

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA
ESCOLA POLITÉCNICA DA USP

MATEUS Currás BOTELHOS

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE USINA HÍBRIDA FOTOVOLTAICA
ASSOCIADA A RSU NO MUNICÍPIO DE PAULÍNIA (SP)**

São Paulo

2021

MATEUS Currás BOTELHOS

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE USINA HÍBRIDA FOTOVOLTAICA ASSOCIADA
A RSU NO MUNICÍPIO DE PAULÍNIA-SP

Monografia apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção do título de
Especialista em Energias Renováveis, Geração
Distribuída e Eficiência Energética.

Área de Concentração: Viabilidade Econômica de
Usinas Híbridas

Orientadora: Profa. Dra. Virginia Parente

São Paulo

2021

Catalogação-na-publicação

DEDICATÓRIA

Dedico essa monografia aos meus filhos Dante Freyre Botelhos e Olivia Freyre Botelhos e à minha esposa Sabrina Freyre Botelhos que me apoiaram imensamente nessa jornada com muita dedicação.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família que sempre me incentivou na minha busca de mais conhecimento e pela paciência nestes dois anos de especialização.

Agradeço à minha orientadora Profa. Dra. Virginia Parente por ter aceitado dispor do seu tempo em me conduzir neste trabalho e por compartilhar parte de seu imenso conhecimento no assunto que escolhi abordar nesta monografia.

A todo corpo docente do curso Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética que sempre foi muito solícito, empenhado e competente em transmitir conhecimento de ponta.

Aos meus colegas de classe, com os quais aprendi muito com suas experiências, e por todo companheirismo ao longo dessa nossa jornada de curso.

RESUMO

O contínuo aumento da demanda por energia elétrica no mundo, proveniente do crescimento populacional e da tendência de ampliação da eletrificação, traz desafios em várias instâncias que vão desde aspectos ambientais a tecnológicos, passando pelas importantes questões econômica e social. Observa-se, ao mesmo tempo, uma preocupação em como o Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro deverá se adaptar a esta demanda, sob o ponto de vista da transição energética, que requer a implementação de redes inteligentes aliada à descentralização da geração. Em paralelo, constata-se a dificuldade que as cidades têm, como grandes aglomerados populacionais, em lidar com a crescente geração de resíduos sólidos que, quando mal gerenciados, causam danos ambientais, sociais e econômicos. Com o intuito de contribuir com essa temática, o objetivo deste trabalho é verificar se uma usina híbrida solar combinada com o aproveitamento de resíduos sólidos urbanos (RSU) pode trazer maior retorno financeiro do que uma instalação puramente fotovoltaica, contribuindo ao mesmo tempo para uma destinação mais nobre dos RSU e para reduzir a variabilidade da fonte fotovoltaica. A análise é realizada através de um estudo de caso de aproveitamento energético RSU na região de Paulínia-SP. A energia gerada por esta usina beneficiará estabelecimentos comerciais no interior do estado de São Paulo sob o “modelo de locação” no arcabouço regulatório da Geração Distribuída (GD) no Brasil. A busca pelo aumento da viabilidade econômica através da hibridização vem à luz da alteração da Resolução Normativa 482 por meio da criação de um marco legal de geração própria que está sendo discutido no Congresso Nacional, o qual tende a diminuir a atratividade econômica de um empreendimento operando sob a modalidade de GD. Os resultados da análise mostram que as novas regras da GD podem impactar de forma negativa a atratividade de projetos puramente fotovoltaicos, como o analisado, cuja taxa de retorno passou de 17,2% para 16,0%, numa queda de 1,2 ponto percentual para o mesmo nível de investimento. Por outro lado, a hibridização através do aproveitamento de RSU mais que compensou essa queda elevando a taxa de retorno dos 16% para 18,3%, com um incremento real em relação a uma usina puramente solar de mesma capacidade. Essa análise sinaliza que o potencial de investimentos híbridos são uma alternativa economicamente promissora.

Palavras-chave: Energia solar, geração distribuída, usina híbrida, sistemas híbridos, resíduos sólidos urbanos (RSU), viabilidade econômica.

ABSTRACT

The increasing demand for electricity in the world, resulting from population growth and the trend towards increasing electrification, brings challenges in various instances, ranging from environmental to technological aspects, including important economic and social issues. At the same time, there is a concern about how the Brazilian National Interconnected System should adapt to this demand from the point of view of energy transition, whose demand implies the growth of smart grids combined with the decentralization of generation. In parallel, it is remarkable the difficulty that cities have, as large population agglomerates, in dealing with the growing generation of solid waste that cause environmental, social and economic damage. In order to contribute to this theme, the objective of this material is to analyze what benefits hybridization brings to a purely photovoltaic plant in the Distributed Generation (DG) environment, from the point of view of economic feasibility, combining the solar source with energy use of municipal solid waste (MSW) in the region of Paulínia-SP, Brazil. The energy generated by this plant will benefit commercial establishments in the countryside of the state of São Paulo under the lease model. The pursuit for increased economic viability through hybridization comes in the light of the amendment to Normative Resolution 482 through the creation of a legal framework for self-generation that is being discussed in the National Congress, which tends to reduce the economic attractiveness of an operating enterprise under the form of Distributed Generation. The results of the analysis show that the new DG rules can negatively impact the attractiveness of purely photovoltaic projects, such as the one analyzed, whose rate of return went from 17.2% to 16.0%, a drop of 1.2 percentual points for the same level of investment. On the other hand, hybridization using MSW more than offset this drop, raising the rate of return from the 16.0% to 18.3%, with a real increase compared to a purely solar plant of the same capacity. This analysis points to the potential of hybrid investments as an economically promising alternative.

Keywords: Solar energy, distributed generation, hybrid plant, hybrid systems, municipal solid waste (MSW), economic feasibility.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 - Matriz Elétrica Brasileira em 2019

Figura 3.2 - Matriz Elétrica Mundial em 2018

Figura 3.3 - Participação por tipo de fonte na matriz elétrica brasileira em 2019

Figura 3.4 - Total diário da irradiação global horizontal no Brasil - Média diária

Figura 3.5 - Total diário da irradiação global horizontal na Alemanha - Média diária

Figura 3.6 - Incidência solar global do estado de São Paulo

Figura 3.7 - Mapa de concessionárias do estado de São Paulo

Figura 3.8 - Número de instalações fotovoltaicas em GD - em milhares

Figura 3.9 - Estrutura da tarifa de energia elétrica no Brasil

Figura 3.10 - Detalhamento da parcela TUSD na tarifa de energia

Figura 4.1 - Destinação de RSU no Brasil

Figura 4.2 - Relação entre geração de RSU e evolução do PIB

Figura 4.3 - Rede cristalina de Si à baixas temperaturas

Figura 4.4 - Rede cristalina de material semicondutor tipo "n"

Figura 4.5 - Rede cristalina de material semicondutor tipo "p"

Figura 4.6 - Célula fotovoltaica

Figura 4.7 - Evolução do uso da biomassa para produção de energia

Figura 4.8 - Configuração de um sistema de extração de gás

Figura 4.9 - Configuração de um sistema de incineração de RSU

Figura 4.10 - Configuração de um sistema de tratamento mecânico biológico de RSU

Figura 4.11 - Configuração de um sistema de gaseificação de RSU

Figura 5.1 - Configuração esquemática de uma usina solar remota

Figura 5.2 - Eficiência em função da potência para módulos (a) monocristalino e (b) multicristalino.

Figura 5.3 - Fluxograma simplificado linha CDR

Figura 5.4 - Irradiação diária média mensal no município de Paulínia - SP

Figura 5.5 - Distribuição da irradiação durante o dia e seu equivalente em HSP

Figura 5.6 - Parâmetros operacionais módulo BYD400MIK-36

Figura 5.7 -Dados climatológicos para Paulínia

Figura 5.8 - Coeficientes térmicos módulo BYD400MIK-36

Figura 5.9 - Propriedades elétricas do módulo BYD400MIK-36

Figura 5.10 - Dados técnicos do inversor SMA Sunny Highpower 150 kW

Figura 5.11 - Dados técnicos do inversor SMA Sunny Tripower CORE1 50 kW

ÍNDICE DE TABELAS

- Tabela 2.1 - Características gerais do Sistema de Joanes
- Tabela 2.2 - Características gerais do Sistema de Praia-Grande
- Tabela 2.3 - Características gerais do Sistema de Tamaruteua
- Tabela 3.1 - Escalonamento da inserção do custo referente ao Fio B
- Tabela 4.1 - Comparaçao entre leito fixo e leito fluidizado na gaseificação
- Tabela 4.2 - Tecnologias para aproveitamento energético de RSU
- Tabela 5.1 - Módulos fotovoltaicos selecionados para o estudo
- Tabela 5.2 - Inversores de frequência selecionados para o estudo
- Tabela 5.3 - Detalhe do investimento para usina fotovoltaica
- Tabela 5.4 - Parâmetros CDR
- Tabela 5.5 - Principais itens financeiros da planta de RSU
- Tabela 5.6 - Dados básicos de instalação da usina 100% fotovoltaica
- Tabela 5.7 - Parâmetros e resultados para usina 100% solar 500 kW segundo a RN 482/2012
- Tabela 5.8 - Resultados de TIR e VPL considerando alterações discutidas no PL 5829/2019
- Tabela 5.9 - Resultados de TIR e VPL da usina híbrida

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABRELPE	Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos
AIE	Agência Internacional de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARSESP	Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CC	Corrente Contínua
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CDR	Combustível Derivado de Resíduo
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CGH	Central Geradoras Hidrelétricas
CNE	Custo Nivelado de Eletricidade
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
DG	<i>Distributed Generation</i>
EEWärmeG	Lei de Energias Térmicas Renováveis (Alemanha)
EMUC	Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERI	Eletricidade Renovável Intermittente
GD	Geração Distribuída
HSP	Horas de Sol a Pico
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	<i>International Energy Agency</i>
Kd	Custo do capital de terceiros
Ke	Custo de oportunidade do investidor
MAP	Programa de Incentivos de Mercado (Alemanha)
MCI	Motor de Combustão Interna

MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MS	Múltiplo Solar
MSW	<i>Municipal Solid Waste</i>
OPEX	<i>Operating Expenses</i>
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
PIS	Programa de Integração Social
PNRS	Plano Nacional de Resíduos Sólidos
PL	Projeto de Lei
PTC	Parabolic Trough Collector
RGR	Reserva Global de Reversão
RN	Resolução Normativa
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
SF	Campo Solar
Si	Silício
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UTE	Usina Termoelétrica
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	14
1.1 Justificativa.....	16
1.2 Objetivos.....	17
1.3 Estrutura do Trabalho.....	17
2. GERAÇÃO ATRAVÉS DE RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS.....	19
2.1 Aproveitamento de RSU para geração de energia.....	19
2.2 Sistemas híbridos de geração.....	22
2.3 Geração Distribuída com Resíduos Sólidos.....	28
3. POTENCIAL ENERGÉTICO SOLAR NO BRASIL.....	30
3.1 O potencial da energia solar no contexto mundial e brasileiro.....	30
3.2 Potencial energético solar em São Paulo.....	35
3.3 Geração Distribuída no Brasil.....	38
4. USINAS HÍBRIDAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	46
4.1 Combinações mais comuns.....	46
4.2 Combinação solar e RSU: dois problemas e uma solução.....	47
4.3 Tecnologia fotovoltaica de conversão energética.....	49
4.4. Aproveitamento energético de Resíduos Sólidos Urbanos.....	52
5. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA: ESTUDO DE CASO EM PAULÍNIA.	63
5.1 Características do projeto analisado.....	63
5.2 Investimentos requeridos e custos operacionais: CAPEX e OPEX.....	64
5.3 Análise do retorno econômico nos dois cenários estudados.....	72
6. CONCLUSÕES	88
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	91

1. INTRODUÇÃO

O crescimento da demanda de energia elétrica no mundo – proveniente do aumento populacional e da tendência de ampliação da eletrificação global – traz desafios que devem ser enfrentados levando em conta vários aspectos interdisciplinares. O primeiro destes aspectos está ligado a ampliar o acesso à energia à população desatendida que, segundo o Banco Mundial (2019), totaliza 800 mil pessoas ao redor do mundo ainda sem eletricidade em suas casas ou com acesso precário a ela. A meta de universalização deste acesso ainda está longe de ser alcançada, apesar dos avanços obtidos nas últimas décadas.

Outro aspecto relevante à ampliação da oferta de energia elétrica está relacionado ao aumento da demanda energética per capita. Isso porque a expectativa de crescimento da economia mundial continua positiva e a alteração do comportamento dos consumidores é significativa, uma vez que cada vez mais famílias, ao melhorar de padrão de vida, sobretudo em países menos desenvolvidos, passam a estar conectadas à rede, e a utilizar de forma crescente aparelhos elétricos e eletrônicos em suas moradias.

A expansão iminente das redes 5G pelo mundo não deve ser desconsiderada. Espera-se que ela impacte fortemente a demanda de energia, uma vez que grande quantidade de equipamentos estará conectada – e que neste início da terceira década do século ainda não estão – contribuindo para uma incremento notável na densidade de rede comparado com a tecnologia 4G até então dominante.

Por fim, merece destaque a expansão da eletrificação associada a novas tecnologias. O movimento global de eletrificação de veículos, por exemplo, exigirá uma série de adaptações em várias áreas como, desenvolvimento da tecnologia de baterias, melhores processos de descarte e/ou reciclagem de baterias, incentivos governamentais para uma transição tecnológica mais veloz, ganhos de escala na produção de veículos elétricos com intuito de diminuição de custos e, a mais relacionada com o assunto tratado neste trabalho, o aumento da infraestrutura de cobertura da rede elétrica que se fará necessário.

Todos esses pontos apresentam desafios que vêm impactando cada país de uma forma diferente segundo o contexto de cada um deles e a forma de como serão solucionados refletirá na velocidade desta transição tecnológica. Sobre infraestrutura, apesar do SIN (Sistema Interligado

Nacional) atender a maior parte do território nacional, ele ainda deveria passar por várias adaptações e melhorias para que se adéque a todas as mudanças que estão por vir relatadas acima.

Neste contexto, a diversificação da matriz energética se torna fundamental em função dos desafios do aumento de demanda de energia elétrica e de como ela vai ser consumida. Apesar de que mais de 80% da energia gerada no Brasil é renovável — enquanto que no mundo este número cai para 25% (EPE/BEN, 2020) —, ela ainda é tradicional por ser muito centralizada e concentrada numa única fonte, exigindo grandes investimentos na geração, transmissão e distribuição, diminuindo a eficiência do abastecimento e aumentando as perdas e o risco de instabilidade no fornecimento.

No Brasil, a diversificação da matriz elétrica vem ocorrendo de forma gradual nos últimos 10 anos, com destaque para o aumento da participação da energia eólica que, em 2019, já representava 8,6% da matriz elétrica brasileira (EPE/BEN, 2020). Por sua vez, a energia fotovoltaica cresceu 22,5% em 2019 com mais de 115 GW instalados globalmente (Fonte REN21 - 2020). No país, a energia solar centralizada vem avançando de forma mais tímida, apesar da diminuição dos custos dos componentes dos sistemas fotovoltaicos. Por outro lado, a Geração Distribuída vem crescendo a passos largos desde a criação da Resolução Normativa 482 em 2012 pela ANEEL e já são 4,4 GW instalados desde então nesta modalidade, o que representa 99% dos sistemas de GD do Brasil (FONTE CENÁRIOS SOLAR, 2021).

A RN 482 se baseia em um sistema de compensação (“*net metering*”) que transforma o eventual excesso de energia produzido por um sistema de micro (até 75 kWp) ou minigeração (de 75 kWp a 5 MWp) conectado à rede em créditos para uso futuro. Na Geração Distribuída, os sistemas devem produzir energia a partir de qualquer fonte renovável ou de cogeração qualificada e teve a fonte solar fotovoltaica com participação dominante pela facilidade de instalação e pela abundância de irradiação solar no Brasil em todas as regiões.

Apesar da Geração Distribuída ter tido um crescimento exponencial alcançando 316 mil unidades consumidoras (UCs) atendidas até junho de 2020, somente 0,53% das UCs no país tem um sistema GD instalado, sugerindo assim, alta capacidade de expansão (GREENER, 2020).

Com o passar dos anos, a RN foi se adequando a fim de abranger diferentes modalidades de compensação. Geração Junto à Carga é quando o gerador está no mesmo local do ponto de consumo; no Autoconsumo Remoto, o gerador está distante do ponto de consumo e a energia produzida é, portanto, totalmente injetada na rede e computada como crédito em sua totalidade para uma determinada UC; na Geração Compartilhada, tal qual no Autoconsumo Remoto, o gerador está distante do ponto de consumo com a diferença que a energia produzida é atribuída a duas ou mais UCs; e finalmente os Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC), em que o gerador é instalado em um condomínio para beneficiar todas as UCs que fazem parte dele de acordo com regras determinadas pelo próprio condomínio.

1.1 Justificativa

Desde 2018, várias discussões vêm sendo conduzidas sobre a suposição de que os consumidores de energia que não aderiram à geração própria através da Geração Distribuída acabam subsidiando os consumidores que decidiram aderir a ela.

O racional dos que defendem esta ideia é a de que os consumidores que têm geradores em suas casas ou empresas injetam a energia excedente produzida por seus sistemas na rede elétrica para uso posterior, usando a estrutura da rede, portanto, como uma “bateria” sem arcar com o valor correspondente a ela na tarifa.

E quem defende o contrário, aponta que a Geração Distribuída diminui investimentos por parte das empresas geradoras e de transmissão, já que a geração é feita no ponto de consumo, ou muito próxima a ele, além de reduzir as perdas decorrentes do transporte da energia desde a geração até a unidade consumidora.

Este é um debate complexo, já que envolve aspectos econômicos, tecnológicos e ambientais além de interesses conflitantes de múltiplas partes, e não é o objetivo deste trabalho debater qual deveria ser a nova regulação, como ela deveria funcionar e quais os instrumentos legais que lhe dariam base.

A análise proposta por esta monografia vem de encontro com as iminentes alterações nas regras da Geração Distribuída no Brasil e os impactos que essas alterações terão sobre a viabilidade

econômica dos projetos de Geração Distribuída, além de considerar como a hibridização de fontes energéticas numa instalação em GD poderia impactar no retorno econômico dela.

1.2 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é verificar se uma usina híbrida solar combinada com o aproveitamento de resíduos sólidos urbanos pode trazer maior retorno financeiro do que uma instalação puramente fotovoltaica para geração de energia elétrica. Para isso, será analisado um empreendimento híbrido com estas duas tecnologias – geração solar fotovoltaica e geração térmica – em estudo de caso na região de Paulínia-SP, sob as regras da Geração Distribuída, considerando os possíveis impactos das mudanças no regramento do sistema de compensação em curso no Brasil.

Quanto aos objetivos secundários, destacam-se:

- ✓ Revisar a literatura sobre sistemas híbridos fotovoltaicos associados a outras fontes;
- ✓ Investigar as condições de viabilidade de aproveitamento de RSU em regiões de menor porte;
- ✓ Analisar a regulação referente à GD no Brasil com foco na possibilidade de inserção de sistemas híbridos.

1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está dividido em seis capítulos. Inicialmente, esta introdução teve o intuito de apresentar o contexto do tema e sua relevância, indicando também os seus objetivos. Já o capítulo seguinte dedica-se à revisão da literatura referente ao aproveitamento de RSU para geração de energia; aos sistemas híbridos de geração; e à Geração Distribuída por resíduos sólidos.

No Capítulo 3, é abordado o potencial energético solar no Brasil comparado com outros países em que a participação da energia solar é mais alta na matriz energética, além de tratar do potencial solar na região de Paulínia, abordando o assunto da regulação atual da Geração

Distribuída no Brasil, a estrutura da tarifa de energia e as alterações mais discutidas nas regras da GD e seus possíveis impactos.

No Capítulo 4, serão discutidas as combinações mais comuns para uma instalação de geração de energia e as razões para se utilizar solar fotovoltaica associada com RSU neste trabalho. Este capítulo também tratará da tecnologia fotovoltaica e das tecnologias para aproveitamento energético de RSU, bem como da logística de resíduos na região estudada.

No quinto Capítulo, serão conduzidas análises de viabilidade econômica para verificar, primeiramente, o impacto da nova regulação da GD da forma que está sendo formulada. Logo na sequência, a análise se volta à contribuição que a hibridização da geração pode oferecer para o projeto escolhido como objeto de estudo de caso neste trabalho.

Por fim, o sexto capítulo traz o resumo das principais conclusões. Adicionalmente, neste capítulo estão sinalizadas as limitações enfrentadas no trabalho realizado, apontando direções para que novos estudos possam aprofundar o tema de sistemas híbridos com a energia solar fotovoltaica associada a outras tecnologias de geração.

2. GERAÇÃO ATRAVÉS DE RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS

Este capítulo dedica-se a realizar uma breve revisão de literatura sobre a geração de energia elétrica com o aproveitamento de resíduos sólidos urbanos. Em seguida são apresentadas as tipologias de usinas híbridas mais comuns. Por fim, são apresentadas como essas usinas se inserem no contexto da Geração Distribuída que se mostra uma tendência mundial.

2.1 Aproveitamento de RSU para geração de energia

De acordo com Barin (2012), a busca pelo desenvolvimento sustentável, em âmbitos sociais e ambientais, é um fator de extrema importância que incentiva a elaboração de várias pesquisas e projetos. Este autor dá como exemplo a aplicação de técnicas de gerenciamento e seleção de fontes alternativas renováveis de geração de energia. Segundo ele, dentre estas fontes, destaca-se o aproveitamento energético do biogás resultante da decomposição de resíduos sólidos urbanos como uma das formas de geração que propicia um desenvolvimento mais promissor, pois ao mesmo tempo que gera energia lida também com a destinação dos resíduos.

Para o devido aproveitamento de fontes alternativas renováveis, como a geração de energia elétrica a partir de resíduos sólidos urbanos, deve-se tomar como base métodos interdisciplinares, considerando a existência de uma série de critérios para atender necessidades e interesses diversos quando se deseja selecionar tecnologias de geração e, eventualmente, armazenamento de energia. Barin (2012) ainda buscou desenvolver uma metodologia de apoio à decisão para a seleção de sistemas para geração de energia elétrica com biogás proveniente de resíduos sólidos urbanos, avaliando devidamente cada processo decisório de acordo com aspectos econômicos, operacionais, ambientais e sociais.

Para o alcance desse objetivo, fez-se uso da lógica difusa baseada em regras e conjuntos fuzzy aplicados sob diversos critérios, avaliando diferentes perspectivas. As melhorias mais importantes apresentadas na elaboração de sua tese referem-se à criação de uma etapa de relevância prévia aos critérios em análise, criação e seleção de meta-regras e forma de apresentação e construção de tais regras, facilitando o entendimento dos agentes de decisão para a avaliação do processo decisório e propiciando uma maior participação dos mesmos para obtenção de um resultado mais satisfatório.

É possível observar ainda que os aperfeiçoamentos desenvolvidos permitiram a devida construção e averiguação das modelagens construídas. No estudo de caso, o aterro sanitário Caturrita II localizado na cidade de Santa Maria é verificada a aplicabilidade da metodologia de ajuda à decisão desenvolvida no trabalho de Barin (2012) visando a seleção da fonte de geração de energia elétrica mais apropriada a ser utilizada no aterro em questão. Por fim, deve-se enfatizar que a partir dos aperfeiçoamentos alcançados durante o desenvolvimento de sua tese, foi possível construir uma metodologia de ajuda à decisão genérica que pode ser aplicada não somente na seleção de sistemas de geração de energia em aterros, mas também na seleção de quaisquer sistemas de geração e armazenamento de energia, desde que todos os aspectos envolvidos no processo decisório sejam devidamente incorporados no problema em questão.

Segundo Martins (2017), a geração de energia por meio do biogás oriundo da decomposição dos resíduos sólidos em aterros sanitários se apresenta como uma alternativa ambientalmente e economicamente viável para a solução de um dos mais graves problemas enfrentados pela sociedade: o acúmulo de lixo. Dessa forma, o objetivo central de sua pesquisa foi analisar a viabilidade econômica e financeira da geração de energia a partir dos resíduos sólidos urbanos depositados no aterro sanitário do município de Santo Antônio de Jesus, no estado da Bahia.

Para isso, a pesquisa definiu as condições operacionais do biogás, seu aproveitamento energético, além de analisar a Lei 12.305/2010 que trata da política nacional de resíduos sólidos urbanos e o funcionamento do mercado de crédito de carbono. Determinados os parâmetros de avaliação, foram definidos os cenários da ordem de 90%, 70% e 50% de recuperação do biogás financiados sob duas condições: 100% capital próprio e 75% capital de terceiros. A partir da análise, os resultados demonstraram viabilidade para o cenário de recuperação de 90%, bem como para o cenário de 70% quando o empreendimento foi financiado em 75% por capital de terceiros.

O equipamento escolhido recebe, em média, 100 toneladas de resíduos sólidos por dia. A geração de biogás em um aterro sanitário é iniciada em aproximadamente seis meses após o início do depósito dos resíduos e continua por cerca de 15 anos após seu encerramento. Segundo Figueiredo (2012), uma tonelada de lixo depositado em aterro sanitário tem o potencial de geração de 200 Nm³ de biogás.

Baseado em R. Santos (2019), a busca por fontes alternativas de energia e a crescente preocupação com a geração de resíduos sólidos urbanos são dois temas amplamente discutidos

na literatura acadêmica contemporânea. Uma possível alternativa para a solução de ambos os problemas é a geração de energia elétrica por meio do aproveitamento desse resíduo. Embora essa prática seja incentivada pela Política Nacional de Resíduos Sólidos, a produção de energia por meio desses métodos ainda requer melhorias.

Diante dessas considerações, seu estudo avaliou a geração de energia elétrica a partir de resíduos sólidos em três diferentes sistemas (biogás de aterros sanitários; metanização da fração orgânica em digestores anaeróbios; e combustão em incineradores) por meio de análises econômicas e energéticas. A análise econômica foi realizada com os parâmetros Valor Presente Líquido e Custo Nivelado de Energia Elétrica. A viabilidade econômica foi observada apenas nos casos que consideraram a recuperação energética do biogás de aterro, demonstrando a necessidade de incentivos e políticas de apoio para viabilizar tecnologias ambientalmente mais vantajosas do que os aterros.

Conforme I. Santos (2020), no Brasil, a maior parte dos Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) é descartada em lixões e aterros sanitários de baixa qualidade e mal controlados. Uma das alternativas para melhorar o manejo é a incineração. Isso reduz bastante a quantidade de resíduos em aterros sanitários, por sua vez, possibilitando a geração de energia, o que é incentivado pela Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS).

Com a intenção de aprofundar o debate sobre a aplicação de usinas de incineração no Brasil, I. Santos (2020) apresentou uma análise energética e econômica em que se efetuou cálculos para diferentes grupos com o objetivo de determinar a população mínima e a respectiva geração de resíduos para viabilizar uma unidade de incineração.

Os resultados mostram que a energia produzida pela incineração pode abastecer em média 15% da população geradora de resíduos. A viabilidade do potencial de energia no país foi confirmada apenas para cenários com tarifas de venda de energia superiores às praticadas atualmente no mercado brasileiro e esses resultados indicam, portanto, a necessidade de intervenção governamental para viabilizar economicamente essa tecnologia, o que, por sua vez, reduziria o descarte inadequado de resíduos em todo o país.

Pecora (2009) avalia que a produção do biogás é possível a partir de uma grande variedade de resíduos orgânicos como resíduos sólidos urbanos, resíduos de atividades agrícolas e pecuárias, suinocultura, lodo de esgoto, entre outros e reforça que o biogás, formado a partir da degradação

da matéria orgânica, é composto por uma mistura de gases, sendo os principais componentes o dióxido de carbono (CO_2) e o metano (CH_4), que é um gás de efeito estufa com potencial de aquecimento global cerca de 21 vezes maior se comparado ao CO_2 .

Os aterros sanitários podem dispor de técnicas de captação do biogás produzido e sua posterior queima em flare, onde o metano é transformado em dióxido de carbono, minimizando o impacto ambiental. Além da oportunidade de reduzir os danos ambientais, o biogás pode ser utilizado como combustível na geração de energia elétrica, agregando desta maneira, ganho ambiental e redução de custos, devido à diminuição de compra da energia consumida da concessionária local. Neste contexto, Pécora (2009) discute o aproveitamento de biogás proveniente do tratamento de resíduos sólidos urbanos para geração de energia elétrica e iluminação a gás, desenvolvido pelo CENBIO.

2.2 Sistemas híbridos de geração

Segundo Jiang et al (2017), espera-se que a parcela da eletricidade renovável intermitente (ERI) no futuro sistema elétrico urbano aumente significativamente, sendo necessária capacidade de backup suficiente no período em que a saída de ERI é baixa. A bioenergia é neutra em carbono e, portanto, pode ser uma opção promissora para fazer backup de ERI. Jiang et al (2017) explorou o potencial da biomassa de RSU no backup de ERI em um sistema elétrico urbano e usou um modelo de sistema elétrico desenvolvido para projetar configurações futuras de geração de eletricidade.

Dada a configuração de geração de eletricidade projetada, a demanda potencial de bioenergia como capacidade de reserva é estimada pela simulação da demanda de eletricidade por hora e do fornecimento de ERI durante o período de um ano. A demanda potencial estimada de bioenergia é então comparada com o suprimento potencial de bioenergia do fluxo de resíduos urbanos. O local para a aplicação deste modelo foi a cidade de Amsterdã, na Holanda, onde a complementaridade da energia eólica e solar é encontrada para reduzir a demanda por capacidade de reserva de bioenergia.

Um dia de clima extremo com quase nenhum suprimento de energia eólica e solar requer cerca de 2.800 toneladas de biomassa residual por dia em um cenário de redução de emissões e 1.300

toneladas de biomassa residual por dia em um cenário de utilização média de energia renovável. A biomassa residual média diária gerada na cidade é de cerca de 1400 toneladas. O armazenamento de bioenergia como um buffer é considerado necessário devido às flutuações mensais tanto na oferta quanto na demanda de resíduos de biomassa.

Jiang et al (2017) calculou o suprimento potencial teórico de bioenergia de um fluxo de resíduos urbanos e avaliou se esse suprimento potencial poderia atender à demanda por capacidade de backup em diferentes cenários. No entanto, o aspecto econômico da energia de biomassa residual não está incluído em sua análise em que se discutiu apenas o custo e o benefício do fornecimento flexível de biogás a partir de resíduos de biomassa urbana.

O custo nivelado de eletricidade (CNE) é usado como um indicador econômico. Jiang et al (2017) investigaram os custos da geração de energia através de distintas tecnologias nos Países Baixos, reportando os resultados em euros a valores constantes de 2016. O CNE de uma central de biogás com fornecimento flexível situou-se na faixa de 0,158–0,269 €/kWh, sendo inferior ao de um sistema de bateria cujo custo ficou acima de 0,2 €/kWh , mas não tão baixo quanto o de um sistema de geração a gás natural, 0,075–0,098 €/kWh. Por outro lado, sinalizaram que o CNE do fornecimento flexível a biogás, gerado a partir da biomassa de resíduos urbanos, mostrou-se altamente influenciado pelo custo de pré-tratamento de resíduos, e também do custo de armazenamento e das horas de carga total.

Devido à natureza heterogênea da biomassa residual, um pré-tratamento, como moagem para redução do tamanho das partículas, separação para remoção de contaminantes e tratamento alcalino, é necessário para a produção eficiente de biogás [59]. O pré-tratamento de resíduos leva a um custo extra em comparação com substratos homogêneos, mas a matéria-prima de biomassa homogênea custa (80-150) €/ton. Portanto, o lixo urbano como matéria-prima de biomassa pode ser competitivo em termos de custo em comparação com uma matéria-prima de biomassa homogênea.

Barbosa et al. (2004) define um sistema híbrido como aquele que utiliza conjuntamente mais de uma fonte de energia, dependendo da disponibilidade dos recursos energéticos locais, para geração de energia elétrica. A opção pelo hibridismo é feita de modo que uma fonte complemente a eventual falta da outra. Em seu levantamento, ele verificou que, dentre as fontes de energia mais utilizadas sobressaem-se a solar e a eólica.

Barbosa et al. (2004) pesquisou várias instalações para verificar quais eram as combinações de fontes de energia mais comuns e as peculiaridades de cada uma delas. Com exceção do sistema híbrido de Joanes, cuja operação difere dos demais, um sistema de backup diesel-elétrico de caráter não renovável é usado para garantir a continuidade e, consequentemente, a confiabilidade dos sistemas híbridos. Como mostra a Tabela 2.1, este sistema pode operar tanto on-grid quanto off-grid, dependendo de quanto os painéis solares e os aerogeradores estiverem produzindo em relação à demanda.

Tabela 2.1 - Características gerais do Sistema de Joanes

Tecnologia	Energia eólica com aerogeradores importados, Energia solar fotovoltaica, inversor rotativo, banco de baterias.
Componentes	<p>Sistema eólico</p> <p>4 Aerogeradores de 10 kW (cada). 1 Transformador de 75 kVA. 4 Torres treliçadas estaiadas (2x24 m e 2x30 m de altura).</p> <p>Sistema solar fotovoltaico</p> <p>1 Arranjo fotovoltaico de 10,2 kWp (módulos de 55 Wp).</p> <p>Comuns às fontes de energia</p> <p>1 Inversor rotativo de 52,5 kW. 1 Banco de baterias - 200 unidades seladas reguladas a válvula 2 V_{cc}/1000 Ah.</p>
Operação	O sistema pode operar tanto de forma isolada (preferencial) quanto conectado à rede existente em Joanes e energizada pela UTE-Salvaterra. Enquanto há geração suficiente proporcionada pelos aerogeradores e pelos painéis fotovoltaicos, o sistema opera isolado, caso contrário, interligam-se ambos os sistemas (híbrido e UTE). Ressalta-se que a operação do sistema não é feita de forma automática.

Fonte: Barbosa et al., 2004.

O sistema Híbrido Eólico-Diesel de Praia-Grande foi implementado em setembro de 1998 e é eólico-diesel abastecendo residências, o centro comunitário, escolas, armazéns e o sistema de bombeamento de água da vila e a iluminação pública (RÊGO, 1999 E VALE, 2000). A Tabela 2.2 indica que a transição de uma fonte para outra não é feita de forma automática.

Tabela 2.2 - Características gerais do Sistema de Praia-Grande

Tecnologia	Energia eólica com aerogerador importado, controladores de carga, banco de baterias e grupo gerador a diesel.
Componentes	<p style="text-align: center;">Sistema eólico</p> <p>1 Aerogerador de 10 kW. 1 Controlador de carga VCS –10 (retificador). 1 Transformador 3ϕ 30 kVA. 2 Inversores estáticos de 4 kW (cada). 1 Banco de baterias - 20 unidades chumbo-ácido 12 V_{cc}/150 Ah (série/paralelo 48 V_{cc}). 1 Torre treliçada estaiada (20 m de altura).</p> <p style="text-align: center;">Sistema diesel-elétrico</p> <p>2 Grupos geradores a diesel de 7,5 kVA (cada).</p>
Operação	Os aerogeradores fornecem a energia necessária à vila até que haja insuficiência de vento e/ou o banco de baterias esteja com carga inferior à mínima para o suprimento de energia. Com a saída da geração eólica, entra em operação a geração diesel-elétrica, que opera até que a geração eólica se estabilize. Ressalta-se que a operação do sistema não é feita de forma automática.

Fonte: Barbosa et al., 2004.

O sistema híbrido solar-eólico-diesel de Tamaruteua foi implantado em junho de 1999. Sua geração abastece residências, escolas comércios, igrejas, prédios de usos diversos da vila e iluminação pública (MACÊDO, 2000 E PROJETO PNUD BRA/99/11, 2002). Tal sistema, como pode ser visto na Tabela 2.3, tem como principal aspecto a priorização da alimentação que, primeiro, ocorre com a carga das baterias que, quando for insuficiente, é feita pelas fontes solar e eólica que é complementada pelo gerador à diesel quando a demanda superar a capacidade das fontes renováveis.

Tabela 2.3 - Características gerais do Sistema de Tamaruteua

Tecnologia	Energia eólica com aerogeradores importados, energia solar fotovoltaica, controladores de carga, inversores estáticos, banco de baterias e grupo gerador a diesel.
Componentes	<p>Sistema eólico 2 Aerogeradores de 10 kW (cada). 2 Controladores de carga VCS –10 (retificador). 2 Transformadores 3ϕ de 30 kVA (cada). 2 Torres treliçadas estaiadas (24 m e 30 m de altura).</p> <p>Sistema solar fotovoltaico 1 arranjo fotovoltaico de 1,92 kWp (módulos de 120 Wp).</p> <p>Comuns às fontes de energia 1 Banco de baterias - 64 unidades chumbo-ácido 6 V_{cc}/350 Ah (série/paralelo 48 V_{cc}). 3 Inversores estáticos de 5,5 kW (cada).</p> <p>Sistema diesel-elétrico 1 Grupo gerador a diesel de 30 kVA.</p>
Operação	De acordo com as condições do banco de baterias, o sistema renovável supre a carga. Se a geração renovável não for suficiente para atender à demanda solicitada, este sistema é desconectado e o grupo gerador a diesel é então acionado para suprir as necessidades da comunidade. Ressalta-se que a operação do sistema não é feita de forma automática.

Fonte: Barbosa et al., 2004.

Segundo Kami et al. (2019), as tecnologias de energia solar concentrada e de recuperação energética de resíduos sólidos urbanos ainda não foram viabilizadas no Brasil, e propõe análise termoeconômica de sistema híbrido de geração termelétrica, explorando aspectos da viabilidade dessas tecnologias em um arranjo integrado e inovador.

A metodologia desta análise foi implementada no software de simulação Epsilon Professional®, sendo o principal requisito a produção máxima de energia elétrica em base anual, a partir da operação em carga base. Restrita ao aporte de recurso solarimétrico para múltiplo solar MS < 1, no qual não há o superdimensionamento do campo solar (SF), e a disponibilidade de resíduos sólidos urbanos é de 115.000 t/ano, aplicado ao estudo de caso da cidade de Petrolina/Pernambuco.

O sistema híbrido analisado por Kami et al. (2019) consiste em uma planta de energia solar concentrada com tecnologia de coletores de calhas parabólicas Parabolic Trough Collector (PTC) com geração de vapor saturado de maneira indireta, sistema de conversão energética de resíduos composto de gaseificação de combustível derivado de resíduos e turbina a gás para conversão do biogás, sistema de recuperação de calor e queima suplementar e geração de vapor superaquecido e bloco de potência que compreende turbina a vapor, condensador, bombas, trocadores de calor e auxiliares, perfazendo um sistema híbrido de geração termoelétrica com uma potência bruta total de 14,3 MW.

A partir da simulação anual do sistema híbrido, foram obtidos como resultados uma geração anual de energia elétrica de 114.608 MWh/ano, uma fração solar anual de 11%, fator de capacidade de 91,5% e eficiência energética do sistema híbrido de 43%. A análise técnica foi complementada pela análise econômica por meio dos indicadores econômicos: valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR), payback e custo nivelado de energia elétrica (CNE). Por fim, foi realizada uma análise de sensibilidade para diferentes múltiplos solares avaliando impacto na fração solar é realizada uma comparação do projeto híbrido proposto com as tecnologias utilizadas de maneira não integrada.

Ainda de acordo com Kami et al. (2019), sistemas híbridos, conforme o proposto em seu trabalho, podem ser uma alternativa importante no endereçamento das externalidades do gerenciamento atual de resíduos sólidos urbanos no contexto de políticas públicas e iniciativas para a sustentabilidade das cidades, mas também acessar áreas cujo recurso solarimétrico seja moderado. Adiciona-se também que o conceito híbrido poder ser replicado em diferentes localidades, inclusive contemplando a hibridização com outras fontes de energia, notavelmente resíduos agroindustriais, biomassa energética, além é claro do gás natural, combustível de transição para a economia de baixo carbono.

Segundo Monteiro Filho (2018), a demanda energética em todo o mundo aumenta a cada ano que passa e isso se deve ao aumento expressivo da população mundial. Essa alta demanda causa a necessidade da utilização de uma quantidade maior de combustíveis fósseis, o que pode ser considerado um problema, já que os mesmos além de serem finitos causam problemas ao meio ambiente. Com tal crescimento, faz-se necessário estudar e entender novas tecnologias e novas fontes de geração de energia. Nesse sentido, fontes de energias renováveis têm sido

largamente estudadas, já que podem resolver ambos os problemas, o da demanda de energia e também a redução de emissões de poluentes.

O aumento da população traz um outro fator importante de ser observado, o aumento da quantidade de resíduos sólidos gerados. A grande produção de resíduos é um tema muito importante a ser considerado. Essa preocupação vem da dificuldade de encontrar uma destinação final para todo esse resíduo. Atualmente no Brasil as principais formas de destinação final desses resíduos são, os aterros sanitários, aterros controlados e os lixões ou vazadouros à céu aberto, sendo que a quantidade de lixões ainda é grande. Uma alternativa à disposição final do lixo utilizando um desses métodos é a geração de energia por meio dos resíduos sólidos urbanos (RSU).

Muitas tecnologias existem com essa aparente função. Podem ser citadas, a pirólise, gaseificação, incineração, pirólise por plasma, thermoselect e a produção de combustível derivado de resíduo (CDR). Monteiro Filho (2018) analisou a viabilidade de uma solução para o problema do Aterro Jockey Club Brasília, também conhecido como "lixão da estrutural". Para tanto, propôs simular uma planta híbrida de geração de energia utilizando tecnologia de geração de energia solar (Heliotérmica), os resíduos sólidos urbanos e o gás confinado nas camadas de resíduos depositados há anos no lixão.

2.3 Geração Distribuída com Resíduos Sólidos

De acordo com Dias e Costa (2013), tendo em vista a necessidade de se buscar fontes alternativas para a geração de energia elétrica para suprir o aumento na demanda e o crescimento populacional e econômico do Brasil, torna-se cada vez mais importante realizar estudos que demonstrem como essa geração pode ser realizada e os seus impactos. Partindo desse ponto, Dias e Costa (2013) exploraram as diversas rotas tecnológicas da geração a partir de resíduos sólidos e as maneiras de se inserir essa Geração Distribuída nas redes de distribuição já existentes, além de tratarem sobre as redes inteligentes (smart grid), suas vantagens e formas de atuação.

Para tanto, eles realizaram simulações de inserção da geração proposta no sistema elétrico convencional, de forma a se obter relações que esclareçam como o sistema reage à penetração

de Geração Distribuída e quais as configurações que favorecem o bom funcionamento da rede de distribuição. Para isso foi utilizado um modelo de alimentador radial que permite inserir a Geração Distribuída de diversas formas nas unidades consumidoras e observar o fluxo de potência no sistema. Foi realizada ainda uma análise da atuação do smart grid em redes onde há Geração Distribuída de energia de forma que este possa realizar manobras que evitem o desligamento ou danos ao sistema.

Assim, a partir das simulações realizadas e dos resultados obtidos, Dias e Costa (2013) puderam verificar que a metodologia utilizada foi adequada, pois foi possível observar diversas configurações onde a Geração Distribuída a partir da biomassa de resíduos sólidos urbanos pode ser inserida na rede convencional de energia elétrica trazendo apenas benefícios para o consumidor e aliviando a carga da concessionária em horários de pico. A metodologia empregada na análise de redes em smart grid também possibilitou resultados que apontam para grandes vantagens na implementação desse sistema, aumentando a confiabilidade e a robustez do sistema de distribuição de energia elétrica.

Segundo Batista et al. (2014), o mercado de biodigestores está em expansão no Brasil, assim como os estudos de utilização do biogás gerado por esses para produção de energia elétrica. A complexidade em se comercializar energia, a inércia das concessionárias e permissionárias a aceitação a esse tipo de conexão mudou significativamente nos últimos anos, principalmente após a publicação da resolução 482 da ANEEL referente à Geração Distribuída. Em função destas dificuldades, os proprietários destes sistemas acabavam se direcionando a utilização de sistemas isolados ou declinando da utilização do biogás para geração de energia.

Diante deste novo cenário, coube repensar a implementação de sistemas de Geração Distribuída utilizando motor a gasolina adaptados para biogás e motores de indução como geradores assíncronos que apresentam um custo muito inferior comparados aos sistemas com motores a diesel e geradores síncronos.

3. POTENCIAL ENERGÉTICO SOLAR NO BRASIL

Este capítulo aborda o potencial da energia solar e sua evolução nas últimas décadas. Inicialmente apresenta-se o papel da fonte fotovoltaica no Brasil e no mundo e como as tecnologias ligadas a esta fonte vêm se desenvolvendo. Na sequência, é definido o local de instalação da usina de estudo deste trabalho, com base no potencial solarimétrico e da logística de RSU no estado de São Paulo, entre outros fatores. Por fim, é vista a literatura recente sobre a evolução da Geração Distribuída no Brasil e as alterações mais discutidas desta modalidade de geração para o futuro.

3.1 O potencial da energia solar no contexto mundial e brasileiro

A matriz elétrica brasileira é historicamente uma das mais limpas do mundo devido, em grande parte, à alta participação da energia hidráulica proveniente das grandes usinas hidrelétricas instaladas no país. A contribuição desta fonte chega a 65% da oferta interna de energia elétrica e a fatia renovável vem crescendo ainda mais na última década pelos esforços em se ampliar a participação de outras fontes renováveis, em especial, a energia eólica (EPE/BEN, 2020).

A Figura 3.1 mostra como esta fonte já ocupa uma posição relevante na matriz nacional com projetos, na sua maior parte, instalados na região nordeste, onde é produzida 86% da energia eólica do país (NEOENERGIA, 2021). De fato, quase a totalidade da energia consumida nesta região provém da fonte eólica.

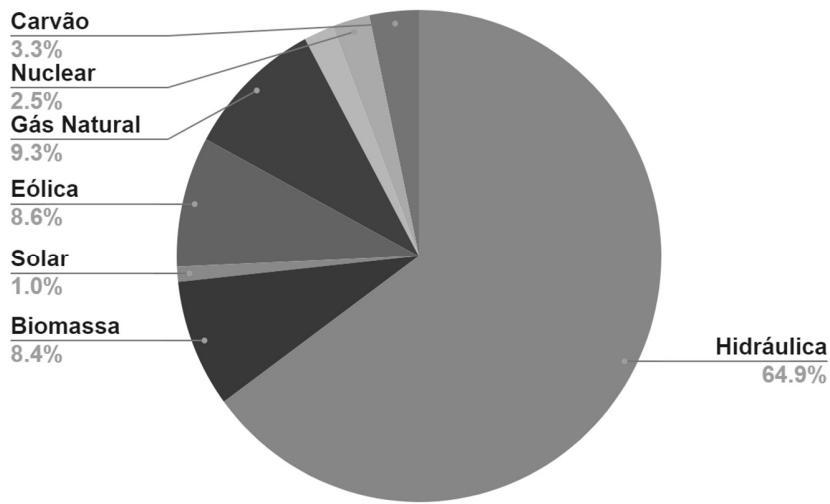


Figura 3.1 - Matriz Elétrica Brasileira em 2019

Fonte: EPE/BEN, 2020.

Comparativamente, a geração de energia elétrica no mundo ainda é baseada, principalmente, em combustíveis fósseis como carvão, óleo e gás natural, em termelétricas. Grande parte dos países desenvolvidos têm a maior parte da sua eletricidade gerada a partir de combustíveis não renováveis, segundo a Figura 3.2 abaixo.

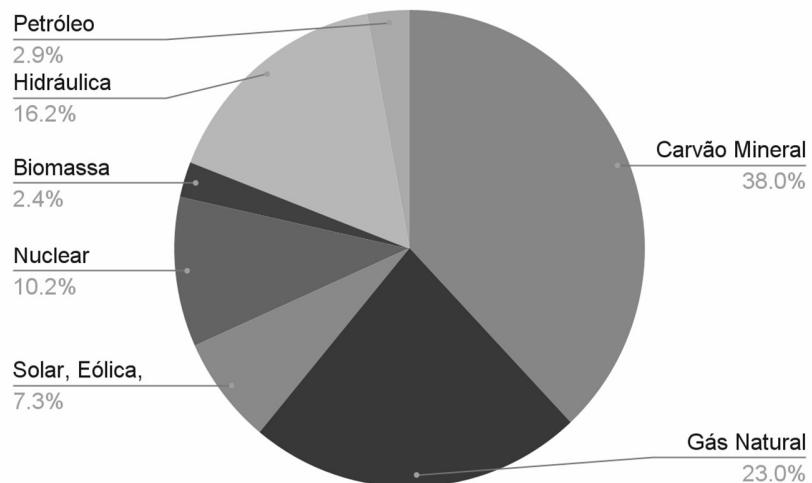


Figura 3.2 - Matriz Elétrica Mundial em 2018

Fonte: IEA, 2020.

A Figura 3.3 mostra a participação por tipo de fonte na matriz elétrica brasileira em comparação com a média mundial.

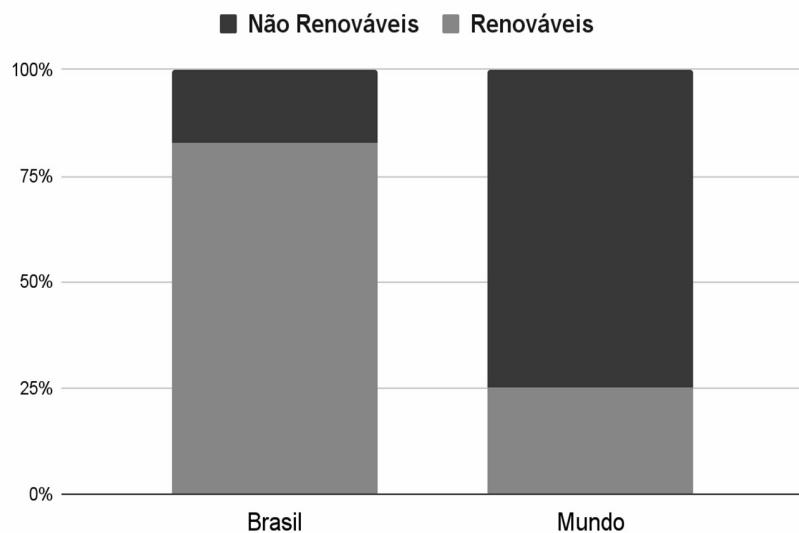


Figura 3.3 - Participação por tipo de fonte na matriz elétrica brasileira em 2019

Fonte: EPE/BEN, 2020.

No Brasil, a tendência é que a ampliação das fontes renováveis se intensifique. De acordo com relatório de 2018 da Agência Internacional de Energia (AIE), sobre as perspectivas energéticas globais a longo prazo, em 2040, a matriz elétrica nacional deverá ser composta por 96% de energias de baixo carbono. Um dos caminhos mais promissores para que essas perspectivas se concretizem é o da energia solar que, como vimos na Figura 3.1, tem ainda uma participação muito baixa no país e, portanto, um grande potencial no país.

A energia solar é a fonte de energia que apresenta o maior crescimento no mundo atualmente (IRENA 2020). Este crescimento vem sendo alcançado com a diminuição do custo dos equipamentos e pelo avanço tecnológico que vem permitindo que os projetos associados à energia solar tenham cada vez mais robustez de forma a permanecer em funcionamento por mais de 30 anos de forma consistente e com baixo nível de manutenção.

Segundo Parente et al (2002), aprender por meio da experiência de mercado reduz os preços de várias tecnologias de energia. Esse fenômeno pode ser capturado por curvas de experiência e os resultados de sua pesquisa reforçam a importância da política de tecnologia energética na

contribuição para tornar as novas tecnologias comercialmente competitivas. A previsão é a de que esta tendência de crescimento permaneça na maioria dos países e que o mundo chegue a 1 bilhão de kW de capacidade solar fotovoltaica instalada até 2023 (IRENA 2020).

O Brasil tem um potencial energético solar enorme devido ao alto nível de irradiação que ultrapassa os 6,0 kWh/m²dia em várias regiões do país como mostra a Figura 3.4 abaixo. Este índice é amplamente superior a vários países que utilizam muito mais a fonte solar do que o Brasil, como a Alemanha. De fato, no local menos ensolarado do país, a irradiação é cerca de 25% maior do que no local mais ensolarado da Alemanha, que tem uma participação da fotovoltaica em sua matriz elétrica de 10,5% com 50,7 TWh produzidos em 2020 em comparação à participação de 1% no Brasil.

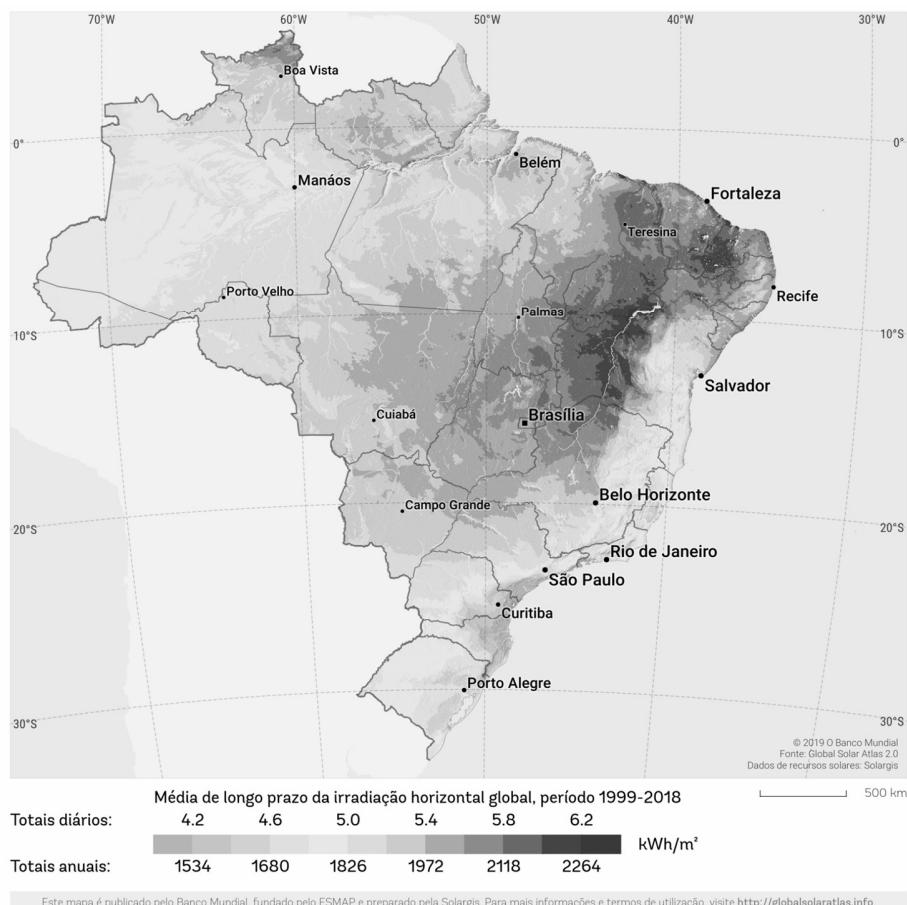


Figura 3.4 - Irradiação global horizontal no Brasil - Média diária

Fonte: Solargis, 2018.

A Alemanha é reconhecida pela priorização de políticas direcionadas ao uso de fontes renováveis de energia. Embora possua condições climáticas menos favoráveis que o Brasil, a Alemanha teve grande êxito na expansão da energia solar devido, em grande parte, a programas de subsídios concedidos pelo governo, a leis específicas que favoreceram a expansão da energia solar, a mecanismos regulatórios eficazes e ao aumento constante do preço da energia oriunda de fontes não renováveis. A Figura 3.5 destaca que os níveis de irradiação média por dia não passa de 3,5 kWh/m².



Figura 3.5 - Irradiação global horizontal na Alemanha - Média diária

Fonte: Solargis, 2018.

Dentre os mecanismos de incentivos existentes na Alemanha, um dos principais é o Programa de Incentivos de Mercado (MAP), ou, no alemão, “Marktanreizprogramm”, que faz parte da estratégia política do governo deste país para expansão da participação de energia renovável na matriz energética do país. Outro instrumento importante para o crescimento do setor solar no país é a Lei de Energias Térmicas Renováveis (EEWärmeG), que entrou em vigor em Janeiro de 2009.

Esta lei torna obrigatório o uso de fontes renováveis para processos de aquecimento e refrigeração em novas edificações residenciais e comerciais e, assim, novos empreendimentos têm atendida parte de suas necessidades energéticas através de linhas de financiamento patrocinadas pelo governo alemão. Essas linhas de financiamento foram ampliadas em Janeiro de 2020 e tornaram-se ainda mais atrativas (MINISTÉRIO DE ECONOMIA E ENERGIA DA ALEMANHA, 2021).

A Geração Distribuída, instituída no Brasil em 2012, foi um passo na direção correta, como será tratado mais adiante, no sentido de estabelecer regras claras para o uso da energia solar nesta modalidade e, de fato, teve um impacto muito positivo no crescimento das instalações de geradores solares de pequeno porte no país. Porém, um programa de expansão concreto com incentivos governamentais que abrangesse outras formas de utilização da energia solar que fosse além da Geração Distribuída impulsionaria o setor de forma mais rápida e contundente.

3.2 Potencial energético solar em São Paulo

O Atlas de Energia Solar coordenado pela Secretaria de Energia e Mineração aponta o potencial de energia solar do Estado de São Paulo para geração fotovoltaica de 12 TWh/ano com destaque para a região centro-norte do estado, cuja irradiação média diária atinge 5,6 kWh/m². A Figura 3.6 indica claramente a concentração de maior irradiação nesta região do estado.

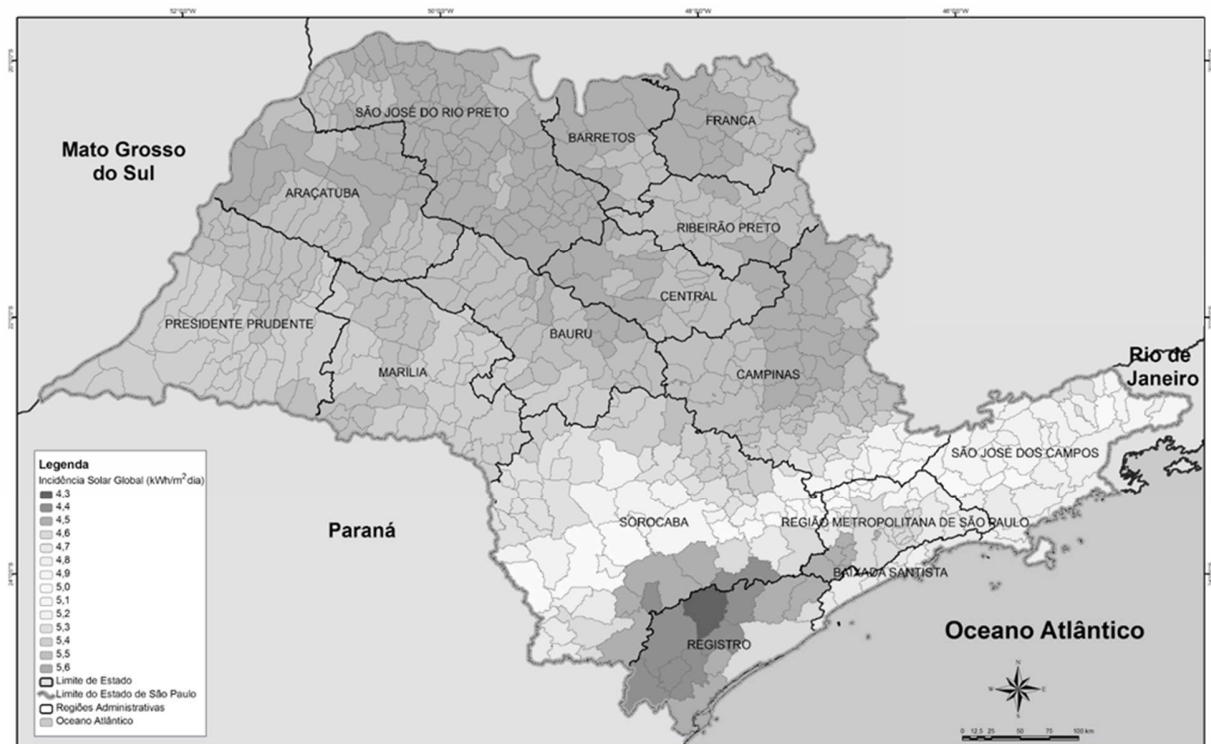


Figura 3.6 - Incidência solar global do estado de São Paulo

Fonte: Secretaria do Meio Ambiente do estado de São Paulo, 2021.

Uma particularidade do estado de São Paulo para a Geração Distribuída é o fato de, diferentemente da maioria das unidades federativas do país, existirem várias distribuidoras atuando no estado. Este ponto é relevante já que, para uma usina GD operando de forma remota, os beneficiados pela energia gerada por ela devem estar numa região atendida pela mesma concessionária. A Figura 3.7 mostra as distribuidoras que cobrem o estado e as regiões correspondentes.

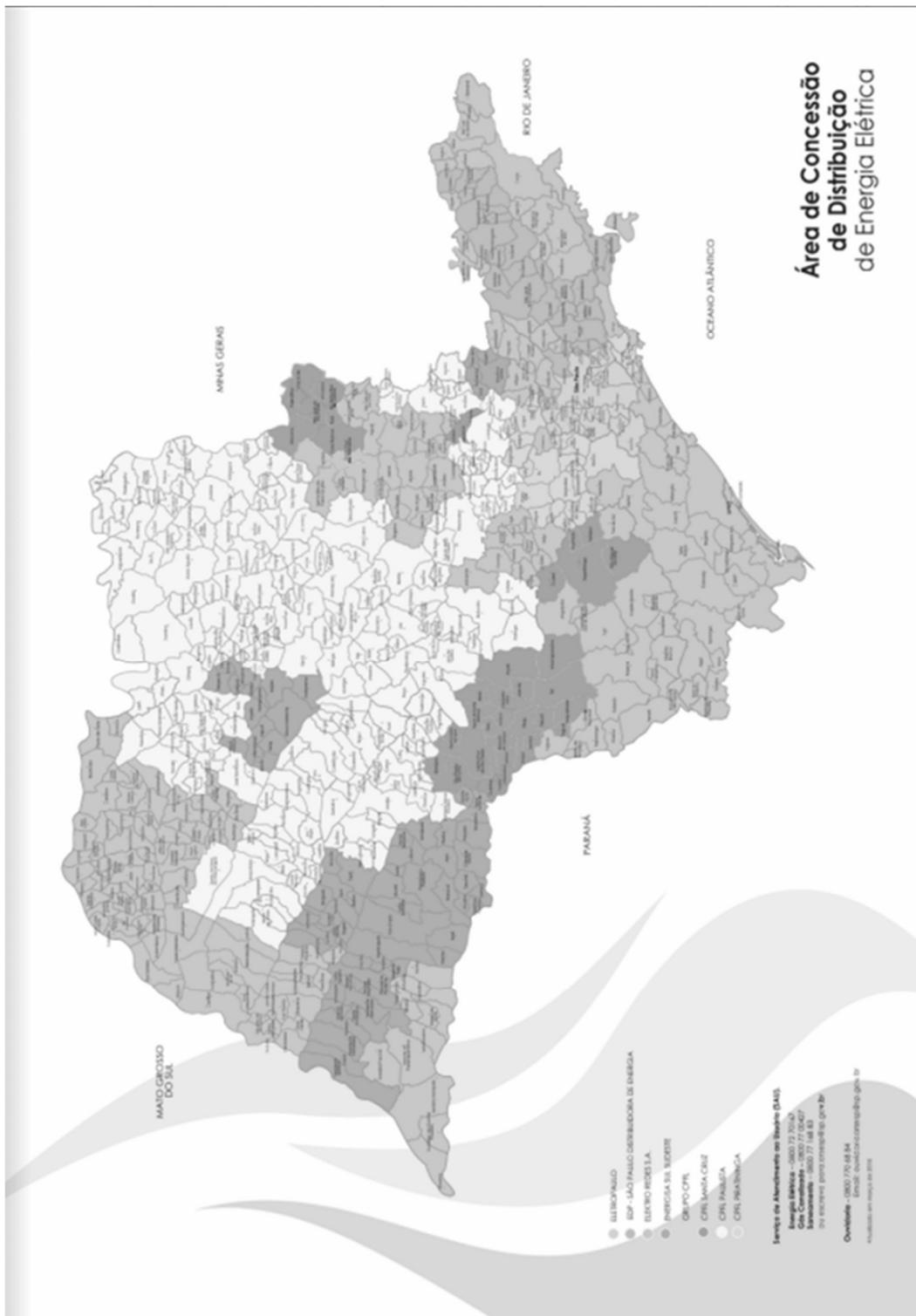


Figura 3.7 - Mapa de concessionárias do estado de São Paulo

Fonte: ARSESP, 2018.

Para se definir o local de instalação da usina híbrida objeto de análise deste trabalho, serão considerados como critérios os seguintes pontos: (i) nível de irradiação solar; (ii) custo da tarifa aplicado pela concessionária; (iii) densidade de estabelecimentos comerciais conectadas em baixa tensão; (iv) logística e volume de RSU.

Em relação ao custo da tarifa, a CPFL Paulista é a que aplica o maior valor no estado de São Paulo, cuja área de concessão inclui cidades como Campinas e arredores, Ribeirão Preto, Araraquara e São José do Rio Preto. O nível de irradiação solar no centro e no norte do estado, área atendida por esta concessionária, supera os 5 kWh/m² diários, configurando uma região de alto potencial solarimétrico.

O critério relacionado à logística e volume de resíduos sólidos, leva a análise para a região de Campinas, onde há a maior geração de RSU do interior do estado e aterros localizados de forma que a distância média de transporte deste material fique abaixo dos 30 km (EMAE, 2010). Desta forma, o local de instalação da usina objeto deste estudo será no município de Paulínia.

Muitos locais poderiam ser adequados para a operação desta usina baseado nos critérios abordados neste trabalho, principalmente relacionado aos pontos (i), (ii) e (iii) mencionados acima. Porém, a boa logística de RSU e o volume deste material gerado, coloca a região de Campinas à frente na escolha do local de instalação deste empreendimento.

3.3 Geração Distribuída No Brasil

A Geração Distribuída, teve, desde o seu início no Brasil, um desenvolvimento bastante pulverizado por todo o território nacional. Sua adoção é tanto mais viável quanto mais cara for a tarifa de eletricidade convencional da distribuidora local e quanto maior for o índice de irradiação anual da região. A demanda crescente de energia elétrica vem alterando o perfil de consumo e demanda no Brasil e pressionando a demanda por este tipo de instalação.

Nos últimos anos, os valores máximos de demanda são registrados nos meses de verão e no horário entre 12 e 15 horas, com oportuna coincidência com a disponibilidade de radiação solar para a geração fotovoltaica. Com a queda acentuada dos preços dos geradores solares

fotovoltaicos nos últimos anos, sua adoção por todo o território brasileiro vem sendo crescente e atingiu crescimento exponencial a partir do final de 2016, como mostra a Figura 3.8 abaixo.

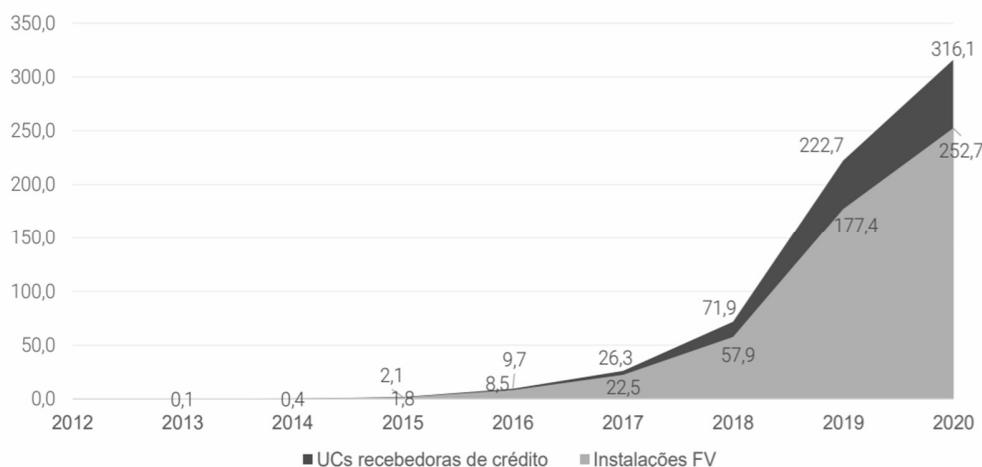


Figura 3.8 - Número de instalações fotovoltaicas em GD - em milhares
Fonte Greener, 2021.

A Geração Distribuída pode ser uma das formas de adaptar o SIN à transição energética através da descentralização a geração. Modalidades como autoprodução e usinas que visam atender o mercado livre de energia também descomprimem o SIN e trazem benefícios importantes em todos os segmentos da energia elétrica, desde a geração, passando pela transmissão e distribuição até a entrega da energia elétrica ao consumidor final.

Na geração, a descentralização estimula a diversificação da matriz já que insere no sistema vários pequenos produtores que escolherão fontes distintas de acordo com o que for mais conveniente segundo as características do local da instalação. Apesar da matriz elétrica brasileira ser majoritariamente renovável, ela ainda é muito concentrada na fonte hidráulica, trazendo à luz as debilidades do sistema elétrico durante épocas de estiagem cada vez mais intensas e longas, que seriam amplamente minimizadas, se não sanadas, com uma maior diversificação.

Na transmissão, o aumento da descentralização traz eficiência já que quanto mais a energia tem que viajar da geração até o ponto de consumo, maiores são as perdas e, portanto, menos energia chega ao consumidor em relação ao que foi gerado. A descentralização aqui traz uma

oportunidade de desoneração da tarifa de energia já que os consumidores são os que, finalmente, têm o ônus pelas perdas associadas às longas linhas de transmissão.

Com a descentralização da geração, a distribuição se torna uma rede bidirecional que, além de entregar energia às unidades consumidoras, também é alimentada por elas, diminuindo a necessidade de energia proveniente da geração centralizada. Ademais, dá a possibilidade das distribuidoras remodelarem seus serviços de fornecimento de energia, tirando proveito das melhorias da tecnologia de comunicação para diversificar seus produtos e ter controle mais apurado dos seus custos.

A descentralização também torna o mercado mais flexível, em que os consumidores poderiam, baseado em critérios predefinidos, comprar energia de produtores menores através de uma estrutura de comercialização específica para este tipo de transação. As comercializadoras de energia já atuam no mercado brasileiro, mas a descentralização da geração poderia permitir que esta flexibilidade chegue a uma gama maior de consumidores.

3.3.1 Evolução da Regulação da GD no Brasil entre 2012 e 2021

O consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente produzido para a rede de distribuição de sua localidade desde 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. Trata-se da micro e da miniGeração Distribuída de energia elétrica, modelos que podem aliar economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade.

A ANEEL comenta em seu site que “os estímulos à Geração Distribuída se justificam pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles, estão o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética.”

Com o objetivo de ampliar a aplicação das regras da Geração Distribuída para outros modelos de compensação, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 687/2015 revisando a Resolução Normativa nº 482/2012. De acordo com as novas regras, que começaram a valer em 2016,

passou a ser permitido o uso de qualquer fonte renovável além de cogeração qualificada. Ademais, os parâmetros da microgeração e minigeração foram redefinidos sendo microgeração o sistema gerador de até 75 kW de potência instalada e minigeração sistemas com valores de 75 kW a 5 MW.

Quando a quantidade de energia gerada em determinado mês for superior à energia consumida no mesmo período, o consumidor acumula créditos que podem ser utilizados para diminuir a fatura dos meses seguintes. De acordo com a RN 687/2015, o prazo de validade dos créditos passou de 36 para 60 meses, sendo que eles podem também ser usados para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local, desde que esteja na área de concessão de uma mesma distribuidora. Esse modelo de compensação foi denominado “autoconsumo remoto”.

Outra inovação da norma referiu-se à possibilidade de instalação de Geração Distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras - EMUC). Nessa configuração, a energia gerada junto à carga pode ser dividida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores.

A ANEEL criou ainda a figura da “geração compartilhada”, possibilitando que diversos interessados se unam no formato de consórcio ou cooperativa, instalem uma micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada de forma remota para redução das faturas dos consorciados ou cooperados.

Um ponto importante sobre projetos de 75 kW ou mais conectados à rede é que eles pagam demanda contratada segundo a potência instalada como se fossem um consumidor quando, na verdade, são unidades geradoras de energia. Vamos abordar este ponto mais adiante no tópico relacionado a alterações nas regras da GD.

3.3.2 Estrutura da tarifa de energia elétrica no mercado cativo

O setor de energia elétrica no Brasil é dividido em quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização. No caso do mercado cativo, o distribuidor é quem tem a responsabilidade de consolidar todos os custos que vêm desde a geração e repassá-los ao

consumidor final através de uma fatura única, apesar de não estar envolvido com a geração e a transmissão. As parcelas da tarifa que correspondem à remuneração dos geradores e das empresas de transmissão são encaminhadas ao consumidor, portanto, pelos distribuidores.

De acordo com a Figura 3.9, a tarifa de energia elétrica utilizada é constituída por dois componentes básicos. O primeiro relacionado ao uso do sistema de transmissão e distribuição (TUSD), e o segundo correspondente à energia propriamente dita (TE). A TUSD é dividida em Transporte (Fio A e Fio B), Encargos e Perdas (Técnicas e Não Técnicas).



Figura 3.9 - Estrutura da tarifa de energia elétrica no Brasil
Fonte EPE, 2021.

O Fio A corresponde ao custo do uso de redes de distribuição ou de transmissão de terceiros e, portanto, não estão sob controle das distribuidoras. Já o componente Fio B, corresponde à estrutura de distribuição da própria concessionária.

As Perdas Técnicas são decorrentes do efeito Joule, em que, no transporte, parte da energia elétrica se transforma em energia térmica e é perdida. Portanto, quanto mais distante está a geração do ponto de consumo, mais se desperdiça através das Perdas Técnicas. As Perdas Não Técnicas vêm principalmente de ações de furto através de ligações clandestinas, desvio da rede ou fraudes de energia por adulteração no medidor, além de erros de medição e de faturamento.

Finalmente, os Encargos Setoriais são criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para viabilizar a implantação de políticas públicas no setor elétrico brasileiro. Cada um dos encargos possui objetivos pré-definidos e não são gerenciáveis pelas concessionárias de distribuição. A Figura 3.10 mostra o detalhamento da parcela TUSD da tarifa de energia.

TUSD													
Transporte						Perdas			Encargos				
Fio A			Fio B			TÉCNICAS	NÃO TÉCNICAS	OUTRAS	OUTRAS	RGR	CDE	CFURH	OUTROS
REDE BÁSICA	FRONTEIRA	CONEXÃO T	CONEXÃO D	CUSD	REMUNERAÇÃO	QUOTA DE REINTEGRAÇÃO	OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO						

Figura 3.10 - Detalhamento da parcela TUSD na tarifa de energia elétrica

Fonte: EPE, 2021.

Cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelecer tarifas que estabeleçam o equilíbrio econômico das distribuidoras para que elas possam prestar o serviço de fornecimento de energia de qualidade e de forma confiável. Por outro lado, a ANEEL deve assegurar ao consumidor que elas tenham valor justo, não sendo da responsabilidade desta entidade definir e criar encargos setoriais e tributos, que são instituídos por lei, como comentado acima.

O peso de cada componente da tarifa de energia elétrica é, em média, 28% para o Fio B, 6% para o Fio A, 7% para Encargos da TUSD, 8% em Perdas Totais, 14% de Encargos da TE e 37% da Energia.

3.2.3 Alterações mais discutidas nas regras de GD e seus impactos

A ANEEL sugeriu em 2018 que o sistema de compensação da Geração Distribuída fosse revisto a fim de corrigir supostas distorções causadas pela utilização sem custo da rede por parte dos usuários de GD. Para tanto, apresentou seis cenários de alteração que se diferenciavam entre si em função do componente tarifário que deixava de ser compensado como crédito.

O assunto progrediu e também entrou no escopo da discussão que tipo de instrumento legal faria o regimento da GD no Brasil e se, portanto, continuaria a ser regulamentada através de resolução

normativa. A discussão evoluiu no sentido de termos uma lei, que hierarquicamente tem mais peso que uma RN, e traria uma estabilidade jurídica maior que o setor vinha buscando.

Em 2019, o projeto de lei (PL) 5829/2019 foi apresentado pelo deputado Silas Câmara e ganhou a reitoria do deputado Lafayette de Andrada configurando o conjunto de modificações mais provável para seguir em frente no processo de aprovação no Congresso Nacional. Os principais pontos do PL 5829/2019 são comentados nos tópicos a seguir.

3.3.3.1 Sobre o direito adquirido

O PL 5829/2019 prevê que todos os consumidores que já estiverem gerando a sua própria energia continuem usufruindo das regras atuais por 25 anos a partir da data de conexão na rede. Também terão este direito ao usufruto das regras atuais os consumidores que protocolarem solicitação de acesso à rede junto à distribuidora em até 12 meses da data que este PL seja publicado como lei.

Este ponto é muito importante porque garante a segurança jurídica que o setor de Geração Distribuída tem insistido tanto em ter e assegurar, portanto, a equivalência na proporção um para um entre a energia produzida pelo sistema GD e o crédito gerado.

3.3.3.2 Novos projetos

Para novos projetos, o PL 5829/2019 separa a abordagem por categorias. A primeira categoria seria composta pelas seguintes modalidades: geração junto à carga, empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e autoconsumo remoto de até 500 kW.

Nesta primeira categoria, haveria a cobrança escalonada da parcela correspondente ao valor do Fio B que, como mencionado anteriormente, representa, em média, 28% da tarifa líquida. O escalonamento seria aplicado durante nove anos de acordo com o cronograma indicado na Tabela 3.1 abaixo:

Tabela 3.1 - Escalonamento da inserção do custo referente ao Fio B

Ano	1º Ano	2º Ano	3º Ano	4º Ano	5º Ano	6º Ano	7º Ano	8º Ano	9º Ano
% FioB	20%	20%	40%	40%	60%	60%	80%	80%	100%

Fonte: Autor com base em dados do PL 5829/2019, 2021.

A segunda categoria contempla projetos de geração compartilhada com potência instalada superior a 500 kW, ou quando um único consumidor tiver 25% ou mais dos créditos gerados por uma determinada instalação. Neste caso, o pagamento do valor correspondente ao Fio B ocorreria integralmente já a partir do primeiro ano da operação do sistema, além de 40% do valor do Fio A e parte dos encargos relacionados à pesquisa e desenvolvimento e à fiscalização do setor elétrico.

Um terceiro ponto que impacta tanto novos projetos quanto os projetos já em operação refere-se a como usinas com potência instalada superior a 75 kW pagam pelo uso da rede da distribuidora. Na regra atual, estas instalações pagam demanda contratada como se fossem consumidores, o que seria um contrasenso. O PL 5829/2019 considera que como estas usinas são remotas e, portanto, não têm carga junto a elas, passem a remunerar a rede como geradoras, o que representaria uma economia de 50% a 70% para o titular da instalação em relação ao valor de demanda contratada de um consumidor.

Finalmente, um quarto ponto diz respeito ao pagamento do custo de disponibilidade. Na regulação atual, o consumidor que produz sua própria energia paga o custo de disponibilidade – custo mínimo cobrado pela distribuidora para que o serviço de fornecimento de energia seja disponibilizado – cujo valor é aplicado de acordo com o padrão de conexão e corresponde a franquias mínimas de consumo mensal de energia, que vão de 30 kWh para conexões monofásicas a 100 kWh para trifásicas. No PL 5829/2019, o custo de disponibilidade seria extinto caso o consumo seja maior do que estes valores mínimos já que a unidade já pagará pelo componente do Fio B.

4. USINAS HÍBRIDAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Um sistema de geração híbrido é aquele que utiliza de forma combinada mais de uma fonte de energia visando complementaridade entre elas. A definição sobre quais fontes utilizar depende da disponibilidade dos recursos energéticos no local da instalação, bem como de eventuais externalidades positivas que possam surgir em decorrência da utilização de uma determinada fonte.

A hibridização possibilita, portanto, um despacho de energia mais flexível, garantindo a continuidade e segurança operacional, além de possibilitar a repotenciação, incremento do fator de capacidade, melhoria da eficiência energética e minimização dos custos de operação com combustíveis por unidade de energia gerada.

Neste contexto, o presente capítulo aborda brevemente as combinações de fontes mais comuns, apresentando a complementariedade natural da solar e da eólica. Em seguida, são discutidos os impactos da destinação imprópria de resíduos sólidos no Brasil e o aumento da geração de RSU ao longo dos últimos anos no país. Finalmente, serão indicadas as principais tecnologias de aproveitamento energético de resíduos sólidos e se define qual delas será utilizada no estudo de caso deste trabalho, além de abordar o chamado efeito fotovoltaico, fenômeno que transforma luz em energia elétrica.

4.1 Combinações mais comuns

Os sistemas híbridos podem combinar fontes limpas e fontes não renováveis. De fato, grupos geradores à diesel estão dentre as fontes mais comuns nestes sistemas e são utilizados para compensar a intermitência da fonte renovável combinada a eles, normalmente solar ou eólica.

A combinação solar-eólica é a mais comum em usinas híbridas considerando fontes renováveis. No nordeste do Brasil, por exemplo, esta combinação é altamente complementar tanto no espectro diário, quanto no anual. No diário o vento é mais forte durante a noite, quando não há sol e, no anual, há mais vento na época em que há mais chuvas e, portanto, menos irradiação solar.

4.2 Combinação Solar e RSU: dois problemas e uma solução.

A geração de RSU no Brasil teve um aumento considerável entre 2010 e 2019, passando de 67 milhões para 79 milhões de toneladas por ano. Da mesma forma, a geração per capita aumentou de 348 kg para 379 kg anuais. Por outro lado, a coleta de resíduos também cresceu em todas as regiões do país no mesmo período e, passou de 59 milhões de toneladas em 2010 para 72,7 milhões de toneladas em 2019 aumentando a cobertura de coleta de 88% para 92%. (ABRELPE, 2020)

No entanto, a realidade da disposição inadequada ainda está presente em todas as regiões, tendo aumentado 16% em 2019 em relação a 2010. Essa situação impacta diretamente a saúde de 77,65 milhões de brasileiros, e tem um custo ambiental — por contaminação do solo — e sanitário de cerca de US\$ 1 bilhão por ano para o país (ABRELPE, 2020). A Figura 4.1 abaixo indica esses números e considera destinação inadequada aterros controlados e lixões e destinação adequada somente os aterros sanitários.

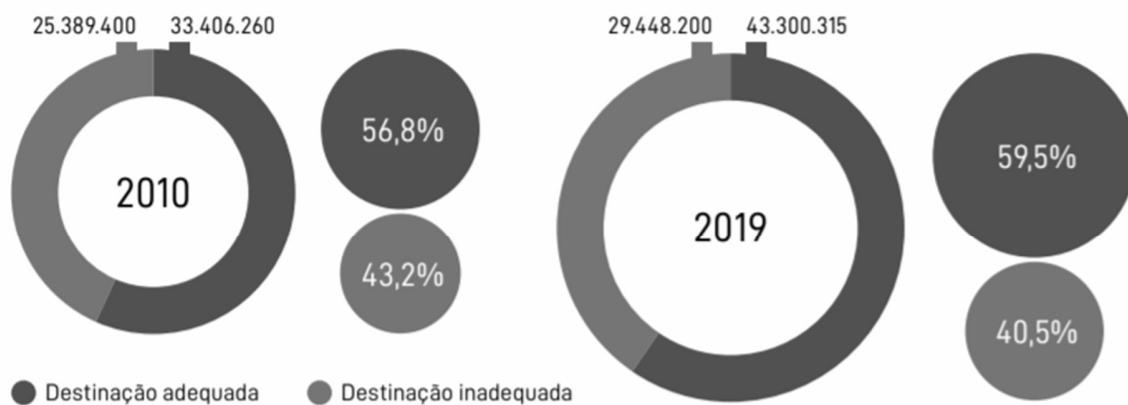


Figura 4.1 - Destinação de RSU no Brasil
Fonte: ABRELPE, 2020.

Se associarmos a geração de resíduos sólidos com a evolução do PIB, teremos a projeção mostrada na Figura 4.2 abaixo. É possível verificar uma correlação importante entre estas duas variáveis na projeção feita pela ABRELPE até 2050.

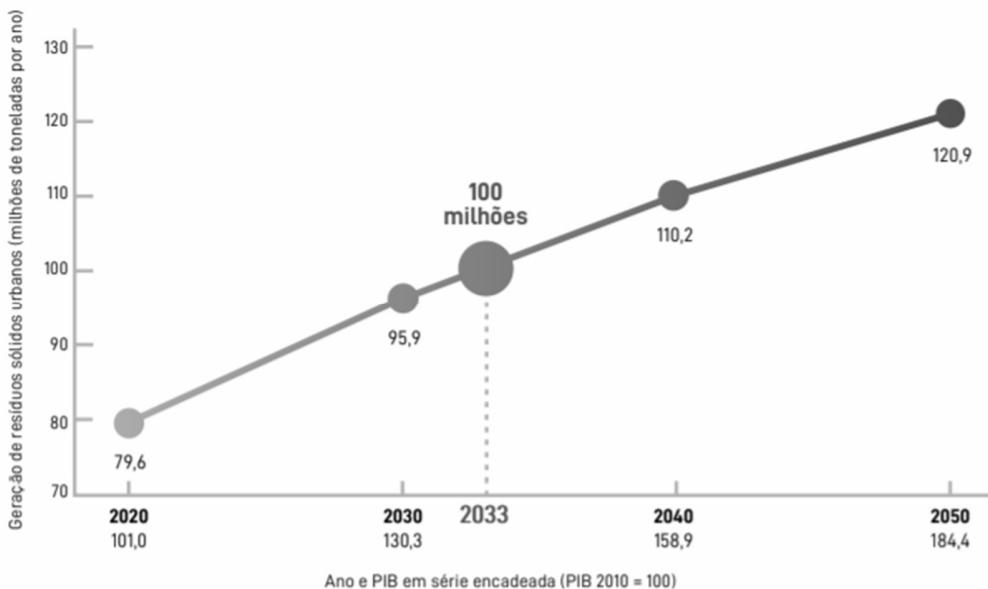


Figura 4.2 - Relação entre geração de RSU e evolução do PIB
Fonte: ABRELPE, 2020.

Conclui-se, portanto, que apesar da criação de uma lei modernizada, que após 20 anos de discussão no Congresso Nacional trouxe uma nova sistemática para a gestão de resíduos sólidos no país, os índices apresentados referentes à destinação imprópria demonstram que ainda há grandes dificuldades para se colocar em prática os avanços planejados quando a Política Nacional de Resíduos Sólidos foi elaborada.

A motivação de se analisar uma usina híbrida com aproveitamento energético de RSU, neste estudo de caso, é que o benefício deste tipo de empreendimento é duplo. Por um lado, a geração de energia ajuda na melhoria do índice de destinação adequada do lixo e, por outro, produz energia próximo ao ponto de consumo, evitando sobrecargas, desperdícios, aprimorando a estabilidade de fornecimento e colaborando para a diversificação da matriz energética.

4.3 Tecnologia fotovoltaica de conversão energética

A conversão da energia solar em energia elétrica é realizada através do efeito fotovoltaico observado por Edmond Bequerel em 1839, quando verificou uma diferença de potencial nas extremidades de uma estrutura semicondutora no momento em que incida uma luz sobre ela. Impulsionadas pelas novas descobertas da microeletrônica, em 1956 foram construídas as primeiras células fotovoltaicas industriais (NASCIMENTO, 2004).

As células fotovoltaicas são constituídas de material semicondutor sendo o silício o elemento químico mais amplamente utilizado em sua composição. O silício não possui elétrons livres à baixa temperatura e, portanto, nessas condições, é um mal condutor elétrico, apresentando a estrutura conforme a Figura 4.3 abaixo, que mostra as ligações covalentes em que os elétrons são compatilhados aos pares entre os átomos.

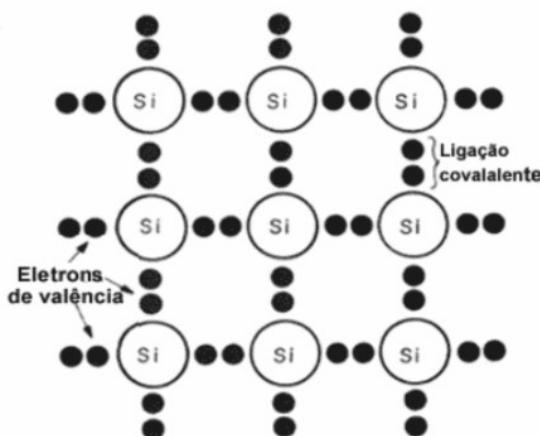


Figura 4.3 – Rede cristalina de Si à baixas temperaturas

Fonte: Pacheco, 2020.

Para que se produza corrente elétrica, é necessário liberar elétrons através de um processo denominado dopagem. A dopagem consiste em adicionar arsênio ou fósforo ao silício de maneira reconfigurar as ligações entre os elétrons e, desta forma, liberá-los para movimentarem-se pelo cristal e transportar cargas negativas. O silício com este tipo de dopagem é chamado de silício tipo “n” cuja corrente de elétrons na banda de condução é o transportador majoritário de carga

elétrica (PACHECO, 2020). A Figura 4.4 indica o elétron de arsênio livre pronto para se movimentar quando submetido a uma diferença de potencial.

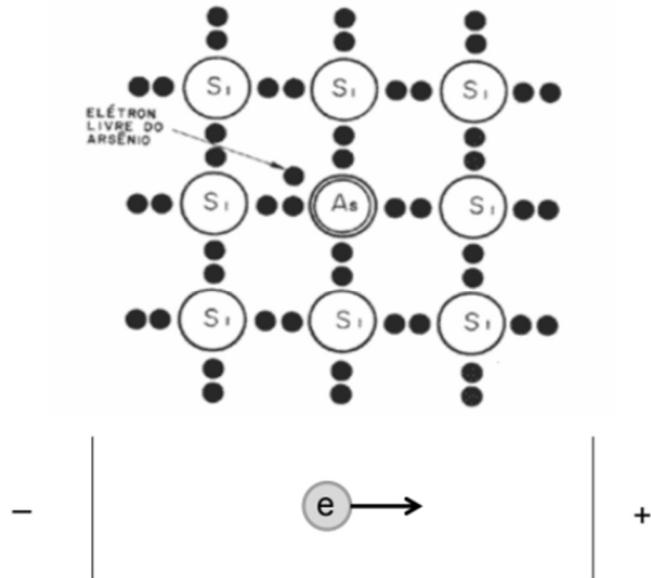


Figura 4.4 – Rede cristalina de material semicondutor tipo “n”

Fonte: Pacheco, 2020.

Realizando o mesmo processo, mas agora acrescentando boro ao invés de fósforo ou arsênio, obtém-se um material com características opostas onde há falta de elétrons ou material com cargas positivas livres e é denominado silício tipo “p”. A Figura 4.5 mostra a lacuna deixada na ligação entre o boro e o silício por um elétron faltante.

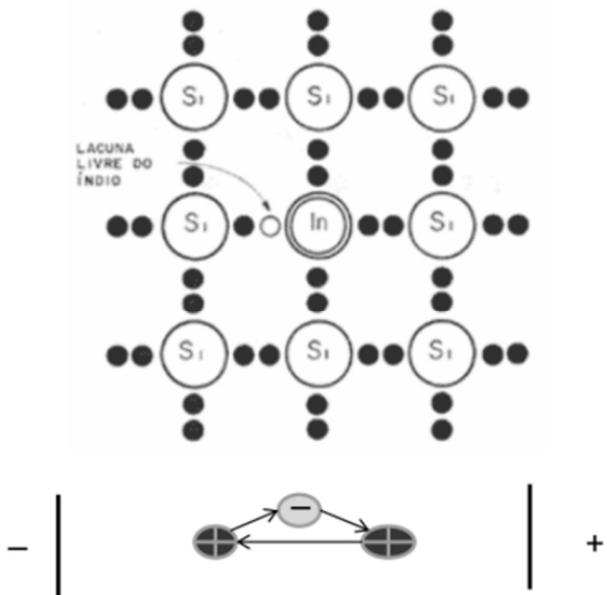


Figura 4.5 – Rede cristalina de material semicondutor tipo “p”

Fonte: Pacheco, 2020.

Cada célula solar compõe-se de uma camada fina de material tipo “n” e outra com maior espessura de material tipo “p”. Separadamente, ambas camadas são eletricamente neutras mas, ao serem unidas por uma junção “pn”, forma-se um campo elétrico com os elétrons livres do silício tipo n ocuparem as lacunas da estrutura do silício tipo “p”. A Figura xxx indica que, ao incidir luz sobre a célula fotovoltaica, os fótons chocam-se com outros elétrons da estrutura do silício fornecendo-lhes energia e transformando-os em condutores.

Devido ao campo elétrico gerado pela junção “pn”, os elétrons são orientados e fluem no sentido da camada “p” para a camada “n”. Por meio de um condutor externo, ligando a camada negativa à positiva, produz-se corrente elétrica e, enquanto a luz incidir na célula, este fluxo é mantido, cuja intensidade variará de acordo com a intensidade da luz incidente. (DO NASCIMENTO, 2004). A Figura 4.6 destaca o posicionamento da junção “pn” em que se cria um campo eletrostático onde as cargas positivas e negativas se encontram.

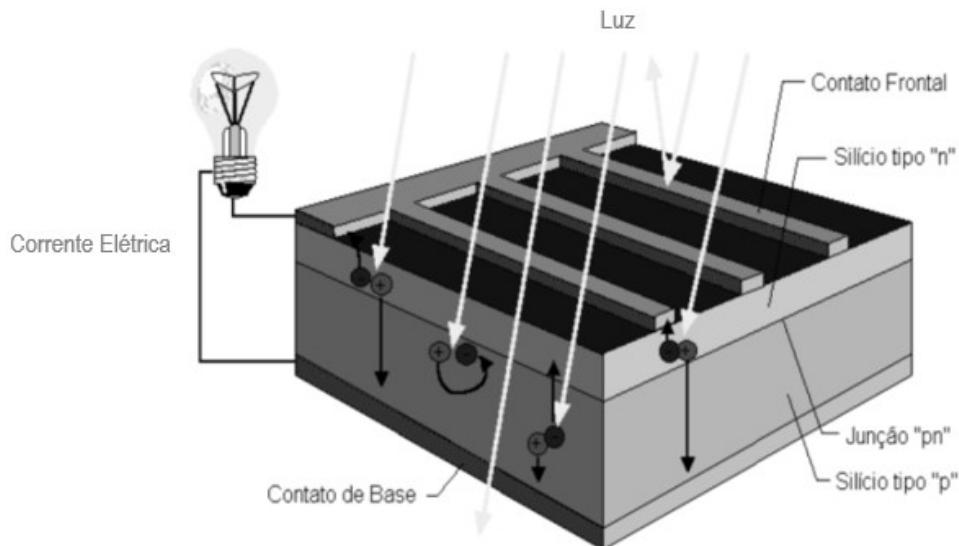


Figura 4.6 – Célula fotovoltaica

Fonte: Pacheco, 2020.

Uma célula fotovoltaica, cujo agrupamento compõe os painéis fotovoltaicos, não armazena, por si só, energia elétrica. Portanto, ela apenas mantém um fluxo de elétrons estabelecidos num circuito elétrico enquanto houver incidência de luz sobre ela. Este fenômeno de transformação de luz em energia elétrica é denominado Efeito Fotovoltaico.

A geração de energia fotovoltaica é, desta forma, obtida a partir da conversão da radiação solar que incide no painel fotovoltaico em energia elétrica. Essa energia pode ser consumida instantaneamente pela demanda da edificação, armazenada em baterias ou transmitida para a rede de distribuição local para consumo de outras unidades (SIMÕES MOREIRA, 2019).

4.4. Aproveitamento Energético De Resíduos Sólidos Urbanos

Sob o ponto de vista energético, RSU ainda é mais usado no mundo para geração de calor do que para geração de eletricidade. Em processos térmicos oriundos de biomassa, 15% vêm de resíduos sólidos urbanos, participação que cai para 7% quando se refere à eletricidade. A biomassa sólida, que compreende principalmente bagaço, dejetos animais e madeira, contribui

com 80% tanto em processos térmicos, quanto para geração elétrica. A Figura 4.7 abaixo indica o crescimento do uso de biomassa para geração de energia no Brasil.

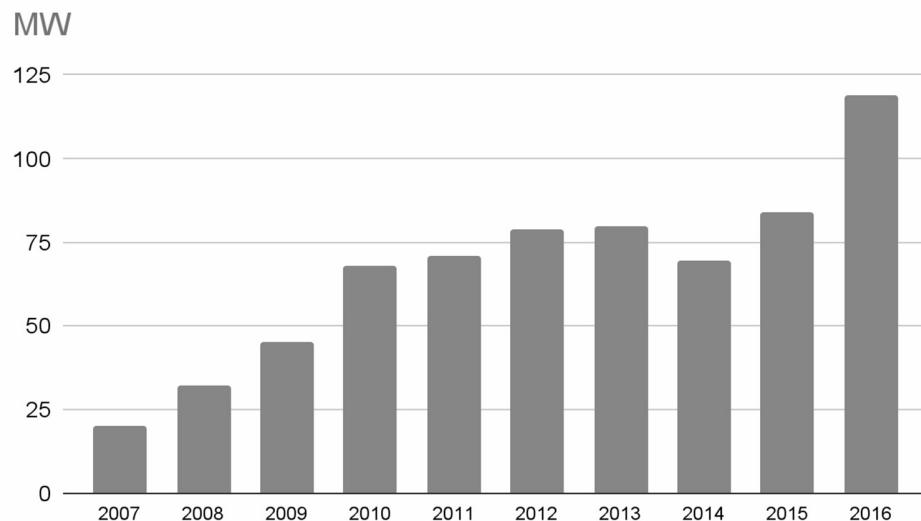


Figura 4.7 - Evolução do uso da biomassa para produção de energia

Fonte: EPE, 2017.

4.4.1 Tecnologias para aproveitamento energético de RSU

Neste trabalho, abordaremos quatro tecnologias para aproveitamento energético de resíduos urbanos.

A tecnologia aplicada aos aterros sanitários consiste, em sua configuração mais comum, na extração do gás de aterro através de tubos verticais perfurados que se conectam a tubos horizontais de sucção para transportá-lo para o sistema de tratamento e para o compressor. O tratamento chorume é um aspecto importante sob o ponto de vista ambiental cujos custos são bastante relevantes. Ele pode ser feito numa estação de tratamento de água, por recirculação do chorume no aterro ou por evaporação, em que a queima é feita pelo próprio gás de aterro. A Figura 4.8 abaixo indica o posicionamento esquemático do dreno e do reservatório de chorume.

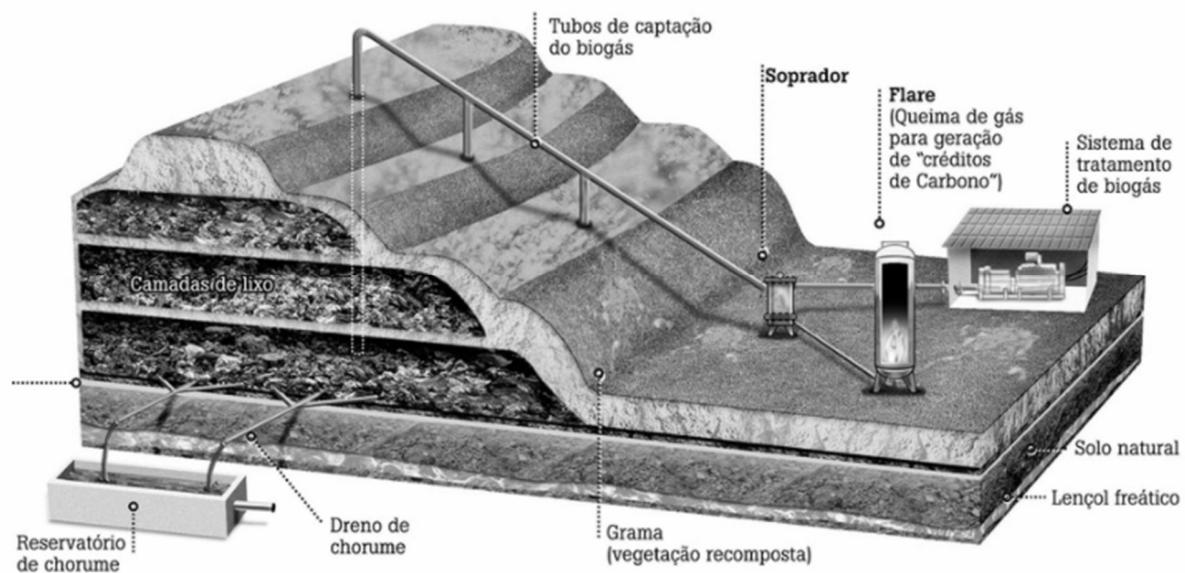


Figura 4.8 - Configuração de um sistema de extração de gás

Fonte: VGR Resíduos, 2021.

O gás de aterro é gerado a partir de processos físico-químicos que ocorrem a partir dos resíduos situados em aterros em decorrência de sua natureza orgânica. O gás contém aproximadamente 50% de metano, que pode ser usado como insumo energético cujo poder calorífico é de, em torno de, 5.800 kcal/m³ (MUILAERT, 2000). O restante da composição do gás é CO₂ (45%), nitrogênio (3%) e oxigênio e outros gases (2%) o que confere a esta tecnologia alta taxa de emissão de poluentes à atmosfera, principalmente pelo desprendimento de NO_x.

Esta tecnologia exige, evidentemente, que o sistema de geração esteja situado no aterro sanitário e portanto impõe dificuldades ao projeto analisado neste trabalho já que os equipamentos estariam em propriedade alheia, o que poderia dificultar o controle dos processos e da manutenção. Ademais, esta modalidade utiliza sistemas com micro-turbinas que são pouco utilizadas no país.

A incineração é um processo de reciclagem da energia liberada na queima dos resíduos com o intuito de gerar energia elétrica e vapor. Um dos desafios da incineração é o controle da composição, umidade e peso específico do RSU para que o resultado do processo não seja

amplamente desuniforme. Idealmente, são necessários sistemas de controle sofisticados para o domínio da combustão nas câmaras primária e de pós-combustão, assim como nas seguintes etapas de depuração dos gases e geração de energia (MENEZES ET AL., 2000). Esse processo se encontra ilustrado na Figura 4.9 e nela merece destaque a necessidade de pré-tratamento do RSU.

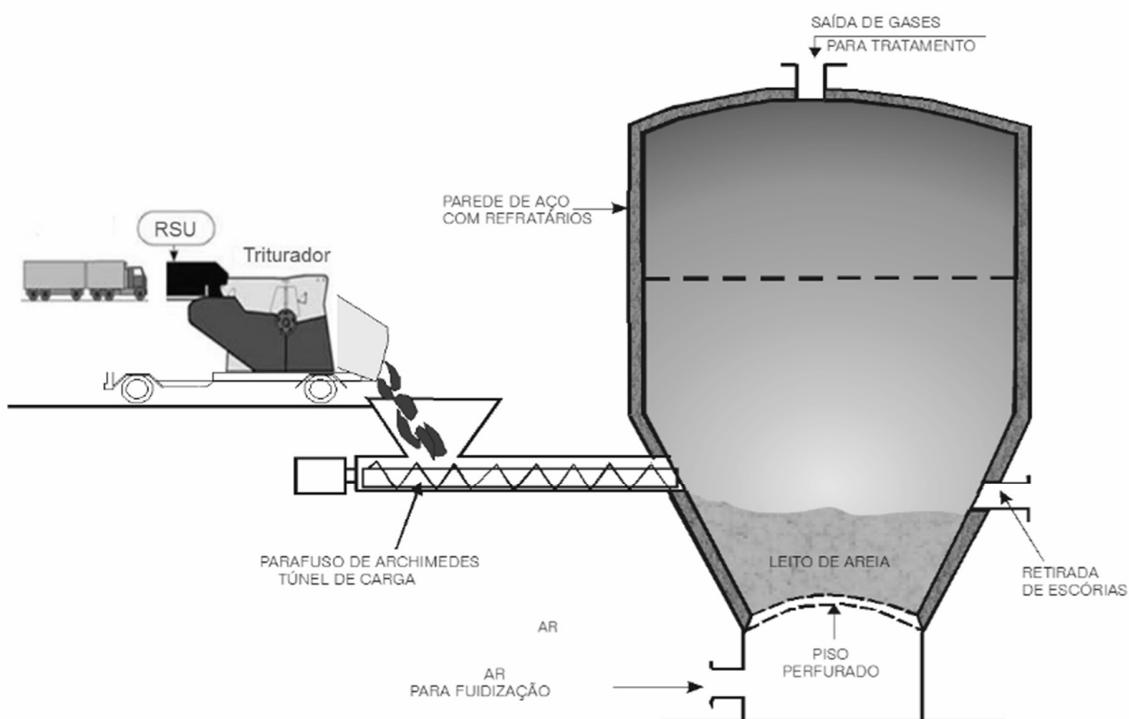


Figura 4.9 - Configuração de um sistema de incineração de RSU

Fonte: EMAE, 2021.

A incineração tem forte rejeição da sociedade pelo receio de contaminação dos gases de exaustão — CO₂, SO₂, N₂, O₂ e água — apesar dos esforços colocados em tecnologias para limpeza desses remanescentes. Outro fator importante, sob o ponto de vista social, é a percepção dos impactos gerados na reciclagem que atuam diretamente na atividade dos catadores de lixo, o que lhes tiraria renda. Na realidade, há falta de informação sobre este ponto por parte da sociedade já que é obrigatória a reciclagem antes do processo de incineração e, inclusive, os próprios catadores podem fazer parte do processo prévio de reciclagem.

Por outro lado, os investimentos iniciais deste tipo de sistema são altos, assim como os custos de geração, sendo difícil atingir viabilidade em projetos menores que 10 MW e, no Brasil, esta modalidade é mais comum para o tratamento térmico dos resíduos dos serviços de saúde.

A digestão anaeróbia, ou tratamento mecânico biológico, é uma forma integrada de tratar RSU e abrange triagem, separação, Trituração, secagem, digestão anaeróbia, compostagem e aproveitamento energético (COELHO, 2020). Os subprodutos deste processo são o biogás — uma mistura de metano e dióxido de carbono — que é utilizado para geração de eletricidade; e composto orgânico que pode ser utilizado como condicionador do solo. Esse tipo de aproveitamento dos RSU está ilustrado na Figura 4.10, na qual se observa a existência de um processo mecânico, que tem como subprodutos recicláveis e rejeitos, e um processo biológico, de onde saem o biogás, rejeitos e efluentes para tratamento.

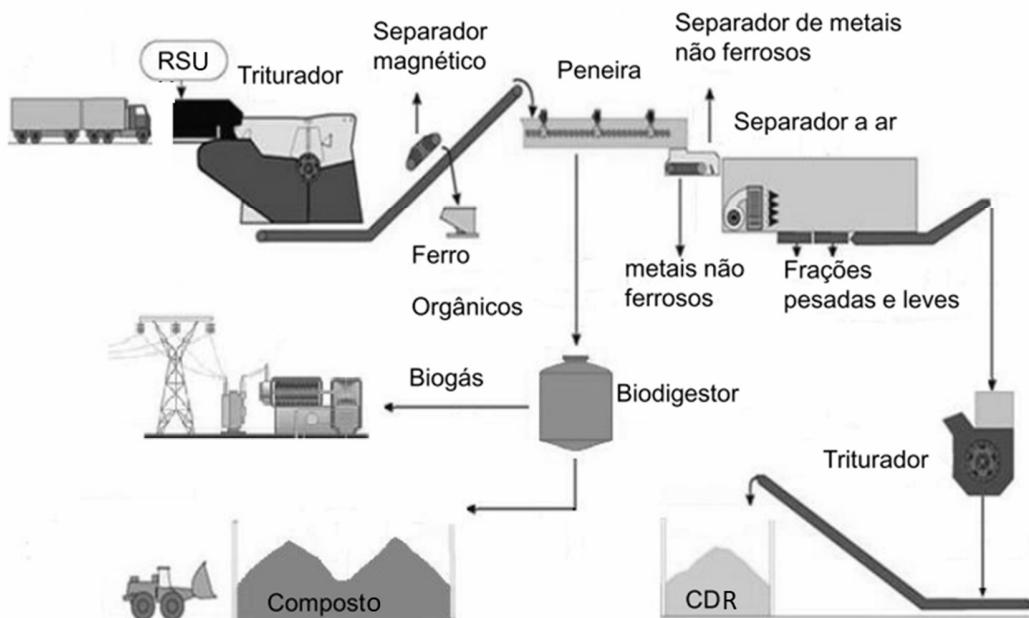


Figura 4.10 - Configuração de um sistema de tratamento mecânico biológico de RSU

Fonte: EMAE, 2021.

Os sistemas de digestão requerem carga homogênea de RSU, por isso devem ser tratados de forma a separar materiais recicláveis na planta caso não tenha havido coleta seletiva. Dentro do

biogestor a carga é diluída com água limpa, de esgoto ou líquido circulante do efluente do digestor para atingir o teor de sólidos necessário. Um trocador de calor é usualmente utilizado para controlar a temperatura do vaso de digestão. O biogás obtido na digestão é depurado para obter o nível de qualidade suficiente para passar nos dutos do sistema, que podem ter um ou dois estágios.

Os principais parâmetros de controle de operação no processo de tratamento mecânico biológico são composição de resíduos voláteis; nível de pH, que deve se situar entre 5,5 e 8,5; temperatura que idealmente deve estar entre 30-35°C; relação carbono/nitrogênio nos materiais orgânicos que deve estar entre 20-30; e tempo de retenção, que depende de cada planta mas fica deve ficar entre 10 e 40 dias (VERMA, 2002).

A obtenção de energia é feita, mais comumente, utilizando-se o biogás produzido em motores de combustão interna de 500 kW a 1 MW conectados a um gerador. Também podem ser usadas turbinas com utilização do vapor em instalações maiores.

Apesar de serem relativamente eficientes, principalmente se utilizam da cogeração em seu processo, plantas que usam a tecnologia tratamento mecânico biológico têm investimento inicial alto e necessitam que a coleta seletiva seja eficiente no(s) município(s) que a abastece(m), ainda um desafio para as cidades brasileiras.

A gaseificação é um processo de conversão térmica com o objetivo de produzir gás combustível, ou gás de síntese — conhecido internacionalmente como syngas. Os agentes de gaseificação mais comuns neste processo são o ar, oxigênio e vapor de água e são usados para aumentar a concentração de hidrogênio no gás combustível que pode ser usado em turbinas a gás ou motores à combustão.

Há a gaseificação direta, que ocorre quando o agente de gaseificação é usado para oxidar o material de forma parcial, e a indireta que se caracteriza por utilizar processo de gaseificação sem oxigênio em que se faz necessário o fornecimento de calor externo. O exemplo mais comum da gaseificação indireta é a pirólise em que o processo é feito em atmosfera estática.

A gaseificação produzida com ar puramente gera gás com PCS relativamente baixo (950 a 1600 kcal/Nm³), enquanto a gaseificação com oxigênio produz um gás com PCS que pode chegar a

4300 kcal/Nm³ e, na indireta, ocorre em três fases: secagem, pirólise e a gaseificação propriamente dita.

Na secagem, ocorre a retirada da umidade, na pirólise o sólido decompõe-se termicamente com ausência de oxigênio à temperatura de 300°C a 500°C e os componentes voláteis desprendem-se e não se queimam integralmente já que a quantidade de oxigênio é insuficiente. Em seguida, ocorre a gaseificação propriamente dita em que o carbono se oxida parcialmente à até 1100 °C de forma endotérmica (CONESA, 2012).

O gás produzido pela gaseificação pode ser utilizado de forma mais flexível como matéria-prima para processos químicos, combustível para motores de combustão interna (MCI) e, as cinzas, podem ser utilizadas na construção civil, na fabricação de vidros ou como fertilizantes, configurando-se como uma tecnologia energeticamente eficaz.

Em situações usuais, o gás produzido pode percorrer, caso a tubulação esteja isolada termicamente de forma adequada, até 50 metros ainda em sua temperatura de operação e é projetado para operar 24 horas por dia. A Figura 4.11 abaixo indica o processo de gaseificação em que fica clara a possibilidade de geração de syngas para geração de vapor e para abastecimento de motor à combustão simultaneamente.

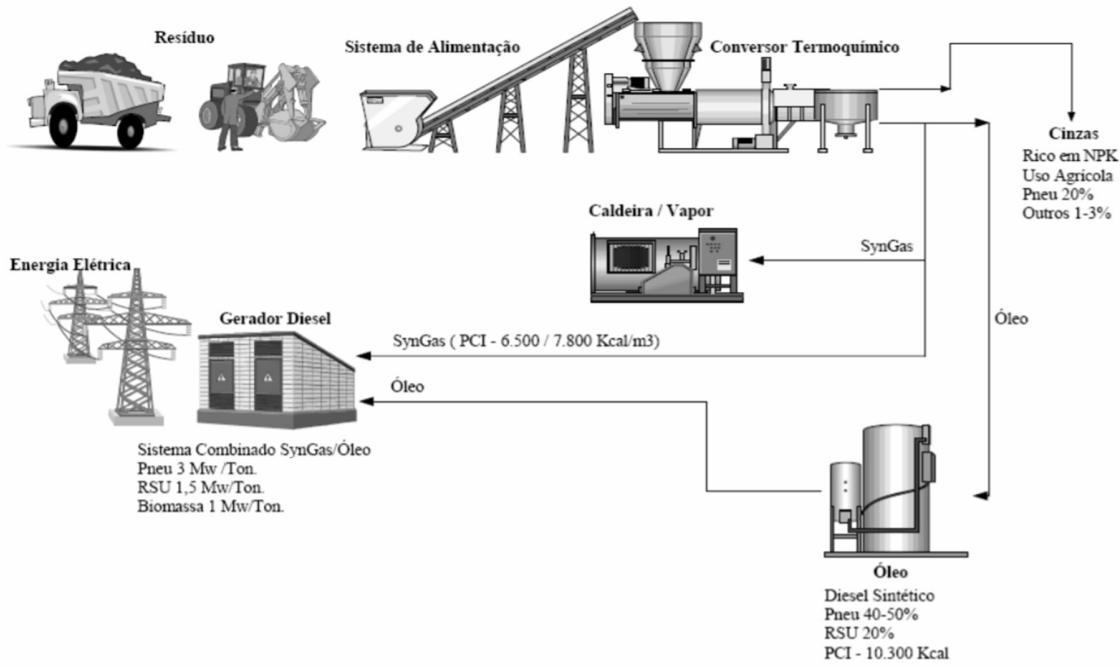


Figura 4.11 - Configuração de um sistema de gaseificação de RSU

Fonte: Global Waste Energy, 2014.

Dentre as tecnologias abordadas neste capítulo, será utilizada a gaseificação de leito fixo em na usina objeto de estudo deste trabalho. A viabilidade econômica de usinas menores, a maior eficiência do processo e sua melhor adequação em localidades menos populosas foram fatores importantes nesta definição. A Tabela 4.1 indica outras características da modalidade leito fixo da gaseificação em relação a de leito fluidizado.

Tabela 4.1 - Comparação entre leito fixo e leito fluidizado na gaseificação

	Gaseificador de leito fixo	Gaseificador de leito fluidizado
Porte	Pequeno (de 1 kW a 1 MW)	Grande (> 1 MW)
Alcatrão contido no gás	1 g/Nm ³ no leito fixo co-corrente	10 g/Nm ³
Biomassa	Baixa umidade (< 20%) e granulometria uniforme (máx 6 cm)	Alta umidade (< 65%) e granulometria uniforme (até 10 cm)
Uso de gás gerado	Motores de combustão interna	Turbina à gás

Fonte: Apolinário, 2006.

A Tabela 4.2 resume os pontos a favor e os desafios de cada uma das tecnologias de aproveitamento energético de RSU abordadas. Uma das preocupações em relação a este processo é a de que haja volume suficiente de resíduos para tornar a operação viável. A gaseificação é claramente a mais adequada para o tipo de projeto estudado neste trabalho.

Tabela 4.2 - Tecnologias para aproveitamento energético de RSU

Tecnologia	Vantagens	Desafios
Aterro Sanitário	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnologia mais dominada 	<ul style="list-style-type: none"> • Dificuldades para encontrar áreas disponíveis • Micro-turbinas são pouco utilizadas no Brasil • Alta emissão de gases NOx
Incineração	<ul style="list-style-type: none"> • Redução no volume de resíduos sólidos nos aterros sanitários 	<ul style="list-style-type: none"> • Viabilidade prejudicada para instalações menores que 10MW • Custos elevados
Tratamento Mecânico Biológico	<ul style="list-style-type: none"> • Redução no volume de resíduos sólidos nos aterros sanitários • Dá acesso a mercado de recicláveis 	<ul style="list-style-type: none"> • Custos elevados
Gaseificação	<ul style="list-style-type: none"> • Adequados para pequenos municípios • Instalações de menor porte têm viabilidade econômica • Comum instalações de 200 kW 	

Fonte: COELHO, 2020.

4.4.2 Logística de RSU na região de Paulínia

O aterro de Paulínia recebe resíduos de 35 municípios da área metropolitana de Campinas com uma demanda de mais de 2000 toneladas por dia (PLANO MUNICIPAL DE GERENCIAMENTO DE RSU DE PAULÍNIA - SP, 2015). Os municípios têm toda a logística armada para transportar os resíduos de suas cidades para o aterro de Paulínia cujos custos são de R\$ 133,37 por tonelada na média e normalmente são cobertos pelas prefeituras (DEPARTAMENTO DE LIMPEZA URBANA DE PAULÍNIA, 2015).

A ideia é instalar a usina híbrida do estudo deste trabalho próxima ao aterro para aproveitar a logística já existente e, assim, incentivar acordos com as prefeituras sem custos adicionais a elas. A necessidade para esta usina é de 15 toneladas por dia, o que corresponde a 250 kW utilizando-se da tecnologia de gaseificação (COELHO, 2020).

5. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA: ESTUDO DE CASO EM PAULÍNIA (SP)

A análise de viabilidade econômica apresentada neste trabalho tem o objetivo de trazer o ponto de vista do investidor que aplica seu capital numa usina híbrida solar/RSU. Ao mesmo tempo, tal investidor mantém a posse da usina e faz a locação dela para um conjunto de unidades consumidoras de forma remota.

Com o intuito de otimizar a viabilidade, as unidades consumidoras buscadas serão estabelecimentos comerciais conectados à baixa tensão, que não comprem energia no mercado livre e que sejam pertencentes a um único titular como, por exemplo, uma rede de supermercados, ou de farmácias, utilizando a modalidade autoconsumo remoto da Geração Distribuída.

Como metodologia, serão comparados dois cenários: o primeiro em que toda potência instalada venha de fonte fotovoltaica; e a segunda de uma usina híbrida solar/RSU em que a capacidade de cada uma das fontes seja a mesma, e que a capacidade total seja igual a da usina solar do primeiro cenário.

5.1 Características do projeto analisado

Inicialmente, será analisado o cenário de uma usina solar fotovoltaica de 500 kW. Posteriormente, se estudará uma usina híbrida com solar de 250 kW combinada a 250 kW instalados para produção de biometano gerado por RSU totalizando, portanto, uma potência instalada total também de 500 kW. Com ambas instalações, está previsto o abastecimento de 80 estabelecimentos comerciais que consomem 2.000 kWh por mês em média.

A definição destes parâmetros iniciais de potência instalada tem como motivação principal as prováveis alterações discutidas no PL 5829/2019 comentadas no Capítulo 4. No que diz respeito à potência instalada, usinas na modalidade autoconsumo remoto de até 500 kW não pagariam Fio A, nem encargos correspondentes à P&D e à fiscalização. Ademais, teriam dez anos até que paguem o Fio B em sua totalidade, enquanto que usinas maiores que 500 kW pagam 100% do Fio B já desde o início da operação, além do Fio A e encargos.

Outro fator importante para se determinar o tamanho da usina a ser analisada é o número de unidades consumidoras de uma única rede varejista que poderiam ser atendidas por ela. Idealmente, este número não deve ser menor do que a usina poderia cobrir, caso contrário, a receita do projeto cai e a viabilidade econômica acaba sendo bastante afetada. Caso a usina seja “pequena”, ela ainda poderia cobrir a rede de forma parcial com seu retorno maximizado, já que estaria utilizando toda a sua capacidade.

5.2 Investimentos requeridos e custos operacionais: CAPEX e OPEX

Pela grande diferença entre as formas de geração aqui utilizadas da usina de estudo, os investimentos e custos de operação serão tratados separadamente de acordo com a fonte de energia. No caso da parte solar, serão utilizadas algumas premissas de acordo com as características dos componentes que mais se adequem à região de Paulínia e ao propósito deste estudo de caso.

5.2.1 Fonte fotovoltaica

A Figura 5.1 ilustra de maneira esquemática a geração solar remota abordada neste estudo em que a energia produzida pela usina é injetada primeiramente na rede para posterior consumo das UCs beneficiadas por ela a partir da rede de distribuição. Um ponto importante é que esta energia injetada é fisicamente consumida por todas as UCs atendidas pela concessionária. A distribuidora, então, monitora a quantidade de energia injetada através de um medidor instalado na saída da usina (Distribuição Para Rede Elétrica na Figura 5.1) e atribui, por um sistema de compensação, esta energia às UCs beneficiadas por ela.

Estas UCs são previamente definidas e toda energia gerada pela usina é automaticamente contabilizada pela concessionária a favor delas. Uma das grandes vantagens das usinas remotas é que elas beneficiam UCs que não têm necessariamente as melhores condições — ou nenhuma condição — para receber um sistema de geração junto à carga. Exemplos de dificuldades para se instalar sistemas junto à carga podem ser: UCs em conjuntos comerciais (prédios); propriedades com muita incidência de sombra (que esteja entre muitos prédios, por exemplo);

orientação do telhado inadequada para instalação dos painéis solares e estrutura de telhado imprópria.

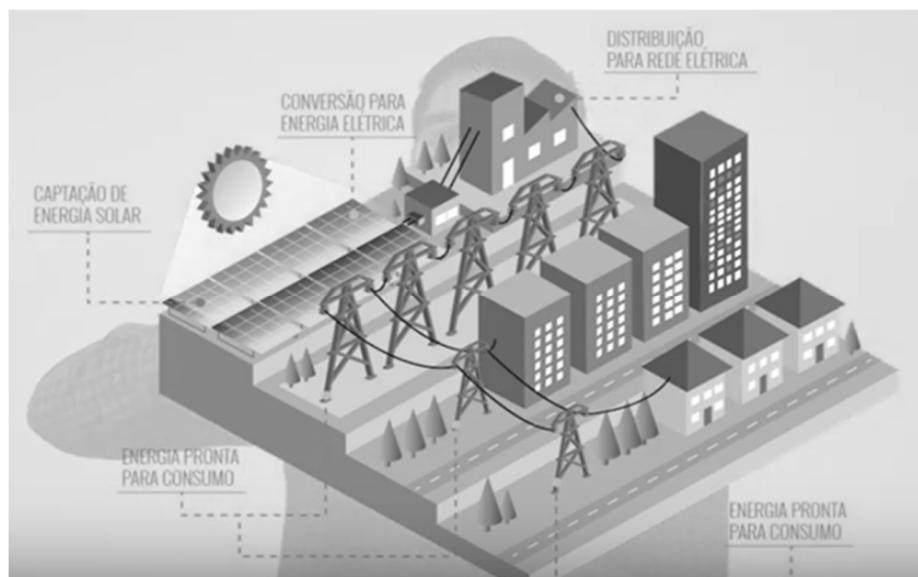


Figura 5.1 - Configuração esquemática de uma usina solar remota

Fonte: GREENER, 2020

Um sistema fotovoltaico é composto, basicamente, pelo conjunto de módulos, inversor de frequência, estrutura de suporte dos módulos, cabeamento e dispositivos de proteção. Os três primeiros itens são os que mais pesam no orçamento do sistema e os que serão tratados neste trabalho com maior nível de detalhe no que diz respeito aos investimentos necessários.

Os módulos podem ser, sob o ponto de vista da construção das células, monocristalinos ou policristalinos. Os monocristalinos têm eficiência em torno de 10% superior aos policristalinos e são fisicamente menores resultando, portanto, em usinas com menor ocupação de espaço para a mesma capacidade instalada. Os policristalinos têm eficiência em torno de 17% e são, em média, menos custosos que os monocristalinos quando se compara módulos com a mesma potência nominal. A Figura 5.2 indica que o rendimento aumenta quando a potência do módulo aumenta nos dois casos e que os monocristalinos chegam a faixas de potência maiores.

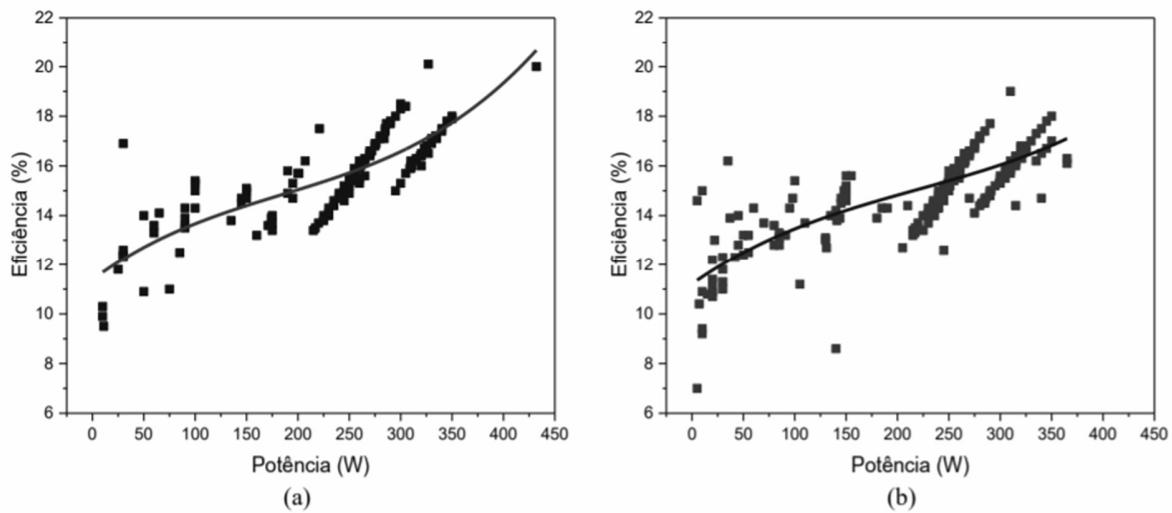


Figura 5.2 - Eficiência em função da potência para módulos (a) monocristalino e (b) multicristalino.

Fonte: ARAÚJO et al. - PUCRS, 2018.

Outro aspecto físico relacionado aos módulos está relacionado a serem bifaciais ou monofaciais. Os monofaciais têm as células fotovoltaicas expostas somente em uma das faces do equipamento, enquanto os bifaciais têm a face traseira também exposta, permitindo que o reflexo desta irradiação pelo lado de baixo do módulo também contribua para a produção de energia.

O desempenho global de uma usina solar com módulos bifaciais instalada em terreno gramado ou cimentado é somente 4,5% superior ao de uma usina com módulos monofaciais e sua viabilidade não é amplamente consolidada neste tipo de solo (GRAFULHA, ZANESCO, 2016). A atratividade desta solução seria maior em instalações em que o nível de reflexão na parte traseira do módulo fosse mais alto como, por exemplo, em telhados de estacionamento ou usinas flutuantes. Portanto, serão utilizados painéis monofaciais para este estudo.

Foram analisados quatro módulos para este estudo: três monocristalinos e um policristalino. A Tabela 5.1 aponta às maiores potências dos monocristalinos e à diferença de eficiência entre essas tecnologias.

Tabela 5.1 - Módulos fotovoltaicos selecionados para o estudo

Fabricante	Modelo	Tecnologia	Potência Nominal	Eficiência	Dimensões (mm)	Custo (R\$)
BYD	BYD400MIK-36	Monocristalino	400 Wp	19,88%	2008 x 1002	876,00
Jinko	JKM440M-60HL4-V	Monocristalino	440 Wp	20,39%	1903 x 1134	1.026,00
Jinko	JKM450M-60HL4-V	Monocristalino	450 Wp	20,85%	1903 x 1134	1.105,00
BYD	335PHK-36	Policristalino	335 Wp	16,95%	1992 x 992	742,00

Sistemas menores, normalmente instalados junto à carga em telhados, por exemplo, utilizam, em sua maior parte, a tecnologia policristalina já que o investimento inicial — um ponto sensível neste tipo de projeto — é menor e a eficiência mais baixa pode ser parcialmente compensada pela instalação de elementos como micro-inversores ou otimizadores de potência.

Estes elementos, em usinas remotas de maior porte, impactam negativamente na viabilidade do empreendimento tornando a maior eficiência dos módulos monocristalinos um ponto crucial na definição da tecnologia utilizada neste tipo de projeto. Portanto, os módulos monocristalinos são mais comuns em usinas como a estudada neste trabalho, ao passo que a policristalina ainda é mais comumente utilizada em projetos menores em que a diferença de energia absoluta produzida, causada pela eficiência mais baixa dos policristalinos, é relativamente pequena.

Outro componente importante num sistema fotovoltaico são os inversores de frequência. A principal função deste equipamento é ajustar todos os parâmetros elétricos produzidos pelo sistema, como tipo de corrente e nível de tensão, para que sejam injetados no grid segundo as características elétricas da rede de distribuição.

Os inversores também têm funções relacionadas à segurança e proteção. Quando, por exemplo, há falta de abastecimento da rede à qual o sistema fotovoltaico está conectado, o inversor interrompe automaticamente a injeção de energia do sistema no grid para que não haja o risco de que um funcionário da concessionária trabalhe na manutenção dele com a rede energizada.

As normas brasileiras que regem os parâmetros de funcionamento dos inversores são NBR 16149, NBR 16150 e NBR 62116.

O dimensionamento dos inversores é feito em função da potência nominal da usina. Em realidade, é a potência de catálogo dos inversores que define o tamanho dela, não a soma das potências pico dos painéis. A relação entre estes dois valores é denominada fator de escalonamento, e se baseia em que a energia gerada pelos módulos não será correspondente à potência máxima deles já que, para isso, a irradiação solar deveria ser sempre a ideal - equivalente à testada em laboratório - em que a sua capacidade foi definida o que, na prática, não acontece.

Outro ponto relacionado ao fator de escalonamento é a capacidade de sobrecarga do inversor, que pode variar entre 100% e 150% da sua potência nominal. Desta forma, os inversores controlam que a energia injetada na rede nunca supere a capacidade conjunta deles, mesmo que a energia gerada pelos módulos supere este valor. Por esta razão o tamanho da usina é definido pela potência nominal dos inversores.

Por outro lado, o dimensionamento dos inversores deve considerar a curva de rendimento do equipamento e sua tensão máxima de entrada. Caso a potência de entrada seja abaixo de 20% de sua potência nominal, o rendimento cai drasticamente e compromete a eficiência do sistema. A máxima tensão gerada pelas strings dos módulos, que ocorre à noite, também não deve ultrapassar a máxima permitida pelo inversor.

Os inversores que consideraremos neste trabalho são da marca SMA, de origem alemã, cuja combinação inclui três equipamentos modelo SHP 150 Sunny/Série Highpower Pick3 de 150 kW e um equipamento modelo SHP 50-40 Sunny/Série Trip Power Core1 de 50 kW, totalizando 500 kW de potência consolidada correspondente ao cenário 1 (usina 100% fotovoltaica). A Tabela 5.2 indica os dados técnicos básicos destes aparelhos que, preliminarmente, adotaremos para o estudo de dimensionamento da usina.

Tabela 5.2 - Inversores de frequência selecionados para o estudo

Fabricante	Modelo	Potência Nominal	Entradas de MPPTs	Strings por entrada	Tensão Máx Ent	Escalonamento Máx	Custo (R\$)
SMA	SHP 150 SUNNY	150 kW	6	2	1000 V	150%	71.881,00
SMA	SHP 50-40 SUNNY	50 kW	6	2	1000 V	150%	44.506,00

Com escalonamento máximo de 150%, a soma das potências pico dos módulos poderia chegar a 750 kW — ou 500 kW x 1,5. Contudo, será utilizada inicialmente uma potência total de 650 kW, correspondente a 130% de escalonamento, para que a usina não opere tão próxima ao limite do inversor. Desta forma, seriam necessários 1625 módulos de 400W. Estes valores são preliminares e serão eventualmente ajustados mais adiante.

Considerando a combinação de rendimento de cada módulo analisado com a relação custo/potência de cada um deles, e fazendo uma simulação considerando estes fatores, chega-se que a utilização dos módulos BYD400MIK-36 da BYD seria a que traz melhor relação custo por potência líquida gerada, de forma que este será o módulo utilizado para este estudo.

Outros itens de um sistema fotovoltaico são a estrutura metálica, dispositivos de segurança e cabeamento. Segundo a Romagnoli, uma das maiores empresas de estruturas metálicas para sistemas fotovoltaicos do país, a estrutura metálica fixa instalada no solo para suporte dos módulos tem valor de R\$ 222.036,00, o que inclui cabeamento e dispositivos de segurança. Soma-se a estes pontos os custos de integração que ficam na ordem de R\$ 1,01 por Wp para este tamanho de usina (GREENER, 2021).

O investimento total preliminar em equipamentos para a parte solar da usina de estudo seria de R\$ 2.530.363,00 para 500 kWp de capacidade instalada distribuídos de acordo com a Tabela 5.3 abaixo.

Tabela 5.3 - Detalhe do investimento para usina fotovoltaica

Item	Qtd	Valor Unitário (R\$)	Valor Total (R\$)
Módulo BYD400MIK-36	1600	876,00	1.401.776,00
Inversor SHP 150 SUNNY	3	71.881,00	215.644,00
Inversor SHP 50-40 SUNNY	1	44.506,00	44.506,00
Estrutura Metálica, Cabeamento e Dispositivos de segurança	1	222.036,00	222.036,00
Integração	1	646.400,00	646.400,00
Total			2.530.363,00

5.2.2 Resíduos sólidos urbanos

Os principais componentes de um sistema de gaseificação de RSU para geração de energia são linha de CDR (Combustível Derivado de Resíduo), gaseificador, queimador, caldeira, turbina para geração de vapor (ou motor de combustão interna), gerador, painéis para conexão da energia à rede e transformadores para compatibilizar os níveis de tensão da energia gerada com a da rede.

A linha de CDR tem o propósito de separar os tipos de resíduo e de preparar o resíduo energético para o processo de gaseificação de forma que otimize o poder calorífico (PCI) do gás a ser produzido. A Figura 5.3 abaixo ilustra este processo e mostra o CDR como produto final desta etapa para posterior gaseificação.

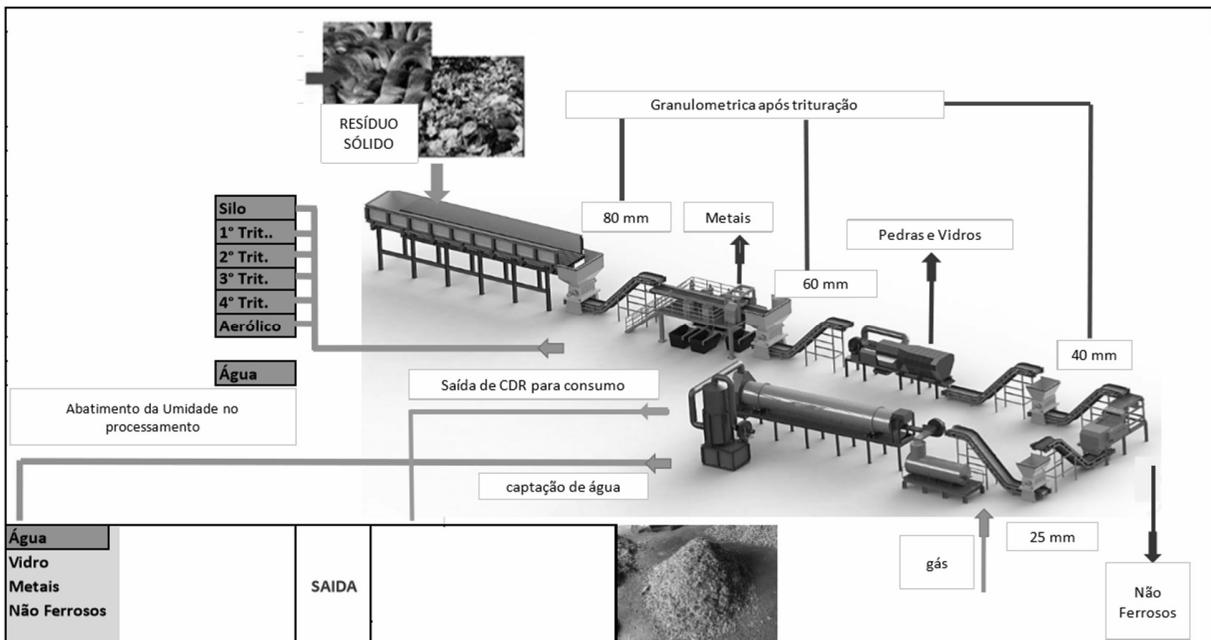


Figura 5.3 - Fluxograma simplificado linha CDR

Fonte: Carbogás, 2015.

Os parâmetros buscados pelo processo são conforme Tabela 5.4 abaixo.

Tabela 5.4 - Parâmetros CDR

Estado Físico	Sólido
PCI	3.500 a 5.000 kcal/kg
Umidade	15%
Densidade média	0,2-0,3 ton/m ³
Dimensões	Entre 1,2 e 10 cm em 85% do material

Fonte: Carbogás, 2015.

Como indicado anteriormente, a quantidade de RSU para uma potência instalada de 250 kW é de 15 toneladas por dia, ou 5.475 toneladas por ano. Segundo Iniesta (2015), para uma planta deste porte, o CAPEX médio para a linha de CDR é de R\$ 314,81 por tonelada anual processada,

o OPEX anual é de R\$ 69,76/ton e produz uma receita com reciclagem e metais de R\$ 101,08/ton. Os custos indiretos são de R\$ 5,05/ton. Portanto, o investimento da linha CDR, da usina deste estudo é $314,81 \times 5475 = \text{R\$ } 1.723.611,00$.

A estimativa do PCI do gás gerado no processo de gaseificação pelos resíduos que o aterro de Paulínia recebe com a preparação na linha de CDR de acordo com os parâmetros indicados na Tabela 5.4 é de 1.100 kcal/Nm³ (INFIESTA, 2015). Desta forma, considerando as 5.475 toneladas por ano processadas na usina de estudo, serão gerados 1.960 MWh/ano de energia, dos quais 392 MWh/ano serão utilizados pela própria usina de maneira que a energia despachável estimada será de **1.568 MWh/ano**. Cada tonelada de RSU gerará 2,79 MWh.

O CAPEX do gaseificador e do sistema de geração é de R\$ 1.758,86 por MWh produzido anualmente, ao passo que o OPEX é de R\$ 98,93/MWh e os custos indiretos R\$ 12,88/MWh (INFIESTA, 2015). A Tabela 5.5 abaixo indica, de forma consolidada (linha de CDR + gaseificação + geração), o investimento total na planta de RSU da usina de estudo.

Tabela 5.5 - Principais itens financeiros da planta de RSU

CAPEX total	5.170.833,00
OPEX anual	575.839,00
Indiretos anual	52.899,00
Receita anual de recicláveis e metais	553.421,00

É importante enfatizar que os parâmetros utilizados neste trabalho são para uma planta de 250 kW de potência instalada com capacidade de processamento de 5475 ton/ano de RSU, e podem variar consideravelmente de acordo com o tamanho da planta e com o PCI do gás gerado.

5.3 Análise do retorno econômico nos dois cenários estudados

A análise de viabilidade econômica neste trabalho será dividida em três etapas. Primeiramente, será conduzido o estudo de uma usina puramente solar fotovoltaica com capacidade correspondente à 500 kW, limite que é discutido no PL 5829/2019 em que há uma série de estímulos para melhoria do retorno econômico. Esta primeira etapa será analisada à luz da RN 482/2012 que é o regimento que popularizou a GD no Brasil entre 2012 e 2020.

Em seguida, será explorado o impacto das discussões referentes ao PL 5829/2019 e, finalmente, será examinado como a hibridização por meio do aproveitamento energético de RSU contribuiria no retorno financeiro comparativamente com um empreendimento puramente solar de mesma capacidade. No caso da usina híbrida, a fonte solar diminuiria de 500 kW para 250 kW de potência instalada para que, com a planta de RSU de 250 kW, totalize os mesmos 500 kW incentivados pelo PL 5829/2019.

A complementaridade entre a fonte fotovoltaica e o aproveitamento energético de RSU terá um papel importante na análise do retorno econômico da usina de estudo deste trabalho. A parcela correspondente ao aproveitamento energético de RSU opera 24 horas por dia, produzindo energia à noite e, portanto, aumenta consideravelmente a quantidade de energia total gerada pela usina já que, durante os momentos de intermitência natural da fonte solar, ela continua operando.

Outro ponto importante para a análise de viabilidade econômica da usina de estudo é a tarifa praticada pela distribuidora. Quanto maior a tarifa, maior a diferença entre o que o consumidor paga à concessionária e o que poderia pagar a uma fonte alternativa de energia, aumentando o retorno financeiro do investidor da usina geradora desta fonte alternativa. A tarifa convencional da CPFL Paulista é de R\$ 0,596 por kWh, o que não contempla tributos e outros elementos que fazem parte do valor total da conta, tais como ICMS, PIS/PASEP e Cofins, Taxa de Iluminação Pública e o adicional de Bandeira Tarifária (ANEEL, Maio 2021).

De fato, a tarifa praticada pela CPFL Paulista é a mais alta do estado de São Paulo, superando em quase 12% o valor da tarifa mais baixa aplicada no estado, o que melhora a viabilidade do projeto em estudo neste trabalho em relação a outras regiões de São Paulo.

O local exato escolhido para a instalação da usina tem as coordenadas 22.730966 S; 47.163014 O. Os critérios básicos para a definição do local são a proximidade com o aterro sanitário de

Paulínia pelas razões já expostas anteriormente, e por estar a menos de 10 km de uma subestação da CPFL Paulista, o que torna a conexão da usina à rede de distribuição mais econômica.

5.3.1 Geração estimada e configuração da usina fotovoltaica de 500 kW (cenário 1)

Em relação ao nível de irradiação solar do local, nota-se que pela tabela do CRESESB abaixo na Figura 5.4, que a sua maior média se dá com ângulo de inclinação entre 21° e 23°. Será adotado neste estudo o **ângulo de 23°**, que corresponde a maiores médias nos meses de inverno.

Estação: Paulínia Município: Paulínia , SP - BRASIL Latitude: 22,701° S Longitude: 47,149° O Distância do ponto de ref. (22,730966° S; 47,163014° O) :3,6 km														
#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]											
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,59	5,82	5,16	4,66	3,83	3,59	3,74	4,68	4,88	5,48	5,71	6,17
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	23° N	5,05	5,55	5,31	5,30	4,75	4,68	4,78	5,57	5,20	5,34	5,23	5,47
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,12	5,59	5,32	5,27	4,69	4,61	4,71	5,52	5,20	5,38	5,29	5,55
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	28° N	4,87	5,40	5,26	5,36	4,87	4,85	4,93	5,68	5,19	5,24	5,05	5,25

Figura 5.4 - Irradiação diária média mensal no município de Paulínia - SP

Fonte: CRESESB, 2017.

Para calcular a energia produzida pelo sistema, é necessário considerar o número de horas de sol a pleno (HSP) por dia em Paulínia, que equivale ao tempo de sol por dia com irradiação ideal de 1000 W/m². Fazer o cálculo da energia considerando uma irradiação normal, leva os resultados para uma mesma base única e uniformiza a distribuição de irradiação no decorrer do dia, conforme indicado na Figura 5.5 abaixo.

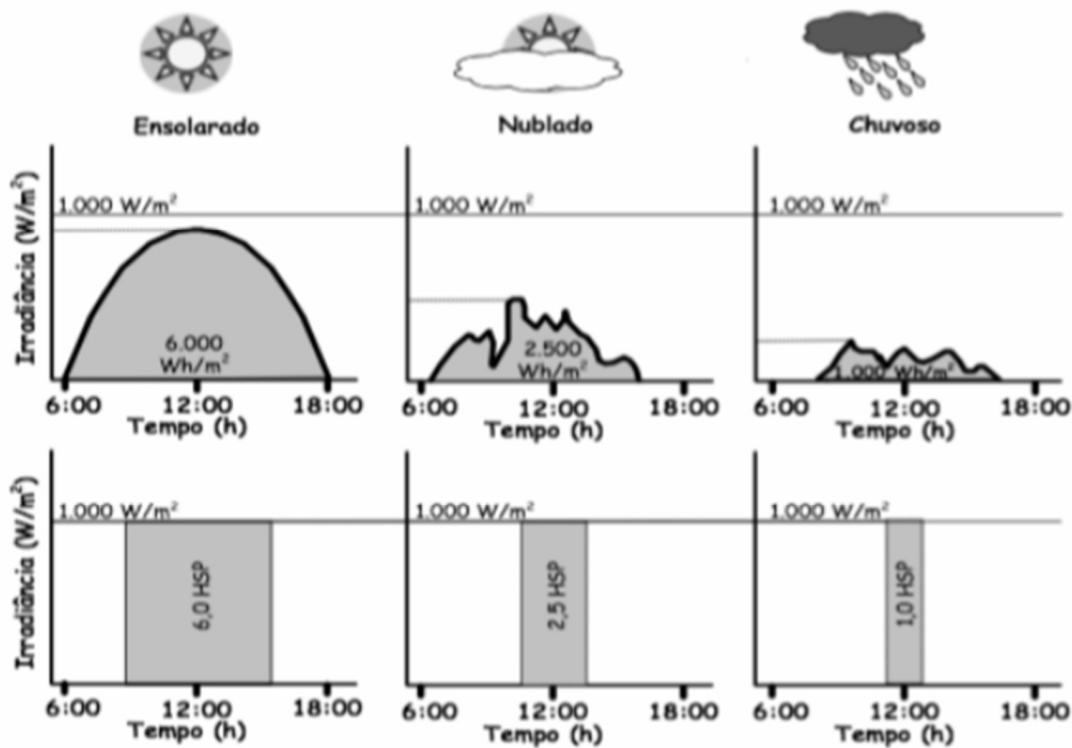


Figura 5.5 - Distribuição da irradiação durante o dia e seu equivalente em HSP

Fonte: CRESESB, 2017.

Em Paulínia, o HSP é de 5,18 (CRESESB, 2021) e, portanto, a energia produzida pelo sistema pode ser calculada pela Equação 1 abaixo:

$$E_{rede} = N \times P_{mp}^o \times (HSP) \times (TD)$$

Equação 1: Energia diária produzida por um sistema fotovoltaico

Onde:

E_{rede} é a energia diária produzida pelo sistema

N é o número de módulos da instalação

HSP é a quantidade de horas por dia com irradiação equivalente a 1000 W/m²

TD é o inverso do fator de escalonamento

Portanto, E_{rede} seria $1625 \times 400 \times 5,18 \times (1/1,3) = 2590 \text{ kWh/dia}$

É necessário ajustar o valor de TD de acordo com as características reais do inversor de frequência utilizado. Para isso, deve-se estimar a temperatura de célula do módulo com a Equação 2.

$$T_c = T_a + \frac{G_T}{800} (T_{NOCT} - 20) \cdot 0,9$$

Equação 2: Temperatura de célula do módulo fotovoltaico

Onde:

T_a é a temperatura média máxima no ano em Paulínia

G_T é irradiação padrão de 1000 W/m²

T_{NOCT} é a temperatura nominal de operação do módulo

T_c seria, portanto $28,9 \times (1000/800) \times (45 - 20) \times 0,9 = 57^{\circ}\text{C}$

A Figura 5.6 indica a T_{NOCT} — referenciado como NOCT — e outros parâmetros operacionais do módulo BYD400MIK-36 da BYD:

Operating Temperature (°C)	-40 °C ~ +85°C
NOCT (Temperatura Nominal de Operação)	45°C ± 2°C
Tensão máxima de sistema (V)	1500 (VDC)
Corrente máxima do fusível (A)	20A
Segurança contra incêndios	Class C
Tolerância de potência	0-5W

Figura 5.6 - Parâmetros operacionais módulo BYD400MIK-36

A Figura 5.7 refere-se a dados climatológicos de Paulínia e indica a temperatura máxima média anual da cidade utilizada no cálculo acima.

Mês	Jan	Fev.	Mar.	Abr.	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Ano
Temperatura máxima recorde (°C)	36,8	37,6	35,7	35,2	32,9	31,3	32,5	34,9	38	40,6	38,5	36,7	40,6
Temperatura máxima média (°C)	30,3	30,9	30,7	29,5	26,2	25,8	26,2	27,8	29	30,1	30,1	30,5	28,9
Temperatura média (°C)	25,1	25,3	24,9	23,2	20	19	19	20,3	22,2	23,8	24,1	24,9	22,6
Temperatura mínima média (°C)	19,8	19,7	19,1	17	13,7	12,2	11,9	12,8	15,4	17,5	18,1	19,3	16,4
Temperatura mínima recorde (°C)	12,9	14,5	13,7	6,6	3,1	0	0,2	5,1	3,9	9,4	11	12,1	0
Precipitação (mm)	272,3	185,7	156,4	57,6	55,8	40,4	35,2	28,8	57,6	109,8	165,6	216	1 381,2

Fonte: Centro Integrado de Informações Agrometeorológicas (CIIAGRO/SP) (climatologia: 1993-2020; recordes de temperatura: 01/12/1993 a 17/01/2011 e 01/02/2016-presente)[54][55][56][57]

Figura 5.7 -Dados climatológicos para Paulínia

Fonte: CIIAGRO/SP, 2021.

Em seguida, calculamos a Estimativa da Potência de pico do módulo fotovoltaico FV dada pela Equação 3:

$$P_{MP} = P_{MP}^0 \frac{G_T}{G_{ref}} [1 + \gamma_{mp} (T_C - T_{cref})]$$

Equação 3: Potência de pico do módulo fotovoltaico

Onde:

P^0_{MP} é a potência nominal do inversor

G_T é irradiação padrão de 1000 W/m²

G_{ref} é G_T

γ_{mp} é o coeficiente de temperatura de potência máxima do módulo

T_c é a temperatura de célula do módulo calculado anteriormente

T_{cref} será adotado 25 °C

P_{MP} portanto seria $400 \times 1 \times [1 - 0,00328 \times (57 - 25)] = 358 \text{ W}$

A Figura 5.8 abaixo indica o γ_{mp} e outros coeficientes térmicos referentes ao módulo BYD400MIK-36 da BYD:

Coeficiente térmico na potência máxima	-0.328%/ $^{\circ}$ C
Coeficiente térmico em circuito aberto	-0.254%/ $^{\circ}$ C
Coeficiente térmico em curto-círculo	0.041%/ $^{\circ}$ C

Figura 5.8 - Coeficientes térmicos módulo BYD400MIK-36

O valor de P_{MP} é usado para se calcular o número de painéis ajustado dado pela Equação 4 abaixo:

$$E_{GFV} = \eta_{SPMP} \cdot P_{FV} \cdot HSP \cdot N \cdot TD$$

Equação 4: Energia diária produzida por um sistema fotovoltaico

Onde:

E_{GFV} é a energia diária produzida pelo sistema.

η_{SPMP} é o fator de correção que considera o P_{MP} calculado acima e o rendimento dos inversores.

P_{FV} é o P_{MP} calculado acima pela Equação 3.

O novo número de módulos, então, seria $2590/[(400/358)x(1/0,989)x(1/0,981) \times 0,769 \times 5,18 \times 358 \times 0,99] = 1593$ módulos, que arredondaremos para **1600 módulos**.

A soma das potências dos módulos seria então 1600×400 W = **640 kW**

Portanto, o novo TD é 0,78125 e o fator de escalonamento ajustado é de **1,28**.

Finalmente, se define como estará configurado o arranjo do sistema baseado na tensão máxima do inversor que determina o maior número possível de módulos ligados em série. Para isso, calcularemos as temperaturas estimadas dos painéis correspondentes às médias máxima e mínima de Paulínia — 30,9 °C e 11,9 °C, respectivamente — segundo dados da Figura 5.7 utilizando a Equação 2.

$T_{c\max}$ seria então $30,9 \times (1000/800) \times (45 - 20) \times 0,9 = 59^{\circ}\text{C}$ e o $T_{c\min}$ seria $11,9 \times (1000/800) \times (45 - 20) \times 0,9 = 40^{\circ}\text{C}$ durante o dia e $11,9 \times (0/800) \times (45 - 20) \times 0,9 = 11,9^{\circ}\text{C}$ durante a noite, quando G_T é igual a zero.

Com as temperaturas máxima e mínima dos módulos estimadas, calculamos as tensões de máxima potência dos módulo nestas condições dadas pela Equação 5 abaixo:

$$V_{mp} = V_{mp}^0 [1 + \gamma_{mp} (T_C - T_C^0)]$$

Equação 5: Tensão de máxima potência de módulos fotovoltaicos

$V_{mp\min}$ seria então $39 \times [1 + 0,00328 \times (59 - 25)] = 34,6\text{ V}$ e a $V_{mp\max} = 39 \times [1 + 0,00328 \times (40 - 25)] = 37,1\text{ V}$ durante o dia e $39 \times [1 + 0,00328 \times (40 - 25)] = 39,1\text{ V}$ à noite.

A tensão de potência máxima V_{MP}^0 é dada pela Figura 5.9 abaixo segundo catálogo do fabricante do módulo.

Tipo de módulo	BYD390MIK-36	BYD395MIK-36	BYD400MIK-36	BYD405MIK-36	BYD410MIK-36
Potência nominal máxima (Pmax)(W)	294.3Wp	298.1Wp	301.9Wp	305.8Wp	309.7Wp
Tensão de circuito aberto (Voc) (V)	45.80 V	46.10 V	46.30 V	46.60 V	46.90 V
Corrente de curto-circuito (Isc) (A)	8.02 A	8.07 A	8.13 A	8.19 A	8.24 A
Tensão na potência máxima (Vmp)(V)	38.60 V	38.80 V	39.00 V	39.20 V	39.50 V
Corrente na potência máxima (Imp) (A)	7.63 A	7.69 A	7.74 A	7.79 A	7.85 A

Figura 5.9 - Propriedades elétricas do módulo BYD400MIK-36

De posse dessas informações, podemos estimar o intervalo do número de módulos em série possível em uma string pela Equação 6.

$$\frac{V_{SPMP}(\text{mínima})}{V_{mp}(T_c \text{máxima})} = N_{PF}(\text{série}) = \frac{V_{SPMP}(\text{máxima})}{V_{mp}(T_c \text{mínima})}$$

Equação 6: Intervalo do número de módulos em série possível em uma string

Onde:

$V_{SPMP\min}$ é a tensão mínima de entrada dos inversores dada pela Figura 5.10 abaixo:

Dados técnicos	Sunny Highpower 100-20	Sunny Highpower 150-20
Entrada (CC)		
Potência máx. do gerador fotovoltaico	150 000 Wp	225 000 Wp
Tensão máx. de entrada	1000 V	1500 V
Intervalo de tensão MPP/Tensão de entrada nominal	590 V a 1000 V / 590 V	880 V a 1450 V / 880 V
Corrente máx. de entrada / corrente máx. de curto-círcuito	180 A / 325 A	180 A / 325 A
Número de rastreadores MPP independentes	1	1
Número de entradas	1 ou 2 (opcional) para caixas de derivação externas do gerador	

Figura 5.10 - Dados técnicos do inversor SMA Sunny Highpower 150 kW

$V_{SPMPmáx}$ é a tensão mínima de entrada dos inversores dada pela Figura 5.11 abaixo:

Dados técnicos	Sunny Tripower CORE1
Entrada (CC)	
Potência máx. do gerador fotovoltaico	75000 Wp STC
Tensão máx. de entrada	1000 V
Intervalo de tensão MPP / Tensão atribuída de entrada	500 V a 800 V/670 V
Tensão mín. de entrada / Tensão de entrada inicial	150 V / 188 V
Corrente máx. de entrada / por MPPT	120 A / 20 A
Corrente de curto-círcuito máx. por MPPT / por entrada de string	30 A / 30 A
Número de entradas MPPT independentes / strings por entrada MPPT	6 / 2

Figura 5.11 - Dados técnicos do inversor SMA Sunny Tripower CORE1 50 kW

N_{PF} é o número de módulos em série possível considerando a tensão de entrada dos inversores utilizados.

Portanto, o N_{PF} estará entre 590/34,6 e 800/37,1, ou **17 e 21,6**. O número de módulos em série **será de 20** e, consequentemente, a usina terá uma arranjo de **80 fileiras de 20 módulos cada**, totalizando 1600 módulos.

A Tabela 5.4 abaixo consolida as principais características da parte fotovoltaica da usina de estudo.

Tabela 5.6 - Dados básicos de instalação da usina fotovoltaica de 500 kW

Localização	22.730966 S; 47.163014 O
Número de fileiras	80
Número de módulos por fileira	20
Total de módulos	1600
Potência instalada	500 kW
Fator de escalonamento	1,28
Ângulo de inclinação dos módulos	23°
HSP	5,18
Energia estimada mensal gerada	77.700 kWh
Área ocupada	2,56 ha

A área ocupada por uma planta solar fotovoltaica é de 4 ha por MW instalado (GREENER, 2019). A área ocupada indicada na Tabela 5.6 acima leva em consideração o fator de escalonamento de 1,28.

5.3.2 Retorno econômico da usina fotovoltaica de 500 kW - Análise segundo RN 482/2012 e discussões do PL 5829/2019

Considerando as informações da Tabela 5.6, a usina tem capacidade estimada mensal de geração de 77.700 kWh e abasteceria 39 UCs com consumo médio de 2.000 kWh/mês. A análise foi conduzida considerando a permanência da bandeira verde de forma contínua, ou seja, é conservadora nesse aspecto já que com as frequentes estiagens, é comum que as tarifas de

energia elétrica das distribuidoras sofram aumento durante um período significativo do ano pela operação das usinas térmicas que têm custo maior.

A Tabela 5.7 indica os principais parâmetros para o cálculo de viabilidade econômica com seus resultados. O WACC, o custo ponderado de capital, ou do inglês “weighted average cost of capital”, é o custo do capital do investidor que deve ser superado pelo retorno do investimento (TIR) analisado para que o empreendimento seja viável. Teoricamente, qualquer TIR superior ao WACC torna o projeto atrativo.

O WACC é associado com o custo oportunidade do investidor e com o custo do capital de terceiros e pondera estes dois fatores para se chegar numa taxa mínima de atratividade única. A Equação 7 abaixo indica como se calcula o WACC.

$$WACC = Ke \times \left(\frac{E}{D+E} \right) + Kd \times \left(\frac{D}{D+E} \right)$$

Equação 7 – Fórmula do WACC

Onde:

Ke é o custo oportunidade do acionista

Kd é o custo do capital do terceiro (juro cobrado pelo financiador)

E é a parcela do aporte em que se faz com recurso próprio do acionista

D é a parcela do aporte em que se faz com recurso de terceiros

O Ke pode ser obtido pela Equação 8 abaixo:

$$Ke = R_F + \beta [R_M - R_F]$$

Equação 8 – Fórmula do Ke

Onde:

R_F é a taxa de juro livre de risco

R_M é a taxa de retorno do mercado (de ações por exemplo)

β é o prêmio que o projeto deveria pagar em relação ao que o mercado paga

A análise deste estudo foi feita para fins comparativos entre os cenários contemplados e, desta forma, foi considerado investimento integral proveniente de capital próprio. Neste caso, pela Equação 7, o WACC se iguala ao K_e e, portanto, usando R_F de 6,5%, R_M de 11% e β de 1,20, obtem-se um WACC de 11,9%. Será feita uma análise alavancada mais adiante para comparar com os resultados do projeto financiado com capital de terceiros.

Outro ponto importante indicado na Tabela 5.7 diz respeito ao desconto dado pela usina às UCs beneficiadas pela energia gerada por ela. O valor considerado na análise é de 15%, o que significa que estas UCs pagariam 15% a menos na tarifa de energia total (TE+TUSD) em relação ao que pagam como clientes cativos da distribuidora. Este desconto não se aplica à taxa de disponibilidade correspondente à 100 kWh mensais (conexão trifásica), valor que estas UCs continuarão pagando à CPFL Paulista.

Portanto, no total, de acordo com a RN 482/2012, uma UC que usufrui da energia gerada por esta usina teria uma economia final de 14% na conta de eletricidade, considerando a taxa de disponibilidade que continuará pagando. Esta economia é muito relevante dependendo do tipo de estabelecimento comercial. Por outro lado, alguns estados não compensam o ICMS referente à TUSD, o que foge do que prevê a RN 482/2012 e, consequentemente, não teve seu efeito previsto nesta análise.

Finalmente, outro ponto que merece destaque nos parâmetros indicados na Tabela 5.7 refere-se à troca dos inversores de frequência. Estes equipamentos não têm a mesma vida útil dos outros componentes do sistema — que é de 25 anos — e precisam ser trocados em 15 anos após serem colocados em operação. O cálculo de viabilidade prevê o reinvestimento deste item depois deste período.

Tabela 5.7 - Parâmetros e resultados para usina 100% solar 500 kW segundo a RN 482/2012

Valor da tarifa da distribuidora sem imposto por kWh	R\$ 0,596
ICMS conta da distribuidora	25%
PIS/COFINS conta da distribuidora	4,97%
Bandeira Tarifária	Verde
Ajuste anual da tarifa de energia elétrica (NAKABAYASHI, 2015)	7,9%
Recompra dos inversores de frequência	Em 15 anos
Custos indiretos/CAPEX	5,4%
OPEX Anual/CAPEX	14,9%
Inflação anual	4%
WACC	11,9%
Desconto usina sobre tarifa distribuidora	15%
Estimativa da energia anual produzida (MWh)	945
Número de estabelecimentos atendidos*	39
Investimento em CAPEX	R\$ 2.530.365,00
Vida útil do sistema	25 anos
Tempo de depreciação dos equipamentos	10 anos linear
TIR	17,17%
VPL	R\$ 1.231.396,00

*Com consumo mensal médio de 2000 kWh - valor usado apenas para referência

Conclui-se, portanto, que a usina solar de 500 kW é viável já que sua taxa de retorno (TIR) é maior que o WACC gerando um valor presente líquido (VPL) de R\$ 1.231.396,00 para o investidor.

A análise da usina solar de 500 kW foi estendida com a consideração das possíveis alterações propostas no PL 5829/2019. Estas alterações prevêem dedução gradual na compensação da parcela do Fio B de acordo com o cronograma apresentado na Figura 3.1, o que impacta negativamente o resultado econômico, e a diminuição em 60% do valor da demanda contratada pela usina, o que reduz o OPEX do empreendimento e, portanto, favorece o projeto. Estes dois efeitos foram considerados nos resultados da Tabela 5.8 em que se constata uma queda na atratividade do empreendimento.

Tabela 5.8 - Resultados de TIR e VPL considerando alterações discutidas no PL 5829/2019

% Fio B na tarifa	28%
Cronograma de aplicação da % do Fio B	Tabela 3.1
Valor total da não compensação do Fio B no projeto*	R\$ 4.697.676,00
TIR	15,97%
VPL	R\$ 917.003,00

*Considerado como OPEX no projeto

Houve diminuição no VPL de 25% e de 7% na TIR em relação às regras da RN 482/2012, apesar do projeto continuar sendo viável para o investidor. Todos os outros parâmetros de entrada indicados na Tabela 5.7 se mantêm na análise da Tabela 5.8.

Apesar de ter sido mencionada no Capítulo 3, a extinção da taxa mínima de disponibilidade nas tratativas do PL 5829/2019 não teve seu efeito considerado na análise da Tabela 5.8. A exclusão deste efeito deve-se ao fato de que há muitas controvérsias em relação à retirada da taxa de disponibilidade e de como sua extinção se relaciona com a não compensação do Fio B.

Por conta disso, definiu-se manter a taxa de disponibilidade nas análises conduzidas neste trabalho na tentativa de buscar uma linha mais conservadora nos cálculos de retorno econômico. Como informação suplementar, caso a extinção da taxa de disponibilidade tivesse sido considerada, o retorno econômico do cenário indicado na Tabela 5.8 seria praticamente o mesmo que se atinge com as regras da RN 482/2012 indicado na Tabela 5.7.

5.3.2 Retorno econômico da usina híbrida considerando possíveis mudanças segundo o PL 5829/2019 (Cenário 2).

Com a inclusão do aproveitamento de RSU, a capacidade instalada da usina se manteve em 500 kW, dividida em 250 kW para solar fotovoltaica e 250 kW para RSU. Apesar do investimento por kW instalado ser maior com RSU em relação à fonte solar, este modelo de hibridização favorece

a viabilidade do projeto quando comparado com um empreendimento puramente solar de mesma capacidade, como mostra a Tabela 5.9 abaixo.

Tabela 5.9 - Resultados de TIR e VPL da usina híbrida

Valor da tarifa da distribuidora sem impostos por kWh	R\$ 0,596
ICMS conta da distribuidora	25%
PIS/COFINS conta da distribuidora	4,97%
Bandeira Tarifária	Verde
Ajuste anual da tarifa de energia elétrica (NAKABAYASHI, 2015)	7,9%
Recompra dos inversores de frequência	Em 15 anos
Custos indiretos/CAPEX	1,87%
OPEX Anual/CAPEX	21,6%
Inflação anual	4%
WACC	11,9%
Desconto usina sobre tarifa distribuidora	15%
Estimativa da energia anual produzida (MWh)	2041
Receita adicional por reciclagem e metais por ano	R\$ 533.421,00
% Fio B na tarifa da distribuidora	28%
Cronograma de aplicação da % do Fio B	Tabela 3.1
Valor total não compensado do Fio B no projeto*	R\$ 10.141.728,00
Número de estabelecimentos atendidos*	84
Investimento em CAPEX	R\$ 6.466.833,00
Vida útil do sistema	25 anos
Tempo de depreciação dos equipamentos	10 anos linear
TIR	18,13%
VPL	R\$ 3.809.892,00

*Considerado como OPEX no projeto

**Com consumo mensal médio de 2000 kWh - valor usado apenas para referência

A análise da usina híbrida foi conduzida considerando as modificações discutidas no PL 5829/2019 e considera como custo o valor de Fio B não compensado de R\$ 10.141.728, além de prever pagamento de taxa de disponibilidade para a distribuidora correspondente a 100 kWh mensais em cada uma das 84 UCs previstas no estudo. Em relação ao cenário 1, houve um aumento de 13,5% na TIR, compensando e superando, portanto, os impactos negativos das mudanças regulatórias. O VPL aumentou em relação ao capital investido de 36,2% para 58,9%.

Os custos de operação anuais de uma usina de aproveitamento de RSU são mais altos que numa usina solar, saltando de 14,9% do CAPEX para 21,6%. Por outro lado, os custos de

operação na usina de estudo foram quase integralmente compensados pela receita oriunda da reciclagem.

Neste cenário, utiliza-se uma combinação diferente de inversores de frequência em relação à usina solar de 500 kW. São três inversores no total, um SHP 150 Sunny/Série Highpower Pick3 e dois SHP 50-40 Sunny/Série Trip Power Core1, o que resulta num total de 250 kW. À exemplo do estudo da usina solar de 500 kW, a recompra dos inversores em 15 anos também foi contemplada.

Na parte fotovoltaica da usina híbrida, notou-se um incremento no valor investido em CAPEX por Watt instalado comparado à usina 100% fotovoltaica de 500 kW. O valor passou de R\$ 3,95/W para R\$ 4,05/W e este incremento se deve pelos ganhos de escala que se obtém num empreendimento de maior capacidade instalada.

É importante frisar que tanto o CAPEX quanto o OPEX da parte de aproveitamento de RSU da usina são fortemente impactados pelo tamanho da instalação. Foi estabelecida a premissa neste trabalho de limitar a capacidade total em 500 kW, mas os custos de usinas RSU de 2,5 MW, por exemplo, trariam reduções em CAPEX e OPEX por MWh produzido na ordem 40%, dependendo das tecnologias utilizadas (INFIESTA, 2015).

Caso o projeto tivesse metade de seu CAPEX financiado por terceiros ao custo de 8,0% ao ano, com os mesmos parâmetros de custo oportunidade do investidor indicado anteriormente, o WACC seria menor. Utilizando a Equação 7, o valor do WACC seria, nestas condições, de 9,95%, o que aumenta o VPL da usina híbrida para R\$ 5,1 milhão. A queda do WACC em relação ao projeto financiado integralmente pelo investidor ocorre já que o custo do capital de terceiros é, nesta simulação, menor do que o custo oportunidade do investidor o que, na ponderação, leva o WACC a valores mais baixos.

6. CONCLUSÕES

Conforme visto, no contexto da transição energética, a adaptação adequada do Sistema Interligado Nacional (SIN) tem um papel fundamental para que essa transição ocorra de forma eficaz no Brasil. Neste cenário, a diversificação da matriz energética e a descentralização da geração são tópicos chave que trazem complexidade e conflitos. Porém, essa transição energética pode ser beneficiada com a aplicação de inovações tecnológicas que inserem novas fontes através da modalidade de Geração Distribuída.

Desta forma, este trabalho teve como objetivo principal analisar os benefícios da hibridização numa usina puramente fotovoltaica sob o ponto de vista da viabilidade econômica, considerando as regras da Geração Distribuída, segundo a RN 482/2012, e as possíveis mudanças do regramento deste modelo, conforme o Projeto de Lei 5829/2019 da geração própria. Utilizou-se, para tanto, o estudo de caso de uma usina solar em combinação com o aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos na região de Paulínia-SP.

A primeira parte da análise econômica mostrou que as restrições previstas no PL 5829/2019, com a inserção das regras da RN 482/2012, impactaram negativamente a viabilidade econômica do projeto exclusivamente fotovoltaico inicialmente analisado. Porém, tal impacto não chegou a inviabilizar o projeto, mesmo no pior cenário estudado. A TIR do empreendimento regido pela RN 482/2012 foi de 17,2% e caiu com as mudanças previstas no PL 5829/2019 para 16,0%, mas o VPL permaneceu positivo, cerca de R\$ 1,0 milhão, para um investimento inicial de pouco mais de R\$ 2,5 milhões.

O trabalho também mostrou que a hibridização através da associação do projeto fotovoltaico inicialmente analisado, agora em conjunto com o aproveitamento de RSU, foi bastante positiva. Não só ocorreu um aumento do retorno sobre o investimento realizado, cuja TIR passou de 16,0% para 18,13% com a hibridização, como também observou-se uma elevação de 63% no VPL em relação ao capital investido. Além disso, a hibridização colaborou com o problema da destinação mais apropriada dos resíduos, tornando mais viável o empreendimento conjunto, e colaborando com a descentralização da geração de energia elétrica.

A análise de viabilidade também indicou que o investimento inicial em CAPEX da usina passou de R\$ 2,5 milhões a R\$ 6,4 milhões na comparação entre usina exclusivamente solar de 500 kW

para uma híbrida de 500 kW. Este fato mostra que, apesar dos resultados de viabilidade serem melhores, o empreendimento híbrido tem claramente outro patamar de investimento mais elevado. A análise também assinala que a alavancagem favorece o investimento, já que ao se compor o CAPEX com capital de terceiros de custo menor, o fluxo de caixa do projeto é descontado a uma taxa mais baixa resultando num VPL mais elevado. Nestas condições, dependendo do acesso a financiamentos pelo investidor, quanto mais alavancado, maior será a viabilidade econômica do projeto.

Constatou-se também que a atratividade econômica aumenta de forma significativa quando a capacidade de processamento de resíduos cresce. O aumento do tamanho da instalação RSU maximiza, de forma mais contundente, a geração de energia por Real investido do que a ampliação de instalação solar fotovoltaica. O CAPEX e o OPEX anual por energia produzida caem em torno de 40% quando a capacidade instalada do aproveitamento de RSU vai a 2,5 MW.

Este estudo buscou limitar a capacidade instalada do empreendimento a 500 kW, teto máximo que poderá ter maiores benefícios para GD, segundo comentado no Capítulo 3. Entretanto, outros trabalhos futuros poderiam ser realizados para verificar os resultados dos ganhos de escala de projetos maiores mesmo perdendo alguns dos benefícios na categoria de GD previamente analisados. Outros estudos futuros poderiam investigar distintas combinações da geração solar fotovoltaica com outras fontes como a microgeração eólica ou com centrais hidrelétricas de menor porte (CGHs).

Vale mencionar que a análise conduzida neste trabalho não considerou alguns pontos com o intuito de proceder de uma abordagem mais conservadora. O primeiro deles foi ter considerado bandeira tarifária sempre verde mesmo com períodos prolongados e intensos de estiagem que vem ocorrendo na maioria dos anos recentes.

Outro ponto de conservadorismo refere-se à permanência da aplicação da taxa de disponibilidade por parte da distribuidora aos consumidores que aderirem à GD. A taxa de disponibilidade tem um propósito que pode ser entendido como similar ao da parcela do Fio B na tarifa da concessionária, e o PL 5829/2019 não deixa claro se o fato do Fio B não ser mais compensado pela concessionária suspenderá a taxa de disponibilidade para estes consumidores. Neste estudo, tanto a não compensação do Fio B, quanto a aplicação da taxa de disponibilidade foram considerados nos cálculos.

A principal contribuição deste trabalho, portanto, foi mostrar que hibridização no contexto regulatório da GD no Brasil pode levar a resultados econômicos superiores. Outra contribuição, não menos importante foi sinalizar que a geração distribuída continuou sendo viável mesmo em cenários menos favoráveis como os previstos pelo novo regramento da GD no país, de acordo com as mudanças em curso.

Vale lembrar que o aumento da eletrificação traz desafios que demandam mudanças e inovações tecnológicas e sistemas híbridos devem ser considerados nesse contexto. Assim, uma regulação que reconheça o potencial de sistemas híbridos e estabeleça um regramento para facilitar novos investimentos deve fazer parte da agenda setorial.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRELPE - Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais. Disponível em www.abrelpe.org.br. Acesso em 2 de junho de 2021.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Disponível em www.aneel.gov.br. Acesso em 13 de maio de 2021.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) – Ranking de Tarifas. Disponível em <https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>. Acesso em 4 de junho de 2021.

ARAÚJO Guilherme Pereira et al. Comparação e Análise de Módulos Fotovoltaicos com Células de Silício Cristalino. 2018.

ARSESP - Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo. Disponível em www.arsesp.sp.gov.br. Acesso em 25 de maio de 2021.

BANCO MUNDIAL. Disponível em www.worldbank.org. Acesso em 11 de maio de 2021.

BARBOSA, Cláudomiro Fábio de Oliveira; PINHO, João Tavares; PEREIRA, Edinaldo José da Silva. Situação da geração elétrica através de sistemas híbridos no estado do Pará e perspectivas frente à universalização da energia elétrica. Proceedings of the 5th Encontro de Energia no Meio Rural, 2004.

BARIN, Alexandre et al. Seleção de sistemas de geração de energia elétrica a partir de resíduos sólidos urbanos: uma abordagem com a lógica difusa. 2012. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Maria.

CARBOGÁS. Disponível em www.carbogás.com.br. Acesso em 23 de junho de 2021.

CENÁRIOS SOLAR. Disponível em <https://cenariossolar.editorabrasilenergia.com.br/>. Acesso em 14 de maio de 2021.

COELHO, Suanie Teixeira. Material de aula, 2020.

DEPARTAMENTO DE LIMPEZA URBANA DE PAULÍNIA, Disponível em www.paulinia.sp.gov.br. Acesso em 14 de junho de 2021.

CRESESB-Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. Disponível em www.cresesb.cepel.br. Acesso em 15 de junho de 2021.

DIAS, Gustavo Vieira de Souza; COSTA, Pablo Nunes da. Estudo de Geração Distribuída a partir da biomassa de resíduos sólidos urbanos em smart grid. 2013.

EMAE - Empresa Metropolitana de Aguas e Energia SA. Disponível em www.emae.com.br. Acesso em 1 de junho de 2021.

ENERGY CHARTS. Disponível em <https://energy-charts.info/?l=en&c=DE>. Acesso em 25 de maio de 2021.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em www.epe.gov.br. Acesso em 25 de maio de 2021.

GREENER – Consultoria Greener. Disponível em www.greener.com.br. Acesso em 17 de maio de 2021.

IEA – International Energy Agency. Disponível em www.iea.org. Acesso em 22 de maio de 2021.

INFIESTA, L. R. Gaseificação de resíduos sólidos urbanos (RSU) no Vale do Paranapanema-Projeto CIVAP. Monografia (Especialização em Energias Renováveis)–Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo-SP, 2015.

IRENA - International Renewable Energy Agency. Disponível em www.irena.org. Acesso em 24 de maio de 2021.

JIANG, Yu et al. The potential role of waste biomass in the future urban electricity system. Biomass and bioenergy, v. 107, p. 182-190, 2017.

KAMI, Eduardo Choozo Arenas et al. Análise termoeconômica de sistema híbrido solar térmico integrado à unidade de recuperação energética de resíduos sólidos urbanos. 2019.

MARTINS, Luís Oscar Silva; SILVA, Leandro Teixeira; CARNEIRO, Roberto Antônio Fortuna. Análise da viabilidade econômica e financeira da implantação de usina de geração de energia a partir de resíduos sólidos urbanos no município de Santo Antônio de Jesus–BA. Revista Livre de Sustentabilidade e Empreendedorismo, v. 2, n. 2, p. 142-166, 2017.

MINISTÉRIO ALEMÃO DE ECONOMIA E ENERGIA. Disponível em https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/Das_EEWaermeG/das_eewaermeg.html. Acesso em 7 de junho de 2021.

MONTEIRO FILHO, Arthur. Hibridização de gás confinado em depósitos de resíduo sólido urbano com heliotérmica para geração de energia: o caso do Lixão da Estrutural no DF. 2018.

NASCIMENTO, Cássio Araújo. Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica. Diss. Universidade Federal de Lavras, 2004.

NEOENERGIA. Disponível em www.neoenergia.com. Acesso em 22 de maio de 2021.

PARENTE, V.; GOLDEMBERG, J.; ZILLES, R. Comments on experience curves for PV modules. Progress in Photovoltaics, v. 10, n. 8, p. 571-574, 2002.

PACHECO, Claudio Roberto de Freitas. Material de Aula, 2020.

PECORA, Vanessa; VELÁZQUEZ, Silvia MSG; COELHO, Suani T. Aproveitamento do biogás proveniente dos resíduos sólidos urbanos para geração de energia elétrica: Estudo de caso em São Paulo. São Paulo, p. 1-10, 2009.

REN21 – RENEWABLES NOW. Disponível em www.ren21.net. Acesso em 14 de maio de 2021.

SANTOS, Ivan Felipe Silva et al. Incineration of municipal solid waste in Brazil: An analysis of the economically viable energy potential. *Renewable Energy*, v. 149, p. 1386-1394, 2020.

SANTOS, Rafaela Ediene et al. Generating electrical energy through urban solid waste in Brazil: An economic and energy comparative analysis. *Journal of environmental management*, v. 231, p. 198-206, 2019.

SIMÕES MOREIRA, José Roberto. Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética / Alberto Hernandez Neto [et al.]; organização José Roberto Simões Moreira – 1.ed – Rio de Janeiro: LTC, p.228-231, 2019.

SOLARGIS – Solar Irradiance Data. Disponível em <http://solargis.com>. Acesso em 26 de maio de 2021.'

VGR Resíduos. Disponível em <https://www.vgresiduos.com.br/blog/como-funciona-o-aterro-sanitario/>. Acesso em 23 de junho de 2021.