

**IMPACTOS DA GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA NAS REDES DE  
BAIXA TENSÃO**

Marcio Eli Moreira de Souza

**Monografia – CESEP**

**LRC – PPGEE / UFMG**

**2012**

**IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
NAS REDES DE BAIXA TENSÃO**

**MARCIO ELI MOREIRA DE SOUZA**

**Monografia submetida à Comissão Coordenadora do Curso de Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência – CESEP, ênfase em Supervisão, Controle e Proteção de SEP, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do certificado da Especialização.**

Aprovada em 16 de julho de 2012

*Maria Helena Murta Vale*

**Maria Helena Murta Vale – Dra.  
Supervisor**

*Silvério Visacro Filho*

**Silvério Visacro Filho - Dr.  
Coordenador do CESEP**

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2 TIPOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....</b>	<b>3</b>
2.1 INTRODUÇÃO .....	3
2.2 MICROTURBINA.....	3
2.3 MICRO CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (MCH) .....	6
2.4 AEROGERADORES DE PEQUENO PORTE .....	8
2.5 PAINÉIS SOLARES FOTOVOLTAICOS .....	10
2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	13
<b>3 CONTEXTO DA GD NO SISTEMA NACIONAL .....</b>	<b>14</b>
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	14
3.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA VERSUS GERAÇÃO CENTRALIZADA .....	14
3.3 CONSUMIDORES E A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	16
3.4 SOCIEDADE E A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	17
3.5 DISTRIBUIDORAS E A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	17
3.6 A REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM BT .....	18
3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	22
<b>4 REQUISITOS PARA A CONEXÃO DE GD NAS REDES DE BT – PANORAMA MUNDIAL .....</b>	<b>23</b>
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	23
4.2 ALEMANHA .....	24
4.3 ESTADOS UNIDOS .....	26
4.4 ITÁLIA.....	28
4.5 PORTUGAL .....	29
4.6 ESPANHA .....	31
4.7 CANADÁ .....	32
4.8 REINO UNIDO .....	34
4.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	36
<b>5 ASPECTOS RELEVANTES PARA A CONEXÃO DE GD NAS REDES DE BT .....</b>	<b>37</b>
5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	37
5.2 EQUIPAMENTOS .....	38
DISPOSITIVOS DE SECCIONAMENTO .....	38
TRANSFORMADOR DE ACOPLAMENTO.....	38
MEDIDOR.....	38
5.3 REQUISITOS .....	39
REQUISITOS DE PROTEÇÃO .....	39

---

REQUISITOS DE SEGURANÇA.....	39
QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA.....	39
5.4 SISTEMAS COMPUTACIONAIS .....	40
5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	41
<b>6 CONCLUSÕES .....</b>	<b>42</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>44</b>

---

---

## RESUMO

Diante da crescente demanda por energia, e considerando que são cada vez maiores as exigências financeiras e ambientais para implantação de grandes empreendimentos de geração, a geração conectada às redes de distribuição e próximas aos centros de consumo se apresentam como uma alternativa para o suprimento dessa demanda. Essa geração é denominada Geração Distribuída – GD e tem como principal vantagem a redução do transporte de energia dos centros de geração que, na sua grande maioria, são distantes dos centros de consumo.

Do exposto acima, e graças à movimentação do setor industrial, o governo brasileiro através da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica regulamentou, por meio da resolução 482/2012, a conexão dos empreendimentos de GD às redes de distribuição de energia.

A inserção dessas fontes de geração distribuída representa um grande desafio, pois trata-se de uma mudança de paradigma para as distribuidoras, uma vez que altera significativamente o seu planejamento, operação e manutenção. Isso ocorre porque a inserção dessas unidades transforma um sistema concebido para trabalhar de forma radial em um sistema que passa a trabalhar em anel, com mais de um sentido para o fluxo de potência.

Nesse contexto, é objetivo dessa monografia discorrer sobre os impactos que a inserção das fontes de Geração Distribuída causará às redes de distribuição de energia elétrica de Baixa Tensão, além de contextualizar como esse processo se deu nos principais países do mundo mais avançados no tema.

---

## ABSTRACT

*Given the growing demand for energy, and considering they are increasing the financial and environmental requirements for deployment of large generation projects, the generation connected to distribution networks and close to consumption centers are presented as an alternative to supply this demand. This generation is called Distributed Generation - DG and has the main advantage of reducing the transport from energy generation centers, mostly far from consumption centers. The reduction in transport means directly reducing losses in the system.*

*From the above, and thanks to the industrial sector movement, the Brazilian Government through ANEEL - National Electric Energy Agency regulated, through Resolution 482/2012, the connection of the developments of DG to energy distribution networks.*

*The inclusion of these sources of distributed generation represents a great challenge because it is a paradigm shift for the distributors, since it significantly changes the planning, operation and maintenance. This is because the inclusion of these units imposes a ring characteristic, with more than one direction for the power flow, on a system designed to work on a radial way.*

*In this context, this monograph is intend to discuss the impacts that the integration of distributed generation sources will cause in the distribution networks of electricity low voltage, and contextualize how this process occurred in the major countries of the world's most advanced on the subject.*

---

---

## LISTA DE FIGURAS

- Figura 2.1 – Modelo Esquemático de uma Microturbina;
- Figura 2.2 – Componentes de um Sistema de uma Microturbina;
- Figura 2.3 – Roda D'água Utilizada como Turbina;
- Figura 2.4 – Casa de Força de uma mCH;
- Figura 2.5 – Componentes de um Aerogerador de Pequeno Porte;
- Figura 2.6 – Vistas de Aerogerador de 6 kW Instalado na Região Amazônica do Brasil;
- Figura 2.7 – Exemplos de Módulos Fotovoltaicos;
- Figura 2.8 – Exemplo Casa com Microgeração Solar Fotovoltaica;
- Figura 2.9 – Condomínio com Microgeração Solar Fotovoltaica no Bairro de Gröpelingen na Cidade de Bremen na Alemanha;
- Figura 3.1 – Fontes Incentivadas Objeto da Resolução 482/2012;
- Figura 3.2 – Classificação dos Empreendimentos – Resolução 482/2012;
- Figura 3.3 – Documentos para Tratativas Entre as Partes – Resolução 482/2012;
- Figura 4.1 – Esquema de Ligação da Microgeração em Portugal;
- Figura 4.2 – Esquema de Ligação da Microgeração na Espanha (adaptado);
- Figura 4.3 – Esquema de Ligação da Microgeração no Reino Unido (adaptado).
-

---

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – GD e Consumidores;

Tabela 3.2 – Benefícios e Barreiras da GD;

Tabela 3.3 – Oportunidades e Ameaças para Distribuidoras;

Tabela 3.4 – Níveis de Tensão de Conexão em Função da Potência;

Tabela 3.5 – Requisitos de Proteção;

Tabela 4.1 – Ajustes dos Relés de Tensão e Frequência;

Tabela 4.2 – Ajustes dos Relés de Tensão e Frequência;

Tabela 4.3 – Tempos Máximos de Atuação em Função da Tensão;

Tabela 4.4 – Tempos Máximos de Atuação em Função da Frequência;

Tabela 4.5 – Ajustes dos Relés de Tensão e Frequência;

Tabela 4.6 – Tempos Máximos de Atuação em Função da Tensão;

Tabela 4.7 – Ajustes dos Relés de Tensão e Frequência;

Tabela 4.8 – Ajustes dos Relés de Tensão e Frequência;

Tabela 4.9 – Ajustes dos Relés de Tensão e Frequência;

Tabela 4.10 – Tempos Máximos de Atuação em Função da Tensão;

Tabela 4.11 – Tempos Máximos de Atuação em Função da Frequência;

Tabela 4.12 – Ajustes e Tempos Máximos de Atuação dos Relés de Tensão e Frequência.

---



# 1 Introdução

Esta monografia aborda o tema Geração Distribuída (GD) e possui como **objetivo básico** a análise da conexão deste tipo de geração em redes de baixa tensão.

Em termos gerais, a GD é caracterizada por unidades geradoras conectadas em tensões de distribuição, ou seja, inferiores a 138 kV. Pelo fato de estarem conectadas nas tensões de distribuição encontram-se próximas aos centros de consumo. Em termos da legislação brasileira, a GD foi mencionada pela primeira vez em 15/03/2004 na Lei 10.848 e detalhada por meio do Decreto 5.163/04 de 30/07/2004.

Neste trabalho, enfoque é dado à inserção de GD nas redes de Baixa Tensão (BT), ou seja, redes onde o valor eficaz da tensão entre fases é igual ou inferior a 1 kV.

Na última década, em diversos países, tem aumentado significativamente o uso deste tipo de GD. Grande parte dessa inserção é motivada pelo interesse na diversificação das fontes de energia, pelo desenvolvimento de novas tecnologias e pela busca por maior confiabilidade no suprimento de energia.

Diante da publicação das notas técnicas NT 043/2010-RD/ANEEL [ANEEL, 2010a], NT 004/2011 [ANEEL, 2011a], NT 025/2011 [ANEEL, 2011b] e da realização da audiência pública AP 042/2011 [ANEEL, 2011c], verifica-se que há interesse do Brasil em incentivar a instalação da GD em redes de BT.

Os impactos causados pela inserção de GD de médio porte ( $\geq 1$  MVA) conectadas a redes de média tensão (MT), que são aquelas em 13,8 kV, têm sido amplamente estudados nos últimos anos. Em função disso, práticas de análise, operação e proteção são relativamente definidas e aceitas. Neste período de estudos da prática de conexão de GD de médio porte, o foco tem sido, principalmente, a análise caso a caso, ou seja, a análise, por parte da equipe técnica das distribuidoras, é realizada sempre que um contato visando a conexão um novo acessante é feito com a distribuidora. O resultado dessa análise, na maioria das vezes, é um relatório sobre as necessidades ou não de alteração do projeto e atualizações na rede. No estudo é possível até propor um novo ponto de conexão a fim de mitigar os impactos e tornar a conexão mais atrativa para todos.

No caso da rede de BT, este cenário apresenta desafios adicionais, principalmente do ponto de vista técnico. Ao contrário do que ocorre nas redes de MT, na baixa tensão os estudos não mais poderão ser caso a caso, em função do grande número de instalações.

---

Diante disso, é fundamental o conhecimento do real impacto que a GD trará para as redes de baixa tensão das distribuidoras.

O caráter inovador do tema e a relevância do trabalho para a área da engenharia de sistemas de energia elétrica constituíram a principal **motivação** para a elaboração desta monografia.

Neste contexto, é objetivo desta monografia discutir os impactos decorrentes da inserção de GD. A metodologia utilizada no trabalho se fundamenta na realização de uma revisão bibliográfica com foco nas normas das distribuidoras de diversos países que já enfrentaram o desafio da inserção de GD nas redes de baixa tensão e na análise das diversas questões envolvidas.

Para cumprir seu objetivo, esta monografia está estruturada da seguinte maneira:

- O Capítulo 2 resume as características dos principais tipos de geração distribuída conectadas às redes de baixa tensão;
- No Capítulo 3 a GD é contextualizada dentro da realidade brasileira e é feita sua comparação com a geração centralizada. É apresentada ainda a GD sob a ótica dos consumidores, da sociedade e das distribuidoras, além da abordagem da regulamentação brasileira para sua conexão às redes de baixa tensão;
- O Capítulo 4 apresenta os requisitos para conexão da geração distribuída em diversos países do mundo;
- No Capítulo 5 são elencados os aspectos relevantes a serem considerados para viabilizar a conexão da geração distribuída nas redes de baixa tensão;
- No Capítulo 6 apresentam-se algumas conclusões sobre a discussão presente nesta monografia bem como sugestões de propostas de continuidade de trabalhos futuros.

Ao final são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas.

---

# 2 Tipos de Geração Distribuída

*Neste capítulo, apresentam-se os tipos de GD usualmente utilizados para conexão em redes de BT: microturbinas, microcentrais hidrelétricas, aerogeradores de pequeno porte e painéis solares fotovoltaicos.*

## 2.1 Introdução

Conforme já citado, a inserção da GD no Brasil vem se intensificando nos últimos anos, sendo que grande parte dessa inserção caracteriza-se por empreendimentos de pequeno e médio porte conectados em MT [BARONE, 2010]. Entretanto, as conexões em BT são uma novidade no Brasil, uma vez que até agora não existia regulamentação para esse tipo de conexão.

O objetivo deste capítulo é apresentar de forma resumida as principais características dos tipos de GD usualmente utilizadas para conexões em BT. A GD quando conectada em BT é tratada como microgeração distribuída, sendo que sua potência está limitada a 100 kW.

Os itens deste capítulo se dedicam aos tipos de GD de maior interesse nas conexões em BT: *microturbinas, microcentrais hidrelétricas (mCH's), aerogeradores de pequeno porte e painéis solares fotovoltaicos.*

## 2.2 Microturbina

Mesmo sendo as microturbinas dispositivos, cujo princípio de funcionamento termodinâmico e componentes construtivos se assemelham aos das turbinas a gás, estes dispositivos são singulares em diversos aspectos, o que explica sua classificação distinta. As primeiras microturbinas utilizadas em projetos de GD eram baseadas em adaptações de equipamentos que originalmente foram desenvolvidos para aplicações comerciais em transportes (geradores para aviões, para navios, para ônibus, etc.), ao invés de serem projetadas para a produção de energia elétrica.

Tratam-se de pequenas turbinas de combustão na faixa de 20 a 250 kW, que geralmente podem ser aplicadas em hospitais, cogeração, sistemas de emergência (arranque rápido), sistemas isolados e para produção em horas de ponta para regularização tarifária. Podem utilizar diversos combustíveis, dentre eles: gasolina, gás natural, gás propano liquefeito (GPL), biogás, gás de poços de petróleo, diesel e querosene.

Dentre as vantagens das microturbinas, destacam-se: ausência de líquidos refrigerantes e lubrificantes, o que implica baixo índice de manutenção; altos rendimentos quando operam em sistemas de cogeração; podem operar em paralelo com a rede elétrica ou isoladamente; a tecnologia modular (vários módulos operam em paralelo entre si e com a rede elétrica sem a necessidade de sincronismo); apresentam tempos de arranque rápido e níveis de emissões muito baixos, além de seu controle ser totalmente automatizado.

O sistema é composto por uma turbina de combustão que inclui um compressor, um recuperador, um combustor e um gerador. As partes rotativas estão montadas em um eixo simples suportado por rolamentos de ar com altas velocidades de rotação. O acoplamento do eixo da microturbina ao gerador elétrico é tipicamente direto (ou seja, sem caixas de engrenagem para redução da velocidade). As altas velocidades de rotação das microturbinas exigem um dispositivo elétrico especial para sua conexão à rede elétrica, pois a frequência elétrica é elevada, incompatível com os 60 Hz da rede de distribuição em corrente alternada. Por esse motivo, microturbinas para GD normalmente empregam geradores síncronos de ímãs permanentes em série com um inversor eletrônico para então compor a corrente alternada em 60 Hz. Com essa configuração a turbina pode operar em velocidade variável com o carregamento, para operar sempre na velocidade de melhor eficiência de conversão. A Figura 2.1, adaptada de [BORBELY, 2001], apresenta um modelo esquemático simplificado de funcionamento de uma microturbina.

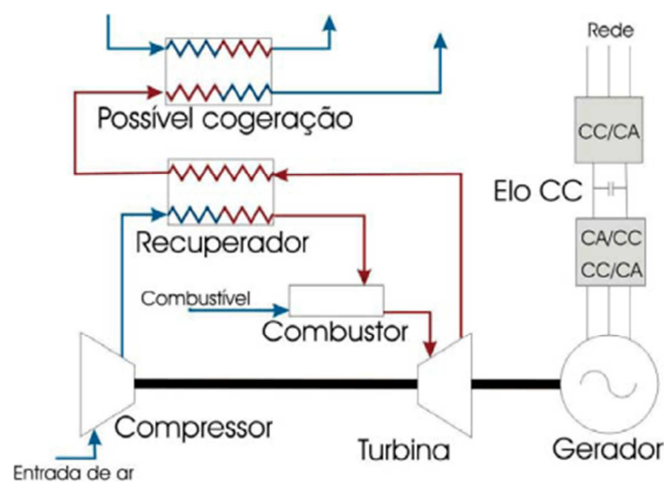


Figura 2.1 – Modelo Esquemático de uma Microturbina  
Fonte: [BORBELY, 2001] adaptado.

As microturbinas operam da seguinte forma: o ar é aspirado e forçado para dentro da turbina a alta velocidade (microturbinas operam com velocidades de rotação entre 50000 rpm e 100000 rpm) e pressão; o ar é misturado ao combustível e queimado na câmara de combustão onde o processo de queima é controlado para se obter a máxima eficiência e baixos níveis de emissão; os gases produzidos na combustão sofrem expansão nas palhetas da turbina realizando trabalho; os gases não aproveitados são emitidos na atmosfera.

O equipamento possui um controlador digital de potência que controla a operação da microturbina e todos os subsistemas. O controlador digital desempenha as funções de conversão de potência, convertendo a tensão em frequência variável do gerador em tensão CC e então para corrente em frequência constante ou tensão CC variável. Durante a partida, o controlador opera como um inversor de frequência e motoriza o gerador até que a potência esteja disponível a partir da microturbina. O controlador opera novamente como um inversor de frequência durante o resfriamento para dissipar o calor armazenado no recuperador e na estrutura a fim de proteger os vários componentes da microturbina.

Outro componente importante da tecnologia é o sistema integral de controle de entrada de combustível. O sistema padrão é projetado para combustíveis baseados em hidrocarbonetos gasosos pressurizados. Outros modelos estão disponíveis para combustíveis gasosos de baixa pressão, combustíveis gasosos com baixo poder calorífico, com componentes corrosivos e combustíveis líquidos. A Figura 2.2 apresenta os principais componentes de um sistema de microgeração de energia por intermédio de uma microturbina.

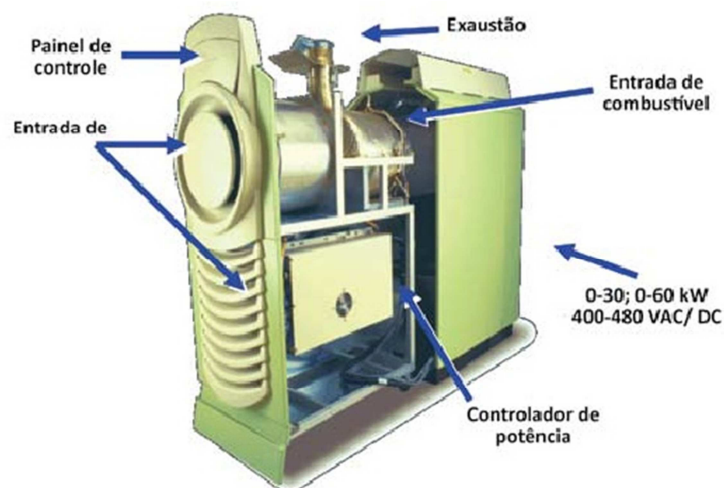


Figura 2.2 – Componentes de um Sistema de uma Microturbina  
Fonte: [MONTEIRO, 2008]

A microturbina pode operar conectada à rede ou isolada. Quando conectada à rede, é ligada em paralelo e fornece energia elétrica para cargas também conectadas. A energia

elétrica gerada por ela somente é fornecida a essas cargas quando a rede da distribuidora está presente. Durante as interrupções do fornecimento pela distribuidora no ponto de conexão, a microturbina detecta a interrupção e imediatamente se desconecta da rede. Quando há o retorno do fornecimento, a microturbina pode reiniciar automaticamente e fornecer energia para as cargas conectadas. No modo conectado à rede, a microturbina é somente uma fonte de corrente. Assim, tanto a frequência quanto a tensão da rede são as referências para a operação deste equipamento. Caso certos limites de tensão ou de frequência sejam ultrapassados ou uma condição de ilhamento se apresente, a microturbina é desconectada automaticamente da rede.

Operando no modo isolado da rede, cargas podem ser supridas diretamente e a microturbina é uma fonte de tensão e corrente. Um sistema com baterias fornece energia para a partida e o gerenciamento de demanda transitória.

Por serem de pequeno porte e produzirem energia elétrica na ordem de quilowatts, as microturbinas são, em geral, conectadas às redes de BT.

### **2.3 Micro Centrais Hidrelétricas (mCH)**

A geração de energia através de usinas hidrelétricas é a forma de obtenção de energia renovável mais empregada no mundo e, portanto, uma tecnologia bastante consolidada. No Brasil, terceiro maior produtor de hidroeletricidade no mundo e, por conseguinte, detentor de larga experiência no assunto, a ANEEL define micro central hidrelétrica (mCH) como sendo os aproveitamentos hidrelétricos com potência instalada até 100 kW [ANEEL, 2003].

As mCHs são usinas hidrelétricas de porte muito pequeno que operam a fio d'água, ou seja, não têm necessidade de grande reservatório. Normalmente são empreendimentos de pequenas fazendas que aproveitam os recursos hídricos presentes na propriedade. Usualmente são destinadas a alimentar pequenas cargas sem conexão com a rede elétrica [CERPCH, 2012].

As mCHs podem utilizar até mesmo pequenas rodas d'água como turbinas conforme apresentado na Figura 2.3.



Figura 2.3 – Roda D'água Utilizada como Turbina  
Fonte: [UFLA, 2010]

Dependendo do nível de confiabilidade que for estabelecido, as mCH's se assemelham às Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's (centrais geradoras cuja potência seja maior que 1 MW e menor que 30MW). A Figura 2.4 apresenta uma mCH cujos componentes principais (turbina e gerador) se assemelham aos de uma PCH.



Figura 2.4 – Casa de Força de uma mCH  
Fonte: [UFLA, 2010]

Como são aproveitamentos de pequeno porte, usualmente essas usinas apresentam represas de dimensões reduzidas que operam com variações mínimas, em nível praticamente constante. A energia potencial da água em um reservatório é transformada em energia cinética (ou em pressão) ou a própria energia cinética da correnteza do rio é

utilizada para acionar a turbina hidráulica. Isso depende das diferentes tecnologias de turbinas hidráulicas que podem ser empregadas, como turbinas de ação (turbinas Pelton) e reação (turbinas Francis, Hélice e Kaplan). A escolha da turbina mais adequada depende de uma série de fatores: vazão da água, queda líquida, altitude do local de instalação, conformação da rotação da turbina com o gerador, altura de sucção, entre outros. Tal tecnologia é adequada para conexão em redes secundárias rurais.

Para que sejam conectadas à rede elétrica, as mCHs devem ser providas de reguladores automáticos de velocidade e tensão, além de um sistema de proteção adequado.

## 2.4 Aerogeradores de Pequeno Porte

A energia eólica é a energia obtida a partir da movimentação de massas de ar, ou seja, do vento. Essa forma de energia é utilizada há muito tempo, principalmente na movimentação de barcos e em bombeamento de água.

O processo de conversão de energia com as turbinas eólicas acontece pelo contato do vento com as pás do cata-vento, transformando a energia cinética em energia elétrica. Com o giro das pás obtém-se a energia mecânica que aciona o rotor do aerogerador, produzindo eletricidade. A conversão de energia está diretamente relacionada à densidade do ar, à área coberta pela rotação das pás e à velocidade dos ventos. A Figura 2.5 apresenta os principais componentes de um aerogerador de pequeno porte.

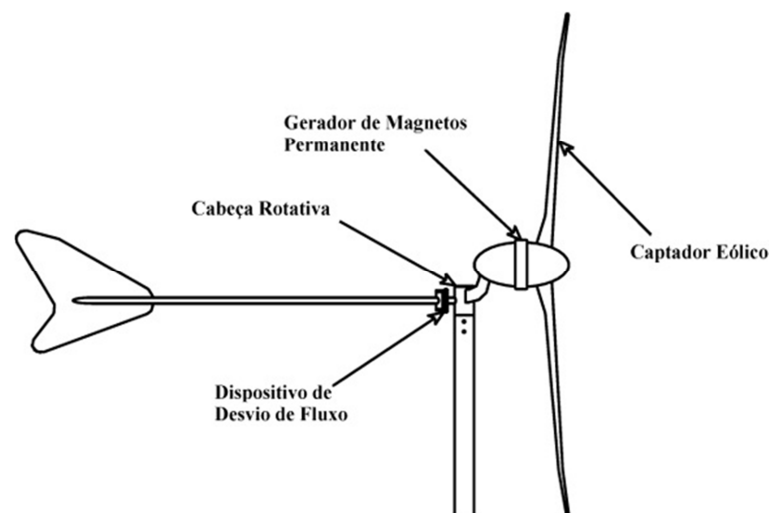


Figura 2.5 – Componentes de um Aerogerador de Pequeno Porte  
Fonte: [PEREIRA, 2002]

A periodicidade dos ventos é um fator agravante na inserção desses empreendimentos no sistema elétrico. A ocorrência irregular dos ventos e a variação da sua



velocidade ao longo do ano contribuem como fator dificultador no cálculo preciso da capacidade de produção de energia dessa fonte. A Figura 2.6 apresenta um aerogerador de pequeno porte tipicamente utilizado para conexões em BT.



Figura 2.6 – Vistas de Aerogerador de 6 kW Instalado na Região Amazônica do Brasil  
Fonte: acervo do autor

A geração eólica juntamente com a geração solar fotovoltaica são as formas de produção de energia elétrica usando fontes renováveis que mais crescem no mundo atualmente. Além de possuir altas taxas de crescimento, a geração eólica já desempenha um papel importante na matriz energética de vários países como China, EUA, Alemanha, dentre outros.

## 2.5 Painéis Solares Fotovoltaicos

A geração solar fotovoltaica é obtida através da conversão da energia luminosa do sol, através dos fótons, em energia elétrica. Para isso se utilizam tipos de células solares fabricadas basicamente de silício semicondutor, composto por diodos de junção PN espalhados sobre uma superfície. Quanto maior seu tamanho, maior será a capacidade de conversão do módulo.

Uma única célula normalmente mede 6" x 6". Usualmente as células são conectadas em série para prover tensões maiores e, em paralelo, para prover correntes maiores, formando um módulo fotovoltaico. A Figura 2.7 apresenta diferentes arranjos das células na construção dos módulos como também diferentes tamanhos de módulos.

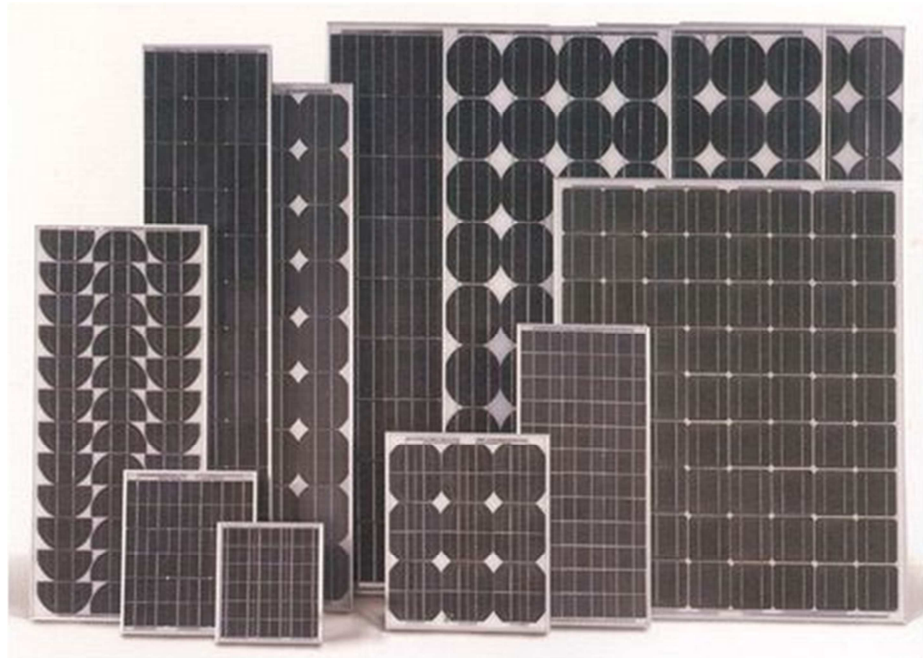


Figura 2.7 – Exemplos de Módulos Fotovoltaicos  
Fonte: [ECHOSOLARIS, 2012]

Os painéis fotovoltaicos, que são o conjunto de módulos fotovoltaicos, produzem eletricidade em baixa tensão e em corrente contínua, sendo necessária a utilização de inversores para adequação com a rede elétrica.

Apesar de ser possível a construção de usinas solares fotovoltaicas de médio porte, as quais podem ser conectadas em redes de média e alta tensão, espera-se que a principal aplicação seja através de um grande número de conexões de pequenos sistemas (nível residencial/comercial) nas redes de BT. Um exemplo dessa aplicação é mostrado na Figura 2.8 que apresenta um projeto de pesquisa conduzido pela Eletrosul, em Florianópolis, onde foi construída uma casa eficiente que, entre outras funcionalidades, gera sua própria energia [ELETROSUL, 2012].



Figura 2.8 – Exemplo Casa com Microgeração Solar Fotovoltaica  
Fonte: [ELETROSUL, 2012]

Esta forma é uma das mais promissoras fontes de energia renovável, tendo como vantagens a ausência de poluição durante a geração, a ausência de partes móveis, a reduzida manutenção e o tempo de vida elevado (25 anos). Esta fonte apresenta como principais desvantagens o reduzido rendimento e o elevado custo, que, no entanto, tem decrescido acentuadamente. Uma possível aplicação da energia fotovoltaica é a sua integração em edifícios, instalados em paredes, coberturas, etc. Esta aplicação pode representar reduções tanto dos custos construtivos como energéticos. A energia gerada desta forma serve não só para satisfazer os consumos do edifício, mas também para fornecer a energia produzida à rede. A Figura 2.9 ilustra um exemplo de utilização dessa tecnologia de forma mais ampla, compondo a edificação, utilizada em todas as casas de um condomínio.

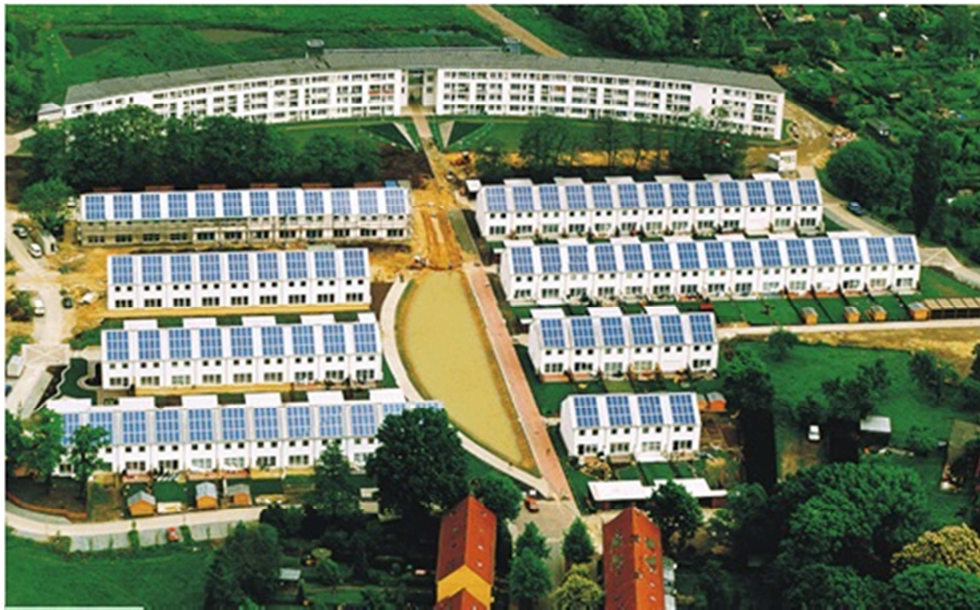


Figura 2.9 – Condomínio com Microgeração Solar Fotovoltaica no Bairro de Gröpelingen na Cidade de Bremen na Alemanha  
Fonte: [SOLARLIGA, 2012]

## **2.6 Considerações Finais**

Identificados os principais tipos de GD e suas características, é importante ressaltar que, provavelmente, nem todas elas serão amplamente utilizadas no Brasil.

Existem algumas restrições para utilização dos aerogeradores de pequeno porte, como, por exemplo, o regime de ventos. Este tipo de geração será mais utilizado nos estados da região nordeste do Brasil, onde os ventos se apresentam favoráveis para sua utilização.

No caso das microcentrais hidrelétricas, sua utilização se dará de forma mais significativa nas regiões distantes dos centros urbanos, em pequenas fazendas, sítios, etc., onde existam condições geográficas favoráveis à sua aplicação.

As microturbinas, principalmente a gás, serão mais aplicadas onde exista uma rede de distribuição de gás já consolidada e que não apresente problemas de continuidade de fornecimento.

Os painéis solares fotovoltaicos se mostram com maior potencial de aplicação, pelo menos são os que têm menores restrições para aplicação, pois os níveis de radiação solar no Brasil estão entre os melhores do mundo. As restrições para aplicação dessa tecnologia estão relacionadas ao seu custo, uma vez que a indústria nacional dá seus primeiros passos neste segmento. Todos os módulos fotovoltaicos utilizados no Brasil vêm de países como Estados Unidos, Alemanha, Japão e principalmente da China. Isso ocorre também com os inversores para conexão com a rede elétrica que vêm do exterior do país. No entanto, a indústria de eletrônica de potência brasileira já está se movimentando para produzir estes equipamentos aqui.

A restrição custo não é exclusiva do setor fotovoltaico, estando presente, em maior ou menor grau, nas demais opções.

Antes de se tratar de forma detalhada a conexão da microgeração distribuída em redes de BT, é importante contextualizá-la em relação à geração centralizada, além de verificar a percepção dos consumidores e distribuidoras com essa modalidade de geração. É igualmente importante verificar como é a regulação para este segmento. Diante disso, o capítulo seguinte traz essas questões, que se mostram relevantes para conexão da GD.

---

# 3 Contexto da GD no Sistema Nacional

*Neste capítulo, é feita a contextualização da GD no cenário brasileiro, comparando-a com a geração centralizada. São apresentadas as percepções da GD para as distribuidoras, a sociedade e os consumidores, além da regulamentação da GD para conexão nas redes de BT.*

## **3.1 Considerações Iniciais**

A conexão de GD na BT apresenta algumas particularidades que não são observadas quando esta é conectada na MT e, também, quando comparada à geração centralizada. Dito isso, é importante efetuar a comparação entre estas modalidades de geração, além de tratar do relacionamento que existe entre a GD e os consumidores e entre a GD e as distribuidoras, uma vez que o tema engloba estes dois importantes atores do processo de conexão com a rede elétrica [COSTA, 2011].

Considerando que a regulamentação da GD em BT é muito recente no nosso país, é igualmente relevante tratar da resolução que a regulamenta.

## **3.2 Geração Distribuída Versus Geração Centralizada**

A geração de forma centralizada faz com que os sistemas de distribuição sejam projetados e implantados para receber a potência nas subestações e distribuí-la entre os consumidores. Dessa forma, o fluxo de potência é proveniente de níveis de tensão mais altos para os mais baixos, fazendo com que a rede tenha um sentido unidirecional, caracterizando a distribuição como um *elemento que não interage no quesito geração*.

Com a inserção de GD no sistema de distribuição pode ocorrer, dependendo da penetração desta geração, uma alteração no sentido do fluxo de potência, ou seja, ao invés de fluir da rede para as cargas, fluirá das cargas, que passarão a ser geradores, para a



rede. Diante disso a rede de distribuição passa a ser um *elemento que interage com a geração*, podendo funcionar em qualquer sentido. Essa alteração no fluxo de potência nos sistemas de distribuição traz consequências técnicas e econômicas para o planejamento desses sistemas.

No Brasil há um grande esforço por parte das distribuidoras de energia para se conhecer a fundo as tecnologias de GD tanto do ponto de vista de operação e geração como também de proteção. Esse esforço tem o objetivo de planejar o sistema de maneira tal que a inserção da GD ocorra da melhor forma possível.

Um grande problema se manifesta quando empreendimentos de grande geração são conectados em redes fracas, sendo necessário reforçá-las, reforço este a cargo da distribuidora na qual o empreendimento se conecta. Outro aspecto relevante é quanto ao despacho que é feito de forma descentralizada, o que pode acarretar problemas operativos.

Os principais fatores relativos ao impacto nas redes de BT que devem ser observados pelas distribuidoras são: requisitos de segurança, qualidade dos equipamentos conectados à rede, qualidade da energia proveniente destes equipamentos, níveis de curto-circuito e proteção, capacidade de geração disponível, perdas elétricas e perfis de tensão em regime permanente.

A ocorrência de *fluxo reverso* de potência é um aspecto de extrema importância por partes dos órgãos de regulamentação e das distribuidoras, e pode ser considerada a temática de maior importância quanto aos impactos de ligação descentralizada na rede de BT. Ao surgir um fluxo em outra direção e sentido, os sistemas de proteção devem ser distribuídos de forma estratégica, para fornecerem segurança às equipes de manutenção, uma vez que na rede estão instalados os transformadores que, em situações de ilha, funcionarão como transformadores elevadores. Os sistemas de controle de GD devem adotar estratégias de controle e proteção sensíveis o suficiente para desconectá-la da rede sempre que houver problemas, evitando, por exemplo, um fenômeno de formação de ilha, onde a GD não se desconecta e permanece alimentando parte do sistema.

A *regulação de tensão* é um fator preponderante para a inserção de GD à rede de BT, pois as distribuidoras devem garantir que os níveis de tensão estejam dentro dos limites estabelecidos pelos procedimentos de distribuição [PRODIST, 2012]. A inserção de GD nos sistemas de distribuição altera os perfis de tensão na rede devido à mudança dos fluxos ativos e reativos. A situação mais crítica é detectada quando se verifica geração máxima nos períodos de cargas mínimas, podendo ocorrer transgressão do limite máximo de tensão estabelecido no PRODIST.

Os impactos da inserção de GD nas redes das distribuidoras são diversos, podendo ser positivos ou negativos. Contudo, existe uma troca de benefícios entre a geração descentralizada e a centralizada, onde cada uma pode dar suporte à outra. Como exemplo,

a geração centralizada ou em grande escala, por suas condições técnicas específicas, pode cobrir desligamentos emergenciais ou programados dos geradores distribuídos.

O desafio principal para a consolidação da GD como opção à geração centralizada está relacionado aos *custos de implantação*, tal como os *custos de operação e manutenção*, que interferem nos custos finais da energia gerada. O desenvolvimento tecnológico acarreta gradativamente a redução dos custos, porém algumas opções já se mostram competitivas dependendo da disponibilidade e custo da fonte em determinado local.

### 3.3 Consumidores e a Geração Distribuída

A inserção da GD envolve fortemente os consumidores, uma vez que os resultados alcançados com o desenvolvimento dessas tecnologias irão atingi-los diretamente e, na maioria dos casos, positivamente. A Tabela 3.1 apresenta os fatores que influenciam o desenvolvimento da GD e os consequentes benefícios para os consumidores.

Tabela 3.1 – GD e Consumidores

Fatores que contribuem para o desenvolvimento da GD pelos consumidores	Benefícios para os consumidores
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Custos decrescentes das novas tecnologias de GD</li> <li>• Crescimento da demanda de energia</li> <li>• Mudanças na legislação do setor elétrico</li> <li>• Valorização crescente da preservação ambiental pela sociedade</li> <li>• Incentivos às energias renováveis</li> <li>• Aumento constante no custo da energia “convencional”</li> <li>• Insegurança quanto à garantia de fornecimento de energia elétrica</li> <li>• Aumento do consumo per capita propiciado pelo crescimento econômico</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geração da energia no local de consumo, eliminando ou reduzindo a dependência da distribuidora</li> <li>• Possibilidade de geração de energia em processo de cogeração, gerando energia elétrica junto com energia térmica (calor ou frio)</li> <li>• Redução dos custos, principalmente durante o período de ponta (dependendo da fonte)</li> <li>• Redução da exposição às variações do preço da energia</li> </ul>



### 3.4 Sociedade e a Geração Distribuída

Adicionalmente, um dos maiores benefícios da GD para a sociedade é contribuir para a descentralização urbana e a redução dos *impactos ambientais* localizados. As maiores barreiras para disseminação da GD atualmente estão relacionadas com os custos das tecnologias e dos combustíveis que são utilizados nessas aplicações e a logística de distribuição desses combustíveis (no caso das microturbinas). A Tabela 3.2 enumera alguns benefícios e barreiras para a introdução da GD no sistema elétrico.

Tabela 3.2 – Benefícios e Barreiras da GD

Benefícios	Barreiras para disseminação
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução das perdas de energia no sistema elétrico</li> <li>• Aumento da eficiência energética pela cogeração e aproveitamento de resíduos</li> <li>• Desenvolvimento da indústria nacional</li> <li>• Redução do passivo ambiental em função da utilização de resíduos de processos industriais</li> <li>• Aproveitamento das vocações regionais e possibilidade de desconcentração urbana</li> <li>• Diversificação da matriz energética</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Altos custos das tecnologias de GD</li> <li>• Maior complexidade de operação do sistema elétrico</li> <li>• Preço elevado do gás, principalmente para baixo volume de consumo (no caso das microturbinas)</li> <li>• Falta de rede de distribuição de gás em Minas Gerais (no caso das microturbinas)</li> <li>• Custos de conexão</li> <li>• Inexistências de linhas de financiamento específicas para implantação de novos sistemas</li> </ul>

### 3.5 Distribuidoras e a Geração Distribuída

Poucas distribuidoras acreditam que a geração distribuída terá um impacto positivo no sistema elétrico e que essa modalidade de geração também será benéfica para diversificação da matriz energética. Algumas têm visto a GD como um excelente meio para atender a crescimentos temporários, ou, no curto prazo, ao do sistema. Porém, devido ao pequeno porte dos equipamentos, estes não seriam suficientes para causar impacto real e definitivo na ponta do sistema. Outras distribuidoras veem como uma ameaça ao negócio distribuição de energia, uma vez que poderá reduzir as receitas com a venda de energia.

Independente destes fatores constata-se que a geração distribuída é uma tendência mundial, e que o acompanhamento da evolução é imprescindível para qualquer distribuidora

que vislumbra a possibilidade de utilização de GD para suprir a expansão da demanda de energia em suas áreas de atuação, principalmente em regiões mais afastadas dos centros de geração ou com restrições de transmissão, a um custo inferior ao da forma tradicional de atendimento e também no processo de universalização do acesso à energia. A Tabela 3.3 relaciona as oportunidades e os riscos da GD para as distribuidoras.

Tabela 3.3 – Oportunidades e Ameaças para Distribuidoras

Oportunidades para distribuidoras	Ameaças da GD para as distribuidoras
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capturar novos mercados</li> <li>• Reduzir ou postergar investimentos em transporte de energia (linhas de transmissão e subestações)</li> <li>• Otimizar a utilização de ativos</li> <li>• Atender regiões isoladas ou com insuficiência de rede elétrica, evitando investimento em redes</li> <li>• Fornecer energia de menor impacto ambiental (energia verde)</li> <li>• Prospecção e desenvolvimento de novo negócio (como ocorrido em alguns países da Europa)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• GD do lado do cliente sem participação da distribuidora – perda de mercado</li> <li>• Falhas no sistema elétrico devido a conexões inadequadas</li> <li>• Perda de receita principalmente no mercado mais rentável</li> <li>• Falta de mecanismos regulatórios que proporcionem receita para distribuidora (uma vez que a distribuidora não pode auferir lucro com atividade que não esteja diretamente relacionada a distribuição de energia)</li> <li>• Maior complexidade na operação do sistema elétrico</li> <li>• Maior complexidade de planejamento integrado do sistema elétrico</li> </ul>

### 3.6 A Regulamentação da Geração Distribuída em BT

A ANEEL através da consulta pública CP-015/2010 [ANEEL, 2010b] e da audiência pública AP-042/2011 [ANEEL, 2011c] iniciou o processo de regulamentação da GD para conexão em BT. Durante esse processo, foram estudados os modelos de implantação de GD em diversos países, como Estados Unidos, Alemanha, Espanha, etc. [STADLER, 2010] A ANEEL optou por implantar no Brasil a modalidade *net metering* que é aquela onde é realizada a contabilização da energia gerada e da energia consumida e no final do período de apuração, que no Brasil é mensal, é feito o cálculo de energia líquida, ou seja, abate-se do consumo o montante de geração injetado na rede [LOPES, 2011].

Em 17 de abril de 2012, a ANEEL publicou a resolução 482/2012 [ANEEL, 2012a] que, enfim, regulamenta a GD para conexão em BT. O objetivo da resolução é diminuir as barreiras para inserção de GD com fontes incentivadas (solar, biomassa, eólica, hidráulica e cogeração) nos níveis de tensão de distribuição.

A resolução trouxe ainda a inclusão de uma nova seção ao módulo 3 (“Acesso ao Sistema de Distribuição”) dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST [ANEEL, 2012b]. A Figura 3.1 apresenta os tipos de fontes incentivadas que foram adotadas na Resolução ANEEL 482/2012.

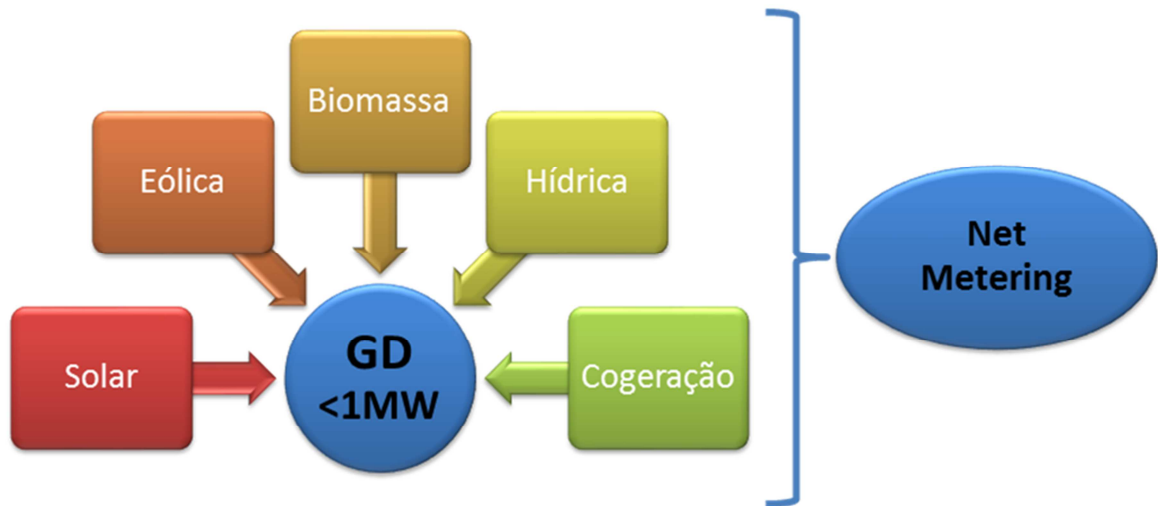


Figura 3.1 – Fontes Incentivadas Objeto da Resolução 482/2012  
Fonte: [ANEEL, 2012]

Estabeleceram-se dois patamares de GD: microgeradores cuja potência instalada vai até 100 kW e os minigeradores com potência superior a 100 kW e inferior a 1 MW. Quanto menor a potência do empreendimento, menor será o nível de exigência para conexão. A Figura 3.2 apresenta a extratificação por potência dos empreendimentos classificados como microgeração e como minigeração.

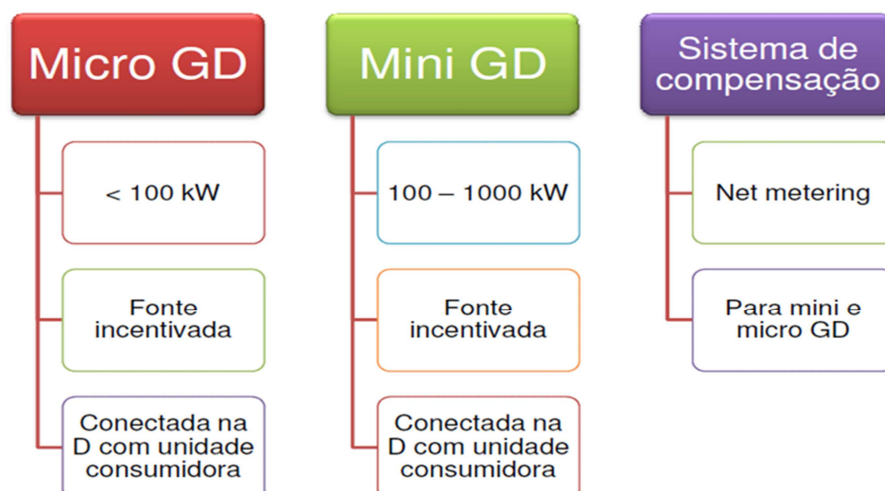


Figura 3.2 – Classificação dos Empreendimentos – Resolução 482/2012  
Fonte: [ANEEL, 2012]

Os consumidores-geradores poderão aderir ao sistema de compensação de energia que, em resumo, é o fechamento de contas com a distribuidora na qual está conectado. Ao final de cada mês será verificado o montante de energia gerada e o montante consumido. Caso a geração supere o consumo, o consumidor terá um crédito, em energia, correspondente à diferença entre geração e consumo, que poderá ser utilizado num período de 36 meses subsequentes ao mês da apuração. Caso o consumo supere a geração, o consumidor pagará apenas a diferença entre o consumo e a geração.

Para fins de validação do compromisso entre as partes (distribuidora e consumidor), a ANEEL dispensou as partes da celebração de contratos específicos. Para os microgeradores o documento será o Relacionamento Operacional, cujo modelo elaborado pela agência foi disponibilizado na seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST [ANEEL,2012]. Para os minigeradores, o documento será o acordo operativo. Diferentemente do documento para os minigeradores, o acordo operativo não tem um modelo a ser seguido, sendo livre o seu conteúdo, cabendo às partes a elaboração e celebração do referido acordo. A Figura 3.3 apresenta os documentos que deverão ser utilizados para cada empreendimento.



Figura 3.3 – Documentos para Tratativas entre as Partes – Resolução 482/2012  
Fonte: [ANEEL, 2012]

No que tange aos níveis de tensão aos quais deverão ser conectadas as GD's, a ANEEL estabeleceu os patamares apresentados na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Níveis de Tensão de Conexão em Função da Potência  
Fonte: [ANEEL, 2012]

Potência instalada	Nível de tensão de conexão
< 10 kW	BT (mono, bi ou trifásico)
10 a 100 kW	BT (trifásico)
101 a 500 kW (*)	BT (trifásico) / MT
501 a 1 MW	MT

(\*) o nível de tensão de conexão da central geradora será definido pela distribuidora em função das limitações técnicas da rede.

Quanto aos requisitos de proteção, a resolução estabeleceu os critérios apresentados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Requisitos de Proteção  
Fonte: [ANEEL, 2012]

Equipamento	Potência instalada		
	Até 100 kW	101 kW a 500 kW	501 kW a 1 MW
Elemento de desconexão <sup>(1)</sup>	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção <sup>(2)</sup>	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim <sup>(3)</sup>	Sim <sup>(3)</sup>	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim <sup>(3)</sup>	Sim <sup>(3)</sup>	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	Sim	Sim <sup>(4)</sup>	Sim <sup>(4)</sup>
Medição	Medidor bidirecional <sup>(6)</sup>	Medidor 4 quadrantes	Medidor 4 quadrantes
Ensaaios	Sim <sup>(5)</sup>	Sim <sup>(5)</sup>	Sim <sup>(5)</sup>

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 por 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, caberá 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 medidor bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.

Nos sistemas que se conectam à rede através de inversores, as proteções relacionadas na Tabela 3.5 podem estar inseridas nos referidos equipamentos, sendo a redundância de proteções desnecessária para microgeradores distribuídos

As distribuidoras terão o prazo de 240 dias para adequação à nova regulamentação. Levando em conta que a resolução foi divulgada em 17 de abril de 2012, a data limite para adequação é 13 de dezembro de 2012.

### ***3.7 Considerações Finais***

Do exposto neste capítulo, pode-se verificar que a conexão da GD nas redes de BT não é trivial e envolve vários aspectos importantes a serem observados para sua viabilização. Este tema é novidade para o nosso país denotando, mais uma vez, a motivação desta monografia. Devido ao caráter inovador, é necessário o estabelecimento de requisitos que possam conferir à conexão os níveis de segurança adequados para que não sejam observados problemas significativos relativos à mesma.

Antes de se estabelecerem tais requisitos, é importante que sejam verificadas as experiências internacionais relacionadas ao tema naqueles países onde a prática da conexão da GD na rede de BT já vem sendo executada a mais tempo. Isso se justifica uma vez que, como já utilizam essa prática, vivenciaram experiências que podem auxiliar na implantação aqui no Brasil, fazendo com que sejam estabelecidos requisitos que possam se mostrar efetivos ao que se destinam. O capítulo 4 aborda os requisitos praticados em diversos países.

# 4 Requisitos para a Conexão de GD nas Redes de BT – Panorama Mundial

*Neste capítulo, apresentam-se os requisitos para conexão de GD nas redes de BT em diversos países. Entre eles destacam-se Alemanha e Estados Unidos que são pioneiros no tema.*

## **4.1 Considerações Iniciais**

Com o intuito de possibilitar o aprendizado das melhores práticas dos países pioneiros na utilização de GD conectadas às redes de BT, é importante a verificação dos requisitos que as distribuidoras destes países adotam para que possam subsidiar o estabelecimento dos requisitos aqui no Brasil [CIGRÉ, 2009].

Pode-se com isso absorver as experiências destes países tanto no que tange a experiências positivas quanto negativas, respeitando-se, obviamente, as diferenças técnicas existentes.

Com este objetivo, são apresentados neste capítulo os requisitos adotados nos seguintes países: *Alemanha, Estados Unidos, Itália, Portugal, Espanha, Canadá e Reino Unido.*

## 4.2 Alemanha

A Alemanha foi um dos países pioneiros no incentivo à GD em BT, principalmente com a instalação de painéis solares fotovoltaicos em telhados.

A norma alemã estabelece que as unidades de geração distribuída devem estar conectadas a redes de BT através de um dispositivo de seccionamento permanentemente acessível para a distribuidora e deverá estar equipado com esquema de desconexão. Caso não esteja disponível uma chave de seccionamento acessível, uma chave de seccionamento automática, controlada através do monitoramento da tensão trifásica ou proteção anti-ilhamento, pode ser empregada.

As distribuidoras não podem exigir, para a conexão em BT, a utilização de transformadores de acoplamento. O proprietário e a distribuidora devem entrar em acordo sobre que medidas tomar para limitar a corrente de curto-circuito injetada pela unidade geradora, caso a mesma ultrapasse os limites definidos para o ponto de interconexão. No caso em que os valores das correntes de curto-circuito dos geradores não sejam conhecidos, os seguintes valores (múltiplos da corrente nominal) podem ser empregados como estimativa:

- Sistemas com geradores síncronos: 8
- Sistemas com geradores de indução: 6
- Sistemas com geradores baseados em inversores: 1

A norma alemã também estabelece a necessidade de proteção de subtensão e sobretensão, e de subfrequência e sobrefrequência, de acordo com a Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Ajustes dos Relés de Tensão e Frequência  
Fonte: [UNICAMP, 2011]

Proteção	Ajuste
Subtensão	0,7 – 1,0 pu
Sobretensão	1,0 – 1,15 pu
Subfrequência (*)	47 – 50 Hz
Sobrefrequência (*)	50 – 51 Hz

(\*) a frequência nominal na Alemanha é de 50 Hz.

Para situações de detecção de ilhamento, o tempo máximo para detecção é de 5 segundos e poderá ser realizada através de dois métodos:



- Método Ativo: por exemplo, através do método de deslocamento de frequência, o qual é geralmente empregado para sistemas fotovoltaicos;
- Método Passivo: por meio do monitoramento da tensão trifásica (possível apenas para unidades geradoras sem inversores ou para unidades geradoras monofásicas com inversores).

Para o sincronismo com a rede, os dispositivos têm limites estabelecidos para permitirem o estabelecimento do paralelismo:

- Frequência (diferença) menor que 0,5 Hz;
- Magnitude da tensão (diferença) menor que 10%;
- Ângulo de fase da tensão (diferença) menor que 10 graus.

A medição de energia é feita com a utilização de dois medidores. Um para energia gerada e outro para energia consumida. Apenas medidores calibrados são permitidos. Em alguns locais, pode ser necessária a instalação de algum esquema para monitorar a máxima potência permitida para injeção na rede. Nas unidades de GD com potência de até 4,6 kVA por fase não são exigidos dispositivos de compensação de potência reativa: um fator de potência de 0,9 adiantado a 0,8 atrasado é tolerado.

Para os geradores com variações significativas da potência reativa (exemplo: geradores de indução com turbinas eólicas) são exigidos sistemas automáticos de compensação de potência reativa, sendo que os capacitores não devem ser conectados à rede antes do gerador e têm que ser desconectados junto com a unidade geradora.

A versão atual da norma alemã permite que os geradores fotovoltaicos operem com fator de potência unitário. Contudo, está previsto que geradores com capacidade entre 3,68 kVA e 13,8 kVA possam operar com fator de potência maior que 0,95 e geradores com capacidade superior a 13,8 kVA possam operar com fator de potência maior que 0,9. Espera-se que essa medida permita um aumento considerável da capacidade instalada dos geradores fotovoltaicos nas redes de baixa tensão.

A elevação de tensão no ponto de conexão na presença de geradores não deve ultrapassar 2% em relação ao nominal, no pior caso, se comparado com o caso sem gerador. Variações de tensão causadas pela conexão e desligamento do gerador devem respeitar o limite de 3% e com máxima frequência permitida.

Para limitar o nível de desbalanceamento em redes de BT, GD com capacidade superior a 4,6 kVA (sistemas fotovoltaicos até 5 kWp) devem ser trifásicos. Na situação em que vários sistemas monofásicos são conectados a um ponto de acoplamento comum, os mesmos devem ser distribuídos de forma balanceada entre as três fases.

---

Todos os pontos de interconexão de GD devem ser rotulados no lado do cliente com o seguinte aviso: “*Sectioning point: power generation system/supply network*” (ponto de seccionamento do sistema de geração ou de suprimento da rede). O sistema de medição deve possuir um rótulo legível e resistente ao desgaste com o seguinte aviso: “*power generation system*” (sistema de geração de energia).

### **4.3 Estados Unidos**

Nos Estados Unidos, cada estado tem sua regulação específica quanto a tarifas e modalidade de instalação de GD. Com respeito aos requisitos técnicos, todos os estados seguem a norma de referência IEEE 1547 – *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems (Norma para Interconexão de GD com Sistemas Elétricos de Potência)* [IEEE, 2009].

GD com capacidade maior que 25 kW e sistemas não baseados em inversores com capacidade menor que 25 kW devem ser capazes de serem isolados da distribuidora através de uma chave seccionadora (*disconnect switch*) externa com as seguintes características [CODDINGTON, 2008]:

- Capacidade de abertura manual;
- Visível permanentemente;
- Facilmente acessível para operação e bloqueio pelo pessoal da distribuidora;
- Capaz de abrir, sob carga (*load break*);
- Claramente sinalizada com a advertência "*Generator Disconnect Switch*" (chave de desconexão de gerador).
- Dimensionada de acordo com os requisitos de tensão e corrente da instalação de GD.

Um transformador dedicado não é exigido se a instalação é projetada e coordenada com a distribuidora. Caso a distribuidora determine a necessidade de instalação de um transformador dedicado, os custos de instalação são divididos com o consumidor.

A GD deverá possuir proteção adequada e equipamentos de controle, incluindo dispositivo de proteção que utiliza um dispositivo de seccionamento automático, o qual é capaz de desconectar o gerador diante de condições em que o subsistema da distribuidora é desenergizado por qualquer motivo (ilhamento) ou diante de faltas no sistema do gerador distribuído. A GD deve ainda ser equipada com um disjuntor automático operado por relés de sub/sobre tensão e sub/sobre frequência. Para instalações trifásicas, os relés de

---

sub/sobre tensão devem ser instalados para cada fase e pelo menos uma fase deve ser equipada com relé de sub/sobre frequência. Todas as fases do gerador ou do inversor de potência devem ser desconectadas a partir do momento em que os relés detectem que a tensão e/ou frequência ultrapassaram os limites permissíveis. Os ajustes exigidos para as funções de tensão e frequência são apresentados na tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Ajustes dos Relés de Tensão e Frequência  
Fonte: [PG&E,2011]

Proteção	Ajuste
Subtensão	0,88 – 1,0 pu
Sobretensão	1,0 – 1,10 pu
Subfrequência	59,3 – 60 Hz
Sobrefrequência	60 – 60,5 Hz

A tabela 4.3 apresenta os tempos máximos de atuação em função dos patamares de tensão.

Tabela 4.3 – Tempos Máximos de Atuação em Função da Tensão  
Fonte: [PG&E,2011]

Tensão (%)	Tempo máximo de desconexão
$V \leq 50\%$	6 ciclos
$50\% < V < 88\%$	120 ciclos
$110\% < V < 120\%$	120 ciclos
$V \geq 120\%$	6 ciclos

A tabela 4.4 apresenta os tempos máximos de atuação em função dos patamares de frequência.

Tabela 4.4 – Tempos Máximos de Atuação em Função da Frequência  
Fonte: [PG&E,2011]

Frequência	Tempo máximo de desconexão
$F < 59,3 \text{ Hz}$	6 ciclos
$F > 60,5 \text{ Hz}$	6 ciclos

Para certas condições, a distribuidora pode requisitar que geradores com capacidade maior que 30 kW operem para frequências abaixo de 59,3 Hz.

No caso de atuação dos relés de proteção, o sistema de GD deve permanecer desconectado até que a tensão e frequência retornem e permaneçam dentro dos patamares permissíveis por pelo menos 5 minutos.

Ilhamento não é permitido e sua ocorrência deve ser detectada dentro de um tempo máximo de 2 segundos. A necessidade de funções de proteção adicionais será determinada pela distribuidora a partir de uma análise caso a caso. Se a distribuidora determinar a necessidade de funções adicionais, a mesma deve notificar, por escrito, o proprietário da GD [IREC, 2011a]. A notificação deve conter uma descrição detalhada das justificativas para a necessidade da instalação dessas funções. A distribuidora deve especificar os ajustes para essas funções de proteção. Nenhum equipamento de proteção ou os respectivos ajustes especificados pela distribuidora devem ser modificados pelo proprietário da GD sem o consentimento, por escrito, da distribuidora [IREC, 2011b].

Dispositivos de proteção devem ser equipados com transformadores de potencial e de corrente e não devem compartilhar equipamentos elétricos associados com o medidor de energia da distribuidora [PUCT, 2002].

A falha dos dispositivos de proteção associados ao gerador distribuído deve causar a abertura do dispositivo de seccionamento automático desconectando, assim, a GD do sistema da distribuidora [SEC, 2004].

#### **4.4 Itália**

A norma italiana para conexão em BT estabelece que o limite para conexão em BT é de 100 kW, sendo que o limite para conexão monofásica é de 6 kW.

A GD deve ser equipada com dispositivo de interface, o qual deverá ser provido de disjuntor automático com disparo por falta de tensão, além de um contator combinado com fusível ou disjuntor.

Os ajustes exigidos para as funções de tensão e frequência são apresentados na tabela 4.5.

---

Tabela 4.5 – Ajustes dos Relés de Tensão e Frequência  
Fonte: [SET,2010]

Proteção	Ajuste
Subtensão	0,8 – 1,0 pu
Sobretensão	1,0 – 1,2 pu
Subfrequência (*)	59 – 50 Hz
Sobrefrequência (*)	50 – 51 Hz

(\*) a frequência nominal na Itália é de 50 Hz.

A tabela 4.6 apresenta os tempos máximos de atuação em função dos patamares de tensão.

Tabela 4.6 – Tempos Máximos de Atuação em Função da Tensão  
Fonte: [SET,2010]

Tensão (%)	Tempo máximo de desconexão
$V \leq 80\%$	0,2 s
$V \geq 120\%$	0,1 s

Ilhamento não é permitido e sua ocorrência deve ser detectada e a desconexão da GD deve ocorrer dentro de um tempo máximo de 2 segundos. No caso de atuação dos relés de proteção, o sistema de GD deve permanecer desconectado até que a tensão e frequência retornem e permaneçam dentro dos patamares permissíveis por pelo menos 5 minutos.

## 4.5 Portugal

A instalação de GD em Portugal é realizada por empresas integradoras certificadas pelo governo. Existem restrições para interligação dos microgeradores. Ligações onde a somatória das potências já instaladas, contando com a nova instalação, ultrapasse o limite de 25% da potência do ponto de transformação serão recusadas. Deve-se ainda ser observado o limite de injeção de potência na rede de distribuição de 50% da potência contratada para a instalação elétrica de utilização, exceto nos casos de instalações elétricas de utilização em nome de condomínios.

Os ajustes exigidos para as funções de tensão e frequência são apresentados na tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Ajustes dos Relés de Tensão e Frequência  
 Fonte: [EDP,2011]

Proteção	Ajuste
Subtensão	0,9 – 1,0 pu
Sobretensão	1,0 – 1,1 pu
Subfrequência (*)	49,5 – 50 Hz
Sobrefrequência (*)	50 – 50,2 Hz

(\*) a frequência nominal em Portugal é de 50 Hz.

Ilhamento não é permitido e sua ocorrência deve ser detectada e a desconexão da GD deve ocorrer dentro de um tempo máximo de 2 segundos.

A medição em Portugal, assim como na Alemanha, é feita por intermédio de dois medidores de energia. Um para energia produzida e outro para energia consumida. A figura 4.1 ilustra uma instalação típica em Portugal.

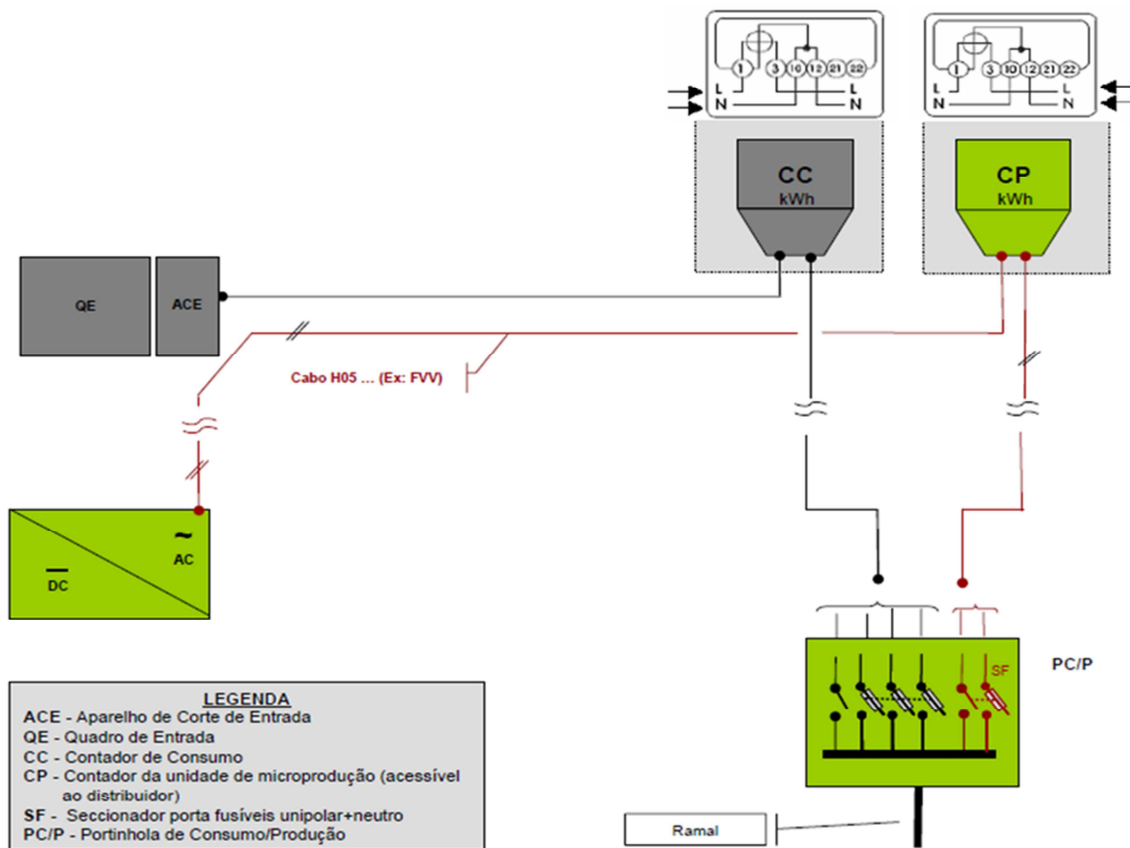


Figura 4.1 – Esquema de Ligação da Microgeração em Portugal  
 Fonte: [RENOVAVEIS,2012]

## 4.6 Espanha

A instalação de GD na Espanha deve ser provida de interruptor geral manual termomagnético com capacidade superior a indicada pela distribuidora no ponto de acesso para unidade consumidora e adicionalmente estar disponível para o acesso da distribuidora.

Deverá ainda ser dotada de proteção diferencial para proteção das pessoas e proteção anti-ilhamento, a qual, no caso de inversores, estará incorporada aos mesmos. A proteção anti-ilhamento tem que atuar no tempo máximo de 0,5 segundos.

Os ajustes exigidos para as funções de tensão e frequência são apresentados na tabela 4.8 e o tempo máximo para sua atuação é de 0,2 segundos.

Tabela 4.8 – Ajustes dos Relés de Tensão e Frequência  
Fonte: [IBERDROLA,2009]

Proteção	Ajuste
Subtensão	0,85 – 1,0 pu
Sobretensão	1,0 – 1,1 pu
Subfrequência (*)	49 – 50 Hz
Sobrefrequência (*)	50 – 51 Hz

(\*) a frequência nominal na Espanha é de 50 Hz.

A medição na Espanha também é feita por intermédio de dois medidores de energia. Um medidor para energia produzida e outro para energia consumida. A figura 4.2 ilustra uma instalação típica na Espanha.

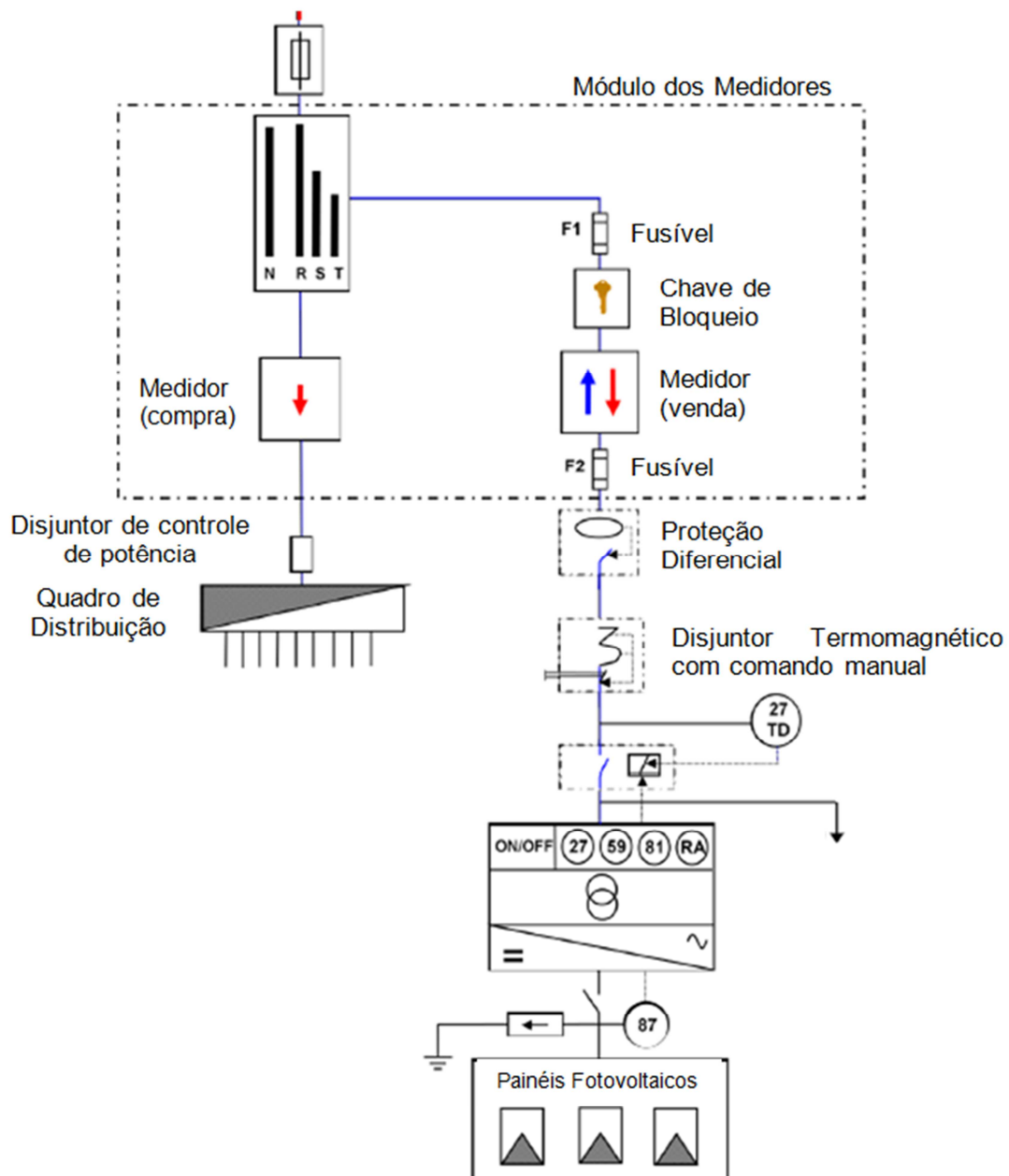


Figura 4.2 – Esquema de Ligação da Microgeração na Espanha (adaptado)  
 Fonte: [IBERDROLA,2009]

Para potência instalada de até 5 kW, o consumidor poderá utilizar um medidor bidirecional monofásico em substituição aos dois medidores.

## 4.7 Canadá

Nas distribuidoras canadenses um dispositivo de seccionamento (referido em inglês como *disconnect switch* ou *disconnect means*) deve ser fornecido entre o gerador distribuído e a rede elétrica, no ponto de conexão. O dispositivo deverá apresentar as seguintes características:



- Fornecer isolamento entre a GD e a rede por questões de segurança;
- Ser capaz de permanecer travado na posição aberta e fornecer indicação clara de que está aberto ou fechado (para que uma inspeção segura possa ser realizada);
- As partes móveis do dispositivo têm de estar conectadas no lado do acessante;
- Permitir que seja manuseado externamente sem expor o operador ao contato com partes vivas;
- Possuir rótulos de advertência que devem ser afixados na parte exterior, indicando a presença de fontes de tensão dos dois lados do dispositivo;
- Estar localizado externamente à instalação da GD, junto ao painel de medição, e deve ser facilmente acessível para a equipe de manutenção da distribuidora.

Os ajustes exigidos para as funções de tensão e frequência são apresentados na tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Ajustes dos Relés de Tensão e Frequência  
Fonte: [TORONTO HYDRO,2007]

Proteção	Ajuste
Subtensão	0,88 – 1,0 pu
Sobretensão	1,0 – 1,10 pu
Subfrequência	59,5 – 60 Hz
Sobrefrequência	60 – 60,5 Hz

A tabela 4.10 apresenta os tempos máximos de atuação em função dos patamares de tensão.

Tabela 4.10 – Tempos Máximos de Atuação em Função da Tensão  
Fonte: [TORONTO HYDRO,2007]

Tensão (%)	Tempo máximo de desconexão
$V \leq 50\%$	6 ciclos
$50\% < V < 88\%$	120 ciclos
$110\% < V < 137\%$	120 ciclos
$V \geq 137\%$	2 ciclos

A tabela 4.11 apresenta os tempos máximos de atuação em função dos patamares de frequência.

Tabela 4.11 – Tempos Máximos de Atuação em Função da Frequência  
 Fonte: [TORONTO HYDRO,2007]

Frequência	Tempo máximo de desconexão
F < 59,5 Hz	6 ciclos
F > 60,5 Hz	6 ciclos

Para o estabelecimento de sincronismo com a rede de BT, os seguintes limites são exigidos:

- Frequência (diferença) menor que 0,3 Hz;
- Magnitude da tensão (diferença) menor que 10%;
- Ângulo de fase da tensão (diferença) menor que 10 graus.

Geradores baseados em inversores e geradores de indução que partem como motor não requerem dispositivos de verificação de sincronismo. Ilhamento não é permitido e sua ocorrência deve ser detectada, sendo o tempo máximo para desconexão de 2 segundos.

A conexão da GD não deve causar um aumento maior que 1% da tensão de operação ao longo do condutor de serviço do secundário. Para transformadores com capacidade maior ou igual a 50 kVA, a capacidade máxima de geração que pode ser instalada é igual à capacidade nominal do respectivo transformador ao qual está conectada. Entretanto, se o transformador for menor que 50 kVA, a capacidade máxima de geração deve ser menor que 50% da capacidade do transformador. Finalmente, o nível de penetração de geração conectada entre fase e neutro não deve ultrapassar 25% da capacidade do transformador.

## 4.8 Reino Unido

Assim como em todos os outros países apresentados anteriormente, no Reino Unido também é exigida a instalação de um dispositivo de seccionamento, o qual deverá apresentar as seguintes características:

- Ser instalado junto à caixa de medição e ser acessível para a equipe de manutenção da distribuidora;
- Permanecer travado na posição aberta cada vez que o dispositivo de seccionamento operar;
- Intertravado com o disjuntor do gerador, para que o dispositivo de seccionamento possa ser acessado com segurança.

A GD deve ser conectada diretamente a um dispositivo de seccionamento, conforme mostrado na Figura 4.3, como “Chave de Isolação do GD”, e os condutores das fases e neutro devem ser isolados.

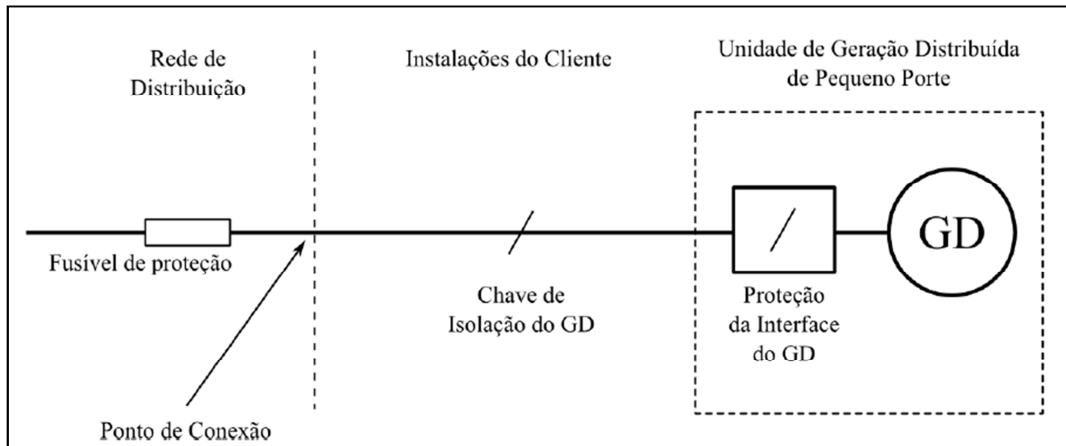


Figura 4.3 – Esquema de Ligação da Microgeração no Reino Unido (adaptado)  
 Fonte: [ENA,2011]

A norma do Reino Unido discute sobre a necessidade de esquemas de proteção no ponto de interconexão entre a GD e a rede de distribuição. A proteção da interconexão deve desconectar a GD quando qualquer um dos parâmetros ultrapassar os limites da Tabela 4.12.

Tabela 4.12 – Ajustes e Tempos Máximos de Atuação dos Relés de Tensão e Frequência  
 Fonte: [ENA,2011]

Proteção	Ajuste	Tempo máximo de desconexão
Subtensão	207 V (230 - 10%)	1,5 s
Sobretensão	264 V (230 + 14,7%)	1,5 s
Subfrequência (*)	47,0 Hz (50 Hz - 6%)	0,5 s
Sobrefrequência (*)	50,5 Hz (50 Hz + 1%)	0,5 s

(\*) a frequência nominal no Reino Unido é de 50 Hz.

Ilhamento não é permitido e sua ocorrência deve ser detectada, o tempo máximo para desconexão é de 0,5 segundos para uma variação de carga superior a 25% vista dos terminais do gerador. Proteção contra sobrecorrente é exigida, sendo seu ajuste baseado nos estudos de curto-circuito.

No caso de atuação dos relés de proteção, o sistema de GD tem que permanecer desconectado até que a tensão e frequência retornem e permaneçam dentro dos patamares permissíveis por pelo menos 3 minutos.

Rótulos de advertência, indicando a presença de GD, são instalados junto ao ponto de conexão com a rede, no medidor, na unidade consumidora e em todos os pontos de isolamento com a distribuidora.

#### **4.9 Considerações Finais**

Percebe-se que, nos países estudados, o dispositivo de seccionamento visível é um equipamento comum a todos eles. Este importante equipamento é indispensável, pois é por intermédio dele que, no caso de emergências, as equipes de manutenção das distribuidoras ou bombeiros isolam a GD da rede.

Dentre os requisitos, destacam-se os de proteção exigidos para a GD. Em todos os países estudados, verifica-se a grande importância que é dada ao sistema de proteção. São exigidas proteções de frequência e tensão, além da proteção anti-ilhamento, proteção esta de suma importância para as equipes de manutenção das distribuidoras, pois o ilhamento para a microgeração distribuída não é desejável. Dentro deste requisito, destaca-se ainda o tempo de atuação da proteção. Verifica-se que os tempos exigidos são pequenos, assim como os desvios nos níveis de tensão e frequência.

Exposta a experiência internacional na conexão de GD nas redes de BT, é possível estabelecer os requisitos no Brasil, cabendo particularizar as questões técnicas, respeitando as diferenças existentes. Para isso o capítulo 5 aborda os tópicos principais com os quais as distribuidoras brasileiras deverão ter especial atenção para o estabelecimento de seus critérios.

---

# 5 Aspectos Relevantes para a Conexão de GD nas Redes de BT

*Neste capítulo, são elencados os aspectos relevantes que devem ser observados pelas distribuidoras brasileiras, para possibilitar a conexão da GD nas suas redes de BT.*

## **5.1 Considerações Iniciais**

A conexão de um grande número de instalações de GD nas redes de BT das distribuidoras brasileiras é uma questão de tempo. A grande barreira da disseminação da GD em BT é o custo de implantação. Com o advento da regulamentação específica, espera-se que ocorra o estabelecimento e o desenvolvimento da indústria nacional, principalmente no setor fotovoltaico. Isso implicará, certamente, a redução dos preços. Diante disso as distribuidoras brasileiras precisam se preparar para o novo cenário que se apresenta e buscar soluções e participação nesse setor promissor [SOUZA, 2009].

São diversos os aspectos a serem observados pelas distribuidoras para garantirem a preservação da segurança, eficiência e confiabilidade do sistema e das conexões existentes. É importante que a qualidade de fornecimento de energia não seja comprometida por conexões realizadas sem a observância dos requisitos técnicos adequados, pois a distribuidora estaria sujeita a penalidades por parte da ANEEL [DONADON, 2010].

O objetivo deste capítulo é destacar os principais equipamentos e requisitos que devem obrigatoriamente estar presentes nas Normas de Conexão das distribuidoras, por serem requisitos legais ou por serem de relevante importância. A seguir estão relacionados os principais itens, agrupados por temática principal: *equipamento ou requisito* propriamente dito.

## **5.2 Equipamentos**

Dentre os equipamentos que compõem os sistemas de microgeração distribuída, destacam-se os dispositivos de seccionamento visível, o transformador de acoplamento e o medidor.

### ***Dispositivos de Seccionamento***

Os dispositivos de seccionamento são utilizados em todos os países avaliados neste trabalho. As distribuidoras deverão homologar fabricantes idôneos destes equipamentos a fim de minimizar a ocorrência de acidentes, além de garantir que não ocorra incremento nas perdas técnicas que poderia ocorrer em função da utilização de materiais inadequados e de possíveis maus contatos no equipamento.

### ***Transformador de Acoplamento***

Como a seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST veta a exigência por parte da distribuidora de um transformador de acoplamento para a microgeração distribuída, a distribuidora deverá homologar inversores, para utilização pelos acessantes, cuja qualidade seja comprovada por meio de ensaios e certificada por laboratórios capacitados para tal. Estes certificados têm a finalidade de comprovar que a injeção de CC na sua rede esteja dentro de padrões estabelecidos em normas específicas, como por exemplo, na IEC 61727 – *Photovoltaic (PV) systems: Characteristics of the utility interface (Sistemas Fotovoltaicos – Características da interface com a distribuidora)* [IEC, 2004].

### ***Medidor***

Os medidores de energia a serem utilizados nas conexões dos microgeradores deverão ter certificação INMETRO, uma vez que devem atender aos mesmos requisitos de qualidade exigidos aos medidores convencionais. O processo de medição das distribuidoras terá que se adequar para essa nova realidade, pois o sistema atual prevê a inserção de apenas uma leitura por consumidor. Como a partir de agora serão realizadas duas leituras (energia ativa consumida e energia ativa gerada) para os microgeradores e quatro leituras para os minigeradores (energia ativa consumida, energia ativa gerada, energia reativa absorvida e energia reativa fornecida) o sistema deverá ser capaz de receber esses valores.

---

### **5.3 Requisitos**

Os requisitos tratados aqui não são necessariamente equipamentos, mas questões que englobam equipamentos e suas configurações e aplicações. Dentre os requisitos que devem ser exigidos dos sistemas de microgeração distribuída, destacam-se os requisitos de proteção, os requisitos de segurança e, por fim, aqueles relacionados à qualidade da energia a ser injetada nas redes de BT das distribuidoras.

#### **Requisitos de Proteção**

Este é o principal e mais importante requisito para o qual as distribuidoras deverão dispensar uma atenção especial, uma vez que envolve segurança de seus empregados e dos consumidores. Assim como outros itens, o ponto chave para a garantia do correto funcionamento dos sistemas de proteção passa pela qualidade do inversor utilizado (para aquelas fontes que o utilizam como interface). A distribuidora deverá homologar apenas inversores cujas proteções estejam incorporadas e comprovadamente atendam aos requisitos normativos, principalmente da norma IEC 62116 – *Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters* (Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica) [IEC, 2012].

Para as fontes que não utilizam inversores como interface, as distribuidoras deverão exigir um aparato especial contendo pelo menos as funções de sub e sobretensão, e sub e sobrefrequência com ajustes tais que garantam que a GD irá se desconectar caso falte a rede da distribuidora.

#### **Requisitos de Segurança**

Os requisitos de segurança de maneira geral estão relacionados a placas de advertência que deverão ser instaladas próximas às instalações de GD com o objetivo de sinalizar, principalmente às equipes de manutenção das distribuidoras, a presença de potencial fonte de energização contrária. Pode ser tratado também como requisito de segurança o sistema de proteção existente nas instalações de GD, uma vez que, na realidade, são eles que devem garantir que a GD não opere de forma ilhada com energização indevida das redes de BT e, conseqüentemente, das redes de MT das distribuidoras.

#### **Qualidade da Energia Elétrica**

As distribuidoras de energia elétrica do Brasil devem seguir padrões de qualidade de energia definidos pela ANEEL através dos procedimentos de distribuição (PRODIST). Nesses procedimentos, são apresentadas tabelas que contêm os parâmetros que as distribuidoras devem atender. Tais parâmetros estão relacionados ao perfil de tensão em

regime permanente, fator de potência e regulação de tensão, distorção harmônica, flutuações de tensão e desequilíbrio de tensão.

A conexão de GD nas redes de BT não deve provocar variações na tensão de regime permanente que estejam fora das faixas consideradas como normais ou adequadas apresentadas no PRODIST. Caso isso aconteça, medidas devem ser tomadas para o restabelecimento do perfil de tensão do sistema elétrico dentro dos níveis regulamentados.

A GD pode ser operada de maneira a ajudar no controle de tensão, fator de potência ou potência reativa, pelo menos no que tange à sua contribuição de reativo para rede, uma vez que se trata de pequenos montantes de energia.

As distribuidoras devem estabelecer limites de distorção harmônica condizentes com as características de suas redes de BT a fim de garantir que conexão de GD não provoque distorções harmônicas de tensão superiores aos limites estabelecidos no PRODIST.

Como se trata de microgeração, que inclusive pode ser conectada de forma monofásica, ou seja, em uma única fase, as distribuidoras devem procurar balancear estas conexões de forma a não sobrecarregar uma fase o que acarretaria um desequilíbrio nas tensões e poderia chegar a violar os limites estabelecidos no PRODIST.

#### **5.4 Sistemas Computacionais**

Outro ponto importante de atenção para as distribuidoras são os sistemas computacionais envolvidos para viabilização da conexão de GD em suas redes. Esses sistemas deverão estar preparados para realizar as compensações das energias envolvidas, consumida e gerada, além de realizar a emissão das faturas, cálculos dos tributos aplicáveis, acompanhamento dos eventuais “créditos energéticos” e compensações em unidades consumidoras diferentes da unidade onde a energia foi gerada.

Adicionalmente, algumas distribuidoras utilizarão a telemedição para atendimento dos pontos de microgeração e minigeração previstos na Resolução ANEEL 482/2012. Diante disso, o sistema de medição deverá estar preparado para receber as leituras envolvidas. Em alguns casos, como por exemplo, da minigeração hidráulica, serão necessárias as leituras de energia ativa injetada e consumida, energia reativa capacitiva injetada e consumida e finalmente energia reativa indutiva injetada e consumida, totalizando 6 registros para esta unidade consumidora.

Com tantos dados a serem manipulados e conseqüentemente armazenados, o sistema de cálculo e gerenciamento da medição deverá ser um sistema robusto para o gerenciamento destes dados.



Considerando que o prazo para que a distribuidoras promovam a adequação de seus sistemas, procedimento e padrões, é de 240 dias, atendê-lo se torna um grande desafio face às mudanças necessárias para total adequação.

## **5.5 Considerações Finais**

A inserção da GD nas redes de distribuição no Brasil certamente ocorrerá. Acredita-se que num primeiro momento não será de forma intensa, mas, com o passar do tempo, consolidação da indústria nacional e redução dos custos envolvidos, a penetração da GD se tornará significativa.

Pelas características continentais do nosso país, diversos segmentos de GD terão possibilidade de crescimento. No nordeste, em função do bom regime de ventos e de radiação solar, espera-se que a eólica e a solar se sobressaiam. No sudeste a principal fonte deverá ser a solar, pois aqui não são verificados regimes de ventos comparáveis aos do nordeste.

Diante desse cenário, as distribuidoras brasileiras terão preocupações específicas, mas, de toda forma, o estabelecimento de critérios técnicos pertinentes às especificidades observadas tem de ser criteriosamente elaborado.

Cabe ressaltar que, embora se espere um crescimento desse mercado, ele não irá crescer de forma tão efetiva quanto à verificada na Europa, uma vez que aqui no Brasil não foi estabelecida a Tarifa Premium para a energia gerada. Com isso os empreendimentos não serão mais sobredimensionados, pois o ponto ótimo de geração será aquele onde o consumidor conseguir gerar o que irá consumir.

---

# 6 Conclusões

Os impactos causados pela inserção de GD de médio porte ( $\geq 1$  MVA) conectadas a redes de média tensão (MT) têm sido amplamente estudados nos últimos anos. Em função disso, práticas de análise, operação e proteção são relativamente bem definidas e aceitas. Já a conexão de GD de pequeno porte ( $\leq 1$ MVA - microgeração e minigeração) nas redes de BT é novidade aqui no Brasil. Com exceção de projetos de pesquisa e desenvolvimento conduzidos em parceria com algumas distribuidoras e conexões pontuais realizadas no norte do estado do Paraná, por granjas de suinocultores que implantaram pequenos biodigestores, a maioria das distribuidoras não tem experiência com essa modalidade de acesso.

Diante dessa inexperiência nacional e dos reais impactos que tais conexões podem causar às redes de BT, é de extrema importância a troca de experiência com distribuidoras internacionais. Essa prática se mostra relevante, pois se pode com isso absorver as melhores práticas e mitigar o impacto aproveitando os insucessos.

Mesmo com a busca de *benchmarking* em outros países, a conexão de GD em BT ainda assim se mostra desafiadora, pois há particularidades e especificidades nas redes brasileiras de BT que em outros países inexistem.

Espera-se que, com a regulamentação recém estabelecida, o número de solicitações de acesso à rede, por parte de microgeradores e minigeradores, cresça conforme o mercado nacional responda à demanda e consiga aumentar a atratividade financeira destes empreendimentos. Esse crescimento será mais ou menos vigoroso em função da resposta que o mercado dará à demanda. Adicionalmente, instituições financeiras poderão alavancar o crescimento desse mercado através da abertura de linhas de financiamento para os empreendedores, fabricantes, integradores, etc. Embora se espere um crescimento desse mercado, ele não será tão vigoroso como o crescimento observado na Europa, pois aqui no Brasil não será adotada a Tarifa Premium para energia gerada. Como o consumidor não poderá vender o excedente, a atratividade será reduzida, com isso o ponto ótimo do dimensionamento da geração será aquele onde o consumidor conseguir gerar o que irá consumir.

---

De todo modo, a conexão de GD em BT é uma questão inexorável e, em função disso, as distribuidoras devem se preparar para absorver essas conexões de maneira tal a terem os impactos nas suas redes mitigados. Outra questão em relação às distribuidoras é a prospecção de novos negócios afetos ao tema. Em outros países do mundo, como Portugal, distribuidoras ou corporações ligadas ao setor de energia, procuraram se inserir no segmento de serviços para instalação de GD em BT ou até mesmo MT.

Nem todos os estados do Brasil serão afetados de forma igual pelas novas conexões. Dependerá de variáveis como vocações regionais, oferta de insumos energéticos, como bagaço, lenha, regime de ventos, gás natural, etc. Mesmo assim todas as distribuidoras deverão cumprir a legislação e se preparar, até 13 de dezembro de 2012, para receberem os acessantes em BT.

O campo de pesquisas permanece aberto, pois, quanto maior a penetração de GD, maiores os impactos. Há muitas incertezas quanto ao nível de penetração, incertezas estas até por parte do agente regulador, que pela primeira vez inseriu em uma resolução, um artigo definindo que a mesma será revista em até 5 anos. Mesmo diante dessas incertezas, acredita-se que, assim como verificado em outros países, a viabilidade dessas conexões está por vir.

---

# Referências

## Bibliográficas

- [ANEEL, 2003] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “**Guia do Empreendedor de Pequenas Centrais Hidrelétricas**”, Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG, Brasília, Brasil, 2003.
- [ANEEL, 2010a] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “**Nota Técnica Nº 043/2010**”, Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, Brasília, Brasil, Setembro, 2010.
- [ANEEL, 2010b] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “**Consulta Pública Nº 015/2010**”, Superintendência de Mediação Administrativa Setorial, Brasília, Brasil, Setembro, 2010.
- [ANEEL, 2011a] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “**Nota Técnica Nº 004/2011**”, Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, Brasília, Brasil, Fevereiro, 2011.
- [ANEEL, 2011b] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “**Nota Técnica Nº 025/2011**”, Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG, Superintendência de Autorização e Concessão da Geração – SCG, Superintendência de Estudos de Mercado – SEM, Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade – SRC, Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – SPE e Superintendência de Regulação Econômica – SRE, Brasília, Brasil, Junho, 2011.

- 
- [ANEEL, 2011c] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “**Audiência Pública Nº 042/2011**”, Superintendência de Mediação Administrativa Setorial, Brasília, Brasil, Junho, 2011.
- [ANEEL, 2012a] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “**Resolução Normativa Nº 482/2012**”, Diretoria Geral, Brasília, Brasil, Abril, 2012.
- [ANEEL, 2012b] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “**Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**”, Diretoria Geral, Brasília, Brasil, Abril, 2012.
- [BARONE, 2010] BARONE, F., HOMERO, C., “**Tecnologias de Geração Distribuída**”, Relatório Técnico CEMIG Distribuição SA, Belo Horizonte, Brasil, Junho de 2011.
- [BORBELY, 2001] BORBELY, A. M., KREIDER, J.F., “**Distributed Generation: the Power Paradigm for the New Millennium**”, Ed. CRC, 2001.
- [CERPCH, 2012] CERPCH – CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS, “**O que é?**”, Disponível em: <http://www.cerpch.unifei.edu.br/o-que-e.html> Acesso em Abril de 2012.
- [CIGRÉ, 2009] CIGRE, “**Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources**”, CIGRE TASK FORCE C6.04.02, Berlin, Alemanha, Julho de 2009.
- [CODDINGTON, 2008] CODDINGTON, M.H., MARGOLIS, R.M., AABAKKEN, J. “**Utility-Interconnected Photovoltaic Systems: Evaluating the Rationale for the Utility-Accessible External Disconnect Switch**”, NREL – National Renewable Energy Laboratory, Technical Report, Denver – Colorado, E.U.A. Janeiro de 2008.
- [COSTA, 2011] COSTA, H.F.F., “**Programa Smart Grid – Diagnóstico Energético: Cenários e Estudos Correlatos**”, Relatório Técnico CEMIG Distribuição SA, Belo Horizonte, Brasil, 2011.
-

- 
- [DONADON, 2010] DONADON, A.R., “**Proposta de Norma de Conexão de Fontes de Geração Distribuída à Rede de Baixa Tensão da Concessionária**”, Dissertação de Mestrado, Orientador: João Carlos Camargo, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Faculdade de Engenharia Mecânica – UNICAMP, Campinas - SP, Brasil, 2010.
- [ECHOSOLARIS, 2012] ECHOSOLARIS, “**Painéis Fotovoltaicos**”, Disponível em: [echosollaris.webnode.com.br](http://echosollaris.webnode.com.br) Acesso em: Abril de 2012.
- [EDP, 2011] EDP – ELETRICIDADE DE PORTUGAL, “**Soluções de Ligação da Unidade de Microprodução**”, Renováveis na Hora, Portugal, 2011.
- [ELETROSUL, 2012] ELETROSUL, “**Casa Eficiente**”, Disponível em: [www.eletrosul.gov.br/casaeficiente/](http://www.eletrosul.gov.br/casaeficiente/) Acesso em: Abril de 2012.
- [ENA, 2011] ENERGY NETWORKS ASSOCIATION, “**Distributed Generation Connection Guide**”, Londres, Inglaterra, Junho de 2011.
- [IBERDROLA, 2009] IBERDROLA, “**Condiciones Técnicas para la Conexión de Instalaciones Fotovoltaicas a la Red de Distribución de Iberdrola**”, Manual Técnico de Distribuição, Madri, Espanha, Novembro de 2009.
- [IEC, 2004] IEC 61727, “**Photovoltaic (PV) Systems: Characteristics of the Utility Interface**”, International Electrotechnical Commission, Dezembro de 2004.
- [IEC, 2012] IEC 62116, “**Procedimento de Ensaio de Anti-Ilhamento para Inversores de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**”, ABNT/CB-03 Eletricidade, Abril de 2012.
- [IEEE, 2009] IEEE 1547.2, “**IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**”, Nova York, Estados Unidos, Abril de 2009.
- [IREC, 2011a] IREC – INTERSTATE RENEWABLE ENERGY COUNCIL, “**State Interconnection Standards for Distributed Generation**”, Disponível em: <http://www.irecusa.org/irec->
-

- 
- [programs/connecting-to-the-grid/interconnection/](#) Acesso em Dezembro de 2011.
- [IREC, 2011b] IREC – INTERSTATE RENEWABLE ENERGY COUNCIL, “**State and Utility Net Metering Rules for Distributed Generation**”, Disponível em: <http://www.irecusa.org/irec-programs/connecting-to-the-grid/net-metering/> Acesso em Dezembro de 2011.
- [LOPES, 2011] LOPES, P. H. S., “**O Papel da ANEEL na Regulação da Geração Distribuída**”, Apresentação da Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, São Paulo, Março de 2011.
- [MONTEIRO, 2008] MONTEIRO, C., “**Microturbinas**”, Produção e Transporte de Energia II – LEEC, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2008.
- [PEREIRA, 2002] PEREIRA, L. C. S., CNOP, B. B., “**Desenvolvimento e Aplicação de Turbina Eólica**”, Disponível em: [www.feagri.unicamp.br/energia/agre2002/pdf/0128.pdf](http://www.feagri.unicamp.br/energia/agre2002/pdf/0128.pdf) Acesso em: Dezembro de 2011.
- [PG&E, 2011] PACIFIC GAS AND ELECTRIC COMPANY, “**Generating Facility Interconnections**”, San Francisco, Califórnia, E.U.A., Setembro de 2011.
- [PRODIST, 2012] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “**Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**”, Diretoria Geral, Brasília, Brasil, Abril, 2012.
- [PUCT, 2002] PUBLIC UTILITY COMMISSION OF TEXAS, “**Distributed Generation Interconnection Manual**”, Livermore, Califórnia, E.U.A., Maio de 2002.
- [RENOVAVEIS, 2012] RENOVAVEIS NA HORA, “**Soluções de ligação da unidade de Microprodução à RESP**”, Disponível em: [http://www.renovaveisnahora.pt/c/document\\_library/get\\_file?folderId=15654&name=DLFE-2901.pdf](http://www.renovaveisnahora.pt/c/document_library/get_file?folderId=15654&name=DLFE-2901.pdf) Acesso em: Abril de 2012.
-

- 
- [SEC, 2004] SOUTHERN CALIFORNIA EDISON, “**Generating Facility Interconnections**”, Rosemead, Califórnia, E.U.A., Agosto de 2004.
- [SET, 2010] SET DISTRIBUZIONE, “**Istruzioni Tecniche per la Connessione di Impianti di Produzione di Energia Elettrica alla Rete di SET Distribuzione S.p.A. con Tensione Nominale  $\leq 1$  kV**”, Provincia Di Tranto, Itália, Dezembro de 2010.
- [SOLARLIGA, 2012] BREMER ENERGIE-KONSENS, “**Solaranlagen in Bremen**”, Disponível em: <http://solarliga-bremen.de/solaranlagen-bremen.php?stadtteil=Bremen / Gröpelingen> Acesso em Abril de 2012.
- [SOUZA, 2009] SOUZA, A. R. R., “**Conexão de Geração Distribuída em Redes de Distribuição**”, Dissertação de Mestrado, Orientadora: Thelma Solange Piazza Fernandes, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, Universidade do Paraná, Curitiba, Brasil, Março de 2009.
- [STADLER, 2010] STADLER, I., BHANDARI, R., MADEIRO, D., “**Implementação de Pequenos Geradores (distribuídos) Conectados a Rede Usando Energias Renováveis**”, Relatório Técnico GTZ, Universidade de Colônia – Alemanha, ANEEL, São Paulo, Brasil, 2010.
- [TORONTO HYDRO, 2007] TORONTO HYDRO-ELECTRIC SYSTEM LTD, “**Parallel Generation Requirements**”, Toronto, Canadá, 2007.
- [UFLA, 2010] DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA, “**Microcentral Hidrelétrica: Formas Alternativas de Energia**”, Apresentação, Lavras, Brasil, Agosto de 2010.
- [UNICAMP, 2011] DSEE/FEEC/UNICAMP, “**Revisão do Estado da Arte de Geração Distribuída em Redes de Baixa Tensão no Brasil e no Mundo**”, Relatório Técnico – Etapa 1 do Termo Aditivo do P&D CEMIG/ANEEL D302, Campinas, Brasil, Dezembro de 2011.
-