

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

VAGNER DE GONÇALVES INSAURRIAGA

ESTUDO COMPARATIVO DAS NORMAS TÉCNICAS PARA A MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUIDA EM RELAÇÃO ÀS EXIGÊNCIAS MÍNIMAS DA ANEEL

Alegrete, RS

19 de Janeiro de 2015

Vagner de Gonçalves Insaurriaga

ESTUDO COMPARATIVO DAS NORMAS TÉCNICAS PARA A MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUIDA EM RELAÇÃO ÀS EXIGÊNCIAS MÍNIMAS DA ANEEL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa (Unipampa, RS), como requisito parcial para obtenção de grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Universidade Federal do Pampa - UNIPAMPA

Curso de Engenharia Elétrica

Orientador : Prof. Dr. José Wagner Maciel Kaehler

Alegrete, RS

19 de Janeiro de 2015

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

I126e Insaurreiaga, Vagner de Gonçalves

ESTUDO COMPARATIVO DAS NORMAS TÉCNICAS PARA A MICRO
E MINIGERAÇÃO DISTRIBUIDA EM RELAÇÃO AS EXIGÊNCIAS MÍ-
NIMAS DA ANEEL / Vagner de Gonçalves Insaurreiaga.

77 p.

Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Univer-
sidade Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA, 2015.

"Orientação: José Wagner Maciel Kaeher".

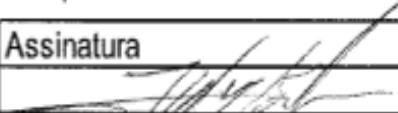
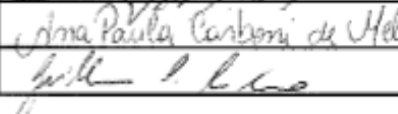
1. Geração Distribuída. 2. Vantagens e Desvantagens.
3. Incentivo a utilização de Fontes Renováveis. 4. Bar-
reiras na utilização de Geração Distribuída. 5. Resolu-
ção Normativa nº482 e nº517. I. Título.

Autoria: Vagner De Gonçalves Insaurreaga

Título: ESTUDO COMPARATIVO DAS NORMAS TÉCNICAS PARA A MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM RELAÇÃO AS EXIGÊNCIAS MÍNIMAS DA ANEEL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como parte das atividades para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa.

Os componentes da banca, abaixo listados, consideram este trabalho aprovado

	Nome	Titulação	Instituição	Assinatura
1	José Wagner Maciel Kaehler	Prof. Dr.	unipampa	
2	Ana Paula Carboni de Mello	Prof. Me.	unipampa	Ana Paula Carboni de Mello
3	Guilherme Sebastião da Silva	Prof. Me.	unipampa	

Data da aprovação: 19 de Janeiro de 2015.

Dedico em trabalho aos meus pais, Clóvis Insaurreaga e Regina Insaurreaga, familiares e a minha namorada Camila Pessamiglio.

AGRADECIMENTO

Agradeço aos meus pais e irmã, que fizeram que esse momento se tornasse possível.

A minha namorada Camila, por todo apoio, estando sempre ao meu lado sem que me fizesse desacreditar.

Aos professores que passaram por minha graduação, em principal ao meu professor orientador José Wagner, pelo auxílio na escolha do tema e no desenvolvimento do trabalho.

Aos colegas de curso e amigos, que estiveram ao meu lado dando apoio e colaborando para que eu chegasse até reta final do curso.

O meu sincero muito obrigado a todos.

*Sonhos determinam o que você quer.
A ação determina o que você conquista.*

Aldo Novak.

RESUMO

As redes de distribuição foram originalmente projetadas para funcionar como elementos passivos, fazendo a transmissão do fluxo de potência de forma unidirecional com sentido da concessionária distribuidora de energia para os centros de cargas. Através da inserção de Geração Distribuída (GD), as redes de distribuição passam por um processo de reformulação, onde, ocorre uma mudança em sua característica de funcionamento, tornando-as ativas, de maneira semelhante às redes de transmissão, de fluxo bidirecional. Este novo sistema aporta vantagens e desvantagens para os clientes e concessionária. Todo consumidor detentor de central geradora e conectada a rede de distribuição, ao produzir energia elétrica que, por sua vez, a potência gerada for maior que o exigido pela carga, seu excedente será injetado a rede elétrica fazendo com que haja circulação de energia em direção a subestação. Dependendo da magnitude das potências injetadas, esta, poderá acarretar problemas a concessionária e/ou ao cliente. Assim, faz se necessário um sistema de planejamento e supervisão que seja capaz de preservar a integridade de todos que a ela estão conectados, sem que haja interferência na qualidade da energia do sistema. Neste sentido, o trabalho tem por finalidade realizar a análise das normas técnicas que algumas concessionárias do Brasil estão expondo aos clientes que desejam realizar a conexão de GD as redes de distribuição com foco na análise do sistema proteção, controle e monitoramento, além, do levantamento dos prazos estipulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica, a que estão submetidas às concessionárias para a autorização de conexão de GDs às redes de distribuição.

Palavras-Chave: Controle, Fluxo de Potência, Geração Distribuída, Monitoramento, Proteção.

RESUMEN

Las redes de distribución fueran originalmente proyectadas para trabajar como elementos pasivos, haciendo la transmisión del flujo de potencia para los centros de cargas. A través de inserción Generación Destruídas (GD), las redes de distribución pasan por un proceso de reformulación donde, hay un cambio en su característica de operación, haciéndolas activas de modo semejante a las redes de transmisión, con flujo bidireccional. Este nuevo sistema trae ventajas y desventajas para los clientes y concesionaria. Todo consumidor titular de central generadora y conectada a red de distribución al producir energía eléctrica que, sucesivamente, la potencia generada fuera mayor que el exigido por la carga, su superávit será inyectado a la red eléctrica haciendo con que ya está circulación de energía en dirección a subestación. Dependiendo de la magnitud de las potencias inyectadas, esta, podrá resultar en problemas a concesionaria y/o al cliente. Así hace necesario un sistema de planeamiento y supervisión que sea capaz de preservar la integridad de todos que a ella están conectados sin que ocurra interferencia en la calidad de energía del sistema. En este sentido el trabajo tiene por finalidad hacer un análisis de las normas técnicas que algunas concesionarias del país están exponiendo sus clientes que desean realizar la conexión del GD centrándose en el análisis del sistema de protección, control y monitoreo, además, levantamiento de los plazos estipulados por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica, que son sometidos los concesionarias para la autorización de conexión de GDs a las redes de distribución.

Palabras clave: Control, Flujo de Potencia, Generación Distribuida, Monitoreo, Protección.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema convencional de distribuição de energia elétrica.....	17
Figura 2 - Sistema de compensação/Sistema net metering.	18
Figura 3 - Participação de fontes energéticas na produção de energia elétrica	21
Figura 4 - Distribuição por classe de consumo.....	23
Figura 5 - Fluxograma dos processos de instalação da GD.....	34
Figura 6 - Conexão de Geração Distribuída com utilização de Inversor (a) e sem utilização de Inversor (b).	45
Figura 7 - Sistema de distribuição em ilhaento.....	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Níveis de tensões considerados para conexão de micro e minigeração distribuída.....	28
Tabela 2 - Requisitos mínimos em função da potência instalada.....	29
Tabela 3 - Concessionárias para análise	31
Tabela 4 - Análise comparativa das etapas de viabilização de acesso.....	35
Tabela 5 - Comparativo das proteções mínimas em BT da AES Sul com as mínimas exigidas pela ANEEL.....	48
Tabela 6 - Comparativo das proteções mínimas em MT da AES Sul com as mínimas exigidas pela ANEEL.....	50
Tabela 7 - Comparativo das proteções mínimas em BT da CEEE com as mínimas exigidas pela ANEEL.....	52
Tabela 8 - Comparativo das proteções mínimas em MT da CEEE com as mínimas exigidas pela ANEEL.....	53
Tabela 9 - Análise comparativa das proteções mínimas da RGE em relação as da ANEEL	55
Tabela 10- Análise comparativa entre as proteções da CELESC em relação com o exigido pela ANEEL	56
Tabela 11 - Análise comparativa entre as proteções da COPEL para microgeração distribuída em relação ao exigido pela ANEEL	57
Tabela 12 - Análise comparativa entre as proteções da COPEL para minigeração distribuída em relação ao exigido pela ANEEL	59
Tabela 13 - Análise comparativa das proteções em BT da AMPLA em relação às mínimas exigidas pela ANEEL	60
Tabela 14 - Análise comparativa das proteções em MT da AMPLA em relação às mínimas exigidas pela ANEEL	62
Tabela 15 - Análise comparativa das proteções em BT da CEMIG em relação as mínimas exigidas pela ANEEL	63
Tabela 16 - Análise comparativa das proteções em BT da LIGHT relação as mínimas exigidas pela ANEEL.....	64
Tabela 17 - Análise das proteções mínimas exigidas pela COELBA em comparação com a ANEEL.....	65
Tabela 18 - Análise das proteções mínimas em BT exigidas da ELETROBRÁS, em comparação com a ANEEL	66

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 Justificativa	14
1.2 Objetivo	14
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	16
2.1 Geração Distribuída.....	16
2.2 Vantagens e Desvantagens.....	18
2.3 Incentivo a utilização de Fontes Renováveis.....	20
2.4 Barreiras na utilização de Geração Distribuída	22
3 RESOLUÇÕES NORMATIVAS	25
3.1 Resolução Normativa nº482 e nº517	25
3.2 Procedimentos de Distribuição da Agência Nacional de Energia Elétrica (PRODIST)	26
3.2.1 Etapas para viabilização do acesso	27
3.2.2 Critérios técnicos e operacionais	28
3.2.3 Requisitos de projeto	28
3.2.4 Sistema de Medição.....	30
4 ANÁLISE DAS NORMAS TÉCNICAS DAS CONCESSIONÁRIAS	31
4.1 Condições iniciais.....	31
4.2 Etapas de viabilização de acesso.....	33
4.2.1 Análise dos prazos para utilização da GD.....	35
4.3 Critérios técnicos e operacionais.....	36
4.3.1 Potência de conexão.....	37
4.3.2 Sistema de medição.....	39
4.3.3 Proteções para conexão de Geração Distribuída	44
4.3.4 Dispositivo de seccionamento visível e Ilhamento.....	66
5 RESULTADOS OBTIDOS	70
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS	73
REFERÊNCIAS.....	75

1 INTRODUÇÃO

O sistema Brasileiro de geração de energia elétrica sempre foi baseado em geradores de grande porte, particularmente na forma de geração de energia hidráulica atingindo cerca de 70% da geração, sendo instalados distante dos centros de cargas e conectados por extensas linhas de transmissão.

Conforme a ANEEL (2014), à medida que se tem aumento demográfico e crescimento da atividade econômica, se tem um aumento do consumo de energia e conseqüentemente a necessidade de expansão de parques geradores. Desta forma, é importante que surjam alternativas para utilização de novos recursos com a finalidade de se subsidiar esse aumento. Dados estimados pela GREENPEACE (2010) apontam que o crescimento do consumo de energia elétrica até o ano de 2050 será triplicado, de 428 TWh para 1.442 TWh de energia.

A escassez de chuva é outro fator importante que promove a deterioração dos níveis dos reservatórios, reduzindo a confiabilidade do sistema e expondo em risco a necessidade do corte de cargas ou apagões. Segundo BEN (2014), de 2011 a 2013, houve um decréscimo na oferta de energia elétrica devido as condições hidrológicas desfavoráveis, o que ocasionou para o ano de 2012 a 2013 redução de 6% da capacidade dos reservatórios.

Há diversos fatos existentes, ao qual, torna necessário idéias e iniciativas para contornar a situação presente, onde, uma delas é a utilização de GD, que vem ganhando força e uso.

Os benefícios proporcionados pela utilização dessa tecnologia podem ser destacados em vários aspectos. Porém, a GD possui questões técnicas relevantes, as quais, geram impactos negativos para a qualidade de energia e proteção de sistemas de distribuição, devendo ser tratados com cautela por parte das concessionárias.

Quando não projetadas adequadamente, a interligação da GD pode ocasionar alterações nos níveis de perdas elétricas, parâmetros de qualidade da energia, estabilidade do sistema, regulação de tensão, corrente de curto-circuito, carregamento de condutores e carregamento dos transformadores de distribuição. Desta forma, cria-se o desafio de se planejar, projetar, operar e manter o sistema elétrico em funcionamento. (SANTOS, 2013)

1.1 Justificativa

O fato da GD ser um assunto recente no país, faz com que muitas concessionárias ainda não possuam uma norma técnica adequada, não estando devidamente preparadas para o uso e conexão dessas fontes nas redes de distribuição.

No Brasil, há diversos incentivos para utilização de pequenas centrais geradoras com potência de injeção de até 30 MW para utilização em redes de transmissão. Tratando-se de centrais geradoras de pequeno porte de até 1 MW, como é o caso da micro e minigeração, essas, possuem complicações em barreiras regulatórias, técnicas e legais ou dificuldades para viabilizar economicamente os projetos e comercialização da energia (NOTA TÉCNICA N°0025/2011, 2011).

Foi apenas em 17 de abril de 2012 que surgiu a primeira resolução normativa tratando das condições gerais para a conexão de micro e minigeração distribuída ao sistema elétrico de distribuição.

Entre 30/08/2013 a 07/10/2013 o Greenpeace juntamente com Market Analysis (2013), desenvolveram um estudo a respeito do conhecimento das pessoas sobre o sistema de microgeração distribuída e resolução normativa n°482 aprovada pelo governo. Dos resultados obtidos, apenas 3 entre 10 brasileiros tem conhecimento ou algum conhecimento sobre a proposta do governo, indicando 28% e 71% aos que não estão ciente desta proposta.

Há pouca divulgação a respeito de GD e, assim, necessidade de normas técnicas adequadas que façam suas exigências de forma a garantir a qualidade e confiabilidade do sistema, sem causar prejuízos as unidades consumidoras e concessionárias distribuidoras de energia elétrica.

1.2 Objetivo

O trabalho tem por finalidade fazer uma análise comparativa das normas técnicas disponíveis pelas concessionárias distribuidoras de energia com foco na parte das proteções, controle e monitoramento, assim, como os prazos estipulados para cada processo de viabilização da instalação até a conexão final da GD, fazendo análise se estão de acordo com as normas vigentes no momento a respeito de micro e minigeração distribuída.

A estruturação do trabalho está disposta da seguinte maneira:

O capítulo 2, tratasse da revisão bibliográfica sobre o assunto Geração Distribuída, mostrando um contexto geral sobre o sistema de geração interligado ao sistema de distribuição. No capítulo 3, são tratadas as resoluções vigentes a utilização de GD, mostrando as condições gerais e técnicas. No capítulo 4, está a análise referente as normas técnicas das concessionárias em estudo, trazendo o comparativo entre as exigências mínimas, de forma à averiguar, se estão de acordo com a ANEEL. No capítulo 5, estão os resultados obtidos dos levantamento realizados, abordando as concessionárias em destaque para cada processo. No capítulo 6, estão as considerações finais a respeito do trabalho realizado.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A inclusão das fontes de geração distribuída conectadas as redes de distribuição, trata-se de um sistema novo no país, ao qual, deve existir um maior conhecimento nas diversas condições de operação quando conectadas à rede de baixa e média tensão da concessionária frente aos desafios da dinâmica do Sistema Interligado Nacional - SIN.

Os estudos que relacionam as condições técnicas em que as concessionárias distribuidoras de energia estão trabalhando, é muito pouco tratado. Há diversos trabalhos, onde, o foco principal é referente aos impactos que as fontes causam no sistema de distribuição. São estudos relevantes que visam retratar a realidade que tais fontes podem causar nas redes, tentando minimizar os impactos negativos, trazendo a viabilidade da conexão e permanência desse sistema que produz diversos benefícios.

O estudo desse capítulo trás um conhecimento geral sobre o novo sistema, que torna capaz a utilização de geradores de energia em unidades consumidoras com conexão direta a rede de distribuição, abordando as vantagens e desvantagens, o incentivo a utilização de fontes renováveis, e as barreiras na utilização de GDs.

2.1 Geração Distribuída

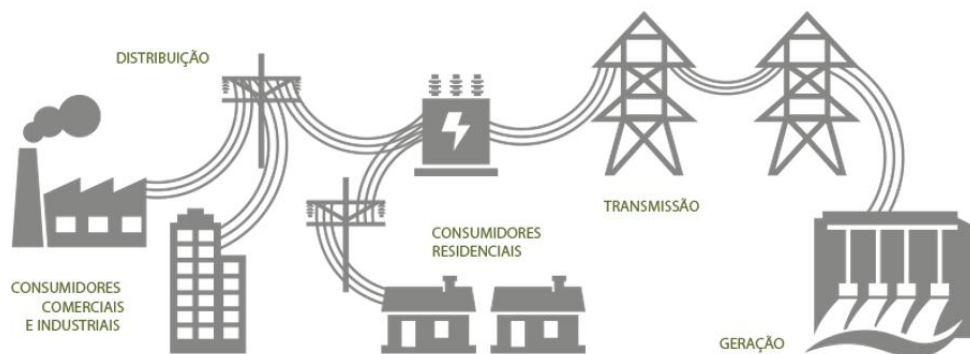
No Brasil, de acordo com o decreto nº 5.163 de 2004, o conceito de Geração Distribuída é definido como: o uso de fontes alternativas para a geração de energia elétrica com potência de instalação de até 30 MW e com eficiência energética superior a 75%, conectados ao sistema elétrico de distribuição e não sendo despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL é a responsável pela regulação e fiscalização sobre os sistemas de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica. Através dela foi realizada a Consulta Pública nº 15/2010 (10 de setembro a 9 de novembro de 2010) e a Audiência Pública nº 42/2011 (11 de agosto a 14 de outubro de 2011) com o objetivo de debater os dispositivos legais para conexão de GD de pequeno porte à rede de distribuição. Os resultados obtidos por esses dois processos, resultaram nas Resoluções Normativas nº482 de 17 de abril de 2012 e nº517 de 11 de dezembro de 2012, que tratam das

condições gerais de acesso a Micro e Minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2014).

A Figura 1 mostra o sistema tradicional de distribuição de energia elétrica, partindo do princípio em que a energia é provinda da fonte hidráulica, passando pelo sistema de transmissão e chegando a subestação rebaixadora, onde, será distribuída através das linhas de distribuição para os centros de cargas.

Figura 1 - Sistema convencional de distribuição de energia elétrica

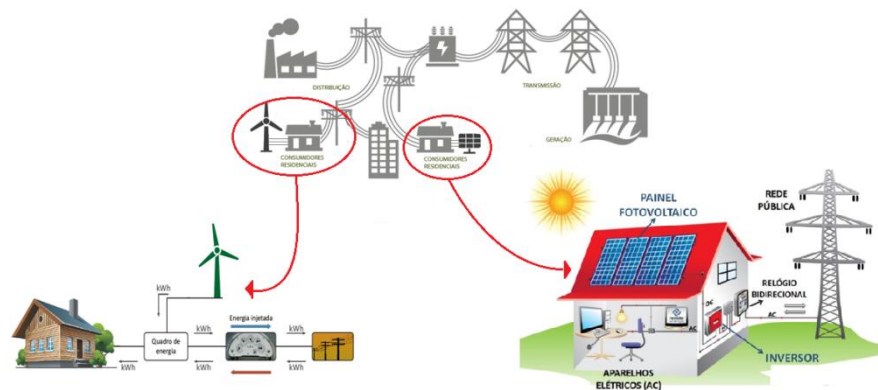


Fonte: SIGOLI (2014)

Através da RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482 de 2012, ficou estabelecido que todos consumidores que possuírem alguma fonte de geração baseada em alternativas, podem gerar sua energia elétrica de forma a abater seu consumo e nos meses em que a quantidade de energia gerada for maior do que a necessária, seu excedente é entregue a concessionária como forma de “empréstimo” gerando um saldo positivo, podendo ser utilizado em outro posto tarifário ou em outra unidade consumidora, desde que, esteja na mesma área de concessão e seja do mesmo titular. Tal procedimento ficou denominado como sistema de compensação, ao qual, trata-se de uma inovação conhecido internacionalmente de “*net metering*”.

A Figura 2 retrata o novo sistema utilizando micro e minigeração distribuída com a utilização das fontes eólica e solar. Destaca-se, que os geradores são utilizados nas unidades consumidoras com o intuito de abater seu consumo, fazendo a medição do fluxo de potência em dois sentidos através de medição bidirecional.

Figura 2 - Sistema de compensação/Sistema net metering.



Fonte: ANEEL (2014) e SIGOLI (2014)

2.2 Vantagens e Desvantagens

Um dos principais benefícios quanto a instalação de GD é que a energia é gerada junto a carga, proporcionando uma redução nas perdas associadas à transmissão e à distribuição de energia (LINO, 2007).

Por ser um tipo de produção de energia elétrica que utiliza variados tipos de tecnologias, ela proporciona uma diversificação no uso da matriz energética, não dependendo exclusivamente de um único tipo de fonte primária. O índice de produção de poluição se torna inexistente por qualquer parte das fontes, gerando baixos impactos ambientais (SANTOS, 2013).

De acordo com LINO (2007) e NOTA TÉCNICA N°0025/2011 (2011) podem ser citadas, as vantagens:

- Menor tempo de implantação;
- Redução de perda de energia com extensas linhas;
- Melhora nos níveis de tensão da rede no período de carga pesada;
- Redução de carregamento excessivo nas linhas de distribuição;
- Redução de dependência de energia importada de outras regiões.

Por outro lado, as centrais geradoras conectadas as redes de distribuição podem ocasionar algumas desvantagens como sita a NOTA TÉCNICA N°0025/2011 de 2011:

- Maior complexidade de operação da rede de distribuição, em razão do fluxo bidirecional de energia;

- Necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes;
- Aumento da dificuldade para controlar o nível de tensão da rede no período de carga leve;
- Alteração dos níveis de curto-circuito das redes;
- Aumento da distorção harmônica na rede;
- Elevada taxa de falhas dos equipamentos de geração;
- Alto custo de implantação; e tempo de retorno elevado para o investimento.

Além das desvantagens citadas, quando não projetadas adequadamente, a GD pode provocar outros impactos negativos nas redes de distribuição das concessionárias, como:

- A mudanças no fluxo de potência ativa e reativa alterando o perfil da tensão do sistema. Geradores conectados a rede tendem a modificar a potência reativa absorvida ou injetada. O aumento de GD conectados paralelamente as redes proporciona o aumento de reativo, desta forma, subtensão ou sobretensão podem ocorrer em determinados períodos de geração, interferindo no perfil da tensão (PIZZALI, 2006).
- A inserção de várias unidades de GD de pequena potência alteram também os níveis de curto-circuito. Devido ao somatório das correntes produzidas pelos geradores com a corrente da subestação, proporcionam um desordenamento dos fusíveis de proteção, postando em risco a confiabilidade e segurança do sistema de distribuição. A má coordenação das proteções da concessionária e da geração pode danificar o sistema elétrico, no momento de falta ou em regime permanente, quando não projetadas e ajustadas corretamente (DRIEMEIER, 2009).
- Os equipamentos que geram energia elétrica em corrente contínua, por exemplo: geradores fotovoltaicos e geradores eólicos, necessitam de equipamentos com capacidade de converter a energia elétrica em corrente alternada. Esses equipamentos trabalham com chaveamentos provocando distorções harmônicas na forma da onda. A utilização de inversores faz-se necessária para ajustar os parâmetros de frequência, tensão e potência de geração, devido a falta de recursos naturais provindas da energia eólica ou solar que são oscilantes (DRIEMEIER, 2009).

A utilização de GD mostrou que a nova tecnologia pode trazer diversas vantagens ao sistema elétrico e aos clientes usuários de fontes geradoras. Porém, há impactos negativos quando não projetados e ajustados corretamente, gerando danos na qualidade do sistema elétrico ou até mesmo aos clientes a ela conectados.

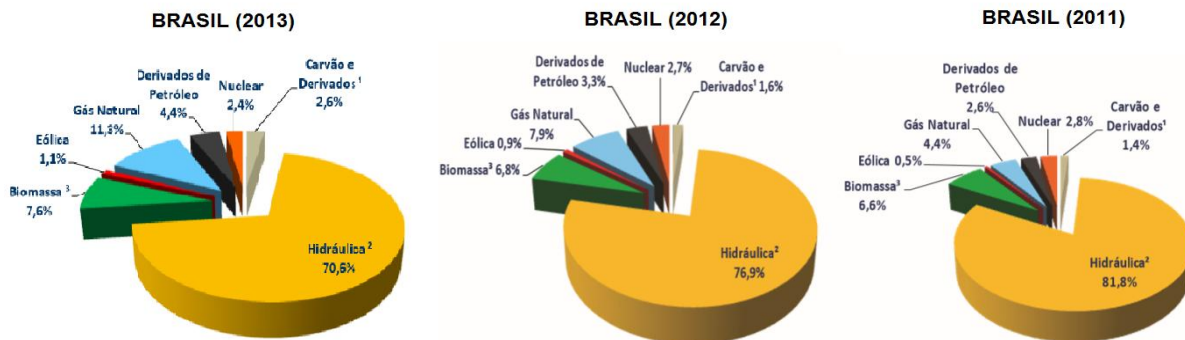
2.3 Incentivo a utilização de Fontes Renováveis

O Brasil é um país em que apresenta uma das maiores iniciativas na utilização de fontes renováveis de energia, possibilitando uma maior diversidade na matriz energética. Seus recursos representam 41% dos 13% totais do mundo (BEN, 2014).

A geração Hidroelétrica, detém o maior percentual de produção de energia elétrica das fontes disponíveis no Brasil. De acordo com o BIG (2015), dos empreendimentos em operação, 62,81% é destinado à geração através de usinas hidroelétricas, porém, devido as condições hidrológicas desfavoráveis nos últimos anos acabou acarretando na diminuição do seu uso. Em 2013 houve uma queda de 6% em comparação ano anterior, por outro lado houve um aumento na geração de energia através das fontes renováveis, como é o caso da energia eólica, atingindo um aumento de 30,2% na produção de energia elétrica. (BEN, 2014)

Os gráficos mostrados na Figura 3 demonstram a queda de produção de energia elétrica provinda de fontes hidráulicas nos anos de 2011 a 2013, onde, é possível observar o aumento percentual do uso de fontes energéticas.

Figura 3 - Participação de fontes energéticas na produção de energia elétrica



Fonte: BEN (2014)

Recentemente alguns programas de iniciativa ao aproveitamento de recursos renováveis têm surgido ou estão em projeto, principalmente para sistemas de micro e minigeração distribuída como é o caso do:

- **Plano Inova:** Com início em 2011, o Plano Inova tem o objetivo de apoiar as empresas em projetos e domínio tecnológico a fontes renováveis de geração de energia elétrica solar fotovoltaica, termo solar e eólica. Participam do projeto o BNDES, junto com a Financiadora de Estudos e Projetos (Finep) e (ANEEL) (PLANO INOVA ENERGIA, 2011).
- **Fundo Clima:** O Programa criado pela Lei 12.114 em 09/12/2009 e regulamentado pelo Decreto 7.343 de 26/10/2010, destina-se a aplicar a parcela de recursos reembolsáveis do Fundo Nacional sobre Mudança do Clima ou Fundo Clima. Possui 10 (dez) subprogramas, entre eles o de Energias Renováveis, cujo objetivo é apoiar os investimentos em geração e distribuição local de energia renovável, no desenvolvimento tecnológico e na cadeia produtiva do setor de energias renováveis que não estejam conectados ao Sistema interligado Nacional - SIN e com potência de até 1 MW. Tem como foco o desenvolvimento tecnológico dos setores de energia eólica, biomassa, oceanos (marés, ondas e outras) hidráulica e solar (PROGRAMA FUNDO CLIMA, 2009).
- **P&D Estratégico ANEEL:** Publicada em agosto de 2011, Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D Estratégico 013/2011 – “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, recebeu 18 propostas de projetos com o foco de ajudar a desenvolver a cadeia produti-

va da energia solar, sendo analisados pela ANEEL; Ministério de Minas e Energia - MME; Empresa de Pesquisa Energética - EPE e Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit - GIZ, onde, os aprovados tiveram um investimento previsto de R\$ 395,9 milhões em um prazo de três anos. Dentre os projetos aceitos podemos destacar algumas empresas como: CEEE; CEMIG; COELBA; CPFL; ELETROSUL; FURNAS; PETROBRÁS; entre outras. (P&D, 2011).

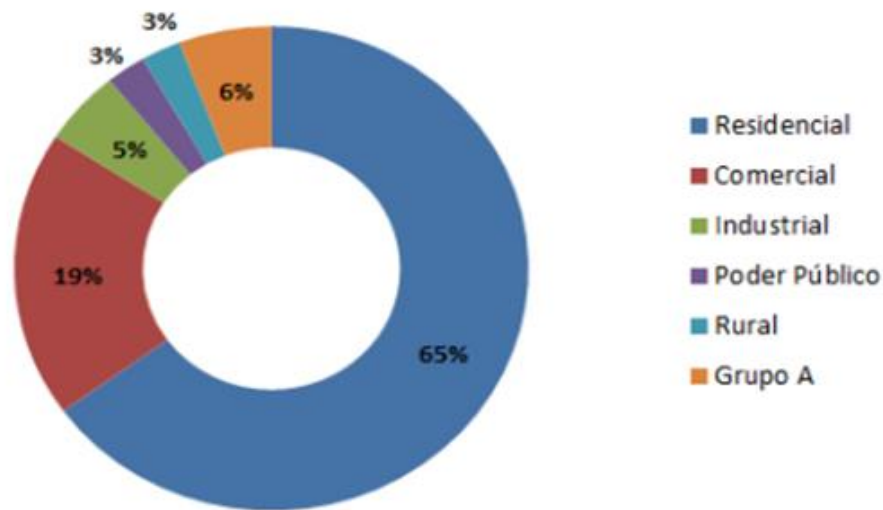
➤ Desconto de TUSD e TUST: A ANEEL publicou em 19 de abril de 2012, junto a resolução sobre micro e minigeração distribuída, a resolução nº481 que reduz para até 80% o desconto das chamadas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição e Transmissão (TUSD e TUST) nos primeiros 10 anos do projeto para os empreendimentos voltados às fontes solares que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017 (RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº481, 2012).

2.4 Barreiras na utilização de Geração Distribuída

Apesar da GD apresentar vantagens para o sistema elétrico, o incentivo a utilização não a torna muito atrativa. O alto custo com os equipamentos e instalação, carência de mão de obra especializada e altos custos tributários, são alguns dos efeitos responsáveis pela desmotivação. Baseado no fato em que o maior índice de consumo elétrico está localizado na classe residencial, a principal fonte de geração para o abatimento do consumo acaba sendo os painéis fotovoltaicos junto a unidade consumidora, tendo como motivação o sistema de compensação. Porém, os impostos atribuídos ao uso de micro ou minigeração distribuída ainda são elevados (SILVA, 2013).

O gráfico da Figura 4 demonstra o percentual do uso final da energia elétrica por classe de consumo no Brasil.

Figura 4 - Distribuição por classe de consumo.



Fonte: CASTRO (2014)

A Figura demonstra o percentual de energia elétrica consumida no Brasil, pertencendo à classe residencial a maior parcela. Tal fato mostra que devem existir iniciativas para abater esse grande consumo. Uma das formas pode ser encontrada através do sistema de GD, pois, o consumidor irá gerar a energia junto a unidade consumidora. Como forma de motivação para o uso da tecnologia, a resolução normativa nº482 aderiu uma inovação, chamado de sistema de compensação, onde a energia elétrica gerada excedente é injetada ao sistema elétrico de distribuição como forma de empréstimo gratuito, permitindo a possível utilização dessa energia "armazenada" em outro posto tarifário. Porém, a devolução da energia acumulada pela GD, que deveria ser gratuita, vem acrescida de tributos.

Em 5 de abril de 2013 o Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ aprovou o convênio ICMS 6, sendo aplicável a toda energia consumida pela unidade consumidora, inclusive a microgeradores, desfavorecendo o sistema de compensação de energia injetada a rede e prejudicando o retorno financeiro. A concessionária acaba devolvendo ao consumidor a energia elétrica com a tributação do ICMS embutido (ANEEL, 2014).

Uma proposta para a redução desse imposto foi apresentada no dia 18 de agosto de 2014, visando trazer vantagens aos produtores de energia elétrica, tendo como justificativa a redução de perdas e a diminuição dos investimentos em redes de transmissão e de distribuição. Porém, até o momento, o CONFAZ não autoriza e

acaba cobrando o imposto a toda energia consumida na unidade consumidora, independente se a energia é comprada da concessionária ou se é a energia armazenada (AGÊNCIA SENADO, 2014).

A ANEEL esclarece que não compete a ela a realização de tributos no uso de micro e minigeradores, tendo uma visão contrária ao estabelecido. Defende a aplicação de tributação apenas quando a diferença entre os valores finais de consumo e energia excedente gerada for positiva, onde, trata-se da diferença da potência consumida menos a potência gerada. Ela julga como aceitável que a base de cálculo seja apenas ao valor de custo de disponibilidade para o consumo de energia "armazenada" em posto diferente do que foi gerado (CASTRO, 2014).

Estes fatores provam que devem haver incentivos e leis que garantam a redução dos impostos cobrados, e favorecimento em custos para aquisição dos equipamentos para micro e minigeração distribuída, visando o aumento na utilização de geradores para uso próprio.

3 RESOLUÇÕES NORMATIVAS

Para a utilização de micro ou minigeração distribuída, os consumidores e concessionárias devem seguir normas que tratam dos aspectos gerais para a interligação da central geradora na rede elétrica. Tais normas são representadas pelas Resoluções Normativas nº482 e nº517, que estabelecem as condições gerais e o sistema de compensação, juntamente com a norma da ANEEL/PRODIST, como forma de adequações técnicas.

O estudo a seguir trata das três principais resoluções vigentes até o momento, trazendo uma abordagem dos principais itens que constituem a permissão da GD. O objetivo é esclarecer o funcionamento do sistema e os itens mínimos exigidos na instalação da central geradora.

3.1 Resolução Normativa nº482 e nº517

Com a crescente utilização de fontes geradoras conectadas a rede, o assunto começou a ganhar importância, fazendo com que normas fossem criadas. Em 17 Abril de 2012 foi publicada a RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, a qual, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, sistema de compensação de energia elétrica, e de outras providências.

Porém, não constam as questões técnicas relacionadas ao sistema elétrico, servindo apenas para que as concessionárias distribuidoras de energia possam se adequar, elaborar ou revisar normas técnicas do acesso a micro 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. A (RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 517, 2012), foi estabelecida como forma complementar, tendo como objetivo a alteração de alguns itens estabelecido na resolução nº 482.

De acordo com a resolução, a classificação de GD é realizada de duas formas: Microgeração, para unidades consumidores conectadas a rede de distribuição com potência menor ou igual a 100 kW e, minigeração unidades consumidoras com demanda contratada entre 100 kW a 1MW, cabendo a elas produzir a energia elétri-

ca através geradores baseadas em fontes alternativas (hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada).

O sistema de compensação surgiu juntamente com a resolução, onde, possibilita ao consumidor injetar a potencia excedente gerada para a rede de distribuição em que esta conectada, funcionando como forma de empréstimo gratuito, ao qual, é convertido em créditos de quantidade de energia ativa e, assim, ser consumida em outro posto tarifário da mesma unidade consumidora ou de outra, desde que, possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ). Estes créditos podem ficar acumulados em um prazo de até 36 (trinta e seis) meses (RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, 2012).

Para se conectar a rede de distribuição a assinatura de contratos fica dispensado, sendo necessário apenas um Acordo Operativo para os minigeradores ou do Relacionamento Operacional para os microgeradores, desde que estejam enquadrados no sistema de compensação (RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, 2012).

As responsabilidades por dano ao sistema elétrico por eventos inadequados que venham a prejudicar o sistema de distribuição da concessionária, onde, constatada a irregularidade, os créditos de energia ativa adquiridos no período não poderão ser utilizados no sistema de compensação de energia elétrica (RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, 2012).

A resolução estabelece que as condições técnicas para instalação da micro e minigeração distribuída devem ser seguidas conforme os procedimentos da ANEEL, destinados ao acesso de micro e minigeração distribuída do PRODIST - módulo 3.

3.2 Procedimentos de Distribuição da Agência Nacional de Energia Elétrica (PRODIST)

O módulo 3 do PRODIT estabelece regras e padronizações para o acesso de novos e existentes acessantes ao sistema de distribuição, visando os critérios técnicos e operacionais sem que haja prejuízos aos níveis de desempenho ou de qualidade da rede elétrica. São envolvidos nesse processo:

- a) Unidades consumidoras de energia livre e especial;
- b) Centrais geradoras de energia;

- c) Distribuidoras de energia;
- d) Agentes importadores ou exportadores de energia;
- e) Unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica.

Visando a utilização de unidades consumidoras que façam adesão de centrais geradoras de energia elétrica em forma de GD com potência de até 1000 kW. O trabalho tem o desenvolvimento conforme a seção 3.7 - Acesso de Micro e Minigeração Distribuída, sendo constituída dos seguintes critérios:

3.2.1 Etapas para viabilização do acesso

Parte responsável pelas etapas relacionadas à solicitação de acesso e parecer de acesso da geração distribuída entre consumidores e concessionária local. Estabelecem as condições iniciais para as documentações, adequações e prazos a serem seguidos até a conexão da micro ou minigeração distribuída na rede de distribuição da concessionária.

3.2.1.1 Solicitação de acesso

Requerimento formulado pelo acessante com as informações e estudos pertinentes a instalação da central geradora, ficando sobre responsabilidade da concessionária, coletar as informações da unidade geradora e enviar os dados à ANEEL para fins de Registro.

Nesse período de solicitação de acesso, a concessionária emite ao acessante as eventuais pendências relativas às informações solicitadas, sob um prazo de 60 dias para a adequação dos itens, onde, percorrido o prazo estipulado sem realizar as devidas alterações, implica na perda de efeito ao acesso de conexão junto a distribuidora.

3.2.1.2 Parecer de acesso

Documento obrigatório apresentado pela acessada, contendo as condições de acesso a respeito da conexão e uso, e os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante.

É de responsabilidade da concessionária informar todas as características do seu sistema e responsabilidades do acessante para auxílio na conexão da micro ou minigeração distribuída.

A concessionária responsável por receber a conexão de geração distribuída tem um prazo de até 30 (trinta) dias, após o recebimento da solicitação de acesso, para encaminhar o parecer de acesso. Se por ventura a conexão da acessante for através de central geradora classificada como mini geração, o parecer de acesso pode ser encaminhado em até 60 (sessenta) dias, quando houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição acessado.

3.2.2 Critérios técnicos e operacionais

Para a conexão de geração distribuída em paralelismo às redes de distribuição a acessada deve elaborar suas normas de forma a conter as exigências:

- A conexão deve ser realizada em corrente alternada com frequência de 60 Hz.
- O paralelismo não pode ocasionar problemas técnicos e/ou de segurança aos demais acessantes ou pessoal envolvido com a operação e manutenção.
- Deve existir uma comunicação entre acessada e acessante para um bom desempenho.
- A proteção deve ter a função de não permitir o funcionamento da central geradora, desfazer o paralelismo, quando suspensa o fornecimento de energia da acessada.
- A central geradora deve operar dentro dos limites de frequência estabelecida pela norma Qualidade de Energia Elétrica do módulo 8 - PRODIST.

3.2.3 Requisitos de projeto

Estabelece as condições do nível de tensão de conexão através da potência instalada.

Tabela 1 - Níveis de tensões considerados para conexão de micro e minigeração distribuída.

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)
10 a 100 kW	Baixa Tensão (trifásico)
101 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
501 kW a 1 MW	Média Tensão

Fonte: PRODIST MÓDULO 3 (2012)

Nota: A quantidade de fases e o nível de tensão de conexão da central geradora serão definidos pela distribuidora em função das limitações técnicas da rede.

De acordo com a potência são determinados os equipamentos mínimos de proteção exigidos.

Tabela 2 - Requisitos mínimos em função da potência instalada.

EQUIPAMENTO	POTÊNCIA INSTALADA (ANEEL)		
	Baixa Tensão		Média Tensão
	Até 100 kW	101 kW a 500 kW	501 kW a 1 MW
Elemento de Desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobre-tensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobre-frequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Estudo de curto-circuito	Não	Sim	Sim
Medição	Sistema de Medição Bidirecional	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes
Ensaio	Sim	Sim	Sim

Fonte: PRODIST MÓDULO 3 (2012)

Notas:

- (1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema.
- (2) Elemento de interrupção automático acionado por proteção para microgeradores distribuídos e comando e/ou proteção para minigeradores distribuídos.
- (3) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.
- (4) Se a norma da distribuidora indicar a necessidade de realização estudo de curto-circuito, cabe à acessada a responsabilidade pela sua execução.
- (5) O acessante deve apresentar certificados (nacionais ou internacionais) ou declaração do fabricante que os equipamentos foram ensaiados conforme normas técnicas brasileiras ou, na ausência, normas internacionais.

- (6) O sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.

Nos sistemas que possuem microgeração através de inversores, os requisitos mínimos de proteção expostos na Tabela 2, são desnecessários, desde que possua as proteções integradas ao equipamento.

Devem ser atendidos os valores estabelecidos no módulo 8 do PRODIST – Qualidade de energia elétrica, a respeito de tensão em regime permanente, fator de potência, distorção harmônica, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de frequência.

3.2.4 Sistema de Medição

Deve ser composto por um medidor com a funcionalidade de medição bidirecional de energia elétrica. Para conexões em baixa tensão o sistema de medição pode ser composto por dois medidores convencionais com a capacidade de medir a potência ativa injetada e a potência consumida. Para as conexões em média tensão, o medidor deverá ser eletrônico bidirecional de 4 quadrantes. As especificações dos medidores são de acordo com a unidade consumidora.

Fica sob-responsabilidade da concessionária a instalação, operação e manutenção do sistema de medição, porém, o custo com a adesão do sistema é de responsabilidade do acessante.

4 ANÁLISE DAS NORMAS TÉCNICAS DAS CONCESSIONÁRIAS

A análise das normas técnicas disponibilizadas pelas concessionárias em comparação com as exigências mínimas estabelecidas pelo PRODIST.

O objetivo principal é verificar se as distribuidoras de energia exigem a seus consumidores os requisitos técnicos mínimos necessários e se elas respeitam os prazos estabelecidos para cada processo de realização da instalação da GD.

Os itens estudados em cada concessionárias são referentes as suas normas técnicas para acesso a micro e/ou minigeração distribuída.

A análise será realizada a respeito de 10 (dez) concessionárias, sendo elas mostradas na Tabela 3:

Tabela 3 - Concessionárias para análise

REGIÃO	CONCESSIONÁRIA
SUL	AES Sul
	CEEE-D
	RGE
	CELESC
	COPEL
SUDESTE	AMPLA
	LIGHT
	CEMIG
NORDESTE	COELBA
NORTE	Eletrobrás

4.1 Condições iniciais

Trata-se das condições impostas aos consumidores que desejam conectar centrais geradoras de energia elétrica as redes das concessionárias, onde, a ANEEL estipula que toda central geradora ao desrespeitar algum critério, a conexão deverá ser interrompida desfazendo o paralelismo para que não haja fornecimento de energia a rede elétrica.

O levantamento desenvolvido sobre as condições iniciais das concessionárias, mostra que cada distribuidora faz sua exigência de acordo com o PRODIST. Todas afirmam que a central geradora deve ser desconectada da rede ao apresentar

alguma irregularidade, pondo em risco a confiabilidade e qualidade do sistema ou danos a clientes e concessionária.

Abaixo constam as condições expostas em cada norma técnica das distribuidoras de energia elétrica.

a) AES Sul: Não pode acarretar prejuízos ao desempenho e aos níveis de qualidade da rede de distribuição ou qualquer consumidor a ela conectado, podendo receber notificação quando existir alguma irregularidade e para providenciar as adequações necessárias dentro do prazo pré-definido, caso contrário, poderá ser interrompida o acesso (NORMA TÉCNICA AES SUL, 2012).

b) CEEE-D: Geradores que não se enquadram na resolução normativa 482/2012 da ANEEL só podem trabalhar de forma isolada, sem conexão a rede da distribuidora, desta forma não fica sobre responsabilidade da concessionária qualquer tipo de danos ou qualidade de energia ocasionada às instalações internas (Norma Técnica CEEE-D, 2012).

c) RGE/CPFL: Para a região sul do Brasil a CPFL é responsável pela Rio Grande Energia (RGE). Só permite a instalação de micro ou minigeração distribuída quando esta não apresentar problemas técnicos e de segurança para outros consumidores em geral, ao próprio sistema elétrico e ao pessoal de operação e manutenção da CPFL, não devendo prejudicar o desempenho do sistema elétrico de distribuição (Norma Técnica RGE/CPFL, 2013).

d) CELESC: Exige que não prejudique o desempenho do sistema elétrico, ou comprometer a qualidade do fornecimento de energia. Podendo efetuar a desconexão da unidade geradora, quando, constatada alguma irregularidade. Só é permitida a utilização de geradores de energia as suas redes sempre que houver fornecimento normal de energia aos seus consumidores (Norma Técnica CELESC).

e) COPEL: A concessionária estabelece que em qualquer momento a central geradora classificada como micro ou minigeração distribuída, poderá acarretar em prejuízos ao desempenho e aos níveis de qualidade do sistema elétrico, assim, como por em risco a segurança das instalações e/ou pessoas. Se constatada algum das ocasiões citadas, ela terá a total liberdade de interromper o acesso a sua rede de distribuição (Normas Técnicas COPEL, 2014).

f) AMPLA: Estabelece como condições gerais que os acessantes conectados a rede de distribuição não podem acarretar em prejuízos ao desempenho e aos níveis de qualidade dos serviços públicos de energia elétrica a qualquer consumidor. Ela tem total liberdade de interromper o acesso ao sistema quando constatar alguma ocorrência de irregularidade. (Norma Técnica AMPLA, 2013).

g) CEMIG: A conexão não poderá provocar prejuízos ao desempenho e qualidade da energia aos consumidores conectados a rede, podendo acarretar em suspensão do acesso quando constatado a ocorrência de alguma irregularidade ou deficiência técnica e/ou risco a pessoas ou bens (Norma Técnica CEMIG, 2012).

h) LIGHT: Estabelece que toda conexão de microgeração distribuída não pode acarretar prejuízos ao desempenho e aos níveis de qualidade da rede de distribuição ou de qualquer consumidor conectado a ela. Quando constatada a deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da conexão, o acessante é notificado a fazer as adequações necessárias em um período determinado, podendo ter a interrupção do acesso quando não realizado os procedimentos (Norma Técnica LIGHT, 2012).

i) COELBA: A concessionária estabelece como condição geral que fontes renováveis de geração de energia elétrica não podem prejudicar nos níveis de desempenho de qualidade dos serviços de distribuição da concessionária ou a qualquer cliente a ela conectado, ficando sujeito a interrupção da conexão a rede de distribuição (Norma Técnica COELBA, 2012).

j) ELETROBRÁS: A concessionária estabelece como condição geral que a central geradora não interfira no desempenho da qualidade do sistema de distribuição ou a qualquer consumidor conectado a ela. Na constatação de deficiência técnica e/ou de segurança das instalações de conexão, o acessante é notificado das irregularidades existentes e para fazer as adequações necessárias, podendo ter a interrupção de acesso caso não tenha feito as alterações no período pré-determinado (Norma Técnica ELETROBRÁS, 2013).

4.2 Etapas de viabilização de acesso

Toda GD para realizar a conexão ao sistema elétrico de distribuição deve passar pelas etapas de viabilização de acesso. O acessante interessado pela instalação da micro ou minigeração, inicialmente, deve realizar a solicitação de acesso

dando entrada na documentação. Caso fique pendente algum documento, o acessante deve providenciar a resolução da pendência em um prazo de 60 dias.

Realizado o processo de solicitação, a concessionária emite o parecer de acesso com as informações de condição de acesso da rede de distribuição da acessada. Nesse processo a concessionária tem um prazo de 30 dias para se adequar a conexão da micro ou minigeração distribuída. Caso o sistema elétrico de distribuição tenha que realizar alguma obra para a conexão do minigerador distribuído, a acessada terá um prazo de 60 dias para se adequar e emitir o parecer de acesso.

Com todas as adequações realizadas na instalação da central geradora, o acessante solicita a vistoria, cabendo a concessionária realizar a vistoria em um prazo de até 30 dias e posteriormente 15 dias para a entrega do relatório da vistoria.

Com todos os procedimentos de regularização dos aspectos técnicos pendentes na vistoria solucionados, o acessante informa para a concessionária que realize a aprovação do ponto de conexão e efetivação da conexão, devendo a acessada realizar esse procedimento em um prazo de até 7 dias.

A Figura 5 mostra os processos realizados entre as partes interessadas para a realização da conexão da GD.

Figura 5 - Fluxograma dos processos de instalação da GD.



Essas etapas são estabelecidas pela ANEEL, onde, acessada e acessantes devem cumprir prazos para a realização das atividades. A análise a seguir será sobre os prazos em que as concessionárias devem obedecer, observando se estão de acordo com o estabelecido.

4.2.1 Análise dos prazos para utilização da GD

A Tabela 5 mostra a análise dos prazos estipulados pela ANEEL em comparação com os prazos estipulados pelas concessionárias.

Tabela 4 - Análise comparativa das etapas de viabilização de acesso

Concessionária	Etapas					
	Parecer de Acesso		Contratos	Implantação da conexão		Aprovação do ponto de conexão
	Sem execução de obras - 30 dias	Com Execução de obras - 60 dias/Minigeração	90 dias após o Parecer de Acesso	Realização de vistoria - 30 dias	Entrega do relatório de vistoria - 15 dias	7 dias
AES Sul	30	180	90	N/C	N/C	N/C
CEEE-D	30	60	90	30	15	7
RGE	30	60	90	30	15	7
CELESC	30	60	90	30	15	7
COPEL	30	60	90	30	N/C	7
CEMIG	30	X	90	30	15	7
LIGHT	30	X	90	30	15	7
AMPLA	30	60	90	30	15	7
COELBA	30	X	90	30	15	7
ELETROBRÁS	30	X	90	30	15	7

Legenda:

N/C – Não consta o prazo das atividades responsáveis pela concessionária.

x - Não há conexão de minigeração distribuída.

Observação: Os valores indicados em azul são referentes aos prazos e/ou observações, ao qual, não estão de acordo com a ANEEL.

Conforme a Tabela 5, os resultado em destaque mostram as concessionárias AES Sul, RGE e COPEL como as que possuem algum dos itens inadequados segundo as exigências mínimas contidas no PRODIST. Abaixo estão os prazos estipulados por elas:

a) AES Sul: A concessionária não informa os prazos para realização de vistoria, informando apenas que o acessante deve informar a concessionária com uma previsão de 15 dias antes do término da construção das obras para que haja um agendamento de vistoria. Além de não informar o prazo da entrega do relatório de vistoria e o prazo para aprovação do ponto de conexão. A AES Sul estipula o prazo de 180 dias após a entrega da solicitação de acesso para o parecer de acesso, quando houver a necessidade de alguma construção de obras ou ampliação por parte da concessionária, não obedecendo ao prazo estipulado pela ANEEL de 60 dias. Este prazo que a concessionária adota é o mesmo para micro e minigeração, sendo, que a ANEEL trata apenas para minigeração.

b) RGE: A concessionária obedece todos os prazos estipulados pela norma da ANEEL. Porém, o prazo do parecer de acesso, quando houver necessidade de obras por parte da concessionária, é estipulado o mesmo para micro e minigeração, a ANEEL refere-se apenas a GD classificadas como minigeração.

c) COPEL: A concessionária obedece aos prazos estipulados pela ANEEL até o momento da realização de vistoria. O prazo para entrega do relatório de vistoria não consta. Ela apenas afirma que para a liberação, o acessante deve estar de acordo com as exigências impostas no parecer de acesso e o projeto das instalações. Sendo assim, a concessionária não está de acordo com a exigência da ANEEL, pois, deve conter todos prazos de entrega dos processos.

Estes valores quando não obedecidos podem gerar atrasos na conclusão da central geradora. Concessionárias acabam estipulando prazos maiores que o estabelecido ou não estipulam prazos em suas normas, ficando os clientes sem referência de prazos para cada processo.

4.3 Critérios técnicos e operacionais

Estabelece os critérios técnicos de conexão para a central geradora, devendo aos acessantes se adequarem conforme o exigido pela norma técnica da concessionária.

4.3.1 Potência de conexão

O estudo a seguir é referente a disponibilidade de conexão permitida pelas concessionárias. A ANEEL subdivide as potências, e assim, determina os requisitos técnicos necessários para a instalação da central geradora. São requisitos mínimos em que as concessionárias deverão expor em suas normas técnicas.

a) AES Sul: A distribuidora disponibiliza de dois tipos de conexão para micro e mini-geração distribuída. Para conexões em baixa tensão (BT) as centrais geradoras com potência instalada de até 75 kW, e para consumidores com potência instalada de 76 kW a 100 kW que queiram se conectar em baixa tensão tendo que ser analisada caso a caso pela AES Sul. As centrais geradoras com potência de geração maior que 75 kW e inferiores a 1000 kW poderão se conectar a rede de média tensão (MT) de três formas: 76 a 300 kW; 301 a 500 kW; 501 a 1000 kW. O diferencial na divisão das potências para MT está em alguns itens de proteção.

b) CEEE: A potência do gerador é estabelecida conforme a demanda de carga instalada na unidade consumidora, não podendo possuir uma capacidade maior, e a ligação é conforme a potência e a tensão secundária no ponto de conexão. Para BT a conexão pode ser realizada como a potência até 75 kW, podendo esta se conectar em tensão monofásica até 15 kW, bifásica até 25 kW ou trifásica até 75 kW. A concessionária disponibiliza de três tipos de tensão secundária: 127 V, 220 V e 380 V. As centrais geradoras com potência de geração maior que 75 kW e inferiores a 1 MW, deverão conectar-se a rede somente em MT. A concessionária divide a potência em três intervalos: 76 a 300 kW; 301 a 500 kW; 501 a 1 MW, sendo diferenciada pela diferença no módulo de proteção.

c) RGE/CPFL: A potência da central geradora é estabelecida a partir da potência de carga instalada na unidade consumidora. Para centrais geradoras de até 100 kW, a conexão deve ser realizada nas linhas de BT, podendo ser monofásico, bifásico ou trifásico até 10 kW e de 11 a 100 kW, somente em trifásico. Para conexão entre 101 a 500 kW a conexão pode ser feita na rede de BT ou MT, devendo ser trifásica. Entre 501 a 1 MW a conexão é realizada através da rede em MT, trifásica.

d) CELESC: A conexão da central geradora pode ser realizada em BT com potência de geração até 75 kW, podendo ser monofásica, bifásica ou trifásica, porém, de 15 a

25 kW deverá ser em bifásica ou trifásica e de 25 a 75 kW somente trifásica. Conexões acima de 75 até 1 MW, todas deverão ser realizadas em MT trifásico.

e) COPEL: A concessionária permite o uso de geração distribuída em quatro formas de conexão. Para centrais geradoras com potência de instalação até 100 kW, a conexão poderá ser realizada em BT. Para as conexões entre 101 a 300 kW; 301 a 500 kW e 501 a 1 MW, só é permitido conexões trifásicas, sendo realizadas em MT ou alta tensão (AT).

f) AMPLA: A conexão da central geradora é condicionada pela potência. A concessionária classifica em BT conexões até 75 kW, onde, até 8 kW só poderá ser em tensão monofásica, de 8 a 10 kW em rede tensão bifásica e de 10 a 75 kW em tensão trifásica. Para conexões em MT a concessionária somente conexões de centrais geradora com potencia de geração acima de 75 kW até 1 MW, sendo conectada em tensão trifásica.

g) CEMIG: A concessionária permite apenas a utilização de microgeração distribuída interligada a rede de BT, podendo ser ligada em tensão monofásica, bifásica ou trifásica para conexão até 10 kW, bifásico ou trifásico de 11 até 15kW, e acima de 15 kW somente em ligação trifásica. Há falta de esclarecimento sobre a potência de conexão permitida para central geradora. O permitido pela ANEEL para microgeradoras a potência é até 100 kW, porém, a concessionária indica apenas a potência de instalação acima de 15 kW sem a indicação de potência máxima, porém, estabelece a proteção da central geradora como permitida ate 75 kW.

h) LIGHT: Para conexão de geração distribuída, a potência fica limitada pela carga instalada na unidade consumidora, devendo solicitar um aumento quando desejável. O sistema de geração é conectado a rede de baixa tensão sendo possível apenas a conexão de microgeração distribuída. Potência até 10 kW, a ligação pode ser feita em monofásica, bifásica ou trifásica, acima de 10 até 100 kW somente ligação trifásica.

i) COELBA: A conexão de geração distribuída ao sistema de distribuição deve ter a mesma característica da unidade consumidora, sendo realizada na rede BT da distribuidora, apenas para microgeração distribuída. Por possuir duas formas de tensão em BT, a interligação da central geradora pode ser realizada em 220/127, onde, a

potência até 10 kW poderá ser realizada em monofásica, bifásica ou trifásica, acima de 10 até 20 kW, somente bifásica e trifásica de 20 até 75 kW, somente em trifásica. Outra forma de conexão é possível em 380/220V, utilizando até 15 kW de potência de geração em ligação monofásica, bifásica ou trifásica, entre 10 a 25 kW em bifásica e trifásica, e acima de 25 até 75 kW como ligação trifásica.

j) ELETROBRÁS: A Forma de conexão da central geradora é conforme o ponto de conexão da unidade consumidora ao sistema de BT da Eletrobrás. A concessionária disponibiliza de três formas de tensão para conexão, 380/220V com ligação monofásica a central geradora com potência até 15 kW e trifásico para potência acima de 15 até 75 kW. Para ligação 220/127 ou 230/115 as conexões podem ser feitas em monofásico para central geradora até 7,5 kW, entre 7,5 a 15 kW em bifásico e acima de 15 até 75 kW em trifásico. Já para as conexões de 230/115V a conexão deverá ser monofásica a potência de geração até 7,5 kW e bifásica entre 7,5 a 37,5 kW.

4.3.2 Sistema de medição

Com o novo sistema de transporte de energia em duas direções, faz-se necessário a adequação do medidor de energia elétrica com função de medir o fluxo de potência bidirecional. A adesão do equipamento, fica sobre responsabilidade do acessante (unidade consumidora que utiliza GD interligada a rede de distribuição) e a instalação por parte da acessada (concessionária distribuidora responsável pela linha de conexão da GD).

O sistema de medição deve seguir as características da unidade consumidora com a finalidade de medir o fluxo de potência na direção direta e inversa, respeitando a classe de exatidão específica da rede.

Para medidores conectados em BT, o sistema de medição poder ser realizado através de dois medidores convencionais sem necessidade de distinção dos quadrantes. Já para conexões em MT o medidor deverá ser eletrônico com a capacidade de distinção em quatro quadrantes. Todos necessitam atender as condições construtivas com aprovação INMETRO.

Independente da conexão, os medidores devem ter a capacidade de realizar a medição dos indicadores de qualidade de energia elétrica, cabendo as concessionárias elaborarem suas normas de forma a respeitar os valores de referência indica-

dos no PRODIST- Módulo 8, que tem por finalidade estabelecer os procedimentos relativos a qualidade de energia elétrica (QEE). Os valores de medição fora dos parâmetros estipulados pela ANEEL são considerados inadequado, devendo a central geradora realizar a desconexão da GD, de forma a não interferir na qualidade do sistema elétrico de distribuição da concessionária.

4.3.2.1 Análise do sistema de medição

A análise traz o comparativo sobre os medidores exigidos pelas concessionárias em suas normas técnicas. Tendo como objetivo averiguar se estão de forma equivalentes ao estabelecido pela ANEEL.

a) AES Sul: O sistema de medição deve ser feito por medidor bidirecional, de forma a diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica injetada na rede, com a função de medir em 4 quadrantes. Para potências entre 76 kW a 300 kW a medição deverá ser realizada em BT indireta, com uso apenas de transformadores de corrente, ou poderá ser adotada a medição em AT, porém, a concessionária fará a análise da situação. Para potências entre 301 kW a 1000kW, a medição é feita em AT indireta, com uso de transformadores de corrente e de potencial, é o mesmo exigido para unidades consumidoras conectadas com o mesmo nível de tensão da central geradora. A ANEEL estabelece que centrais geradoras até 100 kW, o medidor seja bidirecional sem distinção de quadrantes, porém, trata como exigência mínima que todos medidores devem realizar a medição em dois sentidos, o fato da concessionária exigir que seja em 4 quadrantes é um adicional a medição para essa classe de potência. Outro fato é que a ANEEL não exige conexões de TCs e TPs para a conexão de medidores, essa exigência é de característica da concessionária, porém, não a torna inadequada. Um ponto importante tratasse da ausência dos requisitos de qualidade para a conexão da central geradora. A concessionária não expõe em sua norma técnica os requisitos e valores referentes para o sistema de qualidade que a conexão deve seguir.

b) CEEE: O sistema de medição exigido para micro ou minigeração é o mesmo, independente da potência de conexão, é necessário a troca dos convencionais pelos eletrônicos bidirecionais. A ANEEL exige que haja a distinção de quadrantes para conexões entre 100 kW a 1 MW, fato em que a concessionária não exige. Conexões para microgeração distribuída, o sistema de medição, pode ser realizado por dois

medidores convencionais, não necessitando a troca por um eletrônico, porém, deve ter a capacidade de realizar a medição em um sentido do fluxo de potência e o outro no sentido contrário, é uma exigência que não a deixa de forma inadequada, mas, exigência que trás um custo mais elevado do que o medidor convencional. Em comparação aos requisitos de qualidade, a CEEE-D esta de acordo ao exigido pela ANEEL, expondo a característica da linha, indicando os valores de referencias em que as centrais geradoras devem seguir.

c) RGE/CPFL: A concessionária estabelece que os acessantes substituam o medidor convencional utilizado na unidade consumidora por um bidirecional que realize a medição em dois sentidos. Para o sistema de qualidade a RGE atende todos os requisitos estipulados pela ANEEL, trazendo os valores de referencia para não causar interferência na rede de distribuição.

d) CELESC: Para o sistema de medição, os consumidores deverão substituir o medidor convencional por um medidor bidirecional de quatro quadrantes. A ANEEL estabelece que GD com potência abaixo de 100 kW, não necessitam de medidores com capacidade de medição em 4 quadrantes, porém, fica a critério da acessada a exigência, desde que, o medidor possua a função bidirecional. Aos requisitos de qualidade, a CELESC exige que a geração trabalhe dentro dos valores de tensão de operação e harmônicos conforme a configuração da rede, porém, não estabelece critérios para a frequência de trabalho da geração.

e) COPEL: O sistema de medição deve ser instalado conforme a característica de conexão da unidade consumidora a rede de distribuição. Para conexões em BT a concessionária exige que se utilize dois registradores, onde, um faça a medição da energia ativa consumida e o outro a medição da energia ativa injetada. Já para os sistemas conectados em MT ou AT, o medidor exigido será um bidirecional de 4 quadrantes. Para os requisitos referentes à qualidade de energia elétrica, a concessionária faz referência apenas ao PRODIST - Módulo 8, informando que os acessantes não poderão violar os indicadores. Os parâmetros de referência de acordo com a rede não são indicados. De acordo com a ANEEL, o sistema de medição esta correto, porém, para a qualidade de energia faltam os parâmetros de referência.

f) AMPLA: Para central micro ou minigeradora distribuída em conexão até 1 MW, a concessionária exige como medição um medidor bidirecional com capacidade de

medir a potência consumida e injetada na rede. A concessionária não informa em sua norma o tipo de medidor necessário, convencional ou eletrônico, para BT e MT. A ANEEL exige como necessário um medidor eletrônico para conexões em MT, a utilização de dois medidores convencionais não se enquadra para ligações em MT, apenas para BT. Toda a central geradora deve se adequar a garantir os valores de qualidade de energia elétrica gerada para tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência. Qualquer desvio desse padrão é considerado como uma condição anormal de operação. O sistema deve ter por obrigação identificar essa anormalidade e cessar o fornecimento de energia à rede da Ampla. A concessionária segue os padrões estabelecidos pela ANEEL a respeito dos requisitos de qualidade.

g) CEMIG: A concessionária exige a instalação de um medidor bidirecional, capaz de medir a potência consumida e a potência injetada na rede, devendo ao consumidor arcar com os custos da substituição. A concessionária não menciona o medidor a ser utilizado. A ANEEL indica a substituição por um eletrônico ou por outro convencional, desde que faça a medição em dois sentidos. A concessionária exige que os requisitos de qualidade da energia elétrica das centrais geradoras conectadas a rede elétrica da Cemig devem seguir os parâmetros estipulados por ela para tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência, onde, condições anormais devem ser identificadas e o fornecimento de energia à rede interrompido. Sendo assim, os critérios expostos pela Cemig se enquadram nos exigidos pela ANEEL.

h) LIGHT: Para o sistema de medição é necessário que haja a substituição do medidor convencional por um medidor bidirecional adequado de forma a medir a energia ativa injetada e a consumida. Não é especificado o tipo de medidor a ser utilizado, porém, para microgeração o sistema de medição pode ser realizado por dois medidores convencionais. Para os requisitos de qualidade a distribuidora Light SESA fornece os valores de ajuste referente a tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência, devendo aos acessantes adequarem conforme os critérios da rede. A interferência na qualidade do sistema de distribuição acarreta na interrupção da conexão a rede. Desta forma, a concessionária segue os padrões e parâmetros exigidos pela norma da ANEEL.

i) COELBA: Para o sistema de medição, a concessionária exige que instale dois medidores de energia, em série, que realize a função de medir a energia elétrica injetada e a energia elétrica consumida pela unidade consumidora, classificando como medidor bidirecional. Como a Coelba permite a utilização de apenas microgeração, ela esta de forma adequada em comparação a ANEEL. Para a qualidade da energia elétrica injetada na rede da Coelba é redigida por práticas e normas referentes à tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência, onde, qualquer desvio desses padrões, deve ser identificado e cessado o fornecimento a rede elétrica, ela fornece os valores de ajuste, ao qual, acessantes devem adequar ao sistema de geração de energia. Desta forma, a concessionária segue a exigências estipuladas pela ANEEL.

j) ELETROBRÁS: A concessionária exige aos acessantes, detentores de geração distribuída, que façam a troca do medidor convencional para o medidor bidirecional, onde, seja capaz de medir a potência consumida e a potência injetada a rede de distribuição. A concessionária não esclarece o medidor a ser utilizado, podendo o acessante utilizar dois medidores convencionais segundo a ANEEL, referente a classe de potência enquadrada. Dos requisitos de qualidade a concessionária estabelece critérios para Tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência, onde, o desvio dos padrões caracteriza como uma condição anormal de operação. A percepção dessa condição deve ser identificada e, assim, cessar o fornecimento de energia a rede. Os valores de ajustes seguem as referencias da ANEEL referente as critérios de qualidade de energia elétrica.

A análise realizada mostrou os medidores exigidos em suas normas para as centrais geradoras. Dos resultados, podem ser destacados os seguintes casos:

1) Não informa o tipo de Medidor:

- AMPLA..

2) Fazem a exigência da substituição do medidor convencional por um eletrônico:

- AES Sul; CEEE; RGE; CELESC.

3) Não estabelecem os requisitos de qualidade:

- AES Sul; COPEL; CELESC.

4.3.3 Proteções para conexão de Geração Distribuída

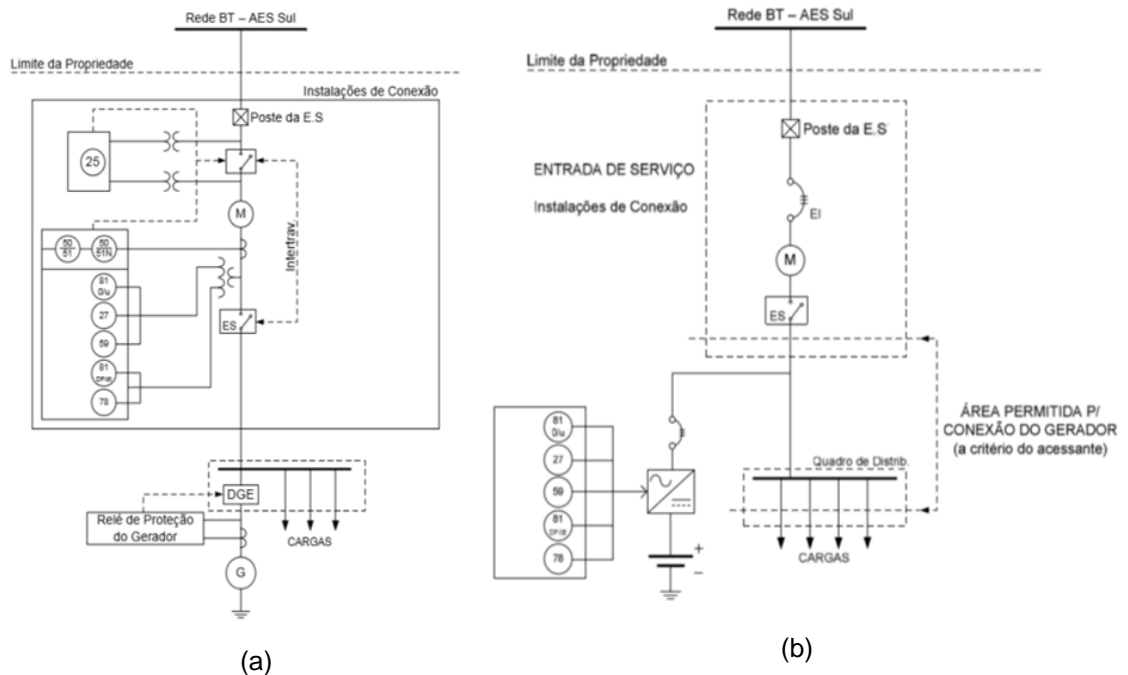
Concessionárias do sistema de energia elétrica visam manter a qualidade do serviço para unidades consumidoras. Apesar das precauções em projetar um sistema de proteção seguindo normas e recomendações existentes, quando não preparado devidamente para a instalação destinada, a proteção pode ser ineficiente e não conseguirá evitar problemas originados ao sistema elétrico e as instalações das unidades consumidoras (MAMEDE & RIBEIRO, 2011).

Desta forma, faz-se necessário um estudo adequado para o sistema de proteção que seja capaz de detectar as anomalias ocasionadas nas linhas, sem que haja consequências danosas. Conforme já mencionado, a instalação de GD ao sistema elétrico de distribuição pode ocasionar diversos problemas, trazendo problemas ao sistema elétrico, concessionária e aos clientes. O estudo a seguir é destinado aos equipamentos exigidos como obrigatórios, contidos no PRODIST para instalação de micro e minigeração distribuída.

A base de construção do sistema de proteção é realizada através de relés. Esses equipamentos têm como função realizar a desconexão do circuito elétrico apresentantes de anomalias, atuando geralmente sobre o disjuntor ou religador. São compostos de diferentes funções para diversas aplicações (MAMEDE & RIBEIRO, 2011).

A seguir estão dois exemplos de conexão para microgeração distribuída com a utilização do módulo de proteção através de gerador sem o uso de inversor e com o uso do inversor, ilustrados na Figura 6.

Figura 6 - Conexão de Geração Distribuída com utilização de Inversor (a) e sem utilização de Inversor (b).



Fonte: NORMA TÉCNICA AES SUL (2012)

Como pode ser observado, há uma série de equipamentos de proteção que compõem a central geradora. Tais proteções são exigidas de forma obrigatórias pela ANEEL e devendo atender ao PRODIST. A seguir será estudado os equipamentos necessários para conexão da micro ou minigeração distribuída e posteriormente será realizado o comparativo das concessionárias em relação as proteções mínimas exigida pela ANEEL.

➤ **Relé de Sobretensão (59):** Relés conectados ao sistema por unidades monofásicas através de transformadores de potência (TP), com finalidade de proteção toda vez que a tensão for superior a do valor pré-ajustado ou em ocorrências de defeitos fase-terra, devendo fazer a abertura do disjuntor. Sua identificação é caracterizada pelo número 59, estabelecido pelo padrão ANSI. São classificados como eletromecânico, eletrônico ou digital. Possuem atuação instantânea (59I) e temporizada (59T) (MAMEDE & RIBEIRO, 2011).

➤ **Relé de Subtensão (27):** Relés responsáveis pela abertura do disjuntor toda vez que o valor de tensão for inferior do valor pré-ajustado, denominados pelo numero 27 conforme o padrão ANSI. Podem ser configurados de forma a proteger quando as três fases decaírem abaixo do valor indicado, duas fases ou qualquer uma das

fases. Sua característica construtiva pode ser eletromecânico, eletrônico ou digital, com os tempos de atuação, instantânea e temporizada. Fisicamente são idênticos aos relés de sobretensão e possuem o mesmo esquema de ligação (MAMEDE & RIBEIRO, 2011).

➤ Sub e Sobrefrequência (81 U/O): Responsáveis por realizar a medição da frequência fazendo atuação em momentos de subfrequência ou sobrefrequência conforme ajustado no relé. Suas atuações podem ser instantânea, tempo definido, e tempo independente. Um exemplo de subfrequência ocasionado no sistema pode ser caracterizado quando um gerador não consegue fornecer a potência necessária para a carga, ficando sobrecarregado. Sobrefrequência pode ser caracterizado no momento de desligamento de blocos de cargas fazendo com que o gerador dispare, ou seja, ocasionando sobrevelocidade. Os dois exemplos levam o sistema a valores de frequência fora do normal (MAMEDE & RIBEIRO, 2011).

➤ Contra desequilíbrio de corrente (46): Relé responsável pela detecção de sequência de fases inversas, desequilibradas ou com componentes de sequência negativas, fazendo atuar na detecção de algum dos casos. Em circuitos que utilizam relés eletromecânicos, a função 46 não é utilizada, pois, necessita da construção de um relé específico capaz de desempenhar a função. Já em sistemas de proteção que utilizam relés digitais multifunção o equipamento possui a função empregada a ele. (KINDERMANN, 2005)

➤ Contra desbalanço de tensão (47): Relé destinado a operar quando as correntes polifásicas forem desequilibradas ou quando contiverem componentes de sequência negativas acima de um valor determinado (KINDERMANN, 2005).

➤ Sobrecorrente direcional (67): Quando se tem um circuito da forma radial, ou seja, alimentado por duas extremidades, é necessário a utilização de relés direcionais, cuja finalidade é detectar o sentido de fluxo de potência ou corrente. Se o fluxo de potência estiver em sentido contrário ao não desejável, o relé entra em atuação, enviando um sinal de disparo para o disjuntor (MAMEDE & RIBEIRO, 2011).

➤ Sobrecorrente com restrição de tensão (51V): Relé de sobrecorrente temporizado com atuação de retardo intencional. É ajustado pela variação de tensão para sub ou

sobretensão, fazendo permitir ou não a atuação do rele de sobrecorrente. Pode ser utilizado em sistemas sensíveis a correntes elevadas (KINDERMANN, 2005).

➤ Relé de sincronismo (25): O equipamento de proteção de sincronismo é obrigatório quando se faz a conexão de duas fontes geradoras de energia elétrica, no caso em estudo, entre subestação e geração distribuída. Ele faz a comparação dos seguintes parâmetros de operação das duas fontes (MAMEDE & RIBEIRO, 2011).

- Módulo das diferenças máximas entre as tensões de fase das fontes A e B.
- Módulo das diferenças máximas entre as frequências de fase das fontes A e B.
- Módulo das diferenças máximas entre as defasagens angulares de fase das fontes A e B.

➤ Anti-ilhamento (78): Relé comparativo da medição de ângulo entre duas tensões, duas corrente ou entre tensão e corrente. São utilizados na falta de sincronismo de máquinas síncronas. Sua atuação ocasiona o desligamento do disjuntor (KINDERMANN, 2005).

4.3.3.1 Comparativo das proteções mínimas

A comparação a seguir será realizada a partir dos equipamentos exigidos como obrigatórios pela norma da ANEEL, tendo como objetivo analisar se as concessionárias distribuidoras de energia expõem em suas normas os equipamentos necessários a instalação de micro e minigeração distribuída.

a) AES Sul: A concessionária divide seu módulo de proteção para conexões em BT e MT.

Para conexões em BT, o módulo de proteção é destinado para geradores conectados de forma direta e geradores interligados por inversores quando a eles não possuem proteções intrínsecas. As proteções devem composta por:

- 50/51 - 50/51N - Sobrecorrente de fase e de neutro, instantâneas e temporizadas;
- 59 - Sobretensão
- 27 - Subtensão
- 81U/O – Sub e Sobrefrequência

- 81 df/d - Relé de taxa de variação de frequência
- 25 – Relé Check de Sincronismo
- 78 - Relé Anti-ilhamento

Tabela 5 - Comparativo das proteções mínimas em BT da AES Sul com as mínimas exigidas pela ANEEL

EQUIPAMENTO	POTÊNCIA INSTALADA (ANEEL)	AES Sul
	Até 100 kW	Até 75 kW
Elemento de desconexão	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Não
Proteção de Sub e Sobretensão	Sim	Sim
Proteção de sub e Sobrefrequência	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não
Sobrecorrente Direcional	Não	Não
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não
Relé de Sincronismo	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim
Medição	Bidirecional	Sim

Pela análise da Tabela entre os requisitos mínimos de proteção, a concessionária se apresenta de acordo com a exigência da ANEEL, atendendo todos os itens e com adicional do relé 81 df/dt, que serve como proteção complementa do relé de frequência na detecção de ilhamento, atuando na situação de pequena modificação de carga, não perceptível pelo relé 81U/O. Desta forma, (df/dt) detecta a variação lenta da frequência, sendo diretamente proporcional a variação de potência (JUNIOR, SILVA, & JORGE, 2010).

A AES Sul pede ainda como requisito de instalação, o sistema de controle e disparo dos disjuntores com o uso de uma fonte de corrente contínua, conjunto de baterias e carregadores exclusivos, aos relés de proteção. Tal preocupação se faz para que o sistema de proteção não fique ausente.

Quando a proteção não estiver incluída pelo inversor, deverá haver intertravamento entre o disjuntor do gerador e o elemento de interrupção, onde, o gerador só pode entrar em paralelo quando obedecer aos requisitos de sincronismo.

Para conexões em MT, as centrais geradoras com potência de geração maior que 75 kW e inferiores a 1000 kW poderão se conectar a rede de média tensão (MT) de três formas:

- 76 a 300 kW
- 301 a 500 kW
- 501 a 1000 kW

Os requisitos de proteção são exigidos conforme a potência instalada na unidade consumidora. Para centrais geradora entre 76 kW a 300 kW os equipamentos são:

- 50/51 -50/51N- Sobrecorrente de fase e de neutro, instantâneas e temporizadas;
- 59 - Sobretensão;
- 27 - Subtensão;
- 81 U/O – Sub e Sobrefrequência
- 25 –Relé Check de Sincronismo
- 78 - Relé Anti-ilhamento
- 59N - Relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro;
- 62 - Relé temporizador
- 50 BF - Relé de proteção contra falha de disjuntor;

Para conexões de centrais geradoras entre 301 kW a 500 kW os equipamentos deverão ser os mesmos, porém, com adicional do relé 46 – Proteção contra desequilíbrio de corrente.

Centrais geradoras com potência de geração entre 501kW a 1000 kW terão adicionais dos relés:

- 67N - Relé de Sobrecorrente direcional de neutro;
- 32 - Relé direcional de potência;
- 67 - Relé direcional de sobrecorrente;
- 51V - Relé de sobrecorrente com restrição de tensão;
- 47 - Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão;

Tabela 6 - Comparativo das proteções mínimas em MT da AES Sul com as mínimas exigidas pela ANEEL

EQUIPAMENTO	POTÊNCIA INSTALADA (ANEEL)			AES Sul	
	101 kW a	501 kW a	76 kW a	301 kW a	501 kW a
	500 kW	1 MW	300 kW	500 kW	1000 kW
Elemento de Desconexão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Sim	Não	Sim	Sim
Proteção contra desbalanceamento de tensão	Não	Sim	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Sim	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Medição	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes	Sim	Sim	Sim

Conforme mostra a Tabela comparativa entre as proteções, as centrais geradoras conectadas entre 101 kW a 500 kW não necessitam dos relés 46, 59N, 50/62 BF, estabelecido pela ANEEL, porém, a concessionária exige que seja instalado. Para conexão entre 501 kW a 1000 kW os adicionais de equipamentos exigidos são os relés 32 e 67N. A funcionalidade dos relés adicionais exigidos pela concessionária são expostos a seguir:

➤ Relé 59N: É utilizada em momentos de falta fase-terra surgido na linha de distribuição da concessionária. A abertura do disjuntor é realizada para desfazer o curto-

circuito, porém, a utilização de GD conectado a rede faz com que em certos momentos não acuse alterações nas variáveis elétricas do sistema e, com isso, não aciona a proteção. A retirada do gerador é necessária nesse caso. (LINO, 2007)

➤ Relé 50/62 BF: Trata-se da abertura de relés em sequência. Utilizada quando houver a ocorrência de curto-circuito, sendo detectado pelo relé 50 enviando um sinal para o relé 62, se por ventura o curto-circuito permanecer, o relé 62 desencadeia uma sequência de comando para os relés locais fazerem a abertura dos disjuntores a fim de eliminar a falta. (KINDERMANN, 2005)

➤ Relé 67: Utilizado para monitorar a operação de outros relés sem realizar o disparo de disjuntores, operando apenas quando a corrente ultrapassar um determinado valor de corrente pré-determinada. 67N trata-se de um relé direcional de neutro. (LINO, 2007)

Mediante a análise realizada sobre as proteções para a conexão de micro e minigeração distribuída, estão de forma correta segundo os critérios da ANEEL. Porém a concessionária não informa em os valores de referência para ajustes dos equipamentos.

b) CEEE-D: Para o módulo de proteção, a concessionária separa por potência instalada na unidade consumidora os equipamentos que os consumidores deveram instalar, sendo, em BT com potência até 75 kW e MT com potências maiores que 75 kW até 1000 kW. Os equipamentos exigidos são:

- 25S – Função de sincronismo temporizado
- 27 – Proteção de subtensão de fase
- 51V – Proteção de sobrecorrente com restrição de tensão
- 59 – Proteção de sobretensão de fase
- 81U/O – Proteção de subfrequência e sobrefrequência
- 78 – Relé Anti-ilhamento

Em centrais geradoras que utilizam inversores, os equipamentos de proteção podem estar inseridos junto ao inversor, aos demais, deverão constar com os equipamentos expostos acima.

Tabela 7 - Comparativo das proteções mínimas em BT da CEEE com as mínimas exigidas pela ANEEL

EQUIPAMENTO	POTÊNCIA INSTALADA (ANEEL)	CEEE-D
	Até 100 kW	Até 75 kW
Elemento de Desconexão	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Não
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não
Sobrecorrente direcional	Não	Não
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim
Medição	Bidirecional	Sim

Pela análise comparativa se nota a exigência da concessionária para o relé de proteção de sobrecorrente com restrição de tensão (51V) para conexões em BT, sendo este, um adicional ao qual a ANEEL não estabelece como proteção obrigatória a este nível de potência. Aos que possuem módulos de transferência, a carga pode se manter desconectada da rede e a energia gerada poderá ser transferida a carga, porém, a concessionária não se responsabiliza aos danos possíveis e a qualidade de energia.

Para o sistema de proteção de minigeração com potência instalada entre 76 kW a 1000 kW, os equipamentos exigidos são os mesmos expostos aos que se conectam ao sistema de baixa tensão, porém, com adicionais dos relés:

- 50/51– 50N/51N - Relé de Sobrecorrente de fase e de neutro, instantâneas e temporizadas
- 59N - relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro
- 47 - Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão

- 67 - Relé direcional de sobrecorrente

Tabela 8 - Comparativo das proteções mínimas em MT da CEEE com as mínimas exigidas pela ANEEL

EQUIPAMENTO	POTÊNCIA INSTALADA (ANEEL)			CEEE-D	
	Até 100 kW	101 kW a 500 kW	501 kW a 1 MW	75 kW a 1 MW	
Elemento de Desconexão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Medição	Bidirecional	4 Quadrantes	4 Quadrantes	Apenas Bidirecional	

Na análise entre as proteções mínimas exigidas, nota-se que a CEEE-D não separa as potências de MT entre 76 kW até 1000 kW, sendo, as mesmas para todas. Consumidores que se enquadram entre 76 kW a 500 kW terão que instalar os relés adicionais 47, 67 e 51 V. Os equipamentos tornarão o sistema mais confiável, porém, será custo adicional, já que a ANEEL não trata como exigência.

Tanto as conexões em baixa tensão quanto em média tensão, são exigidas aos acessantes que os relés trabalhem dentro dos ajustes estabelecidos conforme o sistema da rede. São valores ajustáveis com a finalidade de não interferir na integridade da rede e nem dos clientes.

A concessionária CEEE apresentou-se de forma correta aos equipamentos exigidos pela ANEEL, expondo em sua norma proteções adicionais.

c) RGE/CPFL: Para o módulo de proteção, os equipamentos que devem compor a GD com potência de geração em até 500 kW são:

- 59 – Relé de Sobrecorrente
- 27 – Relé de subcorrente
- 81 U/O – Relé de sub e sobrefrequência
- 25 – Relé de sincronismo
- 78 – Relé Anti-ilhamento

Os equipamentos exigidos pela concessionária com potência de geração entre 501kW a 1000 kW em média tensão são os mesmo para conexão em baixa tensão até 500 kW, porém, com adicionais dos relés:

- 46 - Relé contra desequilíbrio de corrente
- 47 - Relé de desbalanço de tensão
- 67 - Relé de sobrecorrente direcional
- 51V – Relé de sobrecorrente com restrição de tensão

Tabela 9 - Análise comparativa das proteções mínimas da RGE em relação as da ANEEL

EQUIPAMENTO	POTÊNCIA INSTALADA (ANEEL)			RGE/CPFL		
	Até 100 kW	101 kW a 500 kW	501 kW a 1 MW	Até 100 kW	101 kW a 500 kW	501 kW a 1 MW
Elemento de Desconexão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Medição	Bidirecional	4 Quadrantes	4 Quadrantes	Sim	Apenas Bidirecional	

Conforme a Tabela mostra, todos os equipamentos exigidos pela ANEEL são expostos como equipamentos obrigatórios na instalação de GD da norma técnica da concessionária RGE. Porém, não expõe os critérios de ajuste dos relés de proteções de acordo com as configurações da rede.

d) CELESC: Independente das potências instalada na conexão de mini ou microgeração, os equipamentos que compõe o módulo de proteção exigidos são os mesmos. Abaixo esta os equipamentos que constam na norma técnica da concessionária:

- 27 – Relé de subtensão
- 59 – Relé de sobretensão

- 81 U/O – Relé de sub e sobrefrequência
- 50/51 – Relé de sobrecorrente
- 25 – Relé de sincronismo
- 78 – Relé Anti-ilhamento

Tabela 10- Análise comparativa entre as proteções da CELESC em relação com o exigido pela ANEEL

EQUIPAMENTO	POTÊNCIA INSTALADA (ANEEL)			CELESC	
	Até 100 kW	101 kW a 500 kW	501 kW a 1 MW	Até 75 kW	75 kW a 1 MW
Elemento de Desconexão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim	Não	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim	Não	Não
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim	Não	Não
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim	Não	Não
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim	Não	Não
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Medição	Bidirecional	4 Quadrantes	4 Quadrantes	Sim	Sim

Pela análise da Tabela nota-se a falta de exigência dos equipamentos para conexão acima de 75 kW. São utilizados os mesmos equipamentos independentes da potência de geração instalada. Desta forma, unidades geradoras com potência superiores, estarão inadequadas segundo o que consta pela norma da ANEEL. O diferencial que a concessionária possui é a exigência do adicional de proteção do relé de sobrecorrente (50/51), não presente na norma da ANEEL.

e) COPEL: O módulo de proteção da concessionária é dividido de acordo com a classe de conexão, para ligações em BT ela separa as centrais geradoras até 100

kW de geração e permite o uso de conexões até 300 kW. Para MT a conexão deve ser de 301 kW até 1 MW.

Para as conexões em BT, as proteções mínimas da central geradora deve ser:

- 27 – Relé de subtensão
- 59 – Relé de sobrefrequência
- 81 U/O – Relé de sub e sobrefrequência
- 81 df/d - Relé de taxa de variação de frequência

- 25 – Relé de sincronismo
- 78 – Relé Anti-ilhamento

Tabela 11 - Análise comparativa entre as proteções da COPEL para microgeração distribuída em relação ao exigido pela ANEEL

EQUIPAMENTO	POTÊNCIA INSTALADA (ANEEL)		COPEL	
	Até 100 kW	101 kW a 500kW	Até 100 kW	100 kW a 300 kW
Elemento de Desconexão	Sim	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Não	Não
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Não	Não
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Não	Não
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Não	Não
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Não	Não
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim	Sim
Medição	Bidirecional	4 Quadrantes	Sim	Apenas Bidirecional

Como a concessionária faz a permissão de centrais geradoras com potência acima de 100 kW a rede de BT, o que diferencia é o uso do transformador de aco-

plamento, onde, potências entre 101 kW até 300 kW, são exigidos, porém, a concessionária faz a questão da utilização do equipamento. Para o sistema de microgeração distribuída, ao qual, faz uso de inversores, a concessionária não exige os equipamentos referentes ao elemento de desconexão visível e acessível pela distribuidora, elemento de interrupção automático acionado por proteção, proteção de sub e sobretensão, proteção de sub e sobrefrequência, supervisão de sincronismo e função anti-ilhamento. De acordo com os critérios da ANEEL, toda central geradora deve possuir um dispositivo de seccionamento visível de fácil acesso a concessionária. Já os elementos de proteção em que a COPEL descarta, a ANEEL adota que a exclusão dessas proteções é permitida, desde que, ao inversor faça a função desses relés.

Para as conexões entre 101 kW a 1 MW, a concessionária subdivide as potências entre 101 kW a 300 kW; 301 kW a 500 kW e; 501 a 1 MW. Entretanto, conexões entre 101 kW a 500 kW, o módulo de proteção é o mesmo, a diferença estando no diagrama esquemático das ligações entre central geradora, carga e rede de distribuição. Devem compor os seguintes equipamentos:

- 50/51 -50/51N- Sobrecorrente de fase e de neutro, instantâneas e temporizadas;
- 59 - Sobretensão;
- 27 - Subtensão;
- 81 U/O – Sub e Sobrefrequência;
- 81 df/dt - Relé de taxa de variação de frequência;
- 25 –Relé Check de Sincronismo;
- 78 - Relé Anti-ilhamento
- 59N - Relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro;
- 50 BF - Relé de proteção contra falha de disjuntor;

Para as conexões entre 501 kW a 1 MW, a concessionária utiliza os mesmos equipamentos, porém, com o adicional dos:

- 62 - Relé temporizador
- 67N - Relé de sobrecorrente direcional de neutro;
- 32 - Relé direcional de potência;
- 67 - Relé direcional de sobrecorrente;

- 51V - Relé de sobrecorrente com restrição de tensão;
- 47 - Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão;

Tabela 12 - Análise comparativa entre as proteções da COPEL para minigeração distribuída em relação ao exigido pela ANEEL

EQUIPAMENTO	POTÊNCIA INSTALADA (ANEEL)			COPEL	
	101 kW a 500 kW	501 kW a 1 MW	100 kW a 300 kW	301 kW a 500 kW	501 kW a 1000 kW
Elemento de Desconexão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Sim	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Sim	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Sim	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Medição	4 Quadrantes	4 Quadrantes	Sim	Sim	Sim

Pela análise realizada, conforme a Tabela acima, para minigeração distribuída em redes de MT, algumas proteções entre 301 kW a 500 kW deixam de constar na norma da concessionária, devido ao fato dela permitir o acesso ao nível de tensão BT, que possui menos equipamentos em comparação a MT. Sendo assim, ela expõem os critérios de equipamentos conforme o exigido em conexões até 100 kW em BT. Apesar de apresentar alguns equipamentos não presentes como obrigatórios, a COPEL exige a utilização do relés 59N e 81 df/dt. Para as conexões acima de 501 kW até 1 MW, ela exige todas as proteções mínimas e impõem mais os relés 32; 62;

67 e 67N. Para os ajustes das proteções, a concessionária informa os valores de referência para cada tipo de proteção. Portanto, o fato da COPEL não exigir os equipamentos das potências entre 101 kW a 1 MW, deixa ela em situação inadequada, conforme as exigências mínimas da ANEEL.

f) AMPLA: No módulo de proteção os equipamentos exigidos são separados de acordo com a potência instalada. Geradores que utilizam inversores, as proteções por relé podem estar inseridas nos equipamentos, porém não se faz necessário. Para geradores até 75 kW, sem a utilização de inversores, as proteções são:

- 27/59 - Proteção de sub e sobretensão
- 81 U/O - Proteção de sub e sobrefrequência
- 50/51 - Proteção de sobrecorrente
- 62 - Relé temporizador
- 25 - Relé de sincronismo
- 78 - Relé Anti-ilhamento

Tabela 13 - Análise comparativa das proteções em BT da AMPLA em relação às mínimas exigidas pela ANEEL

EQUIPAMENTO	POTÊNCIA INSTALADA (ANEEL)	AMPLA
	Até 100 kW	até 75 kW
Elemento de Desconexão	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim
Proteção de sub e Sobretensão	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não
Sobrecorrente direcional	Não	Não
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não
Relé de sincronismo	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim
Medição	Sistema de Bidirecional	Sim

Nos equipamentos exigidos como proteção, a concessionária faz um adicional dos relés 50/51 e 62, além de um transformador de acoplamento, não obrigatórios pela ANEEL para a classe de conexão.

Em conexão de MT a potência compreendida entre 76 kW até 1000 kW é dividida em 3 partes. As centrais geradoras conectadas a rede com potência entre 76 kW a 100 kW, devem possuir os seguintes equipamentos:

- 27/59 - Proteção de sub e sobretensão
- 81 U/O - Proteção de sub e sobrefrequência
- 50/51 - Proteção de sobrecorrente
- 62 - Relé temporizador
- 25 - Relé de sincronismo
- 78 - Anti-ilhamento

Os consumidores com potência de geração entre 100 kW a 500 kW possuem os mesmos equipamentos que centrais geradoras conectados a 76 kW a 100 kW, porém, devem possuir um transformador de acoplamentos para fazer a ligação com a rede de distribuição da Ampla.

Aos acessantes que se conectarem a rede com potência de geração entre 501 kW a 1000 kW deverão possuir os mesmo equipamentos já mencionados além dos relés:

- 46 - Proteção contra desequilíbrio de corrente
- 47 - Proteção contra desbalanço de tensão
- 62 - Relé temporizador
- 78 - Relé Anti-ilhamento

Tabela 14 - Análise comparativa das proteções em MT da AMPLA em relação às mínimas exigidas pela ANEEL

EQUIPAMENTO	POTÊNCIA INSTALADA (ANEEL)				AMPLA	
	Até 100 kW	101 kW a 500 kW	501 kW a 1 MW	> 75 kW a 100 kW	> 100 kW a 500 kW	> 500 kW a 1 MW
Elemento de Desconexão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobre-frequência	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Medição	Bidirecional	4 Quadrantes	4 Quadrantes	Sim	Apenas Bidirecional	

Conforme a Tabela de comparação dos equipamentos para conexão de geração distribuída, a concessionária Ampla segue os requisitos de acordo com o exigido pela ANEEL, fazendo um adicional relés 50/51 e 62. Desta forma, ela está adequada aos requisitos técnicos voltados a proteção.

g) CEMIG: As proteções exigidas para instalação de GD as redes da Cemig em conexão BT com utilização de inversores, podem estar inseridas no referido equipa-

mento. Geradores que façam a conexão direta à rede, os equipamentos exigidos deverão ser:

- 27/59 - Proteção de sub e sobretensão
- 81 U/O - Proteção de sub e sobrefrequência
- 50/51 - Proteção de sobrecorrente
- 62 - Relé de tempo de reconexão
- 26 - Dispositivo térmico do equipamento
- 25 - Relé de sincronismo
- 78 - Anti-ilhamento

Tabela 15 - Análise comparativa das proteções em BT da CEMIG em relação as mínimas exigidas pela ANEEL

EQUIPAMENTO	POTÊNCIA INSTALADA (ANEEL)	CEMIG
	Até 100kW	<30kW
Elemento de Desconexão	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Não
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não
Sobrecorrente direcional	Não	Não
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não
Relé de sincronismo	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim
Medição	Bidirecional	Sim

De acordo com a análise realizada sobre as proteções mínimas, a Cemig está de acordo com o exigido pela ANEEL, além, de exigir mais duas proteções, relés 26 e 50/51, além, do dispositivo de proteção contra surtos (DPS).

Os acessantes devem ajustar suas proteções conforme as configurações da rede estabelecidas pela concessionária, assim, o paralelismo deverá ser desfeito, quando, não obedecer aos critérios de ajustes.

h) LIGHT: Ao sistema de proteção que utilizam inversores, não é necessário o uso de equipamentos, desde que, haja um sistema eletro-eletrônico com a finalidade de detectar alguma anomalia e fazer a abertura do elemento de interrupção. Para os geradores conectados de forma direta a rede, os equipamentos obrigatórios são:

- 27/59 - Proteção de sub e sobretensão
- 81 U/O - Proteção de sub e sobrefrequência
- 50/51 - Proteção de sobrecorrente
- 25 - Relé de sincronismo
- 78 - Anti-ilhamento

Tabela 16 - Análise comparativa das proteções em BT da LIGHT relação as mínimas exigidas pela ANEEL

EQUIPAMENTO	POTÊNCIA INSTALADA (ANEEL)	LIGHT
	Até 100 kW	Até 100 kW
Elemento de desconexão	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Não
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não
Sobrecorrente direcional	Não	Não
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não
Relé de sincronismo	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim
Medição	Bidirecional	Sim

A Tabela mostra que os equipamentos de proteção estão de acordo com o exigido pela ANEEL. A concessionária faz, ainda, um adicional da proteção do relé 50/51.

Todos os equipamentos exigidos devem ser ajustados conforme a configuração da rede. Estes valores são estabelecidos pela concessionária, e todo valor fora do padrão deverá ser detectado e, assim, eliminar o paralelismo entre a central geradora e rede de distribuição.

i) COELBA: Os equipamentos de proteção exigido com potência até 75 kW para geradores que utilizam inversores podem estar incluídas no referido equipamento, des-

cartando a necessidade da utilização de relés secundários de proteção. Aos demais que não utilizam inversores, deverão contar em seu módulo de proteção, os seguintes equipamentos:

- 27/59 - Proteção de sub e sobretensão
- 81 U/O - Proteção de sub e sobrefrequência
- 50/51 - Proteção de sobrecorrente
- 25 - Relé de sincronismo
- 78 - Anti-ilhamento

Tabela 17 - Análise das proteções mínimas exigidas pela COELBA em comparação com a ANEEL

EQUIPAMENTO	POTÊNCIA INSTALADA (ANEEL)	COELBA
	Até 100 kW	até 75 kW
Elemento de Desconexão	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Não
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não
Sobrecorrente direcional	Não	Não
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não
Relé de sincronismo	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim
Medição	Bidirecional	Sim

Conforme a Tabela de análise das proteções, a COELBA esta de acordo com as exigências da ANEEL, além, do adicional do relé 50/51. Os equipamentos devem ser ajustados conforme a concessionária estabelece, desfazendo o paralelismo de acordo com o tempo máximo de atuação. Sendo assim, a concessionária expõem em sua norma técnica, todos os equipamentos e parâmetros necessários para a realização da conexão da micro ou minigeração distribuída.

j) Eletrobrás: Não há exigência de equipamentos de proteção para centrais geradoras que utilizam inversores, porém, devem possuir um sistema eletrônico capaz de detectar anomalias e a ativação do elemento de interrupção. As demais centrais geradoras deverão possuir os seguintes equipamentos:

- Proteção de subtensão – 27

- Proteção de sobretensão – 59
- Proteção de subfrequência e sobrefrequência – 81 U/O
- Proteção de sobrecorrente – 50/51
- Relé de sincronismo – 25
- Relé de Anti-ilhamento – 78

Tabela 18 - Análise das proteções mínimas em BT exigidas da ELETROBRÁS, em comparação com a ANEEL

EQUIPAMENTO	POTÊNCIA INSTALADA (ANEEL)	ELETROBRÁS
	Até 100 kW	Até 75 kW
Elemento de desconexão	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Não
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não
Sobrecorrente direcional	Não	Não
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não
Relé de sincronismo	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim
Medição	Bidirecional	Sim

Através dos equipamentos exigidos pela concessionária, nota-se que ela está de acordo com os requisitos mínimos impostos pela ANEEL, além, do adicional do relé 50/51 e a recomendação, não facultativo, de um dispositivos de proteção de surto nas instalações e no quadro de distribuição. Os equipamentos de proteção devem ser ajustados conforme a Eletrobrás estabelece, onde, qualquer desvio desses padrões, deverá ser detectado e desfeito o paralelismo, respeitando o tempo máximo de atuação de proteção. Assim, a concessionária exige todos os equipamentos necessários e ajustes para a conexão da microgeração distribuída.

4.3.4 Dispositivo de seccionamento visível e Ilhamento

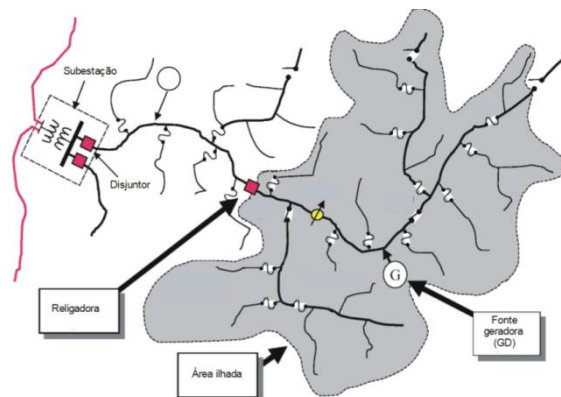
O dispositivo de seccionamento visível é estabelecido para toda central geradora baseada em micro ou minigeração distribuída, com a finalidade de mantê-la desconectada da rede quando a concessionária de distribuição interromper o forne-

cimento de energia para as unidades consumidoras por ocorrência de manutenção ou interrupção programada da linha. Tal precaução é destinada a preservar a saúde dos operadores em momento de manutenção. Desta forma, a ANEEL estabelece que seja instalada uma chave de seccionamento visível de fácil acesso a concessionária.

Outro fator importante é a desconexão da micro ou minigeração distribuída quando não houver o fornecimento de energia por parte da concessionária, onde, a central geradora pode assumir o papel de gerador de alguma parcela de carga das outras unidades consumidoras ao redor, funcionando de forma ilhada. Desta forma, a ANEEL exige como critério para as acessadas que seja previsto em suas normas um dispositivo responsável pela interrupção automática, não permitindo o uso de centrais geradoras em ilhamento, pois, pode interferir na qualidade da energia fornecida a rede e/ou danos aos clientes.

A Figura 7 mostra um sistema de geração distribuída funcionando de forma ilhada, onde, uma parcela de carga é suprida pela fonte geradora de energia GD, ficando limitada pelo religador, quando este, permanecer desligado.

Figura 7 - Sistema de distribuição em ilhamento



Fonte: Dias, Borotni, & Haddad (2002)

A análise a seguir tem por objetivo averiguar se as concessionárias em estudo, possuem os critérios estabelecidos pela ANEEL a respeito do dispositivo de seccionamento visível e dispositivo contra operação em ilhamento.

a) AES Sul: A concessionária não permite a utilização de centrais geradoras em ilha-mento, sendo necessária a instalação de um elemento de interrupção automático, assim, como o dispositivo de seccionamento visível.

b) CEEE-D: Não é permitido o paralelismo de geradores quando houver a interrupção do fornecimento de energia elétrica. Deve ser instalado à jusante do disjuntor geral, um dispositivo de seccionamento visível com capacidade de interrupção compatível com o disjuntor geral, e um equipamento de interrupção automática acionado por proteção.

c) RGE/CPFL: É exigido um elemento de seccionamento visível (DSV) capaz de fazer a abertura quando necessitar de intervenção e, um elemento de interrupção automática. O uso em ilha-mento da central de micro ou minigeração não é permitido sob nenhuma hipótese.

d) CELESC: Não permite o uso da central geradora de forma isolada, deve ser instalado um dispositivo de seccionamento visível, assim, como dispositivo automático de forma a atuar quando detectado ilha-mento.

e) COPEL: A concessionária não permite o uso da central geradora de forma ilha-da, devendo ao acessante instalar um dispositivo de seccionamento visível e uma proteção anti-ilha-mento. Porém, para conexões realizadas através de inversores, a utilização da chave seccionadora é dispensável, devendo ao equipamento eletrônica realizar a função. A ANEEL expõe como obrigatório o uso de uma chave independente da conexão realizada a rede de distribuição, como forma de segurança a vida das pessoas, em momento de manutenção ou desligamento programado.

f) AMPLA: A concessionária não permite o uso da central geradora conectada à rede de distribuição quando esta apresentar ausência de energia ou desligamento, devendo a micro ou minigeração distribuída cessar o fornecimento de energia a rede elétrica.

g) CEMIG: Faz-se necessário uma chave seccionadora visível e acessível, para desconexão do paralelismo, e elemento de interrupção automático acionado por proteção em momento de faltas. O funcionamento em forma de ilha-mento não é permitido.

h) LIGHT: Deve ser previsto uma chave de seccionadora sobre carga com capacidade de condução e abertura compatível com a potência da central geradora, capaz de eliminar o paralelismo a rede de distribuição da Light sempre que necessário, e um elemento de interrupção automático acionado pela proteção, sempre que detectado alguma anomalia no sistema. Não é permitido o uso da central geradora em forma de ilhamento, devendo eliminar o paralelismo com a rede independente das cargas ligadas ou outros geradores conectados.

i) COELBA: A concessionária não permite a utilização da central geradora de forma a trabalhar em ilhamento sob qualquer circunstancia. Deverá contar nas instalações uma chave de seccionamento visível com capacidade de condução e abertura compatível com a potência da unidade consumidora, e um elemento de interrupção automático acionado pela proteção sempre que detectado alguma anomalia no sistema.

j) ELETROBRÁS: Deve ser instalada uma chave de seccionamento visível com tensão nominal compatível com o mesmo, e um dispositivo automático acionado pela proteção para desacoplamento da central geradora à rede de distribuição. A concessionária não permite o que a geração trabalhe de forma ilhada.

5 RESULTADOS OBTIDOS

O estudo desenvolvido teve como itens de análise os procedimentos estabelecidos pelas concessionárias a respeito dos prazos máximos para adequação de cada processo para a permissão da conexão e utilização da GD; potências de conexão permitidas; requisitos mínimos exigidos para o módulo de proteção de cada classe de conexão; sistema de medição; e dispositivos necessários referentes a não permissão de ilhamento e equipamento para desacoplamento da central geradora através do dispositivo de seccionamento visível.

Os resultados obtidos demonstraram que apesar das adequações necessárias exigidas pela ANEEL, a maioria das concessionárias seguem os procedimentos mínimos. A respeito dos prazos estipulados para a realização da obra, podemos destacar as concessionárias: AES Sul, por estipular prazos três vezes maiores ou a omissão de prazos; A CEEE estipula o prazo de 60 dias para a construção de micro e minigeração distribuída quando tiver necessidade de construção de obras em seu sistema elétrico, fato esse não correto por se tratar apenas de obras de minigeração segundo a ANEEL; E a COPEL por não informar o prazo referente a entrega do relatório de vistoria, onde, a ANEEL estipula em um prazo máximo de quinze dias. Esses prazos quando não obedecidos resultam em prejuízo no atraso da liberação e utilização da conexão.

Para a potência de conexão, cada concessionária faz sua exigência de conexão de acordo com o funcionamento de sua rede de distribuição. Algumas subdividem a potência da micro e minigeração distribuída em outras potências diferentes do estabelecido pela ANEEL, porém, respeitam as limitações máximas de potência instalada a rede. O exemplo de concessionária é a COPEL, que divide a potência das centrais geradoras em conexões com níveis de tensão até AT, sem que haja a violação de potência superiores a 1 MW. A ANEEL estabelece que cada concessionária faça sua exigência de forma a não ocasionar problemas ao sistema de distribuição, devendo respeitar as classes de potência para a conexão da micro e minigeração. Desta forma, todas as concessionárias estudadas seguem os padrões estipulados pela ANEEL.

Para o sistema de medição, as concessionárias apresentam em suas normas o exigido pela ANEEL, devendo aos acessantes adquirirem o medidor com a finali-

dade de medição da potência ativa injetada e consumida. Porém, algumas concessionárias fazem questão de que haja a troca dos medidores convencionais por um eletrônico bidirecional, independente de estar conectado em BT ou MT. A ANEEL expõem em sua norma que não faz exigência da troca por um bidirecional, quando este, estiver conectado em rede BT, mas sim a utilização de dois convencionais para fazer a medição do fluxo bidirecional, somente em MT é exigido a substituição por um eletrônico. Não é um critério que deixam as concessionárias inaptas ao requisito de medição, mas sim, uma aquisição, ao qual, possa trazer um custo a mais ao consumidor pertencente a essa classe de conexão. Para o requisito de qualidade de energia, é importante que as concessionárias informem os parâmetros de referência que as centrais geradoras deverão trabalhar para que não haja problemas ao sistema elétrico da concessionária e nem aos consumidores a ela conectados. Das concessionárias estudadas, a AES Sul destaca-se por não haver nenhum parâmetro de referência para qualidade de energia elétrica em sua norma técnica.

Os equipamentos de proteção apresentados pelas concessionárias, de um modo geral, estão de acordo com os procedimentos exigidos pela ANEEL. A concessionária que teve um destaque foi a CELESC, pelo fato de não apresentar a distinção dos equipamentos necessários para micro e minigeração, ela faz a exigência apenas para micro geração, considerando os usuários de minigeradores a instalação dos equipamentos equivalente a micro geração. Outro ponto é sobre a exigência dos medidores, onde, CEEE, RGE, COPEL, AMPLA, não fazem a distinção de quadrantes para conexões de minigeradores, exigindo o medidor que registre a potência em fluxo bidirecional apenas, sendo que o exigido é a realização em 4 quadrantes. Tal fato não torna inadequada, pois, a ANEEL justifica que seja obrigatoriamente usado o medidor bidirecional, a distinção dos quadrantes fica sobre critério da concessionária. Este ponto foi levado em consideração para destacar que deveria ter uma adequação mais correta por parte da ANEEL. A proteção destacada por todas as concessionárias foi o relé 50 utilizado para proteção de sobrecorrente, onde, não consta como obrigatório pela ANEEL.

O fato da ANEEL exigir a utilização de equipamento que não permita uso de centrais geradoras em ilha é importante na questão de não prejudicar nenhum cliente quando não houver o fornecimento de energia por parte da distribuidora, onde, a GD funcionará como alimentador para outras unidades consumidoras, colo-

cando em risco a qualidade de energia e danos aos clientes. Já o equipamento de seccionamento visível, é importante porque serve com segurança aos operadores de manutenção, porém, a ANEEL faz exigência na utilização da chave para GDs com inversores e sem inversores, exigência essa que poderia ser reformulado, pois, o inversor tem a função de realizar automaticamente a desconexão da geração junto à rede no momento de desligamento pela concessionária, não permitindo o acionamento da central geradora quando estiver desenergizada. Das concessionárias estudadas, todas apresentam-se de forma correta ao exigido pela ANEEL.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Brasil produz a maior parte da energia elétrica baseada em grandes centrais hidroelétricas, o que acaba acarretando na utilização de um recurso energético que depende de condições climáticas desfavoráveis. A escassez de chuva faz com que haja uma diminuição no nível dos reservatórios, deixando o sistema elétrico vulnerável a apagões ou a necessidade da entrada de fontes de energias não renováveis, gerando um acréscimo no valor de custo da energia elétrica.

A utilização de GD tem a vantagem de proporcionar aos consumidores de gerar sua energia elétrica junto a unidade consumidora podendo suprir seu consumo elétrico total, quando a energia gerada for igual ou maior que sua demanda por energia exigida. Não sabemos se a utilização de GDs às redes de distribuição sejam uma solução a crise energética, porém, proporciona um alívio no sistema elétrico, diversificando o uso da matriz energética e não ficando na dependência de uma fonte energética não tão segura como tem sido nos últimos tempos.

O trabalho apresentou uma visão geral da utilização de micro e minigeração distribuída com potência de instalação de até 1 MW em paralelo as linhas de distribuição e as normatizações vigentes, onde, o assunto vem ganhando importância e a população tem interesse em conhecer e adquirir o sistema. Porém, a falta de incentivos, investimentos, custos com equipamentos e reduções de impostos deixam a desejar, fazendo com que haja uma desmotivação por parte dos clientes e diminuição na expansão da tecnologia.

Recentemente, a ANEEL (2014) através da Consulta Pública nº 005/2014, iniciou o assunto da geração distribuída com limites de potência para geração superior a 1 MW. Com a carta COGEN/VP/007/2013 (Associação da Indústria de Cogeração de Energia) em 16 de abril de 2013, foi solicitado à Superintendências de Regulação dos Serviços de Geração - SRG e de Distribuição - SRD, a possibilidade de ampliação do sistema de geração distribuída e as atribuições referentes ao sistema de compensação à centrais cogeneradoras com limite máximo de até 30 MW utilizando gás natural. Foi disponibilizado um documento para que as concessionárias contribuissem a respeito do assunto, contendo itens sobre benefícios causados; reformulação de normas técnicas para conexão da GD; interesse por parte da acessada; entre outros. Como resultado das concessionárias que contribuíram, a maioria afir-

ma que as fontes podem trazer benefício, porém, o uso de GD com potência superior a 1 MW é pouco utilizado, deve haver um maior procedimento de configuração da rede e uma reformulação de normas técnicas mudando seu sistema de proteção e monitoramento. Quanto ao sistema de compensação, a maioria afirma que não há limites de geração para utilização, devendo obedecer apenas a potência de geração conforme as características de carga da unidade consumidora. Portanto, esse assunto é recente e ainda deve ser bastante analisado, mesmo assim, há interesse da expansão através da utilização de fontes com maior potência.

Mediante as análises realizadas sobre os requisitos técnicos e gerais, pode-se concluir que a maioria das concessionárias estudadas apresenta-se de forma correta, seguindo todos os procedimentos exigidos. Devido ao pouco uso do sistema e como é um assunto que recentemente vem entrando na atualidade, talvez as concessionárias acabem julgando o assunto não tão importante, deixando os critérios técnicos menos exigentes. Sendo assim, é importante que haja um melhor aperfeiçoamento nas normas que hoje estão em vigor para se obter um melhor aproveitamento na qualidade de energia e confiabilidade do sistema, podendo desfrutar dos benefícios ocasionados por essas fontes.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA SENADO, S. N. (06 de Junho de 2014). **Senado Notícias**. Acesso em 13 de Outubro de 2014, disponível em Senado Federal: <http://www12.senado.gov.br/noticias/materias/2014/08/20/projeto-reduz-icms-sobre-consumo-de-quem-gera-energia-eletrica>
- ANEEL. (30 de Dezembro de 2014). **Nota Técnica nº 086/2014-SRG-SRD/ANEEL. Contribuições à Consulta Pública nº 005/2014, sobre geração distribuída acima de 1 MW**. Brasil: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.
- ANEEL, C. T. (2014). **Micro e Minigeração Distribuída, Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Caderno Temático ANEEL, Micro e Minigeração Distribuída, Sistema de Compensação de Energia Elétrica . Brasil.
- BEN, E. d. (2014). **Balço Energético Nacional**. Rio de Janeiro, Brasil.
- BIG, B. d. (23 de Janeiro de 2015). **Capacidade de Geração do Brasil**. Acesso em 18 de Setembro de 2014, disponível em ANEEL:<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>
- CASTRO, M. A. (13 de Maio de 2014). **Avaliação dos resultados da Resolução Normativa nº 482/2012 na visão do Regulador**. Florianópolis, Santa Catarina, Brasil/SC: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- Dias, M. V., Borotni, E. C., & Haddad, J. (29 de Abril de 2002). **Geração Distribuída no Brasil: Oportunidades e Barreiras**. Brasil: SBPE, Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, Revista Brasileira de Energia vol. 11 / Nº2.
- DRIEMEIER, L. H. (2009). **Geração Distribuída**. Projeto de Diplomação Geração Distribuída . Porto Alegre, Porto Alegre, Brasil/RS: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia Elétrica.
- GREENPEACE. (Dezembro de 2010). **Revolução Energética**. Brasil: Greenpeace Internacional; Conselho Europeu de Energia Renovável (Erec).
- GREENPEACE, G. e. (2013). **Os Brasileiros diante da microgeração de energia renovável. Brasil**.
- JUNIOR, E. R., SILVA, R. M., & JORGE, T. M. (13 de Fevereiro de 2010). **Avaliação do desempenho dos relés de proteção anti-ilhamento em um sistema com geração distribuída**. Curitiba, Paraná, Brasil/PR: Departamento Acadêmico de Eletrotécnica , Curso de Engenharia Elétrica, Curso de Engenharia de Controle e Automação / Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFP.
- KINDERMANN, G. (2005). **Proteção de sistemas elétricos**. Proteção de sistemas elétricos Volume 1 . Florianópolis, Santa Catarina, Brasil/SC: UFSC - EEL - LAB-PLAN.
- LINO, M. A. (2007). **Proteção da Interconexão de um Gerador Distribuído com o Sistema de Distribuição de Energia Elétrica**. São Carlos, SP, Brasil: Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de Engenharia de São Carlos.

MAMEDE, J. F., & RIBEIRO, D. M. (2011). **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Brasil: LTC.

NORMA TÉCNICA AES SUL, (13 de Dezembro de 2012). **Conexão de Minigeração e Microgeração Distribuída**. Brasil.

Norma Técnica AMPA, (Fevereiro de 2013). **Conexão de Acessante a Rede de Distribuição com Sistema de Compensação de Energia - Geração Distribuída**. Brasil.

Norma Técnica CEEE-D. (17 de Dezembro de 2012). **Acesso de Micro e Minigeração Distribuída com Fontes Renováveis e Cogeração Qualificada ao Sistema de Distribuição**. Brasil.

Norma Técnica CELESC. **Requisitos para a Conexão de Micro ou Mini Geradores de Energia ao Sistema Elétrico da Celesc Distribuição**. Brasil: Celesc Distribuição SA.

Norma Técnica CEMIG, (30 de Novembro de 2012). Manual de Distribuição. **Requisitos para a conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição, Cemig – Conexão em Baixa Tensão**. Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil/MG.

Norma Técnica COELBA, (29 de Outubro de 2012). **Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição em Baixa Tensão**. Brasil.

Norma Técnica ELETROBRÁS, (19 de Novembro de 2013). **NORMA TÉCNICA PARA A CONEXÃO DE ACESSANTES A REDE DE DISTRIBUIÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS DA ELETROBRAS CONEXÃO EM BAIXA TENSÃO**. Brasil.

Norma Técnica LIGHT, (13 de Dezembro de 2012). **NORMAS TÉCNICAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ALTERNATIVA . Procedimentos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição da Light SESA – Conexão em Baixa Tensão**. Brasil.

Norma Técnica RGE/CPFL, (28 de Agosto de 2013). **Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Brasil.

Normas Técnicas COPEL, (Agosto de 2014). **ACESSO DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO SISTEMA DA COPEL**. Brasil.

NOTA TÉCNICA N°0025/2011, (20 de Junho de 2011). **Nota Técnica n° 0025/2011-SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL**.

P&D ANEEL, (Agosto de 2011). **América do Sol**. Acesso em 08 de Outubro de 2014, disponível em <http://www.americadosol.org/pd-aneel/>

PIZZALI, L. F. (Novembro de 2006). **Desempenho de Redes de Distribuição com Geradores Distribuídos**. Ilha Solteira, São Paulo, Brasil/SP: UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”, FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA, PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

PLANO INOVA ENERGIA, B. N. (2011). **Plano Inova Energia - BNDES**. Acesso em 08 de Outubro de 2014, disponível em Banco Nacional de Desenvolvimento:

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Plano_inova_empresa/inovaenergia.html

PRODIST MÓDULO 3, A. N.–A. (14 de Dezembro de 2012). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Brasil: Revisão 5, Resolução Normativa nº 517/2012.

PROGRAMA FUNDO CLIMA, B. N. (09 de Dezembro de 2009). Banco Nacional de Desenvolvimento. Acesso em 08 de Outubro de 2014, disponível em Programa Fundo Clima - BNDES: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/ Areas_de_Atualizacao/Meio_Ambiente/fundo_clima.html

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº481, A. (17 de Abril de 2012). ANEEL. Acesso em 08 de Outubro de 2014, disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf>

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, A. N.–A. (17 de Abril de 2012). **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482 . Brasil.

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 517, A. N.–A. (11 de Dezembro de 2012). **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 517, DE 11 DE DEZEMBRO DE 2012**. Brasil.

SANTOS. (2013). **Planejamento de Redes de Distribuição considerando Geração Distribuída**. Brasília, DF, Brasil: Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Departamento de Energia Elétrica.

SANTOS, F. J. (Agosto de 2013). **PLANEJAMENTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. FACULDADE DE TECNOLOGIA DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA , Brasil: UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA .

SIGOLI, M. (2014). **Geração Distribuída Conectada à Rede Sob a ótica da Eficiência Energética**. Brasil: Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia.

SILVA, F. G. (Fevereiro de 2013). **Análise e Levantamento da Composição Tarifária Brasileira**. Brasil.