxa-minima-de-atratividade>, acesso em: 08/07/2019

MERCEDES, Sonia Seger Pereira; POZZO, Liliana de Ysasa; RICO, Julieta A. P. Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro. Revista USP: São Paulo, 2015.

NETO, Alexandre Assaf. Estrutura e análise de balanços. 8ª ed. São Paulo: Atlas, 2007

NOGUEIRA, Clayton. Custo de Capital ou quanto de ROI (Retorno sobre o Investimento) sua empresa tem que dar?, disponível em: <https://administradores.com.br/artigos/custo-de-capital-ou-quanto-de-roi-retorno-sobre-o-investimento-sua-empresa-tem-que-dar>, acesso em 08/07/2019

ONS. Sumário do Programa Mensal de Operação, disponível em http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/SUMARIO_EXECUTIVO_PMO_201801_RV1.pdf, acesso em: 08/07/2019

PANORAMA COMERC. Análise das Térmicas disponíveis no NEWAVE, disponível em: <http://www.panoramacomerc.com.br/?p=345>, acesso em: 08/07/2019

REMER, D. S. & NIETO, A. P. A compendium and comparison of 25 project evaluation techniques. Part 1: Net present value and rate of return methods. International Journal of Production Economics, v. 42, n. 1, 1995

ROLIM, Maria João Pereira. Direito econômico da energia elétrica. Rio de Janeiro: Forense, 2002.

SEBRAE, O que é o fluxo de caixa e como aplicá-lo no seu negócio, disponível em: <http://www.sebrae.com.br/sites/PortalSebrae/artigos/fluxo-de-caixa-o-que-e-e-como-implantar,b29e438af1c92410VgnVCM100000b272010aRCRD>, acesso em: 08/07/2019

SOARES, Fillipe Henrique Neves. Operação de usinas térmicas contratadas por disponibilidade: uma avaliação dos impactos setoriais sob as óticas técnica, econômica e financeira. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) – USP. São Paulo, 2009

SOUZA, Acilon Batista. Projetos de Investimentos de Capital: Elaboração, Análise e Tomada de Decisão. São Paulo: Atlas 2003.
