

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DA ENERGIA

**ANÁLISE REGULATÓRIA DAS CONDIÇÕES DE
INTERCONEXÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA:
REQUISITOS PARA OS
PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO**

ARMANDO SILVA FILHO

Dissertação Submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia da Energia.

Orientador: Prof. JAMIL HADDAD, D.Sc.

Co-orientador: Prof. EDSON DA COSTA BORTONI, D.Sc.

Itajubá, dezembro de 2005

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DA ENERGIA

Dissertação Submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia da Energia.

Área de Concentração :
Planejamento Energético

Orientador :
Prof. Jamil Haddad, D.Sc.

Co-orientador:
Prof. Edson da Costa Bortoni, D.Sc.

ARMANDO SILVA FILHO

Itajubá, dezembro de 2005

Mais importante que aprender é
nunca perder a vontade de aprender
(Leonardo Boff)

Dedico, em primeiro lugar,
este trabalho a Deus,
pela oportunidade e força para
a realização desta pesquisa.

Dedico:

Aos meus pais Armando (*in memoriam*) e Leonor, pelo amor,
pelo carinho e por sempre me incentivarem meus estudos

Aos meus filhos Daniel, Fernando, Marcos e Lucas pelo apoio na
minha vida pessoal e profissional

AGRADECIMENTOS

Aos orientadores deste trabalho, Prof. Jamil Haddad e Prof. Edson da Costa Bortoni
pela confiança, apoio, disposição e amizade.

Em especial a minha companheira Vanda Lúcia Loureiro Guimarães, que
esteve ao meu lado me apoiando integralmente neste período de estudo e reflexão.

Ao Prof. Luis Hernán Rodrigues Castro do Departamento de Estatística do Instituto
de Ciências Exatas da UnB - DF pelos comentários enriquecedores.

Ao amigo e chefe José Eduardo Pinheiro Santos Tanure pela oportunidade de
aprimoramento profissional, pelo apoio à participação no CURSO CENÁRIOS
e pelo incentivo a esta realização.

Ao pessoal da ANEEL, em especial ao pessoal da SRD, sempre dispostos a ajudar
e sempre ajudando muito.

Enfim, a todos os outros colegas, amigos e professores que, de uma forma ou de
outra, contribuíram para a realização deste trabalho.

ÍNDICE ANALÍTICO

1	CONCEITUAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	7
1.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	7
1.2	A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO NOVO MARCO REGULATÓRIO BRASILEIRO	11
1.3	CONCEITO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO CONTEXTO BRASILEIRO	12
2	ANÁLISE DOS MARCOS REGULATÓRIOS	15
2.1	MARCOS REGULATÓRIOS BRASILEIROS	15
2.2	MARCOS REGULATÓRIOS INTERNACIONAIS	25
2.2.1	<i>A hierarquia regulamentar nos EUA</i>	25
2.2.2	<i>Principais normas de interconexão da geração distribuída nos EUA</i>	27
2.2.3	<i>Requisitos impostos por algumas concessionárias americanas</i>	31
2.2.4	<i>Comentários sobre os requisitos para a interconexão</i>	37
2.2.5	<i>Principais requisitos não técnicos para a interconexão da geração distribuída</i>	40
2.2.6	<i>O exemplo da Public Utility Commission – PUC of Texas</i>	42
3	ANÁLISE DAS BARREIRAS E INCENTIVOS PARA A INTERCONEXÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	49
3.1	BARREIRAS À INTERCONEXÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	49
3.1.1	<i>A questão da interconexão</i>	49
3.1.2	<i>Medição</i>	51
3.1.3	<i>As barreiras americanas</i>	53
3.1.4	<i>A situação brasileira</i>	60
3.2	INCENTIVOS À INTERCONEXÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	62
3.2.1	<i>Situação internacional</i>	66
3.2.2	<i>Programas e incentivos legais à geração distribuída no Brasil</i>	72
4	REQUISITOS PARA OS PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO	80
4.1	ACESSO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	80
4.1.1	<i>Procedimentos de acesso</i>	80
4.1.2	<i>Solicitação de acesso</i>	82
4.2	PLANEJAMENTO, OPERAÇÃO E CONTROLE	83
4.3	REQUISITOS GERAIS PARA O SISTEMA DE INTERCONEXÃO	86
4.3.1	<i>Tensão da interligação</i>	86
4.3.2	<i>Linha de interconexão</i>	87
4.3.3	<i>Requisitos de proteção e controle</i>	87
4.3.4	<i>Ilhamento</i>	89
4.4	REQUISITOS TÉCNICOS PARA A INTERCONEXÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	90
4.4.1	<i>Nível de curto-circuito</i>	90
4.4.2	<i>Aterramento do neutro</i>	91
4.4.3	<i>Proteção contra surtos de tensão</i>	91
4.4.4	<i>Reguladores (sincronização)</i>	92
4.4.5	<i>Qualidade da energia</i>	92
4.5	INTERCOMUNICAÇÃO ENTRE SISTEMAS	95
4.6	OPERAÇÃO, MANUTENÇÃO E SEGURANÇA DA CONEXÃO	96
4.7	SERVIÇOS ANCILARES (SERVIÇOS AUXILIARES)	97
4.8	MEDIÇÃO	98
4.9	CONTRATOS	98
4.10	INSPEÇÕES E ENSAIOS	99
4.11	CRITÉRIOS DE ACESSO POR FAIXAS DE POTÊNCIA	100
5	CONCLUSÕES E TÓPICOS PARA FUTURO DESENVOLVIMENTO	103
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	107

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – PARTICIPAÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS NA MATRIZ ENERGÉTICA	3
FIGURA 2 - ESTRUTURA TRADICIONAL DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	8
FIGURA 3 - FUTURA ESTRUTURA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	9
FIGURA 4 – SISTEMA DE INTERCONEXÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	50
FIGURA 5 – ILHAS INDEPENDENTES E NÃO-AUTÔNOMAS.	90

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – CAPACIDADE INSTALADA NO BRASIL ATÉ 31/12/2004	13
TABELA 2 – USINAS DESPACHADAS CENTRALIZADAMENTE PELO ONS	13
TABELA 3 – REQUISITOS DA <i>SAN DIEGO GÁS & ELECTRIC</i>	32
TABELA 4 – REQUISITOS DA PUBLIC UTILITY COMMISSION OF TEXAS	33
TABELA 5 – REQUISITOS DA <i>PACIFIC GÁS & ELECTRIC</i>	34
TABELA 6 – REQUISITOS DE PROTEÇÃO DE CONEXÃO DA <i>PACIFIC GÁS & ELECTRIC</i>	35
TABELA 7 – REQUISITOS DO <i>SACRAMENTO MUNICIPAL UTILITY DISTRICT</i>	36
TABELA 8 – INCENTIVOS AOS PEQUENOS PRODUTORES	65
TABELA 9 – TENSÕES PADRONIZADAS EM CORRENTE ALTERNADA.....	87
TABELA 10 – NÍVEIS DE TENSÃO (FASE-FASE) EM CORRENTE ALTERNADA	92
TABELA 11 – LIMITES GLOBAIS DO <i>FLICKER</i>	93
TABELA 12 – FAIXAS DE FATOR DE POTÊNCIA NO PONTO DE INTERCONEXÃO.....	94
TABELA 13 - CRITÉRIOS DE INTERCONEXÃO POR FAIXA DE POTÊNCIA	101

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
CC	- Corrente Contínua
CCC	- Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis
CCD	- Contrato de Conexão aos Sistemas de Distribuição
CCEE	- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE	- Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CDE	- Conta de Desenvolvimento Energético
CNPE	- Conselho Nacional de Política Energética
CUSD	- Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição
DOE	- United State Department of Energy
DTHT	- Distorção de Tensão Harmônica Total
EPRI	- Electric Power Research Institute
FCC	- Federal Communication Commission
FERC	- Federal Energy Regulatory Commission
GD	- Geração Distribuída
IDH	- Índice de Desenvolvimento Humano
IEC	- International Electric Commission
IEEE	- Institute of Electrical and Electronics Engineers
ISO	- Independent System Operator
MME	- Ministério de Minas e Energia
MRE	- Mecanismo de Realocação de Energia
NEC	- National Electric Code
NREL	- National Renewable Energy Laboratory
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	- Pesquisa e Desenvolvimento
PCH	- Pequena Central Hidrelétrica
PIA	- Produtor Independente Autônomo
PIE	- Produtor Independente de Energia Elétrica
PLC	- Power Line Communications
PPA	- Power Purchase Agreement
PRODEEM	- Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios
PROINFA	- Programa de incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PUC	- Public Utility Commission
RGR	- Reserva Geral de Reversão
RTO	- Regional Transmission Operators
SI	- Sistema de Interconexão
SIGFI	- Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes intermitentes
SIN	- Sistema Interligado Nacional
TUSD	- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	- Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UIT	- Universal Interconnection Technology
UL	- Underwriter Laboratory
VR	- Valor Anual de Referência

RESUMO

A geração de energia elétrica produzida próxima ao local de consumo ou na própria instalação consumidora, independentemente do porte, da propriedade, da fonte de energia ou da tecnologia, traz uma série de vantagens sobre a geração centralizada tradicional, e é conceitualmente conhecida como geração distribuída. É um novo escopo para a geração da energia elétrica, economizando investimentos em transmissão, reduzindo as perdas nesses sistemas e melhorando a qualidade do serviço de energia elétrica.

A possibilidade de complementar a geração centralizada com a geração distribuída já é uma realidade brasileira a partir da abertura legal do sistema, que eliminou o monopólio e permitiu a conexão de qualquer forma de geração, independente da sua dimensão.

Por outro lado, a geração distribuída propiciará uma participação mais significativa das fontes de energia alternativas na geração de eletricidade, haja vista a preocupação crescente com a sustentabilidade do meio ambiente, que leva à exploração controlada dos recursos naturais, sinalizando com incentivos e subsídios para a utilização mais intensa dessas fontes renováveis. No entanto, para que essa tendência se confirme há a necessidade de uma clara definição regulamentar das questões da interconexão dessa geração.

Nesse contexto, esta dissertação apresenta a conceituação da geração distribuída adequada à situação brasileira, analisa marcos regulatórios nacionais e internacionais, aponta os incentivos e as barreiras mais discutidas que impactam a regulamentação de sua interconexão com o sistema elétrico e sugere aspectos a serem tratados pelos Procedimentos de Distribuição com intuito de simplificar e motivar a participação dessas fontes no desenvolvimento do país.

ABSTRACT

Electric energy generation produced close to the consumption local or in its own consumption installation – discarding power, property, energy source and technology – brings a series of benefits regarding traditional centralized generation. It is, by concept, named distributed generation. This is a new vision of the electric energy generation. It saves transmission investments, reduces losses in this system and, as a result, it improves the electric energy service quality.

The possibility of adding centralized generation together with distributed generation is already a Brazilian reality. It started after the legal opening of the system that ended up with monopoly and allowed the connection of any generation mode, discarding its dimension.

On the other hand, distributed generation will provide a more important role of alternative energy sources in electric generation. This happens due to the rising worry about environmental sustainability which leads to controlled exploration of natural resources. In addition to that, it shows incentives and subsidies to a more intense use of these renewable sources. It is important to mention, though, that a clear regulation definition of interconnection issues of this generation be imperative so this tendency can be confirmed.

In this context, the present dissertation shows conceptualization of distributed generation suited to the Brazilian panorama and analyses national and international regulation marks. It also points the incentives and the most discussed barriers that impact the interconnection regulation with the electric system. Finally, this study suggests aspects to be discussed by ‘distribution procedures’ aiming to simplify and motivate the participation of these sources considering Brazil’s development.

INTRODUÇÃO

A geração distribuída consiste na geração no próprio local de uso ou próximo, economizando os custos de transmissão e distribuição e proporcionando uma solução energética e economicamente otimizada para cada caso. Este tipo de geração sempre existiu, a novidade é que ela era feita em pequena escala, mas já está competitiva com a geração centralizada e a distribuição.

Essa revolução tecnológica começou na década de 90, a partir da adaptação das turbinas aeronáuticas às plantas de geração de ciclo combinado. Outras tecnologias se desenvolveram e estão disponíveis a preços competitivos, como as plantas de co-geração baseadas em turbinas derivadas de helicópteros e os motores a gás natural. Espera-se que, em breve, novas alternativas, como as microturbinas, venham a competir com os grupos geradores a gás, bem como a introdução no mercado das células combustíveis, produzidas para uso doméstico e automotivo.

A chegada dessa revolução (sobretudo a miniaturização) ao setor elétrico é possível graças à desregulamentação, à chegada do gás natural no Brasil e às novas tecnologias, que permitem que a geração localizada seja tão ou mais competitiva e confiável que o sistema tradicional.

A situação é propícia ao estímulo da geração distribuída, não apenas a elétrica feita por grupos geradores a gás natural para o horário de ponta, mas também com projetos de co-geração industrial e comercial, além da geração térmica a gás natural para a produção de frio e ar-condicionado através de equipamentos de absorção ou motores a gás.

As tecnologias para geração distribuída são muito baratas quando comparadas às de geração centralizada, dispensando investimentos em transmissão e distribuição, e podem ser implantadas em curtos prazos, com riscos muitas vezes menores.

Nos últimos 10 anos foi possível assistir a um avanço significativo das tecnologias de geração distribuída junto com expressivas reduções nos preços e uma melhoria da eficiência. A geração distribuída, geralmente associada à oferta de serviços de gerenciamento do uso de energia e de outras utilidades, como gás e

água, está à procura de meios para atender às necessidades específicas dos consumidores. A realização de uma administração eficiente dos insumos energéticos objetiva maximizar a relação benefício/custo, sendo assim instrumento fundamental de agregação de valor ao cliente e, conseqüentemente, de fidelização do mercado já existente, assim como de permitir novas incursões no mercado a procura de novos consumidores.

Também é perceptível a existência de uma preocupação crescente com o desenvolvimento sustentável, preocupação que traz um novo desafio para a expansão e operação dos sistemas elétricos brasileiros. Esta preocupação pode ser percebida pelo reconhecimento de que ao se adotar a uma determinada estratégia energética também se estará escolhendo uma estratégia ambiental.

Todas as tecnologias energéticas estão hoje unidas nos países desenvolvidos para enfrentar os problemas de esgotamento do energético mais utilizado – o petróleo – e da preocupação global com o aumento da concentração de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera terrestre. Além disso, deve-se ainda considerar o caráter estratégico da utilização de fontes alternativas de energia em razão de que grande parcela das reservas mundiais de petróleo está localizada em regiões de conflitos políticos e étnicos de difícil solução em curto prazo.

O primeiro problema – esgotamento do petróleo – não parece, ao menos por enquanto, assustar os responsáveis pelo planejamento estratégico das principais nações do mundo. Contudo, um indício de mudança pode ser o fato de que grandes companhias internacionais do setor petrolífero já têm atuação na área das energias renováveis, como, por exemplo, a Shell Solar e a BP Solar. Em algumas décadas, a escassez do petróleo poderá vir a ser o grande impulsionador da utilização das energias renováveis em larga escala.

Já o segundo problema – concentração de CO₂ - parece que estarão mudando, em médio prazo, os rumos do planejamento energético mundial, principalmente nos países desenvolvidos, que têm a geração de eletricidade baseada em usinas termoelétricas que trazem, como conseqüência, o aquecimento global e todos os efeitos associados (derretimento de geleiras, mudanças climáticas, etc). Isso está se transformando num foco de atenções da humanidade que começa a perceber que são necessárias mudanças para garantir o desenvolvimento de forma sustentável. Nas duas últimas décadas cresceram no mundo as discussões

dos efeitos da utilização das reservas fósseis, grandes acumuladores de carbono, como combustível. Está provado que o nível de carbono na atmosfera do planeta foi aumentado pela atividade humana na utilização dessas reservas e, apesar dos muitos estudos em relação aos impactos possíveis a partir do aumento no nível de carbono na biosfera, existe ainda um elevado grau de incertezas com relação a esses efeitos. Hoje já são discutidas medidas mitigadoras, tais como a taxação de emissões de carbono e a utilização de recursos energéticos renováveis em grande escala. O Protocolo de Kyoto, documento do qual o Brasil é signatário, com o objetivo de definir um mecanismo de desenvolvimento limpo, já é fruto dessas preocupações.

No Brasil, 41% da matriz energética é renovável (Figura 1), enquanto a média mundial é de 14% e nos países desenvolvidos de apenas 6%. A entrada de novas fontes renováveis evitará a emissão de 2,5 milhões de toneladas de gás carbônico/ano, ampliando as possibilidades de negócios de certificação de redução de emissão de carbono, nos termos do Protocolo de Kyoto.

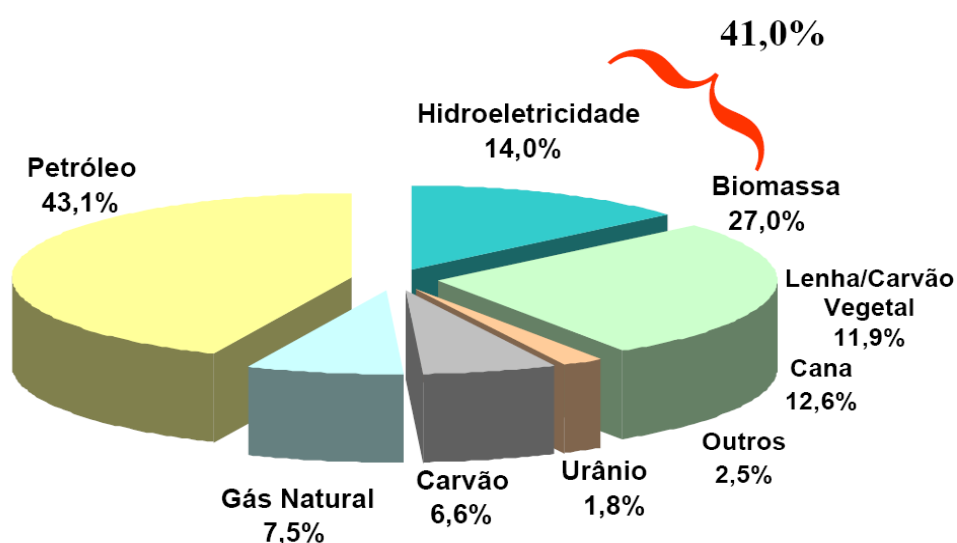


Figura 1 – Participação das fontes renováveis na matriz energética

Fonte: MME

Neste cenário, a energia solar, a eólica, a biomassa e pequenas centrais hidroelétricas começam a disputar entre si e com as tecnologias já utilizadas em larga escala, uma atenção maior no sentido do aumento da escala de produção, auferindo preços mais competitivos para a energia gerada. Outras tecnologias, como

as Células Combustíveis ainda em desenvolvimento, poderão se juntar a esse elenco no futuro.

A abundância de sol e vento num país de extensão continental como o nosso, com diversas quedas d'água aproveitáveis e um enorme potencial de manejo e aproveitamento da biomassa faz do Brasil um país naturalmente propício para um crescimento significativo das energias alternativas em sua matriz energética. Aliados a essa tendência natural, aparecem o crescente aumento da eficiência e a redução dos custos desses sistemas alternativos, resultantes de um avanço tecnológico pressionado pela necessidade de produção de uma energia ambientalmente mais limpa.

Embora algumas fontes tenham um desenvolvimento maior do que outras é importante uma visão de planejamento integrado. É indiscutível a importância das políticas, da legislação e de financiamentos para a viabilização dessas fontes, levando-se em conta que a crise energética trouxe à tona a vulnerabilidade do sistema de geração centralizada.

O modelo que vigorou no Brasil durante muitos anos, foi baseado na construção de grandes barragens, localizadas em regiões distantes dos centros consumidores. Essa concepção acarreta grandes perdas energéticas e maior vulnerabilidade com dificuldades para o planejamento de sua operação.

Por outro lado, as fontes alternativas apresentam-se também como soluções de geração distribuída, por atenderem de forma satisfatória a comunidades às quais a rede elétrica é de difícil acesso. É grande o número de comunidades sem energia elétrica no Brasil e a questão deve ser tratada com a importância devida, num país que aspira crescer e que precisa se desenvolver.

Além da utilização da geração distribuída para a produção de energia em regiões isoladas, com o objetivo de universalizar o acesso à energia elétrica, existe outro mercado a ser atendido que são os projetos destinados a produzir energia para os sistemas interligados.

Algumas medidas devem ser tomadas para que as fontes de energias renováveis comecem a ser empregadas em larga escala no país. Faz-se necessário: a) uma regulamentação técnica que facilite o acesso desta geração ao sistema elétrico das concessionárias distribuidoras de energia elétrica; b) a viabilização de

linhas de crédito para financiamento de geração distribuída a partir dessas fontes; e c) a criação de uma legislação específica que defina critérios para compra e venda da energia produzida, até que o preço dessa energia seja competitivo.

Outra questão importante trata-se da conceituação clara do “que é” geração distribuída. No Brasil esta definição foi dada pelo art. 14 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 (PLANALTO, 2005), regulamentando o que tinha sido instituído pelo art. 2º da Lei 10.848, de 15 de março de 2004 (PLANALTO, 2005). A geração distribuída, agora, é reconhecida como elemento essencial para diversificação da matriz energética brasileira e no contexto de complementaridade energética.

Por tudo isso, vislumbra-se que a opção pela geração distribuída, que incorpora uma série de fontes ecologicamente sustentáveis, seja um bom caminho para a expansão energética nacional.

Por outro lado, a evolução da regulação do acesso aos sistemas elétricos de distribuição e de transmissão, coloca em foco as dificuldades regulatórias encontradas e os desafios que se apresentam, pois é clara a necessidade de complementação e aperfeiçoamento da regulamentação, no sentido de que o livre acesso seja mais bem compreendido e praticado.

Além dos incentivos para o crescimento da geração distribuída, é necessário que exista uma regulamentação específica que restrinja as limitações impostas pelas concessionárias ao livre acesso desta geração distribuída no seu sistema elétrico.

A regulamentação deve ser clara e objetiva em relação aos aspectos técnicos envolvidos na conexão, definindo as responsabilidades de cada agente, concessionária e produtor. A abordagem deve ser de tal forma que seja compatível com o livre acesso, assegurado pela legislação vigente e o estágio da tecnologia atualmente disponível.

Os regulamentos devem ser formulados a partir de uma avaliação cuidadosa das exigências a serem cumpridas pelos detentores daquela geração, em função da potência das unidades geradoras e da tensão em que serão conectadas ao sistema, sem prejuízo da segurança, da confiabilidade e da qualidade dos serviços.

Dentro desse contexto, esta dissertação visa abordar, além de seu tema fundamental que consiste em uma proposta de enfoque regulamentar a ser tratado

nos Procedimentos de Distribuição quanto à interconexão e acesso da geração distribuída aos sistemas elétricos, os seguintes aspectos: conceituação da geração distribuída; análise regulatória da legislação brasileira e experiências internacionais relativas à geração distribuída e uma análise das barreiras e incentivos quando da interconexão da geração distribuída.

CAPÍTULO 1

CONCEITUAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

1.1 Considerações Gerais

Em geral, a geração distribuída é conceituada como sendo a geração de energia elétrica junto ou próxima dos consumidores, seja qual for a fonte, conectada à rede de distribuição e, portanto, sem necessidade de linhas de transmissão.

Sendo uma geração no próprio local de uso, ou próximo, economiza os custos de transmissão e distribuição, proporcionando uma solução energética e economicamente otimizada para cada caso. Este tipo de geração sempre existiu e chegou a ser a regra na primeira metade do século passado, quando a energia industrial era praticamente toda gerada localmente.

Realmente a indústria de eletricidade nasceu e foi formada em geração distribuída. Porém, na maioria dos países, ela foi transformada em um curto espaço de tempo em geração centralizada com linhas de transmissão, transformadores e todos os componentes de um sistema de potência. A razão disso é porque a partir da década de 40 a geração em centrais de grande porte ficou mais barata, reduzindo o interesse dos consumidores pela geração distribuída e, como consequência, o desenvolvimento tecnológico para incentivar esse tipo de geração também “parou”.

As crises de petróleo introduziram fatores perturbadores que mudaram irreversivelmente este panorama revelando a importância, por exemplo, da economia de escopo obtida na co-geração.

Com o fim do monopólio da geração elétrica, em meados dos anos 80, o desenvolvimento de novas tecnologias voltou a ser incentivado com visíveis resultados na redução de custos.

Em função do novo modelo que norteia os investimentos em geração de energia e principalmente devido às lições tiradas do racionamento imposto à população brasileira em 2001 e aos recentes “apagões”, a antiga estrutura

centralizada do antigo modelo (Figura 2) que abrigava as grandes usinas hidrelétricas com suas extensas e caras linhas de transmissão, está seriamente questionada. Em função disso coloca-se como alternativa primordial a geração distribuída. Por outro lado, as tecnologias para geração distribuída são muito baratas quando comparadas às de geração centralizada, dispensando investimentos elevados em transmissão e distribuição e podem ser implantadas em curtos prazos, com riscos muitas vezes menores.

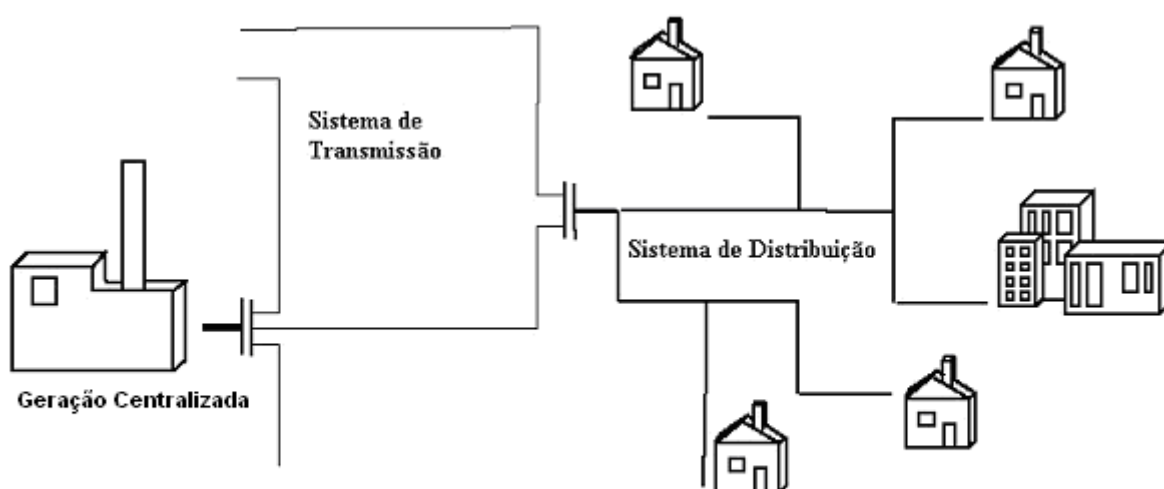


FIGURA 2 - ESTRUTURA TRADICIONAL DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Fonte: (MIT, 1998)

Como a energia elétrica é uma forma de energia absolutamente incorporada ao cotidiano da maioria das pessoas, ela é usada sem que haja qualquer preocupação com a sua origem, como é produzida, como chega até as casas e empresas. Ela tornou-se uma fonte de conforto e um vetor de desenvolvimento, haja vista a dependência da tecnologia e dos processos industriais em relação a esta fonte.

Os princípios de competitividade, produtividade e confiabilidade, que norteiam o novo modelo institucional do setor, não podem prescindir de uma estratégia ambiental que considere, *a priori*, a utilização racional dos recursos naturais e de fontes renováveis de energia. Ademais deve visar, também, a redução dos prováveis impactos associados a cada empreendimento e a internalização dos

custos associados às ações de prevenção, mitigação e compensação. Destaca-se ainda que, no momento atual, existe a tendência da gestão ambiental emergir como fator de diferenciação competitiva nas estratégias dos modelos de gestão empresarial. Nesta abordagem, considera-se insuficiente a adoção de uma estratégia que se restrinja somente ao atendimento de obrigações legais impostas pelo processo de licenciamento ambiental.

Durante muitos anos, vigorou no Brasil o modelo de sistema energético baseado na construção de grandes barragens, localizadas em regiões distantes dos centros consumidores. Essa concepção permite ganhos econômicos de escala e uso otimizado de recursos naturais, porém também acarreta grandes perdas energéticas e uma maior vulnerabilidade ao estrangulamento de corredores de transporte de energia. Assim o planejamento de sua operação é uma tarefa árdua, pois se deve buscar, a cada instante um ponto de operação ótimo dos pontos de vista energético e econômico.

Assim, o crescimento da geração distribuída nos próximos anos (Figura 3) parece inexorável. Alguns autores, inclusive fazem uma analogia com o crescimento do micro-computador com relação aos grandes computadores centrais.

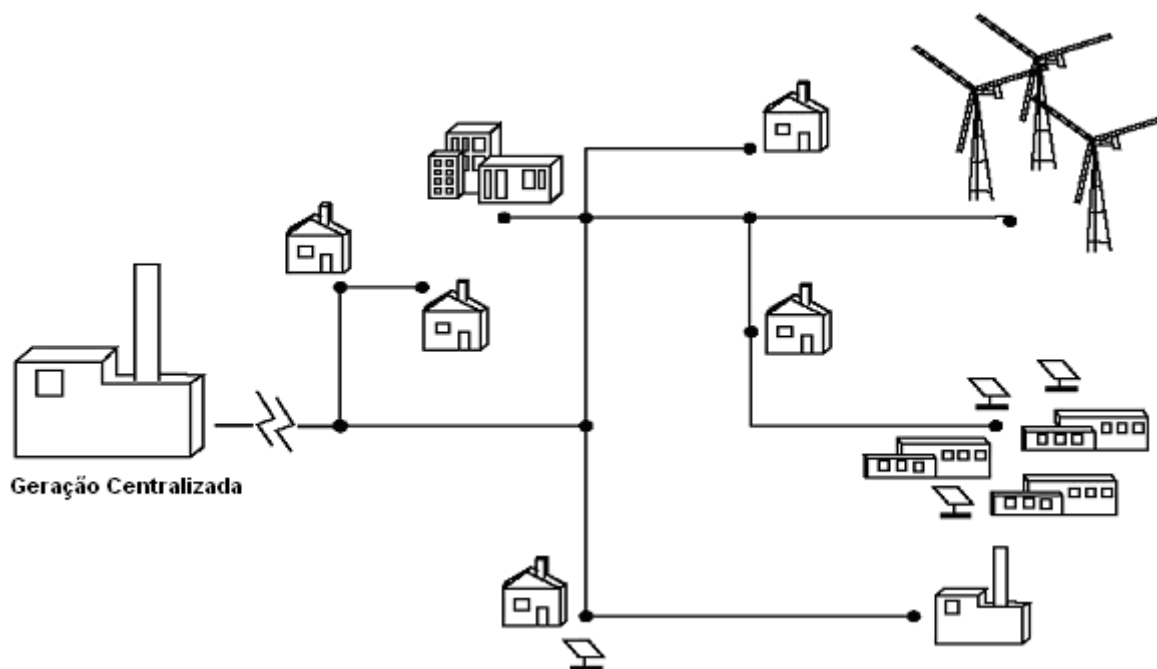


FIGURA 3 - FUTURA ESTRUTURA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

FONTE: (MIT, 1998)

Por tudo isto, conclui-se que a opção pela geração distribuída, que incorpora uma série de fontes ecologicamente sustentáveis, é o caminho mais plausível para a expansão energética nacional.

Para o avanço desta discussão é importante o estabelecimento, antes de qualquer coisa, de alguns conceitos afins ao trabalho com o objetivo de evitar mal-entendidos.

Fontes alternativas de energia: são fontes de energia relativamente novas (no que se refere à exploração como fonte de energia elétrica), não utilizadas tradicionalmente e que não produzem energia em grande escala, tais como solar, eólica, células combustíveis, biomassa, etc. Cabe ressaltar que este conceito é amplamente confundido com o conceito de fontes renováveis de energia. Somente para diferenciá-los, consideram-se as centrais hidrelétricas de grande porte: elas são renováveis, mas não são alternativas. (SILVA, 2002)

Fontes renováveis de energia: são aquelas que não queimam combustível fóssil para produção de energia elétrica, não causando assim, um grande dano ambiental, tais como: hídrica (produção de energia em hidrelétricas), solar e eólica. (SILVA, 2002)

Co-geração: é a produção simultânea, a partir de uma única fonte de energia primária, de energia mecânica e de calor. Na maioria dos casos, a energia mecânica é convertida em eletricidade por alternador e o calor é utilizado para satisfazer às necessidades térmicas de processos industriais e de climatização de ambientes. Cabe ressaltar que este é um dos conceitos pior entendido, quase sempre confundido com o conceito de geração distribuída. (SILVA, 2002)

Até internacionalmente a conceituação sobre a geração distribuída diverge, como mostrado a seguir:

O **U. S. Department of Energy – DOE** considera geração distribuída como sendo a geração elétrica modular ou, ainda armazenamento de energia, localizados próximos ao ponto de utilização. Inclui geradores com fonte de biomassa, turbinas a combustão, aquecimento solar e sistemas fotovoltaicos, células combustíveis, turbinas eólicas, microturbinas, grupo motor/gerador, e tecnologias de armazenagem e controle do lado supridor e do consumo. A geração distribuída pode tanto ser

interconectada ao sistema quanto operar fora dele. Para ser considerada como uma geração distribuída a potência da geração se situa entre alguns kW até 50 MW.

O *Electric Power Research Institute* – EPRI considera ser um sistema de geração de energia instalado localmente e facilmente integrado, tendo como fonte células combustíveis e renováveis. Essa geração tem potência inferior a 20 MW e podem ser desenvolvidas tanto pelo supridor quanto pelo consumidor, conferindo ao sistema confiabilidade capacidade e eficiência.

A definição do intervalo de potência das unidades de geração distribuída também varia em função da regulamentação de diferentes países.

Na Nova Zelândia, por exemplo, é considerada geração distribuída a geração de até 5 MW, devido aos novos regulamentos do mercado de eletricidade que permitem às companhias de distribuição possuírem um total máximo de 5 MW de geração na rede de distribuição. No mercado inglês as unidades de geração distribuída com capacidade menor que 100 MW não são centralmente despachadas e se a capacidade for menor que 50 MW, a energia produzida não pode ser comercializada no atacado. Assim, nesse país, o termo geração distribuída é empregado para unidades com capacidade inferior a 100 MW. A legislação sueca por sua vez dá um tratamento especial a pequenos produtores com uma capacidade máxima de 1500 kW. Conseqüentemente, geração distribuída na Suécia é definida como geração de até 1500 kW. Mas de acordo com a lei sueca uma central eólica com cem turbinas de 1500 kW ainda é considerada geração distribuída. Considerando assim a potência de cada turbina, e não da central como um todo. Por outro lado, nas centrais hidrelétricas consideram como valor de referência a potência total da central (ACKERMANN, 2001)

1.2 A Geração Distribuída no Novo Marco Regulatório Brasileiro

Foi no § 8º do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (PLANALTO, 2005) (Lei esta considerada como o novo Marco Regulatório do Setor Elétrico do país), que, pela primeira vez na história, constou na Legislação brasileira a geração distribuída.

Antes da promulgação da Lei nº 10.848 de 2004, não havia restrições legais para a geração distribuída, porém, era indefinida sua aplicação. Com a promulgação dessa Lei e, posteriormente com sua regulamentação por intermédio do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, essa situação mudou.

A geração distribuída, sob o ponto de vista legal, foi, enfim, definida. O art. 14 do Decreto nº 5.163, de 2004, considera como geração distribuída a geração hidrelétrica (Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's) de potência igual ou inferior a 30 MW, a geração termelétrica, inclusive a co-geração, com eficiência energética igual ou superior a 75% (com regulamentação a ser estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL), e a geração a partir de biomassa ou resíduos de processo, independentemente de sua eficiência energética.

Observa-se que as tecnologias de geração: turbinas eólicas e fotovoltaicas, reconhecidas mundialmente como tecnologias de geração distribuída, não foram contempladas pela Lei. Por conseguinte, essa conceituação ficou restritiva. Torna-se insuficiente para o objetivo deste trabalho que se propõe a discutir e propor condições para a redução das barreiras com vistas ao incremento da geração distribuída nos sistemas elétricos brasileiros.

Assim, há necessidade de uma conceituação mais apropriada para a geração distribuída no contexto brasileiro, o que será exposto a seguir.

1.3 Conceito de Geração Distribuída no Contexto Brasileiro

O conceito de geração distribuída é novo no setor elétrico, difere entre os diversos autores e estudiosos, inclusive da forma como a Legislação corrente “enxerga” o assunto.

É conceito geral de que a geração distribuída é a geração de energia elétrica junto ou próxima dos consumidores, seja qual for a fonte, conectada à rede de distribuição. No caso brasileiro essa conceituação pode ser ampliada com o acréscimo de mais uma característica para este tipo de geração, ou seja, é aquela que não é despachada centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema –

ONS, que, no caso, é a usina cuja potência líquida disponibilizada para o sistema for igual ou inferior a 30 MW. (ONS, 2005)

Os quadros a seguir demonstram a participação da geração não despachada centralizadamente, ou a geração distribuída, hoje no Brasil.

Tabela 1 – Capacidade instalada no Brasil até 31/12/2004 - Fonte: ANEEL

Capacidade Instalada até 31/12/2004			
TIPO	Quantidade	Potência (MW)	%
UHE*	144	67.777,7	68,57
UTE	766	17.506,1	17,71
PCH	250	1.219,6	1,23
CGH	171	90,1	0,09
UTN	2	2.007,0	2,03
EOL	11	28,6	0,03
SOL	1	0,02	0,00
SUBTOTAL	1.345	88.629,0	89,7

Importação**	8	8.170,0	8,27
Emergenciais***	54	2.049,5	2,07
TOTAL	1.407	98.848,5	100,0

* Considerada Itaipu nacional (6.300 MW)

** Considerada importação de Itaipu (5.600 MW)

UHE – Usina Hidrelétrica

UTE – Usina Termelétrica

PCH – Pequena Central Hidrelétrica (> 1 MW e ≤ 30 MW)

CGH – Central de Geração Hidrelétrica (≤ 1 MW)

UTN – Usina Termonuclear

EOL – Usina Eólica

SOL – Usina Solar

Tabela 2 – Usinas despachadas centralizadamente pelo ONS - Fonte: ANEEL

Usinas Despachadas Centralizadamente pelo ONS* (em 31/12/2003)	
TIPO	Potência (MW)
UHE	66.321,0
UTE	7.219,0
UTN	2.007,0
TOTAL	75.547,0

* Dados fornecidos pelo ONS

Pelo confronto das Tabelas 1 e 2, a geração não despachada centralizadamente pelo ONS, ou seja, a geração distribuída representaria hoje uma potência instalada perto de 13.000 MW, ou seja, aproximadamente 13% (treze por cento) de carga total instalada no sistema elétrico brasileiro.

Esta conceituação pode ser reforçada pela observação das regras de acesso a que estão submetidas as usinas despachadas centralizadamente pelo ONS que observam os Procedimentos de Rede, o que não acontece com as que não são despachadas pelo ONS e que deveriam ficar sujeitas aos Procedimentos de Distribuição ou, pela não existência deste regulamento, às normas das concessionárias de distribuição, reconhecidamente muito divergentes entre si.

Sendo o ONS o responsável pela operação do Sistema Interligado Nacional - SIN, lhe incumbe garantir o suprimento de energia elétrica observando os princípios de economicidade, qualidade e confiabilidade. Com a introdução de novos aproveitamentos e novas fontes interligando-se aos sistemas, a questão operacional foi questionada em função da influência desta geração não só localizada como de forma sistêmica. Em razão disto, os Procedimentos de Rede estabeleceram critérios para que o ONS avalie a forma do despacho a ser implementada. Em princípio, as usinas com potência líquida disponibilizada para sistema interligado nacional o SIN com potência inferior a 30 MW não serão despachadas centralizadamente. Entretanto o regulamento não é totalmente rígido nesta definição. Admite a possibilidade de uma usina com potência líquida disponibilizada para o sistema com potência superior a 30 MW não ser despachada centralizadamente desde que estudos específicos indiquem não haver influência significativa de sua operação sobre o processo de otimização energética do SIN, sobre a operação de usinas despachadas centralizadamente e sobre a segurança operacional. (ONS, 2005)

Assim sendo, conceitualmente, a geração distribuída pode ser considerada como qualquer tipo de geração integrada aos sistemas elétricos que não seja despachada centralizadamente pelo ONS.

CAPÍTULO 2

ANÁLISE DOS MARCOS REGULATÓRIOS

2.1 Marcos Regulatórios Brasileiros

Analisando-se o histórico da geração de energia elétrica no Brasil, verifica-se que até a década de 60, a autoprodução de energia elétrica era praticamente proibida. Nas décadas de 70, 80 e parte de 90 houve um crescimento de geração não interligada, destinada à autoprodução, resultado do aperfeiçoamento da legislação.

Da legislação em vigor pode-se destacar algumas Leis, Decretos e Resoluções que afetam direta ou indiretamente o desenvolvimento da geração distribuída no Brasil.

Em julho de 1995, com a publicação da Lei nº 9.074 (PLANALTO, 2005), que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, foi criada a figura do produtor independente de energia elétrica, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

A regulamentação da Lei nº 9.074 se deu em 10 de setembro de 1996, quando foi publicado o Decreto nº 2.003 (PLANALTO, 2005), que regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor. O produtor independente recebe autorização ou concessão para produzir para o mercado, enquanto que o autoprodutor recebe autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Está determinado no artigo 13 do Decreto nº 2.003, de 1996 que o produtor independente e o autoprodutor, para garantir a utilização e a comercialização da energia produzida, terão assegurado o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento de custo de transporte envolvido.

No artigo 23 está previsto que o produtor independente poderá comercializar a potência e/ou energia com:

- a) concessionário ou permissionário de serviço público de energia elétrica;
- b) consumidores de energia elétrica dentro de algumas condições estabelecidas;
- c) consumidores de energia elétrica integrante de complexo industrial ou comercial, aos quais forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de co-geração;
- d) conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão a carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;
- e) qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até 180 dias contado da respectiva solicitação.

O artigo 28 estabelece que mediante prévia autorização do órgão regulador seja facultada ao autoprodutor:

- a) a cessão e permuta de energia e potência entre autoprodutores consorciados em um mesmo empreendimento, na barra da usina;
- b) a compra, por concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição do excedente de energia produzida;
- c) a permuta de energia, em montantes economicamente equivalentes, explicitando os custos das transações de transmissão envolvidos, com concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição, para possibilitar o consumo em instalações industriais do autoprodutor em local diverso daquele onde ocorre a geração.

Como incentivo à geração distribuída, particularmente às PCH's, o Decreto institui que o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 KW e igual ou inferior a 10.000 KW, por autoprodutor, ou o aproveitamento de potencial hidráulico ou inferior a 1.000 KW serão autorizados a título não oneroso.

Dando continuidade ao estabelecimento do novo modelo, o Governo, em 26 de dezembro de 1996, publicou a Lei nº 9.427 (PLANALTO, 2005). Ela disciplina o regime das concessões de serviços públicos e institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Outro marco importante para a implementação de políticas de utilização de fontes alternativas de energia foi a publicação da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997 (PLANALTO, 2005). Ela dispõe sobre a política energética nacional e institui o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

Nessa Lei está estabelecido que as políticas nacionais para o aproveitamento nacional das fontes de energia visarão, dentre outros, os seguintes objetivos:

- proteger os interesses do consumidor, quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
- proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;
- identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do país;
- utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;
- promover a livre concorrência;
- atrair investimentos na produção de energia.

A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 (PLANALTO, 2005), instituiu incentivos à geração elétrica de pequenas centrais hidrelétricas – PCH's. Estabeleceu que o potencial hidráulico de potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, destinado a produção independente ou autoprodução, pode ser autorizado pela ANEEL, sem caráter oneroso e ainda concedeu percentual de redução não inferior a 50% a ser aplicado aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição. Além disso, permitiu a comercialização de energia elétrica com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

Em 4 de Dezembro de 1998, a ANEEL, publicou a Resolução nº 394, (ANEEL, 2005) estabelecendo critérios para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de pequenas centrais hidrelétricas, atendendo o disposto no artigo 4º da Lei nº 9.648, de 1998 (PLANALTO, 2005). Conforme determinado na Resolução, os empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km² serão considerados como aproveitamento com características de pequenas centrais hidrelétricas. Essa área de reservatório não pode ser superior a 13,0 km², segundo a Resolução nº 652, de 10 de dezembro de 2003, que revogou a Resolução nº 394.(ANEEL, 2005)

Em 18 de Maio de 1999, a ANEEL publica a Resolução nº 112 (ANEEL, 2005), que estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia. A Resolução determina que a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termoelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia, com potência igual ou inferior a 5.000 kW, deverá ser somente registrada na ANEEL, mas para potência superior a 5.000 kW a implantação, ampliação ou repotenciação deverá ser autorizada pela ANEEL.

Com a finalidade de induzir a utilização nacional os sistemas elétricos e de estimular novos investimentos na expansão dos sistemas elétricos, conforme estabelecido no art. 7º do Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998 (PLANALTO, 2005), a ANEEL, publicou a Resolução nº 281, de 01 de Outubro de 1999 (ANEEL, 2005). Ela estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica (“pedágio”).

Um dos objetivos desse regulamento é propiciar o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição possibilitando a comercialização direta entre produtores e consumidores, independentemente de suas localizações no sistema elétrico interligado, contribuindo para a redução de custos e modicidade das tarifas ao consumidor final.

O regulamento define também as responsabilidades da concessionária e do usuário para a efetivação do acesso, cabendo ao usuário efetuar os estudos, projeto

e a execução das instalações de uso exclusivo e a conexão com o sistema elétrico onde será feito o acesso. A concessionária deverá implementar as providências de sua competência, necessárias à efetivação do acesso.

Está definido também um prazo de 30 dias para informar ao solicitante as condições contratuais, os prazos para conexão e os respectivos encargos, disponibilizando ao requisitante as informações técnicas e os parâmetros adotados nas avaliações. Havendo necessidade de reforços nos sistemas de transmissão ou da distribuição para atendimento ao acesso solicitado, o prazo será de até 120 dias. As providências e implantação das obras e do próprio acesso aos sistemas de transmissão ou distribuição só poderão ser efetivados após a assinatura dos respectivos contratos.

Esses contratos de uso dos sistemas de transmissão e os de distribuição e de conexão estabelecem as condições gerais do serviço a ser prestado, bem como as condições técnicas e comerciais a serem observadas, dispondo entre outros, dos índices de qualidade relativos aos serviços de transmissão e distribuição a serem prestados e as penalidades pelo não atendimento a esses índices.

Nessa Resolução está previsto um outro incentivo regulatório às PCH's. Estabelece que no ato autorizativo será aplicado um percentual de redução não inferior a 50%, a ser aplicado aos valores dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, de forma a garantir a competitividade à energia ofertada por estes empreendimentos. E ainda: os investimentos que iniciarem a operação até 31 de Dezembro de 2003, o percentual de desconto seria de 100%.

A Lei nº 10.438, de 26 de Abril de 2002 (PLANALTO, 2005), que dispõe sobre a expansão de oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária e universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, criou o Programa de incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA e a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, além de fornecer as diretrizes para a universalização do serviço público de energia elétrica.

O PROINFA é um programa instituído com o objetivo de aumentar a participação de energia elétrica produzida a partir de fontes alternativas de energia, como eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no sistema elétrico interligado nacional. Consiste, basicamente, na celebração de contratos, pela

Eletrobrás, para a implantação de 3.300 MW de capacidade na primeira etapa do programa, assegurando a compra da energia produzida no prazo de vinte anos. A Segunda etapa do programa será conduzida visando o atendimento de 10% do consumo anual de energia elétrica no País, a partir destas fontes de energia, objetivo a ser alcançado em até vinte anos.

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foi criada pela Lei nº 10.438, de 26 de Abril de 2002, visando o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas, como eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. Seus recursos se destinam entre outros, para o pagamento ao agente produtor de energia elétrica a partir de fonte eólica, térmica e gás natural, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas da diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte e o valor econômico correspondente a energia competitiva, quando a compra e venda se fizer com consumidor final.

Além do PROINFA e da CDE, a Lei nº 10.438 trata ainda de outros incentivos às fontes alternativas renováveis, impactantes na geração distribuída quais sejam:

- redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, para empreendimentos a partir de fontes eólicas e biomassa;
- a energia elétrica produzida por PCH, ou a partir de fontes eólica, biomassa ou solar pode ser comercializada com consumidores ou conjunto de consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, independente dos prazos de carência vigentes;
- sub-rogação da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC às PHC's ou a geração de energia elétrica produzida a partir de fontes eólica, solar e biomassa, que venham a ser implantados nos sistemas isolados, em substituição a geração termelétrica existente ou que desloque sua operação para atender ao incremento de mercado. A sub-rogação pode ser concedida, ainda, a empreendimento que promova a redução de dispêndio atual ou futuro da CCC nos sistemas isolados;

- a Eletrobrás pode destinar recursos da RGR para instalações de produção a partir de fontes eólica, solar biomassa e PHC`s. Além disso, estabelece que a Eletrobrás deve instituir programas de fomento específico para utilização de equipamentos, de uso individual ou coletivo, destinados à transformação de energia solar em energia elétrica, empregando recursos da RGR e contratados diretamente com as concessionárias e permissionárias.

Daí também surgiu o Programa Luz para Todos, que tem o objetivo de levar energia elétrica para mais de 12 milhões de pessoas até 2008. Esse programa, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia com participação da Eletrobrás e de suas empresas controladas, contempla o atendimento das demandas no meio rural através de uma das três alternativas tecnológicas: extensão de rede, sistemas de geração descentralizada com redes isoladas ou sistemas de geração individuais.

Com o intuito de regulamentar parte desse assunto, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 83, de 20 de Setembro de 2004 (ANEEL, 2005), que estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por intermédio de Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes intermitentes – SIGFI e é uma opção para a universalização dos serviços de energia elétrica, sendo que suas características exigiam uma regulamentação específica.

A Lei nº 10.762, de 11 de Novembro de 2003 (PLANALTO, 2005), instituiu que para o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica, os empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e co-geração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30.000 kW, a ANEEL estipulará percentual de redução não inferior a cinquenta por cento a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos.

Para regulamentar o comando da Lei nº 10.762, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 77, em 18 de Agosto de 2004 (ANEEL, 2005). Ela estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos e

aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou co-geração qualificada, com potência instalada menor ou igual a 30.000kW.

A Lei nº 10.848, de 2004, considerada como novo marco regulatório do setor elétrico, foi a Lei que introduziu a geração distribuída oficialmente no país. A seguir o Decreto nº 5.163, de 2004, veio regulamentar essa matéria.

O Decreto nº 5.163, definiu geração distribuída como sendo a geração hidrelétrica de potência igual ou inferior a 30 MW (PCH's), a geração termelétrica, inclusive a co-geração qualificada, com eficiência energética igual ou superior a 75%, e a geração a partir de biomassa ou resíduos de processo, independente de sua eficiência energética. Outras fontes, reconhecidamente como de geração distribuída, como as eólicas e solares não foram contempladas pela Lei.

A regulamentação permite que o agente de distribuição contrate no limite de até 10% de sua carga a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída. Essa compra não se submete ao processo de leilão. A exigência é que a contratação seja precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, de forma a garantir publicidade, transparente e igualdade de acesso aos interessados. O custo de aquisição será integral, tendo como limite o Valor Anual de Referência - VR. Este valor é calculado pela ANEEL, conforme fórmula a seguir:

$$VR = VL5 \times Q5 + VL3 \times Q3 / Q5 + Q3 \text{ onde:}$$

VL5 – valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia proveniente de novos empreendimentos realizados 5 anos antes do ano para o qual se realizam as previsões pelas distribuidoras “ano A – 5”¹ ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas;

Q5 – quantidade total (em MWh / ano) adquirida nos leilões de compra proveniente de novos empreendimentos realizados no mesmo ano A – 5;

¹ Ano “A – 5” – o quinto ano anterior ao ano base “A” em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica, (definição dada pelas regras gerais de comercialização de energia elétrica – inciso IX § 2º, art. 1º do Decreto 5.163).

VL3 – o valor médio no ano “A – 3”², ponderado pelas quantidades adquiridas;

Q3 – quantidade total (MWh / ano) adquirida no ano A – 3;

Enquanto não se obtém os valores necessários para a aplicação da fórmula até 2008 o Decreto estabelece uma regra transitória indicando o seguinte:

- 2005 e 2006: VR será o valor máximo de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes, nos leilões a se realizarem ainda em 2004;
- 2007 e 2008: aplicação da fórmula onde VL5 e Q5 corresponderão aos valores médios ponderados de aquisição e as quantidades adquiridas nos leilões de novos empreendimentos realizados até o final de 2005 para entrega em 2009 e 2010; e VL3 e Q3, as mesmas grandezas nos leilões realizados até o final de 2005 para entrega em 2007 e 2008.

O Decreto regulamentador desse tema não cria impedimentos legais para o investimento em geração distribuída. Pelo contrário, ocorre uma abertura de novo nicho de mercado.

Dentro do contexto regulatório que impacta a geração distribuída pode-se mencionar mais as seguintes resoluções; comentadas a seguir:

A Resolução Normativa nº 74, de 15 de Julho de 2004 (ANEEL, 2005), estabelece os critérios e procedimentos para que as concessionárias de transmissão que atendam consumidores livres e/ou autoprodutor, com unidade de consumo conectada às respectivas instalações de transmissão integrante de Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, passem a ser cotistas da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC e da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. Considera as determinações do § 1º do art. 1º do Decreto nº 4.562, de 31 de Dezembro de 2002 (PLANALTO, 2005). Ou seja, na definição do valor das tarifas, para os contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão ou distribuição, serão consideradas as parcelas apropriadas dos custos de transporte e das perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os encargos setoriais de

² Ano “A – 3” – terceiro ano anterior ao ano-base “A” em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica (definição dada pelas regras gerais de comercialização de energia elétrica – inciso VIII, § 2º, art. 1º do Decreto 5.163).

responsabilidade do segmento de consumo. Leva em conta, também, que o ônus e as vantagens decorrentes da CCC, para atender às necessidades dos Sistemas Interligados e Isolados ou por imposição do interesse nacional, deverão ser rateados entre todos os concessionários e autorizados que comercializem energia elétrica com consumidor final, conforme determina o art. 34 do Decreto nº 73.102, de 7 de Novembro de 1973. (PLANALTO, 2005)

A Resolução Normativa nº 77, de 18 de Agosto de 2004, estendeu para os empreendimentos de geração, destinados à produção independente ou autoprodução, com fonte eólica, biomassa ou co-geração qualificada com potência menor ou igual a 30.000 kW, bem como para os empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW, a incidência de percentual de redução nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, conforme diretriz da Lei nº 10.762, de 2003, que modificou os §§ 1º e 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996 (PLANALTO, 2005).

Essa Resolução estipulou o percentual de redução de 50% a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW, os de geração caracterizados como pequena central hidrelétrica e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou co-geração qualificada, de potência instalada menor ou igual a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução.

Manteve para os empreendimentos de geração, com o percentual de redução de 50% já estabelecido em ato autorizativo, e assegurou o direito a 100% de redução, para os empreendimentos que iniciarem a operação comercial até 31 de Dezembro de 2003, conforme Resolução nº 281, de 1999.

A Resolução Normativa nº 56, de 6 de Abril de 2004 (ANEEL, 2005), que estabeleceu os procedimentos para acesso das centrais geradoras participantes do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA cobriu os seguintes temas em sua formulação:

- Conceituou “Critérios de Mínimo Custo Global”, para que, dentre as alternativas de acesso tecnicamente equivalentes, prevalecesse a de menor custo;

- Interpretou o comando “documento conclusivo” do § 5º do art. 3º da Lei 10.438 de 2002, conceituou e definiu o conteúdo, a tramitação e prazos do “Parecer de Acesso Conclusivo”, de acordo com os ditames do Decreto 5.025, de 2004 (PLANALTO, 2005);
- Definiu o critério para a solução de eventuais divergências de entendimentos das recomendações do “Parecer de Acesso Conclusivo” entre concessionários, ONS e entre as centrais geradoras do programa;
- Regulou o acesso compartilhado pelas centrais geradoras aos sistemas de transmissão e de distribuição, se indicado pelo “Parecer de Acesso Conclusivo”;
- Definiu os prazos para a assinatura dos contratos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição; e
- Definiu os marcos de controle da implementação, pelas concessionárias acessadas, dos reforços e ampliações decorrentes da conexão das centrais geradoras, para a execução da fiscalização técnica pela ANEEL.

2.2 Marcos Regulatórios Internacionais

Nessa matéria, uma importante referência mundial é a experiência americana comentada a seguir.

2.2.1 A hierarquia regulamentar nos EUA

A seguir é apresentado o “arranjo” regulamentar nos EUA, cujos órgãos serão mencionados na seqüência do trabalho.

O papel da FERC – Federal Energy Regulatory Commission

A FERC é um órgão federal de regulação da energia nos EUA. É a principal autoridade regulatória sobre o sistema de transmissão. Seu papel inclui:

- controle de tarifas, termos e condições de vendas e revendas de energia elétrica, serviços de transmissão e comércio interestadual pelas empresas públicas. Deve assegurar que as tarifas sejam justas e razoáveis;

- análise de fusões e transferências de bens envolvendo empresas de utilidade públicas;

- sobre a interconexão sua função é estabelecer diretrizes e influenciar outras autoridades para adotá-las.

O papel da PUC – Public Utility Comissions

As PUC's são reguladoras estaduais na área de energia. Sua missão é:

- regular as permissionárias e concessionárias de serviços públicos no Estado;

- recomendar tarifas, preços, encargos e taxas;

- determinar as receitas permitidas por intermédio das tarifas;

- fornecer diretrizes sobre o gerenciamento dos negócios das permissionárias e concessionárias;

- emitir atos sobre a aquisição, vendas, disposições ou outras trocas de proprietários, incluindo fusões.

A influência das PUC's sobre a interconexão de geração distribuída é diferente da FERC porque seus requisitos são mandatários e não voluntários.

O papel da RTO – Regional Transmission Operators

Os RTO's são operadores de transmissão regionais autorizados pela FERC para gerenciar o sistema de transmissão. Seu papel inclui:

- acolher os agentes de mercado;

- estabelecer prioritariamente equilíbrio do sistema e o preço da eletricidade com base no mercado;

- prover um livre e não discriminatório acesso ao sistema elétrico de transmissão.

Os RTO's também são chamadas de “*pool*” de energia, grupos de transmissão regional ou operadores independentes de sistemas - ISO.

De acordo com a Lei Americana, entidades federais não têm autoridade mandatória em matéria que estão fora do seu controle. Em consequência, a FERC não pode impor decisões tomadas sobre as PUC's em questões de interconexão num Estado.

A FERC só pode influenciar autoridades locais para seguir suas recomendações.

Leis mandatórias sobre interconexão devem ser tomadas pelas PUC's e serem aplicadas pela RTO ou pela concessionária local operadora da rede. O RTO conseqüentemente deverá produzir os requisitos de interconexão que garantam a segurança operacional de sua rede de acordo com as leis das PUC's, caso existam.

Em consequência, os processos e requisitos aplicáveis à geração distribuída podem variar consideravelmente de um lugar para o outro nos EUA.

2.2.2 Principais normas de interconexão da geração distribuída nos EUA

Cada concessionário leva em conta critérios próprios quando se trata de um novo processo de interconexão de geração distribuída. Por outro lado, sem normas nacionais, os produtores de equipamentos de geração distribuída são obrigados a desenvolverem dispositivos e equipamentos de proteção diferentes para cada empresa que desenvolvem suas próprias normas de interconexão.

Atualmente são usadas nos EUA as seguintes normas sobre interconexão:

- A National Electric Code (NEC) Article 690
- A UL 1741 (UL – Underwriter Laboratories)
- A IEEE Std 929-2000 (IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers)
- A IEEE Std 519
- A IEEE Std 1547.

As características e diferenças entre essas normas, são descritas a seguir.

National Electric Code (NEC) Article 690

Essa norma foi publicada pela *National Fire Protection Association* (NFPA) que é a principal organização dos EUA que trata sobre equipamentos elétricos e segurança de instalações. O escopo da NEC cobre todas as construções e propriedades, exceto as empresas de energia elétrica.

Entre outras coisas a NEC define os diâmetros mínimos de cabo para prevenir risco de fogo e isolação entre cabos nos diversos níveis de tensão. O artigo 690 da NEC trata sobre sistemas fotovoltaicos, quanto a seus componentes e instalações.

Setenta e cinco por cento dos estados com normas de interconexão exigem que a instalação satisfaça aos requisitos da NEC. (ENIRDGNET, 2004)

Underwriter Laboratories (UL 1741)

Essa organização é privada e sem fins lucrativos. Analisa produtos e materiais no interesse da segurança pública desde 1994. O escopo da UL 1741 “Inverters, Converters and Controlles for Use in Independent Power Systems” trata de inversores, conversores, controladores de cargas e controladores de saída para uso em instalações não conectadas ou instalações conectadas aos sistemas.

Os requisitos para interconexão mais importantes da UL 1741 são:

- quantidade de corrente contínua que o inversor pode injetar;
- total distorção harmônica de corrente de saída;
- reação do inversor frente à sub-tensões da rede;
- reação do inversor frente à sub-frequências da rede;
- reação do inversor quanto às condições de ilhamento (ver item 4.3.4).

IEEE Std 929-2000 – *Recommended Practice for Utility Interface of PV System*

Essa norma complementa a IEEE Std 1547, constituindo-se num documento completo para interconexão de sistemas fotovoltaicos e suas aplicações. Tem o objetivo de atender as empresas de energia quanto às questões de segurança e qualidade, especialmente para sistemas de 10 kW ou menos. Caracteriza-se por ser uma recomendação prática e que não requer tanto zelo em seu cumprimento.

As principais abordagens desta norma são: qualidade dos serviços (tensão, *flicker*, frequência, distorção da onda e fator de potência) e funções de segurança e proteção (respostas para condições anormais – distúrbios de tensão, de frequência, proteção contra ilhamento (ver item 4.3.4) e religamento depois de um distúrbio; prevenção contra corrente contínua; aterramento e manual de desligamento).

Com a edição da IEEE Std 1547, em 2003, essa norma poderá sofrer alterações quando de sua revisão (prevista) em 2005, em razão da IEEE Std 1547 já contemplar questões voltadas ao sistema fotovoltaico.

IEEE Std 519 – *Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control In Electric Power Systems*

Essa norma recomenda tanto para o proprietário das instalações do sistema quanto para os consumidores, práticas de controle de harmônicos e *flicker*. Os harmônicos podem apresentar sérios efeitos sobre a rede de distribuição e sobre os consumidores em termos de eficiência, operação, e mesmo danos. Assim é desejável conservar a presença de harmônicos tão baixa quanto possível.

IEEE Std 1547 – *Standard Interconnection Distributed Resources with Electric Power Systems*

Esta norma é dedicada às especificações e testes da interconexão da geração distribuída. É a principal referência mundial para interconexão de fontes distribuídas na rede de energia elétrica. Suas aplicações deverão se estender por todos os EUA, e, num futuro próximo, poderá ser adotada por meio de acordos com organizações normalizadoras do mundo inteiro.

A norma é aplicável em interconexões na rede de distribuição para sistemas de geração distribuída até 10 MVA.

Uma importante característica desta norma é que ela está estritamente focada para o ponto de interconexão e não para a operação da geração distribuída propriamente dita.

As suas principais seções, contêm:

- especificações e requisitos técnicos para a interconexão (requisitos gerais, reações quanto às condições anormais do sistema elétrico, qualidade dos serviços e ilhamento (ver item 4.3.4));

- requisitos e especificações de testes para interconexão da geração distribuída (teste do projeto, teste de produção, avaliação das instalações de interconexão, teste de comissionamento e testes periódicos da interconexão).

Durante o desenvolvimento da IEEE Std 1547 importantes questões foram levadas para outros três documentos que se encontram em desenvolvimento:

- IEEE Std P1547.1 (também conhecida como IEEE Std P1589) – *Draft Standard for Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*;

- IEEE Std P1547.2 (também conhecida como IEEE Std P 1608) – *Draft Application Guide for IEEE Std STD 1547, Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*;

- IEEE Std P1547.3 (também conhecida como IEEE Std P 1614 – *Draft Guide for Monitoring, Information Exchange and Control of Distributed Resources with Electric Power Systems*).

2.2.3 Requisitos impostos por algumas concessionárias americanas

As concessionárias da Califórnia – EUA, tais como *San Diego Gás & Electric* (SDG&E), *Pacific Gás & Electric* (PG&E) e *Sacramento Municipal Utility District* (SMUD) têm exigências próprias para a interligação desses geradores distribuídos.

Os estudos e recursos de conexão exigidos pela *San Diego Gás & Electric* (SDG&E) são mostrados na Tabela a seguir. Os critérios variam por faixa de potência e são aplicáveis a tensões inferiores a 25kV.

Tabela 3 – Requisitos da SDG&E

Potência	< 10kW	10 a 200 kW	200 a 1.000kW	1 a 20MW
Recurso				
Falta à terra do lado da rede	Não	Sim	Sim	Sim
Método de sincronização	Automático/Manual	Automático/Manual	A	A
Transformador dedicado	Não	Sim ⁽¹⁾	Sim ⁽¹⁾	Sim ⁽¹⁾
Verificação do Projeto	Não	Sim ⁽²⁾	Sim ⁽²⁾	Sim
Define ajustes de relés ⁽⁴⁾	Ajustes de fábrica	Ajustes de fábrica	Ajustes coordenados com o sistema	Ajustes coordenados com o sistema
Relés discretos	Não necessariamente	Não necessariamente	Não necessariamente	Relés e proteção de retaguarda
Teste periódico de funções dos relés	Não	Não	Sim	Sim
Requer desconexão	Não	Sim	Sim	Sim
Controle de fator de potência ⁽³⁾	Mínimo 0,95	Mínimo 0.95	Mínimo 0,95	Mínimo 0.95
Controle de tensão	Seguir a tensão da rede	Seguir a tensão da rede	Seguir a tensão da rede	Seguir a tensão da rede
Medição	A definir	A definir	A definir	A definir
Comunicação e controle remoto	A definir	A definir	A definir	A definir
Qualidade de Energia	IEEE Std 519	IEEE Std 519	IEEE Std 519	IEEE Std 519
Injeção de DC	DC < 0,5%	DC < 0.5%	DC < 0,5%	DC < 0,5%

Fonte: SDG&E

Notas:

- (1) O transformador não precisa ser novo. Cada gerador deve ter o seu transformador.
- (2) Se a potência do gerador for maior que a do transformador apresentar estudo.
- (3) Compensação de fator de potência exigida para certificação da capacidade.
- (4) Podem ser de estado sólido, eletromecânico ou microprocessado.

A *Public Utility Commission of Texas* possui algumas exigências que variam em função da potência da geração distribuída, conforme mostrado na tabela a seguir. (PUC of TEXAS, 1999)

Tabela 4 – Requisitos da Public Utility Commission of Texas

Característica	Monofásico	Trifásico			
	Potência				
	< 50 kW	< 10 kW	10 - 500 kW	500 kW - 2 MW	2 MW – 10 MW
Dispositivos de interrupção	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Dispositivo de desconexão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Dispositivo de desconexão do gerador	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Relé de sobretensão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Relé de sub-tensão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Relé de sobre/sub-freqüência	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Cheque de sincronismo	A/M	A/M ⁽¹⁾	A/M ⁽¹⁾	A	A
Relé de sobretensão e sobrecorrente de neutro	Não	Não	⁽²⁾	⁽²⁾	⁽²⁾
Relé de potência reversa	Não	Não	⁽³⁾	⁽³⁾	⁽³⁾
Relé direcional de potência para bloquear ou atrasar rele de sub-freqüência	Não	Não	Não	Sim	Sim
Regulador automático de tensão	Não	Não	Não	Não	⁽¹⁾
Telemetria ou transferência de disparo	Não	Não	Não	Não	Sim

Fonte: PUC of Texas

Notas:

A/M – Automático/Manual

(1) - Requerido para instalações com capacidade de operação isolada.

(2) - Pode ser requerido pela concessionária; seleção baseada no sistema de aterramento.

(3) - Necessário, desde que a potência do gerador seja menor que a mínima carga.

A *Pacific Gás and Energy* (PG&E) utiliza os critérios da Tabela 5 para interligação de agentes geradores de energia em função da potência do gerador. (PG&E, 2005)

Tabela 5 – Requisitos da PG&E

Característica ⁽¹⁾	< 10kW	11 a 40kW	41 a 100kW	101 a 400kW	401 kW a 1 MW	> 1 MW
Transformador dedicado ⁽²⁾	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Dispositivo de separação da Interconexão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Disjuntor do gerador	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sobretensão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub-tensão	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sobre/sub-freqüência	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de falta a terra	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
Relé de sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim
Sincronismo ⁽³⁾	M	M	M	M	M	A
Regulação de tensão ou FP	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
Dispositivo de interrupção de falta ⁽⁴⁾	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim

Fonte: PG&E

Notas:

- (1) Detalhamento especificado nas publicações de proteção, medição e operação da PG&E, revisado periodicamente e disponível sob consulta. Para aplicações particulares, a PG&E irá requerer solicitações específicas depois que o ponto exato de conexão e o nível de tensão forem definidos.
- (2) Este é um transformador interconectado, não servindo a nenhum outro consumidor. Embora o transformador dedicado não seja uma exigência para geradores até 10kW, é recomendável.
- (3) Esta é uma exigência para geradores síncronos e outros com capacidade de operação autônoma.
- (4) A ser instalado pelo produtor no ponto limite de sua responsabilidade.

Com relação aos dispositivos de proteção nas linhas de conexão, a *Pacific Gás & Electric* (PG&E) adota o indicado na Tabela 6.

Tabela 6 – Requisitos de proteção de conexão da PG&E

Dispositivo de proteção de linha	<34,5kV	44 a 70kV	115kV	230kV
Sobrecorrente de fase (sist. radial)	Sim	Sim	Não	Não
Sobrecorrente de neutro	Sim	Sim	Não	Não
Sobrecorrente direcional de fase	Não	Sim ⁽¹⁾	Sim	Não
Sobrecorrente direcional de terra ou neutro do transformador	Não	Sim ⁽¹⁾	Sim	Sim
Rele de distancia zona 1	Não	Sim ⁽¹⁾	Sim ⁽¹⁾	Sim
Rele de distancia zona 2	Não	Não	Sim ⁽¹⁾	Sim
Rele de distancia zona 3	Não	Não	Sim ⁽¹⁾	Sim
Sobrecorrente direcional de terra no Carrier	Não	Não	Sim ⁽¹⁾	Sim
Relé de distancia com bloqueio pelo Carrier	Não	Não	Sim ⁽¹⁾	Sim
Fio piloto	Não	Não	Sim ⁽¹⁾	Sim
Alcance permissivo ou transferência de disparo	Não	Não	Sim ⁽¹⁾	Sim
Transferência de disparo direto	Sim ⁽²⁾	Sim ⁽²⁾	Sim ⁽²⁾	Sim ⁽²⁾

Fonte: PG&E

Notas:

- (1) Pode ser exigido em conexões na transmissão ou distribuição, dependendo da configuração do circuito local.
- (2) A transferência de disparo pode ser exigida em conexões na transmissão ou distribuição, dependendo da configuração do circuito e da carga.

O Sacramento Municipal Utility District (SMUD) apresenta os requisitos em função da capacidade de geração, conforme Tabela 7.

Tabela 7 – Requisitos do SMUD

Recurso ⁽²⁾	Potência ⁽¹⁾	<10kW	10 a 40 kW	40 a 100 kW	100 a 400 kW	400kW a 1 MW	1 a 10 MW	> 10 MW
Transformador dedicado ⁽¹²⁾		Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Dispositivo de Desconexão ⁽³⁾		Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Disjuntor do gerador		Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Interrupção de falta trifásica ⁽⁶⁾		Não	Não	Não	Sim ⁽¹¹⁾	Sim ⁽¹¹⁾	Sim	Sim
Proteção de sobretensão		Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Sobrecorrente de fase		Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Sub-tensão		Sim ⁽⁸⁾	Sim ⁽⁸⁾	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Sobre/sub-freqüência		Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Falta a terra		Não	Não	Sim ⁽⁹⁾	Sim	Sim	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão ou relé de impedância		Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Relé de sincronismo		Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Regulação de tensão e FP		Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Reles classe utility ⁽⁴⁾		Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
Telemetria ⁽⁵⁾		Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim
Medição contínua ⁽¹⁰⁾		Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Medição de reativos		Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Contato telefônico direto		Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Unidades terminais remotas		Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim
Registrador de eventos		Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Telemetria de retaguarda ⁽¹³⁾		Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim
Registro de medição		Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim

Fonte: SMUD

Notas:

- (1) Todas as exigências são baseadas na potência de placa do gerador, exceto quando indicado.
- (2) Os equipamentos de proteção listados representam exigências mínimas.
- (3) Dispositivos de desconexão são exigidos nos lados da linha e da carga das unidades de medição para as conexões em transmissão.
- (4) Relés classe *utility* são exigidos para qualquer tensão de conexão acima de 25kV, exceto para a saída do gerador.
- (5) Toma-se como base o fornecimento total maior que 1MW, não necessariamente a potencia do gerador. Medição contínua adicional no gerador para se obter saída líquida pode ser exigida em função do acordo de conexão e opção de saída escolhida.
- (6) Exige-se um dispositivo de interrupção de falta trifásico no ponto de conexão (custo do acessante) com a SMUD. É normalmente instalado na subestação do produtor no lado de alta do transformador de conexão, considerando que a conexão não envolve linha de terceiros.
- (7) Requer-se um registrador de eventos para instalações não atendidas com paralelismo automático ou remoto, ou para aquelas cujos relés não possuam capacidade de reter seu estado após a perda de energia.

- (8) Esta exigência pode ser atendida por um contactor atuado por sub-tensão.
- (9) Para geradores de indução de 40 a 100kW, a exigência de detecção de faltas a terra será analisada caso a caso.
- (10) A medição contínua, ou durante o período de uso apenas, será definida em função de acordos contratuais.
- (11) Pode usar fusíveis se o disjuntor do gerador é equipado com proteção contra operações monopolares.
- (12) Pode-se eliminar o transformador de isolamento no caso de geradores menores que 10kW conectados na rede secundária, devendo o projeto ser aprovado pela SMUD.
- (13) A telemetria de retaguarda deve ser instalada para todas as unidades remotas e instalações telemétricas.
- (14) Registros de medição de retaguarda são exigidos para todas as conexões, independentemente da potência do gerador. Este registrador deve ter habilidade de armazenar parâmetros que permitam o cálculo do fator de capacidade do gerador caso a telemetria em tempo real não seja exigida.

2.2.4 Comentários sobre os requisitos para a interconexão

Chave de seccionamento

Algumas empresas exigem chave de seccionamento externa, visível e acessível para usar quando necessário. As empresas alegam essa necessidade no caso em que a geração distribuída possa interferir na rede, ou se a rede sofre algum distúrbio e o pessoal da manutenção precisa desconectar todas as fontes de geração antes de trabalhar nas linhas. Existe controvérsia quanto à necessidade destas chaves, pois a metade dos estados que possuem requisitos para interconexão de geração distribuída nem fazem menção para o uso desse equipamento.

Transformadores dedicados

Esses transformadores teriam a função de isolar interferências eletromagnéticas provocadas por consumidor e assim impedir sua propagação para o sistema elétrico.

Restrição de capacidade

Alguns estados impõem um máximo de sistemas fotovoltaicos usando “*net metering*” (Ver item 3.1.2).

Requisitos contra surtos de tensão sustentados

Como a maioria das linhas de distribuição é exposta, estão sujeitas às sobre tensões causadas por queda de raios. Ademais, sobretensões podem ser causadas por chaveamento de bancos de capacitores, por regulação de fator de potência ou tensão, por transientes oriundos de conversores com tiristor de potência de interrupção de carga, entre outros fatores. Por isso, são exigidos dispositivos de proteção contra sobretensão.

Estudos de interconexão

Algumas empresas exigem um estudo de interconexão que examine a capacidade da linha, compatibilidade dos relés, esquema de aterramento e outros aspectos da rede.

Testes periódicos de abertura

Alguns estados impõem que o consumidor abra periodicamente a chave de conexão e verifique se os seus equipamentos realmente ficam isolados do sistema.

Testes de comissionamento

Alguns estados requerem testes e comissionamento para serem realizados quando as fontes de geração são instaladas. Para pequenos sistemas fotovoltaicos consistem apenas no teste de desligamento.

Perdas de energia e limites de proteção

Somente um Estado requer que as perdas internas e externas do “*backup*” de bateria não comprometam os ajustes de proteção dos equipamentos elétricos.

Registro de atividades de manutenção

Igualmente ao item anterior somente um estado requer registro de toda a manutenção executada nas instalações da geração distribuída. Isto é razoável sob a perspectiva da concessionária e também motiva para que os fabricantes produzam equipamentos de conexão que exijam um mínimo de manutenção.

Os requisitos técnicos de interconexão variam substancialmente de um estado para outro. Esta situação se dá, principalmente, devido ao impacto que a unidade de geração distribuída pode causar à rede, bem como sobre a falta de conhecimento mais profundo a respeito da geração distribuída. Sem dúvida as concessionárias consideram a geração distribuída como um risco que pode afetar a estabilidade da sua rede. Assim, impõem regras rígidas que limitam potenciais prejuízos causados pelo impacto da geração distribuída na rede. Todavia esta situação está mudando devido à utilização crescente da nova norma IEEE Std 1547.

2.2.5 Principais requisitos não técnicos para a interconexão da geração distribuída

São todos aqueles requisitos não relacionados à proteção da rede e nem à qualidade dos serviços. Esses requisitos incluem o processo que o proprietário da geração distribuída deve seguir antes da conexão à rede, requisitos de segurança, os custos de interconexão, instruções e outros procedimentos regulamentares das concessionárias.

O processo de interconexão

Em geral o processo de acesso à rede é dividido em cinco etapas:

Etapa 1 – Solicitação de acesso.

O produtor que deseja conectar-se à rede faz a solicitação em formulário específico e encaminha à concessionária. São prestadas informações básicas do projeto proposto e efetuado o pagamento para essa análise.

Etapa 2 – Análise da solicitação de acesso

A concessionária recebe a solicitação e a analisa, considerando a integridade do sistema e decidindo pela permissão ou solicitando informações adicionais para complementar os estudos. Dependendo do projeto o processo de acesso pode ser mais ou menos complexo. No caso de tecnologias pré-certificadas ou situando-se dentro de determinadas faixas de potência, a análise da interconexão tende a ser expedita com a aprovação imediata do acesso.

Etapa 3 – Contrato de acesso

Se o interessado aceita o resultado das análises deverá assinar o contrato de acesso.

Esses contratos são homologados pela PUC estadual.

Etapa 4 – Execução do projeto

Nesta etapa o solicitante instala a geração distribuída e os equipamentos associados para interconexão na rede. A geração distribuída será conectada de acordo com o estabelecido no contrato.

Etapa 5 – Conexão, teste e operação

Antes da operação da geração distribuída ela é testada para verificar a conformidade do gerador e equipamentos de interconexão com os requisitos da concessionária. Se o teste é completado com sucesso, é permitido que o sistema da geração distribuída opere em paralelo com a rede.

Garantia de responsabilidade

A constituição de garantia, por parte do acessante, é uma questão cuja importância varia com a escala do sistema a ser implantado. Para sistemas acima de 100 kW, instalados em indústria ou comércio, uma adicional constituição de garantia é exigida.

Custos dos procedimentos de acesso

Existe uma variedade de taxas impostas aos pequenos sistemas de geração distribuída, incluindo as taxas propriamente ditas, encargos de medição e encargos de reserva de capacidade. Algumas taxas incluem os estudos de engenharia para a análise do acesso.

Encargos de medição são devidos quando da necessidade da instalação de um segundo medidor nos sistemas fotovoltaicos. Esta questão é controvertida, pois não se aplica em todos os estados.

Encargos de reserva de capacidade são estabelecidos para geradores de maior porte quando o sistema de geração da geração distribuída estiver com problemas.

2.2.6 O exemplo da Public Utility Commission – PUC of Texas

Em Fevereiro de 1999, a *Public Utility Commission – PUC of Texas* adotou novas diretrizes de interconexão para a geração distribuída. (PUC of TEXAS, 1999)

O intuito foi o de estabelecimento das condições para a conexão e operação de pequenos geradores e dos requisitos técnicos com vistas à segurança e confiabilidade, bem como da operação em paralelo com o sistema.

Os estudos da PUC do Texas são referenciados para admitir até 10 MW de capacidade instalada de geração distribuída por ponto de conexão. Está determinado que as concessionárias protocolam no órgão regulador as tarifas para interconexão e operação em paralelo, o encargo cobrado para os estudos de interconexão e a composição desses custos, as normas para a interconexão e operação em paralelo, bem como os modelos de contratos utilizados.

Desligamento da geração distribuída

O desligamento de uma geração distribuída é realizado sob as seguintes condições:

- término do contrato;
- desobediência aos requisitos técnicos especificados. Nesse caso está previsto que o acessante pode adequar seu sistema aos requisitos preestabelecidos e, após inspeção da conformidade pela concessionária, as instalações da geração distribuída podem ser religadas;
- emergência do sistema. As instalações de geração distribuída podem ser desligadas pela concessionária, inclusive sem prévia notificação por escrito, caso a interconexão possa colocar em perigo pessoas ou o sistema. Quando possível o acessante deverá ser avisado com antecedência;
- manutenção de rotina, reparos e modificações. A concessionária pode desligar um acessante no prazo de sete dias úteis após aviso, por escrito, sobre a necessidade da realização de trabalhos na rede;
- solicitação de interconexão não aprovada e falta do contrato. A falta de solicitação prévia da interconexão, bem como da celebração do contrato, conforme os termos prescritos são argumentos para a concessionária recusar a ligação do acessante interessado.

Estudos prévios

Os estudos dos impactos da interconexão da geração distribuída em sistemas radiais são conduzidos ou coordenados pela concessionária, ou mesmo por terceiros, desde que acordado com o geração distribuída.

Estudos prévios de interconexão não são cobrados das instalações de geração distribuída até 500 kW, desde que não exportem mais de que 15% do total da carga na rede e não contribuam mais do que 25% da máxima potência da corrente de curto-circuito do alimentador radial.

No entanto, a concessionária cobra quando efetua estudos prévios de interconexão para instalações de geração distribuída que não se enquadrem nas características acima, conforme o seguinte:

- os estudos prévios são feitos em até quatro semanas;
- disponibiliza para o interessado no acesso relatório escrito dos resultados obtidos com os estudos;
- os estudos levam em consideração tanto os custos incorridos quando os benefícios com a interconexão da geração distribuída;
- o acessante recebe uma estimativa dos custos dos estudos antes do início desses trabalhos.

Consideram que a inserção de geração distribuída numa rede “malhada” cria maiores dificuldades técnicas e, conseqüentemente, maiores custos de implementação.

Os projetos que contiverem inversores são aprovados desde que as instalações de geração distribuída representarem carga inferior a 25% do total da carga da rede afetada. Caso contrário, o processo de solicitação de acesso é postergado. Nesses sistemas, por razões de confiabilidade e segurança, desde que demonstradas pela concessionária, o acesso pode ser negado. Nesse caso, advogam que a concessionária e acessante façam um trabalho conjunto no sentido da solução dos problemas.

Não são cobradas taxas para estudos de interconexão de sistemas com inversores abaixo de 20 kW.

Junto com a solicitação da interconexão o acessante disponibiliza para a concessionária, em detalhes, as informações sobre as instalações da geração distribuída. Essas informações não podem servir de elementos para a concessionária preparar contraproposta (descontos tarifários, por exemplo) no intuito de desencorajar o acessante de implementar suas instalações.

Pré-certificação de equipamentos

A PUC Texas homologa entidades para pré-certificação dos equipamentos, componentes da geração distribuída. Entidades que forem capazes de analisar as funções os controles e os sistemas de tensão da geração distribuída podem reivindicar certificação como organização apta a desempenhar o papel de pré-certificadora destes equipamentos.

Os equipamentos de geração distribuída pré-certificados são considerados aptos para a interconexão sem nenhuma outra análise suplementar por parte da concessionária.

Contato na concessionária

As concessionárias designam pessoa, ou pessoas, como seu contato, para tratar de tudo que se refere à interconexão de geração distribuída. Dados sobre esse contato: nome, telefone, endereço, e-mail são disponibilizados no sítio da empresa na Internet. A PUC é informada sobre esse contato.

Prazo para o processamento da solicitação de acesso

O período para o processamento da solicitação da interconexão com a concessionária obedece ao seguinte:

- Quatro semanas para aquelas instalações com equipamentos pré-certificados;
- Seis semanas para as demais instalações;
- Duas semanas após a conclusão dos reforços necessários. No caso de necessidade de reforço de sistema da concessionária uma estimativa de custo é apresentada ao interessado na interconexão. Estando de acordo,

celebra contrato com a concessionária para levar adiante a adequação no sistema;

- O solicitante é informado, por escrito, pela concessionária, caso esta não puder cumprir com os prazos estabelecidos. Essa informação contém a razão, ou as razões, pelo não cumprimento do prazo, bem como a nova data estimada para a conclusão do processo.

Requisitos técnicos para interconexão e operação da geração distribuída em paralelo.

São os seguintes os requisitos e procedimentos para a conexão e operação da geração distribuída:

- Operação em 60 Hz, seja equipamento trifásico ou monofásico em paralelo com a concessionária, com contrato de conexão, contemplando os aspectos regulamentares.
- O acessante que operar em paralelo é comunicado ao final dos estudos de interconexão sobre a necessidade de equipamentos adicionais.

Requisitos gerais para interconexão e proteção

Os acessantes devem conhecer todas as normas nacionais e locais sobre o tema, inclusive as relativas à segurança.

O gerador acessante deve estar equipado com *hardware* e *software* projetados para impedir que seja conectado na rede desenergizada da concessionária.

O gerador deve estar equipado com *hardware* e *software* projetados para impedir a conexão ou paralelismo com o sistema da concessionária se a tensão e a frequência estiverem fora das faixas normais.

Quando o gerador distribuído for exportador e utilizar equipamentos pré-certificados, os ajustes de proteção e operação são especificados pela concessionária.

O gerador distribuído é responsável pela proteção de seu equipamento de geração contra saídas do sistema, curtos-circuitos, e outros distúrbios, tais como correntes de seqüência zero ou sobre tensões por ferro-ressonância. Essa proteção deve, também, precaver a geração distribuída de desligamentos fortuitos de disjuntores da concessionária.

Nas instalações de geração distribuída com potência acima de 2 MW a concessionária solicita do acessante a disponibilidade de um canal de comunicação dedicado, cujo tipo pode ser escolhido de comum acordo.

Os disjuntores e demais equipamentos de interrupção devem ser capazes de interromper a corrente máxima de falta no ponto de conexão. Nas instalações acima de 2 MW, exportadoras de energia, é exigido um circuito redundante de disjuntores ou equipamentos específicos.

O acessante deverá instalar na interconexão chave seccionada, disjuntor extraível ou fusível de bloqueio, possibilitando seccionamento visual da conexão. Esse equipamento deve ser acessível ao pessoal da concessionária, bem como permitir bloqueio na posição aberta.

Requisitos técnicos para a interconexão

Tensão

A operação da geração distribuída deve ser feita de tal maneira que os níveis se a geração distribuída não estivesse conectada no sistema. A geração distribuída deve dispor de processo automático desconexão com a concessionária na ocorrência de desvios de tensão além de + 5,0% ou - 10% da tensão nominal que persistam mais de 30 segundos, ou desvios de tensão além de + 10% ou - 30% da tensão nominal que persistam por mais de dez ciclos. A geração distribuída pode ser reconectada quando a tensão estiver estabilizada.

Flicker

Os equipamentos da geração distribuída não podem causar *flicker* excessivo no sistema da concessionária. O *flicker* não pode ser superior a 3% da tensão, de acordo com a norma IEEE Std 519, medido no ponto de conexão.

Harmônicos

A distorção harmônica total da tensão, conforme a IEEE Std 519 não deve ser superior a 5,0% da fundamental.

Testes de partida e comissionamento

A concessionária acompanha os testes operacionais e de proteção associada das instalações da geração distribuída. Para tanto, é comunicada com duas semanas de antecedência. Os testes de proteção devem abranger todos os elementos e ajustes de proteção, incluindo o gerador e ponto de interconexão.

O acessante é responsável pela manutenção de rotina do gerador e da proteção associada, cujas atividades devem ser registradas e disponibilizadas para a concessionária.

Para geradores maiores do que 500 kW um diário da operação deverá ser mantido. Os dados mínimos são: data, tempo em operação, tempo fora de operação, MW e MVar de saída.

CAPÍTULO 3

ANÁLISE DAS BARREIRAS E INCENTIVOS PARA A INTERCONEXÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

3.1 Barreiras à Interconexão da Geração Distribuída

A viabilidade da interconexão da geração distribuída passa pelo estudo das barreiras a sua utilização confrontando-se com os mais diversos incentivos ao seu desenvolvimento.

Entre esses aspectos merece atenção a questão da interconexão e a medição, tanto no contexto nacional como internacional, além dos incentivos que vem sendo praticados para suplantar essas barreiras.

3.1.1 A questão da interconexão

Uma das barreiras identificadas para o incremento da geração distribuída, reclamada principalmente pelos empreendimentos de pequeno porte, é o custo da interconexão que envolve, entre outros custos, o do projeto, dos equipamentos e do processo para o acesso ao sistema da concessionária.

Portanto, reveste-se de importância a discussão sobre o sistema de interconexão da unidade de geração distribuída com a rede da companhia de eletricidade. Na realidade esse sistema de interconexão, representado na Figura 4 (CAMARGO, 2003), como SI, abrange o conjunto de todos os equipamentos, tanto físicos (*hardware*) quanto lógicos (*software*) que fazem a interligação da geração distribuída com a concessionária e cargas próprias.

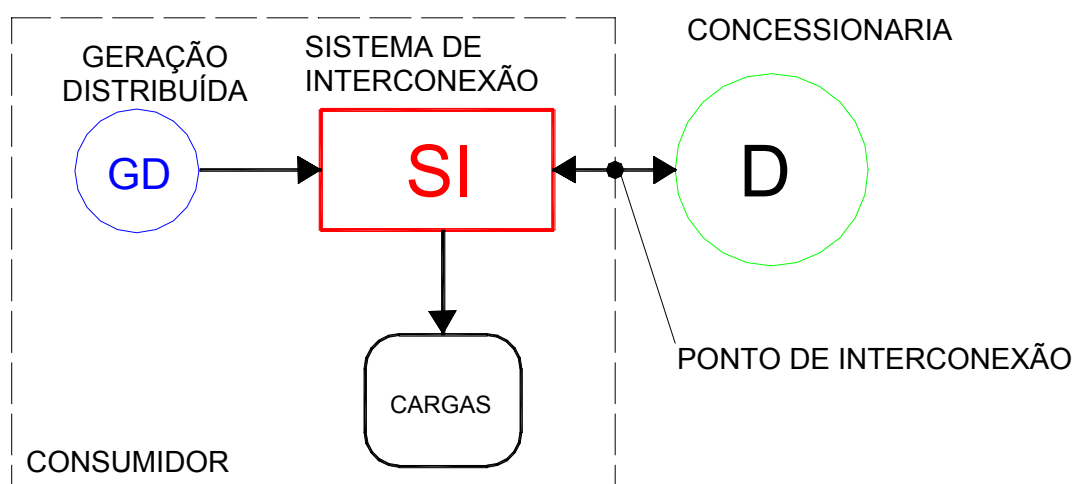


FIGURA 4 – SISTEMA DE INTERCONEXÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.

Atualmente o sistema de interconexão é composto por uma série de dispositivos que, em função do tipo da geração distribuída, varia conforme as exigências particulares de cada concessionária, da natureza do sistema elétrico e do projeto de instalação. Isso impede os benefícios que poderiam advir da padronização mediante a utilização das tecnologias já disponíveis.

O avanço da eletrônica digital já tornou obsoletos os relés eletromecânicos fazendo com que novos dispositivos de proteção assumam essa função de forma mais integrada.

Dentro desse conceito está sendo desenvolvida a nova concepção de SI. Este sistema faz a ligação física entre a geração distribuída e a rede da concessionária podendo concentrar num único equipamento as funções, entre outras, de medição, controle, monitoramento, e até de despacho dessa unidade de geração. Sob o ponto de vista do sistema o SI atua com vistas à manutenção dos requisitos de segurança, qualidade e confiabilidade da interconexão da geração distribuída. (CAMARGO, 2003)

As funções desses SI permitem o paralelismo, questão levada com muita restrição por parte das concessionárias. Para tanto, incorporam esquemas de proteção contra ilhamento (ver item 4.3.4) que desconectam a geração distribuída

em caso de alguma anormalidade no sistema. Possuem, também, esquemas de proteção de sub e sobretensão e de frequência.

Outras tantas funções podem ser incorporadas no SI. Entre elas cita-se: conversão de corrente contínua – CC para alternada para as fontes que produzem em CC como as células fotovoltaicas, células combustíveis e armazenagem de energia em baterias; condicionamento de energia com vistas a ajustar a fonte às exigências de qualidade do sistema; sistema de comando liga/desliga; controle da excitação de geradores; sincronizador de paralelismo; controle de chaveamento de transferência e controle de importação/exportação.

Com intuito de tornar mais econômica a interconexão da geração distribuída com a rede algumas empresas do exterior desenvolvem um SI que leva a denominação de “*Universal Interconnection System*” (Sistema de Interconexão Universal) ou, ainda, “*Universal Interconnection Technology*” – UIT (Tecnologia de Interconexão Universal). Esse sistema considera na sua construção conformidade com a Norma IEEE Std 1547, sob os aspectos de: regulação de tensão, frequência, qualidade dos serviços, sincronização, controle de importação/exportação, resposta às condições anormais do sistema, coordenação de proteção e controle, ilhamento e sincronização. Incorpora, ainda, funções comerciais, tais como: medição, serviços ancilares, preços de tarifas em tempo real, sinais de mercado e medidas de qualidade.

O advento dessa tecnologia universal de interconexão poderá simplificar o complexo processo de interconexão, proporcionando ganho de escala em benefício da disseminação da geração distribuída.

3.1.2 Medição

Na América do Norte, no Estado do Texas, a concessionária fornece instala e mantém toda a medição e equipamentos associados para registro da compra e da energia exportada pelo sistema. O acessante disponibiliza sem custos para a concessionária local apropriado para esta instalação. (PUC of TEXAS, 1999)

Alguns estados americanos implantaram leis a respeito da ‘*net metering*’³. Este tipo de medição emprega medidor bi-direcional, registrando o fluxo de energia nos dois sentidos.

As tarifas para os consumidores em geral levam em conta seus níveis de tensão e curva de carga. Entretanto os geradores distribuídos não podem ser considerados como um simples consumidor com carga negativa. Assim, suas tarifas não devem seguir esse princípio, pois não enxergariam benefícios competitivos suficientes para seu desenvolvimento.

Um gerador distribuído é um empreendimento competitivo e deve ser tratado como tal, ou seja, os preços para ele não podem ser os mesmos praticados para os consumidores em geral. É impraticável para a geração distribuída o conceito de leilão de energia completando o custo baseado no despacho econômico.

Os preços para a geração distribuída devem refletir suas funções perante a geração centralizada e a rede de transmissão.

Uma tarifa “fungível”⁴ de distribuição permitiria um despacho conjunto com a operação centralizada do sistema, inclusive com o despacho dos equipamentos que fornecem potência reativa. (LIVELY, 2001)

Ademais os recentes aperfeiçoamentos da tecnologia de armazenamento de energia poderão conduzir os geradores distribuídos a fornecer potência reativa para regulação da tensão local ao invés de potência ativa.

Portanto o ‘*net metering*’ não é o melhor caminho para o incentivo da geração distribuída. Podem ser determinadas tarifas mais rentáveis para os empreendimentos de geração distribuída do que o conceito de ‘*net metering*’.

³ *Net metering* – Medição líquida da energia significa medição da diferença entre a energia fornecida pela rede elétrica e a energia gerada por um consumidor/ produtor e injetada na rede elétrica durante um período de faturamento anual. A medição líquida de energia é realizada usando um único medidor, capaz de registrar o fluxo da eletricidade nos dois sentidos.

⁴ Fungível: é um termo usado para descrever a natureza do pagamento ou débito. Basicamente, se um débito é “fungível”, ele pode ser pago de diversas formas, sendo que a forma de pagamento seja de valor igual ao débito. É um bem substituível por outro da mesma espécie, qualidade e quantidade.

3.1.3 As barreiras americanas

Os EUA estão enfrentando um acréscimo no número de problemas com o suprimento de energia devido ao aumento do consumo associado à falta de capacidade de geração. Neste contexto, vislumbra-se que a geração distribuída poderia proporcionar uma capacidade de geração adicional ou retardar investimentos em linhas de transmissão. Com esse objetivo diversas medidas estão sendo realizadas, em diversos níveis, para fomentar o desenvolvimento da indústria de geração distribuída.

A par disso, a geração distribuída vem sendo integrada na indústria elétrica americana por muitos anos, mas sempre desempenhando um pequeno papel, principalmente devido a uma série de barreiras ao desenvolvimento desse mercado.

Apesar de tudo, o conceito de geração distribuída parece ser relativamente bem aceito nos EUA, mesmo que os proprietários de geração distribuída reconheçam como legítimos os conceitos de segurança e confiabilidade associados com a interconexão.

Outra preocupação geral é a falta de investidores com conhecimento desta tecnologia. Carece de educação e troca de informações sobre as técnicas, questões financeiras e impactos ambientais da geração distribuída, o que poderia beneficiar na mudança da visão das companhias de eletricidade sobre essa geração elétrica e sua interconexão à rede.

É reconhecido que o impacto da geração distribuída sobre o sistema constitui a principal barreira para aceitação mais geral dessa tecnologia. Nessa área, comenta-se a necessidade de estudos específicos sobre impacto da geração distribuída sobre a rede.

Um avanço para a aceitação da geração distribuída foi a edição da “*IEEE Standart for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*” – IEEE Std 1547, norma de Interconexão para geração distribuída, editada em 28 de julho de 2003. Já está sendo aplicada pelos EUA, sendo reconhecida em todo território americano. Os procedimentos normalizados da FERC e pela IEEE Std 1547 são ferramentas eficientes para aceitação na indústria da eletricidade.

Outra questão que se apresenta para a aceitação dessa tecnologia é quanto à certificação dos equipamentos. Comenta-se que os procedimentos de testes em laboratório apresentam condições diferentes das reais. Em consequência, o processo de certificação tende a ser dispendioso, demorado e ineficiente.

Todos esses pontos tratam sobre a mesma questão: busca de respaldo técnico que subsidie a inserção da geração distribuída no sistema, quaisquer que sejam as características da rede. Uma vez realizada esta etapa é esperado que as concessionárias de energia aceitem mais facilmente a geração distribuída, especialmente, se apoiadas por procedimentos e normas de interconexão.

A interconexão se reveste de importância tendo em vista que a geração distribuída conectada na rede muda o tradicional conceito de geração centralizada e operada pela empresa de eletricidade. Antes do recente desenvolvimento das normas técnicas americanas (IEEE Std 1547 e a da Organização “*Underwriter Laboratories*” UL 1741), as regras de interconexão estaduais, os procedimentos para o acesso e as taxas para interconexão variavam muito entre as empresas.

Na falta de normas apropriadas para estas pequenas unidades de geração, muitas empresas simplesmente aplicavam os procedimentos de interconexão da *Public Utilities Regulatory Policy Act 1978* – PURPA. Os requisitos da PURPA asseguram que uma unidade de geração distribuída não pode afetar a rede de distribuição da empresa de energia elétrica. Os procedimentos de interconexão existentes foram formulados para os grandes produtores e eram proibitivos para os produtores de geração distribuída. Essa situação era conveniente para a maioria das empresas que consideravam os pequenos produtores como rivais, pondo em perigo a segurança do suprimento de eletricidade da rede que operavam.

Em 1999 o Departamento de Energia através do *National Renewable Energy Laboratory* – NREL elaborou um estudo de casos de interconexão de DG, desde sistemas fotovoltaicos para residências de 500 watts, até 26 MW em instalações de co-geração. Na ocasião, foram realizadas entrevistas com proprietários, projetistas e empresas, sendo documentadas três grandes barreiras: regulatórias, técnicas, e outras não-técnicas ou comerciais, a seguir comentadas.

As barreiras regulatórias

As barreiras regulatórias incluem assuntos relativos às políticas conduzidas pelas comissões estaduais (PUC's) ou pela Federal Energy Regulatory Commission – FERC. Os estudos apontam como barreiras regulatórias: a proibição da operação da geração distribuída, barreiras tarifárias, descontos seletivos e licenças ambientais.

Na primeira delas a concessionária simplesmente proíbe que a geração distribuída opere em paralelo com a sua rede.

As barreiras tarifárias incluem os encargos de demanda, tarifas de *backup*, tarifas de compra, taxas de saída, acréscimo de tarifas (encargos de distribuição, serviços ancilares, capacidade e perdas) e custos da transmissão regional. Esses custos não levam em conta os benefícios que a geração distribuída proporciona ao sistema.

Os descontos seletivos referem-se aos descontos que as concessionárias dão para os grandes consumidores como incentivo para buscarem alternativas de energia distribuída mais econômicas.

Na questão das licenças ambientais, o processo de licenciamento para a instalação da geração distribuída inclui três partes: qualidade do ar, autorizações para o uso da terra e códigos construtivos. A maioria dos programas sobre qualidade do ar reconhece como benefícios ambientais da geração distribuída a redução das emissões de gases poluidores frente a outras fontes menos eficientes. Entretanto o licenciamento ambiental é tão rigoroso para os pequenos projetos quanto para os grandes. Os pequenos projetos não suportam os mesmo custos de testes de emissão como os projetos de maior porte. Nesse assunto os regulamentos que normatizam a geração distribuída são muito amplos e divergem entre os diversos lugares.

As barreiras técnicas

As barreiras técnicas consistem, principalmente, nos requisitos estabelecidos pelas concessionárias para assegurar a compatibilidade da interconexão com a rede e sua operação. Essas barreiras estão centradas nas normas de segurança, nas normas de qualidade do serviço e nas restrições locais de capacidade do sistema.

Na questão segurança, a proteção contra o “ilhamento” é o principal aspecto considerado pelas concessionárias. As concessionárias admitem um risco potencial para os operários de manutenção das linhas, no caso da geração distribuída alimentar uma rede desenergizada. Relés mecânicos e chaves de transferência são usadas para a proteção contra o ilhamento, mas o custo desses equipamentos é proibitivo para a geração distribuída de pequeno porte. Novas tecnologias estão sendo desenvolvidas para resolver a questão, mas apresentam certa relutância de emprego por parte das concessionárias.

A respeito da qualidade dos serviços, as concessionárias só admitem nas instalações da geração distribuída equipamentos (relés e outros equipamentos de proteção) por ela especificados.

Para enfrentar as restrições locais de capacidade do sistema são exigidos estudos prévios para a interconexão. O objetivo desses estudos é avaliar o potencial efeito da geração distribuída sobre a porção do sistema da concessionária que pode ser afetado e determinar a necessidade de reforços ou adequações para acomodar o acessante.

A consequência disso é que há um aumento dos custos incorridos e atrasos na implantação da interconexão.

As restrições operacionais e o custo da interconexão são considerados pelos detentores de geração distribuída como as maiores barreiras para sua conexão aos sistemas. A maioria das questões técnicas da interconexão está relacionada com nível de curto-circuito, controle da tensão e gerenciamento do fluxo de carga (COLLINSON, 2003).

Algumas concessionárias impõem para a interconexão da geração distribuída requisitos adicionais (ENIRDGNET, 2004), conforme exposto a seguir:

- Chave de seccionamento. Algumas empresas exigem uma chave de seccionamento externa, visível e acessível para usar quando necessário. As empresas alegam essa necessidade no caso em que a geração distribuída possa interferir na rede. Assim, se a rede estiver com algum defeito, o pessoal da manutenção precisa desconectar todas as fontes de geração antes de trabalhar nas linhas. Existe controvérsia quanto à necessidade dessas chaves, pois a metade dos Estados que possuem requisitos para interconexão de geração distribuída nem fazem menção para o uso desse equipamento.

- Transformadores dedicados (imposto pelo estado de New York). Esses transformadores teriam a função de isolar interferências eletromagnéticas provocadas pela geração distribuída e assim impedir sua propagação para outros. Entretanto, tanto a *Federal Communication Commission* – FCC, bem como os requisitos do UL, asseguram que a geração distribuída não injeta níveis de “ruídos” consideráveis na rede.

- Restrição de capacidade. Alguns estados (New Hampshire, Colorado e Vermont) limitam o número de sistemas fotovoltaicos usando “*net metering*”.

Outros requisitos adicionais de segurança são impostos por alguns estados, conforme descrição a seguir (ENIRDGNET, 2004):

- Requisitos de proteção contra sobre tensões. Como a maioria das linhas de distribuição é exposta, estão sujeitas à sobre tensões causadas pela queda de raios. Adicionalmente, sobre tensões podem ser causadas por chaveamento de bancos de capacitores, por regulação de fator de potência ou tensão, por transientes oriundos de conversores com tiristor de potência e interrupção de carga. Por tudo isso, a recomendação é de que sejam instalados pára-raios adequados para protegerem a rede da concessionária de surtos de tensão provenientes da geração distribuída. Os estados que fazem essa exigência são: Califórnia, New Hampshire e New York.

- Estudos de interconexão. Em alguns estados (Califórnia, New Hampshire, Vermont, New Jersey e Delaware) as empresas exigem estudos de interconexão que examinem: a capacidade da linha, compatibilidade dos relés, esquema de aterramento e outros aspectos da rede local. Considerando-se a capacidade da

geração distribuída de média para cima, isto pode ser uma razoável e prudente ação a ser tomada. Entretanto para pequenas fontes é uma barreira que poderia ser evitada.

- Testes periódicos de desligamento. Alguns estados impõem que o consumidor abra periodicamente a chave de conexão e verifique se os seus equipamentos realmente ficam isolados do sistema (New Jersey e New York – um ano, Califórnia – quatro anos).

- Testes de comissionamento. Alguns estados (Califórnia, Texas e Vermont) requerem testes e comissionamento quando da instalação das fontes de geração. Para pequenos sistemas fotovoltaicos o teste consiste simplesmente do desligamento desse sistema.

- Perdas de energia e limites de proteção. O estado de New York, e somente ele, exige que as perdas internas e externas do *backup* de bateria não comprometam os ajustes de proteção.

- Registro de atividades de manutenção. Somente o estado do Texas requer que os geradores distribuídos mantenham registro de toda a manutenção realizada em suas instalações de produção. Isto é razoável sob a perspectiva da concessionária. Por outro lado, isso motiva os fabricantes a produzirem equipamentos de interconexão que exijam um mínimo de manutenção.

Observou-se que os requisitos técnicos da interconexão variam substancialmente de um estado para outro na América. Esta situação se deve tanto quanto ao impacto que a unidade de geração distribuída pode causar à rede, bem como sobre a falta de conhecimento mais profundo a respeito da geração distribuída. Sem dúvida, as concessionárias consideram a geração distribuída como um risco que pode afetar a estabilidade da sua rede, por isso, impõem regras mais rígidas para limitar potenciais prejuízos causados pelo impacto da geração distribuída na rede. Entretanto com a utilização, agora, da nova norma IEEE Std 1547 esse quadro de exigências deverá ser mudado e, conseqüentemente, tornam-se grandes as expectativas no sentido de que as concessionárias facilitem o processo de interconexão, diminuindo as barreiras para a propagação da geração distribuída.

As barreiras não técnicas

Os proponentes de geração distribuída enxergam, também, como barreiras, tudo àquilo que impõe regras, custos e atrasos, desnecessários para a segurança e confiabilidade do sistema a ser implantado.

Essas barreiras, descritas a seguir, incluem os seguintes pontos: contatos iniciais e requisitos, taxas de solicitação de acesso e interconexão, seguros e requisitos de indenização, requisitos operacionais da concessionária, atrasos nos projetos e na implantação da interconexão.

A primeira dificuldade apontada consiste em encontrar um contato apropriado do lado da concessionária. Encontrar este representante é um significativo problema tanto para o pequeno quanto para o médio projeto. Os problemas mais representativos desta etapa são os atrasos no processo de solicitação de acesso, tempos improdutivos e excessivos requisitos processuais. Muitos proponentes de geração distribuída não suportam esses custos, principalmente aqueles de pequenos e médios projetos.

As taxas de solicitação de acesso e interconexão são requeridas para aprovação e licenciamento da geração distribuída. São consideradas arbitrárias e não levam em conta o tamanho do projeto. Isso se constitui numa significativa barreira para os projetos de pequeno porte.

Outras questões problemáticas para os projetos de pequeno porte são os requisitos de seguro. As empresas consideram que a geração distribuída impõe certo risco e requerem seguro a título de compensação. Os requisitos de seguro são altos quando comparados com o custo do projeto.

Os requisitos operacionais impostos pelas concessionárias podem tornar a geração distribuída antieconômica. Certas regras operacionais podem restringir a produção da geração distribuída no caso em que deveria ser liberada energia para o mercado durante os períodos de picos da demanda.

Os atrasos nos projetos e na implantação da interconexão consideram-se devidos a certos procedimentos impostos pelas concessionárias. Os projetos que

obedecem a determinados requisitos e testes da concessionária podem não ser conectados em tempo. Assim, o processo completo de acesso, desde o contato inicial até a aprovação final pode ser demorado.

3.1.4 A situação brasileira

Uma das grandes barreiras para o desenvolvimento da geração distribuída no Brasil é a falta de regulamentação específica para este segmento do mercado. As diferentes normas de interconexão que existem hoje no País são emitidas pelas próprias concessionárias de distribuição, hoje em sua maioria privatizadas. Seguem seus interesses comerciais, inibindo, assim, que a geração distribuída possa se desenvolver e mesmo agregar sua massa geradora existente e pulverizada.

Ainda há barreiras de natureza gerencial, regulatória e operacional que precisam ser vencidas.

Não há, hoje, restrições técnicas ou legais para que a geração distribuída seja interligada ao sistema, mas algumas adaptações normativas e nas estruturas tarifárias se fazem necessárias.

A expansão da geração distribuída, no entanto, apesar de baseada em evoluções tecnológicas, depende de serem derrubadas barreiras mais de natureza cultural do que técnica, legal ou econômica.

Apesar das barreiras técnicas enfrentadas pela maioria das tecnologias renováveis, a pesquisa sobre as oportunidades de redução os impactos ambientais, de criação de *green markets* e do aumento da eficiência das tecnologias apresentam um vasto campo de pesquisa.

Por exemplo, a quantidade de eletricidade produzida através de co-geração nos últimos cinco anos cresceu significativamente em países desenvolvidos, representando hoje algo ao redor de 10% de toda a energia gerada nos Estados Unidos. Na Dinamarca, a co-geração responde hoje por 27,5% de toda eletricidade produzida, na Holanda, a co-geração representa hoje 20% da energia elétrica gerada, sendo estes apenas alguns dos exemplos de países que estão promovendo a co-geração. (COGENSP, 2005)

Em todos esses países foi criado algum tipo de incentivo ou política pública para geração distribuída de energia, que contribuem para o estímulo ao desenvolvimento da geração distribuída. No Brasil, ainda são incipientes os mecanismos em favor de ações concretas que assegurem o desenvolvimento sustentado nesse segmento de co-geração, como nas demais possibilidades tecnológicas de geração distribuída.

Ainda são insignificantes as formas de disseminação de informações sobre tecnologias e aplicações disponíveis e principais benefícios da co-geração para aumentar a eficiência energética nos processos industriais e de serviços (redução de custos). Poderiam ser evitados investimentos em transmissão e distribuição (redução de custos de encargos do setor elétrico) e promovidas vantagens para a sociedade em termos de geração de oportunidades de trabalho e, possibilidades de mitigar impactos ambientais decorrentes da produção, transmissão e distribuição de energia elétrica.

A regulação disponível do setor elétrico precisa ainda criar espaço institucional e empresarial para o avanço da geração distribuída, principalmente, a partir da biomassa e do gás natural.

Por outro lado há a necessidade de serem identificados fatores de estímulo e de fomento da co-geração, bem como para as demais formas de geração distribuída. Deverão ser trabalhados fatores como: linhas de financiamento específicas, propostas de incentivos tributários e fiscais.

São imprescindíveis as promoções de estímulos à pesquisa e ao desenvolvimento de tecnologias de geração distribuída, e a criação de oportunidades de formação de recursos humanos, motivando e atraindo universidades e institutos de pesquisas.

Além de outras medidas que visariam eliminar as barreiras para o desenvolvimento da energia distribuída e de outras que objetivariam estimular sua rápida implantação seria oportuno também:

a) Isentar, temporariamente, os impostos incidentes sobre equipamentos destinados ao aumento da eficiência energética e geração de energia distribuída baseados em gás natural, fontes renováveis de energia, resíduos industriais e urbanos;

b) Adotar temporariamente, medidas fiscais e tributárias de modo a estimular o uso da energia distribuída;

c) Considerar como autoprodutores as cooperativas, os consórcios, as associações ou outra forma jurídica apropriada, de consumidores com a finalidade de produção de utilidades para seus integrantes;

d) Criar tarifas interruptíveis de livre negociação entre concessionárias e autoprodutores de modo a estimular a geração distribuída em áreas críticas.

3.2 Incentivos à interconexão da geração distribuída

O grande desafio do setor elétrico brasileiro é garantir a oferta contínua de energia que garanta o crescimento sustentado da economia, sem perder a tradição no incentivo às fontes limpas de geração. Atualmente, 93% da energia elétrica gerada no país é proveniente da hidroeletricidade, uma energia plenamente renovável que não causa emissões de gases de efeito estufa. A composição da matriz energética no Brasil lhe garante um posicionamento estratégico importante nas discussões internacionais sobre mudança do clima. O País não deve, portanto, perder o foco na sua vocação de utilização de sistemas limpos de produção de energia. Além de promover a diversificação da matriz energética, reduzindo o risco hidrológico, o uso de diversos tipos de fontes renováveis abre também enormes expectativas de ampliação do atendimento dos serviços de energia elétrica a comunidades isoladas. São regiões onde a extensão da rede ainda é inviável, adotando-se soluções de cunho regional, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis.

Logo, o Brasil deve buscar mecanismos que incentivem o uso de tecnologias que utilizem fontes renováveis de energia na geração distribuída de eletricidade. Sendo um país de grande diversidade climática, a utilização dessas energias em grande escala, torna-se plenamente viável.

O alto custo inicial e a elevada percepção de risco por parte dos potenciais empreendedores têm inibido os investimentos em fontes alternativas renováveis – solar, biomassa, PCH e, notadamente, a eólica.

Como o crescimento do mercado dessas fontes é reduzido nestas condições, não se obtêm escalas adequadas de fabricação dos equipamentos e os seus custos unitários de capital não diminuem em escala capaz o necessário para tornar essas tecnologias competitivas como uma indústria emergente.

Desta forma torna-se relevante a criação de um mercado inicial garantido, com porte suficiente para produzir ganhos de escala e reduções de custo unitário de capital significativo.

Ressalta-se ainda, que uma política que contribua para uma maior disseminação do uso das fontes alternativas renováveis exige uma mudança cultural do setor energético no Brasil. Deve haver, também, uma maior sinergia entre os vários agentes públicos e privados para criação de recursos técnicos, regulatórios e financeiros que facilitem e incentivem a implantação de projetos nesta área.

Com o início de uma política de incentivos do Governo Federal, instituída através do Programa Emergencial de Energia Eólica – PROEÓLICA, criado pela Resolução nº 24, de 5 de julho de 2001, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica e através do Programa de Incentivo ao Uso de Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, criado pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, houve um impulso para a geração eólica, haja vista que até o final de 2004 a ANEEL já tinha autorizado a implantação de 5.500 MW de geração eólica. Estes 5.500 MW já criam um mercado com porte suficiente para produzir ganhos de escala e reduções significativas de custo unitário de capital, se compararmos com o exemplo da Alemanha que atingiu 7.800 MW de potência instalada em 2001, após desenvolver uma forte indústria eólica, a partir de 1991, com a produção doméstica da maioria das suas turbinas eólicas.

Mas, mesmo com esses 5.500 MW de projetos eólicos já autorizados, ainda existem incertezas regulatórias. O Programa de Incentivos a Fontes Alternativas – PROINFA está apenas iniciando e existem lacunas regulatórias para o acesso à rede de distribuição das concessionárias.

Ressalta-se ainda, que uma política que contribua para uma maior disseminação do uso das fontes alternativas renováveis exige uma mudança cultural do setor energético no Brasil. Deve haver, também, uma maior sinergia entre os

vários agentes públicos e privados para criação de recursos técnicos, regulatórios e financeiros que facilitem e incentivem a implantação de projetos nesta área.

O Governo Federal precisa definir claramente seu nível de interesse em diversificar a matriz energética nacional fixando metas para serem atingidas e, então, partir para uma política de incentivo fiscal/tributário para as fontes alternativas.

Sinalização no sentido de beneficiar pequenos produtores de energia elétrica já vem sendo dada pelo Governo Federal, como se pode observar pela evolução da regulamentação introduzida desde 1996 (Tabela 8).

Os empreendimentos para a geração de energia elétrica a partir de pequenas centrais hidrelétricas, e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa e co-geração qualificada (processo de produção de calor para fins industriais e energia elétrica a partir de um único combustível) caracterizam-se, se comparados com aproveitamentos hidrelétricos de grande porte, pelo maior custo de investimento por unidade de energia gerada (kWh). Isso os tornaria não-competitivos caso não lhes fossem concedidas determinadas vantagens compensatórias. Preocupados com esse fato, e convencidos da necessidade de viabilizar a multiplicação de tais empreendimentos, os Poderes Constituídos definiram um sistema de incentivos capaz de torná-los competitivos. Entre as medidas estabelecidas destaca-se a redução de, pelo menos, 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição pela energia oriunda desses empreendimentos de geração.

Esta forma de incentivo foi, inicialmente, estabelecida pela Lei nº 9.648, de 1998 sobre a forma de modificações ao art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996 que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Na redação original, definida na Lei nº 9.648, havia referência apenas à energia gerada em aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, com características de pequenas centrais hidrelétricas – PCH's, destinada à produção independente de autoprodução. A mesma Lei estabelece, ainda, o direito dos empreendimentos em questão comercializarem energia elétrica diretamente com consumidores cuja carga fosse maior ou igual a 500 kW.

Tabela 8 – Incentivos aos pequenos produtores

Incentivos aos pequenos produtores	Lei 9427/96	MP 1531/98	Lei 9648/98	Res.281	Lei 9991/00	MP 14/01	Lei 10.438/02	MP 127/03	Lei 10.762/03	Lei 10848/04
Usinas PIE (1-10 MW) autorizadas sem licitação										
Usinas PIE ou AUTO (1-25 MW)										
Usinas PIE ou AUTO (1-30 MW)										
Desconto de 50% na TUST/TUSD – garantir a competitividade										
Participação no MRE para PCH's										
Isenção do pagamento da compensação financeira – PCH										
Comercializar energia com consumidores de carga \geq 500 kW, dispensados dos prazos contratuais para liberação										
Desconto de 100% na TUST/TUSD – em operação até 31/12/03										
Isenção em P&D – fontes eólica, solares, biomassa e PCHs										
Isenção em P&D – co-geração qualificada										
Ampliações- dependem de autorização e têm os benefícios da lei										
Desconto de 50% na TUST/TUSD incidindo da produção ao consumo da energia comercializada por PCHs, biomassa, eólica e co-geração (Retirada a garantia de competitividade)										
Comercializar energia com consumidores de carga maior ou igual a 500 kW ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesse de fato ou de direito, dispensados dos prazos legais para liberação.										
Nos sistemas isolados: carga \geq 50 kW										
Incluídas usinas hidroelétricas entre 0 e 1 MW										
Desconto de 50% na TUST/TUSD na produção e no consumo										
Complementação por outros empreendimentos de geração, limitado a 49% da energia média que produzirem										
Processos licitatórios das distribuidoras deverão contemplar geração distribuída										
Compra pelas distribuidoras sem licitação para GD (PCH's, biomassa, eólicas e outras) e 1ª etapa do PROINFA										

Fonte: ANEEL

PIE – Produtor Independente de Energia
 AUTO – Autoprodutor de Energia
 TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
 TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
 PCH – Pequena Central Hidrelétrica
 MRE – Mecanismo de Realocação de Energia
 P & D – Pesquisa e Desenvolvimento

Para atender as determinações da Lei a ANEEL publicou a Resolução nº 281, em 1º de outubro de 1999, dando início ao processo de concessão de desconto para empreendimentos existentes e novos. Para os novos empreendimentos que entrassem em operação até 31/12/2003, a Resolução garantia o percentual de desconto de 100%. Entretanto, os dispositivos referidos no parágrafo anterior foram, posteriormente, modificados por duas Leis mais recentes, sempre por meio de

alterações e acréscimos ao texto do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, e seus parágrafos e incisos, conforme a seguir exposto:

- passaram a ter direito ao desconto os empreendimentos de geração a partir de fonte eólica, biomassa e co-geração qualificada com potência dentro dos mesmos limites das PCH's (Lei nº 10.438, de 2002);
- foi estabelecido que o desconto incidiria na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos com os benefícios já citados. O direito de comercializar energia diretamente com os consumidores foi estendido para abranger, também, aqueles reunidos “por comunhão de interesses de fato ou de direito”. A exigência de uma carga mínima de 500 kW para o exercício desse direito foi reduzida para 50 kW quando esta se situar no âmbito dos sistemas isolados (Lei nº 10.438, de 2002);
- por último, o direito do desconto foi estendido, em novembro de 2003, aos empreendimentos com base em fonte solar. Além disso, passaram a fazer jus ao desconto os empreendimentos (inclusive hidrelétricos) com potência igual ou inferior a 1.000 kW (Lei nº 10.762, de 2003).

Para levar em conta as modificações introduzidas pela Lei nº 10.438, de 2002, a ANEEL publicou em abril de 2003, a Resolução nº 219 que, entretanto, logo precisaria ser revista, em virtude das alterações introduzidas na matéria em novembro desse mesmo ano pela Lei nº 10.762.

Com a publicação dessa última Lei, a ANEEL, em 2004, para contemplar o aumento da abrangência dos benefícios concedidos para essas fontes, definiu os termos de uma nova Resolução que recebeu a denominação de Resolução Normativa nº 77.

3.2.1 Situação internacional

Vários países vêm desenvolvendo políticas de incentivo à geração descentralizada de energia elétrica através do uso de fontes renováveis. As principais motivações para essas políticas é o crescente aumento do mercado de energia elétrica associado às dificuldades de atendê-lo satisfatoriamente através de

grandes centrais. Acrescentam-se, ainda, o desejo de diminuição da dependência de importações do setor e as preocupações ambientais, sobretudo com a redução das emissões de CO₂ (POPPE, 1996).

Crédito de Carbono

Este mercado foi desenvolvido a partir da criação do Protocolo de Kyoto (que entrou em vigor desde 16 de fevereiro de 2005), e prevê que países desenvolvidos invistam na redução da emissão de gases poluentes em nações do terceiro mundo, caso não queiram diminuir seus parques industriais para poluir menos a atmosfera.

Reduzir a emissão de carbono é não deixar que a queima de combustíveis fósseis, basicamente petróleo e carvão, estoquem dióxido de carbono na atmosfera terrestre, gatilho do efeito estufa – elevação lenta e gradual da temperatura média deste nosso planeta.

País (ou empresa) que mais contribuir para essa redução ficará com crédito carbono no banco virtual do tratado global que rege a matéria.

Os créditos são os resultados de projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), que prevêem a redução das emissões de carbono na atmosfera.

Pelo mecanismo de desenvolvimento limpo, projetos em países do Terceiro Mundo que reduzam gases de efeito estufa ou absorvam carbono da atmosfera geram créditos em termos de toneladas de carbono. Estes créditos poderão ser usados pelos países industrializados para demonstrar o cumprimento de suas metas de redução.

O Brasil tem um enorme potencial para se tornar um pólo de investimentos de países desenvolvidos que não conseguem atingir suas metas de redução das emissões. Entretanto os projetos para venda de créditos de carbono precisam ter sustentabilidade, precisam ser economicamente viáveis e ambientalmente interessantes. Por isso as fontes alternativas poderão se beneficiar, também, desses recursos, que pode ser considerada como outra importante alavancagem para a geração distribuída.

A seguir comenta-se sobre outros mecanismos de incentivo desenvolvidos em alguns países.

Estados Unidos

Nos Estados Unidos os maiores debates quanto ao incentivo às fontes renováveis alternativas estavam centrados em três pontos: o *Renewable Portfolio Standard* – RPS, os programas a partir de fundos arrecadados na venda de eletricidade e os programas de compra voluntária através do *green marketing*.

O RPS era um programa que permitia reguladores e/ou legisladores requererem que certa porcentagem do uso de energia elétrica, em uma dada jurisdição, fosse proveniente de fontes renováveis alternativas. Ao invés de gerar ou comprar energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis alternativas, uma dada empresa poderia atender suas metas comprando créditos no mercado. Estes créditos (*Renewable Energy Credit* – REC) seriam certificados negociáveis que atestariam a garantia da geração a partir de fontes renováveis alternativas em determinado local e quantidade. (CAVALIERO, 2001)

Já os fundos eram arrecadados junto aos consumidores por uma sobretaxa na tarifa de distribuição. Um fundo como este vinha sendo aplicado desde janeiro de 1998 na Califórnia e financiava projetos já existentes com fontes renováveis alternativas, projetos com novas tecnologias, projetos a partir de tecnologias emergentes e vendas diretas de energia gerada por fontes renováveis aos consumidores finais. (CEC, 2004)

Os programas *green marketing* se baseavam no pressuposto de que uma determinada parcela da população estaria disposta a comprar energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis alternativas, mesmo que fosse embutido um acréscimo na tarifa por este serviço. Em 1998, existiam nos Estados Unidos cerca de 40 concessionárias oferecendo programas deste gênero, mas a capacidade total comercializada e o número de consumidores envolvidos ainda eram muito pequenos em relação às dimensões do mercado americano. Até maio do mesmo ano, aproximadamente 45 mil consumidores residenciais estavam participando destes programas. (WISER, 2005)

Reino Unido

No Reino Unido, o *Non Fossil Fuel Obligation* – NFFO foi um dos mais importantes mecanismos de incentivo às fontes renováveis de energia. Através do NFFO, as empresas distribuidoras de eletricidade eram obrigadas a garantir um mercado, por tempo determinado, para montantes pré-fixados de capacidade de geração, desde que originários de fontes renováveis pré-selecionadas. A escolha das empresas geradoras e dos projetos ocorria através de um processo de licitação, assegurando a vitória à proposta de menor custo. Sua remuneração era feita através da aplicação de preços diferenciados, chamados de *premium prices*. A diferença entre o preço de mercado (geração convencional) e o *premium price* era remunerado através da arrecadação de uma taxa de todos os consumidores de energia elétrica do Reino Unido, conhecida como *Fossil Fuel Levy*. (MITCHELL, 2005)

Ao todo foram realizadas cinco rodadas de licitações na Inglaterra e País de Gales, duas na Escócia e duas na Irlanda do Norte, totalizando, em junho de 2000, 331 projetos e cerca de 830 MW (DTI, 2000). Na medida em que avançaram as rodadas houve uma gradativa redução dos preços teto para cada tecnologia, o que acabou forçando a redução dos preços da energia gerada a partir de fontes renováveis. Isto foi possível graças ao prazo dos contratos NFFO, nos quais os geradores conseguiam amortizar o custo do capital num período relativamente longo, e à familiaridade das tecnologias e do conhecimento dos riscos do negócio.

Mesmo com os bons resultados obtidos com o NFFO no sentido de disseminar as fontes renováveis na produção de energia elétrica, atingindo cerca de 3% da geração total do Reino Unido, o governo britânico decidiu, em 1997, rever sua política de fomento às fontes renováveis. Movido pela necessidade de atingir a meta de 10% da geração total no Reino Unido a partir de tais fontes em 2010 e de contribuir efetivamente para a redução das emissões dos gases do efeito estufa, foram definidos novos mecanismos regulatórios que compõe o que vem sendo chamado de *Renewables Obligation*. (CAVALIERO, 2001)

Este mecanismo tem como premissa impor a todas as empresas de distribuição e comercialização o atendimento de uma parcela de seu mercado com a eletricidade gerada a partir de fontes renováveis alternativas de energia. Para

confirmar o cumprimento das metas, seria criado um certificado, denominado *Renewable Obligation Certificates* – ROC, que iria atestar a procedência, a qualidade e a quantidade de energia adquirida para o atendimento dos respectivos mercados de cada concessionária. Estes certificados de “energia verde” poderiam ser negociados entre as empresas num mercado que ainda seria implantado e que funcionaria de forma completamente separada do mercado de energia elétrica. (DTI, 2005)

O atendimento das metas pelas empresas fornecedoras poderia ser feito da seguinte maneira: suprir parte de seu mercado adquirindo energia proveniente de fontes renováveis alternativas; negociar a compra de ROC's no mercado de transações mostrando que um outro fornecedor estará atendendo a sua meta; ou ainda pagar algo como uma multa, chamada de *buy out price*, para a *Office of Gas Electricity Markets* – OFGEM. Nesta última opção, o fornecedor que não conseguisse atingir sua meta num determinado ano iria suprir seus consumidores com energia proveniente de fontes fósseis adquiridas a um preço, por exemplo, de 2,3 p/kWh (US\$ 33,59/MWh) e iria pagar à OFGEM um valor de 3 p/kWh (US\$ 43,81/MWh) (*buy out price* que vinha sendo proposto), sendo, conseqüentemente, o preço total da energia de 5,3p/kWh (US\$ 77,41/MWh). Assim, o *buy out price* iria auxiliar também na determinação do limite máximo que o mecanismo poderia influenciar no preço da energia ao consumidor. (DTI, 2005)

Alemanha

Em 1998, o governo alemão formulou dois novos objetivos para a penetração das fontes renováveis no país: dobrar a participação de tais fontes no consumo de energia primária até 2010, passando de 2% para 4%, e posteriormente aumentar esta participação para 25% até 2030 e 50% até 2050; e dobrar a participação destas fontes na produção de eletricidade do país, passando dos atuais 5% para 10% até 2010.(CAVALIERO, 2001)

Para atender estes objetivos foi aprovada em março de 2000 a lei: *The Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)*, mais conhecida como a Lei das Energias Renováveis. A partir

desta determinava-se a obrigatoriedade de compra e aquisição de toda a energia elétrica proveniente de fontes renováveis por parte das empresas fornecedoras de energia elétrica que operassem redes para o abastecimento público (chamados de operadores de rede). A eletricidade a partir de tais fontes deveria ser remunerada mediante novas tarifas especiais cobradas durante 20 anos.

Um outro fato importante definido na lei referia-se à redução gradual das tarifas. A partir de 01/01/2002 seriam reduzidas anualmente as remunerações dos empreendimentos de duas fontes renováveis que entrassem em funcionamento a partir desta data: a biomassa teria uma redução de 1% na remuneração mínima e a energia eólica, de 1,5%. Além disto, em se tratando da energia solar fotovoltaica determinava-se que a lei fosse aplicada até que se alcançasse uma capacidade instalada de 350 MW.

Além destas leis aplicadas especificamente para geração de energia elétrica partir de fontes renováveis, o governo alemão promulgou em 01/04/1999 uma lei chamada *Law Initiating the Ecological Tax Reform* (“*Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform*”), mais conhecida como *Eco-Tax*, que se aplicava à eletricidade e aos óleos minerais. A idéia central era de que o bem estar nacional poderia ser aumentado caso fossem internalizados os custos ambientais das atividades, inicialmente as relacionadas com a energia. Assim, ao mesmo tempo em que seriam introduzidas aos poucos as taxas de energia, reduzir-se-iam as contribuições aos seguros sociais. De fato, a partir da arrecadação das taxas verificou-se uma redução de 20,3% para 19,5% dos gastos com seguros sociais e pensões, que estavam sendo divididos igualmente entre patrões e empregados. (CAVALIERO, 2001)

Em novembro de 1999 o Parlamento Alemão definiu novas taxas e prazos para a *Eco-tax*, entre elas o aumento anual da taxa sobre a eletricidade de 0,5 pfenning/kWh (2,4225 US\$/MWh) entre 2000 e 2003. Além disto, para estimular a implantação de plantas de co-geração foi definido que as instalações operando mensalmente com mais de 70% de sua capacidade seriam excluídas da obrigação de pagarem a *Eco-tax* sobre os óleos minerais. As plantas de ciclo combinado operando com eficiência elétrica de pelo menos 57,5% estavam isentas da taxa sobre óleos minerais por 10 anos. Os autoprodutores com capacidades instaladas de até 2 MW e os empreendimentos de geração de

energia elétrica a partir de fontes renováveis também estavam isentos do pagamento da *Eco-tax* por período indeterminado.(CAVALIERO, 2001)

3.2.2 Programas e incentivos legais à geração distribuída no Brasil

No Brasil, um conjunto de programas e ações governamentais que, de certa forma, são incentivadores da geração distribuída estão sendo postos em prática, conforme destacados a seguir.

PROINFA

Em geral todos os projetos com fontes renováveis alternativas foram desenvolvidos graças à adoção de programas introduzidos pelo governo federal, estadual ou em parcerias destes com organismos internacionais. Isto se deve, entre outros motivos, ao elevado custo de geração de energia elétrica com base em fontes alternativas, quando comparado com as fontes convencionais. Uma outra maneira de fomentar o uso das fontes renováveis alternativas consiste em aplicar mecanismos regulatórios específicos, definidos pelo Ministério de Minas e Energia – MME, como parte de uma política energética, e regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Um destes mecanismos, em implementação no Brasil, corresponde ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA. Criado em 26 de abril de 2002, pela Lei nº 10.438, o PROINFA foi revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, e regulamentado pelo Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004. Posteriormente, a Lei nº 11.075, de 30 de dezembro de 2004, alterou o início de funcionamento do Programa, que originalmente era para 30 de dezembro de 2006, para 30 de dezembro de 2008.

O PROINFA prevê a contratação inicial de 3.300 MW de potência instalada no Sistema Interligado Nacional – SIN, produzidos por fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas - PCH's, sendo 1.100 MW de cada fonte. Essa produção dobrará a participação na matriz de energia elétrica brasileira dessas fontes, que atualmente respondem por 3,1% do total produzido e, em 2008, podem

chegar a 5,9%, garantindo mais energia limpa, gerada de forma sustentável, para o abastecimento do país.

O PROINFA, desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia, será operacionalizado pela Eletrobrás, e terá o suporte do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, que criou um programa de apoio a investimentos nessa área. Uma linha de crédito vai financiar até 70% do investimento, excluindo apenas bens e serviços importados e aquisição de terrenos com prazo de amortização de até 10 anos e carência de até 6 meses após a entrada em operação comercial do empreendimento. A taxa de juros será a TJLP mais 3,5% ao ano, amortização por dez anos e não-pagamento de juros durante a construção do empreendimento.

O PROINFA apresenta-se dividido em duas etapas. Na primeira serão contratados pela Eletrobrás 3.300 MW de capacidade provenientes de instalações que venham a entrar em operação até 30 de dezembro de 2008.

As regras asseguram a participação de um maior número de estados no Programa, com incentivo à indústria nacional.

A compra de energia elétrica estará assegurada por 20 anos a um valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte. Este valor terá como piso cinquenta por cento, setenta por cento e noventa por cento da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final dos últimos doze meses, para a produção concebida a partir de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e energia eólica, respectivamente.

Em 30 de março de 2004, por intermédio da Portaria MME nº 45, foram definidos pelo MME esses valores econômicos. A biomassa de bagaço de cana ficou com R\$ 93,77/MWh, a de casca de arroz com R\$ 103,20/MWh, a de madeira de R\$ 101,35/MWh e a de biogás de aterro R\$ 169,08/MWh. As eólicas variam de R\$ 180,18/MWh (para um fator de capacidade de referência – FCR \geq 41,9 % e R\$ 204,35/MWh para um FCR \leq 32,4 %. As PCH's obtiveram R\$ 117,02/MWh. (MME, 2005)

Na mesma ocasião foram divulgados os guias de habilitação e autorizada a abertura da chamada pública para a contratação dos projetos pela Eletrobrás. A

chamada pública foi aberta no dia 6 de abril de 2004, e a contratação deve ser distribuída igualmente entre as três fontes alternativas. (MME, 2005).

O número de empresas que se apresentaram para participar do programa foi maior que o esperado pelo governo. Foram apresentados projetos envolvendo geração de 6.600 MW, o dobro da demanda prevista na criação do PROINFA (3.300 MW), com prioridade para aqueles que tiverem licença ambiental mais antiga.

Até março de 2005 a Eletrobrás tinha assinado 133 contratos de compra e venda de energia com esses empreendedores, sendo: 29 empreendimentos de biomassa (685,24 MW); 57 de PCH's (1.071,5 MW) e 47 de eólicas (1.099,392 MW). (ELETROBRÁS, 2005)

A Eletrobrás, no contrato de compra de energia de longo prazo (PPA's), assegurará ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia contratada durante o período de financiamento e proteção integral quanto aos riscos de exposição do mercado de curto prazo. Os contratos terão duração de 20 anos, contados a partir da entrada em operação. (MME, 2005)

Os fabricantes de equipamentos de geração poderão participar constituindo-se como PIA's, desde que o índice de nacionalização dos equipamentos seja de no mínimo 50% em valor.

Atingida a meta de capacidade, a segunda etapa prevê que tais fontes alternativas deverão atender, no prazo de 20 anos, a 10% do consumo nacional anual de energia elétrica. Os contratos continuarão sendo celebrados com o prazo de 20 anos, mas haverá uma programação anual de compra da energia, de forma que as referidas fontes atendam o mínimo de 15% do incremento anual de eletricidade a ser fornecida ao mercado nacional. O preço de compra corresponderá ao valor econômico da geração de energia competitiva e como este valor certamente será insuficiente para cobrir os custos de geração destas fontes, será dado ao produtor um crédito complementar com recursos provenientes da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. Esse preço será calculado pela diferença entre o valor econômico específico de cada fonte, mas sempre respeitando o piso definido na primeira etapa, e o valor recebido da Eletrobrás (geração competitiva). Esta etapa prevê ainda a criação de um Certificado de Energia Renovável – CER, a ser emitido pelo produtor, no qual deverão constar informações como o tipo de fonte primária

utilizada e a quantidade de energia comercializada. Este certificado será apresentado à ANEEL para que as metas sejam anualmente fiscalizadas e controladas. (MME, 2005).

Todos os custos serão rateados por todos os consumidores pertencentes ao sistema interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado, com exceção dos consumidores de baixa renda.

Sendo 41% da matriz energética do Brasil renovável, a entrada dessas novas fontes evitará a emissão de 2,5 milhões de toneladas de gás carbônico/ano, ampliando as possibilidades de negócios de Crédito de Carbono, nos termos do Protocolo de Kyoto. O Programa também permitirá maior inserção do pequeno produtor de energia elétrica, diversificando o número de agentes do setor.

Entretanto, existem dúvidas quanto à capacidade deste programa em desenvolver as tecnologias a ponto de reduzir os seus custos e torná-las competitivas. Isto porque foi adotado um sistema onde a energia terá um valor garantido ao longo do programa. Na primeira etapa este sistema pode ser interessante para atrair investidores. No entanto, na segunda etapa, onde se prevê a expansão de longo prazo destas fontes, este sistema pode ser muito pouco eficaz e até mesmo vicioso, já que as empresas não terão motivações para melhorarem a sua eficiência e buscarem reduzir seus custos. Uma característica fundamental de qualquer mecanismo de incentivo consiste na sua redução gradual dentro de um prazo estipulado. (CAVALIERO, 2001)

Um outro ponto que também dá margem a dúvidas refere-se ao desenvolvimento de uma indústria de tecnologias a partir de fontes alternativas. O PROINFA traz consigo um pequeno estímulo para desenvolver essa indústria ao condicionar a participação de qualquer fabricante de equipamentos de geração aos índices de nacionalização, restringindo a participação daqueles que possuam representantes de venda no país. Entretanto, esta condição está definida apenas para estes fabricantes, não havendo qualquer restrição quanto ao índice de nacionalização a outras empresas que venham a se constituir como PIA. O ideal seria apenas determinar um índice de nacionalização dos equipamentos utilizados nos projetos do PROINFA. Assim haveria uma sinalização mais direta para incentivar o desenvolvimento da indústria nacional.

Por fim, um dos grandes desafios do PROINFA será sua compatibilização com a universalização dos serviços de energia elétrica. Atualmente, a região que possui os menores índices de não atendimento de energia elétrica é a Região Norte, onde se encontra a maior parte dos sistemas isolados. Entretanto, as empresas nestes sistemas não poderiam utilizar os benefícios do PROINFA, já que este se destina apenas ao atendimento dos sistemas interligados.

CDE

É a Conta de Desenvolvimento Energético criada pela Lei nº 10.438, de 2002, com o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas, como eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. Seus recursos são oriundos dos pagamentos realizados a título de Uso de Bem Público, dos pagamentos das multas aplicadas pela ANEEL e pelo pagamento de quotas dos agentes que comercializam energia elétrica com o consumidor final.

Seus recursos se destinam, entre outros, para o pagamento ao agente produtor de energia elétrica a partir de fontes eólicas, térmicas a gás natural, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, da diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte e o valor econômico correspondente à energia competitiva, quando a compra e venda se fizerem com consumidor final.

Destaca-se que o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, isentou os autoprodutores e produtores independentes do pagamento das quotas da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, tanto na produção quanto no consumo, exclusivamente com relação à parcela de energia elétrica destinada a consumo próprio.

Programa Luz para Todos

O governo federal iniciou, em 2004, mais uma tentativa de minimizar a exclusão elétrica no país. Instituiu o programa LUZ PARA TODOS, que tem o objetivo de levar energia elétrica para mais de 12 milhões de pessoas até 2008. O programa, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia com participação da Eletrobrás e de suas empresas controladas, atenderá uma população que não dispõe ainda de energia elétrica em seus domicílios.

Nessas habitações a instalação da energia elétrica será gratuita para as famílias de baixa renda e, para os consumidores residenciais, com ligação monofásica e consumo mensal inferior a 80kwh/mês, as tarifas serão reduzidas, como previsto na legislação.

O programa será feito em parceria com as distribuidoras de energia e os governos estaduais. O governo federal entrará com parte dos recursos do programa. O restante será partilhado entre governos estaduais e agentes do setor. Os recursos federais virão de fundos setoriais de energia – a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e a Reserva Geral de Reversão (RGR).

O mapa da exclusão elétrica no país revela que 80% das famílias sem acesso à energia estão no meio rural.

Com o programa LUZ PARA TODOS o governo busca antecipar em sete anos a universalização da energia elétrica no país. Pela legislação atual, as concessionárias de energia teriam prazo até dezembro de 2015 para eletrificar todos os domicílios sem acesso à energia no Brasil.

O Programa atenderá, prioritariamente:

- projetos de eletrificação rural que atendam as comunidades atingidas por barragens de usinas hidrelétricas;
- projetos de eletrificação em assentamentos rurais;
- projetos de eletrificação rural em municípios com baixo índice de atendimento em energia elétrica;
- projetos de eletrificação rural em municípios com baixo Índice de Desenvolvimento Humano (IDH);

- projetos de eletrificação rural em escolas públicas, postos de saúde e poços de abastecimento de água;
- projetos de eletrificação rural que enfoquem o uso produtivo da energia elétrica e que fomentem o desenvolvimento local integrado;
- projetos de eletrificação rural das populações do entorno de unidades de conservação ambiental;
- projetos de eletrificação rural oriundos de demandas coletivas.

Como opções tecnológicas para o atendimento do programa estão previstas: extensão de rede, sistemas de geração descentralizada com redes isoladas, constituindo-se, assim, como mais uma importante forma de alavancagem para o desenvolvimento da geração distribuída, e sistemas de geração individuais.

PRODEEM

O PRODEEM – Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios é um programa do Governo Federal, instituído em dezembro, de 1994, por Decreto Presidencial de 27 de dezembro de 1994, e é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia – MME.

O PRODEEM tem por objetivo atender às localidades isoladas, não supridas de energia elétrica pela rede convencional, obtendo essa energia de fontes renováveis locais, de modo a promover o desenvolvimento auto-sustentável, social e econômico, dessas localidades.

Em 1997, com o apoio do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPTEL, o Programa beneficiou 200 comunidades, envolvendo 68 mil pessoas. A partir da experiência daquele Centro de Pesquisas, o MME promoveu uma licitação internacional, adquirindo sistemas energéticos e de bombeamento de água.

Em 1999 foram adquiridos 1.660 sistemas energéticos e 1.240 sistemas de bombeamento. Parte desses sistemas foi instalada durante os exercícios de 1999 e 2000, e outra parcela foi instalada em 2001. Em dezembro de 2001 foram adquiridos mais 3000 sistemas para o Programa, 1852 destes em regime *turn-key* (chave na mão).

A reestruturação do PRODEEM teve início em dezembro de 2002 quando foram introduzidos novos procedimentos para a construção do novo modelo de implementação do Programa. Será consolidado o processo de seleção dos novos beneficiários de acordo com as regras do Programa Luz Para Todos, coordenado com as demais ações governamentais de eletrificação rural, juntando-se aos esforços governamentais no cumprimento das metas de universalização e na promoção do desenvolvimento social no meio rural.

As seguintes diretrizes básicas estabelecidas pelo MME para a recondução do Programa são:

- Os novos sistemas serão instalados exclusivamente dentro do Programa Luz para Todos;
- Os sistemas instalados do PRODEEM deverão ser repassados gradativamente às concessionárias e/ou outros órgãos governamentais, que se tornarão responsáveis pela sua manutenção e sustentabilidade;
- O estoque ainda existente atenderá: outros programas governamentais; projetos pioneiros de universalização visando sustentabilidade e usos produtivos e reposição de componentes danificados;

O grande desafio do PRODEEM é sustentabilidade. Isto envolve três componentes que se interagem entre si: a manutenção do sistema, a capacitação do usuário e a maximização dos benefícios advindos da energia. Entretanto, não há, no momento, registro, nacional ou internacional, de solução definitiva para este problema em programas que utilizam sistemas fotovoltaicos, principal tecnologia utilizada nesse Programa.

CAPÍTULO 4

REQUISITOS PARA OS PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO

4.1 Acesso da Geração Distribuída aos Sistemas de Distribuição

Os Procedimentos de Distribuição, que estão em processo de elaboração na ANEEL, devem ser formulados levando em conta os requisitos mínimos necessários para permitir a conexão da geração distribuída, sem riscos para o sistema elétrico.

Devem ser avaliadas cuidadosamente as exigências a serem cumpridas pelos detentores da geração distribuída, em função da potência das unidades geradoras, da tensão em que serão conectadas ao sistema, sem prejuízo da segurança, da confiabilidade e da qualidade dos serviços.

Os procedimentos de acesso da geração distribuída à rede da concessionária devem evitar barreiras e obstáculos que não tenham fundamento técnico ou legal.

Portanto, a regulamentação deve ser clara e objetiva em relação aos aspectos técnicos envolvidos na conexão, definindo as responsabilidades de cada agente, concessionária ou autoprodutor, e abordando, no mínimo, os aspectos citados neste capítulo.

4.1.1 Procedimentos de acesso

Nos sistemas elétricos de transmissão ou de distribuição são dois os procedimentos de acesso: Consulta de Acesso e Solicitação de Acesso.

Consulta de acesso

A definição de Consulta de Acesso, para contemplar a geração distribuída, deve ser ajustada à definição dos Procedimentos de Rede, consistindo da relação entre ONS e/ou distribuidoras com os agentes com o objetivo de troca de informações, visando subsidiar o Acessante nos estudos de viabilidade do seu empreendimento e de definição do ponto de conexão.

A Consulta de Acesso deve ser obrigatória para os agentes geradores que vierem a se conectar na distribuição, e tem caráter orientativo, não gerando quaisquer compromissos formais entre as partes.

Os Acessantes que efetuarem a Consulta de Acesso às concessionárias de distribuição, deverão encaminhar Consulta de Acesso a essas concessionárias contendo:

- informações gerais do acessante, tais como: natureza (consumidor livre, produtor independente, autoprodutor, etc), localização geográfica do empreendimento, ponto(s) de conexão desejado(s), características da conexão, estágio atual do acesso e cronograma de implantação e representante para contato (nome, endereço, telefone, fax e e-mail);
- informações técnicas do acesso, para o caso de usina (para cada estágio previsto no cronograma), tais como: energético utilizado, potência de cada unidade, número de unidades, fator de potência nominal, tensão nominal e regime horário de funcionamento;
- informações adicionais que o Acessante considerar relevantes.

A concessionária de distribuição após receber a Consulta de Acesso deve prestar ao acessante, num prazo conforme Tabela 13, informações sobre o sistema e sobre o(s) ponto(s) de conexão desejado(s), consistindo de:

- informações sobre as características elétricas do(s) ponto(s) de conexão desejada(s);

- limites e requisitos técnicos e padrões de desempenho a serem atendidos pelo Acessante no ponto de conexão;
- informações gerais necessárias à análise de viabilidade física e técnica do ponto de conexão (tipo(s) de terreno, faixa(s) de passagem, características mecânicas das instalações, sistemas de proteção, controle e telecomunicações disponíveis);
- informações adicionais solicitadas pelo Acessante.

De posse das informações prestadas pela concessionária de distribuição o Acessante deve realizar a análise de viabilidade de seu empreendimento (estudos técnico-econômicos de viabilidade e estudos para a melhor alternativa de conexão), juntando os elementos necessários para a solicitação de acesso.

4.1.2 Solicitação de acesso

A definição de Solicitação de Acesso fica mantida a mesma dos Procedimentos de Rede, ou seja, é o requerimento, acompanhado de dados e informações necessárias à avaliação técnica do acesso, encaminhado ao ONS ou à concessionária de transmissão ou distribuição para que se possam definir as condições de acesso.

A modalidade Solicitação de Acesso é o processo que compreende o requerimento de acesso (Submódulo 3.4 dos Procedimentos de Rede para os acessantes da Rede Básica), acompanhado de dados e informações necessárias para que o acessante realize os estudos de impacto das novas instalações sobre a rede tanto sob a ótica das análises de regime permanente como de transitório.

Os interessados no acesso aos sistemas de transmissão e distribuição deverão encaminhar suas solicitações acompanhadas dos dados e informações necessárias à avaliação técnica do acesso solicitado à concessionária de distribuição, quando a conexão pretendida se fizer nas suas instalações de distribuição.

Como orientação geral, deve ser estabelecido que as informações a serem encaminhadas pelos Acessantes deverão seguir o detalhamento discriminado no Submódulo 3.5 dos Procedimentos de Rede.

Os requisitos técnicos mínimos à conexão aos sistemas elétricos deverão atender o disposto no item 4.3. – Requisitos Gerais para o Sistema de Interconexão e item 4.4. – Requisitos Técnicos para a Interconexão da Geração Distribuída.

As concessionárias devem, no prazo recomendado na Tabela 13, contados da data do recebimento da solicitação de acesso, emitir um Parecer de Acesso, disponibilizando ao requisitante as informações técnicas e os parâmetros adotados nas avaliações, e informando sobre as condições contratuais, os prazos para conexão e os respectivos encargos.

Havendo necessidade de reforços nos sistemas de transmissão ou de distribuição para atendimento ao acesso solicitado, o prazo de que trata este item varia conforme as recomendações da Tabela 13.

As providências para implantação das obras e o próprio acesso aos sistemas de transmissão ou de distribuição só poderão ser efetivadas após a assinatura dos respectivos contratos, em conformidade com o estabelecido na Resolução ANEEL nº 281, de 1999.

A prioridade do acesso e uso dos sistemas elétricos, quando limitada à capacidade disponível, deverá ser dedicada, prioritariamente, aos solicitantes selecionados de forma transparente e isonômica, que apresentarem menores prazos para início efetivo da operação dos seus empreendimentos.

4.2 Planejamento, Operação e Controle

Com a descentralização da geração envolvendo, além das concessionárias, os produtores independentes e os autoprodutores, torna-se indispensável um planejamento adequado da distribuição para obter a evolução satisfatória do sistema elétrico, buscando uma eficiência energética global e benefícios para todas as partes envolvidas.

Os pequenos produtores, no nível da distribuição, provavelmente só poderão fazer um planejamento em curto prazo, mas os produtores maiores no nível de subtransmissão, poderão fazê-lo também em médio prazo, cabendo às concessionárias a coordenação do planejamento conjunto. Devem ser levados em

conta seus próprios planos e aqueles dos produtores independentes, à luz das diretrizes estipuladas pelo governo. É conveniente que esse planejamento conjunto seja apresentado ao Ministério de Minas e Energia, para que seja coordenado com o da geração centralizada e o da transmissão.

Nesse planejamento, cada produtor deverá estimar a evolução provável da demanda de energia e de ponta referente ao consumo próprio, bem como da disponibilidade excedente para comercialização.

Quando houver grande número de pequenos produtores independentes numa mesma área, será conveniente, para viabilizar a realização tanto desse planejamento como de uma operação eficiente, que os mesmos busquem uma forma de atuação conjunta através de alguma modalidade de associação, seja para reduzir o número de interlocutores com a concessionária local como principalmente para obter melhores resultados e maior eficiência. Isto pode se viabilizar através da troca de informações para racionalizar a geração e para compartilhar reservas, facilitando os procedimentos contratuais, administrativos e comerciais, evitando uma sobrecarga gerencial acima da capacidade dos pequenos produtores e aliviando a das concessionárias.

É necessário que sejam definidos os mecanismos operacionais para esse planejamento, de preferência mediante regulamentação da ANEEL, o que poderá acontecer com a edição dos Procedimentos de Distribuição. Essa regulamentação deverá uniformizar critérios e procedimentos, permitindo a adaptação de casos particulares a situações nem sempre previsíveis. Essa definição deve incluir as análises da rede, antes efetuadas pela concessionária local, e que agora se tornam bem mais complexas pela variabilidade da contribuição de fontes de geração distribuída.

Para o planejamento e gerenciamento da operação, torna-se, também, necessário o desenvolvimento de recursos tecnológicos que contemplem: previsão de carga, balanço energético, gerenciamento de contratos, monitoramento da geração distribuída, etc.

Há a necessidade de um perfeito controle conjunto da operação entre as concessionárias e produtores independentes. Para que o sistema elétrico opere satisfatoriamente, é indispensável o estabelecimento inicial de normas operacionais

que incluam a atuação dos produtores independentes e, em seguida, a programação prévia da operação ao longo do tempo, feita de comum acordo por todos os produtores envolvidos. Com base naquelas normas e nessa programação, será possível o controle conjunto da operação de concessionárias e produtores independentes, de forma a maximizar a eficiência energética do sistema e a minimizar as perturbações decorrentes de manobras, atendendo na medida do possível as conveniências de todos os interessados.

Será desejável que a ANEEL estabeleça um esquema mínimo de normas operacionais, a ser detalhado em cada caso pelos produtores envolvidos, levando em conta as peculiaridades respectivas.

Ação conjunta de concessionárias e produtores independentes para manter e melhorar a confiabilidade de suprimento pode aumentar a confiabilidade do atendimento aos consumidores próximos à geração local, e também a estabilidade do sistema elétrico.

Para isto, é necessário um bom entrosamento entre concessionárias e os produtores de geração distribuída para o correto planejamento da operação, com programação antecipada de entradas e saídas de fontes geradoras, alocação de reservas, previsão de ações a serem tomadas em caso de falhas e perturbações etc. Isto contribui para reduzir as interrupções no suprimento e, por conseguinte, os valores dos índices de continuidade de fornecimento de energia elétrica.

Os Procedimentos de Distribuição da ANEEL deverão estabelecer um esquema mínimo de normas operacionais a ser detalhado em cada caso pelos produtores envolvidos, levando em conta as peculiaridades respectivas.

Em face da necessidade da atuação em tempo real em área com grande número de produtores independentes, torna-se impraticável a participação direta de todos eles no controle da operação, por aumentar em demasia as consultas e retardar as decisões. É preferível uma coordenação centralizada pelo detentor da concessão do fio. Os produtores independentes de uma mesma área estabeleceriam um acerto prévio entre os agentes, compatibilizando seus requisitos e suas conveniências.

O funcionamento do sistema elétrico no esquema de mercado, decorrente da reestruturação, exige um crescimento enorme do fluxo de informações,

principalmente on-line, pelo aumento dos números seja dos participantes seja dos tipos de dados a serem transmitidos. Com efeito, os preços e os fornecimentos, que eram anteriormente fixados em contrato, podem agora, em grande parte dos casos, variar, e serem decididos on-line, entre consumidores e comercializadores ou produtores, em função da oscilação desses preços. Tudo isto pode levar a uma sobrecarga de informações, que no limite poderia levar ao colapso no funcionamento. Esse fluxo precisa ser disciplinado e sistematizado pela definição de regras que reduzam ao necessário para a operação e evite a sobrecarga.

Essas regras também devem definir a hierarquia no controle e nos comandos, anteriormente centralizados, fazendo com que seja mantida, na descentralização, toda a coordenação indispensável ao bom funcionamento.

4.3 Requisitos Gerais para o Sistema de Interconexão

Crítérios gerais a serem observados quando da interconexão da geração distribuída são apresentados a seguir.

4.3.1 Tensão da interligação

Havendo restrição para o escoamento da potência total da geração distribuída, alternativas de ligação, como interconexão em outro nível de tensão, diferente do indicado inicialmente pela concessionária, deverão ser estudadas para comparação econômica utilizando o Critério de Mínimo Custo Global, conforme define a Resolução nº 56, de 2004.(ANEEL, 2005)

A interligação da geração distribuída à concessionária deve ser feita numa das tensões que ela disponha em seu sistema, enquadrando-se dentre aquelas tensões permitidas pela legislação brasileira, ou seja, o Decreto nº 73.080, de 1973, e Decreto nº 97.280, de 1988 (Tabela 9) (PLANALTO, 2005), que resulte no menor custo de investimento global. Havendo vários geradores na mesma área, podem os mesmos compartilhar uma subestação para interconexão com a rede da concessionária, conforme art. 4º da Resolução Normativa nº 56, de 2004.

Tabela 9 – Tensões padronizadas em Corrente Alternada

INSTALAÇÕES	TENSÃO
Transmissão e subtransmissão	750; 500; 230;138; 69; 34,5; 13,8 (kV)
Distribuição primária	34,5; 13,8 (kV)
Distribuição secundária – redes trifásicas	380/220; 220/127 (V)
Distribuição secundária – redes monofásicas	440/220; 254/127 (V)

Fonte: Decretos 73.080, de 1973 e 97.280, de 1988.

4.3.2 Linha de interconexão

A interconexão ao sistema elétrico está regulamentada pela Resolução ANEEL 281, de 1999. As instalações de conexão de uso exclusivo do acessante são de responsabilidade do mesmo. São de responsabilidade da concessionária local os reforços ou ampliações na rede de distribuição, se necessárias.

A concessionária deverá fornecer ao acessante os requisitos técnicos a serem seguidos no projeto, construção e operação do acesso e conexão ao sistema de distribuição, não definidos nos Procedimentos de Distribuição.

4.3.3 Requisitos de proteção e controle

A propagação de faltas da rede para a geração distribuída, e vice-versa, deve ser evitada com desligamento do paralelismo, quando for necessário. Por exemplo, um curto-circuito na linha de interconexão, ou perturbação na rede da concessionária, tendendo a solicitar brusco aumento na geração da geração distribuída, precisa ser detectado rapidamente para que seja desfeito o paralelismo e adequada a geração do geração distribuída à sua demanda própria.

Ademais, faltas internas do sistema da geração distribuída devem provocar isolamento dos circuitos com defeito e redução seletiva de carga, procurando manter o paralelismo e a operação do restante daquele sistema, e minimizar a perturbação na rede da concessionária.

As faltas no gerador da geração distribuída devem provocar o rápido desligamento do mesmo (bem como de parte da carga própria da geração distribuída, se necessário), a fim de que possa ser mantida a alimentação das cargas essenciais da geração distribuída pela rede da concessionária (e o paralelismo com os outros geradores do produtor, caso haja).

Para isso, devem ser providenciados pelos produtores sistemas de proteção apropriados, com relés de sobrecorrente simples e direcionais, de sub e sobretensão, de sub e sobre-freqüência, de verificação e de perda de sincronismo etc., com cuidadoso estudo de coordenação para as várias eventualidades de faltas.

Por sua vez, a concessionária deverá adequar o esquema de sua subestação de interconexão, provavelmente previsto para operação radial, para as novas condições de funcionamento com fluxo de energia nos dois sentidos da interconexão. A esse propósito, eventuais bloqueios do fluxo de energia da geração distribuída para a concessionária, nas instalações desta ou daquela, precisam ser eliminados ou ter seu valor ajustado. Faz-se necessária ainda, a verificação conjunta, pela concessionária e pelo produtor, da coordenação de todas as proteções de ambas as partes.

Em particular, cabe estudar e especificar as características requeridas do equipamento a ser utilizado na interconexão, seja para adquirir equipamento novo, seja para verificar a adequação do existente, tanto pelo produtor quanto pela concessionária, conforme as considerações a seguir:

- equipamento de manobra: capacidade de interrupção, tempo de abertura;
- equipamento de medição (transformador de corrente e de potencial): carga admitida, precisão;
- equipamento de proteção: atendimento ao exposto no parágrafo anterior, e a precauções quanto a religamentos – em princípio evitando-se religamento automático na linha de interconexão, para que não venha a ocorrer fora de fase, e medidas protetoras de religamentos de outras linhas, que podem ocasionar perturbações ou danos ao sistema de geração distribuída; e
- equipamento de controle: adequação para atendimento aos requisitos contratuais.

É recomendável que os Procedimentos de Distribuição estabeleçam a exigência de chave seccionadora, de forma visível, no ponto de interconexão da geração distribuída, conforme preconiza a norma IEEE Std 1547.

4.3.4 Ilhamento

A condição de ilhamento se verifica quando um gerador distribuído permanece injetando corrente na linha de distribuição onde se conecta, mesmo que essa linha esteja fora de operação. Isso representa risco para os funcionários das concessionárias no caso de desligamento de linhas para manutenção, pois a rede pode estar energizada em função da geração distribuída conectada. (OLIVEIRA, 2002) Em função disso deve ser vetada, por razões de segurança, essa condição de ilhamento. Portanto, é recomendável que nos Procedimentos de Distribuição seja adotado critério da norma IEEE Std 1547-2003 para essa questão. Essa norma preconiza que o sistema de interconexão deve detectar a ilha e suspender o fornecimento do gerador distribuído em dois segundos após a formação do ilhamento.

Por outro lado, vislumbra-se um benefício no caso de um desligamento acidental. O funcionamento em ilha do tipo da Figura 5 permitiria o abastecimento da carga local até que a operação da linha se normalizasse. Nesse caso, por opção da concessionária, poderiam ser realizados estudos específicos para determinar os mecanismos de proteção mais adequados.

Essas ilhas são independentes e não-autônomas (VIAN, 2004). São ligadas à rede, a qual resulta como a referência fundamental quanto à frequência e tensão. Nesse caso a rede de distribuição é também essencial como backup, em caso de desequilíbrio entre carga e geração distribuída dentro da ilha.

Ademais, essas ilhas são tecnicamente viáveis em determinadas circunstâncias. Entretanto, são complicadas em relação à regulamentação e operação e, geralmente, não aceitas pelas companhias distribuidoras.

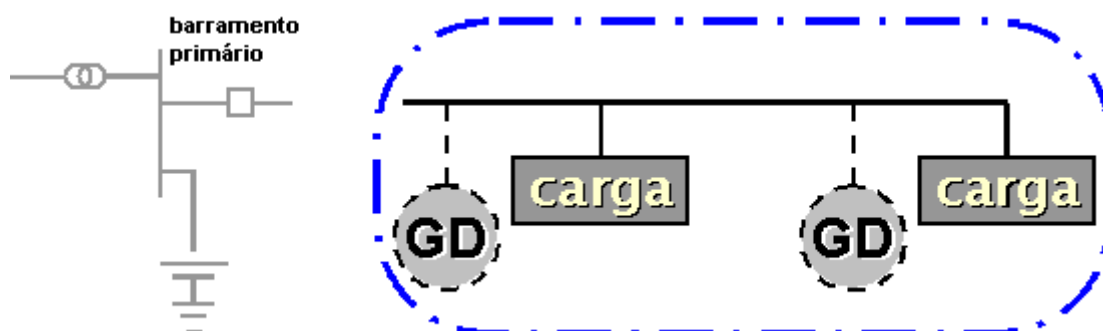


FIGURA 5 – ILHAS INDEPENDENTES E NÃO-AUTÔNOMAS.

Fonte: (VIAN, 2004)

4.4 Requisitos Técnicos para a Interconexão da Geração Distribuída

A interconexão da geração distribuída aos sistemas é um ponto físico muito importante que, na prática, regula um conjunto muito complexo de relações não simétricas, tanto do ponto físico quanto do ponto comercial e empresarial e, portanto, precisam ser bem disciplinadas.

Prévias condições técnicas devem ser atendidas pelo sistema com geração distribuída.

4.4.1 Nível de curto-circuito

O nível de curto-circuito admissível no sistema de geração distribuída (tanto dos equipamentos de manobra como dos barramentos, condutores, etc.) deve ser compatível com aquele que será atingido após a interconexão com a rede da concessionária. Caso contrário devem ser estudadas e definidas as medidas a serem tomadas para adequá-lo, como, por exemplo, introdução de reator limitador de corrente ou reforço das instalações.

Quanto à concessionária, é possível - embora menos provável - que a inserção da geração distribuída, sobretudo se houver vários geradores distribuídos

na mesma área, eleve o nível de curto-circuito acima do valor admissível em sua rede. Caso isto ocorra, devem ser tomadas providências análogas às citadas acima..

Uma alternativa para a simplificação do acesso seria utilizar limites de capacidade de geração e de nível de curto circuito abaixo do qual a conexão estaria previamente autorizada sem necessidade de estudos adicionais. Isso se cumpridas as exigências mínimas de proteção para o gerador e para a rede elétrica, a exemplo da norma americana utilizada pela *Public Utility of Texas – PUC*, onde existem os requisitos mínimos para geradores de 50 kW até geradores de 10 MW.

Caso a potência de curto-circuito no ponto de interconexão, com a inserção da geração distribuída, supere 8% da potência anterior de curto-circuito desse ponto, devem ser realizados estudos mais detalhados para contemplar a nova situação do sistema (ONS/CCPE, 2004).

O nível de curto-circuito admissível no sistema com geração distribuída (tanto nos equipamentos de manobra como nos barramentos, condutores etc.) deverá ser compatível com aquele que será atingido após a interconexão com a rede da concessionária, caso contrário, devem ser estudadas e definidas as medidas a serem tomadas para adequá-lo, como a inclusão de reator limitador de corrente.

4.4.2 Aterramento do neutro

Caso a interconexão seja feita no nível da tensão preexistente (isto é, sem adição de transformação), o método de aterramento do PIE deve ser compatível com aquele da rede, caso contrário, devem ser estudadas as alterações a serem feitas. Também cabe aqui um estudo sobre a conveniência da interligação dos neutros.

4.4.3 Proteção contra surtos de tensão

A tensão suportável de impulso atmosférico do sistema de geração distribuída, mesmo que não possua instalação aérea, deve ser compatível com a da

rede e, em qualquer caso, deve haver um estudo da propagação de surtos provenientes da rede com a inserção de pára-raios e outras proteções adequadas.

4.4.4 Reguladores (sincronização)

Os reguladores de velocidade dos motores primários que acionam os geradores da geração distribuída, e os reguladores de tensão desses geradores, devem ter características adequadas para paralelismo com uma rede de maior potência, e devem ser aptos a manter respectivamente a frequência e a tensão dentro dos limites definidos para aquela operação

Se possível, deve haver meios adequados para o controle da transferência de reativos, como comutadores de derivações em carga nos transformadores.

4.4.5 Qualidade da energia

Níveis de tensão

Os níveis de tensão no ponto de interconexão deverão permanecer dentro da faixa admissível pela Resolução ANEEL nº 505, de 2001 (ANEEL, 2005), conforme Tabela 10.

Tabela 10 – Níveis de Tensão (fase-fase) em Corrente Alternada

CLASSE DE TENSÃO (kV)	TENSÃO MÍNIMA (p.u.)	TENSÃO MÁXIMA (p.u.)
$V \geq 230 \text{ kV}$	0,95	1,05
$69 \text{ kV} \leq V < 230 \text{ kV}$	0,95	1,05
$1 \text{ kV} < V < 69 \text{ kV}$	0,93	1,05

Fonte: ANEEL Resolução nº 505, de 2001

Não havendo cargas no ponto de interconexão com a rede de distribuição deve ser admitida uma tensão mínima de 0,90 p.u., apenas em condições de contingência (ONS/CCPE, 2004).

Distorção harmônica

O conteúdo de harmônicos no sistema do produtor não deve superar, no ponto de interconexão, o limite aceitável pela rede externa. Isto deve ser normalizado. Por outro lado, deve ser verificado se aquela rede está obedecendo ao referido limite. Caso o limite seja excedido, por uma ou outra das partes, tornam-se obrigatórias medidas corretivas para redução daquele conteúdo, como instalação de filtros ou alteração nos equipamentos geradores de harmônicos.

O Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede, que trata dos Padrões de Desempenho da Rede Básica, define Distorção de Tensão Harmônica Total – DTHT e estabelece limites para o conteúdo harmônico. Para tensões inferiores a 69 kV, o limite de tensão em porcentagem da tensão fundamental é de 6%. (ONS, 2005)

Flicker

O *flicker* ou cintilação luminosa é a impressão visual resultante das variações do fluxo luminoso das lâmpadas incandescentes causada pelas flutuações da tensão de atendimento da carga. É recomendável a adoção dos níveis de severidade que quantifica esse incômodo visual, dados pelos indicadores Pst (Probability short term) e Plt (Probability long term), conforme recomendação da norma da Comissão Internacional de Eletrotécnica IEC 61000-4-15 *Flickermeter-Functional and design specifications*. O Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede estabelece para tensões inferiores a 69 kV os valores indicados na Tabela 11.

Tabela 11 – Limites Globais do *Flicker*

Limite	PstD95% ⁽¹⁾	PltS95% ⁽²⁾
Limite Global Inferior	1 pu	0,8 pu
Limite Global Superior	2 pu	1,6 pu

Fonte: ONS/ANEEL – Procedimentos de Rede (Submódulo 2.2)

(1) PstD95%: valor do indicador Pst que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 1 dia (24 horas);

(2) PltS95%: valor do indicador Plt que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 1 semana (7 dias completos e consecutivos).

Injeção de corrente contínua

A norma IEEE Std 1547 define que a injeção de corrente contínua não pode superar a 0,5% da corrente total injetada pela geração distribuída no ponto de interconexão. É recomendável a adoção, provisória, desse parâmetro até que o Brasil disponha de indicações estudadas a esse respeito.

Fator de potência

É recomendável a adoção dos critérios estabelecidos pelo ONS para inserção das centrais geradoras do PROINFA (ONS/CCPE, 2004), conforme Tabela 12.

Tabela 12 – Faixas de fator de potência (FP) no ponto de interconexão

Tipo de geração	FP capacitivo	FP indutivo
Eólica	mínimo de 0,95	mínimo de 0,95
PCH's e Biomassa	mínimo de 0,90 (sobree excitado)	mínimo de 0,95 (subexcitado)

Fonte: ONS/CCPE

Para as demais fontes de geração distribuída seria mantida a exigência de fator de potência mínimo de 0,92 (capacitivo ou indutivo) conforme art. 64 da Resolução ANEEL nº 456, de 2000. (ANEEL, 2005).

Compatibilidade eletromagnética

Interferências eletromagnéticas não podem interferir na operação do sistema de interconexão da geração distribuída.

4.5 Intercomunicação entre sistemas

A intercomunicação deve ser adequada para assegurar a transmissão perfeita, nos dois sentidos, das informações e dados necessários à operação em paralelo do sistema, incluindo aqueles de natureza comercial, bem como dos comandos do despacho de carga/geração, se for o caso, e, quando for aplicado, do gerenciamento pelo lado da demanda (GLD).

É indispensável haver meios de comunicação alternativos ou de reserva, com capacidade suficiente para garantir a continuidade operacional em caso de falha do canal principal.

Os Procedimentos de Distribuição deverão prever: uma matriz de fluxo de informação e de comandos entre a geração distribuída e o centro de operação da distribuição da concessionária; os procedimentos operacionais para as diversas eventualidades; os principais protocolos a serem usados; os procedimentos que devem ser automatizados; os valores medidos a serem transmitidos automaticamente e a periodicidade da coleta e da transmissão dos mesmos. Também precisam ser definidas as informações de natureza comercial (preços, compras e vendas) a serem transmitidas e a respectiva periodicidade.

As tecnologias a serem utilizadas para a comunicação e comandos podem ser: telefonia pela rede telefônica pública (ou, excepcionalmente, por canal exclusivo), *Power Line Communication* - PLC através das linhas elétricas, rádio, micro-ondas e internet (via linha telefônica ou outro canal). O canal de comunicação permitirá a comunicação de voz para fins operacionais, administrativos e comerciais; transmissão de documentos (por fax ou internet); transmissão de dados on-line e off-line, medições de grandezas elétricas, informações comerciais e comandos operacionais, incluindo os de gerenciamento pelo lado da demanda.

Em qualquer caso, é conveniente dispor de registro da comunicação feita, para controle posterior, resolução de dúvidas e eventual atribuição de responsabilidades. E é indispensável disponibilizar um ou mais canais alternativos para permitir continuidade da comunicação, necessária à operação interligada, em caso de falha do canal principal. (INEE, 2005)

Enfim, é recomendável que os Procedimentos de Distribuição explicitem os requisitos e as modalidades de comunicação necessária para a operação e ao despacho do sistema com geração distribuída, portanto, precisa contemplar, também, a normalização dos protocolos de comunicação.

4.6 Operação, manutenção e segurança da conexão

Num sistema centralizado radial, as falhas na linha de interconexão ou perturbações graves na rede acarretam o desligamento total do fornecimento ao consumidor. A geração distribuída, interligando-se à rede, por um lado sujeita esta às perturbações originadas no sistema do produtor independente. Por outro lado, mediante seleção adequada dos equipamentos de manobra e proteção e de seus ajustes, permite restringir o efeito das falhas da rede sobre o sistema do produtor independente e, ao mesmo tempo, minimizar o efeito sobre a rede daquelas ocorridas no sistema desse agente.

As falhas nas comunicações são muito mais prejudiciais no sistema com geração distribuída do que naquele centralizado, devido à descentralização de comandos e decisões. Por este motivo, é imprescindível que a comunicação entre os pontos de conexão e as centrais de operação tenha alta confiabilidade, e que exista sempre um canal de comunicação de reserva. Os Procedimentos de Distribuição devem estipular rotinas padronizadas a serem seguidas se as comunicações forem interrompidas, para evitar iniciativas ou manobras que possam afetar a segurança.

É esperada a ação conjunta de concessionárias e produtores independentes para manter e melhorar a confiabilidade de suprimento. A geração distribuída pode aumentar a confiabilidade do suprimento aos consumidores próximos à essa geração, e também a estabilidade do sistema elétrico. Para isto, contudo, é necessário um bom entrosamento entre concessionárias e esses produtores para o correto planejamento da operação, com programação antecipada de entradas e saídas de fontes geradoras, alocação de reservas, previsão de ações a serem tomadas em caso de falhas e perturbações. Isto contribuirá para reduzir as

interrupções no suprimento e, por conseguinte, os valores dos índices de duração e frequência de interrupções.

A questão do paralelismo deve ser abordada de tal forma que os regulamentos fiquem compatíveis com o livre acesso assegurado pela legislação vigente, considerando-se o estágio da tecnologia atualmente disponível.

Por outro lado, os Procedimentos de Distribuição devem explicitar claramente os requisitos e as modalidades de comunicação necessária aos procedimentos e à segurança da operação e ao despacho do sistema com geração distribuída, assim, precisa contemplar, também, a normalização dos protocolos de comunicação.

Deve ser verificado se qualquer trecho a ser desenergizado para manutenção é dotado do seccionamento adequado. Em particular, numa ligação existente entre concessionária e consumidor que operava com fluxo unidirecional daquela para este, e que passa a ter fluxo bidirecional quando a geração própria do consumidor é ligada em paralelo com a rede, será preciso acrescentar disjuntores e seccionadores para se obter a segurança necessária.

4.7 Serviços Ancilares (Serviços Auxiliares)

A geração distribuída permite que o produtor independente participe na geração dos reativos (além do uso eventual de bancos de capacitores) modulando-a conforme as necessidades da rede, mantendo os níveis de tensão dentro dos limites prescritos e até em faixa de variação mais restrita do que estes. Nos produtores independentes com geração sazonal, isto pode ser feito também no restante do ano, desde que seus geradores rotativos sejam adaptados para funcionar então como compensadores síncronos (com motor primário desligado). Isto poderá ser implementado no caso de suprimento da ponta, compartilhando, mediante acordo prévio e monitoramento on-line. Em certos casos, poderá haver disponibilização de reserva de capacidade, entre produtores ou da rede.

Estes serviços ancilares (ou auxiliares) requerem uma boa coordenação entre concessionária e produtores, e sua efetivação exigem algumas mudanças na atual regulamentação.

4.8 Medição

No caso de fornecimento de energia da geração distribuída no âmbito da concessionária local, a medição obedecerá aos padrões dessa empresa.

Caso haja exportação de energia para outros sistemas, o sistema de medição deverá obedecer às Especificações Técnicas do Sistema de Medição para Faturamento de Energia da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (CCEE, 2005) e ao Módulo 12 – Medição para Faturamento, dos Procedimentos de Rede (ONS, 2005).

4.9 Contratos

A Resolução nº 281, de 1999, da ANEEL, fixa os requisitos mínimos contratuais que estarão sujeitos os acessantes de geração distribuída ao sistema de distribuição. Esses geradores deverão firmar um Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD e um Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição – CCD. Os artigos 11 e 12 dessa Resolução definem o que devem observar e conter.

Segundo essa Resolução, o CUSD deve especificar, em MW, os montantes de uso associados à potência a ser injetada no ponto de conexão pela geração distribuída. Sobre esse montante o produtor pagará os encargos de uso por intermédio da Tarifa (regulada) de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD. O CUSD deverá conter, também, no mínimo: a necessidade da observância dos Procedimentos de Distribuição; o atendimento à legislação, às normas e padrões técnicos da concessionária; a definição de locais e procedimentos para medição e informação de dados; os índices de qualidade e penalidades pelo não atendimento dos mesmos, e os montantes de uso do sistema de distribuição contratados nos

horários de ponta e fora de ponta, e as condições e antecedência mínima para solicitar alteração de valores contratados.

O CCD diz respeito às condições técnicas e contratuais das instalações de conexão e do próprio ponto de conexão. Conterá a descrição dos pontos e das instalações de conexão. Outros pontos poderão ser considerados, tais como: a definição das responsabilidades e dos procedimentos de cada parte no caso de defeitos (incluindo a sua prevenção e eliminação) e de manutenção; a definição dos procedimentos operacionais a serem obedecidos, além daqueles incluídos nos Procedimentos de Distribuição e a definição da hierarquia no controle, e dos casos de intervenção automática no intercâmbio, no caso de gerenciamento pelo lado da demanda.

Os contratos de uso e conexão aos sistemas, a serem celebrados com as concessionárias, deverão incorporar cláusula adicional de penalidade para os casos de atrasos nas datas de operação declaradas, na forma de faturamento em dobro dos encargos devidos até a operação efetiva.

Para a venda de energia, tanto para a Concessionária quanto para outro consumidor, o produtor firmará contrato específico. Devem ser definidos, além das exigências mínimas, pelo menos os seguintes pontos: limites de potência e de energia ativa, sazonalidade, prazos, preços, requisitos quanto à absorção ou fornecimento de reativos.

Contrato de Reserva de Capacidade poderá existir caso o produtor atender carga própria e necessitar de energia da concessionária em condições de emergência, conforme Resolução ANEEL nº 371, de 1999 (ANEEL, 2005).

4.10 Inspeções e Ensaio

As inspeções e ensaios são necessários para demonstrar que o sistema de interconexão esteja em conformidade com as especificações de projeto.

Conforme o porte das instalações da geração distribuída é recomendável seguir as definições do Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede.

4.11 Critérios de Acesso por Faixas de Potência

A partir da análise da experiência internacional, e a da brasileira em situações similares, os geradores distribuídos de menor porte deverão ter tratamento diferenciado com intuito de motivar o desenvolvimento da tecnologia. À medida que a potência aumenta, exigências compatíveis com o respectivo porte são recomendadas para garantir a confiabilidade e segurança do sistema.

Na definição das faixas de potência a serem contempladas no estudo foram considerados os seguintes aspectos:

<u>Faixa de Potência</u>	<u>Aspecto Considerado</u>
< 10 kW	- experiência internacional
10 a 75 kW	- limite da Resolução 456, de 2000, para consumidores de baixa tensão
75 a 500 kW	- limite superior do conjunto de consumidores que podem comercializar energia com as fontes incentivadas (art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996)
500 kW a 10 MW	- limite da única norma internacional existente sobre o assunto, a IEEE Std 1547
10 a 30 MW	- limite da potência das fontes alternativas com benefícios da Lei 9.427, de 1996
> 30 MW	- âmbito dos Procedimentos de Rede

Na Tabela 13 são apresentadas as principais recomendações para as diversas faixas de potência.

Tabela 13 - Critérios de interconexão por faixa de potência

ITEM	POTÊNCIA					
	< 10 kW	10 a 75 kW	76 a 500 kW	501 a 10 MW	10 a 30 MW	> 30 MW
CONSULTA DE ACESSO (PRAZO RESPOSTA)	3 dias	15 dias	20 dias	30 dias	30 dias	30 dias
SOLICITAÇÃO DE ACESSO – EMISSÃO DO PARECER DE ACESSO	7 dias (1)	21 dias (1)	30 dias (1)	30 dias (1)	30 dias (1)	30 dias (1)
CHAVE SECCIONADORA VISÍVEL	sim	sim	sim	sim	sim	sim
PERMISSÃO PARA ILHAMENTO	não	não	não	não	não	não
ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO	não	sim (3)	sim (3)	sim (3)	sim	sim
SINCRONIZAÇÃO	AUTOMÁTICA OU MANUAL	AUTOMÁTICA OU MANUAL	AUTOMÁTICA OU MANUAL	AUTOMÁTICA	AUTOMÁTICA	AUTOMÁTICA
NÍVEIS DE TENSÃO	Resolução 505	Resolução 505	Resolução 505	Resolução 505	Resolução 505	Resolução 505
DISTORÇÃO HARMÔNICA	sem exigência (4)	Procedimentos de Rede	Procedimentos de Rede	Procedimentos de Rede	Procedimentos de Rede	Procedimentos de Rede
FLICKER	sem exigência (4)	Procedimentos de Rede	Procedimentos de Rede	Procedimentos de Rede	Procedimentos de Rede	Procedimentos de Rede
INJEÇÃO DE CORRENTE CONTÍNUA	< 0,5%	< 0,5%	< 0,5%	< 0,5%	< 0,5%	< 0,5%
FATOR DE POTÊNCIA	0,92	Tabela 12	Tabela 12	Tabela 12	Tabela 12	Procedimentos de Rede
INTERFERÊNCIAS ELETROMAGNÉTICAS	não	não	não	não	não	não
INTERCOMUNICAÇÃO ENTRE SISTEMAS	não	a definir (5)	a definir (5)	sim	sim	sim

continua...

Tabela 13 - Critérios de interconexão por faixa de potência (continuação)

ITEM		POTÊNCIA	< 10 kW	10 a 75 kW	76 a 500 kW	501 a 10 MW	11 a 30 MW	> 30 MW
MEDIÇÃO			especificação simplificada	especificação simplificada	especificação simplificada	especificação CCEE	especificação CCEE	especificação CCEE
P R O T E Ç Ã O	CONTRA SURTO DE TENSÃO		sim	sim	sim	sim	sim	sim
	SOBRETENSÃO		sim	sim	sim	sim	sim	sim
	SUB-TENSÃO		sim	sim	sim	sim	sim	sim
	SOBRETENSÃO/ SOBRECARENTE NEUTRO		não	(6)	(6)	(6)	sim	sim
CONTRATOS	CUSD		sim (7)	sim (7)	sim	sim	sim	sim
	CCD		sim (7)	sim (7)	sim	sim	sim	sim
	VENDA		sim	sim	sim	sim	sim	sim
	RESERVA DE CAPACIDADE		(8)	(8)	(8)	(8)	(8)	(8)
INSPEÇÃO E ENSAIO			não (9)	não (9)	não (9)	Procedimentos De Rede	Procedimentos De Rede	Procedimentos De Rede

(1) Havendo necessidade de obras no sistema o prazo deve ser multiplicado por três

(2) Havendo interesse da concessionária, esta estabelecerá os mecanismos de proteção e operação adequados

(3) Estudo só se a potência de curto-circuito com o gerador superar 8% da potência de curto-circuito do ponto de conexão sem o gerador

(4) Estudo só se houver reclamações na área de influência do acesso

(5) A concessionária definirá o meio mais adequado ao seu sistema

(6) Pode ser requerida pela concessionária

(7) Contratos CUSD e CCD simplificados num só documento

(8) Contrato de reserva de capacidade só se gerador necessitar de reserva para seu processo interno

(9) Quando o sistema de interconexão for certificado

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E TÓPICOS PARA FUTURO DESENVOLVIMENTO

A geração distribuída, enfim, está contemplada no novo modelo do setor elétrico possibilitando que as empresas produzam elas próprias a energia que necessitam, podendo vender para as concessionárias de distribuição ou, nos casos de uso das fontes alternativas incentivadas, podendo, também, ser vendida para os consumidores livres.

As tecnologias de geração distribuída apresentaram um avanço significativo na última década. Houve um aumento de eficiência e foram reduzidos os preços. A par disso, o aumento do déficit energético mundial dentro de um cenário de preocupação crescente do consumo de combustíveis fósseis sobre o meio ambiente que aceleram o efeito estufa, apontam para a necessidade do uso de fontes alternativas na matriz energética, o que sinaliza perspectivas otimistas para o desenvolvimento da geração distribuída.

A tendência é que os países utilizem cada vez mais a energia de fontes alternativas para complementar a energia oriunda da rede elétrica convencional.

A abundância dessas fontes no país fazem do Brasil um ambiente naturalmente propício para o crescimento significativo das energias alternativas em sua matriz energética. É possível aproveitar esse avanço tecnológico, pressionado pela necessidade de produção de uma energia ambientalmente mais limpa.

A geração distribuída é vista como um caminho que pode reduzir custos, aumentar a confiabilidade, reduzir emissões ou expandir as opções energéticas. A geração distribuída pode adicionar redundância que aumenta a segurança da rede elétrica e até quando necessária como fonte de energia para iluminação de emergência ou sistemas críticos.

A combinação desses fatores reforça a tese de que, nesse novo mercado, as oportunidades são reais para os que se prepararem. Porém,

podem representar ameaças de perda de mercado para as empresas que não se adaptarem a essa nova realidade, principalmente num setor voltado para a geração centralizada de grande porte, onde o conceito de baixo custo está sempre associado à grandiosidade das obras, tendência que vem sendo revertida mundialmente desde 1980.

Por outro lado, as fontes alternativas apresentam-se como soluções de geração distribuída, por atenderem de forma satisfatória a comunidades às quais a rede elétrica não chega. O número de comunidades sem energia elétrica no Brasil é ainda alto, questão que deve ser tratada com a importância devida, num país que aspira crescer e precisa se desenvolver.

Entretanto algumas medidas devem ser implementadas para que as energias renováveis comecem a serem empregadas em larga escala no país. Faz-se necessário: uma regulamentação técnica e comercial em relação às concessionárias de energia elétrica; a viabilização de linhas de crédito para financiamento de geração distribuída a partir dessas fontes; a criação de fundos de desenvolvimento para energias renováveis com recursos de impostos regionais e criação de uma legislação específica que defina a implementação, venda e a cobrança de tarifas específicas. Além dessas medidas, é necessária, também, a definição de programas que incentivem o desenvolvimento de tecnologias nos institutos de pesquisa e universidades públicas e privadas do país para que o emprego das energias renováveis engrene de vez no país.

Esse conceito de geração vem ganhando espaço no mundo e representa, simultaneamente, oportunidade e ameaça para as concessionárias de energia.

Barreiras culturais, legislativas e normativas, além de questões técnicas importantes, como as decorrentes dos requisitos técnicos da interconexão, custos da interconexão como taxas e encargos que devem ser compatíveis com o tamanho e complexidade da unidade geradora, medições bidirecionais, excedentes de energia e controle de qualidade, ainda necessitam de regulamentação.

Contudo, destacam-se como os principais impulsionadores da geração distribuída: a redução dos custos das novas tecnologias; o crescimento da demanda de energia; as mudanças na legislação do setor elétrico; a valorização crescente da preservação ambiental; menor dimensão dos impactos ambientais e redução do passivo ambiental devido à utilização de resíduos; o PROINFA; o Programa Luz para Todos incentivando a universalização do acesso à energia elétrica; a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; a insegurança quanto à garantia do fornecimento de energia elétrica; a redução das perdas nos sistemas elétricos; o aumento da eficiência energética na co-geração e aproveitamento de resíduos; desenvolvimento da indústria nacional; a diversificação da matriz energética; incentivos via legislação e fomento à utilização e financiamentos atrativos; geração de energia no local de consumo, reduzindo perdas e custos; a possibilidade de gerar energia em processo de co-geração, produzindo energia elétrica junto com energia térmica (calor ou frio), e possibilidade de receita adicional pela venda do excedente de energia gerada; a demanda por energia de alta qualidade e confiabilidade; a redução de investimentos em transporte de energia (linhas e subestações); atendimento a regiões remotas ou isoladas; o aumento da confiabilidade e qualidade da energia; a redução de custos, principalmente durante o período de ponta; a redução da exposição às variações do preço da energia e oportunidades de diversificação de negócios e ampliação de mercado.

Por outro lado, os seguintes fatores podem se constituir em dificultadores para o avanço da geração distribuída: o alto custo das tecnologias de geração distribuída; a falta de domínio tecnológico nacional em diversos setores, aumentando a dependência externa e os custos; o preço elevado do gás, principalmente para baixo volume de consumo; a reduzida capilaridade das redes de distribuição de gás; a legislação, em elaboração, com vários aspectos conflitantes a serem resolvidos; uma maior complexidade de operação do sistema elétrico; as questões técnicas relacionadas com qualidade da energia, curto-circuito, operação e manutenção, interconexão, operação sem carga e outras, ainda pouco conhecidas e avaliadas; os custos

de interconexão elevados; a necessidade de reserva de capacidade ou backup; e uma maior complexidade nas interligações e no planejamento integrado.

Como se vê, apesar das forças impulsionadoras, são muitos, ainda, os obstáculos para a disseminação da geração distribuída. Entre esses o complicado processo da interconexão que, no entanto, pode ser simplificado, menos oneroso, e mais eficiente desde que regulamentado com vistas a minimizar as barreiras conhecidas.

O que se procurou apresentar nesta dissertação foi uma proposta de aspectos essenciais voltados à questão da interconexão a serem contemplados pelos Procedimentos de Distribuição visando facilitar a inserção da geração distribuída na matriz energética brasileira.

Devido ao fato desta dissertação ser bastante específica quanto ao assunto da geração distribuída no seu aspecto da interconexão, recomenda-se uma série de opções a serem investigadas a título de complementar e aprofundamento dos estudos ora apresentados. Desta forma, sumariza-se, abaixo, alguns pontos a serem estudados futuramente e que provavelmente apontarão para outros:

- Estudo do custo da análise de projetos, pelas concessionárias, da inserção da geração distribuída em seus sistemas;
- Estudo da questão da pré-certificação de sistemas de interconexão com vistas a facilitar o ingresso de novos geradores no sistema;
- Estudo da viabilidade em associar encargos gratuitos para pequenos geradores;
- Estudo de compensação tarifária específica para os geradores distribuídos que injetarem energia na rede de distribuição;
- Estudo de flexibilização das exigências regulamentares em função da faixa de potência.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACKERMANN, T, Anderson, G & Solder, L.; **Distributed Generation: A Definition**, Electric Power Systems Research, v.57, n.3, p195-204, Abril 2001.
- ANEEL, **Resoluções e Resoluções Normativas**, referências disponíveis na Internet , item Legislação, <http://www.aneel.gov.br>, 2005.
- CAMARGO, J. C.; Cerchiar, A. P. N. : **A Questão da Interconexão da Geração Distribuída de Energia Elétrica com a Rede da Concessionária**, junho 2003.
- CAVALIERO, C. K. N.; Silva, E. P.; **Considerações sobre a Inserção das Fontes Renováveis Alternativas de Energia**, Agosto 2001.
- CCEE, **Especificação Técnica – Sistema de Medição para Faturamento de Energia**, disponível na Internet: <http://www.ccee.org.br>, 2005.
- CEC – CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, **Policy Report on AB 1890: Renewable Funding**. Referência disponível na Internet. <http://www.energy.ca.gov/renewables/overview.html>, 2005.
- COGENSP, <http://www.cogensp.com.br/cogera5.htm>, acesso em 28/02/2005.
- COLLINSON, A., Dai, F., Crabtree, J., Relatório: **Identification of Outline Solutions for the Connection and Operation of Distributed Generation**, Version 3.0, OFGEM, Janeiro 2003.
- DTI – DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY, NFFO News, **New Review – The Quarterly Newsletter for the UK New & Renewable Energy industry**, Agosto 2001. Referência disponível na Internet. http://www.consumers.gov.uk/NewReview/nr46/html/nffo_news.htm, 2005.
- ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S. A. , <http://www.eletrabras.gov.br>, acesso em 16/10/2005.
- ENIRDGNET, Relatório D6: **Interconnection Barriers and Requirements in USA**, Version 7, Junho 2004.

IEEE Std STANDARD 1547 – **Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**, Julho 2003.

INEE, <http://www.inee.org.br>, acesso em 23/01/2005.

LIVELY, M. B.; **Fungible Distribution Tariffs : Supporting Distributed Generation without Bankrupting the Utility**, Quarterly Bulletin Vol. 21 nº 2, Outubro 2001.

MIT, Massachusetts Institute of Technology, Energy Laboratory, Relatório MIT EL 98-001, **Integrating Small Scale Distributed Generation into a Deregulated Market: Control Strategies and Price Feedback**, Maio 1998.

MITCHELL, C., **More Sun, More Wind, More Rain**, Setembro 2001. Referência disponível na Internet. http://www.findarticles.com/cf_0/m0FQP/n4404_v127/21201228/p2/article.jhtml?term=, 2005.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, <http://www.mme.gov.br>, acesso em 03/02/2005.

OLIVEIRA, S. H. F., **Geração Distribuída de Eletricidade: Inserção de Edificações Fotovoltaicas Conectadas à Rede no Estado de São Paulo**; Tese de Doutorado, Instituto de Eletrotécnica e Energia – USP, Abril 2002.

ONS, **Medição para Faturamento, Módulo 12**, Procedimentos de Rede, disponível na Internet <http://www.ons.org.br>, 2005.

ONS, **Procedimentos de Rede (Submódulo 2.2)**, referência disponível Internet. <http://www.ons.org.br>, 2005.

ONS, **Procedimentos de Rede (Submódulo 7.5)**, referência disponível Internet. <http://www.ons.org.br>, 2005.

ONS/CCPE – Operador Nacional do Sistema Elétrico/Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos; **Estudos Simplificados para a Integração à Rede Elétrica das Centrais Geradoras do PROINFA – Termo de Referência**, Maio 2004.

PG&E, [http:// www.pg&e.com](http://www.pg&e.com), acesso em 28/01/2005.

PLANALTO, **Leis e Decretos**, referências disponíveis na Internet, item Legislação, <http://www.planalto.gov.br>, 2005.

POPPE, M. K.; **Les Politiques de Promotion de la Production Autonome de Electricité a partir des Rnergies Renouvelables et la Cogeneration en Europe**, CIRED/EHESS, Paris, Julho de 1996.

PORTALGD, <http://www.portalgd.com.br> , acesso em 30/01/2005.

PUC of TEXAS - PUBLIC UTILITY COMISSION OF TEXAS; Relatório: **Technical Requirements for Interconnection and Parallel Operation of On-Site Distributed Generation**, Novembro 1999.

SILVA, J. C. B.; **Otimização de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Geração Distribuída**, Dissertação de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2002.

VIAN, A., **A Geração Distribuída e as Redes de Distribuição**, VII Seminário de Geração Distribuída, INEE, Rio de Janeiro, Setembro 2004.

WISER, R., **Supporting Renewable Generation Through Green Power Certification: The Green-e Program**. Lawrence Berkley National Laboratory, LBL-42485, 1998. Referência disponível na Internet. http://www.eere.energy.gov/greenpower/resources/pdfs/wiser_green_e.pdf, 2005.