

Estudo Econômico do Custo de Energia a partir de Madeira de Plantios de Eucalipto



SUMÁRIO EXECUTIVO

PREÂMBULO

O presente relatório faz parte de um trabalho em três fases, que visa determinar o potencial da geração de eletricidade no Brasil a partir de madeira de eucalipto oriunda de plantios comerciais ou de plantios em reservas legais sendo recompostas.

- A primeira fase avalia a disponibilidade de áreas para a implantação de plantios, considerando critérios técnicos (por exemplo, a proximidade de linhas de transmissão ou distribuição e a disponibilidade de água) e socioambientais (por exemplo, exclusão de reservas ambientais ou indígenas). Ela também define mesorregiões de plantio potencial que apresentam homogeneidade em função do bioma, da existência ou não de polo de florestas plantadas, condições e custos de silvicultura, preços e disponibilidade de terras, e classifica estas regiões em função destes critérios.
- A segunda fase avalia os aspectos econômicos da produção de madeira de eucalipto para fins energéticos ou para as indústrias de processo, que são: (i) o custo de investimento (ii) o custo de produção e (iii) o preço de venda alvo posto na indústria para conseguir a rentabilidade desejada pelos investidores. Consolida estes aspectos com aspectos agrários (disponibilidade de terras e facilidade de regulação documental), socioambientais (aceitação social, facilidade de licenciamento ambiental, presença de pastagens degradadas, condições hídricas favoráveis), e florestais (produtividade, existência de mercado florestal ativo e facilidade da logística), considerados na Fase 1 para definir uma atratividade global da produção de madeira de eucalipto.
- A terceira fase – que corresponde ao presente relatório – avalia os aspectos econômicos da produção de eletricidade a partir de madeira de eucalipto considerando os custos de madeira calculados na Fase 2, portes de termelétricas de 5 a 150 MW e diferentes tecnologias. Consolida estes aspectos com aspectos agrários, socioambientais e florestais para definir uma atratividade global de geração de eletricidade com eucalipto.

METODOLOGIA

Os aspectos econômicos de produção de eletricidade a partir de madeira de eucalipto foram analisados, considerando:

- Somente a venda de eletricidade (ou seja, sem cogeração) para potências líquidas de 5 a 150 MW¹, e diferentes tecnologias para a caldeira (a grelha, a leito

¹ No resto deste sumário executivo, a potência sempre refere à potência líquida.

fluidizado borbulhante (LFB) ou a leito fluidizado circulante (LFC)). No total, 11 modelos industriais foram considerados (Tabela 1). Para cada potência, uma distância padrão da linha de conexão à rede foi considerada².

Tabela 1. Modelos industriais considerados

Potência líquida	Modelos industriais (tecnologia x número de módulos x potência instalada por módulo)	Distância padrão da linha de transmissão / distribuição para conexão à rede (km)
5 MW	Grelha x 1 x 6 MW	5
25 MW	Grelha x 1 x 28 MW	5
50 MW	Grelha x 1 x 55 MW LFB x 1 x 55 MW	10
100 MW	Grelha x 2 x 55 MW LFB x 2 x 55 MW LFC x 1 x 100 MW	10
150 MW	Grelha x 3 x 55 MW LFB x 2 x 83 MW LFC x 1 x 165 MW LFC alto des. x 1 x 165 MW	20

Um módulo se compõe de um conjunto de uma caldeira e uma turbina. A tecnologia LFC de alto desempenho produz vapor à temperatura e pressão mais altas do que o LFC clássico.

- Onze mesorregiões de plantio potencial no Brasil que apresentam homogeneidade em função do bioma, da existência ou não de polo de florestas plantadas, condições e custos de silvicultura, preços e disponibilidade de terras, conforme definidas no relatório da Fase 1 (Figura 1).

Figura 1. Abrangência das mesorregiões



² A distância padrão do relatório foi definida no início da Fase 3. No decorrer do projeto, houve um interesse para considerar outras distâncias maiores acima de 5 MW: 12,5 km para 25 MW, 25 km para 50 MW e 50 km para 100 e 150 MW. Estas distâncias maiores são refletidas no custeio, cujas simulações de investimento e valores de madeira não estão iguais aos valores do relatório. Porém, é importante ressaltar que os custos adicionais de conexão à rede representam no máximo 8% dos custos diretos de investimento, de tal forma que as conclusões gerais do relatório permanecem válidas.

- O abastecimento em toras de eucalipto a partir de plantios comerciais convencionais ou de plantios em reservas legais, com o preço da madeira tal qual a fornecer ao dono florestal a rentabilidade que ele deseja no longo prazo sobre a atividade florestal, em comparação às alternativas de uso do solo disponível (arrendamento de terra para o plantio comercial) ou impostas pela lei (recomposição com 100% de florestas nativas para as reservas legais). Para o plantio em reservas legais, o custo mais favorável é obtido quando a silvicultura pode ser parcialmente mecanizada, e o custo mais desfavorável quando todas as operações de silvicultura são manuais (Tabela 2).

A madeira considerada foi *Eucalyptus urograndis* com 40% de umidade média e um teor energético de 2,06 MWh/m³ (volume com casca, que é consumida pela caldeira).

Tabela 2. Modelos de produção de madeira considerados

Origem da madeira	Preço alvo de venda da madeira para garantir a rentabilidade de um investidor florestal no longo prazo (R\$/m ³)	Produtividade florestal (m ³ /ha.ano)
Convencional, mesorregião Mato Grosso do Sul	86	35,4
Convencional, mesorregião Pampa Gaúcho	73	30,5
Convencional, mesorregião Serra Gaúcha	109	30,5
Convencional, mesorregião Paraná e Santa Catarina	88	36,6
Convencional, mesorregião São Paulo	92	37,8
Convencional, mesorregião Leste de Minas Gerais	105	33,2
Convencional, mesorregião Oeste de Minas Gerais	96	35,4
Convencional, mesorregião Norte ES e Sul BA	87	38,9
Convencional, mesorregião Cerrado	132	32,5
Convencional, mesorregião MAPITO	134	31,4
Convencional, mesorregião Amazônia	157	27,1
Plantio em reserva legal - favorável	62	14,0
Plantio em reserva legal - desfavorável	147	14,0
Média dos preços para plantios convencionais entre todas as mesorregiões	105	33,6

Foram estimados sucessivamente, a partir de levantamento de fontes secundárias, bancos de dados internos e em alguns casos modelagens:

- As condições de financiamento, com um conjunto de dívida financeira, fornecida diretamente ou não pelo BNDES, e de capital próprio;
- Os custos de investimento globais do projeto de geração que se compõem dos custos dos ativos imobilizados (desenvolvimento, custos diretos de construção civil e equipamentos assim como custos indiretos de engenharia, margem de EPCista, etc.), dos custos financeiros, do capital de giro e das reservas;
- Os custos de operação variáveis (a partir da eficiência energética da termelétrica para o consumo de madeira) e fixos (mão de obra, manutenção, etc.).

A partir destas estimativas, foram calculados:

- O custo de produção e o preço de venda alvo da eletricidade que permite atingir a rentabilidade desejada pelos investidores na termelétrica;

- Uma análise de sensibilidade aos seguintes fatores: porte, tecnologia, produtividade da floresta, parâmetros econômicos, termos do financiamento, regime de deduções e impostos, mesorregião de implantação.

Os aspectos econômicos foram em seguida consolidados com a disponibilidade de terras, e finalmente a facilidade de regulação documental e aspectos socioambientais para identificar as mesorregiões de maior atratividade.

PRINCIPAIS LIMITAÇÕES DO ESTUDO

O estudo apresenta as seguintes limitações metodológicas:

- Existem hoje poucos projetos de geração de eletricidade a partir de madeira de eucalipto no Brasil – todos de pequeno porte - o que traz incertezas em relação aos custos de investimento, custos operacionais e rendimentos energéticos efetivos. Portanto, os dados são baseados principalmente em cotações com fornecedores no Brasil e bancos de dados de projetos de termelétrica a madeira em operação na Europa.
- Existe um alto grau de incerteza em relação às condições efetivas, custos de silvicultura e produtividade dos plantios de eucalipto em reserva legal, de tal forma que o custo da madeira nestas condições apresenta também uma incerteza expressiva.
- O modelo somente considera um financiamento por dívida pelo BNDES (diretamente ou indiretamente), o que limita a possibilidade de alavancagem e conduz um custo de dívida relativamente alto, considerando as mudanças de taxas de juro de referência sendo implantadas a partir do fim de 2017.

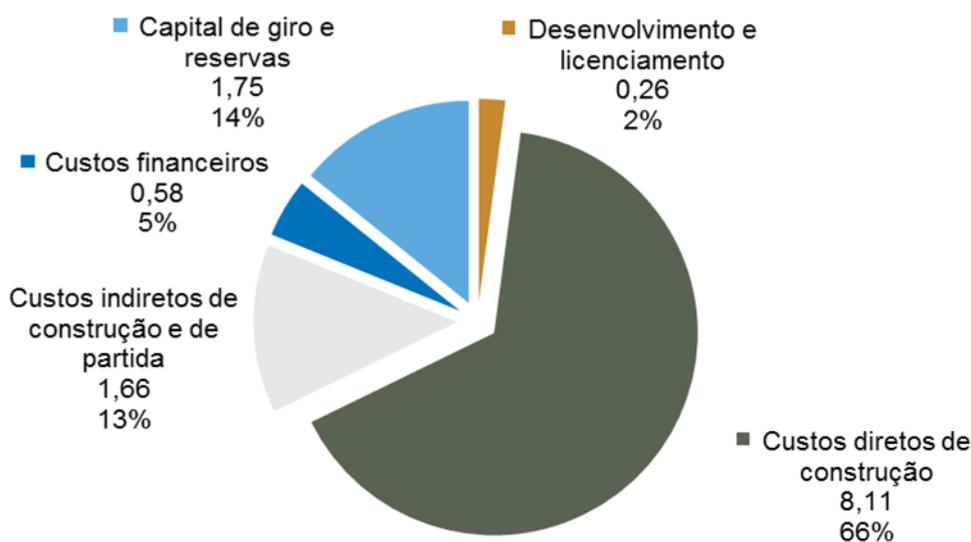
RESULTADOS PARA UM PROJETO PADRÃO DE 100 MW LFB NO MATO GROSSO DO SUL ABASTECIDO COM TORAS DE PLANTIOS COMERCIAIS³

O custo de investimento fica em 1.235 Mi R\$, ou seja, R\$ 12,35 por Watt líquido. Os custos diretos de construção iguais a 811 Mi R\$ representam 66% deste total, seguidos com pesos praticamente iguais pelo capital de giro e reservas (14%) e os custos indiretos de construção e de partida (13%) (Tabela 31 e Figura 2).

Tabela 3. Custo de investimento por Watt para o projeto padrão de 100 MW LFB no MS

Categoria	Item	Total (mil R\$)	Unitário (R\$/W)
Etapa de desenvolvimento e licenciamento		25.761	0,26
Custos diretos de construção	Construção civil	138.023	1,38
	Equipamento fixo com montagem	667.103	6,67
	Equipamento móvel	5.555	0,06
Custos indiretos de construção e de partida	Custos indiretos	145.021	1,45
	Gastos operacionais fase de partida	20.906	0,21
Custos financeiros	Custos de estruturação	2.375	0,02
	Juros durante a construção	55.380	0,55
Outros	Capital de giro	130.951	1,31
	Reservas	43.748	0,44
Total		1.234.825	12,35

Figura 2. Distribuição por categoria do custo de investimento por Watt para o projeto padrão de 100 MW LFB no MS



Total = R\$ 12,35 / W

Dos custos diretos de construção, os equipamentos e a montagem representam 667 Mi R\$. As caldeiras são o principal item de custo, seguidas pelas turbinas (Tabela 4).

Tabela 4. Custos diretos de construção da termelétrica LFB de 2 x 50 MW no Mato Grosso do Sul

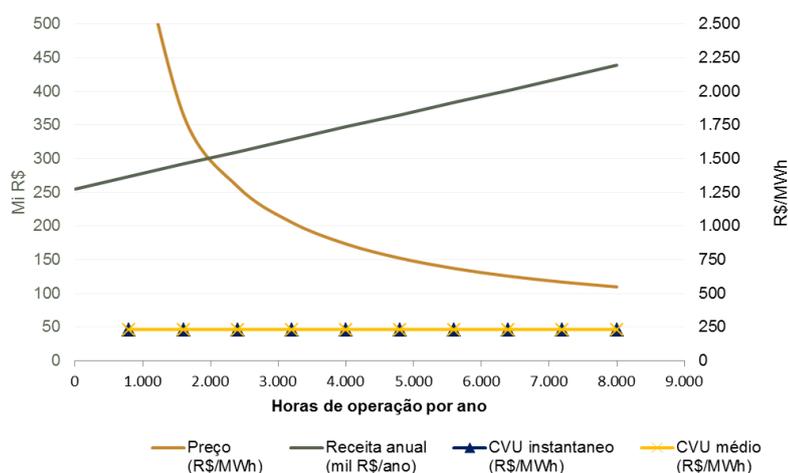
	Custos Diretos (mil R\$)				Total
	Construção civil	Equipamento nacional	Equipamento importado	Equipamento móvel	
Preparação da madeira	26.301	19.802	10.582	0	56.684
Caldeira	16.685	185.735	92.732	0	295.152
Turbogerador	21.109	178.240	0	0	199.349
Resfriamento	19.191	22.238	0	0	41.429
Subestação	6.168	37.932	1.608	0	45.708
Linha de conexão	4.271	30.379	0	0	34.650
Equipamento móvel	0	0	0	5.555	5.555
Outros postos	44.298	61.502	26.354	0	132.154
Total	138.023	535.827	131.276	5.555	810.681

A termelétrica pode despachar durante prazos significativamente menores do que a disponibilidade técnica (estimada em 8.000 horas ao ano). Por exemplo, se ela vende aos distribuidores regulados através de um contrato oriundo de um leilão com $CVU \neq 0$, que prevê um nível mínimo de despacho e um nível adicional, o despacho acima do mínimo é definido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Na ausência de qualquer despacho, uma receita de 235 Mi R\$ é necessária para garantir o pagamento dos custos fixos, da dívida e o retorno de capital para os acionistas (com taxa esperada de 13% após impostos em termos reais). Quando o nível de despacho aumenta, uma receita adicional é necessária para pagar o custo marginal de produção, de R\$ 166 / MWh, que corresponde principalmente ao custo da madeira. O Custo Variável Unitário (CVU), que é o preço marginal de venda para manter a rentabilidade independente do nível de produção, é igual a R\$ 229 /MWh (ele é maior do que o custo marginal de produção por conta das deduções e dos impostos de renda).

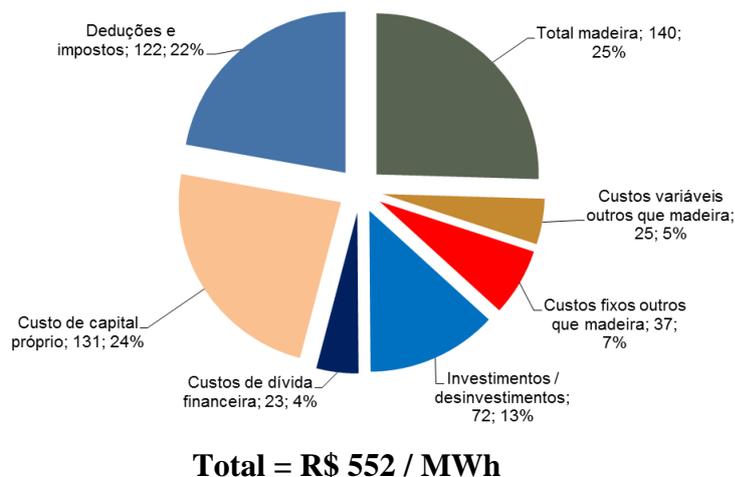
O preço alvo da eletricidade, igual à receita alvo dividida pelas vendas totais, diminui quando o despacho aumenta, mas fica sempre muito maior do que o custo marginal. Ele atinge R\$ 552 / MWh para 7.920 horas, (11 meses de produção por ano) (Figura 3).

Figura 3. Receita bruta e preço de venda alvo em função do tempo anual de operação



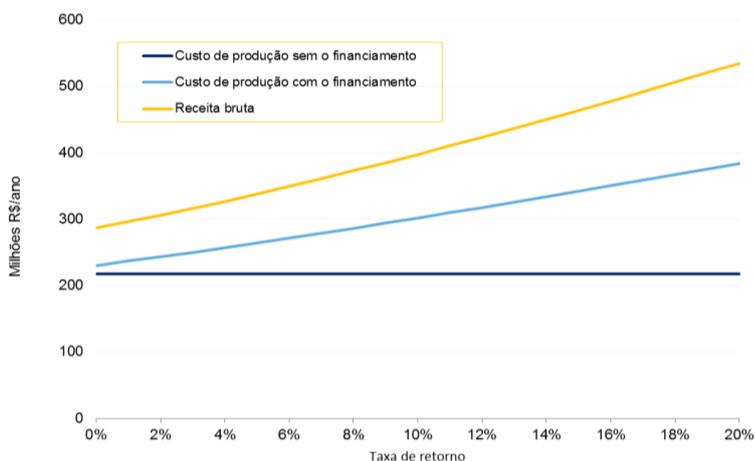
Os três principais fatores que contribuem para o preço da madeira são o custo da madeira, o custo de capital, e as deduções e impostos (Figura 4). Assim a elegibilidade ao subsídio Sudene / Sudam, não disponível no MS, permitiria reduzir o preço alvo de R\$ 552 para 491 /m³, ou seja, 11%. No caso do Lucro Presumido, não disponível para o projeto de 100 MW devido ao nível de faturamento, a redução seria ainda maior, até R\$ 444 /m³, ou seja, cerca 20%.

Figura 4. Decomposição do preço de venda para o projeto padrão de 100 MW LFB no MS operando 7.920 horas por ano



O preço alvo da madeira apresenta uma sensibilidade alta ao custo de capital próprio, que varia de 13% (projeto de médio risco conduzido por uma “utilities” de capital aberto) a 16% (projeto de alto risco conduzido por um produtor independente ou um fundo) (Figura 5).

Figura 5. Variação do valor da madeira em função da taxa de tetorno esperada pelo acionista para o projeto padrão de 100 MW LFB operando 7.920 horas por ano



SENSIBILIDADE AO PORTE E À TECNOLOGIA

O rendimento energético líquido diminui quando o porte do projeto diminui. Esta redução é lenta de 150 MW para 50 MW, de tal forma que as variações dependem principalmente da escolha da tecnologia. A queda se acentua para potências abaixo de 50 MW, e o rendimento é 30% menor - em termos relativos - para 5 MW do que 50 MW (Tabela 5). O consumo total de madeira é principalmente função do porte, e por 11 meses de operações ao ano, ele varia de 0,1 a 2,0 Mi m³ ao ano. Para um projeto no MS com uma produtividade das florestas representativas da região, um projeto de 150 MW necessitaria 56 mil ha de plantios comerciais ou 139 mil ha de plantios em reserva legal.

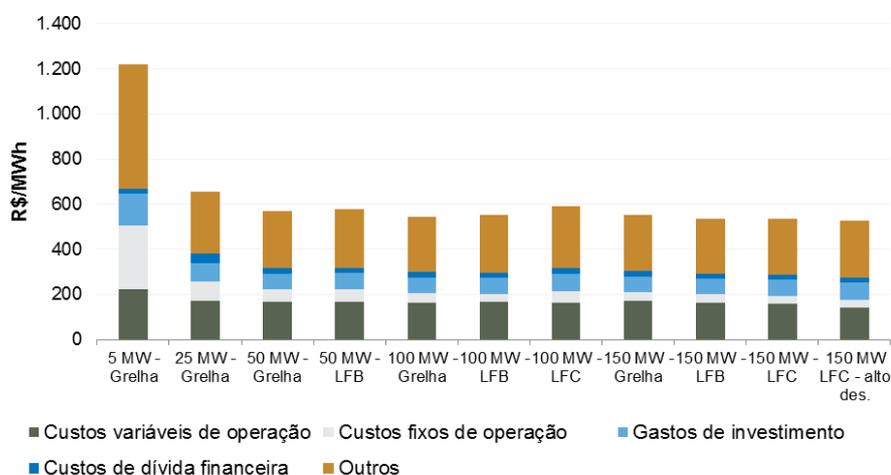
Os custos diretos unitários (em R\$/W) são relativamente independentes do porte e da tecnologia de 50 a 150 MW, e são da ordem de $7,5 \pm 0,5$ R\$/W. Crescem rapidamente quando o porte do projeto diminui e é menor do que 50 MW. Assim, o custo unitário para um projeto de 5 MW é cerca do dobro do custo de um projeto de 50 MW.

Tabela 5. Sumário de algumas características chave que diferenciam os diferentes modelos industriais

Modelo industrial	Rendimento líquido (MWh eletricidade vendida / MWh madeira)	Consumo de madeira		Área plantada necessária no MS (mil ha)		Investimentos diretos na implantação	
		(m ³ /hora)	(mil m ³ /ano com operação de 11 meses)	Se plantio comercial	Se plantio em reserva legal	Total (Mi R\$)	Unitários (R\$/W líquido)
5 MW - Grelha	21,0%	12	92	3	6	71	14,1
25 MW - Grelha	27,5%	44	350	10	25	215	8,6
50 MW - Grelha	28,2%	86	683	19	48	363	7,3
50 MW - LFB	29,5%	82	653	18	46	380	7,6
100 MW - Grelha	28,9%	168	1333	38	94	720	7,2
100 MW - LFB	29,9%	163	1288	36	91	755	7,5
100 MW - LFC	30,8%	158	1251	35	88	792	7,9
150 MW - Grelha	29,4%	248	1966	56	139	1.072	7,1
150 MW - LFB	30,1%	242	1920	54	136	1.069	7,1
150 MW - LFC	31,1%	235	1858	52	131	1.058	7,1
150 MW LFC - alto des.	35,9%	203	1610	45	114	1.127	7,5

O preço alvo de venda da eletricidade aumenta quando o porte da termelétrica diminui. Esta tendência é moderada de 150 MW para 50 MW (cerca de 10% de impacto), mas acelera quando em portes menores que 50 MW. Considerando a tecnologia à grelha, o preço alvo é maior que o dobro para 5 MW do que para 100 MW. As caldeiras à grelha, a LFB e a LFC trazem resultados muito semelhantes para todas as potências líquidas de 50 a 150 MW. Para projetos de 150 MW, a tecnologia LFC de alto desempenho se destaca, pois o alto custo de investimento é compensado pelo alto rendimento, que permite conter o custo da madeira (Figura 6).

Figura 6. Sensibilidade do preço de venda alvo da eletricidade à potência instalada e tecnologia da termelétrica para um projeto no MS



Produção de 7.920 horas por ano e preço de compra da madeira de R\$ 85,9 /m³ posto na indústria. Regime de impostos de Lucro Real.

REGIÃO DE IMPLANTAÇÃO E SISTEMA DE PRODUÇÃO DE MADEIRA MAIS FAVORÁVEIS

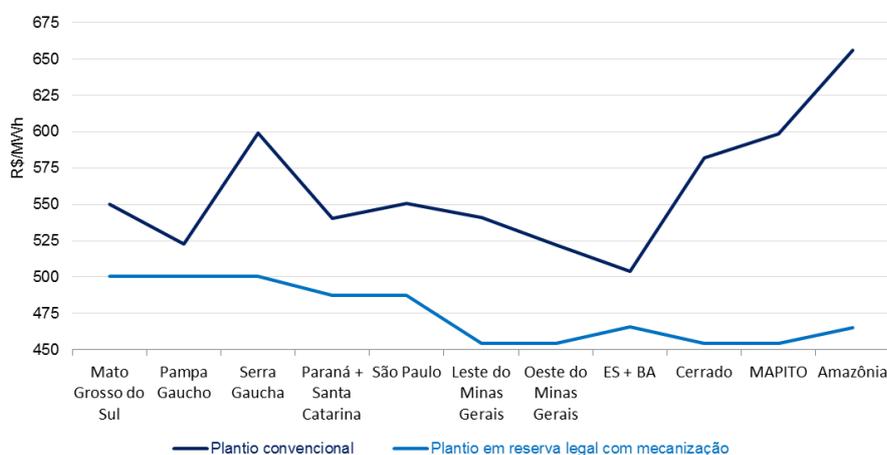
A análise começa com critérios econômicos, continua com a incorporação da disponibilidade de terras, e termina com uma incorporação dos outros critérios agrários e socioambientais relevantes.

Análise Econômica

Os preços alvo de eletricidade entre as mesorregiões variam em função do custo de madeira, da elegibilidade ao regime Sudene / Sudam, e da diferença de custo de investimento industrial entre mesorregiões (devido aos custos de transporte, qualidade das infraestruturas e disponibilidade de mão de obra qualificada). São eles (Figura 7):

- Os menores, e muito próximos, nas mesorregiões de ES + BA, Pampa Gaúcho, e Oeste de MG, considerando o abastecimento com madeira de plantios comerciais. Com esta fonte de madeira, as mesorregiões do Cerrado, da Serra Gaúcha, do MAPITO e especialmente da Amazônia são as menos competitivas.
- Com diferenças pouco significativas entre as mesorregiões e níveis menores do que para plantios comerciais, considerando o abastecimento com madeira de plantios em reserva legal com uma mecanização parcial da silvicultura.

Figura 7. Preço alvo da eletricidade em função da mesorregião e do sistema de produção da madeira para uma termelétrica de 100 MW LFB operando 7.920 horas por ano



Análise Econômica e de Disponibilidade de Terras

Para projetos de 50 MW ou mais, o Rio Grande do Sul e a mesorregião ES + BA não parecem apresentar uma disponibilidade de terras suficiente para novos plantios comerciais, enquanto esta parece suficiente em todas as outras mesorregiões, especialmente Mato Grosso do Sul, Oeste de Minas Gerais, Cerrado e Amazônia (Tabela 6).

Tabela 6. Proporção de área potencial para plantios comerciais de eucalipto que seria mobilizada para abastecer uma termelétrica, em função da mesorregião, porte e tecnologia

Valor	Área plantada necessária com um plantio comercial / área disponível conforme análise de uso do solo										
	Mato Grosso do Sul	Pampa Gaúcho	Serra Gaúcha	Paraná + Santa Catarina	São Paulo	Leste do Minas Gerais	Oeste do Minas Gerais	ES + BA	Cerrado	MAPITO	Amazônia
5 MW	0,0%	1,0%	18,8%	0,2%	0,1%	0,2%	0,0%	0,4%	0,1%	0,2%	0,0%
25 MW grelha	0,1%	3,8%	71,7%	0,7%	0,5%	0,9%	0,2%	1,4%	0,2%	0,7%	0,1%
50 MW grelha	0,2%	7,4%	139,8%	1,3%	0,9%	1,7%	0,3%	2,8%	0,4%	1,5%	0,2%
50 MW LFB	0,2%	7,1%	133,6%	1,3%	0,9%	1,7%	0,3%	2,7%	0,4%	1,4%	0,2%
100 MW grelha	0,4%	14,4%	272,7%	2,6%	1,7%	3,4%	0,6%	5,5%	0,7%	2,9%	0,4%
100 MW LFB	0,3%	13,9%	263,6%	2,5%	1,7%	3,3%	0,6%	5,3%	0,7%	2,8%	0,3%
100 MW LFC	0,3%	13,5%	255,9%	2,4%	1,6%	3,2%	0,6%	5,1%	0,7%	2,7%	0,3%
150 MW grelha	0,5%	21,2%	402,1%	3,8%	2,6%	5,0%	0,9%	8,1%	1,1%	4,2%	0,5%
150 MW LFB	0,5%	20,7%	392,8%	3,7%	2,5%	4,9%	0,9%	7,9%	1,1%	4,1%	0,5%
150 MW LFC	0,5%	20,1%	380,2%	3,6%	2,4%	4,7%	0,9%	7,6%	1,0%	4,0%	0,5%
150 MW LFC - alto des.	0,4%	17,4%	329,3%	3,1%	2,1%	4,1%	0,8%	6,6%	0,9%	3,4%	0,4%

0 a 1,1%: azul; 1,1% a 5%: verde; 5 a 18%: amarelo; acima de 20%: vermelho.

Assim, das mesorregiões com disponibilidade de terras, o preço de venda alvo da eletricidade é mais favorável no Oeste de MG, seguido de perto por PR + SC, SP e MS. Ou seja, o subsídio do Sudene permite que o Oeste de MG compensa o custo de madeira mais alto do que no PR + SC, SP e MS, e o custo de investimento industrial menor no PR + SC e SP também compensa o custo de madeira um pouco mais alto do que no MS.

Se o abastecimento for principalmente a partir de madeira produzida em reservas legais, a disponibilidade de reservas legais e a possibilidade de mecanizar a silvicultura – para controlar o custo de produção da madeira e, portanto da eletricidade - são dois fatores muito limitantes. Na ausência de dados oficiais sobre as áreas de reservas legais no Mato Grosso do Sul, a Amazônia é a única região que parece satisfazer estas duas condições (Tabela 7).

Tabela 7. Proporção de área de reserva legal que seria mobilizada para abastecer uma termelétrica, em função da mesorregião, porte e tecnologia

Valor	Área plantada necessária com reservas legais / área disponível conforme análise de uso do solo										
	Mato Grosso do Sul	Pampa Gaúcho	Serra Gaúcha	Paraná + Santa Catarina	São Paulo	Leste do Minas Gerais	Oeste do Minas Gerais	ES + BA	Cerrado	MAPITO	Amazônia
5 MW		32,1%	83,4%	4,6%	7,6%	6,5%	1,1%	38,5%	1,4%	6,6%	0,5%
25 MW grelha		122,5%	318,5%	17,5%	29,0%	24,6%	4,1%	147,0%	5,5%	25,2%	1,7%
50 MW grelha		238,9%	621,1%	34,1%	56,5%	48,1%	8,0%	286,7%	10,7%	49,1%	3,4%
50 MW LFB		228,4%	593,7%	32,6%	54,0%	46,0%	7,6%	274,0%	10,2%	46,9%	3,2%
100 MW grelha		466,2%	1212,1%	66,5%	110,2%	93,8%	15,6%	559,5%	20,9%	95,8%	6,6%
100 MW LFB		450,6%	1171,6%	64,3%	106,5%	90,7%	15,0%	540,7%	20,2%	92,6%	6,4%
100 MW LFC		437,5%	1137,4%	62,4%	103,4%	88,0%	14,6%	524,9%	19,6%	89,9%	6,2%
150 MW grelha		687,4%	1787,3%	98,1%	162,5%	138,3%	22,9%	824,9%	30,8%	141,3%	9,8%
150 MW LFB		671,4%	1745,7%	95,8%	158,7%	135,1%	22,4%	805,7%	30,1%	138,0%	9,5%
150 MW LFC		649,8%	1689,6%	92,7%	153,6%	130,8%	21,7%	779,8%	29,1%	133,5%	9,2%
150 MW LFC - alto des.		563,0%	1463,7%	80,3%	133,1%	113,3%	18,8%	675,6%	25,2%	115,7%	8,0%

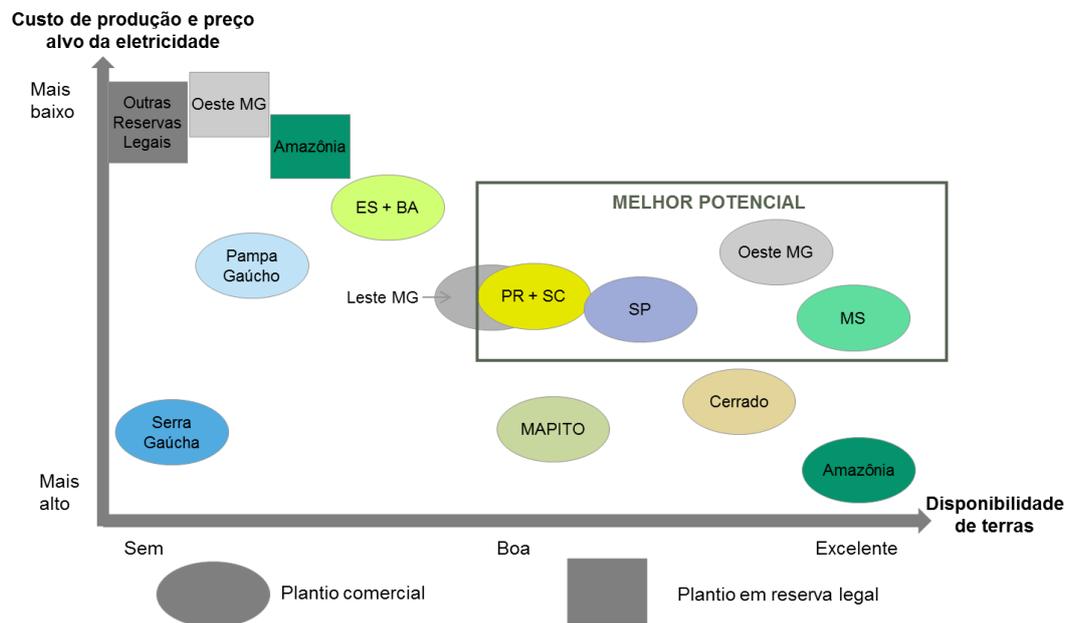
0 a 1,1%: azul; 1,1% a 5%: verde; 5 a 18%: amarelo; acima de 20%: vermelho; cinza: sem informação.

Análise Econômica, de Disponibilidade de Terras e de outros Fatores Agrários e Socioambientais

Os Estados de Santa Catarina e Paraná e a região Sudeste geralmente não são considerados arriscados em termos de regulação de documentação e de aspectos socioambientais. Em compensação, a Amazônia apresenta riscos expressivos em relação à regulação documental e possibilidade de licenciamento ambiental, o que pode dificultar a implantação de um projeto de silvicultura.

Portanto, a geração de eletricidade é mais atraente a partir de plantios comerciais nas mesorregiões Oeste MG, PR +SC, SP e MS (Figura 8).

Figura 8. Resumo da análise de atratividade por mesorregião e sistema de produção



Considerando as conclusões do estudo florestal sobre as terras disponíveis nestas regiões e as produtividades florestais, estima-se que o potencial global máximo de geração é de 331 TWh/ano, o que corresponde a uma capacidade instalada máxima de 41 GW, considerando operações durante 8.000 horas ao ano (Tabela 8).

Tabela 8. Potencial de produção elétrica a partir de madeira de eucalipto considerando as mesorregiões com as melhores disponibilidades de terras para novos plantios florestais comerciais e custos potenciais de produção da eletricidade

Mesorregião	Características regionais		Potencial máximo de		
	Área disponível (Mi ha)	Produtividade (m ³ /ha.ano)	Madeira (Mi m ³ /ano)	Eletricidade (TWh/ano)	Potência instalada (GW)
Oeste MG	6,6	35	232	105	13
PR + SC	1,6	37	55	25	3
SP	2,1	38	74	34	4
MS	10,5	35	368	167	21
Total	20,8	35	728	331	41

CONCLUSÃO GERAL

A eletricidade gerada a partir de madeira de eucalipto é relativamente cara em relação à maioria das outras fontes quando somente os parâmetros econômicos endógenos de cada fonte são considerados. Vários fatores (custo de capital próprio, nível de investimento e custo de combustível) simultaneamente contribuem para este nível alto. A viabilização dos projetos também apresenta desafios, ligados à dificuldade de manejar a floresta para atender as necessidades da termelétrica, especialmente quando o nível de despacho pode flutuar expressivamente ao longo do tempo.

A fim de melhorar a atratividade desta fonte de eletricidade, modelos alternativos de negócio poderiam ser considerados, por exemplo, cogeração ou integração das produções florestal e de eletricidade.

Outra possibilidade seria avaliar economicamente o balanço das externalidades ligadas à geração de eletricidade por madeira, para transferir tais externalidades a um sistema de leilão diferenciado ou um subsídio específico. Por exemplo, a geração a partir de madeira tem um balanço de carbono mais favorável que a geração a partir de combustíveis fósseis, e apresenta menos intermitência que a geração eólica ou solar.

Conteúdo

1	INTRODUÇÃO	17
2	APLICATIVO DE CUSTEIO	18
2.1	Princípio	18
2.2	Premissas do custeio a serem definidas pelo usuário.....	19
3	RESULTADOS	56
3.1	Projeto padrão de 100 MW no Mato Grosso do Sul	56
3.2	Análise de sensibilidade para um projeto no Mato Grosso do Sul	64
3.3	Comparação entre mesorregiões	70
4	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	75
4.1	Conclusões sobre o custo da eletricidade produzida a partir de eucalipto.....	75
4.2	Sugestões para próximos trabalhos	78
5	ANEXO A – FONTES DE INFORMAÇÃO PARA ESTIMATIVA DOS CUSTOS DE INVESTIMENTO DIRETOS	79
6	ANEXO B - CUSTOS DIRETOS DE INVESTIMENTO PARA OS MODELOS INDUSTRIAIS	80
6.1	Custos diretos do modelo de 5 MW de potência líquida com 5 km de conexão	80
6.2	Custos diretos do modelo de 25 MW de potência líquida com 5 km de conexão	80
6.3	Custos diretos dos modelos de 50 MW de potência líquida com 10 km de conexão	81
6.4	Custos diretos dos modelos de 100 MW de potência líquida com 10 km de conexão	82
6.5	Custos diretos dos modelos de 150 MW de potência líquida com 20 km de conexão	83

Lista de Tabelas

Tabela 1. Modelos industriais considerados	2
Tabela 2. Modelos de produção de madeira considerados	3
Tabela 3. Custo de investimento por Watt para o projeto padrão de 100 MW LFB no MS	5
Tabela 4. Custos diretos de construção da termelétrica LFB de 2 x 50 MW no Mato Grosso do Sul...	5
Tabela 5. Sumário de algumas características chave que diferenciam os diferentes modelos industriais	8
Tabela 6. Proporção de área potencial para plantios comerciais de eucalipto que seria mobilizada para abastecer uma termelétrica, em função da mesorregião, porte e tecnologia	10
Tabela 7. Proporção de área de reserva legal que seria mobilizada para abastecer uma termelétrica, em função da mesorregião, porte e tecnologia	10
Tabela 8. Potencial de produção elétrica a partir de madeira de eucalipto considerando as mesorregiões com as melhores disponibilidades de terras para novos plantios florestais comerciais e custos potenciais de produção da eletricidade.....	11
Tabela 9. Impacto da escolha do Estado sobre os cálculos do simulador	22
Tabela 10. Áreas de Elegibilidade aos programas Sudene/Sudam	24
Tabela 11. Alíquota de CSLL e IRPJ para os diferentes regimes de impostos de renda	24
Tabela 12. Prazos de amortização dos ativos fixos	25
Tabela 13. Opções de origem da madeira	29
Tabela 14. Características técnicas das caldeiras e turbogeradores dos modelos industriais da biblioteca do custeio.....	31
Tabela 15. Características do sistema de resfriamento à água dos modelos industriais da biblioteca do custeio.....	31
As eficiências energéticas das termelétricas, que são a relação entre a potência instalada e a potência líquida e o rendimento energético líquido (definido como a divisão entre a energia vendida e a energia da madeira entrando na caldeira) foram calculados graças ao programa STEAM PRO de THERMOFLOW com calibração em dados de termelétricas reais (Tabela 16).	
Tabela 16. Eficiências dos modelos industriais	31
Tabela 17. Condições de conexão na rede para os diferentes modelos industriais.....	34
Tabela 18. Taxa de retorno do capital próprio de uma empresa florestal hipotética listada na bolsa brasileira	40
Tabela 19. Levantamentos de taxa de retorno de projetos de energia renovável.....	41
Tabela 20. Cronograma do investimento inicial	41
Tabela 21. Cronograma do reinvestimento	42
Tabela 22. Sumário dos custos de investimentos imobilizados dos modelos industriais	43
Tabela 23. Alocação dos custos de investimento diretos entre as diferentes partes da termelétrica para os modelos industriais	44
Tabela 24. Custos de operação fixos anuais por modelo industrial	53
Tabela 25. Cronograma do projeto padrão	56
Tabela 26. Características técnicas do projeto padrão de 100 MW LFB no MS	57
Tabela 27. Venda potencial e efetiva de eletricidade do projeto padrão de 100 MW LFB no MS....	57
Tabela 28. Valores de consumo dos principais insumos para o projeto padrão de 100 MW LFB no MS	58
Tabela 29. Preço dos principais insumos	59
Tabela 30. Custo de capital para o projeto padrão de 100 MW LFB no MS	59
Tabela 31. Custo de investimento por Watt líquido para o projeto padrão de 100 MW LFB no MS .	61
Tabela 32. Decomposição dos custos de produção e preço de venda alvo da eletricidade ao longo da vida para o projeto padrão de 100 MW no MS com 7.920 horas de operação por ano	62
Tabela 33. Diferentes níveis de custos de produção para o projeto padrão de 100 MW no MS com 7.920 horas de operação por ano	62

Tabela 34. Sensibilidade dos custos de produção e do preço de venda alvo da eletricidade à potência instalada e tecnologia da termelétrica para um projeto no MS	65
Tabela 35. Intervalo de confiança da produtividade e dos principais itens de custos, e sensibilidade do preço alvo à variabilidade destes fatores, para o projeto padrão de 100 MW líquidos no MS	66
Tabela 36. Impacto da margem da taxa de juros acima do TLP sobre o preço de venda alvo da eletricidade para o projeto padrão de 100 MW líquidos no MS	68
Tabela 37. Impacto da propoção de ativos fixos financiados por dívida sobre o preço de venda alvo da eletricidade para o projeto padrão de 100 MW líquidos no MS	68
Tabela 38. Impacto do regime de deduções e impostos para o projeto padrão de 100 MW líquidos no MS	68
Tabela 39. Sensibilidade da área plantada necessária para abastecer uma termelétrica operando 7.920 horas em função da tecnologia, potência e mesorregião de implantação, se o abastecimento for por plantios comerciais	70
Tabela 40. Sensibilidade da área plantada necessária para abastecer uma termelétrica operando 7.920 horas em função da tecnologia, potência e mesorregião de implantação, se o abastecimento for por reservas legais recompostas	70
Tabela 41. Área potencial por plantio de eucalipto por mesorregião conforme uso do solo	71
Tabela 42. Proporção de área potencial para plantios comerciais de eucalipto que seria mobilizada para abastecer uma termelétrica durante 7.920 horas ao ano, em função da mesorregião, porte e tecnologia	72
Tabela 43. Proporção de área de reserva legal que seria mobilizada para abastecer uma termelétrica durante 7.920 horas ao ano, em função da mesorregião, porte e tecnologia.....	72
Tabela 44. Potencial de produção elétrica a partir de madeira de eucalipto considerando as mesorregiões com as melhores disponibilidades de terras para novos plantios florestais comerciais e custos potenciais de produção da eletricidade.....	77
Tabela 45. Custos diretos de investimento da termelétrica a grelha de 1 x 5 MW	80
Tabela 46. Custos diretos de investimento da termelétrica a grelha de 1 x 25 MW	80
Tabela 47. Custos diretos de investimento da termelétrica a grelha de 1 x 50 MW	81
Tabela 48. Custos diretos de investimento da termelétrica LFB de 1 x 50 MW	81
Tabela 49. Custos diretos de investimento da termelétrica a grelha de 2 x 50 MW	82
Tabela 50. Custos diretos de investimento da termelétrica LFB de 2 x 50 MW	82
Tabela 51. Custos diretos de investimento da termelétrica LFC de 1 x 100 MW	82
Tabela 52. Custos diretos de investimento da termelétrica a grelha de 3 x 50 MW	83
Tabela 53. Custos diretos de investimento da termelétrica LFB de 2 x 75 MW	83
Tabela 54. Custos diretos de investimento da termelétrica LFC de 1 x 150 MW	83
Tabela 55. Custos diretos de investimento da termelétrica LFC de alto desempenho de 1 x 150 MW	84

Lista de Figuras

Figura 1. Abrangência das mesorregiões	2
Figura 2. Distribuição por categoria do custo de investimento por Watt para o projeto padrão de 100 MW LFB no MS	5
Figura 3. Receita bruta e preço de venda alvo em função do tempo anual de operação.....	6
Figura 4. Decomposição do preço de venda para o projeto padrão de 100 MW LFB no MS operando 7.920 horas por ano	7
Figura 5. Variação do valor da madeira em função da taxa de tetorno esperada pelo acionista para o projeto padrão de 100 MW LFB operando 7.920 horas por ano.....	7
Figura 6. Sensibilidade do preço de venda alvo da eletricidade à potência instalada e tecnologia da termelétrica para um projeto no MS.....	8
Figura 7. Preço alvo da eletricidade em função da mesorregião e do sistema de produção da madeira para uma termelétrica de 100 MW LFB operando 7.920 horas por ano	9
Figura 8. Resumo da análise de atratividade por mesorregião e sistema de produção	11
Figura 8. Definição das mesorregiões	29
Figura 9. Rendimento energético líquido em função da potência líquida e da tecnologia de caldeira	32
Figura 10. Valor unitário dos custos de construção diretos em função da potência líquida e da tecnologia de caldeira.....	44
Figura 11. Cronograma de venda de eletricidade e consumo de madeira para o projeto padrão de 100 MW LFB no MS	57
Figura 12. Fluxos de caixa de operações e de investimento / divestimento em termos reais para o projeto padrão de 100 MW LFB no MS com o faturamento bruto alvo.....	60
Figura 13. Fluxos de caixa de operações e investimento / divestimento para o projeto padrão de 100 MW LFB no MS com o faturamento bruto alvo	60
Figura 14. Distribuição por categoria do custo de investimento por Watt líquido para o projeto padrão de 100 MW LFB no MS.....	61
Figura 15. Decomposição do preço de venda para o projeto padrão de 100 MW líquidos no MS com 7.920 horas de operação por ano	63
Figura 16. Sensibilidade do consumo de madeira à potência instalada e tecnologia da termelétrica ..	64
Figura 17. Sensibilidade do preço de venda alvo da eletricidade à potência instalada e tecnologia da termelétrica para um projeto no MS.....	65
Figura 18. Sensibilidade do preço alvo aos valores extremos potenciais de consumo específico e dos principais fatores de custos, para o projeto padrão de 100 MW líquidos no MS.....	67
Figura 19. Variação do valor da madeira em função da taxa de tetorno esperada pelo acionista para o projeto padrão de 100 MW LFB operando 7.920 horas por ano.....	67
Figura 20. Custo unitário e total da madeira em função do tempo anual de operação	69
Figura 21. Receita bruta e preço de venda alvo em função do tempo anual de operação.....	69
Figura 22. Sensibilidade do preço alvo da eletricidade à mesorregião florestal para uma termelétrica de 100 MW LFB operando 7.920 horas por ano e consumindo madeira de plantio comercial produzida com o custo padrão para a mesorregião	73
Figura 23. Sensibilidade do preço alvo da eletricidade à mesorregião florestal para uma termelétrica de 100 MW LFB operando 7.920 horas por ano e consumindo madeira produzida em reserva legal com um custo favorável	74
Figura 24. Preço alvo da eletricidade em função da mesorregião e do sistema de produção da madeira para uma termelétrica de 100 MW LFB operando 7.920 horas ao ano	74
Figura 25. Resumo da análise de atratividade por mesorregião e sistema de produção	77

INTRODUÇÃO

O INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE tem interesse em avaliar os aspectos econômicos da geração de eletricidade a partir de madeira de eucalipto. O estudo tem por objetivo responder duas questões principais:

- Questão 1: Quais os custos de investimento para termelétricas abastecidas com madeira de eucalipto e com potências líquidas de 5, 25, 50, 100 e 150 MW?
- Questão 2: Considerando os custos potenciais de madeira de eucalipto para os diferentes regimes de manejo e mesorregiões estimados pelo estudo de pré-viabilidade X349831/17 e prazos anuais de geração de energia de 3, 6 ou 11 meses, quais os preços médios de venda da eletricidade para viabilizar financeiramente cada uma das termelétricas definidas na pergunta anterior?

Para chegar às respostas, a seguinte abordagem metodológica foi desenvolvida:

- Construção de um modelo econômico sob a forma de uma planilha EXCEL (custeio) para determinação do custo de investimento global e do valor da eletricidade em função de parâmetros de tecnologia, porte, localização do projeto, modelo e prazo de venda da eletricidade, custos de investimento nos ativos imobilizados, custos operacionais variáveis e fixos e condições de financiamento.
- Alimentação do custeio com dados oriundos da expertise e de bancos de dados completados, quando necessário, com informações e dados obtidos de fontes secundárias e entrevistas telefônicas. O trabalho não envolveu coleta de dados em campo.

2 APLICATIVO DE CUSTEIO

2.1 Princípio

O modelo de custeio pede para o usuário definir:

- Algumas características macroeconômicas de relevância
- As características gerais do projeto em termos de localização, cronograma, porte e tecnologia, tipo de dono, modelo de negócio e receita da venda da eletricidade.
- As características técnico-econômico-financeiras tais quais elementos de custo de investimentos imobilizados, dados técnicos de rendimento energético, características técnicas e preço da madeira, gastos operacionais, condições de financiamento por dívida, taxa de retorno alvo pelos investidores, e regimes de deduções e impostos de renda.

A partir destas premissas, o simulador:

- Constrói projeções anuais dos fluxos de produção de eletricidade, das declarações de resultado do exercício e fluxos de caixa anuais em reais nominais:
 - considerando que todos os gastos evoluem conforme a inflação geral (com uma possibilidade de escolha para as receitas).
 - considerando que todos os gastos e receitas ocorrem no início de cada ano.
 - escolhendo o regime de deduções e impostos mais favorável dentro do universo permissível conforme as leis e elegibilidade aos subsídios.
- Calcula:
 - o custo de investimento.
 - diversos custos de produção da eletricidade, do custo variável até o custo com custo de capital (“*Levelized Cost of Energy*” em inglês).
 - o preço de venda alvo para atingir a rentabilidade definida pelo usuário.
 - a rentabilidade efetiva do empreendimento com o preço de venda dado como uma premissa pelo usuário.
 - a sensibilidade dos custos de produção e preço de venda alvo em função de premissas chave.

É importante ressaltar que o custeio não prevê a venda de vapor (projeto de cogeração).

2.2 Premissas do custeio a serem definidas pelo usuário

2.2.1 Premissas macroeconômicas

Na aba "Premissas macroeconômicas", o usuário define quatro projeções macroeconômicas que são utilizadas pelo modelo:

2.2.1.1 Projeções de inflação brasileira expressa através da evolução do parâmetro IPCA⁴

Considera-se que os investimentos e os custos operacionais evoluem conforme a inflação (para vendas aos distribuidores através os leilões regulados, as receitas são também diretamente indexadas com o IPCA), enquanto as depreciações acontecem conforme os custos históricos. Assim, se a termelétrica for operar no regime de impostos da renda de Lucro Real, uma inflação alta tende a reduzir a rentabilidade efetiva do projeto.

Para as projeções, sugerimos utilizar:

- Para o ano atual N e o próximo ano N + 1: o consenso de mercado conforme o Boletim Focus publicado mensalmente pelo Banco Central do Brasil.
- Para os anos seguintes: o mesmo valor do que para o ano N + 1.

2.2.1.2 Taxa de Longo Prazo TLP

Conforme novas regras definidas em 2017, a partir de 2023, a taxa de juro de base do BNDES (excluindo margem) será igual à soma entre a inflação e a taxa NTN-B que caracteriza a rentabilidade dos títulos do Tesouro Direto. De 2018 a 2023, será feita uma transição - cujas regras não estavam plenamente definidas ainda em novembro de 2017.

Para as projeções, sugerimos utilizar:

- Para a taxa NTN-B e todos os anos a partir do ano atual N, a média dos valores médios de 2010 até o ano N - 1.
- Para a taxa TLP:
 - inflação + 0,5 * NTN-B em 2018
 - inflação + 0,6 * NTN-B em 2019
 - inflação + 0,7 * NTN-B em 2020
 - inflação + 0,8 * NTN-B em 2021
 - inflação + 0,9 * NTN-B em 2022
 - inflação + NTN-B a partir de 2023.

As fórmulas deverão ser modificadas conforme anúncios do BNDES sobre regras de transições.

⁴ IPCA = Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

É importante ressaltar que:

- A mudança de regras conduz a um aumento do custo efetivo da dívida em relação às regras anteriores. Isto ocorre pois o governo buscou reduzir o subsídio que empresas conseguiam através do financiamento à taxa reduzida pelo BNDES, para alinhar as condições deste financiamento, mas perto do financiamento bancário privado para as indústrias.
- Dificilmente um projeto simulado pelo custeio iria iniciar a construção antes de 2021, e o prazo de reembolso de dívida para a construção de uma termelétrica é tipicamente maior do que 10 anos, de tal forma que a escolha das fórmulas durante o período de transição tem um impacto limitado.

2.2.1.3 Taxa de Câmbio entre US\$ e R\$

Parte do equipamento é importada da Europa, América do Norte ou China. As taxas de câmbio US\$/EUR e US\$/CNY flutuam menos do que a taxa R\$/US\$, e assim é razoável converter o valor de todo equipamento importado em US\$ e depois aplicar o câmbio R\$/US\$ para obter o valor em R\$.

Para as projeções, sugerimos utilizar:

- Para o ano atual N e o próximo ano N + 1: o consenso de mercado conforme o Boletim Focus publicado mensalmente pelo Banco Central do Brasil
- Para os anos seguintes: o mesmo valor do que para o ano N + 1, após correção para as inflações respectivas no Brasil e nos EUA. Para a inflação americana, recomendam-se usar para os anos N e N + 1, as projeções do Fundo Monetário Internacional, conforme o *World Economic Outlook*, e para os anos seguintes, o mesmo valor do que para o ano N + 1.

2.2.1.4 Valor de transição para a receita bruta, acima da qual o regime de Lucro Real é obrigatório

Este valor ficou invariável em 76 Mi R\$ nos últimos anos, ou seja, não foi revisado conforme a inflação. Sugere-se manter esta tendência ao longo da vida do projeto.

2.2.2 Premissas do projeto

Na aba "Premissas do projeto", o usuário define todas as premissas (fora as premissas macroeconômicas) que servem de input para o cálculo do custo de produção e do preço de venda alvo da eletricidade. Devem ser informados:

1. Se o usuário quer definir todas as premissas, ou se, após ter definido as características gerais do projeto e os parâmetros de venda de eletricidade, ele quer que o simulador escolha o restante das premissas.
2. Características gerais do projeto (localização, cronograma e tipologia).
3. Parâmetros de venda da eletricidade.
4. Condições de financiamento do projeto.
5. Parâmetros que permitem definir os fluxos de caixa de investimento (fora os custos financeiros) ao longo do tempo:
 - 5.a. Condições de investimento (ativos fixos e capital de giro).
 - 5.b. Decomissionamento da atividade.
6. Parâmetros que permitem definir os custos operacionais:
 - 6.a. Características físicas e consumo de madeira
 - 6.b. Custo de aquisição dos insumos de consumo variáveis, separados em madeira, (principal insumo), areia (segundo principal insumo para caldeira de leito. fluidizado), e outros custos variáveis.
 - 6.c. Custos fixos.
 - 6.d. Custos ligados ao modelo de venda da eletricidade.
 - 6.e. Taxas de deduções (PIS, COFINS e ICMS) ⁵ pagas aos fornecedores.

⁵ PIS = Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público
COFINS = Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
ICMS = Imposto sobre a Circulação de Mercadoria e Serviço

2.2.2.1 Modo de escolha das premissas pelo usuário

O usuário deve imperativamente escolher todas as características gerais do projeto e o modelo de venda da madeira. Ele pode decidir escolher também as outras premissas ou deixar o custeio escolhê-las em função de bancos de dados. Esta segunda opção é recomendada para um usuário que descobre o modelo de custeio ou está numa fase muito preliminar de definição do seu projeto florestal.

Caso o usuário decida escolher todas as premissas, o valor que teria sido escolhido pelo modelo de custeio sempre aparece na coluna “sugestão”.

2.2.2.2 Características gerais - Localização

Estado

Tabela 9. Impacto da escolha do Estado sobre os cálculos do simulador

Estado	Aumento de investimento em relação à situação de referência	ICMS de venda da eletricidade dentro do Estado
Acre	10%	25%
Alagoas	10%	17%
Amapá	15%	N/D
Amazonas	20%	25%
Bahia	15%	13%
Ceará	15%	27%
Distrito Federal	5%	21%
Espírito Santo	5%	25%
Goiás	5%	29%
Maranhão	10%	19%
Mato Grosso	10%	27%
Mato Grosso do Sul	5%	17%
Minas Gerais	10%	18%
Pará	15%	25%
Paraíba	10%	25%
Paraná	0%	29%
Pernambuco	5%	25%
Piauí	10%	25%
Rio de Janeiro	0%	32%
Rio Grande do Norte	5%	18%
Rio Grande do Sul	5%	30%
Rondônia	10%	17%
Roraima	20%	17%
Santa Catarina	0%	25%
São Paulo	0%	18%
Sergipe	10%	17%
Tocantins	10%	25%

A escolha é realizada entre todos os Estados do Brasil, com as seguintes consequências:

- Considera-se que o projeto industrial mais barato pode ser construído no Estado de São Paulo, por conta da chegada mais simples dos equipamentos ao porto de Santos, da boa qualidade das infraestruturas e da maior disponibilidade de mão de obra qualificada para executar e gerenciar a construção. Para os outros Estados, é aplicado um fator de aumento de custo, conforme a Tabela 9 anterior, também disponível na aba “Biblioteca dados investimentos”.
- No caso de venda de eletricidade a um consumidor final sem usar a rede – que é o único modelo de negócio com incidência de ICMS - a escolha do Estado determina a taxa desta dedução, conforme a Tabela 9.

Município

A entrada é aberta. Se o Estado for MG ou ES, é importante verificar na aba "Biblioteca incentivos" se o município faz parte da lista de município elegíveis para o programa Sudene (ver abaixo), e neste caso, usar a ortografia correta.

Elegibilidade Sudene/Sudam

Os programas de estímulo ao investimento patrocinados pelo Sudene(Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste) e Sudam (Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia) permitem que termelétricas a biomassa localizadas nas áreas de elegibilidade e operando no regime de Lucro Real possam pedir vantagens que reduzem os imposto de renda CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido) e o IRPJ (Imposto de Renda de Pessoa Jurídica).

A maioria dos municípios nos Estados do Nordeste e do Norte é elegível, com exceções em Minas Gerais e no Espírito Santo (Tabela 10). A lista completa das regiões de elegibilidade é dada na aba “Biblioteca de Incentivos”.

As vantagens são:

- Amortização acelerada do equipamento em 12 meses, por fins de cálculo do CSLL e do IRPJ.
- Redução do imposto IRPJ de 75% durante 10 anos.

As alíquotas de CSLL e IRPJ e prazos de amortização dos ativos para os diferentes regimes de impostos de Lucro Presumido, Lucro Real normal e Lucro Real com benefício Sudene/Sudam são respectivamente dados na Tabela 11 e na Tabela 12.

Tabela 10. Áreas de Elegibilidade aos programas Sudene/Sudam

Estado	Elegibilidade
Distrito Federal	Não
Goiás	Não
Mato Grosso do Sul	Não
Paraná	Não
Rio de Janeiro	Não
Rio Grande do Sul	Não
Santa Catarina	Não
São Paulo	Não
Acre	Sudam
Amapá	Sudam
Amazonas	Sudam
Mato Grosso	Sudam
Pará	Sudam
Rondônia	Sudam
Roraima	Sudam
Tocantins	Sudam
Alagoas	Sudene
Bahia	Sudene
Ceará	Sudene
Espírito Santo	Sudene, parte
Maranhão	Sudene
Minas Gerais	Sudene, parte
Paraíba	Sudene
Pernambuco	Sudene
Piauí	Sudene
Rio Grande do Norte	Sudene
Sergipe	Sudene

Fontes: Sudene.gov.br e sudam.gov.br

Tabela 11. Alíquota de CSLL e IRPJ para os diferentes regimes de impostos de renda

Regime de Lucro	CSLL	IRPJ
Presumido	9% x 12% x receita bruta	15% x 8% x receita bruta
		+ 10% x max (8% x receita bruta – 240 mil ; 0)
Real normal	9% x EBT	15% x EBT
		+ 10% x max (EBT – 240 mil ; 0)
Real com benefício Sudene/Sudam	9% x EBT	25% do cálculo do IRPJ com a fórmula do Lucro real normal durante 10 anos
		Conforme formula do Lucro real normal após 10 anos

EBT = *Earnings Before Taxes*, ou seja, Lucro antes dos impostos de renda.

Tabela 12. Prazos de amortização dos ativos fixos

Categoria de investimento	Prazo de amortização (anos)		
	Lucro Presumido	Lucro Real Normal	Lucro Real Sudene/Sudam
Desenvolvimento e licenciamento	5	5	5
Construção civil	25	25	25
Equipamento fixo com montagem	10	10	1
Equipamento móvel	5	5	1
Custos indiretos	5	5	5
Reinvestimentos	10	10	10

2.2.2.3 Características gerais - Cronograma do projeto

Ano atual

O ano atual é um número inteiro que deve ser ao mínimo igual a 2017, ano de criação da planilha. Como o modelo financeiro é construído com reais nominais, esta referência é importante para embasar os aumentos de custos e preços a partir das premissas macroeconômicas.

Ano de início de produção

O ano inicial de produção é um número inteiro que deve ser ao mínimo igual ao ano atual mais 4 anos (de modo a considerar realisticamente o tempo de desenvolvimento e construção do projeto) e menor do que o ano atual mais 10 anos (para manter uma incerteza razoável em relação aos custos de investimento e operacionais).

Prazo de produção

Este prazo é somente um número inteiro; mínimo de 7 e máximo de 50 anos. Se a venda for para distribuidores, recomenda-se 25 anos que é o prazo do contrato de venda conforme o leilão regulado.

2.2.2.4 Características gerais - Tipologia do projeto

Tipo de dono do projeto

A escolha é fechada entre "*Utilities* de capital aberto" ou "Produtor independente ou fundo".

Investidores em capital e dívida consideram que o perfil de risco do projeto com um dono de tipo "*Utilities*" é menor, e este dono também consegue menores taxas de estruturação de dívida e de captação de capital.

Comprador (es) de Eletricidade

A escolha é fechada entre "Distribuidor (es)", "Consumidor (es) e/ou *traders* passando pela rede" e "Consumidor (es) final (is) sem usar a rede".

(i) "**Distribuidor (es)**": embora seja legalmente possível firmar um contrato bilateral diretamente com um distribuidor regulado, isto raramente acontecerá na prática, porque o preço negociado por este tipo de comprador numa discussão bilateral seria economicamente inviável para o gerador. Na prática, então, a venda aos distribuidores ocorrerá através do mecanismo do leilão regulado de energia nova de tipo A-X (X representando o número de anos entre o leilão e a data de início dos contratos de venda, e sendo incluído entre 4 e 6 para projetos de termelétricas a madeira para deixar um tempo de desenvolvimento do projeto suficiente). As regras dos leilões são definidas pela Agência Nacional da Energia Elétrica (ANEEL) que é o órgão regulador do mercado de eletricidade.

O mercado de eletricidade e os leilões não fazem parte do escopo do presente trabalho, porém é importante entender os dois principais modos de participação do leilão, porque a arquitetura das premissas para a compra da madeira foi criada a fim de acomodar estes dois modos. Existem hoje a princípio dois modos de participação no leilão:

- Com o modo **CVU \neq 0**, que vem sendo utilizado pela ANEEL para todos os leilões com termelétricas a madeira desde 2013, a venda de eletricidade tem dois componentes:
 - um volume anual fixo, chamado Inflexibilidade, que o gerador tem a obrigação de fornecer e o ONS (o Operador Nacional do Sistema Elétrico, que coordena e controla a operação das geradoras e transmissoras de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional) tem a obrigação de despachar.
 - um volume adicional, que o gerador também tem a obrigação de fornecer, e que o ONS tem a opção de chamar para (i) principalmente reduzir o custo da eletricidade para os consumidores, se outras fontes são mais caras e (ii) regular o balanço do mercado de eletricidade no médio prazo. A soma entre a Inflexibilidade e o volume anual máximo é chamada a Energia Contratada.

Os distribuidores têm a obrigação de compra da eletricidade despachada pelo ONS. A qualquer momento, o gerador pode operar a plena potência ou ficar ocioso.

O gerador de eletricidade recebe dois componentes de renda:

- para a Inflexibilidade, uma Receita Fixa.
- se ele for despachar eletricidade acima da Inflexibilidade, uma renda igual ao produto entre o volume adicional e o CVU, ou Custo Variável Unitário.

Em resumo, no modo $CVU \neq 0$, aplicam-se as equações:

$$\text{Volume Vendido} = \text{Inflexibilidade} + \text{Volume Adicional}$$

$$\text{Receita Bruta} = \text{Receita Fixa} + CVU \times \text{Volume Adicional}$$

A ANEEL deseja que o CVU reflita o custo variável de produção de eletricidade, de tal forma que a rentabilidade da termelétrica esteja independente do nível efetivo de despacho. Ou seja, em teoria, a Receita Fixa deve ser suficiente para pagar todos os custos fixos da termelétrica, o custo de capital e o reembolso da dívida, e os custos variáveis que correspondem à Inflexibilidade.

A Inflexibilidade e o CVU são escolhidos pelo gerador de eletricidade antes de participar no leilão, a Inflexibilidade sendo obrigatoriamente entre 0 e 50% da capacidade total anual de venda, em função das características técnicas. Em função destes valores, das características técnicas do projeto, e de simulações do mercado de eletricidade, a ANEEL estima a contribuição potencial da termelétrica à estabilidade do sistema elétrico, e assim define a Energia Contratada máxima autorizada. Este valor é comunicado ao gerador antes do leilão. No leilão, o gerador escolhe o nível efetivo de Energia Contratada e de Receita Fixa.

- Com o modo $CVU = 0$, o volume anual e a receita anual são fixos.

O volume total vendido pelo gerador é dividido entre os distribuidores que têm registrado demanda ao leilão, pro rata o nível de demanda que eles têm sinalizado antes do leilão. Ou seja, se 10 distribuidores tinham declarado uma demanda antes do leilão, um gerador vencedor assina 10 contratos de venda quase idênticos, a única diferença sendo os volumes efetivamente comprados por cada distribuidor.

A Receita Fixa e o CVU para o modo $CVU \neq 0$ e a receita bruta para o modo $CVU = 0$, são indexados ao índice IPCA. O prazo de venda da eletricidade é de 25 anos.

Entre outros papéis, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) registra as vendas efetivas de eletricidade.

(ii) "Consumidor (es) e/ou traders passando pela rede": neste caso, o gerador aproveita a possibilidade de vender a eletricidade no mercado livre a clientes que recebem através da rede de transmissão e distribuição. A CCEE registra as vendas efetivas de eletricidade. Não existem restrições ao prazo dos contratos, porém na prática, os contratos raramente ultrapassam alguns anos. Geradores geralmente mantêm vários contratos de venda ao mesmo tempo, para diversificar o risco e porque a potência da unidade de geração é maior do que a necessidade de compra de muitos clientes.

(iii) "Consumidor (es) final (is) sem usar a rede": neste caso, o gerador está baseado ao lado do consumidor e fornece eletricidade com uma linha direta, sem passar pela rede. O gerador precisa ser registrado como vendedor de eletricidade e o consumidor como comprador de eletricidade, mas isto é a única limitação porque as partes podem negociar os termos de fornecimento da forma que quiserem. Especialmente, a CCEE não registra as vendas efetivas da eletricidade.

Origem da Madeira

As opções de origem da madeira – considerada entregue em toras na porta da termelétrica - são listadas na Tabela 13. Elas foram definidas durante o projeto de cálculo do custo de produção da madeira de eucalipto por fins energéticos, que dividiu o Brasil em 11 mesorregiões (Figura 9) e avaliou em cada caso a possibilidade de plantio comercial convencional e a recomposição de reserva nativa com uma combinação de plantios de eucalipto e árvores nativas:

- Para o plantio comercial, foi possível definir para cada mesorregião um preço alvo da madeira que possa garantir ao produtor a rentabilidade desejada. A consideração de tal preço, e não do preço de mercado atual, que pode ser significativamente maior ou menor em função do balanço entre oferta e demanda, permite garantir a sustentabilidade do suprimento ao longo prazo.
- Para o plantio em reserva legal, foi concluído que o custo de produção absoluto da madeira de eucalipto é muito mais alto que para o plantio comercial. Para que o valor da madeira seja razoável, a análise econômica deve ser feita considerando a diferença entre uma recomposição de reserva legal com 50% de mudas de eucalipto e 50% de árvores nativas e uma situação de referência do replantio da reserva legal com 100% de árvores nativas (ou seja, o plantio de eucalipto ajuda a amenizar o custo de recomposição). Mesmo assim, em função da grande incerteza em relação às produtividades florestais, às práticas e aos custos de silvicultura, definir um valor por mesorregião não é factível. Uma abordagem mais prudente é considerar somente dois cenários (i) favorável quando a cultura de eucalipto em reservas legais pode ser parcialmente mecanizada, e (ii) desfavorável, quando a silvicultura em reservas legais precisa ser 100% manual. Tal mecanização poderia acontecer mais facilmente no Mato Grosso do Sul, Oeste de Minas Gerais, MAPITO, Região ES + BA e Cerrado, em função do relevo médio.

A opção N/D traz o valor médio entre todas as opções precedentes.

Não foi criada uma relação automática entre a localização por Estado, o município e a opção da origem de madeira, ou seja, cabe ao usuário verificar a consistência dos três dados.

Tabela 13. Opções de origem da madeira

Origem da madeira	Preço alvo de venda da madeira para garantir a rentabilidade de um investidor florestal no longo prazo (R\$/m ³)	Produtividade florestal (m ³ /ha.ano)
Convencional, mesorregião Mato Grosso do Sul	86	35,4
Convencional, mesorregião Pampa Gaúcho	73	30,5
Convencional, mesorregião Serra Gaúcha	109	30,5
Convencional, mesorregião Paraná e Santa Catarina	88	36,6
Convencional, mesorregião São Paulo	92	37,8
Convencional, mesorregião Leste de Minas Gerais	105	33,2
Convencional, mesorregião Oeste de Minas Gerais	96	35,4
Convencional, mesorregião Norte ES e Sul BA	87	38,9
Convencional, mesorregião Cerrado	132	32,5
Convencional, mesorregião MAPITO	134	31,4
Convencional, mesorregião Amazônia	157	27,1
Plantio em reserva legal - favorável	62	14,0
Plantio em reserva legal - desfavorável	147	14,0
Média dos preços para plantios convencionais entre todas as mesorregiões	105	33,6

Figura 9. Definição das mesorregiões



Modelo de termelétrica

A termelétrica é escolhida dentro de uma lista fechada em função da potência líquida, dada em MW⁶, e da escolha de tecnologia da(s) caldeira(s).

A termelétrica inclui as seguintes partes:

- A preparação da madeira recebida em toras, o que necessita instalar uma plataforma de armazenamento das toras, equipamentos de picagem, espaço de armazenamento de cavacos e saltadores de abastecimento em cavacos da(s) caldeira(s).
- A(s) caldeira(s) que pode(m) ser a grelha, de leito fluidizado borbulhante (“LFB”), de leito fluidizado circulante (“LFC”) ou de leito fluidizado circulante de alto desempenho.
- O(s) turbogerador (es): escolheu-se sempre ter um turbogerador por caldeira (o conjunto formando um “módulo”), o que facilita as operações e a manutenção.
- As torres de resfriamento.
- A subestação e a linha de conexão até a rede (a distância de conexão é o único parâmetro do modelo industrial que o usuário pode escolher).
- O equipamento móvel.
- Os outros postos, tais quais os tratamentos de água desmineralizada, água de caldeira e efluentes, partes de balanço de planta (tubulação, pintura, geradores de emergência, sistemas de ar comprimido, iluminação, etc.).

Não existe hoje geração de eletricidade com plantas de mais de 20 MW a partir de cavacos de madeira no Brasil. Para definir os modelos industriais da biblioteca, dados disponíveis sobre estas plantas foram assim completados com dados de referências do setor de celulose no Brasil (que consome resíduos de madeira) e de geração de eletricidade a partir de cavacos em outras regiões, principalmente Europa. As configurações escolhidas foram as seguintes (Tabela 14):

- **Grelha:** tecnologia disponível para cada potência considerada. De 5 a 50 MW de potência líquida, somente um módulo foi considerado, enquanto para 100 e 150 MW, dois e três módulos iguais de 50 MW de potência líquida cada um foram considerados.
- **LFB:** para 50 ou 100 MW líquidos foram considerados um ou dois módulos de 50 MW de potência líquida; e para 150 MW líquidos, foram considerados dois módulos iguais de 75 MW.
- **LFC:** um módulo só, para potências líquidas de 100 ou 150 MW.
- **LFC a alto desempenho:** somente com potência líquida de 150 MW, um módulo, com temperatura e pressão de vapor maior do que para o LFC usual.

⁶ No restante do relatório, MW se refere à potência líquida, ou seja, a potência disponível para venda, após subtração do consumo interno, também igual à potência efetivamente entregue ao nível da subestação.

Tabela 14. Características técnicas das caldeiras e turbogeradores dos modelos industriais da biblioteca do custeio

Modelo industrial	Potência da UTE		Tipo	Caldeira(s)				Turbogerador(es)	
	Instalada MW	Líquida MW		Número	Vazão t/hora	Pressão vapor bar	Temp. vapor C	Número	Potência MW
5 MW - Grelha	6	5	Grelha	1	26	40	420	1	6
25 MW - Grelha	28	25	Grelha	1	96	75	485	1	28
50 MW - Grelha	55	50	Grelha	1	220	102	505	1	55
50 MW - LFB	55	50	Leito fluidizado borbulhante	1	220	102	505	1	55
100 MW - Grelha	110	100	Grelha	2	220	102	505	2	55
100 MW - LFB	110	100	Leito fluidizado borbulhante	2	220	102	505	2	55
100 MW - LFC	110	100	Leito fluidizado circulante	1	420	102	505	1	110
150 MW - Grelha	165	150	Grelha	3	220	102	505	3	55
150 MW - LFB	165	150	Leito fluidizado borbulhante	2	320	102	505	2	83
150 MW - LFC	165	150	Leito fluidizado circulante	1	620	102	505	1	165
150 MW LFC - alto des.	165	150	Leito fluidizado circulante	1	500	125	535	1	165

O sistema de resfriamento escolhido para a modelagem foi por água, o que é o mais comum para termelétricas. O débito de água diminui quando a potência da termelétrica aumenta e é da ordem de 200 ± 40 m³/MWh líquido (Tabela 15). É importante ressaltar que a maioria das termelétricas tem hoje sistemas fechados de reciclagem, de tal forma que o consumo efetivo de água é estimado em 2,5% da capacidade das torres de resfriamento, ou seja, de 4,5 m³/MWh para o projeto 150 MW com LFC alto desempenho até 6,0 m³/MWh para o projeto de 5 MW com grelha.

Tabela 15. Características do sistema de resfriamento à água dos modelos industriais da biblioteca do custeio

Modelo industrial	Resfriamento		
	Número de torres	Capacidade por torre m ³ /hora	Capacidade global m ³ /MWh
5 MW - Grelha	1	1.200	240
25 MW - Grelha	2	2.750	220
50 MW - Grelha	4	2.750	220
50 MW - LFB	4	2.750	220
100 MW - Grelha	4	5.000	200
100 MW - LFB	4	5.000	200
100 MW - LFC	4	5.000	200
150 MW - Grelha	6	5.000	200
150 MW - LFB	6	5.000	200
150 MW - LFC	6	5.000	200
150 MW LFC - alto des.	6	4.500	180

As eficiências energéticas das termelétricas, que são a relação entre a potência instalada e a potência líquida e o rendimento energético líquido (definido como a divisão entre a energia vendida e a energia da madeira entrando na caldeira) foram calculados graças ao programa STEAM PRO de THERMOFLOW com calibração em dados de termelétricas reais (

Tabela 16).

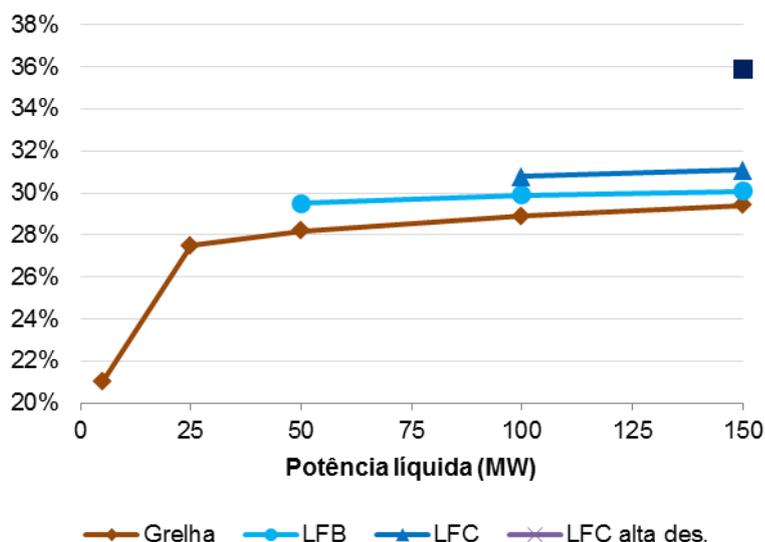
Tabela 16. Eficiências dos modelos industriais

Modelo industrial	Eficiência da termelétrica	
	Potência instalada /	Rendimento líquido
	Potência líquida	MWh eletricidade vendida / MWh madeira
5 MW - Grelha	1,20	21,0%
25 MW - Grelha	1,12	27,5%
50 MW - Grelha	1,10	28,2%
50 MW - LFB	1,10	29,5%
100 MW - Grelha	1,10	28,9%
100 MW - LFB	1,10	29,9%
100 MW - LFC	1,10	30,8%
150 MW - Grelha	1,10	29,4%
150 MW - LFB	1,10	30,1%
150 MW - LFC	1,10	31,1%
150 MW LFC - alto des.	1,10	35,9%

O rendimento energético líquido (Figura 10):

- É de 30% \pm 2% na maioria dos modelos considerados.
- Porém, diminui quando a potência líquida diminui (aumento de perdas, principalmente), e esta queda é mais acelerada quando a potência passa de 25 MW para 5 MW.
- Para uma potência dada, é o menor para caldeiras com grelha e o maior para caldeiras a LFC, especialmente de alto desempenho.

Figura 10. Rendimento energético líquido em função da potência líquida e da tecnologia de caldeira



Subestação e conexão à rede

Considerou-se que o projeto industrial inclui a construção de uma subestação ao lado da termelétrica e de uma linha de distribuição ou transmissão, a conexão à rede sendo feita preferencialmente com o seccionamento de uma linha de distribuição ou de transmissão existente (a conexão até uma subestação já existente da rede é também possível, mas neste caso a linha de conexão deve ser mais longa para chegar até a subestação existente, que, muitas vezes, precisa ser ampliada. Desta forma, esta solução traz custos e dificuldades operacionais maiores).

Esta abordagem representa bem a situação de venda aos distribuidores, aos consumidores ou *traders* passando pela rede, porém ela tende a superestimar os custos de conexão quando o cliente é um consumidor final e que a venda ocorre através uma linha direta, sem usar a rede.

Considerações técnicas impõem que a voltagem da linha da rede a ser atingida para se conectar aumenta com a potência da termelétrica. A Tabela 18 indica as condições simuladas pelo custeio – e consideradas as mais prováveis – porém é importante ressaltar que a escolha final do modo de conexão é feita pelo distribuidor regulado local, normalmente em colaboração com o ONS.

A voltagem da linha traz importantes consequências em relação aos custos de subestação e linha de conexão:

- Para uma termelétrica de potência líquida até 50 MW, o custo da subestação é estimado em 2,2 Mi R\$ para 5 MW até 7,5 Mi R\$ para 50 MW e o custo da linha de conexão é estimado da ordem de 1,1 Mi R\$ por km;

- Para uma termelétrica de potência líquida de 100 ou 150 MW, o custo da subestação é estimado em 43,3 Mi de R\$ para 100 MW até 53,9 Mi R\$ para 150 MW e o custo da linha de conexão é estimado da ordem de 3,3 Mi R\$ por km.

Neste relatório, a distância padrão de conexão varia de 5 km para as termelétricas de menor potência até 20 km para 100 ou 150 MW⁷ (Tabela 17).

Tabela 17. Condições de conexão na rede para os diferentes modelos industriais

Modelo industrial	Condições de conexão à rede	
	Voltagem kV	Distância padrão considerada para a linha de conexão (km)
5 MW - Grelha	≤ 34,5	5
25 MW - Grelha	≤ 34,5	5
50 MW - Grelha	138	10
50 MW - LFB	138	10
100 MW - Grelha	≥ 230	10
100 MW - LFB	≥ 230	10
100 MW - LFC	≥ 230	10
150 MW - Grelha	≥ 230	20
150 MW - LFB	≥ 230	20
150 MW - LFC	≥ 230	20
150 MW LFC - alto des.	≥ 230	20

Para as termelétricas de menor porte, as opções de conexão à rede e de abastecimento de madeira geralmente aumentam, e também grandes distância de conexão poderiam inviabilizar o investimento.

Tempo Máximo de Produção por Ano

O tempo máximo de produção é inferior a 8.600 horas/ano (350 dias por ano) considerando a manutenção anual obrigatória. Na prática, este valor é geralmente menor, devido às restrições impostas pela ANEEL, e limitações em relação ao abastecimento de madeira podem também ter um impacto. O valor sugerido é 8.000 horas/ano.

Classe de risco do projeto

⁷ A distância padrão de conexão utilizada do relatório foi definida no início da Fase 3. No decorrer do projeto, apareceu um interesse para considerar outras distâncias maiores acima de 5 MW (12,5 km para 25 MW, 25 km para 50 MW e 50 km para 100 e 150 MW). Elas são refletidas no custeio, cujas simulações de investimento e valores de madeira assim não batem exatamente com os valores do relatório. Porém, é importante ressaltar que os custos adicionais de conexão à rede representam ao máximo 8% dos custos diretos de investimento, de tal forma que as conclusões gerais do relatório permanecem válidas.

A escolha da classe de risco é fechada entre "Baixo", "Médio" e "Alto", e ela afeta a taxa de retorno esperada pelos credores e investidores em capital.

A apreciação do risco global é sugestiva, ela depende principalmente do risco de sustentabilidade de abastecimento da madeira (em termos de quantidade, qualidade, preço e organização da logística) e do risco de venda da eletricidade (volume e preço). Um projeto de termelétrica a madeira de médio ou grande porte com um abastecimento substancial por terceiros (incluindo com contratos de longo prazo) ou abastecimento com integração vertical por uma empresa com experiência florestal reduzida terá um risco Médio se a venda de eletricidade ao longo do tempo for bem previsível em termos de quantidade e preço.

2.2.2.5 Parâmetros de venda da eletricidade

Tempo provável de produção por ano

O custeio não prevê a possibilidade de variar o tempo de produção ano por ano. Considera-se o mesmo valor ao longo da vida do projeto, que deve estar menor ou igual ao tempo máximo de produção por ano.

O tempo provável de produção por ano pode ser efetivamente fixo (caso de uma contratação ao leilão regulado com $CVU = 0$, por exemplo), ou uma estimativa, existindo a possibilidade de um despacho variável ao longo do tempo (contratação ao leilão regulado com $CVU \neq 0$ ou vendas no mercado livre).

Preço de mercado da eletricidade

Caso este dado esteja informado, ele não é usado diretamente no cálculo, mas ele pode embasar a escolha do preço provável de venda da eletricidade.

Receita bruta alvo

É o valor da receita bruta que permite obter exatamente a rentabilidade desejada pelo acionista do projeto. Ela é um resultado do custeio, calculada automaticamente a partir de todas as premissas do projeto (fora o preço de mercado e a receita e o preço prováveis). Porém, ela é informada na aba de premissas porque ela é uma das referências possíveis para escolher a receita bruta provável.

Preço de venda alvo

É igual a "N/D" se o tempo provável de produção por ano é também igual à zero, e a divisão entre a Receita bruta alvo e a Produção anual provável em outros casos.

Indexação à Inflação

O usuário tem uma escolha fechada entre indexar a receita bruta em relação à inflação (“Sim”) ou não indexar (“Não”). Para a venda através o leilão regulado, os componentes de renda são indexados.

Receita bruta provável

A receita bruta provável é a receita usada no modelo financeiro para calcular os fluxos de caixa e a rentabilidade. Ela inclui as deduções PIS, COFINS e se existir, ICMS.

O usuário deve escolher o faturamento no primeiro ano de operação, de tal forma que:

- O faturamento anual em termos nominais que entra no modelo financeiro é calculado a partir deste valor e da escolha de indexação ou não à inflação.
- O preço de venda da eletricidade é dado ao usuário como a divisão entre o faturamento bruto e a produção esperada de eletricidade. Embora o raciocínio em termos de preço de venda seja mais intuitivo, para depois calcular o faturamento, é necessário fazer o caminho inverso, porque uma termelétrica pode ter entrado no leilão com $CVU \neq 0$, ter definido uma Inflexibilidade = 0 com uma Receita Fixa $\neq 0$, e esperar que ela nunca chegue a produzir. Neste caso, não é possível definir um preço de venda.

O modelo não sugere nenhum valor, porque o usuário pode utilizar várias referências, tais quais:

- Valor atual de mercado (definido acima).
- Valor projetado do mercado no horizonte de início de produção da eletricidade.
- Valor que corresponde ao potencial de pagamento do (dos) consumidor (es).
- Receita bruta alvo (definida acima).

Se o usuário decidir usar a receita bruta alvo, ele deve tomar cuidado que qualquer mudança de premissa modifica este valor, necessitando uma atualização da receita provável escolhida.

Preço de venda provável da eletricidade

É igual a "N/D" se o tempo provável de produção por ano é também igual à zero, e a divisão entre a Receita bruta provável e a Produção anual provável em outros casos.

2.2.2.6 Condições de financiamento - BNDES

Considerou-se que a dívida financeira é 100% fornecida pelo BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento - (diretamente ou através credores que agem como intermediários).

Na prática, donos de projetos buscam reduzir ainda mais a quantidade de capital próprio com financiamento de agências de exportação dos países de onde equipamentos estão importados, dívida de bancos privados e dívida de tipo *mezzanine*. O mesmo credor pode também separar o empréstimo em vários componentes, cada um com taxas de juro e/ou perfis de reembolso diferentes, em função de níveis de riscos diferentes, ou do perfil dos fluxos de caixa operacionais.

Porém, a abordagem simplificada do simulador é suficiente para capturar o impacto expressivo da alavancagem na economia do projeto.

Proporção da etapa de construção financiada

Em 2017, o BNDES anuncia que pode financiar até 70% do valor total dos ativos fixos. O valor sugerido é 50%, considerando que na prática, sempre existem ativos ou custos que o BNDES considera inelegíveis, e o total da dívida inclui os juros durante a fase de construção, que não são pagos e vão se acumular ao principal da dívida até o começo da produção.

Taxa de Intermediação Financeira

Esta taxa é uma comissão paga pelo dono do projeto ao credor quando o contrato de empréstimo for assinado, para pagar as equipes de estruturação do credor. O valor flutua com o porte do projeto e o tipo do dono, porém, como ele tem pouco impacto no resultado final, um valor padrão de 0,50% do total do empréstimo é sugerido.

Margem de Juro acima da TLP

A taxa de juro cobrada pelo BNDES é igual à TLP (cujos valores ao longo do tempo fazem parte das premissas macroeconômicas) + uma margem, que pode variar de 2,20% a 5,68% em função das características do dono do projeto e do risco do projeto. O custeio utiliza a equação:

Margem de juro =

Prêmio de risco ligado à natureza do dono do projeto

+

Prêmio de risco ligado ao projeto

O prêmio de risco ligado à natureza do dono do projeto é considerado igual a 2,2% para uma “*utility*” listada na bolsa e 4,0% para outros tipos de dono.

O prêmio de risco ligado ao projeto é sugerido igual a 0%, 0,8% e 1,6% quando o risco é avaliado, Baixo, Médio e Alto respetivamente.

Prazo de amortização da dívida

Conforme indicado acima no parágrafo “Proporção da etapa de construção financiada”, considera-se que durante a fase de construção, os juros oriundos da dívida já emprestada vão se acumulando sem ser pagos, aumentando o principal, e que o pagamento efetivo dos juros e do principal começa após o início das operações.

O prazo de amortização é somente um número inteiro e ele é inferior ou igual ao mínimo entre (i) o prazo de operação - 1 ano e (ii) 20 anos.

Método de amortização

O modelo autoriza a amortização linear (o mesmo valor do principal da dívida é pago cada ano durante a amortização) ou com pagamento constante (a soma dos juros e do principal pagos cada ano é constante durante a amortização). O custeio sugere a amortização linear.

Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) mínimo

O ICSD é definido pela fórmula:

$$ICSD = \frac{\text{Fluxos de caixa disponíveis para pagar a dívida}}{\text{Juros e principal da dívida a pagar}}$$

Onde:

$$\begin{aligned} \text{Fluxos de caixa disponíveis para pagar a dívida} = & \\ & \text{Lucro antes de Amortização, Juros e Impostos de renda} \\ & - \\ & \text{Impostos de renda} \\ & - \\ & \text{Investimentos de manutenção das capacidades industriais} \end{aligned}$$

Um valor inferior a 1 durante ao mínimo um ano significa a impossibilidade de pagar a dívida, a não ser que tenham reservas disponíveis. Para se premunir de potenciais riscos de não pagamento, o BNDES geralmente impõe que o ICSD não deve ficar abaixo de 1.30.

Assim, se a simulação financeira retorna um ICSD menor do que 1.30 é necessário reduzir a proporção da dívida.

Conta de Reserva

Apesar de impor um ICSD mínimo maior do que 1, o credor tipicamente impõe a constituição de uma conta de reserva, disponível para efetuar pagamentos da dívida durante algum prazo pré-determinado. Se o reembolso da dívida ocorrer conforme esperado ao longo da vida do projeto, a conta de reserva é esvaziada no final do prazo de amortização da dívida para fazer o(s) último(s) pagamento(s).

O valor sugerido é 50% do pagamento anual.

2.2.2.7 Capital Próprio

Custo de Captação do Capital

O custo de captação do capital inclui o pagamento de intermediários financeiros para captar novos recursos, os custos próprios dos donos do projeto em ações de marketing com investidores, e os custos jurídicos para estabelecer os contratos. Ele vale cerca de 0 a 2% para as empresas de capital aberto, e de 2 a 7% para os produtores independentes e os fundos. O valor sugerido para cada categoria de dono é o meio do intervalo.

Taxa de Retorno Esperada para o Capital Próprio

Trata-se da taxa de retorno esperada real (ou seja, deduzindo a taxa de inflação) e após os impostos de renda. O valor sugerido corresponde ao padrão requerido por um investidor em capital próprio no ramo de energia para o projeto considerado e é obtido pela aplicação do modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*, ou em Português, Modelo de Precificação de Ativos de Capital) com os fatores de risco que refletem a natureza da empresa que desenvolve o projeto e o risco intrínseco do projeto.

Taxa de retorno =

Taxa de retorno de uma empresa do setor de energia listada na bolsa
+
Prêmio de risco ligado à natureza do dono do projeto
+
Prêmio de risco ligado ao projeto

E

Taxa de retorno de uma empresa do setor de energia listada na bolsa =

Taxa de juros reais sem risco para um prazo de 20 anos
+

Prêmio de risco do mercado brasileiro de ações x Beta setorial

A escolha da taxa de juros de 20 anos para a taxa sem risco justifica-se porque corresponde ao prazo mínimo de vida de uma termelétrica (no Brasil, o contrato de venda de eletricidade produzida a partir de biomassa obtido através do leilão regulado é de 25 anos), e a curva das taxas de juros no Brasil tem sido muito regular para prazos de 10 a 30 anos desde 2012.

Não foi identificada nenhuma empresa conduzindo medições de beta setoriais no Brasil. Por isso, usa-se como *proxy* o beta compilado por Damodaran para empresas do ramo energético para o conjunto de todos os mercados emergentes.

Desta forma, a taxa de retorno do capital próprio de uma empresa do setor de energia listada na bolsa foi estimada em 12% em 2017 (Tabela 18).

Tabela 18. Taxa de retorno do capital próprio de uma empresa florestal hipotética listada na bolsa brasileira

Categoria	Fonte	Valor
Taxa de juros real sem risco para um prazo de 20 anos	Média de 01/01/2012 até 31/08/2017 das taxas de compra de títulos do Tesouro Direto de maturidade cerca 20 anos, líquido de taxas e impostos.	4,22%
Prêmio de risco do mercado brasileiro de ações	Conforme Damodaran	9,64%
	Conforme Pablo Fernandez e al.	9,60%
	Média	9,62%
Beta setorial	Empresas do setor energético para países emergentes, conforme Damodaran	0,81
Taxa de retorno do capital próprio de uma empresa do ramo de energia listada na bolsa brasileira	Calculado pelo CAPM	12,01%
	Usado no custeio	12,00%

O prêmio de risco ligado à natureza do dono do projeto é, por definição, 0 para uma “*utility*” listada na bolsa. Para outros tipos de dono, ele é sugerido igual a 2%, para incorporar o risco de liquidez de investimento e o risco de crédito do dono do projeto.

O prêmio de risco ligado ao projeto é sugerido igual a 0%, 1% e 2% quando o risco é avaliado, Baixo, Médio e Alto respectivamente.

É importante ressaltar que:

- A maioria das empresas de energia tem um grau expressivo de alavancagem financeira (em média de 50 a 60%), o que aumenta o risco e a taxa de retorno esperada para o capital próprio.
- O Beta setorial estimado com empresas sem alavancagem seria muito baixo, da ordem de 0,29, conforme Damodaran (o que ilustra que o setor está considerado pouco arriscado em relação a outros setores de atividade, tal qual o setor florestal). Isto conduziria a uma taxa de retorno de capital esperada, neste caso

de $4,22\% + 9,62\% * 0,29 = 7\%$.

- O valor do custo de capital real calculado pelo CAPM é consistente com levantamentos realizados com investidores em energia renovável não somente no Brasil mais também em outras regiões do mundo (Tabela 19).

Tabela 19. Levantamentos de taxa de retorno de projetos de energia renovável

Ano	País / região	Tipo de projeto de geração	Tipo de acionista	Taxa de retorno real do capital próprio	Fonte
2013	Brasil	150 MW a biomassa de madeira	Fundo de investimento	14,0%	Mercado
2014	Brasil	Eólico	Média do mercado de investidores	12,0%	Mercado
2015	Reino Unido	Biomassa a madeira	Média do mercado de investidores	9,7%	NERA Economic Consulting
2014	OCDE + China	Média todos os tipos de geração	Média do mercado de investidores	7,5%	IRENA*
2014	Países emergentes excl. China	Média todos os tipos de geração	Média do mercado de investidores	10,0%	IRENA*

IRENA = International Renewable Energy Agency

2.2.2.8 Condições de investimento – Ativos imobilizados

Cronograma de investimento e reinvestimento

O simulador impõe um cronograma chamado “Padrão de construção em 2 anos e de reinvestimento regular” que foi estabelecido conforme a observação de cronogramas efetivos de realização de termelétricas a bagaço ou combustíveis fósseis no Brasil nos últimos 10 anos (Tabela 20 e Tabela 21).

Este cronograma impacta os juros sobre a dívida durante a construção e a rentabilidade do projeto para os investidores em capital.

Tabela 20. Cronograma do investimento inicial

Etapa	Ano	Proporção do investimento total da etapa gasto durante o ano
Desenvolvimento	N - 4	0%
	N - 3	100%
	N - 2	0%
	N - 1	0%
	N	0%
Construção	N - 4	0%
	N - 3	0%
	N - 2	50%
	N - 1	49%
	N	1%

N = primeiro ano de operação

Tabela 21. Cronograma do reinvestimento

Etapa	Proporção do Capex de construção inicial considerado reinvestido no ano
N	1,0%
N + 1	1,5%
N + 2	1,5%
N + 3 a F - 3	2,0%
F - 2	1,5%
F - 1	1,0%
F	0,5%

N = primeiro ano de operação e F = último ano de operação

Na prática, a maioria dos projetos é abandonada durante a fase de desenvolvimento, quando estudos mais profundos revelam uma falta de viabilidade técnico-econômica ou de financiamento.

A dificuldade de licenciamento, devido à multiplicação dos órgãos públicos cuja opinião ou autorização é solicitada, e em alguns casos, resistência de alguns destes órgãos, traz riscos financeiros muito expressivos.

Contratos de venda de eletricidade de longo prazo geralmente têm cláusulas que preveem penalidades importantes em caso de atraso no início da venda, o que pode acontecer se o licenciamento atrasar muito.

Para limitar o risco de tal atraso, o dono do projeto geralmente inicia as etapas da implantação que não dependem do licenciamento conforme o cronograma inicial, por exemplo, a encomenda de equipamentos chave com pagamento parcial. O financiamento de tais etapas é normalmente feito com capital próprio (porque os credores não liberam recursos antes do pleno licenciamento do projeto). Isto traz um custo de capital adicional se o licenciamento for atrasado e um risco de perda se o licenciamento não for acordado.

Um atraso no licenciamento pode forçar o dono do projeto a reorganizar o planejamento de construção para cumprir o prazo de início de operação, o que normalmente traz custos adicionais.

Investimento inicial em ativos imobilizados

A Tabela 22 mostra o custo total dos investimentos imobilizados para cada modelo industrial, adicionando:

- Os custos de desenvolvimento, que se compõem dos custos de estudos de viabilidade, seleção do site, licenciamento, negociação dos contratos de suprimento e vendas chave, e captação de recursos e são estimados iguais ao máximo entre R\$ 5 milhões e 3% dos custos diretos e indiretos de construção, conforme observado para projetos industriais diversos⁸.
- Os custos diretos de construção cujos valores foram definidos a partir de cotações de fornecedores e vendas efetivas no Brasil de equipamentos ou oficinas que poderiam ser usados em termelétricas a madeira, e de dados de projetos realizados na Itália de 2007 a 2016, com correções para a inflação, a taxa de câmbio (considerando 1 US\$ = 3,20 R\$) e as diferenças de impostos. O Anexo A lista as fontes de informações, enquanto o Anexo B mostra a decomposição destes custos cruzando entre as etapas do processo industrial (preparação da madeira; caldeira; turbogerador; resfriamento; subestação; linha de conexão à rede; equipamento móvel e outros postos) e as categorias com prazos de amortização contábil e fiscal diferentes (construção civil, compra e montagem de equipamento – separando entre nacional e estrangeiro e equipamento móvel). A distinção entre equipamento nacional e estrangeiro permite refletir o impacto da volatilidade cambial sobre os custos globais.
- Os custos indiretos de construção (engenharia detalhada, margem do construtor EPC, manejo do sítio, seguro durante a construção, contingência, etc.), considerados iguais a 18,3% dos custos diretos de construção, conforme a média observada para projetos industriais diversos.

Tabela 22. Sumário dos custos de investimentos imobilizados dos modelos industriais

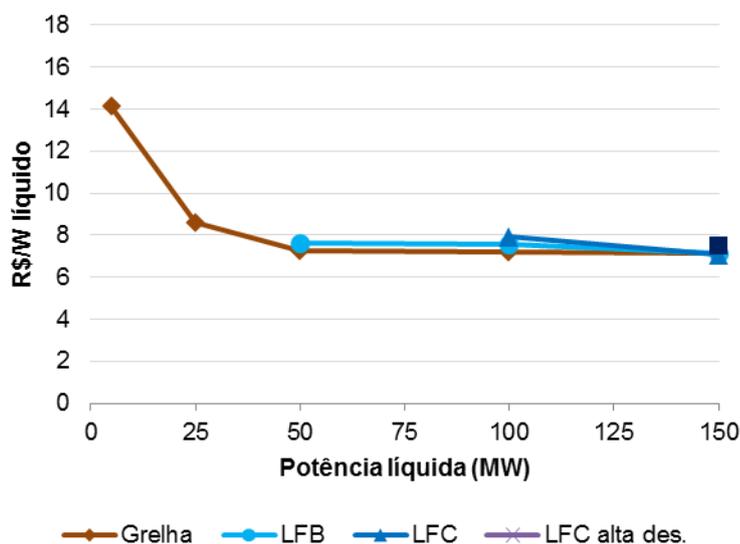
Modelo industrial	Custos totais por categoria (Mi R\$)							Custos indiretos	Total
	Desenvolvimento	Custos de construção diretos					Subtotal		
		Construção civil	Equipamento fixo nacional	Equipamento fixo importado	Equipamento móvel				
5 MW - Grelha	5	8	62	0	0	71	13	88	
25 MW - Grelha	6	17	197	0	1	215	39	260	
50 MW - Grelha	11	71	238	51	3	363	66	440	
50 MW - LFB	11	72	249	56	3	380	70	461	
100 MW - Grelha	22	129	487	98	5	720	132	873	
100 MW - LFB	23	131	510	108	5	755	138	915	
100 MW - LFC	24	130	156	502	5	792	145	961	
150 MW - Grelha	32	189	731	144	8	1.072	196	1.300	
150 MW - LFB	32	200	713	150	5	1.069	196	1.296	
150 MW - LFC	32	175	225	653	5	1.058	194	1.283	
150 MW LFC - alto des.	34	185	234	703	5	1.127	206	1.368	

⁸ A incerteza em relação aos custos de desenvolvimento tende a ser maior ($\pm 50\%$) do que para os custos dos outros ativos fixos imobilizados ($\pm 25\%$), considerando principalmente a dificuldade do processo de licenciamento. Porém, como o custo associado é muito menor, eles são aglomerados no estudo de sensibilidade com intervalo de confiança de $\pm 25\%$. Enfatizamos novamente que o maior risco em relação o desenvolvimento é o atraso, e não o custo.

Os custos diretos de construção em R\$/W líquido (Figura 11):

- São de $7,5 \pm 0,5$ R\$/W líquido para todos os modelos industriais de 50 MW ou mais.
- Porém, aumentam, para uma tecnologia dada, quando a potência líquida diminui (perdas de escala), e este aumento é muito acelerado quando a potência é de somente 5 MW.
- Dependem tanto da tecnologia quanto do número de módulos. Assim, para as potências líquidas de 50 ou 100 MW, para as quais termelétricas a grelha ou a LFB tem o mesmo número de módulos (1 para 50 MW e 2 para 100 MW), as termelétricas a grelha têm o menor custo de investimento. A tecnologia LFC, tem somente um módulo para 100 MW, porém tem o custo de investimento mais alto. Para 150 MW, as termelétricas à grelha, LFB e LFC respectivamente têm 3, 2 e 1 módulos e os custos unitários de investimento são também maiores com a grelha e menores com a tecnologia LFC. O modelo LFC de alto desempenho tem custo de investimento e rendimento maior do que o modelo a LFC clássico, de tal forma que a posição relativa destes modelos em termos econômicos deve depender do custo da madeira.

Figura 11. Valor unitário dos custos de construção diretos em função da potência líquida e da tecnologia de caldeira



A caldeira (com todos os equipamentos, a montagem e a construção civil associada) sempre é o item de maior custo (de 32 a 59% dos custos diretos), seguida pelas turbinas (de 12 – 27%) e a oficina de preparação da madeira (Tabela 23).

Tabela 23. Alocação dos custos de investimento diretos entre as diferentes partes da termelétrica para os modelos industriais

Item ¹	Proporção
Preparação da madeira	6 - 9%
Caldeira	32 - 59%
Turbogerador	12 - 27%
Resfriamento	3 - 7%
Subestação	2 - 6%
Transmissão	3 - 8%
Equipamento móvel	0 - 1%
Outros postos	12 - 20%

¹ Considerando os equipamentos, a montagem, e a construção civil.

Do total de custos de investimento diretos, a construção civil representa de 8 a 20%, o custo de equipamento e de montagem 79 a 91% e o equipamento móvel cerca de 1%. Os equipamentos para as termelétricas de 5 a 50 MW são praticamente todos disponíveis com alta qualidade com produtores nacionais, enquanto as caldeiras e turbinas de módulos de 100 e 150 MW devem ser importados.

Vale lembrar que as estimativas de custo correspondem a poucos projetos realizados efetivamente no Brasil, e consideram a contratação de um fornecedor EPC, o que é muitas vezes imposto pelos credores. O *sponsor* de um projeto pode reduzir estes custos se ele não recorre a um EPCista, busca novos *players* que compensam a falta de referências com preços agressivos, ou se ele negocia com fornecedores em um momento de mercado favorável.

A construção de várias termelétricas de características similares todo ano, com uma boa visibilidade de médio prazo em relação ao ritmo dos projetos, poderia também permitir a modernização / ampliação de fábricas de equipamento existentes, assim que a implantação no Brasil de produção de caldeiras e turbinas de grande porte, o que por sua vez poderia permitir de reduzir os custos das termelétricas.

2.2.2.9 Condições de investimento – Fatores do capital de giro

Nível dos estoques

O usuário define o nível médio dos estoques de madeira e outros consumíveis em termos de meses de consumo. O custeio impõe o mesmo número de meses para todos os insumos porque na prática, os custos de madeira são uma ordem de magnitude maior do que os custos dos outros consumíveis, ou seja, este agrupamento não impacta materialmente o resultado.

O armazenamento da madeira reduz a umidade, e assim os custos de transporte (a madeira é mais leve) e o consumo de madeira (em m³/hora) da caldeira, porém ele aumenta o capital de giro. Resultados de levantamentos conduzidos por empresas de celulose e siderurgia mostram que o ponto de melhor equilíbrio é com cerca de 2 meses de armazenamento, que é o valor sugerido.

Prazo de pagamento do cliente

O valor sugerido é 2 meses.

Prazo de pagamento dos fornecedores

O valor sugerido é 1 mês.

2.2.2.10 Decomissionamento da atividade

Valor residual

No caso de uma termelétrica a madeira, o valor residual deve ser calculado no fim de um período de venda da eletricidade (por exemplo, 25 anos se a primeira venda for através o leilão regulado, a vida útil do cliente se a venda for a uma indústria baseada ao lado da termelétrica, sem passar pela rede), sem ter visibilidade sobre a possibilidade técnica ou comercial de renovar estas vendas. Como o custo de produção da eletricidade com madeira é relativamente alto, incluindo quando o capital já está totalmente amortizado, não existe a certeza de conseguir renovar contratos de venda.

Desta forma, o valor residual se torna o valor considerando o decomissionamento da termelétrica⁹:

Valor residual =

$$\begin{aligned} & \textit{Valor de mercado ao decomissionamento} \\ & - \\ & \textit{Custo de decomissionamento} \end{aligned}$$

Onde se presume que:

- Valor de mercado ao decomissionamento é uma proporção do valor contábil dos equipamentos fixos, que podem ser efetivamente desmontados e vendidos a terceiros. O usuário deve escolher a proporção. O custeio sugere 50%, que é uma estimativa prudente, porque pode ter uma falta de comprador interessado pelo

⁹ As simulações financeiras de plantas de geração de eletricidade frequentemente consideram valores residuais após 20 a 25 anos de operação de 30 a 50% do valor inicial. Este raciocínio se aplica bem para plantas onde o custo variável de geração é muito baixo, porque existe uma forte probabilidade de continuar a vender a eletricidade e assim, o ativo ainda tem um valor econômico. Tal nível alto de valor residual tipicamente aumenta a taxa interna de retorno de um projeto de 1% a 2% (em termos absolutos).

equipamento, resultando, no caso extremo, na venda ao valor da matéria prima.

- Custo de decomissionamento é uma proporção do custo inicial de equipamento fixo com montagem corrigido pela inflação, que o usuário deve escolher. O custeio sugere 20%. Isto é porque esta proporção é representativa do custo de montagem inicial dos equipamentos, e, embora a desmontagem de equipamentos seja mais fácil e menos cuidadosa que a montagem, o decomissionamento traz também custos específicos de limpeza de contaminantes potenciais e restauração do site.
- Se o decomissionamento for após 25 anos, por exemplo, o valor de mercado ao decomissionamento resulta somente dos reinvestimentos realizados durante toda a vida útil da termelétrica.

É importante ressaltar que:

- Não foi encontrado nenhum dado sobre as condições econômicas de decomissionamento de uma termelétrica a biomassa. A maioria dos dados disponíveis foca nas termelétricas a carvão na Europa e nos Estados Unidos, com um valor residual negativo de USD 10 a 30 mil por MW.
- Caso não exista uma obrigação legal de decomissionamento, o dono da termelétrica vai geralmente escolher de simplesmente desativar a planta, tomando medidas mínimas para proteger o site de intrusões, a fim de limitar os gastos. Neste caso, o valor residual será simplesmente zero.

Prazo de Provisionamento do Custo de Decomissionamento

Recomenda-se fazer com antecedência uma reserva destes custos, quando a termelétrica se aproxima do fim do seu período de operação, porque os fluxos de caixa de operação no curto prazo antes do encerramento das atividades são geralmente insuficientes para pagar estes custos. O simulador sugere de construir esta reserva ao longo dos 5 últimos anos de operação, o que corresponde a boas práticas do mercado na Europa em diversos setores industriais.

Assim, quando a termelétrica para com suas operações, o decomissionamento é pago a partir da reserva (sem saída efetiva de caixa), e a última entrada de caixa resulta da venda dos equipamentos.

2.2.2.11 Características físicas da madeira

Teor energético

O teor energético da madeira seca pode variar entre 17 e 21 GJ/tonelada (4.060 a 5.015 kcal/kg seco). O valor sugerido de 18 GJ/tonelada é representativo de *E. urograndis* – o tipo de eucalipto o mais comum no Brasil hoje - com casca aos 7 anos.

Umidade

A umidade, a densidade seca, e a densidade verde, são ligadas pelas equações equivalentes.

$$\text{Densidade verde} = \text{Densidade seca} / (1 - \text{Umidade})$$

E

$$\text{Umidade} = 1 - (\text{Densidade seca} / \text{Densidade verde})$$

A umidade impacta o consumo específico de madeira. Ela está de 45 a 55% para venda em pé ou carregada no caminhão, e pode cair até 30 - 35% para outras modalidades de venda, se a cadeia logística incluir um prazo de armazenamento em pilha antes do transporte até o consumidor.

O valor sugerido é 40%, o que representa a média esperada ao longo do ano para toras de eucalipto armazenadas durante dois meses após a colheita, conforme confirmado por grandes empresas consumidoras.

Densidade seca

O valor sugerido de 0,45 tonelada por m³ é representativo de *E. urograndis* com casca aos 7 anos, conforme informado por grandes empresas consumidoras.

Teor energético de madeira verde

Embora existam várias equações para calcular o teor energético de madeira úmida a partir do teor de madeira seca, geralmente trabalha-se com a equação:

$$\text{Teor energético (GJ por tonelada verde)} =$$

$$\text{Teor energético por tonelada seca} \times (1 - \text{Umidade}) - 2,33 * \text{Umidade}$$

O mercado florestal brasileiro está mais acostumado a representar o conteúdo energético em kcal/kg, porém o custeio indica o conteúdo em MWh/m³, calculado como:

$$\text{Teor energético da madeira verde (MWh/m}^3\text{)} =$$

Teor energético (GJ por tonelada verde) x densidade verde / 3,6

Assim, o valor sugerido é 2,06 MWh/m³.

2.2.2.12 Consumo de madeira

Rendimento energético líquido da termelétrica

O simulador considera o rendimento entre a energia efetivamente entregue ao nível da subestação e a quantidade de energia entrando na caldeira com a madeira.

O valor sugerido provém da biblioteca de modelos industriais (

Tabela 16).

Consumo de madeira

Os consumos de madeira são exprimidos em m³ (com casca), que é no Brasil uma medida comum de comercialização de madeira para fins energéticos.

O consumo específico é calculado automaticamente pelo simulador através da equação:

Consumo específico (m³/MWh) =

$$\frac{\text{Teor energético da madeira verde (MWh/m}^3\text{)}}{\text{Rendimento energético líquido da termelétrica}}$$

A partir do consumo específico, o simulador calcula automaticamente:

- O consumo por hora de operação (consumo específico x potência líquida)
- O consumo máximo potencial de madeira (consumo por hora de operação x Tempo máximo de produção por ano)

2.2.2.13 Custos de aquisição dos insumos de consumo variável

Os insumos de consumo variável são divididos em quatro categorias:

- A madeira, que é responsável por mais de 90% do custo variável de produção.
- A água da caldeira.
- A areia, que é consumido por caldeiras de leito fluidizado.
- Os outros insumos (ácido sulfúrico, peças a serem trocadas devido à desgastes) que juntos tem uma contribuição limitada ao custo de produção e assim, são incorporados como um valor global, na biblioteca de termelétricas.

Madeira – contrato de longo prazo

O custeio oferece ao usuário a possibilidade de combinar um contrato de suprimento de longo prazo com duas componentes (descritas abaixo) com compras spot. Ele deve definir as premissas para todas as fontes possíveis, mesmo se ele escolhe somente uma.

A assinatura de um (ou vários) contrato(s) para garantir o suprimento da maioria da madeira ao longo prazo é altamente desejável, e, geralmente, imposta por credores. A proporção entre a quantidade contratada e o consumo máximo potencial da termelétrica depende do ambiente de mercado de madeira. Recomenda-se um mínimo de 75% quando o mercado madeireiro é amplo (em relação ao consumo total potencial da termelétrica), e com perspectivas de equilíbrio ou superávit no longo prazo. Em outros casos (mercado spot reduzido / inexistente ou com tendência de déficit ao longo prazo), esta proporção pode chegar em 100%.

O contrato de suprimento de longo prazo tem dois componentes:

- Compromisso de comprar a cada período uma quantidade mínima (Quantidade Mínima Contratual), com um valor fixo (Pagamento Mínimo). O Preço de compra do mínimo contratual é subsequentemente calculado pela divisão entre o Pagamento Mínimo e a Quantidade Mínima Contratual);
- Possibilidade - sem obrigação - de comprar a cada período uma quantidade adicional, até um valor máximo (Quantidade Máxima Contratual) com um preço fixo (Preço Variável Unitário).

Desta forma, o comprador de madeira pode refletir nas suas compras as modalidades potenciais de despacho e assim reduzir os riscos de suprimento (tanto de falta, quanto de excesso, de madeira):

- Se a venda de eletricidade for com um ou vários contratos de longo prazo com nível de despacho totalmente definido (por exemplo, na venda ao leilão regulado com $CVU = 0$), o suprimento de longo prazo pode servir para segurar a maior parte da madeira necessária à produção, enquanto compras spot serão usadas para oportunisticamente reduzir o custo médio da madeira.

- Se a venda for ao leilão regulado com $CVU \neq 0$, ou seja, com os níveis mínimos de despacho (Inflexibilidade) e máximo potencial (Energia Contratada) totalmente definidos, é possível calibrar o(s) contrato(s) de suprimento de madeira de longo prazo para que a Quantidade Mínima Contratual permite exatamente produzir a Inflexibilidade, enquanto a quantidade adicional permite produzir uma parte expressiva ou até 100% da Energia Contratual, se o ONS for exercitar a opção de despacho adicional.
- Se a venda de eletricidade for com uma proporção expressiva de contratos spot, em função das perspectivas de mercado, o dono da termelétrica vai construir um plano de negócio e definir um nível mínimo provável de despacho ao longo do tempo. A quantidade mínima de contratos de suprimento de longo prazo pode de novo ser definida em função deste nível de despacho.

Para o contrato de suprimento de longo prazo, o usuário define as seguintes premissas:

- Se as quantidades são referenciadas em termos de Volume, Peso, ou Energia.
- A Quantidade Mínima Contratual, como proporção do Consumo máximo potencial de madeira.
- A Quantidade Máxima Contratual, como proporção do Consumo máximo potencial de madeira.
- O Pagamento Mínimo, que corresponde ao valor de compra do Mínimo contratual. O usuário informa este valor, e não o preço de compra (que fica calculado pelo simulador e comunicado ao usuário por fins de referência), porque a princípio, nada impede que a Quantidade Mínima Contratual esteja 0 enquanto o Pagamento Mínimo esteja maior do que 0. Isto é, por exemplo, compatível com uma situação de venda de eletricidade no leilão regulado com $CVU \neq 0$, onde a Inflexibilidade é 0 e a Receita Bruta é também maior do que 0; neste caso, o Pagamento Mínimo pode ser interpretado como o prêmio pago pelo consumidor de madeira para a opção de ter um consumo totalmente flexível, mas com uma quantidade garantida até o máximo contratual.
- O Preço Variável Unitário, ou seja, o preço de compra acima da Quantidade Mínima Contratual.

Assim, o custo total para o comprador da madeira é:

$$\begin{aligned}
 \text{Custo total} = & \\
 & \text{Pagamento Mínimo} \\
 & + \\
 & [\text{quantidade comprada acima da Quantidade Mínima Contratual} \times \\
 & \text{Preço Variável Unitário}]
 \end{aligned}$$

Para uma primeira abordagem de pré-viabilidade, o usuário pode usar:

- Quantidade Mínima Contratual = 0
- Pagamento Mínimo = 0
- Quantidade Máxima Contratual = 100% do consumo potencial máximo
- Preço Variável Unitário conforme a origem da madeira e o valor correspondente na Tabela 13.

Se a venda de eletricidade for com $CVU \neq 0$, uma segunda abordagem de pré-viabilidade consista em definir a Quantidade Mínima Contratual como a quantidade necessária para produzir a Inflexibilidade e a Quantidade Máxima Contratual com um valor até 100% do Consumo potencial máximo e a inserir no modelo o Pagamento Mínimo e o Preço Variável Unitário. Porém, na ausência de projeto com este mecanismo de venda em operação, não existe hoje de metodologia consolidada para calcular estes dois valores. Por isso, recomenda-se usar esta abordagem somente quando um fornecedor de madeira já for identificado e valores de venda já forem discutidos.

Madeira – compras spot

Para as compras spot, que são utilizadas somente se o consumo efetivo chegar a ultrapassar a Quantidade Máxima Contratual do contrato de suprimento de longo prazo, o usuário define:

- Se as quantidades são referenciadas em termos de Volume, Peso, ou Energia.
- O preço médio de compra. O valor sugerido é o mesmo que para o Preço Variável Unitário.

Produtividade media dos plantios florestais

Este valor permite calcular a área de plantios necessária para abastecer a termelétrica, o que é uma informação importante para verificar a viabilidade do projeto.

Água

O usuário define o preço bruto de compra. O valor sugerido é R\$ 0,30 por m^3 , que corresponde a referências do mercado.

Areia

O usuário define o preço bruto de compra. O valor sugerido é R\$ 600 por tonelada, que corresponde a referências do mercado.

Outros custos variáveis

Eles são definidos na biblioteca de modelos industriais sem que o usuário possa modificá-los, pois têm valor baixo de R\$ 11 a 20 / MWh.

2.2.2.14 Custos de operação fixos

O simulador separa estes custos entre 5 categorias:

- Mão de obra
- Serviços terceirizados
- Manutenção
- Outros custos administrativos
- Administração

Os valores sugeridos para a mão de obra provêm de um cálculo do número de funcionários por categoria (operadores de equipamentos, técnicos, gerentes, etc.) com benchmarks do mercado para salários e encargos individuais. Os outros valores foram calculados como percentagens de custos de investimento, utilizando benchmarks do mercado (Tabela 24). O grau de incerteza destes valores é significativo ($\pm 50\%$).

A contribuição ao custo total é limitada para as termelétricas de 100 ou 150 MW, mas significativa para as termelétricas de porte menor. A mão de obra é a principal responsável: estima-se que o número de profissionais (trabalhadores, técnicos, pessoas de manutenção e supervisores) são 35 para uma termelétrica de 50 MW e 27 para uma termelétrica de 5 MW.

Tabela 24. Custos de operação fixos anuais por modelo industrial

Modelo industrial	Custos fixos (mil R\$/ano)					Total	Custos fixos unitários se operando 7.920 horas ao ano (R\$/MWh)
	Mão de obra	Serviços terceirizados	Manutenção	Outros custos fixos	Custos administrativos		
5 MW - Grelha	6.036	745	2.116	891	1.105	10.893	275
25 MW - Grelha	6.318	1.154	6.440	1.081	1.525	16.518	83
50 MW - Grelha	6.438	1.394	10.954	1.175	1.752	21.712	55
50 MW - LFB	6.438	1.394	9.604	1.175	1.752	20.362	51
100 MW - Grelha	6.817	1.683	21.851	1.276	2.017	33.644	42
100 MW - LFB	6.817	1.633	15.337	1.268	2.017	27.073	34
100 MW - LFC	6.744	1.792	25.828	1.280	2.190	37.834	48
150 MW - Grelha	7.050	1.879	32.860	1.339	2.190	45.318	38
150 MW - LFB	7.050	1.792	27.415	1.326	2.190	39.772	33
150 MW - LFC	6.744	1.792	23.926	1.280	2.190	35.931	30
150 MW LFC - alto des.	6.744	1.792	25.895	1.280	2.190	37.900	32

2.2.2.15 Custos ligados ao modelo de venda da eletricidade

Tratam-se aqui dos custos de uso da rede, de participação à manutenção dos órgãos públicos encarregados da boa operação e regulação do mercado de eletricidade, e de garantia de cumprimento de obrigações contratuais. Todos estes custos se aplicam para a venda a distribuidores ou clientes finais com uso da rede, mas não se aplicam no caso de venda a um cliente final sem usar a rede.

TUST / TUSD

A Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão / Distribuição (TUST/TUSD) nominal é definida para cada usina de geração de eletricidade pela ANEEL.

As usinas a biomassa que resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 1º de janeiro de 2016 ou que venham a ser autorizadas a partir desta data, desde que a potência injetada por estas usinas na rede de transmissão ou de distribuição não ultrapassem 300 MW, recebem o benefício de redução de TUST ou TUSD, ou seja, faz jus o percentual de redução não inferior a 50%.

O valor sugerido pelo simulador – de 17,5 mil R\$ / MW líquido / ano - corresponde a 50% da média observada para termelétricas no Brasil.

TFSEE

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi criada pela Lei nº. 9.427/1996, com o objetivo de custear o funcionamento da ANEEL no exercício das duas atividades de fiscalização e regulação econômica.

A Taxa equivale a 0,4% do benefício econômico anual dos agentes do setor de eletricidade e impacta pouco o custo de produção.

A abordagem sugerida é de informar esta taxa em R\$ por MW líquido por ano. O valor sugerido é 3 mil R\$ / MW líquido / ano.

P&D

Termelétricas que geram eletricidade exclusivamente a partir de biomassa são isentas da aplicação de recursos em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica.

ONS

A Lei nº. 9.648/1996, regulamentada pelo Decreto nº 2.335/1997, criou a tarefa que financia com o objetivo de financiar o funcionamento do ONS. O valor é definido anualmente pelo ONS e aprovado pela ANEEL.

O valor sugerido é R\$ 100 / MW líquido / ano, o que corresponde à média do custo da tarefa para a capacidade de geração total no Brasil. Vale ressaltar que a tarefa do ONS representa uma porção desprezável do custo total de produção.

CCEE

O simulador incorpora o custo de cadastro pelo CCEE das transações efetivas de eletricidade tramitando pela rede.

O valor sugerido é 0,10 RS / MWh no caso de vendas acontecendo através a rede.

Lastro

Os contratos de venda com os distribuidores regulados acertados através o leilão regulado impõem que o gerador deve ter um lastro, ou seja, deve demonstrar acordos com outros geradores com capacidades de gerações ainda não comprometidas para se substituir ao gerador em caso de indisponibilidade. Contratos no mercado livre podem também incluir cláusulas equivalentes.

Não existe um modelo único de “compra” desta reserva, e o valor observado no mercado flutua expressivamente. O simulador representa este custo com uma percentagem da receita bruta, e na ausência de referência, o valor sugerido é 0.

2.2.2.16 Taxas de deduções pagas aos fornecedores

Estas taxas permitem potencialmente girar créditos sobre o pagamento de deduções.

Incidência PIS e COFINS para a Madeira

Quando a compra anual de madeira de um fornecedor for maior do que o valor de transição para a receita bruta (atualmente R\$ 76 milhões e uma das premissas macroeconômicas informadas pelo usuário) ou quando o faturamento total anual deste fornecedor parece ultrapassar este valor de transição, existe uma probabilidade expressiva que as deduções de PIS e COFINS sobre as compras feitas a este fornecedor estejam definidas pela Incidência Não Cumulativa (alíquotas de 1,60% e 7,65% para PIS e COFINS). Nos outros casos, é muito provável que as deduções obedeçam a Incidência Cumulativa (alíquotas de 0,60% e 3,00% para PIS e COFINS).

A maioria dos empreendimentos florestais consegue operar conforme a Incidência Cumulativa porque eles assim maximizam a rentabilidade - e, portanto, esta é a opção sugerida pelo simulador.

Incidência PIS e COFINS para os Outros Custos Variáveis

Os fornecedores de insumos e serviços para termelétricas são geralmente de grande porte, e operam com a Incidência Não-Cumulativa.

ICMS Dedutível de Investimento / Reinvestimento

A percentagem observada para projetos industriais de grande porte é de 0 a 10%. O valor sugerido é a média.

ICMS na Compra de Madeira

Geralmente, não há pagamento de ICMS se o comprador e o vendedor de madeira são registrados no mesmo Estado.

ICMS sobre a Compra de Insumos fora a madeira e os Serviços Comprados

A percentagem observada para projetos industriais de grande porte é de 0 a 20%. O valor sugerido é a média.

3 RESULTADOS

Esta seção começa com o exemplo de um projeto padrão de 100 MW de capacidade líquida com 2 caldeiras a leito fluidizado no Mato Grosso do Sul), ilustrando o resultado do planejamento de produção, os fluxos financeiros, a decomposição do custo de produção e valor da eletricidade.

Ela continua com a sensibilidade dos resultados econômicos deste projeto ao rendimento da caldeira e aos principais itens de custos.

É então analisado o impacto da região de implantação.

3.1 Projeto padrão de 100 MW no Mato Grosso do Sul

3.1.1 Definição do projeto padrão

Considera-se que:

- O projeto é conduzido por uma empresa do setor de energia de capital aberto.
- A região de implantação tem um mercado florestal maduro, com uma ampla disponibilidade atual de madeira (por exemplo, Ribas do Rio Pardo), o que limita os riscos de abastecimento e permite aos fornecedores potenciais de madeira terem um bom domínio dos seus custos de produção.
- O projeto não é elegível no subsídio Sudene / Sudam.
- A eletricidade será vendida aos distribuidores regulados através da vitória de um leilão regulado, com início da produção no dia 1 de janeiro de 2023, de tal forma que o cronograma global pode ser resumido conforme a Tabela 25.

Tabela 25. Cronograma do projeto padrão

Etapa	Ano
Ano atual	2017
Desenvolvimento	2020
Início construção	2021
1o ano operação	2023
Fim do pagamento da dívida financeira	2042
Último ano operação	2047
Decomissionamento	2048

As características técnicas do projeto são as da biblioteca de projetos industriais e resumidas na Tabela 26. Nota-se especialmente que o consumo específico de madeira é 1,62 m³/MWh.

Tabela 26. Características técnicas do projeto padrão de 100 MW LFB no MS

Categoria	Item	Valor
Modelo de UTE	escolhido pelo usuário	100 MW - LFB
Potência da UTE	instalada	110 MW
	líquida	100 MW
Características de caldeira(s)	Tipo	LFB
	Características do vapor	102bar/505C
	Número x vazão	2 x 220 t/hora
Características de turbogerador(es)	Número x Potência	2 x 55MW
Torre(s) de resfriamento	Capacidade	4 x 5.000m³/hora
Rendimento energético líquido		29,9%
Madeira	Umidade média	40%
	Teor energético	2,05 MWh mad / m³
	Consumo específico	1,62 m³/MWh

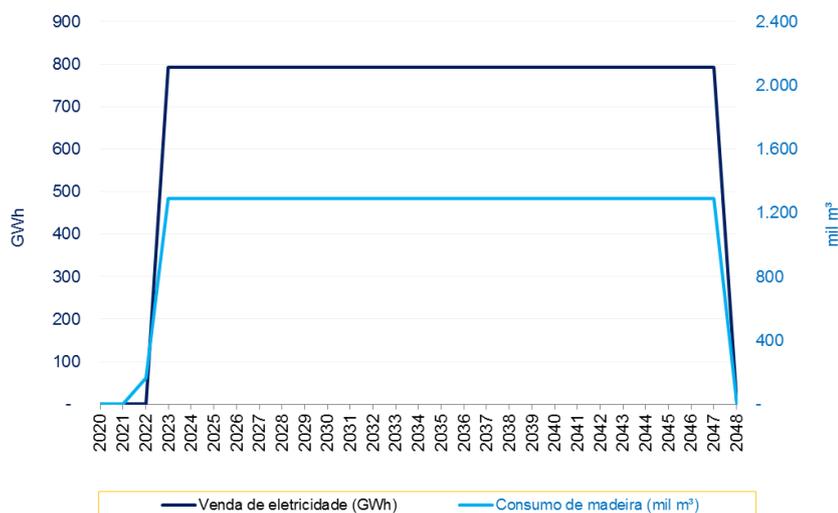
O tempo máximo de produção por ano é 8.000 horas, o que corresponde à venda potencial de 800 GWh. Durante os 25 anos dos contratos de venda, o prazo anual de produção é 7.920 horas, correspondendo a 11 meses, o que conduz a uma venda de eletricidade de 792 GWh (Tabela 27).

Tabela 27. Venda potencial e efetiva de eletricidade do projeto padrão de 100 MW LFB no MS

Item	Prazo de operação (horas/ano)	Venda de eletricidade (GWh/ano)
Máximo	8.000	800
Médio esperado	7.920	792

A produção efetiva necessita de um consumo de madeira de 1.288 mil m³ (1,288 milhão m³) ao ano (Tabela 28 e Figura 12). No fim de 2022, a fase de partida da termelétrica necessita da realização de testes que também consomem alguma madeira.

Figura 12. Cronograma de venda de eletricidade e consumo de madeira para o projeto padrão de 100 MW LFB no MS



Se a fonte de madeira for somente áreas com plantios comerciais, estima-se que as áreas necessárias estejam na ordem de 37 mil hectares (Tabela 28), porque, conforme a Fase 2 do projeto:

- Para o plantio comercial no Mato Grosso do Sul, o Incremento Médio Anual dos plantios de eucalipto é 35,4 m³/ha.ano para a primeira rotação.
- O plantio seria provavelmente manejado com um ciclo de duas rotações, sem variação expressiva de produtividade entre a primeira e a segunda rotação,

Se a fonte de madeira for somente áreas de reserva legal recompostas com 50% de plantios de eucalipto e 50% de árvores nativas, estima-se que as áreas assim mobilizadas sejam da ordem de 93 mil hectares. Considerando que:

- Por lei, no Mato Grosso do Sul, a reserva legal deve representar ao mínimo 20% da área total de um empreendimento agroflorestal.
- Somente parte da reserva legal iria, na prática, acolher plantios de eucalipto (algumas partes teriam uma vegetação nativa suficiente para que o órgão ambiental não deixe implantar eucalipto, outras áreas teriam condições de solo ou de relevo desfavoráveis).

Estas áreas de reserva legais mobilizadas iriam corresponder a um empreendimento agroflorestal, ou a um grupo de empreendimentos agroflorestais da ordem de um milhão de hectares. Assim, o abastecimento de uma termelétrica de grande porte a partir somente de reservas legais apresenta grandes desafios, e é muito provável que tais áreas possam ser consideradas somente para complementar as áreas de plantio comercial.

Para o projeto modelado, a madeira foi considerada comprada somente a partir de plantios comerciais.

Os consumos efetivos de água e de areia são respectivamente 3,96 milhões m³ e 15,8 mil toneladas ao ano (Tabela 28).

Tabela 28. Valores de consumo dos principais insumos para o projeto padrão de 100 MW LFB no MS

Item	Consumo de madeira (mil m ³ /ano)	Área plantada (mil ha)	Consumo de água (mil m ³ /ano)	Consumo de areia (mil t/ano)
Máximo	1.301	36,7	4.000	16,0
Médio esperado	1.288	36,4	3.960	15,8

Assumiu-se também que toda a madeira provém de um contrato de longo prazo que garante a rentabilidade alvo para o dono florestal, e posto na indústria, com um preço igual a R\$ 85,9 /m³. Os preços para a água e a areia são respectivamente 0,30 R\$/m³ e 600 R\$/t (Tabela 29).

Tabela 29. Preço dos principais insumos

Consumível	Preço	Unidade
Madeira	85,91	R\$/m³
Água	0,30	R\$/m³
Areia	600,00	R\$/t

As premissas das condições de financiamento foram conforme as sugestões do simulador, ou seja:

- Dívida financeira inicialmente igual a 50% do valor dos ativos financiáveis e com uma margem de 3% acima da Taxa de Longo Prazo, o que corresponde a um custo após correção da inflação e impostos de 3,20%.
- Taxa de retorno esperada pelos investidores em capital após impostos e em termos reais igual a 13%.

Com isso, custo de capital globalmente igual a 9,04% em termos reais após impostos (Tabela 30).

Tabela 30. Custo de capital para o projeto padrão de 100 MW LFB no MS

Categoria	Valor (mil R\$)	Custo de capital (WACC) real e após impostos
Dívida financeira	499.559	3,20%
Capital próprio	735.267	13,00%
Total	1.234.825	9,04%

O faturamento bruto alvo, ou seja, ajustado para atingir exatamente a rentabilidade alvo do acionista, é 436,8 Mi R\$, o que corresponde a um preço de venda de R\$ 552 /MWh.

3.1.2 Fluxos financeiros

A Figura 13 mostra os fluxos de caixa de operações e investimento/divestimento, enquanto a Figura 14 mostra os fluxos de caixa de financiamento por dívida e fluxo de caixa livre com o faturamento bruto alvo. Os fluxos são retraduzidos em termos reais (R\$ atuais) para permitir um melhor entendimento.

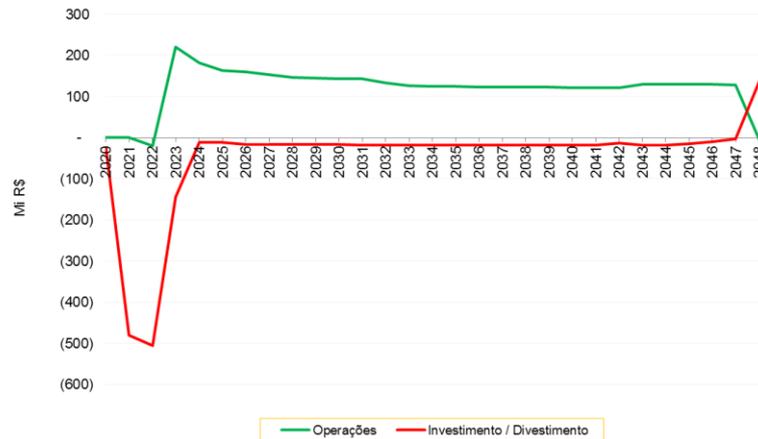
Os fluxos de caixa de operações são obtidos como a diferença entre:

- O lucro antes de depreciação, juros e impostos (EBITDA), que fica constante em termos reais durante toda a operação.
A soma do imposto de renda (que vai aumentado em termos reais ao longo do tempo com a dupla diminuição dos juros da dívida, e da amortização dos ativos imobilizados) e a variação da reserva para decomissionamento. Esta soma é

responsável pela diminuição do fluxo de caixa de operações ao longo do tempo.

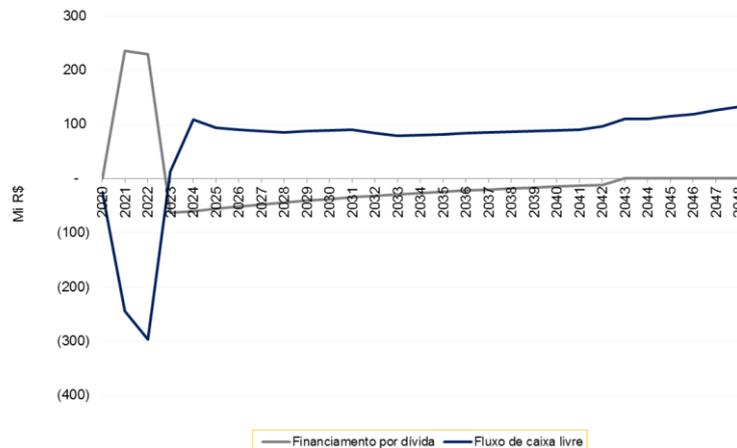
Os fluxos de investimento são concentrados nos dois anos anteriores ao início da produção, mas continuam até o ano final de operação por conta do reinvestimento. A venda de equipamentos por 50% do valor contábil residual tem um impacto positivo significativo em 2048.

Figura 13. Fluxos de caixa de operações e de investimento / divestimento em termos reais para o projeto padrão de 100 MW LFB no MS com o faturamento bruto alvo



A dívida tem fluxos positivos (ou seja, é liberada pelos credores) em 2021 e 2022 e depois tem fluxos negativos de pagamento dos juros e reembolso do principal. A Figura 14 ilustra um perfil de reembolso linear. Os últimos pagamentos são feitos graças à conta de reserva.

Figura 14. Fluxos de caixa de operações e investimento / divestimento para o projeto padrão de 100 MW LFB no MS com o faturamento bruto alvo



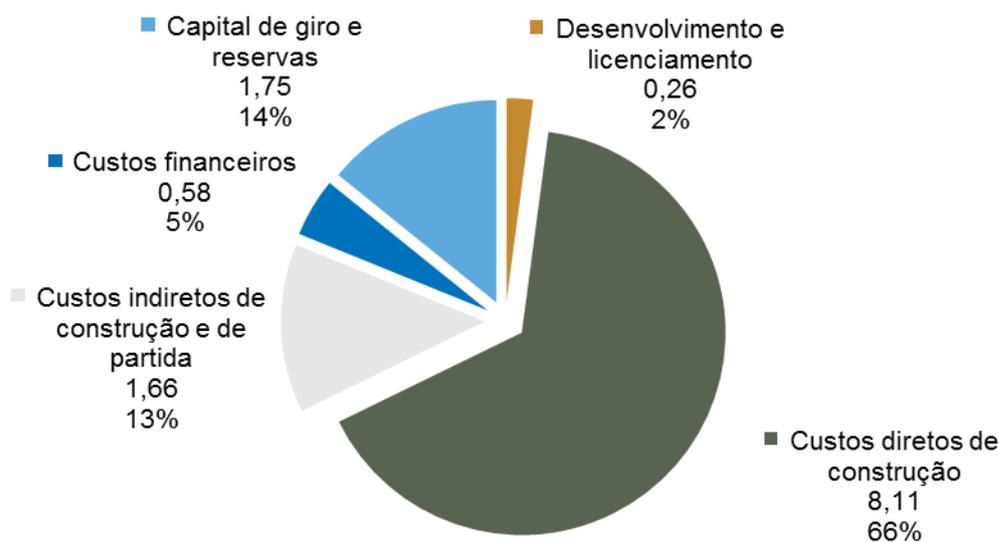
3.1.3 Custo de investimento

O custo de investimento fica em 1.235 Mi R\$, ou seja, R\$ 12,35 por Watt. Os custos diretos de construção representam 66% deste total, seguidos com pesos praticamente iguais pelo capital de giro e reservas (14%) e os custos indiretos de construção e de partida (13%) (Tabela 31 e Figura 15).

Tabela 31. Custo de investimento por Watt líquido para o projeto padrão de 100 MW LFB no MS

Categoria	Item	Total (mil R\$)	Unitário (R\$/W)
Etapa de desenvolvimento e licenciamento		25.761	0,26
Custos diretos de construção	Construção civil	138.023	1,38
	Equipamento fixo com montagem	667.103	6,67
	Equipamento móvel	5.555	0,06
Custos indiretos de construção e de partida	Custos indiretos	145.021	1,45
	Gastos operacionais fase de partida	20.906	0,21
Custos financeiros	Custos de estruturação	2.375	0,02
	Juros durante a construção	55.380	0,55
Outros	Capital de giro	130.951	1,31
	Reservas	43.748	0,44
Total		1.234.825	12,35

Figura 15. Distribuição por categoria do custo de investimento por Watt líquido para o projeto padrão de 100 MW LFB no MS



Total = R\$ 12,35 / W

3.1.4 Custos de produção e preço de venda alvo

Enquanto o custo de produção variável é de R\$ 166 / MWh, o preço de venda alvo é R\$ 552 /MWh para 7.920 horas (11 meses) de operação (Tabela 32 e Figura 16), e os custos de produção sem financiamento e com financiamento respectivamente valem R\$ 275 e 429 / MWh (Tabela 33).

Tabela 32. Decomposição dos custos de produção e preço de venda alvo da eletricidade ao longo da vida para o projeto padrão de 100 MW no MS com 7.920 horas de operação por ano

Categoria	Item	Anualizado (Mil R\$/ano operação)	Unitário (R\$/MWh)
Custos variáveis de operação	Total	131.251	166
	Madeira acima do mínimo contratual	111.249	140
	Outros custos variáveis	20.002	25
Total		29.565	37
Custos fixos de operação	Madeira - mínimo contratual	0	0
	Mão de obra	7.090	9
	Outros custos fixos	20.336	26
	Acesso à rede	2.139	3
Total		57.074	72
Investimentos e desinvestimentos	Investimento inicial	39.259	50
	Reinvestimento - valor residual	16.979	21
	Gastos operacionais fase de partida	836	1
Total		18.303	23
Custos da dívida financeira	Intermediação	95	0
	Juros	18.208	23
Total		103.675	131
Custos do capital	Intermediação	221	0
	Juros	103.454	131
Total		96.934	122
Deduções e impostos de renda	PIS + COFINS	32.607	41
	CSLL + IRPJ	64.327	81
	Total		436.802
Preço de venda para meta de rentabilidade		436.802	552

Tabela 33. Diferentes níveis de custos de produção para o projeto padrão de 100 MW no MS com 7.920 horas de operação por ano

Item	Definição	Valor (R\$/MWh)
Custo variável de produção	Custo variável de operação	166
Custo de produção de caixa	Soma dos custos variável e fixo de operação, ou seja, total dos custos entrando no cálculo do EBITDA	203
Custo de produção sem o financiamento	Soma do custo de produção de caixa e dos investimentos ou seja, total dos custos entrando no cálculo do EBIT	275
Custo de produção com a dívida financeira sem o capital próprio	Soma dos custos de produção excluindo o financiamento e do custo da dívida financeira ou seja, total dos custos entrando no cálculo do EBT	298
Custo de produção com o financiamento	Soma dos custos de produção incluindo a dívida financeira e do custo de capital próprio	429
Preço alvo de venda	Soma do custo de produção incluindo o custo de financiamento, das deduções e dos impostos de renda	552

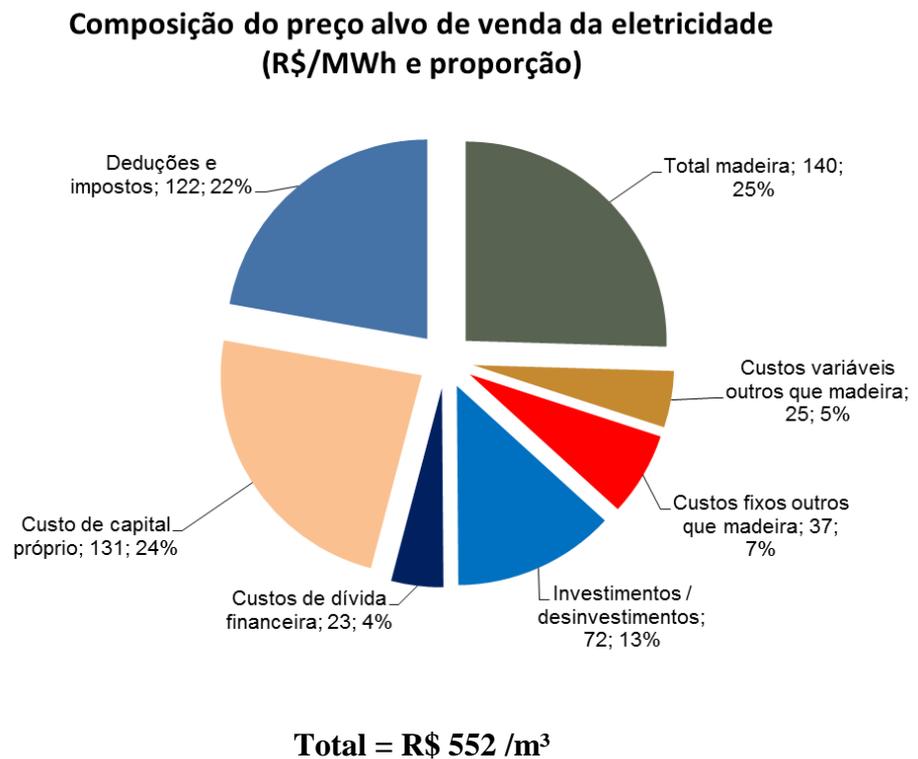
O consumo de madeira, o custo do capital próprio e as deduções e impostos tem pesos comparáveis e contribuem cada um cerca 25% do custo total.

A contribuição do custo de capital próprio é muito expressiva porque:

- A taxa de retorno é alta
- Ela se aplica a cerca metade do custo de investimento total
- O preço é ajustado para fornecer o retorno alvo em 25 anos, ou seja, o custo de capital se aplica durante muitos anos (enquanto a dívida financeira já é amortizada após 20 anos de operação).

O fato de operar com o Lucro Real e a Incidência Não Cumulativa, combinados com o custo de capital alto, gera valores altos de deduções e impostos de renda.

Figura 16. Decomposição do preço de venda para o projeto padrão de 100 MW líquidos no MS com 7.920 horas de operação por ano



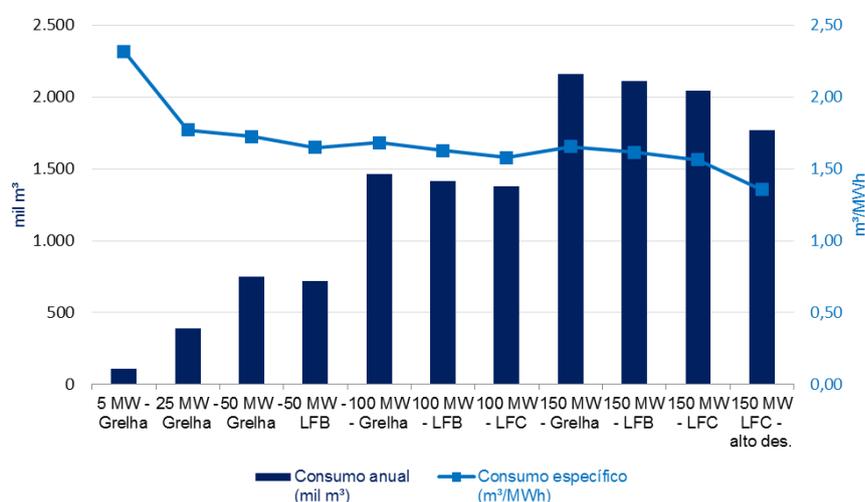
3.2 Análise de sensibilidade para um projeto no Mato Grosso do Sul

3.2.1 Sensibilidade à potência e tecnologia da termelétrica

3.2.1.1 Consumo de madeira

O porte da termelétrica é obviamente o fator principal que determina o consumo total de madeira, porém, como já vimos na apresentação dos modelos industriais, as diferentes tecnologias têm diferenças expressivas de consumo específico (Figura 17).

Figura 17. Sensibilidade do consumo de madeira à potência instalada e tecnologia da termelétrica



3.2.1.2 Valor da eletricidade

A comparação dos preços alvos de venda para as diferentes tecnologias e potências mostra que (Tabela 34 e Figura 18):

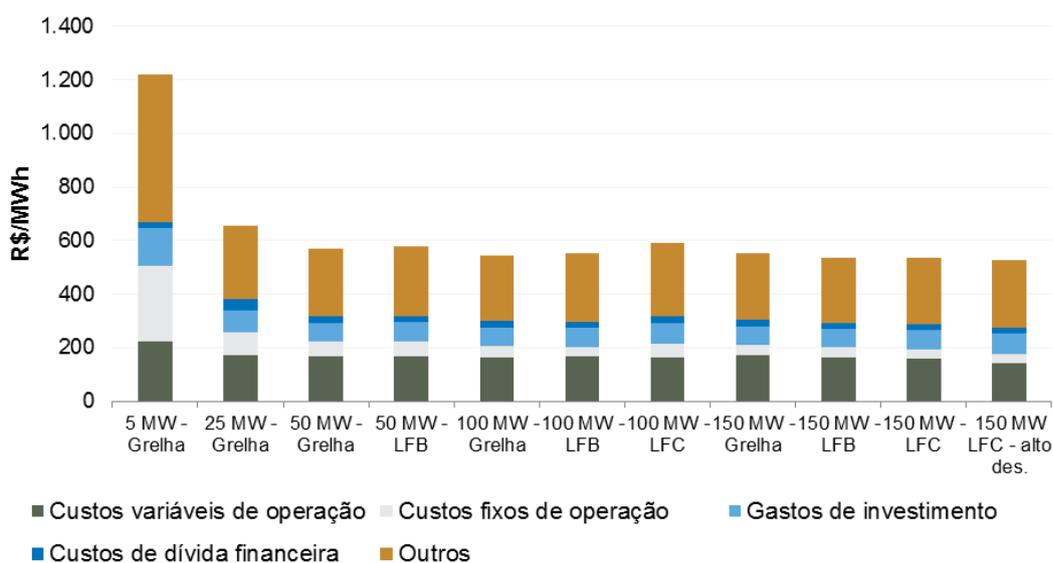
- O preço alvo aumenta quando a porte da termelétrica diminui. Esta tendência é moderada de 150 MW para 50 MW (cerca 10% de impacto), mas acelera quando o porte fica abaixo de 50 MW. Considerando a tecnologia a grelha, o preço alvo é mais de duas vezes maior para 5 MW do que para 100 MW. As caldeiras a grelha, a leito fluidizado borbulhante e a leito fluidizado circulante trazem resultados muito semelhantes para todas as potências líquidas de 50 a 150 MW.
- Para projetos de 150 MW, a tecnologia LFC de alto desempenho se destaca, porque o custo de investimento alto é mais do que compensado pelo rendimento alto, que permite conter o custo da madeira.

Tabela 34. Sensibilidade dos custos de produção e do preço de venda alvo da eletricidade à potência instalada e tecnologia da termelétrica para um projeto no MS

Modelo	Valor unitário (R\$/MWh)					Preço alvo de venda
	Custos variáveis de operação	Custos fixos de operação	Gastos de investimento	Custos de dívida financeira	Outros	
5 MW - Grelha	222	285	138	42	533	1.220
25 MW - Grelha	170	88	81	26	292	657
50 MW - Grelha	165	58	70	22	252	567
50 MW - LFB	168	55	73	23	260	579
100 MW - Grelha	162	46	69	22	245	543
100 MW - LFB	166	37	72	23	253	552
100 MW - LFC	161	51	80	26	273	591
150 MW - Grelha	170	41	68	22	251	552
150 MW - LFB	165	36	68	22	246	537
150 MW - LFC	160	33	71	23	249	536
150 MW LFC - alto des.	142	35	76	25	252	528

Produção de 7.920 horas por ano e preço de compra da madeira de R\$ 85,9 /m³ posto na indústria. Regime de impostos de Lucro Real.

Figura 18. Sensibilidade do preço de venda alvo da eletricidade à potência instalada e tecnologia da termelétrica para um projeto no MS



Produção de 7.920 horas por ano e preço de compra da madeira de R\$ 85,9 /m³ posto na indústria. Regime de impostos de Lucro Real.

3.2.2 Sensibilidade ao consumo específico e os fatores econômicos

Foram definidos intervalos de confiança relativa para o consumo específico (para o qual a incerteza depende tanto da incerteza sobre o rendimento energético da termelétrica, quanto das características físicas da madeira, principalmente teor energético da madeira seca e umidade) e para os fatores econômicos (Tabela 35 e Figura 19).

Foram consideradas duas incertezas em relação ao preço de compra da madeira:

- Incerteza de $\pm 25\%$ sobre o preço quando se mantém o mesmo sistema de cultura da floresta mas se considera uma incerteza em relação à produtividade e custos silviculturais dentro deste sistema. O intervalo do preço alvo de eletricidade é $\pm 10\%$ ao redor do valor médio.
- Incerteza considerando que a madeira poderia ser produzida conforme qualquer um dos três sistemas de cultura. Assim, incorporando também a incerteza de $\pm 25\%$ para cada sistema, o limite inferior do custo de produção é 75% do custo de produção em reservas legais com mecanização (ou seja, 75% de 62 R\$/m³ conforme a Tabela 13) e o limite superior é 125% do custo de produção em reservas legais sem mecanização (ou seja, 125% de 147 R\$/m³) em outras regiões¹⁰. Isto gera o intervalo de confiança de maior amplitude para o preço alvo da eletricidade, de $\pm 30\%$ ao redor do valor médio.

Foram analisadas outras sensibilidades / incertezas:

- A incerteza sobre o custo de investimento gera uma variabilidade potencial de $\pm 10\%$ do preço alvo da eletricidade ao redor do valor médio.
- Cada uma das incertezas sobre a taxa de juros da dívida e o consumo específico de madeira, gera incertezas assimétricas, com potencial de redução do preço alvo de eletricidade da ordem de 2%, mais risco de aumento de 4%.
- As incertezas sobre os custos de desenvolvimento e estruturação do projeto, os custos variáveis outros do que a madeira, e os custos fixos geram incertezas pouco expressivas do preço de venda alvo.

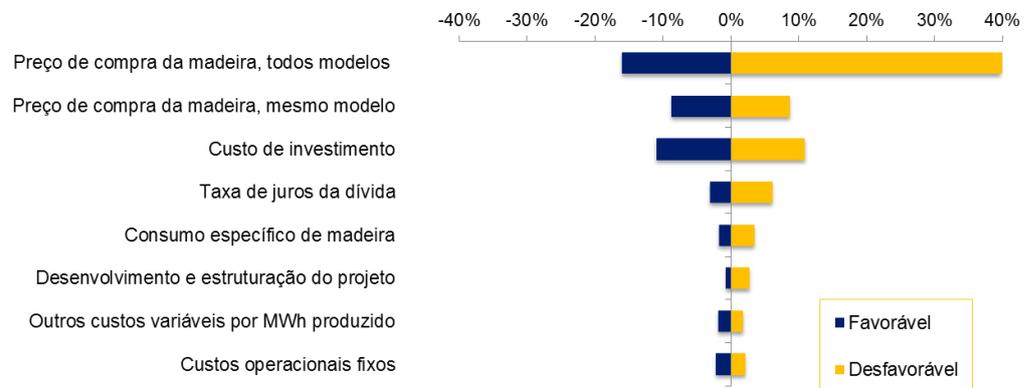
Este ranqueamento reflete, sem surpresa, as importâncias relativas dos fatores de custo descritos na Figura 16.

Tabela 35. Intervalo de confiança da produtividade e dos principais itens de custos, e sensibilidade do preço alvo à variabilidade destes fatores, para o projeto padrão de 100 MW líquidos no MS

Parâmetro	Variação do parâmetro relativa ao valor médio		Variação relativa do preço da eletricidade	
	Favorável	Desfavorável	Favorável	Desfavorável
Preço de compra da madeira, todos modelos	-46%	114%	-16,0%	39,7%
Preço de compra da madeira, mesmo modelo	-25%	25%	-8,7%	8,7%
Custo de investimento	-25%	25%	-11,0%	11,0%
Taxa de juros da dívida	-25%	50%	-3,1%	6,1%
Consumo específico de madeira	-5%	10%	-1,7%	3,5%
Desenvolvimento e estruturação do projeto	-50%	200%	-0,7%	2,8%
Outros custos variáveis por MWh produzido	-25%	25%	-1,8%	1,8%
Custos operacionais fixos	-25%	25%	-2,2%	2,2%

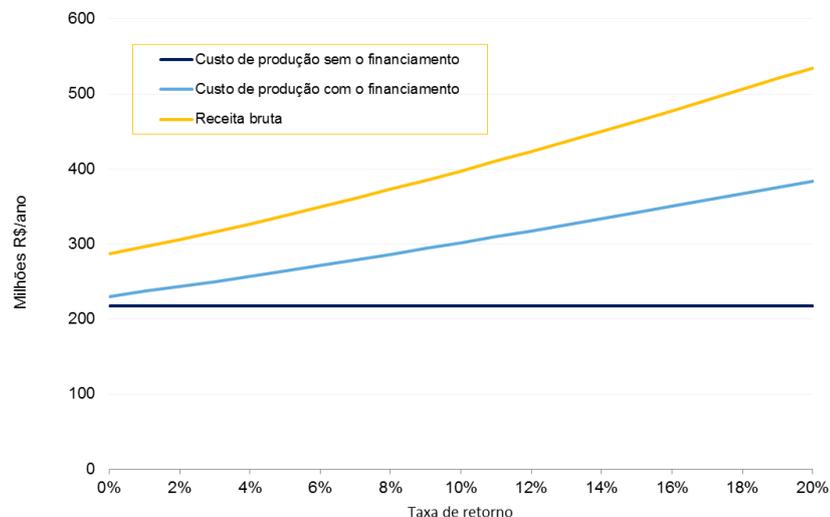
¹⁰ O limite inferior é independente da mesorregião e da origem da madeira. O limite superior é também independente da origem da madeira, mas na Amazônia, ele vale 125% de 157 R\$/m³ (preço alvo para o plantio comercial).

Figura 19. Sensibilidade do preço alvo aos valores extremos potenciais de consumo específico e dos principais fatores de custos, para o projeto padrão de 100 MW líquidos no MS



A taxa de retorno esperada pelos investidores tem um impacto expressivo sobre o custo com o financiamento e o preço de venda alvo da madeira (Figura 20). O aumento da taxa de desconto de 13 para 14% conduz a um aumento de cerca 3% destes dois valores.

Figura 20. Variação do valor da madeira em função da taxa de retorno esperada pelo acionista para o projeto padrão de 100 MW LFB operando 7.920 horas por ano



Os termos da dívida também influenciam o valor da eletricidade, porém o impacto é menos sensível do que a taxa de retorno do capital:

- A redução da margem acima do TLP - que é de 3% no projeto padrão – para 0% reduz o preço de venda alvo de R\$ 552 para 534 /m³, ou seja, somente 3,3%. O aumento até 6% aumenta o preço de venda alvo para R\$ 570 /m³, ou seja, também 3,3% em relação ao cenário de base (Tabela 36).

Tabela 36. Impacto da margem da taxa de juros acima do TLP sobre o preço de venda alvo da eletricidade para o projeto padrão de 100 MW líquidos no MS

Margem acima do TLP	Preço alvo (R\$/MWh)
0%	534
1%	540
2%	545
3%	552
4%	558
5%	564
6%	570

- O aumento do financiamento por dívida dos ativos imobilizados de 50% para 100% reduz o preço de venda alvo de R\$ 552 para 528 /m³, ou seja, 4,3%. A ausência de dívida (financiamento com 100% de capital próprio) aumenta o preço de venda alvo para R\$ 575 /m³, ou seja, 4,2% em relação ao cenário de base (Tabela 37).

Tabela 37. Impacto da proporção de ativos fixos financiados por dívida sobre o preço de venda alvo da eletricidade para o projeto padrão de 100 MW líquidos no MS

Proporção de ativos imobilizados financiados com dívida	Preço alvo (R\$/MWh)
0%	575
10%	570
20%	566
30%	561
40%	556
50%	552
60%	547
70%	542
80%	538
90%	533
100%	528

O regime de impostos, como nos já vimos, tem um impacto expressivo em relação ao preço alvo. Assim a elegibilidade ao subsídio Sudene / Sudam, não disponível em MS, permitiria reduzir o preço alvo de R\$ 552 para 491 /m³, ou seja, 11%. No caso do Lucro Presumido, que não é disponível para o projeto devido ao nível de faturamento, a redução seria ainda maior, até R\$ 444 /m³, ou seja, cerca 20% (Tabela 38).

Tabela 38. Impacto do regime de deduções e impostos para o projeto padrão de 100 MW líquidos no MS

Regime de deduções e impostos	Situação	Preço de venda alvo da eletricidade (R\$/MWh)
Isento	Não disponível	411
Lucro Presumido	Não disponível (receita bruta > 76 Mi R\$)	444
Lucro Real com subsídio Sudene / Sudam	Não disponível no MS	491
Lucro real padrão	Efetivo	552

Nota: esta tabela não é disponível no custeio e deve ser reconstruída na mão.

3.2.3 Sensibilidade ao tempo anual de produção

No projeto padrão escolhido, toda a madeira é comprada com um preço único, independentemente do volume consumido, ou seja, do tempo anual de produção (Figura 21), de tal forma que o custo da madeira é exatamente proporcional ao tempo de produção. Portanto, a receita bruta alvo é uma função linear do tempo de produção. O CVU instantâneo (calculado em qualquer momento como o preço de venda de 1 MWh adicional) e o CVU médio (calculado como a divisão entre a receita bruta além da receita sem produção e a produção global) são independentes do tempo de operação e iguais a R\$ 229 / MWh (lembrando que o custo de produção variável é R\$ 166 / MWh, o maior valor do CVU provem das deduções PIS e COFINS e dos impostos de renda).

Uma termelétrica ociosa precisa receber cerca de 255 Mi R\$ para pagar os custos fixos, de investimento, e de capital (Figura 22). O nível de receita bruta aumenta (chegando em 438 Mi R\$) para operar 8.000 horas. Assim, o preço de venda alvo cresce muito rapidamente quando o tempo de operação diminui. Para uma operação de somente 1.600 horas, ele atinge R\$ 1.825 / MWh, , mais de 8 vezes maior do que o CVU.

Figura 21. Custo unitário e total da madeira em função do tempo anual de operação

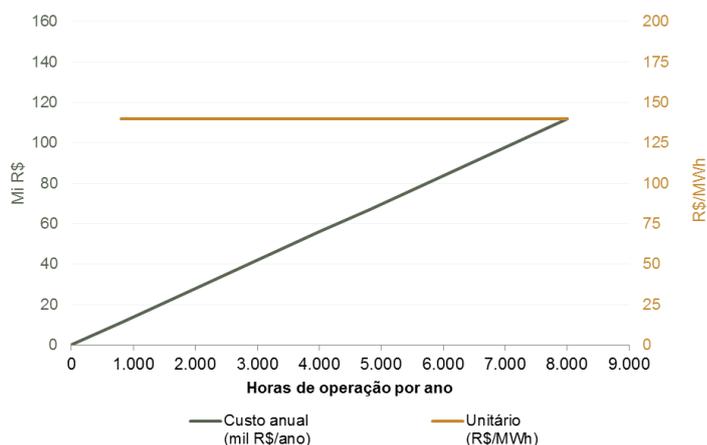
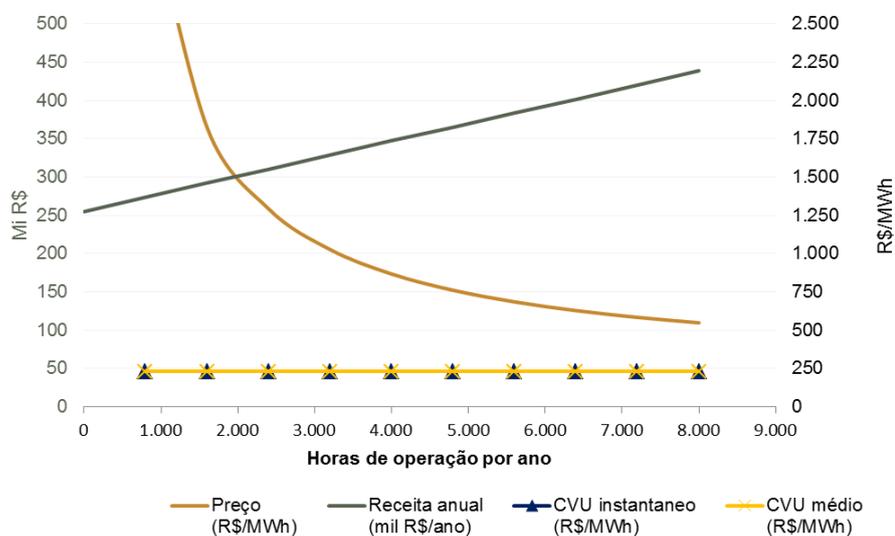


Figura 22. Receita bruta e preço de venda alvo em função do tempo anual de operação



3.3 Comparação entre mesorregiões

3.3.1.1 Consumo de madeira e áreas plantadas necessárias

O consumo de madeira e a área plantada necessária para abastecer uma termelétrica dependem em primeiro lugar do tempo de operação e da potência, porém a escolha de tecnologia e da mesorregião também tem um impacto expressivo:

- Por exemplo, com todos os outros fatores iguais, a área necessária na Amazônia (área de pior produtividade florestal) é cerca de 45% maior do que a área necessária na região de Espírito Santo (a mesorregião de melhor produtividade) (Tabela 39).
- Considerando por exemplo uma termelétrica de 150 MW de potência líquida operando 7.920 horas por ano, são necessários 45 mil hectares de plantios comerciais no MS com uma caldeira a LFC de alto desempenho, mais de 63 mil hectares de plantios comerciais, ou seja, 40% a mais, no MAPITO (Tabela 39).
- A menor produtividade por hectare de reserva legal recomposta com 50% de eucalipto e 50% de floresta nativa significa que as áreas necessárias são mais do que o dobro do que com plantios comerciais (Tabela 40).

Tabela 39. Sensibilidade da área plantada necessária para abastecer uma termelétrica operando 7.920 horas em função da tecnologia, potência e mesorregião de implantação, se o abastecimento for por plantios comerciais

Valor	Área plantada necessária com um plantio comercial (mil ha)										
	Mato Grosso do Sul	Pampa Gaúcho	Serra Gaúcha	Paraná + Santa Catarina	São Paulo	Leste do Minas Gerais	Oeste do Minas Gerais	ES + BA	Cerrado	MAPITO	Amazônia
5 MW	3	3	3	3	2	3	3	2	3	3	3
25 MW grelha	10	11	11	10	9	11	10	9	11	11	13
50 MW grelha	19	22	22	19	18	21	19	18	21	22	25
50 MW LFB	18	21	21	18	17	20	18	17	20	21	24
100 MW grelha	38	44	44	36	35	40	38	34	41	42	49
100 MW LFB	36	42	42	35	34	39	36	33	40	41	48
100 MW LFC	35	41	41	34	33	38	35	32	38	40	46
150 MW grelha	55	64	64	54	52	59	55	50	60	63	72
150 MW LFB	54	63	63	52	51	58	54	49	59	61	71
150 MW LFC	52	61	61	51	49	56	52	48	57	59	69
150 MW LFC - alto des.	45	53	53	44	43	49	45	41	49	51	59

Tabela 40. Sensibilidade da área plantada necessária para abastecer uma termelétrica operando 7.920 horas em função da tecnologia, potência e mesorregião de implantação, se o abastecimento for por reservas legais recompostas

Valor	Área de reservas legais sendo recompostas										
	Mato Grosso do Sul	Pampa Gaúcho	Serra Gaúcha	Paraná + Santa Catarina	São Paulo	Leste do Minas Gerais	Oeste do Minas Gerais	ES + BA	Cerrado	MAPITO	Amazônia
5 MW	7	8	8	7	7	8	7	7	8	8	9
25 MW grelha	27	32	32	27	26	29	27	25	30	31	36
60 MW grelha	54	62	62	52	50	57	54	49	58	60	70
60 MW LFB	51	59	59	50	48	55	51	47	56	58	67
120 MW grelha	105	121	121	101	98	112	105	95	114	118	137
120 MW LFB	101	117	117	98	95	108	101	92	110	114	132
120 MW LFC	98	114	114	95	92	105	98	89	107	111	128
180 MW grelha	154	179	179	149	145	165	154	140	168	174	201
180 MW LFB	151	175	175	146	141	161	151	137	164	170	197
180 MW LFC	146	169	169	141	137	156	146	133	159	164	190
180 MW LFC - alto des.	126	146	146	122	118	135	126	115	137	142	165

O estudo sobre o potencial da madeira de eucalipto como matéria-prima para fins de produção de eletricidade chegou a estimar por mesorregião, a partir da análise do uso do solo, as áreas disponíveis para plantios comerciais e as áreas de reserva legal (neste caso, não existia dados para o Mato Grosso do Sul) (Tabela 41).

Tabela 41. Área potencial por plantio de eucalipto por mesorregião conforme uso do solo

Mesorregião	Área conforme uso do solo (mil ha)	
	Disponível para plantios comerciais	Cadastrada Reserva Legal
Mato Grosso do Sul	10.502	-
Pampa Gaúcho	303	26
Serra Gaúcha	16	1
Paraná e Santa Catarina	1.418	152
São Paulo	2.028	89
Leste de Minas Gerais	1.188	119
Oeste de Minas Gerais	5.953	672
Norte ES e Sul BA	627	17
Cerrado	5.609	545
MAPITO	1.488	123
Amazônia	13.958	2.065

Assim, podemos determinar a proporção de área potencial que será mobilizada para abastecer uma termelétrica, em função da mesorregião, porte e tecnologia, se o abastecimento for somente com plantios comerciais (Tabela 42) ou somente com reservas legais (Tabela 43).

Pode ser concluído que para plantios comerciais, a disponibilidade de terras é:

- Muito alta para qualquer porte de termelétrica no Mato Grosso do Sul, Oeste de Minas Gerais, Cerrado e Amazônia.
- Alta no Paraná + Santa Catarina, São Paulo, Leste de Minas Gerais e MAPITO.
- Com algumas limitações na BA + ES.
- Com limitações expressivas no Rio Grande do Sul.

Se o abastecimento for principalmente por eucalipto plantado em reservas legais, a disponibilidade global de terras é:

- Indefinida no Mato Grosso do Sul, por ausência de dados.
- Suficiente para um projeto de grande porte no Oeste de Minas Gerais.
- Suficiente para projetos até 25 MW ou talvez 60 MW no Cerrado, na Amazônia e no Paraná e Santa Catarina.

- Suficiente para projetos de ao máximo 5 MW em São Paulo, Leste de Minas Gerais e no MAPITO.
- Insuficiente para qualquer porte de projetos no Rio Grande do Sul e na região de BA + ES.

Porém, na prática, a dispersão das áreas de reservas legais pode restringir ainda mais o porte dos projetos potenciais a partir da análise de disponibilidade global.

Tabela 42. Proporção de área potencial para plantios comerciais de eucalipto que seria mobilizada para abastecer uma termelétrica durante 7.920 horas ao ano, em função da mesorregião, porte e tecnologia

Valor	Área plantada necessária com um plantio comercial / área disponível conforme análise de uso do solo										
	Mato Grosso do Sul	Pampa Gaúcho	Serra Gaúcha	Paraná + Santa Catarina	São Paulo	Leste do Minas Gerais	Oeste do Minas Gerais	ES + BA	Cerrado	MAPITO	Amazônia
5 MW	0,0%	1,0%	18,8%	0,2%	0,1%	0,2%	0,0%	0,4%	0,1%	0,2%	0,0%
25 MW grelha	0,1%	3,8%	71,7%	0,7%	0,5%	0,9%	0,2%	1,4%	0,2%	0,7%	0,1%
50 MW grelha	0,2%	7,4%	139,8%	1,3%	0,9%	1,7%	0,3%	2,8%	0,4%	1,5%	0,2%
50 MW LFB	0,2%	7,1%	133,6%	1,3%	0,9%	1,7%	0,3%	2,7%	0,4%	1,4%	0,2%
100 MW grelha	0,4%	14,4%	272,7%	2,6%	1,7%	3,4%	0,6%	5,5%	0,7%	2,9%	0,4%
100 MW LFB	0,3%	13,9%	263,6%	2,5%	1,7%	3,3%	0,6%	5,3%	0,7%	2,8%	0,3%
100 MW LFC	0,3%	13,5%	255,9%	2,4%	1,6%	3,2%	0,6%	5,1%	0,7%	2,7%	0,3%
150 MW grelha	0,5%	21,2%	402,1%	3,8%	2,6%	5,0%	0,9%	8,1%	1,1%	4,2%	0,5%
150 MW LFB	0,5%	20,7%	392,8%	3,7%	2,5%	4,9%	0,9%	7,9%	1,1%	4,1%	0,5%
150 MW LFC	0,5%	20,1%	380,2%	3,6%	2,4%	4,7%	0,9%	7,6%	1,0%	4,0%	0,5%
150 MW LFC - alto des.	0,4%	17,4%	329,3%	3,1%	2,1%	4,1%	0,8%	6,6%	0,9%	3,4%	0,4%

0 a 1,1%: azul; 1,1% a 5%: verde; 5 a 18%: amarelo; acima de 20%: vermelho.

Tabela 43. Proporção de área de reserva legal que seria mobilizada para abastecer uma termelétrica durante 7.920 horas ao ano, em função da mesorregião, porte e tecnologia

Valor	Área plantada necessária com reservas legais / área disponível conforme análise de uso do solo										
	Mato Grosso do Sul	Pampa Gaúcho	Serra Gaúcha	Paraná + Santa Catarina	São Paulo	Leste do Minas Gerais	Oeste do Minas Gerais	ES + BA	Cerrado	MAPITO	Amazônia
5 MW		32,1%	834%	4,6%	7,6%	6,5%	1,1%	38,5%	1,4%	6,6%	0,5%
25 MW grelha		122,5%	3185%	17,5%	29,0%	24,6%	4,1%	147,0%	5,5%	25,2%	1,7%
50 MW grelha		238,9%	6211%	34,1%	56,5%	48,1%	8,0%	286,7%	10,7%	49,1%	3,4%
50 MW LFB		228,4%	5937%	32,6%	54,0%	46,0%	7,6%	274,0%	10,2%	46,9%	3,2%
100 MW grelha		466,2%	12121%	66,5%	110,2%	93,8%	15,6%	559,5%	20,9%	95,8%	6,6%
100 MW LFB		450,6%	11716%	64,3%	106,5%	90,7%	15,0%	540,7%	20,2%	92,6%	6,4%
100 MW LFC		437,5%	11374%	62,4%	103,4%	88,0%	14,6%	524,9%	19,6%	89,9%	6,2%
150 MW grelha		687,4%	17873%	98,1%	162,5%	138,3%	22,9%	824,9%	30,8%	141,3%	9,8%
150 MW LFB		671,4%	17457%	95,8%	158,7%	135,1%	22,4%	805,7%	30,1%	138,0%	9,5%
150 MW LFC		649,8%	16896%	92,7%	153,6%	130,8%	21,7%	779,8%	29,1%	133,5%	9,2%
150 MW LFC - alto des.		563,0%	14637%	80,3%	133,1%	113,3%	18,8%	675,6%	25,2%	115,7%	8,0%

0 a 1,1%: azul; 1,1% a 5%: verde; 5 a 18%: amarelo; acima de 20%: vermelho; cinza: sem informação.

3.3.1 Valor da eletricidade

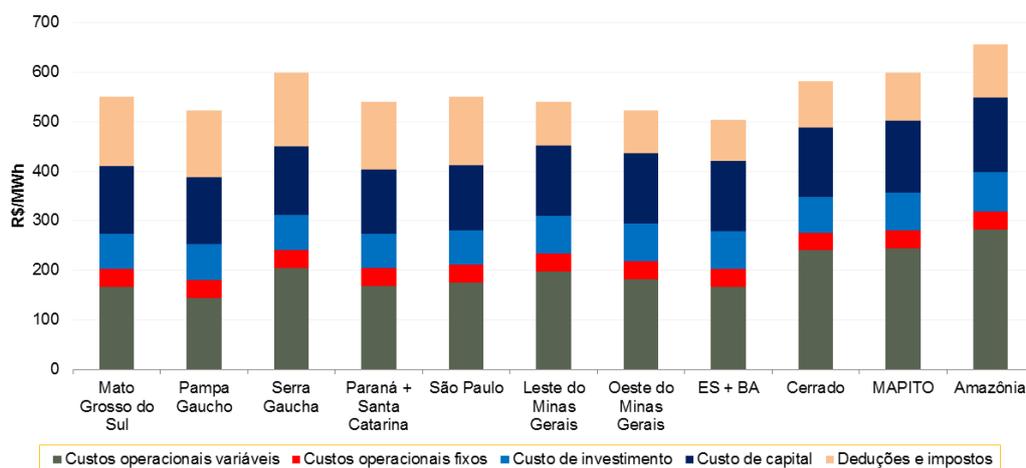
O preço alvo de eletricidade foi calculado para uma termelétrica de 100 MW LFB considerando o regime de impostos de Lucro Real com subsídio Sudene / Sudam quando disponível e o regime de Lucro Real padrão nos outros casos, e com dois cenários potenciais de abastecimento, a partir de plantios:

- Comerciais da mesorregião, com custos conforme a Tabela 13.
- Em reserva legal com uma situação de custos favorável (R\$ 62 /m³).

Para o abastecimento a partir de plantios comerciais (Figura 23 e Figura 25):

- As diferenças de preço alvo de eletricidade são expressivas entre mesorregiões. O principal fator é o custo da madeira, seguido pela elegibilidade ao regime Sudene / Sudam, e finalmente a diferença de custo de investimento industrial.
- Os preços alvo de venda da eletricidade são os menores, e muito próximos um do outro, nas mesorregiões de ES + BA, Pampa Gaúcho, e Oeste de MG, da ordem de R\$ 514 ± 10 / MWh. O Pampa Gaúcho beneficia-se do menor custo de madeira de plantio comercial, enquanto as duas outras mesorregiões têm um custo de madeira também abaixo da média e são elegíveis ao Sudene.
- Os preços alvo são os maiores nas mesorregiões do Cerrado, da Serra Gaúcha, do MAPITO e especialmente de Amazônia, que cumulam as desvantagens dos maiores custos de madeira e de custo de investimento alto e/ou não elegibilidade ao subsídio Sudene / Sudam. O preço alvo varia de R\$ 582 a 656 / MWh.

Figura 23. Sensibilidade do preço alvo da eletricidade à mesorregião florestal para uma termelétrica de 100 MW LFB operando 7.920 horas por ano e consumindo madeira de plantio comercial produzida com o custo padrão para a mesorregião



Para o abastecimento a partir de plantios em reserva legal (Figura 24 e Figura 25):

- Como a madeira é considerada de custo igual em todas as mesorregiões, as diferenças de preço alvo de eletricidade entre mesorregiões para uma potência específica são pequenas, (R\$ 477 ± 23 /m³) e provêm principalmente da elegibilidade ao Sudene / Sudam e em segundo lugar de diferenças de custos de investimento entre regiões. Assim, Minas Gerais, o Cerrado e o MAPITO obtém o menor preço alvo, de R\$ 454 /m³.
- Os preços alvos são mais competitivos do que para plantios comerciais em todas as mesorregiões, o que é diretamente ligado ao custo menor da madeira. O ganho de competitividade vai de 4% (Pampa Gaúcho) a 29% (Amazônia).

- Vale ressaltar que a premissa de custo baixo para a madeira oriunda de reservas legais depende da capacidade de mecanizar a silvicultura, o que poderia acontecer mais facilmente no Mato Grosso do Sul, Oeste de Minas Gerais, MAPITO, Região ES + BA e Cerrado.

Figura 24. Sensibilidade do preço alvo da eletricidade à mesorregião florestal para uma termelétrica de 100 MW LFB operando 7.920 horas por ano e consumindo madeira produzida em reserva legal com um custo favorável

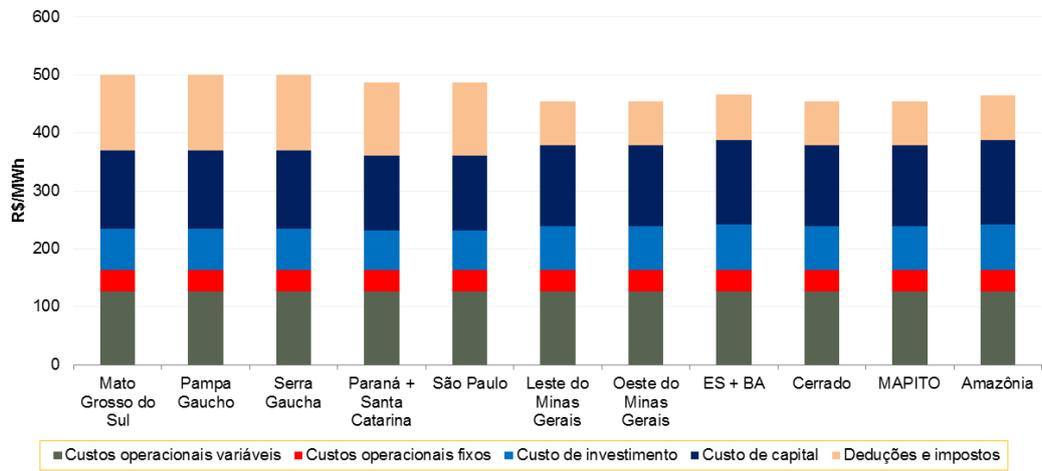
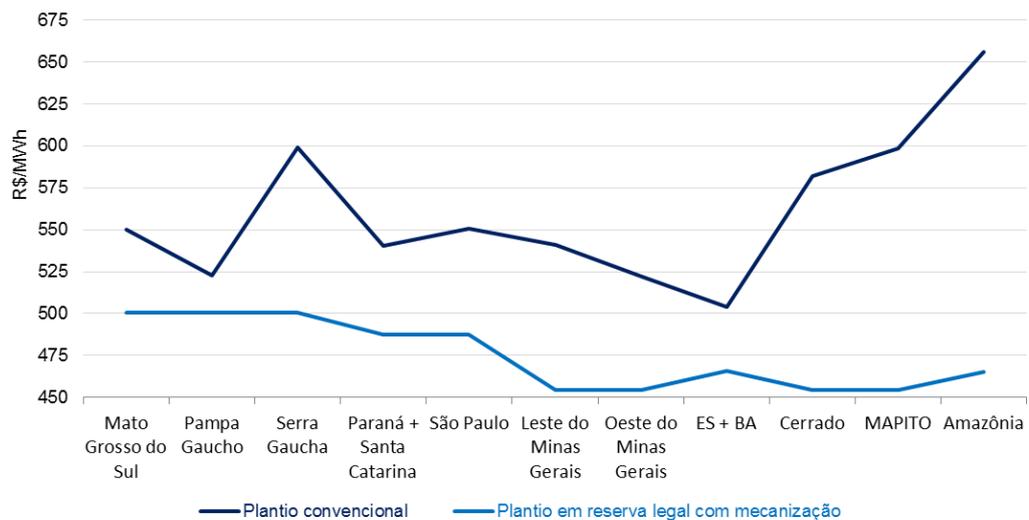


Figura 25. Preço alvo da eletricidade em função da mesorregião e do sistema de produção da madeira para uma termelétrica de 100 MW LFB operando 7.920 horas ao ano



4.1 Conclusões sobre o custo da eletricidade produzida a partir de eucalipto

É importante ressaltar inicialmente que um projeto de geração de energia específico pode ter condições econômicas significativamente diferentes daquelas definidas no presente relatório. Isto é devido, principalmente, a possíveis variações de:

- Condições de financiamento: fora as incertezas sobre a taxa de retorno esperada pelo acionista, e as condições ofertas pelo principal credor – cujo impacto foi estudado na análise de sensibilidade – o grau de alavancagem financeira pode ser aumentado graças à adjunção de outros credores, tais quais as agências de exportações dos países de onde parte do equipamento é obtido.
- Custos de equipamentos: em função das diferenças técnicas de equipamento, posicionamento dos fornecedores em função da estratégia e ao longo do tempo (por exemplo, o desconto sobre o preço de catálogo de equipamentos obtido por desenvolvedores de grandes projetos industriais varia de 3% em tempo de forte atividade econômica a 20% em tempo de recessão) e decisão do dono do projeto de escolher fornecedores mais baratos, mas com menos experiência.
- Custos de madeira, em função de práticas e custos silviculturais e produtividades florestais.

A análise de áreas disponíveis para os plantios de eucalipto, que foi realizada em trabalho anterior, também foi conduzida a partir de critérios de seleção macro, sem verificar condições para a localização de uma termelétrica (concentração ou dispersão local das áreas, acessibilidade das estradas, possibilidade efetiva de conexão na rede).

Sempre lembrando estas limitações, pode-se tentar uma síntese do potencial de geração de eletricidade a partir de madeira de eucalipto.

4.1.1 Porte do projeto e tecnologia

Projetos de maior potência tendem a demonstrar um custo de produção / preço de venda alvo da eletricidade menor, por terem um melhor rendimento energético (menor consumo específico de madeira) e economias de escala nos investimentos e custos operacionais fixos:

- Esta tendência é muito forte entre 5 e 50 MW, de tal forma que se pode concluir que abaixo de 50 MW, a geração de eletricidade para venda a um terceiro não parece hoje ser economicamente viável.

- Entre 50 e 150 MW, para todos os modelos industriais, o custo do investimento em ativos imobilizados diretos fica em $7,5 \pm 0,5$ R\$/W - resultando em um custo de investimento global de R\$ $12,5 \pm 1,0$ R\$/W e o preço alvo da eletricidade fica em R\$ 559 ± 35 / MWh. O porte e a escolha de tecnologia têm impactos comparáveis. As condições mais econômicas são obtidas com um projeto de 150 MW com uma caldeira LFC de alto desempenho (de alta pressão e temperatura).

4.1.2 Principais condicionantes do valor da eletricidade

Os três principais condicionantes do preço de venda alvo da eletricidade são o custo da madeira, o custo de capital próprio e as deduções + os impostos de renda. No caso de um projeto de 100 MW líquidos no Mato Grosso do Sul a partir de plantios comerciais, prevê-se que estes três componentes tem um peso equivalente de cerca 25% no preço alvo global de R\$ 552 /m³, enquanto o reembolso do investimento inicial conta com 13%. Entretanto, o custo unitário variável de produção, que é dominado pelo custo da madeira, chega em R\$ 166 /m³.

O preço alvo da eletricidade:

- Diminui até R\$ 500 /m³ se for possível suprir a madeira a partir de plantios em reservas legais com silvicultura mecanizada, ao lugar de plantios comerciais.
- Aumenta de cerca R\$ 16/m³ quando a taxa de desconto aumenta de 13 para 14%.
- Diminuiria até R\$ 491 /m³ se MS fosse elegível para o subsidio Sudene / Sudam.

4.1.3 Mesorregião e sistema de produção da madeira

Para projetos de 50 MW ou mais, o Rio Grande do Sul e a mesorregião ES + BA não parecem apresentar uma disponibilidade de terras suficiente para novos plantios comerciais, enquanto esta parece suficiente em todas as outras mesorregiões, especialmente Mato Grosso do Sul, Oeste de Minas Gerais, Cerrado e Amazônia.

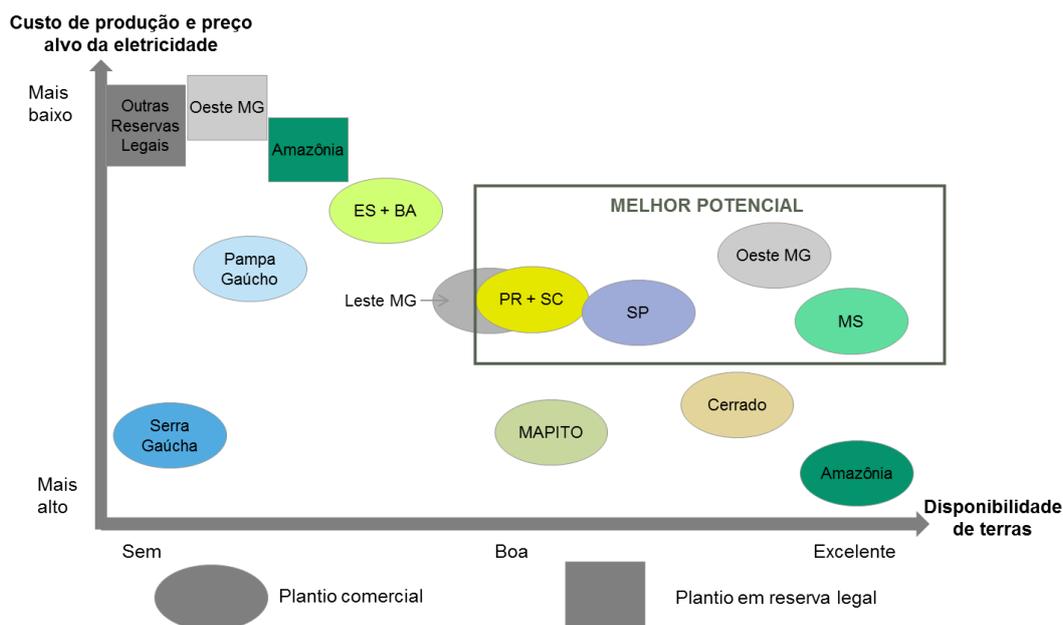
Assim, das mesorregiões com disponibilidade de terras, o preço de venda alvo da eletricidade é mais favorável no Oeste de MG, seguido de perto por PR + SC, SP e MS.

Conforme o estudo florestal, estas regiões também apresentam um baixo risco em relação à regulação documental e aos aspectos socioambientais.

Se o abastecimento for principalmente a partir de madeira produzida em reservas legais, a disponibilidade de reservas legais e a possibilidade de mecanizar a silvicultura – para controlar o custo de produção da madeira e, portanto da eletricidade - são dois fatores muito limitantes. Na ausência de dados oficiais sobre as áreas de reservas legais no Mato Grosso do Sul, a Amazônia é a única região que parece satisfazer estas duas condições. Porém, esta região apresenta riscos expressivos em relação à regulação documental e possibilidade de licenciamento ambiental que pode dificultar a implantação de um projeto.

No final, a geração de eletricidade é mais atraente a partir de plantios comerciais nas mesorregiões Oeste MG, PR +SC, SP e MS (Figura 26).

Figura 26. Resumo da análise de atratividade por mesorregião e sistema de produção



Considerando as conclusões do estudo florestal sobre as terras disponíveis nestas regiões e as produtividades florestais, estima-se que o potencial global máximo de geração é de 331 TWh/ano, o que corresponde a uma capacidade instalada máxima de 41 GW, considerando operações durante 8.000 horas ao ano (Tabela 44).

Tabela 44. Potencial de produção elétrica a partir de madeira de eucalipto considerando as mesorregiões com as melhores disponibilidades de terras para novos plantios florestais comerciais e custos potenciais de produção da eletricidade

Mesorregião	Características regionais		Potencial máximo de		
	Área disponível (Mi ha)	Produtividade (m ³ /ha.ano)	Madeira (Mi m ³ /ano)	Eletricidade (TWh/ano)	Potência instalada (GW)
Oeste MG	6,6	35	232	105	13
PR + SC	1,6	37	55	25	3
SP	2,1	38	74	34	4
MS	10,5	35	368	167	21
Total	20,8	35	728	331	41

4.1.4 Conclusão geral

A eletricidade gerada a partir de madeira de eucalipto é relativamente cara em relação à maioria das outras fontes quando somente os parâmetros econômicos endógenos de cada fonte são considerados. Vários fatores (custo de capital próprio, nível de investimento e custo de combustível) simultaneamente contribuem para este nível alto. Adicionalmente, a viabilização dos projetos apresenta desafios, ligados à dificuldade de manejar ao longo do tempo a floresta que possa atender as necessidades da termelétrica, especialmente no caso da venda de eletricidade à rede com o CVU \neq 0.

A fim de melhorar a atratividade desta fonte de eletricidade, modelos alternativos de negócio poderiam ser considerados, por exemplo:

- Cogeração, o vapor sendo o produto principal e a eletricidade o produto secundário. Este modelo de negócio é muito utilizado na Europa.
- Integração das produções florestal e de eletricidade, para evitar a perda de caixa ligada ao pagamento de deduções e impostos de renda do produtor de madeira, e maximizar a internalização de todas as operações.

Outra possibilidade seria avaliar economicamente o balanço das externalidades ligadas à geração de eletricidade por madeira, para transferir tais externalidades com um sistema de leilão diferenciado ou um subsídio específico. Por exemplo, a geração a partir de madeira tem um balanço carbono mais favorável que a geração a partir de combustíveis fósseis, e apresenta menos intermitência que a geração eólica ou solar.

4.2 Sugestões para próximos trabalhos

O presente trabalho considerou um modelo de negócio relativamente simples, por exemplo, a compra de toda a madeira de terceiros e a venda da mesma quantidade de eletricidade ano por ano. Um próximo passo importante seria de testar outros modelos de negócios – liberando uma e/ou outra destas limitações, para verificar se isto permite melhorar a competitividade da termelétrica.

Mais especificamente, novas versões poderiam permitir simulações de:

- Venda através do leilão regulado no sistema CVU $\neq 0$, introduzindo as duas modalidades de Inflexibilidade / Receita Fixa e Despacho flexível / CVU, e incorporando a metodologia utilizada pela ANEEL para avaliar os lances no leilão;
- Projeto integrado das produções florestal e de eletricidade, para evitar a perda de caixa ligada ao pagamento de deduções e impostos de renda do produtor de madeira, e maximizar a internalização de todas as operações.

Recomenda-se também atualizar o custeio:

- Cada vez que surgirá no futuro uma política pública com o potencial de alterar expressivamente o modelo de negócio da termelétrica (por exemplo, mecanismo específico de leilão, ou novo subsídio)
- Anualmente com valores revisados de dados macroeconômicos, custos de insumos consumíveis e de madeira (dados para a madeira poderiam provir da atualização da Fase 2 do projeto)
- A cada dois anos com novos tipos de modelos industriais e valores revisados dos custos de construção diretos e custos operacionais fixos.

ANEXO A – FONTES DE INFORMAÇÃO PARA ESTIMATIVA DOS CUSTOS DE INVESTIMENTO DIRETOS

Ano	País	Projeto	Dados de custo recolhidos	Contexto de obtenção
2007	Itália	Pontinia 20 MWe a grelha	Cada equipamento chave e construção civil	Cotações de fornecedores para engenharia conceitual
2009	Itália	Rieti 5 MWe grelha	Cada equipamento chave e construção civil	Cotações de fornecedores para engenharia conceitual
2011	Itália	Strongoli 49 MWe grelha	Cada equipamento chave e construção civil	Cotações de fornecedores para engenharia conceitual
2012	Itália	Crotone 28 MWe grelha	Cada equipamento chave e construção civil	Cotações de fornecedores para engenharia conceitual
2013	Brasil	ERB Cogeração 14 MWe	Caldeira e turbina	Verificação dos contratos de fornecimento já assinados
2013	Brasil	Fibria cogeração 2 x 140 MWe	Termelétrica completa	Cotações de fornecedores para estimativa de custos
2014	Brasil	Confidencial 66 MWe	Subestação para conexão à linha de distribuição ou transmissão Linha de transmissão de 5 km Linha de distribuição de 40 km	Cotações de fornecedores para engenharia conceitual
2014	Brasil	Eldorado cogeração 2 x 125 MWe LFC	Caldeiras	Cotações de fornecedores para engenharia conceitual
2016	Brasil	Confidencial 100 MW LFB	Proposta EPC	Due diligence de proposta de contrato de EPCista
2016	Brasil	Confidencial 150 MW LFC a alta desempenho	Caldeira e turbina (equipamento e montagem)	Cotação de 1 fornecedor para engenharia conceitual
2017	Brasil	Porto Sergipe UTE a gás natural 1.300 MWe	Custos de linha de transmissão	Due diligence do contrato assinado com EPCista

6 ANEXO B - CUSTOS DIRETOS DE INVESTIMENTO PARA OS MODELOS INDUSTRIAIS

6.1 Custos diretos do modelo de 5 MW de potência líquida com 5 km de conexão

Tabela 45. Custos diretos de investimento da termelétrica a grelha de 1 x 5 MW

Item	Custos Diretos (mil R\$)				Total
	Construção civil	Equipamento nacional	Equipamento importado	Equipamento móvel	
Preparação da madeira	2.478	2.724	0	0	5.202
Caldeira	1	36.848	0	0	36.849
Turbogerador	1	8.669	0	0	8.670
Resfriamento	1.406	1.629	0	0	3.035
Subestação	267	1.900	0	0	2.168
Transmissão	678	4.822	0	0	5.500
Equipamento móvel	0	0	0	434	434
Outros postos	2.989	5.681	0	0	8.670
Total	7.820	62.274	0	434	70.527

6.2 Custos diretos do modelo de 25 MW de potência líquida com 5 km de conexão

Tabela 46. Custos diretos de investimento da termelétrica a grelha de 1 x 25 MW

Item	Custos Diretos (mil R\$)				Total
	Construção civil	Equipamento nacional	Equipamento importado	Equipamento móvel	
Preparação da madeira	6.628	7.287	0	0	13.914
Caldeira	1	125.824	0	0	125.825
Turbogerador	1	28.849	0	0	28.850
Resfriamento	0	7.468	0	0	7.468
Subestação	795	5.652	0	0	6.447
Transmissão	678	4.822	0	0	5.500
Equipamento móvel	0	0	0	655	655
Outros postos	8.963	17.036	0	0	25.999
Total	17.065	196.938	0	655	214.658

6.3 Custos diretos dos modelos de 50 MW de potência líquida com 10 km de conexão

Tabela 47. Custos diretos de investimento da termelétrica a grelha de 1 x 50 MW

Item	Custos Diretos (mil R\$)				Total
	Construção civil	Equipamento nacional	Equipamento importado	Equipamento móvel	
Preparação da madeira	15.963	12.018	5.531	0	33.512
Caldeira	6.909	76.909	33.070	0	116.888
Turbogerador	10.052	84.876	0	0	94.928
Resfriamento	11.648	13.497	0	0	25.145
Subestação	925	6.576	0	0	7.500
Transmissão	1.356	9.644	0	0	11.000
Equipamento móvel	0	0	0	2.645	2.645
Outros postos	24.576	34.121	12.593	0	71.289
Total	71.428	237.641	51.194	2.645	362.908

Tabela 48. Custos diretos de investimento da termelétrica LFB de 1 x 50 MW

Item	Custos Diretos (mil R\$)				Total
	Construção civil	Equipamento nacional	Equipamento importado	Equipamento móvel	
Preparação da madeira	15.963	12.018	5.531	0	33.512
Caldeira	7.945	88.445	38.031	0	134.422
Turbogerador	10.052	84.876	0	0	94.928
Resfriamento	11.648	13.497	0	0	25.145
Subestação	925	6.576	0	0	7.500
Transmissão	1.356	9.644	0	0	11.000
Equipamento móvel	0	0	0	2.645	2.645
Outros postos	24.576	34.121	12.593	0	71.289
Total	72.464	249.177	56.155	2.645	380.442

6.4 Custos diretos dos modelos de 100 MW de potência líquida com 10 km de conexão

Tabela 49. Custos diretos de investimento da termelétrica a grelha de 2 x 50 MW

Item	Custos Diretos (mil R\$)				Total
	Construção civil	Equipamento nacional	Equipamento importado	Equipamento móvel	
Preparação da madeira	25.048	18.859	8.679	0	52.587
Caldeira	13.818	153.818	66.141	0	233.777
Turbogerador	20.104	169.752	0	0	189.856
Resfriamento	18.277	21.179	0	0	39.456
Subestação	5.874	36.126	1.319	0	43.319
Transmissão	4.068	28.932	0	0	33.000
Equipamento móvel	0	0	0	5.291	5.291
Outros postos	42.188	58.573	21.617	0	122.379
Total	129.378	487.239	97.756	5.291	719.664

Tabela 50. Custos diretos de investimento da termelétrica LFB de 2 x 50 MW

Item	Custos Diretos (mil R\$)				Total
	Construção civil	Equipamento nacional	Equipamento importado	Equipamento móvel	
Preparação da madeira	25.048	18.859	8.679	0	52.587
Caldeira	15.891	176.891	76.062	0	268.843
Turbogerador	20.104	169.752	0	0	189.856
Resfriamento	18.277	21.179	0	0	39.456
Subestação	5.874	36.126	1.319	0	43.319
Transmissão	4.068	28.932	0	0	33.000
Equipamento móvel	0	0	0	5.291	5.291
Outros postos	42.188	58.573	21.617	0	122.379
Total	131.451	510.312	107.677	5.291	754.730

Tabela 51. Custos diretos de investimento da termelétrica LFC de 1 x 100 MW

Item	Custos Diretos (mil R\$)				Total
	Construção civil	Equipamento nacional	Equipamento importado	Equipamento móvel	
Preparação da madeira	25.048	18.859	8.679	0	52.587
Caldeira	18.271	0	290.844	0	309.115
Turbogerador	21.567	0	182.104	0	203.671
Resfriamento	18.277	21.179	0	0	39.456
Subestação	5.874	36.126	1.319	0	43.319
Transmissão	4.068	28.932	0	0	33.000
Equipamento móvel	0	0	0	5.291	5.291
Outros postos	36.536	50.726	18.721	0	105.983
Total	129.642	155.822	501.667	5.291	792.421

6.5 Custos diretos dos modelos de 150 MW de potência líquida com 20 km de conexão

Tabela 52. Custos diretos de investimento da termelétrica a grelha de 3 x 50 MW

Item	Custos Diretos (mil R\$)				Total
	Construção civil	Equipamento nacional	Equipamento importado	Equipamento móvel	
Preparação da madeira	38.334	28.861	13.283	0	80.478
Caldeira	20.727	230.727	99.211	0	350.665
Turbogerador	30.156	254.628	0	0	284.784
Resfriamento	25.769	29.860	0	0	55.629
Subestação	6.218	46.313	1.396	0	53.927
Transmissão	8.136	57.864	0	0	66.000
Equipamento móvel	0	0	0	7.936	7.936
Outros postos	59.514	82.629	30.495	0	172.637
Total	188.854	730.882	144.385	7.936	1.072.056

Tabela 53. Custos diretos de investimento da termelétrica LFB de 2 x 75 MW

Item	Custos Diretos (mil R\$)				Total
	Construção civil	Equipamento nacional	Equipamento importado	Equipamento móvel	
Preparação da madeira	38.334	28.861	13.283	0	80.478
Caldeira	20.273	225.672	97.038	0	342.983
Turbogerador	26.166	220.940	0	0	247.106
Resfriamento	25.769	29.860	0	0	55.629
Subestação	6.218	46.313	1.396	0	53.927
Transmissão	8.136	57.864	0	0	66.000
Equipamento móvel	0	0	0	5.291	5.291
Outros postos	74.887	103.971	38.371	0	217.230
Total	199.782	713.482	150.088	5.291	1.068.643

Tabela 54. Custos diretos de investimento da termelétrica LFC de 1 x 150 MW

Item	Custos Diretos (mil R\$)				Total
	Construção civil	Equipamento nacional	Equipamento importado	Equipamento móvel	
Preparação da madeira	38.334	28.861	13.283	0	80.478
Caldeira	23.780	0	378.546	0	402.327
Turbogerador	28.070	0	237.017	0	265.087
Resfriamento	25.769	29.860	0	0	55.629
Subestação	6.218	46.313	1.396	0	53.927
Transmissão	8.136	57.864	0	0	66.000
Equipamento móvel	0	0	0	5.291	5.291
Outros postos	44.658	62.002	22.882	0	129.543
Total	174.965	224.901	653.125	5.291	1.058.281

Tabela 55. Custos diretos de investimento da termelétrica LFC de alto desempenho de 1 x 150 MW

Item	Custos Diretos (mil R\$)				Total
	Construção civil	Equipamento nacional	Equipamento importado	Equipamento móvel	
Preparação da madeira	34.929	26.298	12.103	0	73.330
Caldeira	24.689	0	393.017	0	417.706
Turbogerador	31.831	0	268.777	0	300.609
Resfriamento	24.063	27.883	0	0	51.947
Subestação	6.218	46.313	1.396	0	53.927
Transmissão	8.136	57.864	0	0	66.000
Equipamento móvel	0	0	0	5.291	5.291
Outros postos	54.687	75.926	28.021	0	158.633
Total	184.554	234.284	703.314	5.291	1.127.442