

Impactos da Lei 14.300/2022 na Viabilidade Financeira de Investimentos em Usinas de Microgeração de Energia Elétrica à Biogás Proveniente de Efluentes da Suinocultura com foco em Projetos no Oeste do Paraná

Linhares, Y. F., Justino, L. A. W. M.

Resumo—No Brasil, a Geração Distribuída (GD) foi instituída, predominantemente, pela Resolução Normativa – REN n. 482/2012, que instituiu o sistema de compensação de energia elétrica. A Lei 14.300 de 06 janeiro de 2022 trouxe mudanças regulatórias para a geração distribuída, incluindo a cobrança de tarifa pelo uso da infraestrutura da concessionária em períodos nos quais não há geração simultânea ao consumo. Alguns impactos proporcionados por meio das resoluções são melhor qualidade da energia e segurança energética, oferecendo segurança jurídica entre os atores envolvidos do setor (concessionárias, consumidores e prosumidores), promovendo equilíbrio para o sistema elétrico e para o mercado. Contudo, após a cobrança pelo uso da rede, a viabilidade financeira de projetos de GD a partir de biogás tornou-se mais difícil de ser alcançada, no sentido que o plantel mínimo para que os projetos se viabilizassem mudou. O presente trabalho faz um estudo do plantel mínimo que tornava viável para um determinado projeto de GD, a partir do biogás, antes da sanção da Lei 14.300/2022, e a consequente mudança do plantel limiar para atratividade dos projetos.

Palavras chave — Biogás, Energia Elétrica, Fazenda de Energia, Geração Distribuída, Lei 14.300/2022, Marco Legal, Suinocultura.

I. INTRODUÇÃO

A matriz energética mundial é composta em sua predominância por combustíveis fósseis (petróleo, gás, carvão). Ao observar a geração de eletricidade mundial por fonte (matriz elétrica), verifica-se que mais da metade da energia elétrica produzida no mundo é proveniente de combustíveis fósseis, com destaque para o carvão, que representou 33,8% da geração de eletricidade no mundo em 2022, segundo dados de *Statista Research Department* [1]. No Brasil, a matriz elétrica é predominantemente de origem renovável, e as fontes renováveis representaram 88% da oferta interna de eletricidade no Brasil no ano de 2022, conforme os dados do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2023 [2]. Apesar de bastante renovável, a matriz elétrica nacional é fortemente dependente de fontes com características intermitentes ou sazonais, e precisa do complemento de fontes fósseis para garantir a disponibilidade de energia elétrica no

país, especialmente quando se considera os aspectos sazonais das fontes hidrelétricas e a intermitência das fontes solares e eólicas. Tais aspectos evidenciam que ainda há oportunidade de inovação e diversificação no Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

As usinas termelétricas, fotovoltaicas, eliotérmicas e as hidrelétricas, são fontes que participam da Geração Distribuída (GD). Dentre elas, a que ganhou maior destaque devido a um combinado de fatores, como por exemplo, a facilidade de instalação, baixo custo de manutenção, mão de obra capacitada, isenção de impostos [como o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS)], dentre outros, foram os sistemas fotovoltaicos. No caso das usinas termelétricas, citamos as usinas de bagaço de cana, gás natural, resíduos florestais, resíduos sólidos urbanos (RSU) e de biogás. Atualmente, as usinas solares fotovoltaicas detêm aproximadamente 97,4% da potência instalada da Geração Distribuída no Brasil, por outro lado, as usinas termelétricas (incluindo as de biogás) participam somente com 1,6% da potência instalada de Geração Distribuída. Isto torna perceptível a disparidade entre as fontes [3].

No Brasil, a Geração Distribuída foi regulamentada pela Resolução Normativa – REN n. 482/2012, que criou o sistema de compensação de energia elétrica. Esta resolução foi alterada pela REN n. 687/2015, categorizando a compensação em quatro formatos, sendo, a microgeração em até 75kW de geração, e a minigeração em até 5.000 kW. Em 2017, a REN n. 786/2017 trouxe mais detalhes acerca das vedações de enquadramento, eliminando distorções de limite de capacidade, e ampliou o limite de geração elegível ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Por fim, o Marco Legal da Geração Distribuída foi oficializado pela Lei n. 14.300/2022, trazendo, como principal mudança, a cobrança de tarifa pelo uso da infraestrutura da concessionária em períodos nos quais a geração supera o consumo.

Estas resoluções trazem impactos como maior qualidade para a energia e segurança energética, proporcionando segurança jurídica entre os atores envolvidos do setor (concessionárias, consumidores e prosumidores¹), e também equilíbrio econômico financeiro para as concessionárias, para o sistema

¹ Termo cunhado pela junção das palavras “produtor” e “consumidor”.

elétrico e para o mercado de GD. Ao decorrer do surgimento dessas regulamentações houve momentos de maiores incentivos para os primeiros investidores em GD, em outros momentos as concessionárias exigiram a redução de tais incentivos. Verifica-se, portanto, a existência de diferenças entre os modelos de negócio dos projetos que foram implantados antes e após a Lei 14.300 de 2022.

Neste contexto, o objetivo do presente trabalho é analisar o impacto, da viabilidade financeira, com a sanção da Lei 14.300/2022, nos investimentos para a geração de energia elétrica a partir do biogás provenientes de efluentes da suinocultura em terminação. Um dos objetivos específicos é determinar o limiar de plantel para a viabilidade do projeto antes da sanção da Lei, bem como o limiar de plantel de viabilidade para a situação atual, em que o marco legal está instituído no país. Com isso, esse trabalho pretende subsidiar a análise de pequenos produtores da suinocultura em terminação que desejam investir em projetos de geração de energia elétrica, a partir do biogás, além de discorrer sobre os subsídios e regulamentações que foram realizadas no Brasil sobre o tema, e sobre o panorama geral dos impactos, positivos e negativos, da Lei 14.300/2022.

II. OBJETIVOS

O objetivo principal é realizar uma análise da viabilidade financeira de projetos advindos da suinocultura em terminação, na modalidade de microgeração e geração compartilhada antes e após a instituição da Lei 14.300 de 2022, comparando, concomitantemente, o plantel mínimo para que os projetos se tornem viáveis.

A. Objetivos Específicos

De modo a atender o principal objetivo deste trabalho, serão adotados os seguintes objetivos específicos:

- 1) *Realizar diagnóstico sobre o mercado de geração distribuída com foco em usinas de biogás;*
- 2) *Descrever as principais mudanças regulatórias implementadas com a sanção da Lei 14.300 de 2022;*
- 3) *Dimensionar usinas de biogás de geração de energia elétrica para diferentes granjas de terminação, considerando plantéis variando entre 1.000 e 9.000 animais;*
- 4) *Analisar a viabilidade financeira das usinas de energia elétrica à biogás na microgeração, na modalidade de geração compartilhada, antes e após a sanção da Lei 14.300 de 2022;*
- 5) *Apresentar os impactos financeiros decorrentes da sanção da Lei 14.300/2022 para as usinas dimensionadas.*

III. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A. Histórico da Regulamentação da Geração Distribuída

A regulamentação da Geração Distribuída no Brasil passou por diversas etapas, com notas técnicas, resoluções, e por fim, a edição do marco legal. A seguir será descrito o histórico dessas regulamentações.

1) NT 43/2010

Abre consulta pública para receber contribuições visando reduzir barreiras para instalação de geração distribuída de pequeno porte [4].

2) NT 25/2011

Abre audiência Pública para discutir formas de reduzir barreiras para a instalação de pequenos geradores [5].

3) REN 482/2012

Estabelece as condições gerais para o acesso da microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o chamado sistema de compensação de energia elétrica. Nesta resolução foi definido que os projetos de microgeração que tinham potência menor ou igual a 100kW, e minigeração entre 100kW e 1 MW, são permitidos em propriedades residenciais ou não residenciais. Também foi definido pela REN 482/2012 que tais projetos devem produzir energia a partir das fontes incentivadas, tais como energia hidráulica, biomassa, solar e eólica [6].

Como forma de incentivo a esse tipo de fonte, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) adotou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), que regula a troca de energia entre consumidor e concessionária de distribuição de energia. Os créditos excedentes são acumulados nas concessionárias (geração supera o consumo), e os débitos são acumulados quando o consumo supera a geração. No momento do faturamento ocorre o balanço, no qual os créditos acumulados compensam os débitos. O intuito original da Lei era que os produtores não produzissem energia excedente de forma desproporcional ao seu autoconsumo, por isso os créditos gerados acumulados tinham prazo de validade de 36 (trinta e seis) meses para serem utilizados [6].

4) REN 517/2012

Nesta resolução, a ANEEL buscou esclarecer alguns pontos sobre o sistema de compensação. Foi deliberado que os créditos de energia que não foram compensados na unidade de geração poderiam ser utilizados em outras unidades consumidoras que estivessem na mesma área de controle da concessionária, desde que estivesse sobre mesma titularidade [7]. Com o movimento nacional em torno de incentivar a GD, especialmente de fontes renováveis, as modificações trazidas por essa REN levaram a uma tentativa da agência de eximir a cobrança de imposto sobre circulação de mercadoria e serviços (ICMS). Porém, após sua publicação, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) se manifestou sinalizando que o SCEE é um mecanismo de comércio, e sendo assim, lançou o convênio ICMS n 06/2013, afirmando que o sistema de compensação é

uma operação de compra e venda de energia, e que os estados podem vir a taxar. Em abril de 2015 o CONFAZ publicou o convênio ICMS n 16/2015, que autoriza a concessão de isenção do ICMS sobre o SCEE, observando o direito de cada estado aderir à nova concepção.

5) *REN 687/2015*

Nesta resolução, a ANEEL realizou atualizações importantes. Os principais pontos foram o aumento do prazo para uso dos créditos, que passaram de 36 para 60 meses, e a alteração no limite das potências. A microgeração passou a ser no limite de 75kW e a minigeração ficou entre 75kW e 5MW de potência instalada. Além disso, foram abertos novos nichos de consumidores pela criação de três novas modalidades de consumo, sendo o Autoconsumo Remoto, a Geração Compartilhada e Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC) [8].

Outro ponto importante é sobre as alterações no período de aprovação junto à concessionária, que foi reduzido de 82 (oitenta e dois) para 34 (trinta e quatro) dias, e também o incentivo para melhorias e reforço nas instalações dos sistemas de distribuição.

6) *LEI 14.300/2022*

Os incentivos implementados pela RN 687/2015, atrelados ao desenvolvimento do setor de energias renováveis, levaram a um crescimento exponencial da micro e da minigeração no Brasil. A capacidade instalada subiu de 61MW em 2016 para mais de 2GW em 2019 [2]. Em meio a essa expansão a ANEEL anuncia mais uma revisão da REN 482 para evitar subsídios cruzados. A tarifa de energia elétrica que engloba a remuneração pelo uso da rede das distribuidoras é calculada com base no uso de todos os consumidores (englobam os consumidores que produzem sua própria energia e os que não produzem), porém esses custos acabavam sendo cobrados apenas dos consumidores que não produziam sua própria energia, visto que um dos benefícios dos prosumidores no SCEE era a isenção da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Isso pode ser entendido como subsídio cruzado, sendo assim a ANEEL expressou as preocupações com as tarifas mais elevadas, e um efeito domino, que incentivaria os demais consumidores a instalarem usinas próprias e reduzira acentuadamente a arrecadação de pagamento pelos custos da rede para as distribuidoras [9].

Essas discussões geraram grandes movimentos no setor de GD, com isso foram realizadas diversas consultas públicas com os diferentes agentes do setor, discutindo-se acerca de todos os

aspectos, vantagens e desvantagens da geração distribuída para o sistema, bem como as implicações dos subsídios e os impactos desses subsídios no mercado.

A agência chegou a publicar cenários de cobrança pelo uso da rede de forma progressiva, no entanto, as mudanças eram bruscas para o setor e não considerava os investimentos já realizados anteriormente. Com todo o movimento gerado pelo setor da GD, em 2019, foi então apresentado ao Congresso Nacional o Projeto de Lei nº 5829/2019 para a instituição do Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída. Foi proposto neste mesmo período, pelo Ministério de Minas e Energia, as diretrizes nacionais para políticas públicas voltadas a Micro e Minigeração Distribuída no Brasil por meio da Resolução 15/2020. A resolução estabelece com interesse que sejam observadas as seguintes diretrizes:

“I - acesso não discriminatório do consumidor às redes das distribuidoras para fins de conexão de Geração Distribuída; II - segurança jurídica e regulatória, com prazos para a manutenção dos incentivos dos atuais consumidores que possuem Geração Distribuída; III - alocação dos custos de uso da rede e dos encargos previstos na legislação do Setor Elétrico, considerando os benefícios da Micro e Mini Geração Distribuída - MMGD; IV - transparência e previsibilidade nos processos de elaboração, implementação e monitoramento da política pública, com definição de agenda e prazos de revisão das regras para a Geração Distribuída; e V - gradualidade na transição das regras, com estabelecimento de estágios intermediários para o aprimoramento das regras para Microgeração e Minigeração Distribuída - MMGD. [10]”

Nessa resolução, ficou evidente a necessidade de que qualquer alteração ou revisão normativa que alterasse os subsídios existentes, deveria ocorrer de forma gradual e com prazos definidos para trazer segurança jurídica e regulatória para os agentes do mercado de GD e as distribuidoras. O projeto de Lei foi então aprovado pelo congresso nacional e senado em 2021 e foi sancionada pelo presidente da república em 2022 com o intuito de criar uma condição estável para a GD utilizando fontes incentivadas. O Marco Legal da GD visa trazer segurança jurídica para os consumidores, na medida em que os protege das mudanças regulatórias em curtos períodos de tempo [11].

Os principais marcos da Geração distribuída estão apresentados na Figura 1. Entre as mudanças trazidas pela Lei podemos destacar a cobrança de tarifa pelo uso da infraestrutura da concessionária em períodos nos quais a geração supera o consumo. Como já citado anteriormente, quem gerava a própria energia não realizava o pagamento da TUSD. A Lei 14.300/2022 mantém esta definição para as usinas já instaladas e consumidores que solicitaram a conexão à rede de distribuição até 6 de janeiro de 2023, isso se chama direito adquirido.

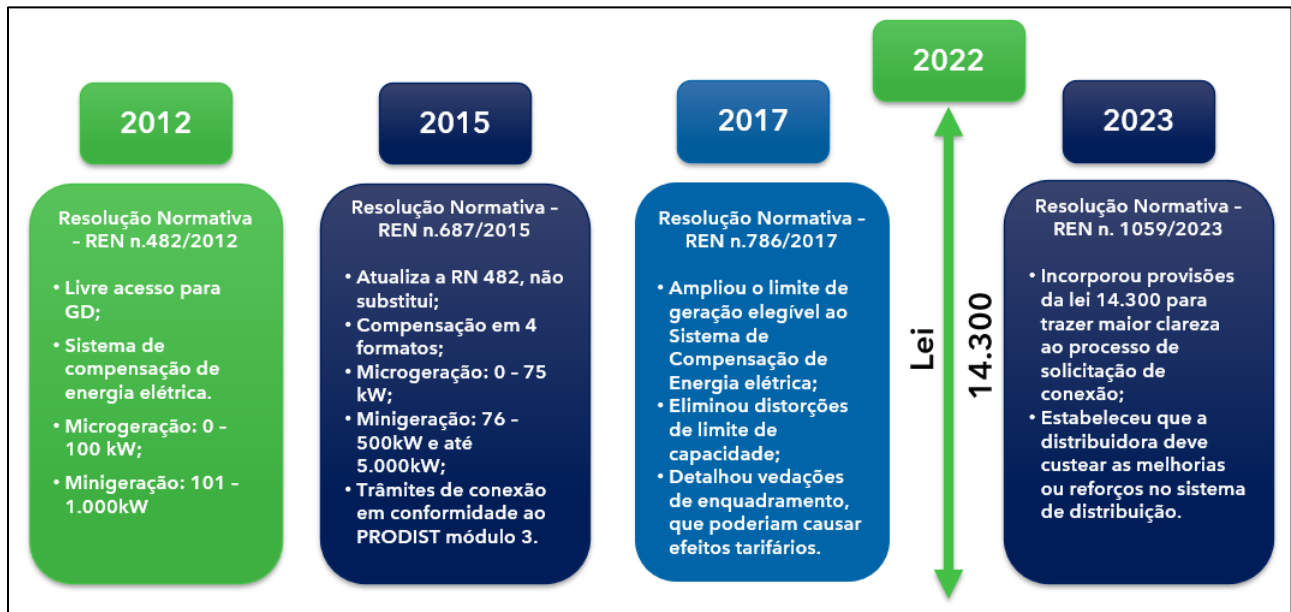


Figura 1 Resumo dos principais marcos da Geração Distribuída. (Adaptado de [12]).

Como pode ser visto na Figura 2, a tarifa de energia elétrica é composta por duas componentes, a TE e a TUSD. A TE é a componente da tarifa que remunera a geração de energia elétrica e a TUSD é a componente da tarifa que remunera as distribuidoras pela prestação do serviço de distribuição. A TUSD é composta por encargos e perdas e também o custo do transporte, sendo dividido entre Fio A e Fio B.

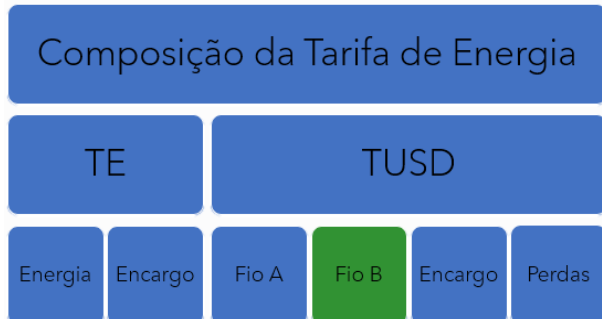


Figura 2 Composição da Tarifa de Energia Elétrica.

A cobrança pelo uso da rede trazida pelo marco legal para aqueles que investirem em sistemas de micro ou minigeração a partir do início de 2023, será somente em cima do componente da tarifa Fio B. Ela está sendo realizada de forma gradual pelos próximos anos, com acréscimo de 15% a cada ano, conforme Tabela 1.

Tabela 1 Regra de cobrança da TUSD Fio B.

Ano	Porcentagem de Cobrança do Fio B
2023	15%
2024	30%
2025	45%
2026	60%
2027	75%
2028	90%

A Lei 14.300/2022 trouxe segurança jurídica e regulatória para todos os agentes envolvidos no setor de GD, porém trouxe também impactos financeiros nos projetos que produzem energia para compensar em outras unidades consumidoras, ou que fazem o uso da rede na modalidade autoconsumo remoto e geração compartilhada.

Para classificar os consumidores participantes do sistema de geração distribuída de acordo com as regras de compensação, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória – REH 3.169/22. Essa regulamentação classifica os participantes do sistema de compensação em 3 grupos: GD I, GD II e GD III. As usinas existentes, ou que foram protocoladas até o dia 07/01/2023, são classificadas como GD I e continuam com a regra antiga do sistema de compensação, na qual não há cobrança pelo uso da rede.

A GD II engloba as usinas que solicitaram as conexões após o dia 08/01/2023, enquadradas como autoconsumo local, Empreendimentos com Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC), autoconsumo remoto até 500kW, geração compartilhada até 500kW e fontes despacháveis de qualquer modalidade. Para essas usinas incide a cobrança de uma porcentagem da TUSD Fio B, conforme a Tabela 1.

O grupo GD III é composto por usinas com potência acima de 500kW em autoconsumo remoto e geração compartilhada quando uma beneficiária tiver mais que 25% da distribuição dos créditos excedentes. Para esse caso, a partir de 2023 já é realizada a cobrança de 100% da TUSD fio B e mais 40% da TUSD Fio A e demais encargos.

Na Tabela 2 a seguir estão apresentadas as principais regras para os três grupos:

Tabela 2 Resumo Regras de Transição [13].

ITEM	GD I	GD II	GD III
COBRANÇA	Compensação integral dos componentes tarifários. (Não há a cobrança pelo uso da rede até 2045).	% Fio B (2023 -15%, 2024 - 30%, 2025 - 45%, 2026 - 60%, 2027 - 75%, 2028 - 90%)	100% Fio B + 40% do Fio A + TFSEE E P&D (De 2023 até 2028 ou 2030)
MARCO	Conexões protocoladas até 07/01/2023	Conexões protocoladas a partir do dia 08/01/2023	Conexões protocoladas a partir do dia 08/01/2023
ENQUADRAMENTO	Todas as modalidades	<ul style="list-style-type: none"> • Autoconsumo Local EMUC • Autoconsumo Remoto até 500kW • Geração compartilhada até 500kW (beneficiária com < 25% dos excedentes, Fontes despacháveis – qualquer modalidade) 	<ul style="list-style-type: none"> • Autoconsumo remoto >500kW • Geração Compartilhada >500kW (beneficiária com (> 25% dos excedentes)
NORMATIVOS	Art. 26 Lei 14.300/22 Art 655-O REN 1.000/21 Art 1º REH 3.169/22	Art. 27 Lei 14.300/22 Art 655-P REN 1.000/21 Art 1º REH 3.169/22	Art. 27 Lei 14.300/22 Art 655-P REN 1.000/21 Art 1º REH 3.169/22

B. Histórico do Mercado de Energia Elétrica que surgiu com a REN 482/2012 e 687/2015

Em consonância com a busca por formas de regulamentação de pequenos geradores de energia, como geração descentralizada, a geração de energia elétrica no Brasil, em centrais de autoprodutores e serviço público, aumentou cerca de 3% de 2021 para 2022, ano base considerado para o Balanço Energético Nacional (BEN) [2].

A autoprodução de Energia (APE), em 2022, foi responsável por 18,6% do total de energia elétrica produzida, correspondendo a 126 TWh, onde quase 60% deste total não foram injetados na rede, sendo produzidos e consumidos diretamente pela própria instalação geradora [2].

Além do autoconsumo local e/ou remoto, outro modelo de negócio que surgiu com a regulação da geração distribuída no Brasil foi a Locação de Usinas.

1) Locação de Usinas

A locação de usinas funciona da seguinte forma [14]:

- a. A energia elétrica é gerada em uma Usina (hidrelétrica, solar, termelétrica, eólica) e injetada na rede elétrica gerando créditos de energia.
- b. Os créditos de energia são divididos e utilizados em unidades consumidoras, com o mesmo CNPJ, e dentro da mesma distribuidora de energia, proporcionando uma redução do custo de energia.

O modelo de negócio de locação de usinas funciona como aluguel de equipamentos, e se popularizou no Brasil como as chamadas fazendas de energia [15].

Os créditos de energia são utilizados por consumidores que não podem ser prossumidores. São consumidores que não possuem áreas disponíveis para implantação de usina própria. Também se caracterizam nessa modalidade, empresas que são locatárias de suas instalações e não podem realizar a instalação de usinas junto a carga. Todos esses perfis de consumidores, que não podem instalar seu próprio sistema de geração, podem se reunir em um consórcio ou cooperativa, que realiza o aluguel da usina de produção de energia e faz o uso dos créditos de energia. A economia com os custos de energia elétrica para esses consumidores fica em torno de 15%.

A locação pode ser realizada considerando duas modalidades, a chamada geração compartilhada e o autoconsumo local e/ou remoto. Essas modalidades são definidas pela Lei 14.300/2022 [11] como:

“I – autoconsumo local: modalidade de microgeração ou minigeração distribuída eletricamente junto à carga, participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), na qual o excedente de energia elétrica gerado por unidade consumidora de titularidade de um consumidor-gerador, pessoa física ou jurídica, é compensado ou creditado pela mesma unidade consumidora;

II – autoconsumo remoto: modalidade caracterizada por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou pessoa física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;

[...]

X - geração compartilhada: modalidade caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício, ou qualquer outra forma de associação civil, instituída para esse fim, composta por pessoas físicas ou jurídicas que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora; [11]”.

A maioria dos modelos de negócio para usinas de biogás se enquadra na modalidade de geração compartilhada. Isso se dá pelo fato de que na geração compartilhada quem estará realizando o aluguel da usina é um consórcio ou cooperativa formado por um grupo de consumidores de pessoas físicas ou jurídicas. Considerando o alto volume energético produzido por uma planta de biogás, a probabilidade de encontrar consumidores que poderiam realizar o consumo de todo o volume energético é baixo. Por isso, um consórcio ou cooperativa é composto por um grupo de consumidores que realizará o consumo desse bloco energético através do sistema de compensação de créditos.

Na modalidade de autoconsumo remoto, anteriormente era possível obter uma vantagem financeira pelo convênio estadual CONFAZ 16/2015, o qual instituiu uma política concedendo isenção do ICMS na compensação dos créditos na geração distribuída para projetos de até 1MW, para os estados que aderissem. O Paraná aderiu ao convênio, porém, num período que teve duração de 4 (quatro) anos, que ocorreu entre 01/07/2018 até 01/07/2022. Essa isenção tornava os projetos na modalidade autoconsumo remoto mais atrativo financeiramente.

C. Geração de Energia Elétrica em Micro e Mini Geração a Partir do Biogás

Em 2010 foi implantada a primeira usina de geração de energia elétrica a biogás em GD autorizada pela ANEEL, que permitiu o desenvolvimento pela Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL) do programa de Geração Distribuída com Saneamento Ambiental. Essa usina foi implantada na Granja Colombari, uma granja de suínos em fase de engorda para terminação [16].

A implantação dessa usina foi realizada com o apoio da

Assessoria de Energias Renováveis (ER.GB), criada pela Itaipu no ano de 2008, e também com o apoio do Parque Tecnológico Itaipu (PTI), que implantou o programa de aplicações de energia de fontes renováveis em geração distribuída [17]. O tratamento dos efluentes por meio do sistema de biodigestão permitiu à Granja Colombari resolver seu passivo ambiental e ainda gerar energia elétrica perto dos locais de consumo, além de consumir era possível vender o excedente gerado. Porém, após a publicação da Resolução n. 482 de 2012 da ANEEL, a Granja Colombari não receberia mais pela energia excedente injetada na rede, porém, receberia créditos de energia que poderiam ser compensados quando não estivesse produzindo sua própria energia.

Após a publicação da REN 482/2012 foram surgindo diferentes modelos de negócio, sendo necessário buscar alternativas para os produtores rurais que desejassem realizar o aproveitamento energético do biogás produzido pelos efluentes.

Para os produtores rurais que possuem consumo próximo ao seu potencial de geração, a implantação dessas usinas atende a sua carga interna, e a receita do investimento entra como um custo evitado. Tais produtores podem ser denominados como os prossumidores.

Conforme mencionado na seção anterior, um modelo de negócio que surgiu para os produtores que não possuíam alto consumo de energia foi a Locação de Usinas ou as chamadas fazendas de energia, o que resultou em uma alternativa de renda extra para o produtor rural.

Com foco nas granjas de suíno terminação, essas possuem um consumo baixo de energia elétrica e alta capacidade de produção de energia, resultando em uma quantidade alta de energia elétrica injetada na rede de distribuição que estão

normalmente nos fins de linha de distribuição e aumentam a qualidade da energia nas pontas de rede, trazendo segurança energética.

Desta forma, para esses produtores, o modelo de negócio de aluguel de usinas, enquadrada em autoconsumo remoto ou geração compartilhada, é o que traz uma receita para o projeto e assegura a remuneração pelo investimento.

Conforme dados apresentados na Figura 3 é possível visualizar um crescimento exponencial no número de plantas de biogás desde o ano de 2012. Em dez anos a quantidade de plantas de biogás em operação ou construção aumentou de 75 para 885. Isso mostra o crescimento do setor principalmente depois da regulamentação do setor de geração distribuída no ano de 2012 pela REN 482 da ANEEL.

Segundo o Panorama do Biogás [18], documento elaborado pelo CIBiogás, a geração de energia elétrica movida a biogás é a aplicação energética do biogás mais difundida no Brasil. As usinas de biogás com infraestrutura para a geração de energia elétrica representaram cerca de 86% das usinas de biogás em operação no país, no último ano. O volume de biogás destinado para essa aplicação, correspondente a 2,08 bilhões de Nm³/ano, logo 72% do biogás total produzido no país, foi destinado para geração de energia elétrica no ano de 2022.

Com relação à origem dos substratos, as três principais fontes são agropecuárias, indústria e saneamento (aterros sanitários, usinas de tratamento de resíduos orgânicos e estações de tratamento de esgoto - ETE), sendo que [18]:

- Agropecuária: 78% das plantas em operação;
- Indústria: 12% das plantas em operação;
- Saneamento: 10% das plantas em operação;

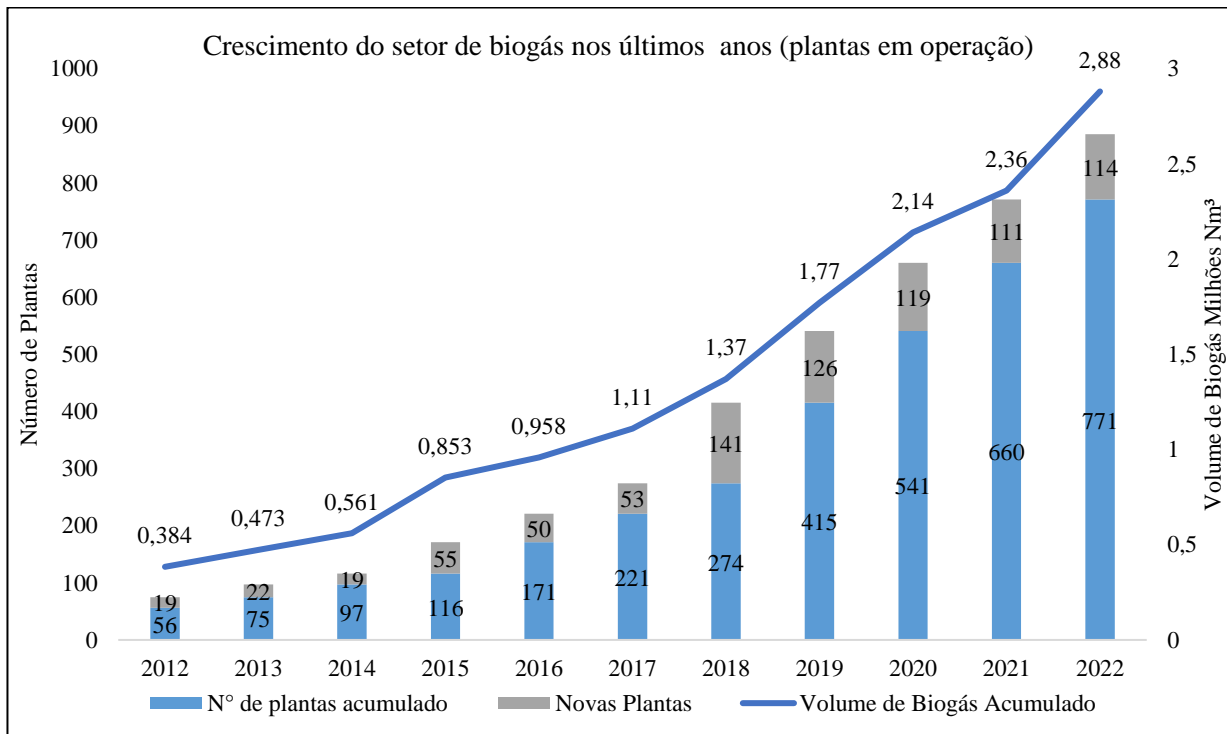


Figura 3 Crescimento do setor de biogás nos últimos anos (plantas em operação) [18].

Na Tabela 3 é possível visualizar a quantidade de usinas de biogás em operação por fonte de substrato e também por aplicação energética. O setor de saneamento, em volume de biogás, é o mais importante do Brasil, representando 74% do total produzido em 2022, apesar de apresentar um número bastante inferior de plantas (10% do total em operação). Já as unidades utilizando resíduos da agropecuária representam apenas 10% do volume de biogás gerado, porém, em número de plantas chegam a 79% das unidades em operação [18].

Tabela 3 Plantas em operação e volume de biogás por fonte de substrato [18].

Caracterização das Plantas de Biogás em Operação				
Uso do Biogás	Agropecuária	Indústria	Saneamento	Total
Energia elétrica	647	37	79	763
Energia mecânica	6	0	0	6
Energia Térmica	29	63	4	96
GNR/Biometano	4	8	8	20
Total Geral	686	108	91	885

Como pode ser visto na Tabela 3, o setor agropecuário possui um papel importante no crescimento e desenvolvimento do mercado de biogás no Brasil, em consequência do mercado expressivo de proteína animal, que resulta em resíduos orgânicos disponíveis em quase todo o território brasileiro. Nos últimos três anos, o número de plantas em operação no setor agropecuário teve um crescimento médio de 17% [18]. Esse crescimento acentuado aponta para o desenvolvimento do mercado e evidência a importância dos subsídios criados para expansão do setor e das fontes incentivadas.

Ainda segundo dados do Panorama do Biogás [18], das 686 plantas, 94% (647 plantas) possuem como principal aplicação a geração de energia elétrica, com uma potência média instalada de 0,08 MWe.

D. Usinas de Biogás

A digestão anaeróbia é um processo metabólico complexo que obtém da transformação de material orgânico o gás composto principalmente por dióxido de carbono e metano. Este processo depende de atividades conjuntas de uma associação de microrganismos em condições anaeróbias [19]. O processo de digestão anaeróbio é dividido em quatro etapas: hidrólise, acidogênese, acetogênese e metanogênese.

O gás proveniente do processo de digestão anaeróbia, biogás, é constituído principalmente por metano (50 a 70%) e dióxido de carbono (30 a 45%), sendo composto também em menores

quantidades de hidrogênio, amônia, oxigênio e outros gases traço (0 e 3%) [19]. Dentre estes compostos, o metano é o gás de maior interesse, uma vez que este confere o poder calorífico do combustível, ou seja, um alto potencial de combustão e aplicação energética.

Para produção de biogás existem atualmente diferentes tecnologias que são selecionadas para cada projeto conforme as características do substrato e recurso financeiro para o projeto. Existem ainda diferentes aplicações energéticas para o biogás. Para produção de energia elétrica utiliza-se grupo motogerador à combustão. Uma usina de biogás como um todo pode ser dividida em 5 etapas, sendo elas: pré-tratamento da biomassa, tratamento da biomassa, pós-tratamento da biomassa, tratamento do biogás e aproveitamento energético do biogás [19].

Existem diferentes tecnologias para produção de biogás que são selecionadas conforme a característica do substrato e o recurso financeiro disponível. O sistema de pré-tratamento é composto por uma caixa de decantação. Por se tratar de uma biomassa com apenas 3% de sólidos totais, o biodigestor mais indicado é o de lagoa coberta. Para utilização do biogás no motogerador para produção de energia elétrica é necessário realizar o tratamento do biogás retirando a umidade e também o ácido sulfídrico (H_2S) [19].

A retirada de umidade é realizada por equipamentos comumente chamados de desumidificadores e/ou secadores. Já o tratamento para o H_2S , geralmente pode ser realizado diretamente no biodigestor, ao se inserir ar ou oxigênio na cúpula de armazenamento do biogás (dessulfurização biológica ou biodessulfurização), ou por meio de torres de carvão ativado, também chamadas de filtros de carvão.

A escolha da tecnologia de tratamento de biogás depende do porte da planta, tanto com relação ao emprego biogás em determinado equipamento, quanto com relação à tecnologia embutida no sistema.

Na Figura 4 pode-se observar um fluxograma simplificado de uma usina de biogás utilizando efluente da suinocultura para geração de energia elétrica utilizado neste trabalho. Para o pré-tratamento da biomassa é utilizada uma caixa de decantação para evitar que os sólidos fixos como areia não entrem no sistema de biodigestão. A entrada desses sólidos implicaria uma diminuição ao logo do tempo do volume útil do biodigestor. O biodigestor utilizado é o de lagoa coberta. O digestato pode ser encaminhado para as lagoas de armazenamento e posteriormente utilizado com fertilizante. O biogás produzido passa por um sistema de tratamento que é a biodessulfurização biológica e a desumidificação antes de entrar no motogerador para gerar energia elétrica.

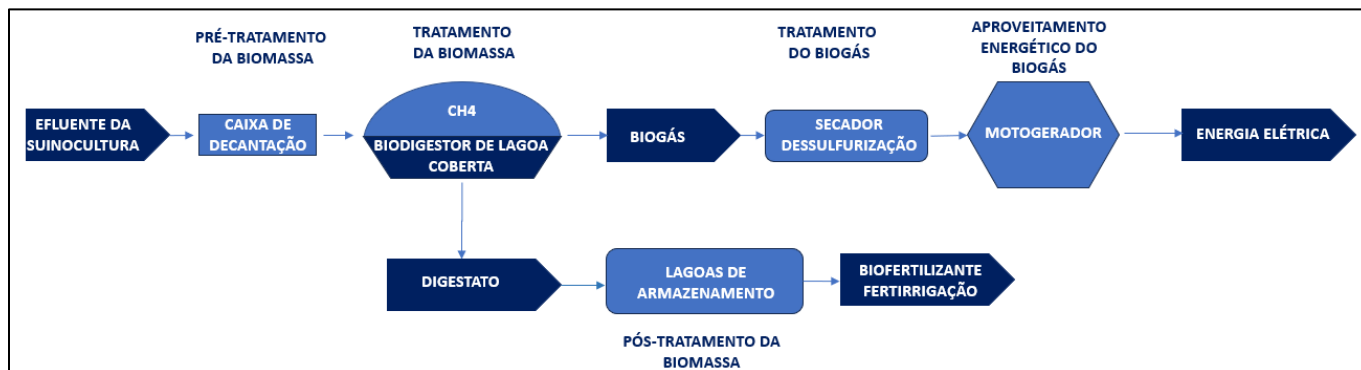


Figura 4 Fluxograma de uma Usina de Biogás (elaboração própria).

1) Usinas de Biogás Proveniente de Efluentes da Suinocultura no Oeste do Paraná

O Estado do Paraná possui números expressivos na pecuária, somando R\$ 55 bilhões na produção de proteína animal, de acordo com o ranking do Valor Bruto de Produção (VBP), no período de julho de 2022 a julho de 2023 [20].

Dentre os municípios com maior representatividade, quatro estão localizados na região Oeste do Estado: Cascavel, Toledo, Marechal Cândido Rondon e Assis Chateaubriand [21].

No entanto, os aspectos econômicos positivos travam em um grave problema ambiental: a destinação correta dos resíduos produzidos na atividade.

Com relação especificamente aos dejetos provenientes da suinocultura, de acordo com a Empresa Brasileira de Pesquisa e Agropecuária (EMBRAPA), um suíno em terminação pode produzir cerca de 7 litros de dejetos por dia. É neste cenário que as usinas de biogás vêm crescendo exponencialmente na região, com intuito de diminuir este passivo ambiental e gerar renda ao produtor.

Assim, das 647 plantas de biogás proveniente de fonte agropecuária, com aplicação em geração de energia elétrica, 134 estão localizadas no estado do Paraná, com elevada concentração no Oeste do estado, conforme é possível observar na Figura 5.

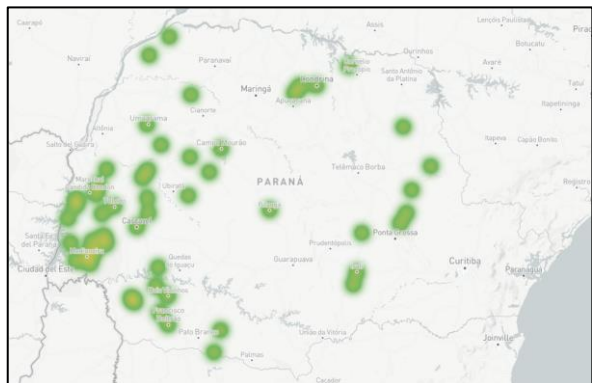


Figura 5 Mapa representativo do Estado do Paraná com a concentração de plantas por região [22].

E. Análise de Investimentos

Para a tomada de decisão na análise de viabilidade econômico-financeira de projetos do tipo *greenfield*², diferentes métricas podem ser adotadas [23]. As principais métricas utilizadas para tomada de decisão de investimento são o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback descontado*.

1) Valor Presente Líquido

O VPL é obtido por meio do cálculo da projeção do fluxo de caixa livre produzido pelo projeto ao longo do tempo de análise, que equivale ao tempo de vida útil do projeto, trazido ao valor presente, considerando o custo de oportunidade do capital, que é uma taxa de juros pré-determinada que geralmente é maior ou igual à taxa de retorno oferecida de outros investimentos com risco menor ou equivalente, e depois subtraído o valor do investimento inicial [23].

O VPL é dado pela seguinte equação:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} - VI \quad (1)$$

Onde n é o número total de períodos analisados, i é o custo de capital, C_t é o fluxo de caixa futuro na data t e VI é o valor do investimento inicial.

Se o VPL for positivo, o investimento vale a pena, pois executá-lo é equivalente a receber um pagamento igual ao VPL. Se for negativo, o projeto terá prejuízo, portanto, o investimento deverá ser rejeitado. Esse método permite reconhecer o valor do dinheiro no tempo e a decisão se um projeto deve ou não ser executado. No entanto, é recomendado utilizá-lo em conjunto com outros critérios. O VPL é uma métrica de extrema importância pois pode ser utilizado para comparar diferentes projetos visto que traz o valor do dinheiro nos dias de hoje. Quanto maior o VPL maior a atratividade do projeto.

² Projetos do tipo *greenfield* são projetos que iniciam do zero e se desenvolvem a partir do investimento [20].

2) Taxa Interna de Retorno

A TIR é a taxa de desconto que torna nulo o VPL. A regra de tomada de decisão desse método é fazer o investimento no projeto sempre que a TIR for maior que a taxa mínima de atratividade (TMA) [23]. O ideal é utilizar essa métrica em conjunto com a análise do VPL.

A TIR é dada pela seguinte equação:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1 + TIR)^t} - VI \quad (2)$$

3) Payback

O *payback* indica o período de recuperação do investimento inicial por meio do cálculo do tempo que será necessário para que os fluxos de caixa futuros acumulados igualem ao investimento inicial.

O *payback* pode ser aplicado de duas formas: *payback simples* e *payback descontado*. A diferença entre os dois é que o *payback descontado* considera uma taxa de desconto nos fluxos de caixa projetados, trazendo-os para o valor presente. Assim, permite a comparação com o investimento inicial na mesma base temporal [23].

F. Análise de financiamento

O crédito rural pode ser definido como o financiamento que auxilia produtores rurais com a expansão das operações, os investimentos ou o custeio da produção e comercialização dos produtos [24]. Existem diversas modalidades de crédito rural, entre elas podemos citar algumas como o Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar (Pronaf), o Pronamp, InovaAgro e Programa ABC [25].

O Sistema Nacional de Crédito Rural (SNCR) resguarda o financiamento para atividades agropecuárias que é derivado da Lei 4.595/1964. Os produtores rurais possuem benefícios ao solicitar o crédito rural, entre eles taxas de juros reduzidas e prazos e pagamento facilitados. A taxa de juros pode variar, na maioria dos casos, de 0,5% a 10,5% ao ano conforme modalidade de crédito escolhida [25].

Em 2021, no Estado do Paraná foi criado o Programa Paraná Energia Rural Renovável – Renova PR que foi desenvolvido pelo Governo do Estado do Paraná através da Secretaria da Agricultura e do Abastecimento e o Instituto de Desenvolvimento Rural (IDR-Paraná). O objetivo do programa é ajudar os produtores rurais do estado na competitividade dos seus negócios por meio do investimento em fontes de energia renovável que venham a diminuir os custos da sua produção [26]. Em 2023 completou dois anos desde o seu lançamento, atingindo a marca de quase sete mil projetos de energia renovável que foram subsidiados pelo Banco do Agricultor Paranaense. Um dos objetivos do programa é estimular os financiamentos desse tipo de projeto que terão juros subsidiados pelo fomento Paraná com recurso do fundo de desenvolvimento econômico. O benefício foi

estendido aos agricultores enquadrados na linha Pronaf [27].

Os projetos de biogás podem ter a subvenção total das taxas de juros para financiamentos de até R\$ 2 milhões de reais para pessoas físicas e de até R\$ 20 milhões para CNPJ's. Nesse trabalho é realizada uma análise de financiamento para verificar em quais casos é possível que a parcela do financiamento se pague apenas com o resultado financeiro do projeto [27].

O cálculo da parcela do fixo do financiamento se conforme equação a seguir (Adaptado de [28]):

$$p = \frac{q_0 \times j}{1 - (1 + j)^{-n}} \quad (3)$$

Onde n é o número de parcelas do financiamento, j é a taxa de juros mensal, q_0 é o valor total financiado e p é o valor da prestação mensal.

IV. METODOLOGIA

Para realização da análise comparativa dos impactos da lei 14.300/2022 serão consideradas diferentes propriedades de suínos em terminação variando o plantel dos animais instaladas na área de distribuição da COPEL. O intuito é avaliar a viabilidade dos projetos para diferentes portes de propriedades que se enquadram ainda como microgeração antes e após a regulamentação.

A análise de viabilidade financeira é uma das etapas mais importantes na tomada de decisão pelo investimento. O investidor deve concluir se o projeto é viável financeiramente em um ou mais. Sendo assim será construído um modelo econômico financeiro para as premissas adotadas nesse projeto. Esse modelo busca representar o que irá acontecer na realidade após a implantação do projeto por isso deve englobar as premissas mais próximas do cenário real.

Para que o modelo esteja representando o mais próximo possível da realidade futura, ele deve contemplar premissas técnicas e econômicas adequadas pelos anos de operação ou vida útil do projeto.

Um suíno em terminação varia sua produção de dejetos ao longo da sua fase de crescimento O efluente da suinocultura é composto de dejetos, urina e água. Segundo a Embrapa a produção média de efluentes é de 7 Litros por cabeça por dia. O manejo de cada propriedade varia sendo assim as características físico-químicas dos efluente pode variar também de propriedade para propriedade e também ao longo do ano conforme o uso da água. Essa composição é fator importante pois o volume de efluentes dentro do sistema de biodigestão impacta no tempo de retenção hidráulico. Para essa análise será considerado a produção diária (PD_c) de 10 litros por cabeça para que o sistema de biodigestão tenha um volume maior para comportar possíveis oscilações e também um tempo de retenção (TRH) de 35 dias. A Produção de efluentes (PE) da granja e o Volume do Biodigestor ($V_{\text{Biodigestor}}$) podem ser calculados pelas equações abaixo. Note que, essas variáveis estão ligadas ao plantel que é

quantidade de animais que uma granja comporta.

$$PE = Plantel \times PD_c \quad (4)$$

$$V_{Biodigestor} = PE \times TRH \quad (5)$$

O CIBiogás [29] realizou estudo de potencial de produção de biogás para o dejetos de suínos em terminação no oeste do paraná. Segundo a nota técnica emitida pelo CIBiogás um animal em termincao pode produzir cerca de 0,12 m³ ou 0,16m³ de biogás por dia. Essa producao está atrelada a eficiência do sistema de biodigestão instalado.

Tabela 4 Producao de dejetos e de biogás por animal [29].

MCF	Prod. de dejetos (m ³ /animal/dia)	Biogás (m ³ /animal/dia)	Biogás (m ³ /m ³ dejetos)
60%	0,0046	0,12	26,08
80%	0,0046	0,16	34,78

Considerando um fator tecnológico de 60% identificou-se que um suíno em termincao produz em média 0,12 m³ de biogás por dia (corresponde o fator de producao de biogás por cabeca - $FPB_{cabeca}$). Foi considerado também que cada ciclo de criacao dura 110. O vazio sanitário  o período no qual a granja fica sem animais e conseqüentemente sem a producao de dejetos.

$$PB_{diária} = Plantel \times FPB_{cabeca} \times \frac{Dias \ de \ alojamento}{365} \quad (6)$$

Onde $PB_{diária}$ corresponde  producao de biogás diária do plantel total.

A composicao do biogás produzido pode variar diariamente por se tratar de um processo biológico. A porcentagem de metano  quem determina o poder calorífico do biogás e conforme a composicao do biogás ou poder calorífico varia o consumo de biogás para gerar a mesma quantidade de energia também varia. Segundo o *Datasheet* do fabricante do grupo motogerador [30] temos um consumo de 47 m³ de biogás por hora para produzir 75kW. Sendo assim, o fator de conversão de biogás para energia pode ser calculado pela equao 7.

$$PE_{energia} = PB_{diária} \times \frac{Potência}{Consumo} \quad (7)$$

A producao de energia de uma planta varia diretamente conforme a disponibilidade de biogás, e este varia conforme a disponibilidade de efluente. Sendo assim, considerando a mesma potência instalada teremos fatores de capacidade diferentes para cada usina de acordo com o plantel. Utilizando esses dados e variando o plantel será possível

dimensionar a usina por meio do levantamento do custo de implantacao (CAPEX³) e custo de operao e manuteno (OPEX⁴) para diferentes plants de animais. Com esses dados  possível realizar um estudo de viabilidade financeira do projeto para cada plantel escolhido utilizando o Microsoft Excel para elaborao do fluxo de caixa do projeto e cáculo das métricas de análise de viabilidade financeira citadas na sessão anterior.

Cabe ressaltar que para as análises de viabilidade financeira de um projeto  de suma importância a construo de cenários variando-se premissas de risco para o projeto. Existem diferentes metodos para essa análise.  possível realizar a variao de premissas coletivamente ou realizar uma análise de sensibilidade. A análise de sensibilidade consiste em realizar variao isoladas ou combinadas de fatores críticos e medir o seu impacto nos indicadores do projeto [23]. Para esse estudo será realizada uma análise simples de sensibilidade alterando apenas o OPEX.

V. RESULTADOS

A. Potencial de Producao e dimensionamento da Usina

Com as considerao descritas no capítulo anterior e utilizando as equao (1), (2), (3) e (4)  possível calcular a produo de efluentes diária, a produo de biogás e a produo de energia de acordo com o plantel das propriedades. Os dados obtidos em funo dos plants estão descritos na Tabela 5. A produo de biogás está diretamente relacionada a disponibilidade de efluentes. Observa-se que para todos os plants analisados foi considerado o mesmo sistema de gerao de energia elétrica composto por um grupo motogerador de 75kW. Essa premissa foi adotada visto que no mercado não estão disponíveis variedades de motogeradores movidos  biogás com baixa potência. Entre os motogeradores disponíveis com potência inferior a 75kW há pouca diferença de custo tendo em vista que se utiliza a mesma máquina primária (motor) alterando apenas a máquina secundária (alternador).

Os plants assumidos foram a partir de 2.000 até 9.000 animais. Observa-se que para cada plantel temos uma produo de efluentes e conseqüentemente uma produo de biogás e energia proporcionais. Para um plantel de 2.000 animais o fator de capacidade da usina  muito baixo girando em torno de 21%. Conforme o aumento desse plantel esse fator de capacidade aumenta podendo chegar em até 92% respeitando apenas as paradas do grupo motogerador para manuteno preventivas. A partir de um plantel de 6.000 animais já temos a operao do motogerador por cerca de 15,3 horas por dia que corresponder a um fator de capacidade acima de 60%. Uma das estratégias utilizada também pelos produtores  a instalao de uma usina já prevendo sua ampliao futura, ou seja, realizam o investimento em um sistema de biodigestão para um plantel maior do que o atual já prevendo que no futuro irão de fato aumentar o plantel.

³ Sigla da expressão inglesa *CAPital EXpenditure*.

⁴ Sigla proveniente da abreviao da expressão em inglês *Operational EXpenditure*.

Tabela 5 Dimensionamento Produção de Biogás e Energia para diferentes planteis (Elaboração Própria)

Plantel	2.000	3.000	4.000	5.000	6.000	7.000	8.000	9.000	Unidade
Produção de Efluente	20	30	40	50	60	70	80	90	m ³ /dia
Produção de Biogás	240	360	480	600	720	840	960	1080	m ³ /dia
Produção de Energia	383	574	766	957	1149	1340	1532	1723	kWh/dia
Potência do Motor	75	75	75	75	75	75	75	75	kW
Horas de operação	5,1	7,7	10,2	12,8	15,3	17,9	20,4	22,0	h/dia
Fator de Capacidade	21%	32%	43%	53%	64%	74%	85%	92%	
Energia Gerada por mês	11.066	16.600	22.133	27.666	33.199	38.733	44.266	49.799	kWh/mês
Energia Gerada por ano	133	199	266	332	398	465	531	598	MWh/ano
Volume Biodigestor	700	1050	1400	1750	2100	2450	2800	3150	m ³

B. Levantamento de CAPEX e OPEX

Para iniciar a análise de viabilidade financeira o primeiro valor a ser considerado é o custo de investimento na Usina (CAPEX). Esse custo deve conter todas as despesas que serão necessárias para implantação do projeto. Sendo assim, após o dimensionamento com base nos dados da Tabela 5 foi realizado o levantamento dos principais itens necessários para implementação de uma Usina de Biogás. O custo desses itens foi adquirido com base em orçamentos realizados com empresas do mercado no ano de 2023, entre elas destaca-se a Enermac que é uma empresa especializada na implantação de projetos de usinas de biogás localizada na cidade de Cascavel no Paraná. Tais dados estão sujeitos a alterações de valores por atualizações das empresas, mas também por particularidades de cada projeto. Para o cálculo das tubulações e instalações elétricas foram consideradas distâncias mínimas entre cada sistema. O CAPEX foi dividido em cinco itens conforme descrito na lista a seguir e ilustrado na Figura 6 de acordo com cada plantel analisado:

i. Licenciamento Ambiental e Projetos

- Projetos executivos
- Projeto de Microgeração Distribuída
- Licenciamento Ambiental

ii. Sistema de Tratamento da Biomassa

- Caixa de Decantação
- Tubulações e caixas de passagem
- Biodigestor de lagoa coberta com agitação mecânica

iii. Sistema de Tratamento de Biogás

- Biodessulfurização
- Secador de Biogás
- Tubulações de condução de Gás

iv. Sistema de Geração de Energia elétrica

- Grupo Motogerador à Biogás
- Painel de Gerenciamento de Motogerador
- Painel de Proteção e Seccionamento de Rede

v. Infraestrutura

- Casa de Máquinas de Alvenaria acabamento simples em blocos
- Instalações elétricas e aterramento
- Padrão de Entrada de Energia

Alguns custos não foram considerados nesse levantamento pelas premissas adotadas e por serem custos particulares de cada propriedade. Entre os custos não considerados temos custos relacionados a aquisição de terreno, a premissa adotada foi de que o produtor já possui área disponível para a implantação da usina. O segundo item não considerado foram as lagoas de armazenamento de digestato, a premissa adotada foi de que os produtores já possuem lagoas que armazenam dejetos e que serão aproveitadas para armazenamento do digestato. O terceiro item de maior relevância que não foi considerado foram os custos de adequação de rede que só serão obtidos após a solicitação do projeto na distribuidora. Existem outros custos que podem ser necessários conforme características específicas de cada propriedade. Por isso é necessário a etapa de elaboração de projetos para que tais custos sejam previstos. Estes custos precisam ser levantados projeto a projeto e podem, em algumas situações, vir a inviabilizar o investimento sendo necessário recorrer a outras alternativas.

Em resumo, os custos não considerados são:

- Aquisição de Terreno
- Lagoa de Armazenamento de Digestato
- Adequação de Rede

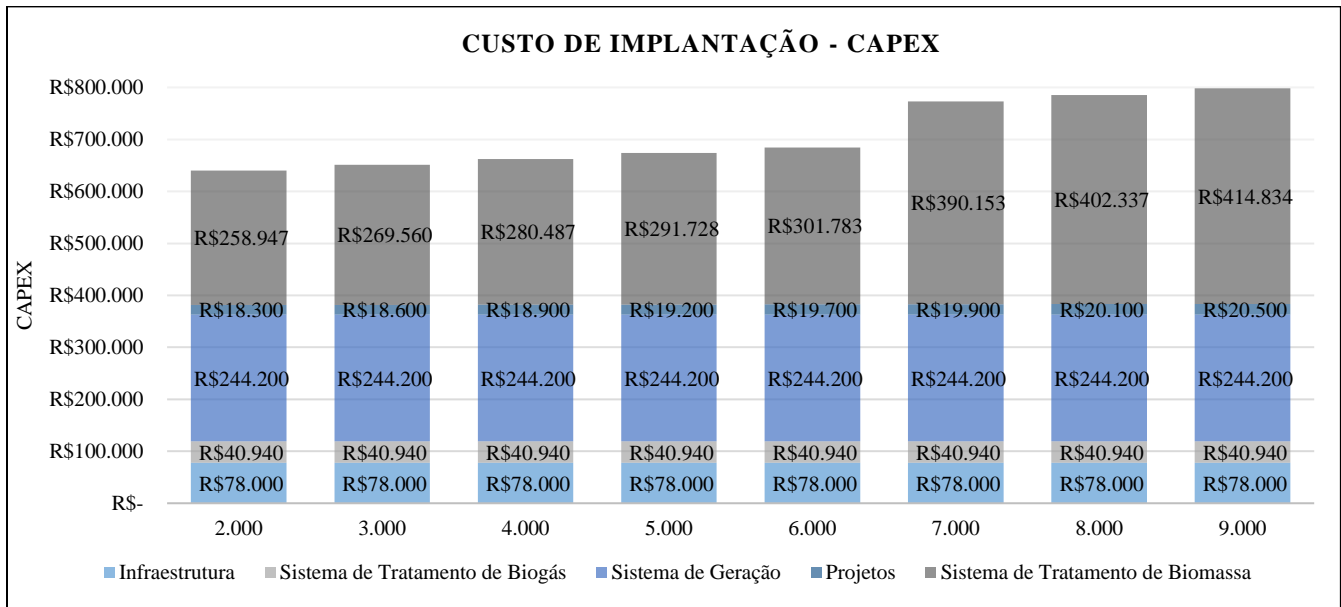


Figura 6 Custo de Implantação – CAPEX (Elaboração Própria)

Para levantamento dos custos operacionais das usinas (OPEX) foram considerados 3 itens principais: o primeiro é referente a operação da Usina que engloba os custos administrativos como a conta base de energia, possíveis sistemas de monitoramento e segurança e também os custos com o responsável pela operação da Usina. A operação da usina normalmente é realizada pelo próprio produtor ou pode ser realizada por outro trabalhador que já desenvolva atividades na granja de animais. Esse operador não precisará estar necessariamente em dedicação exclusiva a usina pois o porte dessas usinas não demanda atividades durante todo o dia. Para uma análise de sensibilidade num primeiro cenário foram considerados custos mais baixos de operação considerando uma operação realizada pelo próprio produtor conforme pode ser visualizado na Figura 7. Para um segundo cenário um pouco mais conservador foi considerado um

aumento de 20% no custo de operação da usina, conforme pode ser visualizado na Figura 8.

Além do custo de operação foram considerados os custos de manutenção do grupo motogerador que engloba os custos com insumos como óleo, filtro de óleo, velas e demais itens que são consumíveis do sistema de geração. O custo médio de manutenção do grupo motogerador considerado foi de R\$0,08 por kWh. Além do motogerador a Usina possui demais equipamentos como agitadores mecânicos, compressor de ar, secador de biogás e demais itens que também estão sujeitos a manutenções preventivas e corretivas. Para esses custos, a premissa adotada foi de R\$0,02 por kWh. Esses parâmetros não foram alterados para diferentes cenários, mas variam conforme a produção de energia da usina por plantel.

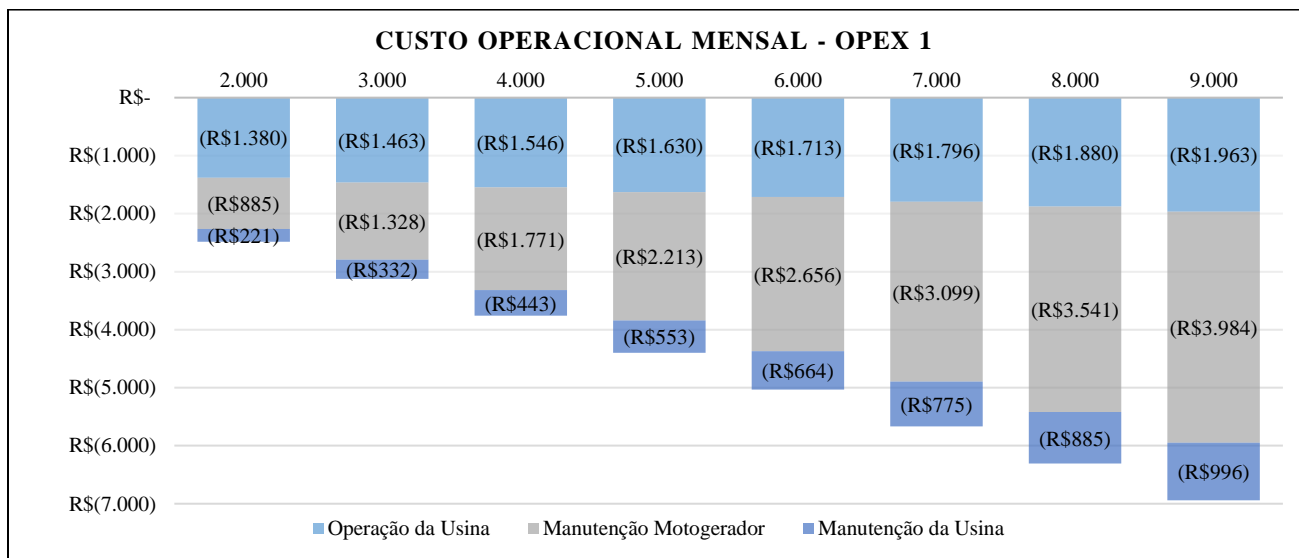


Figura 7 Custo Operacional Cenário 1 – OPEX 1 (Elaboração Própria)

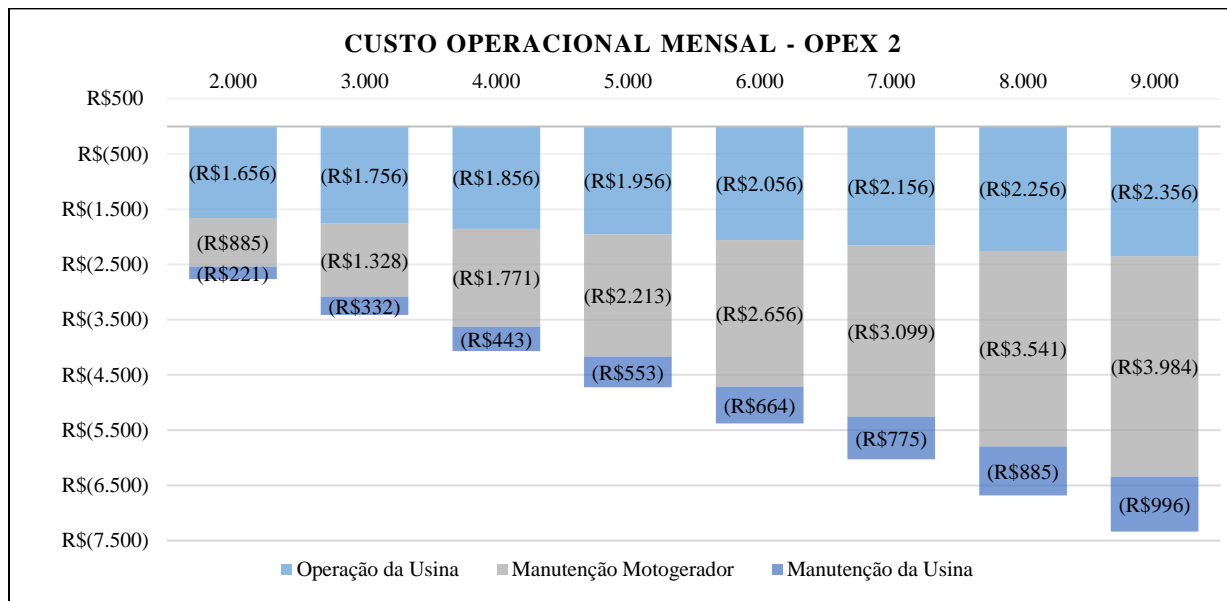


Figura 8 Custo Operacional Cenário 2 – OPEX 2 (Elaboração Própria)

C. Premissas consideradas para o estudo de viabilidade financeira

Todos os anos acontecem os reajustes tarifários e a cada 5 anos acontecem as revisões tarifárias periódicas. Além disso, as concessionárias de distribuição podem realizar as revisões tarifárias extraordinárias sempre que algum evento provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão. Um exemplo dessa revisão extraordinária foi no ano de 2015 onde a conta de energia subiu 36,79%. Considerando os reajustes descritos na Tabela 6 abaixo, temos uma taxa de reajuste média nos últimos 10 anos de 9,49%.

Tabela 6 Reajustes Tarifário Últimos 10 anos na Concessionária COPEL [31].

Resolução	Vigência	Motivo	Reajuste
3209/2023	24/06/2023	Reajuste tarifário anual	10,50%
3049/2022	24/06/2022	Reajuste tarifário anual	4,90%
2886/2021	24/06/2021	Revisão tarifária periódica	9,89%
2704/2020	24/06/2020	Reajuste tarifário anual	0,41%
2559/2019	24/06/2019	Reajuste tarifário anual	3,41%
2402/2018	24/06/2018	Reajuste tarifário anual	15,99%
2255/2017	24/06/2017	Reajuste tarifário anual	5,85%
2214/2017	01/05/2017	Reversão do EER Angra 3	-1,17%
2096/2016	24/06/2016	Revisão tarifária periódica	-12,87%
1897/2015	24/06/2015	Reajuste tarifário anual	15,32%
1858/2015	02/03/2015	Revisão tarifária extraordinária	36,79%
1763/2014	24/06/2014	Reajuste tarifário anual	24,86%

Historicamente o reajuste da Energia elétrica esteve acima do IPCA. Sendo assim os custos operacionais da usina serão atrelados ao IPCA médio dos últimos 21 anos descritos conforme Tabela 7. A média histórica é de 6,28% [32].

Tabela 7 Variação do IPCA [32].

Ano	IPCA (%)	Ano	IPCA (%)
2002	12,53	2013	5,91
2003	9,3	2014	6,41
2004	7,6	2015	10,67
2005	5,69	2016	6,29
2006	3,14	2017	2,95
2007	4,46	2018	3,75
2008	5,9	2019	4,31
2009	4,31	2020	4,52
2010	5,91	2021	10,06
2011	6,5	2022	5,79
2012	5,84		

A Taxa mínima de atratividade considerada foi de 12,8% considerando os índices da Selic para o ano de 2023. A duração do projeto é de 20 anos e o período de implantação é de 6 meses. Com essas considerações é possível elaborar o fluxo de caixa e então realizar a análise de viabilidade financeira.

A receita é obtida através do aluguel da Usina para cooperativas de Energia na modalidade geração compartilhada na área de distribuição da COPEL. A receita da usina será o único ponto de alternância nessa análise comparativa visto que é o único parâmetro que será alterado com a sanção da Lei 14.300/2022.

Considerando a sanção da Lei 14.300/2022 o valor pago para o gerador é menor visto que a usina possui uma nova cobrança e tributação que é o uso da rede através do Fio B. O imposto sobre a receita da usina foi calculado conforme os dados da Tabela 8 que foram retirados de documentos internos fornecidos pela empresa Enermac. O imposto poderá variar conforme enquadramento fiscal do investidor

da usina.

Tabela 8 Imposto sobre Receita Aluguel de Usinas (Elaboração própria).

Imposto	Valor (%)
PIS	0,65%
COFINS	3%
IRPJ	4,80%
CSLL	2,88%
ISS	0,00%
TOTAL	11,33%

Sendo assim as premissas adotadas para o estudo de viabilidade financeira estão descritas na Tabela 9 a seguir:

Tabela 9 Premissas adotadas no estudo de viabilidade financeira (Elaboração Própria).

Imposto sobre receita	11,33%
TMA	12,8%
Reajuste Energia elétrica	9,49%
Reajuste Custo Operacional	6,28%
Tempo de Duração do Projeto	20 anos

D. Estudo de Viabilidade Financeira

Tabela 10 Resultados Viabilidade Financeira de Investimentos grupo GDI – Cenário A (Elaboração Própria).

Plantel	2.000	3.000	4.000	5.000	6.000	7.000	8.000	9.000
CAPEX - Ano 0	-R\$ 640.387	-R\$ 651.300	-R\$ 662.527	-R\$ 674.068	-R\$ 684.623	-R\$ 773.193	-R\$ 785.577	-R\$ 798.474
Receita Bruta Ano 1	R\$ 66.884	R\$ 100.326	R\$ 133.767	R\$ 167.209	R\$ 200.651	R\$ 234.093	R\$ 267.535	R\$ 300.977
Imposto sobre receita Ano 1	-R\$ 7.578	-R\$ 11.367	-R\$ 15.156	-R\$ 18.945	-R\$ 22.734	-R\$ 26.523	-R\$ 30.312	-R\$ 34.101
OPEX Ano 1	-R\$ 29.835	-R\$ 37.475	-R\$ 45.115	-R\$ 52.754	-R\$ 60.394	-R\$ 68.034	-R\$ 75.674	-R\$ 83.314
Fluxo de Caixa Ano 1	R\$ 29.471	R\$ 51.484	R\$ 73.497	R\$ 95.510	R\$ 117.523	R\$ 139.536	R\$ 161.549	R\$ 183.562
PAYBACK SIMPLES (ANO)	13,5	9,7	7,8	6,6	5,8	5,6	5,1	4,8
PAYBACK DESCONTADO (ANO)	0,0	0,0	13,5	10,0	8,2	7,8	6,9	6,2
VPL	-R\$ 275.041	-R\$ 32.570	R\$ 209.585	R\$ 451.427	R\$ 694.254	R\$ 859.067	R\$ 1.100.066	R\$ 1.340.551
TIR	6,4%	12,1%	16,7%	20,6%	24,2%	25,2%	28,1%	30,8%

Pode-se visualizar na Tabela 10 e Tabela 11, o custo do investimento para cada plantel bem como a receita pelo aluguel da usina, os impostos sobre receita, o custo operacional e o fluxo de caixa do ano 1. Pode-se visualizar também o payback simples e descontado.

Para os plantéis de 2.000 e 3.000 animais nota-se nas Tabela 10 e Tabela 11, que o projeto é inviável financeiramente para o cenário A e B, visto que o VPL está negativo e a TIR está abaixo do valor da TMA que é a taxa mínima de atratividade considerada. Com 4.000 animais é possível notar que para ambos os cenários (A e B) o projeto passa a se tornar viável financeiramente visto que o VPL está positivo e a TIR acima da TMA. Porém, o payback

Para os seguintes resultados considera-se, conforme descrito na fundamentação teórica, que o Grupo GDI da RE3.169/22 são os prosumidores que estão usufruindo das regras de compensação antes da Lei 14.300/2022. E o Grupo GDII são os prosumidores que estão enquadrados já nas novas regras de compensação que se encaixam as usinas aqui citadas que são de potência instalada de 75kW caracterizadas como microgeração.

Utilizando as premissas adotadas e também o levantamento do CAPEX e OPEX, é possível elaborar um fluxo de caixa para cada plantel. Foram definidos 4 cenários de análise e comparação.

- Cenário A: Grupo GDI e OPEX 1.
- Cenário B: Grupo GDI e OPEX 2.
- Cenário C: Grupo GDII e OPEX 1.
- Cenário D: Grupo GDII e OPEX 2.

Os resultados obtidos para o cenário A considerando as regras de enquadramento do grupo GDI da RE 3.169/22 e considerando o custo operacional 1 estão descritos na Tabela 10.

descontado para essa modalidade no cenário 1 é de 13,5 anos e para o cenário B é de 14,3 anos, o que pode vir a desestimular seu investimento. Além disso a TIR de ambos os cenários está acima da TMA cerca de 4% apenas, o que indica uma atratividade mais baixa do projeto.

Conforme o aumento do plantel é possível observar que os indicadores sobem, o que significa que os projetos passam a ter um ganho frente a uma maior utilização do sistema de geração de energia.

Para um plantel de 9.000 animais temos um VPL positivo de R\$1.340.551 e uma TIR de 30,8% para o cenário A e um VPL de R\$ 1.294.778 e uma TIR de 30,2% para o cenário B.

Tabela 11 Resultados Viabilidade Financeira de Investimentos grupo GDI – Cenário B (Elaboração Própria).

Plantel	2.000	3.000	4.000	5.000	6.000	7.000	8.000	9.000
CAPEX - Ano 0	-R\$ 640.387	-R\$ 651.300	-R\$ 662.527	-R\$ 674.068	-R\$ 684.623	-R\$ 773.193	-R\$ 785.577	-R\$ 798.474
Receita Bruta Ano 1	R\$ 66.884	R\$ 100.326	R\$ 133.767	R\$ 167.209	R\$ 200.651	R\$ 234.093	R\$ 267.535	R\$ 300.977
Imposto sobre receita Ano 1	-R\$ 7.578	-R\$ 11.367	-R\$ 15.156	-R\$ 18.945	-R\$ 22.734	-R\$ 26.523	-R\$ 30.312	-R\$ 34.101
OPEX Ano 1	-R\$ 33.146	-R\$ 40.986	-R\$ 48.826	-R\$ 56.665	-R\$ 64.505	-R\$ 72.345	-R\$ 80.185	-R\$ 88.025
Fluxo de Caixa Ano 1	R\$ 26.160	R\$ 47.973	R\$ 69.786	R\$ 91.599	R\$ 113.412	R\$ 135.225	R\$ 157.038	R\$ 178.851
PAYBACK SIMPLES (ANO)	14,3	10,1	8,0	6,8	5,9	5,7	5,2	4,9
PAYBACK DESCONTADO (ANO)	0,0	0,0	14,3	10,5	8,5	8,0	7,0	6,3
VPL	-R\$ 307.211	-R\$ 66.684	R\$ 173.529	R\$ 413.427	R\$ 654.311	R\$ 817.181	R\$ 1.056.236	R\$ 1.294.778
TIR	5,5%	11,4%	16,0%	20,0%	23,6%	24,7%	27,5%	30,2%

O plantel de 9.000 animais seria o melhor plantel para investimento em usinas de microgeração, visto que a usina terá capacidade de produzir biogás para que o motogerador opere em média 22h por dia.

Nota-se que a alteração de 20% a mais no custo de operação proporcionou uma redução em média de 0,6% na

TIR e uma diminuição de cerca de R\$40.000- R\$50.000 no VPL.

Na Figura 9 é possível comparar o VPL e a TIR para os diferentes plantéis simulados para o cenário 2 de custo operacional.

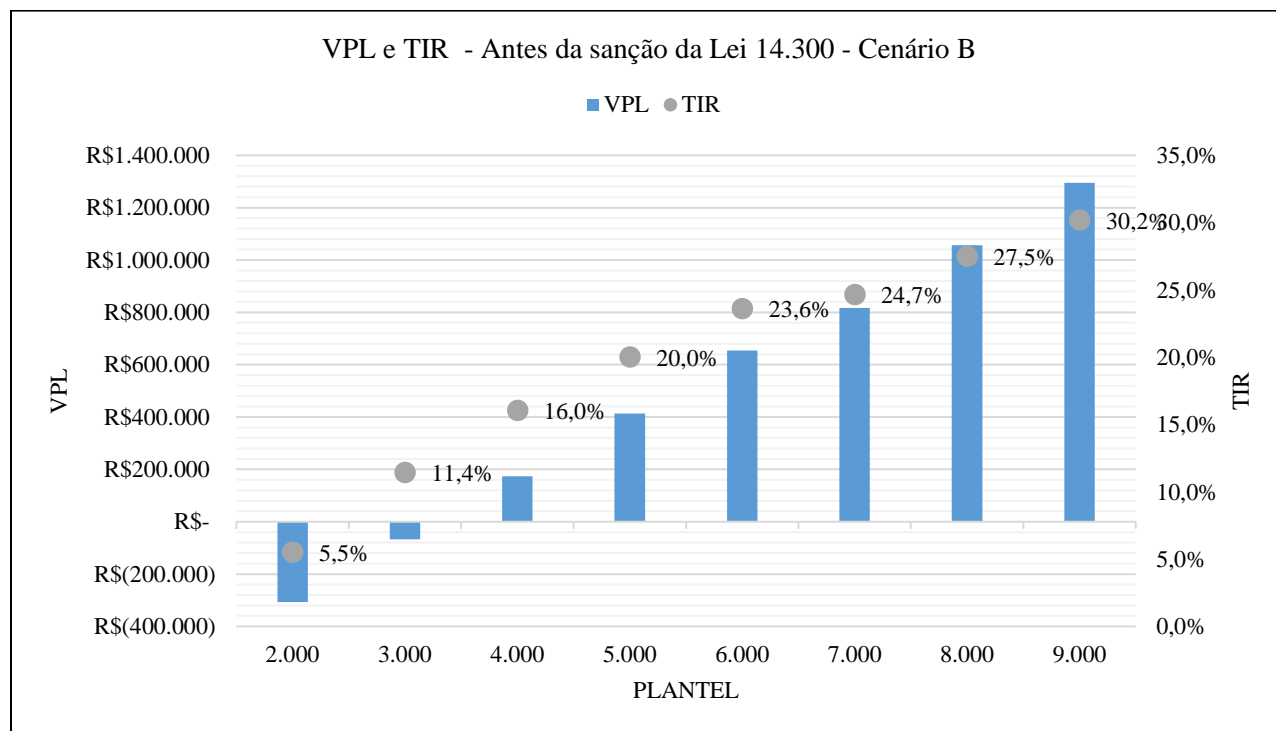


Figura 9 VPLxTIR por Plantel para projetos do grupo GDI para cenário B. (Elaboração Própria)

Utilizando os mesmos dados do modelo anterior para os dois cenários de custo operacional e alterando apenas a previsão de receita com o aluguel da usina para o grupo GDII da RE 3.169/22, foi possível elaborar o estudo de viabilidade financeiro. Para os projetos que se enquadram na modalidade GDII é possível notar que com a cobrança do Fio B no ano 1 temos uma redução da receita da usina.

Essa redução traz um impacto negativo na viabilidade financeira. A usina com um plantel de 4.000 animais deixa de ter viabilidade financeira para ambos os cenários de custo operacional, visto que a TIR está abaixo da TMA e o VPL negativo. Para esse plantel tivemos uma queda de 16,7% no cenário de GDI com menor custo operacional para 11%.

Tabela 12 Resultados Viabilidade Financeira de Investimentos Grupo GDII – Cenário C (Elaboração Própria).

Plantel	2.000	3.000	4.000	5.000	6.000	7.000	8.000	9.000
CAPEX - Ano 0	-R\$ 640.387	-R\$ 651.300	-R\$ 662.527	-R\$ 674.068	-R\$ 684.623	-R\$ 773.193	-R\$ 785.577	-R\$ 798.474
Receita Bruta Ano 1	R\$ 64.027	R\$ 96.040	R\$ 128.054	R\$ 160.067	R\$ 192.081	R\$ 224.094	R\$ 256.108	R\$ 288.121
Imposto sobre receita Ano 1	-R\$ 7.254	-R\$ 10.881	-R\$ 14.509	-R\$ 18.136	-R\$ 21.763	-R\$ 25.390	-R\$ 29.017	-R\$ 32.644
OPEX Ano 1	-R\$ 29.835	-R\$ 37.475	-R\$ 45.115	-R\$ 52.754	-R\$ 60.394	-R\$ 68.034	-R\$ 75.674	-R\$ 83.314
Fluxo de Caixa Ano 1	R\$ 26.938	R\$ 47.684	R\$ 68.431	R\$ 89.177	R\$ 109.924	R\$ 130.670	R\$ 151.417	R\$ 172.163
PAYBACK SIMPLES	19,5	13,1	10,1	8,2	6,9	6,6	5,9	5,4
PAYBACK DESCONTADO	0,0	0,0	0,0	16,5	11,9	11,0	9,2	7,9
VPL	-R\$ 420.994	-R\$ 251.501	-R\$ 82.322	R\$ 86.543	R\$ 256.394	R\$ 348.230	R\$ 516.252	R\$ 683.760
TIR	1,0%	6,7%	11,0%	14,6%	17,9%	18,8%	21,4%	23,9%

Para 5.000 animais, o projeto é viável economicamente em ambos os cenários (C e D), porém, para alguns perfis de investidores pode ser considerado ainda pouco atrativo dado o risco do investimento. É possível notar ainda que para o plantel de 9.000 animais que para o grupo GDI poderia

atingir uma TIR de 30,8% para o cenário A e agora atinge uma TIR de apenas 23,9% para o cenário C. Na Figura 10 pode-se observar a comparação do VPL e da TIR para os diferentes plantéis para o grupo enquadrado como GDII que é o cenário D.

Tabela 13 Resultados Viabilidade Financeira de Investimentos Grupo GDII – Cenário D (Elaboração Própria).

Plantel	2.000	3.000	4.000	5.000	6.000	7.000	8.000	9.000
CAPEX - Ano 0	-R\$ 640.387	-R\$ 651.300	-R\$ 662.527	-R\$ 674.068	-R\$ 684.623	-R\$ 773.193	-R\$ 785.577	-R\$ 798.474
Receita Bruta Ano 1	R\$ 64.027	R\$ 96.040	R\$ 128.054	R\$ 160.067	R\$ 192.081	R\$ 224.094	R\$ 256.108	R\$ 288.121
Imposto sobre receita Ano 1	-R\$ 7.254	-R\$ 10.881	-R\$ 14.509	-R\$ 18.136	-R\$ 21.763	-R\$ 25.390	-R\$ 29.017	-R\$ 32.644
OPEX Ano 1	-R\$ 33.146	-R\$ 40.986	-R\$ 48.826	-R\$ 56.665	-R\$ 64.505	-R\$ 72.345	-R\$ 80.185	-R\$ 88.025
Fluxo de Caixa Ano 1	R\$ 23.627	R\$ 44.173	R\$ 64.720	R\$ 85.266	R\$ 105.813	R\$ 126.359	R\$ 146.906	R\$ 167.452
PAYBACK SIMPLES	0,0	14,0	10,6	8,6	7,2	6,8	6,1	5,6
PAYBACK DESCONTADO	0,0	0,0	0,0	18,1	12,8	11,7	9,6	8,2
VPL	-R\$ 453.164	-R\$ 285.614	-R\$ 118.378	R\$ 48.543	R\$ 216.450	R\$ 306.344	R\$ 472.422	R\$ 637.987
TIR	-0,4%	5,7%	10,1%	13,8%	17,1%	18,1%	20,7%	23,2%

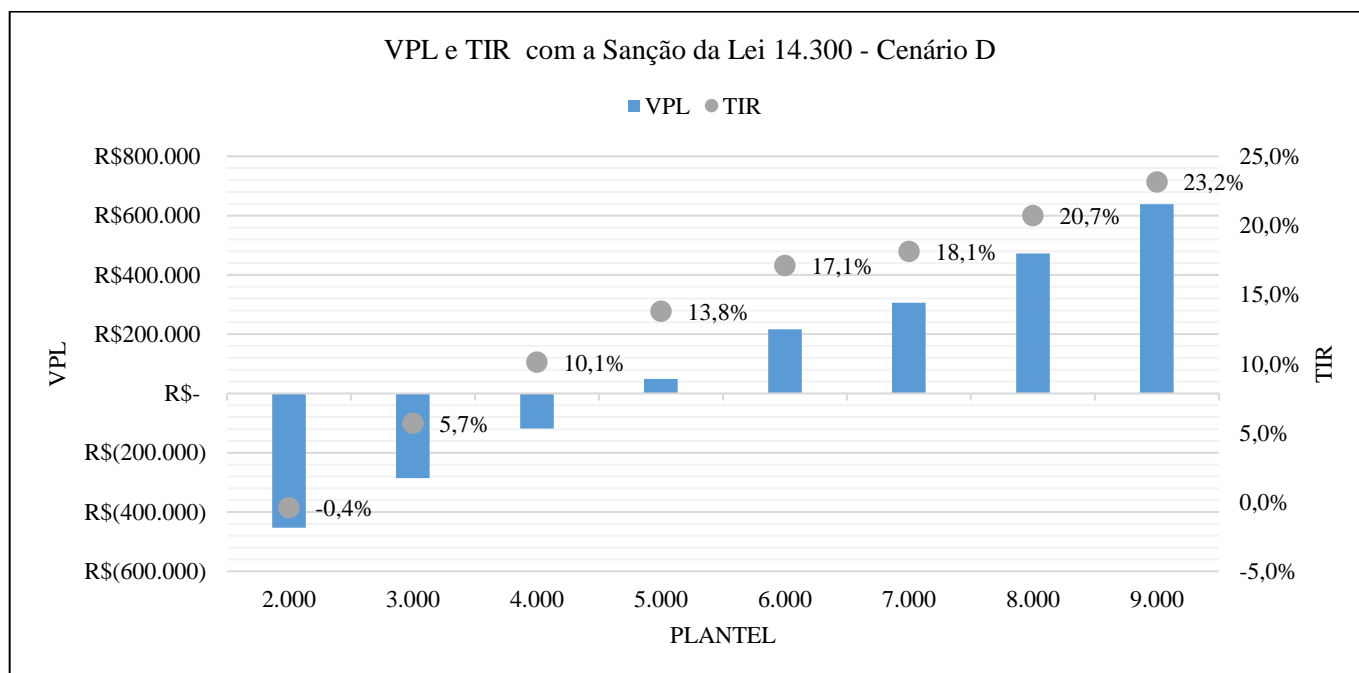


Figura 10 VPL e TIR por Plantel projetos grupo GDII (Elaboração Própria)

E. Análise de Financiamento

O financiamento a juros baixos dá a possibilidade ao investidor de não realizar a descapitalização do seu recurso podendo potencializar o retorno dos seus investimentos. Sendo assim, considerando os incentivos para o financiamento que o produtor rural possui com o crédito rural e também o programa Renova Paraná foi realizada uma simulação de financiamento para o cenário B e D. As premissas consideradas foram de prazo de 120 meses e taxa de juros de 6% ao ano. Na Tabela 14, o resultado da simulação para o grupo GDI, é possível notar que para os plantéis de 2.000 a 4.000 animais não seria possível pagar o valor da parcela do financiamento somente com o fluxo de caixa do projeto, seria necessário a inserção de recurso advindo de outras fontes pelo produtor investidor. A partir de 5.000 animais é possível notar que o resultado do projeto supera a parcela do financiamento, sendo assim, seria possível implantar o projeto e pagar a parcela do financiamento com a

receita líquida do mesmo. Isso traz uma segurança financeira para o produtor que não precisará retirar recursos próprios para realização desse investimento. Conforme o aumento do plantel é possível notar que além do projeto cobrir a parcela do financiamento o produtor ainda obtém um resultado financeiro com uma nova receita.

Na Tabela 15 estão os resultados da análise de financiamento para o Grupo GDII que conta com as novas regras do sistema de compensação de créditos com a cobrança pelo uso da rede. Para o plantel de 5.000 animais não é possível obter resultado financeiro suficiente do projeto para pagar 100% da parcela do financiamento. Sendo assim seria necessário a descapitalização do produtor.

A partir de um plantel de 6.000 animais nota-se que o produtor consegue pagar a parcela do financiamento e ainda ter um resultado positivo no fluxo de caixa considerado como uma nova receita para sua atividade principal.

Tabela 14 Análise de Financiamento Ano 1 para o Grupo GDI cenário 2 (Elaboração Própria).

Plantel	2.000	3.000	4.000	5.000	6.000	7.000	8.000	9.000
Fluxo de Caixa Ano 1 s/ financiamento	R\$ 26.160	R\$ 47.973	R\$ 69.786	R\$ 91.599	R\$ 113.412	R\$ 135.225	R\$ 157.038	R\$ 178.851
Parcela do financiamento Ano 1	-R\$ 85.315	-R\$ 86.769	-R\$ 88.265	-R\$ 89.802	-R\$ 91.209	-R\$ 103.008	-R\$ 104.658	-R\$ 106.376
Fluxo de Caixa Ano 1 c/ financiamento	-R\$ 59.155	-R\$ 38.796	-R\$ 18.479	R\$ 1.796	R\$ 22.203	R\$ 32.217	R\$ 52.380	R\$ 72.474

Tabela 15 Análise de Financiamento Ano 1 para o Grupo GDII cenário 2 (Elaboração Própria).

Plantel	2.000	3.000	4.000	5.000	6.000	7.000	8.000	9.000
Fluxo de Caixa Ano 1 s/ financiamento	R\$ 23.627	R\$ 44.173	R\$ 64.720	R\$ 85.266	R\$ 105.813	R\$ 126.359	R\$ 146.906	R\$ 167.452
Parcela do financiamento Ano 1	-R\$ 85.315	-R\$ 86.769	-R\$ 88.265	-R\$ 89.802	-R\$ 91.209	-R\$ 103.008	-R\$ 104.658	-R\$ 106.376
Fluxo de Caixa Ano 1 c/ financiamento	-R\$ 61.688	-R\$ 42.596	-R\$ 23.545	-R\$ 4.536	R\$ 14.604	R\$ 23.351	R\$ 42.248	R\$ 61.076

VI. CONCLUSÕES

Considerando os resultados apresentados é possível observar que com a aplicação da Lei 14.300/2022, que trouxe o marco legal da geração distribuída e a cobrança pelo uso da rede através do componente Fio B da tarifa de Energia, tem-se uma redução na viabilidade e atratividade financeira para os projetos de investimentos em usinas de biogás utilizando efluentes da Suinocultura. Como apresentado, antes da cobrança pelo uso da rede, os projetos eram viáveis financeiramente a partir de um plantel de 4.000 animais. Com a cobrança do uso da rede é necessário que haja mais efluente disponível para usina aumentando consequentemente a produção de biogás e as horas de operação do motogerador. Conclui-se que é necessário um plantel mínimo de 5.000 animais para que os projetos tenham viabilidade financeira a partir das premissas adotadas neste estudo. Além disso a atratividade do projeto é reduzida quando comparado um mesmo plantel antes e após a sanção da Lei.

O impacto da cobrança do uso da rede revela-se expressivo, principalmente, comparando os projetos com plantel de 9.000 animais. Antes da cobrança pelo uso da rede era possível atingir uma TIR acima de 30%, com a sanção da

Lei os projetos de mesmo porte passam a ter uma TIR próxima a 24%.

As análises aqui realizadas foram construídas baseadas em premissas para definir e realizar a modelagem de projetos base. Cada projeto possui características específicas de CAPEX e OPEX que podem não se encaixar nos resultados obtidos nessa simulação. Foi realizada uma análise simples de sensibilidade variando o custo de operação da usina, considerando um aumento de 20% no custo de operação, o qual ocasionou uma redução de 0,6% da taxa interna de retorno dos projetos. Por se tratar da elaboração de um modelo de projeto, as premissas adotadas podem vir a interferir nos indicadores de viabilidade.

Na análise de financiamento foi possível observar que para perfis de projetos com plantel mínimo de 5.000 animais para o grupo GDI e 6.000 animais para o grupo GDII, o produtor tem a possibilidade de pagar a parcela do financiamento apenas com os resultados financeiros do projeto. Nesse sentido, o produtor poderia realizar a implantação da usina e usufruir de todos os benefícios sem se descapitalizar e ainda com uma nova fonte de receita para sua atividade.

Cabe destacar a importância dos subsídios e incentivos para o desenvolvimento do setor bem como seus impactos financeiros para os consumidores. A produção de energia elétrica por meio do biogás traz diversos benefícios para a

segurança energética da matriz brasileira, como por exemplo a geração de energia nos pontos finais da rede onde muitos produtores não possuíam estabilidade na rede. A melhor estabilidade vem através das melhorias que são implantadas na rede como por exemplo o fornecimento da energia trifásica e melhorias nas subestações que atendem os alimentadores para suportar a nova injeção de potência. Além disso, como o biogás pode ser armazenado ele pode ser utilizado nos horários de ponta onde tem-se maior consumo de energia e onde as demais fontes renováveis, como energia solar e eólica não podem atender.

Um produtor rural, além da nova fonte de receita com o investimento em usinas de biogás, obtém benefícios ambientais com a redução de odores, o correto tratamento dos efluentes, a possibilidade de aumento de plantel perante o órgão ambiental e a comercialização ou o custo evitado do biofertilizante (digestato). Esse sistema realiza a complementação e fechamento do ciclo de economia verde. Os produtores que pretendem também realizar o aumento do plantel podem ver nos investimentos de usinas de biogás excelentes alternativas para o tratamento do efluentes e segurança energética da planta.

Por fim, é cabe destacar que mesmo com a sanção da Lei 14.300/2022 ainda é possível investir em projetos de produção de energia à biogás para o modelo simulado. O marco legal da Geração Distribuída trouxe segurança regulatória para os investidores, porém é necessário ainda que demais incentivos ou subsídios possam ser buscados como alternativas para viabilizar os projetos de menor porte. É essencial ainda, que sejam realizados estudos para aplicação de subsídios por cada tipo de fonte de energia, visto que a geração de energia elétrica utilizando o biogás possui diversas vantagens para a matriz energética quando comparadas as demais fontes renováveis.

Propostas para trabalhos futuros:

- Simulações para diferentes substratos como suinocultura para matrizes, bovinocultura, avicultura e demais efluentes.
- Simulações para diferentes distribuidoras, visto a diferença de tarifas e custo da energia.
- Simulações para diferentes análises de sensibilidade alterando diferentes parâmetros como atrasos na partida, frustração no desempenho operacional e diferentes condições de financiamento e alavancagem.
- Simulações para diferentes arranjos técnicos e modelos de negócio com a inclusão de codigestão e mais de um agente no negócio como mais de um produtor e possível investidor externo.

REFERÊNCIAS

- [1] STATISTA RESEARCH DEPARTMENT, “Distribution of electricity generation worldwide in 2022, by energy source,” STATISTA RESEARCH DEPARTMENT, 2022. [Online]. Available: <https://www.statista.com/statistics/269811/world-electricity-production-by-energy-source/>. [Acesso em 17 Outubro 2023].
- [2] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, “Balanço Energético Nacional 2023: Ano Base 2022,” Rio de Janeiro, 2023.
- [3] F. F. Freitas, *Análise das políticas para geração distribuída de eletricidade a partir do biogás de Resíduos Sólidos Urbanos no Brasil*, Itajubá: Tese de Doutora em Meio Ambiente e Recursos Hídricos, Universidade Federal de Itajubá, 2023.
- [4] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, “Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL,” 08 Setembro 2010. [Online]. Available: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica_0043_GD_SRD.pdf. [Acesso em 25 Setembro 2023].
- [5] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, “NotaTécnicanº0025/2011-SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL,” 2011. [Online]. Available: <https://www.solenerg.com.br/files/Nota-tecnica-ANEEL-2011.pdf>. [Acesso em 25 Setembro 2023].
- [6] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigerção distribuída [...]. Brasília, DF,,” 17 Abril 2012. [Online]. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. [Acesso em 10 Janeiro 2022].
- [7] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 517, DE 11-12-2012,” 14 Abril 2012. [Online]. Available: <https://sogi8.sogi.com.br/Manager/texto/arquivo/exibir/arquivo?eyJ0eXAiOiJKV1QiLCJhbGciOiJIUzI1NiJ9AABBjAvMzU2MTIvU0dfUmVxdWlzaXRvX0xlZ2FsX1RleHRvLzAvMCM9SRVNPTFXDh8ODTyBOT1JNQRVJvKEgQU5FRUwgTsK6IDUxNywgR.> [Acesso em 25 Setembro 2023].
- [8] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília, DF,,” 24 Novembro 2015. [Online]. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. [Acesso em 27 Julho 2021].
- [9] I. d. S. Ferreira, “BREVE HISTÓRICO DA REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL,” Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Ciência e Tecnologia do Mar, Universidade Federal de São Paulo, Santos, 2022.
- [10] CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE, “RESOLUÇÃO Nº 15, DE 9 DE DEZEMBRO DE 2020,” 28 Dezembro 2020.

- [Online]. Available: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/arquivos/conselhos-e-comites/resolucao-cnpe-15.pdf>. [Acesso em 15 Julho 2023].
- [11] BRASIL, “LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, [...] Brasília, DF,,” 6 Janeiro 2022. [Online]. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/14300.htm. [Acesso em 10 Janeiro 2022].
- [12] AMPLUM BIOGÁS, *Módulo 4 - Pré-aula - Geração Distribuída de Energia Elétrica. Curso Online Biogás Expert*, Junho 2023.
- [13] ENERGÊS, “ENTENDA O NOVO FORMATO DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA DA LEI 14.300/22,,” ENERGÊS, 19 Abril 2023. [Online]. Available: <https://energes.com.br/novo-formato-de-compensacao-de-energia/#:~:text=Dessa%20forma%2C%20a%20mudança%20que,sobre%20toda%20a%20energia%20produzida>. [Acesso em 04 Maio 2023].
- [14] SOLSTICIO ENERGIA, “Economia e Sustentabilidade sem investimento inicial,,” SOLSTICIO ENERGIA, 2023. [Online]. Available: <https://www.solsticioenergia.com/aluguel-de-usinas-solares>. [Acesso em 17 Outubro 2023].
- [15] B. Rubim, “Locação de Usinas: 3 coisas que você precisa saber,,” Bárbara Rubim. Youtube,, 27 Outubro 2020. [Online]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=c1yhYhmFX3w>. [Acesso em 07 Outubro 2023].
- [16] Centro Internacional de Energias Renováveis - Biogás - CIBiogás, “GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E O BIOGÁS: COMO A ENERGIA ELÉTRICA É GERADA?,,” CIBiogás, [Online]. Available: <https://cibiogas.org/blog/geracao-distribuida-e-o-biogas-como-a-energia-eletrica-e-gerada/>. [Acesso em 23 Agosto 2023].
- [17] Centro Internacional de Energias Renováveis - Biogás - CIBiogás, “BIOGÁS NO BRASIL, HISTÓRIA E PERSPECTIVA DE FUTURO,,” CIBiogás, 2023. [Online]. Available: <https://cibiogas.org/blog/biogas-no-brasil-historia-e-perspectiva-de-futuro/>. [Acesso em 23 Agosto 2023].
- [18] Centro Internacional de Energias Renováveis - Biogás - CIBiogás, “Panorama do Biogás no Brasil 2022. CIBiogás (Brasil) Relatório Técnico nº 001/2023,,” CIBiogás, Foz do Iguaçu, 2023.
- [19] A. Kunz, R. L. R. Steinmetz e A. C. d. Amaral, *Fundamentos da Digestão Anaeróbia, Purificação do Biogás, Uso e Tratamento do Digestato*, Concórdia: Sbera: Embrapa Suínos e Aves, 2022.
- [20] Ministério da Agricultura e Pecuária, “Valor Bruto da Produção Agropecuária de 2023 é atualizado em R\$ 1,135 trilhão,,” 14 Agosto 2023. [Online]. Available: <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/noticias/valor-bruto-da-producao-agropecuaria-de-2023-e-atualizado-em-r-1-135-trilhao#:~:text=O%20Valor%20Bruto%20da%20Produ%C3%A7%C3%A3o,R%24%20333%2C6%20bilh%C3%B5es..> [Acesso em 20 Outubro 2023].
- [21] EnerDinBo, “EXPANSÃO DA SUINOCULTURA NA REGIÃO OESTE DO PARANÁ IMPÕE DESAFIOS,,” EnerDinBo, [Online]. Available: <https://enerdinbo.com.br/noticias/expansao-da-suinocultura-na-regiao-oeste-do-parana-impoedesafios>. [Acesso em 20 Outubro 2023].
- [22] Centro Internacional de Energias Renováveis - Biogás - CIBiogás, “BIOGASMAP,,” CIBiogás, 2023. [Online]. Available: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNDZiYTtyNGQtYzliYS00NTMyLTk1Y2EtOWZmZjE4OTgwY2VkIiwidCI6ImZmOTg3ZmI3LTQ5ODMtNDA2Ny1iMTQ2LTc3MGU5MWE4NGViNSJ9>. [Acesso em 20 Outubro 2023].
- [23] E. T. N. F. Ruiz, *Análise de Investimento em Projetos Greenfield de Bioenergia*, Campinas, SP: Editora Alínea, 2015.
- [24] BANCO DO BRASIL, “Soluções de crédito rural,,” BANCO DO BRASIL, [Online]. Available: <https://www.bb.com.br/pbb/pagina-inicial/agronegocios/agronegocio---produtos-e-servicos/credito#/>. [Acesso em 10 Outubro 2023].
- [25] CRESOL, “Tudo que você precisa saber sobre o crédito rural,,” CRESOL, 11 Julho 2023. [Online]. Available: <https://blog.cresol.com.br/tudo-que-voce-precisa-saber-sobre-credito-rural/>. [Acesso em 10 Outubro 2023].
- [26] ENERLUZ, “Agricultores Paranaenses Poderão Financiar Energia Solar a Juro Zero,,” ENERLUZ, 27 Setembro 2021. [Online]. Available: <https://g1.globo.com/pr/parana/especial-publicitario/enerluz/energia-solar-energia-do-futuro/noticia/2021/09/27/agricultores-paranaenses-poderao-financiar-energia-solar-a-juro-zero.ghtml>. [Acesso em 08 Outubro 2023].
- [27] G. Nanini, “Renova Paraná viabiliza quase 7 mil projetos de energia sustentável em propriedades rurais,,” Planeta Campo, 18 Setembro 2023. [Online]. Available: <https://planetacampo.com.br/renova-parana-energia-sustentavel-propriedades/>. [Acesso em 08 Outubro 2023].
- [28] BANCO CENTRAL DO BRASIL, “Calculadora do cidadão,,” [Online]. Available: <https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADAO/publico/exibirMetodologiaFinanciamentoPrestacoesFixas.do?method=exibirMetodologiaFinanciamentoPrestacoesFixas>. [Acesso em 10 10 2023].
- [29] Centro Internacional de Energias Renováveis - Biogás - CIBiogás, “PRODUÇÃO DE BIOGÁS A PARTIR DA BIODIGESTÃO DE DEJETOS SUÍNOS EM FASE DE TERMINAÇÃO NO OESTE DO

PARANÁ,” NOTA TÉCNICA: N° 001/2018, Foz do Iguaçu - Paraná, 2018.

- [30] ENERMAC, “Grupo Motogeradores,” ENERMAC, [Online]. Available: <https://www.enermac.com.br/>. [Acesso em 27 Fevereiro 2023].
- [31] Companhia Paranaense de Energia Elétrica – COPEL, “Tarifas de energia elétrica,” COPEL, [Online]. Available: <https://www.copel.com/site/copel-distribuicao/tarifas-de-energia-eletrica/#>. [Acesso em 20 Outubro 2023].
- [32] R. Oliveira, “Tabela IPCA 2023: Índice oficial de inflação [Set 2023],” Mobills, 11 Outubro 2023. [Online]. Available: <https://www.mobills.com.br/tabelas/ipca/>. [Acesso em 15 Outubro 2023].