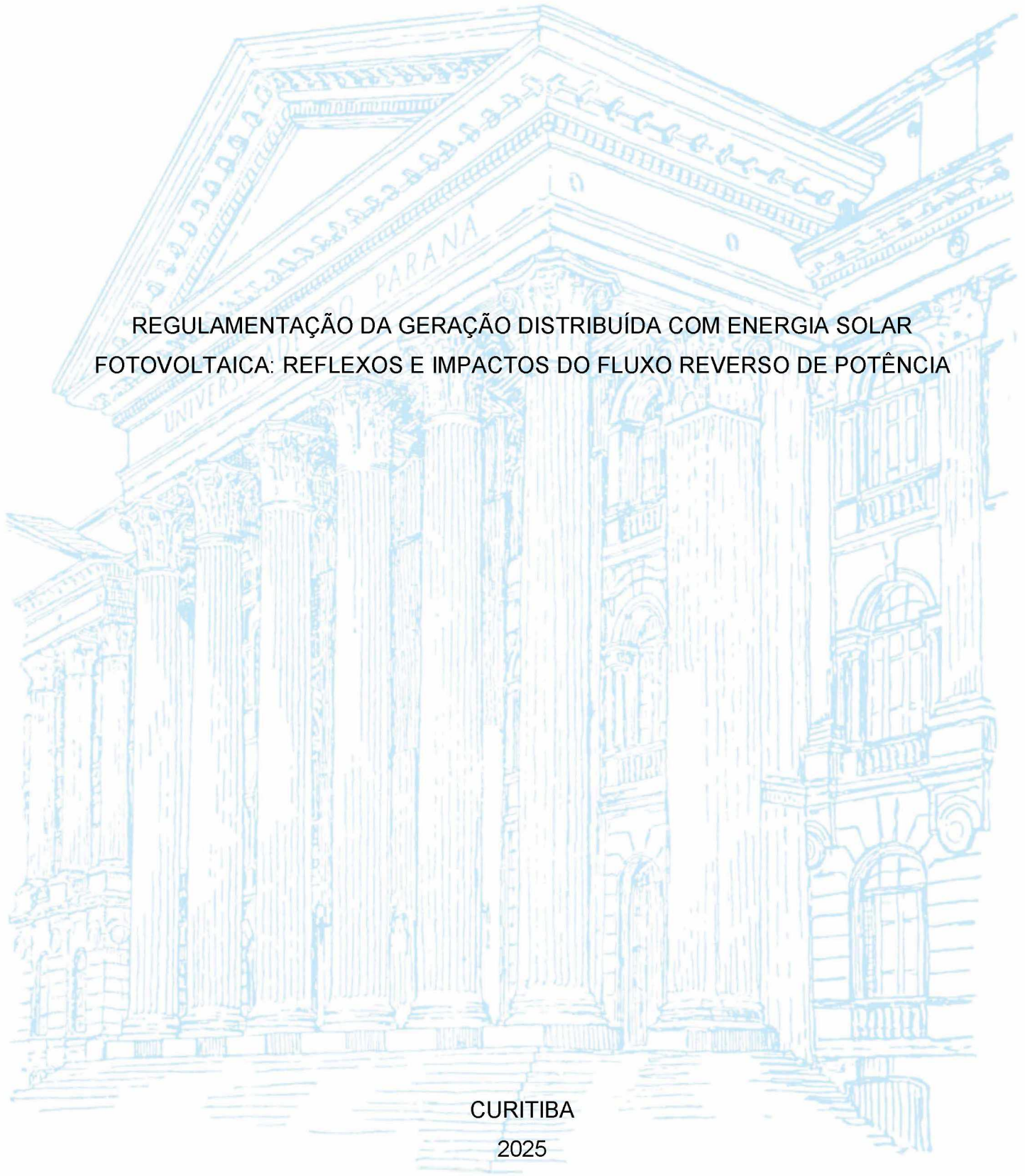


UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

IGOR BORIS KUCZYNSKI

REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA: REFLEXOS E IMPACTOS DO FLUXO REVERSO DE POTÊNCIA



CURITIBA

2025

IGOR BORIS KUCZYNSKI

REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA: REFLEXOS E IMPACTOS DO FLUXO REVERSO DE POTÊNCIA

Monografia apresentada como requisito
parcial à obtenção do
título de Especialista, Curso de Pós-
graduação em Eficiência
Energética e Geração Distribuída,
departamento de Engenharia
Elétrica, Universidade Federal do Paraná

Orientador: Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay
Vila

CURITIBA

2025

AGRADECIMENTOS

Dedico meus agradecimentos a todos familiares e amigos pelos incentivos e apoio durante os estudos e na conclusão do curso de pós-graduação na UFPR, pela dedicação do ensino dos professores das disciplinas acadêmicas e em especial às contribuições e esforços do orientador Prof. Dr. Clodomiro nas etapas de desenvolvimento e concretização do trabalho da monografia.

RESUMO

Através de consultas e atendimentos às resoluções normativas específicas da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL aliado à regras e diretrizes das distribuidoras, os consumidores estão aptos e autorizados na produção de sua própria energia elétrica para conexões às redes públicas utilizando-se de fontes renováveis, caracterizando-se como um sistema eficaz de geração de energia, com qualidade, economicamente viável, resiliente e sustentável, contribuindo para a diversificação da matriz energética e na mitigação de impactos ambientais nocivos ao País.

Porém, com o alto crescimento na demanda de sistemas da geração distribuída, atrelado aos casos de fluxo reverso, sem o correspondente planejamento da modernização das redes de transmissão e distribuição, pode ocasionar impactos negativos nos parâmetros de qualidade do fornecimento de energia elétrica.

De acordo com as recentes regulamentações da ANEEL, caso sejam identificados problemas de inversão de fluxo de potência no sistema elétrico, devem ser realizadas análises e estudos técnicos para escolha da opção que viabilize a sua eliminação e possibilite como complemento a entrega do orçamento de serviços para conexão do consumidor-gerador à rede de distribuição.

A presente monografia tem por finalidade de abordar sobre a complexidade dos principais reflexos e impactos, procurando-se analisar e discutir soluções de problemas que vem afetando o setor da Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) com a inversão de fluxo de energia no cenário brasileiro.

Para tal, considerou-se abordagens e análises das resoluções normativas da ANEEL, Lei do Marco regulatório, de publicações e comentários consensuais e de unanimidades discutidas por especialistas, autoridades e pesquisadores de órgãos e instituições do setor elétrico e empresas concessionárias de energia elétrica.

Atualmente, grande parte das distribuidoras do território nacional vem barrando processos de orçamentos de conexões de unidades consumidoras de geração solar FV em suas redes públicas, com argumento da injeção de fluxo reverso. Conforme a alternativa de viabilidade fixada, poderão haver custos de adequações em obras na rede, de responsabilidade da distribuidora, ou por parte da unidade consumidora, devendo-se, diante do impasse, conseguir uma solução de direito jurídico e equilibrada de comum acordo.

A inversão de fluxo de energia é um desafio real na participação da GD de energia solar fotovoltaica no sistema elétrico, podendo ser superado com base nas regulamentações e diretrizes da ANEEL, constituindo-se numa parte vital da transição para um futuro mais sustentável e energeticamente eficiente.

Embora a alta taxa do aumento de sistemas de GDs no país importe em benefícios aos consumidores, deverão haver investimentos, adequações e avanços tecnológicos nas infraestruturas das redes de transmissão e distribuição por parte das concessionárias para melhoria na qualidade, segurança e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica.

Palavras-chave: Geração Distribuída (GD). Energia Solar Fotovoltaica. Redes de Distribuição de Energia Elétrica. Fluxo Reverso de Potência. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resoluções Normativas.

ABSTRACT

Through consultation and compliance with the regulatory resolutions of the National Electric Energy Agency (ANEEL), combined with the rules and guidelines of distributors, consumers are able and authorized to produce their own electricity for connection to the public grid, using renewable sources.

This system is characterized as an effective, high quality, economically viable, resilient, and sustainable energy generation system, contributing to the diversification of the energy matrix and mitigating harmful environmental impacts on the country. However, the high growth in demand for distributed generation systems, coupled with reverse flow cases, without corresponding planning for the modernization of transmission and distribution networks, can have negative impacts on the quality parameters of the electrical supply.

According to recent ANEEL regulations, if power flow reversal problems are identified in the electrical system, technical analyses and studies must be conducted to select the option that enables their elimination and, as a complement, provides a service quote for connecting the consumer-generator to the distribution grid.

This monograph aims to address the complexity of the main repercussions and impacts, seeking to analyze and discuss solutions to problems affecting the Distributed Photovoltaic Generation (DPVG) sector due to the reversal of energy flow in Brazilian scenario.

To this end, we considered approaches and analyses of ANEEL's regulatory resolutions, the Regulatory Framework Law, publications, and consensual unanimous comments discussed by experts, authorities, and researchers from agencies and institutions in the Electrical Sector and electrical power concessionaires companies.

Currently, most distributors nationwide have been blocking budget processes for connecting PV generation consumer units to their public grids, arguing that reverse flow injection is necessary.

Depending on the established feasibility alternative, there may be costs for adjustments to grid works, which are the responsibility of the distributor or part of the consumer unit.

Given this impasse, a balanced and mutually agreed-upon legal solution must be reached.

Energy flow reversal is a real challenge for the participation of solar photovoltaic DG in the electrical system. It can be overcome based on ANEEL regulations and guidelines, constituting a vital part of the transition to a more sustainable and energy-efficient future.

While the rapid growth of DG systems in the country brings benefits to consumers, utilities will need to invest, adapt, and make technological advances in transmission and distribution network infrastructure to improve the quality, safety, and reliability of the energy supply system.

Keywords: Distributed Generation (DG). Solar PV Power Generation. Reverse Power Flow. Electrical Energy Distribution Grid. National Electric Energy Agency (ANEEL). Normative Resolutions.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - ILUSTRAÇÃO DE SISTEMA DE MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL DE CONEXÃO À REDE COM FLUXOS DE ENERGIA CORRESPONDENTES.....	12
FIGURA 2 - PAINEL ILUSTRATIVO COM DADOS ATUALIZADOS ANEEL (13.08.25) DE SISTEMAS DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA DO PAÍS.....	15
FIGURA 3 - REPRESENTAÇÃO DA ESTRUTURA ORGANIZACIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	22
FIGURA 4 - RELAÇÃO DAS ETAPAS DO PLANEJAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL.....	23
FIGURA 5 - DIAGRAMA UNIFILAR DE GERAÇÃO DE ENERGIA COM INVERSÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA.....	28
FIGURA 6 - CURVAS REPRESENTATIVAS DE SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR PADRÃO SEM CONEXÃO À REDE.....	29
FIGURA 7 - CURVA CARACTERÍSTICA DE VARIAÇÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA E DEMANDA DE CARGA COM FLUXO REVERSO (DUCK CURVE) EM MW / H DE ESTUDO CAISO / CEMIG / ANEEL.....	44
FIGURA 8 - VISTA AÉREA DE LOCALIZAÇÃO DE REDE DE GD ESPECÍFICA DE ESTUDOS CEMIG.....	45
FIGURA 9 - FLUXOGRAMA DAS ETAPAS PARA ANÁLISE E ESTUDO DE INVERSÃO DE FLUXO DO MANUAL DE INSTRUÇÕES REN 1000 / 2021 ANEXO III ANEEL.....	50

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 – GRÁFICO OSCILOGRAMA COM INDICAÇÃO DE PRESENÇA DE INVERSÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA EM REDE GD DE ESTUDO RGE COM PUBLICAÇÃO ANEEL.....	43
---	----

LISTA DE FORMULÁRIOS

FORMULÁRIO 1 – DOCUMENTO PADRÃO ANEEL PARA SOLICITAÇÃO DE
ORÇAMENTO DE CONEXÃO DE MMGD À REDE EXTERNA.....128

LISTA DE ABREVIATURAS OU SIGLAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
MME	- Ministério de Minas e Energia
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico
SIN	- Sistema Interligado Nacional
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
GDFV	- Geração Distribuída Solar Fotovoltaica
MMGD	- Micro e Minigeração Distribuída
REDS	- Recursos Energéticos Renováveis Distribuídos
DSOs	- Operadores do Sistema de Distribuição
UC	- Unidade Consumidora
FV	- Fotovoltaico
REN	- Resolução Normativa
SEB	- Setor Elétrico Brasileiro
SCEE	- Sistema de Compensação de Energia Elétrica
CNPE	- Conselho Nacional de Política Energética
CCEE	- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE	- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

SUMÁRIO

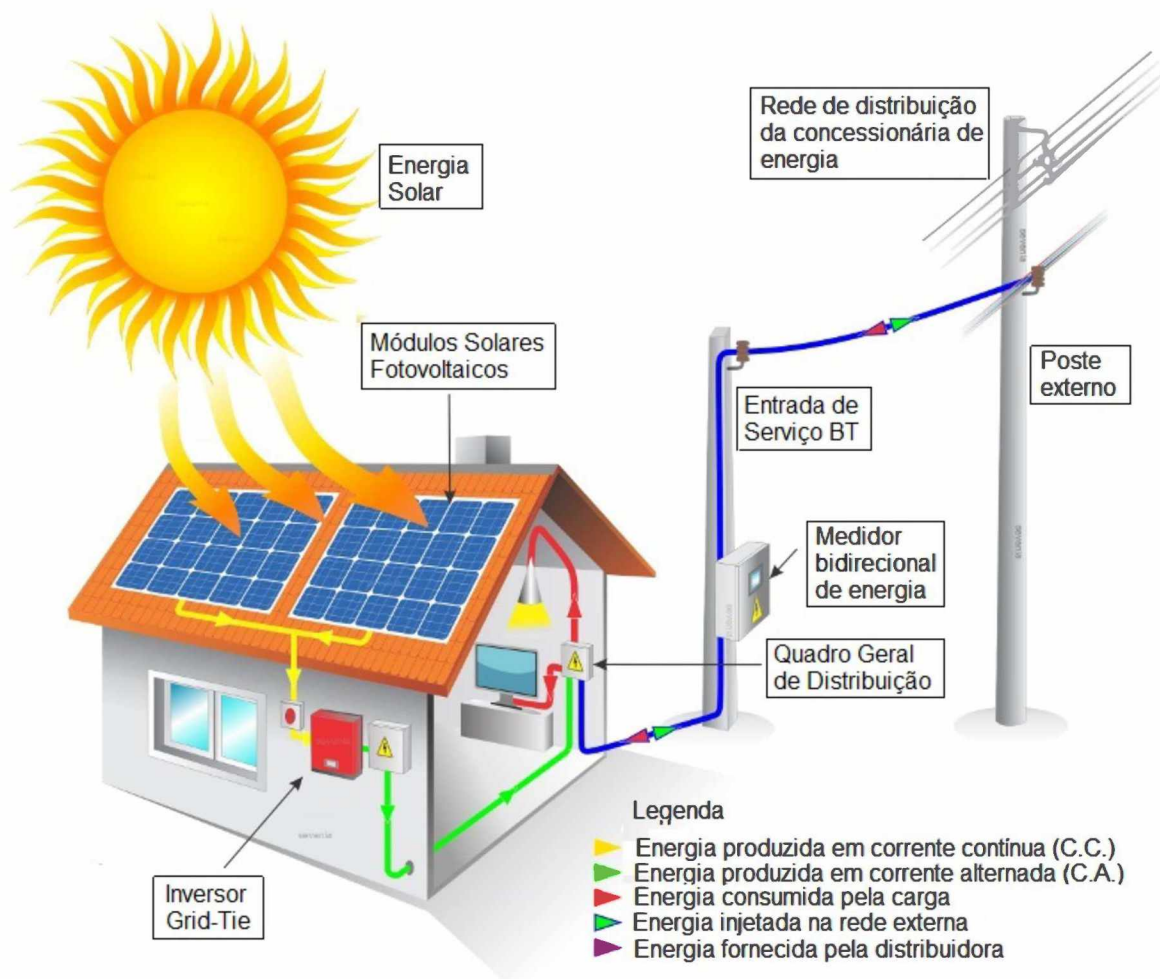
1 INTRODUÇÃO.....	11
1.1 OBJETIVOS.....	16
1.1.1 OBJETIVO GERAL.....	16
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	16
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	17
3 METODOLOGIA.....	33
4 ABORDAGENS REFLEXIVAS DO FLUXO REVERSO NO BRASIL.....	34
5 ESTUDO COMPARATIVO COM OUTROS PAÍSES SOBRE O TEMA.....	54
6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES DE APRIMORAMENTOS.....	77
REFERÊNCIAS.....	82
ANEXOS.....	87
ANEXO 1 RESUMO DA REN ANEEL Nº 482 / 2012.....	87
ANEXO 2 RESUMO DA REN ANEEL Nº 1.000 / 2021A.....	92
ANEXO 3 RESUMO DA REN ANEEL Nº 1.000 / 2021B.....	109
ANEXO 4 RESUMO DA REN ANEEL Nº 1.000 / 2021C.....	122
ANEXO 5 RESUMO DA REN ANEEL Nº 1.059 / 2023.....	123
ANEXO 6 RESUMO DA REN ANEEL Nº 1.098 / 2024.....	125
ANEXO 7 RESUMO DA REH ANEEL Nº 3.354 / 2024.....	127
ANEXO 8 RESUMO DA LEI MME Nº 14.300 / 2022.....	132
ANEXO 9 - APLICAÇÃO DA REGULAMENTAÇÃO ANEEL SOBRE O FLUXO REVERSO NA GERAÇÃO SOLAR FV DISTRIBUÍDA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: GENERALIDADES.....	135
ANEXO 10 - ONS E SIN: RESPONSABILIDADES, MEDIDAS E AÇÕES SOBRE O FLUXO REVERSO NA ÁREA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA.....	136

1 INTRODUÇÃO

Em decorrência do alto nível de crescimento e expansão de usinas de geração distribuída com energia solar fotovoltaica no Brasil, ocorreram em contrapartida grandes desafios a se resolverem, como resultado de problemas como os impactos negativos do fluxo reverso de potência no sistema elétrico nacional, bem como sobre reflexos relacionados a eventos de distúrbios ou fenômenos de sobrecargas, desequilíbrio de tensão e interrupções no fornecimento de energia das redes de distribuição, que diretamente afetam consumidores em processos de aprovações de acesso e conexões, de acordo com o porte da geração, e devido a saturação do sistema elétrico, com carência de investimentos na cobertura de prejuízos técnicos, jurídicos e econômicos para melhoria e expansão das redes de distribuição das concessionárias locais.

A Figura 1, mostra um exemplo de ilustração visualizando o processo de microgeração solar fotovoltaica residencial padrão “conectada à rede”, com respectivos fluxos de energia produzida (corrente contínua) e consumida (corrente alternada), com o excesso injetada na rede externa e recebida na necessidade de carga via distribuidora.

Figura 1 - Ilustração: Microgeração Distribuída padrão “Conectada à Rede” com Energia Solar Fotovoltaica



Fonte: Luz Solar, 2017.

Com relação a Figura 1, o sistema de microgeração MMGD representado é composto de painéis fotovoltaicos que transformam a energia dos raios do sol durante o dia gerando corrente elétrica contínua e enviada ao inversor de potência, sendo após transformado em corrente alternada para consumo de carga próprio, e injetando o excedente do fluxo de potência, caso houver, na rede pública de distribuição da concessionária local.

Na situação inversa, com necessidade de carga adicional na residência, o sistema é suprido por corrente alternada via distribuidora.

i. De acordo com o site (ABSOLAR, 2025):

A previsão é de dobrar nos próximos anos a capacidade instalada em megawatts do número de sistemas de geração de energia solar fotovoltaica distribuída, tendo como consequências, entre outras, o enfrentamento de questões relativas a inversão de fluxo de potência, com uma das possíveis saídas a regulamentação do armazenamento de energia em grande escala no SIN (Sistema Interligado Nacional).

ii. De acordo com o site (ABRADEE, 2025):

Em razão do aumento no índice de expansão de projetos nacionais de geração distribuída por fontes de energia solar FV, isso tem ocasionado desafios a se revolverem, como o surgimento de problemas relativos à impactos negativos originados pela inversão de fluxo de potência no sistema elétrico brasileiro, limitando a efetivação da conexão de projetos de geração própria de consumidores no sistema, bem como de desempenho das redes elétricas de distribuição e transmissão das concessionárias de energia elétrica.

A matriz elétrica brasileira está passando por uma transição acelerada, impulsionada principalmente pelo crescimento de fontes renováveis como a solar, incluindo a geração distribuída.

Com a expansão dessas fontes, cada vez mais consumidores se tornam também produtores de eletricidade.

Seria um processo a ser celebrado, não fosse a falta de planejamento e regulação adequados para compartilhar esse crescimento.

No entanto, o crescimento acelerado e desordenado de fontes intermitentes, como a geração distribuída fotovoltaica, tem imposto desafios crescentes ao setor elétrico.

A inversão de fluxo de potência é um dos mais críticos, pois compromete a estabilidade e a segurança do sistema.

iii. De acordo com o site (GESEL, 2025):

A transição de um modelo predominantemente centralizado de geração para outro modelo mais descentralizado tem se tornado um grande desafio à Gestão do sistema elétrico.

Atualmente, com a expansão da GD, e em razão de que grande parte da nova geração está conectada diretamente à rede de distribuição, não tem havido um controle eficaz pelo ONS por não ser mais de coordenação centralizada.

O rápido crescimento da capacidade de oferta não está em equilíbrio com a posição da demanda, pela busca de privilégios vinculados a subsídios.

Como resultado surgem crescentes desafios operacionais endereçados à ONS a fim de se evitar impactos negativos na estabilidade e confiabilidade do sistema.

Com a instalação de expressiva capacidade de geração dentro das redes de distribuição, transformando o curso da matriz elétrica, irá requerer atuação coordenada do ONS com as distribuidoras, em seus limites de atribuição, a fim de que a operação do sistema ocorra de forma segura e confiável, e que sejam cada vez mais necessárias inovações regulatórias, adequações de procedimentos e investimentos em infraestrutura para que as concessionárias e o ONS possam cumprir esses novos papéis, caracterizando-se assim numa prioridade abrangente e complexa da agenda setorial.

De acordo com divulgação da ONS, outro efeito negativo do crescimento da geração ligada à rede de distribuição é a inversão do fluxo de potência nas

subestações da rede básica de fronteira, pelo fato de que em inúmeras destas a geração local é muito significativa, onde no período diurno, a energia flui da rede elétrica de distribuição para a de transmissão, no sentido inverso ao convencional.

iv. De acordo com o site (O Setor Elétrico, 2025):

Sendo registrado recentemente um alto crescimento da geração distribuída por energia solar fotovoltaica, com um grande volume de energia elétrica sendo produzida e eventualmente injetada na rede elétrica das distribuidoras podendo provocar “impactos relevantes” como distúrbios no sistema elétrico como “sobrecargas”, “interrupções de fornecimento” e “desequilíbrio de tensões”.

v. De acordo com o site (Engenharia Compartilhada, 2024):

A evolução da energia solar no Brasil tem mostrado um crescimento acelerado nos últimos anos, mas ainda enfrenta muitos obstáculos que limitam seu verdadeiro potencial.

Apesar de o país possuir uma das maiores taxas de irradiação solar do mundo, existem entraves econômicos, regulatórios e de infraestrutura que dificultam a expansão dessa fonte de energia renovável.

Outro fator agravante é que, em vários estados, integradores tem enfrentado dificuldades, pois os projetos fotovoltaicos de seus clientes estão sendo suspensos por tempo indeterminado.

Em alguns estados brasileiros há impedimentos sob alegação de “saturação da rede”.

Algumas concessionárias do País alegam problemas como a inversão de fluxo de potência, especialmente no caso da geração distribuída.

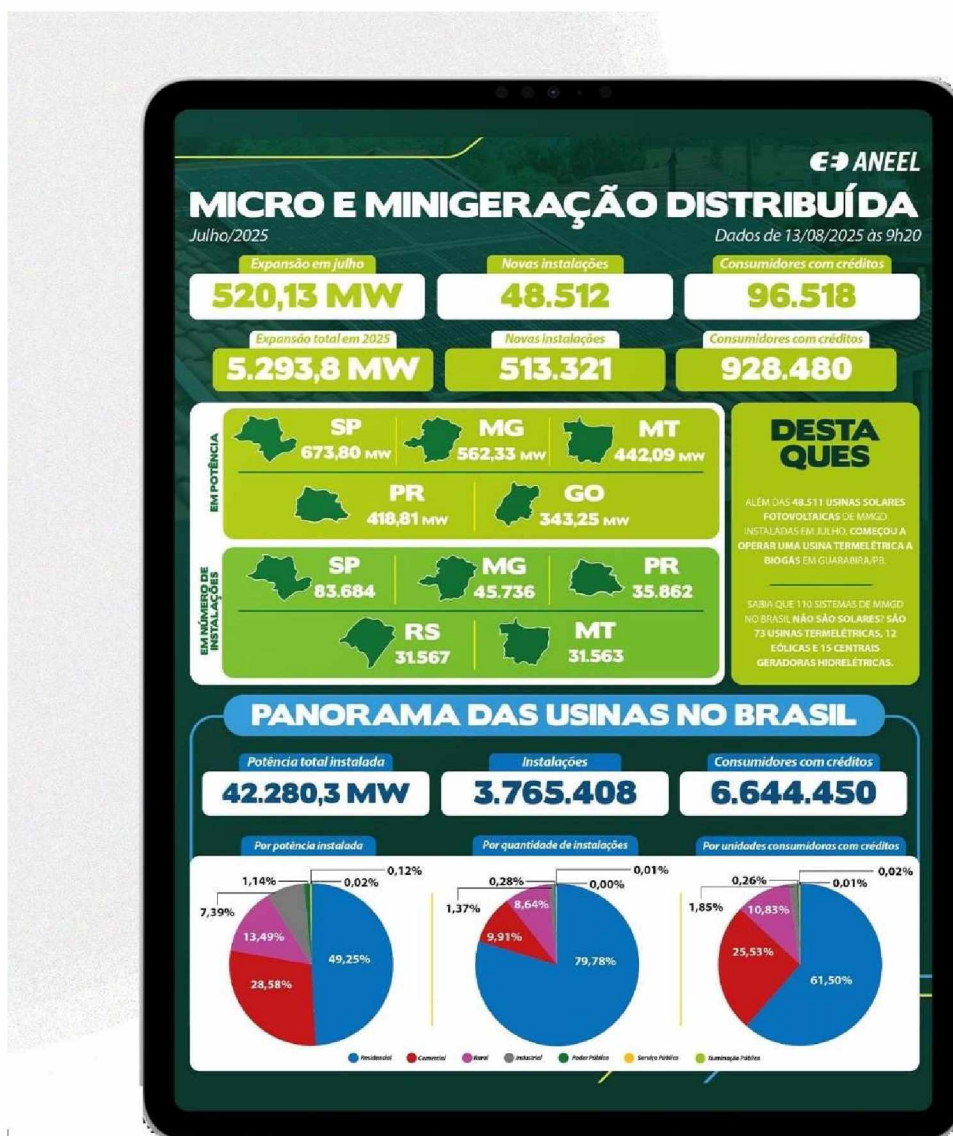
Essas negativas de conexão por parte das distribuidoras têm impedido milhares de consumidores de aderirem à geração própria de energia solar, o que compromete o “crescimento do setor”.

vi. De acordo com o site (EPE, 2025):

Conforme os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 da EPE, a MMGD solar distribuída tem superado a expansão da capacidade instalada no Brasil em relação às demais fontes energéticas, representando cerca de 5,6% da geração total de eletricidade e de 13% do consumo cativo nacional.

De acordo com o Painel indicativo ANEEL de 13.08.2025, mostrada na Figura 2, a MMGD no Brasil somava 42,28 gigawatts (GW) de potência instalada, atendendo a 3,77 milhões de sistemas conectados à rede de distribuição de energia elétrica, demonstrando o alto crescimento da mini e microgeração distribuída por usinas instaladas pelos próprios consumidores no País.

Figura 2 - Painel ilustrativo com dados atualizados ANEEL (13.08.2025) da microgeração e minigeração distribuída nacional.



Fonte: ANEEL, 2025.

No painel interativo da Figura-2 são divulgados para estudos, entre outros, dados atualizados pela ANEEL informando as estatísticas do crescimento das fontes de gerações de MMGD como a solar fotovoltaica, incluindo o número de municípios atendidos, a quantidade de GDs instaladas e o correspondente total da potência instalada em kW dos estados do território nacional.

Neste trabalho, é abordado um estudo visando discutir questões relativas ao fluxo reverso de potência nas redes de distribuição de energia elétrica decorrente do grande aumento da inserção da geração distribuída fotovoltaica (GDFV).

Para a abordagem e entendimento das questões envolvidas, são pesquisados, analisados e discutidos conteúdos de regulamentos e resoluções normativas da ANEEL, pareceres do poder público e de concessionárias, dados de publicações científicas, opiniões e exposições técnicas de especialistas membros de instituições, órgãos e associações envolvidos do ramo da geração distribuída de energia.

1.1 OBJETIVOS SOBRE O TEMA DA MONOGRAFIA

1.1.1 OBJETIVO GERAL:

Apresentar análises e abordagens com discussão de questões dos desafios regulatórios e jurídicos sobre a incidência do fluxo reverso de potência da geração distribuída de energia solar fotovoltaica no sistema elétrico nacional, e problemas similares em redes de distribuição de concessionária do exterior.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Analisar as Resoluções Normativas da Agência Nacional de Energia (ANEEL).
- Sugerir aprimoramentos no atual marco regulatório sobre o fluxo reverso de potência no País.
- Relacionar, e comparar regulamentações correspondentes aplicadas no setor elétrico de países externos.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para o desenvolvimento deste capítulo foram consideradas informações de diferentes fontes de pesquisas bibliográficas qualitativas e referenciais, obtidas de arquivos atuais de conteúdos relevantes publicados como de resoluções normativas da ANEEL e órgãos de abrangência, com ênfase em estudos de fluxo reverso da geração distribuída do setor elétrico nacional.

São citados, dentre outros, textos fundamentais de pesquisadores, autoridades e especialistas de entidades como associações, distribuidoras de energia, artigos de apresentações de congressos e eventos e revistas científicas.

2.1 Regulamentações da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), da publicação original, às revisões das Resoluções Normativas sobre a geração distribuída (GD) com energia solar fotovoltaica e o fluxo reverso de potência.

Relação de normas regulamentadoras e Lei do Marco Regulatório pertinentes a questão do fluxo reverso de potência nas redes de distribuição.

Através da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foram formalizadas as diretrizes para a regulamentação da microgeração e minigeração distribuída no país.

Em função da Resolução Normativa REN nº 482 foram estabelecidas as regras e práticas destinadas à instalação de sistemas de micro e minigeração distribuídas conectadas à rede de distribuição elétrica.

A implementação e estudos para efetivação da geração distribuída (GD) teve por base regulatória preliminar a REN nº 482 da ANEEL no ano de 2012, apresentando as obrigações voltadas aos consumidores, distribuidoras dentre outros órgãos e instituições, na aplicação prática de processos e questões relevantes de sua regulamentação.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): Definição, autonomia de atuação e poderes

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), é por definição legal, nos termos da Lei nº 9.427 / 1996, autarquia especial do estado brasileiro que tem por finalidade regular e fiscalizar o setor elétrico brasileiro em conformidade com as

políticas e diretrizes do governo federal, com base em critérios e análises técnicas fundamentadas, transparentes e em estrita observância ao princípio da legalidade.

A ANEEL, Instituição Pública de Estado, conforme Lei Geral das Agência Reguladoras, se caracteriza por ausência de tutela ou de subordinação hierárquica, pela autonomia funcional, decisória, administrativa e financeira e pela investidura a termo de seus dirigentes e estabilidade durante os mandatos.

É diretamente responsável pela implementação de políticas e diretrizes do governo federal relacionadas à geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, tais como definição de tarifas, autorização e fiscalização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, além de atuar para evitar divergências administrativas entre os agentes do setor.

A prioridade da Agência é a proteção dos direitos dos consumidores e usuários, com foco na qualidade, segurança e continuidade do fornecimento de energia elétrica. A ANEEL tem o papel de regulador e fiscalizador para garantir que os consumidores brasileiros tenham acesso a um serviço de energia elétrica de qualidade, contínuo e seguro e que qualquer tentativa de intervenção ou tutela indevida na atuação da Agência não contribui para a verdadeira solução do problema, estando atuando de forma isenta e autônoma em prol do interesse público.

Relação das Resoluções Normativas ANEEL e da Lei MME de geração distribuída solar de energia fotovoltaica, e aplicação ao fluxo reverso de potência: Resumo

REN nº 482 / 2012:

Estabelecimento das condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas (MMGD) aos seguintes sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica.

REN nº 1.000 / 2021:

Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, nas quais estão dispostos os direitos e deveres do consumidor e demais usuários do serviço, como disposto aplicando-se à concessionária e permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica e ao usuário do

serviço, pessoa física ou jurídica que se beneficia ou utiliza, efetiva ou potencialmente, do serviço público, a exemplo de consumidor, central geradora, distribuidora, agente exportador, e agente importador.

REN nº 1.000 / 2021:

Medidas de aprimoramento relativa a REN 1.000 / 2021, para simplificação da conexão à rede de consumidores de microgeração distribuída, constando as alterações na REN 1.098 / 2024.

A medida associa a preservação das redes de energia elétrica à democratização do acesso à MMGD.

REN nº 1.000 / 2021 - Art. nº 73:

Manual de Instruções para estabelecer as instruções às distribuidoras de energia elétrica elaborarem e apresentarem aos consumidores os estudos de inversão do fluxo de potência previstos no art. 73, § 1º da REN nº 1.000 / 2021, relacionados à conexão de empreendimentos de microgeração e minigeração distribuída (MMGD).

REN nº 1.059 / 2023 - Art. nº 73:

Altera a REN nº 1.000 / 2021 em casos da ocorrência de fluxo reverso de potência, com o dever da distribuidora em realizar estudos e identificar opções viáveis de eliminação do fluxo.

REN nº 1.098 / 2024 - Art. nº 73 e nº 73-A:

Aprovada em (23.07.24) alterações à Resolução Normativa nº 1.000 / 2021 que visam facilitar o acesso de pequenos sistemas de geração distribuída, simplificar os estudos de inversão de fluxo e dar mais celeridade ao processo de conexão dos consumidores, ao mesmo tempo em que zelam pela integridade das redes nos casos de excesso de geração em relação a carga local.

REH nº 3.354 / 2024:

Homologa o novo Formulário de Orçamento de Conexão de centrais de microgeração e minigeração distribuída e o Termo de Aceite das condições do inciso III do caput do art. 73-A da Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021.

LEI MME nº 14.300 / 2022:

Lei brasileira que instituiu o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD), o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS), alterando as Leis números 10.848, de 15 de março de 2.004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996, dando outras providências.

Proporciona direito jurídico a consumidores como pessoa física ou jurídica, à instalações de geração própria de energia elétrica regulamentada no setor elétrico da geração distribuída no país.

NOTA:

As descrições das normas ANEEL e MME encontram-se relacionadas de forma resumidas no item **Anexos** no final da monografia.

2.2 Definições, glossário e conceitos aplicados a MMGD e fluxo reverso**2.2.1 Instituições, Órgãos Oficiais e suas competências****Definições de instituições e órgãos oficiais de políticas e responsabilidades na geração distribuída solar fotovoltaica:**

i. De acordo com o site (ANEEL, 2024):

A ANEEL, é uma autarquia especial do estado brasileiro com o objetivo principal de regular e fiscalizar o setor elétrico brasileiro de acordo com as políticas públicas e diretrizes do governo federal, baseada em critérios e análises técnicas fundamentadas, transparentes e em estrita observância ao princípio da legalidade, com prioridade na proteção dos direitos dos consumidores e usuários, focada na qualidade, segurança e continuidade do fornecimento de energia elétrica.

ii. De acordo com o site (ONS, 2024).

Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, constituída sob a forma de associação civil, fiscalizada e regulada pela ANEEL, e responsável, por autorização do Poder Concedente, pela execução das atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Elétrico Nacional (SIN) e as atividade de previsão de carga e planejamento da operação do Sistema Isolado SISOL, nos termos da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 e dos Decretos nº 5.081, de 14 de maio de 2004 e 9.022 de 31 de março de 2017.

iii. De acordo com o site (ANA, 2025):

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema hidrotérmico de grande porte para produção e transmissão de energia elétrica, cuja operação envolve modelos complexos de simulações que estão sob coordenação e controle do Operador do Sistema Elétrico Nacional (ONS), que, por sua vez, é fiscalizado e regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

iv. De acordo com o site (MME, 2021):

Órgão do Governo Federal com a responsabilidade de conduzir as políticas energéticas do País.

Suas principais obrigações incluem a formulação e a implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), e por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, por monitorar a segurança do suprimento do setor elétrico brasileiro e por definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

v. De acordo com o site (EPE, 2022).

A EPE é uma instituição vinculada ao Ministério de Minas e Energia cuja finalidade é a realização de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, dentre outros.

vi. De acordo com o site (MME, 2021):

O CNPE é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República que tem como principais atribuições a formulação de políticas e diretrizes de energia que assegurem o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do País.

vii. De acordo com o site (MME, 2021).

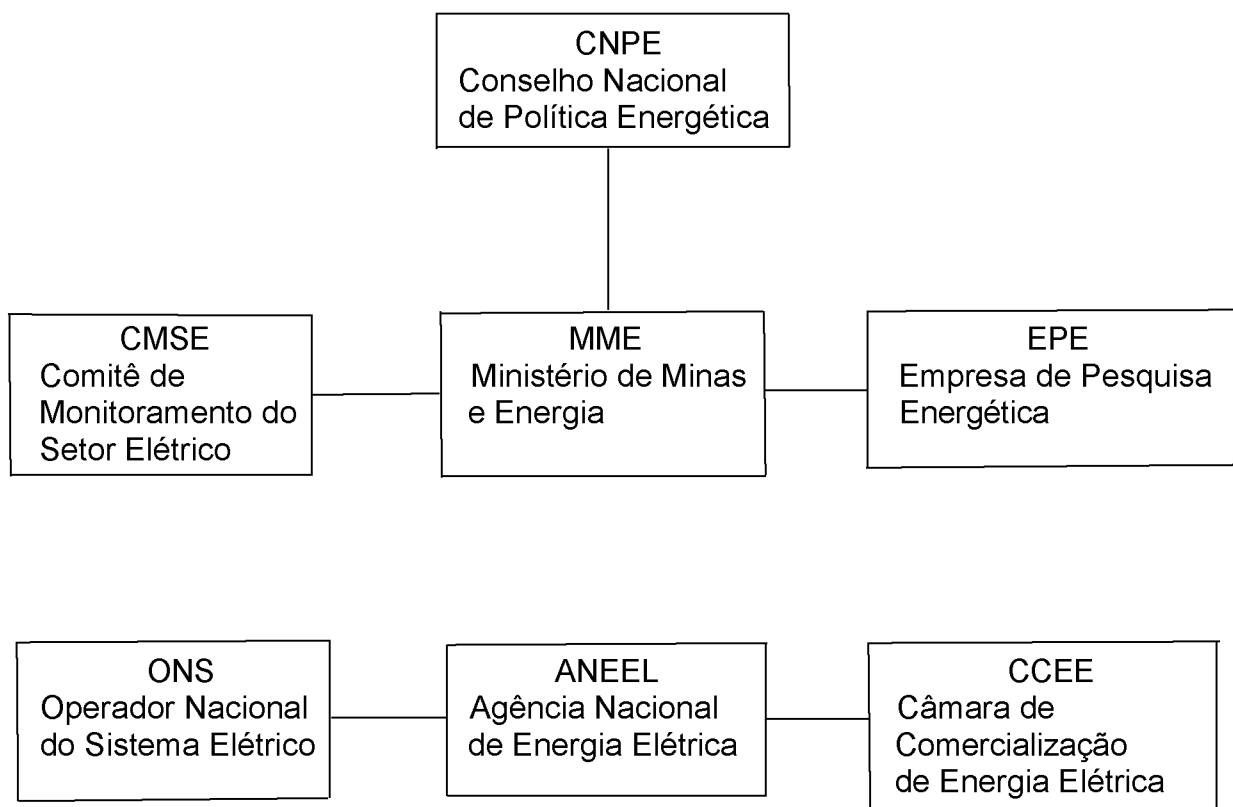
A CCEE tem como função de reunir empresas e instituições que viabilizam operações de compra e venda de energia em todo País.

viii. De acordo com o site (MME, 2021).

O CMSE é um órgão sob coordenação direta do MME, criado para acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional.

A Figura 3, mostra a Composição organizacional com interação entre órgãos governamentais, conselho, comitê e câmara atuantes nas políticas, estudos, planejamento e definições do setor elétrico nacional.

Figura 3 - Estrutura Organizacional do Setor Elétrico Nacional



Fonte: MME, 2021

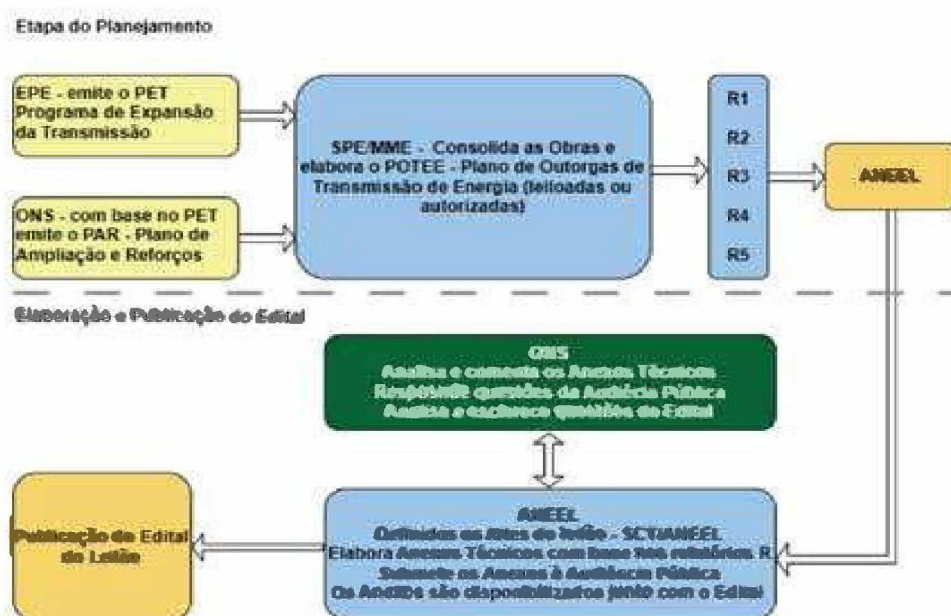
A estrutura organizacional do setor elétrico brasileiro (SEB) conforme a Figura 3 é composta pelos agentes como o MME, ANEEL, EPE, CNPE, ONS, CMSE e CCSE atuando e interagindo em diversas funções de forma coordenada, formando um sistema complexo e interdependente, compreendendo os sistemas de geração, transmissão, distribuição, importação e comercialização de energia elétrica, cobrindo todo o território nacional.

Cada qual possui suas atribuições e responsabilidades conforme descrito no subitem 2.2.1 (i a viii).

O novo modelo estrutural tende a fortalecer a inserção de fontes de energias renováveis, estimulando a participação ativa de consumidores através da digitalização, tecnologias de armazenamento e uso de redes inteligentes permitindo a participação mais efetiva de geradores-consumidores de micro e minigeração distribuída no sistema elétrico do País.

A Figura 4, mostra a Estrutura com etapas do planejamento e programa de expansão, ampliação e reforços do setor de transmissão de energia nacional, definidas pela ANEEL, EPE, MME e ONS (2024).

Figura 4 - Etapas do Planejamento do Sistema Elétrico Nacional - Composição



Fonte: MME / ANEEL / EPE, ONS (2024)

A Figura 4, mostra a Estrutura com etapas do planejamento e programas afins do setor de transmissão de energia elétrica nacional, definidas pela ANEEL, EPE, MME e ONS.

O sistema elétrico brasileiro é periodicamente planejado em etapas por esses órgãos responsáveis, para proverem garantias de maior eficiência operacional, qualidade de parâmetros elétricos e confiabilidade de fornecimento de energia elétrica, definindo e apresentando planos e programas de expansão, ampliações e reforços nas redes transmissão de energia, consolidando-se as obras necessárias, e definindo lotes de leilões com audiência pública para publicação de editais.

2.3 Definições e termos da Geração Distribuída (GD):

Relação de definições e conceitos de micro e minigeração distribuída extraídas do Glossário ANEEL

Geração Distribuída:

i. De acordo com o site (ANEEL, 2021)

Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou por meio de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas - ou não pelo ONS.

Microgeração Distribuída:

ii. De acordo com o site (MME, 2022)

Central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts), em corrente alternada, e que utilize geração qualificada conforme a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL, ou fontes de energia renováveis, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras.

Minigeração Distribuída:

iii. De acordo com o site (MME, 2022)

Central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada, que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras.

Distribuidora de Energia Elétrica:

iv. De acordo com o site (ANEEL, 2024)

Concessionária ou permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, e empresa designada para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, nos termos da legislação.

Energia Elétrica Injetada:

v. De acordo com o site (ANEEL, 2021)

Quantidade de energia elétrica injetada nas redes do sistema de distribuição, englobando os montantes de energia suprida por outras distribuidoras, transmissoras e centrais geradoras com instalações conectadas à rede da distribuidora, incluindo a geração própria. (ANEEL, 2021).

2.4 Definições e conceitos da GD e fluxo reverso

Relação de definições e conceitos de fluxo reverso de potência de diversas fontes, usados na geração distribuída de energia.

i. De acordo com o site (ABSOLAR, 2023):

Ocorre quando a quantidade de energia elétrica produzida pelos sistemas de geração distribuída, excede a demanda dos consumidores conectados à mesma rede de distribuição.

Trata-se de um desafio significativo tanto para os consumidores quanto para as operadoras de energia.

Esse excesso pode ocasionar problemas como sobrecargas, desequilíbrios de tensão e interrupções no fornecimento de energia elétrica.

ii. De acordo com o site (ANEEL, 2025):

Sem definição no glossário de termos ANEEL

iii. De acordo com o site (Era Energia, 2024):

Ocorre quando a energia gerada por sistemas fotovoltaicos excede o consumo local, e esse excedente é enviado de volta para a rede elétrica.

Esse processo é “essencial” para maximizar o aproveitamento da energia gerada e pode gerar créditos na conta de luz do consumidor.

Apesar dos benefícios claros, as concessionárias de energia elétrica muitas vezes “alegam dificuldades” em “integrar” essa energia de volta na rede.

iv. De acordo com o (Sol Mais, 2024):

Ocorre quando a energia gerada por um sistema solar fotovoltaico excede a demanda da unidade consumidora (UC), e o excedente de energia é exportado para rede de distribuição da concessionária.

v. De acordo com o site (O Setor Elétrico, 2024):

Inversão de fluxo de potência é o processo em que a energia excedente produzida na geração distribuída (GD) é incorporada à rede de distribuidoras de energia de todo país.

vi. De acordo com o site (Portal Solar, 2024):

Ocorre quando a energia elétrica flui em sentido contrário ao que foi originalmente projetado em um sistema de distribuição ou transmissão de energia.

Normalmente, a energia elétrica flui de usinas geradoras para as cargas dos

consumidores.

Essa situação pode ocorrer em sistemas de energia solar de geração distribuída, onde, caso a geração de energia solar for maior que o consumo local, o excedente pode ser retornado à rede elétrica, invertendo o fluxo de potência.

vii. De acordo com o site (Energês, 2024):

Em redes elétricas tradicionais, a energia é gerada em grandes usinas, conhecidas como centros de geração, e que segue em uma única direção: das usinas até os consumidores, chamados de centros de consumo.

Isso representa o fluxo convencional de energia, sempre da geração para o consumo.

Com a introdução da geração distribuída esse fluxo sofre uma transformação.

Parte da energia é gerada diretamente nos locais de consumo, pelo consumidor que também gera sua própria energia denominado “prossumidor”, são residências, comércios e indústrias, utilizando a energia solar fotovoltaica em suas coberturas.

viii. De acordo com o site (Grupo e4, 2024):

Ocorre com o excesso de eletricidade gerada, quando os sistemas solares fotovoltaicos geram mais potência do que o consumo local, e o excedente de eletricidade é devolvido para a rede elétrica.

Isso ocorre frequentemente durante os picos de geração solar, como em dias ensolarados, quando a produção de eletricidade é alta e consumo é relativamente baixo.

ix. De acordo com o site (Solar dos Pomares, 2025):

A inversão de fluxo de potência ocorre quando a energia excedente gerada por um sistema fotovoltaico é enviada de volta à rede elétrica, criando um fluxo reverso de potência.

Esse retorno de energia pode afetar o funcionamento da rede e requer ajustes específicos para evitar sobrecarga e outros problemas de compatibilidade.

x. De acordo com o site (Cenário Energia, 2025):

Num sistema de geração solar fotovoltaico produzindo mais energia que consumindo, o excedente flui retornando para rede elétrica, criando um fluxo bidirecional.

Podendo isso sendo considerado um avanço para sustentabilidade e diversificação da matriz energética, o fenômeno pode sobrecarregar as subestações, que não foram projetadas para receber grande quantidade de energia de pequenos geradores.

Quando isso ocorre, o sistema elétrico pode ser conduzido a realizar desligamentos automáticos de proteção da rede, evitando danos estruturais.

xi. De acordo com o site (Canal Bioenergia, 2025):

Ocorre quando a energia gerada por um sistema fotovoltaico é injetada na rede elétrica e ultrapassa a capacidade de “absorção” da concessionária em determinado momento, fazendo com que a energia flua no sentido contrário.

Isso pode surgir em redes que já possuem alta produção de geração distribuída, levando a impactos técnicos, como a elevação de tensão e problemas de estabilidade no sistema.

xii. De acordo com o site (Amara NZero, 2023):

O fluxo reverso de potência ocorre devido à alta inserção de potência ativa na linha de transmissão (nos horários que é observado um maior pico de irradiação solar / geração de energia nos sistemas fotovoltaicos) que são por coincidência os períodos de baixa demanda de consumo, atualmente entre o período de intervalo das 10:00h e 16:00h.

Este comportamento vem acarretando alguns impactos na topologia da rede de distribuição, afetando seus padrões de qualidade da energia, dentre os quais problemas de flutuação de tensão, e interferências no fator de potência, na regulação de frequência e de distorções harmônicas.

xiii. De acordo com o site (Solar Volt, 2025):

A inversão de fluxo de potência ocorre quando a energia elétrica gerada por um sistema solar fotovoltaico, que normalmente fluiria da usina para os consumidores, é injetada na rede de distribuição pelos próprios consumidores, e que ocorre quando sistemas de geração distribuída como a fotovoltaica, produzem mais energia do que o consumo de carga local.

Nessa situação, o excedente de energia retorna para a rede elétrica, cujo fenômeno é comum em áreas com grande absorção de energia solar, onde o consumo de carga local durante o dia é insuficiente para utilizar toda energia gerada, como em edificações residenciais e comerciais.

xiv. De acordo com o site (ABRADEE, 2025):

A inversão de fluxo de potência elétrica ocorre quando a lógica tradicional do fluxo de energia - da geração ao consumo - é invertida, ou seja, a energia excedente é injetada do consumidor para a rede.

xv. De acordo com o site (Elofotovoltaico, 2024):

Termo que descreve o momento em que a energia elétrica gerada localmente por sistemas solares fotovoltaicos distribuídos, excede o consumo local e retorna à rede elétrica de distribuição.

xvi. De acordo com o site (Energy Central, 2025):

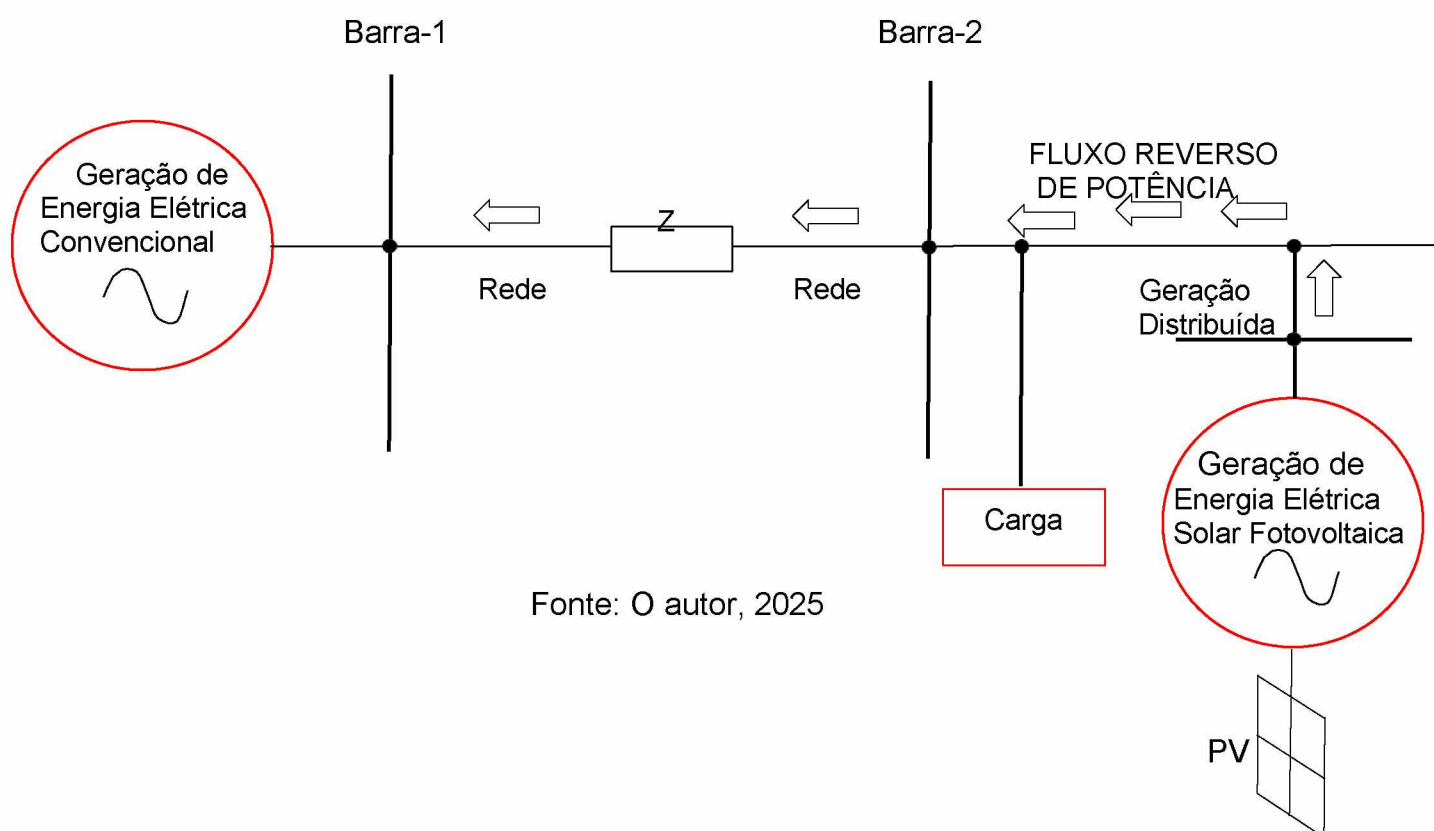
Num sistema elétrico tradicional, a energia flui numa única direção, ou seja, das usinas geradoras (como hidrelétricas, termelétricas ou nucleares) para as cargas dos consumidores finais.

Porém, com o acréscimo na implantação de sistemas de geração FV, os consumidores tendem a se tornarem produtores próprios de energia, e ao gerarem mais energia que consomem momentaneamente, o excedente é injetado na rede elétrica.

O fluxo reverso ocorre quando o excesso de energia gerado muda de direção convencional, fluindo das unidades consumidoras para o sistema de distribuição, composto por redes, subestações e demais equipamentos da concessionária.

A Figura 5 mostra o diagrama unifilar elétrico com componentes básicos da geração de energia convencional e geração distribuída por fonte solar fotovoltaica, com indicação do fluxo reverso de potência injetado na rede de distribuição

Figura 5 - Diagrama Unifilar - Inversão de Fluxo de Potência na Geração de Energia

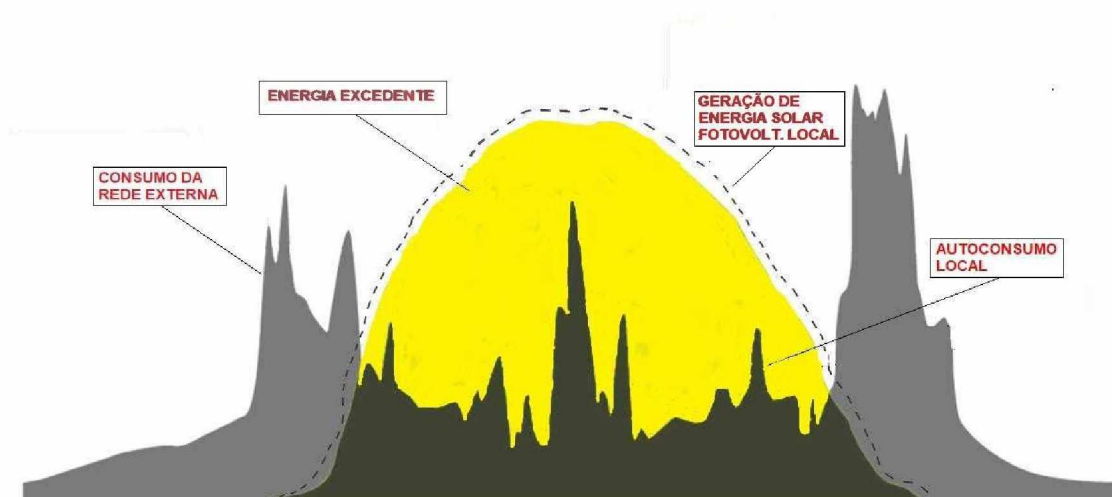


Pela análise do diagrama unifilar da Figura-5 observa-se a geração de energia elétrica convencional com fluxo de potência em corrente alternada na rede de distribuição através da barra de conexão-1.

Por sua vez, com o excesso de energia gerada pelo sistema solar distribuído fotovoltaico no período diurno ocorre o suprimento à carga para autoconsumo, e injeção de fluxo reverso de potência via barra-2 na rede de distribuição do sistema.

A Figura 6 mostra as curvas representativas da geração de energia solar fotovoltaica modalidade “sem conexão à rede”, do autoconsumo no local da produção, do consumo da rede de distribuição externa e da energia excedente

**Figura 6 - Energia Solar Fotovoltaica Distribuída padrão “sem conexão à rede”
Curva de geração, consumo normal e excedente de energia.**



Fonte: Ecori, 2021

No sistema de MMGD solar fotovoltaica padrão “sem conexão à rede” como representado pelas curvas de geração e consumo da Figura 6, toda ou parte da produção local de energia diurna é controlada para consumo próprio da unidade consumidora, não havendo injeção de fluxo excedente de energia na rede de distribuição externa.

Em situações de suprimento adicional de carga ao consumidor, o fornecimento é feito no sentido inverso pela rede da concessionária local.

Com o controle e monitoramento inteligente integrado, o sistema é otimizado com a carga sendo usada localmente com melhor aproveitamento da geração solar dos painéis, e igualmente eliminando problemas de inversão de fluxo de potência na rede.

2.5 Causas do surgimento do fluxo reverso de potência no sistema elétrico

Relação das causas da inversão de fluxo de potência na geração distribuída

i. De acordo com o site (Portal Solar, 2024):

O fluxo reverso de potência é causado principalmente em casos em que a geração de energia solar FV de locais descentralizados é maior que o consumo de carga local, injetando assim o excedente de energia, retornando para a rede elétrica.

ii. De acordo com o site (Grupo e4, 2024):

Relação de causas da inversão de fluxo de potência:

a. Havendo excesso de eletricidade gerada, nos casos em que os sistemas de geração solar FV geram mais energia que o consumo local, com o excedente de energia retornando para a rede de distribuição.

Fato que ocorre com frequência durante os picos de geração solar, como em dias ensolarados, quando a produção de eletricidade é alta e consumo é relativamente baixo.

b. Onde há redução do consumo local, em certos períodos diários, em que o consumo da energia residencial e comercial de pequeno porte podem resultar num alto decréscimo.

c. Havendo superdimensionamento de sistemas de geração solar FV fotovoltaicos, isso pode resultar na geração excessiva de eletricidade, em que há maior produção de energia em relação à demanda de carga local, o que origina a inversão de fluxo de potência no sistema elétrico da distribuidora.

iii. De acordo com o site (Solar Volt, 2025):

Dentre as causas da inversão de fluxo de potência, que se referem ao alto crescimento da geração distribuída de energia, estão:

a. Quando é baixo consumo de energia local, com geração própria excedendo o consumo no período diário, em que os sistemas solares FV geram mais energia do que o consumo de cargas residenciais ou pequenos comércios, com o excedente sendo injetado na rede elétrica.

b. Devido à alta penetração da geração solar, com essa podendo superar a demanda de carga, injetando o excedente, sendo reconduzida à rede elétrica.

c. Com os avanços tecnológicos no uso crescente de baterias de armazenamento de energia também pode agravar a inversão de fluxo, em que essas armazenam o excesso gerado durante o período diurno, e liberando durante a noite, porém com o excedente ainda podendo ser enviado para a rede, dependendo do sistema planejado.

iv. De acordo com o site (Solar dos Pomares, 2025):

Causas da inversão de fluxo de potência:

Ocorrem por diversos fatores, principalmente relacionados ao comportamento dos sistemas de geração solares FV distribuídos como:

Quando os sistemas de geração FV produzem mais energia que o consumo de carga local, o excesso de energia retorna para a rede externa, fenômeno que ocorre durante os picos de geração solar durante períodos com alta irradiação solar, com alta produção

de energia, porém baixo consumo de carga.

Em casos de redução do consumo de energia local, em certos períodos, quando o consumo de energia residencial e comercial de pequeno porte podem se reduzir significativamente.

Possibilidade de origem de fluxo reverso quando há superdimensionamento no projeto de sistemas de geração solar FV, gerando mais energia em relação à demanda local, e resultando em inversão de fluxo de potência no sistema elétrico da distribuidora.

v. De acordo com o site (Energy Central, 2025):

Fluxo reverso de potência: Causas

- a. Quando existe excedente de geração FV local em períodos de alta irradiação solar, e que ocorra maior produção de energia em relação à demanda.
- b. Com baixa demanda de carga local, em casos em que o consumo de energia é baixo durante certos períodos, fora do horário comercial, com sistema de geração excedendo a demanda.
- c. Quando é alta capacidade de geração distribuída, se instalando sistemas de geração solar FV em larga escala numa mesma região, o que pode sobrecarregar a rede local com a ocorrência do fluxo reverso de potência.
- d. Não havendo previsão de sistemas de armazenamento por baterias, há a possibilidade de todo excesso de energia gerado na unidade consumidora ser injetado na rede de distribuição.

2.6 Discussão e análise crítica do conteúdo do capítulo “Fundamentação Teórica”:

Para um melhor entendimento e interpretação das questões teóricas da monografia foram selecionadas e descritas as informações mais relevantes das fontes pesquisadas, apresentando suas interdependências com os aspectos gerais da regulamentação da geração distribuída e na avaliação de ocorrências de fluxo reverso de potência em sistemas de GDs, com relação aos sub-itens 2.1. a 2.5 do capítulo 3:

Foram inicialmente relacionadas as resoluções publicadas pela ANEEL, compostas pelas de números nº 482 / 2012, 1.000 / 2021, 1.059 / 2023, 1.098 / 2024, 3.354 / 2024 e Lei do Marco Regulatório nº 14.300 / 2022, todas com obrigatoriedade no atendimento pelos consumidores-geradores e distribuidoras na aprovação de projetos de GDs e conexões às redes de distribuição.

Constam definições, conceitos e responsabilidades dos principais órgãos envolvidos com a regulamentação da geração distribuída como a ANEEL, MME, ONS, SIN, EPE, CNPE, CMSE e CCSE com suas atribuições e interdependências.

São explicados os principais termos oficiais usados nos estudos e abordagens relativos às regulamentações dos sistemas de MMGDs.

Constam conceitos aplicados no campo do fluxo reverso e das GDs, conforme publicações de artigos especializados de fontes particulares.

São relacionadas as principais causas da ocorrência do fenômeno fluxo reverso de potência pelas diversas fontes consultadas, havendo uma unanimidade de afirmações dos especialistas do surgimento da inversão de fluxo, devido ao alto índice de crescimento de instalações de sistemas particulares de geração solar FV no Brasil.

3 METODOLOGIA

Trabalho de pesquisa abrangente embasado em fontes como as resoluções normativas da ANEEL, legislação vigente, com abordagens de análises qualitativas de seleção de artigos e publicações atuais de instituições oficiais, associações, distribuidoras de energia e especialistas na área, com ênfase nos reflexos do fluxo reverso de potência originado da crescente geração de energia solar fotovoltaica no País.

Metodologia conduzida a partir de buscas e coletas de dados e informações relevantes das fontes pesquisadas, com discussão dos principais tópicos de natureza técnica, econômica e jurídica seguidos de análises, interpretações e comentários sobre as ocorrências das inversões de fluxo, providências e sugestões para avanços e aprimoramentos na eliminação ou limitação do fenômeno no cenário nacional.

4 ABORDAGENS REFLEXIVAS DO FLUXO REVERSO NO BRASIL

4.1 Impactos no sistema elétrico brasileiro

Relação de impactos resultantes da ocorrência do fluxo reverso de potência no sistema elétrico brasileiro.

i. De acordo com o site (Portal Solar, 2024):

Para mitigar os impactos como a sobrecarga de transformadores, desequilíbrio de tensão da rede e a necessidade de adequações nos equipamentos de distribuição para acomodar o fluxo bidirecional de energia, são realizados estudos de fluxo de energia que avaliam a capacidade da rede de distribuição em lidar com a energia injetada.

Esses estudos consideram variáveis como a localização dos sistemas fotovoltaicos, o perfil de consumo dos usuários e a configuração da rede de distribuição.

A implementação de sistemas híbridos ou de gestão de demanda pode envolver custos significativos, tanto na aquisição de novos equipamentos quanto na reconfiguração dos existentes.

No entanto, os benefícios econômicos a longo prazo, como a redução de custos com energia e a menor dependência de fontes externas, podem compensar esses investimentos.

ii. De acordo com o site (Amara NZero, 2023):

Devido à alta inserção de potência ativa na linha de transmissão (nos horários em que é observado um maior pico de irradiação solar / geração de energia nos sistemas fotovoltaicos), esse comportamento vem acarretando alguns impactos na topologia da rede de distribuição, afetando seus padrões de qualidade da energia.

Dentre os impactos observados diariamente nos sistemas fotovoltaicos, o que mais se destaca é a flutuação de tensão, porém existem algumas outras interferências que podem ocorrer, como a alteração no fator de potência, regulação de frequência e distorções harmônicas.

iii. De acordo com o site (Solar Volt, 2025):

Sendo natural a ocorrência do fenômeno do fluxo reverso de potência em sistemas de GDs, a inversão apresenta desafios operacionais para as redes de distribuição, como os principais impactos decorrentes:

- a. Sobrecarga dos equipamentos de distribuição, pelo fato das redes terem sido projetadas para um fluxo unidirecional de energia, e, em caso contrário, com a energia fluindo em sentido oposto podendo sobrecarregar transformadores, cabos e outros equipamentos, não dimensionados para suporte desse fluxo, originando falhas e interrupções no fornecimento de energia.
- b. Problemas afetando a estabilidade da rede elétrica a partir da injeção de corrente da geração solar FV, como flutuações de tensão e mudanças na frequência, dificultando o gerenciamento da rede de energia.
- c. Desafios para o controle e gestão de redes das distribuidoras de energia com os fluxos bidirecionais, devendo investir mais em manutenção e tecnologias de monitoramento, além de ajustes nas políticas de tarifação e medição.

d. Impactos negativos na qualidade da energia fornecida pela inversão de fluxo, podendo causar distúrbios em parâmetros elétricos e prejudicando a operação dos equipamentos e instalações conectadas à rede.

iv. De acordo com o site (Canal Bioenergia, 2025):

Geração solar FV a partir de unidades consumidoras que consomem a energia local produzida somente para o autoconsumo instantâneo, possuem menor risco de restrições com respeito ao fluxo reverso numa análise prévia, onde as exigências para os estudos da distribuidora ocorram com os acréscimos de índices de penetração da geração distribuída no sistema elétrico.

Com essa tendência, os reflexos poderão ser significativos num futuro próximo também para consumidores de pequeno porte, com novas normas e maior tempo para análise de ocorrências de fluxo reverso pelas concessionárias.

v. De acordo com o site (Solar dos Pomares, 2025):

Relação de impactos prejudiciais como a sobrecarga de transformadores gerando desequilíbrios de tensão da rede, com custos de adequações ou troca de equipamentos de distribuição para acomodar o fluxo bidirecional de energia, e positivos como redução de perdas em longas distâncias de transmissão e melhora na compensação de créditos energéticos, garantindo maior retorno para consumidores. Surgimento de impactos econômicos negativos iniciais como custos significativos com a implementação de sistemas híbridos ou de gestão tanto na aquisição de novos equipamentos quanto na reconfiguração dos existentes, e positivos como benefícios a longo prazo, como a redução de custos com energia e a menor dependência de fontes externas que podem compensar os investimentos.

vi. De acordo com o site (ABRADEE, 2025):

Com o crescimento acelerado e desordenado de fontes intermitentes, como a geração distribuída fotovoltaica, tem imposto desafios crescentes ao setor elétrico.

A inversão de fluxo de potência é um dos mais críticos, pois compromete a estabilidade e a segurança do sistema.

Para mitigar esses impactos, as distribuidoras estão investindo em modernização da rede, digitalização e inovação tecnológica.

Soluções como armazenamento de energia, redes inteligentes e controle avançado de tensão serão fundamentais para integrar a geração distribuída de forma segura e eficiente.

vii. De acordo com o site (Gesel – UFRJ, 2025):

Pode haver impactos negativos a serem evitados na estabilidade e confiabilidade do setor elétrico, devido aos crescentes desafios operacionais endereçados a ONS com o rápido crescimento da capacidade de oferta que não se encontra em equilíbrio com a demanda de energia relacionado a busca de privilégios vinculados à subsídios.

viii. De acordo com o site (ABGD, 2024):

Os aprimoramentos regulamentares atuais ainda estão longe de resolver os desafios que o setor enfrenta no processo de conexão dos sistemas de energia distribuída solares.

Além de não aprofundarem os impactos da inversão de fluxo de potência na rede elétrica, as reclamações dos consumidores sobre práticas irregulares das distribuidoras persistem.

Ignorar os impactos da inversão de fluxo de potência na rede e criar condições de acesso restritivas ao consumidor pode ser interpretado como uma limitação ao seu direito de acessar a rede para gerar a sua própria energia.

ix. De acordo com o site (Era Energia, 2024):

Torna-se crucial a realização de um estudo de viabilidade detalhado antes de instalar um sistema de geração distribuída, para se avaliar a capacidade da rede local em suportar o fluxo reverso e identificar possíveis desafios técnicos e econômicos, entre outros, abordar a análise do impacto potencial na estabilidade da rede e, se necessário, propor medidas de mitigação do fluxo.

x. De acordo com o site (Canal Solar, 2024):

O fenômeno do fluxo reverso tem se tornado cada vez mais comum no atual cenário da geração distribuída nacional, com maior destaque aos sistemas de energia solar fotovoltaicos.

Seu efeito ocorre devido ao alto fluxo de potência ativa injetado em linhas de transmissão durante picos de irradiação solar, em que há maior geração de energia solar FV, coincidindo com períodos de baixa demanda de consumo, em média no intervalo diurno entre 10:00h e 16:00h, cujo comportamento vem afetando parâmetros elétricos de qualidade de energia da rede de distribuição como flutuações de tensão, regulação de frequência, fator de potência e distorções harmônicas.

xi. De acordo com o site (O Setor Elétrico, 2024):

Sendo registrado um alto crescimento recente da geração distribuída por energia solar fotovoltaica no País, com uma quantidade de energia produzida e eventualmente injetada para as redes das distribuidoras, fato que acarreta “impactos relevantes”, podendo ocasionar distúrbios elétricos no sistema como sobrecargas, interrupções de fornecimento e desequilíbrio de tensões.

xii. De acordo com o site (Grupo e4, 2024):

Impactos na rede de distribuição pela potência de fluxo reverso, que se refere à energia excedente enviada de volta para a rede, podem apresentar desafios técnicos: Dentre eles, a sobrecarga dos transformadores, o que provoca um desequilíbrio de tensão na rede, além da necessidade de adaptações nos equipamentos de distribuição para suportar o fluxo bidirecional de energia.

xiii. De acordo com o site (Elofotovoltaico, 2024):

- a. A inversão do fluxo de potência pode trazer problemas, especialmente para as redes elétricas que não foram projetadas para suportar fluxos de energia bidirecionais.
- b. Pode originar sobrecarga em equipamentos como transformadores e linhas de distribuição da rede elétrica atual. falhas graves em casos extremos.
- c. Possibilidade de ocorrências de oscilações ou variações de tensão pelo fluxo de energia injetado na rede.
- d. Cria dificuldades no controle e monitoramento operacional da rede.
- e. Ocorrências de proteções elétricas desatualizadas.

f. Gera impactos econômicos para as distribuidoras.

xiv. De acordo com o site (Energy Central, 2025):

a. O fluxo reverso pode causar problemas em redes elétricas, especialmente de baixa tensão, como:

a.1 Aumentos no nível de tensão em diversos locais da rede.

a.2 Ocorrência de sobrecargas térmicas e mecânicas em transformadores de força.

a.3 Aumento de riscos de falhas e acidentes pela falta de proteção de relés e fusíveis.

a.4 Ocorrência de desequilíbrio de fases.

b. Aspectos técnicos aprofundados como a falta de qualidade da energia.

b.1 Incidência de variações de tensão no sistema.

b.2 Surgimento de harmônicas na rede

b.3 Alterações na frequência de onda.

b.4 Falta de proteção elétrica adequada.

b.5 Dificuldades na detecção de falhas.

c. Capacidade de infraestruturas das redes com o fluxo reversos requerendo:

c.1 Reforços da infraestrutura e adequações ou trocas de equipamentos.

c.2 Gerenciamento inteligente da carga de consumo.

d. Em relação a impactos econômicos:

Perdas financeiras como redução de receitas e custos de adequações e modernização das redes.

d.1 Custos para serviços públicos

d.2 Benefícios e vantagens para os consumidores.

d.3 Tarifas e Modelos de Negócio.

e. Sobre impactos regulatórios

Revisão das Políticas de Compensação, normas técnicas e limites de geração:

e.1 Aprimoramentos na Regulamentação das Normas Técnicas para GDs

e.2 Elaboração de Políticas Públicas

e.3 Definição de Regulação tarifária.

4.2 Desafios enfrentados entre consumidores e distribuidoras com problemas de inversão de fluxo

Relação dos desafios relacionados sobre estudos do fluxo reverso de potência

i. De acordo com o site (ABRADEE, 2025):

A matriz elétrica brasileira é privilegiada em termos de diversidade e sustentabilidade, com mais de 85 % da energia gerada a partir de fontes limpas.

No entanto, o crescimento acelerado e desordenado de fontes intermitentes, como a geração distribuída fotovoltaica, tem imposto desafios crescentes ao setor elétrico.

A inversão de fluxo de potência é um dos mais críticos, pois compromete a estabilidade e a segurança do sistema.

É essencial que haja uma regulamentação mais clara e baseada em um planejamento criterioso para equilibrar a oferta e a demanda, garantindo que o consumidor brasileiro não seja penalizado pelos desafios.

ii. De acordo com o site (ABGD, 2024):

Os desafios da inversão de fluxo de potência em projetos de MMGD de sistemas de geração FV continuam, com a ocorrência de problemas de conexões à rede pelas unidades consumidoras até os recentes aprimoramentos normativos publicados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Resolução Normativa nº 1.098 / 2024, onde se aguarda um desfecho satisfatório.

Para o enfrentamento do problema, a ANEEL aprimorou a regulamentação da REN nº 1.000 / 2021, publicando o Manual de Instruções para Apresentação de Estudos de Inversão de Fluxo, relacionado ao art. 73, § 1º dessa resolução, porém sem resolver totalmente os desafios havidos do setor elétrico em processos de conexões de sistemas de gerações solares FV.

Atualmente, os consumidores ainda enfrentam diversas barreiras de conexão de sua própria geração à rede, em um cenário em que as distribuidoras são também detentoras de todas as informações do sistema elétrico e responsáveis pelas análises e estudos de viabilidade técnicas de acessos e conexões.

iii. De acordo com o site (Gesel UFRJ, 2025):

Com o objetivo de enfrentar os desafios impostos pela expansão das GDs descentralizadas, torna-se importante a implementação de soluções técnicas e inovações regulatórias que garantam sua integração eficiente ao sistema elétrico, e devido à falta de coordenação operacional pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), isento de responsabilidades por sistemas não centralizados.

Um dos principais desafios para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) se refere à falta de visibilidade e controle sobre os recursos energéticos distribuídos como consequência da difusão acelerada das GDs, onde torna-se necessária coordenação de ações entre o ONS e concessionárias para mitigar os riscos do fluxo reverso.

Dentre as principais medidas destacam-se:

1. O desenvolvimento de uma infraestrutura de controle operacional.
2. O aprimoramento das exigências técnicas para conexões.
3. A integração entre os sistemas de transmissão e distribuição.

iv. De acordo com o site (ABSOLAR, 2023):

Nos últimos anos, a geração distribuída de energia FV apresentou destaque como sendo fonte de energia limpa e sustentável, permitindo que edificações residenciais e comerciais produzam eletricidade a partir da luz solar.

No entanto, um “desafio significativo” tanto para os consumidores quanto para as operadoras de energia é relacionado à “inversão de fluxo de energia”, cujo excesso pode ocasionar problemas como sobrecargas, desequilíbrios de tensão e interrupções no fornecimento de energia elétrica, cuja questão tem sido frequentemente usada pelas concessionárias como argumento para suspender ou negar conexões nas suas redes com a implantação de projetos de energia solar de MMGD.

Para enfrentamento e superação desse desafio, a ANEEL estabeleceu regulamentações específicas e diretrizes como a REN nº 1.000 / 2021, com as distribuidoras devendo realizarem estudos para identificação de soluções viáveis de eliminação da inversão de fluxo.

v. De acordo com o site (Era Energia, 2024):

Diante de negativas de conexões de geração solar FV pelas distribuidoras, torna-se crucial

a realização de um estudo de viabilidade detalhado antes de instalar um sistema de geração distribuída, que auxilia a avaliar a capacidade da rede local a fim de suportar o fluxo reverso, e identificando possíveis desafios técnicos e econômicos.

vi. De acordo com o site (Solar Volt, 2025):

Com a inversão do fluxo de potência sendo considerado um fenômeno natural em sistemas de geração solar distribuída, em paralelo ocorrem desafios operacionais nas redes elétricas, dentre os quais os principais impactos:

- a. Sobrecarga de equipamentos e instalações de redes de distribuição:
- b. Problemas de estabilidade elétrica da rede:
- c. Desafios internos para as distribuidoras de energia:
- d. Impactos negativos na qualidade da energia:

Embora o surgimento do fluxo reverso tem gerado desafios para a operação de redes, a tecnologia tem evoluído com rapidez, proporcionando soluções viáveis para o controle e gerenciamento do fenômeno da inversão de fluxo de forma eficaz.

vii. De acordo com o site (Solar dos Pomares, 2025):

Nos últimos anos, o mercado de geração distribuída (GD) no Brasil tem enfrentado desafios significativos relacionados à inversão de fluxo de potência e à capacidade das redes elétricas de absorver o excedente de energia gerado por sistemas solares fotovoltaicos.

Esse cenário ganhou ainda mais destaque entre 2023 e 2024, com suspensões e anulação de projetos, disputas jurídicas e mudanças regulatórias.

Relação de desafios:

- a. Cancelamento e suspensões de projetos de geração solar FV.
- b. Alegações das distribuidoras de suas redes terem sido projetadas para fluxo unidirecional.
- c. Controvérsias Jurídicas na aplicação da Lei 14.300 / 2022.
- d. Atendimento à Resolução Normativa ANEEL REN nº 1.098 / 2024 com enquadramento de isenção em sistemas “sem conexão à rede”, com dispensa de análise para os não injetam fluxo reverso na rede e incentivando uso de baterias, flexibilidade com dispensa de análise de fluxo para geração solar FV de até 7,5 kW de potência, e monitoramento técnico contínuo com diagnóstico avançado para identificação de gargalos previamente ao impor restrições.

viii. De acordo com o site (Engenharia Compartilhada, 2024):

A evolução da energia solar no Brasil tem apresentado um alto índice de crescimento nos últimos anos, com enfrentamentos de fluxos reversos que limitam seu verdadeiro potencial, e muito embora o país possuindo altas taxas de irradiação solar, tem ocorrido entraves econômicos, regulatórios e de infraestrutura que dificultam a expansão da geração própria de energia solar renovável, havendo em alguns estados impedimentos de conexões devido à saturação da rede.

Igualmente o planejamento e manutenção de infraestruturas de linhas de transmissão e distribuição de energia também representam um grande desafio.

ix. De acordo com o site (Portal Solar, 2024):

Recentemente, em anos anteriores, o mercado nacional de geração distribuída (GD) tem enfrentado desafios significativos relacionados à inversão de fluxo de potência e à

capacidade das redes elétricas de absorverem o excedente de energia gerado por sistemas solares fotovoltaicos.

Dentre os desafios de empresas do setor constam itens como gerenciamento de preços de energia, taxa de juros, oscilação cambial, e infraestrutura no sistema de transmissão. Esse cenário ganhou ainda mais destaque entre 2023 e 2024, com prejuízos de suspensões e cancelamentos de projetos, disputas jurídicas e mudanças regulatórias.

4.3 Relação de medidas e ações para mitigação ou minimização do fluxo reverso de potência em redes de distribuição de energia elétrica

i. De acordo com o site (ABSOLAR, 2023):

- a. Reconfiguração de circuitos elétricos da unidade consumidora
- b. Definição de novos circuitos da unidade consumidora
- c. Conexões em níveis de tensão superiores
- d. Instalação de inversores de corrente híbridos

ii. De acordo com o site (Solar Volt, 2025):

- a. Adaptações de redes elétricas de distribuição com investimento em tecnologias pelas distribuidoras.
- b. Uso de sistemas de armazenamento de energia como banco de baterias e implantação de microrredes.
- c. Controle inteligente do fluxo de energia por inversores de alta tecnologia.

iii. De acordo com o site (Solar dos Pomares, 2025):

- a. Reconfiguração de circuitos elétricos da UC para distribuição mais eficiente da eletricidade gerada.
- b. Redução da potência elétrica do sistema de geração fotovoltaico.
- c. Uso de inversores de corrente híbridos
- d. Implementação de soluções técnicas avançadas.
- e. Manutenção de um monitoramento contínuo da demanda de eletricidade.
- f. Controle avançado da geração solar automatizada com gerenciamento e programações pelo ONS.
- g. Infraestrutura para microrredes e subestações adaptadas às microrredes autônomas.
- h. Adoção de tarifas dinâmicas de energia para autoconsumo de energia.

iv. De acordo com o site (Gesel UFRJ, 2025):

- a. Necessidade de coordenação de ações entre concessionárias distribuidoras com o Operador Nacional de Energia (ONS).
- b. Esforços de colaboração integrada de cada área do Sistema Elétrico Integrado Nacional (SIN).

v. De acordo com o site (ONS, 2024):

1. Garantia de modernização da infraestrutura da rede de transmissão.
2. Adoção de ações operativas e preventivas para mitigar riscos e evitar problemas técnicos no sistema de transmissão.

vi. De acordo com o site (Elofotovoltaico, 2024):

Para fins de mitigar os efeitos negativos da inversão de fluxo de potência, diversas soluções tecnológicas e regulatórias já estão sendo implementadas, dentre as quais:

- a. Sistemas de armazenamento de energia.
- b. Redes elétricas inteligentes.
- c. Reguladores automáticos de tensão:
- d. Inversores inteligentes:
- e. Revisão de tarifas e políticas de incentivo:

vii. De acordo com o site (Energy Central, 2025):

Estratégias e soluções para mitigação do fluxo reverso:

- a) Armazenamento de energia:
- b) Gerenciamento Inteligente de carga:
- c) Modernização da Infraestrutura:
- d) Integração com Sistemas de Geração Híbridos:
- e) Desenvolvimento de política de regulamentação avançada.

viii. De acordo com o site (EPE, 2025):

O uso de baterias no gerenciamento do consumo e geração de forma sistêmica, pode manter a energia gerada dentro da rede de distribuição, evitar fluxos reversos nas subestações de fronteira com a transmissão e amenizar a rampa no final do dia. As baterias antes do medidor ADM tem sido utilizadas em conjunto com a geração distribuída, para reduzir a injeção do excesso de energia na rede, aumentando o “autoconsumo” como também os ganhos financeiros dos consumidores

4.4 Empresas distribuidoras de energia:

Panorama de questões relacionadas a geração distribuída e de fluxo reverso de potência em suas redes de distribuição.

Alegações e manifestações próprias sob ponto de vista interno do fluxo reverso.

4.4.1 Rio Grande Energia (RGE)

Iniciativas e medidas preventivas para se evitar o fluxo reverso de potência:

i. De acordo com o site (Solar dos Pomares, 2025):

Estratégia da distribuidora RGE para eliminar ou reduzir a inversão de fluxo de potência
Nos padrões “sem conexão à rede” de GDs solares FV, em regiões onde a infraestrutura da rede apresenta falhas e interrupções constantes, reduzindo-se em grande escala a dependência desta, com isso o risco do fluxo reverso, contando com benefícios como estabilidade, economia de longo prazo e maior interdependência energética.

Opção para aprovação de sistemas geração de energia solar FV com rapidez com o modelo “conexão rápida” (Fast Track) da companhia:

Adotado em sistemas de geração solares FV de menor porte de até 7,5 kW de potência instalada, sendo uma alternativa simplificada de verificação pela concessionária, o que facilita a aprovação de projetos de conexão da geração distribuída na rede externa, atendendo a resolução normativa ANEEL 1098 / 2024, sendo um novo procedimento para instalações de sistemas de microgeração com rapidez, evitando burocracia e possíveis atrasos na análise e aprovação em projetos de maior porte.

Também para esse padrão, existe menor probabilidade de desconexão da GD, devido a possíveis ocorrências de fluxo reverso, bem como da redução de processos de reclamações e protestos de consumidores com longos prazos na aprovação de conexões à rede externa.

4.4.2 Uso de alternativas RGE para se evitar o fluxo reverso de potência:

ii. De acordo com o site (Solar dos Pomares, 2025):

Alternativa com uso de sistemas híbridos com integração por baterias:

Optando-se por essa tecnologia, isso contribui para que a energia gerada durante os horários de pico da geração solar FV diurnos, seja armazenada e útil para uso em cargas de períodos noturnos, sendo uma solução viável de maior autonomia energética para consumidores, como uma diminuição de riscos de fluxo reverso, e limitando problemas de compatibilidade e de sobrecargas que possam surgir com o retorno de potência para a rede, evitando-se bloqueios por parte da concessionária.

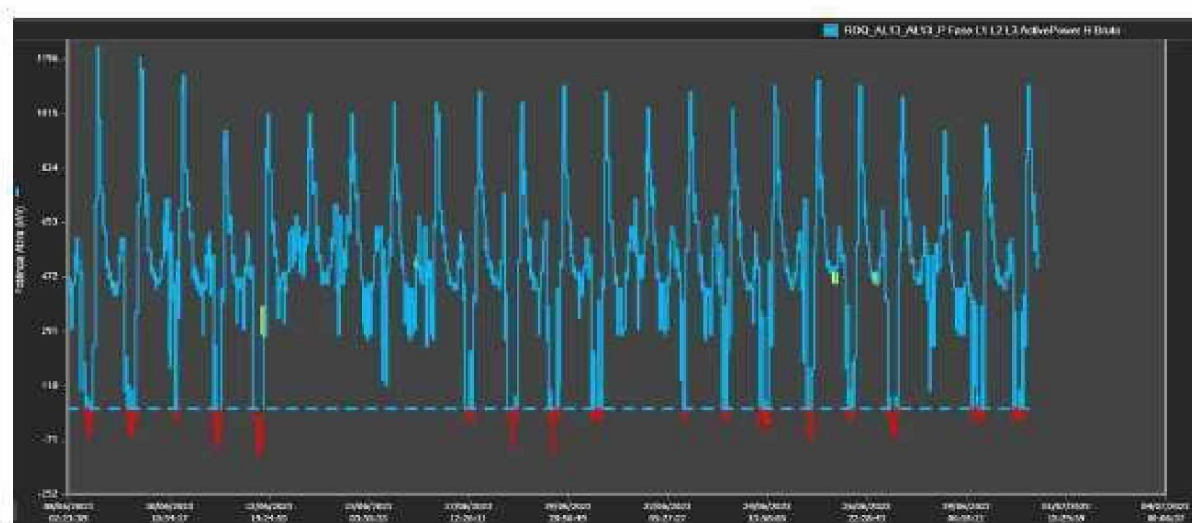
Como complemento, apresenta vantagens financeiras, permitindo a utilização mais eficiente da energia armazenada, no lugar da dependência do fornecimento pela rede em horários de tarifas de energia mais elevadas.

Direitos do consumidor com proteção contra bloqueio solar

Com a distribuidora RGE impondo bloqueios ou rejeição a projetos de energia solar FV distribuída, os consumidores têm o respaldo da legislação de defesa do consumidor para garantir seus direitos, e havendo recusas sem justificativas técnicas ou base legal válida, pode contestar a decisão com base em normas e regulamentos da ANEEL.

O Direito do Consumidor é um recurso crucial para assegurar a aprovação de GD e a proteção contra restrições indevidas, como exigências desproporcionais de requisitos de fluxo reverso, com a alternativa jurídica sendo importante em casos de interrupção de fluxo ou desconexão à rede que afetem a operação do sistema e de benefícios econômicos esperados pelo consumidor.

Gráfico 1 – Oscilograma de fluxo reverso em geração solar FV distribuída



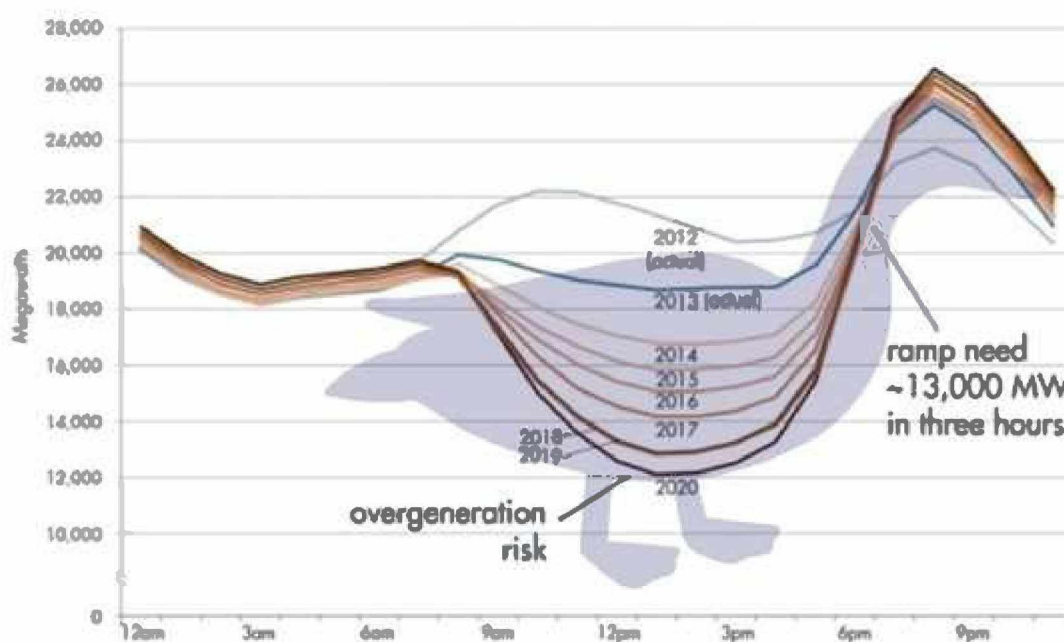
Fonte: Estudo RGE-ANEEL, 2021

Registro de oscilograma indicando presença com variações de fluxo reverso durante processo de geração solar FV proveniente de estudos desenvolvidos pela distribuidora RGE e publicado pela ANEEL REN 1.000 / 2021 (Manual de Instruções pág. 7/17).

Durante o fluxo de energia convencional da distribuidora (da rede para a carga) consumidor), a maioria dos ciclos da onda de potência instantânea será positiva (representado acima da linha central no oscilograma), indicando que a energia flui numa única direção, ou seja, com sentido da rede para a carga da unidade consumidora.

Na ocorrência da geração solar FV distribuída excedendo o consumo local, originando o fluxo reverso, a forma da onda de potência instantânea, ou simplesmente a forma de onda de corrente (se a tensão for a referência), muda de polaridade e é visualizada no lado oposto da linha central no eixo do tempo “x” no oscilograma.

Figura 7 - Curva característica de geração de energia solar FV distribuída e demanda de carga em MW X h - Fluxo Reverso de Potência (Reverse Power Flow - Duck Curve)



Fonte: Estudos de cargas (duck-curve), CAISO (2015).

Figura-7 com curva representativa denominada (formato “curva do pato” ou “duck curve), com registros de cargas entre os anos 2012 e 2020, indicado em azul na parte superior, a carga líquida do sistema (MW) plotada para o ano 2013, resultante da diferença entre as potências (MW) da geração de energia solar FV com as demandas de cargas (MW), e em roxo na parte inferior, a carga da rede, projetada para o ano 2020, com registros durante o período diário entre 0:00h e 24:00h.

De acordo com as curvas, a geração por energia solar é intensa e a carga demandada é baixa em horários próximos das 12:00h, com a demanda evoluindo posteriormente em rampa íngreme entre as 15:00h até às 19:00h, e após, em condições normais em período noturno, quando é então suprida pela rede da distribuidora com demais fontes de energia pela ausência da geração solar FV.

O fluxo reverso de potência na geração distribuída, ocorre quando há excesso de produção de energia em relação ao consumo local.

Publicação original da concessionária operadora CAISO (California Independent System Operator, USA), e citado em estudos de fluxo pela ANEEL REN 1.000 / 2021 (Manual de Instruções pág. 7/17).

4.4.3 Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG)

Situação e efeitos do fluxo reverso na distribuidora CEMIG em 27.03.25

i. De acordo com o site (Canal Solar Cemig, 2024):

Situação da inversão de fluxo de potência na área de concessão da companhia:

a.1 Constatações recentes de reprovações sobre análises de pedidos de acesso e conexões à rede devido às ocorrências de fluxo reverso de potência registrados pela distribuidora CEMIG – MG e de demais distribuidoras de energia do País.

a.2 Justificativas da distribuidora:

Estão embasadas nas disposições do Art. nº 73 da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000 / 2021, a serem atendidas como no § 1º com nova conexão nova ou de aumento de potência injetada de MMGD implicando em inversão do fluxo de potência na rede de distribuição.

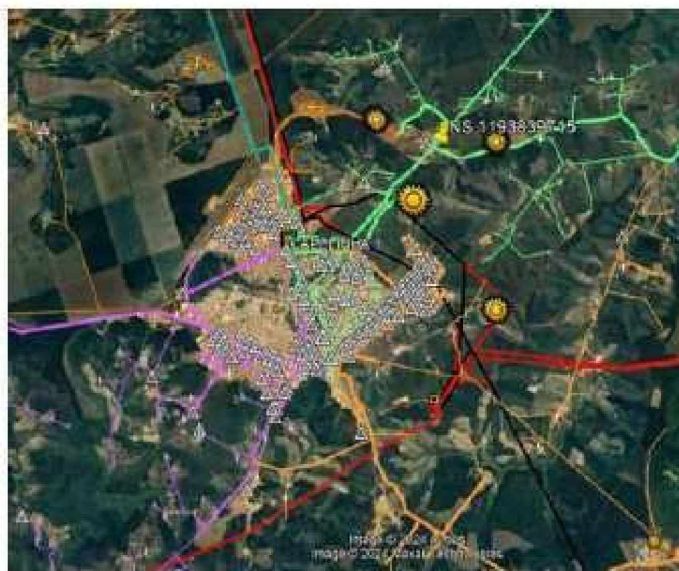
a.3 Procedimentos a serem realizados:

Utilização de programas de software específicos de simulações como o “OpenDss” com o objetivo de análise e verificação dos impactos do fluxo reverso na infraestrutura da rede,

a.4 Estudos necessários pelas distribuidoras:

Responsabilidade das distribuidoras realizarem estudos técnicos detalhados em atendimentos às resoluções da ANEEL com solução rápida e consistente às reivindicações e direitos dos consumidores-geradores.

Figura 8 - Foto aérea de rede de distribuição GD Cemig.



Fonte: Estudo Cemig-ANEEL, 2024.

Foto da Figura-8 indicando área delimitada específica de rede GD Cemig para estudos de fluxo reverso de potência em distrito de concessão de energia da distribuidora, constante como exemplo no Manual de Instruções da REN ANEEL nº

1.000 / 2021 - Art. nº 73, permitindo a sua identificação na Base de Dados Geográfica da Distribuidora.

4.4.4 Equatorial Distribuidora de Energia

Procedimentos de pedidos de acessos a conexões de GDs e análise de fluxo reverso de potência: Distribuidora Equatorial Energia

i. De acordo com o site (Equatorial Distribuidora, 2025):

a.1 Iniciativas sobre o fluxo reverso de potência como a disponibilização da Cartilha de Geração Distribuída com Guia simplificada de Regras e Procedimentos, usada para atendimento às solicitações de acesso de MMGD de aplicação em suas distribuidoras estaduais de energia elétrica.

a.2 Relação de estudos que se enquadram para fins de eliminação do fluxo reverso em sua área de concessão, como:

- Reconfiguração dos circuitos elétricos e remanejamento da carga
- Definição de outro circuito para conexão à rede
- Verificação de uso de tensão superior
- Redução da potência injetável permanente
- Redução da potência injetável dinâmica.

a.3 Conteúdo de estudos de conexão e inversão de fluxo de potência da (pág.11/16 da cartilha) em casos de novas conexões ou de aumento de potência injetada de MMGD.

a.4. Outras ações:

Medidas preventivas e / ou alternativas para se evitar o fluxo reverso de potência.

4.5 Cenário atual sobre atendimentos a reclamações de clientes

consumidores: Situação geral:

Relação de reclamações de processos de pedidos de análise e aprovações de projetos de conexões à rede de GDs de distribuidoras, com reprovas devido à incidência de fluxo reverso levando-se em conta a regulamentação ANEEL.

i. De acordo com o site (Solar Volt, 2025):

A REN ANEEL nº 1.000 / 2021, que aborda a compensação de energia gerada por sistemas de MMGD, se refere à questão da regulação da inversão do fluxo bidirecional devido aos impactos decorrentes do alto grau de crescimento da GD no Brasil e estabelece um modelo de compensação de energia.

A ANEEL vem incentivando as distribuidoras para melhorias, na adaptação ao novo modelo de mercado, que exige o gerenciamento de fluxos de energia bidirecionais, bem como incentivando a implantação de sistemas de armazenamentos de energia e redes inteligentes, dentro da implementação das políticas regulatórias.

ii. De acordo com o site (Amara NZero, 2023):

Os processos de análises de GDs devido às ocorrências de fluxo reverso tem sido frequentemente recorrente, seja pela reprovação de pareceres ou estudos de acesso à rede, com a solução do problema devendo ser feita via protocolos de reclamações nas distribuidoras, ou em caso negativo, através da ouvidoria da ANEEL, ou, por meio judicial.

iii. De acordo com o site (Portal Solar, 2024):

Devido a alegação das distribuidoras da falta de capacidade estrutural de suas redes de absorverem o excesso de energia injetada pela geração distribuída solar com o consequente fluxo reverso de potência nas subestações componentes entre os anos de 2023 e 2024, o mercado de energia solar brasileiro apresentou suspensões e cancelamentos de pedidos de conexões de acessos criando impasses, em muitos casos sendo autorizada a injeção do fluxo de energia somente em períodos noturnos. Por comentário da ABSOLAR, não existe o cumprimento da Lei nº 14.300 / 2022, onde distribuidoras não tem comprovado a existência da inversão de fluxo e compartilhamento de estudos próprios para poder haver auditoria e demandas de auxílio ao consumidor. A Resolução Normativa ANEEL nº 1.098 / 2024 alterou a REN nº 1.000 / 2021, estabelecendo a “flexibilização da análise de inversão de fluxo de potência” sendo usada em casos específicos quando geração distribuída não injetar energia elétrica na rede de distribuição, denominada padrão “sem conexão à rede”, e quando a geração própria seja utilizada apenas para compensação no local da unidade consumidora, com potência instalada igual ou inferior a 7,5 kW.

iv. De acordo com o site (Grupo e4, 2024):

Descreve que as diretrizes da REN ANEEL nº 1.098 / 2024 devem serem atendidas pelas distribuidoras no tratamento do fluxo reverso de potência em sistemas de geração distribuída sola FV com os objetivos de agilização e rapidez, proporcionando maior simplicidade em processos de pedidos de conexão, com maior segurança e integridade nas redes de distribuição.

v. De acordo com o site (Energês, 2024):

Comenta sobre os procedimentos de auditoria de documentação técnica pelos proprietários na ocorrência de fluxo reverso de potência na autorização de pedidos de orçamento de conexões à rede, onde a distribuidora deve apresentar estudos para comprovação da existência da inversão de fluxo.

Menciona as regras da REN ANEEL nº 1.098 / 2024 introduzindo o Art. nº 73A, estabelecendo novos parâmetros para estudos de inversão de fluxo de potência, como o § 1º do Art. nº 73 da REN nº 1.000 / 2021, e o uso do Manual de Instruções indicando os casos em que não é necessária a análise do fluxo reverso.

vi. De acordo com o site (Canal Bioenergia, 2025):

Descreve que com a regulamentação normativa ANEEL, consumidores-geradores de energia solar FV e distribuidoras de energia devem cumprir as regras estabelecidas, de forma de prevenirem ocorrências de fluxo reverso, onde algumas distribuidoras vêm exigindo adequações ou restrições para pedidos de novas conexões, alertando investidores privados de investimentos em sistemas de energia solar fotovoltaica.

Para sistemas de geração de pequenos portes dentro de faixas de potências específicas, estão isentos de análises aprofundadas sobre a inversão de fluxo, porém em determinadas situações com impactos significativos na rede da concessionária existe a possibilidade de obrigação da análise do fluxo reverso com aumento da burocracia, do tempo de resposta para aprovação e de custos adicionais para adequações, inviabilizando projetos.

vii. De acordo com o site (CONFEA ABSOLAR, 2024):

Relata descrição de prejuízos expressivos em projetos de sistemas de geração de energia solar FV, contraídos pela alegação da ocorrência de inversão de fluxo em redes das distribuidoras de energia elétrica, citando a Ouvidoria ANEEL: Ranking de reclamações por tipologia por pedidos de conexões à rede, relacionados ao cumprimento da REN ANEEL nº 1.000 / 2021 § 1º do Artigo nº 73 e nº 1.059 / 2023. Dentre as recomendações da ABSOLAR aos CREAs, constam a garantia que deve haver na aplicação da Lei nº 14.300 / 2022 com punição a abusos e irregularidades cometidas pelas distribuidoras, e procedendo-se uma fiscalização mais ativa quanto a realização correta dos estudos de inversão de fluxo apresentados pelas concessionárias de energia, e solicitação de Anotação de Responsabilidade Técnica (ART CREA) emitida pelo profissional designado para elaboração do estudo de inversão de fluxo da unidade analisada.

viii. De acordo com o site (Sol Mais, 2024):

Existe a alegação de concessionárias sobre problemas técnicos do fluxo reverso, onde o principal está relacionado à sistemas de GDs concentrados numa mesma região devolvendo simultaneamente energia podendo sobrecarregar a rede de distribuição, sendo que a infraestrutura de algumas áreas não foi projetada para lidar com a ocorrência de fluxo reverso de potência em grande escala, provocando assim instabilidades como “flutuações de tensão”, e mesmo prejudicando o “controle de operação das subestações”.

Essa situação tem gerado uma maior exigência pelas distribuidoras em relação aos pedidos de conexão, sendo em diversas regiões, onde a inversão de fluxo de potência se tornou um grande obstáculo para projetos em fase de instalação e pedidos de conexão bloqueados com desafios e impactos negativos.

No caso da concessionária CEMIG, tem havido grande percentagem de respostas negativas de conexão em determinados municípios por alegações de problemas técnicos de fluxo reverso, apesar do correto dimensionamento da central geradora, provocando grandes atrasos e prejuízos financeiros.

ix. De acordo com o site (Solar dos Pomares, 2025):

As regulamentações técnicas gerais do fluxo reverso de potência são regidas pela Lei nº 14.300 / 2022 (Marco Legal da Geração Distribuída) que trata de regras e conceitos para aplicação em detalhes no setor elétrico, e pela Resolução REN ANEEL Nº 1.000 / 2021 que regula os processos de conexões de GDs e da compensação de energia, além de outras resoluções da Agência que tratam das especificidades técnicas e de segurança da injeção de energia na rede, citando o Artigo 73 com conteúdo relevante para estudos da reversão de fluxos de energia, garantindo a eficiência e a estabilidade operacional das redes de distribuição.

x. De acordo com o site (ABGD, 2024):

Descreve a evolução histórica dos sistemas de MMDG solares FV, a partir de 2023, quando os orçamentos de conexão às redes devido ao fluxo reverso começaram a apresentar condições desfavoráveis até as recentes resoluções da ANEEL, como a REN 1.059 / 2023 e 1.098 / 2024.

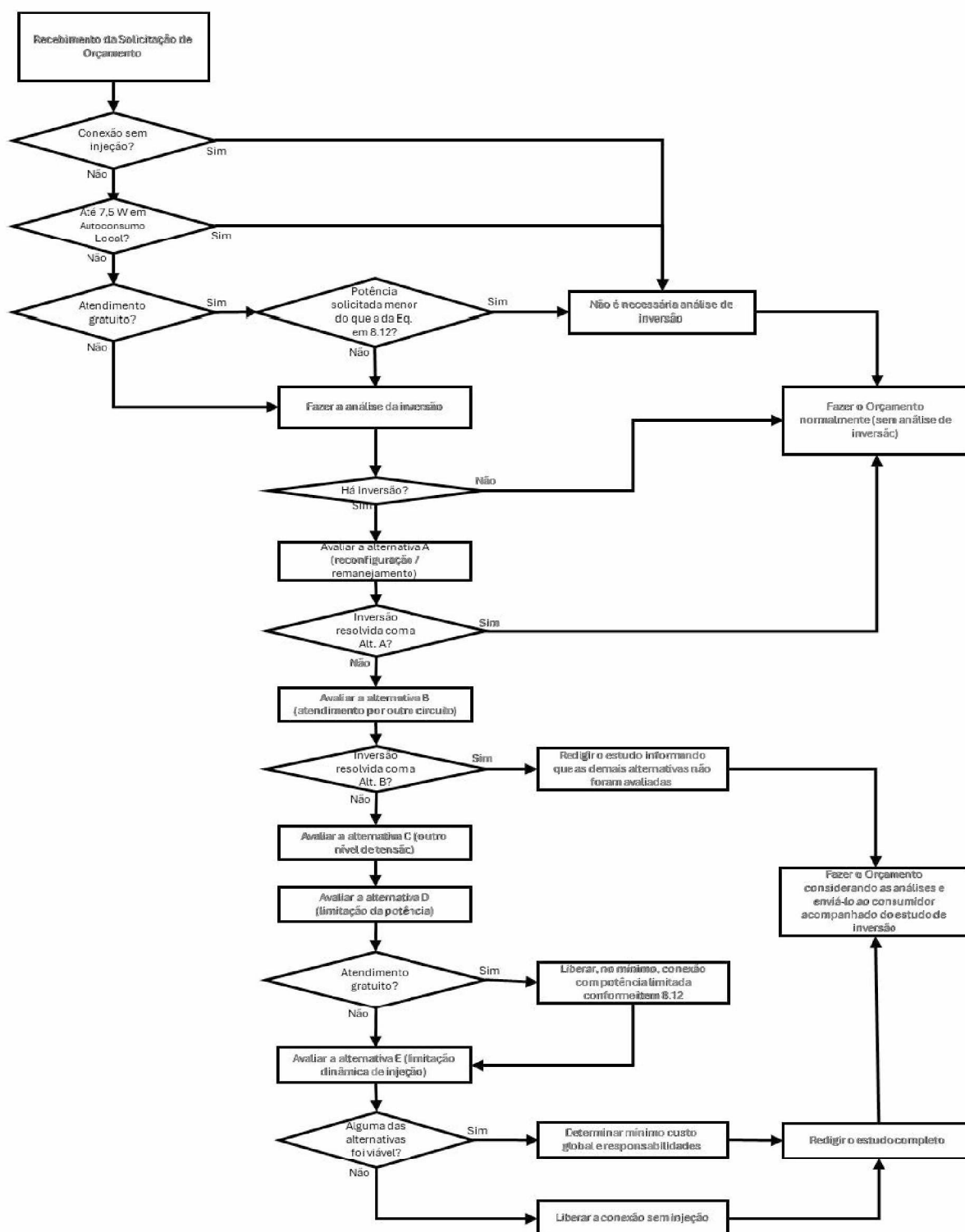
O aumento no índice de reclamações tem levantado dúvidas sobre problemas reais de limitações técnicas na rede, ou se relacionam a práticas abusivas por parte das distribuidoras, onde as disposições do Artigo nº 73 § 1º do Manual de Instruções REN ANEEL são obrigatórias.

Atualmente desafios devem ser enfrentados como casos de processos de reclamações dos consumidores sobre as práticas irregulares das distribuidoras e de limitações de seus direitos na geração de sua própria energia.

Os consumidores têm enfrentado diversas barreiras de conexões, em um cenário em que as próprias distribuidoras são também as detentoras das informações da rede, e as responsáveis pelas análises de viabilidade de conexão, devendo disponibilizem, em seus sites, informações e dados sobre carga e fluxos de potência, para o processo de conexão dos consumidores, conforme a regulamentação da ANEEL.

A Figura 9 apresenta o Fluxograma demonstrando etapas a serem atendidas no registro de protocolo para análise e avaliação de estudos de fluxo reverso conforme manual de instruções ANEEL.

Figura 9 com fluxograma ilustrativo do Manual de Instruções - Anexo III ANEEL das etapas para análise e estudo de inversão de fluxo de potência



Fonte ANEEL, 2021.

Fluxograma facilitador da Figura-9 disponibilizado no Manual de Instruções da REN ANEEL nº 1.000 / 2021 Anexo III - Art. nº 73 com respeito a necessidade ou não da elaboração de estudos de fluxo reverso de potência conforme as alternativas de enquadramento do consumidor-gerador no sistema de geração solar fotovoltaica, nos casos de geração sem injeção na rede, com potência inferior a 7,5 kW para auto- consumo ou atendimento gratuito, visando a liberação da conexão elétrica e entrega do orçamento de serviços de rede da concessionária.

4.6 Cenário atual de atendimentos a reclamação de usuários consumidores em relação a aspectos jurídicos junto a Distribuidora RGE

Relação de procedimentos de direitos jurídicos com sequência de etapas em canais de atendimentos, para reclamações de usuários em processos de anulações ou reprovações de descumprimentos de prazos da RGE sobre análises de conexões a redes de GDs, devido à fluxo reverso, tendo por base o atendimento à regulamentação ANEEL.

i De acordo com o site (Solar dos Pomares RGE, 2025):

Sequência de procedimentos dos consumidores na procura de seus direitos:

- a. Atendimento ao Cliente da Companhia de Energia (SAC)
- b. Ouvidoria da Companhia de Energia
- c. Plataforma “Reclame Aqui”
- d. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

A próxima etapa é procurar a ANEEL, que regula o setor elétrico, registrando a reclamação, e mantendo o protocolo de atendimento.

- e. Procon
- f. Justiça comum
- g. Através de ações por Advogados
- h. Órgãos de Direitos do Consumidor

À medida que mais consumidores exercem seu direito, a RGE e outras distribuidoras tendem a ajustar suas práticas para minimizar conflitos e incentivar o uso de energia renovável, em conformidade com as diretrizes da ANEEL.

4.7 Discussão e análise crítica do conteúdo do capítulo 4 “Abordagem Reflexiva do Fluxo Reverso no Brasil”:

São descritas e abordadas questões técnicas, comerciais e jurídicas obtidas de associações, publicações de artigos especializados e dados internos de

concessionárias de energia, sobre as consequências resultantes dos impactos do fluxo reverso em redes de distribuição, medidas e ações para sua eliminação ou minimização, dos desafios enfrentados, do cenário atual com barreiras para aprovação e acesso à rede de sistemas de GDs, bem como dos direitos de consumidores gerarem sua própria energia de fonte solar renovável, com relação aos sub-itens 4.1 a 4.6 do capítulo 4:

4.1 São apresentadas à partir das fontes pesquisadas, os principais impactos técnicos decorrentes da inversão de fluxo em sistemas de GDs, citando os mais significativos como a sobrecarga em equipamentos da rede de distribuição, não dimensionados para lidar com a reversão do fluxo de energia, as flutuações e desequilíbrios de tensão, alterações de frequência e demais parâmetros de qualidade, que possam originar interrupções ou falhas no sistema, prejudicando a segurança, estabilidade e controle operacional de redes de distribuição das concessionárias.

Igualmente reflexos nos impactos econômicos como perdas financeiras na redução de receitas, custos operacionais e manutenção, bem como de adequações e modernização de infraestruturas de redes das distribuidoras.

Constam como principais desafios técnicos e econômicos no cenário atual, decorrentes do crescente índice de projetos de geração distribuída de energia solar fotovoltaica, problemas de qualidade e estabilidade no sistema elétrico, e falta de capacidade das redes elétricas alegadas pelas distribuidoras de absorverem o excedente de energia gerada com a inversão de fluxo de potência e alterações regulatórias correspondentes, provocando cancelamentos de pedidos de acesso e conexões, como consequência processos jurídicos junto às concessionárias por prejuízos causados aos consumidores.

Dentre as principais ações e estratégias de caráter de inovação tecnológica e regulatórias adotadas para mitigação dos efeitos negativos do fluxo reverso, constam o aumento da capacidade, adequações e modernização da infraestrutura de redes de distribuição, uso de sistemas de armazenamento de energia por baterias e inversores de alta tecnologia, redes elétricas com monitoramento e controle inteligente,

reguladores automáticos de tensão avançados e políticas eficazes de aprimoramentos da regulação na área da geração distribuída.

Estão relacionados assuntos técnicos, comerciais e jurídicos sobre a implantação de sistemas de geração distribuída e ao correspondente surgimento de problemas com o fluxo reverso, selecionados de publicações pelas concessionárias Cemig, RGE e Equatorial, e suas implicações no cenário nacional.

Dentre as principais ações das distribuidoras, decorrentes de cancelamentos de estudos de acessos e conexões à rede e mitigação da inversão de fluxo, estão a possibilidade de redução da injeção de potência injetável do consumidor-gerador, redimensionamento de circuitos de carga, e análise de utilização de nível de tensão superior.

São disponibilizadas aos proprietários de sistemas de geração solar FV normas e documentações para solicitações de aprovações de projetos, com enquadramento dentro dos padrões de qualidade e nos limites de capacidade da rede para eventuais liberações ou repasses de custos com adequações.

Até o momento atual, tem sido constatado acréscimo no índice de reclamações por consumidores-geradores, originando dúvidas de problemas de limitações de capacidade técnica de redes alegados por distribuidoras, resultando em alguns casos processos jurídicos sobre possíveis práticas irregulares pelas empresas, afetando seus direitos de geração própria.

Conforme a regulamentação ANEEL as distribuidoras são responsáveis por informações aos clientes sobre dados e informações de disponibilidades de cargas e fluxos de potência para processos com transparência na autorização de acessos e conexões de GDs aos seus sistemas.

São descritos em texto os direitos jurídicos, relacionando os canais de atendimentos às reclamações dos consumidores-geradores ao se sentirem prejudicados com reprovações de projetos de GDs e de acesso à rede, como relatado em caso específico da concessionária em razão da constatação de inversão de fluxo de potência em área de concessão.

5 ESTUDO COMPARATIVO COM OUTROS PAÍSES SOBRE O TEMA FLUXO REVERSO

5.1 Regulamentação do fluxo reverso de potência na geração distribuída de energia: Comparações entre o Brasil, Espanha, Alemanha, Austrália e França

5.1.1 Relação comparativa de acordo com pesquisa realizada sobre regulamentação do fluxo reverso de potência de geração distribuída por energia solar fotovoltaica em redes de distribuição do Brasil e da Espanha.

A: No Brasil

i. De acordo com o site (Google Search Internet, 2025).

1. Aspectos gerais da GD e do fluxo reverso de potência:

O País tem apresentado alto grau de crescimento na implantação de sistemas de geração distribuída, com as instalações da GD regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através de resoluções normativas, sendo a original a resolução REN nº 482 / 2012, e após, com demais atualizações.

2. Principais resoluções normativas:

Resolução nº 482 / 2012 da ANEEL estabelecendo as condições gerais para acesso de unidades consumidoras à GDs, REN nº 1.000 / 2021 que regula o processo de inversão de fluxo de potência e a REN nº 1.098 / 2024 usada para simplificação de acesso e conexão de GDs às redes de distribuidoras.

3. Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE):

Instalações de geração própria de energia com compensação de consumo.

4. Microgeração e Minigeração Distribuída:

Definindo limites de potência instalada e modo de conexão à rede

5. Evolução da Regulamentação:

Revisões constantes nas resoluções e legislação nacional.

6. Inversão de Fluxo Reverso:

a. Simplificação de Análise:

Opções de isenções de análises de inversão de fluxo

b. Estudos de fluxo:

Critérios e procedimentos simplificados de estudos ANEEL.

7. Impactos para consumidores e distribuidoras:

a. Para consumidores:

Facilidade e rapidez das instalações

b. Para distribuidoras:

Segurança jurídica e previsibilidade.

B: Na Espanha:

ii. De acordo com o site (Google Search Internet, 2025).

1. Aspectos gerais:
Possui leis e regras próprias aplicadas às conexões de GDs, ao fluxo reverso e focadas no autoconsumo de energia e gestão da rede.
2. Regulamentação na Espanha:
 - a. Real Decreto 244 / 2019:
Estabelece o regime jurídico para o autoconsumo de energia, a geração distribuída e o compartilhamento de energia entre consumidores.
 - b. Limites e condições da regulamentação:
Fixação de limites de potência instalada e condições de conexões
 - c. Autoconsumo com injeção na rede:
Injeção de excedente de energia com compensação financeira.
 - d. Método de compensação por excedente:
Redução de valor na conta de energia.
3. Autoconsumo:
Autoconsumo por modalidades diferentes.
4. Mecanismos de Compensação:
Mecanismos diferenciados.
5. Incentivos Fiscais e Financeiros:
Disponibilização de incentivos para instalações de GDs.
6. Gestão da Rede:
Infraestrutura de rede desenvolvida.
7. Estudos técnicos:
Realização de estudos em determinadas situações
8. Impactos e Benefícios:
 - a. Incentivos às GDs:
Incentivos da regulamentação dedicados à implantação de geração distribuída.
 - b. Redução de custos:
Possibilidade de redução de custos pela compensação do excedente.
 - c. Sustentabilidade:
Contribuição da GD na redução do efeito estufa e melhoria da sustentabilidade.
9. Desafios
Solução de desafios para garantia da estabilidade da rede.

Resumo das comparações entre Brasil e Espanha:

iii. De acordo como o site (Google Search Internet):

Os sistemas de geração distribuída e a incidência do fluxo reverso de potência na rede são regulamentados de forma diferente no Brasil e na Espanha.

Ambos os países buscam soluções para integrar a GD de forma eficiente e segura aos seus sistemas elétricos, com desafios e oportunidades específicas para cada contexto.

O Brasil possui uma regulamentação mais recente e em desenvolvimento, com foco na compensação de energia e na simplificação do acesso à GD.

Na Espanha a regulamentação é mais consolidada e abrangente para o fluxo reverso de potência na geração distribuída, com maior atenção ao autoconsumo e à gestão da rede para lidar com o mesmo, além da forma de concessão de incentivos do modo da melhoria da segurança e estabilidade da rede elétrica.

As regulamentações das GDs nos dois países apresentam diferenças importantes, com o Brasil focando na compensação de energia e no desenvolvimento de novas normas, enquanto a Espanha prioriza questões do autoconsumo de energia e a gestão da rede externa, disponibilizando incentivos mais robustos.

5.1.1.1 Análise crítica da relação entre sistemas de geração distribuída FV e impactos do fluxo reverso entre Brasil e Espanha:

A: Situação no Brasil:

1. Referente à aspectos gerais da GD e do fluxo reverso de potência:

A regulamentação das instalações de GDs no Brasil está em constante evolução devido ao alto índice de crescimento da geração solar FV no País, impulsionada pela queda de custos de equipamentos e busca por alternativas de fontes sustentáveis, sendo regida pela publicação original Resolução Normativa ANEEL nº 482 / 2012, pela Lei do Marco Regulatório da geração distribuída nº 14.300

/ 2022, e demais resoluções atualizadas na solução de problemas de ocorrências do fluxo reverso de potência para garantias de segurança e qualidade no fornecimento de energia, bem como permitindo ao consumidor-gerador sua inclusão no sistema de compensação de energia.

2. Relacionada às principais características normativas no Brasil:

Para fins de regulamentação do processo da inversão do fluxo de potência, a ANEEL emitiu diversas normas posteriores, com a REN nº 1.000 / 2021 classificada como uma das mais importantes.

A resolução REN nº 1.098 / 2024 visa simplificar o processo de conexão de sistemas de GDs como micro e minigeração, garantindo a segurança e integridade das redes de distribuição e promoção do desenvolvimento sustentável do setor elétrico com maior eficiência no fornecimento de energia.

3. Sobre o sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE):

Permite ao consumidor a geração de sua própria energia e a compensação do consumo de energia, com abatimento do valor correspondente injetado na rede.

4. Em referência à Microgeração e Minigeração Distribuída:

Permite a classificação da GD em duas categorias, com limites de potência instalada, influenciando a forma de conexão e compensação.

5. Sobre a evolução da Regulamentação:

A legislação brasileira está em constante revisão, com novas resoluções e diretrizes sendo implementadas para aprimorar o sistema e gerenciar os desafios técnicos e econômicos da GD, incluindo a inversão de fluxo reverso de potência.

6. Com relação à Inversão de Fluxo Reverso:

a. Simplificação de Análise:

A ANEEL introduziu a possibilidade de isenção da análise de inversão de fluxo em casos específicos como o de sistemas “sem conexão à rede”, que não injetam energia elétrica na rede de distribuição, de geração compatível com o consumo simultâneo, e sistemas de microgeração com potência instalada de até 7,5 kW destinados ao autoconsumo local.

b. Estudos de fluxo:

Para sistemas que não se enquadram nos casos de isenção, a ANEEL estabeleceu critérios e procedimentos simplificados para a realização dos estudos de inversão de fluxo.

7. Referente à Impactos para consumidores e distribuidoras:

a. Para consumidores:

A simplificação dos procedimentos e a possibilidade isenção da análise de inversão de fluxo tornam mais fácil e rápido o processo de instalação de sistemas de GD, reduzindo custos e burocracia.

b. Para distribuidoras:

Segurança jurídica e previsibilidade.

Para as distribuidoras, a regulamentação traz maior segurança jurídica e previsibilidade, facilitando o planejamento e a execução de projetos na área da geração distribuída.

B: Situação na Espanha:

1. Em relação à aspectos gerais:

Na Espanha, a regulamentação é mais consolidada, com foco no autoconsumo e na gestão da rede para lidar com o fluxo reverso incluindo incentivos e mecanismos de compensação mais complexos.

Possui regulamentação para fluxo reverso de potência na GD, principalmente através do Real Decreto nº 244 / 2019, que estabelece as condições para autoconsumo e compartilhamento de energia renovável.

O decreto define regras para a conexão de instalações de geração distribuída à rede elétrica, incluindo a possibilidade de injetar o excedente de energia na rede e receber compensação por isso.

2. Sobre a Regulamentação na Espanha:

a. Real Decreto 244 / 2019:

Decreto de Lei que estabelece o regime jurídico para o autoconsumo de energia elétrica, incluindo a geração distribuída e o compartilhamento de energia entre consumidores.

b. Limites e condições da regulamentação:

A regulamentação espanhola estabelece limites para a potência instalada da GD e condições técnicas para a conexão à rede, com a finalidade de garantir a segurança e estabilidade do sistema elétrico.

c. Autoconsumo com injeção na rede:

O decreto autoriza aos consumidores-geradores de geração distribuída, de injetarem o excedente de energia na rede, com recebimento de compensação financeira.

d. Método de compensação por excedente:

A compensação de energia pode ser efetivada por meio da redução na fatura através de outros mecanismos definidos pelas autoridades reguladoras.

3. Sobre o Autoconsumo:

A regulamentação incentiva o autoconsumo de energia em modalidades como o autoconsumo com excedentes (com ou sem compensação), e pelo autoconsumo sem excedentes (sem a injeção na rede).

4. Referente à Mecanismos de Compensação:

Existência de diferentes mecanismos de compensação que podem ser utilizados, como o de preço fixo por kWh injetado na rede, pela compensação na forma de descontos na conta de luz.

5. Em relação à Incentivos Fiscais e Financeiros:

A Espanha disponibiliza incentivos fiscais e financeiros para a instalação de sistemas de GD, como isenções de impostos e linhas de crédito subsidiadas.

6. Sobre a Gestão da Rede:

Infraestrutura de rede desenvolvida.

O País dispõe de uma infraestrutura de rede mais desenvolvida para lidar com o fluxo reverso da GD, com mecanismos para garantir a estabilidade e segurança do sistema.

7. Referente à Estudos técnicos:

Em determinadas situações pode haver necessidade de estudos técnicos para avaliação do impacto da GD na rede, e garantia de que não haja problemas de fluxo reverso ou outros desequilíbrios.

8. Relativo à Impactos e Benefícios:

a. Incentivo à GD:

A regulamentação espanhola incentiva a geração distribuída permitindo aos consumidores participarem ativamente do mercado de energia, reduzindo sua dependência de fontes tradicionais.

b. Redução de custos:

Existe a possibilidade da redução de custos na conta de energia para os consumidores com geração distribuída, através da compensação fixada pelo excedente.

c. Sobre os aspectos da Sustentabilidade:

Os sistemas de geração distribuída, especialmente a partir de fontes renováveis, contribuem para a redução da emissão de gases de efeito estufa e para a sustentabilidade do sistema energético.

9. Em relação ao enfrentamento de desafios

A regulamentação também enfrenta desafios, como a necessidade de garantir a estabilidade da rede e evitar problemas como flutuações de tensão causadas pelo fluxo reverso de energia.

5.1.2 Relação comparativa de acordo com pesquisa realizada sobre regulamentação do fluxo reverso de potência de geração distribuída por energia solar fotovoltaica em redes de distribuição do Brasil e da Alemanha.

A: No Brasil:

i. De acordo com o site (Google Search Internet, 2025).

1. Principais características normativas:
Resolução Normativa REN ANEEL nº 1.000 / 2021 de compensação de energia
2. Incentivos:
Incentivos ANEEL no uso de sistemas de armazenamento de energia.
3. Impactos:
Impactos negativos na rede pela inversão de fluxo de potência.
4. Desafios:
Garantias de estabilidade e qualidade de fornecimento de energia.
5. Considerações gerais:
Abordagem na compensação e armazenamento de energia.
Nos desafios:
Desafios relativos à estabilidade da rede.
Nos impactos do fluxo reverso:
Problemas de qualidade da rede elétrica.

B: Na Alemanha:

ii. De acordo com o site (Google Search Internet, 2025).

1. Regulamentação:
Com ênfase na garantia e estabilidade da rede.
 - a. Legislação:
Legislação alemã composta da Lei da Energia (Energiewirtschaftsgesetz), e das normas técnicas da DKE (Comissão Alemã de Eletrotécnica, Eletrônica e Tecnologia da Informação) e do VDE (Associação Alemã de Tecnologia Elétrica, Eletrônica e de Informação).
 - b. Leis de Fontes de Energias Renováveis:
Lei EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), principal lei que rege a geração distribuída na Alemanha.
 - c. Norma de conexão:
Norma VDE-AR-N 4105 que estabelece requisitos técnicos para conexões à rede e gestão do fluxo reverso.
 - d. Regras e padrões:
Adotadas para garantia da segurança e estabilidade da rede.
 - e. Conexão e integração:
Padrões de instalação e segurança de equipamentos.
 - f. Gestão do fluxo reverso:
Uso de regras gerais.
2. Foco na Gestão da Rede:
Foco em soluções tecnológicas e regulatórias.

3. Redes Inteligentes e Armazenamento:
Desempenham funções cruciais na gestão da GD.
4. Desafios:
Medidas de adaptações na rede devido ao fluxo reverso.
5. Considerações gerais:
 - a. Abordagem:
Possui histórico mais amplo de gestão de redes inteligentes.
 - b. Desafios:
Possui maiores avanços em soluções tecnológicas e regulatórias.
 - c. Impactos:
Possui maior experiência em soluções de problemas com impactos.

Resumo das comparações entre Brasil e Alemanha:

iii. De acordo com o site (Google Search Internet, 2025).

No Brasil e na Alemanha, a regulamentação do fluxo reverso de potência da geração distribuída tem como objetivo integrar a energia gerada localmente na rede elétrica, mas com abordagens e desafios distintos.

Ambos os países estão trabalhando para integrar a geração distribuída de forma eficiente. A Alemanha possui uma regulamentação abrangente e de incentivos para a geração distribuída, com foco na segurança, estabilidade da rede com remuneração pela energia injetada, bem como de promover a transição para energias renováveis.

Sua legislação junto com as normas técnicas garante que a conexão de sistemas de geração distribuída seja feita de forma segura e eficiente, gerenciando o fluxo reverso e mitigando seus potenciais impactos negativos.

Para mitigação, gerenciamento e controle do fluxo reverso, em muitos casos são usados o modelo de tecnologia por armazenamento de energia através de banco de baterias (ADM).

A experiência da Alemanha pode servir como referência para o Brasil, especialmente no que diz respeito à gestão da rede e no desenvolvimento de tecnologias para redes inteligentes e sistemas de armazenamento.

5.1.1.2 Análise crítica da relação entre sistemas de geração distribuída FV e impactos do fluxo reverso entre Brasil e Alemanha:

A: Situação no Brasil:

1. Principais características normativas:

O sistema de compensação de energia pela geração da GD é definido pela regulamentação da ANEEL com a REN nº 1.000 / 2021, em que a energia gerada e não consumida pode ser utilizada para abatimento de consumo posterior, ou transferida para demais consumidores, porém da mesma área de concessão.

2. Incentivos:

Além das normas e diretrizes técnicas, a ANEEL também incentiva o uso de sistemas de armazenagem de energia e redes inteligentes, com a finalidade de um gerenciamento mais eficiente da energia gerada pela GD.

3. Impactos:

A inversão de fluxo pode causar impactos negativos na rede como sobrecargas, desequilíbrios de tensão e interrupções no fornecimento, especialmente em locais de alta concentração de GDs.

4. Desafios:

Os grandes desafios a serem resolvidos, são as garantias da estabilidade na rede elétrica e a qualidade do fornecimento, em razão do aumento no índice da geração distribuída, e da necessidade de adequações das infraestruturas pelas distribuidoras.

5. Considerações gerais:

Abordagem dos sistemas de armazenamento e compensação de energia:

O Brasil tem como foco, questões como a compensação de energia e de incentivos para projetos de sistemas de armazenamento de energia.

Desafios:

Os dois países enfrentam desafios a se superarem, relacionados à estabilidade da rede elétrica, e na gestão e monitoramento da energia gerada pela geração distribuída.

Impactos:

Em relação à impactos da inversão de fluxo na rede, podem ocorrer problemas de sobrecargas, desequilíbrios de tensão e interrupções de fornecimento de energia.

B: Situação na Alemanha:

1. Regulamentação:

A regulamentação adotada na Alemanha alemã tem por finalidade a garantia, segurança e estabilidade da rede, focando na gestão da energia gerada pela GD e na sua integração eficiente na rede.

a. Legislação:

As legislações internas que incluem a “Energiewirtschaftsgesetz” (Lei da Energia), as normas técnicas DKE (Comissão Alemã de Eletrotécnica, Eletrônica e Tecnologia da Informação) e a VDE (Associação Alemã de Tecnologia Elétrica, Eletrônica e de Informação), fixam os requisitos e diretrizes para os processos de conexões de sistemas de GDs, e relativos à gestão do fluxo reverso de potência.

b. Leis de Fontes de Energias Renováveis:

A EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) é a principal lei que rege a geração distribuída na Alemanha, fixando tarifas de incentivo para a energia renovável injetada na rede e garantindo a prioridade de conexão para esses sistemas.

c. Normas de conexões:

A norma VDE-AR-N 4105 estabelece requisitos técnicos para conexões de geradores de GDs em redes de distribuição de energia elétrica de baixa tensão, incluindo o gerenciamento e controle de fluxo reverso de potência.

d. Regras e padrões:

A regulamentação alemã determina padrões de garantias de segurança e estabilidade da rede elétrica, incluindo a avaliação de índices de perturbações elétricas pela geração distribuída, e os impactos sistêmicos de conexões.

e. Conexões e integração:

Exigência da legislação do País no uso de padrões de equipamentos e instalações em sistemas de GDs, para garantias de conexões seguras e confiáveis às redes elétricas de distribuição.

f. Gestão do fluxo reverso:

Estabelecimento de regras de gerenciamento e controle em aplicações em processos de fluxo reverso de potência.

2. Foco na Gestão da Rede:

O País possui um maior histórico de implantações de sistemas de GDs, com ênfase em soluções tecnológicas, regulatórias e gerenciamento, evitando problemas técnicos de parâmetros de qualidade e de fluxo reverso na rede.

3. Redes Inteligentes e Armazenamento:

A adoção de tecnologias para redes inteligentes e sistemas de armazenamento têm desempenhado uma função importante na gestão de GDs, controlando de modo mais eficiente o fluxo de energia e adequações da rede.

4. Desafios enfrentados:

O fluxo reverso de potência tem sido um grande desafio, exigindo medidas como adequações de rede, adoção de sistemas de armazenamento e controle inteligente do fluxo para garantia da segurança e eficiência do sistema.

5. Considerações gerais:

a. Abordagem da GD:

A Alemanha possui um histórico em sistemas de GDs mais amplo com relação à gestão com uso de redes inteligentes e sistemas de armazenamento.

b. Soluções à desafios:

O País avança com medidas eficazes em termos de soluções tecnológicas e regulatórias.

c. Impactos:

Demonstra mais experiência ao longo dos anos em soluções de problemas negativos com impactos do fluxo reverso.

5.1.3 Relação comparativa de acordo com pesquisa realizada sobre regulamentação do fluxo reverso de potência de geração distribuída por energia solar fotovoltaica em redes de distribuição do Brasil e da Austrália:

A: No Brasil:

i. De acordo com o site (Google Search Internet, 2025)

1. Principais características normativas:

Fluxo reverso de potência regulado pelas resoluções ANEEL.

2. Regulamentação:

Através da resolução REN ANEEL nº 1.1000 / 2021.

3. Compensação de energia e infraestrutura:

Focada na compensação de energia e infraestrutura de medição.

B: Na Austrália

ii. De acordo com o site (Google Search Internet, 2025)

1. Regulamentação:

Direcionada na infraestrutura de redes de distribuição.

- a. Operador nacional do mercado de energia:
Gestão da rede elétrica nacional australiana desempenhada pelo Australian Energy Market Operator (AEMO).
- b. National Electricity Rules (NER):
Órgão que estabelece normas e regras sobre GD e fluxo reverso.
- c. Regulamentação específica:
Existência de regulamentações específicas para casos de fluxo reverso.
- 2. Infraestrutura e empresas de distribuição:
Sistema de GD com foco na infraestrutura de distribuição para questões de fluxo reverso.
 - a. Empresas de distribuição:
Atuando com uso de tecnologias avançadas e medidas para mitigação do fluxo reverso.
 - b. Redes de Distribuição Estaduais:
Concessionárias estaduais responsáveis cada qual para definição de regras e padrões para conexões de GDs.
 - c. Investimento em infraestrutura:
Investimento crescente na infraestrutura de redes de distribuição.
- 3. Aspectos gerais:
 - a. Estudos de Impacto:
Obrigação da realização de estudos de impactos de fluxo reverso para projetos de GDs de maiores portes.
 - b. Limites de injeção de potência:
Estabelecimento de limites para injeção da GD na rede externa.
 - c. Requisitos de Proteção:
Exigência de projeto de proteção elétrica adequada para sistemas de GDs.
 - d. Monitoramento de Controle:
Necessidade de sistemas de monitoramento e controle para o fluxo reverso.
 - e. Padrões de Conexão:
Requisitos de padrões técnicos para mitigação da inversão de fluxo.
- 4. Desafios e soluções:
 - a. Flutuações de Tensão:
Flutuações de tensão com possível origem pelo fluxo reverso.
 - b. Sobrecargas na rede:
Sobrecargas na rede com possível origem pelo excesso de energia.
 - c. Problemas de proteção elétrica:
Sistemas de proteção afetados por fluxo reverso.
 - d. Soluções:
Apresentação de soluções para mitigação de desafios no uso de equipamentos e melhorias na rede de distribuição.
- 5. Incentivos e tecnologias:
 - a incentivos para a geração distribuída:
Utilização de incentivos para a GD por medição denominada (fed-in-tariffs).
 - b. Desenvolvimento de tecnologias:
Desenvolvimento contínuo de tecnologias para os desafios do fluxo reverso.

Resumo das comparações entre Brasil e Austrália:

iii. De acordo com o site (Google Search Internet, 2025)

No Brasil a regulamentação se concentra principalmente na compensação de energia e na infraestrutura de medição.

A regulamentação do fluxo reverso na Austrália é um esforço conjunto da AEMO e das

concessionárias de redes de distribuição estaduais para garantir a segurança, confiabilidade e qualidade do fornecimento de energia, gerenciando o impacto do aumento da geração distribuída, estando mais focada na adaptação de sua infraestrutura de distribuição, garantindo a estabilidade da rede, e em lidar com os desafios técnicos impostos pelo fluxo reverso da geração distribuída.

Para mitigação, gerenciamento e controle do fluxo reverso, em muitos casos são usados o modelo de tecnologia por armazenamento de energia através de banco de baterias (ADM).

A Austrália vem ativamente trabalhando para regulamentar e gerenciar o fluxo reverso de potência com ênfase na segurança operacional da rede, na qualidade de energia e no desenvolvimento.

5.1.1.3 Análise crítica da relação entre sistemas de geração distribuída FV e impactos do fluxo reverso entre Brasil e Austrália:

A: Situação no Brasil:

1. Principais características normativas:

A inversão do fluxo potência da geração distribuída no Brasil é regulado pelas resoluções normativas com as atualizações da ANEEL, para o cumprimento das publicações pelos consumidores-geradores e distribuidoras de energia.

2. Regulamentação:

É determinada através da resolução REN ANEEL nº 1.1000 / 2021 que estabelece regras para o sistema de compensação de energia incluindo a questão da ocorrência do fluxo bidirecional, com o excedente de energia injetada na rede usada para abatimento do consumo do consumidor.

3. Compensação de energia e infraestrutura:

A ênfase está no processo de compensação e na infraestrutura de medição para contabilizar o fluxo de energia bidirecional, também sendo considerados na análise de projetos de GDs casos como como sobretensão e estabilidade da rede.

B: Situação na Austrália

1. Regulamentação:

Na Austrália está mais direcionada à infraestrutura de distribuição, através de estudos no uso de TAPs (Automatic Tap Changers) para solucionar problemas de aumento de tensão originado pela injeção de energia na rede.

a. Operador nacional do mercado de energia:

O órgão (AEMO) Australian Energy Market Operator desempenha função importante na gestão da rede elétrica nacional em colaboração com distribuidoras e órgãos reguladores, no desenvolvimento de diretrizes e regras para o gerenciamento do fluxo reverso de potência, fixando diretrizes e padrões para a conexões de geração de GDs à rede.

b. National Electricity Rules (NER):

A instituição NER é encarregada de estabelecer regras para o mercado de energia elétrica australiana, e incluir normas e diretrizes para a gestão da geração distribuída e o fluxo reverso de potência no País.

c. Regulamentação específica:

Em determinados Estados existem exigências da legislação sobre regulamentações mais específicas para o fluxo reverso, especialmente em áreas com alta penetração de GD, onde solicitam estudos de impacto de fluxo reverso para grandes projetos, ou de limitação da quantidade de energia a ser injetada na rede em períodos fixos e locais desejados.

2. Infraestrutura e empresas de distribuição:

A Austrália possui maior foco na adequação da infraestrutura de distribuição de energia para lidar com o fluxo reverso, especialmente em relação ao controle de tensão da rede.

a. Empresas de distribuição:

As distribuidoras têm implementado tecnologias e medidas internas para solução de problemas de fluxo reverso, tais como o uso de transformadores com taps ajustáveis, e no desenvolvimento de sistemas de gerenciamento de demanda de carga.

b. Redes de Distribuição Estaduais:

Cada Estado é composto de distribuidoras com suas próprias redes de distribuição, sendo responsáveis pela definição de regras e padrões específicos para a conexão de GDs, em atendimento às diretrizes da AEMO.

c. Investimento em infraestrutura:

O País reconhece a necessidade e a importância de se investir nas infraestruturas das redes nacionais em função do aumento crescente da geração distribuída, incluindo na modernização dos sistemas de controles operacionais.

3. Aspectos gerais:

a. Estudos de Impacto:

Em muitas situações, para projetos e instalações de GDs de maior porte, existe a obrigação de estudos de impactos para avaliação de efeitos do fluxo reverso na rede local e implementar medidas para sua mitigação.

b. Limites de injeção de potência:

São usadas normas para fixação de limites da quantidade de energia de que sistemas de GD possam injetar na rede, a fim de se evitarem problemas de sobrecargas e flutuações de tensão.

c. Requisitos de Proteção:

Nos sistemas de GDs são exigidos projetos de proteções elétricas adequadas para atuação e desligamento devido à ocorrência de problemas gerais e devido à fluxo reverso.

d. Monitoramento de Controle:

Para certas áreas regionais podem ser exigidos sistemas de monitoramento e controle na ocorrência de fluxo reverso, com ajustes na geração da unidade consumidora em função das demandas da rede.

e. Padrões de Conexão:

Exigências de padrões com requisitos técnicos para uso de inversores, e de proteções e medidas de segurança, objetivando a mitigação de impactos do fluxo reverso como flutuações de tensão e sobrecargas na rede.

4. Desafios e soluções:

a. Flutuações de Tensão:

No País o fluxo reverso vem causando flutuações de tensão na rede, e afetando a qualidade da energia fornecida aos consumidores.

b. Problema de sobrecargas na rede:

Nos sistemas de GDs existem constatações de problemas de sobrecargas em equipamentos e instalações, com possível origem na inversão de fluxo devido à excessos de energia na rede.

c. Problemas de proteção elétrica:

Nos sistemas de GDs, o fluxo reverso correspondente pode afetar a atuação de equipamentos de proteção da rede, exigindo com frequência ajustes e atualizações.

d. Soluções:

A fim de mitigação dos desafios resultantes do fluxo reverso, algumas soluções são adotadas como o uso de inversores inteligentes, sistemas de armazenamento de energia, a previsão de redes de distribuição mais robustas e flexíveis, bem como o uso de TAPs automáticos no sistema em caso de ocorrências de aumentos de tensão.

5. Incentivos e tecnologias:

a. Incentivos para a geração distribuída:

A Austrália mantém programas de incentivos para a geração distribuída, entre os quais, através de sistema de medição (feed-in tariffs) que permite aos proprietários geradores de GDs serem remunerados pela energia gerada na rede.

b. Desenvolvimento de Tecnologias:

O País vem continuamente pesquisando e desenvolvendo tecnologias para processos de controle de fluxo reverso, como de sistemas eficazes de armazenamento de energia, e soluções avançadas para a gestão, monitoramento e controle operacional das redes nacionais.

5.1.4 Relação comparativa de acordo com pesquisa realizada sobre regulamentação do fluxo reverso de potência de geração distribuída por energia solar fotovoltaica em redes de distribuição do Brasil e da França:

A: No Brasil:

i. De acordo como o site (Google Search Internet).

1. Principais características normativas:

Estabelecimento de normas e regras ANEEL para compensação de energia em sistemas de MMGD.

2. Aspectos gerais da regulamentação do fluxo reverso:

Focada no gerenciamento do excedente da geração distribuída local de energia

3. Compensação de energia:

Define regras para compensação a partir da geração de sistemas de GD e da inversão do fluxo.

4. Incentivos:

Regulamentação que cria incentivos em armazenamento e redes inteligentes.

5. Desafios:

Desafios de desequilíbrios econômicos para distribuidoras.

6. Infraestrutura de rede:

Enfrentamento de desafios técnicos de infraestrutura de redes.

B: Na França

ii. De acordo com o site (Google Search Internet).

1. Principais características legislativas:

Possui legislação ampla e específica abordando questões de desafios de integração da geração distribuída com a rede de distribuição, envolvendo aspectos de qualidade e estabilidade, e na gestão da ocorrência de fluxo reverso por geração solar FV.

2. Aspectos gerais da regulamentação:

a. Órgãos responsáveis compostos pelo Ministério da Transição Ecológica e a Comissão de Regulação da Energia (CRE).

b. Regulamentação e propostas:

Focada em soluções técnicas e incentivos financeiros para distribuidoras na avaliação do fluxo reverso e estabilidade da rede.

c. Contexto:

Investimentos em GDs em metas de energia renovável e desafios da inversão de fluxo.

d. Gestão do Fluxo Reverso:

Aplicação de medidas técnicas de gerenciamento e análise do fluxo reverso.

e. Estudos de Conexão:

Avaliação com solicitação de estudos de conexão à rede pelas distribuidoras.

f. Limites de injeção:

Estabelecimento de limites de injeção de potência na rede.

g. Incentivos financeiros:

Oferecimento de incentivos financeiros para sistemas de GDs.

3. Compensação de energia:

Utilização de tarifas de compra de energia para maior previsibilidade à geradores de energia solar FV.

4. Incentivos:

Oferta de incentivos financeiros para GDs objetivando a transição de energias renováveis.

5. Desafios:

Enfrentamento de desafios de integração de GDs, seus impactos e qualidade.

6. Infraestrutura de rede:

Através de investimentos, modernizações com aumento de capacidade da rede nacional, mantém uma infraestrutura de maior tecnologia e mais bem preparada para gerenciamento e controle do fluxo reverso.

7. Distribuidoras de energia:

Busca por soluções através das distribuidoras são desafios na modicidade tarifária.

8. Financiamentos:

Através da instituição "Crédit d'Impôt pour la Transition Énergétique (CITE) são oferecidos planos de financiamentos para implantação de sistemas de GDs.

9. Objetivos da regulamentação na França:

a. Garantir a segurança e a estabilidade de elétrica:

Garantir a manutenção de parâmetros elétricos de qualidade e segurança da rede.

b. Promover o desenvolvimento da geração distribuída:

Programa de incentivos no uso de fontes de energia renováveis sustentáveis.

c. Equilibrar a oferta e demanda, e minimizar custos:

Gerenciamento eficiente do fluxo de energia na rede e redução de custos.

10. Impactos nas concessionárias:

Necessidade de adaptações de redes em atendimento às regulamentações.

11. Soluções atuais em debate:

a. Infraestrutura:

Disponibilização de investimento em modernizações e capacidade de redes.

b. Armazenamento de energia:

Promoção de incentivos para sistemas de armazenamento de energia.

c. Controle inteligente:

Sistemas de gestão para otimização do fluxo em tempo real.

d. Tarifas e Incentivos:

Mantém ajustes em tarifas refletindo os custos e benefícios, e incentivos financeiros às soluções de problemas de inversão de fluxo.

Resumo das comparações entre Brasil e França:

iii. De acordo com o site (Google Search Internet).

Tanto o Brasil quanto a França estão buscando regulamentar o fluxo reverso de potência para o aproveitamento dos benefícios dessa tecnologia, mas com abordagens diferentes, e devem continuar investindo em infraestrutura e políticas para garantir que a GD seja integrada de forma eficiente e segura à rede de distribuição elétrica.

O Brasil tem se concentrado na compensação de créditos e em incentivos para o desenvolvimento da GD, enquanto a França possui um sistema mais robusto de tarifas de compra e financiamento.

A regulamentação do fluxo reverso na geração distribuída na França busca equilibrar o desenvolvimento da geração renovável com a segurança e estabilidade da rede elétrica, promovendo a transição para um sistema energético mais sustentável.

A França vem trabalhando ativamente na regulamentação e implementação de soluções para o fluxo reverso na geração distribuída, com o objetivo de garantia da qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia, bem como de incentivos ao incremento no uso de fontes de energia renováveis com sustentabilidade.

5.1.1.4 Análise crítica da relação entre sistemas de geração distribuída FV e impactos do fluxo reverso entre Brasil e França:

A: Situação no Brasil:

1. Principais características normativas:

O Brasil, através da ANEEL, estabelece regras para a compensação de energia em sistemas de micro e minigeração distribuída, com foco nas Resoluções Normativas números 482 / 2012, 1.000 / 2021, 1059 / 2023 e 1.098 / 2024.

2. Aspectos gerais da regulamentação do fluxo reverso:

A regulamentação do fluxo reverso de potência da geração distribuída obriga aos consumidores e distribuidoras, o gerenciamento do excedente de energia gerado localmente e injetado no retorno à rede elétrica, bem como na correta aplicação dos sistemas de compensação de energia.

3. Compensação de energia:

A regulamentação define as regras para uma compensação de energia mais flexível gerada em sistemas de GD, incluindo o fluxo reverso, em que a compensação de créditos permite que o excedente de energia gerado seja usado para o abatimento de consumo futuro ou transferido para outros consumidores na mesma área de concessão.

4. Incentivos:

Além da regulamentação, o Brasil incentiva o uso de sistemas de armazenamento e redes inteligentes para otimizar a gestão de energia gerada localmente, com o governo oferecendo incentivos para o desenvolvimento da GD através do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída (PROGD).

5. Desafios econômicos:

A implementação de sistemas de GDs, aliado à gestão do fluxo reverso de potência, tem apresentado desafios como os referentes ao desequilíbrio econômico por parte das distribuidoras, com a necessidade de adequações e modernização das infraestruturas, para solução no surgimento e controle de fluxos bidirecionais em redes.

6. Infraestrutura de rede:

O Brasil vem continuamente desenvolvendo estudos para avanços na área de infraestrutura de redes de distribuição, empenhado na busca de soluções eficientes.

B: Situação na França

1. Principais características legislativas:

A França possui regulamentações com foco em desafios e necessidades do País, procurando o equilíbrio da integração das GDs com a segurança e estabilidade da rede elétrica, através de legislação e abordagem específicas.

A regulamentação visa a gestão do excedente de energia gerado, como a solar FV, injetada pelo consumidor-gerador na rede da distribuidora.

2. Aspectos gerais da regulamentação:

a. Órgãos responsáveis:

São de responsabilidade dos O Ministério da Transição Ecológica e da Comissão de Regulação da Energia (CRE), principais órgãos responsáveis pela regulamentação da geração distribuída na França.

b. Regulamentação e propostas:

A França conta com programa de atualização de suas regras e soluções adequadas para o controle e mitigação de impactos do fluxo reverso, e de incentivos econômicos para as distribuidoras, visando o equilíbrio na implantação de novas GDs com a segurança e manutenção da estabilidade das redes.

c. Contexto:

O País tem investido em sistemas de GDs, objetivando atingir metas de energia renovável, necessitando de providências de adequações na infraestrutura da rede e de gerenciamento operacional para eliminação ou minimização de ocorrências de fluxo reverso.

d. Gestão do Fluxo Reverso:

O País tem implementado medidas técnicas e de gestão para lidar com as consequências do fluxo reverso de GDs.

e. Estudos de Conexão:

As distribuidoras estão encarregadas da solicitação de estudos de conexão para avaliação do impacto causado pela injeção de energia na rede, predominantemente em sistemas de maior porte ou em áreas com alta concentração de geração distribuída.

f. Limites de injeção:

Em determinados casos, são estabelecidos limites na quantidade de injeção de energia na rede, a fim de evitar sobrecargas e garantir a estabilidade da rede.

g. Incentivos financeiros:

A França oferece incentivos financeiros para a instalação de sistemas de GDs, com a finalidade de promoção da transição para energias renováveis.

3. Compensação de energia:

A França fixa tarifas de compra de energia, cujo modelo oferecer maior previsibilidade para os geradores de energia solar.

Adota um sistema de tarifas de compra de energia, em que as distribuidoras são obrigadas a comprar o excedente gerado a preços pré-definidos, variando de acordo com a tecnologia de geração e a capacidade da instalação.

4. Incentivos financeiros:

O País promove incentivos financeiros para o desenvolvimento e instalação de sistemas de GDs e na busca por soluções de armazenamento de energia, com o objetivo de fomentar a transição para energias renováveis.

Também fixa ajustes em tarifas a fim de refletir os custos e benefícios do fluxo reverso, bem como incentivos para projetos que contribuam para a solução de problemas

5. Desafios:

Enfrenta desafios da integração do sistema da GD com os impactos resultantes do fluxo reverso na rede elétrica, da garantia da qualidade, segurança e estabilidade no suprimento de energia.

6. Infraestrutura de rede:

A França possui uma infraestrutura de rede mais avançada para lidar com o fluxo reverso, através de investimentos de modernização e no aumento da capacidade de linhas de transmissão, implementando novas tecnologias que auxiliam o gerenciamento do fluxo reverso como inversores inteligentes, medidores bidirecionais e sistemas de armazenamento de energia.

Igualmente tem investido em redes inteligentes para melhoria da gestão do fluxo e na integração da GD com a rede de distribuição de forma eficaz.

7. Distribuidoras de energia:

São considerados desafios a participação das distribuidoras de energia em busca de soluções que garantam a modicidade tarifária dos consumidores.

8. Financiamentos:

Na França o governo oferece variadas modalidades de financiamentos para projetos de sistemas de GDs, citando a instituição “Crédit d’Impot pour la Transition Énergétique (CITE), oferecendo créditos fiscais para compra de equipamentos e componentes de instalações de energia solar FV.

9. Objetivos da regulamentação na França:

a. Segurança e a estabilidade da rede elétrica:

Necessidade de medidas e garantias que evitem problemas de sobrecargas, instabilidade de tensão e interrupções no fornecimento de energia.

b. Promoção do desenvolvimento da geração distribuída:

O País consta com planos de incentivos para instalação de sistemas de GDs à partir de fontes de energia renováveis e sustentáveis.

c. Equilíbrio da oferta e demanda, e minimização de custos:

Promove o gerenciamento do fluxo de energia, otimizando a utilização eficaz da capacidade da rede e evitando desperdícios, bem como na redução de custos aos consumidores e de empresas de energia.

10. Impactos nas distribuidoras:

A regulamentação também impacta com reflexos na administração das distribuidoras de energia, necessitando de revisões com adequações nas redes, bem como meios e processos para controle da inversão de fluxo, garantindo a segurança e qualidade do serviço prestado aos consumidores.

11. Soluções atuais em debate:

a. Infraestrutura:

A França vem investindo na modernização da rede interna, como o aumento da capacidade de potência em linhas de transmissão, e na implementação de novas tecnologias de gerenciamento de energia.

b. Armazenamento de energia:

Promove incentivos no uso de sistemas de armazenamento de energia como por baterias, para absorver o excedente e liberar energia quando necessário.

c. Controle inteligente:

Vem desenvolvendo sistemas de gestão de energia que permitam otimizar o fluxo de energia em tempo real, evitando sobrecargas e desequilíbrios.

d. Tarifas e Incentivos do Governo:

O Governo do País tem fixado ajustes nas tarifas de energia afim de refletir os custos e benefícios do fluxo reverso, bem como de oferta de incentivos financeiros à projetos de sistemas de GDs que contribuam para a solução do problema.

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES DE APRIMORAMENTOS

Diante dos impasses e controvérsias evidenciados em razão dos reflexos e impactos da inversão do fluxo de potência em redes de distribuição de concessionárias com a evolução da geração solar FV distribuída, são relacionadas propostas de discussões sobre o conteúdo de resoluções normativas ANEEL pertinentes, seguido de aprimoramentos com análise crítica pelos órgãos competentes, citando entre os quais:

Método de garantir os direitos de consumidores poderem gerar sua própria energia descentralizada, com potências adequadas através de fonte solar fotovoltaica sustentável, contribuindo para o aumento da capacidade de potência da rede de distribuição da concessionária.

Formação periódica de conselhos ou associações de consumidores, integradores, profissionais de engenharia, poder público, etc. para discussões e debates sobre a possibilidade de redução da burocracia e entraves de cancelamentos de pedidos de acesso já revogados e/ou de simplificação de novas solicitações de aprovação com orçamentos

Proposta ou aconselhamento da promoção de intercâmbios e integração dos agentes nacionais envolvidos no setor da geração distribuída do País, para formação de grupos com reuniões de natureza técnica, investimento e jurídica, para troca de informações sobre regulamentações do tema “fluxo reverso” se comparadas com distribuidoras similares às brasileiras operando em países estrangeiros, culminando com melhorias no desempenho, segurança, qualidade, grau de confiabilidade e estabilidade nas instalações do sistema nacional.

O fenômeno da reversão do fluxo de potência presente nas redes de geração solar fotovoltaica distribuídas, vem impactando ao longo do tempo em desafios aos usuários consumidores produzindo sua própria energia elétrica de direito, bem como às concessionárias distribuidoras, sendo obrigadas a planejarem e investirem valores significativos, na expansão da capacidade e modernização de suas redes elétricas de distribuição a fim de mitigarem ou minimizarem problemas técnicos, jurídicos e comerciais no sistema elétrico, com o aval regulatório da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

6.1 Recomendações de aprimoramentos para análise e implementação pelos órgãos competentes do setor elétrico nacional:

a. Intensificação de políticas públicas de avanços regulatórios com inovações e aprimoramentos, decorrentes de ações coordenadas entre as diversos atores, estabelecidas de modo eficaz e com rapidez das esferas institucionais, do poder público governamental, comitês do governo, concessionárias, e de relações do operador (ONS) com o sistema elétrico interligado nacional SIN) sobre as questões da capacidade operacional das redes mesclado com o fluxo reverso, mantendo a integridade, segurança e estabilidade do sistema de geração, transmissão e distribuição nacional.

b. Buscas ou meios da obtenção de investimentos ou recursos financeiros, de modo permanente, com taxas atrativas de agências financiadoras governamentais nacionais e / ou internacionais para melhorias, modernização e manutenção da infraestrutura de redes de distribuição e transmissão de energia, com maior grau de confiabilidade, em regiões onde se verificam maiores índices de crescimento de GDs e incidência de fluxo reverso.

c. Priorização de providências de ordem jurídica em caso de prejuízos aos consumidores lesados, resguardando seus direitos de geração solar FV própria, resultante de pedido de conexão e análise de fluxo negados ou cancelados pelas distribuidoras.

d. Necessidade de uma política estratégica eficaz em setores de planejamento, e área financeira, visando melhorias e adaptações de alta tecnologia no sistema elétrico brasileiro, se comparado a sistemas de distribuição e transmissão de concessionárias de energia de países desenvolvidos, onde muitas dispõem de infraestruturas de redes elétricas de tecnologia avançada, preparadas, e com capacidade de assimilação de fluxos reversos.

e. Na constatação de cancelamentos ou reprovações de pedidos de conexão e acesso à rede da distribuidora em consequência do fluxo reverso injetado, tanto o gerador-consumidor (proprietário) como o responsável técnico do sistema de geração

são possuidores de direito jurídico, e em atendimento às resoluções ANEEL, para recorrerem à cerca das alegações do estudo técnico reprovado emitido pela distribuidora, ocasionando a anulação do processo.

f. Custos com ampliações e / ou reformas normalmente são repassados a infraestruturas de redes das distribuidoras pela incidência negativa da inversão de fluxo, proporcionando impactos de monta e desequilíbrio financeiro negativo às concessionárias ocasionado pelo crescente número de conexões de consumidores de geração distribuída no sistema elétrico nacional, merecendo revisão governamental regulatória com garantias jurídicas que melhor viabilizem o planejamento de projetos de geração solar à sociedade, com objetivo de uma sustentabilidade consolidada.

g. Implementação de soluções com avanços positivos na regulamentação futura do setor elétrico com modelos de mitigação do fluxo reverso, devendo-se para isso a adoção de medidas e estratégias governamentais e da ANEEL para melhorias nos processos de aprovações de projetos de acessos e conexões de GDs às redes, com transparência pelas distribuidoras.

h. Elaboração de políticas públicas consistentes voltadas aos desafios do setor elétrico da MMGD fotovoltaica, para se obter equilíbrio na previsão de investimentos, com a segurança e confiabilidade almejadas no sistema elétrico nacional.

Todos os agentes envolvidos como o consumidor-gerador, investidores, distribuidoras e demais usuários devem ser beneficiados para haver a continuidade dos recursos disponibilizados.

i. Atuação coesa de agentes governamentais com competência na aprovação de políticas específicas associadas à diretrizes de órgãos reguladores, do operador nacional do sistema e demais instituições da área, de modo a convergirem para garantias de manutenção de parâmetros de qualidade, estabilidade, operacionalidade e segurança da rede, com abordagem no complexo do setor de distribuição e transmissão de energia elétrica, objetivando a viabilização de projetos de geração solar fotovoltaica e a mitigação de impactos prejudiciais da inversão de fluxo de potência.

j. Necessidade de aplicação de tecnologias modernas e estudos complexos operacionais de redes de distribuição, devido à incidência atual e previsão futura do fluxo reverso conforme estatísticas do painel interativo ANEEL, havendo convergências entre modelos tecnológicos eficazes, aliados a aprimoramentos da regulamentação voltados a melhoria de atendimento ao consumidor de energia elétrica.

k. Deve haver a intermediação da aplicação de regulamentações específicas e detalhadas para obtenção de resultados positivos diante da possibilidade de questionamentos técnicos e jurídicos sobre anulações a solicitações de acesso e conexões a rede por fluxo reverso.

l. Promoção de análises e estudos com apoio governamental relativos à adoção de benefícios fiscais e subsídios, como forma de incentivos na adoção de tecnologia de vanguarda para implementação eficaz da energia solar

m. Sugestão de aumento no número de parcerias entre o setor público e privado a fim de alavancar recursos de investimentos acompanhando a evolução de projetos de GDs, que promovam melhores resultados nas implantações e com sustentabilidade energética.

n. Necessidade de implementação de políticas públicas eficazes envolvendo ajustes nas regulamentações, aprofundamentos nas áreas de pesquisas, desenvolvimento e investimentos, e na aplicação de tecnologia avançada no sistema elétrico para o avanço e rumo a sustentabilidade energética do país, diante do cenário atual da implantação em escala de GDs com os impactos resultantes da inversão de fluxo

o. Para fins de se minimizar riscos de problemas com o fluxo reverso resultantes da geração distribuída, sugere-se uma intensificação na convergência de políticas públicas governamentais mais eficientes e com rapidez, com ajustes de regulamentações normativas, proporcionando avanços objetivando benefícios com direitos jurídicos à usuários da cadeia de redes de transmissão e distribuição do sistema elétrico brasileiro.

p. Na proporção em que as regulamentações normativas com a utilização de modernas tecnologias aplicadas ao sistema elétrico da geração distribuída avançam, e como consequência na mitigação do fluxo reverso das redes, também há nesse interim a necessidade de melhor colaboração em todas as esferas envolvendo os usuários consumidores, distribuidoras de energia, governo, instituições afins e sociedade geral na convergência de soluções de equilíbrio desejado, buscando uma transição de sustentabilidade na matriz energética nacional.

q. Necessidade de usuários-consumidores e a sociedade ao se sentirem lesados, de se mobilizarem de forma jurídica com representações junto às concessionárias e órgãos competentes para conseguirem respostas plausíveis e de curto prazo, em razão das distribuidoras se isentarem na disponibilização ao público detalhes sobre estatísticas internas de índices de reprovações de projetos de acessos e conexões de GDs.

r. Acompanhamento contínuo na edição de cobranças financeiras transferidas às contas de energia de distribuidoras em razão de serviços de adequação e melhorias em redes de GDs no sistema elétrico.

s. Fortalecimento de políticas públicas dedicadas aos desafios do fluxo reverso de GD procurando-se encontrar meios de simplificações e redução da burocracia de processos reinante no País.

t. Promoção de uma participação mais ativa e de forma justa dos consumidores no mercado da energia elétrica por geração distribuída.

u. Fomentar a convergência com uma maior aproximação na adoção de ações e práticas construtivas de agentes desenvolvedores de políticas governamentais com as instituições ou órgãos reguladores, concessionárias, distribuidoras e transmissoras de energia, de forma equilibrada e eficaz, respeitando as demandas da sociedade geral consumidora / geradora atuantes em sistemas de geração de energia solar fotovoltaica.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **Geração Distribuída - Resoluções Normativas e Legislação de GDs**. Brasília, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/perguntas-frequentes/micro-e-minigeracao-distribuida-#-~text>. Acesso em: 19 mar. 2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **Micro e Minigeração Distribuída**. Brasília 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos-geracao-distribuida>. Acesso em: 17 abr. 2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **Painel da Micro e Minigeração Distribuída**, Brasília, 15.08.2025. Disponível em: <https://www.gov.br/Assuntos>Noticias>, 2025. Acesso em: 16 ago. 2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **Apresentação de Estudos de Inversão de Fluxo Art. 73, § 1º da REN nº 1.000 / 2021**, Brasília, 31.07.2024. Disponível em: https://www2.gov.br/adsp20242216_2 PDF. Acesso em: 12 jun. 2025.
- AMARA NZERO, **Efeitos do fluxo reverso e seus impactos para os sistemas fotovoltaicos**. São Paulo 2023. Disponível em: <https://www.amarazero.com.br/blog/efeitos-do-fluxo-reverso-e-seus-impactos-para-os-sistemas-fotovoltaicos>. Acesso em: 24 abr. 2025.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE), **Desafios da Inversão de fluxo nas GDs**, (Autor Marcos Madureira, São Paulo 19.03.25). Disponível em: <https://eixos.com.br>. Acesso em: 19 mar. 2025.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR (ABSOLAR), **Congresso Intersolar ESS South America Conference 2025, Geração Solar FV Distribuída**, São Paulo 27.08.25). Disponível em: <https://absolar.org.br/noticias>. Acesso em: 31 ago. 2025.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR (ABSOLAR), **Desafios da Inversão de Fluxo na GD de Energia Solar**, São Paulo 2023. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia-desafios-da-inversao-de-fluxo-na-geracao-distribuida-de-energia-solar>. Acesso em: 19 mar. 2025.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (ABGD), **Os desafios da Inversão de Fluxo de Potência em Projetos de micro e minigeração distribuída (MMGD) persistem**. (Autor Raquel C.A. Rocha, Adv. ABGD, São Paulo 2024). Disponível em: <https://www.abgd.com.br/portal/os-desafios-da-inversao-de-fluxo-de-potencia-em-projetos-de-micro-e-minigeracao-mmgd-persistem>. Acesso em: 26 mar. 2025.
- CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR (CAISO), **Briefing on the duck curve and current conditions**. California USA, 2015. Disponível em: https://caiso.com/documents/briefing_duckcurve_currentssystemconditions-isopresentation-July2015.pdf. Acesso em: 13 dez. 2025.

CANAL BIOENERGIA, **Como a inversão de fluxo afeta projetos de energia solar de pequeno porte?** Goiania 14.03.25. Disponível em: <https://www.canalbioenergia.com.br/como-a-inversao-de-fluxo-afeta-projetos-de-energia-solar-de-pequeno-porte>. Acesso em: 24 abr. 2025.

CANAL SOLAR, **Efeitos do Fluxo Reverso e seus Impactos para os Sistemas Fotovoltaicos.** (Autores: Rodolfo Barreto e Thiago Mingarelli, São Paulo 10.01.24). Disponível em: <https://www.canalsolar.com.br/efeitos-do-fluxo-reverso-e-seus-impactos-para-os-sistemas-fotovoltaicos>. Acesso em: 27 mar. 2025.

CENÁRIO ENERGIA. **A inversão de fluxo de energia.** Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: <https://www.cenarioenergia.com.br/2025/02/10/geracao-sobre-o-desafio-da-sobrecarga>. Acesso em: 22 abr. 2025.

CONFEEA ABSOLAR, **Inversão de fluxo de Potência.** São Paulo 2024. Disponível em: <https://www.confeea.org.br/uploads-ice/2024.06.18%20Reuniao%20Coordenador%20inversao.fluxo.pdf>. Acesso em: 27 abr. 2025.

ELO FOTOVOLTAICO, **Inversão de fluxo de Potência: Desafios e Soluções.** Itajaí 2024, disponível em <<https://elofotovoltaico.com.br/inversao-de-fluxo-de-potencia>> ECORI, **Grid-Zero: Como funciona.** São José do Rio Preto SP, 2021. Disponível em: <<https://ecorienergiasolar.com.br/artigo/grid-zero>. Acesso em: 11 jun. 2025

ECORI, **Grid-Zero: Como funciona.** São José do Rio Preto SP, 2021. Disponível em: <https://ecorienergiasolar.com.br/artigo/grid-zero>. Acesso em: 11 jun. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), **Dashboard.** Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>. Acesso em: 21 mar. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), **PDE Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 – Micro e Minigeração Distribuída & Baterias atrás do Medidor.** Rio de Janeiro, julho 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicações-dados-abertos-publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2035>. Acesso em: 11 ago. 2025.

ENERGÊS, **Novas regras de inversão de fluxo: Como a REN nº 1.098 / 2024 impacta a geração distribuída.** (Xanxerê SC, 2024). Disponível em: <https://www.energes.com.br/inversao-de-fluxo>. Acesso em: 5 abr. 2025.

ENERGY CENTRAL, **Visão geral do problema de fluxo reverso em energia solar na rede elétrica brasileira.** São Paulo, 20.06.2025. Disponível em: <https://www.energycentral.com/renewables/post/overview-reverse-flow-problem-solar-energy-brazilian-grid-4dQEGO9X7Pda32p>. Acesso em: 20 jun. 2025.

ENGENHARIA COMPARTILHADA, **Os desafios da Energia Solar: Gargalos que travam seu crescimento no Brasil.** (Autor Robson Meira Fox ESS, São Paulo 2024). Disponível em: [# ~ text](https://www.engenhariacompartilhada.com.br/noticia/exibir/8835446-os-desafios-da-energia-solar-gargalos-que-travam-seu-crescimento-no-brasil). Acesso em: 16 mar. 2025.

ERA ENERGIA, **As negativas das concessionárias sobre o Fluxo Reverso e a importância do Estudo de Viabilidade**. Porto Alegre 2024. Disponível em: <https://www.eraenergia.com.br/as-negativas-das-concessionarias-sobre-o-fluxo-reverso-e-a-importancia-do-estudo-de-viabilidade>. Acesso em: 27 mar. 2025.

EQUATORIAL DISTRIBUIDORA, **Cartilha de GD e Guia de estudos de inversão de Fluxo de potência**. Porto Alegre 2025. Disponível em: <https://ap.equatorialenergia.com.br/wp-content/uploads/2025/01/cartilha-GD-v2/pdf>. Acesso em: 21 mai. 2025.

GESEL UFRJ, **Impactos da Geração Distribuída no Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro 2025. (Autores: Nivalde de Castro, Fernando França, Roberto Brandão - Broadcast Energia). Disponível em: <https://www.aebroadcast.com.br/tabs/News/747/5162677>. Acesso em: 25 mar. 2025.

GOOGLE SEARCH Internet, 16.06.25) **Comparação entre a regulamentação do fluxo reverso de potência da geração distribuída de energia no Brasil e na Alemanha**. Disponível em: [google.com/search?q=comparação+entre+a+regulamentação+do+fluxo+reverso+de+potência+da+geração+distribuída+de+energia+no+brasil+e+na+alemanha](https://www.google.com/search?q=comparação+entre+a+regulamentação+do+fluxo+reverso+de+potência+da+geração+distribuída+de+energia+no+brasil+e+na+alemanha). Acesso em: 16 jun. 2025.

GOOGLE SEARCH Internet, 17.06.25) **Comparação entre a regulamentação do fluxo reverso de potência da geração distribuída de energia no Brasil e na Austrália**. Disponível em: [google/search?q=comparação+entre+a+regulamentação+do+fluxo+reverso+de+potência+da+geração+distribuída+de+energia+no+brasil+e+na+austrália](https://www.google.com/search?q=comparação+entre+a+regulamentação+do+fluxo+reverso+de+potência+da+geração+distribuída+de+energia+no+brasil+e+na+austrália). Acesso em: 17 jun. 2025.

GOOGLE SEARCH Internet, 16.06.25) **Comparação entre a regulamentação do fluxo reverso de potência da geração distribuída de energia no Brasil e na Espanha**. Disponível em: [google.com/search?q=comparação+entre+a+regulamentação+do+fluxo+reverso+de+potência+da+geração+distribuída+de+energia+no+brasil+e+na+espanha](https://www.google.com/search?q=comparação+entre+a+regulamentação+do+fluxo+reverso+de+potência+da+geração+distribuída+de+energia+no+brasil+e+na+espanha). Acesso em: 16 jun. 2025.

GOOGLE SEARCH Internet, 17.06.25) **Comparação entre a regulamentação do fluxo reverso de potência da geração distribuída de energia no Brasil e na França**. Disponível em: [google.com/search?q=comparação+entre+a+regulamentação+do+fluxo+reverso+de+potência+da+geração+distribuída+de+energia+no+brasil+e+na+frança](https://www.google.com/search?q=comparação+entre+a+regulamentação+do+fluxo+reverso+de+potência+da+geração+distribuída+de+energia+no+brasil+e+na+frança). Acesso em: 17 jun. 2025.

GRUPOe4, **Análise da inversão de fluxo na Energia Solar**. São Paulo 28.01.24. Disponível em: <https://www.grupoe4.com.br/analise-recente-da-inversao-de-fluxo-de-energia-sobre-geracao-distribuida-e-normas-da-aneel>. Acesso em: 6 abr. 2025.

JES (JOURNAL OF EXACT SCIENCES), **Impactos gerados pela conexão de unidades de geração distribuída nas redes de distribuição de energia elétrica**.

Maringá, 30.10.2024. Disponível em: [http:// www.mastereditora.com.br/jes](http://www.mastereditora.com.br/jes). Acesso em: 20 jun. 2025.

LAGESA ADVOCACIA, **Comentário analítico sobre definição de anulação de subsídio governamental para sistema elétrico solar FV**. (Autor Ney Lages, São Paulo 2025). Disponível em: <https://www.lagesadvocacia.com/subsidio-a-geracao-distribuıda-precisa-acabar-diz-ceo-da-engie>. Acesso em: 17 mar. 2025.

LUZ SOLAR, **Funcionamento do Sistema de Geração Solar Fotovoltaico**, Florianópolis 2017. Disponível em: luzsolar.com.br/como-funciona-o-sistema-fotovoltaico/. Acesso em: 19 mar. 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME), **Lei nº 14.300 / 2022 micro e minigeração distribuıda**. Brasília 2022. Disponível em: [https:// www.gov.br/mme/pt-br-acesso-a-informacao/legislacao/leis/lei-n-14300-2022.pdf.view](https://www.gov.br/mme/pt-br-acesso-a-informacao/legislacao/leis/lei-n-14300-2022.pdf.view). Acesso em: 30 abr. 2025.

PORTAL SOLAR, **Inversão de Fluxo de Potência**. (Autor Ricardo Casarin, São Paulo 25.09.24). Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/inversao-de-fluxo-de-potencia>. Acesso em: 18 mar. 2025.

REVISTA FT, **Inversão de fluxo de potência em sistemas fotovoltaicos**. São Paulo 05.06.25. Disponível em: <https://revistaft.com.br/inversao-de-fluxo-de-potencia-em-sistemas-fotovoltaicos>. Acesso em: 11 jun. 2025.

REVISTA O SETOR ELÉTRICO, **Inversão de Fluxo de Potência na GD-Relacionamento com as Distribuidoras**. (Autor Edmilson Freitas, Ed. 07.2024, São Paulo). Disponível em: <https://www.osetoelettrico.com.br>. Acesso em: 29 mar. 2025.

RGE DISTRIBUIDORA (Publicação Solar dos Pomares), **Inversão de Fluxo na distribuidora RGE: Como preparar e prevenir no sistema de geração solar**. (Solar dos Pomares: Lino Araujo Jr). Morrinhos - GO, 2025), disponível em: [https:// solarospomares.com.br/inversao-de-fluxo-na-rge-prevencao-solar](https://solarospomares.com.br/inversao-de-fluxo-na-rge-prevencao-solar). Acesso em 07 abr. 2025.

SOLAR DOS POMARES COMÉRCIO, **Discussões sobre Inversão de Fluxo de Potência na Geração Distribuıda**. (Autor: Miguel Lino de Araújo Jr., Morrinhos - GO, 01.01.25). Disponível em: <https://www.solarospomares.com.br/inversao-de-fluxo-de-potencia>. Acesso em: 18 mar. 2025.

SOLAR VOLT, **Inversão de fluxo de potência: impactos, causas e soluções para a geração distribuıda**. Nova Lima - MG, 2025. Disponível em: <https://www.solarvolt.com.br/inversao-fluxo-potencia-impactos-causas-solucoes>. Acesso em: 13 mai. 2025.

SOLMAIS, **Inversão de Fluxo de Potência - Impactos e Oportunidades no Comércio da Geração Solar FV**. São Paulo 12.09.24). Disponível em: <https://www.solmais.com.br/impactos-e-oportunidades>. Acesso em: 18 mar. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS), **Estudos do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do PAR/PEL SIN, Avaliações do Desempenho Elétrico do Sistema Interligado**. Rio de Janeiro 2024. Disponível em:

<https://www.ons.org.br/AcervoDigital/DocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20PDF%2020114---Atendimento.PDF> e <https://www.org.br/Paginas/Noticias/details.aspx?i=11171>[22/04/2025]. Acesso em: 22 abr. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS), **Sumário Executivo Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo - Ciclo 2025-2029**. Rio de Janeiro 2024. Disponível em:

https://www.ons.org.br/AcervoDigital/DocumentosEPublicacoes/RevistaPARPEL2024_27.12.24.PDF. Acesso em: 04 set. 2025.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ (UFPR), **Fluxo Reverso de Potência em alimentadores de distribuição**. Curitiba 2024. (Aula de especialização: Requisitos Técnicos e Legais, 2024). Disponível em: <https://www.ufpr.br>. Acesso em: 15 mar. 2025.

ANEXOS

ANEXO 1 - REN ANEEL nº 482 / 2012: Descrição, resumo.

Resolução Normativa REN nº 482 / 2012 - Publicação original de 2012.

1. Panorama histórico da Resolução Normativa nº 482 / 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de 17 de abril de 2012, versando sobre as normas e regras da Geração Distribuída de Energia no Brasil: Resumo

Através da ANEEL foram formalizadas as diretrizes para a regulamentação da microgeração e minigeração distribuída no país.

Em função da RN nº 482 foram estabelecidas as regras para a instalação de sistemas de micro e minigeração distribuídas conectadas à rede de distribuição elétrica.

A implementação e estudos para efetivação da geração distribuída (GD) teve por base regulatória preliminar a Resolução Normativa RN nº 482 da ANEEL no ano de 2012, apresentando as obrigações aplicadas à itens relevantes:

A ANEEL estabeleceu as condições gerais para o acesso da microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação, entre outras providências.

CAPÍTULO I: Das Disposições Preliminares

Art. 1º: Estabelecimento das condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos seguintes sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica.

Art. 2º: Para efeitos desta resolução, ficaram adotadas as seguintes definições:

I – microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilizem fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

II – minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

III – minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

III – sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compensa o consumo de energia elétrica ativa.

III – sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda.

I – microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

II – minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

III – sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.

IV – melhoria: instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de distribuição existentes, ou a adequação dessas instalações, visando manter a prestação de serviço adequado de energia elétrica

V – reforço: instalação, substituição ou reforma, de equipamentos em instalações de distribuição existentes, ou a adequação dessas instalações, para aumento de capacidade de distribuição, de confiabilidade do sistema de distribuição, de vida útil ou para conexão de usuários.

VI – empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração e minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.

VII – geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

VIII – autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

CAPÍTULO II: Do acesso aos sistemas de distribuição

Art. 3º As distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso a microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST as normas técnicas brasileiras, e de forma complementar, as normas internacionais.

Art. 3º Na solicitação de fornecimento inicial ou aumento de potência disponibilizada de unidade consumidora como microgeração ou minigeração distribuída aplicam-se os procedimentos, prazos e condições estabelecidos nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica e no Módulo 3 do PRODIST.

§ 1º A potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica fica limitada à carga instalada, no caso de unidade consumidora do Grupo B, ou à demanda contratada, no caso de unidade consumidora do Grupo A.

§ 2º Caso o consumidor deseje instalar microgeração ou minigeração distribuída com potência superior ao limite estabelecido no Par. 1º, deve solicitar aumento de carga instalada no caso de unidade consumidora do Grupo B, ou aumento de demanda contratada, no caso de unidade consumidora do Grupo A.

§ 1º A potência instalada da microgeração e minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada, nos termos do inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

§ 2º Caso o consumidor deseje instalar central geradora com potência superior ao limite estabelecido no § 1º, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada, nos termos do art. nº 27 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, sendo dispensado o aumento de carga instalada.

§ 3º é vedada a divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para microgeração e minigeração distribuída, devendo a distribuidora identificar esses casos, solicitar a readequação da instalação

e, caso não atendido, negar a adesão ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

§ 4º Para a determinação do limite de potência da central geradora localizada em empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, deve-se considerar a potência disponibilizada pela distribuidora para o atendimento do empreendimento.

§ 5º Para a solicitação de fornecimento inicial de unidade consumidora que inclua microgeração e minigeração distribuída, a distribuidora deve observar os prazos estabelecidos na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST para emitir a informação ou o parecer de acesso, bem como os prazos de execução de obras previstos na Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

§ 6º Para os casos de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada, a solicitação de acesso deve ser acompanhada da cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes.

Art. 4º É vedada a divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para microgeração e minigeração distribuída, devendo a distribuidora identificar esses casos, solicitar a readequação da instalação e, caso não atendido, negar a adesão ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

Art. 5º Caso seja necessário realizar ampliações ou reforços no sistema de distribuição em função da conexão de centrais geradoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica, a distribuidora deverá observar o disposto no Módulo 3 do PRODIST.

Parágrafo único. Os custos de eventuais ampliações ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica não deverão fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora.

Art. 5º Quando da conexão de nova unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, ou no caso do § 2º do Art. 4º, aplicam-se as regras de participação financeira do consumidor definidas em regulamento específico.

§ 1º Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída não devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora, exceto para o caso de geração compartilhada.

§ 2º Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de minigeração distribuída devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor. (Revisão REN ANEEL nº 687 de 24.11.2015).

(Revogado REN ANEEL nº 1.000 de 07.12.2021).

CAPÍTULO III: Do sistema de compensação de energia elétrica

CAPÍTULO IV: Da medição da energia elétrica

CAPÍTULO V: Das responsabilidades por danos ao sistema elétrico

Art. nº 11 Aplica-se o estabelecido no *caput* e no inciso II do art. 164 da Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010, no caso de dano ao sistema elétrico de distribuição comprovadamente ocasionado por microgeração ou minigeração distribuída incentivada.

Art. nº 12 Aplica-se o estabelecido no art. Nº 170 da Resolução Normativa de 2010, no caso de o consumidor gerar energia elétrica na sua unidade consumidora sem observar as normas e padrões da distribuidora local.

Art. nº 11 A distribuidora deve exigir do consumidor o ressarcimento de indenizações no caso de danos ao sistema elétrico de distribuição e danos a equipamentos elétricos de outros consumidores comprovadamente ocasionado por microgeração ou minigeração distribuída, conforme Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

Art. nº 12 A distribuidora deve suspender imediatamente o fornecimento no caso de o consumidor gerar energia elétrica na sua unidade consumidora sem observar as normas e padrões da distribuidora local, conforme Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

CAPÍTULO VI: Das disposições gerais

Art. nº 13. Compete à distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações das unidades geradoras junto aos microgeradores e minigeradores distribuídos e envio dos dados constantes nos Anexos das Resoluções Normativas números 390 e 391, ambas de 15 de dezembro de 2009, para a ANEEL.

Art. nº 13-A. A distribuidora deve disponibilizar, a partir de 1º de janeiro de 2017, sistema eletrônico que permita ao consumidor o envio da solicitação de acesso, de todos os documentos elencados nos anexos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, e o acompanhamento de cada etapa do processo.

Art. nº 13-B. Aplicam-se às unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia, de forma complementar, as disposições da Resolução Normativa nº 414 de 2012.

GERAL

ANEXO 2 - REN ANEEL nº 1.000 / 2021: Descrição, resumo.

ANEEL - Resolução Normativa REN nº 1.000 / 2021 - Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, de 7 de dezembro de 2021

Estabelece as regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470 de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997 e o que consta do Processo nº 48500.005218 / 2020- 06, resolve:

TÍTULO I - PARTE GERAL

CAPÍTULO I: DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Seção I - Do Objeto e Âmbito de Aplicação

Art. 1º: Esta Resolução Normativa estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, nas quais estão dispostos os direitos e deveres do consumidor e demais usuários do serviço.

§ 1º: O disposto nesta Resolução aplica-se à concessionária e permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica e ao usuário do serviço, pessoa física ou jurídica que se beneficia ou utiliza, efetiva ou potencialmente, do serviço público a exemplo de:

- I - consumidor, II - central geradora, III – distribuidora, IV - agente exportador;
- e
- V - agente importador.

§ 2º: A aplicação desta Resolução é complementada pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional - PRODIST e pelos procedimentos de Regulação Tarifária - PLORET.

§ 3º: A aplicação desta Resolução não afasta a necessidade de cumprimento do disposto na regulação da ANEEL e na legislação, em especial:

I - Na Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990, que instituiu o Código de Defesa do Consumidor e estabelece normas de proteção e defesa do consumidor, de ordem pública e Interesse social; e

II - Na Lei nº 13.460, de 26 de junho de 2017, que dispõe sobre a participação, proteção e defesa dos direitos do usuário dos serviços públicos.

Seção II - Das Definições

Art. 2º: Para os fins e efeitos desta Resolução, são adotadas as seguintes definições, com referência ao desenvolvimento do tema da monografia:

I-B - autoconsumo local: modalidade de participação no SCEE caracterizada por:

b) - microgeração ou minigeração distribuída eletricamente junto à carga; e

III - carga instalada: soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora e em condições de entrar em funcionamento, expressa em kW (quilowatts);

VII - consumidor: pessoa física ou jurídica que solicite o fornecimento do serviço à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes desta prestação à sua unidade consumidora;

XI - demanda: média das potências elétricas ativas ou reativas, injetada ou requerida do sistema elétrico de distribuição durante um intervalo de tempo especificado.

XII - demanda contratada: demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora no ponto de conexão, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, em kW (quilowatts);

XIV - distribuidora: agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica;

XVI - energia elétrica ativa: aquela que pode ser convertida em outra forma de energia, em kWh (quilowatts-hora);

XVI-A - energia compensada: energia elétrica ativa consumida da rede e compensada pela energia elétrica ativa injetada, pelo excedente de energia e pelo crédito de energia utilizados no faturamento de unidade consumidora participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, ao montante de energia consumida da rede no ciclo de faturamento;

XVII - energia elétrica reativa: aquela que circula entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada sem produzir trabalho, em kVARh (quilovolt - ampere-reativo-hora);

XVII-A - excedente de energia: diferença positiva entre a energia elétrica ativa injetada e a energia elétrica ativa consumida por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, apurada por posto tarifário a cada ciclo de faturamento, exceto para o caso de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída ou geração compartilhada, em que o excedente de energia pode ser toda a energia gerada ou a injetada na rede de distribuição pela unidade consumidora, a critério do titular da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída;

XXI - fator de potência: razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma ao quadrado das energias reativa e ativa.

XXIV – grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com conexão em tensão igual ou inferior a 2,3 kV e subdividido nos seguintes subgrupos:

Subgrupos B1: residencial, subgrupo B2: rural, subgrupo B3: demais classes; e

Subgrupo B4: iluminação pública.

XXIX - medição: processo realizado por equipamento que possibilite a quantificação e o registro de grandezas elétricas associadas ao consumo ou geração de energia elétrica e à potência ativa ou reativa, caso aplicável;

XXIX-A - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica que utiliza fontes renováveis ou, conforme Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022, de cogeração qualificada, conectada à rede de distribuição de energia elétrica por meio de unidade consumidora, da qual é considerada parte, que possua potência instalada em corrente alternada menor ou igual a 75 kW; (Incluído pela REN ANEEL nº 1.059, de 07.02.2023).

XXIX-B - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica que utiliza fontes renováveis ou, conforme Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022, de cogeração qualificada, conectada à rede de distribuição de energia elétrica por meio de unidade consumidora, da qual é considerada parte, que possua potência instalada em corrente alternada maior que 75 kW e menor ou igual a:

- a) - 5 MW para as centrais geradoras de fontes despacháveis;
- b) - 3 MW para as demais fontes não enquadradas como centrais geradoras de fontes despacháveis; ou
- c) – 5 MW para as unidades consumidoras já conectadas em 7 de janeiro de 2022 ou que protocolarem solicitação de orçamento de conexão da Seção IX do Capítulo II do Título I, até 7 de janeiro de 2023, independentemente do enquadramento como centrais geradoras de fontes despacháveis;

XXXIV - permissionária: agente titular de permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica, doravante denominada distribuidora;

XXXV - ponto de conexão: conjunto de materiais e equipamentos que se destina a estabelecer a conexão entre as instalações da distribuidora e do consumidor e demais usuários;

XXXVII - posto de transformação: compreende o transformador de distribuição e seus acessórios, tais como dispositivos de manobra, controle, proteção e demais materiais necessários para as obras civis e estruturas de montagem;

XXXIX - potência ativa: quantidade de energia elétrica solicitada por unidade de tempo, em kW (quilowatts);

XL - potência disponibilizada: potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos e instalações do consumidor e demais usuários;

XLII - ramal de entrada: conjunto de condutores e acessórios instalados pelo consumidor entre o ponto de conexão e a medição ou a proteção de suas instalações;

XLIII - ramal de conexão: conjunto de condutores e acessórios instalados pela distribuidora entre o ponto de derivação de sua rede e o ponto de conexão;

XLV-A - Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE: Sistema no qual a energia elétrica ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente utilizada para compensar o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema.
(Incluído pela REN ANEEL nº 1.059, de 07.02.2023).

XLVII - sistema individual de geração de energia elétrica com fonte intermitente - SIGFI: sistema de geração de energia elétrica exclusivamente por meio de fonte de energia renovável intermitente, utilizado para o atendimento de uma unidade consumidora;

XLVIII - subestação: parte do sistema de potência que compreende os dispositivos de manobra, controle, proteção, transformação e demais equipamentos, condutores e acessórios, abrangendo as obras civis e estruturas de montagem;

L - unidade consumidora: conjunto composto por instalações, ramal de entrada, equipamentos elétricos, condutores, acessórios e, no caso de conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, a subestação, sendo caracterizado por:

- a) - recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de conexão;
- b) - medição individualizada;
- c) - pertencente a um único consumidor; e
- d) - localizado em um mesmo imóvel ou em imóveis contíguos;

Seção III - Dos Principais Direitos e Deveres

Art. 3º: Os direitos e deveres dispostos nesta Resolução não excluem outros estabelecidos na regulação da ANEEL e na legislação.

§ 1º: Os principais direitos e deveres do consumidor responsável por unidade consumidora do Grupo B constam no Anexo I.

§ 3º: A distribuidora deve disponibilizar nos locais previstos no § 2º, conforme determinação da ANEEL, os temas em que a distribuidora possui maior incidência de reclamação, conflitos e oportunidades de melhorias.

Art. 4º: A distribuidora é responsável pela prestação de serviço adequado ao consumidor e demais usuários e pelas informações necessárias à defesa de interesses individuais, coletivos ou difusos.

Art. 5º - A distribuidora deve observar o princípio da isonomia nas relações com o consumidor e demais usuários.

Art. 8º: O consumidor e demais usuários devem:

I - Manter os dados cadastrais atualizados junto à distribuidora e solicitar, quando for o caso, a alteração da titularidade e da atividade exercida, ou o encerramento contratual; e

II - consultar previamente a distribuidora sobre o aumento da carga ou da geração instalada que exigir a elevação da potência injetada ou da potência demandada.

Seção IV - Da Representação

Seção V - Dos Documentos e Provas

CAPÍTULO II - DA CONEXÃO

Seção I - Das Disposições Gerais

Art. 15. A conexão das instalações ao sistema de distribuição é um direito do consumidor e demais usuários e deve ser realizada após solicitação, mediante a observância das condições e pagamentos dos custos dispostos na regulação da ANEEL e na legislação.

Art. 16. A conexão ao sistema de distribuição pode ser realizada nas seguintes modalidades:

I - permanente: em que não há prazo estabelecido para o fim da utilização do serviço público de distribuição de energia elétrica e as instalações são dimensionadas para esse atendimento; e

II - temporária: no caso em que a utilização do serviço público é realizada por prazo determinado e em condições específicas, dependendo da disponibilidade de energia e potência, observado o Capítulo III do Título II.

Art. 17. A distribuidora é obrigada a realizar a conexão na modalidade permanente, conforme condições deste Capítulo, desde que as instalações elétricas do consumidor e demais usuários satisfaçam às condições técnicas de segurança, proteção, operação e demais condições estabelecidas na legislação.

§ 1º: A distribuidora não pode se negar a receber a solicitação de conexão, observado o art. 70.

§ 2º: Caso a distribuidora não possa realizar a conexão por motivo que não seja de sua responsabilidade, deve informar os motivos ao consumidor e demais usuários.

Art. 18. A distribuidora deve disponibilizar informações corretas, completas e em linguagem clara sobre como solicitar a conexão ao sistema de distribuição, contendo, no mínimo:

I - indicação dos regulamentos da ANEEL que tratam dos procedimentos de conexão;

II - relação de normas e padrões técnicos construtivos da distribuidora, e indicação das demais normas técnicas aplicáveis;

III – informações sobre as etapas, prazos e responsabilidades par obtenção da conexão;

IV - formulários padronizados, a serem apresentados em cada etapa, contendo as informações necessárias para viabilização da conexão, e observando os modelos definidos pela ANEEL; e

V - relação de documentos a serem apresentados.

§ 1º: A distribuidora deve prestar as informações em sua página na internet e, caso o consumidor e demais usuários solicitem, nos demais canais de atendimento disponibilizados.

Art. 19: A distribuidora deve tratar em suas normas técnicas da conexão de microgeração e minigeração distribuída, observadas as disposições do Módulo 3 do PRODIST e desta Resolução.

§ 4º: A distribuidora deve preservar o direito do consumidor e demais usuários que tiverem contratos assinados, orçamentos e projetos com validade não expirada antes da entrada em vigor de suas normas e padrões técnicos.

Art. 22: A distribuidora, quando solicitada, deve solicitar:

I - informações e dados atualizados de seu sistema elétrico;

II - informações da capacidade das barras de suas subestações destacadas no plano de expansão do seu sistema; e

III - valor da corrente de curto-circuito presumida para o ponto de conexão desejado.

Seção II - Da Tensão de Conexão

Art. 23: A distribuidora deve definir o grupo e o nível de tensão de conexão ao sistema elétrico.

§ 6º: a unidade consumidora com minigeração distribuída deve ser enquadrada no Grupo A, observadas as disposições do inciso I do **caput.**: (Incluído pela REN ANEEL nº 1.059, de 07.02.2023).

Seção III - Do Ponto de Conexão

Art. 26. A distribuidora deve adotar as providências para viabilizar a conexão, operar e manter o seu sistema elétrico até o ponto de conexão, caracterizado como limite de sua responsabilidade, observadas as condições estabelecidas nesta Resolução.

Seção IV - Das Instalações do Consumidor e Demais Usuários

Art. 29. O consumidor e demais usuários devem observar em suas instalações as normas e padrões da distribuidora, as normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT e as normas oficiais competentes, naquilo que for aplicável e não contrariar à regulação da ANEEL.

Art. 31. A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a geração será conectada.

Art. 32. O consumidor e demais usuários são responsáveis por elaborar os ajustes de proteção de equipamentos de sua responsabilidade, desde que necessários para conexão de suas instalações ao sistema de distribuição e estabelecidos na norma técnica da distribuidora.

Art. 33. O projeto e execução das instalações elétricas de responsabilidade do consumidor e demais usuários devem possuir responsável técnico, caso seja exigível na legislação específica, que reponde administrativa, civil e criminalmente em caso de danos e de acidentes decorrentes de eventuais erros.

Art. 36. A distribuidora deve verificar a conformidade, analisar e aprovar projetos e especificações das instalações que irá incorporar, além de supervisionar a vistoria e o comissionamento.

Art. 44. Caso as instalações do consumidor ou dos demais usuários provoquem distúrbios e / ou danos ao sistema elétrico de distribuição, ou a outras instalações e equipamentos elétricos, desde que comprovados, a distribuidora deve exigir, por meio de comunicação escrita, específica e com entrega comprovada:

I - o reembolso das indenizações por danos a equipamentos elétricos que tenham decorrido do uso da carga ou geração provocadora dos distúrbios, informando a ocorrência dos danos e as despesas incorridas, garantindo o direito à ampla defesa e ao contraditório;

II - a instalação dos equipamentos corretivos necessários e o prazo de instalação, cujo descumprimento pode resultar na suspensão do fornecimento de energia elétrica; e

III - o pagamento das obras necessárias no sistema elétrico destinadas à correção dos efeitos dos distúrbios, informando o prazo de conclusão e o orçamento detalhado.

Seção V - Das Instalações Compartilhadas

Seção VI - Do Padrão de Entrada Gratuito

Seção VII - Da Aprovação Prévia de

Projeto Seção VIII - Do Orçamento

Estimado Seção IX - Do Orçamento de

Conexão

Art. 63. A solicitação de orçamento de conexão é obrigatória nas seguintes situações:

I - conexão nova;

II - aumento da potência demandada ou elevação da potência injetada no sistema de distribuição;

III - alteração do ponto ou da tensão de operação;

IV - estabelecimento de um novo ponto de conexão entre distribuidoras;

V - conexão em caráter temporário, incluindo a modalidade de reserva de capacidade;

VI - instalação de geração em unidade consumidora existente, inclusive microgeração e minigeração distribuída; e

VII - outras situações que exijam o orçamento de conexão da distribuidora.

Art. 64. A distribuidora deve elaborar e fornecer gratuitamente ao consumidor e demais usuários o orçamento de conexão, com as condições, custos e prazos para a conexão ao sistema de distribuição.

§ 3º: Para conexão de microgeração distribuída em unidade consumidora existente sem necessidade de aumento da potência disponibilizada, o orçamento pode ser simplificado, indicando apenas as responsabilidades do consumidor e encaminhando o documento "Relacionamento Operacional", conforme modelo estabelecido pela ANEEL.

Seção X - Dos Estudos e Projeto da Distribuidora

Art. 73. A distribuidora deve, se necessário, realizar estudos para:

I - avaliação do grau de perturbação das instalações do consumidor e demais usuários em seu sistema de distribuição;

II - avaliação dos impactos sistêmicos da conexão;

III - adequação do sistema de proteção e integração das instalações do consumidor e demais usuários; e

IV - coordenação da proteção em sua rede de distribuição e para revisão dos ajustes associados, incluindo o ajuste dos parâmetros dos sistemas de controle de tensão, de frequência e dos sinais estabilizadores.

§ 1º: Caso a conexão nova ou o aumento de potência injetada de microgeração ou minigeração distribuída implique inversão do fluxo de potência no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador, a distribuidora deve realizar estudos para identificar as opções viáveis que eliminem tal inversão, a exemplo de:

I - reconfiguração dos circuitos e remanejamento da carga;

II - definição de outro circuito elétrico para conexão da geração distribuída;

III – conexão em nível de tensão superior ao disposto no inciso I do caput do art. 23;

IV - redução da potência injetável de forma permanente;

V - redução da potência injetável em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica;

§ 2º: O estudo da distribuidora de que trata o § 1º deve compor o orçamento de conexão, observar as instruções da ANEEL e conter, no mínimo

I - análise e demonstração da inversão do fluxo com a conexão da microgeração ou minigeração distribuída, incluindo a máxima capacidade de conexão e escoamento sem inversão de fluxo;

II - análise das alternativas dispostas no § 1º e outras avaliadas pela distribuidora, identificando as consideradas viáveis e a de mínimo custo global; e

III – responsabilidades da distribuidora e do consumidor em cada alternativa.

§ 3º: A seleção das alternativas dos incisos I a III do § 1º deve ser realizada, caso necessário, em conjunto com as alternativas IV ou V.

§ 6º: A análise de inversão de fluxo deve ser realizada

I - somente no nível de tensão superior, no caso de conexão do Grupo B por meio de transformador exclusivo; e

II - somente no transformador da subestação, no caso de conexão do Grupo A por meio de alimentador exclusivo.

§ 7º: Caso pelo menos uma das alternativas do inciso I ou II do § 1º sejam identificadas como viáveis, não há necessidade de incluir no estudo a análise das demais alternativas, observadas as instruções da ANEEL

Art. 73-A: A análise de inversão de fluxo de que trata o art. 73 fica afastada nas seguintes situações:

I - microgeração e minigeração distribuída que não injete na rede de distribuição de energia elétrica;

II - microgeração distribuída que se enquadre nos critérios de gratuidade dispostos no § 3º do art. 104, no § 2º do art. 105 e no parágrafo único do art. 106 e cuja potência de geração distribuída seja compatível com o consumo da unidade consumidora durante o período de geração, observado o § 1º e as instruções da ANEEL; e

III- microgeração distribuída que se enquadre na modalidade autoconsumo local, definido no inciso I-B do art. 2º, com potência instalada de geração igual ou inferior a 7,5 kW, observadas as disposições deste artigo.

§ 5º: Nas situações previstas para a dispensa da análise da inversão de fluxo do art. 73-A, a distribuidora deve continuar a elaborar e fornecer orçamento de conexão, conforme prazos estabelecidos no art. 64.

§ 6º: Caso o consumidor opte por alterar o enquadramento da microgeração de que trata o inciso III do caput, deverá encerrar o contrato e solicitar novo orçamento de conexão, vedada a aplicação do art. 655-M.

Art. 78. A distribuidora deve disponibilizar ao consumidor e demais usuários, sempre que solicitado, os estudos que fundamentaram a alternativa escolhida no orçamento estimado ou no orçamento de conexão, em até 10 dias úteis.

§ 1º: A disponibilização dos estudos deve observar o princípio da transparência a ser realizada de forma completa, de modo que permita a compreensão pelo consumidor e demais usuários

§ 2º: Na disponibilização dos estudos, a distribuidora deve informar as ferramentas, parâmetros e demais condições utilizadas para produzi-los.

Seção XI - Do Critério de Mínimo Custo Global

Art.79. O critério de mínimo custo global é caracterizado pela seleção, dentre as alternativas viáveis, da que tenha o menor somatório dos seguintes custos:

- I - instalações de conexão, transformação e redes de responsabilidade do consumidor e demais usuários;
- II – obras no sistema elétrico de distribuição e de transmissão;
- III - perdas elétricas no sistema elétrico;
- IV - incorporação de instalações de outros consumidores e demais usuários; e
- V - remanejamento de instalações da distribuidora ou de terceiros.

Seção XII - Da Aprovação do Orçamento de Conexão

Seção XIII - Da Execução das Obras

Seção XIV - Da Vistoria e Instalação da Medição

Seção XV - Dos Custos de Conexão

Seção XVI - Da Conexão Gratuita

Seção XVII - Das Obras com Participação Financeira

Seção XVIII - Das Obras de Responsabilidade Exclusiva

Seção XIX - Da Antecipação das Obras da Distribuidora

Seção XX - Do fornecimento em Áreas de Fronteira

Seção XXI - Do Remanejamento Automático

Seção XXII - Da Operação Eletricamente Interligada

CAPÍTULO III

DOS CONTRATOS - DISPOSIÇÕES GERAIS

Seção I - Dos Contratos do Grupo B

Seção II - Dos Contratos do Grupo A e dos Demais Usuários

Seção III- Da Lei de Licitações e Contratos

Seção IV - Do Prazo de Vigência e da Prorrogação

Seção V - Da Eficiência Energética e do Montante Contratado

Seção VI - Da Alteração de Titularidade

Seção VII - Do Encerramento Contratual

Seção VIII - Da Ausência de Contrato

CAPÍTULO IV - DO CONTRATO DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Seção I - Das Cláusulas Gerais

Seção II - Da Contratação

Seção III - Das Alterações Contratuais

CAPÍTULO V - DA COMPRA DE ENERGIA

Seção I - Disposições Gerais

Seção II - Do Enquadramento como Consumidor Livre

Seção III - Do Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER

Seção IV - Do consumidor Parcialmente Livre

Seção V - Da Migração do Consumidor Potencialmente Livre

Seção VI - Do Retorno do Consumidor ao Ambiente de Contratação Regulada

CAPÍTULO VI - DAS TARIFAS, CLASSES E DOS BENEFÍCIOS TARIFÁRIOS

Seção I - Das Tarifas de Aplicação

Seção II - Dos Benefícios Tarifários

Seção III - Da Classe Residencial e da Tarifa Social de Energia Elétrica

Seção IV - Da Classe Industrial

Seção V - Da Classe Comercial, Serviços e outras Atividades

Seção VI - Da Classe Rural e das Atividades de Irrigação e Aquicultura

Seção VII - Da Classe Poder Público

Seção VIII - Da Classe Iluminação Pública

Seção IX - Da Classe Serviço Público

Seção X - Da Classe Consumo Próprio

Seção XI - Do Benefício por Consumo e Geração por Fontes Incentivadas

Seção XII - Da Concessão Voluntária de Benefícios Tarifários

Seção XIII - Da Classificação, Concessão e Manutenção dos Benefícios Tarifários

CAPÍTULO VII - DAS MODALIDADES TARIFÁRIAS

Seção I - Da Modalidade Tarifária Convencional

Seção II - Das Modalidades Tarifárias Horárias

Seção III - Das Demais Modalidades

Seção IV - Do Enquadramento

Seção V - Dos Postos Horários

CAPÍTULO VIII - DA MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO

Seção I - Das Disposições Gerais

Seção II - Da Medição Externa

Seção III - Da Medição Totalizadora

Seção IV - Da Inspeção do Sistema de Medição

Seção V - Do Defeito na Medição

CAPÍTULO IX - DA LEITURA

Seção I - Das Responsabilidades

Seção II - Do Período de Leitura

Seção III - Da Autoleitura

Seção IV - Da Leitura Plurimensal

Seção V - Do Impedimento de Acesso para Leitura

CAPÍTULO X - DO FATURAMENTO

Seção I - Das Disposições Gerais

Seção II - Do Faturamento do Grupo B

Seção III - Da Opção de Faturamento no Grupo B

Seção IV - Do Faturamento do Grupo A e demais Usuários

- Seção V - Da Sazonalidade no Faturamento do Grupo A**
- Seção VI - Do Faturamento da Demanda Complementar**
- Seção VII - Da Ultrapassagem**
- Seção VIII - Do Fator de Potência e do Reativo Excedente**
- Seção IX - Da Compensação de Perdas Técnicas**
- Seção X - Das Bandeiras Tarifárias**
- Seção XI - Do Período de Testes e Ajustes**
- Seção XII - Do Faturamento de Baixos Valores**
- Seção XIII - Do Faturamento por Estimativa em caso de Inexistência de Medição**
- Seção XIV - Da Ausência Temporária de Medição**
- Seção XV - Da Ausência de Leitura motivada por Situação de Emergência, Calamidade Pública ou Força Maior.**
- Seção XVI - Do Faturamento em Casos de Suspensão do Fornecimento**
- Seção XVII - Do Faturamento Incorreto**
- Seção XVIII - Da Compensação do Faturamento**

CAPÍTULO XI - DA FATURA E DO PAGAMENTO

- Seção I - Das Disposições Gerais**
- Seção II - Das Informações e Contribuições de Caráter Social**
- Seção III - Da Entrega**
- Seção IV - Do Vencimento**
- Seção V - Do Pagamento**
- Seção VI - Da Duplicidade no Pagamento**

CAPÍTULO XII - DO INADIMPLEMENTO

- Seção I - Dos Acréscimos Moratórios**
- Seção II - Do Parcelamento do Débito**
- Seção III - Das Garantias**
- Seção IV - Das Restrições pelo Inadimplemento**
- Seção V - Da Declaração de Quitação Anual**

CAPÍTULO XIII - DA SUSPENSÃO DO FORNECIMENTO

- Seção I - Da Ausência de Relação de Consumo, Contrato ou Outorga para Distribuição de Energia Elétrica**
- Seção II - Da Situação Emergencial**
- Seção III - Da Suspensão por Desligamento na CCEE**
- Seção IV - Da Suspensão Precedida de Notificação**
- Seção V - Da Notificação**
- Seção VI - Da Suspensão Indevida**
- Seção VII - Da Religação das Instalações**
- Seção VIII - Da Religação à Revelia**

CAPÍTULO XIV - DO SERVIÇO DE ATENDIMENTO AO CONSUMIDOR E DEMAIS USUÁRIOS

- Seção I - Das Disposições Gerais**

- Seção II - Do Atendimento Presencial**
- Seção III - Do Atendimento Telefônico**
- Seção IV - Do Atendimento pela Internet**
- Seção V - Das demandas dos Consumidores e demais Usuários**
- Seção VI - Da Resposta da Distribuidora**
- Seção VII - Da Ouvidoria**
- Seção VIII - Da Comunicação da Realização de Serviços**

CAPÍTULO XV - DA QUALIDADE DO SERVIÇO

Seção I - Da Continuidade

Art. 433. A qualidade do serviço prestado pela distribuidora é avaliada, quanto à sua continuidade, por indicadores coletivos e individuais relacionados à duração e frequência das interrupções do serviço, conforme Módulo 8 do PRODIST.

Seção II - Da Conformidade da Tensão

Art. 437. A conformidade da tensão entregue pela distribuidora, de acordo com o Módulo 8 do PRODIST, é avaliada pelos seguintes fenômenos:

I - regime permanente: tensão em regime permanente, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de frequência; e

II - regime transitório: variações de tensão de curta duração - VTCD.

Seção III - Do Cumprimento de Prazos

Seção IV - Da Qualidade do Atendimento Telefônico

Seção V - Do Tratamento das Demandas

Art. 447. A qualidade do serviço prestado pela distribuidora é avaliada, quanto ao tratamento das reclamações e das outras demandas, por indicadores coletivos relacionados à duração e frequência das reclamações e relatórios de acompanhamento, conforme disposições do Módulo 8 do PRODIST.

Art. 448. Em caso de ultrapassagem dos limites anuais estabelecidos para o tratamento das reclamações, a distribuidora pode ser submetida à fiscalização da ANEEL.

Seção VI - Da Pesquisa de Satisfação

TÍTULO II - PARTE ESPECIAL

CAPÍTULO I - DA ILUMINAÇÃO

PÚBLICA

CAPÍTULO II - DOS EMPREENDIMENTOS DE MÚLTIPLAS UNIDADES

Seção I - Dos Empreendimentos com Múltiplas Unidades Consumidoras

Art. 478. Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, nas quais a utilização da energia elétrica ocorra de forma independente, cada fração caracterizada por uso individualizado constitui uma unidade consumidora.

Parágrafo único. As instalações para atendimento das áreas de uso comum constituem uma unidade consumidora de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento.

Seção II - Das obras de Infraestrutura em Empreendimentos de Interesse Específico

Art. 481. O responsável pela implantação do empreendimento ou da regularização fundiária deve submeter o projeto elétrico para aprovação da distribuidora, contendo, no mínimo, as seguintes informações:

I - cópia do projeto completo do empreendimento aprovado pela autoridade competente;

II – licenças urbanísticas e ambientais, conforme estabelecido na legislação em vigor; e

III - demais informações técnicas necessárias para o projeto e dimensionamento da obra de conexão à rede existente, quando necessário.

Art. 482. A distribuidora deve informar ao interessado o resultado da análise do projeto, o orçamento de conexão e as demais condições comerciais necessárias para o atendimento, observados os prazos e condições e condições do art. 64 e outros.

.....

Art. 484. A responsabilidade pela infraestrutura para viabilizar o atendimento das solicitações de fornecimento de energia elétrica nas parcelas não concluídas do empreendimento é do responsável pela implantação.

Seção III - Da Regularização Fundiária Urbana de Interesse Social - Reurb-S

Seção IV - Do Programa Minha Casa, Minha Vida

CAPÍTULO III - DA CONEXÃO TEMPORÁRIA

Seção I - Das Disposições Gerais

Seção II - Dos Contratos de dos Prazos

Seção III - Das Obras de Conexão

Seção IV - Da Medição e do Faturamento

Seção V - Do Atendimento Temporário de Núcleos ou Assentamentos

Seção VI - Da Reserva de Capacidade

CAPÍTULO IV - DO ATENDIMENTO POR SISTEMAS ISOLADOS

Seção I - Dos Critérios Gerais para o Atendimento Isolado
Seção II - Do Atendimento com Microsistemas ou Sistemas Individuais

Seção III - Da Vistoria e da Conexão
Seção IV - Da Medição, da Leitura e do Faturamento
Seção V - Do Fornecimento em Período Diário Reduzido
Seção VI - Da Tensão em Regime Permanente e da Continuidade do Serviço

CAPÍTULO V - DAS INSTALAÇÕES DE RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Seção I - Da Instalação de Estação de Recarga
Seção II - Dos Equipamentos Utilizados para a Recarga
Seção III - Do Funcionamento da Estação de Recarga
Seção IV - Da Prestação de Atividade de Recarga de Veículos pela Distribuidora

CAPÍTULO VI - DO PRÉ-PAGAMENTO E PÓS-PAGAMENTO ELETRÔNICO DE ENERGIA ELÉTRICA

Seção I - Da Implantação e Abrangência
Seção II - Da Adesão
Seção III - Da Estrutura de Venda, da Arrecadação e da Tarifa
Seção IV - Da Cobrança de Serviços
Seção V - Dos Requisitos Mínimos do Sistema de Medição
Seção VI - Da Suspensão do Fornecimento
Seção VII - Da Recuperação de Consumo
Seção VIII - Das Responsabilidades

CAPÍTULO VII - DOS PROCEDIMENTOS IRREGULARES

Seção I - Da Caracterização da Irregularidade e da Recuperação da Receita
Seção II - Da Duração
Seção III - Do Custo Administrativo
Seção IV - Da Compensação da Receita da Irregularidade

CAPÍTULO VIII - DO RESSARCIMENTO DE DANOS ELÉTRICOS

Seção I - Da Abrangência
Seção II - Das Condições para a Solicitação de Ressarcimento
Seção III - Dos Procedimentos
Seção IV - Das Responsabilidades

CAPÍTULO IX - DOS SERVIÇOS E ATIVIDADES ACESSÓRIAS

Seção I - Dos Serviços Cobráveis
Seção II - Das Atividades Acessórias e Atípicas
Seção III - Das Condições para a Prestação e Cobrança de Atividades Acessórias ou Atípicas
Seção IV - Do Fornecimento de Energia Temporária com Desconto na Tarifa
Seção V - Da Exportação de Energia Elétrica para Pequenos Mercados em Regiões de Fronteira

Seção VI - Da Repercussão Tarifária

CAPÍTULO X - DAS REDES PARTICULARES

Seção I - Da Incorporação de Redes Particulares

Seção II - Do Procedimento de Incorporação

Seção III - Do Requerimento de Autorização de Rede Particular

CAPÍTULO XI - DA MICROGERÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA E DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SCEE)

Seção I - Da conexão de microgeração e minigeração distribuída

Art. 655- A. A distribuidora deve atender à solicitação de conexão ou aumento de potência disponibilizada de unidade consumidora com microgeração e minigeração distribuída, com ou sem sistema de armazenamento de energia, de acordo com os procedimentos, prazos e condições estabelecidos no Capítulo II do Título I e do Módulo 3 do PRODIST.

Parágrafo único. A distribuidora deve realizar a vistoria e instalar ou adequar o sistema de medição conforme procedimentos e prazos estabelecidos na seção XIV do Capítulo II do Título I.

Seção II - Dos Critérios para participação e permanência no SCEE.

Seção III - Do Faturamento de unidades consumidoras do SCEE

Art. 655-M. Somente nos casos de encerramento contratual ou alteração de titularidade de unidade consumidora participante o SCEE os créditos de energia podem ser realocados para outras unidades consumidoras. (Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023).

§ 4º. É vedada a alocação de créditos de energia para unidade consumidora de outro titular, exceto se forem observadas, conjuntamente, demais condições I, II e III. (Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023).

Seção IV - Do faturamento no período de transição instituído pela Lei nº 14.300 / 2022.

Seção V - Das não conformidades em unidades consumidoras participantes do SCEE

Seção VI - Do envio de dados sobre MMDG à ANEEL

Seção VII - Da Comercialização de Excedente de Energia

TÍTULO III - DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

Seção I - Da Contagem dos Prazos

Seção II - Do Tratamento de Valores

Seção III - Da Capitalização dos Juros

Seção IV - Do Cadastro

Seção V - Do Calendário

Seção VI - Das Penalidades

Seção VII - Disposições Transitórias

Seção VIII - Disposições Finais

ANEEL - A DIRETORIA.

ANEXO 3 - REN ANEEL nº 1.000 / 2021 - Art. nº 73 Manual de Instruções: Descrição, resumo.

MANUAL DE INSTRUÇÕES: RESUMO

APRESENTAÇÃO DE ESTUDOS DE INVERSÃO DE FLUXO

Agência Nacional de Energia Elétrica - Artigo nº 73, § 1º da REN nº 1.000 / 2021

1 OBJETIVO

1.1 Este manual tem por objetivo estabelecer as instruções para as distribuidoras de energia elétrica elaborarem e apresentarem aos consumidores os estudos de inversão do fluxo de potência previstos no art. 73, § 1º da REN nº

1.000 / 2021, relacionados à conexão de empreendimentos de microgeração e minigeração distribuída (MMGD).

1.2 As instruções aqui descritas são parte integrante da REN nº 1.000 / 2021, e devem ser obrigatoriamente observadas pela distribuidora. Caracterizado o descumprimento, a distribuidora se sujeita às penalidades estabelecidas na Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho 2019, conforme art. 661.

2 ABRANGÊNCIA

2.1 Envolvidos no processo.

2.1.1 Os procedimentos descritos neste Manual devem ser observados pelas distribuidoras de energia elétrica.

3 DA REALIZAÇÃO DO ESTUDO

3.1 Os estudos de inversão de fluxo são obrigatórios nas situações em que a conexão nova ou o aumento de potência injetada de microgeração ou minigeração distribuída impliquem inversão de fluxo de potência no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador, conforme art. 73, § 1º da REN nº 1.000 / 2021, inclusive nos casos em que a inversão de fluxo já é existente.

3.2 A análise de inversão de fluxo fica afastada nas situações previstas no art. 73-A da REN nº 1.000 / 2021, relacionadas a seguir:

3.2.1 Microgeração e minigeração distribuída que não injete na rede de distribuição de energia elétrica;

3.2.2 Microgeração distribuída que se enquadre nos critérios de gratuidade dispostos no § 3º do art. 104, no § 2º do art. 105 e parágrafo único do art. 106 da REN nº 1.000

/ 2021 e que a potência de geração distribuída seja compatível com o consumo da unidade consumidora durante o período de geração, conforme itens 8.12 a 8.18 deste Manual; e

3.2.3 Microgeração distribuída que se enquadre na modalidade autoconsumo local, com potência instalada de geração igual ou inferior a 7,5 kW.

3.3 O enquadramento nos critérios de gratuidade dispostos no § 3º do art. 104, no § 2º do art. 105 e no parágrafo único do art. 106 da REN nº 1.000 / 2021 deve ser avaliado da seguinte maneira:

a. a potência instalada da microgeração distribuída seja menor ou igual à potência disponibilizada para o atendimento da carga da unidade consumidora onde a geração será conectada; ou

b. a obra necessária para o atendimento da carga seja suficiente para o atendimento da potência instalada da microgeração distribuída.

3.4 A potência disponibilizada para o atendimento da carga é, conforme art. 2º, XL da REN nº 1.000 / 2021, a potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos e instalações do consumidor e demais usuários, sendo:

a. para o Grupo A: a demanda contratada; e

b. para o Grupo B: a demanda estimada conforme aplicação sucessiva dos incisos I e II do § 3º do art. 109 da REN nº 1.000 / 2021.

3.5 No caso comprovado de declaração falsa de informação referente à carga ou geração instalada ou de simulação de instalação que resulte em benefício indevido no pagamento dos custos de conexão, a distribuidora pode:

a. recalcular os custos de conexão atribuíveis ao consumidor e demais usuários, notificar o consumidor e aplicar o inciso II do art. 147 e o art. 655-F da REN nº 1.000 / 2021; e

b. indeferir ou cancelar o orçamento de conexão ou reprovar a vistoria, caso a comprovação ocorra antes do início do fornecimento.

3.6 A distribuidora pode deixar de realizar os estudos de inversão de fluxo nos casos do art. 17 § 2º da REN nº 1.000 / 2021, em que não é possível realizar a conexão por motivo que não seja de sua responsabilidade, devendo informar os motivos ao consumidor.

4 DA FORMA DE APRESENTAÇÃO

4.1 O estudo de inversão de fluxo deve ser apresentado ao consumidor conforme Anexo I, podendo a distribuidora acrescentar informações de sua identificação, sumário e resumo.

4.2 O estudo de inversão de fluxo deve ser apresentado em conjunto com o orçamento de conexão, podendo, a critério da distribuidora, ser apresentado como anexo do orçamento ou como um item específico.

4.3 Recomenda-se que a distribuidora apresente um resumo do orçamento de conexão e do estudo de inversão, caso aplicável, na primeira folha do orçamento, de modo a facilitar a leitura por parte do consumidor.

5 DA IDENTIFICAÇÃO DO CONSUMIDOR E DA MMD

5.1 A distribuidora deve apresentar no item 1 do estudo as informações básicas de identificação do consumidor e da MMD informadas na solicitação de conexão:

- a. nome ou razão social;
- b. CPF ou CNPJ;
- c. endereço da localização da UC com microgeração ou minigeração (Cidade, Estado, UF);
- d. coordenadas geográficas da UC com MMD
- e. número de referência da unidade consumidora, se houver.

6 DOS DADOS TÉCNICOS DO EMPREENDIMENTO DE MMD

6.1 A distribuidora deve apresentar no item 2 do estudo os dados técnicos da MMD informados no formulário padronizado pela ANEEL para a solicitação de conexão, conforme Anexo I da REH nº 3.171 / 2023.

2. Dados Técnicos da Microgeração ou Minigeração Distribuída	
2.1 Tipo da fonte primária	<input type="checkbox"/> Solar fotovoltaica <input type="checkbox"/> Hidráulica <input type="checkbox"/> Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Coogeração Qualificada
2.2 Potência:	_____ kW (Valor da potência instalada total de geração, em kW)
2.3 Tipo de Geração	<input type="checkbox"/> Empregando máquina síncrona sem conversor <input type="checkbox"/> Empregando conv. eletrôn./ <input type="checkbox"/> inversor <input checked="" type="checkbox"/> Inverter (especificar):
2.4 Dados do Inversor (se houver):	Fabricante: Modelo: Quantidade instalada: Tensão nominal de conexão à rede: Potência nominal de conexão à rede: (caso sejam empregados mais de um modelo de conversor, replicar as informações acima para os outros modelos).
2.5 Modalidade de Compensação de Excedentes	<input type="checkbox"/> Autoconsumo local <input type="checkbox"/> Autoconsumo remoto <input type="checkbox"/> Múltiplas Unidades Consumidoras <input type="checkbox"/> Geração Compartilhada
2.6 Armazenamento (se houver)	_____ (Descrição do Sistema de Armazenamento - "bateria")

7 DA DEMONSTRAÇÃO DA INVERSÃO DE FLUXO

7.1 DA ANÁLISE E DEMONSTRAÇÃO DA INVERSÃO DE FLUXO

7.1.1 A distribuidora deve apresentar no item 3 do estudo a demonstração da existência da inversão de fluxo com a conexão da MMGD na capacidade nominal solicitada, conforme art. 73, § 2º, I da REN nº 1.000 / 2021.

7.1.2 A análise da distribuidora deve ser apresentada de hora em hora, para dia útil, sábado e domingo, considerando a caracterização da carga e das redes do módulo 2 do PRODIST

7.1.2.1 Caso existam variações sazonais significativas, a análise também deve ser realizada para cada mês do ano.

7.1.3 A análise da distribuidora deve ser fundamentada em:

a. medições no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador

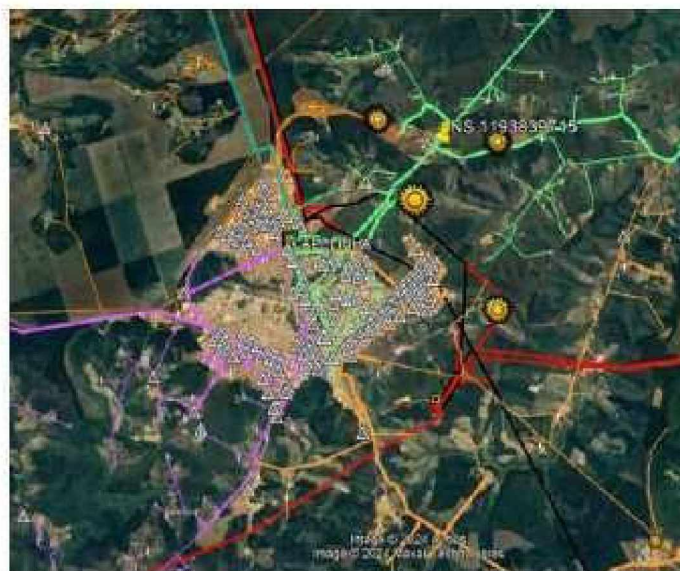
b. previsão de injeção de potência dos empreendimentos em processo de conexão, com contrato assinado ou com orçamento válido ou aprovado na data de elaboração do estudo.

7.1.4 Caso não haja disponibilidade de informações previstas no item 7.1.3, a inversão de fluxo deve ser comprovada por meio de simulações de fluxo de potência.

7.1.5 A distribuidora deve informar qual o posto de transformação ou alimentador em análise, de modo a permitir a sua identificação na Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD).

7.1.6 A distribuidora deve apresentar diagrama unifilar simplificado, contendo a localização da unidade consumidora com MMGD que solicita a conexão, a localização das demais unidades consumidoras com MMGD conectadas e as com previsão de conexão.

Figura - Foto aérea de rede de distribuição GD Cemig.



Fonte: Estudo Cemig

Foto indicando área específica de rede de GD de concessão da distribuidora Cemig.

7.1.7 A distribuidora deve apresentar a quantidade de MMGD e a potência total já conectadas no posto de transformação ou alimentador em estudo.

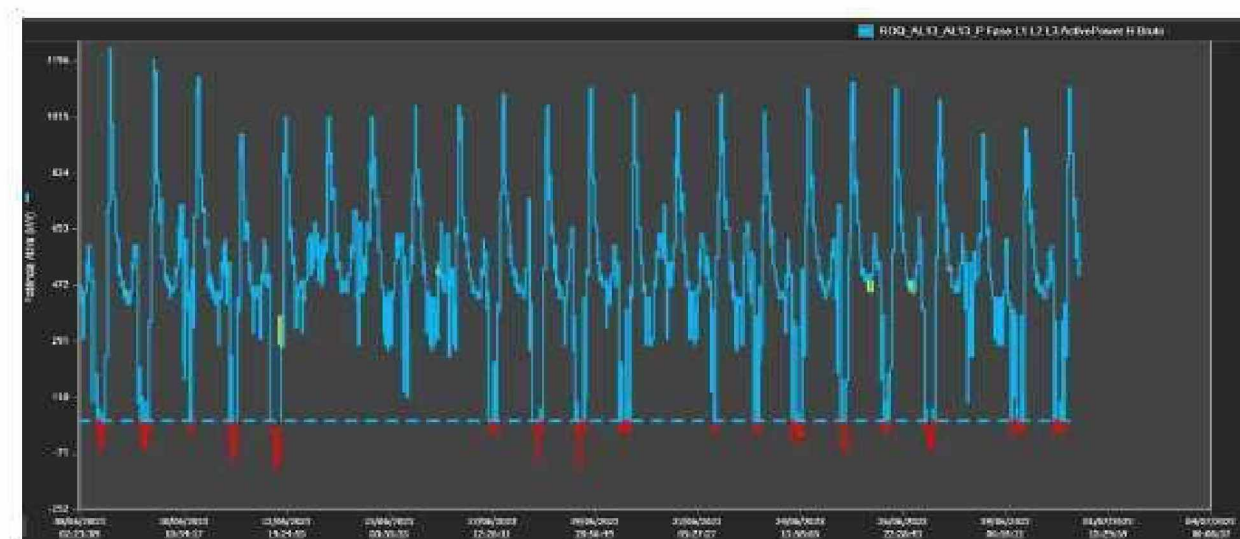
7.1.8 A distribuidora deve apresentar a quantidade de MMGD e a potência total em processo de conexão no posto de transformação ou alimentador em estudo.

7.1.9 A distribuidora deve apresentar a quantidade de unidades consumidoras e caracterizar a carga pela potência instalada e / ou pelo consumo.

7.1.10 A distribuidora deve indicar se já existe inversão de fluxo no sistema em análise, bem como qual o efeito que a nova conexão de MMGD trará, ou se a conexão da UC com MMGD na potência pretendida é que causará a inversão de fluxo.

7.1.11 Caso apresente gráficos para demonstrar a inversão de fluxo, a distribuidora deverá identificar em quais elementos do seu sistema de distribuição a análise foi realizada, de modo a permitir a identificação na Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD)

Gráfico - Oscilograma de picos de carga da geração solar FV distribuída



Fonte: Estudo RGE

Registro de oscilograma indicando variações de carga de geração solar FV durante períodos de tempo

Fonte de referência: www.rge.com.br

Duck Curve – Curvas representativas de carga e demanda de geração FV Distribuída



Estudo de GD CEMIG / CAISO

Fonte de referência:

CAISO, **GD Duck Curve**. California Independent System Operator, USA, 2014, disponível em [https://caiso.com / Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_Fast Facts. PDF](https://caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_Fast_Facts.PDF). Acesso em 23 de abril 2025.

8 DA ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS PARA ELIMINAÇÃO DA INVERSÃO DE FLUXO

8.1 A distribuidora deve apresentar no item 4 do estudo a análise das alternativas para eliminar a inversão causada pela MMGD, conforme o art. 73, § 1º da REN nº 1.000 / 2021.

A. Reconfiguração dos circuitos e remanejamento da carga.

8.2 A distribuidora deve avaliar a viabilidade de reconfiguração do sistema de distribuição de baixa, média ou alta tensão, quer seja por meio de execução de obras ou de realização de manobras.

8.3 Caso esta opção seja viável, a distribuidora não precisa incluir no orçamento o estudo de Inversão de fluxo, apresentando o orçamento de conexão com as obras necessárias.

8.4 Em caso de inviabilidade, o estudo deve conter a relação das tentativas de reconfiguração ou remanejamento analisadas, acompanhadas das respectivas justificativas, e apresentar a conclusão de “alternativa inviável”.

B. Definição de outro circuito elétrico para conexão da geração distribuída.

8.5 A distribuidora deve avaliar a possibilidade de a conexão ser realizada por meio de outro circuito elétrico, ainda que não seja a opção mais próxima, observadas as seguintes condições:

a. seja mantida a localização informada pelo consumidor na solicitação de conexão; e

b. seja mantido o nível de tensão de conexão previsto no art. 23.

8.6 Caso seja viável, deve apresentar as informações do item 8.33, e em caso de inviabilidade, a expressão “alternativa inviável”, acompanhada da respectiva justificativa.

C. Conexão em nível de tensão superior ao disposto no inciso I do caput do artigo 23.

8.7 A distribuidora deve avaliar a conexão em nível superior ao disposto no art. 23, I da REN nº 1.000 / 2021.

8.8 Caso seja viável, deve apresentar as informações do item 8.33e, em caso de inviabilidade a expressão “alternativa inviável” acompanhada da respectiva justificativa.

D. Redução da potência injetável de forma permanente.

8.9 A distribuidora deve avaliar a máxima potência injetável no ponto de conexão que não implique inversão de fluxo, considerando a análise de hora em hora em dia útil, sábado e domingo.

8.9.1 Caso existam variações sazonais significativas, a máxima potência injetável que não implique inversão de fluxo deve também ser informada para cada mês do ano.

8.10 A análise do item 8.9 deve considerar as disposições dos itens 7.1.2 a 7.1.4.

8.11 Caso o sistema já apresente inversão de fluxo no ponto de conexão, a distribuidora deve informar que “não existe capacidade para conexão e escoamento sem inversão de fluxo no ponto de conexão”, observado, caso aplicável, o item 8.12 e seguintes.

8.11.1 Nas situações do item 8.11 a distribuidora não deve negar a conexão, devendo oferecer caso não aplicável o item 8.12, a opção do item 3.2.1, de não injeção na rede de distribuição

8.12 Para microgeração distribuída, fonte solar, que se enquadre nos critérios de gratuidade dispostos no § 3º do art. 104, no § 2º do art. 105 e no parágrafo único do art. 106 da REN nº 1.000 / 2021, a distribuidora deve propor como valor para potência instalada para fins de máxima potência injetável o obtido da seguinte equação:

$$P_g = \frac{C}{FC \times 24 \text{ horas} \times 30 \text{ dias}} \times FA$$

em que:

P_g é a potência a ser instalada da microgeração distribuída;

C é o consumo da unidade consumidora, observados itens 8.15 e 8.16;

FC é o fator de capacidade para a fonte solar, estabelecido em 16 % (art. 655-B).

FA é o fator de ajuste regulatório calculado com base na simultaneidade obtida das curvas de cargas as campanhas de medição dos processos tarifários, estabelecido no Anexo II, observado o item 8.16.

8.13 O resultado da aplicação da equação disposta no item 8.12 deve ser arredondado por elevação para o primeiro número inteiro subsequente.

8.14 No caso da microgeração distribuída enquadrada no item 8.12, o valor a ser liberado para o consumidor é o máximo obtido da comparação do item 8.9 com o item 8.12.

8.15 Para determinação do consumo da unidade consumidora no item 8.12 devem ser observadas as seguintes disposições:

a. a média aritmética dos valores faturados nos 12 últimos ciclos de faturamento;

b. para unidade consumidora que receba o benefício tarifário do art. 186 da REN nº 1.000 / 2021, deve-se considerar apenas o consumo no horário em que não há aplicação da redução tarifária.

8.16 Caso a unidade consumidora onde se pretende instalar a microgeração distribuída possua medição capaz de determinar o consumo no período diurno (entre 6h e 18h), a equação disposta no item 8.12 deve considerar o consumo médio nesse período, não devendo ser aplicado o fator de ajuste regulatório.

8.17 A regra disposta no item 8.12 não se aplica:

a. às unidades consumidoras das classes iluminação pública e consumo próprio, a que se referem os incisos VI e VIII do art. 174 da REN nº 1.000 / 2021.

b. à unidade consumidora que não se enquadre nas condições do item 8.12;

c. à unidade consumidora com histórico de consumo menor que 12 ciclos.

8.18 Para unidades consumidoras da classe poder público, deve-se aplicar o fator de ajuste regulatório constante do Anexo II da classe comércio, serviços e outras atividades.

8.19 O valor obtido no item 8.12 satisfaz a condição disposta no art. 73, § 1º da REN nº 1.000 / 2021.

8.20 Caso esta alternativa seja viável, a distribuidora deve apresentar as informações do item do item 8.33 e, em caso de inviabilidade, a expressão “alternativa inviável”, acompanhada da respectiva justificativa.

8.21 No caso desta alternativa, o consumidor deve indicar a forma como a redução da potência injetável será realizada, se por meio da limitação da potência instalada ou da instalação de armazenamento de energia e / ou uso de funcionalidades dos dispositivos de interface com a rede.

EXEMPLO 1

Dados:

- SDBT com inversão de fluxo
- Solicitação de conexão: UC existente com microgeração distribuída com potência de 3 kW e consumo médio de 706 kWh.
- Classe residencial, com carga instalada de 30 kW.
- FA (Anexo II): 46 %

Avaliação:

- $P_g = 706 / (16\% \times 24 \times 30) \times 46\% = 2,82 \text{ kW} \rightarrow P_g = 3 \text{ kW}$

Conclusão: Sistema de GD de 3 kW pode ser liberado se enquadrar na regra de gratuidade.

EXEMPLO 2

Dados:

- SDBT com inversão de fluxo
- UC existente, Classe Comercial, com histórico de consumo médio de 4.360 kWh.
- Solicitação de conexão: Microgeração Distribuída com potência de 30 kW
- FA (Anexo II): 63 %
- $P_g = 4360 / (16\% \times 24 \times 30) \times 63\% = 23,84 \text{ kW} \rightarrow P_g = 24 \text{ kW}$

Conclusão: Sistema de GD de 24 kW pode ser liberado se enquadrar na regra de gratuidade.

E. Redução da potência injetável em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica

8.22 A distribuidora deve avaliar a máxima potência injetável no ponto de conexão que não implique inversão de fluxo ou aumente a inversão de fluxo já existente, considerando a análise de hora em hora, em dia útil, sábado e domingo.

8.22.1 Caso existam variações sazonais significativas, a máxima potência injetável que não implique inversão de fluxo deve também ser informada para cada mês do ano.

8.22.2 Caso a inversão de fluxo ocorra apenas no sábado e / ou no domingo, a distribuidora é obrigada a indicar como alternativa viável a conexão em dia útil.

8.23 A análise do item 8.22 deve considerar as disposições dos itens 7.1.2 a 7.1.4.

8.24 Caso esta alternativa seja viável, a distribuidora deve apresentar ao consumidor as informações do item 8.33 em conjunto com uma tabela resumo, contendo os patamares e horários com os limites de potência injetável, correspondendo à análise do item 8.22.

8.25 Em caso de inviabilidade, o estudo deve apresentar a conclusão de “alternativa inviável” acompanhada da respectiva justificativa.

8.26 Em caso de opção por esta alternativa, o consumidor deve indicar a forma como a redução da potência injetável será realizada, inclusive se haverá instalação de sistemas de armazenamento de energia e / ou o uso de funcionalidades dos dispositivos de interface com a rede.

F Alternativas adicionais avaliadas

8.27 A distribuidora pode apresentar alternativas viáveis não contempladas no art. 73, § 1º, I a V da REN nº 1.000 / 2021, incluindo as informações do item 8.33.

8.28 Caso a aplicação de todas alternativas avaliadas não resulte em possibilidade de injeção, a distribuidora deve informar ao consumidor a possibilidade de conexão de microgeração ou minigeração distribuída sem injeção à rede.

Observações Gerais

8.29 Na análise das alternativas dispostas no item 8, a distribuidora deve indicar aquelas consideradas viáveis e qual é a de custo mínimo global, observado o art. 79 da REN nº 1.000 / 2021.

8.30 Para cada alternativa analisada, em caso de a alternativa ser considerada inviável, a distribuidora deve incluir no estudo a expressão “alternativa inviável”, acompanhada da respectiva justificativa.

8.31 A seleção das alternativas dos tópicos “A”, “B” e “C” deve ser realizada, caso necessário, em conjunto com as alternativas “D” e “E”.

8.32 Caso a alternativa do art. 73, § 1º, II da REN nº 1.000 / 2021 seja identificada como viável, não há necessidade de incluir no estudo a análise das demais alternativas. Neste caso, a distribuidora deve incluir no item do estudo da alternativa a expressão “alternativa não analisada em função da conexão ser plenamente atendida pela alternativa do tópico “B”, conforme art. 73, § 8º da REN nº 1.000 / 2021.

8.33 Para cada alternativa considerada viável no item 4 do estudo, a distribuidora deve acrescentar as responsabilidades da distribuidora e do consumidor, conforme art. 73,

§ 2º, III e art. 69, § 4º da REN nº 1.000 / 2021, apresentando as seguintes disposições do art. 69, I:

a. relação das obras e serviços necessários no sistema de distribuição, discriminando o valor da mão-de-obra, dos materiais e equipamentos a serem empregados.

b. prazo de conexão, que compreende o prazo de conclusão das obras e o prazo de vistoria e instalação dos equipamentos de medição, contendo o cronograma físico-financeiro para execução e as situações que podem suspender os prazos;

c. custo atribuível ao consumidor e demais usuários a título de participação financeiras e as condições de pagamento, discriminando o cálculo do encargo de responsabilidade da distribuidora, o fator de demanda e o detalhamento da aplicação da proporção e dos descontos; e

d. responsabilidades do consumidor.

9 O RESUMO DA ANÁLISE DE VIABILIDADE PARA SELEÇÃO DO CONSUMIDOR

9.1 A distribuidora deve apresentar no item 5 do estudo um resumo com a análise de viabilidade das alternativas, para seleção do consumidor, conforme art. 83, § 9º da REN 1.000 / 2021.

10 DAS ORIENTAÇÕES E PRAZOS PARA CONTINUIDADE O PROCESSO

10.1 A distribuidora deve apresentar no item 6 do estudo as orientações para continuidade do processo, conforme art. 83, § 10 da REN nº 1.000 / 2021, discriminando:

a. informações que precisam ser adequadas;

c. informação de que em caso de redução da potência injetável o consumidor deve informar a forma como será realizada, inclusive se haverá instalação de sistemas de armazenamento de energia;

e. informação de que no caso de microgeração e minigeração distribuída que não injete na rede de distribuição de energia elétrica.

10.7 Recomenda-se que a distribuidora estabeleça prazo de validade do orçamento não inferior a 30 (trinta) dias nos casos de orçamento com apresentação de estudo de inversão de fluxo.

11 DOS DADOS E FERRAMENTAS UTILIZADOS NA ANÁLISE

11.2 A distribuidora deve disponibilizar ao consumidor os dados, planilhas e demais informações relacionadas ao estudo realizado.

11.3 A distribuidora deve apresentar no estudo, desde que relacionados à análise de inversão de fluxo:

a. a resposta recebida de outra distribuidora, no caso do art. 74; e

b. a resposta com a avaliação do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, no caso do art. 75 ;

11.4 A distribuidora deve apresentar demais informações julgadas necessárias.

12 DOS CONTATOS NA DISTRIBUIDORA PARA DÚVIDAS E RECLAMAÇÕES

12.1 A distribuidora deve apresentar no item 9 do estudo as informações dos canais para atendimento técnico e comercial, que permitam ao consumidor

a. solucionar dúvidas com os setores encarregados da elaboração do estudo; e b. registrar reclamação sobre o orçamento e / ou estudo recebido.

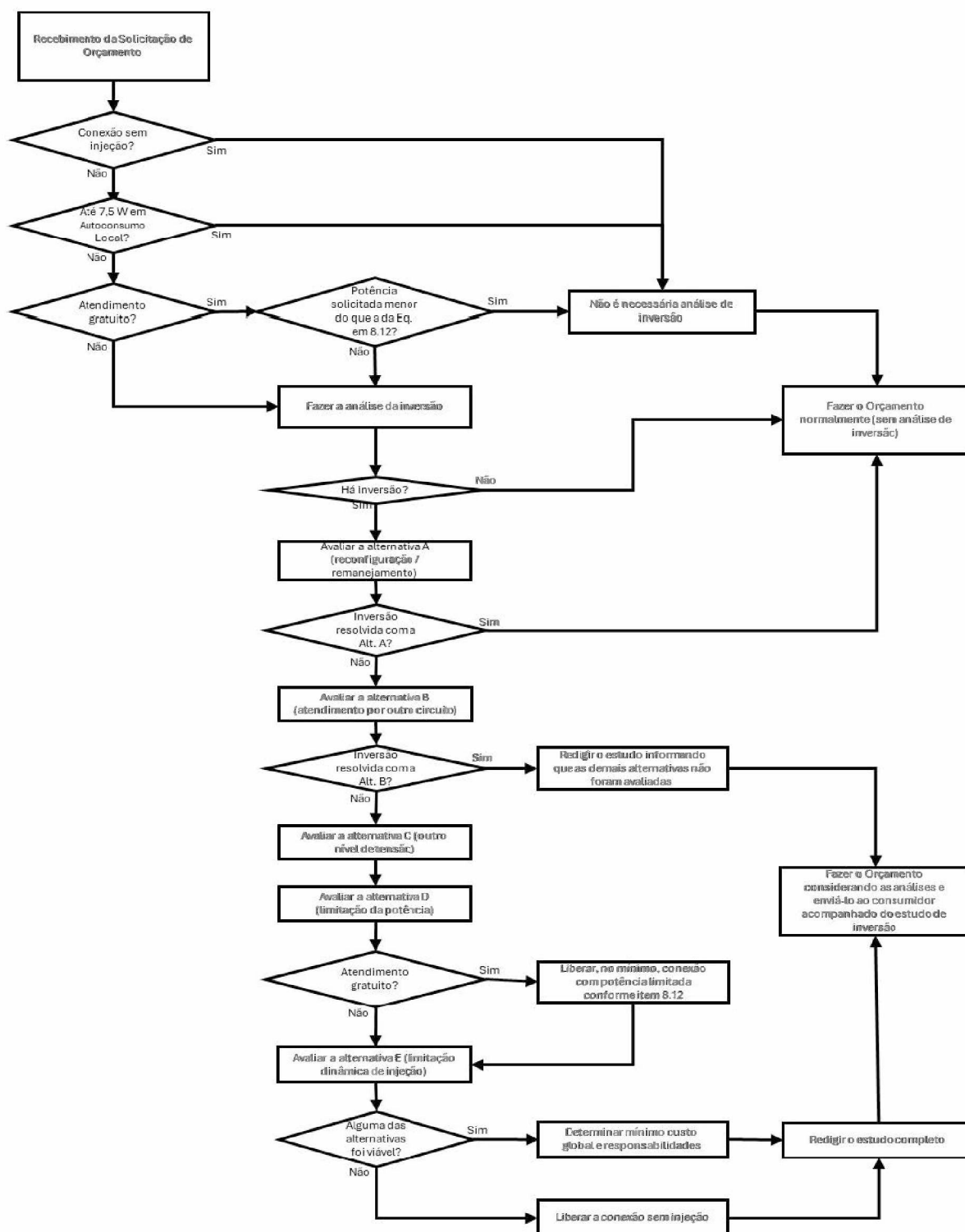
13 DOS RESPONSÁVEIS PELO ESTUDO

13.1 A distribuidora deve apresentar no item 9 do estudo de inversão de fluxo o local, a data e assinatura com identificação dos responsáveis pelo estudo, observada, no que couber, a legislação do conselho profissional competente.

14 DOS CANAIS DE ATENDIMENTO PARA DÚVIDAS E RECLAMAÇÕES

14.1 O registro de reclamações relacionadas a não observância das instruções contidas neste Manual deve ser realizado conforme orientações disponíveis na página da ANEEL na Internet: https://ww.gov.br/aneel/pt-br/canais_atendimento/reclame-da-distribuidora

ANEEL - MANUAL DE INSTRUÇÕES REN 1.000 / 2021 - ANEXO III - FLUXOGRAMA ILUSTRATIVO DO PROCEDIMENTO DE ANÁLISE DE ESTUDO DE INVERSÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA



Fonte: ANEEL, 2021

Fluxograma demonstrando etapas a serem atendidas no registro de protocolo para análise e avaliação de estudos de fluxo reverso pela ANEEL.

**ANEXO 4 - REN ANEEL nº 1.059 / 2023 - Art. nº 73: Descrição, resumo.
Resolução Normativa REN nº 1.059 / 2023 de 07.02.23 - Inversão de Fluxo de Potência**

A presente Resolução altera a REN nº 1.000 / 2021 no item específico sobre inversão de fluxo de potência, para as seguintes definições:

Artigo nº 73:

§ 1º: Caso a conexão nova ou o aumento de potência injetada de microgeração ou minigeração distribuída implique em “inversão do fluxo de potência” no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor de proteção do alimentador, a distribuidora deve realizar estudos para identificar as opções viáveis que “eliminem” tal inversão, a exemplo de:

- I - Reconfiguração dos circuitos e remanejamento da carga.
- II - Definição de outro circuito elétrico para conexão da geração distribuída.
- III - Conexão em nível de tensão superior ao disposto no inciso I do *caput* do art. nº 23.
- IV - Redução da potência injetável de forma permanente.
- V - Redução da potência injetável em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica.

§ 2º: O “estudo” da distribuidora de que trata o §1º deve compor o “orçamento” de conexão, e conter, no mínimo:

- I - “Análise e demonstração” da inversão do fluxo com a conexão da microgeração ou minigeração distribuída, incluindo a “máxima capacidade” de conexão escoamento “sem inversão de fluxo.
- II - “Análise das alternativas” dispostas no § 1º e “outras” avaliadas pela distribuidora, identificando as consideradas “viáveis” e a de no “mínimo custo global”, e
- III – Responsabilidades da distribuidora e do consumidor em cada alternativa.

§ 3º: A seleção das alternativas dos incisos I a III do § 1º deve ser realizada, caso necessário, em conjunto com as alternativas IV ou V.

§ 4º: Para execução das obras de responsabilidade da distribuidora, incluindo as dispostas nos incisos I a III do § 1º, devem ser observadas as regras de custos de conexão estabelecidas nos arts. 98 e seguintes desta Resolução.

§ 5º: Os custos para implementação das alternativas IV ou V do § 1º são de responsabilidade do consumidor.

Com o orçamento dos serviços de conexão à rede aprovado, o consumidor irá selecionar a opção técnica e economicamente mais viável, confirmando as diretrizes para redução efetiva da potência em excesso na rede de distribuição.

ANEXO 5 - REN ANEEL nº 1.000 / 2021: Medidas de aprimoramento: Descrição, resumo.

Medidas para alteração da resolução nº 1000 / 2021

ANEEL aprova medidas para simplificar a conexão de consumidores de microgeração distribuída.

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou em (23/07/24) alterações à Resolução Normativa nº 1.000 / 2021 que visam facilitar o acesso de pequenos sistemas de geração distribuída, simplificar os estudos de inversão de fluxo e dar mais celeridade ao processo de conexão dos consumidores, ao mesmo tempo em que zelam pela integridade das redes nos casos de excesso de geração em relação a carga local.

Entre os destaques da revisão da norma destaca-se o esforço para propiciar mais espaço na rede para microgeradores de pequeno porte.

Também se destaca a aprovação da modalidade “conexão rápida” *fast track* que dispensa os estudos de inversão de fluxo a pedido do consumidor, caso a conexão de microgeração distribuída seja utilizada apenas para compensação na própria unidade consumidora, com potência igual ou inferior a 7,5 kW.

A proposta de aperfeiçoamento do tema da “inversão de fluxo” foi debatida na Consulta Pública nº 3 / 2024, e, recebeu 322 contribuições de 107 instituições.

Além do padrão “conexão rápida” *fast track*, a proposta aprovada pela Diretoria da ANEEL oferece outras duas opções de enquadramento para a dispensa dos estudos de inversão de fluxo.

A primeira prevê a dispensa dos estudos de inversão para microgeração e minigeração distribuída que não injete na rede de distribuição de energia elétrica, também conhecido como modelo “sem conexão à rede” *grid zero*.

Já a segunda opção prevê dispensa dos estudos de inversão de fluxo para a microgeração distribuída que se enquadre nos critérios de gratuidade da Resolução Normativa nº 1.000 / 2021, cuja potência de geração distribuída seja compatível com o consumo da unidade consumidora durante o período de geração.

A premissa das medidas é preservar os parâmetros de qualidade de funcionamento das redes protegendo os consumidores como um todo nos casos de excesso de geração, por meio de um processo de conexão de GD mais rápido, para casos em que haja carga local suficiente para aquela geração.

Padão “conexão rápida” Fast track

A alternativa do *fast track* para a geração local de até 7,5 kW beneficia consumidores residenciais e pequenos comércios, que poderão abater da fatura, em torno de até 1.000 kWh, de acordo com a região do país.

Durante a aprovação da medida, foi ressaltado que a medida que a ideia era trazer simplificações para os geradores que se encaixassem nesse critério, “seria uma espécie de “conexão rápida - fast track” para o acesso de geradores dentro de uma franquia, assegurando ao maior número possível de consumidores o direito de conectar sistema de geração com menos ônus”.

Para usufruir da medida, o consumidor, de livre vontade, deve assegurar que a geração de até 7,5 kW seja para usufruto da carga local, devendo assinar termo em que o titular declara aceitar que a alocação de excedentes ou de crédito de energia somente se dará na unidade consumidora onde ocorreu a geração de energia elétrica.

Nas situações aprovadas para a dispensa da análise da inversão de fluxo, a distribuidora deve passar à etapa de elaboração e fornecimento do orçamento de conexão.

ANEXO 6 - REN ANEEL nº 1.098 / 2024 - Art. nº 73 e nº 73-A: Descrição, resumo.**Resolução Normativa REN nº 1.098 / 2024 de 23.07.2024 - Inversão de Fluxo de Potência**

A presente Resolução altera a REN nº 1.000 / 2021 no item específico sobre inversão de fluxo de potência, para as seguintes definições:

Artigo nº 73:

§ 2º: O “estudo da distribuidora” de que trata o § 1º deve compor o “orçamento de conexão”, observar as instruções da ANEEL, e conter no mínimo:

§ 6º: A “análise de inversão de fluxo” deve ser realizada:

I - Somente no nível de tensão superior, no caso de conexão do Grupo B por meio de transformador exclusivo, e

II – Somente no transformador da subestação, no caso de conexão do Grupo A por meio de alimentador exclusivo.

§ 7º: Caso pelo menos uma das alternativas do inciso I ou II do § 1º sejam identificadas como viáveis, não há necessidade de incluir no estudo a análise das demais alternativas, observadas as instruções da ANEEL.

Art. 73-A: A análise de inversão de fluxo de que trata o Art. nº 73 fica afastada nas seguintes situações:

I - microgeração e minigeração distribuída que não injete na rede de distribuição de energia elétrica.

II - microgeração distribuída que se enquadre nos critérios de gratuidade dispostos no parágrafo § 3º do art. 104, no § 2º do art. 105 e no parágrafo único do art. 106 e cuja potência de geração distribuída seja compatível com o consumo da unidade consumidora durante o período de geração, observando o § 1º e as instruções da ANEEL; e

II - microgeração distribuída que se enquadre na modalidade autoconsumo local, definido no inciso I-B do art. 2º, como potência instalada de geração igual ou inferior a 7,5 kW, observadas as disposições deste artigo.

§ 5º: Nas situações previstas para a dispensa da análise da inversão de fluxo do art. 73-A, a distribuidora deve continuar a elaborar e fornecer o orçamento de conexão, conforme prazo estabelecidos no art. 64.

§ 6º: Caso o consumidor opte por alterar o enquadramento da microgeração de que trata o inciso III do *caput*, deverá encerrar o contrato e solicitar novo orçamento de conexão, vedada a aplicação do art. 655-M.

As regras de que trata o Art. 73-A devem ser aplicadas nas situações em que o orçamento precisar ser substituído em decorrência das reclamações procedentes

feitas à distribuidora, à Ouvidoria da distribuidora, à agência estadual conveniada à ANEEL antes da publicação desta Resolução, observados os §§ 11 e 12 do art. 83 da Resolução Normativa nº 1.000 de 7 de dezembro de 2021.

ANEXO 7 - REH ANEEL nº 3.354 / 2024: Descrição, resumo.**ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**

Resolução Homologatória REH nº 3.354 de 23.07.2024 – Formulário de Orçamento de Conexão de Centrais de MMGD e aceite do Artigo 73-A da REN 1.000 / 2021

Homologa o novo Formulário de Orçamento de Conexão de centrais de microgeração e minigeração distribuída e o Termo de Aceite das condições do inciso III do caput do art. 73-A da Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021.

A DIRETORIA GERAL SUBSTITUTA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, conforme a PORTARIA Nº 143, DE 28 DE MAIO DE 2024, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, no Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, e no que consta no Processo nº 48500.003729/2023-28.

RESOLVE

Art. 1º. O Formulário de Orçamento de Conexão de centrais de microgeração e minigeração distribuída constante no Anexo I da Resolução Homologatória nº 3.171, de 7 de fevereiro de 2023, passa a vigorar conforme o Anexo I desta Resolução.

Art. 2º. Incluir o art. 2º-A na Resolução Homologatória nº 3.171, de 7 de fevereiro de 2023, com a seguinte redação:

“Art. 2º-A. Homologar o modelo do Termo de Aceite das condições do inciso III do *caput* do art. 73-A da Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021 para unidade consumidora com microgeração distribuída, conforme Anexo III.” (NR)

Art. 3º. Incluir o Anexo III na Resolução Homologatória nº 3.171, de 7 de fevereiro de 2023, conforme Anexo II desta Resolução.

Art. 4º. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANEXO I – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ORÇAMENTO DE CONEXÃO DE MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

1. Identificação da Unidade Consumidora (UC)	
No caso de UC existente sem alteração da potência disponibilizada.	
1.1 Código da UC	
Somente nos casos de UC nova ou alteração de potência em UC existente (a distribuidora - pode dispensar a apresentação total ou parcial desses itens)	
1.1 Documentos de identificação do consumidor, conforme incisos I e II do art. 67 da Resolução Normativa nº 1.000 / 2021.	
1.2 Endereço das instalações (ou número de identificação das instalações já existentes) e o endereço das notificações.	
1.3 Declaração: a) descritiva da carga instalada; b) das demandas que pretende contratar, caso aplicável, detalhando a data de início da faturamento requerida e, se houver, o cronograma de acesso gradativo; c) da modalidade tarifária pretendida; e d) do benefício tarifário que tenha direito, com respectiva documentação, a exceção das sub-classes residencial baixa renda que deve observar o art. 200 da Resolução Normativa nº 1000 / 2021.	
1.4 Informação das cargas que possam provocar perturbações no sistema de distribuição.	
1.5 Informação e documentação das atividades desenvolvidas nas instalações.	
1.6 Apresentação de licença ou declaração emitida pelo órgão competente caso as instalações ou a extensão da rede de responsabilidade do consumidor e demais usuários ocuparem áreas protegidas pela legislação, tais como unidades de conservação, reservas legais, áreas de preservação permanente, territórios indígenas e quilombolas.	
1.7 Documento com data que comprove a propriedade ou posse do imóvel onde será implantada a unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, e que, no caso de unidade flutuante deve ser complementado por autorização, licença ou documento equivalente exigível pelas autoridades competentes para a instalação flutuante, observada a dispensa prevista no § 5º do art. 67 da Resolução Normativa nº 1.000 /2021.	
1.8 Indicação de um ponto de conexão de interesse, da tensão de conexão, do número de fases, das características de qualidade desejadas, que devem ser objeto da análise de viabilidade e de custos pela distribuidora. (Opcional)	
2. Dados Técnicos da Microgeração ou Minigeração Distribuída	
2.1 Tipo de fonte primária	<input type="checkbox"/> Solar Fotovoltaica <input type="checkbox"/> Hidráulica <input type="checkbox"/> Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa Cogeração qualificada <input type="checkbox"/>
2.2 Potência:	_____ kW (valor da potência instalada total de geração, em kW)
2.3 Tipo de geração:	<input type="checkbox"/> Empregando máquina síncrona s/ conversor <input type="checkbox"/> Empreg. conv. eletr/invers. <input type="checkbox"/> Mista <input type="checkbox"/> Outra (especificar)
2.4 Dados do inversor (se houver):	Fabricante: Modelo: Quantidade instalada: Tensão nominal de conexão à rede: Potência nominal de conexão à rede: (caso sejam empregados mais de um modelo de conversor, replicar as informações acima para os outros modelos).
2.5 Modalidade de Compensação de Excedentes	<input type="checkbox"/> Autoconsumo local <input type="checkbox"/> Autoconsumo remoto <input type="checkbox"/> Múltiplas unidades consumidoras <input type="checkbox"/> Geração Compartilhada

2.6 Armazenamento (se houver):	_____ (Descrição do Sistema de Armazenamento - "bate-ria")
--------------------------------------	---

3. Documentação Técnica	
3.1 Documento de responsabilidade técnica (projeto e execução) do conselho profissional competente, que identifique o número do registro válido e o nome do responsável técnico, o local da obra ou serviço e as atividades profissionais desenvolvidas, caso seja exigível na legislação específica e na forma prevista nessa legislação.	
3.2 Indicação do local do padrão ou da subestação de entrada no imóvel, exclusivamente nos casos em que ainda não estiverem instalados e existir previsão de necessidade de aprovação prévia de projeto na norma técnica da distribuidora.	
3.3 Diagrama unifilar e de blocos e memorial descritivo do sistema de geração e proteção.	
3.4 Relatório de ensaio, em língua portuguesa, atestando a conformidade de todos os conversores de potência para a tensão nominal de conexão com a rede, sempre que houver a utilização de conversores.	
3.5 Dados necessários ao registro da central geradora distribuída conforme disponível no site da ANEEL	
3.6 Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação, indicando o percentual ou a ordem de utilização dos excedentes. (Opcional).	
3.7 Cópia de instrumento jurídico que comprove a participação dos integrantes para os casos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada. (Caso aplicável)	
3.8 Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada. (Caso aplicável)	
3.9 Dados de segurança das barragens no caso de uso de sistemas com fontes hídricas, conforme Resolução Normativa nº 696 / 2015. (Caso aplicável)	
3.10 Para centrais fotovoltaicas enquadradas como despacháveis, comprovação de que o sistema de armazenamento atende o disposto no art. 655-B da Resolução Normativa nº 1.000 / 2021. (Caso aplicável)	
3.11 Documento que comprove o aporte da Garantia de Fiel Cumprimento, se aplicável, conforme previsto no art. 655-C da Resolução Normativa nº 1.000 / 2021. (Caso aplicável).	
4. Solicitações e Declarações	
<input type="checkbox"/>	Solicito que a contagem do prazo para realização da vistoria pela distribuidora, conforme art. 68 da Resolução Normativa nº 1.000 / 2021, inicie-se somente após minha solicitação. (Opcional)
<input type="checkbox"/>	Renuncio ao direito de desistir do orçamento de conexão nos do §§ 7º e 8º do art. 89 da Resolução Normativa nº 1.000 / 2021. (Opcional)
<input type="checkbox"/>	Autorizo a distribuidora a entregar junto com orçamento de conexão os contratos e o documento ou meio para pagamento de custos de minha responsabilidade. (Opcional)
<input type="checkbox"/>	Declaro que as instalações internas da minha unidade consumidora, incluindo a geração distribuída, atendem às normas e padrões da distribuidora, às normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT e às normas dos órgãos oficiais competentes, e ao art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, naquilo que for aplicável. (Obrigatório)
<input type="checkbox"/>	Solicito dispensa da análise de inversão de fluxo por enquadramento no art. 73A na seguinte regra (Opcional) <input type="checkbox"/> Não injeção na rede de distribuição de energia elétrica ("Grid-Zero") <input type="checkbox"/> Enquadramento nos critérios de gratuidade da REN 1.000/2021 e potência de geração compatível com o consumo no horário de geração. <input type="checkbox"/> Modalidade autoconsumo local, com potência instalada de geração igual ou menor que 7,5 kW observado o item 6.
<input type="checkbox"/>	Declaro, para todos os fins, que todas informações prestadas neste documento são verdadeiras. (Obrigatório)

5. Identificação do Solicitante
5.1 Nome do consumidor ou de seu representante
5.2 Informações para contato (telefone / e-mail)
Local de Data: Assinatura:
6. Termo de Aceite das condições para afastamento da análise de inversão de fluxo (Opcional)
Solicito o afastamento da análise de inversão de fluxo, nos termos do inciso III do caput do art. 73-A da Resolução Normativa n 1.000 / 2021, e declaro estar ciente de que: 1) a unidade consumidora será enquadrada na modalidade autoconsumo local; 2) fica vedada em qualquer hipótese, a alocação ou realocação de excedentes ou de créditos de energia em unidade consumidora distinta de onde ocorreu a geração de energia elétrica, afastando-se as disposições de que trata o art. 655-M da Resolução Normativa nº 1.000 / 2021; e 3) para alteração de enquadramento da modalidade da microgeração deverá ser encerrado o contrato e solicitado novo orçamento de conexão, vedada a aplicação do art. 655-M. Declaro também reconhecer que essa opção é irrevogável e irretroatável, implicando no meu dever de observar o que estabelece o art. 73-A da referida Resolução. Local e Data: Assinatura:

ANEXO II - TERMO DE ACEITE DAS CONDIÇÕES DO INCISO III DO CAPUT DO ART. 73-A DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1.000 / 2021 PARA UNIDADE CONSUMIDORA COM MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

TERMO DE ACEITE DAS CONDIÇÕES DO INCISO III DO CAPUT DO ART. 73-A DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1.000 / 2021 PARA ALTERAÇÃO DE TITULARIDADE DE UNIDADE CONSUMIDORA COM MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Solicito o enquadramento da unidade consumidora nº _____ (caso exista) nas condições estabelecidas no inciso III do art. 73-A da Resolução Normativa nº 1.000 / 2021.

Declaro estar ciente de que:

1) a unidade consumidora está enquadrada na modalidade autoconsumo local.

2) fica vedada, em qualquer hipótese, a alocação ou realocação de excedentes ou de créditos de energia em unidade consumidora distinta de onde ocorreu a geração de energia elétrica, afastando-se as disposições de que trata o art. 655-M da Resolução Normativa 1.000 / 2021; e

3) para alteração de enquadramento da modalidade de microgeração deverá ser encerrado o contrato e solicitado novo orçamento de conexão, vedada a aplicação do art. 655-M.

Declaro também reconhecer que essa opção é irrevogável e irretroatável, implicando no meu dever de observar o que estabelece o art. 73-A da referida Resolução.

Local e Data

ANEXO 8 - Lei MME nº 14.300 / 2022: Descrição, resumo.

Ministério de Minas e Energia: Lei nº 14.300 / 2022 de 6 de janeiro de 2022

Marco Regulatório da Microgeração e Minigeração Distribuída

Institui o Marco Legal da Microgeração e Minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis números 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências.

CAPÍTULO I: DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Para fins e efeitos desta Lei, são adotadas, entre outras, as seguintes definições:

I - autoconsumo local: modalidade de microgeração ou minigeração distribuída eletricamente junto à carga, participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), no qual o excedente de energia elétrica gerado por unidade consumidora de titularidade de um consumidor-gerador, pessoa física ou jurídica, é compensado ou creditado pela mesma unidade consumidora;

V - consumidor-gerador: titular de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída;

VIII - excedente de energia elétrica: diferença positiva entre a energia elétrica injetada e a energia elétrica consumida por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída de titularidade de consumidor-gerador, apurada por posto tarifário a cada ciclo de faturamento, exceto para o caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada, em que o excedente de energia elétrica pode ser toda a energia gerada ou injetada na rede de distribuição pela unidade geradora, a critério do consumidor - gerador titular da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída.

XI – microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

XII - microrrede: integração de vários recursos de geração distribuída, armazenamento de energia elétrica e cargas em sistemas de distribuição secundário capaz de operar conectado a uma rede de distribuição de energia elétrica e também de forma isolada, controlando os parâmetros de eletricidade e promovendo condições para ações de recomposição e de autorestabelecimento.

XIII - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que

possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

XIV - Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE): sistema no qual a energia ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema.

CAPÍTULO II: DA SOLICITAÇÃO DE ACESSO E DE AUMENTO DE POTÊNCIA.

Art. 2º: As concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica deverão atender às solicitações de acesso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com ou sem sistema de armazenamento de energia, bem como sistemas híbridos, observadas as disposições regulamentares.

§ 2º: Para realização de solicitações de acesso de uma unidade consumidora nova, com microgeração ou minigeração distribuída, as distribuidoras deverão efetuar concomitantemente a solicitação de conexão de uma nova unidade consumidora e a solicitação de parecer de acesso para microgeração ou minigeração distribuída conforme as disposições regulatórias.

CAPÍTULO III: DAS RESPONSABILIDADES FINANCEIRAS

Artigo 8º: Para o atendimento às solicitações de nova conexão ou de alteração da conexão existente para instalação de microgeração ou minigeração distribuída, deve ser calculada a participação financeira da concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, bem como a eventual participação financeira do consumidor-gerador titular da unidade consumidora onde a microgeração ou minigeração distribuída será instalada, consideradas as diretrizes e as condições determinadas pela ANEEL.

§ 1º: A responsabilidade de que trata o caput deste artigo abrange todos os custos referentes à ampliação de capacidade ou à reforma de subestações, de alimentadores e de linhas já existentes.

§ 6º: Os custos de eventuais melhorias ou de reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída serão integralmente arcados pela concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, não havendo participação financeira do consumidor.

CAPÍTULO IV: DA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Artigo 9º: Podem aderir ao SCEE os consumidores de energia, pessoas físicas ou jurídicas, e suas respectivas unidades consumidoras:

CAPÍTULO V: DAS CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Artigo 24: A concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica deverá promover chamadas públicas para credenciamento de interessados em comercializar os excedentes de geração de energia oriundos de projetos de microgeradores e minigeradores distribuídos, nas suas áreas de concessão, para posterior compra desses excedentes de energia, na forma de regulamentação da ANEEL.

CAPÍTULO VI: DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

CAPÍTULO VII: DISPOSIÇÕES FINAIS

Artigo 28: A microgeração e a minigeração distribuídas caracterizam-se como produção de energia elétrica para consumo próprio.

Artigo 29: Para a outorga de autorização de usinas fotovoltaicas pela ANEEL destinadas ao ACL ou à autoprodução de energia elétrica, deverá ser apresentado estudo simplificado que contenha os dados de pelo menos 1 (um) ano de medição realizada por meio de medição satelital ou estação solarimétrica instalada no local do empreendimento, juntamente com o sumário de certificação de medições solarimétricas e de estimativa da produção anual de energia elétrica associada ao empreendimento, emitido por certificador independente, com base na série de dados apresentada.

§ 4º: O consumidor participante do PERS será faturado pela distribuidora de energia elétrica com base na regra do artigo 17 desta Lei, e os volumes de energia excedentes oriundos da geração nas unidades atendidas pelo PERS poderão ser adquiridos pela distribuidora, conforme regulação da ANEEL.

§ 5º: Caberá à ANEEL adaptar as normas pertinentes, no que couber, para viabilizar a formação dos recursos estabelecidos no § 1º deste artigo e demais medidas para a operacionalização dos procedimentos estabelecidos, e realizar o acompanhamento físico e contábil do PERS.

§ 6º: As contratações que se refere o § 3º deste artigo deverão ser feitas por processos de concorrência por meio de chamadas públicas, na forma da regulamentação da ANEEL.

Presidência da República.

ANEXO 9 - Aplicação da Regulamentação ANEEL sobre o fluxo reverso na geração solar FV distribuída do setor elétrico Brasileiro: Generalidades (ANEEL, 2021).

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) tem por funções estratégicas e responsabilidades, emanadas das políticas públicas energéticas, a regulação e fiscalização da produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no sistema elétrico do País, atuando em equilíbrio com órgãos reguladores como o Operador do Sistema Elétrico Nacional, o Sistema Interligado Nacional, dentre outros agentes para o fornecimento de energia com qualidade ininterrupta ao consumidor final.

As regulamentações através das resoluções ANEEL e Lei do Marco Energético possuem grau de importância para o efetivo cumprimento das obrigações de ambos consumidores-geradores das GDs e distribuidoras de energia elétrica.

Por sua vez, o ONS (Operador do Sistema Elétrico Nacional) possui o dever do monitoramento e controle em tempo real do complexo de linhas de transmissão, proporcionando a qualidade, segurança, confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico de potência, enquanto o SIN (Sistema Interligado Nacional), a função de integração operacional entre todos os sistemas elétricos regionais nacionais, possibilitando melhor adaptação dinâmica em expansões de redes, entre relação consumo / demanda, e compensações devido a probabilidades de falhas técnicas localizadas.

Os órgãos oficiais citados tem em comum a responsabilidade conjunta da política de planejamento integrada, visando a qualidade e eficiência na prestação de serviços aos consumidores de energia elétrica, abrangendo a solução de problemas de questões como a incidência da inversão de fluxo de potência por sistemas de geração solar fotovoltaica distribuída.

ANEXO 10 - Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN): Responsabilidades, medidas e ações sobre o fluxo reverso na área de transmissão de energia.

Avaliações do desempenho elétrico do sistema interligado nacional (SIN) Estudos do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL - Plano de Ampliação e Reforços: Sumário Executivo Ciclo 2025 - 2029.

i. Inversão de fluxo no contexto do ONS / SIN. (ONS, 2024):

A MMGD (Micro e Minigeração Distribuída) composta majoritariamente por sistemas de geração de energia solar fotovoltaica de pequena escala tem crescido rapidamente, e com previsão até 2029, se tornar a segunda maior fonte renovável de geração de energia elétrica no País.

Esse crescimento impacta significativamente a operação do SIN (Sistema Interligado Nacional), resultando na possibilidade de inversão do fluxo de potência nas subestações das redes de distribuição elétricas de fronteira, podendo causar ou agravar restrições no sistema de transmissão.

Nesse sentido, o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) vem colaborando em diversas trilhas para garantir uma penetração segura, resiliente e sustentável da MMGD no SEB (Setor Elétrico Brasileiro)

ii. Garantias (ONS, 2024):

a. Devem haver garantias do (ONS) visando a modernização da infraestrutura da rede de transmissão, aprimoramento dos requisitos técnicos para conexão ao SIN e a instalação de equipamentos que aumentem a segurança e estabilidade do sistema. Essas medidas devem garantir que o sistema elétrico brasileiro continue operando de forma segura e confiável.

b. Adoção de regras operativas, sendo ações preventivas para mitigar riscos e evitar problemas como sobrecargas em equipamentos e outros como fenômenos ou distúrbios elétricos que comprometam a segurança do sistema interligado elétrico nacional.