



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Energia Elétrica
Departamento de Gestão do Setor Elétrico

RELATÓRIO

Programa de Desenvolvimento da Geração
Distribuída de Energia Elétrica - ProGD



Ministério de Minas e Energia

Ministro

Fernando Coelho Filho

Secretário-Executivo

Paulo Pedrosa

Secretário de Energia Elétrica

Fábio Lopes Alves

Secretário Adjunto

Ildo Wilson Grüdtner

Diretor do Departamento de Gestão do Setor Elétrico

Robésio Maciel de Sena

Grupo de Trabalho

I - Ministério de Minas e Energia — MME: a) Ildo Wilson Grüdtner - Coordenador; b) Marcos Franco Moreira - Coordenador Suplente; c) David Meister; d) Andre Krauss Queiroz; e) Livio Teixeira de Andrade.

II - Agência Nacional de Energia Elétrica — ANEEL: a) Andre Pepitone da Nobrega; e b) Christiano Vieira da Silva.

III - Empresa de Pesquisa Energética — EPE: a) Mauricio Tiomno Tolmasquim; e b) Ricardo Gorini de Oliveira.

IV - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica — CEPEL: a) Ary Vaz Pinto Junior; e b) Marco Antônio Esteves Gualdino.

V - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica — CCEE: a) Roberto Castro; e b) Rui Guilherme Altieri Silva.



Sumário

SUMÁRIO EXECUTIVO.....	17
1 – INTRODUÇÃO	18
1.1 Estrutura do Relatório	18
2 – O GRUPO DE TRABALHO	19
2.1 Atividades.....	19
2.2 Subgrupos.....	20
3 – SUBGRUPO DE FINANCIAMENTO.....	21
3.1 Introdução.....	21
3.2 Condições de Financiamento Existentes	21
3.2.1 Linhas Atuais – Quadro Resumo.....	21
3.2.2 Alternativas e Possibilidades Discutidas.....	23
3.3 Aspectos Tributários.....	24
3.3.1 Convênio ICMS nº16/2015 e outros	24
3.3.2 PADIS.....	25
3.4 Recomendações	26
3.4.1 Acompanhamento e Implementação	26
4 – SUBGRUPO DE COMERCIALIZAÇÃO	28
4.1 Introdução.....	28
4.2 Objetivo.....	30
4.3 Modelo para a Comercialização de Micro e Minigeração no ACL	31
4.4 Tratamento da Medição	32
4.5 O Papel das Distribuidoras.....	37
4.6 Análise da Viabilidade Econômica	38
4.6.1 Cenário 1 – Consumidor com Central Geradora com Capacidade Superior ao Consumo Próprio.....	38
4.6.2 Cenário 2 – Empreendedor Especializado	40
4.7 Aspectos Regulatórios	41
4.8 Conclusão.....	43



5 – SUBGRUPO DE EDIFICAÇÕES PÚBLICAS	44
5.1 Introdução.....	44
5.1.1 Princípios	45
5.2 Contexto e Iniciativas Existentes.....	46
5.2.1 Capacidade Instalada	46
5.2.2 Projeto 120 Telhados.....	46
5.2.3 Projetos com Recursos do PEE	48
5.2.4 Projeto em Agências da CAIXA.....	52
5.2.5 Projeto no MCMV	55
5.2.6 Projetos em Instituto Federais	56
5.2.7 Recursos Via Emendas Parlamentares	57
5.2.8 Geração Distribuída nas Forças Armadas.....	58
5.2.9 Obrigatoriedade de Geração Distribuída em Novas Edificações	59
5.2.10 Projetos de Lei em Andamento.....	60
5.2.11 Alternativas de Financiamento.....	62
5.3 Recomendações	64
5.3.1 Curto Prazo	64
5.3.2 Médio Prazo.....	67
5.4 Síntese – Plano de ação	74
5.4.1 Curto Prazo.....	74
5.4.2 Médio Prazo.....	74
5.5 Quadro Resumo	75
5.6 Referências Bibliográficas do Capítulo	
5.....	75
5.7 Anexos.....	76
6 – IMPACTOS TÉCNICOS	86
6.1 Introdução.....	8
6	
6.1.1 Principais Características dos sistemas	88
6.2 Experiências internacionais.....	91
6.2.1 Experiência internacional em relação aos impactos técnicos da geração distribuída (GD).....	91
6.2.2 Experiência com GDFV na Alemanha	92



6.2.3	Experiência com GDFV no Japão.....	98
6.2.4	Experiência com GDFV na Itália.....	99
6.2.5	Experiência com GDFV nos EUA	99
6.2.6	Conclusão – Experiência internacional.....	101
6.3	GD no Contexto Brasileiro - Aspectos Relacionados à Operação e Manutenção.....	102
6.3.1	Oportunidades	102
6.3.2	Impactos	104
6.3.3	Aspectos Relativos às Proteções	106
6.4	Alternativas Técnicas para minimizar impactos.....	110
6.4.1	Requisitos adicionais nos inversores utilizados na GD.....	110
6.4.2	Introdução de outros equipamentos	114
6.4.3	Novas estruturas de controle	114
6.4.4	Ferramentas de simulação que permitam uma análise mais realista do sistema considerando GD	116
6.4.5	Melhorias e reforços nas redes de distribuição.....	117
6.4.6	Segurança Cibernética	117
6.5	GD no Contexto Brasileiro - Aspectos Relacionados ao planejamento da rede.....	118
6.5.1	Oportunidades	118
6.5.2	Impactos/Desafios no Planejamento da Distribuição.....	121
6.6	GD no Contexto Brasileiro - Aspectos Relacionados à qualidade da energia na rede.....	125
6.6.1	Oportunidades	125
6.7	Impactos.....	126
6.7.1	Variações Rápidas de Tensão.....	127
6.7.2	Distorções Harmônicas de corrente e tensão relacionadas a GD.....	128
6.7.3	Desequilíbrios de Tensão entre fases	130
6.7.4	Subtensões no reestabelecimento.....	130
6.8	Recomendações	131
6.9	Referências Bibliográficas do Capítulo 6.....	133



7 – CAPACITAÇÃO	136
7.1 Introdução.....	136
7.2 Cenário atual das empresas relacionadas a geração distribuída (GD)	138
7.2.1 Empresas para fornecimento de sistemas e equipamentos de GD	138
7.3 Instituições que oferecem cursos e os tipos de cursos	140
7.4 Caracterização da capacitação necessária para o corpo técnico das distribuidoras.....	144
7.5 Recomendações	145
7.6 Referências Bibliográficas do Capítulo 7.....	146
8 – CERTIFICAÇÃO	147
8.1 Introdução.....	147
8.2 Observações sobre micro e minigeração distribuída.....	148
8.3 Certificação de equipamentos de GD.....	149
8.3.1 Registro do Inmetro para equipamentos de sistemas fotovoltaicos	149
8.3.2 Requisito de Avaliação da Conformidade para sistemas e equipamentos fotovoltaicos (RAC-FV)	150
8.3.3 Etapas do processo de Avaliação da Conformidade	150
8.3.4 Ensaios do RAC-FV.....	152
8.3.5 Revisão do RAC-FV	153
8.3.6 Laboratórios acreditados ou designados pelo Inmetro para realização de ensaios.....	156
8.4 Normas para FV brasileiras e internacionais.....	157
8.5 Certificação de projetistas e instaladores de sistemas FV	160
8.6 Sobre a certificação de equipamentos para as demais fontes de GD.....	162
8.6.1 Energia Eólica.....	162
8.6.2 Geração a Biomassa	165
8.7 Recomendações	165
8.8 Referências Bibliográficas do Capítulo 8.....	168
9 – IMPACTOS REGULATÓRIOS.....	169
9.1 Introdução.....	169
9.2 Levantamento de políticas.....	169



9.2.1 Levantamento geral	169
9.2.2 Políticas aplicáveis no curto/médio prazo	171
9.3 Estimativa da atratividade de cada política	175
9.3.1 Sistemas de Pequeno Porte (solar fotovoltaico de 2 kWp)	176
9.3.2 Sistemas de Médio Porte (Solar Fotovoltaico de 2 MWp)	182
9.3.3 Considerações acerca da análise da atratividade das políticas ...	196
9.4 Aferição do impacto tarifário da inserção em massa de GD.....	197
9.4.1 <i>Net Metering</i>	198
9.4.2 Comercialização	200
9.4.3 Baixa Renda	201
9.5 Análise de modificações na legislação/regulação	203
9.6 Conclusões.....	204
10 – CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES	206
10.1 Síntese das Conclusões.....	207
10.2 Recomendações	209



LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Relação de Reuniões do GT	19
Tabela 2 - Linhas de Financiamento	22
Tabela 3 - Sumário do Projeto de Iluminação	51
Tabela 4 - Sumário do Projeto de Ar-condicionado.....	51
Tabela 5 - Sumário do Geração Fotovoltaica	52
Tabela 6 - Resultado dos pregões realizados pela CAIXA.....	54
Tabela 7 - Fonte de recursos do Projeto Geração de Renda e Energia	55
Tabela 8 - Institutos Federais que aderiram ao certame realizado pelo IFRN.	56
Tabela 9 - Levantamento de agências bancárias.....	65
Tabela 10 - Países com maior penetração de energia da GDFV em dez/14.	91
Tabela 11 - Requisitos para conexão de GDFV na BT na Alemanha.	93
Tabela 12 - Capacidade de geração projetada para a Alemanha em 2025 de acordo com o chamado Cenário B do estudo	97
Tabela 13 - Alguns requisitos para conexão de GDFV na BT no Japão (limitado a uma potência de 50 kW)	98
Tabela 14 - Requisitos para conexão de GDFV em MT e BT na Itália.....	99
Tabela 15 - Requisitos para conexão de SFCRs nos EUA	100
Tabela 16 - Requisitos mínimos de proteção da micro e minigeração	107
Tabela 17 - Vários conceitos para um sistema de baixa tensão com controle descentralizado, incluindo a subestação MT/BT.	115
Tabela 18 - Valores de referência globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental).....	129
Tabela 19 - Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em porcentagem da tensão fundamental).....	129
Tabela 20 - Limites de distorção harmônica de corrente para a fonte ABNT NBR 16149.. ..	130
Tabela 21 - Emprego na Indústria Solar – EUA (2015).....	139
Tabela 22 - Cursos criados pelo Senai em parceria com a GIZ.....	141
Tabela 23 - Outros cursos oferecidos pelo Senai.	142
Tabela 24 - Documentos para solicitação de acesso de micro ou minigeração distribuída à distribuidora de energia.....	148



Tabela 25 - Ensaio do RAC-FV para módulos e inversores FV para conexão à rede	153
Tabela 26 - Laboratórios no Brasil designados ou acreditados para realização dos ensaios previstos no RAC-FV	157
Tabela 27 - Relação de normas e certificações relacionadas a plantas e equipamentos fotovoltaicos	158
Tabela 28 - Trabalhos internacionais relacionados a análise de desempenho, qualidade e certificação de plantas e equipamentos FV	160
Tabela 29 - Normas e guias internacionais relacionados a projeto, avaliação de desempenho, e certificação de turbinas eólicas	164
Tabela 30 - Dados utilizados nas simulações	176
Tabela 31 - Tempo de retorno médio do investimento em GD de 2 kWp	177
Tabela 32 - Baixa renda - troca do benefício pela instalação de GD Solar Fotovoltaica de 0,50 kWp	180
Tabela 33 - Dados utilizados nas simulações	182
Tabela 34 - Tempo de retorno e RCB médios de projetos de instalação de GD em prédios públicos	195
Tabela 35 - Tempo de retorno e RCB médios de projetos de instalação de GD em prédios públicos com taxa de desconto de 6% a.a.	196
Tabela 36 - Dados utilizados nas simulações de impacto tarifário	198
Tabela 37 - Dados utilizados nas simulações	200
Tabela 38 - Baixa renda – troca do benefício pela instalação de GD solar fotovoltaica para consumo 100 kWh	203



LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Representação da mini e microgeração no mercado.....	32
Figura 2 - Processo de coleta e agregação dos dados de medição.....	34
Figura 3 - Representação das usinas virtuais.....	35
Figura 4 - Processo e agregação e coleta dos dados de medição com requisitos atuais.....	36
Figura 5 - Retorno do investimento – consumidor.....	39
Figura 6 - Retorno do investimento – empreendedor.....	41
Figura 7 - Potência em geração distribuída no setor público por fonte (kW).....	46
Figura 8 - Unidades da CAIXA presentes no primeiro pregão	53
Figura 9 - Unidades da CAIXA presentes no segundo pregão.....	54
Figura 10 - Número de conexões de micro e minigeração no Brasil.....	87
Figura 11 - Número de conexões de micro e minigeração no Brasil por fonte.....	87
Figura 12 - Perfis de geração de energias renováveis e convencionais na Alemanha em janeiro de 2014 (a) e em julho de 2014 (b).	94
Figura 13 - Geração FV máxima e cargas mínima/máxima verificadas em países na Europa nos picos de geração (meio-dia) durante o período de maio a setembro de 2013.	95
Figura 14 - Intercâmbios de energia da Alemanha com os países vizinhos no ano de 2014.	95
Figura 15 - Custo da energia elétrica (€/MWh) no mercado spot Alemanha/Áustria nos anos de 2013-14	96
Figura 16 - Ilustração da supressão de picos de geração eólica.	97
Figura 17 - Exemplo do perfil de tensão ao longo de um alimentador MT considerando a rede sem controle, com regulação baseada em bancos capacitivos e com GD fotovoltaica.....	105
Figura 18 - Exemplo do Impacto da GD nas especificações dos dispositivos de interrupção... ..	107
Figura 19 - Frequências dos sistemas resultantes no evento de Nov.2006.....	110
Figura 20 - Curva de FP em função da potência ativa de saída do inversor.....	111
Figura 21 - Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede.....	113



Figura 22 - Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (Fault Ride Through).....	114
Figura 23 - Evolução da curva de carga diária do Sistema Interligado no verão período 2000-2014.....	119
Figura 24 - Demanda Agregada BT, MT e A2 de uma grande concessionária de Distribuição	120
Figura 25 - Exemplo da Curva de Demanda Típica de um alimentador de uma concessionária de distribuição	120
Figura 26 - Representação acerca dos graus de desenvolvimento das principais tecnologias de armazenamento energético e dos possíveis níveis previstos de investimentos associados à pesquisa, desenvolvimento e demonstração (PD&D) dessas tecnologias.....	124
Figura 27 - Classificação das tecnologias de armazenamento energético em função da potência instalada e do tempo do ciclo de carga e descarga.....	124
Figura 28 - Capacidade de Hospedagem. Fonte: Increasing the Hosting Capacity of Distribution Networks by Curtailment of Renewable Energy Resources.	127
Figura 29 - Exemplo do Perfil de Potência Ativa de uma Instalação fotovoltaica de 1,4MW, conectada no alimentador J da MT.....	128
Figura 30 - Perfil de tensão num alimentador radial antes de uma falta e depois da operação do religador..	131
Figura 31 - Incêndio.	137
Figura 32 - Curto-circuito.....	137
Figura 33 - Distribuição do Número de Empresas do Segmento Fotovoltaico por estado – 2015	139
Figura 34 - Distribuição dos cursos ofertados em energia solar fotovoltaica, na iniciativa privada.	141
Figura 35 - Fluxograma do processo de certificação de instaladores de sistemas FV pela ABGD.	161
Figura 36 - Tempo de retorno dos investimentos em GD de 2 kWp para cada distribuidora.....	177
Figura 37 - Tempo de retorno médio do investimento em GD	178
Figura 38 - Economia média anual para o consumidor no caso de troca do benefício da Tarifa Social pela instalação de GD	180



Figura 39 - Economia média anual para por distribuidora no caso de troca do benefício da Tarifa Social pela instalação de GD para um consumidor com consumo médio mensal de 100 kWh.....	181
Figura 40 - Tempo de retorno médio do investimento em GD no modelo de net metering com geração compartilhada – sem necessidade de financiamento	183
Figura 41 - Tempo de retorno médio do investimento em GD no modelo de net metering com geração compartilhada – com necessidade de financiamento	183
Figura 42 - Tempo de retorno médio do investimento em GD no modelo de net metering para uso local – sem necessidade de financiamento	184
Figura 43 - Tempo de retorno médio do investimento em GD no modelo de net metering para uso local – com necessidade de financiamento	185
Figura 44 - Tempo de retorno médio do investimento em GD no modelo de comercialização – sem necessidade de financiamento.....	185
Figura 45 - Tempo de retorno médio do investimento em GD no modelo de comercialização – com necessidade de financiamento.....	186
Figura 46 - Tempo de retorno médio do investimento em GD sob diferentes políticas de incentivo	187
Figura 47 - Variação no tempo de retorno do investimento em GD em razão da modificação no valor de venda.....	188
Figura 48 - Variação no tempo de retorno do investimento em GD em razão de modificações nos custos de medição, conexão e encargos.	188 e 189
Figura 49 - Variação no tempo de retorno do investimento em GD em razão de modificações no percentual de desconto na TUSD	190 e 191
Figura 50 - Variação no tempo de retorno do investimento em GD em razão da modificação no custo dos equipamentos	192
Figura 51 - Variação no tempo de retorno do investimento em GD em razão da modificação na taxa de juros da linha de financiamento específica.....	192
Figura 52 - Variação no tempo de retorno do investimento em GD em razão da modificação conjunta de diversos fatores em benefício da comercialização de energia elétrica.....	193
Figura 53 - RCB de projetos de instalação de GD em prédios públicos em diferentes áreas de concessão	194
Figura 54 - RCB de projetos de instalação de GD em prédios públicos em diferentes áreas de concessão com taxa de desconto de 6% a.a.	195



Figura 55 - Impacto tarifário da instalação de 2,7 milhões de unidades com GD até 2030 em porcentagem proporcional ao mercado de cada distribuidora.....	199
Figura 56 - Impacto tarifário da instalação de 2,7 milhões de unidades com GD até 2030 em porcentagem proporcional à quantidade atual de GD em cada distribuidora	199
Figura 57 - Impacto tarifário da instalação de 2,7 mil usinas de geração até 2030 em porcentagem proporcional ao mercado de cada distribuidora.....	201
Figura 58 - Impacto tarifário da instalação de 2,7 mil usinas de geração até 2030 em porcentagem proporcional à quantidade atual de GD em cada distribuidora.....	201
Figura 59 - Economia média anual para o consumidor no caso de troca do benefício da Tarifa Social pela instalação de GD.	202
Figura 60 - Custo para a CDE no caso de troca do benefício da Tarifa Social pela instalação de GD.....	202



LISTA DE SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
ART - Anotação de Responsabilidade Técnica
BID – Banco Interamericano de Desenvolvimento
BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento
CAB - Centro Administrativo da Bahia
CAF – Banco de Desenvolvimento da América Latina
CAE - Comissão de Assuntos Econômicos
CAMEX – Câmara de Comércio Exterior
CBCS – Conselho Brasileiro de Construção Sustentável
CCEAL - Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEF - Caixa Econômica Federal
CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CEB - Companhia Energética de Brasília
CELG D - Centrais Elétricas de Goiás de Distribuição
CDE – Conta de Desenvolvimento Energético
CIDE - Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico
CLP - Comissão de Legislação Participativa
COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária
COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COMAR – Comando Aéreo Regional
DIGAP – Diretoria de Gestão, Articulação e Projetos Educacionais
EE - Eficiência Energética
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
ESCOS - Empresas de Serviços de Conservação de Energia
ETECS – Escolas Técnicas Estaduais
ETEs - Escolas Técnicas
FINEP - Financiadora de Estudos e Projetos
FNDE – Fundo Nacional de Desenvolvimento da Educação



FV – Fotovoltaico

GD - Geração Distribuída

GEF - Global Environment Fund

GIZ - *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH*/ Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável

GT/GDSF - Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos

IEE/USP – Instituto de Energia e Ambiente/Universidade de São Paulo

IFs - Instituições Federais

IFET - Institutos Federais de Educação, Ciência e Tecnologia

IFEs - Instituições Federais de Ensino Superior

IFG - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás - Campus Goiânia

IFRN- Instituto Federal Rio Grande do Norte

II - Imposto de Importação

IPI - Imposto sobre Produtos Industrializados

kW – Kilo Watt

KWp – Kilo Watt de Pico

MCTI - Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação

MEC – Ministério da Educação

M&V - Medição e Verificação

MME - Ministério de Minas e Energia

MPOG – Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão

MS – Ministério da Saúde

MWh – Mega Watt Hora

MWp – Mega Watt de pico

PASEP - Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público

PADIS - Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores e Displays

PBE - Programa Brasileiro de Etiquetagem

P&D - Pesquisa e Desenvolvimento

PEE - Programa de Eficiência Energética

PIS - Programa de Integração Social

PIGDES - Programa de Incentivo à Geração Distribuída de Energia Elétrica a partir de Fonte Solar



PLD - Preço de Liquidação das Diferenças

PLV – Projeto de Lei de Conversão

PRODIST - Procedimentos de Distribuição

ProGD - Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica

SCDE - Sistema de Coleta de Dados de Energia

SEAIN - Secretaria de Assuntos Internacionais

SETEC - Secretaria de Educação Profissional e Tecnológica

SETRE - Secretaria Estadual do Trabalho, Emprego, Renda e Esporte

SINIEF – Sistema Nacional de Informações Econômicas e Fiscais

SPE - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético –

SPE - Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

TIR - Taxa Interna de Retorno

TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo

TUSD - Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição

UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina

Wp – Watt de pico



SUMÁRIO EXECUTIVO

Pela publicação da Portaria MME nº 538/2015 foi criado o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – ProGD – e instituído o Grupo de Trabalho com intuito de estudar o tema. Um dos objetivos é promover a ampliação da Geração Distribuída – GD com a implantação dessa em edificações públicas, comerciais, industriais e residenciais. Para avançar no tema, foram convidadas diversas entidades dos mais variados setores para apresentação das suas visões sobre o assunto em questão, com objetivo de conduzir ao GT a oportunidade de nivelar os conhecimentos.

Em virtude da grande diversidade de assuntos envolvidos o tema foi dividido em subgrupos com o intuito de permitir um maior aprofundamento dos estudos. Foram criados cinco subgrupos, em que cada instituição participante ficou responsável por coordenar temas específicos considerados pelo grupo como prioritários para a disseminação da GD no país.

Um dos assuntos prioritários tratados foi o financiamento. Como a geração distribuída exige um alto investimento inicial, as condições atrativas de financiamento tornam-se importantes.

Outro ponto de foco foi a comercialização da energia elétrica. A Portaria MME nº 538/2015 trouxe a necessidade de o grupo desenvolver estudos sobre mecanismos simplificados para a comercialização de geração distribuída.

Também foram realizados estudos sobre a inserção de GD em edificações públicas, conforme solicitado pela Portaria MME nº 538/2015 de criação do programa.

Ademais, impactos regulatórios da implantação em massa da GD também foi tema focal abordado pelo grupo de trabalho em seus estudos.

O quinto tema considerado para o estudo individualizado foi a questão dos impactos técnicos.

A implantação em massa da geração distribuída no Brasil trará grandes mudanças no setor elétrico nacional e esse relatório traz um diagnóstico da situação atual da GD.

É pertinente destacar que a questão da GD não se finda a esse relatório. Ele é um primeiro passo para o crescimento da GD de forma estruturada e sustentável.



1 – INTRODUÇÃO

O modelo brasileiro de energia elétrica se baseia na geração em grandes usinas com transmissão por meio de linhas em alta tensão e posterior distribuição em baixa tensão para os consumidores finais. Esse modelo exige altos investimentos em usinas de grande porte, em que muitas delas estão localizadas distantes dos centros de consumo, em especial as usinas que constam do planejamento setorial, o que demanda também elevados investimentos para fazer chegar aos consumidores a energia gerada.

O desenvolvimento da microgeração e da minigeração distribuída de energia elétrica tem o potencial de alterar esse paradigma, gerando energia próxima às unidades consumidoras.

No mundo a expansão da Geração Distribuída - GD teve como fator motivador a redução da emissão de gases de efeito estufa – GEE. Muitos países estão utilizando a geração distribuída a partir de fontes renováveis, principalmente solar fotovoltaica, para substituir a geração com combustíveis fósseis, de forma a reduzir a emissão de carbono.

No Brasil, a GD ainda se encontra em estágio inicial de implantação com 5.525 conexões de micro e minigeração distribuída até setembro de 2016, conforme dados da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. A GD no Brasil é majoritariamente composta por solar fotovoltaica – FV com 5.437 das conexões realizadas, equivalente a 98% do total.

Apesar das poucas conexões realizadas até o momento o Brasil apresenta enorme potencial de expansão da GD, principalmente solar. E a inserção em massa de GD pode trazer benefícios que vão além do setor elétrico, como a geração de empregos e desenvolvimento econômico, em momento que o país passa por dificuldades tanto na área econômica quanto no nível de emprego. Estima-se que a cada megawatt instalado por ano, sejam criados aproximadamente 30 empregos diretos e 90 indiretos.

Nesse contexto, foi criado pela Portaria MME nº 538/2015, um Grupo de Trabalho – GT – com intuito de estudar o tema de forma a alcançar os objetivos de promover a ampliação da GD e incentivar a implantação de GD em edificações públicas e edificações comerciais, industriais e residenciais.

1.1 Estrutura do Relatório

A organização estrutural do presente relatório inicialmente indica-se o Grupo de Trabalho; na sequência, apresentam-se os estudos realizados por cada um dos subgrupos, para a composição deste relatório final.



2 – O GRUPO DE TRABALHO

O Grupo de trabalho foi composto por representantes das seguintes instituições:

- Ministério de Minas e Energia – MME;
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE;
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL;
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE; e
- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL.

O GT foi instituído para atender aos objetivos da Portaria MME nº 538/2015 que são: promover a ampliação da geração distribuída de energia elétrica, com base em fontes renováveis e cogeração; e incentivar a implantação de geração distribuída em edificações públicas e edificações comerciais, industriais e residenciais. Além disso, a Portaria MME nº 538/2015 determinou que o GT devesse incluir em seus trabalhos estudo de mecanismo simplificado para a comercialização de geração distribuída no Ambiente de Contratação Livre – ACL e apresentar relatório final ao Ministro de Estado de Minas e Energia.

2.1 ATIVIDADES

Desde fevereiro de 2016 até setembro do mesmo ano o GT realizou treze reuniões. Várias dessas reuniões contaram com participantes externos.

Além disso, cada um dos subgrupos realizou diversas reuniões com convidados em seus respectivos subgrupos.

Abaixo se encontra a **Tabela 1** com a relação das reuniões realizadas pelo GT.

Tabela 1 - Relação de Reuniões do GT

Reunião	Data	Convidado
1ª	23/02/2016	-----
2ª	03/03/2016	-----
3ª	10/03/2016	ABSOLAR
4ª	17/03/2016	ABDI
5ª	31/03/2016	-----
6ª	07/04/2016	ABGD
7ª	14/04/2016	Governo de SP, COGEN e ABEGÁS
8ª	28/04/2016	ABRADEE
9ª	05/05/2016	APINE
10ª	14/07/2016	-----
11ª	11/08/2016	BAIN & COMPANY
12ª	25/08/2016	-----
13ª	01/09/2016	-----



2.2 SUBGRUPOS

Por se tratar de tema amplo e com ramificações em muitas áreas, o GT decidiu dividir o tema em subgrupos para possibilitar um estudo mais profundo de cada tema. Dessa forma foram criados cinco subgrupos, cada um com sua própria coordenação e responsável por realizar reuniões que por ventura considerasse importante. Cada subgrupo ficou responsável também de emitir um relatório com os trabalhos realizados. Eles foram divididos da seguinte maneira:

- Subgrupo de Financiamento: focado em estudar as atuais condições de financiamento e negociar oferta de linhas de crédito específicas. Coordenado pela Assessoria Econômica – Assec do MME;
- Subgrupo de Comercialização: focado em estudar um mecanismo de comercialização no ACL para a GD. Coordenado pela CCEE;
- Subgrupo de Edificações Públicas: destinado a estudar maneiras de promover a ampliação da GD em edificações públicas. Coordenado pela EPE;
- Subgrupo de Impactos Técnicos: focado em estudar os impactos da inserção de GD na rede de distribuição, a certificação de equipamentos e também a capacitação de pessoal. Coordenado pelo Cepel.
- Subgrupo de Impactos Regulatórios: focado em analisar o impacto da inserção da GD no âmbito regulatório. Coordenado pela ANEEL.

Este relatório será composto pelos relatórios desses diversos subgrupos.



3 – SUBGRUPO DE FINANCIAMENTO

3.1 INTRODUÇÃO

Considerando os objetivos do ProGD, uma das questões analisadas envolve aspectos relacionados a financiamento, por isso criou-se um subgrupo de trabalho.

As ações do subgrupo contemplaram, principalmente, a realização de reuniões com agentes financeiros, instituições governamentais e especialistas do setor.

Em suma, nessas reuniões foram discutidas possibilidades para oferta de linhas de crédito específicas dos bancos públicos com o objetivo de massificar o uso da geração distribuída, em especial a de painéis solares fotovoltaicos.

Ademais, embora o subgrupo tenha sido criado para tratar de financiamento, houve a ampliação do escopo com a finalidade de envolver também questões de incentivos fiscais e tributários, em especial no que concerne o Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores e Displays - PADIS.

No relatório que se segue são apresentados os resultados dessas atividades realizadas pelo subgrupo de Financiamento.

3.2 CONDIÇÕES DE FINANCIAMENTO EXISTENTES

Foram realizadas reuniões com agentes financeiros para apresentação acerca das condições atuais de linhas de financiamento. Participaram o Banco do Brasil - BB, a Caixa Econômica Federal - CEF, o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, o Banco da Amazônia - BASA e o Banco do Nordeste - BNB.

No âmbito do subgrupo também foram convidados agentes de mercado para apresentação acerca das oportunidades e desafios para desenvolvimento da geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil, com enfoque nas questões econômico-financeiras, incluindo propostas para alcance dos objetivos. Participaram como convidadas a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR, a Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica, a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - ABINEE e a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado - ABEGÁS.

O subgrupo também realizou reunião com o Banco Mundial e Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID em que se discutiram possíveis arranjos para obtenção de recursos.

3.2.1 Linhas Atuais – Quadro Resumo

Conforme informações recebidas, segue abaixo quadro-resumo acerca de algumas condições de financiamento existentes.

Ressalta-se que o detalhamento das condições deve ser buscado nos sites das instituições financeiras, ou mesmo nas próprias agências bancárias.



Tabela 2 - Linhas de Financiamento

Banco	Público Alvo	Linhas de financiamento identificadas	Prazo de Amortização	Taxa de juros	Faixa de valores	Obs.
Caixa Econômica Federal	PF	Construcard PF	Até 240 meses	Entre 2,5% a.m.+TR* e 3,1% a.m.+TR	Financiamento mínimo de R\$ 1 mil	Menor taxa é para cliente com relacionamento+ alienação de imóvel. Maior é para cliente sem relacionamento
Caixa Econômica Federal	PJ	PROGER PJ	Até 60 meses, com até 12 meses de carência	TJLP*+5% a.a.	Empresas com faturamento < R\$ 7,5 milhões/ano	Recursos FAT*, bens de origem estrangeira devem ser internalizados
Banco do Brasil	PF	BB Crediário	Até 54 meses, com até 59 dias de carência	A partir de 3,31% a.m	Teto de R\$50 mil por operação	Financia até 100% de bens novos
Banco do Brasil	PJ	Proger Urbano Empresarial	Até 72 meses, com até 12 meses de carência	A partir de 0,97% a.m.	Empresas com faturamento < R\$ 10 milhões/ano	
Banco do Brasil	PJ	BB Crédito Empresa	Até 60 meses, com até 3 meses de carência	A partir 1,8% a.m.	Empresas com faturamento < R\$ 90 milhões/ano	
Banco do Nordeste	PJ	FNE Verde	Até 20 anos, com até 8 anos de carência	De 7,65% a 11,18% a.a., a depender de setor (rural ou não) e faturamento		Uso do sistema fotovoltaico como garantia
Banco do Nordeste	PJ e agricultor	FNE Sol	Até 12 anos, com até 1 ano de carência	De 6,5% a 11% a.a.		Uso do sistema fotovoltaico como garantia. Criação desta linha específica em 2016
Banco do Nordeste	Agricultor Familiar	PRONAF* Eco e PRONAF Mais Alimentos	Até 10 anos, com até 3 anos de carência	Entre 2,5% a.a. e 5,5% a.a.	Financiamento máximo até R\$ 150 mil (individual) / até R\$ 750 mil (coletivo)	
BNDES	PJ	BNDES Automático (indireto, via instituições credenciadas)	Até 36 meses, com máximo de 12 meses de carência	a partir de TJLP+1,6%+ spread instituição credenciada a.a.	(i)empresas com faturamento < R\$ 90 milhões/ano (ii) financiamento até R\$ 20 milhões (iii)GD pequeno porte (< ~4MWp)	
BNDES	PJ	BNDES Finem Eficiência Energética (direto)	<i>Varia de acordo com cliente</i>	A partir TJLP+1,5%+ spread de risco a.a.	(i) financiamento mínimo: R\$ 5 milhões (ii)GD qualquer porte (>~0,5 MWp)	<i>Spread</i> de risco: até 4,86% a.a.
BNDES	PJ	Finame - BK Aquisição	Até 60 meses, carência máxima de 24 meses	A partir de TJLP+1,6%+ spread instituição credenciada a.a.	GD qualquer porte	Aquisição e Comercialização de Bens de Capital nacionalizados
BNDES	PJ	Cartão BNDES	Até 48 meses	1,32% a.m.	(i) empresas com faturamento < R\$ 90 milhões/ano (ii) financiamento até R\$ 1milhão	

* FAT – Fundo de Amparo ao Trabalhador; PRONAF - Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar; TR – Taxa Referencial; TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo.

Maiores informações nos Sites das instituições: www.caixa.gov.br/ www.bb.gov.br/ www.bnb.gov.br/ www.bndes.gov.br/



Destaca-se ainda que o Banco do Brasil possui a linha de Consórcio Bens e Serviços Sustentáveis, que possibilita aquisição de placas fotovoltaicas (valor do bem entre R\$ 3.500 – R\$7.000) e serviços de instalação (valor do bem entre R\$ 5.000 – R\$15.000).

Importante destacar que as condições promovidas pelo Banco do Nordeste, via Fundo Constitucional do Nordeste – FNE, tendo em vista que as legislações são praticamente as mesmas, são similares às do Banco da Amazônia – BASA e Banco do Brasil, administradores dos Fundos Constitucionais do Norte e Centro-Oeste, respectivamente.

Além das condições dos bancos públicos, citam-se ainda linhas de financiamento disponibilizadas pelos Bancos Bradesco e Santander, bem como pelo SICREDI-MS, Agência Desenvolve SP e SIC-Goiás.

3.2.2 Alternativas e Possibilidades Discutidas

Os trabalhos do grupo, na orientação de arranjos e mecanismos de incentivo à GD, foram pautados com os seguintes objetivos:

- Criação de produtos: desenvolvimento de linhas de financiamento específicas, em especial para pessoas físicas, bem como expansão dos consórcios;
- Divulgação: orientação aos bancos para desenvolverem campanha de publicação e criação de sites específicos, ou mesmo cartilhas de orientação das condições de financiamento;
- Garantias: aceitar sistemas fotovoltaicos como garantia real, em que o próprio bem é dado em garantia (alienação fiduciária), com exigência da contratação de uma apólice de seguros cobrindo riscos de inadimplência, incêndio, roubo, etc., a fim de proteger o bem financiado até a quitação do financiamento;
- Uso de recursos via fundos administrados pelo Governo Federal: discussões com o Ministério das Cidades e Caixa Econômica Federal acerca do fundo de investimento do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço – FGTS, e ampliar limites do financiamento imobiliário de novas construções com uso de sistemas fotovoltaicos e aquecedores;
- Outras fontes de recursos: busca de recursos em fundos como o Fundo da Amazônia, Fundo Clima e Global Environment Fund - GEF. O Banco do Brasil informou que está em discussões com o Banco Mundial sobre o tema;
- Condições de financiamento: discussões para aumentar prazo máximo para 12 anos, diminuição de taxas de juros e limites maiores;
- Uso de depósitos de compulsórios dos bancos: discussões para autorização pelo Banco Central e Ministério da Fazenda.



Ainda, o Banco Mundial salientou a importância do Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral – META para realização de estudos e as conversas com o BID evoluíram em conjunto com o subgrupo “Edificações Públicas”.

3.2.2.1 Projeto de Lei do Senado nº 371, de 2015

Altera a Lei nº 8.036, de 11 de maio de 1990, para permitir o uso de recursos do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço - FGTS na aquisição e na instalação de equipamentos destinados à geração própria de energia elétrica em residências.

Para fazer jus aos recursos, os equipamentos precisam ser instalados em moradia própria e a energia deve ser gerada a partir das fontes hidráulica, solar, eólica ou biomassa; e o trabalhador precisa comprovar pelo menos três anos de contribuição.

Aprovado na Comissão de Infraestrutura do Senado em 24 de fevereiro de 2016.

3.2.2.2 Portarias do Ministério da Integração Nacional

Foram publicadas as Portarias MIN nº 66 a 71, de 20 de abril de 2016 (editadas pelas Portarias MIN nº 270 a 272, de 10 de agosto de 2016), com a ampliação de fontes de financiamento dos fundos constitucionais para projetos de geração de energia através de fontes renováveis, incluindo energia solar fotovoltaica, com até 60% do investimento total do projeto.

Importante destacar que as discussões com o Ministério da Integração não cessaram e está em pauta a ampliação do escopo das portarias para contemplar também a GD.

3.3 ASPECTOS TRIBUTÁRIOS

3.3.1 Convênio ICMS nº16/2015 e outros

O Convênio Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS nº 16/2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária - Confaz, estabelece que, pelo prazo de cinco anos, contado da data de início da geração de energia, a base de cálculo do imposto, relativamente às operações do microgerador e do minigerador de energia elétrica participantes do sistema de compensação de energia elétrica, de que trata a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 será reduzida, de forma que corresponda à diferença positiva entre a entrada de energia elétrica fornecida pela empresa distribuidora e a saída de energia elétrica com destino à empresa distribuidora, ou seja, o tributo é aplicado apenas sobre a energia que o consumidor receber da rede elétrica, descontando a eletricidade que ele devolver à rede.

O Estado do Mato Grosso é a 22ª unidade da federação a aderir ao Convênio. Além deste, os seguintes Estados já aderiram: Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Minas Gerais, Paraíba, Pará, Pernambuco, Piauí, Rio de



Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Roraima, São Paulo, Sergipe, Tocantins e o Distrito Federal.

Além deste convênio, citam-se:

- Isenção de PIS/PASEP e COFINS no Sistema de Compensação de Energia (também denominado *Net Metering*). Conforme dispõe a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015. Conforme dispõe a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015 (obs.: foi enviado para a sanção do Presidente da República o PLV 29/16, objeto de discussões da Medida Provisória nº 735/2016, que altera este dispositivo):

“Art. 8º Ficam reduzidas a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica para microgeração e minigeração distribuída, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.”

- Convênio ICMS nº 101, de 18 de dezembro de 1997. Concede isenção do ICMS nas operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica.
- Redução da alíquota de importação - Resolução CAMEX n.º 64, de 22 de julho de 2015. Altera para 2% (dois por cento), até 31 de dezembro de 2016, as alíquotas ad valorem do Imposto de Importação - II incidentes sobre os Bens de Capital, na condição de Ex-tarifários: código 8428.20.90

3.3.2 PADIS

Considerando os objetivos do ProGD e o alinhamento das diretrizes de política energética com política industrial, científica e tecnológica e tributária, uma das questões analisadas foi o Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores e Displays - PADIS, de que trata o Decreto nº 6.233/2007, de 11 de outubro de 2007.

Neste sentido, o subgrupo realizou reuniões de trabalho com Ministério da Fazenda, Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações e o Ministério de Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, tendo em vista que os órgãos são responsáveis por alterações no PADIS, seja por Decreto ou edição de portaria interministerial.

Em suma, o PADIS reduz a zero as alíquotas de Programa de Integração Social e do Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público, o denominado PIS/PASEP; Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS; Imposto sobre Produtos Industrializados - IPI; Imposto de Importação - II e



Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE. A Pessoa Jurídica habilitada ao PADIS deve realizar investimento em pesquisa e desenvolvimento - P&D e exercer atividades, isoladamente ou em conjunto, relacionadas a:

- Dispositivos eletrônicos semicondutores;
- Mostradores de informação (displays);
- Insumos e equipamentos dedicados e destinados à industrialização dos produtos descritos nos incisos I e II do caput, a atividade de fabricação conforme Processo Produtivo Básico estabelecido pelos Ministérios do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior e da Ciência, Tecnologia e Inovação.

As discussões perpassaram pelos seguintes temas:

- Oportunidades e desafios para a inserção do Brasil de forma competitiva no cenário internacional da indústria e cadeia produtiva associada de equipamentos e serviços relacionados à geração de energia baseada em fonte solar fotovoltaica;
- Possibilidade de inclusão de insumos e maquinários de sistemas fotovoltaicos no âmbito dos anexos do PADIS.

3.4 RECOMENDAÇÕES

3.4.1 Acompanhamento e Implementação

Há necessidade de acompanhar a implementação de ações discutidas com os bancos públicos e instituições governamentais concernentes ao financiamento e tributação, que tenham como condão a promoção da expansão da geração distribuída. Dessa forma, recomenda-se que o Ministério de Minas e Energia dê continuidade às atividades e tratativas iniciadas.

Com este propósito será realizado um fórum com tomadores de decisão no âmbito governamental, instituições financeiras públicas, agências de desenvolvimento e bancos de fomento e desenvolvimento, com o objetivo dos agentes trocarem experiências, debaterem detalhes dos produtos financeiros já existentes e buscar novas soluções. Os principais pontos de foco do debate são:

- Estruturação de linhas de crédito para pessoa física;
- Ampliação e criação de novos produtos financeiros voltados para os setores públicos e privados;
- Debate sobre oportunidade de funding competitivo;
- Identificação de recursos internacionais não reembolsáveis para compor fundos nacionais.



A composição do fórum será: Ministério de Minas e Energia, Aneel, Empresa de Pesquisa Energética, Ministério da Fazenda, Ministério do Planejamento, Ministério do Meio Ambiente, Ministério da Integração, Fundo Clima, Fundo Amazônia, Ministério do Desenvolvimento Social e Agrário (PRONAF), Banco do Brasil, Banco do Nordeste, Banco do Amazônia, BNDES, Caixa Econômica Federal, BID e CAF.

Ademais, há iniciativas do Congresso Nacional em andamento, podendo o Ministério de Minas e Energia apoiar a aprovação dos projetos de lei em tramitação.



4 – SUBGRUPO DE COMERCIALIZAÇÃO

4.1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento da microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica, principalmente junto às unidades consumidoras, é uma tendência mundial. Atualmente, a microgeração e minigeração deixaram de ser apenas uma solução para operação isolada e cada vez mais vem sendo considerada uma importante forma de expansão e diversificação da oferta de energia, operando conectada às redes de distribuição, junto aos consumidores.

Entre os diversos benefícios da micro e minigeração distribuída, podemos destacar:

- Redução de perdas técnicas, em razão da localização junto ao consumo;
- Atenuação de investimentos em transmissão;
- Uso de fontes renováveis,
- Adiamento de investimentos em geração centralizada;
- Aumento da segurança do fornecimento pela redução da dependência da rede de transmissão;
- Otimização da operação da rede de distribuição e aumento da qualidade do fornecimento;
- Rápida implantação e baixos custos de operação e manutenção;
- Atração de investimentos privados e pulverizados para o setor;
- Complementariedade da geração no horário da ponta física do sistema;
- Diversificação da matriz energética;
- Geração de empregos e desenvolvimento econômico.

O Brasil apresenta um enorme potencial para o desenvolvimento da micro e minigeração distribuída, baseada em fontes renováveis de diferentes tipos. Além do alto índice de irradiação solar e incidência de ventos, existem grandes potenciais regionais para micro e minigeração a partir de biomassa, hidráulica ou cogeração.

Nesse contexto, a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 significou um avanço importante para promover a expansão da micro e minigeração distribuída de energia elétrica. Além de estabelecer as condições para conexão de micro e minigeração no sistema de distribuição, criou um mecanismo que permite ao consumidor usar seus excedentes de geração para compensar seu consumo.

Posteriormente, por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015, foram instituídos aprimoramentos importantes na Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012.

A regulação definiu como micro e minigeração distribuída as centrais geradoras conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras,



e que utilizem cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia, seguindo os seguintes critérios:

- Microgeração distribuída: potência instalada menor ou igual a 75kW;
- Minigeração distribuída: potência instalada superior a 75kW e menor ou igual a 3 MW, para fonte hídrica, ou menor ou igual a 5 MW para as demais fontes.

Também foi instituído um mecanismo de *net metering*, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, segundo o qual os excedentes de produção de um consumidor podem ser usados para compensar o consumo próprio no período ou em até 60 meses.

O sistema não se caracteriza como uma venda de energia, mas sim um empréstimo gratuito do excedente de produção para a distribuidora local. Esse empréstimo em energia é devolvido na forma de abatimento da energia consumida pela própria unidade consumidora ou por outra unidade registrada sob o mesmo CNPJ ou CPF.

Os aprimoramentos implantados pela Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015 ampliaram a participação no Sistema de Compensação de Energia, com a criação das figuras dos empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras e da geração compartilhada.

A Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 também incluiu a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, estabelecendo os requisitos e os procedimentos para conexão das centrais geradoras nas redes de distribuição. Os aprimoramentos trazidos pela Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015 simplificaram e tornaram mais ágeis os procedimentos para conexão da micro e minigeração distribuída

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica é um importante mecanismo para promover a micro e minigeração, entretanto, pode não ser suficiente para promover todo o potencial de expansão.

Um primeiro ponto é que a regulação não incentiva a instalação de capacidade superior à carga do consumidor. Em diversas situações, o consumidor poderia instalar uma potência maior, porém, caso não possua outra unidade consumidora na mesma área de concessão, não terá como usar todo o seu excedente de geração.

Além disso, o mecanismo atual não permite qualquer tipo de venda da energia excedente de micro e minigeração. A criação das figuras do empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e da geração compartilhada pode atender casos específicos, mas limita as possibilidades de modelos de negócio.

Outro aspecto é que as distribuidoras não têm qualquer incentivo para apoiar a implantação da mini e microgeração distribuída. Isso porque, além da necessidade de investimentos para conectar e operar essa geração na rede, o crescimento da micro e minigeração representa redução do mercado faturado.



Um mecanismo simplificado que permita a comercialização da micro e minigeração no ACL, objeto deste estudo, se apresenta como uma alternativa ao modelo atual, podendo viabilizar projetos que não seriam implantados com base no Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

Com a comercialização dos excedentes, consumidores podem ser incentivados a investir em centrais geradoras com capacidades maiores, pois, além de consumirem sua autoprodução, poderão ser remunerados pela energia injetada na rede. Da mesma forma, consumidores que não poderiam compensar o consumo em unidades de diferentes distribuidoras, poderão recuperar seus investimentos com a comercialização de seus excedentes no ACL.

Para as distribuidoras, a comercialização dos excedentes de micro e minigeração permitirá a prestação de novos serviços relacionados à medição. Esses serviços incluem a coleta, agregação e envio de dados de medição, além da disponibilização de relatórios ou sistemas para acompanhamento e gestão. Esses serviços serão regulados e remunerados pelos consumidores e comercializadores envolvidos, evitando que a expansão da micro e minigeração cause redução de faturamento para as concessões ou em aumento das tarifas para os demais consumidores.

Em relação ao financiamento dos projetos, a comercialização dos excedentes abre caminho para a criação de novos modelos de negócio, como empresas especializadas na implantação e exploração das centrais geradoras, investidores parceiros, aluguéis de telhados e outros.

Outro aspecto importante da comercialização dos excedentes no Ambiente de Contratação Livre é que representa uma solução de mercado, cujo desenvolvimento se baseia na competitividade dos projetos. Diferente das soluções de *feed in tariff*, implantada em diversos países, mas que dependem de subsídios oficiais ou podem encarecer as tarifas dos demais consumidores, a comercialização dos excedentes se desenvolverá de acordo com a demanda por essa energia no mercado livre.

4.2 OBJETIVO

O presente estudo tem por objetivo apresentar um mecanismo simplificado para a comercialização de geração distribuída no Ambiente de Contratação Livre (ACL), conforme estabelecido na Portaria MME nº 538/2015.

Com a proposta de comercialização dos excedentes de micro e minigeração distribuída, espera-se viabilizar projetos que não seriam executados com base na Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, contribuindo para atingir todo o potencial de expansão da micro e minigeração no país.

Permitindo o desenvolvimento de novos modelos de negócio, é possível incentivar novos investimentos e facilitar o financiamento dos projetos, trazendo benefícios sociais e desenvolvendo a indústria nacional.



De acordo com estudos realizados pelo MME, até 2030, 2,7 milhões de unidades consumidoras poderão ter energia gerada por elas mesmas, entre residências, comércios, indústrias e no setor agrícola, o que pode resultar em 23.500 MW (48 TWh produzidos) de energia limpa e renovável, o equivalente à metade da geração da Usina Hidrelétrica de Itaipu. Com isso, o Brasil pode evitar que sejam emitidos 29 milhões de toneladas de CO₂ na atmosfera. O presente estudo espera contribuir para o atingimento dessa meta.

4.3 MODELO PARA A COMERCIALIZAÇÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE - ACL

Para realizar a venda de energia no Ambiente de Contratação Livre, os geradores precisam se tornar agentes da CCEE, cumprindo todos os requisitos para adesão previstos nos Procedimentos de Comercialização. Entre esses requisitos, deve ser apresentado o ato autorizativo para a atuação como produtor de energia elétrica. Além dos documentos para a adesão da empresa, devem ser cumpridos os requisitos para cadastro e medição dos empreendimentos de geração, que passarão a ser medidos e contabilizados pela CCEE, de acordo com as Regras de Comercialização.

No entanto, o Ambiente de Contratação Livre, assim como as operações na CCEE, tem como característica a viabilização da comercialização de energia no atacado, ou seja, envolve regras e responsabilidades incompatíveis com o grande número de consumidores e pequenos volumes de energia representados pela micro e minigeração. A atuação direta desses consumidores no mercado, além de demandar conhecimentos específicos e diversas operações, certamente levaria os custos e a complexidade para a administração do mercado a patamares extremamente elevados.

Dessa forma, a abertura para a venda de excedentes de micro e minigeração no ACL deve prever um tratamento bem mais simples do que o tratamento dado aos geradores convencionais. Entendemos que a atuação direta da micro e minigeração na compra e venda de contratos de energia no ACL não é viável e nem benéfica para o mercado.

A proposta desse estudo é que a comercialização dos excedentes no mercado seja realizada por intermédio de comercializadores de energia, especialmente os comercializadores varejistas. Esses agentes passarão a atuar como agregadores da geração de diversos consumidores, de forma a compor montantes de energia compatíveis com as negociações no Ambiente de Contratação Livre.

Consolidando a geração de diversos consumidores, os comercializadores assumirão todas as responsabilidades e obrigações operacionais perante a CCEE e outras instituições para a comercialização no mercado (ACL).

A relação comercial entre os comercializadores e os consumidores será negociada de forma bilateral. Com base nessa negociação, o consumidor cederá o total de seu excedente para o comercializador que, perante o mercado e a CCEE, será o detentor da geração e realizará a contratação no ACL.



Os excedentes de geração que forem adquiridos por um determinado comercializador, serão representados na CCEE como uma usina virtual, cuja geração verificada para fins de contabilização do mercado será a soma dos excedentes de geração de todos os consumidores. A **Figura 1** ilustra a representação da micro e minigeração no mercado.

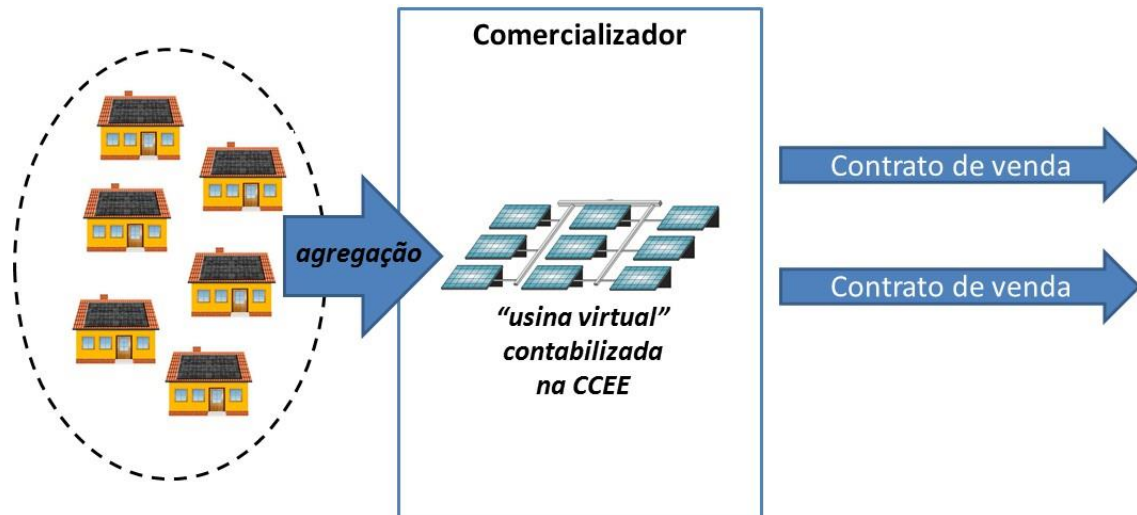


Figura 1 - Representação da mini e microgeração no mercado. Fonte: CCEE, 2015.

A representação proposta elimina a necessidade de adesão da mini e micro geração à CCEE, bem como o cadastro individual de cada central geradora para a contabilização do mercado.

De acordo com a regulação atual, os produtores de energia, para comercialização no mercado, devem ser detentores de autorização ou registro do empreendimento na ANEEL. Mesmo que a comercialização se dê por intermédio de um comercializador autorizado, esse requisito pode ser mantido, uma vez que as centrais geradoras de até 5MW apenas precisam de registro na agência reguladora, processo bastante simples e rápido. Além de evitar alterações regulatórias, o registro na ANEEL contribui para o melhor acompanhamento desse mercado.

4.4 TRATAMENTO DA MEDIÇÃO

Para operação no mercado, todos os agentes da CCEE devem implantar e operar o Sistema de Medição de Faturamento – SMF, de acordo com os requisitos estabelecidos no Módulo 12 dos Procedimentos de Rede.

Os requisitos técnicos estabelecidos no Anexo 1 - Especificação Técnica das Medições para Faturamento definem: classe de exatidão dos enrolamentos de medição dos TPs e TCs, enrolamentos secundários de medição exclusivos para faturamento, cabos secundários dos TPs e TCs até os medidores com blindagem, características técnicas dos medidores e sistema de comunicação para acesso direto aos medidores pela CCEE.



Para a implantação da proposta de comercialização dos excedentes de micro e minigeração, seria totalmente inviável exigir a adequação da medição aos requisitos atuais do SMF.

A Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 incluiu a Seção 3.7 – Acesso de Micro e Minigeração Distribuída no Módulo 3 do PRODIST. Com isso, estabeleceu os procedimentos e requisitos para conexão da micro e minigeração na rede de distribuição.

Entendemos que esses requisitos estabelecidos no Módulo 3 do PRODIST são adequados e suficientes para a implantação da presente proposta, não sendo necessária nenhuma instalação adicional para a comercialização dos excedentes de micro e minigeração.

Na solução proposta, a CCEE não manterá o cadastro individualizado de cada consumidor para fins de contabilização. Além de desnecessária, a representação desse mercado de varejo na CCEE aumentaria muito a complexidade e os custos da operação do mercado. Considerando a meta do ProGD de atingir 2 milhões de consumidores, e assumindo que 10% desses optem pela comercialização dos excedentes no ACL, teríamos 200 mil novos consumidores cadastrados na CCEE. Esse número representa mais de 20 vezes o número atual de pontos de medição cadastrados no Sistema de Coleta de Dados de Medição – SCDE.

Assim, como a CCEE não manterá o cadastro individualizado dos consumidores, não é necessário que o sistema de medição permita a coleta dos dados pelo SCDE.

Pela presente proposta, caberia à distribuidora local a coleta dos dados de medição dos excedentes da micro e minigeração injetada em sua rede. Essa coleta já é prevista na Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, para a operacionalização do Sistema de Compensação de Energia.

No caso dos consumidores que optarem pela comercialização dos excedentes, no lugar de compensar o consumo cativo, esses dados serão consolidados e enviados para a CCEE. Segundo os requisitos dos medidores estabelecidos no Módulo 3 do PRODIST, os equipamentos permitem a coleta da memória de massa dos medidores em base horária ou com intervalos de 5 minutos, de acordo com as configurações implementadas. Para a viabilização da presente proposta, as duas alternativas podem ser utilizadas, ou seja, o envio dos dados horários ou com intervalos de 5 minutos.

Um ponto importante da proposta é que as distribuidoras passam a assumir uma nova responsabilidade, realizar a agregação dos dados de medição, ou seja, a soma de toda a micro e minigeração de sua área de concessão que foi adquirida por cada comercializador.

Essa agregação é necessária porque, como já descrito, o total de micro e minigeração adquirido pelo comercializador será representado na CCEE como uma única usina virtual por área de concessão. Assim, caberá à distribuidora local consolidar



toda a micro e minigeração em base horária para encaminhar à CCEE a geração total da usina virtual correspondente.

Após o processo de coleta e agregação, a distribuidora gerará arquivos de dados que serão transmitidos para o sistema da CCEE (SCDE) via canal de comunicação já existente. Esses dados recebidos serão transmitidos para o Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), o CliqCCEE, e serão considerados como geração verificada das usinas virtuais de cada comercializador.

Os dados a serem agregados e enviados à CCEE correspondem somente aos dados da geração injetada pelos consumidores. Como esses consumidores optaram por comercializar esses excedentes no lugar de compensar o consumo, a distribuidora continuará responsável pelo faturamento das horas em que o consumidor consumiu energia de sua rede.

Dessa forma, a distribuidora deverá considerar para agregação dos dados de micro e minigeração valores positivos, para as horas em que houve excedente, ou zero, para as horas em que houve consumo. A **Figura 2** representa o processo de coleta e envio de dados de medição.

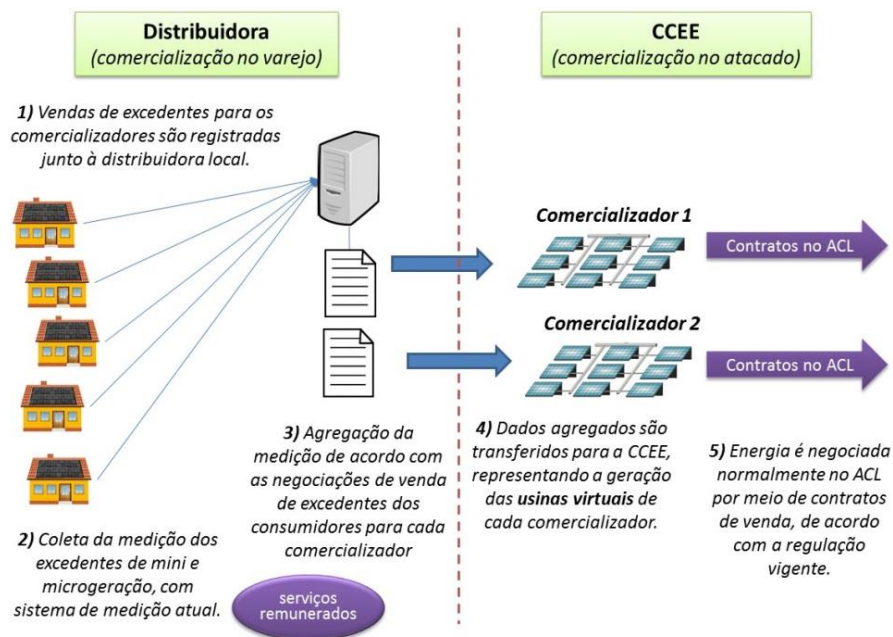


Figura 2 - Processo de coleta e agregação dos dados de medição Fonte: CCEE, 2015.

A forma de coleta dos dados pela distribuidora também ficará a cargo da própria concessionária, ou seja, pode ser realizada por meio de telemedição ou mesmo por leiturista. Da mesma forma, a periodicidade e data da coleta caberão à distribuidora, desde que atenda a necessidade de envio dos dados consolidados à CCEE, no máximo, com periodicidade mensal até o 7º dia útil após o término do mês de referência.

Para representação da geração na CCEE, para cada comercializador que negociar excedentes de micro e minigeração, será cadastrada uma usina virtual na área de concessão de cada distribuidora na qual possuir negociações com

consumidores. Assim, um comercializador que atue em todo o país poderá possuir uma usina virtual cadastrada em cada distribuidora. A **Figura 3** ilustra a representação da micro e minigeração na CCEE.

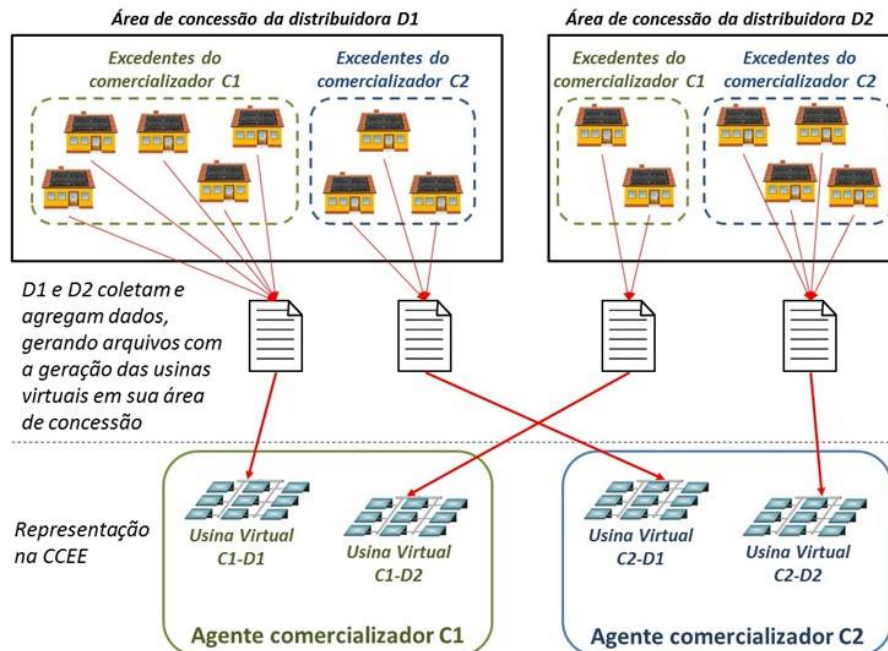


Figura 3 - Representação das usinas virtuais. Fonte: CCEE, 2015.

A necessidade de cadastro de usinas virtuais em cada área de concessão tem como objetivo garantir a correta aplicação das regras de comercialização, incluindo o cálculo da carga total de cada distribuidora (que é influenciada pela micro e minigeração conectada em sua rede), tratamento dos submercados, encargos de serviço de sistema e outros aspectos.

Como a atividade de coleta e agregação dos dados será realizado pela distribuidora local, as relações entre consumidores e comercializadores deverão ser registradas nas distribuidoras. Dessa forma, caberá aos interessados registrar junto à distribuidora que a comercialização dos excedentes se dará por intermédio de determinado comercializador, assim como registrar mudanças na representação (portabilidade). A CCEE não manterá controle sobre as relações entre os consumidores com micro e minigeração e os comercializadores.

Desde de fevereiro de 2016, por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 688/15, foram flexibilizados os requisitos do sistema de medição para consumidores especiais, eliminando a necessidade de instalação do medidor de retaguarda. Novas flexibilizações estão em estudo pela ANEEL e têm como objetivo permitir a utilização pela CCEE dos sistemas de medição atuais utilizados pelas distribuidoras.

Com as flexibilizações previstas, para a minigeração distribuída de maior porte, poderia ser utilizado o sistema de medição estabelecido pelos Procedimentos de Rede para os consumidores especiais. Dessa forma, a CCEE receberia os dados de medição de cada instalação e consolidaria na usina virtual do comercializador representante.



Essa alternativa não implica em novas responsabilidades para as distribuidoras locais, uma vez que os dados de medição seriam coletados pela CCEE, por meio do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE), da mesma forma que é realizada para os consumidores especiais atualmente. Em relação à representação na contabilização, os dados seriam agregados nas usinas virtuais dos comercializadores, mantendo a simplificação de não cadastrar e contabilizar cada central individualmente.

É importante ressaltar que essa proposta alternativa não é viável para a micro e minigeração na baixa tensão, pois não seria possível a coleta pela CCEE dos dados dos medidores desses consumidores. Ainda que seja implantada tecnologia que permita essa coleta, seus custos podem inviabilizar o projeto. Além disso, a necessidade de aumentar a capacidade de coleta e tratamento dos dados de medição pela CCEE, para tratar esse mercado de varejo, traria custos muito superiores aos benefícios para o mercado.

A **Figura 4** apresenta o processo de coleta da minigeração considerando os requisitos de medição flexibilizados e a agregação nas usinas virtuais.

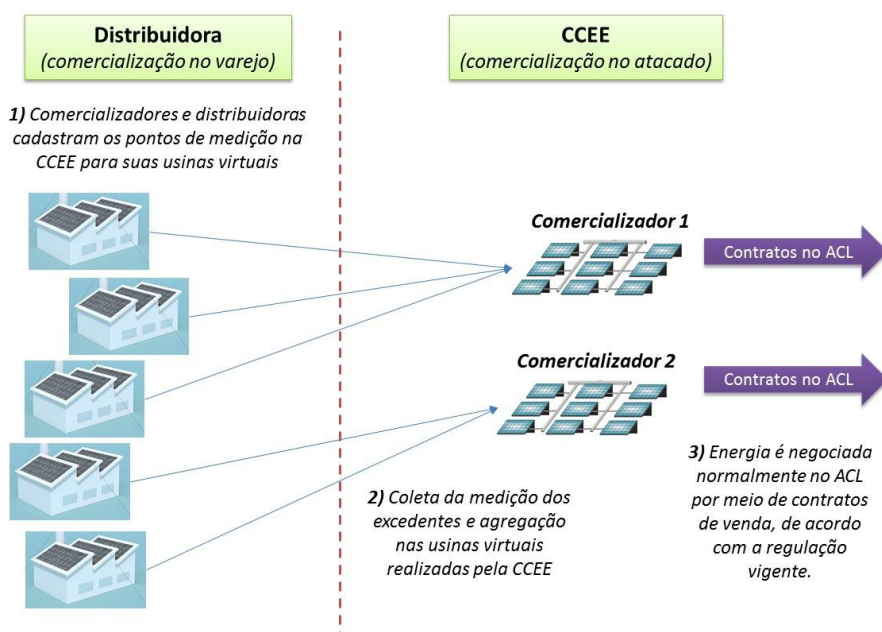


Figura 4 - Processo e agregação e coleta dos dados de medição com requisitos atuais. Fonte: CCEE, 2015.

Entretanto, essa proposta alternativa pode ser um primeiro passo que permitiria implantar de forma mais rápida um mecanismo simplificado para comercialização no ACL de excedentes de minigeração de maior porte, conectada na média tensão.



4.5 O PAPEL DAS DISTRIBUIDORAS

Como a atividade de coleta e agregação dos dados será realizada pela distribuidora local, as relações entre consumidores e comercializadores deverão ser registradas nas distribuidoras. Dessa forma, caberá aos interessados registrar junto à distribuidora que a comercialização dos excedentes se dará por intermédio de determinado comercializador, assim como registrar mudanças na representação (portabilidade). A CCEE não manterá controle sobre as relações entre os consumidores com micro e minigeração e os comercializadores.

Todas as atividades realizadas pelas distribuidoras, como a coleta, agregação e envio de dados para a CCEE, deverão ser reguladas pela ANEEL e serão remuneradas pelos consumidores e comercializadores envolvidos. Além das responsabilidades básicas, as distribuidoras poderão oferecer serviços adicionais relacionados a informações e sistemas voltados para a gestão da micro e minigeração pelos próprios consumidores ou pelos comercializadores.

No caso dos consumidores de baixa tensão com micro e minigeração, cuja tarifa monômnia não remunera separadamente o uso da rede elétrica, é importante incorporar esse custo da rede na remuneração a ser definida para as distribuidoras.

Outra alternativa, é transformar a tarifa dos consumidores de baixa tensão que optarem pela comercialização dos excedentes em binômnia, como são as tarifas para a média tensão. Dessa forma, a remuneração dos serviços de medição dos excedentes poderia ser incorporada a tarifa fio desses consumidores. Recentemente, a publicação do Decreto 8.828/2016 liberou a introdução da tarifa binômnia para os consumidores de baixa tensão.

A regulação adequada da remuneração das distribuidoras evitará que a expansão da micro e minigeração afetem o equilíbrio financeiro da concessão ou que gere aumento nas tarifas dos demais consumidores. Adicionalmente, a prestação desse tipo de serviço representa um passo no sentido da revisão do papel das distribuidoras, de fornecedoras de energia para provedoras de serviços de rede de distribuição.

Em relação à alternativa proposta para tratamento da medição de minigeração na média tensão, com a coleta dos dados pela CCEE, o papel das distribuidoras não sofreria alteração. Embora não assumam novas responsabilidades, as distribuidoras continuariam podendo oferecer serviços adicionais aos comercializadores e consumidores.



4.6 ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA

O objetivo desta seção é, por meio de cenários, avaliar se a implantação da micro e minigeração distribuída, destinada à comercialização no ACL, poderiam gerar retornos financeiros aos consumidores ou empreendedores.

Nosso objetivo não é comparar a comercialização no ACL com o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Considerando um consumidor que pretenda instalar uma central com capacidade de geração compatível com seu consumo de energia, o Sistema de Compensação de Energia muito provavelmente será a alternativa mais vantajosa. Usar os excedentes para abater o próprio consumo geralmente será a melhor escolha em relação à venda desses excedentes no ACL. Isso porque o preço de venda no ACL tende a ser inferior à tarifa de energia paga pelo consumidor no mercado cativo. Essa vantagem é ainda mais evidente no caso de consumidores da baixa tensão, em razão da tarifa monômnia.

Conforme já descrito, a comercialização dos excedentes no ACL pode ser uma solução para projetos que não se viabilizariam por meio do sistema de compensação. Por exemplo, como não é possível vender os excedentes para terceiros, um consumidor que pretenda instalar uma capacidade de geração muito superior ao consumo próprio, ficará acumulando créditos junto à distribuidora que não serão compensados.

Além disso, a comercialização pode atrair novos participantes para o desenvolvimento da micro e minigeração distribuída, como empreendedores especializados na implantação e comercialização.

Dessa forma, serão avaliados dois cenários:

- Consumidor com central geradora com capacidade superior ao consumo próprio;
- Empreendedor especializado.

O objetivo é verificar se esse tipo de projeto poderia ter retorno financeiro considerando as condições atuais. Ressaltamos que o objetivo é indicar a atratividade do modelo proposto, não pretendendo atingir a extensão ou precisão das análises que possam ser desenvolvidas pelos agentes envolvidos.

4.6.1 Cenário 1: Consumidor com Central Geradora com Capacidade Superior ao Consumo Próprio

Neste cenário, vamos avaliar um exemplo de uma pequena indústria com uma grande área de telhado em seu galpão. Após análises, verificou que poderia instalar uma central de geração solar cuja capacidade de produção seria aproximadamente duas vezes o consumo próprio mensal da empresa.

Como produzirá mais energia do que pode consumir, o sistema de compensação não seria interessante, pois geraria créditos que não seriam



compensados. Dessa forma, a decisão certamente seria de limitar a instalação na capacidade suficiente para atendimento do consumo próprio.

Com a comercialização dos excedentes no ACL, além da redução na fatura de energia pelo consumo imediato da geração própria, poderia vender toda a produção excedente no mercado livre. Embora deixe de compensar o consumo de outros horários, a receita pela venda no ACL de uma produção excedente muito superior às suas necessidades pode ser uma nova fonte de receita interessante para a empresa.

Para verificar a viabilidade de instalar toda a capacidade para vender o excedente no ACL, foram consideradas as seguintes premissas e dados de entrada:

- Estado: Minas Gerais
- Insolação diária: 5,733 h/dia
- Consumo próprio mensal: 36 MWh
- Potência instalada para atendimento ao consumo: 0,210 MWp
- Potência instalada do projeto: 0,420 MWp
- Custo do projeto: R\$ 6,00 / Wp
- Investimento total: R\$ 2.520.000,00
- Distribuidora: CEMIG
- Tarifa de Energia (sem tributos): R\$ 227,68 / MWh
- Preço de venda no ACL (com tributos): R\$ 220,00 / MWh
- Taxa de inflação: 4,5% a.a.
- Vida útil do projeto: 25 anos (degradação de 0,5% a.a.)

O gráfico da **Figura 5** apresenta o retorno do investimento do consumidor considerando a economia na fatura da distribuidora e a receita da venda dos excedentes no ACL:

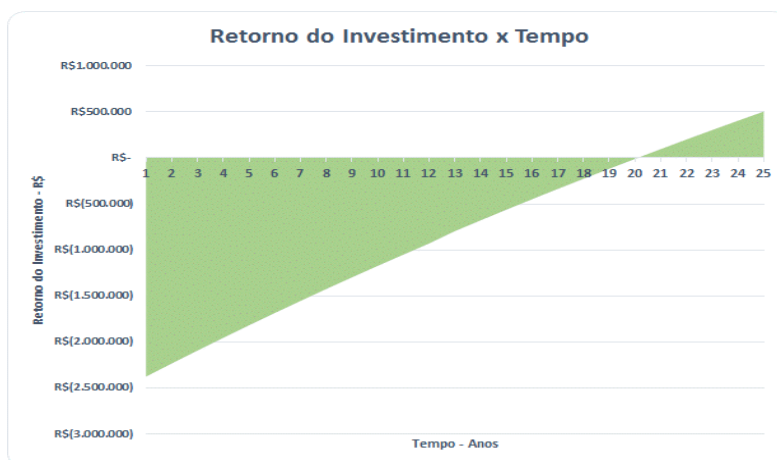


Figura 5 - Retorno do investimento - consumido

O resultado da análise apresentou um prazo para retorno do investimento de 20 anos. A taxa interna de retorno (TIR) do projeto ficou em 6,13% ao ano, o que representa um ganho real de 1,63% ao ano.



4.6.2 Cenário 2: Empreendedor Especializado

Neste cenário, vamos avaliar o mesmo projeto, porém, considerando que o investimento será realizado por um empreendedor especializado na implantação e comercialização de minigeração distribuída.

O empreendedor propõe implantar o projeto nas instalações do consumidor e oferece um desconto de 15% na energia consumida da central pelo consumidor em relação à tarifa de energia da distribuidora local. Além da redução no custo da energia, o consumidor se beneficia do aumento da segurança do fornecimento e do apelo e ganho de imagem em função da produção e consumo de energia renovável.

Embora não seja o objeto da análise, um modelo alternativo poderia ser o investimento conjunto do empreendedor e do consumidor, ficando o consumidor com a energia usada para o consumo próprio e o empreendedor com o excedente para venda no ACL.

Em nosso cenário, para o empreendedor, o retorno viria da combinação da venda da energia para o consumidor e da venda dos excedentes no ACL. A seguir são apresentadas as premissas e dados de entrada da análise:

- Estado: Minas Gerais
- Insolação diária: 5,733 h/dia
- Consumo mensal: 36 MWh
- Potência instalada do projeto: 0,420 MWp
- Custo do projeto: R\$ 6,00 / Wp
- Investimento total: R\$ 2.520.000,00
- Distribuidora: CEMIG
- Preço de venda para o consumidor (sem tributos): R\$ 193,53 / MWh
- Preço de venda no ACL (com tributos): R\$ 220,00 / MWh
- Taxa de inflação: 4,5% a.a.
- Vida útil do projeto: 25 anos (degradação de 0,5% a.a.)

O resultado da análise apresentou um prazo para retorno do investimento de 21 anos e 4 meses. A taxa interna de retorno (TIR) do projeto ficou em 5,45% ao ano, o que representa um ganho real de 0,95% ao ano.

De forma geral, as análises demonstram que a comercialização no ACL pode ser viável, embora possa parecer um negócio pouco lucrativo. Entretanto, é importante destacar que se as condições se alterarem (preços, custos etc.), os resultados podem ser bem diferentes e bem mais atrativos.



A **Figura 6** apresenta o retorno do investimento do empreendedor, por meio de gráfico, considerando a venda (por 85% da tarifa regulada) para o consumidor e a venda dos excedentes no ACL.

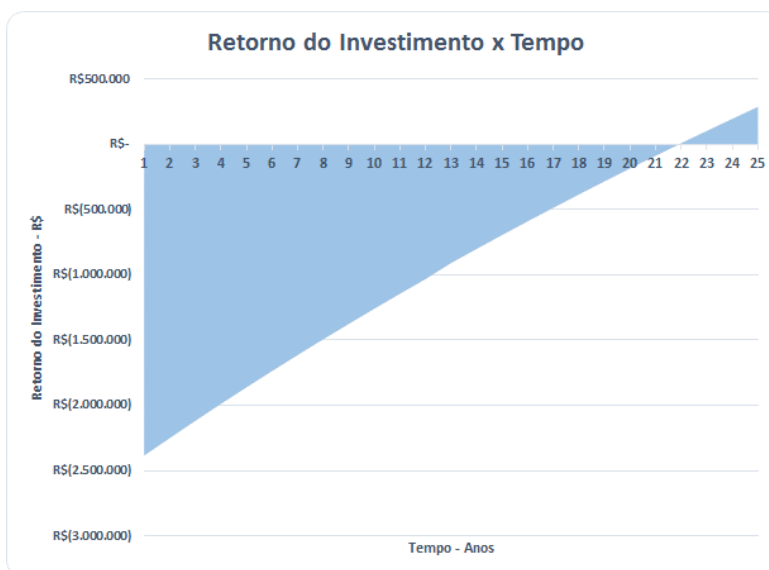


Figura 6 - Retorno do investimento – empreendedor

Para ilustrar essa afirmação, se o desenvolvimento da indústria nacional e novas tecnologias levarem os custos de implantação a serem reduzidos pela metade, ou seja, R\$ 3,00/Wp, a mesma simulação resultaria, para o empreendedor (cenário 2), em prazo de retorno de 9 anos e 2 meses, e uma TIR de 13,97% ao ano, com ganho real de 9,47% ao ano.

Dessa forma, o resultado da análise, embora simplificada, aponta que a comercialização dos excedentes de micro e minigeração no ACL pode ser um negócio rentável, atraindo novos participantes e criando novos modelos de negócio.

4.7 ASPECTOS REGULATÓRIOS

Percebe-se que o mercado está evoluindo na regulamentação e legislação do setor, trazendo maior liquidez e dinamismo nas operações, com a criação do mecanismo de cessão de montantes de energia por consumidores livres e especiais (Portaria MME nº 185/2013) e a própria instituição do Comercializador Varejista, estabelecida na Resolução Normativa ANEEL nº 570/13.

Os consumidores que possuem microgeração e minigeração não precisariam ser consumidores do ACL e/ou agentes da CCEE, apenas a geração (excedente) originada de sua mini e microgeração seria destinada à comercialização no ACL por meio de um Comercializador, de forma a contribuir e incentivar a evolução da geração distribuída, da diversificação da matriz energética e da ampliação dos investimentos de tal geração.



Como sabido, de acordo com o disposto na Lei nº 10.848/2004, bem como nos Decreto nº 2.335/97, nº 5.163/2004 e nº 5.177/ 2004, a ANEEL possui atribuição de fiscalizar e regular a comercialização de energia elétrica. Em verdade, conclui-se que a distribuição de competências previstas na legislação aplicável estabelece competência à Agência Reguladora para disciplinar matéria relativa à comercialização de energia elétrica.

Diante de sua atribuição legal a respeito de tratar e regulamentar a comercialização de energia, a ANEEL poderia considerar, no âmbito regulatório, o estabelecimento e/ou permissão sobre a possibilidade de negociação no ACL, por intermédio de um comercializador autorizado, da energia excedente proveniente de micro e minigeração de unidades consumidoras, com o estabelecimento de ato regulatório específico sobre a comercialização de excedentes de micro e minigeração distribuída, estabelecendo os requisitos, regras e procedimentos necessários.

Em relação às Regras de Comercialização, em uma análise preliminar, as necessidades de adequações para implantação da comercialização dos excedentes de micro e minigeração não seriam significativas. Com a representação da micro e minigeração em usinas virtuais, entende-se que todos os cálculos e conceitos presentes nas regras seriam aplicados normalmente a essas usinas. Os Procedimentos de Comercialização deverão ser alterados para prever o cadastro das usinas virtuais e os procedimentos de envio dos dados de medição pelas distribuidoras.

Em relação ao instrumento jurídico a ser celebrado entre o comercializador e o consumidor com micro e minigeração, tal como o ocorre com os Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre – CCEAL, as partes poderiam livremente estabelecer as condições. Todavia, a ANEEL, considerada a sua competência, poderia fixar as condições/cláusulas mínimas do instrumento ou até mesmo criar um instrumento padrão, de utilização compulsória pelas partes, a exemplo da cessão de montantes tratada pela Resolução Normativa ANEEL nº 611/2014.

Em relação à questão tributária, faz-se necessário avaliar as implicações quanto ao ICMS e o cumprimento de obrigações acessórias, em especial quanto à emissão de nota fiscal. A incidência do ICMS em energia elétrica é diferida para o momento do consumo, ou seja, não incide nas etapas anteriores, como na geração. Essa regra permite a conclusão de que não haveria recolhimento a ser feito por parte do consumidor com micro ou minigeração.

Há, contudo, algumas situações em que a legislação determina a substituição tributária, consistente no recolhimento do ICMS pelo vendedor da energia ao consumidor final, tal como previsto no Convênio CONFAZ nº 15/2007. Além desta regra, há também a substituição tributária pelas distribuidoras em relação aos consumidores que tenham adquirido a energia no ACL, nos termos do Convênio CONFAZ nº 77/2011.

Em que pese tais normativos, como a venda da energia pelo consumidor se daria exclusivamente ao comercializador, não sendo ele o destinatário da energia, mas sim um intermediador, não haveria que se falar em tributação neste momento. Assim,



a situação difere da compensação da energia gerada (*net metering*) tratada pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012.

Já em relação à obrigação acessória, a princípio, o consumidor teria que emitir nota fiscal¹, ainda que de forma avulsa na hipótese de não possuir cadastro como contribuinte do ICMS. Todavia, nada impede que seja editada norma pelas autoridades fiscais isentando a emissão da nota fiscal pelo consumidor com micro e minigeração no caso ora apresentado.

Nesse sentido, o ato SINIEF nº 02/2015, do CONFAZ, isentou os consumidores que não são contribuintes do ICMS da necessidade de se inscrever no cadastro de contribuintes do ICMS e de escriturar os documentos fiscais em relação às obrigações que decorram da prática das operações contidas da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, na modalidade de compensação, o que demonstra a plausibilidade de isenção também para os casos de comercialização da micro e minigeração para os não contribuintes do ICMS.

4.8 CONCLUSÃO

A comercialização dos excedentes de micro e minigeração é um mecanismo importante para o desenvolvimento do mercado de geração de pequeno porte, notoriamente para instalação e operação de painéis fotovoltaicos, mas também para aerogeradores de pequeno porte, biogás de rejeitos rurais e outras fontes que se enquadram na definição de micro e minigeração.

O presente estudo demonstrou ser possível, por meio de um mecanismo simplificado, permitir a venda dos excedentes de mini e microgeração no ACL. A implantação da possibilidade de venda no ACL complementa os avanços já alcançados com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, oferecendo uma alternativa para viabilizar a implantação da micro e minigeração distribuída. Além disso, permite que novos modelos de negócio sejam criados, como a figura do empreendedor que investe na implantação da micro e minigeração para vender a produção para o consumidor e para o ACL.

Em razão principalmente dos custos atuais para implantação, além das condições de financiamento, preços do ACL e tarifas do mercado cativo, o cenário atual pode se apresentar pouco atraente para a comercialização no ACL dos excedentes de micro e minigeração. Entretanto, a micro e minigeração distribuída é uma tendência mundial para o setor elétrico e a regulação adequada de um mercado para essa energia pode contribuir para preparar o Brasil para essa nova realidade.

¹Art. 4º Contribuinte é qualquer pessoa, física ou jurídica, que realize, com habitualidade ou em volume que caracterize intuito comercial, operações de circulação de mercadoria ou prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação, ainda que as operações e as prestações se iniciem no exterior.

Parágrafo único. É também contribuinte a pessoa física ou jurídica que, mesmo sem habitualidade ou intuito comercial:

I – importe mercadorias ou bens do exterior, qualquer que seja a sua finalidade;

II - seja destinatária de serviço prestado no exterior ou cuja prestação se tenha iniciado no exterior;

III – adquira em licitação mercadorias ou bens apreendidos ou abandonados;

IV – adquira lubrificantes e combustíveis líquidos e gasosos derivados de petróleo e energia elétrica oriundos de outro Estado, quando não destinados à comercialização ou à industrialização.



5 – SUBGRUPO DE EDIFICAÇÕES PÚBLICAS

5.1 INTRODUÇÃO

A Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 regulamentou o acesso dos micro e minigeradores à rede de distribuição e criou o modelo brasileiro de compensação de energia, através do qual a energia gerada excedente é convertida em créditos de energia ativa que podem ser consumidos posteriormente. No final de 2015, a ANEEL publicou uma revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que ampliou as possibilidades de adesão da micro e minigeração no Brasil. Segundo estimativas da ANEEL (2015), em 2024 deverá haver 1,2 milhão de unidades consumidoras com micro e minigeração fotovoltaica no Brasil, somando uma capacidade de 4,6 GWp.

Do ponto de vista sistêmico, essa modalidade de geração é vista como alternativa para a redução da dependência de geração termelétrica a partir de combustíveis fósseis, e apresenta como vantagem a possibilidade de redução de investimentos em linhas de transmissão e de perdas, em função de a geração estar junto aos centros de consumo de energia. Pelo lado da unidade consumidora, o investimento em geração distribuída é uma excelente alternativa para reduzir as despesas com eletricidade, além de servir de mecanismo de proteção contra as flutuações das tarifas de energia elétrica². Adicionalmente, em vários estados da federação, a paridade tarifária³ já foi atingida, de modo que ao incentivo à geração distribuída baseada em energia solar se agregam também elementos favoráveis à modicidade tarifária como um todo.

Com o objetivo de combinar estas vantagens com os benefícios das ações de eficiência energética, a Resolução Normativa ANEEL nº 556/2013 incluiu a possibilidade de inserir geração distribuída nos projetos de eficiência energética regulados pela ANEEL. É mandatório que as ações de inserção de fontes incentivadas sejam realizadas concomitantemente às ações convencionais de eficiência energética, e que a geração distribuída se dê no regime de compensação regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. Projetos que contemplem fontes incentivadas possuem tratamento especial no cálculo da relação custo-benefício.

Nesse sentido, seria desejável que o Poder Público adotasse sistemas de geração própria de energia em suas edificações, como forma de economia dos recursos públicos. Além de reduzir as despesas, sistemas de geração própria podem trazer ganhos adicionais à unidade consumidora. No caso de escolas e universidades, por exemplo, é possível utilizá-los como instrumento de capacitação dos alunos, desde a parte básica de energia solar e consumo consciente, até a capacitação profissional e pesquisa científica. De modo similar, trazer essas tecnologias para unidades bancárias faz com que o setor financeiro passe a entender e mensurar melhor os riscos dessa classe de ativo, podendo oferecer melhores alternativas de financiamento para ela.

² Ao diminuir a compra de energia da rede, qualquer aumento tarifário é menos percebido pela unidade com geração.

³ Equiparação entre o custo de geração própria de energia elétrica e o valor da tarifa praticada pelas distribuidoras.



Soma-se a isso o fato de que edifícios públicos costumam ser de grande visibilidade ao público. Portanto, a instalação de um sistema de geração própria nessas unidades é também uma ferramenta de divulgação e marketing das tecnologias de geração distribuída para a sociedade.

Nesse contexto, foi criado um subgrupo de trabalho, no âmbito do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD destinado a estudar maneiras de promover a ampliação da geração distribuída de energia elétrica em edificações públicas, tais como escolas, universidades e hospitais.

As ações do subgrupo de trabalho contemplaram, principalmente, a realização de reuniões com especialistas do setor e instituições que, de alguma maneira, estão envolvidas em projetos de geração distribuída fotovoltaica em edificações públicas. Essas reuniões serviram de base para o conhecimento de casos de sucesso, das alternativas para o setor público e das barreiras a serem superadas. Paralelamente, o grupo estudou formas de incentivar a replicação dos casos bem sucedidos e de criar novos arranjos para a inserção da GD no setor público. No relatório que se segue são apresentados os resultados dessas atividades realizadas pelo subgrupo “Edificações Públicas”.

5.1.1 Princípios

Os trabalhos do grupo, na orientação de arranjos e mecanismos de incentivo à GD no setor público, foram pautados nos seguintes princípios, que devem orientar as recomendações de ações do ProGD:

- Viabilidade econômico-financeira: os investimentos em geração distribuída devem apresentar retorno financeiro positivo, com taxas de retorno compatíveis com investimentos tradicionais;
- Modicidade tarifária: deve-se evitar que programas de incentivo tragam novos impactos às tarifas dos consumidores;
- Capacidade reduzida do Poder Público de realizar novos investimentos com recursos próprios.



5.2 CONTEXTO E INICIATIVAS EXISTENTES

5.2.1 Capacidade Instalada

Segundo dados da ANEEL⁴, o Brasil conta com 4.154 sistemas de micro e minigeração conectados à rede de distribuição de energia, sendo que apenas 36 (0,9%) estão em edificações públicas. A potência acumulada no setor público é de 1,642 MW, composta majoritariamente pela tecnologia fotovoltaica, como ilustra o gráfico da **Figura 7**:

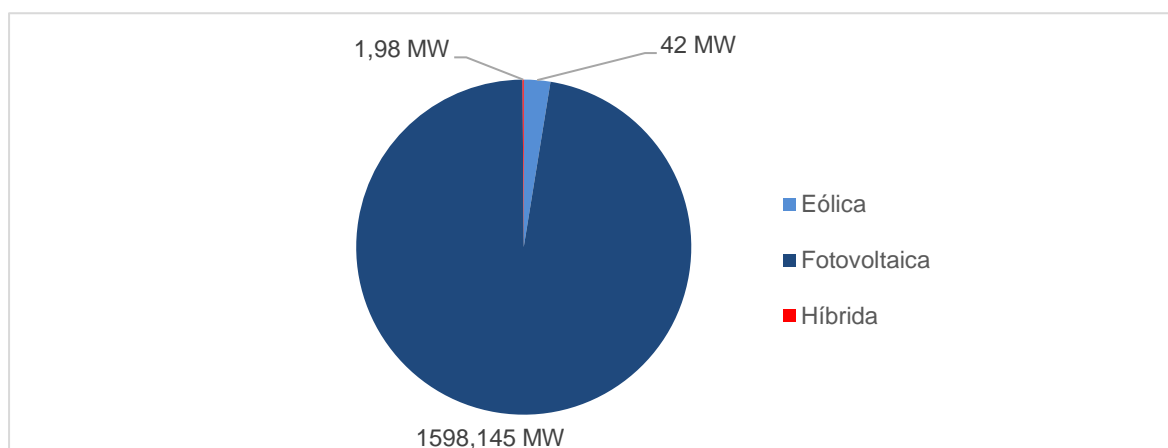


Figura 7 - Potência em geração distribuída no setor público por fonte (MW)

5.2.2 Projeto 120 Telhados

Em 2008, a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE, do MME, criou por meio da Portaria MME nº 36/2008, o grupo de estudo denominado Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF. A referida Portaria estabeleceu como objetivo a elaboração de proposta de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas. Destaca-se que uma das ações propostas no relatório do grupo (emitido em 2009) foi a seguinte:

“Apoiar um programa de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, por meio de projetos de pesquisa e desenvolvimento, envolvendo concessionárias que estejam dispostas a implementar projetos piloto. O objetivo deste programa piloto é analisar os reais impactos da conexão de pequenos sistemas fotovoltaicos nas residências.”.

Considera-se que essa proposta do GT-GDSF foi a semente para a criação do Projeto 120 Telhados. Na época, havia dificuldades de recursos para implantação do projeto, assim a fonte utilizada para dar seguimento à proposta foi o fundo setorial de energia CT-ENERG.

No contexto atual do GT-ProGD, o subgrupo de edificações públicas, tendo como propósito a busca de um nivelamento do estado da arte da aplicação de geração distribuída no país, programou os trabalhos com foco na investigação sobre

⁴ Dados disponíveis em: http://www.Aneel.gov.br/arquivos/Excel/Micro_Minigeracao_ANEEL.xlsx. Acesso em 01/08/2016.



experiências de implantação de geração distribuída em edificações públicas. Desse modo, buscou-se ouvir diversos órgãos e entidades protagonistas de ações sobre o tema.

Um respeitado especialista e referência sobre a tecnologia da geração de energia solar fotovoltaica no Brasil é o Professor Roberto Zilles do IEE/USP. Assim, buscamos a interlocução com ele para conhecer os projetos desenvolvidos pelo IEE/USP e outras ações em desenvolvimento para o setor público, que de alguma forma poderia contribuir com os nossos trabalhos. Nesse diálogo, tomamos conhecimento dos detalhes da instalação de uma usina solar fotovoltaica de 540 kWp no campus da USP e, também, da situação de impasse surgido na implantação do Projeto 120 Telhados, no qual o professor é um dos protagonistas.

É importante esclarecer que o Projeto 120 Telhados foi instituído por meio de uma Encomenda da FINEP, discutida e proposta pelo MME em 2010. O objetivo era executar projeto de pesquisa e desenvolvimento para explorar todas as questões atinentes à inserção, na rede de baixa tensão, da tecnologia de geração solar fotovoltaica. A intenção era de que os produtos resultados do projeto trariam contribuições importantes para subsidiar a instituição de políticas públicas e aprimoramentos da regulamentação de geração distribuída no país.

O projeto previa a instalação de 120 kits de geração de energia solar em residências de seis diferentes regiões e concessionárias distribuidoras de energia do Brasil. Diante do advento da regulamentação da micro e minigeração distribuída, com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, em abril de 2012, pela ANEEL, somado com o fato da primeira liberação de recursos para a implantação dos kits de geração ter ocorrido em agosto de 2012, criou-se uma situação distinta da existente na concepção do Projeto 120 Telhados. Desse modo, ficaram prejudicados os objetivos do projeto com relação a contribuições para a regulamentação da geração distribuída.

Conforme informações recebidas, existem diversos equipamentos oriundos do projeto 120 Telhados que foram comprados, mas não foram utilizados, permanecendo guardados nas diversas localidades onde seriam instalados. Também, há a disponibilidade de recursos monetários em caixa (cerca de R\$ 500 mil), que estão aguardando solução para o impasse ocorrido, mas que seriam suficientes para realizar a instalação dos equipamentos.

Diante dessa situação, a Fundação da Universidade de São Paulo – FUSP, por meio de ofício, propôs a FINEP ajuste no escopo original do projeto para adequar os objetivos iniciais ao contexto atual da inserção da energia solar fotovoltaica. No momento atual, aguarda-se a aprovação da FINEP.



5.2.3 Projetos com Recursos do PEE

5.2.3.1 Caso Estádio de Pituvaçu – Salvador

O projeto de instalação de gerador solar fotovoltaico no estádio de futebol Governador Professor Roberto Santos – Pituvaçu foi aprovado pela Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – SPE como Projeto Piloto, dentro da carteira de projetos de eficiência energética da COELBA, por meio do Ofício nº 452, de 27 de novembro de 2009, como parte do Programa de Eficiência Energética da COELBA. Fruto do investimento de R\$ 5,5 milhões, sendo R\$ 3,8 milhões investidos pela concessionária e R\$ 1,7 milhão pelo Governo do Estado da Bahia. O projeto teve apoio técnico da Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável (GIZ) e da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC.

Por considerar que não havia na época norma regulando a micro e a minigeração distribuída, aprovou-se a Resolução Autorizativa ANEEL nº 3.079/2011, a qual autoriza a Coelba a implantar o projeto piloto (UFV Pituvaçu), fixa regras para a utilização da energia excedente e determina o envio de relatórios semestrais até dezembro de 2016. Em decisão de 24 de novembro de 2015, a Resolução Autorizativa foi revogada e atualmente a usina opera sob a égide da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012.

A maior parte da energia produzida é usada pelo próprio estádio, que passou a ser autossuficiente. A energia excedente, cerca de 22,8 MWh/mês, é utilizada para abater do consumo da sede da Secretaria Estadual do Trabalho, Emprego, Renda e Esporte (SETRE), localizada no Centro Administrativo da Bahia (CAB). Ao longo deste período, a SETRE teve uma economia de cerca de R\$ 44 mil na conta de energia elétrica.

Anteriormente, a conta média de energia do Estádio Governador Roberto Santos era de cerca de R\$ 13 mil reais por mês. Atualmente, o estádio paga o valor mínimo cobrado para consumidores trifásicos, equivalente a 100 kWh, acrescido da taxa de iluminação pública. Essa economia representa cerca de R\$ 161 mil por ano.

A COELBA também substituiu todos os projetores do Estádio por equipamentos de design mais apropriados à aplicação em estádios abertos, com ótica de precisão e alta tecnologia. A concessionária investiu R\$ 893 mil no projeto que implantou 112 projetores de Vapor Metálico 2.000 W (Watts), que oferecem maior luminosidade e são mais eficientes do que os 192 projetores anteriormente instalados.

5.3.3.2 Caso IFG/CELG

O projeto de Eficiência Energética no Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás - Campus Goiânia – IFG foi incluído no Programa, dentro do Plano de Investimentos com Recursos de Eficiência Energética (2015-2017) já aprovado pela CELG, conforme prevê a legislação vigente. A execução do Projeto e suas etapas contará com investimentos da ordem de R\$ 4 milhões, a serem financiados



exclusivamente com recursos do Programa de Eficiência Energética da CELG Distribuição.

Em seu escopo, o projeto implantará melhorias em diversos sistemas analisados no Pré-diagnóstico energético. Além da geração fotovoltaica, estão previstas ações de eficiência nos sistemas de iluminação, condicionamento ambiental, acionamentos e força motriz.

Entre os resultados, busca-se a otimização do consumo energético, a redução da demanda de energia no horário de ponta, a postergação de investimentos no sistema CELG D, melhoria de qualidade de vida dos alunos e prestadores de serviços da instituição, a implantação de uma cultura de combate ao desperdício de energia elétrica e uma maior aproximação entre cliente e concessionária. É estimada a economia anual de 338,21 MWh/ano e a retirada de 88,08 kW de demanda no horário de ponta, o que representará uma redução na fatura de energia elétrica do IFG, liberando recursos para o investimento e custeio das atividades educacionais do instituto.

Do ponto de vista educativo, está previsto no Projeto a orientação aos responsáveis pelo Instituto sobre as características técnicas dos equipamentos e forma de utilização, buscando disseminar uma cultura de combate ao desperdício de energia e de emprego da geração distribuída com fontes renováveis.

Para o IFG, o Projeto com a Celg Distribuição representa a oportunidade de melhorar a eficiência energética, evitando o desperdício de energia elétrica no Campus Goiânia. O instituto pretende, já no próximo ano, levar o modelo aos demais campi da Instituição. Existe a perspectiva de que boa parte do consumo do campus Goiânia seja suprido pela geração distribuída, e o IFG planeja em oportunidades futuras desenvolver projetos similares nos outros 14 campus da instituição.

5.3.3.3 Caso CEB/ANEEL

Desde setembro de 2014 a ANEEL trabalha para realizar projeto de melhoria da eficiência energética em suas instalações. Busca-se com isso a melhoria do conforto e a mudança de hábitos de consumo dos servidores, bem como a redução do consumo de energia elétrica e de custos operacionais da Agência e a aplicação de regulamentações que tratam de eficiência energética e de geração distribuída. E ainda, como resultado mais amplo, espera-se que o projeto de eficiência energética das instalações da ANEEL se torne uma referência para o Setor Público em termos contratuais, regulatórios, tecnológicos e energéticos.

A partir de então, e com o apoio do acordo de cooperação com a *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH - GIZ*, a ANEEL segue etapas que foram planejadas e estão sendo cumpridas para que essa melhoria se efetive, compostas por:



- Pré-diagnóstico [concluída];
- Diagnóstico [concluída];
- Projetos básicos [concluída];
- Assinatura de Acordo de Cooperação Técnica entre ANEEL e CEB [concluído];
- Processo de licitação (CEB) [conclusão até novembro/2016];
- Projetos executivos e Implementação das medidas [conclusão até julho/2017];
- Etiquetagem da edificação segundo o PBE Edifica [ao final do projeto];
- Capacitação de pessoal de manutenção da ANEEL [setembro e outubro/2017];
- Medição e Verificação (M&V) dos resultados [outubro/2017];
- Assinatura do Contrato de Desempenho Energético [julho/2017].

A etapa de Pré-diagnóstico, que objetivou estimar o potencial de geração de energia elétrica e as principais oportunidades de economia de energia, calculadas a partir da potência instalada dos equipamentos e do tempo de uso dos mesmos, foi realizada pela própria ANEEL, demonstrando possibilidade de redução de consumo de eletricidade da ordem de 35% e de demanda na ponta da ordem de 51%.

A etapa de Diagnóstico, que objetivou medir e detalhar as oportunidades identificadas na fase anterior, incluindo o estudo de viabilidade econômica de cada ação, foi realizada por meio de acordo de cooperação com a GIZ, que contratou consultoria especializada em eficiência energética e geração de energia para obtenção desses resultados. Nessa fase a GIZ também contratou estudos referentes à envoltória das edificações que compõem o condomínio onde a ANEEL tem sede. Constatou-se a partir daí, através de simulações, que é possível a obtenção de etiquetagem Nível A pelo PBE edifica para os três edifícios que compõem a sede da ANEEL.

A etapa de Projetos Básicos, também já concluída, abordou os sistemas de iluminação e de ar condicionado e a instalação de geração fotovoltaica. Com isso, elaboraram-se projetos para implementação das ações que foram consideradas viáveis economicamente, escolhendo-se as tecnologias que deverão ser empregadas e dimensionando-se os equipamentos que serão instalados. Essa etapa também foi executada dentro do convênio com a GIZ, que contratou consultorias especializadas para cada projeto básico em cada modalidade, incluindo também a elaboração de uma minuta de licitação para auxílio à CEB.

Os valores definitivos referentes aos custos do Projeto de Eficiência Energética nas Instalações da ANEEL só serão conhecidos após a licitação e a contratação das empresas executoras. Essas atividades serão realizadas pela CEB. Os valores reais dos benefícios energéticos, tais como a retirada de demanda no horário de ponta e a



economia de energia anual, serão conhecidos após a implementação do projeto e a conclusão dos trabalhos de medição e verificação dos resultados alcançados.

Na **Tabela 3** - Sumário do Projeto de Iluminação são apresentadas informações resumidas sobre o projeto básico de iluminação.

Tabela 3 - Sumário do Projeto de Iluminação

Projeto de Iluminação	
Escopo	Abrange tanto a iluminação interna quanto a externa, e será focado na eficiência energética e no conforto visual dos servidores, por meio da melhoria do nível de iluminamento dos ambientes, em conformidade com norma ABNT específica.
Tecnologia	Serão utilizadas lâmpadas LED em todos os ambientes, e serão adotados dispositivos de automação onde for possível (sensores de movimento, fotocélulas, temporizadores, etc.). Haverá aproveitamento máximo da luz natural em corredores e janelas, desligando-se lâmpadas automaticamente.
Benefícios	Redução de 152 kW para 84 kW de potência instalada e redução de 460 MWh/ano para 244 MWh/ano de consumo de energia. Considerando a necessidade de aumentar o número de pontos em alguns ambientes, a previsão é uma redução de demanda de 44% na iluminação e economia de energia de 46% na iluminação.
Investimento	R\$ 1,3 milhão

Na **Tabela 4** - Sumário do Projeto de Ar-condicionado são apresentadas informações resumidas sobre o projeto básico acerca do Ar-condicionado.

Tabela 4 - Sumário do Projeto de Ar-condicionado

Projeto de Ar-condicionado	
Escopo	Será feito <i>retrofitting</i> de todo o sistema de ar condicionado, focado na eficiência energética e no conforto térmico dos servidores.
Tecnologia	Planeja-se recuperar todo o sistema de ar condicionado central e de dutos, com insuflamento pelo teto e retorno pelas paredes (gradeados). Instalação de controle digital de temperatura nos corredores. O sistema possuirá automação embarcada em todas as suas etapas, assim, mesmo sendo central irá utilizar somente o necessário, conforme a carga térmica das salas.
Benefícios	Redução da potência instalada de 795,86 kW para 617,10 kW, ou seja cerca de 22% da potência instalada do ar condicionado. No consumo de energia a previsão de redução é de 1.015 MWh para 648 MWh anualmente, ou seja, entre 35 e 38%.
Investimento	R\$ 3,5 milhões



Na **Tabela 5** - Sumário do Geração Fotovoltaica são apresentados os sumários dos sistemas de condicionamento de ar e de geração fotovoltaica, respectivamente:

Tabela 5 - Sumário do Geração Fotovoltaica

Geração fotovoltaica	
Escopo	Será utilizada a área da cobertura dos prédios da ANEEL e ANP para a instalação de painéis fotovoltaicos. Será implantada uma pequena planta de demonstração no estacionamento, possivelmente uma cobertura para veículo elétrico. Instalação de 510,40 kWp, com a instalação total de 1.760 módulos de 1,65m ²
Tecnologia	Possivelmente serão instalados painéis de silício policristalino. Os painéis serão dispostos de forma ao melhor aproveitamento do Sol e para evitar áreas sombreadas das edificações. Cada conjunto de 96 módulos serão conectados em um inversor de potência de 83,52 kWp. A energia gerada será distribuída ao longo do próprio prédio, atendendo cargas internas diretamente, sem antes passar pelo quadro de distribuição. Todos os inversores serão monitorados numa central de operação, com seus dados unidos em um só lugar
Benefícios	Estimativa de geração de 5,82 kWh/m ² /dia, prevendo-se uma geração anual entre 650 MWh e 800 MWh, numa média de 710 MWh/ano. Atendendo assim entre 18% e 20% do consumo anual da ANEEL, tomando como base o levantamento feito no diagnóstico energético de 2014;
Investimento	R\$ 3,5 milhões

Todo o investimento do projeto (cerca de R\$ 8,3 milhões) será pago pelo Programa de Eficiência Energética da CEB, mediante a assinatura de Contrato de Desempenho, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL Nº 556/2013. A ANEEL pagará o investimento realizado após a implementação do projeto, com os benefícios energéticos obtidos;

A edificação concorrerá à etiquetagem pelo Programa Brasileiro de Etiquetagem - PBE. O objetivo é obter a Etiqueta A de Eficiência Energética, tornando o prédio, com seus respectivos Blocos um exemplo de eficiência energética para prédios públicos. Todo o pessoal técnico e de manutenção da ANEEL passará por treinamento.

5.2.4 Projeto em Agências da CAIXA

A Caixa Econômica Federal (CEF), empresa 100% pública, e terceiro maior banco brasileiro em ativos financeiros totais, vem buscando aumentar a eficiência energética de suas agências, além de estar desenvolvendo um projeto de geração fotovoltaica pioneiro no setor bancário. Dentre as ações de eficiência, destacam-se:

- Desde 2011, os padrões de engenharia e construção adotam os parâmetros do RTQ-C (Regulamento Técnico de Qualidade) do PROCEL, sendo exigido no mínimo etiqueta geral nível B;
- Monitoramento remoto de energia via sistema web online;
- Retrofit dos sistemas de iluminação fluorescente;



- Ações de racionalização do consumo (horário de acionamento e desligamento do ar condicionado e da iluminação, regulagem da temperatura de funcionamento do ar);
- Adequação anual da estrutura tarifária e contratação/recontratação de demandas;
- Ações de conscientização e acultramento.

Essas medidas fizeram com que as edificações ocupadas pelas unidades da CAIXA apresentassem desempenho energético superior (22%) à faixa típica do mercado bancário, conforme *Benchmarking* disponibilizado pelo CBCS – Conselho Brasileiro de Construção Sustentável (<http://www.cbcs.org.br/website/benchmarking-plataforma/>). Dados de 2014 mostram que a CEF consome 166 kWh/m²/ano, enquanto a média do setor é de 212 kWh/m²/ano.

Com as edificações bastante eficientes, a CEF viu na geração fotovoltaica a possibilidade de continuar reduzindo suas despesas operacionais. Dessa maneira, a estimativa de economia anual foi o principal incentivador para a aprovação da proposta dentro do banco.

Após realizar um piloto em uma agência, com auxílio da GIZ⁵, a CEF realizou quatro pregões eletrônicos para a contratação de sistemas fotovoltaicos em quase 200 unidades, totalizando 12,7 MWp, localizados no interior de São Paulo, Minas Gerais, Goiás, Distrito Federal, Ceará, Piauí e Maranhão. Os editais desses pregões e dimensionamento dos sistemas foram realizados pela equipe interna da CEF.

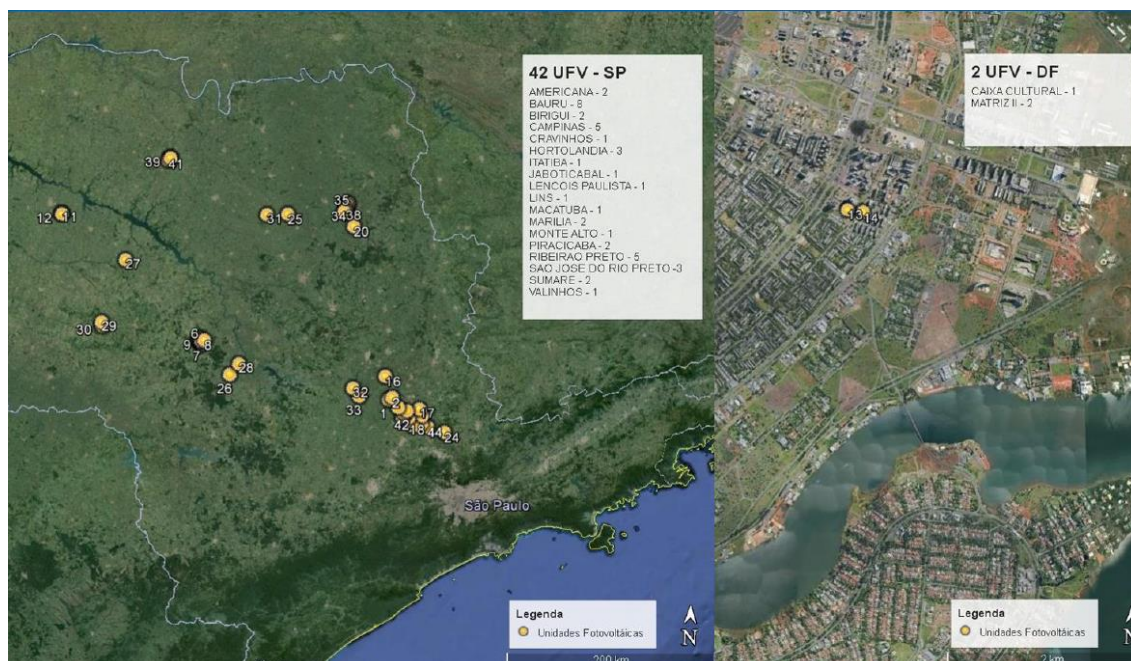


Figura 8 - Unidades da CAIXA presentes no primeiro pregão

⁵ Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) é uma agência de implementação da cooperação alemã para o desenvolvimento.



A **Tabela 6** lista os quatro pregões realizados, com detalhes dos lances vencedores:

Tabela 6 - Resultado dos pregões realizados pela CAIXA

Pregão	UF	Potência	Empresa Vencedora	Lance Vencedor	R\$/Wp
1°	SP e DF	3,36 MWp	WEG EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS S.A.	R\$ 26.799.000,00	R\$ 8,1/Wp
2°	MG	3,3 MWp	Alsol Energias Renováveis S/A	R\$ 25.399.000,00	R\$ 7,7/Wp
3°	GO e DF	3,35 MWp	Alsol Energias Renováveis S/A	R\$ 25.215.040,00	R\$ 7,5/Wp
4°	CE, PI e MA	2,7 MWp	WEG EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS S.A.	R\$ 20.932.840,00	R\$ 7,7/Wp

Os editais especificaram o prazo de dez meses, a partir da assinatura do contrato, para instalação dos sistemas.

Destaca-se que quase todos os sistemas serão instalados em unidades alugadas pela CEF. No entanto, o banco não teve problemas com o locador para realizar a instalação. Por parte do banco, não houve preocupação quanto a esse fato, pois os contratos são de longo prazo, e dificilmente as agências mudam de localidade.

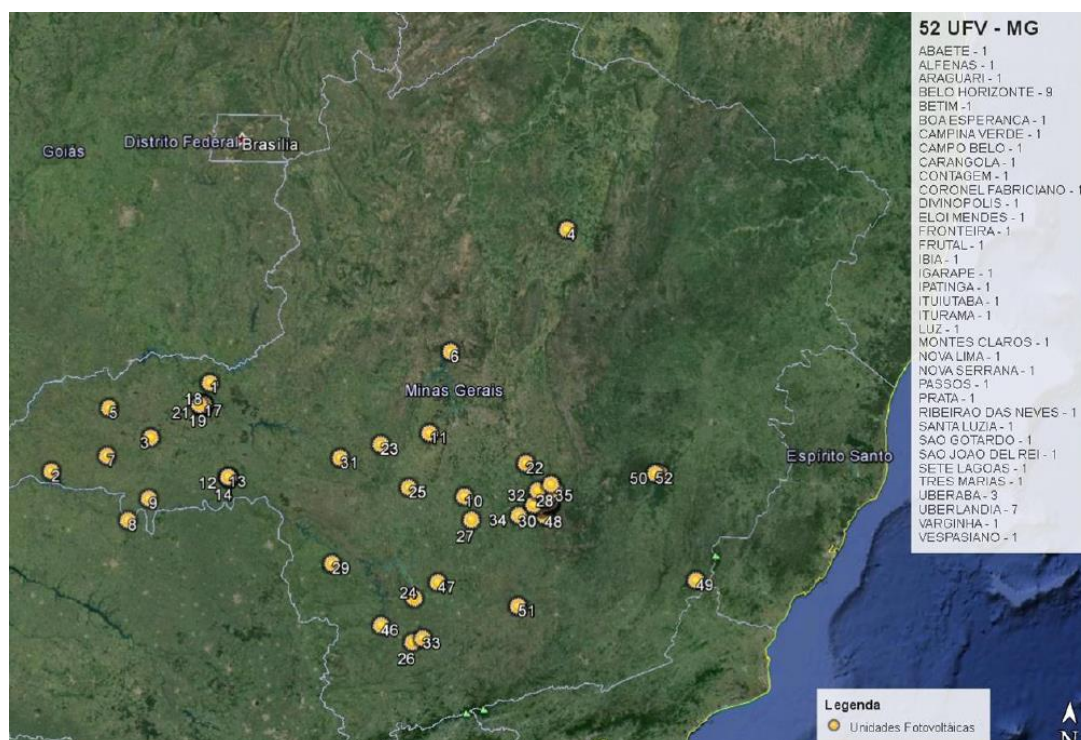


Figura 9 - Unidades da CAIXA presentes no segundo pregão



5.2.5 Projeto no MCMV

Em 2012, foi iniciado o Projeto de Geração de Renda e Energia, localizado na cidade de Juazeiro (BA). O projeto foi executado pela Brasil Solair, com um acordo de cooperação financeira com o Fundo Socioambiental CAIXA. Em dois condomínios do Programa Minha Casa Minha Vida, foram instalados sistemas fotovoltaicos sobre 1.000 residências, totalizando 2,1 MWp, envolvendo a comunidade local na instalação dos sistemas.

O preço por watt instalado se mostrou bastante baixo para um projeto de geração distribuída, igual a R\$ 3,36/Wp, mesmo considerando que naquela ocasião o real estava mais valorizado.

Inicialmente, a energia gerada seria vendida à própria CAIXA, com a receita revertida para o condomínio e moradores. No entanto, dado o elevado valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) na época do projeto (próximo a R\$ 900/MWh), foi optado por vender a energia no mercado de curto prazo. Para isso, foi aprovada uma Resolução Autorizativa específica pela ANEEL.

Os recursos empregados no projeto são apresentados na **Tabela 7**.

A receita líquida do projeto é dividida da seguinte maneira: 10% do valor são destinados a despesas de manutenção dos condomínios; 30% formam um fundo de investimento, para melhorias no condomínio; e o restante (60%) é distribuído entre os moradores.

Tabela 7 - Fonte de recursos do Projeto Geração de Renda e Energia

Fonte	Recursos (R\$)
FSA/CAIXA	6.255.493,91
Contrapartida Brasil Solair	801.867,42
Total	7.057.361,33

Com a queda do PLD, a renda do projeto diminuiu significativamente. Em 2014, cada unidade habitacional recebeu R\$ 885, enquanto que em 2015, mesmo gerando quase 40% mais energia, a distribuição foi de R\$ 533 (venda pelo valor médio de R\$ 324/MWh). E com o PLD nos valores atuais (\approx R\$ 100/MWh), o impacto na redução da renda é ainda maior. Esse fato está fazendo com que os envolvidos busquem retomar a proposta inicial de compra da energia pela CAIXA.

Portanto, o projeto se mostrou socialmente bem sucedido, trazendo melhorias ao condomínio, capacitando moradores em instalação de sistemas fotovoltaicos, e distribuindo renda aos moradores. No entanto, para se viabilizar financeiramente, o projeto precisa de um comprador que firme um contrato de compra de energia de longo prazo, que garanta a venda a um preço atrativo.



Dentre as alternativas de comprador, existe a possibilidade de as distribuidoras contratarem geração distribuída, conforme o Decreto 5.163/2004, até o Valor de Referência Específico (VRES), instituído pela Portaria MME nº 538/2015. Atualmente, o VRES para geração fotovoltaica é de R\$ 454/MWh, o que pode viabilizar o projeto. No entanto, a contratação depende da realização de Chamada Pública pelas distribuidoras, sendo que, no momento, existe uma sobrecontratação de capacidade, o que inibe novas contratações.

5.2.6 Projetos em Instituto Federais

Os Institutos Federais de Educação, Ciência e Tecnologia (IFET) são autarquias de regime especial de base educacional técnico-científica. Nesse sentido, as unidades têm autonomia para realizar seus investimentos, cabendo a cada gestor eleger as prioridades de cada unidade.

O IFRN incluiu em seu Plano de Desenvolvimento Institucional que todos os campi deverão ter 30% de sua energia proveniente de geração própria renovável. Nesse sentido, em 2013 foi iniciado um projeto de instalação e sistemas fotovoltaicos em suas unidades. Foi realizado um pregão eletrônico, com edital elaborado pela equipe do IFRN.

Hoje há sistemas FV instalados em oito unidades (Reitoria mais sete Campi), com outros sendo instalados em mais quatro Campi. Juntos, esses sistemas devem somar uma potência de 1,2 MWp. A relação dos projetos está anexada a este relatório (ANEXO I).

O custo total foi de R\$ 7,9 milhões. Sendo que R\$ 4,6 milhões (valor exato) vieram da SETEC (Secretaria de Educação Profissional e Tecnológica) do MEC, e o restante foi do próprio IFRN. A empresa vencedora foi a Alsol Energias Renováveis S/A.

Os sistemas estão conectados sob o regime da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, mas a instalação permite conexão e desconexão para fins pedagógicos. Além da redução das despesas, o IFRN tem utilizado as instalações para pesquisa, havendo publicado artigos com os resultados dos sistemas instalados.

O pregão eletrônico foi realizado com registro de preços. Isso significa que outras instituições podem fazer uso do resultado do pregão, sendo que os preços são válidos por um ano. Essa alternativa foi utilizada por outros IFs, que aderiram ao certame, utilizando os registros de preço para contratar sistemas FV em suas unidades conforme a **Tabela 8**.

Tabela 8 - Institutos Federais que aderiram ao certame realizado pelo IFRN

Instituto	Cidade	Local de instalação	Quantidade de sistemas	Quantidade de módulos	Potência Total (kWp)
IFMT	Pontes e Lacerda	Telhado	1	110	28,60
IFMT	Juína	Telhado	1	110	28,60
IFPI	Florianópolis	Telhado	6	660	171,60
IFMG	Sabará, Diamantina, Nova Lima, Belo Horizonte e Ouro Preto.	Telhado	15	1.650	429,00
Total			23	2.530	657,80



Recentemente, houve a liberação de mais recursos da SETEC para obras, serviços e aquisição de equipamentos. Com isso, o IFRN pretende realizar outro pregão eletrônico, contratando mais 660 kWp distribuídos em nove unidades do Instituto.

5.2.7 Recursos via Emendas Parlamentares

Ao projeto de lei do orçamento (PLOA), cada Deputado Federal (513) e cada Senador (81) podem apresentar até 25 emendas individuais para modificar a programação de despesa do orçamento. Considerando o valor total disponível para emendas parlamentares de R\$ 9 bilhões, são cerca de R\$ 15 milhões por parlamentar.

Em 2015, para execução em 2016, foram aprovadas quatro emendas individuais (Alessandro Molon - RJ, Jean Wyllys - RJ, Ricardo Tripoli - SP, Ivan Valente - SP), mais uma emenda via Comissão de Legislação Participativa (CLP). No total, foram destinados R\$ 12 milhões para a instalação de sistemas fotovoltaicos em escolas públicas. Os recursos viriam do Fundo Nacional de Desenvolvimento da Educação (FNDE).

Para melhor compreensão do tema, são elencadas na sequência as etapas no processo de execução de emendas parlamentares, conforme informações do *Greenpeace*, apresentadas ao subgrupo:

- Celebração - Viabilização da emenda
 - Assessoria do parlamentar cadastra a emenda no sistema (SIOP);
 - Convênio entre FNDE e beneficiário da emenda. Preenchimento do SICONV pelo beneficiário: Secretarias de Educação precisam informar o CNPJ do ente que receberá a emenda: *sempre o CNPJ da Prefeitura*;
- Celebração - Aceite do projeto
 - Secretarias informam às escolas que receberão o projeto e os componentes físicos do projeto;
 - Secretarias enviam planta das escolas e detalhamento do projeto (DIGAP – Diretoria de Gestão, Articulação e Projetos Educacionais);
- Celebração - Execução da emenda
 - Criação de uma dotação orçamentária para alocação do valor como orçamento extra;
 - Realização da licitação;
 - Execução do serviço;
 - Pagamento do serviço.



5.2.7.1 Prestação de contas

O *Greenpeace* tem acompanhado o andamento do processo de execução das emendas aprovadas em 2015, em especial as individuais, que estão mais avançadas. No entanto, até o início de agosto de 2016, nenhuma das emendas foi executada. Em contato direto com as secretarias municipais que seriam beneficiárias dos recursos, o *Greenpeace* identificou algumas dificuldades para a execução dos projetos:

- Não existe clareza quanto ao rito processual;
- A comunicação entre FNDE e Secretarias é pouco eficiente, sobretudo com relação aos prazos (são curtos, não são publicados e as secretarias não são ativamente comunicadas sobre a liberação de recursos).
- As Secretarias têm pouco ou nenhum preparo para lidar com as emendas:
 - Falta organização interna;
 - Falta conhecimento de como preencher o sistema das emendas (SICONV);
 - Falta conhecimento sobre o tema de solar (inclusive no FNDE).

Segundo o *Greenpeace*, outros deputados estão interessados em propor emendas com a mesma finalidade (instalação de sistemas FV em escolas públicas). Portanto, no momento, os recursos não são o problema. Conforme relatado, a grande dificuldade está no cadastro dos projetos pelas secretarias, que não tem conhecimento sobre o tema, e não são comunicadas sobre a existência da verba.

5.2.8 Geração Distribuída nas Forças Armadas

5.2.8.1 Potencial na Marinha

No âmbito do mapeamento de iniciativas realizadas pelo subgrupo de Edificações Públicas do ProGD, foi identificado o projeto da Marinha do Brasil que visa à implantação de iniciativas de eficiência energética em suas unidades militares, além de instalação de geração distribuída aproveitando, por exemplo, a área disponível de telhados para instalação de sistemas solares fotovoltaicos.

Segundo essa iniciativa, a proposta é realizar estudos de eficiência energética e energias renováveis que permitam identificar ações que contribuam para redução das despesas, que e aumento das receitas das unidades (pela venda de energia excedente), além de possibilitar implantar novas tecnologias no âmbito do setor operativo das unidades da Marinha do Brasil. Segundo dados fornecidos pelo Comando de Operações Navais (CON) da Marinha do Brasil, o consumo total de eletricidade em unidades navais da Marinha em 2015 foi em torno de 62,6 GWh, refletindo em despesas com energia elétrica da ordem de R\$ 24 milhões.

Durante a apresentação realizada pela Marinha do Brasil ao subgrupo de edificações públicas do ProGD, o principal aspecto mencionado referia-se à busca por parcerias para realização de diagnósticos que possibilitassem identificar indicadores de



viabilidade técnico-econômica para a eficiência energética e instalação de geração distribuída nestas unidades militares, etapa que exigiria dispêndio de recursos financeiros *ex-ante* por parte da instituição pública (neste caso, a Marinha do Brasil).

5.2.8.2 Projeto de Cessão do Uso da Área por Geração de Energia

Como alternativa de inserção da geração distribuída em órgãos públicos, destaca-se a adotada pelo Quinto Comando Aéreo Regional (V COMAR), sediado na cidade de Canoas/RS. O Comando promoveu em 2016 uma licitação na modalidade concorrência com o objetivo de ceder o uso parte de sua área (20 hectares) para a instalação de uma planta fotovoltaica. Em troca, o vencedor deveria fornecer energia ao V COMAR. A contrapartida em energia seria feita através da instalação de uma planta fotovoltaica adicional, localizada em outra área do COMAR (6 hectares). Após a publicação do edital, cerca de seis empresas visitaram a área oferecida para avaliá-la, no entanto, nenhuma proposta foi apresentada no prazo estabelecido.

Segundo informações da área de licitação do V COMAR, os empreendedores não visualizaram uma taxa de retorno atrativa do projeto, dada a contrapartida exigida. Conforme o edital, o COMAR exigia que a geração mínima fornecida fosse de aproximadamente 3 GWh/ano, o que corresponde a 100% do consumo da unidade do Comando. O sistema FV necessário para este fim deveria ter uma potência de cerca de 2,2 MWp⁶. Considerando que a área de 20 hectares a ser cedida para o empreendedor permite a instalação de um sistema de 14 MWp, o projeto de contrapartida representaria 14% da potência total (sistema do empreendedor + sistema para fornecer energia ao COMAR). Esse percentual pode ser interpretado como o percentual do investimento que seria gasto com a aquisição do terreno para o projeto original. Portanto, parece ser uma contrapartida elevada. Como referência, o custo de terreno e ações socioambientais de projetos eólicos de 2015 está na faixa de 3% do valor total do projeto [4].

Em face do resultado da licitação, o V COMAR estuda flexibilizar as exigências, diminuindo o volume de energia de contrapartida e/ou aumentando o prazo de carência para o início do fornecimento.

No entanto, independentemente do resultado da licitação, é interessante relatar o caso por se tratar de um arranjo inovador, que busca inserir a GDFV no setor público sem a necessidade de levantar recursos financeiros.

5.2.9 Obrigatoriedade de Geração Distribuída em Novas Edificações

Segundo pesquisa do Instituto IDEAL (2015), 17% do investimento total em um sistema fotovoltaico é destinado ao projeto e a instalação, enquanto que componentes secundários (estruturas, proteções, cabos, etc.) respondem por 16%. Esses custos podem ser minimizados caso o projeto de geração seja incorporado no planejamento de uma edificação desde a sua concepção. Essa antecipação também tende a otimizar o desempenho do sistema fotovoltaico, uma vez que a orientação dos telhados tende

⁶ Considerando um fator de capacidade de 16,2%.



a ser projetada para a melhor posição dos módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, o investimento no sistema de geração fica diluído no valor total da obra, o que facilita sua aprovação.

Nesse sentido, em novembro de 2015, o prefeito do município de Palmas (TO) sancionou a Lei Complementar nº 327, criando o Programa Palmas Solar. Dentre as medidas instituídas, como incentivos fiscais (desconto no IPTU e ISSQN e ITBI, por exemplo), consta no Art. 5º “(...) a obrigatoriedade da instalação de sistema de geração fotovoltaico para todas as novas obras e/ou reformas em edificações públicas que impliquem em ampliação de área ou de consumo energético, no município de Palmas”. Na sequência, o artigo determina que a potência instalada da geração fotovoltaica deva ser no mínimo 10% da carga total instalada. É dada uma tolerância apenas para as unidades que não tenham área disponível para atender o estabelecido. Nesses casos, será aceito o dimensionamento possível com a área existente.

Para garantir o estabelecido, a Lei determina: (1) que a emissão do alvará de construção será condicionada à apresentação da Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) do profissional responsável pelo projeto FV; e (2) que para a emissão do habite-se deverá ser apresentado o comprovante de conexão do sistema FV na rede de energia elétrica.

Como será visto no próximo item do relatório, existem projetos de lei em andamento para instituir medidas semelhantes em nível federal e estadual. No entanto, deve ser lembrado que esse tipo de medida é controverso, pois determina o investimento em unidades onde nem sempre existe a viabilidade econômica.

5.2.10 Projetos de Lei em Andamento

5.2.10.1 Projeto de Lei do Senado nº 168, 2013

O projeto determina que os projetos de novas edificações de propriedade da União prevejam o uso de fontes renováveis para atendimento de, no mínimo, cinquenta por cento das necessidades energéticas para a produção de calor e de frio.

5.2.10.2 Projeto de Lei do Senado nº 468, 2015

O projeto, após alterações propostas pela Comissão de Assuntos Econômicos (CAE), propõe alterar a Lei nº 9.074 de 1995 para simplificar o processo administrativo da outorga de fontes de geração de energia elétrica de potência inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts), inclusive termoelétricas à base de resíduos sólidos urbanos e rurais, eólicas e fotovoltaicas.

5.2.10.3 Projeto de Lei do Senado nº 622, 2015

O projeto, dentre outras proposições, propõe alteração na Lei nº 10.848 de 2014 para definir parâmetros de cálculo do preço de contratação da geração distribuída por parte das distribuidoras. O repasse às tarifas do custo com a aquisição da energia



elétrica proveniente de geração distribuída seja definido e limitado por fonte, a partir do valor negociado nos leilões de energia nova organizados pelo Poder Executivo.

5.2.10.4 Projetos de Lei da Câmara nº 5.823, 2013 e nº 4.503, 2016

Ambos os projetos têm por finalidade estabelecer incentivos à geração distribuída por fonte solar, estabelecendo meta de 1000 MW para a ampliação anual da capacidade instalada de geração distribuída. Para financiar esta expansão, o Projeto 5823 propõe a criação de tarifas feed-in, ao passo que o Projeto 4503 fixa taxas de financiamento e o direcionamento de recursos oriundos do Sistema Brasileiro de Poupança.

5.2.10.5 Projeto de Lei da Câmara nº 1138, 2015

Institui o Programa de Incentivo à Geração Distribuída de Energia Elétrica a partir de Fonte Solar – PIGDES. Estabelece incentivos à geração distribuída de energia elétrica a partir de fontes renováveis, no regime de net-metering. Estabelece que Créditos de energia ativa existentes após doze meses da data do faturamento serão remunerados conforme valores estabelecidos pelo Poder Executivo, sendo no mínimo o valor da tarifa de energia correspondente à unidade consumidora. Estabelece a Conta de Desenvolvimento Energético como a fonte de custeio para o pagamento dos créditos de energia ativa

5.2.10.6 Projeto de Lei da Câmara nº 1610, 2015

Estabelece incentivos à geração distribuída de energia elétrica a partir de fontes renováveis, no regime de net-metering. Isenta a energia ativa injetada no sistema de distribuição de PIS/COFINS. Institui o Programa Nacional de Crédito à Microgeração e à Minigeração Distribuídas – PCMM, com recursos do Fundo de Amparo ao Trabalhador, do Fundo Nacional sobre Mudança do Clima e do Orçamento Geral da União. Fixa juros de financiamento à Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) para sistemas de Microgeração Distribuída e de TJLP mais 1% para sistemas de Minigeração Distribuída, adotando as definições da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 para Micro e Minigeração distribuída.

5.2.10.7. Projeto de Lei da Câmara nº 1812, 2015

Institui o Programa de Incentivo à Geração Distribuída Renovável - PGDIS. O PGDIS tem a finalidade de isentar células e painéis fotovoltaicos de Imposto de Importação, bem como direcionar recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para financiar até 80% dos custos de sistemas de geração distribuída, fixando juros de financiamento à Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP).

5.2.10.9 Projeto de Lei da Câmara nº 4605, 2016

Estabelece incentivos à geração distribuída de energia elétrica a partir de fontes renováveis, no regime de *net-metering*. Estabelece que eventuais créditos de energia ativa serão mensalmente remunerados conforme valores estabelecidos pelo



Poder Executivo, sendo no máximo o valor da tarifa de energia correspondente à unidade consumidora livre de tributos e encargos. Estabelece a Conta de Desenvolvimento Energético como a fonte de custeio para o pagamento dos créditos de energia ativa.

5.2.11 Alternativas de Financiamento

5.2.11.1 Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID)

O BID é um organismo multilateral de desenvolvimento que tem como propósito financiar projetos viáveis de desenvolvimento econômico, social e institucional e promover a integração comercial e regional da América Latina e do Caribe. As operações atualmente financiadas pelo BID no Brasil totalizam US\$ 11 bilhões. Por ano, investe-se cerca de US\$ 1,5 bilhão, em todos os setores no país.

Para empréstimos ao setor público, o BID trabalha com garantia soberana, ou seja, o Estado se compromete em devolver o empréstimo. Além de empréstimos para instalações, o banco também trabalha com cooperação técnica, sem reembolso, para o fortalecimento institucional, transferência de conhecimentos e estudos, incluindo diagnóstico, pré-investimento e estudos setoriais que apoiam o desenho e preparação de projetos.

Através de reuniões com um representante do BID, foram identificadas duas alternativas de recursos para o ProGD:

- Com fundo GEF (Global Environment Fund):
 - Fundo perdido. Permite estudos e investimentos.
 - Até o montante de US\$ 2 milhões a aprovação é mais simples. Leva de seis a nove meses para que os recursos sejam aprovados. Acima de US\$ 2 milhões, o processo de aprovação é mais complexo.
 - No Brasil, existem dois pontos focais, um político e outro operacional, no Ministério das Relações Exteriores e no Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão. Os pontos focais estão anexos a esse relatório (ANEXO II).
 - A aprovação dos projetos deve passar pelos pontos focais, antes de ir para o BID.
 - A proposta de projeto deve ser apresentada aos pontos focais num documento resumido, com três a quatro páginas. Um modelo de proposta está anexado ao relatório (ANEXO III).
- Via empréstimos:
 - Serve exclusivamente para instalações.
 - O empréstimo é feito para o Governo Brasileiro. É o Ministério de Planejamento que assina. No entanto, é realizado um contrato subsidiário, do Ministério do Planejamento com a entidade beneficiária, podendo ser o MME, MEC, Eletrobrás, entidades estatais, municipais, etc.



- As condições de empréstimo são:
 - Prazo de 25 anos;
 - Carência de 5 anos;
 - Taxa: 1,8% a.a em dólar.
- Em geral, os empréstimos no setor de energia são maiores que US\$20 milhões. No entanto, há empréstimos de menor valor.
- Leva nove meses, em média, para ser aprovado, desde a aprovação da carta consulta pela Secretaria de Assuntos Internacionais (SEAIN) do Ministério do Planejamento.
- A proposta do projeto deve ser feita no formato de Carta Consulta, contendo em torno de dez páginas. Deve descrever o problema, o objetivo, o orçamento e a execução.
- A elaboração da Carta Consulta pode fazer parte das ações da primeira alternativa (GEF).

5.2.11.2 BNDES

Fundado em 1952, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) é um dos maiores bancos de desenvolvimento do mundo e, hoje, o principal instrumento do Governo Federal para o financiamento de longo prazo e investimento em todos os segmentos da economia brasileira.

Em relação à geração distribuída, o Banco possui algumas linhas de financiamento que se aplicam a essa finalidade, e que podem ser acessadas pelo Poder Público.

A) BNDES Automático

Financiamento, por intermédio de instituições financeiras credenciadas, a projetos de investimento, cujos valores de financiamento sejam inferiores ou iguais a R\$ 20 milhões.

É aplicável a autarquias federais, Estados, Distrito Federal, Municípios e suas respectivas autarquias.

Condições para o Poder Público (investimentos incentivados):

- Percentual financiado: 60% do valor total dos itens financiáveis;
- Custo Financeiro (a.a.): TJLP + 1,7% de Remuneração Básica do BNDES + 0,4% taxa de intermediação financeira + remuneração da instituição credenciada;
- Prazo de Carência: até 36 meses;
- Prazo total: até 20 anos.



B) BNDES Finem Eficiência Energética

Apoia projetos para redução do consumo de energia ou aumento da eficiência do sistema energético nacional, incluindo geração distribuída. Podem ser financiados estudos e projetos, obras civis, aquisição de equipamentos, montagem, instalações, entre outros. Ou seja, se aplica a necessidade do ProGD.

Condições:

- Valor mínimo R\$ 5 milhões;
- Percentual financiado: 80% de financiamento
- Custo Financeiro: TJLP + 2,7% (taxa do BNDES);
- Prazo: até 10 anos.

5.3 RECOMENDAÇÕES

5.3.1 Curto Prazo

5.3.1.1 Redirecionar recursos do Projeto 120 telhados para escolas técnicas

Considera-se que os objetivos estabelecidos para o GT-ProGD, especificamente os propostos para o incentivo a implantação da GD em edificações públicas, tais como escolas, são convergentes com a proposta feita pela FUSP (item 5.2.1). Dessa forma, o Subgrupo de Edificações abraçou a ideia de colaborar com a busca de um redirecionamento do projeto 120 Telhados. Assim, aproveitando o ambiente favorável do GT-ProGD, sugere-se a atuação do MME no sentido de viabilizar a utilização dos equipamentos e recursos monetários disponíveis do referido projeto em escolas técnicas de formação profissional, distribuídas por cada uma das seis regiões previstas no programa inicial.

A ação para avançar com essa proposta requer ao MME a busca de apoio do Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI, para juntos dar fundamento e convencer à Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP dos benefícios de um redirecionamento dos recursos do Projeto 120 Telhados para escolas técnicas de formação profissional.

Encaminha-se, anexo (ANEXO IV), um arranjo de proposta de redirecionamento dos objetivos do Projeto 120 Telhados, elaborada pelo IEE/USP, visando à aplicação de todos os recursos disponíveis em escolas técnicas de formação profissional.

5.3.1.2 Inserção em agências bancárias

No capítulo 3 foi apresentada a experiência da Caixa Econômica Federal com a instalação de sistemas fotovoltaicos em quase 100 unidades. Dada a natureza das organizações financeiras, entende-se que haja maior disponibilidade de recursos nesse tipo de instituição pública para investimentos em ações de eficiência energética e



geração distribuída, que visem a redução de suas despesas operacionais. No entanto, a replicação do modelo realizado pela CEF pressupõe que seja feita uma análise mais detalhada do retorno do investimento em cada agência, de modo a selecionar os projetos mais atrativos.

Porém, além do benefício energético e econômico, a inserção de sistemas de geração distribuída em agências bancárias tem um papel estratégico para os objetivos do ProGD. O desafio de entender e mensurar os riscos desses ativos faz com que os bancos tenham dificuldades em financiar projetos de geração fotovoltaica, em especial de geração distribuída [3]. Portanto, ao aproximar essas tecnologias ao setor bancário, espera-se que haja uma disseminação do conhecimento em energias renováveis entre os profissionais do setor, facilitando a oferta de alternativas de financiamento.

Portanto, poderia ser feita uma ação de divulgação das possibilidades de geração distribuída nos bancos públicos federais, incluindo, além da CEF, o Banco do Brasil (BB), o Banco do Nordeste (BNB), e o Banco da Amazônia (BASA). A ação contemplaria a elaboração de cartilhas para serem entregues às agências; um workshop a ser realizado com as áreas de infraestrutura de cada um dos bancos citados, no qual a CEF apresentaria sua experiência; e a divulgação dos editais elaborados pela CEF para a contratação, que serviriam de exemplo para as demais instituições.

O conjunto de agências no Brasil, de bancos públicos e privados, responde por 5,2% do consumo do setor comercial [1]. A **Tabela 9** apresenta um levantamento aproximado para os quatro bancos federais com maior quantidade de agências no país. Como exercício, foi calculada a capacidade fotovoltaica necessária para suprir todo o consumo dessas agências, resultando em 1,1 GWp.

Tabela 9 - Levantamento de agências bancárias

Banco	Agências	Área Média (m ²)	Consumo Médio (kWh/m ² /ano)	Consumo Anual (GWh)	Potência FV Equivalente (MWp)
BANCO DO BRASIL S.A.	5427	940,2	212	1082	726
CAIXA ECONOMICA FEDERAL	3409	940,2	166	532	357
BANCO DO NORDESTE DO BRASIL S.A.	318	940,2	212	63	43
BANCO DA AMAZONIA S.A.	124	940,2	212	25	17
Total	9.278			1.702	1.143

O número de agências foi levantado através do site do Banco Central. A área média e consumo médio foram estimados através do Benchmarking realizado pelo CBCS (Conselho Brasileiro de Construção Sustentável). O consumo médio da CAIXA foi disponibilizado pela própria instituição, em uma apresentação no ProGD. A potência fotovoltaica equivalente para atender o consumo das agências foi calculada com base em um fator de capacidade de 17%.

5.3.1.3 Grupo de governança

O subgrupo entende que seu trabalho não deveria se limitar a entrega do presente relatório. Dessa forma, recomenda-se a criação de um grupo de trabalho



independente, com a manutenção dos integrantes atuais, para dar continuidade as atividades. Dentre as tarefas, espera-se que o grupo acompanhe o andamento das recomendações atuais, ajudando a serem executadas as ações propostas. Adicionalmente, o grupo centralizaria o recebimento das informações dos projetos, mantendo um banco de dados.

5.3.1.4 Projeto de grande visibilidade com o BID

O Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) demonstrou interesse em financiar um projeto piloto de instalação de um sistema fotovoltaico em um edifício público de grande visibilidade em Brasília. Os recursos viriam do fundo GEF (Global Environment Fund), a fundo perdido, com o limite de US\$ 2 milhões.

Após uma avaliação dos edifícios potenciais, o subgrupo avaliou que 16 prédios padrões da Esplanada dos Ministérios seriam indicados para receber o investimento. Através de um dimensionamento preliminar, estima-se que possam ser instalados 785,46 kWp na cobertura das edificações, que gerariam 1.131 MWh/ano, e teriam um custo aproximado de R\$ 4.751.055. Portanto, o custo total respeita o limite delimitado pelo BID.

5.3.1.5 Apoio ao FNDE

Conforme relatado no item 5.2.7, há algumas dificuldades para a execução de emendas parlamentares destinadas a instalação de sistemas FV em escolas públicas, principalmente pela deficiência de informações sobre o processo de cadastro e aprovação dos projetos. Em ambos os lados (secretarias e FNDE) há falta de conhecimento sobre o tema solar. Portanto, o MME poderia entrar em contato com o FNDE para conhecer as dificuldades da formatação do processo e ajudar na busca de solução para simplificar os procedimentos para cadastro de projetos e a liberação dos recursos.

Adicionalmente, o Greenpeace estuda a elaboração de elaborar uma cartilha explicativa para diminuir as dúvidas dos agentes envolvidos (prefeituras, deputados, FNDE). Em contato com o FNDE, o MME poderia participar da elaboração dessa cartilha.

5.3.1.6 Levantamento energético de edificações públicas

Ao longo dos trabalhos do subgrupo foi identificada uma escassez de informações a respeito do universo de edificações públicas, que servissem de ponto de partida para o dimensionamento de sistemas de geração distribuída, análise de viabilidade e a seleção de projetos. Portanto, recomenda-se que seja feito um levantamento básico das edificações públicas, inicialmente em nível federal.

Ressalta-se que neste estágio não se trata de um diagnóstico energético das unidades, mas um levantamento de algumas informações básicas, como setor de atividade, consumo, enquadramento tarifário, área, etc., que poderiam ser obtidos sem a necessidade de visita à unidade consumidora. Esse trabalho deve ser feito em



parceria com os demais Ministérios, que ficariam responsáveis por preencher uma planilha com os dados das edificações relacionadas a eles.

A organização das atividades e definição dos dados a serem levantados podem ser realizadas por um grupo de trabalho específico, a ser constituído na sequência do ProGD. Para auxiliar no levantamento poderia ser feito um projeto de cooperação técnica com o BID, conforme alternativa apresentada no item 5.2.8.1.

5.3.2 Médio Prazo

5.3.2.1 Inserção via Programa de Eficiência Energética (PEE) da ANEEL

A ANEEL aprovou, no início de novembro de 2016, a realização da Chamada híbrida de Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D nº 001/2016. O projeto visa implementar projetos de Eficiência Energética (EE) e de geração própria de energia (Minigeração) em Instituições Públicas de Educação Superior. Essa é uma das medidas que foi discutida e recomendada no ProGD.

O uso dos recursos do PEE da ANEEL em um programa de incentivo à geração distribuída de eletricidade aparece como alternativa à limitada capacidade atual do Poder Público em realizar novos investimentos, além de evitar impactos negativos à modicidade tarifária dos consumidores finais de eletricidade.

Essa oportunidade decorre do fato de que as distribuidoras são obrigadas a investir 0,5% de sua Receita Operacional Líquida em projetos de eficiência energética, podendo contemplar a instalação de fontes incentivadas, como a solar fotovoltaica. Embora 80% do recurso total esteja comprometido com setores específicos, estima-se que sobre R\$ 100 milhões por ano para serem utilizados em quaisquer outras tipologias de unidades consumidoras.

Projetos com essas características já podem ser feitos através do PEE, como mostra o exemplo da CELG/IFG, no entanto, essa possibilidade é pouco conhecida entre as instituições públicas. Adicionalmente, a realização exige um arranjo com as distribuidoras e Empresas de Serviços de Conservação de Energia (ESCOS). A EPE vinha estudando uma forma de incentivar esse tipo de projeto no setor público, sendo essa ideia aprimorada ao longo das reuniões do ProGD, em conversas com os três agentes citados. A proposta foi consolidada em uma nota técnica, anexa a este relatório (ANEXO V).

Para estimular o cadastramento de projetos com o escopo proposto, é recomendado que se realize uma Chamada de Projeto Prioritário com esse tema. Nesse tipo de chamada, costuma haver alto interesse das distribuidoras em participar, pois existe uma certeza maior da aprovação do uso dos recursos. Adicionalmente, poderia ser alterada a regulamentação vigente para destinar obrigatoriamente parte do recurso do PEE para o setor público, como forma de assegurar o investimento nos projetos propostos.



Inicialmente, propõe-se que os projetos ocorram em escolas técnicas federais, pois há a possibilidade de realizar a capacitação de alunos em energia fotovoltaica, através dos equipamentos instalados. No entanto, nada impede que o programa contemple outras edificações públicas no futuro (hospitais, aeroportos etc.).

5.3.2.1.1 Chamada de Projeto Estratégico e Prioritário

Atualmente têm-se no Brasil 104 instituições federais de ensino superior e técnico, sendo 63 IFEs e 41 ETECS.

As despesas com energia elétrica despontam como 3º maior grupo. Somente as IFES em 2015 totalizaram o custo de R\$ 392.672.046,03 com faturas de energia elétrica.

O Mercado brasileiro carece de mão de obra técnica e científica especializada em eficiência energética e geração distribuída, sendo as IFEs e ETECS instituições que oferecem uma excelente oportunidade para formação desta mão de obra.

Propõe-se o lançamento de uma chamada híbrida de P&D Estratégico e Prioritário de Eficiência Energética com o objetivo de capacitar mão de obra técnica e reduzir o gasto público com energia elétrica

Para o desenvolvimento do Projeto Híbrido Prioritário e Estratégico com ações de EE e GD em instituições de ensino tem-se os seguintes objetivos:

- Implementar projetos que sejam modelos nas Instituições Federais de Ensino Superior (IFEs) e Escolas Técnicas (ETEs), por meio de ações que reduzam, de forma sustentável, os desperdícios de energia elétrica proporcionando também uma adequada Gestão de Energia;
- Contribuir na formação dos alunos e futuros profissionais do setor incorporando a cultura da redução dos desperdícios de energia elétrica, geração distribuída com fontes incentivadas, gestão energética e produtividade;
- Estabelecer no âmbito da direção das IFEs e ETES e divulgar junto aos professores as questões associadas à eficiência energética, geração distribuída e a prática da Gestão Energética;
- Contribuir para que as IFEs e ETES possam manter sua capacidade de pagamento das faturas de energia elétrica;
- Realizar estudos do impacto da GD na rede de distribuição;
- Capacitar laboratórios nas instituições participantes;
- Criação e disponibilização de disciplina sobre eficiência energética (optativa) para a grade dos cursos de arquitetura e engenharia.

5.3.2.1.2 Viabilização de Contratos de Desempenho

O Programa de Eficiência Energética Regulado pela ANEEL (PEE) é a principal fonte de recursos para a eficiência no Brasil, hoje sendo destinando em média de R\$ 500 milhões anualmente, por meio das concessionárias de energia, à ações e projetos de eficiência energética em todos os setores.



Os recursos destinados ao setor público são aplicados a fundo perdido, ou seja, sem que seja exigida qualquer ressarcimento ou devolução do investimento realizado pelo PEE da distribuidora de energia elétrica no órgão público. Desde 2012 o PEE passou por uma remodelação e novos procedimentos para investimento e acesso aos recursos foram estipulados. Dentre os novos procedimentos criou-se a exigência da realização dos projetos mediante chamada pública na qual ESCOs e entidades públicas ou privadas, devem apresentar projetos segundo critérios definidos pela ANEEL. Foram inseridas no programa de eficiência energética as fontes incentivadas (renováveis e de menor impacto ambiental) e ainda foram criados mais incentivos para realizar projetos com contrato de desempenho, nos quais são exigidos a devolução do investimento realizado por agentes privados.

Visando o aprimoramento regulatório, o aprendizado e a eficiência do gasto e energética, a ANEEL está realizando o retrofit de seu edifício sede localizado em Brasília por meio de Projeto piloto dentro do PEE da CEB. O diferencial deste projeto está em utilizar a modalidade de contrato de desempenho, para que os trâmites jurídicos, orçamentários, financeiros e licitatórios sejam testados e para que, futuramente, outros agentes públicos possam também utilizar o PEE da ANEEL em projetos de eficiência com contrato de desempenho. A possibilidade de realizar projetos de retrofit no setor público por meio do contrato de desempenho pode ser uma oportunidade de realizar mais projetos com o mesmo recurso, beneficiando um maior número de consumidores e maximizando os resultados do Programa. Esta possibilidade pode também movimentar o mercado nacional de eficiência energética, uma vez que há um grande parque de edifícios com potencial de economias em todo Brasil (mais de 28.000 edifícios públicos).

Muitos são os desafios jurídicos, técnicos, financeiros e contábeis para a execução deste projeto piloto, portanto o acompanhamento e validação de todos os trâmites legais e administrativos é condição *sine qua non* para que ser replicado para outros agentes públicos. Da mesma forma, muitas são as oportunidades para se estruturar procedimentos válidos para ampliar o acesso do setor público ao PEE, garantindo que os recursos disponíveis sejam retroalimentados ao fundo do PEE de cada concessionária e possam fomentar outros projetos nacionalmente. A modalidade de projeto piloto permite algumas flexibilizações para garantir a execução do projeto (como Relação Custo-Benefício acima de 0.8) e possibilita que as lições aprendidas no processo possam ser incorporadas à regulação, visando seu aprimoramento e adaptação para melhor aproveitamento dos relevantes recursos disponibilizados pelo PEE da ANEEL.

O Projeto de *retrofit* da sede da ANEEL se iniciou com o pré-diagnóstico feito pela própria equipe da ANEEL. Como o pré-diagnóstico sinalizou um bom potencial de eficiência energética nas instalações existentes, por meio do acordo de cooperação entre ANEEL e a Cooperação Alemã para o desenvolvimento (GIZ) foi realizado o diagnóstico energético, executando medições, das instalações da sede da ANEEL e desenvolvendo os projetos básicos dos sistemas de iluminação e ar condicionado e de



geração solar fotovoltaica. Atualmente os projetos básicos foram finalizados e estão sendo adequados ao modelo de licitação da Companhia Elétrica de Brasília (CEB).

Tendo em vista que a CEB é a única empresa que presta serviço de distribuição em Brasília, todos os investimentos do projeto piloto acontecerão com a utilização dos recursos do PEE da CEB. Para tanto, ANEEL e CEB celebraram acordo de cooperação no qual preveem realização de projeto piloto em parceria, com utilização dos recursos do PEE e sem transferência direta destes recursos, uma vez que a CEB realizará diretamente os pagamentos relativos à execução do projeto de eficiência energética. As empresas que elaborarão os projetos executivos e implementarão as obras de *retrofit* e instalação da usina fotovoltaica serão por sua vez selecionadas por meio de licitação pública segundo a lei 8.666.

A inovação do projeto se encontra no fato de que a ANEEL pretende não utilizar os recursos da CEB como um projeto convencional não retornável do PEE, no qual o agente público não necessita pagar pelos investimentos realizados. Visando a estruturação de uma 'nova jurisprudência' assim como um aprendizado regulatório, a ANEEL pretende pagar os investimentos realizados pela CEB com as economias geradas pelo projeto de retrofit. O contrato de desempenho, portanto, será realizado entre a CEB e a ANEEL.

Neste sentido, ainda não há enquadramento jurídico para implementar o contrato de desempenho. Os pagamentos para a CEB do contrato de desempenho não podem ser pagos diretamente pela fatura de energia, principalmente por causa dos impostos. Ainda há questões relacionadas às rubricas das quais se originarão os pagamentos na ANEEL e toda a estruturação jurídica, orçamentária e financeira do Projeto Piloto com Contrato de Desempenho. Há ainda algumas especificidades deste projeto que devem ser consideradas e discutidas com a ANEEL durante a execução do trabalho como, por exemplo, a propriedade dos equipamentos uma vez que o edifício não é próprio da ANEEL.

Recomendações para o aprimoramento regulatório:

O projeto piloto tem como principal objetivo ser um exemplo técnico, jurídico e contratual para a implementação de projetos de eficiência energética em prédios públicos. No entanto, outro benefício relevante do projeto consiste nas questões regulatórias que apresentarem maiores dificuldades e empecilhos para a celebração do contrato de desempenho no modelo deste projeto piloto no âmbito do PEE, entre outros aspectos de caráter regulatório tanto no que diz respeito ao PEE, quanto à Geração Distribuída, devem ser avaliados visando à resolução dessas barreiras.

Neste sentido, os subsídios para a mudança ou adequação regulatória devem ser apresentados na forma de relatório, desenvolvido de acordo com os manuais e procedimentos da própria Agência Nacional de Energia Elétrica. As proposições para nova regulamentação são essenciais para orientar a agência reguladora no desenho de novas regras e devem ser discutidos com a ANEEL e a coordenação do Projeto 3E e convidados em reunião/oficina a ser realizada em Brasília. Após a reunião podem ser requeridos mudanças e aprimoramentos no relatório.



Pretende-se ao final do processo produzir um manual prático para atendimento aos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética- PROPEE da ANEEL e a contratação por desempenho pelo setor público, contendo:

1. Pré-requisitos necessários;
2. Passo a passo para realização desta modalidade de contratação pelo PEE;
3. Checklist com documentação necessária;
4. Apresentação resumida do estudo de caso da ANEEL e anexos:
 - a. Modelos de edital;
 - b. Modelos de contrato e outros documentos possivelmente necessários.

O manual será disponibilizado no portal da ANEEL na internet e divulgado nos canais de comunicação atualmente empregados pela Agência.

5.3.2.2 Inserção através de recursos próprios

O Instituto Federal do Rio Grande do Norte (IFRN) foi a primeira instituição pública do Estado a aderir ao sistema de compensação de energia regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. Os recursos para essas instalações provêm de convênios com a SETEC/MEC.

O projeto teve como motivações a redução de despesas com energia elétrica, a implantação de um laboratório para os alunos e professores do instituto e a colaboração com o projeto Campus Verde, uma iniciativa do instituto que tem como objetivos evitar emissões de CO₂, perdas no sistema elétrico e o desperdício de água.

A primeira unidade minigeradora entrou em operação em dezembro de 2013, instalada na Reitoria do instituto, na cidade de Natal. Em 31 de agosto de 2016, o instituto atingiu a marca de 1 MWp conectado, após a entrada em operação do minigerador fotovoltaico do Campus Caicó. Atualmente, o IFRN tem 10 geradores fotovoltaicos distribuídos em suas unidades: Reitoria, e os campi Caicó; Currais Novos; Canguaretama; Ceará-Mirim; São Paulo do Potengi; Parelhas; São Gonçalo; Pau dos Ferros e João Câmara. O gerador do Campus Lajes aguarda a conclusão dos trâmites finais junto à COSERN para autorizar o funcionamento.

A Instituição está realizando a aquisição de mais 3 geradores para os Campi Mossoró, Santa Cruz e Natal- Zona Norte. Uma licitação para contemplar as unidades Apodi, Cidade Alta, Ipangaçu, Macau, Nova Cruz e Parnamirim está em andamento. A meta atual é cobrir com fonte renovável pelo menos 30% do consumo de energia elétrica de cada unidade do IFRN.

Com o case de sucesso observado no IFRN, é recomendável que a ANEEL em parceria com o MME e com o MEC faça a divulgação deste modelo de financiamento próprio dentro dos Institutos e Universidades Federais. É oportuno que seja realizada uma campanha de conscientização das reitorias e que seja elaborada uma cartilha



orientativa a respeito das potencialidades financeiras, ambientais e didáticas presentes neste modelo de implantação.

5.3.2.3 Inserção através de modelos de geração compartilhada

A Resolução Normativa ANEEL nº 482/2015 permite a instalação de geração distribuída em local diferente do ponto de consumo. Para tanto, existem as alternativas do Autoconsumo remoto, do Condomínio e da Geração Compartilhada.

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

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

A Geração Compartilhada é caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada. Não é necessário que os cooperados ou consorciados ocupem unidades consumidoras contíguas.

O faturamento deve seguir os procedimentos estabelecidos no art. 7º da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que podem ser resumidos da seguinte forma:

1. Para o caso de autoconsumo remoto e geração compartilhada, a energia excedente é a diferença positiva entre a energia injetada e a energia consumida. Já para empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios), o excedente é igual à energia injetada;
2. Compete ao titular da unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída informar à distribuidora o percentual da energia excedente a ser alocada entre as demais unidades consumidoras caracterizadas como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras;



3. O valor a ser faturado em cada uma dessas unidades é a diferença positiva entre a energia consumida e os créditos alocados no mês para a unidade consumidora, considerando-se também eventuais créditos de meses anteriores, sendo que, caso esse valor seja inferior ao custo de disponibilidade, para o caso de consumidores do Grupo B (baixa tensão), será cobrado o custo de disponibilidade.

4. Para os consumidores do Grupo A (alta tensão), não há valor mínimo a ser pago a título de energia. Contudo, os consumidores continuam sendo normalmente faturados pela demanda.

5. Os créditos podem ser utilizados por até 60 meses após a data do faturamento.

A implantação da geração distribuída em local diferente do ponto de consumo tem o impacto de viabilizar técnica e financeiramente a adesão de um espectro maior de consumidores. Em função dos potenciais ganhos de escala, é possível reduzir o custo unitário por unidade de potência instalada, bem como as taxas de juros de um eventual financiamento. Restrições físicas inerentes à unidade consumidora, a exemplo da escassez de área nas coberturas, podem ser superadas pela instalação da geração distribuída em outro local.

É pertinente que a ANEEL busque divulgar estas modalidades de geração distribuída por meio de seus canais de comunicação, ação já iniciada com a elaboração do Caderno Temático ANEEL sobre Micro e Minigeração Distribuída, atualmente em sua segunda edição.

5.3.2.4 Inclusão da geração distribuída em novas edificações

Conforme relatado no item 5.2.9, existem diversos ganhos para o projeto de geração distribuída quando ele é concebido junto ao projeto de uma nova edificação. Essa recomendação está alinhada com alguns projetos de lei, em nível estadual e federal, conforme exemplo a seguir:

Projeto de Lei do Senado nº 168/2013 – Determina o uso de energias alternativas na geração de calor e de frio em edificações novas de propriedade da União.

Projeto de Lei nº 21.384/2015 (Assembleia Legislativa da Bahia) – Dispõe da instalação de painéis para captação de energia solar bem como o uso da energia solar térmica nos projetos arquitetônicos dos prédios públicos do Estado da Bahia.

Portanto, há iniciativas em andamento, podendo o Ministério apoiar a aprovação dos projetos de lei em tramitação. Ressalta-se que, apesar de não ser o objetivo do ProGD, projetos de eficiência energética também poderiam ser incluídos em novas edificações. Adicionalmente, deve ser lembrado que a condição de viabilidade econômica deveria ser respeitada nesse tipo de medida.



5.4 SÍNTESE – PLANO DE AÇÃO

5.4.1 Curto Prazo

- Atuação do MME com apoio do Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI para buscar um redirecionamento, junto à Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP, da utilização dos recursos do Projeto 120 Telhados para escolas técnicas de formação profissional. Essa ação visa atender o objetivo do subgrupo de edificações públicas de promover a GD em escolas;
- Divulgar através de cartilhas e workshop a experiência da Caixa Econômica Federal para demais bancos públicos;
- Criar grupo de acompanhamento para dar continuidade às recomendações do subgrupo de Edificações Públicas e receber informações dos projetos implementados;
- Preparar proposta junto ao BID para receber recursos do Banco para o projeto piloto a ser realizado em Brasília (sistema FV em edifício de grande visibilidade);
- Auxiliar tecnicamente o FNDE para que o processo de cadastro e aceite de projetos fotovoltaicos em escolas públicas com recursos do Fundo seja simplificado;
- Criar grupo de trabalho, envolvendo o MME, MEC, MS e MPOG, para organizar um levantamento energético básico dos edifícios públicos. O objetivo desse levantamento é facilitar o dimensionamento de sistemas de geração distribuída, análise de viabilidade e a seleção de projetos.

5.4.2 Médio Prazo

- Preparar minuta da Chamada de Projeto Prioritário da ANEEL sobre “Ações de Eficiência Energética e Geração Distribuída Fotovoltaica em Escolas Públicas Federais” para incentivar o uso de recursos do PEE para instalação de sistemas de GD;
- Divulgar através de cartilhas e workshop a experiência do IFRN para demais institutos da Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica. Convidar os Reitores, Diretores de Administração e Setores de Engenharia dos Institutos;
- Apoiar o Projeto de Lei do Senado nº 168, 2013, com proposta de alguns ajustes no texto original. O projeto originalmente determina que os projetos de novas edificações de propriedade da União prevejam o uso de fontes renováveis para atendimento de, no mínimo, cinquenta por cento das necessidades energéticas para a produção de calor e de frio. Sugere-se que este percentual não esteja fixado, mas seja definido com base na viabilidade econômica da utilização dessas fontes renováveis;
- Buscar linhas de financiamento atrativas ao setor público e esclarecer o processo de acesso a essas linhas pelos entes.



5.5 QUADRO RESUMO

	Recomendação	Exemplo	Recursos	Ação
Curto Prazo	Redirecionamento de recursos do Projeto 120 telhados para escolas técnicas			Atuação do MME e MCTI junto à FINEP para redirecionar os recursos do projeto
	Inserção em agências bancárias	CAIXA	Próprios	Cartilhas e workshop para compartilhar a experiência
	Criação de Grupo de governança			Criar grupo de acompanhamento
	Desenvolvimento de projetos de grande visibilidade em edifícios públicos	Prédio do MME	Fundo GEF (BID)	Definir projeto e apresentar ao BID
	Apoio ao FNDE			Estabelecer contato com FNDE e oferecer auxílio técnico
	Levantamento Energético de edificações públicas			Criar grupo de trabalho, envolvendo o MME, MEC, MS e MPOG.
Médio Prazo	Inserção via Programa de Eficiência Energética (PEE) da ANEEL	IFG/CELG e ANEEL/CEB	PEE (ANEEL)	Preparar a minuta da Chamada de Projeto Prioritário da ANEEL
	Inserção em Institutos Federais	IFRN, IFMT, IFPI e IFMG	Próprios/SETEC (MEC)	Cartilhas e workshop para compartilhar a experiência
	Inserção através de modelos de geração compartilhada	IFRN, Estádio de Pituacu	Próprios / PEE (ANEEL)	Cartilhas, Divulgação em Conselhos de Consumidores e Canais de comunicação da ANEEL
	Incentivar a inclusão da geração distribuída em novas edificações	Prefeitura de Palmas		Apoiar o Projeto de Lei do Senado nº 168, 2013, com ajustes no texto original.

5.6 Referências bibliográficas do capítulo 5

[1] BORGSTEIN, E.; LAMBERTS, R. **Eficiência energética em edifícios comerciais - Valoração das medidas de eficiência energética**. [s.l.] GIZ, 2014.

[2] IDEAL. **O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica** - Edição 2015, 2015.
Disponível em: <http://issuu.com/idealeco_logicas/docs/2015_ideal_mercadogdfv_150901_final>

[3] OVERHOLM, H. **Spreading the rooftop revolution: What policies enable solar-as-a-service? Energy Policy**, v. 84, p. 69–79, set. 2015.

[4] TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Rio de Janeiro, RJ: EPE, 2016.



5.7 ANEXOS

ANEXO I

Referência dos microgeradores solares fotovoltaicos do IFRN

Campus	Inauguração	Investimento	Tipo instalação	Potência instalada (kWp)	Área (m ²)	Geração média mensal (MWh)	Economia Mensal
Reitoria	30/12/2013	R\$ 319.000,00	Cobertura	56,40	391	7,50	R\$ 2.625,00
Ceará Mirim	24/03/2014	R\$ 638.000,00	Cobertura	112,80	782	14,50	R\$ 5.075,00
São Paulo do Potengi	17/04/2014	R\$ 638.000,00	Cobertura	112,80	782	14,50	R\$ 5.075,00
Canguaretama	03/02/2015	R\$ 638.000,00	Solo	112,80	782	14,50	R\$ 5.075,00
Currais Novos	15/05/2015	R\$ 650.000,00	Solo	112,80	782	14,50	R\$ 5.075,00
Parelhas		R\$ 320.000,00	Cobertura	50,00	375	7,50	R\$ 2.625,00
São Gonçalo do Amarante	17/11/2015	R\$ 504.500,00	Estacionamento	56,40	375	7,50	R\$ 2.625,00
Central	18/01/2016	R\$ 1.213.250,00	Cobertura	197,40	1.100	25,30	R\$ 8.855,00
Lajes	até jun/16	R\$ 320.000,00	Cobertura	50,00	375	7,50	R\$ 2.625,00
Pau dos Ferros	até jun/16	R\$ 767.000,00	Cobertura	112,80	375	14,00	R\$ 4.900,00
Caicó	até jun/16	R\$ 1.009.000,00	Estacionamento	112,80	375	14,00	R\$ 4.900,00
João Câmara	até jun/16	R\$ 888.000,00	Solo	112,80	375	14,50	R\$ 5.075,00
Total		R\$ 7.904.750,00		1.199,80	6.869	155,80	R\$ 54.530,00

Observações:

- Desempenho válido para instalações no RN
- A economia mensal foi calculada usando a tarifa de R\$ 0,37/kWh, praticada pela Concessionária de energia elétrica (COSERN).
- A tarifa acima foi aplicada pela COSERN para consumidor Poder Público/ Grupo A4/Convencional/ciclo jan-fev 2016.

ANEXO II

Pontos Focais do GEF

Ponto focal político	Ponto focal operacional
<p>Sr. Nicola SPERANZA</p> <p>Ponto Focal política desde 2015/11/16</p> <p>Primeiro Secretário</p> <p>Ministério das Relações Exteriores do Brasil</p> <p>Ministério das Relações Exteriores, Esplanada dos Ministérios, Bloco H - Anexo II - CGDES</p> <p>Brasília, DF 70170-900</p> <p>Brasil</p> <p>Tel: +55 61 20309294</p> <p>Email: nicola.speranza@itamaraty.gov.br</p>	<p>Sr. Marcelo Moises DE PAULA</p> <p>Ponto Focal Operacional desde 15/05/2014</p> <p>Coordenador-Geral de financiamento externo na Secretaria de Assuntos Internacionais (SEAIN)</p> <p>Ministério do Planejamento Orçamento e Gestão</p> <p>Brasil</p> <p>Tel: + (55 61) 2020-4463, + (55 61) 2020 4464</p> <p>Fax: + (55 61) 2020-5006</p> <p>Email: marcelo.paula@planejamento.gov.br, seain@planejamento.gov.br</p>



ANEXO III

Modelo de Proposta ao BID



GEF-6 REQUEST FOR ONE-STEP MEDIUM-SIZED PROJECT APPROVAL TYPE OF TRUST FUND: (choose fund type)

For more information about GEF, visit TheGEF.org

PART I: PROJECT IDENTIFICATION

Project Title:			
Country(ies):		GEF Project ID: ⁷	
GEF Agency(ies):	(select) (select)	GEF Agency Project ID:	
Other Executing Partner(s):		Submission Date:	
GEF Focal Area(s):	Climate Change	Project Duration (Months)	
Integrated Approach Pilot	IAP-Cities IAP-Commodities IAP-Food Security		
Name of Parent Program:	[if applicable]	Agency Fee (\$)	

A. FOCAL AREA STRATEGY FRAMEWORK AND PROGRAM⁸:

Focal Area Objectives/programs	Focal Area Outcomes	Trust Fund	(in \$)	
			GEF Project Financing	Co-financing
(select)				
(select)				
(select) (select) (select)		(select)		
(select) (select) (select)		(select)		
(select) (select) (select)		(select)		
(select) (select) (select)		(select)		
(select) (select) (select)		(select)		
(select) (select) (select)		(select)		
Total project costs				

⁷ Project ID number will be assigned by GEFSEC and to be entered by Agency in subsequent document submissions.

⁸ When completing Table A, refer to the excerpts on *GEF 6 Results Frameworks for GETF, LDCF and SCCF*.



B.PROJECT FRAMEWORK

Project Objective:						(in \$)
Project Component s/ Programs	Financing Type ⁹	Projects Outcomes	Projects Outputs	Trust Fund	GEF Project Financing	Confirmed Co-financing
Subtotal						
Project Management Cost (PMC)¹⁰						
Total GEF Project Financing						

For multi-trust fund projects, provide the total amount of PMC in Table B, and indicate the split of PMC among the different trust funds here: ()

SOURCES OF CO-FINANCING FOR THE PROJECT BY NAME AND BY TYPE

Please include confirmed co-financing letters for the project with this form.

Sources of Co-financing	Name of Co-financier	Type of Co-financing	Amount (\$)
Total Co-financing			

GEF/LDCF/SCCF Resources Requested by Agency(IES), Trust Fund, Country(ies), Focal Area and Programming of Funds

GEF Agency	Trust Fund	Country/ Regional/Global	Focal Area	Programming of Funds	(in \$)		
					GEF Project Financing (a)	Agency Fee ^{a)} (b)	Total (c)=a+b
Total Grant Resources							

Refer to the Fee Policy for GEF Partner Agencies.

⁹ Financing type can be either investment or technical assistance

¹⁰ For GEF Project Financing up to \$2 million, PMC could be to 10% of the subtotal; above \$2 million, PMC could be to 5% of the subtotal. PMC should be charged proportionately to focal areas based on focal area project financing amount in Table D below.



PROJECT'S TARGET CONTRIBUTIONS TO GLOBAL ENVIRONMENTAL BENEFITS¹¹

Provide the expected project targets as appropriate.

Corporate Results	Replenishment Targets	Project Targets
Maintain globally significant biodiversity and the ecosystem goods and services that it provides to society	Improved management of landscapes and seascapes covering 300 million hectares	<i>hectares</i>
Sustainable land management in production systems (agriculture, rangelands, and forest landscapes)	120 million hectares under sustainable land management	<i>hectares</i>
Promotion of collective management of transboundary water systems and implementation of the full range of policy, legal, and institutional reforms and investments contributing to sustainable use and maintenance of ecosystem services	Water-food-ecosystems security and conjunctive management of surface and groundwater in at least 10 freshwater basins;	<i>Number of freshwater basins</i>
	20% of globally over-exploited fisheries (by volume) moved to more sustainable levels	<i>Percent of fisheries, by volume</i>
4. Support to transformational shifts towards a low-emission and resilient development path	750 million tons of CO _{2e} mitigated (include both direct and indirect)	<i>metric tons</i>
Increase in phase-out, disposal and reduction of releases of POPs, ODS, mercury and other chemicals of global concern	Disposal of 80,000 tons of POPs (PCB, obsolete pesticides)	<i>metric tons</i>
	Reduction of 1000 tons of Mercury	<i>metric tons</i>
	Phase-out of 303.44 tons of ODP (HCFC)	<i>ODP tons</i>
Enhance capacity of countries to implement MEAs (multilateral environmental agreements) and mainstream into national and sub-national policy, planning financial and legal frameworks	Development and sectoral planning frameworks integrate measurable targets drawn from the MEAs in at least 10 countries	<i>Number of Countries:</i>
	Functional environmental information systems are established to support decision-making in at least 10 countries	<i>Number of Countries:</i>

DOES THE PROJECT INCLUDE A “NON-GRANT” INSTRUMENT? (Select)

¹¹ Provide those indicator values in this table to the extent applicable to your proposed project. Progress in programming against these targets for the projects per the *Corporate Results Framework* in the [GEF-6 Programming Directions](#), will be aggregated and reported during mid-term and at the conclusion of the replenishment period. There is no need to complete this table for climate adaptation projects financed solely through LDCF and/or SCCF.



(If non-grant instruments are used, provide an indicative calendar of expected reflows to your Agency and to the GEF/LDCF/SCCF Trust Fund) in Annex B.

PROJECT PREPARATION GRANT (PPG)¹²

Is Project Preparation Grant requested? Yes No If no, skip item G.

PPG AMOUNT REQUESTED BY AGENCY(IES), TRUST FUND, COUNTRY(IES) AND THE PROGRAMMING OF FUNDS*

GEF Agency	Trust Fund	Country/ Regional/Global	Focal Area	Programming of Funds	(in \$)		
					PPG (a)	Agency Fee ⁷ (b)	Total c = a + b
(select)	(select)		(select)	(select as applicable)			
(select)	(select)		(select)	(select as applicable)			
Total PPG Amount							

PART II: PROJECT JUSTIFICATION

1. *Project Description.* Briefly describe: a) the global environmental and/or adaptation problems, root causes and barriers that need to be addressed; b) the baseline scenario or any associated baseline projects, c) the proposed alternative scenario, GEF focal area¹³ strategies, with a brief description of expected outcomes and components of the project, d) incremental/additional cost reasoning and expected contributions from the baseline, the GEFTF, LDCF/SCCF and co-financing; e) global environmental benefits (GEFTF), and adaptation benefits (LDCF/SCCF); and 6) innovation, sustainability and potential for scaling up.

2. *Child Project?* If this is a child project under a program, describe how the components contribute to the overall program impact.

3. *Stakeholders.* Will project design include the participation of relevant stakeholders from civil society and indigenous people? (yes /no) If yes, identify key stakeholders and briefly describe how they will be engaged in project

4. *Gender Consideration.* Are gender considerations taken into account? (yes /no). If yes, briefly describe how gender considerations will be mainstreamed into project preparation and implementation, taken into account the differences, needs, roles and priorities of men and women.

5. *Benefits.* Describe the socioeconomic benefits to be delivered by the project at the national and local levels. Do any of these benefits support the achievement of global environment benefits (GEF Trust Fund) and/or adaptation to climate change?

¹² PPG of up to \$50,000 is reimbursable to the country upon approval of the MSP.

¹³ For biodiversity projects, in addition to explaining the project's consistency with the biodiversity focal area strategy, objectives and programs, please also describe which [Aichi Target\(s\)](#) the project will directly contribute to achieving.



6. *Risks*. Indicate risks, including climate change, potential social and environmental future risks that might prevent the project objectives from being achieved, and if possible, propose measures that address these risks:

7. *Cost Effectiveness*. Explain how cost-effectiveness is reflected in the project design:

8. *Coordination*. Outline the coordination with other relevant GEF-financed projects and other initiatives [not mentioned in 1]:

9. *Institutional Arrangement*. Describe the institutional arrangement for project implementation:

10. *Knowledge Management*. Outline the knowledge management approach for the project, including, if any, plans for the project to learn from other relevant projects and initiatives, to assess and document in a user-friendly form, and share these experiences and expertise with relevant stakeholders.

11. *Consistency with National Priorities*. Is the project consistent with the National strategies and plans or reports and assessments under relevant conventions? (yes /no). If yes, which ones and how: NAPAs, NAPs, NBSAPs, ASGM NAPs, MIAs, NCs, TNAs, NCSA, NIPs, PRSPs, NPFE, BURs, etc.

12. *M & E Plan*. Describe the budgeted monitoring and evaluation plan.

PART III: APPROVAL/ENDORSEMENT BY GEF OPERATIONAL FOCAL POINT(S) AND GEF AGENCY(IES)

A. **Record of Endorsement¹⁴ of GEF Operational Focal Point (S) on Behalf of the Government(S):** (Please attach the [Operational Focal Point endorsement letter\(s\)](#) with this template. For SGP, use this [SGP OFP endorsement letter](#)).

NAME	POSITION	MINISTRY	DATE (MM/dd/yyyy)

¹⁴ For regional and/or global projects in which participating countries are identified, OFP endorsement letters from these countries are required even though there may not be a STAR allocation associated with the project.



B. GEF Agency(ies) Certification

This request has been prepared in accordance with GEF policies¹⁵ and procedures and meets the GEF criteria for a medium-sized project approval under GEF-6.

Agency Coordinator, Agency name	Signature	DATE (MM/dd/yyyy)	Project Contact Person	Telephone	Email Address

ADDITIONAL GEF PROJECT AGENCY CERTIFICATION (*Applicable only to newly accredited GEF Project Agencies*)

For newly accredited GEF Project Agencies, please download and fill up the required **GEF Project Agency Certification of Ceiling Information Template** to be attached as an annex to this project template.

ANNEX A: PROJECT RESULTS FRAMEWORK (either copy and paste here the framework from the Agency document, or provide reference to the page in the project document where the framework could be found).

ANNEX B: CALENDAR OF EXPECTED REFLOWS (if non-grant instrument is used)

Provide a calendar of expected reflows to the GEF/LDCF/SCCF Trust Funds or to your Agency (and/or revolving fund that will be set up).

¹⁵ GEF policies encompass all managed trust funds, namely: GEFTF, LDCF, and SCCF



ANEXO IV

Objetivo geral da proposta Original

Executar projeto de pesquisa e desenvolvimento tecnológico visando delimitar as condições e impactos da inserção de geração distribuída de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos em telhados de consumidores na rede de baixa tensão. A pesquisa visa não só o estudo da inserção da utilização de sistemas fotovoltaicos em redes de baixa tensão, mas também o enfrentamento de questões comerciais relacionadas a tarifas, aspectos regulatórios, demonstração e teste de sistemas alternativos de medição e gestão.

Os produtos deste projeto contemplam o desenvolvimento de procedimentos de monitoramento e estudo dos impactos da geração distribuída em alimentadores urbanos e subsidiarão futuras ações do MME na discussão junto à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de possíveis aprimoramentos quanto à regulamentação deste tipo de conexão.

Justificativa visando alteração de tipo de instalação

A Encomenda Vertical, demanda que foi discutida e proposta pelo MME, objeto deste projeto, foi concebida em 2010, cerca de 2 (dois) anos antes do marco regulatório vigente ser regulamentado. O principal objetivo deste projeto resultaria em contribuição ao marco regulatório para a GD fotovoltaica no país. O que seria alcançado com a instalação de 120 kits de energia solar em residências, seguido de devido acompanhamento da produção de energia.

Este era o enfoque da Encomenda Vertical. O fato da ANEEL ter publicado a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 e o projeto ter a primeira liberação dos recursos em Agosto de 2012, colocou o projeto em situação distinta das existentes na concepção inicial. Portanto, as circunstâncias, conforme já manifestado em ofícios anteriores, exigem a revisão do escopo para que os recursos sejam adequadamente utilizados para atender lacunas existentes no âmbito da Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos no país.

Em ofício da FUSP manifestamos a necessidade de uma reunião técnica com a FINEP e co-executores para discutir a necessidade de ajuste no escopo do projeto, adequando os objetivos às condições de contorno e marco regulatório vigente do setor elétrico. A proposta manteria a instalação dos 120 kits, mantendo a meta de número de sistemas instalados, contudo modificaria o objetivo central da proposta, visto que o setor avançou consideravelmente desde sua concepção.

Objetivo revisado

Pelo exposto acima, o período decorrido entre submissão da proposta e liberação dos recursos colocou o projeto em situação desfavorável do ponto de vista de contribuição da pesquisa para o desenvolvimento do marco regulatório do setor de geração de energia distribuída no Brasil.



Portanto, o objetivo ora revisado, pretende aproveitar os aspectos positivos já alcançados com a pesquisa, tal qual a mobilização dos parceiros em 6 diferentes regiões do Brasil, a aquisição de principais equipamentos, o avanço da política pública favorável para a geração distribuída e a demanda identificada de formação e capacitação de mão de obra especializada no segmento, para propor um novo conjunto de ações com o objetivo de instalar os sistemas solares adquiridos no âmbito deste projeto. Assim, a proposta é de se instar os 120 kits solares adquiridos em Escolas Técnicas Federais e Estaduais e em unidades do Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial, proporcionando infraestrutura para formação e capacitação profissional em micro geração distribuída com sistemas fotovoltaicos nos países.

Especificamente, propõe-se:

(1) Implantação de sistemas fotovoltaicos, na forma de “kits”, instalados em áreas de concessão de geração de energia elétrica distintas, para garantir a instalação em áreas com diferentes padrões de conexão, ao passo que cria a infraestrutura para promover capacitação e formação de mão de obra;

(2) Desenvolvimento de manual de treinamento para instalação e manutenção em escolas de formação de profissionais no segmento de sistemas distribuídos em baixa tensão;

(3) Estabelecimento de competências para o desenvolvimento da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos e formação de Recursos Humanos especializados.

A implantação dos sistemas envolve concessionárias de distribuição de energia elétrica, escolas técnicas e centros de formação profissional dispostos a participar da pesquisa por meio da implantação de projetos piloto em suas instalações e dentro de área de concessão de distribuição de energia, e que tenham experiências em projetos demonstrativos em geração distribuída.

Metodologia:

A execução das 5 (cinco) metas físicas são descritas de forma sucinta a seguir:

1) Definição dos 20 locais que receberão os SFV

Na etapa inicial da implantação do projeto, para cada uma das 6 áreas de concessão, proceder-se-á com a escolha das Escolas técnicas de formação profissional nas quais serão instalados os kits de energia solar adquiridos, totalizando 120 deles. Os locais serão definidos de acordo com os seguintes critérios técnicos:

2) Aquisição dos equipamentos necessários

Em seguida, serão adquiridos os componentes que melhor atendem aos objetivos do projeto, compreendendo:

- Equipamentos de geração (módulos fotovoltaicos) já adquiridos;
- Equipamentos de condicionamento de potência (inversores) já adquiridos;
- Equipamentos acessórios (fiação, suporte, proteção, ferramentas, entre outros);



- De capacitação laboratorial.

3) Instalação e comissionamento dos sistemas

Após a anuência e a assinatura de um termo de responsabilidade por parte dos responsáveis pelas escolas técnicas e centros de formação profissional que receberão os SFV, serão iniciados os procedimentos de instalação. A instituição executora (IEE) ficará encarregada de elaborar um projeto elétrico descritivo padronizado das 120 instalações. A instalação propriamente dita ficará a cargo de empresas terceirizadas especializadas a serem contratadas.

4) Realização de cursos de capacitação e difusão

Uma vez que o envolvimento dos docentes das escolas técnicas profissionalizantes e de empresas instaladoras é essencial na formação de recursos humanos capacitados em lidar com a tecnologia estudada, paralelamente às atividades de acompanhamento serão oferecidos cursos de capacitação e difusão nas escolas técnicas envolvidas, a serem elaborados e ministrados pelas equipes atuantes.

Dentre os temas que serão abordados nos cursos, destacam-se:

- Caracterização do recurso solar;
- Dimensionamento;
- Normas técnicas;
- Pontos de conexão;
- Instalação;
- Monitoramento;
- Proteção e segurança;
- Benefícios ao sistema elétrico e ao ambiente.

5) Apresentação dos resultados

Os resultados alcançados serão apresentados em no mínimo dois seminários. Nesses seminários, além de apresentação dos resultados serão discutidos os seguintes pontos:

1. Discussão com agentes do setor envolvidas no projeto piloto sobre aprimoramentos nas normas técnicas de instalações elétricas de sistemas fotovoltaicos de microgeração; demandas de capacitação do setor de energia, inclusão de energia solar em futuros cursos;

2. Conteúdo programático para formação profissional de instaladores de sistemas fotovoltaicos de microgeração. **Obs.: Essa proposta foi elaborada pelo IEE/USP.**

ANEXO V

Nota Técnica EPE DEA 09/16.



6 – Impactos Técnicos

6.1 INTRODUÇÃO

A conexão de unidades de geração distribuída (GD) na rede elétrica de distribuição, em larga escala, é um assunto técnico de relevante complexidade. A inserção de GD pode trazer benefícios ao sistema elétrico como, por exemplo, redução das perdas elétricas, postergação de investimentos relacionados com geração convencional e redes de transmissão e a melhoria dos índices de confiabilidade [2]. No entanto, a GD tem o potencial de originar alguns impactos negativos no sistema de distribuição, que deverão ser mitigados pelas concessionárias, pois podem levar a que a rede elétrica experimente condições de operação não existentes numa rede convencional e, portanto, não previstas durante seu projeto [3].

A rede elétrica é afetada de diversas formas pela geração distribuída, sendo que a relevância destes impactos aumenta com o grau de penetração da GD. De modo similar, os efeitos da GD na rede elétrica dependem também da tecnologia e distribuição geográfica da mesma, assim como das características intrínsecas do sistema elétrico no ponto de conexão. Como consequência, não há um consenso sobre um indicador numérico para o grau de penetração máximo a partir do qual os impactos da GD na rede mostram-se intoleráveis [3]–[6]. Desta forma, neste trabalho não são utilizadas faixas numéricas de percentagem de penetração da geração distribuída na definição dos três cenários discutidos, mas, sim, conceitos qualitativos.

O ProGD tem como um de seus objetivos a promoção da ampliação da geração distribuída de energia elétrica, com base em fontes renováveis e cogeração. No que se refere à GD com fontes renováveis, a característica intermitente das fontes solar e eólica, diferentemente das características da geração térmica (biomassa, biogás, cogeração etc.), traz desafios de grande complexidade para a operação das redes de distribuição. Adicionalmente, estima-se, com base no atual cenário de inserção de tecnologias para micro e minigeração distribuída [7], que mais de 90% dos sistemas que serão instalados nos próximos anos utilizarão a tecnologia fotovoltaica. Desta forma, o foco principal deste documento é a análise dos impactos técnicos da geração fotovoltaica distribuída nas redes de distribuição.

Cumprе ressaltar que a utilização em escalas cada vez maiores da GFV é uma tendência mundial, visando atender o crescimento da demanda de forma sustentável e não poluente. O Brasil, apesar de estar num estágio inicial de implantação desta tecnologia, já apresenta esta tendência, como mostram a **Figura 10** e a **Figura 11**, elaboradas com dados da ANEEL [7]. Do mesmo modo, espera-se obter avanços significativos na GD no país como resultado da revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 e do ProGD. Neste sentido, o



presente documento pretende apontar os principais aspectos técnicos que devem ser considerados pelas concessionárias distribuidoras de energia em face deste crescimento. Conforme já mencionado, as análises técnicas conduzidas foram mais aprofundadas no caso da GFV distribuída, por conta da percepção de seu maior potencial de penetração [7] e da sua natureza intermitente de injeção de potência ativa, apresentando maiores desafios para a rede.

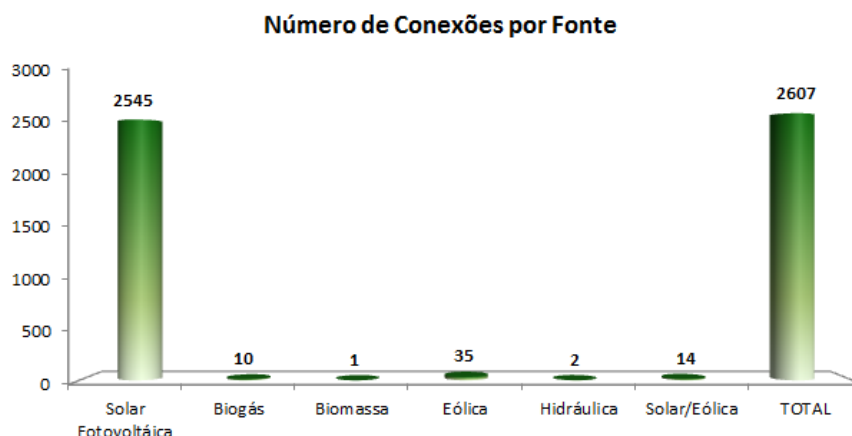


Figura 10 – Número de conexões de micro e minigeração no Brasil. Fonte: Dados da ANEEL [7].

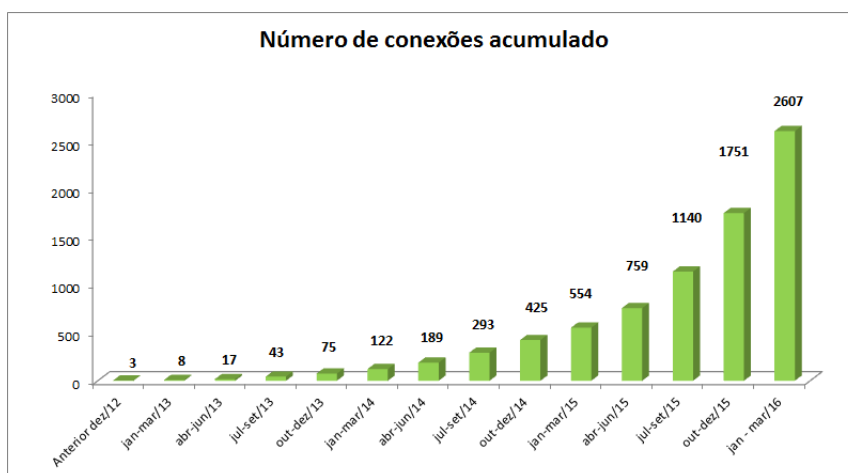


Figura 11 – Número de conexões de micro e minigeração no Brasil por fonte. Fonte: Dados da ANEEL [7].

Os tópicos discutidos neste documento estão enquadrados em algum, ou alguns, dos seguintes cenários, definidos segundo o grau de penetração da GD e o estágio de modernização do sistema elétrico. Este último pode acontecer em duas áreas: modernização nos sistemas de geração distribuída (incluindo os equipamentos de conexão com a rede) e modernização da própria rede de distribuição. Os cenários são:



- **Cenário 1:** Cenário existente antes do advento da GD e, por conseguinte, considerando o sistema de distribuição tradicional, conforme definido no item 6.2.1.1, apresentando grau de penetração nulo, nível de modernização da rede nulo (rede tradicional);
- **Cenário 2:** Cenário que as concessionárias brasileiras estão vivenciando no momento e continuarão nos próximos anos, conforme definido no item 6.2.1.2, onde existe a GD nas redes de distribuição, porém ainda com baixa penetração (grau de penetração: baixo, nível de modernização da rede: baixo);
- **Cenário 3:** Possível cenário de longo prazo do sistema elétrico de distribuição brasileiro, com alta penetração da GD na rede, semelhante aos sistemas elétricos existentes na Alemanha e nos Estados Unidos, no estado da Califórnia [8], [9] (grau de penetração: alto, nível de modernização da rede: alto). Para os tópicos relacionados com este cenário, este trabalho utilizará exemplos de ações desenvolvidas na Alemanha e no estado da Califórnia, por exemplo, para mitigar os impactos adversos oriundos da alta penetração de GD. As ações de mitigação futuras poderão ser realizadas quando a rede elétrica evoluir e passar a ser mais gerenciável, com o advento das tecnologias de comunicação e controle envolvidas no conceito de Redes Elétricas Inteligentes (*Smart Grids*) [10].

Os aspectos técnicos abordados neste relatório analisam as oportunidades, os potenciais impactos adversos e algumas alternativas tecnológicas para minimização dos referidos impactos desde três perspectivas: i) operação e manutenção da rede, ii) planejamento da rede e iii) qualidade de energia elétrica. É importante ressaltar que no Cenário 2 foram citadas apenas algumas das alternativas mais prováveis para o futuro. Portanto, não se pretende no atual documento, esgotar o assunto.

6.2.1 Principais Características dos sistemas

6.2.1.1 Principais características do sistema de distribuição tradicional

Entende-se como sistema de distribuição tradicional, Cenário 0, aquele caracterizado por processos clássicos de operação e manutenção, utilizados por várias décadas, com as seguintes características:

- Sistema de distribuição com características predominantemente radiais.
- O sistema de proteção dos alimentadores de MT é constituído por diversos relés que atuam no disjuntor/religador da subestação, cujos ajustes são coordenados com religadores, seccionadores e fusíveis existentes ao longo dos alimentadores, de forma a proporcionar a necessária seletividade ao sistema.



- O sistema de gerenciamento da distribuição provê dados para o Centro de Operação da Distribuição (COD). Estes dados são oriundos dos sistemas de supervisão e controle existentes nas subestações, com destaque para as grandezas elétricas na saída dos alimentadores, como tensões, correntes, potência ativa, reativa e fator de potência.
- Os trechos das redes e os consumidores de MT e BT estão cadastrados em sistemas georreferenciados, conforme determinação do módulo 2 do PRODIST.
- O sistema de medição de faturamento dos consumidores dos grupos A e B é realizado através de leituristas, ou seja, não necessariamente existe telemedição ou sistemas com características de leitura automatizada (AMR) ou infraestrutura de medição avançada (AMI).
- A automação da rede de distribuição se dá principalmente através de chaves de manobras automáticas comandadas pelo centro de controle para reconfiguração do sistema em situações previstas nos procedimentos de operação.
- Eventualmente, os alimentadores e ramais de MT bem como as redes de BT possuem sistemas automatizados de controle de tensão envolvendo diversos tipos de tecnologia e de reguladores.
- O gerenciamento da demanda é imposto pelo uso das tarifas previstas pela ANEEL que estabelece para os consumidores do grupo A as tarifas de demanda e energia relativas a dois postos tarifários (ponta e fora de ponta) enquanto que para os consumidores do grupo B permanece a tarifação de energia convencional em apenas um único posto.
- Os processos de manutenção envolvem a desenergização da rede e o envio de equipe de manutenção que se certifica de que não há tensão proveniente da subestação.

6.2.1.2 Principais características do sistema com baixa penetração de GD

Entende-se como características do sistema com baixa penetração de GD, Cenário 1, uma adaptação realizada sobre o sistema tradicional (Cenário 0) para permitir a inserção desta nova tecnologia. Acredita-se que as empresas de distribuição brasileiras estejam operando neste estágio de desenvolvimento.

As principais normativas técnicas brasileiras que regem os requisitos do acessante (unidade consumidora que injeta energia no sistema mediante GD) e da concessionária são:

- Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012.
- Seção 3.7 do módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição “Acesso de Micro e Minigeração Distribuída”. Revisão 6.



- Norma Técnica Brasileira ABNT NBR 16149.
- Requisitos de Avaliação de Conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica (Inmetro). Portarias Inmetro 004/2011 e 357/2014.

6.2.1.3 Principais características do sistema com alta penetração de GD

A integração de grandes blocos de energia provenientes de unidades de GD precisa de um gerenciamento ativo do sistema de distribuição, no qual o operador possa maximizar o uso dos recursos disponíveis. Em outras palavras, sistemas de controle que, reconhecendo que as soluções variam de acordo com as circunstâncias locais, permitam aproveitar as capacidades de geração de energia, controle dos *taps* dos transformadores e demais reguladores de tensão, gerenciamento da potência reativa e reconfiguração do sistema de forma integrada [11]. Desta forma, o operador da rede deverá dispor de funções de monitoramento e controle em tempo real. Para tal, serão necessários novos sistemas computacionais que facilitem esta otimização como, por exemplo [12]:

- Sistemas de gerenciamento que incluam informações em tempo real da GD.
- Estratégias avançadas de controle que integrem as funcionalidades dos inversores inteligentes e do armazenamento de energia.
- Sistemas de gerenciamento de carga (*Demand Response*).
- Previsão avançada tanto do consumo de energia quanto da capacidade de geração distribuída disponível em determinado horário, que permita ótimo agendamento dos demais recursos de geração.
- Sistemas de simulação em tempo real que considerem a integração dos recursos de geração distribuída.

Dado que uma alta penetração de GD implica milhares ou milhões de unidades consumidoras injetando energia na rede, o controle direto por parte da concessionária não é factível. Portanto, entende-se que no futuro serão utilizadas arquiteturas hierárquicas de controle, como as discutidas na literatura para o Cenário 2, nas quais existam controladores locais com capacidade de gerenciamento autônomo dos seus recursos de geração e armazenamento, mas coordenados com o sistema de distribuição, que por sua vez tem interação dinâmica com os níveis mais elevados. Claramente, um aspecto chave para este tipo de integração é o intercâmbio em tempo real de informações entre cada um dos níveis [12].



6.2 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

6.2.1 Experiência internacional em relação aos impactos técnicos da geração distribuída (GD)

Os impactos da GD na rede são proporcionais à sua penetração na matriz elétrica. A relação dos países que, atualmente, apresentam maior penetração de energia solar fotovoltaica (FV) é apresentada na **Tabela 10**. Os dados de penetração da GDFV (Geração Distribuída Fotovoltaica) disponibilizados na **Tabela 10** referem-se à porcentagem da energia fotovoltaica no consumo total do país¹⁶, embora alguns autores também se refiram à penetração da GD, considerando a porcentagem da potência fotovoltaica em relação ao pico de demanda¹⁷.

Tabela 10 – Países com maior penetração de energia da GDFV em dez/14. Fonte: [13].

	País	Capacidade FV instalada(GWp)	Penetração de energia FV
1	Itália	18,6	8,0 %
2	Alemanha	38,2	6,7 %
3	Espanha	5,4	3,8 %
4	Bélgica	3,2	3,6 %
5	Japão	23,4	2,5 %
	Austrália	4,1	2,5 %

Neste documento, o primeiro indicador será denominado de grau de penetração de energia e o segundo de grau de penetração de potência.

Analisando somente a penetração anual de energia, tende-se a considerar que o nível atual de penetração da GDFV não seria elevado, mesmo entre os países líderes mundiais no setor. Todavia, dados de penetração de potência permitem uma diferente interpretação, conforme se mostra nos subitens a seguir.

A Alemanha (com penetração anual de energia FV de 6,7 %) é certamente o país com maior experiência acumulada em relação aos impactos técnicos da GDFV, sendo que parte importante das próprias normas e regulamentações deste setor utilizadas ao redor do mundo teve lá sua origem.

A Itália (com penetração de energia de 8 %) apresentou crescimento muito rápido das instalações fotovoltaicas em 2011 e também tem experiência considerável na área.

¹⁶ Este indicador de penetração é chamado por alguns autores de *total annual PV energy penetration* – penetração de energia fotovoltaica total anual, calculada pela relação entre a energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos e a energia total consumida no ano.

¹⁷ Chamado, por sua vez, de *peak PV power penetration* – pico de penetração de potência fotovoltaica, podendo ser calculado pela relação entre a potência de pico fotovoltaica e o pico de demanda.



Na Espanha (3,8 %), também houve um crescimento muito rápido das instalações há alguns anos, mas estas posteriormente ficaram estagnadas em função da crise econômica que se abateu sobre o país.

O Japão (2,5 %) tem uma experiência autóctone com a GDFV que também é considerada relevante.

Nos subitens a seguir são descritas as exigências adotadas em alguns países para conexões na GDFV, visando a lidar com os impactos técnicos desta em suas redes elétricas, além dos impactos reais que foram nelas verificados e das formas com que estes impactos vêm sendo contornados. São tomados como exemplo Alemanha, Japão, Itália e EUA, considerados como casos típicos de diferentes características.

Finalmente, embora o presente documento enfatize a GDFV, não se pode esquecer que o impacto da GD na rede elétrica é resultado da combinação de todas as fontes a ela conectadas, o que, além da FV, pode incluir a energia eólica, a biomassa e as PCHs.

6.2.2 Experiência com GDFV na Alemanha

Como é sabido, a Alemanha implantou diversos programas de incentivo governamental nas últimas décadas logrando atingir, em fins de 2014, um total de 38,2 GWp em instalações fotovoltaicas. Inicialmente, foram implementados no país programas como o “Programa Cem Mil Telhados” e o “Programa um Milhão de Telhados”; posteriormente, foi promulgada a Lei de Energias Renováveis - EEG (2004), que causou um paulatino crescimento da penetração da energia solar fotovoltaica, que atinge hoje cerca de 6,7 % (dezembro de 2014), em base anual.

Assim, à medida que a penetração de renováveis na matriz alemã foi crescendo, o país foi abordando a problemática técnica (e econômica) que se evidenciava, implementando as medidas regulatórias e normativas necessárias, acompanhadas de desenvolvimentos tecnológicos.

Na Alemanha, 61,7 % da capacidade FV instalada atualmente encontra-se conectada na baixa tensão (BT) - 400/230 Vc.a. (junho de 2013) [14] e a maior concentração encontra-se no Sul do país (Baviera)¹⁸. O acesso à rede é garantido a qualquer unidade consumidora que se disponha a instalar um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) e, caso necessário, a concessionária deve efetuar por conta própria os reforços da rede requeridos para acomodar os sistemas fotovoltaicos.

O maior desafio das distribuidoras tem sido a manutenção da tensão dentro dos níveis aceitáveis em regime de operação normal. No caso dos SFCRs, isto é feito, principalmente, por meio de controle de potência

¹⁸ Ao contrário da geração eólica, que se concentra na Região Norte do país.



ativa/reactiva, limitação de potência ativa injetada e controle remoto por parte da distribuidora.

Os requisitos para conexão de GDFV na Alemanha são resumidos na **Tabela 11**.

Tabela 11 – Alguns dos requisitos para conexão de GDFV na BT na Alemanha.

Operação	$P_n^{19} \geq 30 \text{ kWp}$	<ul style="list-style-type: none">interface de comunicação para permitir à distribuidora controle remoto da potência ativa injetada durante sobrecargas, geralmente em níveis de 100% P_n, 60% P_n, 30% P_n e 0% P_n, que devem ser atingidos no prazo de 1min após a recepção do comando;
	$P_n < 30\text{kWp}$	<ul style="list-style-type: none">escolha entre limitação da injeção de potência ativa a 70% P_n ou interface para controle remoto por parte da distribuidora;
		<ul style="list-style-type: none">é exigida a modulação da injeção de potência ativa (<i>power frequency droop</i>) na faixa de sobrefrequência de 50,2-51,5 Hz, de acordo com uma curva predefinida com taxa $P * f$ de 40%/Hz²⁰;
Fator de potência	$P_n > 13,8 \text{ kVA}$	<ul style="list-style-type: none">fator de potência mínimo de $\pm 0,9$, para potências iguais ou maiores a 0,2 P_n;
	$3,68 \text{ kVA} \leq P_n \leq 13,8 \text{ kVA}$	<ul style="list-style-type: none">fator de potência mínimo de $\pm 0,95$, para potências iguais ou maiores a 0,2 P_n;
	$P_n < 3,68 \text{ kVA}$	-x-

(adaptado de [14])

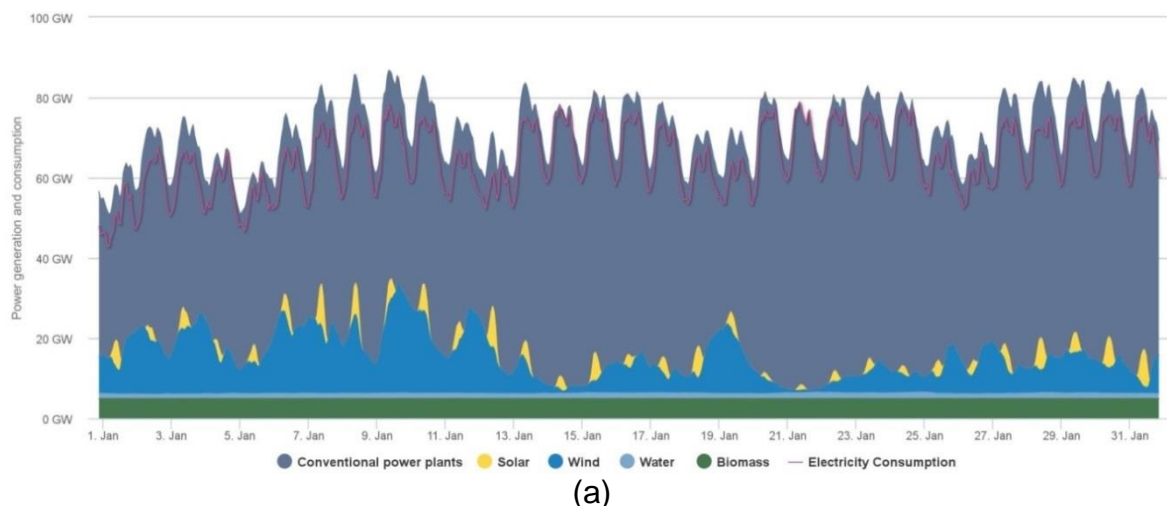
A possibilidade do controle remoto da potência injetada por parte da distribuidora resulta num potencial conflito de interesses entre a distribuidora e o proprietário da GDFV, que é resolvido pela legislação alemã (EEG 2014), que assegura que este controle só pode ser usado durante sobrecargas da rede elétrica, e não em sua operação normal.

A **Figura 12** ilustra a variabilidade da geração solar e eólica como um todo na Alemanha. Na **Figura 12(a)** observa-se que a geração eólica predomina no inverno, período em que a GDFV é menos significativa. No caso da geração solar, observam-se facilmente na **Figura 12(b)** os picos de geração que ocorrem durante os dias de verão, período em que a geração eólica é comparativamente menor.

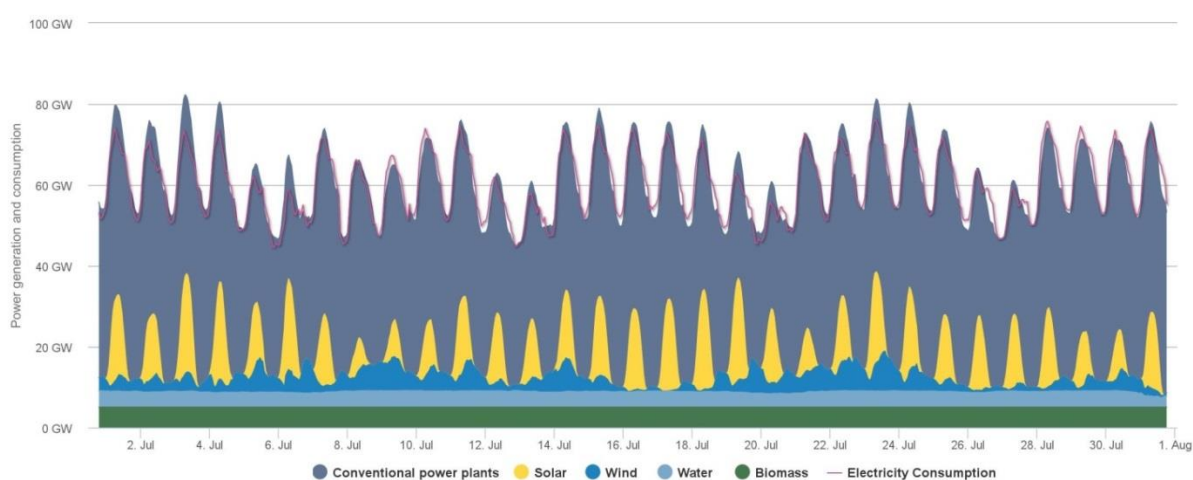
Nos casos em que tais picos de geração solar coincidem com períodos de carga mínima (ocorre nos fins de semana), a geração fotovoltaica pode atingir, ainda que por curtos períodos, uma penetração de potência de 49% no país.

¹⁹ P_n refere-se à potência nominal do painel fotovoltaico, em unidades Watt-pico (Wp)

²⁰ A sobrefrequência é interpretada como indicador de excesso de energia injetada na rede. Por isso, os inversores de GD devem reduzir a injeção de energia linearmente com o aumento da frequência, até o limite superior de 51,5Hz ser eventualmente atingido, quando devem cessar a injeção, conforme ilustrado pela Figura 21, no item 6.4.1.3. (para o caso do Brasil).



(a)



(b)

Figura 12 – Perfis de geração de energias renováveis e convencionais na Alemanha em janeiro de 2014 (a) e em julho de 2014 (b) (fonte:[15]).

A **Figura 13**, por sua vez, mostra que esta mesma condição também ocorre para diversos outros países da Europa, além da Alemanha. Enquanto na Alemanha, conforme já mencionado, a penetração de potência FV já atingiu valores instantâneos de 49%, em outros países, valores entre 20-25% têm sido observados [16].

Esta realidade, que não é expressa pelos dados consolidados anuais de penetração da energia GDFV nos países, como aqueles mostrados na **Tabela 10** (são muito menores), resulta em dificuldades operacionais na rede elétrica, especialmente naqueles locais com maiores concentrações de SFCRs, como é o caso do estado da Baviera, na Alemanha.

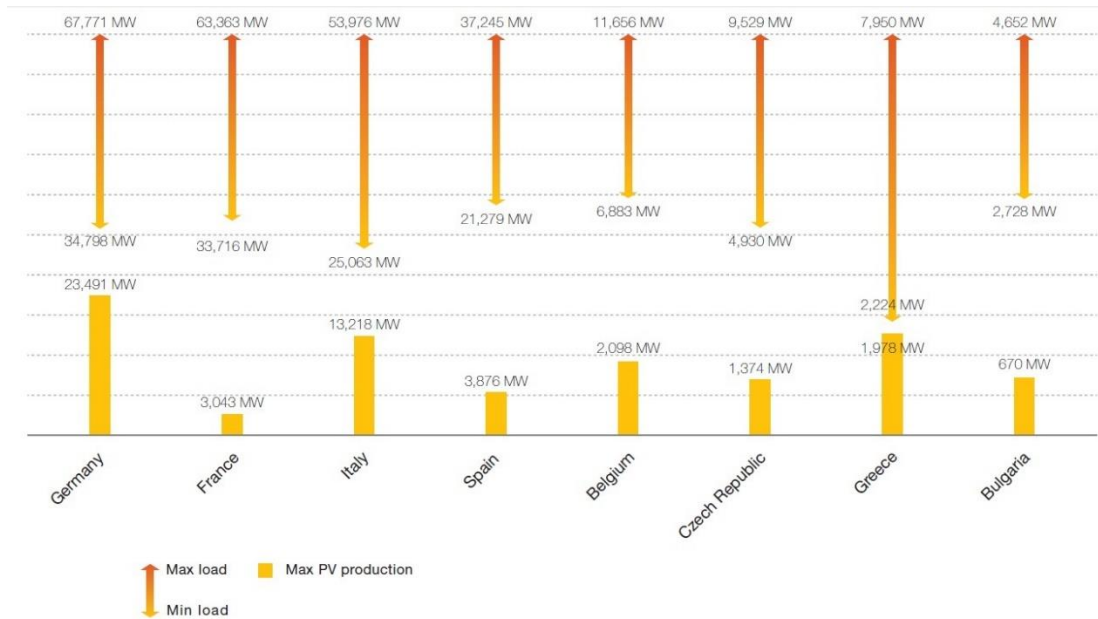


Figura 13 – Geração FV máxima e cargas mínima/máxima verificadas em países na Europa nos picos de geração (meio-dia) durante o período de maio a setembro de 2013 (fonte:[16]).

Na **Figura 12** pode-se também observar que na Alemanha a geração hidráulica e a biomassa operam de forma aproximadamente constante e que a geração convencional (carvão, gás natural, nuclear etc.) é gerenciada de forma a cobrir a diferença entre a geração das energias renováveis e o consumo.

A operação do sistema interligado europeu (ENTSO-E) é complexa e envolve intercâmbios energéticos entre os diversos países vizinhos. Os intercâmbios da Alemanha, por exemplo, são apresentados na **Figura 14**, mostrando que a Alemanha é exportadora de energia durante a maior parte do ano, mas importa energia durante o verão (período de maior geração FV e menor geração eólica). Além disso, mesmo nos momentos em que há exportação líquida de energia, existe também importação de energia através de algumas de suas interligações. Da mesma forma, também mesmo nos momentos em que há importação líquida, ocorre simultaneamente exportação.

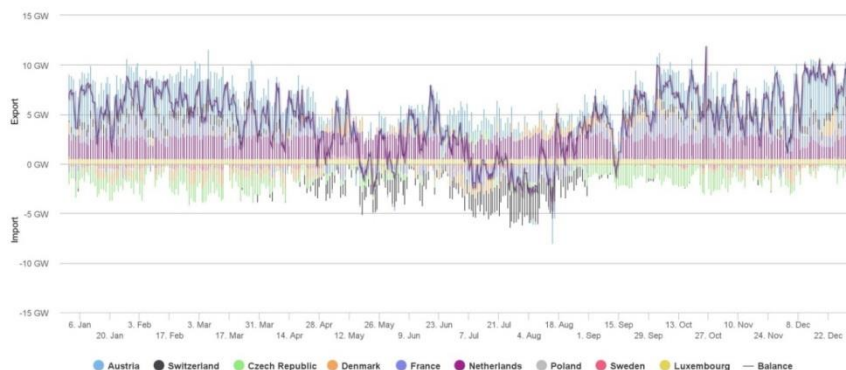


Figura 14 – Intercâmbios de energia da Alemanha com os países vizinhos no ano de 2014 (Fonte:[15]).



Já a **Figura 15** mostra a evolução do custo médio diário da energia no mercado spot da região Alemanha/Áustria entre 2013-2014, onde aparecem valores de custo negativos indicando claramente momentos em que há excesso de energia injetada na rede.

A Alemanha conta com significativa capacidade de armazenamento de energia em UHRs - Usinas Hidrelétricas Reversíveis (6,4 GW – dados de 2013), sendo esta capacidade bastante utilizada para bombeamento em momentos de excesso de injeção de energia renovável na rede.

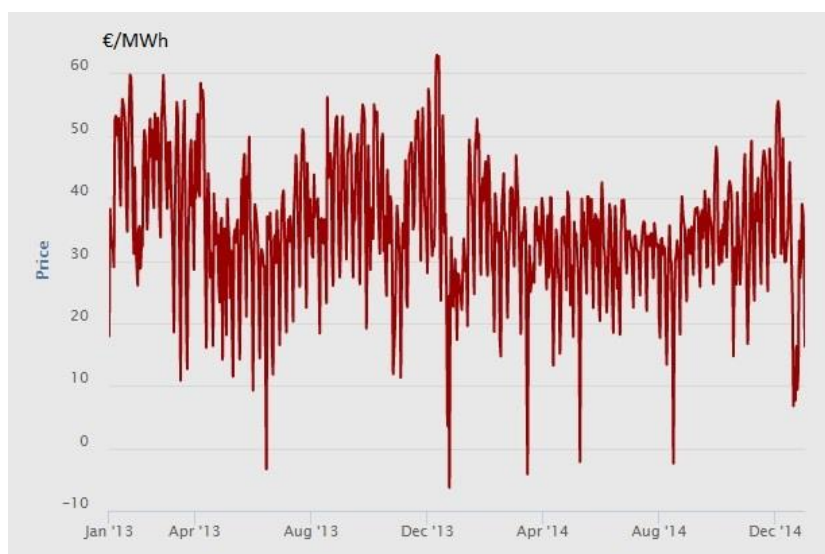


Figura 15 – Custo da energia elétrica (€/MWh) no mercado spot Alemanha/Áustria nos anos de 2013-14 (fonte:[17]).

Para lidar com a incerteza na geração fotovoltaica, na operação da rede elétrica são utilizados métodos de previsão da geração com horizontes desde algumas horas até alguns dias adiante.

Para isso, as previsões meteorológicas fornecem dados de irradiância global no plano horizontal (G_H) e temperatura ambiente (T_a). Com base nestes dados, e sabendo-se as características dos sistemas fotovoltaicos (localização, modelos de equipamentos, orientação/inclinação dos painéis FV, etc.), calcula-se a irradiância no plano do painel (G_i) e sua temperatura (T_m), e a seguir, a geração fotovoltaica esperada para cada sistema e para uma determinada região.

As previsões de geração com um dia de antecedência são utilizadas não somente na Alemanha, mas nos mercados de energia da Europa e servem tanto para o estabelecimento dos preços da energia quanto para a programação da operação das fontes convencionais.



As empresas de transmissão da Alemanha²¹ têm efetuado estudos para identificar as necessidades futuras de capacidade de transmissão em função de uma cada vez maior penetração de energias renováveis no país.

O estudo [18] levanta quatro diferentes cenários para o ano de 2025 e dois para 2035. O chamado cenário B (subdividido em cenários B1 e B2) considera crescimento moderado do consumo de energia e da construção de novas usinas termelétricas (UTES), com a capacidade de geração mostrada na **Tabela 12**. Esta projeção prevê até 2025 na Alemanha a redução da geração convencional e a eliminação completa da geração nuclear, juntamente com a redução da geração a carvão e óleo, com incremento na geração a gás natural.

Tabela 12 – Capacidade de geração projetada para a Alemanha em 2025 de acordo com o chamado Cenário B do estudo

	Atual (2013)	Cenário B 2025 (B1/B2)
Energia convencional (nuclear, turfa, carvão mineral, gás natural, óleo, outras)	101,1 GW	77,3 GW
Eólica <i>onshore</i>	33,8 GW	63,8 GW
Eólica <i>offshore</i>	0,5 GW	10,5 GW
Fotovoltaica	36,3 GW	54,9 GW
Outras renováveis (Biomassa, Hidráulica etc)	10,5 GW	12,2 GW
Total renováveis	81,1 GW	141,4 GW
Total	182,2 GW	218,7 GW

(adaptado de [18])

O cenário B1, tomado aqui como exemplo, prevê o crescimento significativo das energias renováveis, que atingiriam, em 2025, mais de 64% da capacidade de geração e 46% de penetração de energia.

Uma das considerações apresentadas em [8] é a necessidade de supressão dos picos causados pela geração solar e eólica (**Figura 16**) para permitir um melhor dimensionamento das redes (LTs) e evitar excesso de energia injetada em determinados momentos. No cenário B estimou-se que a supressão dos picos da geração eólica causaria redução de 2,1% da produção de energia elétrica, enquanto que nos fotovoltaicos a redução seria de 0,6%.

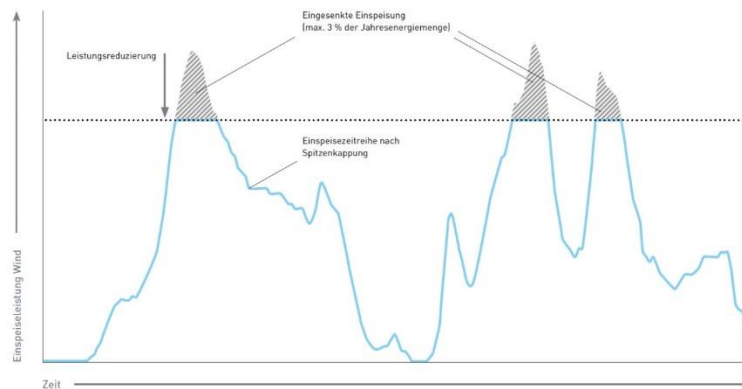


Figura 16 – Ilustração da supressão de picos de geração eólica (Fonte:[18]).

²¹ A transmissão em AT (220 kV e 380 kV) na Alemanha é feita por 4 concessionárias: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH e TransnetBW GmbH.



6.2.3 Experiência com GDFV no Japão

No Japão, 80 % das instalações de SFCRs encontram-se na BT (dados de 2011) [14], e somente 20% em MT e AT, de forma que, em relação à distribuição da GD fotovoltaica, o Japão pode ser considerado um caso ainda mais característico do que a Alemanha, onde 61,7% das instalações são na BT, 31,6% na MT e 6,7% na AT. A BT tem nível de tensão de 100 Vc.a. e as exigências para conexão dos inversores de GDFV à rede elétrica são bastante complexas e detalhadas, conforme apresentado de forma resumida na **Tabela 13**, seguindo o regulamento denominado JEAC9701

Está em vigor um sistema de certificação no Japão para inversores com potência de até 20 kW, destinados à conexão em BT. As características técnicas dos inversores de maiores potências são analisadas previamente, caso a caso, pelas autoridades competentes, para autorização das instalações.

Tabela 13 – Alguns requisitos para conexão de GDFV na BT no Japão (limitado a uma potência de 50 kW)

Potência	<ul style="list-style-type: none">• $P_n \leq 50$ kW para conexão em BT (potências até 2 MW devem ser conectadas na tensão de distribuição, que geralmente é de 6,6 kV e sistemas maiores em níveis de tensão superiores)
Fator de potência	<ul style="list-style-type: none">• FP superior a 0,85 capacitivo, não podendo ser indutivo;• FP superior a 0,8 capacitivo, se for necessário controle de reativo para evitar sobretensão;• FP superior a 0,95 para os sistemas pequenos²², sem que seja necessário controle de reativo;
Controle de tensão em operação normal	<ul style="list-style-type: none">• Feito por controle do FP e/ou limitação de potência ativa (dispensado para os sistemas pequenos): caso a tensão ultrapasse a faixa especificada; o inversor deve efetuar primeiramente controle de reativo até o limite de FP 0,85 capacitivo e, caso isso não seja suficiente, deve então passar a limitar a potência ativa injetada, de forma a manter a tensão c.a. dentro dos limites;
Controle de tensão em distúrbios	<ul style="list-style-type: none">• Um reator limitador de corrente deve ser usado na saída daqueles inversores baseados em tecnologia de comutação externa, caso possam ocorrer variações de mais de 10% na tensão da rede;
Desconexão em distúrbios ²³ (FRT)	<ul style="list-style-type: none">• Os inversores monofásicos não devem desconectar com afundamentos de tensão c.a. até 30% da tensão nominal por um período de 1 segundo, enquanto que para os trifásicos o período é de 0,3 segundos²⁴;
Anti-ilhamento	<ul style="list-style-type: none">• O inversor deve ser dotado de técnicas de detecção de ilhamento ativa e passiva, sendo que a detecção ativa tem de ser feita de acordo com algoritmos de alta velocidade especificados numa norma japonesa chamada JSIDF (<i>Japan standard islanding detection function</i>)²⁵;
Desconexão da rede	<ul style="list-style-type: none">• Para inversores conectados na BT, admite-se a desconexão por meio de uma chave estática, mas para os sistemas maiores ($P_n > 50$ kW, conectados em níveis de tensão superiores) é exigido o seccionamento mecânico;

(adaptado de [14]).

No Japão também são utilizadas previsões da geração fotovoltaica para a operação do sistema elétrico.

²² Na regulamentação japonesa, os sistemas fotovoltaicos pequenos recebem a seguinte definição: $P_n \leq 2$ kVA para conexão monofásica a dois fios (1p2w), $P_n \leq 6$ kVA para conexão monofásica a 3 fios (1p3w) e $P_n \leq 15$ kVA para conexão trifásica a 3 fios (3p3w).

²³ Este tipo de especificação visa a fazer com que a instalação FV permaneça funcionando durante distúrbios transitórios da rede, consideradas as ocasiões em que a rede efetivamente mais precisa do suporte da GD, geralmente denominados de FRT – *fault ride-through* (pode ser traduzido literalmente por “passar por cima de falhas”), podendo ser do tipo LVRT – *low voltage ride-through*, como é este caso, ou ainda HVRT (*high voltage ride through*), LFRT (*low frequency ride through*) e HFRT (*high frequency ride through*).

²⁴ Estes requisitos ainda estão em estudo e poderão ser modificados.

²⁵ A técnica ativa de detecção de ilhamento especificada pela JSIDF envolve algoritmos de injeção de reativos e observação de variações na frequência (*frequency feedback function*) e na distorção harmônica total (*step injection function*) da rede.



6.2.4 Experiência com GDFV na Itália

A Itália apresentou crescimento muito rápido das instalações FV em 2011 e também tem experiência considerada relevante na área. O perfil das instalações italianas, porém, ao contrário das instalações alemãs e japonesas, contempla, em sua maioria (63,3 %), instalações na MT, que no país geralmente opera em níveis de 15-20kV (apenas 31 % da potência FV na Itália é conectada na BT – dados de dez/2012). Os requisitos para conexão de GDFV na Itália são resumidos na **Tabela 14**.

Tabela 14 – Requisitos para conexão de GDFV em MT e BT na Itália

Potência	<ul style="list-style-type: none"> sistemas com $P_n \leq 100$ kW podem ser instalados na BT (400/230 Vc.a.), enquanto que a MV (15-20 kVc.a.) recebe conexões até 6 MW; 	
Operação	<ul style="list-style-type: none"> inversores com $P_n \geq 6$ kW devem ser dotados de interface de comunicação para receber sinais de controle remoto, se houver disponibilidade deste tipo de sinal da distribuidora no local; as faixas de operação <i>default</i> que devem ser garantidas são de 85% a 110% da tensão nominal e frequências na faixa de 47,5-51,5Hz, podendo estas faixas ser modificadas por controle remoto; é exigida a modulação da injeção de potência ativa na faixa de sobrefrequência de 50,3-51,5 Hz, de acordo com uma curva predefinida; inversores com $P_n \geq 6$ kW devem incorporar uma proteção contra desconexão em distúrbios específica (FRT- <i>fault ride trough</i>); 	
Fator de potência	BT	<ul style="list-style-type: none"> inversores com $P_n \leq 3$ kW devem ter FP mínimo de $\pm 0,98$; inversores com $3 \text{ kW} \leq P_n \leq 6$ kW devem ter FP mínimo de $\pm 0,95$; inversores com $P_n > 6$ kW devem ter FP mínimo de $\pm 0,9$;
	MT	<ul style="list-style-type: none"> inversores com $P_n < 400$ kW devem ter FP mínimo de $\pm 0,9$, com curva P-Q retangular; inversores com $P_n \geq 400$ kW devem ter FP mínimo de $\pm 0,9$, com curva P-Q circular²⁶;

(adaptado de [14]).

6.2.5 Experiência com GDFV nos EUA

Nos EUA, as distribuidoras são geralmente fiscalizadas e reguladas por órgãos estaduais, de forma que as solicitações de acesso de SFCRs seguem diferentes procedimentos em cada estado. Apesar disso, a maioria das distribuidoras americanas adota os requisitos técnicos expressos nas normas IEEE 1547 e UL 1741 a fim de controlar os impactos dos sistemas de GDFV em suas redes.

26 Exemplos de curva P-Q retangular:		e	
---	--	---	--



Nos EUA, solicitações de conexão de sistemas cuja avaliação prévia indica que terão impacto nulo ou pequeno na rede elétrica geralmente são concedidas imediatamente, enquanto que para os demais sistemas, estudos elétricos por conta do solicitante são efetuados. A necessidade de reforços no sistema de distribuição para conexão da GDFV é frequente e estes também são pagos pelo proprietário do sistema FV.

A regulação de tensão é feita por meio de transformadores com *tap* ajustável nas subestações de distribuição e muitas vezes em linhas longas também são usados reguladores de linha (também com *tap* ajustável).

A versão original da IEEE 1547 não permitia que o sistema fotovoltaico efetuasse funções avançadas como regulação de tensão (controle de reativos), modulação de potência injetada e FRT. Contudo, uma revisão da norma, identificada como IEEE 1547a e lançada em 2014, permite (mas não exige) que os inversores realizem a função de regulação de tensão por controle de reativos, entre outras, mas não estabelece os parâmetros aplicáveis. Uma versão reformulada da IEEE 1547 está atualmente em desenvolvimento, com previsão de ser lançada em fins de 2016, incorporando definitivamente tais funções.

O estado da Califórnia publicou o documento chamado *Rule 21*, que recomenda funções avançadas e requisitos de comunicações e controle para conexão de sistemas fotovoltaicos, juntamente com um respectivo cronograma de implementação e uma proposta do sistema de testes/certificação [19] associado.

Os requisitos para conexão de GDFV nos Estados Unidos são resumidos na **Tabela 15**.

Tabela 15 – Requisitos para conexão de SFCRs nos EUA

Operação	<ul style="list-style-type: none">os pontos de desconexão do inversor devido a sobretensão, subtensão, sobrefrequência e subfrequência, bem como os respectivos tempos de desconexão nestas condições, devem ser de acordo com as exigências da norma IEEE 1547;algumas distribuidoras exigem uma interface de comunicação que lhes permita desligar o inversor ou limitar a potência ativa injetada mediante comando remoto;a norma revisada IEEE 1547a <u>permite (mas não exige)</u> funções avançadas como controle de tensão por reativo, FRT etc;
Anti-ilhamento	<ul style="list-style-type: none">a proteção anti-ilhamento deve atuar em dois segundos, também de acordo com a IEEE 1547;algumas distribuidoras requerem uma interface para um sinal de comunicação chamado DTT²⁷ que lhes permita comandar remotamente a desconexão do sistema da rede elétrica em caso de desligamento;
Desconexão da rede	<ul style="list-style-type: none">algumas distribuidoras exigem o chamado DSV – Dispositivo de Seccionamento Visível, que constitui uma chave manual, acessível à distribuidora, que possa ser travada e que possa ser operada sob carga, permitindo desconectar da rede elétrica a instalação fotovoltaica;

(adaptado de [14]).

²⁷ DTT – *direct transfer trip*;



6.2.5.1 Experiência da GDFV na Califórnia

O estado da Califórnia pode ser visto com um exemplo dos impactos da GD nos EUA. Nele, a rede elétrica é operada por um órgão estadual (CAISO - *California Independent System Operator*), de forma praticamente isolada do restante do país (embora haja conexões), mantendo as UTEs a gás natural operando continuamente para lidar com a variabilidade da GD.

No caso dos EUA, cumpre observar que, ainda que a penetração da energia FV no país como um todo seja considerada baixa (0,6%), esta atinge valores maiores em alguns locais, como é o caso do estado da Califórnia, com 5%, que é a maior concentração no país.

Na Califórnia, em dias ensolarados no outono e na primavera, onde há grande incidência de radiação solar e o consumo de ar condicionado é baixo, tem-se verificado excesso de energia na rede do estado, de forma que, para contornar o problema, UFVs têm sido forçadas a se desligar. As soluções apontadas para este problema de balanço de energia na Califórnia tem sido o armazenamento de energia e o intercâmbio com estados vizinhos [20].

Nos EUA, a agência FERC (*US Federal Energy Regulatory Commission*) exige que as concessionárias que possuem injeção de energias renováveis na rede façam previsões de sua geração.

Na Califórnia, a CAISO efetua às 5h30min de cada dia a previsão hora a hora para a geração nas 24 horas do dia seguinte²⁸, que é usada para programação da geração convencional. Uma nova previsão é feita 7h antes de cada hora e mais uma outra previsão é gerada 105 minutos antes de cada hora²⁹.

No âmbito interno das UFVs são feitas previsões da geração para os próximos minutos³⁰, utilizando técnicas de imageamento do céu (câmera zenital) e acompanhamento da direção e velocidade de deslocamento das nuvens. Existe a tendência de que estas previsões de curtíssimo prazo sejam, no futuro, também passadas em tempo real ao operador do sistema.

6.2.6 Conclusão – Experiência internacional

Todos os países têm estabelecido seus conjuntos de requisitos técnicos para as conexões GDFV nas redes elétricas, visando limitar os impactos nas redes e assegurar a qualidade de energia e a estabilidade do sistema.

Os impactos da GDFV nas redes elétricas são proporcionais à sua penetração na matriz e observa-se, em países como os EUA e a Alemanha, que mesmo penetrações de energia em nível global de cerca de 5% já podem, em determinadas condições, como picos de geração fotovoltaica ao meio-dia

²⁸ A chamada *day ahead (DA) forecast*.

²⁹ A chamada *hour ahead (HA) forecast*.

³⁰ Chamada às vezes de previsão *intra-hour* e de previsão em tempo real.



associados a períodos de baixa carga, resultar em penetrações de potência elevadas que resultem em problemas nas redes. Tais impactos são obviamente maiores em regiões dos países com alta concentração de GDFV.

A regulação da tensão na rede elétrica é um dos problemas que tem levado a exigências de inversores dotados de capacidade de injeção de reativos, de limitação da potência injetada e de interfaces para controle remoto.

Técnicas de previsão da geração renovável em horizontes de minutos a dias também se tornam necessárias, uma vez que permitem a operação da geração convencional de forma a aproveitar ao máximo a geração renovável.

Armazenamento de energia e intercâmbios com regiões/países vizinhos estão entre os recursos que têm sido utilizados para lidar com a alta penetração de renováveis. A limitação de picos de energia injetada também já tem sido empregada para este fim.

6.3 GD NO CONTEXTO BRASILEIRO - ASPECTOS RELACIONADOS À OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

6.3.1 Oportunidades

A GD é uma tecnologia emergente que tem o potencial de oferecer melhorias na eficiência, confiabilidade e diversidade do sistema de potência, ao mesmo tempo em que contribui na construção de uma matriz elétrica com maior participação de energias renováveis [21]. A seguir serão descritas as principais oportunidades de melhoria técnica que podem ser obtidas na operação e manutenção da rede elétrica.

6.3.1.1 Redução de perdas elétricas na Transmissão e Distribuição

No Brasil são utilizadas extensas linhas de transmissão para aproveitar os recursos hídricos localizados em regiões remotas. O transporte de energia por largas distâncias pode originar perdas consideráveis que, conseqüentemente, poderão repercutir, com maior parcela, na eficiência do sistema elétrico. Em 2014, as perdas do sistema de transmissão foram de 17,4%, totalizando 82.069 GWh [22]. A GD pode se constituir num dos instrumentos para redução das perdas na transmissão, já que introduz novas fontes de energia nas proximidades da carga, diminuindo o carregamento das linhas de transmissão [21].

Nas redes de distribuição, a avaliação do impacto da GD sobre o nível de perdas deve ser examinada caso a caso. Níveis baixos e médios de GD diminuem o fluxo de potência na saída dos alimentadores na subestação. Conseqüentemente, a perda técnica total de energia do sistema de distribuição apresenta uma tendência de queda, como resposta à diminuição do fator de



carga. No entanto, podem existir situações em que o alto grau de penetração de GD ocasione elevação das perdas em trechos específicos de alimentadores de MT e/ou redes de BT, em função também da localização geográfica da GD.

6.3.1.2 Possibilidade da criação de microrredes

A GD permite a formação de microrredes isoladas e/ou autossuficientes. Kroposki *et al.* definem as microrredes como sistemas com fontes de geração distribuída, unidades de armazenamento distribuído, dispositivos de gerenciamento e cargas locais associadas, que têm a autonomia para formar ilhas intencionais no sistema elétrico de distribuição [23]. Estes sistemas permitiriam um aumento considerável da confiabilidade e poderiam contribuir para a melhora dos índices de continuidade individuais: DIC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FIC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora)³¹. As microrredes são elementos associados ao “Cenário 2”, ou seja, com alta penetração de energias renováveis e modernização das redes, já que, para seu correto funcionamento, importantes investimentos precisam ser realizados nos sistemas de armazenamento de energia e de gerenciamento/controlado da rede de distribuição.

A criação de uma microrrede, no entanto, depende de um esforço conjunto entre os usuários da rede elétrica e a concessionária, o que no contexto nacional, não é facilmente atendido devido a interesses muitas vezes divergentes. Cumpre destacar que atualmente a operação ilhada de uma microrrede precisa ser autorizada pela concessionária, ou seja, esta se responsabiliza pelo controle de tensão e frequência. Não obstante, com o aumento da GD nas redes de distribuição, existe a possibilidade de sistemas deste tipo serem implementados em casos específicos.

6.3.1.3 Possibilidades de Operação Ilhada de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012

Na recente revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 criou-se a figura de empreendimentos de mini/microgeração com múltiplas unidades consumidoras, orientada principalmente à conexão de GD em condomínios residenciais [1]. Adicionalmente, na revisão 6 do módulo 3 do PRODIST, permitiu-se a operação em ilha do acessante com GDFV, sempre que seja garantida a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à unidade consumidora [24]³².

Assim, a atual regulamentação aparentemente permite a criação de uma microrrede isolada, com múltiplas unidades consumidoras, dentro de um condomínio residencial no qual exista empreendimento de GD. No entanto, não

³¹ Cabe ao órgão regulador, no futuro, determinar como devem ser computados os referidos índices nas situações nas quais as unidades consumidoras estejam sendo atendidas de forma ilhada na microrrede.

³² Neste caso o sistema GDFV deve ser dotado de armazenamento de energia em baterias e opera em ilha isolado como um sistema *nobreak*.



permite que um mini ou microgerador atenda de forma isolada outras cargas do sistema externas à sua instalação.

A utilização de GD, baseada em GFV para a criação de microrredes formadas por múltiplas unidades consumidoras ou para a operação ilhada dentro de uma unidade consumidora, só é possível incluindo sistema de armazenamento de energia e controle de carga-frequência. O uso deste tipo de sistemas traz alguns benefícios técnicos tais como [25]:

- Redução do volume de energia comprado da concessionária.
- Permite aos consumidores alimentar suas próprias cargas no caso de uma falha da rede com interrupção do suprimento pela concessionária.

6.3.2 Impactos

A conexão de unidades de geração distribuída impõe diversos impactos aos sistemas de distribuição, conforme detalhado a seguir. Vale observar que foi dado destaque às instalações de GD no lado de BT, que é a situação mais comum. No entanto, já existem alguns casos de instalações de minigeração distribuída em que a conexão se dá diretamente aos sistemas de MT. Nestes casos os impactos são, de modo geral, mais relevantes e as concessionárias precisam prever eventuais reforços nas redes tanto do ponto de vista de equipamentos como de controles.

6.3.2.1 Alteração nos Perfis de Tensão

O fornecimento de energia elétrica às UCs deve ser realizado mantendo o nível de tensão dentro dos limites permitidos pela regulação. No Brasil, o PRODIST estabelece em seu módulo 8 os valores de tensão crítica e precária para cada nível de tensão nominal [26]. De modo geral, a interação entre a potência injetada pelas unidades de GD com a rede tende a ocasionar um aumento na magnitude da tensão no ponto de conexão, que cresce à medida que mais painéis forem sendo conectados à rede e que depende também da incidência solar e de fatores como a configuração do alimentador, a localização geográfica da GD e o funcionamento dos outros sistemas de controle de tensão, tais como os bancos de capacitores chaveáveis e os transformadores e reguladores com *taps* [27].

Destaca-se que a GD pode afetar o funcionamento dos sistemas de regulação de tensão existentes, quer seja por interferir na lógica do mesmo, quer seja aumentando o número de chaveamentos e operações destes equipamentos, diminuindo assim sua vida útil [5], [28].

Desta forma, um aumento no grau de penetração pode elevar excessivamente a tensão nos barramentos próximos às unidades de geração,

ultrapassando os limites permissíveis. Assim, se nenhuma providência for tomada, os indicadores de Duração Relativa de Tensão Precária (DRP) e Duração Relativa de Tensão Crítica (DRC) poderiam superar os limites estabelecidos pelo PRODIST (DRP < 3% e DRC < 0,5%) [26].

A **Figura 17** mostra os resultados de um estudo onde se vê o impacto da presença de painéis fotovoltaicos e de bancos de capacitores no controle do perfil de tensão ao longo de um alimentador [27]. A elevação de tensão nos alimentadores depende de uma série parâmetros da rede nos locais de instalação como a potência do transformador, as resistências e reatâncias dos cabos, a potência dos painéis e a carga do sistema, entre outros.

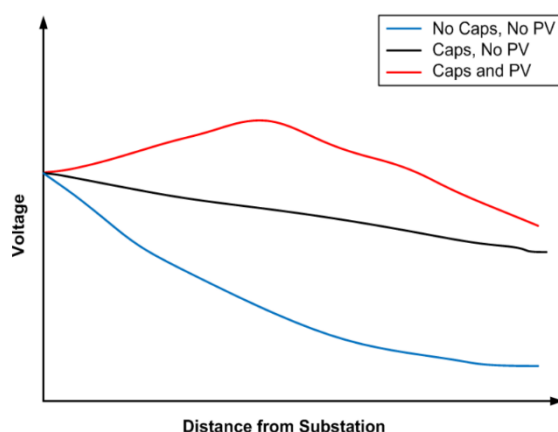


Figura 17 – Exemplo do perfil de tensão ao longo de um alimentador MT considerando a rede sem controle, com regulação baseada em bancos capacitivos e com GD fotovoltaica. Fonte: NREL- High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers [27].

A característica variável da GFV ao longo do dia e ano resulta em períodos com alta incidência solar e, correspondentemente, aumento da geração de energia, e períodos com pouca ou nenhuma incidência solar. As diferentes injeções de potência produzem perfis de tensão variáveis nos quais podem existir violações dos limites superiores ou inferiores. Isto implica que todas as condições de operação precisam ser avaliadas.

Portanto, as práticas adotadas de regulação de tensão ao longo das horas do dia e da noite precisam ser reavaliadas, por parte das concessionárias, de preferência simulando as situações em programas de análise de fluxo de potência, considerando os diversos sistemas de controle de tensão, para verificar eventuais soluções. Nesse contexto, o estudo e o desenvolvimento de estratégias para controle de tensão com o objetivo de atender a estes novos requisitos impostos pela introdução de GD são importantes. Há atualmente diversas técnicas, algoritmos e equipamentos descritos na literatura para que a regulação de tensão medida nos consumidores possa se situar dentro dos limites considerados adequados pelo PRODIST [29].



6.3.1.2 Reversão do Fluxo de Potência

Nos sistemas tradicionais de distribuição, a energia elétrica é fornecida às UCs de forma unidirecional: desde a subestação até os consumidores. O incremento de GD tem o potencial de quebrar este paradigma, pois abre a possibilidade de que a potência total gerada pelas unidades de GD supere a demanda total do ramal de alimentação. Nos sistemas de GFV, por exemplo, esta reversão do fluxo tem maior probabilidade de acontecer nos períodos de maior incidência solar, durante os quais sistemas com características predominantes de consumidores residenciais têm usualmente sua demanda reduzida [30].

Além da alteração no perfil de tensão comentada no item anterior, a reversão de fluxo na BT não traz a princípio um impacto imediato na operação da rede, a menos que haja algum tipo de sistema de controle de tensão ou de proteção, na rede secundária, que seja afetado por esta reversão de fluxo [27]. Estes casos precisam ser avaliados pelas concessionárias, verificadas as adequações necessárias e ajustadas as proteções, para que admitam fluxos de potência bidirecionais.

A conexão de mais e mais sistemas de geração distribuída às redes de BT propiciará, em alguns casos e em alguns horários, que haja a reversão do fluxo nos transformadores de distribuição, ou seja, o sentido do fluxo da BT para a MT. Este tipo de situação precisa ser estudado, pois além do impacto nos reguladores de tensão situado na MT podem influenciar também nos ajustes das proteções e na coordenação entre os religadores da rede e os disjuntores / religadores localizados na subestação.

6.3.3 Aspectos Relativos às Proteções

6.3.3.1 Proteções da rede de distribuição

A introdução da GD nos sistemas de distribuição torna necessário rever a coordenação das proteções. Além do grau de penetração da GD, a localização relativa entre o ponto de falta, a geração distribuída e os dispositivos de interrupção determinam a magnitude dos possíveis impactos, sendo os principais destacados a seguir:

- **Incremento das correntes de falta:** As contribuições da GD para as correntes de falta são tipicamente baixas em relação à sua corrente nominal, da ordem de 1,1 vez [31]. No entanto, é possível que num cenário de múltiplas unidades de GD conectadas no mesmo alimentador numa região específica, o aumento consolidado exceda as especificações dos fusíveis, religadores e disjuntores do sistema, tornando necessário um redimensionamento. Note-se que este fenômeno pode acontecer inclusive em alimentadores sem



GD, quando outro alimentador da mesma subestação possui GD, como mostrado na **Figura 18**.

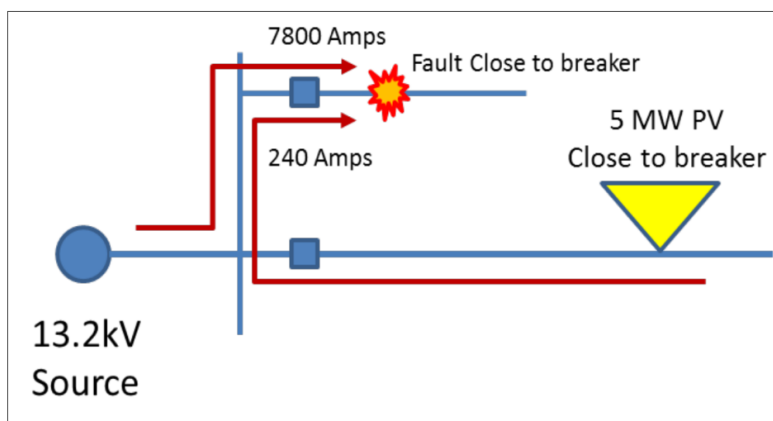


Figura 18 – Exemplo do Impacto da GD nas especificações dos dispositivos de interrupção .
Fonte: NREL- High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers [27].

6.3.3.2 Proteções do inversor da GD

Os sistemas de mini e microgeração distribuídas devem ser conectados às redes através de inversores, cabos, chaves, disjuntores, equipamentos de proteção, medidores e, opcionalmente, sistemas de armazenamento de energia. Devem possuir diversos tipos de proteção, com destaque ao anti-ilhamento. Tais requisitos estão expressos no módulo 3 do PRODIST [24] e são resumidos na **Tabela 16** a seguir.

Tabela 16 – Requisitos mínimos de proteção da micro e minigeração

Equipamento	Potência instalada		
	$P \leq 75 \text{ kW}$	$75 \text{ kW} < P \leq 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} < P \leq 5 \text{ MW}$
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Anti-ilhamento	Sim ³³	Sim	Sim

Como mostrado na **Tabela 16**, os sistemas de GD devem ser desconectados do sistema na eventualidade de ocorrência de desvios de tensão ou de frequência no ponto de conexão. Adicionalmente, a proteção de anti-ilhamento deve evitar que a GD continue alimentando cargas do sistema após a desenergização da rede.

É importante destacar que as concessionárias de distribuição são responsáveis pela operação do sistema e, conseqüentemente, pela manutenção da tensão e frequência em níveis adequados. Desta forma, se houver excursões

³³ Na revisão 6 do módulo 3 do PRODIST (2015) se permite operação em ilha do acessante individual. Neste caso, a proteção de anti-ilhamento deve garantir a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à unidade consumidora, incluindo a parcela de carga e de geração, sendo vedada a conexão ao sistema da distribuidora durante a interrupção do fornecimento.



destas grandezas fora das faixas permitidas podem ocorrer prejuízos aos consumidores, os quais podem pleitear o ressarcimento dos prejuízos decorrentes. Portanto, a função da proteção de anti-ilhamento é impedir a operação isolada da GD com partes da rede elétrica, situação na qual a concessionária não tem controle sobre o estado da rede, e que representa um perigo para os equipamentos conectados nesta ilha, tanto de clientes quanto da distribuidora, e para as equipes de manutenção da distribuidora, que poderiam supor erradamente que a rede estaria desenergizada.

Sabe-se que a Portaria Inmetro nº 4/2011 estabelece os requisitos de avaliação de conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica (módulo, controlador de carga, inversor e bateria) [32], que para o caso da proteção de anti-ilhamento seguem as especificações da norma ABNT NBR IEC 62116/2012 [33]. Estes requisitos precisam ser obedecidos por todos os “prossumidores”, isto é, consumidores de energia elétrica que também produzem energia para a rede que compram seus sistemas de empresas existentes no mercado, que exibem às concessionárias uma série de certificações.

Contudo, é do conhecimento das equipes que trabalham com proteção que qualquer sistema existente pode apresentar mau funcionamento devido a falhas, imprevistos ou degradação pela ação do tempo, ou seja, as micro ou minigeração distribuída podem não ser desligadas da rede devido ao funcionamento inadequado das proteções associadas à GD em situações de perda da alimentação principal oriunda da rede de distribuição. Tal funcionamento inadequado das proteções, que eventualmente leve a uma situação de operação ilhada involuntária³⁴, está associado a uma série de impactos negativos, entre eles [34], [35]:

- Pode colocar em risco as equipes de manutenção, pois a operação ilhada leva a condições operacionais em que existe tensão na rede, seja em pontos do lado de BT ou no lado de MT, com a alimentação principal desligada. Como esta condição não é prevista no Cenário 0, as equipes de manutenção eventualmente poderiam ser afetadas por uma avaliação errada de riscos.
- A qualidade do produto energia elétrica (tensão e frequência) passará, nestas condições, a ser fornecida para outros consumidores, dentro da ilha, sem controle das suas grandezas por parte da concessionária. A inadequada qualidade de energia resultante na ilha pode danificar os equipamentos dos consumidores que estejam conectados.

³⁴ Aqui deve-se distinguir claramente entre a operação em ilha permitida pela regulamentação (mencionada na nota de rodapé 338), que é feita de forma desconectada da rede de distribuição de energia elétrica e limitada a instalações internas de uma determinada unidade consumidora, e a operação ilhada involuntária, resultante de falha em equipamentos, e que consiste numa circunstância na qual o prossumidor continua injetando potência em parte da rede de distribuição quando esta foi desconectada da alimentação principal.



- O religamento do sistema pode acontecer fora de sincronismo, o que poderia causar danos à unidade de GD, cargas da ilha e equipamentos da rede da concessionária [5].

A bibliografia técnica apresenta diversas soluções para estes casos, com destaque para os sensores de tensão a serem conectados nas redes de BT e MT. Lembra-se, todavia, que a existência dos sensores, embora necessária, pode não ser suficiente para a identificação da instalação em que houve falha da proteção, sendo necessárias outras providências por parte das concessionárias.

6.3.3.3 Estabilidade do sistema interligado.

Conforme descrito pela **Tabela 16**, os sistemas de GD devem dispor de proteções que desconectem da rede estas unidades no caso de contingências, tais como afundamentos de tensão ou desvios da frequência fora da faixa permissível, entre outros. No caso da geração fotovoltaica, estas proteções costumam ser associadas ao inversor eletrônico, equipamento utilizado para converter as tensões CC geradas pelos painéis solares em formas de onda CA sincronizadas com a rede elétrica. No início do desenvolvimento da tecnologia de GD, as unidades eram autorizadas a ser desconectadas subitamente no caso em que os limites permitidos fossem violados. Com um maior grau de penetração da GD, esta desconexão deverá ser efetuada mais suavemente, já que uma parte representativa da carga estará sendo fornecida pela GD e, neste contexto, a sua desconexão massiva e súbita pode levar a condições onde o equilíbrio de potências do sistema remanescente seja afetado drasticamente (Cenário 2).

Um exemplo real que ilustra esta situação foi a grande perturbação do sistema elétrico de potência Europeu de 4 de Novembro de 2006. Naquela data, uma perturbação originária no norte da Alemanha afetou todo o sistema ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*), causando a abertura de várias linhas de transmissão e a separação do sistema em três áreas, com significantes desequilíbrios de potência e variações de frequência [8], [36], como mostrado na **Figura 19**. No relatório preparado pelo ERGEG (Grupo regulador de eletricidade e gás europeu), o comportamento da GD foi destacado como um dos aspectos chave que levou à falha do sistema. Neste relatório aponta-se que o desligamento maciço de GD, por causa da operação da proteção de sub-frequência, aumentou o desequilíbrio entre o fornecimento e o consumo de energia. Adicionalmente, menciona-se que a falta de informações em tempo real sobre o estado das unidades de GD impediu o operador de melhor gerenciar a emergência [36].

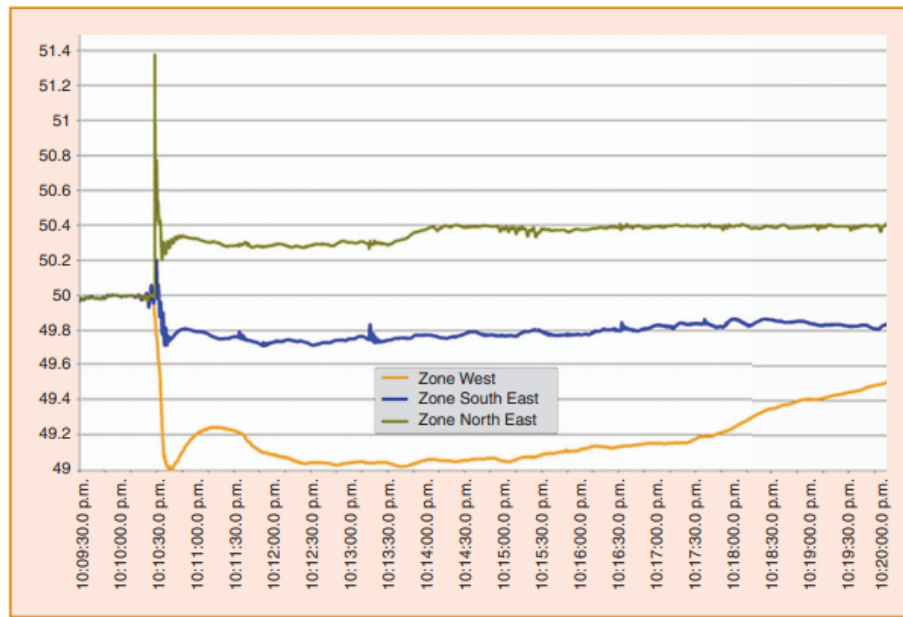


Figura 19 – Frequências dos sistemas resultantes no evento de Nov.2006. Fonte: Time in the sun: the challenge of high PV penetration in the German electric grid [8].

Em resposta ao evento anteriormente descrito, os agentes reguladores alemães realizaram modificações nos controles dos inversores fotovoltaicos, evitando a saída súbita da GD e, adicionalmente, exigindo funções de apoio no controle da frequência do sistema, como mostrado no item 6.4.1. No Brasil, as normas ABNT NBR 16149/2013 e ABNT NBR 16150/2013 [37], [38] que tratam da interface de conexão dos sistemas fotovoltaicos com a rede de distribuição e dos procedimentos de ensaio de conformidade, respectivamente, consideram as referidas alterações na norma alemã.

6.4 ALTERNATIVAS TÉCNICAS PARA MINIMIZAR IMPACTOS

Nesta seção discutem-se as soluções para minimizar impactos da GD adotadas em países com maior grau de penetração. Portanto, a maioria das alternativas técnicas apontadas nesta seção apresentam uma evolução dos processos de operação e manutenção “clássicos” apontados no item 6.2.1.1 caracterizando os cenários 1 e 2. Algumas das ações de mitigação mencionadas a seguir requerem ações por parte do proprietário da unidade de GD (prossumidor), outras da concessionária e outras da ação combinada dos dois.

6.4.1 Requisitos adicionais nos inversores utilizados na GD

A conexão de GFV na rede elétrica é realizada por inversores eletrônicos de potência, que convertem a potência CC gerada pelos módulos solares em formas de onda CA sincronizadas com a rede de distribuição. Portanto, os

inversores são uma componente chave dos sistemas de GD e a tecnologia utilizada nestes equipamentos é fundamental para a realização de uma conexão mais confiável e segura com o sistema [21].

Usando funções avançadas nos inversores, a mesma GD pode contribuir para diminuir seu impacto na rede e aumentar o grau de penetração permitido. Desta forma, inversores com funções auxiliares e vários modos de operação reduzem a necessidade de medidas de reforço adicionais [8]. A seguir é mostrada uma visão resumida das principais considerações nos requisitos adicionais exigidos por países com alto grau de penetração de GD, assim como pela norma brasileira NBR 16149 [37].

6.4.1.1 Apoio no controle de tensão

Uma rede modernizada como a prevista no “Cenário 2” pode incluir sistemas de controle avançados que comandem os inversores para contribuir no controle da tensão no ponto de conexão [28]. Isto seria realizado através do controle da potência reativa injetada na rede, considerando que se a GD injeta potência reativa, a queda de tensão no PCC (Ponto de Conexão Comum) será reduzida; analogamente, se a GD absorve potência reativa, a elevação de tensão no PCC será reduzida. Atualmente (“Cenário 1”) a norma NBR 16149 [37] define três requisitos para o fator de potência da GFV, segundo a potência do inversor:

- Sistemas com potência nominal menor ou igual a 3 kW: Fator de Potência (FP) nominal unitário, com tolerância na faixa de 0,98 indutivo a 0,98 capacitivo.
- Sistemas com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW: Operam com FP nominal unitário, com tolerância na faixa de 0,98 indutivo a 0,98 capacitivo. Quando ocorrer sobretensão, o inversor deve apresentar a possibilidade de operar de acordo com os segmentos de reta AB e BC, mostrados na **Figura 20**. Dependendo do carregamento da rede e da potência a ser injetada, a concessionária pode requerer diferentes pontos A, B e C de ajustes.

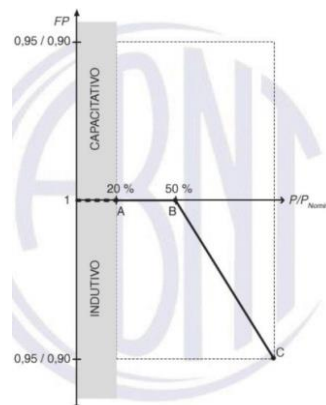


Figura 20 – Curva de FP em função da potência ativa de saída do inversor.
Fonte: NBR 16149/2013.



- Sistemas com potência nominal maior que 6 kW podem operar de dois modos distintos:
 - FP nominal unitário, com tolerância na faixa de 0,98 indutivo a 0,98 capacitivo e com a possibilidade de operar de acordo com a curva da **Figura 20** com FP ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo.
 - Controle de potência reativa (var): Menciona-se na norma ABNT 16149 que o tipo e ajustes dos controladores são definidos individualmente pelo operador da rede, podendo ter duas abordagens de controle: i) potência reativa fixa e ii) controle externo. No entanto, a operação do sistema está limitada dentro da faixa de fatores de potência de 0,9 capacitivo até 0,9 indutivo.

Dentro do cenário 1, e também no cenário 2, a referência de potência reativa poderia ser estabelecida de tal forma que contribua com o controle da tensão no ponto de conexão. Neste caso, o controle da tensão poderia ser realizado localmente pelo próprio inversor, ou mediante uma referência externa, dada pela distribuidora. Com esta alternativa técnica, a GD teria a capacidade de atenuar as variações de tensão no alimentador que são produto da própria variação de potência.

Entende-se que para que a função de controle de tensão através da potência reativa possa ser explorada de forma efetiva, a faixa dos fatores de potência poderia variar além da atualmente admitida.

Nas adequadas condições de grau de penetração e modernidade no controle de tensão mencionado anteriormente, a GD poderia inclusive mitigar os efeitos de variações de tensão originados por outros tipos de carga [27]. Não obstante, a definição dos controladores deve considerar a interação destes novos controles com os demais controladores de tensão pré-existentes na rede, a fim de evitar conflitos.

6.4.1.2 Regulação da potência ativa

Para evitar sobrecargas dos sistemas de distribuição e/ou fluxos reversos de potência, alguns países tem optado por limitar a potência ativa gerada pelas unidades de GD. Como mostrado na **Tabela 11**, na Alemanha, os sistemas com potência menor que 30 kWp devem limitar sua potência injetada na rede a 70% da sua capacidade nominal instalada ou serem dotados de controle remoto que permita que a distribuidora comande a potência fornecida à rede. Sistemas com potência maior que 30 kWp devem, obrigatoriamente, utilizar controle remoto [8].

No código alemão VDE-AR-N 4105, é enfatizado que o acompanhamento à referência estabelecida remotamente deve ser efetuado numa taxa de pelo menos 10% do valor nominal por minuto. Além de reduzir a



sobrecarga na rede elétrica, limitar desta forma a potência de saída permitiria, teoricamente, ao sistema GDFV ter a chamada *spinning reserve*, ou seja, capacidade de contribuir no controle de frequência do sistema no caso em que este experimente subfrequências³⁵. No Brasil, a norma ABNT NBR 16149 estabelece que os sistemas de GFV com potência superior a 6 kW devem ser capazes de limitar a potência ativa injetada por meio de telecomandos. A potência ativa limitada pelo comando externo deve ser atingida no máximo dentro de 1 minuto após o recebimento do sinal [37]. Sistemas com potência inferior a 6 kW não efetuam funções de regulação de potência ativa.

6.4.1.3 Apoio no controle de frequência do sistema

Em alguns países têm-se estabelecido o requisito de suporte à frequência da rede nas unidades de geração fotovoltaicas. De modo geral, o suporte efetuado consiste em diminuir a potência de saída diante de aumentos na frequência, buscando conter o incremento da frequência. Caso o gerador tenha folga (*Spinning reserve*), poderia realizar também a função inversa, aumentando a potência fornecida diante de diminuições de frequência.

No Brasil, a norma técnica ABNT NBR 16149 estabelece o seguinte comportamento dinâmico no caso de aumento da frequência: Quando a frequência da rede ultrapassar 60,5 Hz e permanecer abaixo de 62 Hz, o sistema de GFV deve reduzir a potência ativa injetada na rede segundo (1):

$$\Delta P = [f_{rede} - (f_{nominal} + 0,5)] \cdot R, \text{ para } 60,5 \text{ Hz} < f_{rede} < 62 \text{ Hz}, \quad 1)$$

Onde ΔP é a variação de potência ativa injetada em porcentagem da potência que estava sendo injetada quando o sistema excede os 60,5 Hz; $f_{nominal}$ e f_{rede} são as frequências nominal e atual, respectivamente, e R a taxa de redução, ajustada em -40%/Hz [37]. A **Figura 21** ilustra o funcionamento deste controle.

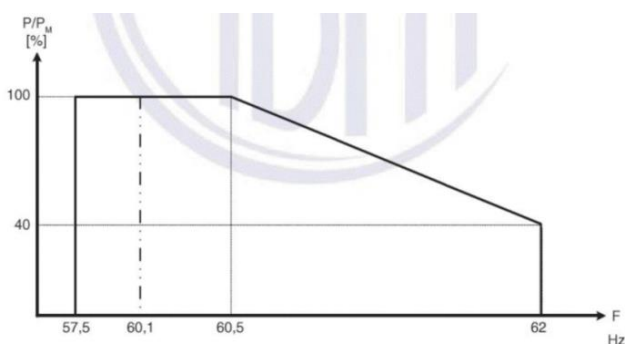


Figura 21 – Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede. Fonte: ABNT NBR 16149/2013.

³⁵ Pelo que se sabe, este tipo de recurso, embora teoricamente possível, não é ainda regulamentado ou utilizado em nenhum país.



6.4.1.4 Suportabilidade diante de afundamentos de tensão de curta duração

Para mitigar os problemas que podem surgir pela saída massiva de unidades de GD, principalmente em cenários de média ou alta penetração, a norma ABNT NBR 16149 determina que os sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior ou igual a 6 kW devem satisfazer os requisitos de suportabilidade a quedas de tensão como são apresentados na **Figura 22**.

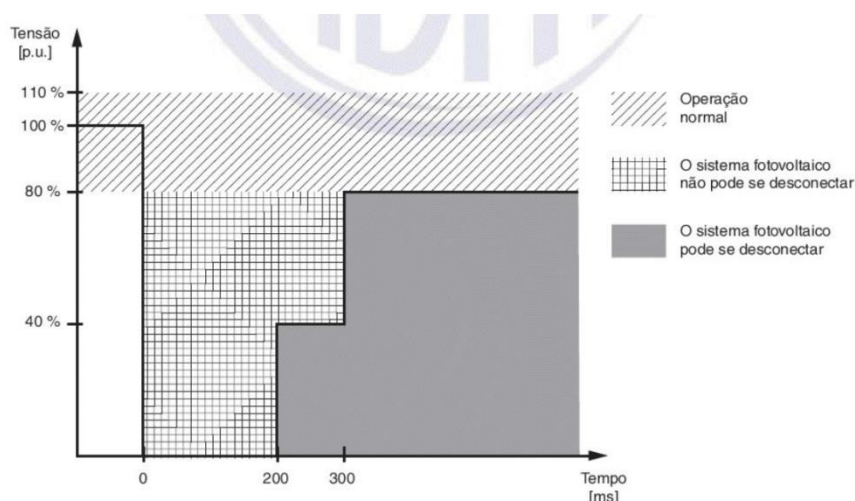


Figura 22 – Requisitos de suportabilidade a sub-tensões decorrentes de faltas na rede (Fault Ride Through). Fonte: ABNT NBR 16149/2013.

6.4.2 Introdução de outros equipamentos

Além de adequações nas funções de controle dos inversores utilizados na GD, outra forma de minimizar os impactos técnicos decorrentes do aumento da penetração de GD consiste na introdução de novos equipamentos nos sistemas de distribuição por parte da concessionária. No caso da alteração nos perfis de tensão, por exemplo, a inclusão de transformadores de distribuição (MT/BT) com variação de *tap* sob carga (OLTC) e de bancos capacitivos chaveáveis permitiria incrementar de forma significativa a capacidade de penetração de GFV deste sistema, fazendo com que naquele sistema a capacidade de penetração deixe de estar limitada pela observância a limites fixos de tensão [8].

6.4.3 Novas estruturas de controle

As funções de controle da rede podem ser classificadas em três categorias [8]:

Controle local: Neste caso não existe comunicação entre os diversos dispositivos da rede. A unidade de GD e demais equipamentos de controle reagem às condições de operação da rede de acordo com parâmetros pré-definidos e medições efetuadas localmente.



Controle descentralizado: São estruturas de controle baseadas na comunicação com um nível intermediário na rede. Por exemplo, os sistemas de BT poderiam ser “clusterizados” dentro de diferentes células inteligentes com controles locais. Estas células habilitam controle autônomo das seções da rede de BT, o que pode trazer ganhos de confiabilidade e eficiência econômica. Dependendo do caso particular, os componentes disponíveis podem ser utilizados de diversas formas, a partir das quais diversas filosofias de controle podem ser derivadas, como mostrado pela **Tabela 17**.

Tabela 17 – Vários conceitos para um sistema de baixa tensão com controle descentralizado, incluindo a subestação MT/BT. Fonte: [8]

Filosofia de Controle		Subestação ³⁶	GD ³⁷	Tipo de comunicação
Convencional		Passiva	Passiva	Nenhum
Inversor ativo		Passiva	Ativa	Nenhuma (Funções de controle no inversor de acordo com ajustes prévios)
Subestação inteligente		Passiva	Ativa	Bidirecional (a subestação controla o inversor)
Subestação ativa		Ativa	Passiva	Nenhuma (subestação controla a tensão a partir de medições na mesma subestação)
Subestação ativa e inteligente		Ativa	Ativa	Bidirecional (subestação controla a tensão no transformador e no inversor)

No Brasil a regulamentação normativa já permite a comunicação bidirecional entre o inversor utilizado na GFV e a subestação, como estabelecido pela Norma ABNT NBR 16149. Esta norma determina que o sistema fotovoltaico deve estar preparado para receber sinais de controle por telecomando que permitam: i) O controle de potência ativa e reativa gerada pelo sistema fotovoltaico; ii) a desconexão do sistema fotovoltaico da rede [37]. No entanto, desconhece-se a existência de redes de controle descentralizado que utilizem comunicação bidirecional da forma destacada pela **Tabela 17**.

Controle centralizado: Sistemas baseados na comunicação com o centro de controle do sistema de distribuição tornam possível a realização de funções avançadas. Por exemplo, a potência injetada na rede pela GD pode ser reduzida para dar um suporte à frequência do sistema e o controle centralizado oferece uma oportunidade para realizar esta operação de forma regional.

³⁶ Nesta tabela, chama-se de subestação ativa àquela dotada de equipamentos para controle automático do sistema de distribuição, a exemplo dos mencionados na seção 6.4.2.

³⁷ Por sua vez, sistemas de GD ativos são aqueles que contemplam funções avançadas de controle, como as discutidas na seção 0.



Em contraste com os sistemas descentralizados, os sistemas de controle centralizado realizam o controle coordenado do sistema de distribuição em forma conjunta. Portanto, requerem um conjunto extenso de informações, no Centro de Controle, tanto estáticas (por exemplo, topologia da rede e características dos componentes existentes), quanto dinâmicas (grandezas elétricas da rede e da potência injetada pela GD) [8].

6.4.4 Ferramentas de simulação que permitam uma análise mais realista do sistema considerando GD

No PRODIST módulo 3 é determinado que compete à distribuidora a realização de todos os estudos para a integração de microgeração distribuída, com potência menor ou igual a 75 kW, enquanto que as centrais classificadas como minigeração (75 kW até 3 MW) devem realizar os estudos apontados como necessários pela distribuidora [1], [24]. Segundo dados da ANEEL [7], até março de 2016 somente 2,1% das instalações realizadas em função da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 pertencem à categoria de minigeração. Portanto, pode-se concluir que a responsabilidade pela esmagadora maioria dos estudos de GD recai sobre as concessionárias de distribuição.

Uma alternativa para atenuar os possíveis impactos do incremento da penetração de GD consiste na realização de estudos de integração mais acurados, utilizando, por exemplo, ferramentas computacionais de análise no tempo, nas quais seja permitido[27] [21]:

- Realizar análises detalhadas do comportamento do sistema em condições reais de operação, inclusive dinâmicas, considerando a interação entre a carga, a geração distribuída, eventuais unidades de armazenamento e os dispositivos de controle existentes.
- Pesquisar o impacto da GD considerando diferentes perfis de carga de forma georeferenciada.
- Verificar as características do sistema e determinar o nível ideal de potência das unidades de GD.
- Verificar a viabilidade do sistema fotovoltaico em termos da produção de energia.
- Examinar o comportamento das eventuais soluções adotadas para a regulação do sistema.
- Avaliar características do sistema, como os novos níveis de curto-circuito e análise de estabilidade, entre outros.



6.4.5 Melhorias e reforços nas redes de distribuição

Alguns exemplos de ações, por parte da concessionária, que podem contribuir no aumento da capacidade de hospedagem de GD de um determinado sistema de distribuição são[27]:

- Reconfiguração do circuito de potência, incluindo balanceamento de fases e revisão dos equipamentos disponíveis.
- Modificação ou substituição dos dispositivos de controle existentes.
- Modificação da localização dos dispositivos de proteção e/ou dos ajustes nos seus setups.
- Reforço ou substituição de transformadores, linhas e dispositivos de interrupção, se a GD supera extensamente os limites de carga do alimentador.
- Dispositivos de monitoramento remoto de baixo custo para detecção de fluxo reverso de potência ou outras condições anormais.
- Estudar a possibilidade de utilizar um alimentador separado para a GD.

6.4.6 Segurança Cibernética

Os itens 6.4.2 e 6.4.5 citaram controles que dependem da automação da rede que é provida através de sistemas computacionais que fazem uso de sistemas de comunicação.

É importante ressaltar que uma condição imprescindível para que tais sistemas funcionem corretamente é a inviolabilidade e o sigilo dos dados que trafegam pelos mesmos. Neste sentido, é importante que as distribuidoras, associadas aos fabricantes de equipamentos de controle e automação, procurem soluções de forma a evitar a quebra da segurança cibernética.

No caso de instalações de GDFV, com controle centralizado ou descentralizado, ações para assegurar imunidade aos ataques cibernéticos precisam ser consideradas nas futuras decisões, tanto quanto aos processos operacionais quanto aos equipamentos e controles a serem instalados nas redes e subestações.



6.5 GD NO CONTEXTO BRASILEIRO - ASPECTOS RELACIONADOS AO PLANEJAMENTO DA REDE

No modelo institucional do Sistema Elétrico Brasileiro, o planejamento da geração centralizada e da transmissão é determinativo e obedece a parâmetros técnicos e econômicos estabelecidos pelos órgãos reguladores e demais entidades setoriais (MME, EPE, ONS, ANEEL).

De forma a inserir a dimensão da geração distribuída, após a revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, torna-se necessário que os planejamentos da geração centralizada e da transmissão, a nível nacional, passem a considerar cenários de previsão de Geração Distribuída fotovoltaica (GDFV) conectada principalmente às redes de distribuição [41]. Cumpre ressaltar que esta previsão de GDFV pode impactar o planejamento energético, sendo portanto necessário a sua inclusão nos modelos de otimização.

A expansão da distribuição também é regulamentada pela ANEEL, mediante o módulo 2 dos Procedimentos de Distribuição [42]. Este documento orienta as distribuidoras a realizar seu planejamento, que inclui a previsão de carga de médio e longo prazos compatíveis com os planos diretores municipais e regionais de desenvolvimento. Sabe-se que o planejamento deve considerar, no mínimo, o histórico consolidado de carga dos últimos cinco anos, incluindo o histórico de perdas técnicas e os ganhos relativos aos planos de eficiência energética. Com relação à GD, é afirmado que deve ser considerada dentro da previsão da demanda com suas características de disponibilidade e sazonalidade. Ainda no contexto da expansão da distribuição, cabe mencionar que os novos ativos decorrentes dos planos de obras de expansão precisam ser valorados através das orientações contidas nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) da ANEEL.

No entanto, sabe-se que os montantes de mini e microgeração distribuídas, existentes até a revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 em 2015, embora mencionados em [41], [42], correspondiam a valores pouco expressivos.

6.5.1 Oportunidades

Os itens seguintes enumeram as oportunidades do aumento na penetração da GD visualizadas no contexto do planejamento da rede elétrica.



6.5.1.1 Postergação dos investimentos em Geração Centralizada e em redes de Transmissão

A **Figura 23** mostra a evolução da curva de demanda coincidente do sistema interligado no verão de 2000 a 2014. Nesta figura pode-se verificar que a ponta se situa próxima do horário das 15h30min. Cumpre ressaltar que estas são curvas agregadas em todas as subestações de transmissão pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Nos níveis de distribuição estas curvas têm aspectos particulares, dependendo dos tipos de consumidores predominantes: residencial, comercial, industrial e iluminação pública.

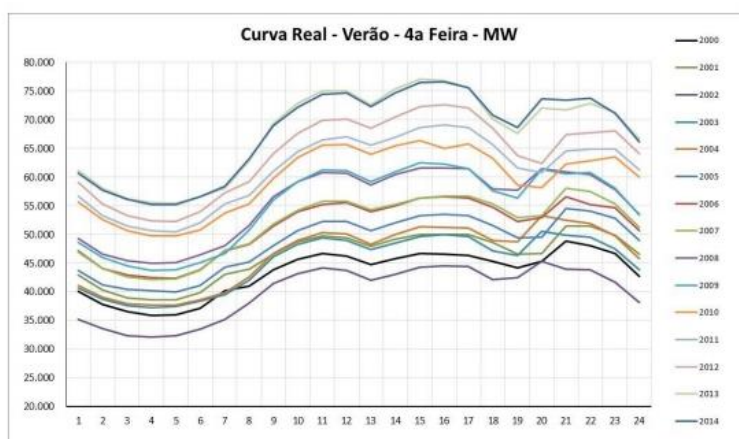


Figura 23 – Evolução da curva de carga diária do Sistema Interligado no verão período 2000-2014. Fonte: Nota técnica DEA 1/2015 da EPE [43].

Observando a forma da curva da **Figura 23**, nota-se que existe complementaridade entre o instante de carga máxima do sistema brasileiro e o período de maior injeção de potência da GDFV. Portanto, esta tem o potencial de reduzir a ponta de verão, o que permitiria aliviar a carga do sistema e postergar investimentos em redes convencionais. Em outras palavras, a expansão da geração distribuída, como pretende o ProGD, permitirá que novos investimentos em gerações convencionais despachadas centralmente bem como os investimentos em linhas de transmissão da Rede Básica associadas à estas gerações convencionais possam ser redimensionados e/ou postergados no tempo.

Esta redução pode ocasionar modulação do pico da curva de carga do SIN (Sistema Interligado Nacional), o que permitiria um melhor gerenciamento dos reservatórios das hidrelétricas, possibilitando reduzir a participação das fontes termelétricas [44].



6.5.1.2 Postergação de Investimentos nas Redes de Distribuição

A **Figura 24** mostra a demanda agregada pelas tipologias de carga BT, MT e A2 de uma concessionária de distribuição de grande porte. Estas tipologias foram obtidas por meio de técnicas estatísticas de agrupamento. Cumpre ressaltar que se percebe nesta curva de demanda agregada de todo o mercado da concessionária que há um potencial de redução da demanda pico através da GDFV, e, por conseguinte, a possibilidade de alguma postergação de investimentos nas redes convencionais, ou seja, adiamento da necessidade de novas subestações SDAT (Sistemas de Distribuição de Alta Tensão) e SDMT (Sistemas de Distribuição de Média Tensão).

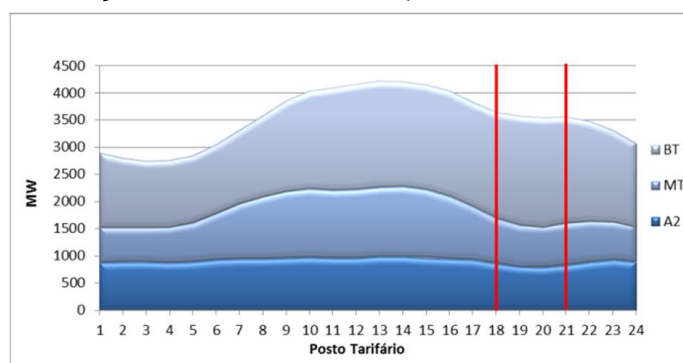


Figura 24 - Demanda Agregada BT, MT e A2 de uma grande concessionária de Distribuição (Fonte Nota Técnica 332 / 2013-SER-SRD/ANEEL)

Embora a **Figura 24** mostre um potencial de postergação de investimentos na rede de distribuição, sabe-se que o planejamento da expansão dos sistemas de distribuição requer uma análise bem mais complexa, uma vez que a postergação, ou não, está necessariamente associada às características específicas de cada sistema, considerando os patamares de carga leve, média e pesada. Já a **Figura 25** mostra a curva de demanda típica de um único dia de um alimentador de MT. Neste caso específico verifica-se que embora a GDFV possa contribuir para a redução das pontas de carga diurnas, a menos que se conte com sistema de armazenamento de energia ela não tem o potencial de redução da ponta de carga noturna e, portanto, o investimento da concessionária para atender a ponta noturna não será reduzido pela existência da GDFV.

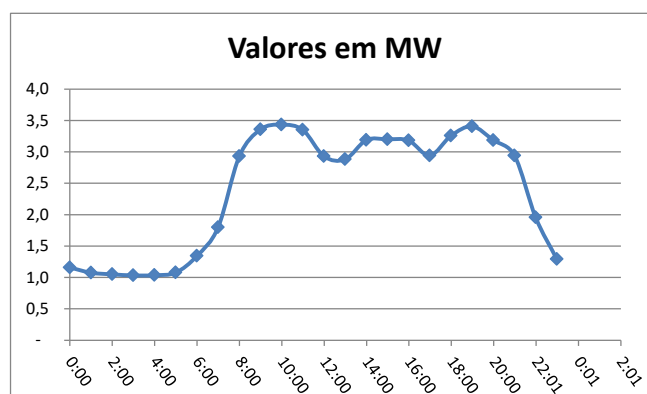


Figura 25 - Exemplo da Curva de Demanda Típica de um alimentador de uma concessionária de distribuição



Portanto, não se pode afirmar, a priori, que a GDFV permite a postergação de investimentos em sistemas de distribuição, pois cada sistema precisa ser estudado, caso a caso. Em outras palavras, existem casos nos quais a GDFV poderia reduzir ou até evitar a necessidade de construção de novos alimentadores [2], mas também situações nas quais a presença da GDFV impõe a necessidade de investimentos em reforços na rede de distribuição.

6.5.2 Impactos/Desafios no Planejamento da Distribuição

O planejamento da expansão das concessionárias de distribuição visa à definição de planos de obras que integrem novas subestações e redes de AT, MT e BT com as já existentes.

O planejamento enfoca aspectos técnicos como a necessidade de expansão da rede tendo em vista o aumento da carga, eliminação das violações de sobrecarga e de tensão, aumento da confiabilidade, reconfiguração de alimentadores e subestações; como também, aspectos econômicos e regulatórios de forma a se escolher o plano de obras mais adequado.

Neste contexto, que já possui diversas incertezas, a política de planejar a rede sem GD e mais tarde realizar adaptações para a operação com GD pode representar perda de oportunidades. Assim, considera-se importante contar com um sistema computacional que permita verificar todos os aspectos técnicos do sistema. Este sistema precisará do acesso ao cadastro da rede georreferenciada bem como de uma previsão dos dados do consumo e demanda a serem considerados para o período de planejamento. Um desafio que precisa ser enfrentado pelos agentes envolvidos e particularmente pelas distribuidoras é efetuar uma previsão da geração distribuída em sua área de concessão durante o período de planejamento.

6.5.2.1 Localização de novas Subestações de Distribuição

A localização de novas subestações, bem como sua capacidade instalada, deve ser considerada no planejamento dos sistemas de distribuição de média tensão (SDMT). A localização da subestação influencia a redistribuição das cargas entre alimentadores novos e existentes de forma a eliminar ou minimizar os problemas decorrentes de sobrecargas e quedas de tensão. Esta definição deverá considerar a geração distribuída existente, assim como as previsões da mesma.

A presença de telhados disponíveis em edifícios residenciais, comerciais, industriais e públicos é um fator que deve ser levado em consideração na decisão da escolha do local da nova SE, na rota dos principais troncos dos alimentadores associados à mesma e na eventual transferência de cargas de alimentadores existentes para a nova SE. A localização dos telhados que serão usados para GFV, embora dependa fundamentalmente de interesse



por parte dos consumidores, pode eventualmente ser previsível em função do poder aquisitivo dos consumidores nestas localizações, da área disponível nas edificações para a conexão dos painéis e dos incentivos existentes ou previstos.

6.5.2.2 Solicitações de Expansão de carga

Trata-se dos casos em que são solicitadas novas ligações ou expansões de cargas com características comerciais. Dependendo dos horários de funcionamento destes consumidores, pode-se considerar a complementaridade entre as fontes de geração através de micro ou minigeração distribuída. Por exemplo, complementar GFV com algum outro tipo de cogeração e, desta forma, reduzir o investimento global que seria necessário para a expansão da rede caso toda a carga precisasse ser suprida pela subestação da concessionária.

6.5.2.3 Impactos relativos às incertezas

De maneira geral, o planejamento da expansão da distribuição apresenta uma série de incertezas derivadas de parâmetros exógenos como a taxa de crescimento da carga, que depende fundamentalmente de aspectos econômicos e sociais, e parâmetros endógenos associados a redefinições regulatórias como, por exemplo, novos índices regulatórios de qualidade do produto, (DEC e FEC), da remuneração de ativos, e outros.

O “Cenário 1”, que se constitui de uma evolução natural relativamente ao “Cenário 0”, ainda não apresenta alternativas para modulação da carga residencial. Sabe-se que a Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010, que cria a Tarifa Branca, foi aprovada. Porém, esta tarifa ainda não está sendo aplicada na prática, como consequência de falta de homologação do medidor de energia considerando três postos tarifários: ponta, intermediário e fora da ponta, e da falta de definição de algumas regras comerciais atinentes a esta tarifação. Desta forma, ainda não se dispõe de um mecanismo atrativo para a modulação da ponta de carga para consumidores residenciais. É importante ainda lembrar que a citada Tarifa Branca poderia ser um atrativo também para a implantação de sistemas de armazenamento de energia (ver item a seguir) por parte de unidades consumidoras residenciais.

A postergação de investimentos mencionada no item 6.5.1.2 apresenta várias dificuldades, pois as concessionárias precisam analisar os requisitos de atendimento à carga do sistema tanto na situação em que a GFV está presente, durante as horas de irradiação solar máxima, quanto na situação em que a mesma não tem capacidade de geração. Esta dificuldade torna o planejamento bastante oneroso, pois a operação do sistema precisa conviver com situações extremas. Ou seja, a GDFV é mais uma incerteza a ser considerada no planejamento da distribuição.



6.5.2.4 Armazenamento de Energia Elétrica

Os sistemas de armazenamento de energia elétrica constituem um tema que tende a ganhar importância com o aumento do número de unidades de geração distribuída e do interesse global e nacional no uso de recursos renováveis na matriz energética. No âmbito do planejamento, sistemas de GDFV com armazenamento de energia têm maior valor agregado, pois neles é permitido um melhor gerenciamento da potência injetada na rede. Com o adequado grau de maturidade, estes sistemas poderiam ser usados como unidades de geração despacháveis de acordo com as demandas operacionais do SIN, da concessionária ou do consumidor [25], o que daria uma nova dimensão ao uso da energia elétrica, além de ter o potencial de modificar os procedimentos de planejamento e marcos regulatórios atuais do Setor Elétrico.

Destaca-se que o armazenamento energético como um todo é um tema muito abrangente, que transcende o foco do presente relatório. Atualmente, diversas tecnologias de armazenamento energético estão sendo estudadas e desenvolvidas a nível mundial podem ser classificadas nos seguintes grupos básicos [45]:

- Bombeamento de água (ou UHR - Usinas Hidrelétricas Reversíveis).
- Ar comprimido (CAES, Compressed Air Energy Storage).
- Volantes de inércia (Flywheels).
- Baterias.
- Ciclos do hidrogênio.
- Supercapacitores.
- Bobinas supercondutoras (SMES, Superconducting Magnetic Energy Storage).
- Métodos de armazenamento térmico.
- Processos termoquímicos e fotoeletroquímicos de produção de intermediários energéticos e combustíveis secundários.

Claramente cada um dos grupos supracitados tem características específicas, como: forma de armazenamento (elétrica, eletroquímica, mecânica e térmica), escala de aplicação, tempo de resposta dos ciclos de carga e descarga, grau de desenvolvimento da tecnologia custo, entre outras. Na **Figura 26** mostra-se uma representação do grau de desenvolvimento das principais tecnologias de armazenamento e da previsão de investimentos de PD&D para as mesmas. Por outra parte, a **Figura 27** mostra uma classificação destas tecnologias em função do ciclo de carga e descarga e da escala do sistema.

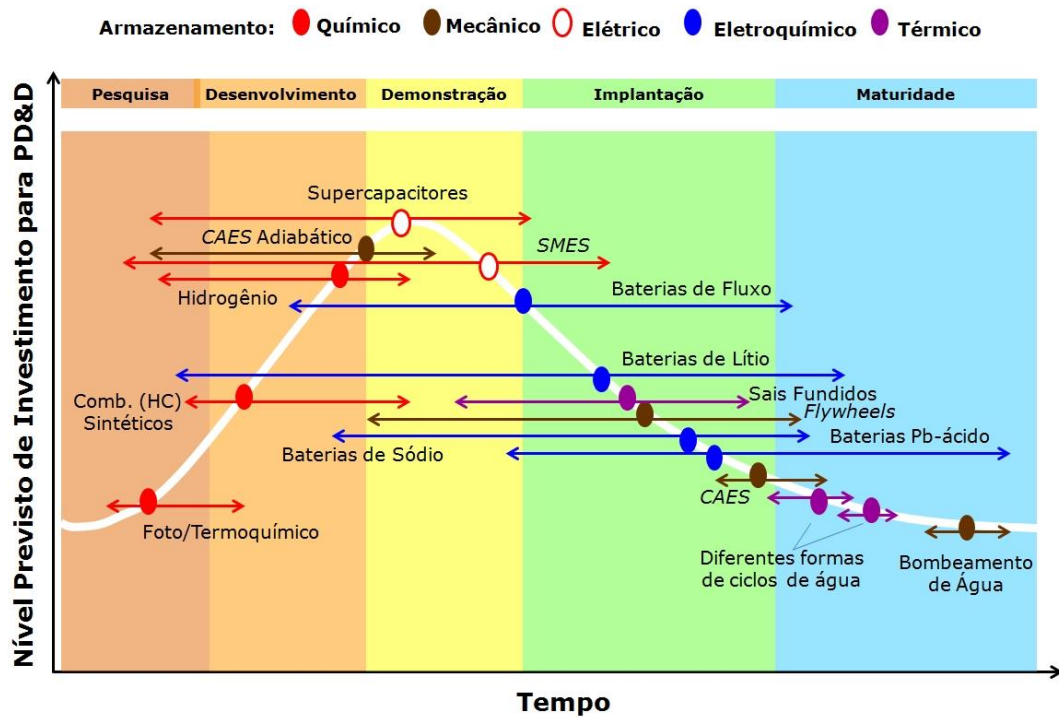


Figura 26 – Representação acerca dos graus de desenvolvimento das principais tecnologias de armazenamento energético e dos possíveis níveis previstos de investimentos associados à pesquisa, desenvolvimento e demonstração (PD&D) dessas tecnologias. Fonte: [45].

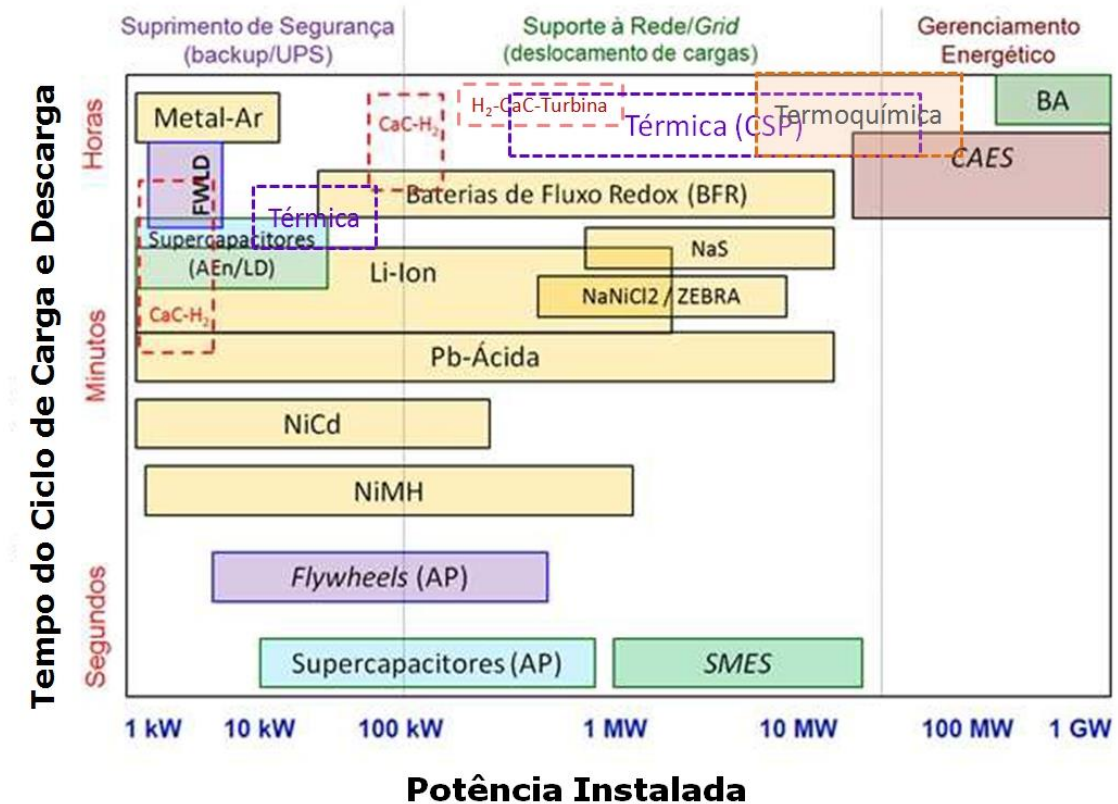


Figura 27 – Classificação das tecnologias de armazenamento energético em função da potência instalada e do tempo do ciclo de carga e descarga [45].



No que se refere às aplicações de geração distribuída de micro, pequena e média escalas, as baterias constituem a tecnologia de armazenamento mais utilizada, principalmente aquelas caracterizadas por alta densidade energética (NaS, NaNiCl₂, de fluxo e de lítio). No entanto, este campo está aberto também para outras tecnologias, principalmente para aquelas que na atualidade ainda não se encontram em um estágio de desenvolvimento maduro.

No Brasil, a ANEEL lançou em consulta pública até o final do mês de abril de 2016 a minuta de uma chamada de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) estratégico sobre o tema³⁸: “Arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro” que mostra o interesse existente no estímulo ao desenvolvimento de sistemas de armazenamento.

6.6 GD NO CONTEXTO BRASILEIRO - ASPECTOS RELACIONADOS À QUALIDADE DA ENERGIA NA REDE

O módulo 8 do PRODIST trata da qualidade de energia elétrica nas redes de distribuição, estabelecendo duas vertentes:

- Qualidade dos Serviços - diz respeito à continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica que se refletirá nos indicadores de conjuntos, DEC e FEC, e nos indicadores individuais dos consumidores: DIC (Duração de interrupção individual por unidade consumidora), FIC (Frequência de interrupção individual por unidade consumidora) e DMIC (Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão).
- Qualidade do Produto - diz respeito aos seguintes aspectos: tensão em regime permanente, fator de potência, distorção harmônica, desequilíbrios de tensão, flutuação de tensão, variações de tensão de curta duração e variações de frequência.

6.6.1 Oportunidades

6.6.1.1 Formação de microrredes com redução das interrupções do serviço

Conforme mencionado no item 6.3.1.3, a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012[1] possibilita a operação ilhada de unidades consumidoras isoladas.

Cumprido ressaltar que operação em ilha, quando há falta de energia proveniente da concessionária, poderia beneficiar muito os consumidores envolvidos, melhorando os indicadores de qualidade do serviço. A exploração da GD na formação de ilhas autossustentáveis com o auxílio de tecnologias de

³⁸ Chamada Aneel 20/2016



armazenamento é um tema de grande interesse para a melhoria da confiabilidade do suprimento aos consumidores.

6.6.1.2 Contribuição da GD relativa a serviços ancilares.

A operação dos inversores usados em GD no modo de controle de tensão, como explicado na seção 6.4, ainda não foi regulamentada dentro do arcabouço regulatório brasileiro.

No entanto, este modo de operação, que utiliza a geração de energia reativa para o controle de tensão, pode ser visto como a prestação de um serviço ancilar por parte do prossumidor. Portanto, sugere-se que esta função (e outras funções de apoio à rede efetuadas pela GD FV) seja objeto de análise por parte dos órgãos de regulação.

6.7 IMPACTOS

O item 6.3.2.1 já mencionou as possíveis alterações nos perfis de tensão, em regime permanente, ao longo das horas do dia e da noite causadas pela GDFV.

No entanto, a GDFV tem o potencial de gerar outros impactos, como variações bruscas da tensão e da potência; distorção harmônica de tensão na rede causada por injeção de correntes harmônicas associadas aos inversores fotovoltaicos; e desequilíbrios de tensão causados pela operação de inversores monofásicos.

A literatura técnica criou o termo “*hosting capacity*”, definido como sendo a capacidade máxima de hospedagem de cada localidade da rede de distribuição que não cause indicadores inaceitáveis de qualidade de energia elétrica para os demais consumidores [46]. A **Figura 28** ilustra este conceito, mostrando como o aumento da GD pode afetar o índice de desempenho do sistema. Como mencionado, o grau de penetração de potência que leva o sistema ao limite aceito de deterioração de desempenho caracteriza a denominada “capacidade de hospedagem”.

A “capacidade de hospedagem” pode variar bastante dependendo do local da rede, das características da GD existente e da configuração da rede, entre outros. Em algumas localidades, o sistema não é capaz de aceitar mais geração distribuída sem investimentos adicionais (reforço na rede e/ou instalação de novos equipamentos), enquanto que em outras localidades ainda pode aceitar grandes quantidades de GD. Infelizmente, a maneira de se obter a capacidade de hospedagem de cada local da rede ainda não foi claramente definida e depende de muitos fatores, principalmente dos limites a serem adotados.



É importante informar que o conceito de capacidade de hospedagem refere-se também a grandezas como corrente ou potência no alimentador, que podem aumentar excessivamente em um determinado local relativamente às características da rede como consequência da GD.

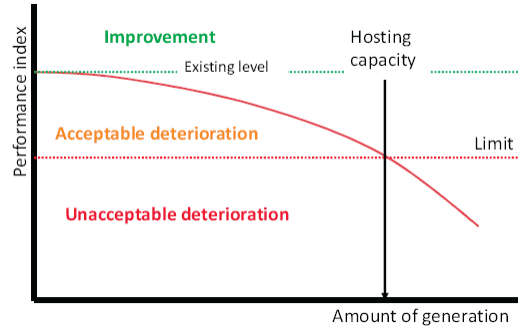


Figura 28 – Capacidade de Hospedagem. Fonte: Increasing the Hosting Capacity of Distribution Networks by Curtailment of Renewable Energy Resources [46].

6.7.1 Variações Rápidas de Tensão

A conexão de GDFV ao sistema de distribuição resultará em uma elevação da tensão nos terminais de conexão. A magnitude desta elevação é determinada pela injeção de potência ativa e reativa bem como pelo equivalente de curto-circuito visto pelos terminais. A equação ((2), abaixo, fornece uma maneira de estimar a variação de tensão devido a uma GDFV. Nesta equação, R e X são a resistência e reatância da rede e ΔP e ΔQ são as variações de potência ativa e reativa injetadas.

$$\Delta V_{pu} \cong \frac{R \cdot \Delta P + X \cdot \Delta Q}{V} \quad (2)$$

Esta equação também mostra que a variação de tensão pode ser muito brusca em função de variações de potência ativa e reativa, devido ao sombreamento dos painéis que pode acontecer também de forma rápida.

É importante notar que as variações de ΔP e ΔQ podem acontecer devido a:

- Características espaciais: caso no qual a variação na geração de potência é devida a fatores da área / região específicos relacionados à energia solar disponível, tendo em conta os fatores geográficos, incluindo as nuvens que afetam diferentemente os diversos painéis conectados em diferentes pontos.
- Características temporais: caso no qual a variação da geração de potência está relacionada com diferentes intervalos de tempo, incluindo os efeitos sazonais durante o ano.



A **Figura 29** mostra um exemplo de uma grande instalação fotovoltaica de 1,4 MWp conectada na MT. A magnitude da potência é expressa em % da nominal. Pode-se verificar que devido a uma grande nuvem, a potência de saída da instalação decaiu 62% no período de cinco minutos. No alimentador, a queda foi de 50% em cinco minutos. Este fenômeno resulta em uma queda rápida de tensão, de acordo com a equação ((2)).

Acredita-se que as concessionárias de energia precisam se precaver com relação a estas quedas bruscas, principalmente em instalações de minigeração distribuída conectadas diretamente na MT. Os problemas derivados da qualidade de energia precisarão ser estudados e simulados, procurando encontrar soluções adequadas, pois esta grande queda de tensão pode afetar os demais consumidores da rede.

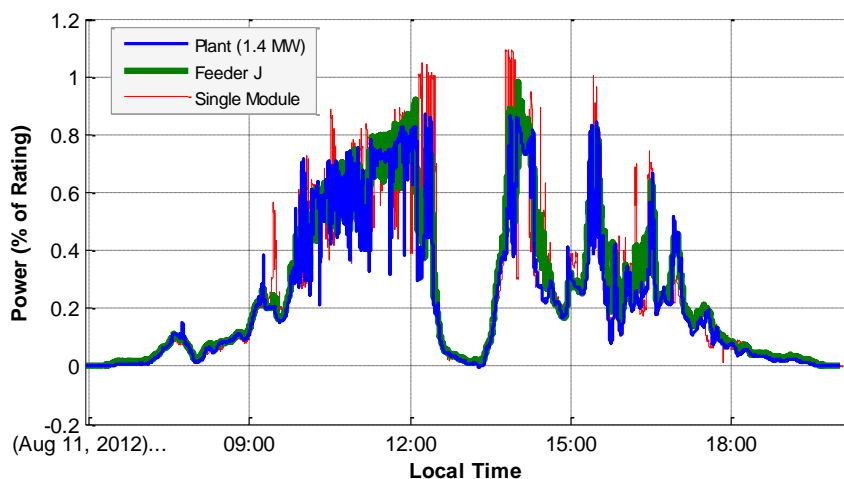


Figura 29 – Exemplo do Perfil de Potência Ativa de uma Instalação fotovoltaica de 1,4MW, conectada no alimentador J da MT. (Fonte JWG C4 e C6 do Cigré Internacional, Power Quality Aspects of Solar Power – Minuta)

6.7.2 Distorções Harmônicas de corrente e tensão relacionadas a GD

Os dispositivos de eletrônica de potência utilizados na geração fotovoltaica são, em sua maioria, do tipo PWM com frequência de chaveamento superior a uma dezena de kHz [31]. O funcionamento deste tipo de inversor injeta distorções de corrente na rede que podem afetar equipamentos conectados de outros consumidores. As possíveis preocupações neste aspecto são:

- Harmônicos inteiros de corrente de baixa ordem (até 2kHz): Estas correntes harmônicas ao serem injetadas na rede originam distorções de tensão.
- “Supraharmônicos” – O termo é usado para se referir a qualquer tipo de distorção harmônica de tensão e corrente na frequência entre 2 a 150 kHz



No Brasil, a norma que trata da qualidade de energia elétrica nos sistemas de distribuição é o módulo 8 do PRODIST (ANEEL), que define a distorção harmônica de tensão no ponto de conexão e não a corrente injetada pelo sistema de geração [26]. No módulo 8 do PRODIST os limites de distorção harmônica de tensão são os mostrados na **Tabela 18** para as distorções totais e na **Tabela 19** pelos níveis de referência para distorções harmônicas individuais em porcentagem da tensão fundamental. É importante ressaltar que estes limites se referem ao total, considerando as distorções introduzidas por todos os equipamentos conectados às redes, sejam de propriedade da concessionária ou dos consumidores.

Tabela 18 – Valores de referência globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental). Fonte: [26].

<i>Tensão nominal do Barramento</i>	<i>Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) [%]</i>
$V_N \leq 1kV$	10
$1kV < V_N \leq 13,8kV$	8
$13,8kV < V_N \leq 69kV$	6
$69kV < V_N < 230kV$	3

Tabela 19 – Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em porcentagem da tensão fundamental). Fonte: [26].

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]				
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n \leq 13,8 \text{ kV}$	$13,8 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$	
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6	4,5	2,5
	7	6,5	5	4	2
	11	4,5	3,5	3	1,5
	13	4	3	2,5	1,5
	17	2,5	2	1,5	1
	19	2	1,5	1,5	1
	23	2	1,5	1,5	1
	25	2	1,5	1,5	1
	>25	1,5	1	1	0,5
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5	5	4	2
	9	2	1,5	1,5	1
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
	>21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	6	1	0,5	0,5	0,5
	8	1	0,5	0,5	0,5
	10	1	0,5	0,5	0,5
	12	1	0,5	0,5	0,5
	>12	1	0,5	0,5	0,5

A norma ABNT NBR 16149, que trata das características de interface de conexão dos sistemas fotovoltaicos, determina que a distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5% em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor. Estabelece ainda que cada harmônica individual deve estar limitada aos valores apresentados na **Tabela 20**.

Ainda não se dispõe de experiência suficiente para avaliar se os limites de distorção harmônica de tensão estabelecidos no PRODIST poderão ou não ser ultrapassados como resultado da penetração da GD. Estudos realizados por



entidades internacionais também não chegaram a conclusões assertivas, uma vez que os inversores das GDFV são apenas algumas amostras dos milhares ou milhões de inversores eletrônicos presentes atualmente em um sistema elétrico.

Tabela 20 – Limites de distorção harmônica de corrente para a fonte ABNT NBR 16149.
Fonte: [37].

Harmônicas ímpares	Limite de distorção
3° a 9°	< 4,0 %
11° a 15°	< 2,0 %
17° a 21°	< 1,5 %
23° a 33°	< 0,6 %
Harmônicas pares	Limite de distorção
2° a 8°	< 1,0 %
10° a 32°	< 0,5 %

No contexto do sistema de transmissão, esta discussão sobre quem é o responsável pela geração de harmônicos na rede se encontra um pouco mais avançada. Há harmônicos gerados pelos inversores e há também harmônicos de “*background*” pré-existentes na rede que podem fluir pelas instalações dos parques eólicos. Um exemplo desta discussão pode ser encontrado na referência [47].

6.7.3 Desequilíbrios de Tensão entre fases

Nas redes de distribuição é comum a existência de cargas monofásicas. O balanceamento inadequado destas cargas leva a fluxos de correntes desequilibrados e quedas de tensão desiguais nas fases. A conexão de grandes unidades de geração fotovoltaica monofásicas resultará num aumento do desequilíbrio da tensão na rede. Cumpre destacar que a quantidade de fases da unidade de GD é definida pela distribuidora em função das características técnicas e em conformidade com a regulamentação vigente [37].

O desequilíbrio de tensão pode ser calculado pela razão entre a componente de sequência negativa e a de sequência positiva. O módulo 8 do PRODIST estabelece como valor de referência para os sistemas de distribuição de MT o nível de 2% de desequilíbrio. Na BT ainda não houve consenso sobre o valor do limite.

6.7.4 Subtensões no reestabelecimento

Num alimentador radial com GD longe da subestação, como o mostrado esquematicamente na **Figura 30**, com alta penetração de GD, a concessionária poderá ter dificuldades operativas na hora de reestabelecer o serviço pós-falha, pois a desconexão da GD combinada com a grande carga do alimentador ocasionará que a queda de tensão seja tão grande que não permita o

reestabelecimento seguro do sistema. Neste caso seriam necessárias modificações nos procedimentos de reconexão, que poderiam ocasionar que em algumas unidades consumidoras o tempo de reestabelecimento aumente.

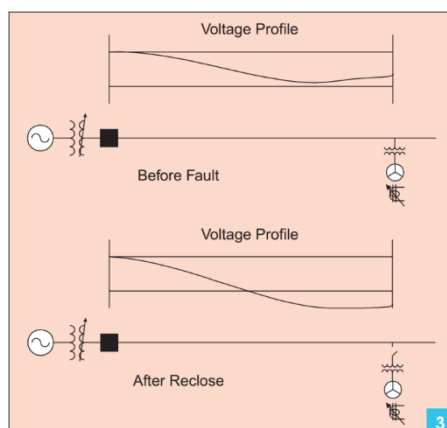


Figura 30 – Perfil de tensão num alimentador radial antes de uma falha e depois da operação do religador. Fonte: [48].

6.8 RECOMENDAÇÕES

A geração distribuída é uma tecnologia emergente que tem grande potencial de oferecer melhorias na eficiência, confiabilidade e diversidade da rede elétrica. No entanto, como mostrado neste relatório, sua implementação real está associada a certos desafios, que se tornam maiores na medida em que mais unidades de GD são conectadas na rede. Compete à distribuidora estar ciente destes possíveis impactos, de forma que possa efetuar ações técnicas e economicamente acertadas que impeçam que a GD afete a confiabilidade e qualidade do fornecimento de energia.

Dentro deste contexto os autores deste relatório destacam algumas recomendações:

- Os impactos técnicos operacionais, discutidos em diversas seções deste relatório, variam de acordo com as características específicas de cada sistema de distribuição. Portanto, recomenda-se que as concessionárias de distribuição se estruturam com ferramentas computacionais que as capacitem a realizar estudos estáticos e dinâmicos de seu próprio sistema, para avaliar a resposta da rede às conexões de GD sob condições normais e anormais de operação, diante de diversos cenários de disponibilidade da fonte primária de geração.
- As referidas ferramentas permitiriam realizar estudos de questões relevantes como regulação de tensão do sistema, reversão do fluxo de potência, ilhamento não intencional, curtos-circuitos, controle de potência reativa, contribuições da GD para falhas, operação diante de cargas desequilibradas, verificação da distorção harmônica na rede, verificação da coordenação das diversas proteções e outros.



- A criação de laboratórios de ensaio e demonstração, com capacidade de realizar testes de funcionamento, tanto dos inversores utilizados na conexão da GDFV na rede, quanto dos diversos equipamentos e sistemas de integração que possam ser inseridos nas redes modernas para o controle e gerenciamento das mesmas. Cabe destacar que estes laboratórios realizariam um papel importante na criação de massa crítica no tema de geração distribuída e impulsionariam as pesquisas e desenvolvimentos de protótipos nacionais no tema.
- A criação de um grupo de trabalho que estude com maior profundidade, e mediante experiências práticas, os aspectos técnicos da conexão de geração distribuída na rede. O objetivo deste grupo poderia ser o de desenvolver um guia técnico orientado às concessionárias de distribuição, no qual sejam abordadas metodologias para identificação, análise e gestão dos possíveis impactos.
- Sugere-se que a ANEEL considere a possibilidade de lançar um programa de P&D estratégico na área de Geração Distribuída visando a analisar os impactos de curto, médio e longo prazo da GD FV no sistema elétrico como um todo.
- Participação, por parte das concessionárias de distribuição de energia, na elaboração de novas normas técnicas e da revisão de normas existentes principalmente aquelas que terão influência sobre a operação da rede. Cita-se como exemplo a norma de inversores que permite uma interface de automação remota de forma que a distribuidora possa reduzir a geração de potência ativa das unidades de GD ou passar estas para o modo de controle de tensão.
- Os órgãos reguladores, juntamente com as concessionárias e os representantes dos prossumidores, precisam discutir a regulamentação da distribuição, de maneira que sejam definidas as situações em que a concessionária pode requerer intervenção na GD através da interface de automação remota, a exemplo do que é considerado em outros países.
- Outra discussão possível sobre a regulamentação da distribuição, refere-se ao tema das microrredes operando ilhadas intencionalmente ou após a desconexão da alimentação por parte da concessionária.
- As universidades, centros de pesquisa e concessionárias devem participar na elaboração de novos modelos de previsão da fonte primária de energia, com destaque à energia solar, em diversos horizontes de tempo: desde anuais com suas particularidades sazonais até algumas horas antes de sua disponibilização, de forma a considerar as previsões meteorológicas no planejamento.
- Num cenário de alta penetração de GD, as entidades setoriais responsáveis pelo planejamento global deveriam considerar as



técnicas mencionadas no item anterior, nos planos decenais de forma a incluir estas fontes nos modelos de otimização energética. É importante que sejam consideradas também as diversas possibilidades de armazenamento de energia e seus impactos no setor elétrico como um todo.

- As concessionárias de distribuição também precisam efetuar uma previsão da geração distribuída em suas áreas de concessão durante o período de planejamento baseadas em ferramentas georreferenciadas, que levem em consideração possíveis fontes de GD na determinação da melhor localização para as novas subestações e reconfiguração de cargas entre alimentadores novos e antigos.
- Existe risco de ataques cibernéticos na rede de distribuição inteligente, e suas consequências não podem ser minimizadas. No caso de instalações de GDFV, com controle centralizado ou descentralizado, ações para assegurar imunidade aos ataques cibernéticos precisam ser consideradas nas futuras decisões, tanto quanto aos processos operacionais quanto aos equipamentos e controles a serem instalados nas redes e subestações.

6.9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS DO CAPÍTULO 6:

- [1] ANEEL, “**Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012.**” Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasil, 2015.
- [2] W. El-Khattam and M. M. A. Salama, “**Distributed generation technologies, definitions and benefits,**” *Electr. power Syst. Res.*, vol. 71, no. 2, pp. 119–128, 2004.
- [3] IEEE Standards Coordinating Committee, “**IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.**” IEEE, New York, 2009.
- [4] W. T. Jewell, R. Ramakumar, and S. R. Hill, “**A study of dispersed photovoltaic generation on the PSO system,**” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 3, no. 3, pp. 473–478, 1988.
- [5] B. Kroposki, “**DG Power Quality, Protection and Reliability Case Studies Report,**” *Subcontractor Report NREL/SR-560-34635.* National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2003.
- [6] M. Thomson and D. G. Infield, “**Impact of widespread photovoltaics generation on distribution systems,**” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 1, no. 1, pp. 33–40, 2007.
- [7] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “**Geração Distribuída,**” *Informações Técnicas*, 2016. .
- [8] J. von Appen, M. Braun, T. Stetz, K. Diwold, and D. Geibel, “**Time in the sun: the challenge of high PV penetration in the German electric grid,**” *Power Energy Mag. IEEE*, vol. 11, no. 2, pp. 55–64, 2013.
- [9] J. E. Price and A. Sheffrin, “**Adapting California’s energy markets to growth in renewable resources,**” in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, 2010, pp. 1–8.
- [10] H. Farhangi, “**The path of the smart grid,**” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 8, no. 1, pp. 18–28, 2010.
- [11] J. A. P. Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, and N. Jenkins, “**Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges**



- and opportunities,”** *Electr. power Syst. Res.*, vol. 77, no. 9, pp. 1189–1203, 2007.
- [12] M. McGranaghan, D. Houseman, L. Schmitt, F. Cleveland, and E. Lambert, **“Enabling the Integrated Grid: Leveraging Data to Integrate Distributed Resources and Customers,”** *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 14, no. 1, pp. 83–93, Jan. 2016.
- [13] IEA-International Energy Agency, **“Trends 2015 in Photovoltaic Applications,”** PVPS – Photovoltaic Power Systems Programme; Report IEA-PVPS T1-27:2015, 2015.
- [14] IEA - International Energy Agency, **“High Penetration of PV in Local Distribution Grids:- Subtask 2: Case-study collections,”** PVPS – Photovoltaic Power Systems Programme; Report IEA-PVPS T14-02:2014, 2014.
- [15] Agora Energiewende, **“Agrometer,”** 2015. [Online]. Available: <https://www.agora-energiewende.de/en/>. [Accessed: 02-May-2016].
- [16] EPIA - European Photovoltaic Industry Association, **“EPIA Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018,”** 2014.
- [17] EEX- European Energy Exchange, **“Phelix Day Base,”** 2016. [Online]. Available: <http://www.eex.com/en/>. [Accessed: 02-May-2016].
- [18] NEP 2025, **“Netzentwicklungsplan Strom 2025; version 2015,”** Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2015.
- [19] Smart Inverter Working Group Recommendations, **“Recommendations for Updating the Technical Requirements for Inverters in Distributed Energy Resources,”** 2014.
- [20] S. Joyce, **“With Too Much Solar California Looks To West For Markets,”** 2016. [Online]. Available: <http://wyomingpublicmedia.org/post/too-much-solar-california-looks-west-markets>. [Accessed: 11-Apr-2016].
- [21] M. A. Eltawil and Z. Zhao, **“Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review,”** *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 1, pp. 112–129, 2010.
- [22] EPE, **“Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015,”** 2015. [Online]. Available: <http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anurio.aspx>. [Accessed: 02-Jan-2016].
- [23] B. Kroposki, R. Lasseter, T. Ise, S. Morozumi, S. Papatlianassiou, and N. Hatziaargyriou, **“Making microgrids work,”** *Power Energy Mag. IEEE*, vol. 6, no. 3, pp. 40–53, 2008.
- [24] ANEEL, **“Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição,”** in *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015, pp. 77–89.
- [25] O. M. Toledo, D. Oliveira Filho, and A. S. A. C. Diniz, **“Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review,”** *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 1, pp. 506–511, 2010.
- [26] ANEEL, **“Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional -PRODIST.”** Agência Nacional de Energia Elétrica, 2009.
- [27] R. Seguin, J. Woyak, D. Costyk, J. Hambrick, and B. Mather, **“High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers,”** 2016.
- [28] R. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke, and L. Kojovic, **“Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems,”** *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 3, pp. 1636–1644, 2008.
- [29] M. E. de Souza, **“Inserção de Microgeração Distribuída nas Redes de Baixa Tensão: Implantação de Telhados Solares - Estudo de Caso Real,”** Universidade Federal de Minas Gerais, 2014.
- [30] M. R. Castro, M. S. Rocha, M. M. Olivieri, I. Visconti, W. Klaus, E. Fonseca, S. Souza, M. Galdino, E. Borges, I. Silva, A. Lima, and C. Carvalho, **“Geração Distribuída no Smart Grid - Estudo de caso Parintins,”** in *XXII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e*



Transmissão de Energia Elétrica, 2013.

- [31] B. Kroposki and A. Vaughn, “**DG power quality, protection, and reliability case studies report,**” *Natl. Renew. Energy Lab. Golden, CO, NREL/SR-560-34635*, 2003.
- [32] Inmetro, “**Portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011.**” Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial, 2014.
- [33] ABNT, “**ABNT NBR IEC 62116. Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.**” Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2012.
- [34] J. C. de M. Vieira Jr, “**Detecção de ilhamento de geradores distribuídos: uma revisão bibliográfica sobre o tema,**” *Rev. Eletrônica Energ.*, vol. 1, no. 1, 2011.
- [35] W. Bower and M. Ropp, “**Evaluation of Islanding Detection Methods for Photovoltaic Utility - Interactive Power System.**” IEA - International Energy Agency, 2002.
- [36] ERGEG, “**The lessons to be learned from the large disturbance in the European power system on the 4th of November 2006.**” European Regulators’ Group for Electricity and Gas, Brussels, pp. 8–13, 2007.
- [37] ABNT, “**ABNT NBR 16149 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.**” Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013.
- [38] ABNT, “**ABNT NBR 16150 - sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimento de ensaio de conformidade.**” Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013.
- [39] E. Troester, “**New German grid codes for connecting PV systems to the medium voltage power grid,**” in *2nd International workshop on concentrating photovoltaic power plants: optical design, production, grid connection*, 2009, pp. 9–10.
- [40] L. Schwarfeger and D. Santos, “**Review of Distributed Generation Interconnection Standards. EEA Conference & Exhibition,**” in *EEA Conference & Exhibition*, 2014.
- [41] MME and EPE, “**Plano Decenal de Expansão de Energia 2024.**” Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Brasil, 2015.
- [42] ANEEL, “**Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST.**” Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015.
- [43] EPE, “**Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta,**” Rio de Janeiro, 2015.
- [44] MME, “**Relatório Smart Grid.**” Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes Ministerio de Minas e Energia, Brasil, pp. 1–229, 2012.
- [45] A. Polasek, F. da C. Lopes, J. G. Furtado, L. Vieira, M. Galdino, and R. M. Dutra, “**Um Estudo acerca das Tecnologias de Armazenamento Energético – Situação Atual e Aplicabilidade no Brasil,**” Relatório Técnico DTE-7895/2016 do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, 2016.
- [46] N. Etherden and M. H. J. Bollen, “**Increasing the hosting capacity of distribution networks by curtailment of renewable energy resources,**” in *PowerTech, 2011 IEEE Trondheim*, 2011, pp. 1–7.
- [47] M. P. De carli, R. P. Ross, B. T. Meyer, and A. J. C. Mello, “**Harmônicos resultantes da Conexão de Parques Eólicos com a Rede Elétrica: Análise Conjunta de Medições e Simulações Associadas a um Estudo de Caso,**” in *XXIII SNPTEE*, 2015.
- [48] R. C. Dugan and T. E. Mcdermott, “**Distributed generation,**” *Ind. Appl. Mag. IEEE*, vol. 8, no. 2, pp. 19–25, 2002.



7 – CAPACITAÇÃO

7.1 INTRODUÇÃO

Tendo em vista que a geração fotovoltaica é a fonte com maior penetração na geração distribuída de pequeno porte [1], estima-se que essa fonte continue sobressaindo sobre as demais; portanto, esse relatório terá como foco principal essa tecnologia.

Uma das dificuldades inerentes à consolidação de qualquer tecnologia no mercado é a escassez de mão de obra qualificada na sua cadeia produtiva. Em se tratando da inserção de sistemas fotovoltaicos na geração distribuída, a falta de profissionais especializados na área de projeto, instalação e manutenção desses sistemas representa um grande obstáculo para o seu desenvolvimento no país. Essas carências afetam a sua difusão e levam ao descrédito da tecnologia fotovoltaica, causando graves obstáculos à sua expansão na matriz energética brasileira [2].

O projeto e a instalação de um sistema fotovoltaico envolvem elementos que devem ser levados em consideração para que o sistema funcione de forma segura e eficiente ao longo do seu tempo de vida útil, cerca de 20 a 25 anos. Por exemplo, os painéis fotovoltaicos, quando instalados em série, fornecem uma tensão de saída alta, podendo chegar a centenas de volts em corrente contínua, o que representa um perigo para o instalador sem a qualificação adequada.

Diversos países que atualmente tem uma grande penetração de sistemas fotovoltaicos na geração distribuída enfrentaram muitos problemas até a consolidação dessa tecnologia. Em 1990 foi lançado, na Alemanha, um programa visando à instalação de 1.000 sistemas fotovoltaicos em telhados. Constatou-se que quase 40% das falhas ocorridas foram devidas a problema na instalação e outros 30% por erros de projeto [3]. Na Inglaterra, o BRE – *Building Research Establishment* divulgou que, entre 2011 e 2013, recebeu oito notificações de casos de incêndio em sistemas fotovoltaicos, ocasionados por falhas na instalação ou pela utilização de dispositivos inadequados como, por exemplo, o uso de disjuntor AC em circuito de corrente contínua [4]. Além dos problemas inerentes à instalação elétrica dos sistemas fotovoltaicos, existem outras considerações técnicas que devem ser feitas, como o peso do sistema, no caso de instalação no telhado ou na laje, para assegurar a integridade da construção; e a segurança pessoal durante a execução do trabalho, para evitar possíveis acidentes como quedas ou choques elétricos, fazendo-se necessário o conhecimento das normas relacionadas etc. A **Figura 31** e a **Figura 32** mostram as imagens de acidentes ocorridos devido à falha no projeto ou na instalação de sistemas fotovoltaicos.



Figura 31 - Incêndio. (Fonte: [5])



Figura 32 - Curto-circuito. (Fonte: [5])

Com o intuito de evitar que os instaladores incorram nos mesmos erros, a IEE (*Intelligent Energy Europe*), através do projeto PVTRIN (*Training of Photovoltaic Installers*), criou, em 2011, um catálogo com as falhas mais comuns e práticas inadequadas aplicadas aos sistemas fotovoltaicos, a partir de informações coletadas dos principais atores do mercado fotovoltaico europeu [5]. O catálogo inclui os erros encontrados em cada fase do desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos.

Tendo em vista a experiência de países europeus, percebe-se a importância de fomentar programas de treinamento e capacitação de técnicos especializados para atuar no mercado fotovoltaico, de modo a garantir o sucesso da inserção da tecnologia na geração distribuída do país.



7.2 CENÁRIO ATUAL DAS EMPRESAS RELACIONADAS A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)

7.2.1 Empresas para fornecimento de sistemas e equipamentos de GD

Apesar da geração distribuída fotovoltaica ainda ser incipiente no Brasil, estima-se um forte crescimento da demanda por esses sistemas e, por isso, mostra-se necessária desde já a qualificação das empresas que prestam serviço ao segmento. Deve-se observar que, onde as empresas não tenham estrutura e treinamento adequados dos seus profissionais, nestes municípios os consumidores estarão suscetíveis a um maior custo de instalação e manutenção, devido à provável escassez de mão de obra.

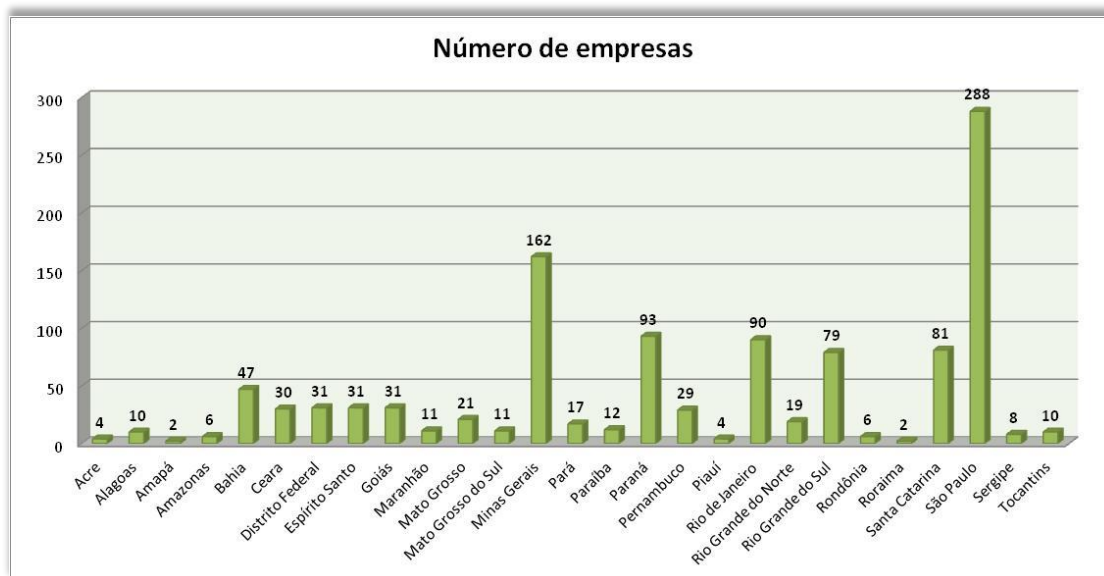
Estudo realizado pelo Instituto Ideal [06] em 2013, com o objetivo de mapear o perfil das empresas associadas ao mercado de energia fotovoltaica, identificou 342 empresas atuantes no Brasil. A pesquisa junto a estas empresas atingiu uma taxa de resposta de 26% (90 empresas). Das empresas respondentes, destaca-se que 59% afirmaram que não finalizaram a instalação de nenhum sistema fotovoltaico de micro ou minigeração em 2013. Este resultado aponta a pouca experiência das empresas brasileiras com a instalação de sistemas de geração fotovoltaica distribuída.

Dados mais recentes disponibilizados pelo Instituto Ideal/América do Sol [7] em 2016 indicam a presença de 1.135 empresas no Brasil que afirmam atuar no segmento de fotovoltaico (instalação, projetos, integração, estruturas, inversores e módulos FV). O gráfico 1 apresenta a distribuição destas empresas por estado da federação, observando-se uma forte concentração em São Paulo (288), Minas Gerais (162), Paraná (93), Rio de Janeiro (90) e Rio Grande do Sul (79). Em estados como Tocantins, Bahia, Maranhão e Piauí, verifica-se um baixo número de empresas nesses locais apesar do alto potencial de irradiação solar diária. Pondera-se que a predominância de empresas em determinados estados está relacionada à atratividade do negócio no local, ou seja, ao valor da tarifa da distribuidora, potencial solar, menores impostos etc. e também relacionada ao poder aquisitivo da população para adquirir o sistema.

A pouca experiência das empresas no segmento aponta ainda uma potencial baixa capacitação da mão de obra, sendo esta uma fragilidade presente do mercado nacional. A ausência de mão de obra qualificada, incluindo questões de ordem técnica e científica, pode comprometer a expansão da cadeia produtiva (desenvolvimento de projetos, fabricação, construção, operação & manutenção e pesquisa/treinamento).



Cabe destacar a escassez de informação sobre o mercado de geração distribuída no Brasil, particularmente sobre a questão da capacidade técnica da cadeia produtiva. Soma-se, ainda, que as informações disponibilizadas pelo Instituto Ideal/América do Sol [7] referem-se à autodeclaração das empresas, não havendo uma verificação dos relatos.



Fonte: Elaboração própria baseada em América do Sol, 2016.

Figura 33 - Distribuição do Número de Empresas do Segmento Fotovoltaico por estado – 2015

Adicionalmente, outros países também passaram por um ciclo de forte crescimento da demanda de instalação de GD, sendo observada a escassez de força de trabalho qualificada, particularmente no início do processo. De acordo com levantamento realizado pela The Solar Foundation [8], em novembro de 2015 a indústria solar estadunidense empregava 208.859 pessoas, com projeção de aumento de 15% para os próximos 12 meses.

Tabela 21 - Emprego na Indústria Solar – EUA (2015)

Setor	Empregos (2015)	%
Instalação	119.931	57,4%
Manufatura	30.282	14,5%
Venda e Distribuição	24.377	11,7%
Desenvolvimento de Projetos	22.452	10,8%
Outros	11.816	5,7%
Total	208.859	

Fonte: Elaboração própria baseada em TSF, 2015



Salienta-se que a indústria solar hoje é a maior fonte de novos empregos nos EUA. No entanto, ainda existe uma preocupação sobre uma potencial barreira do crescimento de mercado associada à escassez de mão de obra qualificada. Chama atenção a grande concentração de mão de obra no setor de instalação na indústria solar dos EUA, atingindo o patamar de 57,4%. Por ausência de informações disponíveis no Brasil, é possível utilizar esta distribuição como uma aproximação da potencial divisão de empregos na cadeia produtiva brasileira, cabendo reforçar que futuras políticas de capacitação devem considerar tal distribuição.

No Canadá foi realizada uma pesquisa sobre desafios e oportunidades para a força de trabalho no segmento solar [09] e foi apontado que mais de 40% das empresas pesquisadas estava enfrentando escassez de mão de obra, especialmente em instalação (78%), seguido por projeto e integração de sistemas (51%), gestão de projetos (40%) e engenharia (40%).

Ainda que tais países tenham mercados razoavelmente maduros, ainda persiste a preocupação sobre a capacitação técnica. Resolvido o problema da capacitação, há potencial para a geração de empregos de qualidade, além de fomentar a geração de energia distribuída.

Cabe ressaltar que educação, treinamento e pesquisa possuem a característica de ser um bem público, neste sentido entendido como um direito social. A natureza de bens públicos é uma justificativa importante para o apoio do governo. Investimentos por parte dos empregadores na criação de uma força de trabalho altamente treinada, por exemplo, são inibidos devido à incapacidade das empresas de assegurar que os empregados capacitados permanecerão trabalhando nas mesmas por tempo suficiente para que seja obtido o retorno dos referidos investimentos. De acordo com Brown [10], esta é uma forte barreira, especialmente para as pequenas e médias empresas no segmento de energia fotovoltaica.

7.3 INSTITUIÇÕES QUE OFERECEM CURSOS E OS TIPOS DE CURSOS

Visando a conhecer os formadores de recursos humanos atuantes na área de energia solar fotovoltaica, foi realizada uma pesquisa, por meio da internet, sobre os cursos oferecidos em todo o país, tanto no setor privado quanto nas instituições públicas de ensino.

Com relação à iniciativa privada, verificou-se que atualmente existem, pelo menos, 20 empresas que oferecem cursos nessa área, sendo a maioria direcionada para formação de projetistas e de instaladores. Dentre as empresas que oferecem curso de projetista, 66% possuem carga horária de 8h, 20% de 16h, 7% de 20h e 7% de 24h. Com relação ao curso de instalador, a carga horária máxima é de 32h, representando 15% das empresas, enquanto que 32%



oferecem o curso em 8h, 38% em 16h e 15% em 24h. Nenhum dos cursos faz exigência de pré-requisitos mínimos como, por exemplo, ter conhecimento básico de eletricidade e, também, não é mencionada a necessidade de realização de avaliação para atestar o conhecimento adquirido e, só então, receber o certificado de conclusão do curso. Também foi constatado que somente 80% dos cursos incluem as normas técnicas e de segurança em sua ementa. Observa-se a falta de padrão no que se refere à carga horária e aos conteúdos programáticos, indicando a necessidade de um programa para padronizar e avaliar os cursos oferecidos. O gráfico da **Figura 34** apresenta a distribuição das empresas pesquisadas no Brasil; o número total de empresas, acima de 20, é justificado por empresas que oferecem cursos em vários estados.

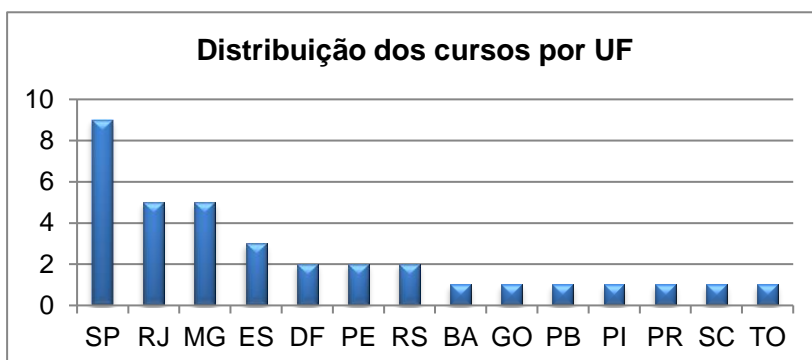


Figura 34 - Distribuição dos cursos ofertados em energia solar fotovoltaica, na iniciativa privada.

O Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (Senai), também da iniciativa privada, firmou parceria com a instituição alemã GIZ (Agência Alemã de Cooperação Internacional) visando a ampliar a formação de mão de obra para a área de energias renováveis. No âmbito dessa parceria, foi elaborado o “Itinerário Nacional de Educação Profissional e Tecnológica – Energias Renováveis” para subsidiar as ações de formação profissional do Senai, que tem como objetivo o alinhamento e atualização de cursos sobre energias renováveis. Este documento engloba as tecnologias solar fotovoltaica, solar térmica e eólica. Até 2014, foram capacitados 500 profissionais e os cursos de formação já são oferecidos em nove estados. A **Tabela 22** apresenta os cursos, na área de energia eólica e solar fotovoltaica, que foram padronizados em âmbito nacional, e a carga horária mínima de cada curso.

Tabela 22 - Cursos criados pelo Senai em parceria com a GIZ.

Tecnologia	Curso	Carga horária
Eólica	Produção de Materiais Compósitos-Pás para Aerogeradores	160h
	Operação e Manutenção de Parques Eólicos	860h
	Montagem e Instalação de Aerogeradores	664h
Solar Fotovoltaica	Montagem de Sistemas Fotovoltaicos	160
	Instalação de Sistemas Fotovoltaicos	360
	Projeto de Sistemas Fotovoltaicos	360



Além dos cursos acima citados, criados com o apoio da GIZ, o Senai oferece outros cursos na área de geração solar fotovoltaica, como mostra a **Tabela 23**.

Tabela 23 - Outros cursos oferecidos pelo Senai.

UF	Modalidade	Título do Curso	Carga horária
BA	Extensão	Extensão em Fundamentos de Energia Solar	40h
CE	Qualificação Profissional	Montador de Sistemas Fotovoltaicos	160h
DF	Aperfeiçoamento Profissional	Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos	40h
DF	Aperfeiçoamento Profissional	Instalação de Sistemas Fotovoltaicos	200h
DF	Aperfeiçoamento Profissional	Instalação e Manutenção de Sistemas de Energia Fotovoltaica	60h
PB	Curso Técnico	Técnico em Sistemas de Energias Renováveis	1200
PB	Aperfeiçoamento Profissional	Instalação e Manutenção de Sistema Solar Fotovoltaico	40h
PE	Aperfeiçoamento Profissional	Montagem e Manutenção de Sistemas de Energia Fotovoltaica	100h
PE	Aperfeiçoamento Profissional	Instalações de Sistemas de Energia Fotovoltaica	60h
PR	Aperfeiçoamento Profissional	Curso de Aperfeiçoamento em Energia Eólica e Solar	20h
PR	Aperfeiçoamento Profissional	Instalação de Painéis Fotovoltaicos	8h
RN	Aperfeiçoamento Profissional	Consultores em Viabilidade de Sistemas De Mini de Micro Geração Solar	40h
RN	Iniciação Profissional	Introdução à Energia Solar	3h
RN	Habilitação Técnica	Técnico em Sistemas de Energia Renovável	1200h
SP	Aperfeiçoamento Profissional	Energia Solar Fotovoltaica – Conceitos e Aplicações	24h
SP	Especialização Profissional	Instalador de Sistemas para Microgeração Fotovoltaica	48h
SP	Aperfeiçoamento Profissional	Instalação de Sistemas Fotovoltaicos	16h
SP	Especialização Profissional	Dimensionador de Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica	80h
SP	Aperfeiçoamento Profissional	Instalador de Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica	72h
RS	Aperfeiçoamento Profissional	Energia Fotovoltaica – Conceitos e Projetos	32h
RR	Aperfeiçoamento Profissional	Energia Solar Fotovoltaica	80h

Cabe ressaltar a discrepância entre as cargas horárias de alguns cursos, na modalidade de Aperfeiçoamento Profissional, oferecidos por diferentes unidades do Senai, como no caso do curso de instalação de sistemas fotovoltaicos, que varia de 60 horas, em Pernambuco, a 200 horas, no Distrito Federal.

O Ministério da Educação (MEC), através da Secretaria de Educação Profissional e Tecnológica (Setec), em parceria com a GIZ, criou o Comitê Temático de Formação Profissional em Energias Renováveis e Eficiência Energética, para promover o alinhamento da oferta de educação profissional da rede federal ao setor produtivo de energias renováveis (eólica, solar e biogás) e eficiência energética. O comitê, integrado por representantes de vários institutos federais, está dividido em grupos de trabalho (GT), de acordo com cada tecnologia envolvida. Cada GT definirá o perfil dos profissionais a serem formados, a carga horária, o conteúdo dos cursos, seus objetivos e pré-requisitos. O GT Solar já tem uma proposta de criar três cursos em níveis diferentes: curso técnico, com foco na instalação e carga horária de 180h; curso de especialização técnica, com foco no dimensionamento e duração de 360h; e um curso de pós-graduação, com foco no planejamento de sistemas fotovoltaicos e carga horária de 360h. O MEC está empenhado em concluir a preparação de, pelo menos, dois cursos, até final de 2017, para que comecem a ser ofertados em 2018.



Paralelamente à iniciativa do MEC, em maio de 2015, o Cefet/RJ inaugurou um sistema fotovoltaico para finalidades didáticas, com capacidade de 6,6 kWp, conectado à rede elétrica da instituição. O sistema, financiado pela Light e pela GIZ, será utilizado na capacitação de professores do Cefet e do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio de Janeiro (IFRJ), que é uma das etapas de implantação do programa Cefet Solar, que visa a promover o ensino e a disseminação de energia solar fotovoltaica no estado do Rio de Janeiro. O Cefet/RJ já possui um projeto para a implantação de um laboratório próprio para o treinamento dos alunos e espera-se que a obra seja iniciada em 2016. Além disso, está estruturando um programa de formação de profissionais que vai envolver desde o nível técnico até a pós-graduação, com o intuito de formar profissionais que sejam capazes de dimensionar, projetar, instalar e fazer a manutenção de sistemas fotovoltaicos.

O Centro Paula Souza (CPS), vinculado ao governo do estado de São Paulo, também tem projetos para implantação de cursos de formação na área de energias renováveis. O Centro, em parceria com o Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (LSF-IEE/USP) e com a GIZ, já capacitou cerca de 80 professores de ETECs para atuar na área de energias renováveis (solar, eólica e biomassa). A instituição já iniciou a elaboração da matriz curricular do curso Técnico em Sistemas de Geração de Energias Renováveis, incluindo um módulo de Instalador de Sistemas Solares Fotovoltaicos, com carga horária de 400 horas. Entretanto, o seu lançamento no Vestibulinho só acontecerá no segundo semestre de 2017.

Em junho de 2015 foi inaugurado o Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina – Fotovoltaica/UFSC, que tem como um dos seus principais objetivos a capacitação de mão de obra para a disseminação da energia solar no país. No centro serão desenvolvidos cursos de capacitação, voltados para instaladores, arquitetos e engenheiros, além de pesquisas na área da tecnologia solar fotovoltaica. Até a finalização deste documento, não foi possível obter informações mais detalhadas sobre os cursos que serão ministrados, nem sobre a previsão de início.

Visando a aprimorar a qualidade das instalações de sistemas fotovoltaicos, a Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD) criou um programa de Certificação para Instaladores Fotovoltaicos e já conta com nove inscritos para a primeira prova, que será realizada em agosto pelo IEE-USP. Além da USP, a Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC Minas) e o Instituto de Energia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão (IEE-UFMA), também assinaram convênio com a ABGD para aplicação da prova de Certificação de Instalador FV. Os institutos envolvidos serão responsáveis somente pela aplicação das provas, e o certificado será concedido pela ABGD



aos profissionais que obtiverem a aprovação. Ainda que seja uma certificação de caráter voluntário, trata-se de uma iniciativa muito importante para o setor de energia solar fotovoltaica, visto que é um indicador para os consumidores de que o produto, processo ou serviço atende a padrões mínimos de qualidade.

Outra iniciativa que vem ao encontro dos objetivos do ProGD é a reformulação do projeto intitulado 120 Telhados. Esse projeto foi criado em 2010 e visava a delimitar as condições e impactos da inserção de geração distribuída de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos em telhados de consumidores na rede de baixa tensão, através da instalação de 120 sistemas fotovoltaicos em residências em 6 estados brasileiros. Porém, devido a diversos fatores que ocasionaram um considerável atraso no projeto, foi feita uma nova proposta com o objetivo de instalar os 120 sistemas solares, adquiridos no âmbito deste projeto, em Escolas Técnicas Federais e Estaduais e em unidades do Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial. O objetivo é proporcionar infraestrutura para formação e capacitação profissional em microgeração distribuída com sistemas fotovoltaicos nos países. A proposta foi encaminhada à Finep e está em fase de análise para sua aprovação. Se aprovada, pode complementar o projeto do MEC, visto que além da instalação dos *kits* solares, também há previsão de um treinamento para os multiplicadores de conhecimento e, posteriormente, os sistemas FV poderão ser utilizados para a qualificação dos alunos.

7.4 CARACTERIZAÇÃO DA CAPACITAÇÃO NECESSÁRIA PARA O CORPO TÉCNICO DAS DISTRIBUIDORAS

Além da capacitação técnica dos profissionais que atuam em projeto, instalação, operação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos, as distribuidoras também precisam estar preparadas para esse novo cenário de geração distribuída. O corpo técnico da distribuidora precisa estar apto, não só para realizar análise dos projetos de solicitação de conexão da GD e vistoria dos sistemas, como também para realizar os estudos de planejamento, operação e proteção da rede de distribuição, considerando a inserção desses novos elementos, de modo a garantir o atendimento aos consumidores dentro dos padrões de qualidade do órgão regulador. Neste sentido torna-se, necessário realizar simulações de fluxo de potência, estudos de curto-circuito e ajustes de proteções para avaliar o impacto da GD nas redes de BT, nos alimentadores de MT e subestações associadas da rede de distribuição.

Outra característica importante desse novo cenário é a viabilidade de utilização de diversas tecnologias, como, por exemplo, fontes eólicas e fotovoltaicas, possibilitando que, dentro de uma mesma área da rede de distribuição, operem diversas tecnologias concomitantemente que eventualmente poderão se complementar. Por se tratar de um cenário totalmente



novo para as distribuidoras, estas precisam possuir ferramentas computacionais de simulação e, além disso, seus funcionários precisam estar aptos para utilizá-las. As recomendações e requisitos a serem atendidos pelos consumidores, para permitir conexão de GD nas redes de distribuição das concessionárias também precisam estar alinhados com estas simulações e estudos, além dos demais aspectos determinados pelo órgão regulador.

7.5 RECOMENDAÇÕES

Tendo em vista os fatos apresentados, buscou-se levantar algumas medidas que poderiam ser tomadas para incentivar a micro e minigeração distribuída, no que se refere à capacitação técnica.

Visando a estabelecer um padrão mínimo de qualidade dos treinamentos oferecidos no mercado, sugere-se um estudo para a definição dos pré-requisitos necessários para a realização do curso, de forma a evitar que pessoas sem o mínimo conhecimento em eletricidade possam tornar-se projetistas ou instaladores de sistemas fotovoltaicos (ou sistemas de outras fontes de geração). Da mesma forma, recomenda-se uma análise quanto à necessidade de padronização das ementas mínimas dos cursos, assim como a carga horária mínima, tanto para a parte teórica quanto para a prática.

Considerando que a ação sugerida no parágrafo anterior, isoladamente, não garante a qualidade dos serviços prestados pelos profissionais do setor, recomenda-se avaliar a conveniência de se instituir a certificação compulsória dos projetistas e instaladores de sistemas fotovoltaicos. O certificado poderia ser exigido pelas distribuidoras na etapa de solicitação de acesso, juntamente com a ART. Do ponto de vista técnico, esse é uma iniciativa muito significativa para o setor, uma vez que promove a confiança na tecnologia e, conseqüentemente, sua sustentação. Por outro lado, é possível que esta medida venha a elevar o custo da mão de obra, visto que representa um investimento por parte do profissional, além de restringir a oferta da mesma. Cabe sugerir a realização de um estudo para verificar as alternativas cabíveis de modo a instituir a certificação profissional, sem onerar muito o consumidor.

Com o intuito de assegurar a disponibilidade de profissionais qualificados para realizar a manutenção nos sistemas fotovoltaicos, recomenda-se que esta atividade seja inserida na ementa do curso de instaladores, dado que esses sistemas demandam pouca manutenção, não justificando um curso especificamente para esse fim.

Quanto à iniciativa do MEC, que já está formulando cursos sobre energias renováveis, o MME poderia avaliar a possibilidade de oferecer apoio para que o mesmo se viabilize no menor prazo possível. Um exemplo seria a doação, para instituições de ensino, de equipamentos fotovoltaicos, classificados pela Comissão de Desfazimento do Prodeem como não aptos para uso no



âmbito do Programa Luz para Todos, mas em condições de uso para fins didáticos.

Recomenda-se, ainda, que, independentemente da certificação vir a ser compulsória ou não, a ANEEL avalie a possibilidade das distribuidoras orientarem os consumidores quanto à contratação de profissionais certificados, a fim de minimizar a ocorrência de insucessos que possam afetar a difusão da tecnologia fotovoltaica e levá-la ao descrédito.

Finalmente, considerando a responsabilidade das distribuidoras quanto à realização de todos os estudos para a integração de microgeração distribuída com potência menor ou igual a 75 kW, recomenda-se a capacitação das distribuidoras na utilização de ferramentas de simulação que permitam uma análise mais realista do sistema considerando GD, conforme descrito no item 6.4.4 deste documento.

7.6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS DO CAPÍTULO 7

- [1] America do Sol, 2016. **Mapa das Empresas do Setor Fotovoltaico**. America do Sol Instituto. Parceria com o Instituto IDEAL. Disponível em: <http://www.americadosol.org/fornecedores/>. Acesso em: 31 de março de 2016.
- [2] ANEEL, 2016. **Geração distribuída amplia número de conexões em 2015**. Agência Nacional de Energia elétrica. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=9044&id_a_rea=90. Acesso em: 28 de março de 2016
- [3] BRE Academy, **Fire Safety and Photovoltaic Systems**. Disponível em <http://www.bre.co.uk/page.jsp?id=3210>. Acesso em 23/03/2016.
- [4] Brown, M. A, 2001. **Market failures and barriers as a basis for clean energy policies**. Energy Policy n. 29, pg. 1197-1207.
- [5] CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf
- [6] EDCTEO, 2011. **Workforce Challenges and Opportunities in the Solar Photovoltaic Industry in Toronto**. Economic Development & Culture and Toronto Environment Office, City of Toronto, 2011
- [7] EPIA, 2011. **PVTRIN: Catalogue of common failures and improper practices on PV installations and maintenance**. Bélgica, 2011.
- [8] IDEAL, 2014. **Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica em 2013**. Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina – IDEAL, Novembro, 2014. Disponível em: http://www.americadosol.org/wp-content/uploads/2014/11/2014_ideal_mercadoGDFV.pdf. Acesso em: 30 de março de 2016.
- [9] TSF, 2015. **National Solar Jobs Census 2015**. The Solar Foundation, 2015. Disponível em: <http://www.thesolarfoundation.org/wp-content/uploads/2016/01/TSF-2015-National-Solar-Jobs-Census.pdf>. Acesso em: 30 de março de 2016.
- [10] ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B; OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Editora Oficina de Textos, coleção aplicações da energia solar fotovoltaica, São Paulo, 2012.



8 – Certificação

8.1 INTRODUÇÃO

Certificação de um produto ou de um serviço é um processo no qual uma entidade de terceira parte declara se determinado produto atende a requisitos técnicos e/ou comerciais, com objetivo de garantir conformidade, qualidade e segurança.

A importância da certificação reside no fato de que, ao se comprar um equipamento certificado para um trabalho específico, ela garante que aquele produto está apto para a tarefa, segundo testes padronizados. Este processo precisa de uma instituição certificadora com credibilidade no mercado para que a certificação possa realmente ser confiável.

Cabe ressaltar que existem diferentes mecanismos de avaliação da conformidade. No Brasil, os equipamentos de sistemas fotovoltaicos (FV) não recebem um certificado, mas, sim, um Registro do Inmetro após o produto ser aprovado em ensaios especificados e o fornecedor ou fabricante emitir uma declaração de conformidade. Essa declaração de conformidade é compulsória para que o fornecedor possa comercializar os equipamentos FV no Brasil. Já o aerogerador pode ser submetido a uma certificação. Diferentemente do gerador FV, a certificação do aerogerador ainda é voluntária no país. A certificação de produto vai além dos ensaios, pois requer uma auditoria do processo de produção e de toda documentação do Sistema de Gestão da Qualidade. Esses mecanismos serão melhores explicados nos itens 8.3.1 e 8.6.1.

Mas não só a análise de conformidade do equipamento é importante nessa área relativamente nova no setor elétrico brasileiro. Com base na inexperiência da maioria dos instaladores de sistemas fotovoltaicos no país, a certificação dos mesmos e a padronização de processos devem ser questões de análise para melhorar a qualidade das instalações e projetos.

Neste capítulo descreve-se o processo de análise de conformidade para equipamentos fotovoltaicos, de acordo com o Programa Brasileiro de Etiquetagem. Apresentam-se, ainda, algumas informações sobre certificação de equipamentos para GD eólica, biomassa e biogás. Ao final, são traçadas recomendações que podem ser objeto do ProGD.

Ressalta-se que este capítulo apresenta foco na tecnologia solar fotovoltaica, uma vez que estima-se que a proporção de mais de 90% de plantas fotovoltaicas em relação às demais fontes, no âmbito da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, principalmente para microgeradores, deve permanecer nos próximos anos.



8.2 OBSERVAÇÕES SOBRE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O Plano Decenal [2] estima que a energia solar terá menos de 3% de participação no acréscimo de geração distribuída (GD) de maior porte até 2024. A GD considerada no Plano de Expansão tem estado atrelada aos resultados dos leilões de energia, onde constam plantas da ordem de MW.

Quando se considera, porém, as plantas de pequeno porte, ordem de kW, o cenário é diferente. No âmbito da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, onde é permitido o uso de geração na unidade consumidora (UC) com qualquer fonte renovável, foram instalados 5.437 micro ou minigeradores, até setembro de 2016, sendo mais de 98% de plantas fotovoltaicas e o restante de plantas eólicas e geração com biogás, biomassa e fonte hidráulica [3, 4]. A grande maioria dos sistemas instalados é de microgeração até 5 kW (75%); considerando-se a potência até 10 kW, abarca-se 90% dos sistemas [4]. A recente revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, pode impactar o crescimento da GD no Brasil. Tanto que a ANEEL estima que, até 2024, “cerca de 1,2 milhão de unidades consumidoras passem a produzir sua própria energia, totalizando 4,5 GW de potência instalada”[16].

A Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 remete ao Módulo 3 do PRODIST, principalmente a Seção 3.7, que apresenta os termos que tratam do acesso de microgeração e minigeração distribuída, como por exemplo: requisitos técnicos, prazos máximos das etapas do processo, documentos necessários para a solicitação etc. As distribuidoras devem se basear no PRODIST para elaborar suas normas técnicas e disponibilizá-las em seus sites. A ANEEL padronizou os documentos a serem apresentados para a solicitação de acesso de micro ou minigeração distribuída à distribuidora e estes são descritos **Tabela 24**.

Tabela 24 - Documentos para solicitação de acesso de micro ou minigeração distribuída à distribuidora de energia

Nº	Microgeração com Potência ≤ 10 kW	Microgeração com Potência > 10 kW	Minigeração
1	Formulário de solicitação de acesso conforme Anexo II , da Seção 3.7, Mod. 3 do PRODIST.	Formulário de solicitação de acesso conforme Anexo III , da Seção 3.7, Mod. 3 do PRODIST.	Formulário de solicitação de acesso conforme Anexo IV , da Seção 3.7, Mod. 3 do PRODIST.
2	ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema		
3	Diagrama unifilar contemplando Geração/ Proteção (inversor se for o caso)/ Medição. Memorial descritivo da instalação.	Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção. Projeto elétrico das instalações de conexão. Memorial descritivo das instalações.	Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção. Projeto elétrico das instalações de conexão. Memorial descritivo das instalações. Estágio atual do empreendimento, cronograma de implantação e expansão.
4	Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de Registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.		
5	Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no <i>site</i> da ANEEL.		
6	Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e seu enquadramento.		
7	Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver).		
8	Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver).		



Conforme mostrado na **Tabela 24**, a distribuidora deve exigir que o solicitante apresente um certificado de conformidade do inversor ou seu número de Registro do Inmetro. Atualmente, o Inmetro exige Registro para inversor FV até 10 kW³⁹.

8.3 CERTIFICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS DE GD

8.3.1 Registro do Inmetro para equipamentos de sistemas fotovoltaicos

Os equipamentos fotovoltaicos no Brasil não são certificados, mas sim registrados. O fornecedor ou fabricante do equipamento FV apresenta ao Inmetro uma autodeclaração de conformidade do produto, acompanhada dos seus relatórios de ensaios aprovados e outros documentos exigidos, e o Inmetro concede o Registro do produto. Os ensaios seguem as determinações do Requisito de Avaliação da Conformidade (RAC-FV) e são realizados por laboratórios acreditados ou designados pelo Inmetro.

O Registro, estabelecido pela Resolução Conmetro nº 05 de 2008, é o ato pelo qual o Inmetro autoriza a utilização do selo de identificação da conformidade - a Etiqueta Nacional de Energia - e a comercialização do objeto. “Essa ferramenta explicita a responsabilidade do fornecedor, facilita e agiliza as ações de acompanhamento do objeto no mercado, além de propiciar efetividade do exercício do poder de polícia administrativa no controle do Estado dos objetos com conformidade avaliada de forma compulsória.” [5]

A Etiqueta Nacional de Energia é obrigatória no Brasil para os principais equipamentos fotovoltaicos, sendo importados ou de fabricação nacional. Entretanto, a obrigatoriedade é condicionada à potência elétrica do equipamento (p.ex. inversores) e/ou ao seu tipo construtivo. O equipamento recebe uma etiqueta que deve ser adesivada ao produto e que tem como objetivos principais mostrar ao consumidor que o produto está conforme os requisitos do Inmetro e informar algumas características importantes do mesmo. A Etiqueta é obtida em atendimento aos ensaios do RAC-FV, estabelecido pela Portaria Inmetro nº 4 de 2011. Esta Portaria foi revisada em 2014 e em 2016, pelas Portarias Inmetro nº 357/2014 e nº 17/2016, respectivamente.

Os Registros dos produtos geralmente precisam ser renovados e reavaliados após um período. Para isso, é necessário que, periodicamente, ensaios de manutenção sejam realizados em amostras retiradas das fábricas ou do comércio. Quando um Registro é suspenso, o modelo do equipamento não pode ser importado, fabricado ou comercializado no país.

³⁹ Provavelmente, com a revisão do Requisito de Avaliação de Conformidade do Inmetro, prevista para 2016, esse valor irá para 75 kW.



As orientações necessárias para as empresas registrarem seus equipamentos FV se encontram no guia do Inmetro: *Orientações Gerais para fabricantes e importadores sobre a Regulamentação de Equipamentos para geração de energia fotovoltaica*, obtido em http://www2.inmetro.gov.br/pbe/pdf/guia_de_orientacoes_PBE_fotovoltaiico.pdf.

8.3.2 Requisito de Avaliação da Conformidade para sistemas e equipamentos fotovoltaicos (RAC-FV)

O documento Requisito de Avaliação da Conformidade (RAC) do Inmetro estabelece tratamento sistêmico à avaliação da conformidade de produtos, processos e serviços, com base em regras específicas. No caso de sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica, estabelece os critérios para o Programa de Avaliação da Conformidade, “através do mecanismo da Etiquetagem, para utilização da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia – ENCE, atendendo aos requisitos do Programa Brasileiro de Etiquetagem - PBE, visando à eficiência energética e adequado nível de segurança” [6].

Importante ressaltar que no RAC são determinadas várias *responsabilidades e obrigações do fornecedor autorizado*. Dentre elas destacam-se duas:

- Manter um registro, no âmbito do Serviço de Atendimento ao Consumidor (SAC) do fornecedor, ou seu equivalente, de todas as reclamações relativas aos produtos/modelos etiquetados, em relação às características especificadas na ENCE, e colocá-lo à disposição para eventual consulta do Inmetro [6];
- O fornecedor autorizado tem responsabilidade técnica, civil e penal referente aos produtos por ele fabricados ou importados, bem como a todos os documentos referentes à Etiquetagem, não havendo hipótese de transferência desta responsabilidade [6].

No RAC também são descritas as etapas do processo de avaliação da conformidade, resumidas a seguir.

8.3.3 Etapas do processo de Avaliação da Conformidade

A seguir são descritas sucintamente as etapas do processo de Avaliação da Conformidade.

1. Assinatura do Termo de Compromisso de Etiquetagem com Declaração da linha de produtos e modelos: o fornecedor deve assinar e enviar ao Inmetro o Termo de Compromisso, com indicação da quantidade e toda a linha de produtos e modelos de fabricação. Além disso, se compromete a atualizar essa declaração quando a linha de produtos for alterada;



2. Solicitação para Etiquetagem: o fornecedor deve encaminhar a documentação pertinente, validada por representante legal. Para o Inmetro, deve ser encaminhado o Termo de Compromisso de Etiquetagem com a declaração da linha de produtos e modelos objeto da Avaliação da Conformidade. Ao laboratório acreditado: a Planilha de Especificação Técnica e a Solicitação de Etiquetagem.
3. Análise da Solicitação para Etiquetagem: feita por um dos laboratórios acreditados ou designados que encaminha a documentação ao Inmetro para aprovação final. O Inmetro então orienta o fornecedor quanto aos procedimentos para etiquetagem, descritos nos anexos do RAC-FV.
4. Ensaio para Etiquetagem, descritos nos anexos do RAC-FV, e quando for o caso indicando as normas NBR e IEC de referência. Os laboratórios acreditados ou designados pelo Inmetro realizam os ensaios e entregam os respectivos relatórios ao fornecedor.

Quando o fornecedor desejar estender a autorização para uso da ENCE para modelos adicionais àqueles já etiquetados, inclusive novos lançamentos e/ou produtos em desenvolvimento, deverá realizar os Ensaio para extensão da Etiquetagem e encaminhar ao Inmetro a referida documentação.

5. Aprovação para uso da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE): após constatar a conformidade do produto, o Inmetro confirma a aposição da etiqueta e divulga os dados através de Tabelas de Eficiência disponibilizadas em sua página na internet.
6. Registro do produto no Inmetro: o fornecedor deve realizar solicitação específica formal ao Inmetro, por meio digital no site deste. A autorização para uso da ENCE é dada através do Registro do produto, sendo pré-requisito obrigatório para a comercialização do produto no país, conforme os requisitos estabelecidos na Resolução Conmetro nº 05 de 2008 e no RAC-FV. Os documentos para a solicitação do Registro do produto são: a) Os relatórios de ensaios; b) Cópia do Contrato Social comprovando que o solicitante está legalmente investido de poderes para representá-lo; c) Termo de compromisso de etiquetagem assinado pelo representante legal responsável pela comercialização do produto no país.

O Registro sempre apresenta validade definida e nunca é inferior a 1 ano. A solicitação de renovação do Registro deve ser feita ao Inmetro com antecedência mínima de 45 dias do vencimento da validade.



Quando um produto tiver seu Registro cancelado ou suspenso, a fabricação, importação e comercialização do produto considerado não-conforme deve ser interrompida e só poderá retornar ao sistema do Inmetro após a realização de um novo processo completo de avaliação da conformidade e uma nova solicitação de Registro.

7. Acompanhamento da Produção (AcP): os ensaios de acompanhamento da produção têm o objetivo de verificar se o fornecedor está mantendo o produto/modelo com as mesmas características definidas para a obtenção da ENCE, e são realizados anualmente. Para estes ensaios, o Inmetro procede à coleta de amostras no estoque da fábrica.
8. Avaliação de Manutenção: os ensaios de avaliação de manutenção têm o objetivo de verificar se o fornecedor está mantendo o produto/modelo com as mesmas características. O fornecedor deve coletar anualmente as amostras necessárias por família de produto.

Os equipamentos fotovoltaicos etiquetados são mensalmente atualizados pelo Inmetro e disponibilizados em tabela no endereço eletrônico <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/sistema-fotovoltaico.asp>.

8.3.4 Ensaios do RAC-FV

O RAC-FV aplica-se a:

- Módulo fotovoltaico (silício cristalino e filmes finos);
- Inversor para sistemas conectados à rede com potência nominal até 10 kW;
- Inversor para sistemas autônomos com potência nominal entre 5 W e 10 kW;
- Controlador de carga e descarga de baterias;
- Bateria para sistema fotovoltaico.



Os ensaios, atualmente em vigor, previstos para os equipamentos fotovoltaicos utilizados nos sistemas conectados à rede estão citados na **Tabela 25**.

Tabela 25 - Ensaio do RAC-FV para módulos e inversores FV para conexão à rede

Equipamentos fotovoltaicos para conexão à rede	Ensaio	Normas de referência
Módulo fotovoltaico (silício cristalino e filmes finos)	Inspeção Visual Desempenho nas Condições Padrão de Teste (características elétricas) Isolamento Elétrico Resistência de Isolamento em condições de umidade	IEC 62215 (Módulos de Sic) IEC 61646 (Módulos de filme fino)
Inversor para sistemas conectados à rede com potência nominal até 10 kW* <i>(*Obs. Atualmente o Inmetro só obriga a etiquetagem até esta potência, porém esses ensaios podem ser realizados em inversores de potência superior a 10 kW.)</i>	Cintilação Injeção de componente contínua Harmônicos e distorção de forma de onda Fator de potência Injeção/demanda de potência reativa Sobretensão e subtensão Sobrefrequência e subfrequência Controle da potência ativa em sobrefrequência Reconexão Religamento automático fora de fase Modulação de potência ativa Modulação de potência reativa Desconexão do sistema fotovoltaico da rede Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede	ABNT NBR 16149 e ABNT NBR 16150
	Anti-ilhamento	ABNT NBR IEC 62116
	Proteção contra inversão de polaridade Sobrecarga	Procedimentos no RAC.

8.3.5 Revisão do RAC-FV

O Inmetro, em 2015, convocou a Comissão Técnica “Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica”⁴⁰ para algumas reuniões a fim de realizar uma revisão na RAC-FV. Atualmente o documento está em análise, sendo que o Inmetro estima colocá-lo em consulta pública brevemente, para sua publicação ainda neste ano de 2016. As propostas para aprimoramento são:

- Modelo de composição de família para equipamentos fotovoltaicos. A caracterização da família é importante, por exemplo, para evitar que o fabricante/fornecedor, por causa da mudança de um item no

⁴⁰ Comissão criada pela Portaria Inmetro Nº 166, de 30 de maio de 2008.



modelo, tenha que repetir todos os ensaios. Por exemplo, no caso de inversores FV com diferentes tensões de saída, apenas alguns ensaios são repetidos em todos os modelos. Isso pode vir a viabilizar a conformidade para toda uma linha de produtos, onde os custos e prazos dos ensaios podem ser significativos.

- Novos índices de classificação de eficiência energética para módulos fotovoltaicos. A classe A será obtida para eficiências superiores a 16% para módulos de Silício cristalino e superiores a 11,5% para módulos de filme fino. Atualmente os patamares são de 13,5 e 9,5%, respectivamente.
- Inclusão de ensaios da IEC 61215 para módulos FV, como determinação de parâmetros alfa, beta e gama (parâmetros de catálogo) e verificação de pontos quentes.
- Inclusão de ensaios térmicos em módulos FV para verificação de sua durabilidade principalmente em condições climáticas tropicais. Entretanto como estes ensaios são mais demorados e requerem uma infraestrutura adicional dos laboratórios, a sua compulsoriedade deve ser para daqui a 2 anos, a fim de permitir que os laboratórios se adequem.
- Inclusão de novos ensaios para inversores conectados à rede, incluindo a eficiência brasileira, que deve ser maior que 96% para receber classificação A.
- Incremento de 10 kW para 75 kW da potência dos inversores fotovoltaicos conectados à rede com compulsoriedade de Registro do Inmetro.
- Inclusão de requisitos de conformidade para inversores conectados à rede com bateria, às vezes chamados de inversores híbridos, ou seja, inversores que são projetados para operar ora no sistema FV conectado à rede, ora como autônomo. Nestes requisitos são incluídos, além dos ensaios já previstos para os inversores conectados à rede, ensaios de verificação da qualidade da energia em regime permanente quando os inversores funcionam isoladamente à rede de distribuição. Também são previstos ensaios para verificação das condições de transferência do modo autônomo para o modo conectado à rede e vice-versa.
- Inclusão de ensaios para avaliação de eficiência energética para baterias. Inclusão de classificação, onde a bateria classe A é aquela que apresenta 1.200 ou mais ciclos de carga e descarga, conforme ensaios padronizados.
- Prazos diferenciados para manutenção e recertificação de produtos, pois a periodicidade anual foi considerada em demasia e pouco representativa. O Inmetro analisará a possibilidade de uma periodicidade de 2 anos para a avaliação de manutenção e 6 anos para a redeclaração para fins de Registro de equipamento.



- Retirada do campo “produção mensal” da ENCE, uma vez que a produção de energia varia de acordo com fatores climáticos de cada região.

Nas discussões do Comitê ainda foi sugerida a inclusão do “ensaio de compatibilidade eletromagnética” para inversores, que será tema de estudo, com apoio da LABRE (Liga de Amadores Brasileiros de Rádio Emissão), para uma melhor avaliação de quando deverá integrar o RAC-FV.

A questão dos inversores conectados à rede com potência maior que 75 kW também é um tema para discussão, já que a ANEEL (PRODIST) inclui o Registro dos inversores do sistema FV, tanto para micro como para minigeração, como documento exigido para o processo de solicitação de acesso à distribuidora. Ressalta-se, porém, que os inversores até 75 kW irão abarcar a grande maioria dos projetos de GD-FV no âmbito da RN 482.

Entende-se que o processo de construção de qualquer Regulamento Técnico de Qualidade (RTQ) para Equipamentos deve ser construído por etapas, para não inviabilizar o mercado nacional e, ao mesmo tempo, deve assegurar requisitos mínimos de segurança e qualidade. Isso foi ressaltado pelo, Sr. Fábio Real, coordenador da Comissão Técnica de Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica do Inmetro, em reunião do ProGD no dia 13/4/2016. Ele acrescentou que a Comissão tem conhecimento do avanço tecnológico e das normas brasileiras e internacionais, mas que não se pode levar em conta somente a questão técnica. Deve-se balancear o quanto os fabricantes podem absorver novos requisitos para seus equipamentos e ao mesmo tempo acenar para que se preparem para adição paulatina de requisitos cada vez mais exigentes.

Ressalta-se ainda que diversas tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas foram desenvolvidas nas últimas décadas, entretanto as células fotovoltaicas fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino dominam o mercado mundial, sendo sua produção mundial responsável por 90% do mercado FV [7]. Segundo a Abinee, “a corrida tecnológica, tanto na melhoria dos processos de fabricação de células de silício, como na busca de materiais semicondutores mais econômicos ou soluções híbridas tem se intensificado bastante nos últimos anos” [8]. Vários especialistas, entretanto, têm chamado a atenção para o fato de que essa diminuição contínua dos preços dos módulos fotovoltaicos também tem grande influência da diminuição da quantidade de silício na sua fabricação. Isso pode ocasionar uma diminuição da durabilidade dos geradores fotovoltaicos.

Os fabricantes, em geral, oferecem garantias de 20 a 25 anos de seus módulos de silício cristalino, mas muitos não permanecem no mercado tanto tempo para que se possa ter plena fé dessa garantia. A tecnologia de células de silício cristalino já está no mercado há décadas e realmente demonstra robustez e pouca necessidade de manutenção durante seu período de vida útil, sendo



exatamente estes dois grandes atrativos dos sistemas fotovoltaicos. Esse período de vida útil de 20 a 25 anos é largamente utilizado para os cálculos de retorno financeiro de investimentos em plantas fotovoltaicas. Mas se a queda na qualidade construtiva dos módulos for uma realidade massiva, então esse retorno pode sofrer impacto significativo, pois 40 a 50% do investimento na planta é devido ao painel FV [9, 10]. É fundamental que se possa ter uma segurança quanto à durabilidade dos módulos FV. Uma forma de se ter maior credibilidade do que é afirmado pelos fabricantes é através de ensaios dos módulos neste quesito.

Na reunião do ProGD no dia 13/4/2016, professor Roberto Zilles da USP, destacou que está prevista na revisão do RAC a inserção de novos ensaios para avaliação elétrica e térmica dos módulos FV, com base na IEC 61215. Porém ensaios de longa duração, como, por exemplo, para determinar características térmicas do módulo, são de difícil implantação nos laboratórios e, por isso, devem ser analisados com cuidado para proposta no RAC.

O professor também ressaltou que a grande maioria dos laboratórios designados/acreditados pelo Inmetro para os ensaios do RAC-FV são de Universidades e que estas normalmente assumem este papel temporariamente, até o mercado se adequar, pois o objetivo principal das Universidades deve ser a pesquisa. O mercado se adequa, ou seja, entidades avaliadoras surgem, quando vê perspectiva de demanda satisfatória, que dê sustentabilidade aos processos de certificação, pois, em geral, são caros, requerendo equipamentos e estrutura de alto valor agregado.

8.3.6 Laboratórios acreditados ou designados pelo Inmetro para realização de ensaios

O *site* do Inmetro apresenta uma lista dos laboratórios para realizar os ensaios previstos no RAC-FV. Os laboratórios, em geral, não estão equipados para realizar todos os ensaios ou apresentam limitação de potência.

A **Tabela 26** apresenta os laboratórios nacionais e os equipamentos FV para os quais estão designados ou acreditados pelo Inmetro para a realização dos respectivos ensaios.

Pelo acordo internacional de reconhecimento mútuo ILAC (*International Laboratory Accreditation Cooperation*), do qual o Inmetro faz parte, laboratórios estrangeiros como TUV Rheinland, UL International, PI Photovoltaik-Institut etc. também podem realizar os ensaios seguindo as normas brasileiras e são aceitos pelo Inmetro. Em [5] são listados 11 laboratórios estrangeiros (EUA, Europa e Ásia).



Tabela 26 - Laboratórios no Brasil designados ou acreditados para realização dos ensaios previstos no RAC-FV

Laboratório	Tipo de Sistema FV	Equipamentos ensaiados
Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo - IEE/USP -Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do IEE-USP*	Sistemas autônomos e conectados à rede	Módulo FV Inversores monofásicos <i>on e off grid</i> até 12 kW Controlador de carga
Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS		Módulo FV Inversor <i>on e off grid</i> até 10 kW Controlador de carga
Laboratório do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas – GEDAE/UFPA		Módulo FV
Laboratório do Grupo de Eletrônica de Potência e Controle (GEPOC) do Centro de Tecnologia da UFSM*	Sistemas Conectados à rede	Inversor até 75 kW
Universidade Estadual Paulista – UNESP, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Laboratório de Eletrônica de Potência-LEP*		Inversor até 30 kW
Universidade Federal do Ceará - UFC, Grupo de Processamento de Energia e Controle - GPEC, Departamento de Engenharia Elétrica – DEE		Inversor até 30 kW
Centro de Pesquisa e Desenvolvimento –CPqD/LASE	Sistemas autônomos	Bateria estacionária para sistemas FV
Eletrobras Cepel – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica		Controlador Inversor Bateria
Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais - GREEN / PUC-MG		Módulo FV Controlador Inversor Bateria

* Obs. Estes laboratórios, a princípio, estariam aptos a serem designados pelo Inmetro para a realização de ensaios para inversores com bateria conectados à rede (para sistema fotovoltaico apto a operar em modo de ilha).

8.4 NORMAS PARA FV BRASILEIRAS E INTERNACIONAIS

A **Tabela 27** apresenta normas relacionadas a projetos, instalação, comissionamento, análise de desempenho e certificação de sistemas fotovoltaicos. Essa tabela apresenta as principais normas que sugere-se constar em licitações/aquisições de equipamentos e sistemas fotovoltaicos.

Há em elaboração uma norma ABNT NBR de instalação voltada para sistemas FV: *Instalações elétricas de baixa tensão – Requisitos complementares para instalações ou locais específicos – Arranjos fotovoltaicos*⁴¹, com base no draft IEC/TS 62548:2013. Deve ser publicada ainda este ano.

⁴¹ Este Projeto de Norma está sendo elaborado pela CE-03:064.01 – Comissão de Estudo de Instalações Elétricas de Baixa Tensão do ABNT/CB-03 em conjunto com a CE-03:082.01 – Comissão de Estudo de Sistemas de Conversão Fotovoltaica de Energia Solar do ABNT/CB-03, com número de Texto-Base 03:064.01-XXX.



Tabela 27 - Relação de normas e certificações relacionadas a plantas e equipamentos fotovoltaicos

Módulos fotovoltaicos e sistema fotovoltaico
Portaria INMETRO nº 004/2011 – <i>Requisito de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica e outras providências. Alterada pela Portaria INMETRO nº 357/2014 e pela Portaria INMETRO nº 17/2016.</i>
Certificação ISO 9001:2008 (<i>quality</i>)
Certificação ISO 14001:2004 (<i>environmental</i>).
IEC 17025 – <i>General requirements for the competence.</i>
IEC 60904-1 - <i>Photovoltaic devices - Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics</i>
IEC 60904-2 <i>Photovoltaic devices - Part 2: Requirements for reference solar cells</i>
IEC 60904-3 – <i>Photovoltaic Devices – Part 3: Measurement Principles for Terrestrial Photovoltaic (PV) Solar Devices with Reference Spectral Irradiance Data.</i>
IEC 60891 - <i>Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices.</i>
IEC 61215 - <i>Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules: Design Qualification and Type Approval.</i>
IEC 61646 - <i>Thin-film Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules: Design Qualification and Type Approval.</i>
IEC 61829 – <i>Crystalline silicon photovoltaic (PV) array - On-site measurement of I-V characteristics.</i>
IEC 61730 – <i>Photovoltaic module safety qualification.</i>
IEC 61724 – <i>Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis.</i>
IEC 61173:1992; German version EN 61173:1994/DIN EN 61173:1996-10 <i>Overvoltage protection for photovoltaic (PV) power generating systems - Guide</i>
IEC 62446 – <i>Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.</i>
IEC 62257-6 - <i>Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification – Part 6: Acceptance, operation, maintenance and replacement</i>
NBR 10899:2013 – <i>Energia solar fotovoltaica – Terminologia</i>
NBR 11704:2008 – <i>Sistemas fotovoltaicos -Classificação</i>
NBR 16274-2014 - <i>Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho</i>
IEEE 929 – <i>IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems.</i>
Certificação UL 1703 – <i>Standard for Safety Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels.</i>
Inversores fotovoltaicos
IEC 60364-7-712 – <i>Solar photovoltaic (PV) power supply systems.</i>
IEC 61000 – <i>Compatibilidade Eletromagnética (EMC) ou equivalente.</i>
IEC 61683 - <i>Photovoltaic systems –Power conditioners – procedure for measuring efficiency.</i>
IEC 62103 – <i>Electronic equipment for use in power installations.</i>
NBR 16149-2013 - <i>Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição</i>
NBR IEC 62116-2012 - <i>Proteção anti-ilhamento (Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica)</i>
NBR 16150-2013 - <i>Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade</i>
Certificação EN 50524 – <i>Data sheet and name plate for photovoltaic inverters.</i>
IEC 62109-1 – <i>Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 1: General requirements.</i>
IEC 62109-2 – <i>Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: Particular requirements for inverters.</i>
EN 50530 - <i>Overall efficiency of grid-connected photovoltaic inverters</i>
Estruturas
NBR 7399/2009 <i>Produto de aço ou ferro fundido galvanizado por imersão a quente - verificação da espessura do revestimento por processo não destrutivo - método de ensaio</i>
<i>Eurocode 9 Design of Aluminum Structures</i>
<i>ASTM A588 Standard specification for high-strength low-alloy structural steel</i>
<i>AWS D1.1 Structural welding code for steel</i>
NBR 8800/1986 <i>Projeto e execução de estruturas de aço em edifícios</i>
NBR 6120/1980 <i>Cargas para o cálculo de estruturas de edificações</i>
NBR 6122/2010 <i>Projeto de execução de fundações</i>
NBR 6123/1988 <i>Forças devidas ao vento em edificações</i>
NBR 8681/2003 <i>Ações e segurança nas estruturas - procedimento</i>



Cabos elétricos e instalação elétrica
NBR-5410 -2008 - <i>Instalações elétricas de baixa tensão.</i>
NBR 14039 – <i>Instalações elétricas em média tensão.</i>
IEC 60364-2005 - <i>Low-voltage electrical installations (nos casos não previstos na NBR 5410).</i>
NBR 5419-2005 – <i>Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas.</i>
NBR 13571 – <i>Hastes de aterramento aço-cobreada e acessórios.</i>
NBR 7117-2012 - <i>Medição da resistividade e determinação da estratificação do solo</i>
IEEE Std 80 – 2000 <i>Guide for Safety in AC Substation Grounding</i>
IEC 60479-1-2013 <i>Effects of Current on Human Beings and Livestock – Part 1</i>
NBR 14692 – <i>Sistemas de subdutos de polietileno para telecomunicações (determinação do tempo de oxidação induzida).</i>
NBR 15465 – <i>Sistemas de eletrodutos plásticos para instalações elétricas de baixa tensão – Requisitos de desempenho.</i>
IEC 60331 – <i>Tests for electric cables under fire conditions.</i>
IEC 60529 – <i>Degrees of Protection Provided by Enclosures (IP Code).</i>
IEC 60947 – <i>Low-voltage switchgear and controlgear - Part 3: Switches, disconnectors, switch-disconnectors and fuse-combination units.</i>
IEC 61140 – <i>Protection against electric shock - Common aspects for installation and equipment.</i>
<i>NBR IEC 61643-1 - Dispositivos de proteção contra surtos em baixa tensão - parte 1: dispositivos de proteção conectados a sistemas de distribuição de energia de baixa tensão - requisitos de desempenho e métodos de ensaio.</i>
EN 50395 – <i>Electrical test methods for low voltage energy cables.</i>
EN 50396 – <i>Non electrical test methods for low voltage electric cables.</i>
IEEE-519 - <i>Recomendação IEEE de práticas e requisitos para controle de harmônicas no sistema elétrico de potência:</i>
<i>NBR 6323/2007 Galvanização de produtos de aço ou ferro fundido - especificação</i>
<i>NBR 6146/2005 Graus de proteção para invólucros de equipamentos elétricos (código IP)</i>
<i>NBR IEC 60529/2005 Graus de proteção para invólucros de equipamentos elétricos (cód. IP)</i>

Os requisitos para inversores híbridos de sistemas fotovoltaicos, que podem atuar conectados à rede ou isoladamente a esta, estão incluídos na revisão no novo RAC-FV, que está em tramitação no Inmetro. As normas consideradas para elaboração da proposta de mudança do RAC neste tema se baseiam nas seguintes normas: NBR 16149, NBR 16150, NBR IEC 62116, NBR 15204⁴², NBR 5410, IEC 62040-3⁴³ e PRODIST – Módulo 8 (revisão 7). Não há ainda uma norma específica para ensaios e requisitos de inversores híbridos, mesmo em âmbito internacional. O que há são normas para sistemas *nobreak* (UPS), como por exemplo a norma IEC 62040, que é usada como base.

⁴² NBR15204:2005 - Conversor e semicondutor - Sistema de alimentação de potência ininterrupta com saída em corrente alternada (nobreak) - Segurança e desempenho

⁴³ IEC 62040-3 - *Uninterruptible power systems (UPS) - Part 3: Method of specifying the performance and test requirements*



Outras normas e estudos internacionais de interesse são citados na **Tabela 28**.

Tabela 28 - Trabalhos internacionais relacionados a análise de desempenho, qualidade e certificação de plantas e equipamentos FV

Instituição Internacional – Título do trabalho ou norma
IEA PVPS Task 2 - Achievements of Task 2 of IEA PV Power Systems Programme: Final Results on PV System Performance. http://www.iea-pvps.org/index.php?id=3&elD=dam_frontend_push&docID=341
IEA PVPS Task 5 - Report 06: 2002 - International Guideline for the certification of photovoltaic system components and grid connected systems. http://apache.solar.ch/pdfinter/solar/pdf/PVPSTask506.pdf
IEEE 1547 - Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. http://grouper.ieee.org/groups/scc21/1547/1547_index.html
RAL-GZ 966 – Solarenergieanlagen Gütesicherung (Procedimentos para Garantir a Qualidade de Sistemas Solares). August 2008. http://www.ralsolar.de/download/RAL-GZ_966_August_2008.pdf
UL 1703 - Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels. http://www.linpin.com.cn/upload/20111202082155835583.pdf
UL 1741 – Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources. http://ulstandards.ul.com/standard/?id=1741_2
UL 4703 - Standard for Photovoltaic Wire. http://ulstandards.ul.com/standard/?id=4703_4
VDE-AR-N 4105:2011-08 – Power generation systems connected to the low-voltage distribution network – Technical minimum requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks. https://www.vde.com/de/InfoCenter/Seiten/Details.aspx?eslShopItemID=0d65ed5e-83c9-4d84-af92-356f06b66f8b
BDEW Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V. - Guideline for generating plants' connection to and parallel operation with the medium-voltage network, June 2008. https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_engl.pdf
BDEW Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V. - Rules and transition periods for specific requirements in addition to the Technical Guideline (acima), April 2011. https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\$file/2011-02_BDEW_Erg%C3%A4nzung-zu-MS-Richtlinie_end-englisch.pdf

8.5 CERTIFICAÇÃO DE PROJETISTAS E INSTALADORES DE SISTEMAS FV

Além da qualidade dos equipamentos, não se pode esquecer da qualidade da instalação dos sistemas. É prática comum no Brasil que pessoas, sem a devida capacitação técnica, se aventurem a realizar instalações civis, mecânicas ou elétricas. Em se tratando de uma tecnologia relativamente nova no setor elétrico brasileiro, o “nome” da tecnologia fotovoltaica, apesar de apresentar uma certa facilidade de instalação por sua característica de modularidade e geração estática (não rotativa), pode sofrer as consequências da má instalação. Segundo o Instituto Ideal [10], das 106 empresas instaladoras que responderam integralmente ao questionário enviado pelo Instituto para obtenção de informações sobre microgeração FV em 2014, mais de 50% não havia realizado sequer uma instalação naquele ano.

A padronização da instalação e a capacitação dos projetistas, instaladores e da própria distribuidora (que analisa o projeto) são itens de foco, visando os bons desempenho e qualidade dos sistemas FV. Como exemplo relevante pode-se citar o Programa fotovoltaico *1.000 telhados* [11], promovido pelo governo Alemão de 1990 a 1995. Nesse programa foi documentado o comportamento operacional e o tipo e o número de falhas dos sistemas FV. Naquela época, a grande maioria das falhas verificadas foi relacionada aos



inversores (63%) - dimensionamento incorreto, descargas atmosféricas, efeitos de harmônicos e falha do próprio equipamento - e somente 10% relacionadas ao gerador FV. Do restante dos defeitos, muitos foram devidos à corrosão provocada por combinação de diferentes materiais (por exemplo, parafusos de latão numa montagem galvanizada), fusíveis e diodos defeituosos, conectores com problema.

Há problemas, por exemplo relacionados a dimensionamento ou a instalação, que podem não ocasionar defeito ao sistema mas, sim, queda do seu desempenho, como por exemplo sombreamento do painel FV ou funcionamento em temperatura muito elevada, orientação equivocada dos módulos, inversor de baixa eficiência etc. Em palestra (2011), o consultor da Eletrobras Werner Klaus citou o perito forense alemão de sistemas fotovoltaicos Christian Keiholz. Em análise de 150 perícias, Keiholz concluiu que 80% dos danos dos sistemas FV foram causadas por falhas no projeto e na instalação.

As experiências do Programa alemão *1.000 telhados* e do sucessor *Programa 100.000 telhados* foram fundamentais para a evolução da indústria fotovoltaica. Os alemães investiram fortemente em programas de qualificação de recursos humanos e em gestão da qualidade tanto na indústria de equipamentos quanto na comercialização e instalação dos sistemas FV.

Com base nessas experiências, tem-se discutido a necessidade de certificação não só de equipamentos FV como também de instaladores. No Brasil as primeiras iniciativas ocorreram em 2003, com participação do Inmetro, instituições acadêmicas e de profissionais do mercado FV. A Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD), com base nessas iniciativas, começará a praticar a certificação de instaladores de sistemas fotovoltaicos para geração distribuída em agosto de 2016 [12]. A ABGD apresenta em seu *site* o seguinte Fluxograma para o processo (Figura 35):

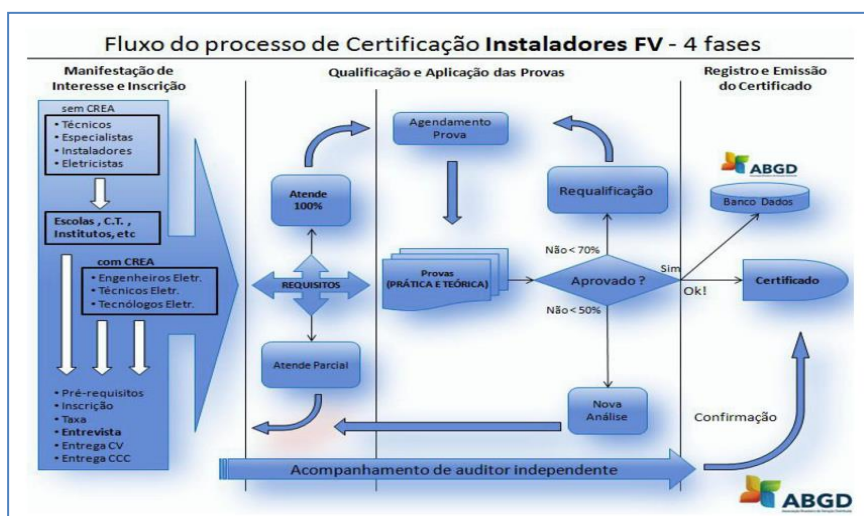


Figura 35 - Fluxograma do processo de certificação de instaladores de sistemas FV pela ABGD. Fonte: ABGD [12].



A certificação é voluntária. Segundo a ABGD, traz como benefícios: a fácil identificação de instaladores qualificados pelo cliente; a corroboração da capacitação do profissional e a promoção de um diferencial em relação aos seus concorrentes não certificados; diminuição dos problemas de instalação realizados por profissionais certificados, que passaram por uma prova específica em entidade reconhecida no mercado; diminuição dos custos de seleção e treinamento de profissionais novos para as empresas instaladoras entre outros [12].

Na página da ABGD ainda constam o formulário de inscrição para a certificação, sugestões de instituições de treinamento (em MG, SP, TO) e conteúdo programático sugerido com base em um documento do SENAI, intitulado Itinerário Nacional de Educação Profissional: Energias Renováveis [13]. Este documento ressalta a tendência mundial sobre a questão da maior parte da mão de obra do setor fotovoltaico – 50 a 60% - estar na área da instalação. Assim a instalação é a que mais emprega no setor, seguido pela indústria e pelas áreas de venda, distribuição, projetos e pesquisa. Diferentemente, da mão de obra da indústria FV que está concentrada em outros países, a mão de obra para a instalação é predominantemente local. Considerando a provável expansão da capacidade instalada de FV no Brasil, a capacitação nas áreas de instalação, manutenção, venda, distribuição e desenvolvimento de projetos é urgente.

Observação: Comentários adicionais são tratados no capítulo sobre capacitação.

8.6 SOBRE A CERTIFICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS PARA AS DEMAIS FONTES DE GD

8.6.1 Energia Eólica

Para que um aerogerador seja comercializado em âmbito internacional é necessário que possua certificados de conformidade a requisitos de projeto, que são normalmente emitidos por órgãos certificadores independentes. Normalmente essa certificação compreende a turbina eólica completa ou seus componentes [14].

A certificação de aerogeradores teve início há 30 anos na Dinamarca, Alemanha e Holanda. Atualmente outros países, como China, Grécia, Índia, Espanha, Suécia e EUA também apresentam instituições de certificação para apoio ao desenvolvimento da indústria local, com tendência à utilização das normas IEC 61400.

Em 2005, o COBEI criou uma comissão técnica para elaborar as normas brasileiras na área de energia eólica com base nas normas IEC. Três normas



foram traduzidas para o português e adotadas pela ABNT, são elas: NBR IEC 61400-1, NBR IEC 61400-21 e NBR IEC 61400-12-1 (descritas na **Tabela 29**).

No Brasil, o aerogerador pode ser submetido a uma certificação voluntária. Para obter a certificação, o aerogerador deve ser aprovado nos ensaios do Requisito de Avaliação da Conformidade para Aerogeradores, que foi estabelecido pela Portaria Inmetro nº 168/2015 [15]. O RAC-Aerogerador determina critérios para o Programa de Avaliação da Conformidade com foco no desempenho, atendendo aos requisitos especificados nas normas técnicas IEC 61400-11 e ABNT NBR IEC 61400-12-1 (Ver **Tabela 29**).

Ressalta-se que a certificação de produto vai além dos ensaios do RAC, pois requer uma auditoria do processo de produção e de toda documentação do Sistema de Gestão da Qualidade. Neste caso, existem os Organismos de Certificação do Produto⁴⁴ (OCPs), acreditados pelo Inmetro, responsáveis pela realização de todo o processo, incluindo as auditorias iniciais e periódicas, além da coleta de amostras para a realização dos ensaios em laboratórios acreditados [1]. Ainda não se verifica, no país, certificadores reconhecidos para aerogeradores de pequeno ou grande porte, mas o Inmetro informou que quatro instituições estão em processo de análise para acreditação como OCP [1].

Analogamente aos sistemas fotovoltaicos de pequeno porte, no âmbito da RN ANEEL 482, há também um interesse no desenvolvimento do mercado dos aerogeradores de pequeno porte, ainda incipiente no Brasil. Focado neste tema, o Cepel promoveu, em agosto de 2012, o *Workshop de Geração Eólica Distribuída*. Neste evento houve participação do MME, ANEEL, *U.S. Department of Energy*, *U.S. Trade and Development Agency*, e de empresas de mercado, entre elas: Eletrovento AS, Canoas Eólica, *Northern Power Systems* e *Southwest Windpower*. Algumas conclusões sobre *certificação* neste workshop foram:

- Foi demonstrada a importância, nos EUA, do SWCC (*Small Wind Certification Council*), no sentido de contribuir para a melhoria da qualidade dos aerogeradores usados nos EUA.
- Obteve-se um panorama do mercado brasileiro e das grandes barreiras ao seu desenvolvimento do ponto de vista dos fabricantes.
- Destacou-se a necessidade de capacitar pessoal para atuar em projeto de pequenas plantas eólicas e, num segundo momento, na certificação de aerogeradores de pequeno porte.
- Há uma complexidade envolvida na implantação de um processo de certificação de aerogeradores de pequeno porte, pois até aquela

⁴⁴ Organismo de Certificação de Produto: Organismo que conduz o processo de Certificação e concede o Certificado de Conformidade de produtos nas áreas voluntária e compulsória, com base em normas nacionais, regionais e internacionais ou em requisitos técnicos. OCP deve cumprir os Requisitos Gerais de Certificação de Produto – RGCP da Portaria Inmetro Nº 361, de 06 de setembro de 2011.



época nos EUA, só havia dois aerogeradores plenamente certificados, mesmo com trabalhos intensos nesse sentido.

- A questão da infraestrutura laboratorial necessária para certificação não passa só pelos investimentos de implantação como também da necessidade de recursos para O&M da infraestrutura. Essa questão se torna mais crítica em razão de haver poucos fabricantes no Brasil.
- Foi verificado o contraste entre o mercado brasileiro para aerogeradores de pequeno porte, que ainda é relativamente incipiente, com o mercado norte-americano, que pode ser considerado razoavelmente maduro. Cabe ressaltar que, mesmo nos EUA, a complexidade da implantação de projetos de geração eólica de pequeno porte é comparável àquela de implantação de projetos de grande porte, devido a problemas como obtenção de licenças ambientais, aceitação pública etc.

Observação: Normas e guias de interesse são citados na **Tabela 29**.

Tabela 29 - Normas e guias internacionais relacionados a projeto, avaliação de desempenho, e certificação de turbinas eólicas

Instituição– Título do guia ou norma
IEC 61400-1:2016 - <i>Wind turbines</i> ⁴⁵ - Part 1: Design requirements
IEC 61400-2:2013 - <i>Wind turbines - Part 2: Small wind turbines</i>
IEC 61400-11: - <i>Wind turbines - Part 11: Acoustic noise measurement techniques</i>
IEC 61400-22:2010 - <i>Wind turbines - Part 22: Conformity testing and certification</i>
IEC 60050-415:1999 - <i>International electrotechnical vocabulary - Part 415: Wind turbine generator systems</i>
NBR IEC 61400-1:2008 - Aerogeradores - Parte 1: Requisitos de projeto
NBR IEC 61400-12-1:2012 - Aerogeradores - Parte 12-1: Medições do desempenho de potência de aerogeradores
NBR IEC 61400-21:2010 - Turbinas eólicas - Parte 21: Medição e avaliação das características da qualidade da energia de aerogeradores conectados à rede
NREL - <i>Certification for Small Wind Turbine Installers: What's the Hang Up?</i> (Maio de 2012) ⁴⁶
SWCC - <i>Small Wind Turbine Certification Policy</i> SWCC (Março de 2016) ⁴⁷
U.S. Department of Energy - <i>Want a Tax Credit for a Small Wind System? Be Sure It's Certified!</i> (Agosto de 2015) ⁴⁸

A demanda para aerogeradores de pequeno porte permanece pequena. Conforme informação da ANEEL [4], em setembro de 2016, apenas 55 dos 5.525 geradores distribuídos no âmbito da Resolução Normativa ANEEL nº 482 apresentavam geração eólica. Até 2024, se a proporção de 2% se mantiver para o 1,2 milhão de micro ou minigeradores estimados pela ANEEL, o patamar evoluirá para mais de 20.000 aerogeradores de pequeno e médio porte em 10 anos.

⁴⁵ A Norma IEC 61400 relacionada a Turbinas Eólicas é bastante extensa, englobando projeto da turbina, análise de desempenho na produção de energia, requerimentos para monitoramento e controle, turbinas *off shore* etc, e por isso apresenta 26 partes.

⁴⁶ <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54411.pdf>

⁴⁷ <http://smallwindcertification.org/wp-content/uploads/2011/05/SWCC1-Small-Wind-Turbine-Certification-Policy-21March2016.pdf>

⁴⁸ <http://energy.gov/energysaver/articles/want-tax-credit-small-wind-system-be-sure-its-certified>



8.6.2 Geração a Biomassa

Normalmente, a geração de energia elétrica com uso de biomassa é um subproduto de um sistema de produção, ou seja, o objetivo maior não é a produção de energia elétrica e, sim, de um outro produto. O resíduo do produto principal é utilizado para a geração de energia, como, por exemplo, o bagaço de cana ou o cavaco de madeira. Neste caso, observa-se que a certificação é mais voltada para os equipamentos da produção principal. Os equipamentos para produção de energia elétrica são marginais e, provavelmente, é por isso que ainda não há certificação nacional desses equipamentos, apesar de haver um importante mercado nacional de produção de energia elétrica a partir da biomassa - mais de 10 GW [2].

Já no âmbito da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, até setembro de 2016, 28 dos empreendimentos de GD instalados foram de geração com biogás e biomassa. Desses 28 sistemas, há duas minigeração a biomassa de 1 MW e 26 sistemas a biogás, totalizando a capacidade de 9.367 kW. Mantendo-se a proporção na estimativa da ANEEL, até 2024 pode-se chegar a 5.000 plantas de micro ou minigeração.

O Inmetro ainda não instituiu regulamentos de conformidade ou comissão técnica sobre o tema para geradores a biomassa ou biogás.

8.7 RECOMENDAÇÕES

A experiência nacional com sistemas FV isolados, assim como a experiência internacional, demonstraram que, especialmente na fase inicial de desenvolvimento do mercado, devem-se criar meios para garantir uma boa gestão da qualidade dos sistemas implantados e da sua manutenção.

O sistema FV é composto por um gerador estático e pode não apresentar elementos girantes (às vezes, só o ventilador de refrigeração do inversor), o que representa um aspecto bastante vantajoso para questões de manutenção. A grande maioria das falhas pode ser identificada por inspeções e testes simples, que podem ser integrados em uma manutenção regular. Adotando esta medida, assim como formulários padronizados para manutenção, minimizam-se os períodos de serviço inoperante.

De forma genérica, é fundamental institucionalizar os procedimentos e padronizar os documentos de projeto e os serviços de inspeção dos sistemas instalados, criando-se procedimentos por parte das empresas de instalação e manutenção, e até mesmo por parte da distribuidora, no que couber. Procedimentos estes que devem ser simplificados para sistemas de pequeno porte.

É fundamental ainda estabelecer requisitos mínimos de especificação dos equipamentos da planta, não só do gerador e do inversor, como também de



cabos, proteção, estrutura etc. Tais requisitos, entretanto, no estágio atual, não deveriam ser considerados por meio de exigências de conformidade ou exigidos pela distribuidora, mas, sim, como objeto de normas de instalação e de conteúdo em cursos de capacitação de projetistas e instaladores. Ou seja, a qualidade da instalação passa prioritariamente pela capacitação dos atores envolvidos. Devem ser capacitados no ciclo de implantação dos sistemas fotovoltaicos: projetistas; financiadores; integradores de sistemas e instaladores; técnicos de operação e de manutenção.

O que foi dito anteriormente é válido não só para sistemas fotovoltaicos como para outros tipos de geração. Entretanto, devido ao maior volume de empreendimentos dos primeiros, entende-se que os esforços devem ser priorizados para sistemas FV, mas um planejamento para as demais fontes pode ser iniciado.

Considerando que em 2015 havia ainda poucos laboratórios que pudessem realizar os ensaios determinados pelo Inmetro para inversores conectados à rede, a ANEEL encaminhou um ofício para as 70 distribuidoras de energia, em junho de 2015, orientando as mesmas a aceitarem certificados internacionais até que fosse divulgada data para a obrigação da comercialização de inversores em conformidade com os requisitos do Inmetro. Em janeiro de 2016, a Portaria Inmetro nº 17/2016 determinou que a partir de 1º de março de 2016 só podem ser “fabricados e importados inversores devidamente Registrados no Inmetro”. Devido a isto, recomenda-se revisão do formulário de solicitação de acesso do Anexo II da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, de forma que só seja admitido o Registro do Inmetro para inversores até 10kW.

Nos formulários de acesso para microgeração > 10 kW e para minigeração (Anexos III e IV do PRODIST), pede-se o Registro do Inmetro ou certificados internacionais dos inversores. Ressalta-se, porém, que não há obrigatoriedade de Registro nacional para inversores com potência superior a 10 kW. Entretanto, preferencialmente aos certificados internacionais, recomenda-se, para estes casos, que seja dada preferência, pelas distribuidoras, à solicitação dos relatórios de aprovação dos ensaios de conformidade segundo o RAC-FV (emitidos há menos de dois anos), realizados pelos laboratórios designados ou acreditados pelo Inmetro. Seria interessante um ofício da ANEEL para autorizar as distribuidoras nesse sentido.

Ressalta-se que os ensaios do RAC-FV podem ser realizados em inversores de potência superior a 10 kW. Para sistemas fotovoltaicos, o RAC é preferencial a certificados internacionais, pois os ensaios são realizados na frequência de 60 Hz e, muitas das vezes, em condições “tropicalizadas”, ou seja, temperaturas, umidades, níveis de radiação ultravioleta etc., comuns ao nosso país. O Inmetro pode até autorizar a etiquetagem para inversores de maior porte



se for solicitado pelo fabricante/fornecedor após a avaliação pelo laboratório⁴⁹. Embora uma questão seja a limitação de potência dos laboratórios, o Inmetro também prevê a possibilidade de ensaios realizados na fábrica, quando for preciso. Além disso, o Inmetro informou que pelo menos dois laboratórios credenciados podem fazer os ensaios até 75 kW.

Quanto aos laboratórios, recomenda-se também que sejam previstos investimentos para a capacitação, tanto em termos de infraestrutura como em termos de mão de obra, dos laboratórios de ensaios brasileiros para que haja um maior número de laboratórios aptos a realizar os ensaios previstos no RAC. O intuito disso é que o país se prepare para a crescente demanda de geração FV e eólica, e também para que se possa aumentar o número de ensaios realizados a fim de assegurar-se cada vez mais a qualidade dos equipamentos.

Quanto à certificação de instaladores de sistemas FV, como se nota na iniciativa mencionada da ABGD, reconhece-se o valor dessa iniciativa, como forma do instalador apresentar um valor adicional que pode ser reconhecido pelo cliente. Como esta é uma iniciativa voluntária, alerta-se para o fato de, possivelmente, surgirem também certificadores sem a devida competência técnica. Este é um tema que deve ser objeto de estudo.

Em resumo, os esforços que a ANEEL, o Inmetro e a ABNT estão fazendo no sentido de estabelecer procedimentos técnicos e de conformidade para sistemas fotovoltaicos estão caminhando satisfatoriamente com o curso da evolução da energia fotovoltaica no Brasil. No momento, sugere-se que os esforços se concentrem na capacitação tanto dos técnicos do setor FV como das distribuidoras e na formulação de procedimentos padronizados para todo o processo de autorização da micro e minigeração pela distribuidora. Entretanto, ressalta-se que isso acarreta aumento de custos para as distribuidoras, sem haver perspectiva de ganhos de receita. Dessa forma, recomenda-se a avaliação do impacto da GD no negócio das distribuidoras no aspecto da gestão empresarial.

O certificado para aerogeradores considera as normas de ruído audível e desempenho. Ainda não é considerada a norma sobre qualidade de energia NBR IEC 61400-21 para a certificação no Brasil. Sugere-se que seja discutida a conveniência da exigência desta certificação para aerogeradores de pequeno ou grande porte conectados à rede para fins de GD.

⁴⁹ “Nota (Solicitação de Etiquetagem do RAC-FV): Não é autorizada etiquetagem para produtos/modelos que não atendam às características definidas no Âmbito de Aplicação, salvo os autorizados a participar do programa a partir da avaliação prévia do Inmetro e dos laboratórios designados.”[6]



8.8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS DO CAPÍTULO 8

- [1] ABGD, <http://www.geracaodistribuida.org/#!blank/azo6p>, consultado em 05/04/2016.
- [2] Aneel, **Resolução Normativa no. 482 de 2012 (com revisão pela Resolução 687 de 24 de novembro de 2015)**, em <http://www2.Aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>, realizado download em 2/03/2016.
- [3] Aneel, **Cássio Borrás informações por email** em 15/04/2016.
- [4] Aneel, **Últimas notícias: ANEEL amplia possibilidades para micro e minigeração distribuída**, de 24/11/2015, acessado em 22/03/2016 no site http://www2.Aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8955&id_area=90
- [5] Abinne, 2012. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**, em <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>, acessado em 21/3/2106.
- [6] Inmetro, 2014. **Portaria Inmetro nº 004/2011**, revisada pela Portaria Inmetro nº 357/2014, em <http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001652.pdf>, consultado em 05/04/2016.
- [7] Inmetro, 2015. **Portaria Nº 168/2015**, em <http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC002245.pdf>, acessada em 15/04/2016.
- [8] Inmetro, **Fabio Real em entrevista em 13 e 18/04/2016. MME/EPE, 2015. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**, em <http://www.epe.gov.br/pdee/forms/epeestudo.aspx>, realizado download em 22/03/2016.
- [9] Inmetro-PBE, 2016. **Orientações Gerais para fabricantes e importadores sobre a Regulamentação de Equipamentos para geração de energia fotovoltaica**, em http://www2.inmetro.gov.br/pbe/pdf/guia_de_orientacoes_PBE_fotovoltaico.pdf, realizado download em 14/03/2016.
- [10] Instituto Ideal, 2015. **O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica – Edição 2015 (1/09/2015)**, em https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/2015_ideal_mercadogdfv_150901_final, consultado em 28/03/2016
- [11] MME/CEPEL/GTES, 2014. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**, em http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf, realizado download em 14/04/2014.
- [12] NREL, 2012 (Alan Goodrich, Ted James, and Michael Woodhouse Residential). **Technical Report NREL/TP-6A20-53347: Commercial, and Utility-Scale Photovoltaic (PV) System Prices in the United States: Current Drivers and Cost-Reduction Opportunities**, em <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/53347.pdf>, realizado download em 22/03/2016.
- [13] Orth, Martin, 2014. **O caminho da virada energética (20/3/2014)**, em <https://www.deutschland.de/pt/topic/politica/alemanha-e-europa/o-caminho-da-virada-energetica>, consultado em 28/03/2016.
- [14] Senai, 2014. **Itinerário Nacional de Educação Profissional: Energias Renováveis**, em http://media.wix.com/ugd/49a661_1f6480455b1a4f0f89dcd70d5008cdc7.pdf, realizado download em 05/04/2016.
- [15] Senai e Petrobras/CTGÁS-ER, 2012. **Aspectos Técnicos da Energia Eólica**, em http://ead2.ctgas.com.br/a_rquivos/aperfeicoamento/AspectosTecnicosEnergiaEolica/Apostila_Aspectos_Tecnicos_Daniel_Faro_v1.pdf, realizado *download* em 11/04/2016.



9 – Impactos Regulatórios

9.1 INTRODUÇÃO

Este relatório objetiva apresentar os resultados de simulações dos impactos no tempo de retorno dos investimentos e nas tarifas dos demais consumidores de determinadas políticas de incentivo à Geração Distribuída – GD.

Para tanto, o trabalho encontra-se dividido em quatro etapas:

- Levantamento das principais políticas de incentivo à GD
- Análise do impacto dessas políticas na atratividade dos investimentos em GD
- Aferição do impacto dessas políticas nas tarifas dos consumidores de energia elétrica
- Sugestões de modificações nos regramentos vigentes

Cada uma dessas etapas é detalhada nas seções seguintes do presente relatório e, ao final, apresentam-se as principais conclusões dos estudos.

9.2 LEVANTAMENTO DE POLÍTICAS

Com o objetivo de avaliar os impactos de diferentes formas de incentivo à GD, faz-se primeiramente necessário mapear as possíveis políticas de suporte à GD, incluindo levantamento sobre regras adotadas em outros países e formas de aplicação ao modelo do setor elétrico brasileiro.

Nesse contexto, apresenta-se a seguir, de maneira resumida, um levantamento das principais políticas de incentivo adotadas internacionalmente e, em seguida, pondera-se acerca daquelas que teriam uma aplicação no Brasil no curto/médio prazo.

9.2.1 Levantamento geral

9.2.1.1 Políticas de Net Metering

Políticas de *net metering* permitem que o consumidor instale uma GD em sua unidade consumidora, podendo injetar energia elétrica na rede nos momentos em que seu consumo for inferior à geração e pagando, ao final do ciclo tarifário, apenas a diferença entre a energia gerada e a energia consumida. Esse modelo é atualmente adotado no Brasil sob o título de Sistema de Compensação de Energia Elétrica (Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012) e em outros 48 países, incluindo diversos estados dos Estados Unidos.



No caso de faturamento apenas pelo valor líquido entre a energia injetada e a energia consumida (*net metering* convencional), o benefício financeiro percebido pelo consumidor é o de que a energia gerada teria sido valorada a preço de varejo (podendo até incluir os impostos incidentes sobre essa energia). Contudo, em alguns locais a energia injetada é valorada a um preço mais baixo, podendo ser ele estimado, por exemplo, de acordo com o preço do *mix* de compra de energia pela distribuidora (preço de atacado) ou pelo custo evitado (preço de atacado somado a benefícios da GD referentes a perdas e a postergação de investimentos).

9.2.1.2 Tarifas Feed in

Nesse modelo, normalmente aplicado em países nos quais o mercado é totalmente liberalizado, o consumidor que instala GD recebe um valor em moeda corrente por kWh gerado. Esse valor, bem como o prazo pelo qual a compra é garantida, é estabelecido previamente pelo governo e varia dependendo da tecnologia, do tamanho dos sistemas e de sua localização. O valor pago pelo governo (subsidiado, portanto, pelos demais consumidores ou contribuintes) pode ser fixo ou variar conforme preço de mercado adicionado de um bônus (Feed in Premium). Tarifas Feed in são adotadas atualmente em mais de 70 países.

9.2.1.3 Quotas

Alguns países adotaram políticas que determinam a compra obrigatória de uma porcentagem da energia necessária para atendimento aos consumidores a partir de GD. Para comprovar que compraram a energia a partir das fontes incentivadas, as distribuidoras precisam apresentar ao governo certificados que elas adquirem dos geradores incentivados que, por sua vez, recebem, do governo, um certificado para cada MWh produzido. Assim, cria-se um mercado paralelo de certificados, permitindo que o gerador obtenha lucro tanto com a venda de energia elétrica quanto com a comercialização dos certificados.

No caso brasileiro, esse tipo de política poderia, por exemplo, ser utilizada para tecnologias de específicas como a geração de energia elétrica a partir de lixo em aterros sanitários, permitindo aliar a necessidade energética aos requisitos da Política Nacional de Resíduos Sólidos.

9.2.1.4 Redução de impostos

A redução de impostos tem, em geral, caráter de apoio secundário à GD. No entanto, em países nos quais a carga tributária é elevada, a mera isenção ou diminuição de impostos pode ser capaz de incentivar fortemente o desenvolvimento da GD. No caso da Finlândia, por exemplo, a redução fiscal foi,



até pouco tempo atrás, a principal forma de incentivo governamental à geração de menor porte a partir de fontes renováveis.

No Brasil, além de propostas para redução nos impostos de importação de equipamentos para geração de energia elétrica por meio de fontes incentivadas e para haver possibilidade de dedução no imposto de renda aos contribuintes que adquirirem GD, a questão tributária relativa ao ICMS e ao PIS/Cofins é decisiva em diversos locais para determinar a viabilidade de instalação de geração distribuída.

9.2.1.5 Financiamentos específicos

Uma das formas mais efetivas de suporte à GD – principalmente às tecnologias de geração que necessitam de um grande capital inicial, tal como a solar fotovoltaica – é a disponibilização de linhas de financiamento a juros mais baixos que os praticados amplamente pelo mercado ou, ainda, a juros subsidiados. Tão elevada é a importância dos financiamentos no desenvolvimento da GD que, em certos países, para contornar o eventual desinteresse de agências bancárias no financiamento desses projetos, os governos chegaram a criar bancos próprios destinados à cobertura dessa falha de mercado: os chamados green banks.

9.2.1.6 Demais políticas

Políticas adicionais de incentivo à GD podem ser criadas de diferentes formas, como pela facilitação dos procedimentos de conexão, simplificação do acesso à geração solar, divulgação das políticas existentes com ferramentas de marketing que incentivem a população a gerar a própria energia a partir de fontes renováveis etc. Alternativamente, podem ser criadas taxas pela emissão de gases de efeito estufa que acabam por tornar a GD mais competitiva pela adoção de ferramentas que internalizem custos relativos a externalidades atreladas à geração de grande porte a partir de combustíveis fósseis.

No caso brasileiro, cabe citar o Projeto de Lei do Senado nº 371/2015, que permite o uso de recursos do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço – FGTS na aquisição e na instalação de equipamentos destinados à geração própria de energia elétrica em residências. Outra possibilidade de incentivo à GD poderia se dar por meio da busca por soluções alternativas ao uso de combustíveis fósseis para sistemas isolados.

9.2.2 Políticas aplicáveis no curto/médio prazo

Para que determinadas políticas fossem implantadas no Brasil, seriam necessárias modificações profundas no modelo do setor elétrico nacional, com revisão da forma de operação do mercado, reformulação das competências das instituições e até a criação de organizações específicas para controle dos



processos. Por esse motivo, sua aplicação não se daria no curto ou médio prazo. Nesse sentido, optou-se, no presente relatório, em estudar os impactos das formas de incentivo à GD que possam ser aplicadas ao caso brasileiro com pequenas modificações em leis, decretos ou regulamentos, sem necessidade de reestruturações no setor. Essas políticas são apresentadas a seguir.

9.2.2.1 Políticas do tipo net metering

O *net metering* já é uma realidade no Brasil desde 2012, quando a ANEEL publicou a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 e batizou o modelo brasileiro de Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Nesse sistema, a energia excedente produzida pela micro ou minigeração distribuída pode ser utilizada em outras unidades consumidoras (obedecendo a certos critérios) na forma de créditos – não há troca de dinheiro, mas sim de energia elétrica (kWh). Esse tipo de troca, além de permitir redução nas faturas de energia elétrica e, conseqüentemente, ganhos financeiros ao consumidor, ainda possui a vantagem de não se caracterizar como comercialização, estando, portanto, sujeita a regras mais simples e à não incidência de alguns impostos federais e estaduais

Em outras palavras, no *net metering* brasileiro, cada unidade de energia injetada na rede equivale à mesma unidade de energia consumida, ou seja, a energia gerada se assemelha à energia consumida a preço de varejo, podendo incluir, no valor da geração, os impostos aplicáveis ao consumo.

Apesar de a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 já ter criado um cenário regulatório favorável à expansão da micro e minigeração distribuída, essa norma foi revista no final de 2015 (pela Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015), objetivando reduzir ainda mais as barreiras à geração de pequeno porte a partir de fontes renováveis. De acordo com as novas regras, o consumidor tem a possibilidade de utilizar os créditos de energia gerados em outras unidades consumidoras previamente cadastradas dentro da mesma área de concessão e caracterizadas como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios).

Essas iniciativas da Agência levaram à instalação de mais de 2.600 sistemas de micro e minigeração distribuída nos últimos anos e, com as modificações já em vigor, a ANEEL estima que haveria mais de 1,2 milhão de unidades consumidoras com geração própria até o final de 2024.

Contudo, para estimular ainda mais o crescimento da micro e minigeração distribuída no Brasil e se atingir o objetivo estipulado pelo ProGD (de 2,7 milhões de unidades com GD até 2030), algumas políticas de incentivo podem ser cruciais. Nesse aspecto, destacam-se duas formas de suporte à geração distribuída a partir de fontes renováveis: a isenção de impostos sobre a



energia injetada na rede e a criação de linhas de financiamento específicas para aquisição e instalação desses sistemas.

Impostos

Aplicam-se ao consumo de energia elétrica o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS, de atribuição estadual, e as Contribuições para o PIS/Pasep e para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS, ambas de cunho federal.

No que tange às alíquotas de PIS e Cofins no caso do Sistema de Compensação, a Lei nº 13.169, em seu art. 8º, reduziu a zero as alíquotas incidentes sobre a energia injetada na rede pelos micro e minigeradores nos casos de produção no local de consumo ou de produção em outra unidade consumidora de mesma titularidade. O texto da Lei, em interpretação inicial, **não** seria aplicável aos casos de condomínios e de geração compartilhada acrescentados recentemente à Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012.

Acerca do ICMS, o Confaz estabeleceu que o imposto incidiria sobre toda a energia consumida da rede, não se abatendo a energia injetada pela micro ou minigeração distribuída. Todavia, em resposta a diversas pressões de grupos de apoio à GD, a Instituição publicou o Convênio ICMS nº 16, de 22/04/2015, que autoriza alguns estados a cobrarem ICMS apenas sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede pelos consumidores.

Assim como no caso do PIS/Cofins, o Convênio ICMS nº 16/2015 **não** seria aplicável, numa primeira leitura, aos casos de geração em condomínios e de geração compartilhada.

Dada a relevância desse incentivo para o desenvolvimento da GD no país, o impacto da incidência dos impostos sobre o tempo de retorno dos investimentos será analisado na seção 9.3, objetivando quantificar a real importância desse tipo de política para que sejam alcançados os objetivos do ProGD.

Financiamento

Mais de 90% dos sistemas de micro e minigeração distribuída atualmente instalados são baseados em energia solar fotovoltaica. Esse tipo de geração tem um custo de capital inicial elevado, fazendo com que a existência de políticas de financiamento seja de notável importância para que consumidores de classe média tenham acesso a essa tecnologia.

De acordo com informações do Instituto Ideal, há duas linhas de financiamento aplicáveis à compra de painéis solares fotovoltaicos por pessoas físicas: BB Crédito Material de Construção, do Banco do Brasil, e Construcard, da Caixa Econômica Federal. A primeira possui uma taxa de juros mensal que



varia entre 1,61% e 2,10% e um prazo máximo de financiamento de apenas 60 meses. A linha da Caixa, mais atrativa, possui taxas de juros de 1,50% a 1,75% a.m. mais TR e pode ser financiada em até 96 meses. Esses financiamentos representam taxas de juros anuais da ordem de 24%, dificultando o acesso ao capital necessário ao investimento em GD.

Com o objetivo de avaliar o impacto dos financiamentos no tempo de retorno de investimentos em GD, a seção 9.3 apresentará uma simulação de qual seria o impacto da adoção de uma linha específica de financiamento com taxa da ordem de 12% a.a. e cerca de 120 meses para amortização da dívida e compará-lo com o *payback* verificado quando da utilização das taxas existentes no mercado.

9.2.2.2 Políticas de comercialização

A possibilidade de comercialização da energia por geradores distribuídos já é uma realidade por meio de seu enquadramento como autoprodutor ou como produtor independente de energia elétrica. Contudo, políticas que reduzam barreiras a essa comercialização podem trazer benefícios que permitam que o mercado se desenvolva de maneira mais acelerada.

Para avaliação do formato dessas políticas, foram considerados os dados referentes ao projeto piloto de geração de energia solar nos condomínios Praia do Rodeadouro e Morada do Salitre no município de Juazeiro-BA, implantado pela Brasil Solair e autorizado pela ANEEL por meio da Resolução Autorizativa ANEEL nº 4.385/2013.

Sobre o caso básico de comercialização, foram avaliadas as influências da inserção de: (i) uma política de isenção de impostos (PIS/Cofins) e (ii) uma linha de financiamento específica, nos moldes daquela utilizada na análise do net metering.

9.2.2.3 Políticas específicas - Baixa Renda

Além das políticas de *net metering* e de comercialização, este relatório trata também de duas políticas para segmentos específicos: uma aplicável a consumidores enquadrados na subclasse baixa renda (que fazem jus ao desconto da Tarifa Social) e outra relativa a universidades, hospitais e prédios públicos.

No que tange aos consumidores de baixa renda, o relatório analisa a influência da existência de uma política que permita que consumidores que façam jus ao desconto da Tarifa Social possam escolher entre continuar com o benefício ou receberem um sistema solar fotovoltaico. Estudam-se os casos nos quais essa opção seria mais vantajosa ao consumidor e os impactos que elas trariam para a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE caso os recursos para a compra dos painéis sejam arcados por meio dessa conta.



9.2.2.4 Políticas específicas - Universidades, hospitais e prédios públicos

Por fim, o relatório avalia a possibilidade de utilização dos recursos do Programa de Eficiência Energética – PEE para instalação de geração distribuída em unidades consumidoras, associada a ações de eficiência.

9.3 ESTIMATIVA DA ATRATIVIDADE DE CADA POLÍTICA

Depois de delineadas as políticas aplicáveis, a atratividade de cada política é medida por meio do impacto que ela teria na redução do *payback* dos investimentos em GD. Assim sendo, para cada uma das políticas mapeadas na atividade anterior, foram realizadas estimativas do quanto essas formas de incentivo diminuem no tempo de retorno de investimento de GD.

Essa análise permite identificar quais políticas têm maior poder de acelerar o desenvolvimento da GD, tendo em vista que, de maneira geral, quanto maior o impacto de determinada política na redução do tempo de retorno da GD, maior seria sua potencial eficácia e, portanto, mais atenção deve ser dada a essa política.

Para realização dos estudos, optou-se por utilizar a fonte de geração que tem maior representatividade no total de sistemas instalados atualmente no âmbito do Sistema de Compensação de Energia Elétrica: solar fotovoltaica. Tendo em vista que sistemas de tamanhos diferentes apresentam características distintas (desde o preço até a forma de conexão e operação), optou-se por dividir os cálculos em dois tipos de sistemas: de 2 kWp (microgeração – pequeno porte) ou de 2 MWp (minigeração – médio porte). A aplicabilidade de cada política a esses tamanhos de sistemas é mostrada abaixo:

- Pequeno porte:
 - *Net metering* – impostos e financiamento
 - Baixa renda

- Médio porte:
 - *Net metering* na modalidade consumo próprio – impostos e financiamento
 - *Net metering* na modalidade geração compartilhada – impostos e financiamento
 - Comercialização – impostos e financiamento
 - Universidades e prédios públicos



9.3.1 Sistemas de Pequeno Porte (solar fotovoltaico de 2 kWp)

Os dados de entrada utilizados para realização das simulações são descritos na **Tabela 30**.

Tabela 30 – Dados utilizados nas simulações

Dados Gerais		
Diminuição anual da energia gerada	0,5%	
Troca do Inversor no ano 15 (% custo do sistema)	20,0%	
<i>Performance Ratio</i>	0,8	
Taxa de desconto	0,50% a.m.	6,17% a.a.
Net Metering Pequeno		
Potência do Sistema Pequeno	2 kW	
Custo do Sistema Pequeno	R\$ 8.000,00/kW	
Custo do Sistema Pequeno com troca do inversor	R\$ 8.651,97/kW	
Empréstimo comum - juros	1,80% a.m.	23,87% a.a.
Empréstimo comum - prazo	96 meses	
Financiamento específico - juros	0,95% a.m.	12,00% a.a.
Financiamento específico - prazo	120 meses	
Baixa Renda		
Potência do Sistema Pequeno	0,5 kW	
Custo do Sistema Pequeno	R\$ 8.000,00/kW	

Para fins de quantificação do tempo de retorno dos investimentos, consideraram-se as seguintes hipóteses:

- A irradiação solar foi obtida de dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE disponibilizados em <http://maps.nrel.gov/swera>;
- Os valores de irradiação solar utilizados para cada distribuidora são aqueles referentes à irradiação média anual verificada na capital do estado no qual a distribuidora atua;
- As alíquotas de PIS/Cofins e de ICMS adotadas neste trabalho foram as mesmas utilizadas na Análise de Impacto Regulatório – AIR de revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012;
- A energia média gerada anualmente foi calculada de acordo com os dados de irradiação local, considerando-se 365 dias no ano, potência de pico pré-estabelecida (2 kW), eficiência do sistema (performance ratio: 0,8) e diminuição anual da energia gerada devido à degradação dos painéis (0,5%);
- Considerou-se uma vida útil de 25 anos para o sistema como um todo, com necessidade de troca do inversor no ano 15 e valor residual nulo após o término da vida útil;
- As quantias foram trazidas a valor presente utilizando-se uma taxa de desconto de 6,17% a.a.



- O cálculo do tempo de retorno dos investimentos considera que o aumento anual nas tarifas de energia elétrica ao longo da vida útil do sistema é equivalente à inflação anual nesse período.

Os resultados dos cálculos de *payback* para um sistema de 2 kWp no âmbito do *net metering* são apresentados a seguir.

9.3.1.1 Net metering – impostos e financiamento

Foram calculados os tempos de retorno dos investimentos em um sistema solar fotovoltaico de 2 kW para todas as distribuidoras do país, considerando-se que a instalação da microgeração é realizada em unidades consumidoras residenciais (tarifa B1) sem desconto de baixa renda.

Impostos:

Os resultados do tempo de retorno do investimento para o caso de instalação de um sistema de 2 kW em unidades residenciais em cada uma das 63 distribuidoras do país com e sem a incidência de impostos sobre a energia gerada são mostrados na **Figura 36**.

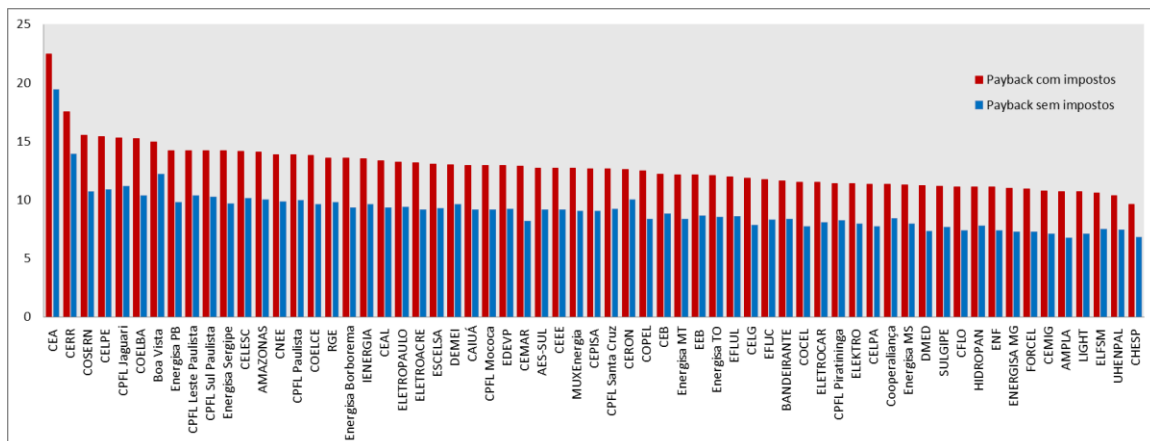


Figura 36 – Tempo de retorno dos investimentos em GD de 2 kWp para cada distribuidora

O impacto médio no tempo de retorno dos investimentos da isenção de cobrança de ICMS e de PIS/Cofins sobre a energia gerada por microgeradores (incidindo-os somente sobre a diferença entre consumo e geração) é mostrado na **Tabela 31**.

Tabela 31 – Tempo de retorno médio do investimento em GD de 2 kWp

Cenário Simulado	Payback médio
<i>Net Metering</i> normal	12,78 anos
Sem impostos (ICMS e PIS/Cofins)	9,07 anos



Nota-se que a simples modificação na forma de cobrança dos impostos incidentes sobre energia elétrica impactaria em uma redução do tempo de retorno em mais de 3,7 anos, que representa, nesse caso, mais de 29% do *payback* original.

Financiamento:

Nos cálculos apresentados acima, considerou-se que o consumidor possuía o capital necessário para realizar o investimento e, portanto, não é utilizada nenhuma forma de financiamento. Contudo, dada a necessidade elevada de capital inicial em projetos de geração solar fotovoltaica, imagina-se que os consumidores precisarão recorrer a um financiamento para compra e instalação do sistema.

Para simular essa situação, considerou-se que o empréstimo seria realizado no montante total do capital necessário à instalação da micro ou minigeração distribuída de 2 kWp. O cálculo dos pagamentos mensais foi então primeiramente realizado considerando-se uma taxa atualmente existente no mercado⁵⁰ (Empréstimo normal com impostos). Em seguida, esses pagamentos anuais são trazidos para valor presente por meio da utilização da taxa de desconto previamente definida (0,5% a.m.). O *payback* é então calculado para esse caso e obtém-se um valor de 21,36 anos para que o investimento se pague quando há incidência de impostos sobre a energia gerada, caindo para 15,16 anos no caso de o ICMS e o PIS/Cofins incidirem somente sobre a diferença entre consumo e geração.

Num segundo momento é realizado o mesmo procedimento, considerando-se, no entanto, taxas mais atrativas de financiamento (12% a.a. pelo prazo de 120 meses). O *payback* para esse cenário de “Linha de financiamento específica” é calculado seguindo as mesmas premissas adotadas para o caso de “Empréstimo normal” e verifica-se uma redução dos 15,16 anos para 11,43 anos. Os resultados são esquematizados na **Figura 37**.

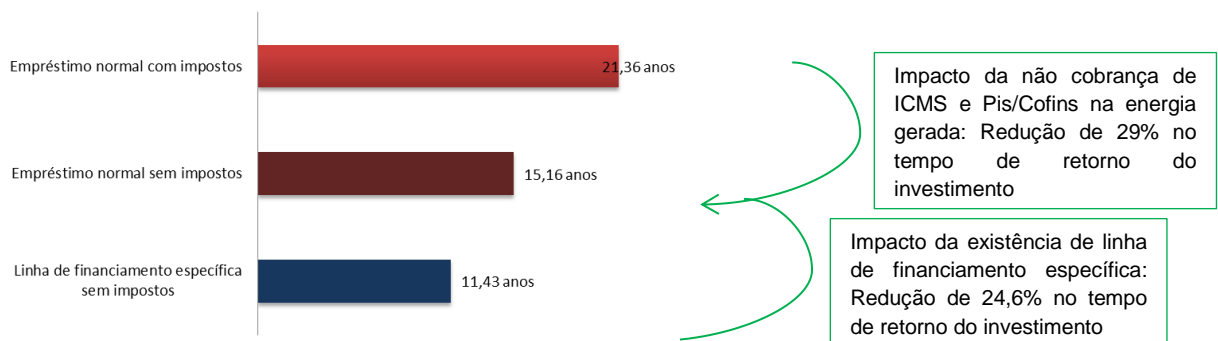


Figura 37 – Tempo de retorno médio do investimento em GD

⁵⁰ Linha Construcard da Caixa Econômica Federal: taxas entre 1,50% e 1,75% a.m. + TR pelo prazo de 96 meses. Optou-se por adotar uma taxa média de 1,60% a.m. + TR = 0,2% a.m, totalizando 1,80% a.m.



Da figura, é possível notar, pelas duas primeiras simulações, que a isenção dos impostos sobre a energia gerada (incidindo ICMS e PIS/Cofins apenas sobre a diferença entre o consumo e a geração) tem impacto relevante sobre o *payback*: mais de 29% de redução. De maneira semelhante, a linha de financiamento específica reduz o tempo de retorno médio em 24,6%. Percebe-se, dessa simulação, que essas duas políticas de incentivo têm efeito quase equivalente no desenvolvimento da GD e devem ser objeto de criteriosa consideração pelo tomador de decisão.

9.3.1.2 Política específica – baixa renda

O Projeto de Lei do Senado nº 224/2015, com as alterações propostas no substitutivo apresentado pela Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal, permite ao consumidor que se enquadra nos critérios para usufruto da Tarifa Social de Energia Elétrica (baixa renda) possa escolher entre a instalação de um conjunto de painéis solares fotovoltaicos ou a permanência como consumidor de baixa renda.

A ideia de se substituir o benefício da Tarifa Social pela compra e instalação de painéis solares, numa primeira análise, parece ser positiva pois implica na troca de uma política que é meramente uma transferência de renda por uma outra que gera maior movimentação da economia, criação de empregos e desenvolvimento da indústria. Todavia, o sucesso dessa política só acontecerá caso ela seja atrativa para o consumidor de baixa renda. Caso contrário, dados os riscos envolvidos na instalação de painéis solares em sua residência (quebra dos painéis, mau funcionamento do sistema, furtos etc.), o consumidor tenderia a permanecer com o benefício da Tarifa Social.

Além disso, o Projeto de Lei não especifica a potência total do sistema que seria instalado. Quanto maior a potência, maior seria o benefício ao consumidor, dependendo do consumo na residência. Por outro lado, os custos de aquisição e de instalação, a serem arcados pelos demais consumidores ou contribuintes, seriam também mais elevados.

Para calcular o impacto, para o consumidor, da opção de recebimento de painéis solares em troca da perda do desconto da Tarifa Social foram adotadas as seguintes premissas:

- O sistema é comprado e instalado com recursos públicos, contudo sua manutenção (incluindo o custo de reposição do inversor depois de 15 anos) é de responsabilidade do próprio consumidor;
- Caso o consumidor optasse por continuar usufruindo do benefício da Tarifa Social, considera-se que ele continuaria recebendo o desconto ao longo dos 25 anos de análise;
- O custo do sistema e demais hipóteses são semelhantes àqueles descritos no item anterior.



Os resultados dos cálculos da economia anual na fatura de energia elétrica percebida pelo consumidor quando opta por receber um sistema solar fotovoltaico de 0,50 kWp e perder o benefício de baixa renda são apresentados na **Tabela 32**.

Tabela 32 – Baixa renda - troca do benefício pela instalação de GD Solar Fotovoltaica de 0,50 kWp

Consumo mensal	Econ. Consumidor
50 kWh	-R\$ 60,27
100 kWh	R\$ 110,14
200 kWh	R\$ 29,77
300 kWh	R\$ 13,70
400 kWh	R\$ 13,70

Esses benefícios, além de variarem em função do consumo médio mensal, alteram-se em conformidade com o tamanho do sistema instalado. A **Figura 38** apresenta os resultados das simulações para diferentes níveis de consumo mensal e instalação do sistema fotovoltaico em potências distintas.

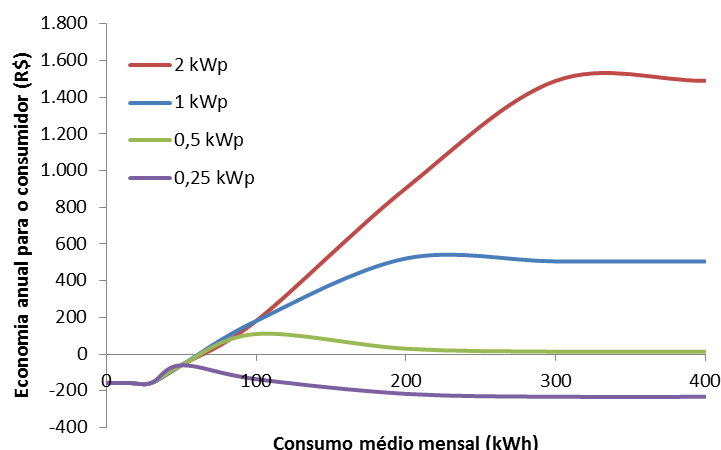


Figura 38 – Economia média anual para o consumidor no caso de troca do benefício da Tarifa Social pela instalação de GD

Em 2015, o consumo médio dos consumidores enquadrados na subclasse residencial baixa renda foi de 120,19 kWh/mês. Para essa faixa de consumo, a instalação de qualquer sistema com potência igual ou superior a 0,5 kWp seria vantajosa para o consumidor (valeria mais a pena optar pelo recebimento dos painéis do que pela continuidade do recebimento do benefício da Tarifa Social).

Consumidores que possuem um consumo médio mensal de 100 kWh pagariam em média, com o benefício da Tarifa Social, uma fatura de cerca de R\$ 35,16 por mês. Esse valor seria reduzido para algo em torno de R\$ 25,98



com a instalação geração distribuída solar fotovoltaica de potência equivalente a 0,5 kWp. Na média, a economia anual desses consumidores seria de R\$ 110,14. Esse valor pode chegar a mais de R\$ 160,00/ano, dependendo da região onde se localiza a unidade consumidora, tendo em vista que essa economia varia de acordo as diferenças tarifárias entre as distribuidoras, as diferenças nas alíquotas de ICMS nos estados e a diferença na irradiação solar local.

Os valores de economia anual para instalação de 0,5 kWp em unidade consumidora que possua consumo médio mensal de cerca de 100 kWh para cada distribuidora do país é apresentado na **Figura 39**.

Cumprir destacar que a instalação de um sistema de potência superior a 0,5 kWp traria maiores benefícios aos consumidores. Contudo, os custos desse sistema seriam consideravelmente superiores, de modo que essa troca pode não ser vantajosa para os demais consumidores/contribuintes que teriam que arcar com seus custos adicionais. A análise do impacto dessa política na CDE (e, conseqüentemente, nas tarifas dos demais consumidores) é mostrada no capítulo de impactos tarifários deste relatório.

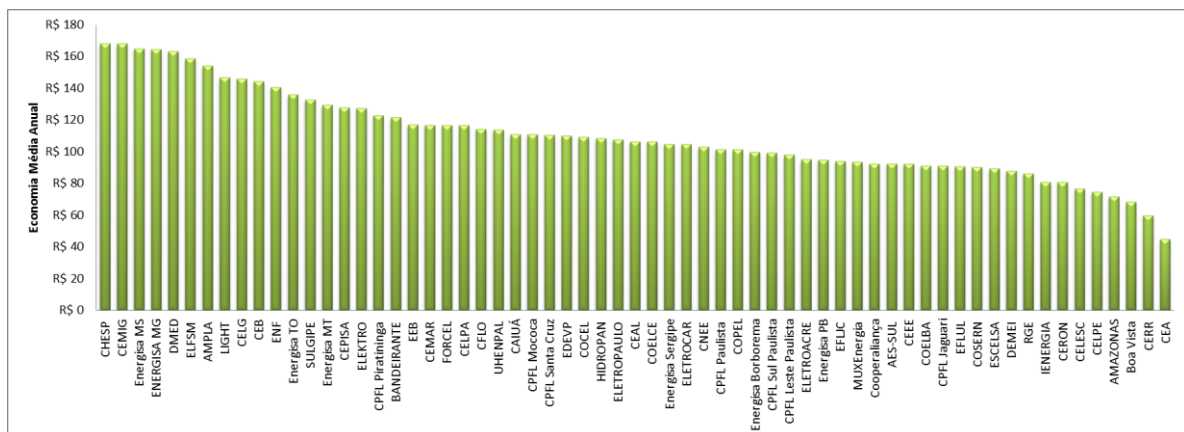


Figura 39 – Economia média anual para por distribuidora no caso de troca do benefício da Tarifa Social pela instalação de GD para um consumidor com consumo médio mensal de 100 kWh



9.3.2 Sistemas de Médio Porte (Solar Fotovoltaico de 2 MWp)

A **Tabela 33** resume os dados de entrada utilizados para realização das simulações para cálculo do *payback* de sistemas solares de 2 MWp sob diferentes políticas de incentivo.

Tabela 33 – Dados utilizados nas simulações

Net metering Médio		
Potência do Sistema Médio	2000 kW	
Custo do Sistema Médio	R\$ 6.000,00/kW	
Custo do Sistema Pequeno com troca do inversor	R\$ 6.488,98/kW	
Empréstimo comum - juros	1,80% a.m.	23,87% a.a.
Empréstimo comum - prazo	96 meses	
Financiamento específico - juros	0,95% a.m.	12,00% a.a.
Financiamento específico - prazo	120 meses	
Comercialização		
Percentual Desconto TUSD	80%	
Preço de venda	R\$ 288,00/MWh	
Preço de venda final (considerando o desconto na TUSD do consumidor)	R\$ 293,69/MWh	
Custo do sistema de medição	2,3%	
Custo de conexão	8,4%	
Encargos CCEE	R\$ 37.337,63/ano	
Operação	R\$ 89.142,86/ano	
Alíquota PIS/Cofins - venda	9,25%	
Universidades e Prédios Públicos		
Taxa de recuperação do capital	0,64% a.m.	8,00% a.a.

Para o caso da comercialização, os custos do sistema de medição, custos de conexão, encargos CCEE e custos de operação foram obtidos com base nos valores apresentados pela Brasil Solair no relatório de acompanhamento de implantação do sistema solar fotovoltaico nos condomínios Praia do Rodeadouro e Morada do Salitre em Juazeiro-BA.

Os valores dos custos do sistema de medição e de conexão foram determinados com base em porcentagem do custo total de equipamentos e instalação. Já os custos de operação e encargos CCEE foram apenas proporcionalizados pela potência do sistema (a potência total do sistema implantado pela Brasil Solair é ligeiramente superior à potência adotada para fins de simulações neste trabalho).

9.3.2.1 Net metering no modelo de geração compartilhada – impostos e financiamento

Neste cenário, foram calculadas as viabilidades de instalação de um sistema em uma unidade consumidora específica na qual será instalada apenas a geração (sem consumo próprio), com pagamento de demanda contratada



equivalente à potência instalada (2.000 kW). A unidade com GD é considerada como conectada em tensão A4, tarifa Azul, fora ponta (admitindo-se que a geração solar nunca aconteceria no horário de ponta). Os créditos gerados serão utilizados para abater a fatura de diversas unidades consumidoras residenciais do Grupo B (Tarifa B1) nos moldes de uma geração compartilhada de que trata a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. Foi também considerado que a diferença entre o consumo local de cada unidade consumidora que recebe os créditos e a quantidade de créditos atribuída a ela nunca seria menor que o custo de disponibilidade da unidade.

Os tempos de retorno calculados quando da aplicação dessa configuração com e sem a incidência de impostos sobre a energia gerada são apresentados na **Figura 40**.

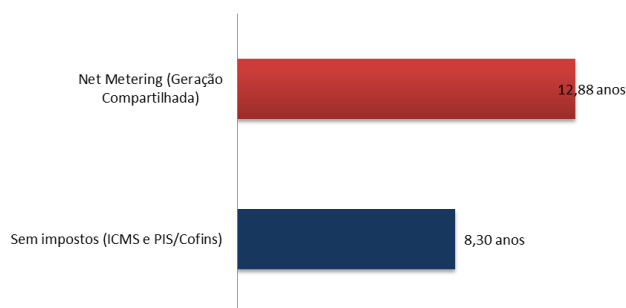


Figura 40 – Tempo de retorno médio do investimento em GD no modelo de net metering com geração compartilhada – sem necessidade de financiamento

Nas análises apresentadas na **Figura 40**, considerou-se que o consumidor teria o capital necessário para investimento e que, portanto, não precisaria tomar dinheiro emprestado para financiamento de seu negócio. Contudo, para verificar corretamente o efeito da utilização de linhas de financiamento e mercado, bem como a adoção de uma linha específica (a juros de 12% a.a.), os cálculos foram refeitos, obtendo-se os valores mostrados na **Figura 41**.

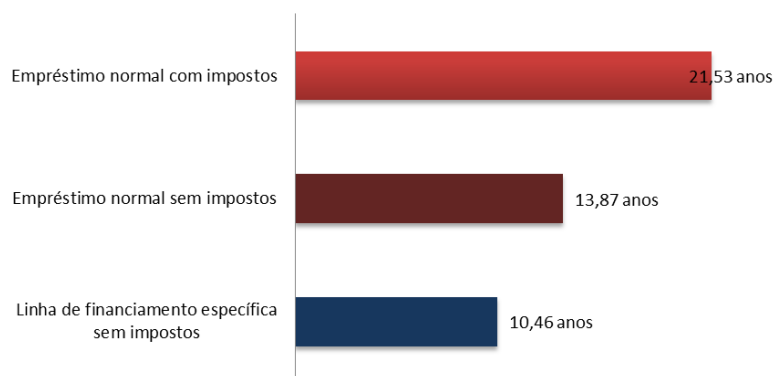


Figura 41 – Tempo de retorno médio do investimento em GD no modelo de net metering com geração compartilhada – com necessidade de financiamento



Nota-se que a exclusão dos impostos sobre a energia gerada leva a uma redução no *payback* de 21,53 anos para 13,87 e se, somada a essa isenção de impostos, houvesse uma linha de financiamento específica, o tempo de retorno cairia ainda mais: para 10,46 anos. Em algumas regiões – como, por exemplo, no caso da Cemig, da Ampla e da Light – o tempo de retorno para essa configuração é inferior a 8 anos. Tendo em vista que a vida útil desse tipo de equipamento é de 25 anos, os resultados mostram que a instalação de GD nos moldes do Sistema de Compensação, associado a políticas de incentivo tributário e linhas de financiamento específicas, seria um investimento economicamente atrativo.

9.3.2.2 Net metering no modelo de consumo local – impostos e financiamento

Um sistema de 2MW pode ser utilizado no Sistema de Compensação de diversas formas diferentes. No item anterior foi analisada a viabilidade de instalação desse sistema sob a forma de Geração Compartilhada. Neste item, são apresentados os cálculos considerando-se que a mesma minigeração (potência instalada de 2 MW) seria instalada em uma unidade consumidora pré-existente, com demanda contratada maior ou igual a 2.000 kW (não haveria cobrança de demanda adicional devido à GD). Essa unidade foi considerada como sendo do grupo A, subgrupo A4, tarifa horossazonal azul, geração fora de ponta e consumo superior à quantidade gerada nesse posto tarifário.

Considera-se o caso no qual o *payback* seria o maior possível com a cobrança de impostos: quando a geração e o consumo locais se derem em momentos completamente distintos. Caso a geração e o consumo se dessem parcialmente no mesmo momento, o tempo de retorno seria menor que o aqui apresentado.

O resultado das simulações para o caso de o consumidor não precisar recorrer a um financiamento para aquisição e instalação do sistema é apresentado na **Figura 42**.

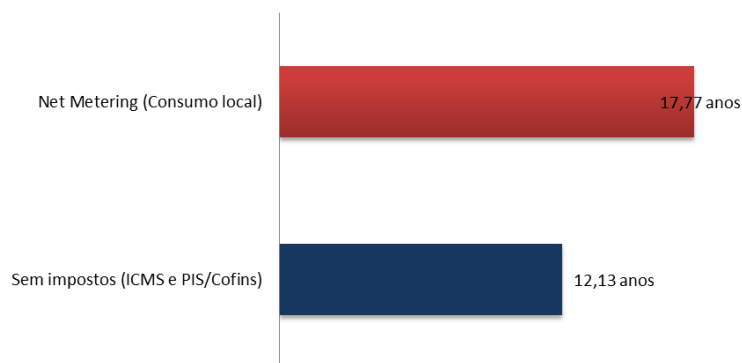


Figura 42 – Tempo de retorno médio do investimento em GD no modelo de net metering para uso local – sem necessidade de financiamento



O tempo de retorno médio mostrado na **Figura 42** é maior que aquele calculado para o caso da geração compartilhada, mas continua sendo consideravelmente menor que a vida útil do sistema.

Para o caso de o consumidor ter que pegar um empréstimo, os *paybacks* são aqueles revelados na **Figura 43**.

Nota-se, mais uma vez, o papel crucial das políticas de cobrança de impostos somente sobre a diferença entre a energia consumida e a injetada (redução do tempo de retorno em 9,43 anos) e de utilização de uma linha de financiamento de 12% a.a. (redução no *payback* em mais 5,98 anos).

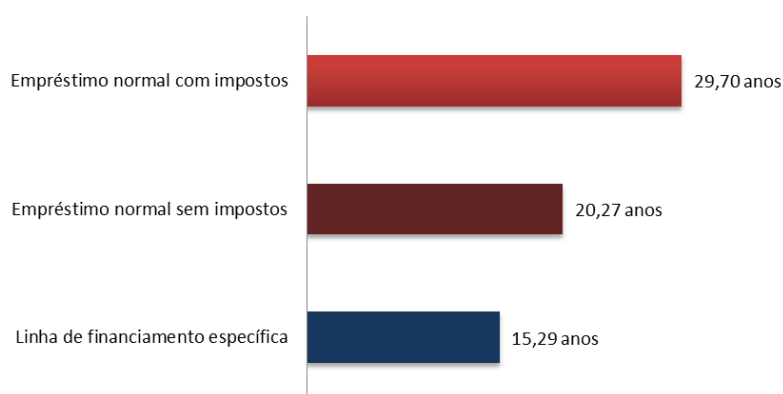


Figura 43 – Tempo de retorno médio do investimento em GD no modelo de net metering para uso local – com necessidade de financiamento

9.3.2.3 Comercialização – impostos e financiamento

Para o caso de utilização do mesmo sistema de 2 MW em um modelo de comercialização semelhante àquele do projeto piloto da Brasil Solair (considerando-se, no entanto, os mesmos custos de aquisição do sistema fotovoltaico utilizados para os casos anteriores), o tempo de retorno aumenta consideravelmente, como demonstrado na **Figura 44**.

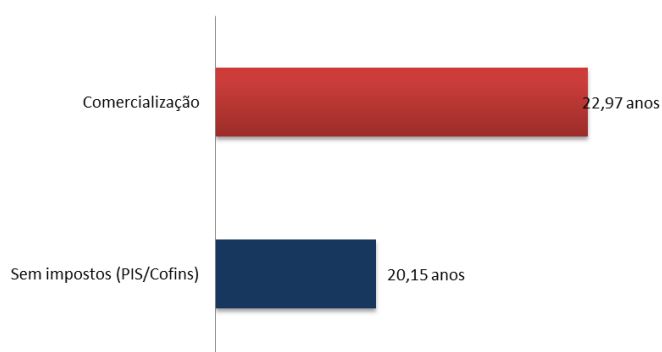


Figura 44 – Tempo de retorno médio do investimento em GD no modelo de comercialização – sem necessidade de financiamento



Nota-se aqui que a isenção dos impostos causa um efeito bem menor que aquele registrado no caso do *net metering*. Isso acontece porque, para a comercialização, já foi considerado que o ICMS não seria cobrado sobre a energia gerada e, portanto, o incentivo adicional seria aplicável somente ao PIS/Cofins.

Os cálculos que levaram à obtenção do tempo de retorno demonstrado na **Figura 44** não levam em conta a eventual necessidade do consumidor de recorrer a um empréstimo. Caso haja a utilização de financiamentos por meio de linhas existente no mercado e de linha específica, o resultado seria aquele apresentado na **Figura 45**.

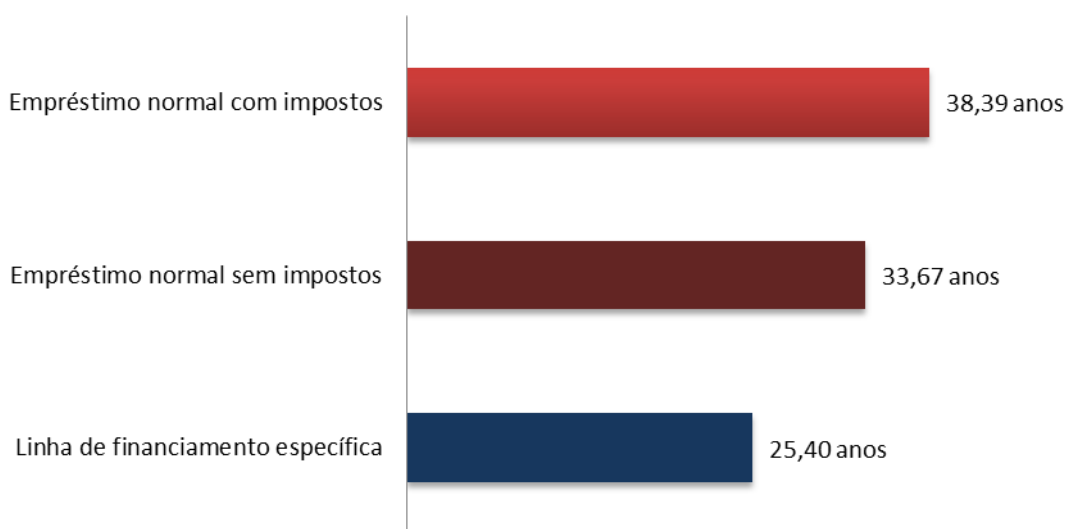


Figura 45 – Tempo de retorno médio do investimento em GD no modelo de comercialização – com necessidade de financiamento

É importante notar que o tempo de retorno do investimento não é menor que sua vida útil em nenhum dos casos (mesmo com a isenção do PIS/Cofins e com a linha de financiamento a 12% a.a.). Isso mostra que esse sistema não seria viável economicamente mesmo depois de implementadas essas medidas. Ressalta-se, contudo, que os dados do gráfico são referentes aos *payback* médios de empreendimentos em todas as áreas de concessão do país. Em alguns casos específicos, dependendo da irradiação solar e das tarifas locais, a comercialização da energia desse empreendimento seria viável – na área de concessão da Energisa Mato Grosso do Sul, por exemplo, o tempo de retorno seria em torno de 22,3 anos (com isenção de impostos e linha de financiamento específica).



Comparação

Uma análise comparativa das políticas de isenção de impostos e de aplicação de linhas de financiamento específicas para as três diferentes configurações do sistema (*net metering* geração compartilha, *net metering* consumo local e comercialização) é mostrada na **Figura 46**.

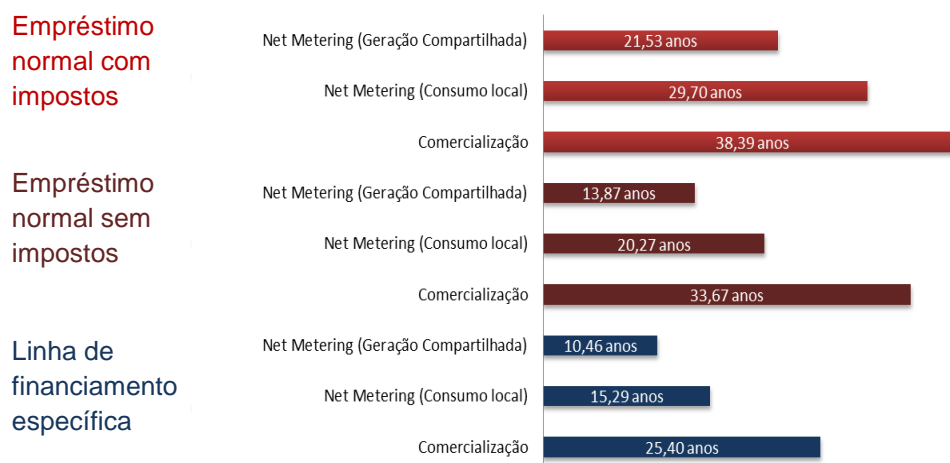


Figura 46 – Tempo de retorno médio do investimento em GD sob diferentes políticas de incentivo

Nota-se o grande potencial de redução do *payback* causado tanto pela redução dos impostos quanto pela criação de linha de financiamento específica. Além disso, é possível perceber que as políticas de *net metering* são consideravelmente mais atrativas economicamente que a comercialização.

Com o objetivo de verificar a robustez desses resultados, foi realizada uma análise de sensibilidade para determinar quais as consequências de variações nos dados utilizados para simulação.

Análise de Sensibilidade

Primeiramente, considerou-se um caso no qual o comercializador consiga vender a energia gerada pela central solar fotovoltaica de 2 MWp a um preço de R\$400/MWh ao longo de toda a vida útil do sistema (considerando-se que o aumento anual no preço de venda seria equivalente à inflação no período).

Os resultados dessa modificação no preço de venda são apresentados na **Figura 47**.

Percebe-se que, mesmo nesse cenário bastante otimista no qual a venda se daria de forma constante a um preço próximo do máximo do PLD, o tempo de retorno de um investimento dessa natureza, para o caso no qual haja uma linha de financiamento específica e a isenção de impostos sobre a geração, seria ainda assim superior ao *payback* de um modelo de *net metering* (17,67 anos no caso de comercialização contra 15,29 anos caso o mesmo sistema fosse



instalado sob uma política de *net metering* para consumo local e 10,46 anos para a hipótese de adoção de um modelo de geração compartilhada no qual toda a energia gerada seria utilizada para compensar o consumo de diversas unidades consumidoras residenciais atendidas em baixa tensão).

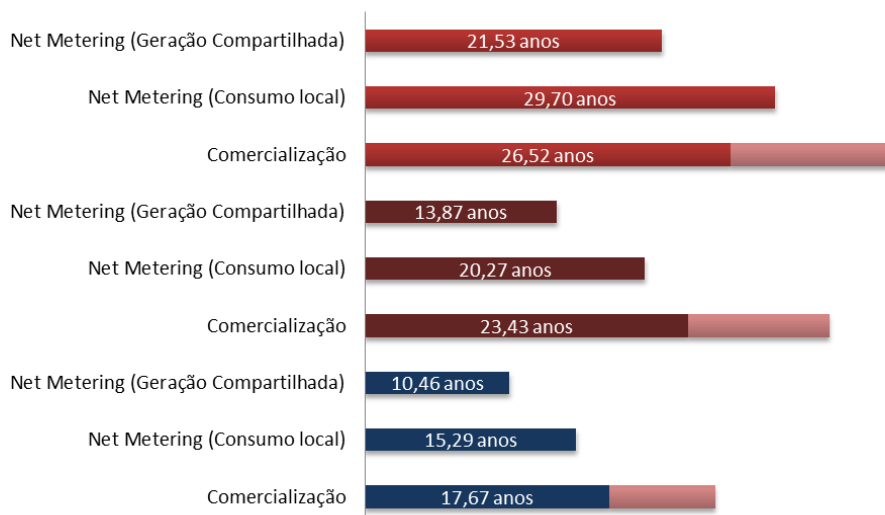
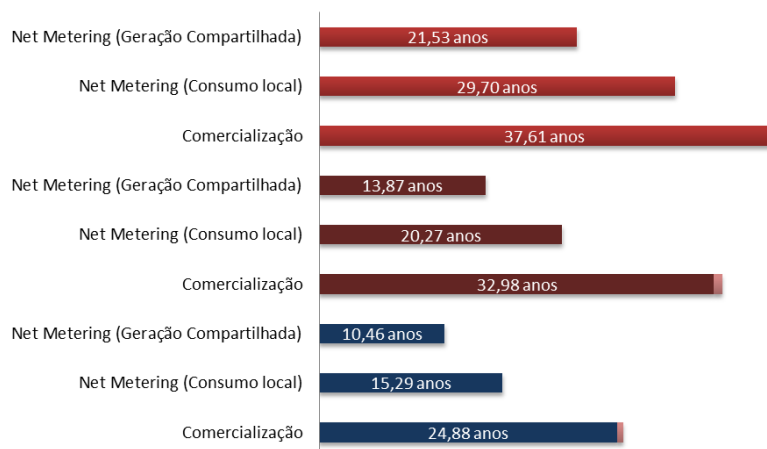


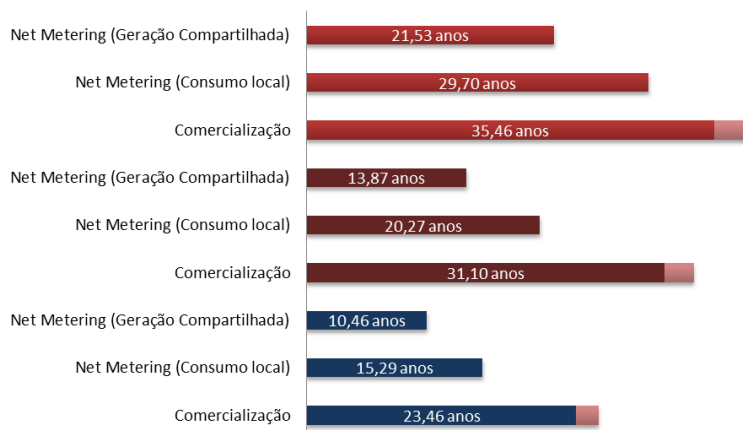
Figura 47 – Variação no tempo de retorno do investimento em GD em razão da modificação no valor de venda

Alguns custos enfrentados para comercialização da energia podem impactar no tempo de retorno dos investimentos. Em particular, destacam-se os custos de medição, de conexão e de encargos junto à CCEE.

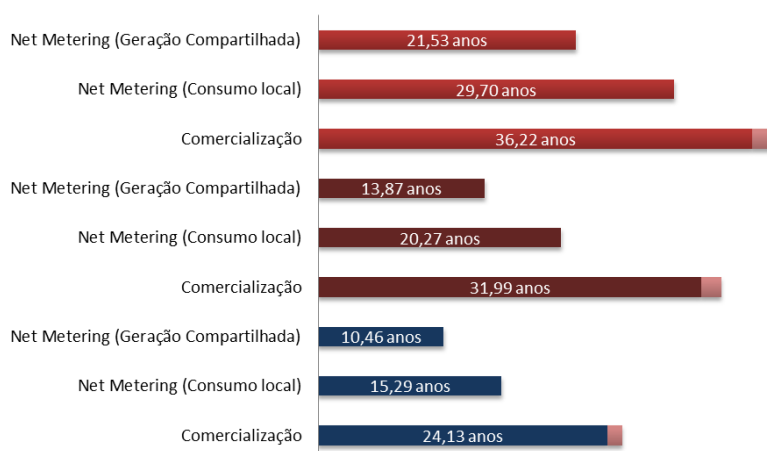
Para avaliar o real impacto desses aspectos, realizou-se uma simulação zerando, separadamente, cada um desses três custos. Os resultados são mostrados na **Figura 48**.



(a) Impactos de se zerar os custos de medição



(b) Impactos de zerar os custos de conexão



(c) Impactos de zerar os custos de encargos com a CCEE

Figura 48 – Variação no tempo de retorno do investimento em GD em razão de modificações nos custos de medição, conexão e encargos

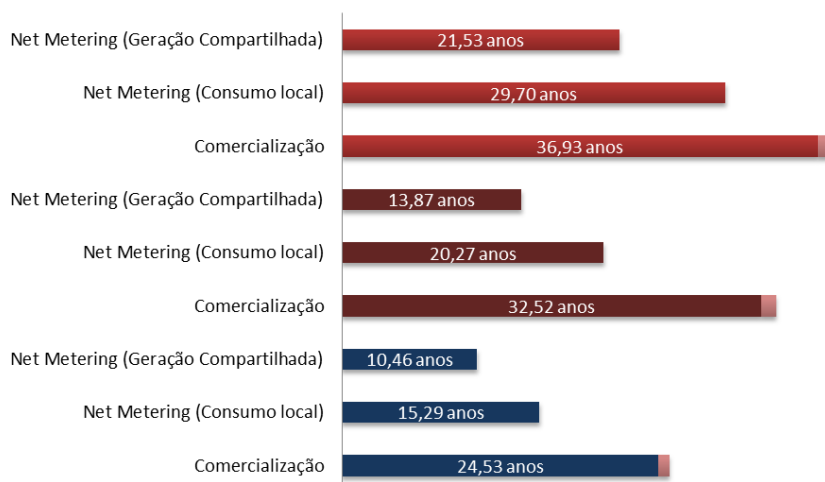
Nota-se que o impacto de se anular os custos com medição, conexão e encargos é pequeno. O tempo de retorno para o caso de comercialização com financiamento específico e isenção de impostos que era de 25,4 anos reduz-se para 24,88 anos quando todos os custos com medição são reduzidos a zero, para 23,46 anos quando se anula os custos com conexão e para 24,13 anos caso o minigerador ficasse isento dos encargos com a CCEE. Essa análise mostra que a adoção de políticas no sentido de se reduzir algum desses custos deve se dar somente caso os custos envolvidos com a mudança na regulamentação sejam muito baixos, tendo em vista que o benefício que elas trazem aos geradores distribuídos é bastante limitado.

Outro aspecto relevante da comercialização de energia elétrica é o desconto nas tarifas de uso a que faz jus o gerador incentivado e o consumidor que adquire energia desse gerador. Nesse cenário, além do benefício direto que o gerador tem (pelo pagamento reduzido pelo uso das redes), ele também perceberia um benefício indireto: o consumidor que compra a energia

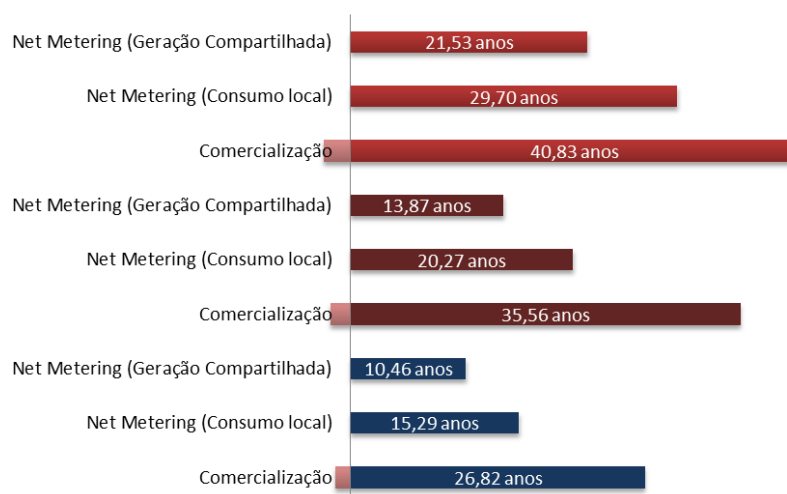


incentivada estaria disposto a pagar um valor a mais por essa energia devido ao desconto que ele possui nas tarifas de uso. Assim sendo, nas análises realizadas foi considerado que todo o benefício de redução nas tarifas a que o consumidor faria jus seria revertido ao gerador na forma de aumento do preço pelo qual ele venderia a energia produzida.

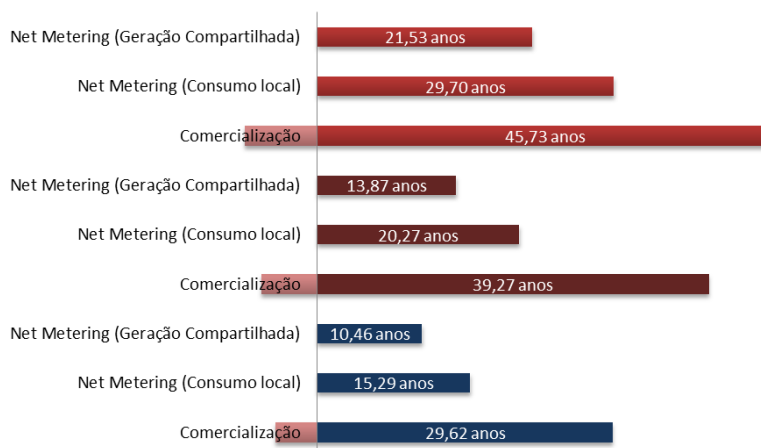
A análise dos impactos da concessão de diferentes porcentagens de desconto foi realizada para verificar a importância que essa política teria para o desenvolvimento da GD em virtude da diminuição que ela proporcionaria no tempo de retorno dos investimentos. Os resultados são apresentados na **Figura 49**.



(a) Desconto de 100% na TUSD



(b) Desconto de 50% na TUSD



(c) Nenhum desconto na TUSD

Figura 49 – Variação no tempo de retorno do investimento em GD em razão de modificações no percentual de desconto na TUSD

Para o caso base, que resultou num *payback* de 25,40 anos para a comercialização de energia proveniente de empreendimentos de 2 MWp nos moldes do projeto piloto da Brasil Solair, considerou-se um desconto na TUSD de 80% ao longo dos 25 anos da vida útil da geração. Esse desconto é atualmente de 80% apenas nos 10 primeiros anos, sendo reduzido para 50% nos anos seguintes.

Os resultados apresentados na **Figura 49** mostram que o aumento do desconto para 100% durante os 25 anos resultaria na diminuição do *payback* em apenas 0,87 anos. Já a redução para 50% implicaria num aumento de 1,42 anos. No caso mais extremo, em que o benefício fosse completamente excluído, o tempo de retorno aumentaria em 4,22 anos. Em todos esses casos, o *payback* continua muito próximo da vida útil estimada dos investimentos, de modo que alterações nessas políticas de incentivos não seriam decisivas para alavancar o desenvolvimento desse tipo de geração distribuída.

Alternativamente à adoção de políticas de incentivo ao gerador, poderiam ser implementadas formas de se diminuir custo dos equipamentos de geração. Caso esses custos fossem reduzidos de modo a que o preço final de instalação de um sistema solar fotovoltaico caísse de R\$ 6/W para R\$ 5/W, os impactos seriam consideráveis na redução do *payback*, conforme mostra a **Figura 50**.

Outro ponto importante diz respeito à implementação de taxas subsidiadas para empréstimo com o objetivo de implantação de micro ou minigeração distribuída. Se, por exemplo, a taxa anual de juros fosse de 5% a.a. (no lugar dos 12% a.a. utilizados na simulação inicial), o tempo de retorno para o net metering geração compartilhada cairia de 10,46 anos para apenas 7,89 anos (**Figura 51**)

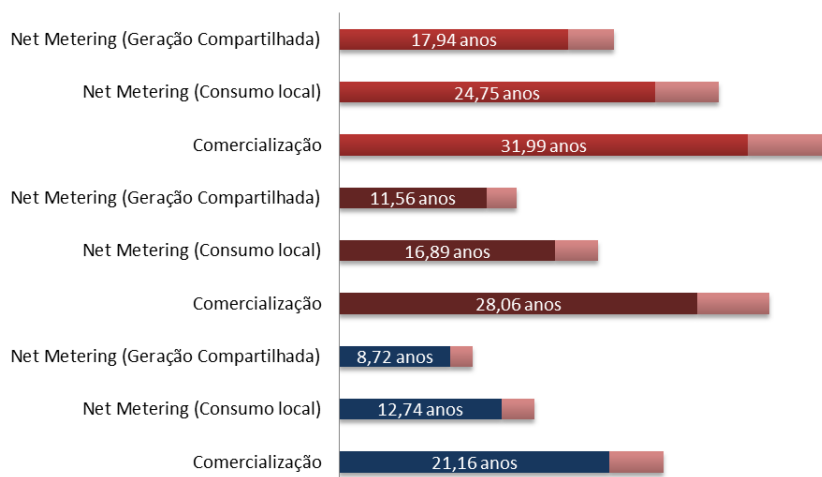


Figura 50 – Variação no tempo de retorno do investimento em GD em razão da modificação no

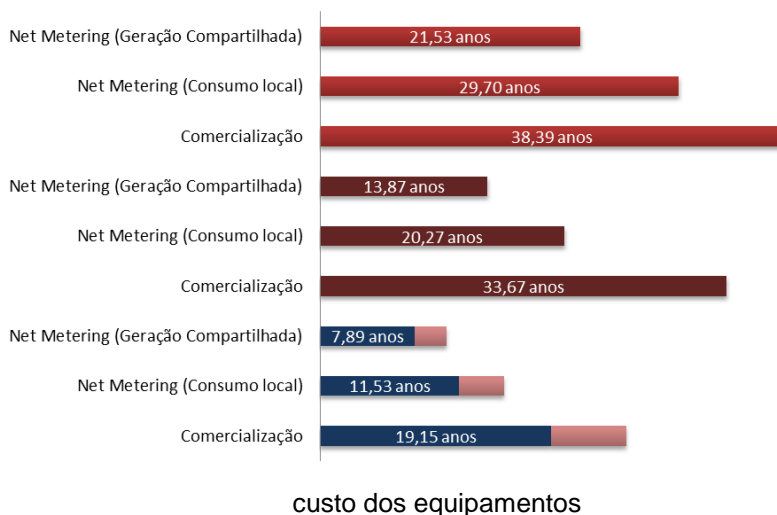


Figura 51 – Variação no tempo de retorno do investimento em GD em razão da modificação na taxa de juros da linha de financiamento específica

Uma última análise de sensibilidade foi realizada com o objetivo de avaliar o impacto conjunto de todas as políticas de incentivo à comercialização abordadas neste item: zerar custos de medição, de conexão e de encargos com a CCEE, elevar para 100% o desconto na TUSD e ainda conseguir vender a energia ao longo de todos os 25 anos a um preço próximo ao teto do PLD (400 R\$/MWh). Os resultados são apresentados na **Figura 52**.

Percebe-se que, somente com todas essas políticas atuando em conjunto, o tempo de retorno do investimento para o caso da comercialização (15,11 anos) fica semelhante ao *payback* calculado para o *net metering* (15,29 anos).

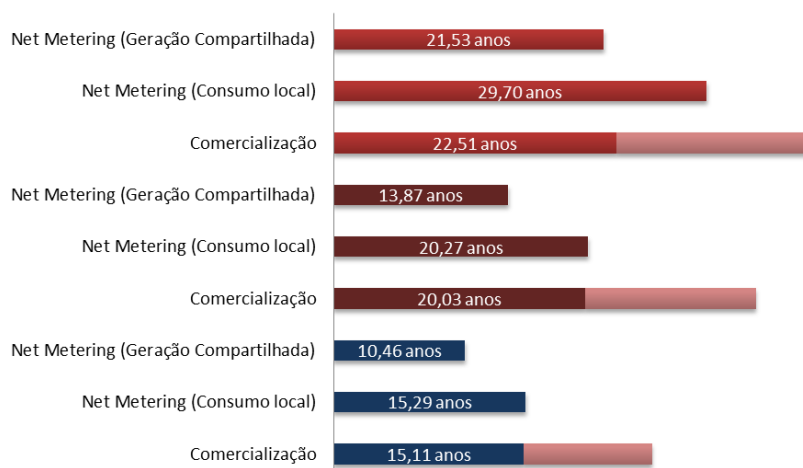


Figura 52 – Variação no tempo de retorno do investimento em GD em razão da modificação conjunta de diversos fatores em benefício da comercialização de energia elétrica

9.2.2.4 Política específica – universidades, hospitais e prédios públicos

Dentro do Programa de Eficiência Energética – PEE, é prevista a possibilidade de utilização de recursos para realização de eficiência e instalação de GD em prédios públicos. As regras gerais do cálculo da viabilidade econômica de um projeto realizado no âmbito do PEE são estabelecidas no Módulo 7 dos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética – PROPEE.

Adicionalmente, de acordo com a Seção 6.2 do Módulo 6 do PROPEE, para a implantação de uma GD dentro de um projeto de eficiência, deve-se proceder ao cálculo da Relação Custo-Benefício – RCB de maneira específica para avaliar se é possível sua realização com recursos do programa de eficiência. Projetos de fontes incentivadas podem ser realizados sem avaliação prévia pela ANEEL caso o RCB seja menor ou igual a 0,8. Já para os casos nos quais o RCB seja maior que 0,8 e menor que 1, os projetos deverão ser enviados à ANEEL para Avaliação Inicial simplificada, com justificativa para a sua realização. Não são aceitos projetos cuja relação custo-benefício seja superior a 1.

A forma de cálculo do RCB é dada por:

$$RCB = \frac{CA_T}{BA_{CG} + BA_{EE}}$$



<i>RCB</i>	Relação custo-benefício	1
<i>CA_T</i>	Custo anualizado total	R\$/ano
<i>BA_{CG}</i>	Benefício anual da Central Geradora	R\$/ano
<i>BA_{EE}</i>	Benefício anual das ações de eficiência energética	R\$/ano

Para as avaliações deste relatório, serão analisados somente os custos e os benefícios relacionados à instalação da GD. Isso implica que o valor de RCB calculado para fins da análise deste relatório será diferente daquele calculado quando da execução conjunta de ações de eficiência.

Para cálculo do Custo Anualizado Total do sistema, foram obedecidas as equações definidas no item 3.9.1.1 da Seção 7.1 do Módulo 7 do PROPEE. A regra do PROPEE determina ainda que, para anualização dos custos, deve-se considerar um Fator de Recuperação de Capital utilizando-se uma taxa de desconto equivalente àquela especificada no Plano Nacional de Energia – PNE vigente na data de submissão do projeto.

Assim sendo, utilizaram-se como base os custos de instalação de um sistema solar fotovoltaico de 2 MWp, com vida útil de 25 anos e troca do inversor no 15º ano. Com relação à taxa de desconto, utilizou-se, para fins dos estudos apresentados neste trabalho, a taxa do PNE 2030, atualmente em vigor, de 8% a.a.

Já o Benefício Anual da Central Geradora foi determinado conforme item 3.9.1.2 da Seção 7.1 do Módulo 7 e item 3.4 da Seção 6.2 do Módulo 6 do PROPEE. Os Procedimentos regulatórios definem que esse valor deve ser determinado pelo produto da energia gerada pelo preço final da energia pago pelo consumidor, somado ao produto entre a demanda evitada e o preço final da demanda pago pelo consumidor. Com relação à energia, o valor gerado foi determinado seguindo as mesmas premissas adotadas para as outras políticas apresentadas neste relatório e, com relação à demanda, considerou-se que a geração solar fotovoltaica não traria nenhum benefício de redução da potência solicitada pela instalação em virtude da forte intermitência dessa fonte e da ausência de sistema de armazenamento de energia elétrica na instalação. Os resultados são apresentados na **Figura 53**.

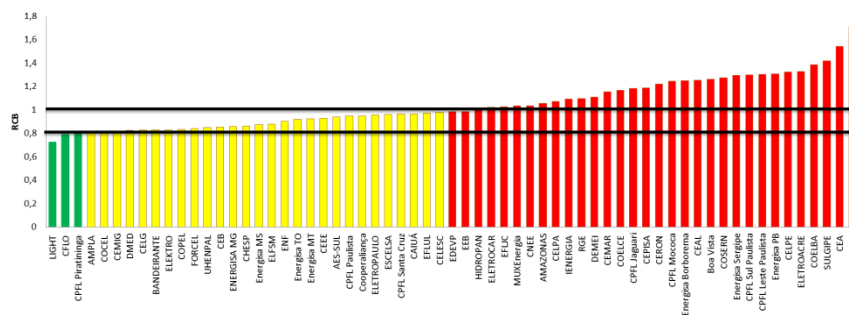


Figura 53 – RCB de projetos de instalação de GD em prédios públicos em diferentes áreas de concessão



Observa-se que em apenas três das 63 distribuidoras estudadas o valor do RCB (considerando-se apenas a instalação da GD solar fotovoltaica) seria inferior ao limite de 0,8 abaixo do qual o projeto poderia ser implementado sem avaliação prévia da ANEEL. Em outras 30 áreas de concessão a relação custo-benefício permitiria a instalação do sistema, mas somente após avaliação inicial por parte do Regulador. Nas 30 distribuidoras restantes (quase a metade do total de concessionárias do país), a utilização dos recursos de Eficiência Energética para instalação de geração solar fotovoltaica em prédios públicos seria impossibilitada (exceto caso a instalação da GD estivesse associada à implementação de políticas de eficiência que garantam uma redução na RCB).

Para as condições atualmente estabelecidas, a relação custo-benefício média desses projetos é superior à unidade e, conseqüentemente, o tempo de retorno dos investimentos é maior que sua vida útil, conforme mostrado na **Tabela 34**.

Tabela 34 – Tempo de retorno e RCB médios de projetos de instalação de GD em prédios públicos

Payback médio	RCB Médio
26,13 anos	1,05

Objetivando avaliar o impacto da simples modificação na taxa de desconto utilizada na RCB dos projetos, realizou-se uma simulação utilizando-se uma taxa de 6% a.a. no cálculo do Fator de Recuperação de Capital (no lugar dos 8% a.a. atualmente em uso em função de sua adoção no PNE 2030). Os resultados para cada distribuidora são apresentados na **Figura 54** e os valores médios do Payback e da RCB, na **Tabela 35**.

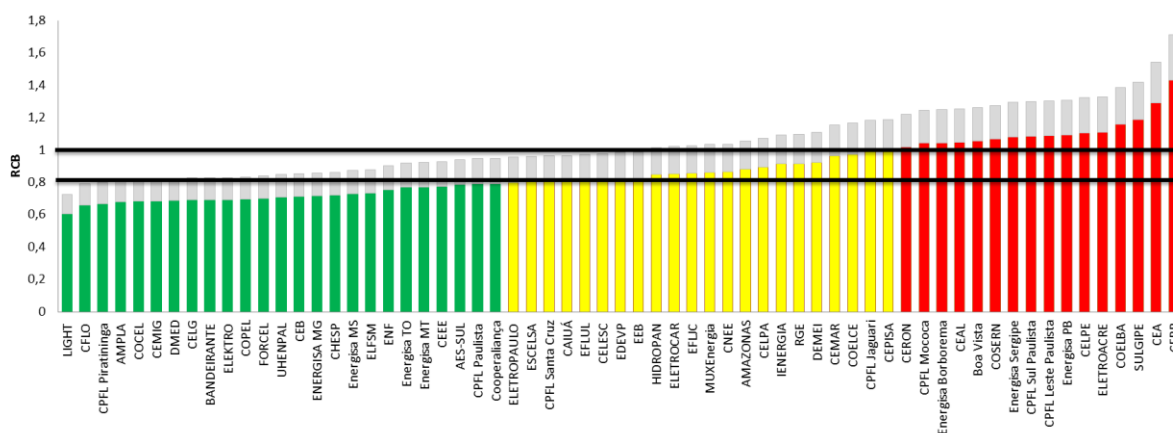


Figura 54 – RCB de projetos de instalação de GD em prédios públicos em diferentes áreas de concessão com taxa de desconto de 6% a.a.



Verifica-se, dessa modificação na taxa de retorno, que os projetos seriam plenamente viáveis (sem obrigatoriedade de análise prévia pela ANEEL) em 39,7% das áreas de concessão e possivelmente viáveis (após avaliação inicial da Agência) em outras 34,9% das regiões. Nesse cenário, a implementação de geração distribuída em prédios públicos com uso dos recursos de Eficiência Energética só não seria possível em 16 distribuidoras (25,4% do total).

Tabela 35 – Tempo de retorno e RCB médios de projetos de instalação de GD em prédios públicos com taxa de desconto de 6% a.a.

Payback médio	RCB Médio
21,83 anos	0,87

9.3.3 Considerações acerca da análise da atratividade das políticas

Os estudos e simulações realizados mostraram que:

- Políticas de *net metering*:
 - Proporcionam condições mais atrativas economicamente aos investidores em GD;
 - A não incidência de impostos (ICMS, PIS e Cofins) sobre a energia gerada impacta na redução do tempo de retorno dos investimentos (aumento de sua viabilidade) em cerca de 30%;
 - A existência de linhas de financiamento específicas tem impacto quase semelhante àquele provocado pela isenção fiscal.
- Políticas de comercialização:
 - Não possuem os mesmos incentivos que *net metering*, mas também não têm potencial para causar impactos tarifários tão grandes quanto os do sistema de compensação;
 - A isenção de impostos (PIS/Cofins) pode colaborar com a atratividade, mas não tem a mesma influência que a redução dos impostos tem no *net metering*;
 - A existência de linha de financiamento específica é fundamental: tem maior impacto na atratividade do sistema que a isenção fiscal.
- Baixa renda:
 - A troca do benefício da Tarifa Social por um conjunto de painéis solares pode ser atraente para os consumidores, mas somente caso seu consumo médio mensal seja superior a cerca de 70 kWh;



- É necessário determinar o tamanho dos painéis que será instalado, pois isso causa impacto nas tarifas se esses painéis forem comprados e instalados com recursos da CDE.
- Universidades, hospitais e prédios públicos:
 - Recursos de eficiência energética já seriam, em teoria, possíveis de serem utilizados em 52,4% das áreas de concessão;
 - Caso houvesse uma alteração da taxa de desconto utilizada (de 8% a.a. para 6% a.a), os projetos passariam a ser viáveis em mais de 74,6% das distribuidoras.

9.4 AFERIÇÃO DO IMPACTO TARIFÁRIO DA INSERÇÃO EM MASSA DE GD

Tendo em vista os objetivos do ProGD de estimular a inserção em massa de GD nos próximos anos, este subgrupo propôs-se a aferir as consequências econômicas nas tarifas de energia elétrica da instalação em massa de GD nas redes.

O impacto tarifário foi estimado considerando-se as variações que a inserção de GD nos moldes do Sistema de Compensação causaria nas grandezas utilizadas para cálculo do Índice de Reajuste Tarifário Anual – IRT das distribuidoras, sem considerar os impactos financeiros, em consonância com o Submódulo 3.1 do Módulo 3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET e equação transcrita abaixo:

$$IRT = \frac{(Encargos + Energia + Transporte) + Parcela B}{Receita Anual - RA_0}$$

Para determinação dos impactos provenientes da política de *net metering*, considerou-se nos cálculos que a energia produzida pela GD seria traduzida pelo processo de reajuste como uma redução de carga da distribuidora e, portanto, implicaria na redução da receita anual e na diminuição dos custos com compra de energia.

Acerca dos custos com compra, foi calculado o impacto relativo à quantidade de energia que seria gerada no ano de 2030 (ano em que seria atingida a meta de 2,7 milhões de unidades consumidoras com GD de acordo com as metas do ProGD) proporcional ao mercado total da distribuidora naquele ano, levando-se em conta o crescimento desse mercado ao longo do período entre 2016 e 2030. Em adição a isso, considerou-se que as perdas na rede básica proporcionais à energia gerada internamente na rede de distribuição seriam todas eliminadas em função de a geração estar próxima à carga. Já nas



perdas na rede de distribuição, considerou-se que apenas seriam reduzidos 50% do total de perdas técnicas proporcionais à energia gerada pela GD.

No que tange à obtenção do impacto que a geração distribuída causaria na receita anual das distribuidoras, considerou-se que esse impacto seria proporcional à energia gerada em relação ao mercado de baixa tensão, utilizando-se algumas das premissas adotadas na Análise de Impacto Regulatório realizada pela ANEEL no processo de revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012.

Para o caso de políticas de comercialização, determinou-se o impacto advindo da concessão de descontos na TUSD para a GD. Nesse caso, a política se materializaria por meio do aumento da parcela relativa a Encargos, uma vez que o desconto na TUSD seria arcado pela CDE.

Por fim, calculou-se também qual seria o impacto na CDE para o caso de realização de uma política voltada para consumidores de baixa renda que permita a escolha entre permanecer com o benefício da Tarifa Social (arcada pela CDE) ou receber um conjunto de painéis solares fotovoltaicos (considerando-se que os custos de aquisição e instalação desses painéis seria também arcado com recursos da CDE).

Os resultados obtidos são apresentados nas seções seguintes deste relatório.

9.4.1 *Net Metering*

Os impactos tarifários decorrentes da política de *net metering* foram calculados para cada distribuidora, considerando-se a quantidade de energia que seria gerada pela GD em cada local, admitindo-se que os 2,7 milhões de geradores distribuídos seriam de fonte solar fotovoltaica (com 2 kWp de potência cada, sujeitos à irradiação solar na capital da Unidade da Federação onde a distribuidora se localiza) distribuídos de maneira proporcional ao mercado de cada concessionária. Dessa forma, distribuidoras que possuem um mercado maior teriam uma quantidade mais elevada de consumidores com geração própria.

Os dados utilizados para simulação são apresentados na **Tabela 36**:

Tabela 36 – Dados utilizados nas simulações de impacto tarifário

Quantidade de GD no ano 2030	2.700.000 UCs
Potência total instalada	5400 MW
Ano	2.030
Tamanho de cada GD	2 kW
Diminuição anual da energia gerada	0,50%
Crescimento do mercado da distribuidora	4% a.a
Desconto TUSD	100%



O impacto tarifário médio da adoção de política de net metering para que se alcancem 2,7 milhões de unidades consumidoras com GD em 2030 foi de 2,16%. Esse impacto varia entre as distribuidoras de acordo com o demonstrado na **Figura 55**.

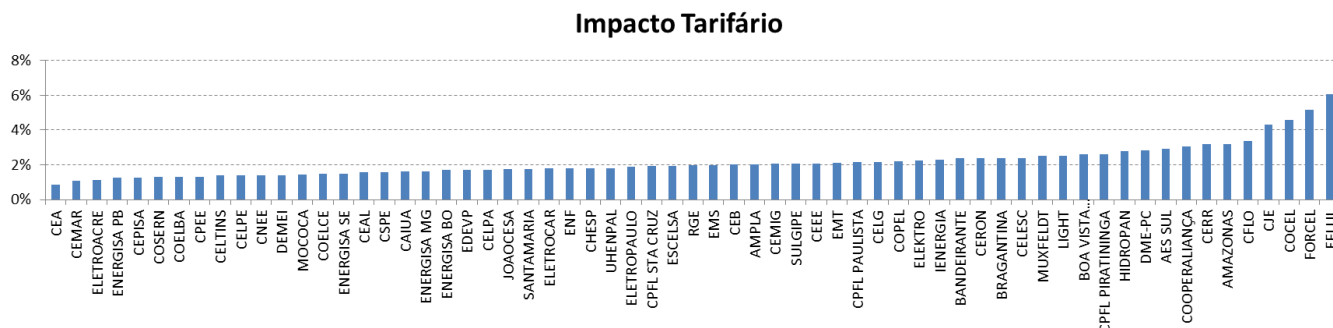


Figura 55 – Impacto tarifário da instalação de 2,7 milhões de unidades com GD até 2030 em porcentagem proporcional ao mercado de cada distribuidora

Verifica-se que os impactos variam entre 0,87% e 6,05%, sendo que, em geral, distribuidoras pequenas experimentariam um maior aumento nas tarifas de energia.

Uma análise alternativa foi realizada considerando-se que a quantidade de GD em cada distribuidora seguiria a proporção identificada atualmente para os 2.600 sistemas de micro e minigeração já em operação⁵¹. Para esse caso, o aumento tarifário médio estimado seria reduzido para 1,61%, conforme a **Figura 56**.

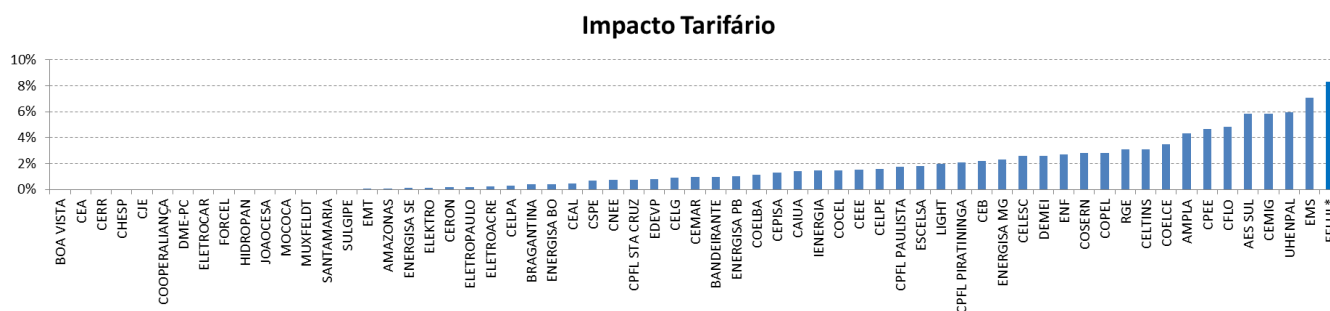


Figura 56 – Impacto tarifário da instalação de 2,7 milhões de unidades com GD até 2030 em porcentagem proporcional à quantidade atual de GD em cada distribuidora

Percebe-se, nesse caso, que o impacto seria nulo em diversas distribuidoras. Isso acontece porque não há atualmente sistemas conectados nessas áreas de concessão e, portanto, o percentual dos 2,7 milhões de sistemas conectados até 2030 nessas distribuidoras seria estimado como nulo.

Mesmo nesse caso, em que haveria uma maior concentração de sistemas em certas distribuidoras, os impactos tarifários, apesar de não

⁵¹ A distribuidora EFLUL apresenta uma quantidade de sistemas atualmente instalados não proporcional ao número de microgeração em distribuidoras de tamanho compatível com o seu. Para esse caso somente, considerou-se que a quantidade de GD futura não seria proporcional à quantidade atualmente existente.



irrelevantes, não foram absurdamente elevados. No caso da Cemig, por exemplo, onde estariam concentrados 21,6% do total dos 2,7 milhões de microgeradores, o impacto tarifário seria da ordem de 5,86%. Cumpre destacar que, para atingir essa mesma quantidade de sistemas 5 anos antes (em 2025), o impacto na Cemig subiria para 7,22%. Já para obtenção dessa quantidade de sistemas em 2020, o impacto nas tarifas chegaria a quase 9%.

É importante também destacar que impactos tarifários pela inserção do *net metering* fazem com que o tempo de retorno de novos sistemas seja reduzido, aumentando ainda mais a viabilidade econômica e fazendo com que mais consumidores instalem a própria geração. Com mais sistemas instalados, o impacto seria ainda maior, implicando novamente em maior atratividade para a microgeração distribuída. Dessa forma, corre-se o risco de se criar um círculo vicioso de aumento tarifário (aumento nas tarifas → aumento da viabilidade de novos sistemas → aumento da quantidade de novos sistemas → novo aumento das tarifas) que deve ser foco de atenção contínua por parte do regulador.

Além disso, ressalta-se que os consumidores que mais arcaíam com o aumento nas tarifas seriam justamente aqueles que não têm condições de arcar com os altos custos iniciais de um sistema de geração própria, fazendo com que consumidores de menor poder aquisitivo acabem subsidiando aqueles que possuem condições de comprar e instalar uma geração distribuída.

9.4.2 Comercialização

Para o caso de comercialização, os impactos nas tarifas seriam provenientes dos descontos na TUSD a que fariam jus tanto o gerador quanto o consumidor que adquirir a energia a partir das fontes incentivadas.

Esses impactos foram calculados para uma mesma quantidade de potência na rede equivalente à conexão de 2,7 milhões de geradores de 2 kWp. Tendo em vista que, nesse caso, os sistemas teriam potência maior, foi utilizada a potência de 2 MWp utilizada nos cálculos de análise de viabilidade, resultando num número total de geradores da ordem de 2.700.

Os dados de entrada utilizados para cálculo do impacto tarifário são descritos na **Tabela 37**.

Tabela 37 – Dados utilizados nas simulações

Quantidade de GD no ano 2030	2.700
Potência total instalada	5400 MW
Ano	2.030
Tamanho de cada GD	2 MW
Diminuição anual da energia gerada	0,50%
Crescimento do mercado da distribuidora	4% a.a
Desconto TUSD	100%



O impacto tarifário foi então calculado para todas as concessionárias de distribuição do país (**Figura 57**), implicando num impacto médio de 0,07%.

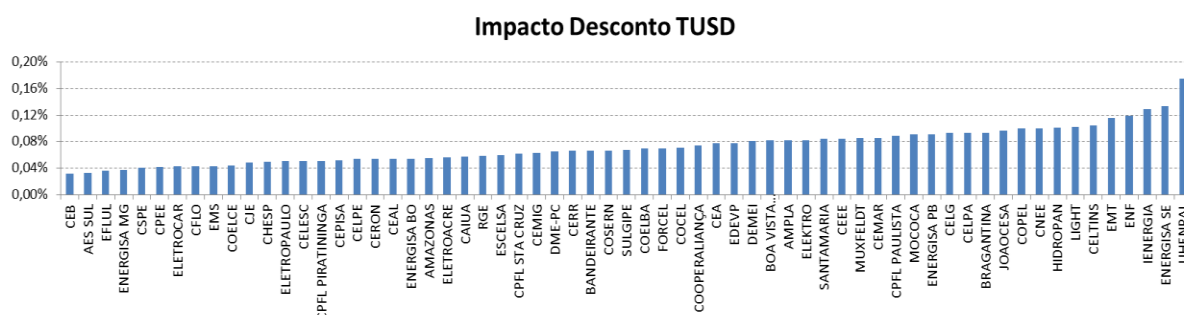


Figura 57 – Impacto tarifário da instalação de 2,7 mil usinas de geração até 2030 em porcentagem proporcional ao mercado de cada distribuidora

Nota-se que esse impacto é muito inferior àquele calculado para o caso de inserção das 2,7 milhões de unidades com GD no âmbito do Sistema de Compensação.

Os valores apresentados na **Figura 57** foram calculados considerando-se que as 2.700 usinas seriam distribuídas entre as áreas de concessão de maneira proporcional ao mercado de cada distribuidora. Caso essa distribuição fosse determinada seguindo a mesma proporção identificada atualmente para os 2.600 sistemas de micro e minigeração já em operação, o impacto médio seria reduzido para 0,06%, conforme **Figura 58**.

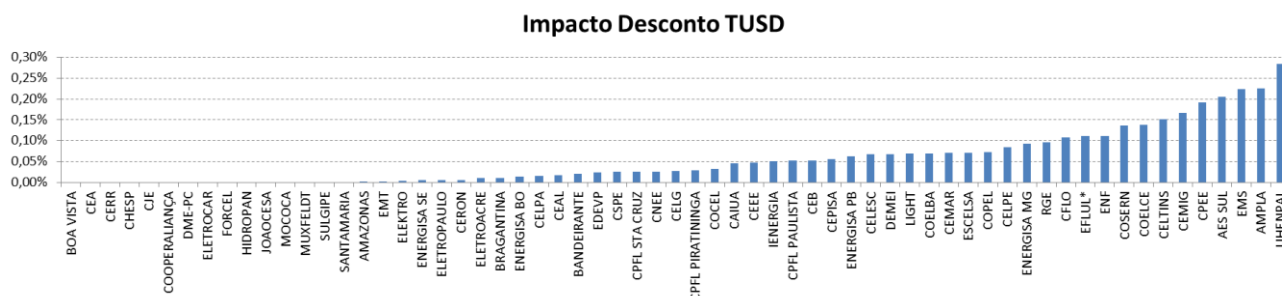


Figura 58 – Impacto tarifário da instalação de 2,7 mil usinas de geração até 2030 em porcentagem proporcional à quantidade atual de GD em cada distribuidora

9.4.3 Baixa Renda

A análise da atratividade da troca do benefício da Tarifa Social pela instalação de painéis de acordo com o nível de consumo médio do consumidor baixa renda levou aos dados que contam na **Figura 59**.

Em que pese o fato de a instalação de um sistema de 2 kWp poder ser (dependendo do consumo mensal) mais benéfica ao consumidor baixa renda que um sistema de 0,50 kWp, este último já tem potencial para se traduzir em benefícios a ele superiores aos que são atualmente concedidos por meio da Tarifa Social e, visto que a compra desses painéis seria arcada pelos demais



consumidores ou pelos contribuintes, seria importante limitar o tamanho do sistema àquele de menor custo.

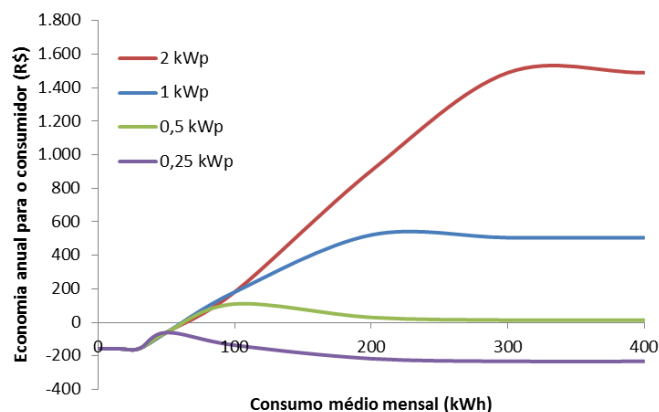


Figura 59 – Economia média anual para o consumidor no caso de troca do benefício da Tarifa Social pela instalação de GD.

Considerando-se que o valor dos painéis seja pago com recursos da CDE (mesma conta da qual são extraídos os recursos para a Tarifa Social), foi realizada uma análise de qual seria o impacto para a CDE de trocar a necessidade de aporte durante 25 anos para o consumidor por meio da Tarifa Social pela compra e instalação de um sistema de geração solar fotovoltaica. A **Figura 60** traz os resultados obtidos.

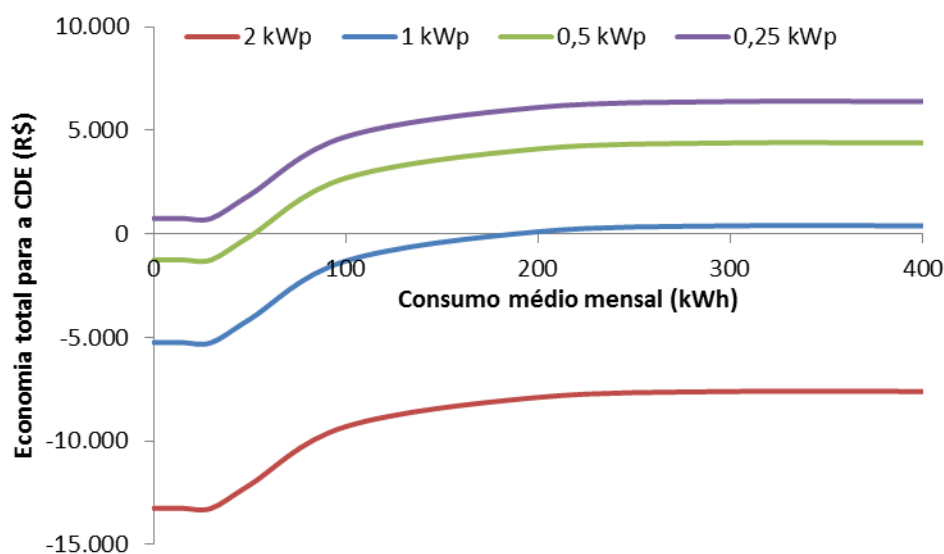


Figura 60 – Custo para a CDE no caso de troca do benefício da Tarifa Social pela instalação de GD

Quanto maior o tamanho do sistema, maiores os custos para a CDE. Para sistemas de 0,25 kWp, a troca do benefício baixa renda pela instalação dos painéis seria sempre menos onerosa à CDE do que a permanência do consumidor na Tarifa Social. Contudo, a **Figura 59** mostra que esse sistema resultaria em uma fatura de energia elétrica mais cara para o consumidor.



Já com relação ao sistema de 0,50 kWp, para consumos superiores a cerca de 70 kWh/mês, a instalação do sistema resulta em maior economia para a CDE do que a permanência do consumidor como baixa renda (**Figura 60**). A Tabela 38 mostra, para um consumidor que tenha consumo médio mensal de cerca de 100 kWh, sua economia e o impacto na CDE da instalação de painéis solares fotovoltaicos em sua residência.

Tabela 38 - Baixa renda – troca do benefício pela instalação de GD solar fotovoltaica para consumo 100 kWh

Potência da GD	Economia Consumidor	Economia CDE
0,25	-R\$ 135,79	R\$ 4.697,50
0,50	R\$ 110,14	R\$ 2.697,50
1,00	R\$ 180,82	-R\$ 1.302,50
2,00	R\$ 180,82	-R\$ 9.302,50

Nota-se que, somente quando a GD instalada tem potência de 0,50 kWp, o projeto se traduz em benefício tanto para o consumidor que optar pela instalação, quanto para a conta da qual seriam extraídos os montantes necessários para pagamento do benefício da tarifa social e da compra dos painéis.

9.5 ANÁLISE DE MODIFICAÇÕES NA LEGISLAÇÃO/REGULAÇÃO

Durante as análises da atratividade das políticas e cálculo do impacto tarifário, foram estudadas as principais alterações na regulamentação e na legislação do setor que precisariam ser modificadas com o intuito de se atingir os objetivos do ProGD. As constatações principais são resumidas a seguir:

- A Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 permitia o uso dos créditos de energia elétrica na unidade consumidora onde foram gerados ou em outra unidade do mesmo titular. A nova redação da norma prevê, em adição a essas duas possibilidades, a alternativa de uso dos créditos em condomínios ou em geração compartilhada. Todavia, o texto da Lei 13.169/2015 estabelece que as alíquotas de PIS/Cofins que ficam reduzidas a zero são aplicáveis à energia injetada e créditos “*originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular*”. Nesse caso, a GD nos casos de geração compartilhada e de condomínios não estaria coberta pela Lei. Assim sendo, para estimular a GD participante do Sistema de Compensação em todas as formas atualmente previstas pela regulamentação, o texto do art. 8º da Lei 13.169/2015 precisaria ser alterado.



- Uma análise semelhante àquela realizada para a Lei do PIS/Cofins é também aplicável ao Convênio nº 16/2015 do Confaz acerca do ICMS. Isso porque o texto da regra é similar ao utilizado para PIS/Cofins e, portanto, para que a cobrança de ICMS apenas sobre a diferença entre o consumo e a geração seja aplicável também aos casos de geração compartilhada e de condomínio, a Cláusula primeira do Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015, deveria ser igualmente alterada.
- Para consumidores de baixa renda poderem ter acesso a sistemas de microgeração distribuída sem grandes impactos na CDE e, conseqüentemente, nas tarifas de energia elétrica dos demais consumidores, o Projeto de Lei do Senado nº 224/2015 deveria ser alterado, inserindo limites com relação ao tamanho do sistema (0,50 kWp por unidade consumidora) e, talvez, ao consumo médio do consumidor (somente para alertá-lo para o fato de que, caso ele consuma pouco e não tenha perspectiva de deixar de ser baixa renda, não valeria a pena optar pelos painéis).

Importa também destacar a eventual necessidade de realização de ajustes pontuais no arcabouço regulatório vigente – como, por exemplo, a elaboração dos modelos de contratação de energia elétrica de que trata o §5º do art. 3º da Portaria MME nº 538/2015, que institui o ProGD.

Por fim, destaca-se que a revogação do art. 13 do Decreto nº 62.724/1968 permite a aplicação de tarifas binômias para consumidores do Grupo B, possibilitando assim diminuir o impacto tarifário decorrente do desenvolvimento da GD. Nesse caso, contudo, é necessário atentar para a redução na atratividade do investimento que essa modificação traria, prezando pela manutenção da estabilidade regulatória aos consumidores que já tiverem aderido ao Sistema de Compensação no momento da modificação das regras.

9.6 CONCLUSÕES

As análises de atratividade das políticas permitiram verificar que a isenção de ICMS e de PIS/Cofins, associada à criação de uma linha de financiamento a taxas de juros mais atrativas, tem impactos muito fortes na viabilidade econômica dos projetos. Em termos quantitativos, essas políticas representam, em média, uma redução de aproximadamente 30% e 25%, respectivamente, no tempo de retorno dos investimentos.

Ainda com relação à atratividade econômica, percebe-se que a comercialização é uma alternativa consideravelmente menos viável que a adoção de mecanismos de *net metering*. Mesmo caso houvesse simplificação nos procedimentos visando reduzir custos de medição, de conexão e de uso, ainda assim a venda de energia por empreendimentos de GD de pequena e



média escala não levaria a retornos financeiros compatíveis com outras opções existentes atualmente.

A viabilidade econômica do Sistema de Compensação se explica, em parte, pelo potencial impacto negativo nas tarifas dos demais consumidores que essa política pode proporcionar: para atingir os objetivos do ProGD (2,7 milhões de unidades consumidoras até 2030), o aumento médio nas tarifas seria estimado em 2,16%.

A redução desses impactos tarifários poderia ser alcançada com a adoção de tarifas binômias para consumidores conectados em baixa tensão (grupo B). Apesar de essa possibilidade já ser uma realidade desde 2 de agosto de 2016, com a publicação do Decreto nº 8.828/2016, eventuais modificações nas tarifas às quais os consumidores com GD são submetidos devem ser analisadas cuidadosamente para que não comprometam a viabilidade de projetos já instalados e os futuros.

Uma alternativa às políticas de transferência de renda hoje vigentes para consumidores de baixa renda seria a possibilidade de os consumidores poderem abrir mão desse benefício em troca do recebimento de um sistema de geração solar fotovoltaico a ser instalado em sua residência (nos moldes do Projeto de Lei do Senado nº 224/2015). Essa política, além de levar a um desenvolvimento do mercado de GD, pode ser benéfica tanto para o consumidor quanto para a CDE, conta da qual são extraídos os recursos para pagamento do benefício da Tarifa Social (mesmo que essa conta tenha que arcar com os custos do sistema de geração solar).

Incentivo adicional à expansão da GD poderia vir da aplicação de recursos do Programa de Eficiência Energética em universidades, hospitais e prédios públicos. De acordo com as regras atualmente estabelecidas, esses projetos já poderiam ser viáveis em grande parte das regiões do país. Todavia, pequenas modificações no regulamento (como a diminuição do fator de recuperação do capital de 8% a.a. para 6% a.a.) poderiam expandir ainda mais os potenciais utilizadores desses recursos para implantação de geração distribuída.



10 – CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

Conforme descrito ao longo desse relatório, a inserção da geração distribuída em massa no Brasil é uma tarefa que apresenta enormes desafios, mas também ótimas oportunidades. Um dos grandes desafios encontrados pelo grupo é a questão do financiamento. Esse ponto é considerado vital pelo grupo para possibilitar a inserção da GD em larga escala no país, visto que, diferentemente do que acontece em outras partes do mundo, aqui a matriz elétrica é uma das mais renováveis do mundo.

Contudo, a inserção da geração distribuída pode diminuir o despacho térmico, visto que com aumento desse tipo de geração pode auxiliar no armazenamento de água dos grandes reservatórios.

Adicionalmente, a GD é uma grande oportunidade para aquecer a economia brasileira. Um aspecto importante é a geração de empregos em toda a cadeia de GD, desde a fabricação dos equipamentos até a instalação e manutenção.

Um obstáculo encontrado, e que precisa ser superado, é o fato das distribuidoras manifestarem grande preocupação com a elevação de custos na rede, na operação e manutenção, ou mesmo pela necessidade de investimentos adicionais.

Por isso, para que a GD seja implementada é necessário que se busque um modelo regulatório de incentivos, que dê um sinal positivo para as distribuidoras atuarem a favor da sua ampliação, inclusive com a criação de expertise para explorar novas oportunidades de investimentos, como por exemplo, na instalação de módulos fotovoltaicos.

Devido à amplitude do tema, o Grupo de Trabalho focou seus estudos em cinco temas chaves: financiamento, comercialização, edificações públicas, impactos técnicos e impactos regulatórios. Cada um dos temas foi abordado por um subgrupo, que buscou uma abordagem mais completa possível, interagindo com os agentes de cada área, a fim de se fazer um diagnóstico mais completo de cada tema.

De qualquer forma o trabalho não se esgota nesse relatório. Ele é apenas um diagnóstico do atual cenário nacional com relação à geração distribuída. É necessário que seja dada continuidade às ações iniciadas pelo grupo de trabalho. Dessa forma, descrevemos abaixo uma síntese das conclusões assim como recomendações que consideramos pertinentes.



10.1 SÍNTESE DAS CONCLUSÕES

- É possível, por meio de um mecanismo simplificado, permitir a venda dos excedentes de mini e microgeração no Ambiente de Contratação Livre.
- É necessário que os bancos tenham maior conhecimento sobre energias renováveis e GD para facilitar a oferta de alternativas de financiamento;
- Existem projetos com recursos do Programa de Eficiência Energética em andamento e já finalizados que podem ser utilizados para a implantação de projetos futuros;
- Não existe, em sua maioria, um diagnóstico energético básico das edificações públicas;
- Os impactos da GD nas redes elétricas são proporcionais à sua penetração na matriz e observa-se que mesmo penetrações de energia em nível global de cerca de 5% já podem, em determinadas condições, por exemplo, como picos de geração fotovoltaica ao meio-dia associados a períodos de baixa carga, resultar em penetrações de potência elevadas que resultem em problemas nas redes;
- A regulação da tensão na rede elétrica é um dos problemas que tem levado a exigências de inversores dotados de capacidade de injeção de reativos, de limitação da potência injetada e de interfaces para controle remoto;
- Técnicas de previsão da geração renovável em horizontes de minutos a dias se tornam necessárias, uma vez que permitem a operação da geração convencional de forma a aproveitar ao máximo a geração renovável;
- Armazenamento de energia e intercâmbios com regiões/países vizinhos estão entre os recursos que têm sido utilizados no mundo para lidar com a alta penetração de renováveis. A limitação de picos de energia injetada também já tem sido empregada para este fim;
- A GD tem o potencial de oferecer melhorias no sistema, como a redução das perdas, a criação de microredes e a operação ilhada;
- A falta de profissionais especializados na área de projeto, instalação e manutenção de sistemas fotovoltaicos representa um obstáculo para o seu desenvolvimento no país;
- É necessária a criação de meios para garantir uma boa gestão da qualidade dos sistemas FV implantados, especialmente na fase inicial de desenvolvimento do mercado;
- A cobrança de impostos (ICMS e Pis/Cofins) somente sobre a diferença entre o consumo e a geração no Sistema de Compensação de Energia (Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012) leva a retornos nos investimentos em GD da ordem de 30% inferiores aos



casos nos quais esses impostos incidem sobre toda a energia consumida;

- A criação de uma linha de financiamento específica, com condições de juros mais atrativas (por exemplo, de 12% a.a.) tem impacto na redução do tempo de retorno dos investimentos em GD quase tão forte quanto aquele produzido pela isenção fiscal (cerca de 25% de redução);
- Apesar da viabilidade econômica do Sistema de Compensação, sua forma de operação pode levar a aumentos nas tarifas dos demais consumidores. Considerando 2,7 milhões de unidades consumidoras até 2030, esse impacto seria de um aumento médio de 2,16% nas tarifas, podendo ultrapassar 6% em algumas áreas de concessão;
- A redução dos impactos tarifários seria possível com a adoção de tarifas binômias para consumidores conectados em baixa tensão (grupo B). A adoção desse tipo de medida já é possível desde a revogação do art. 13 do Decreto nº 62.724/1968, ocorrida em agosto de 2016 por meio do Decreto nº 8.828/2016. Essa possibilidade, no entanto, deve ser avaliada com cautela para que não comprometa a viabilidade de projetos já instalados, garantindo, assim, a estabilidade regulatória para os consumidores que primeiramente instalaram GD em suas unidades. Ademais, ressalta-se que a tarifa binômia pode impactar sobremaneira a viabilidade econômica de projetos futuros;
- Consumidores que recebem o benefício da Tarifa Social (enquadrados na subclasse residencial baixa renda) poderiam contribuir com a aceleração das metas do ProGD por meio da adoção de políticas similares àquela proposta no Projeto de Lei do Senado nº 224/2015 . Contudo, a política só seria benéfica para consumidores que tenham média de consumo mensal superior a 70 kWh e, para que a troca do benefício do baixa renda pela instalação de painéis solares fotovoltaicos seja economicamente viável tanto para o consumidor quanto para a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, o tamanho dos painéis deveria ser limitado a algo em torno de 0,5 kWp por residência;
- Em universidades e prédios públicos, a aplicação dos recursos de Eficiência Energética já é possível em boa parte das regiões do país (em 33 das 63 concessionárias de distribuição). Caso haja pequenas modificações no regulamento (como, por exemplo, a diminuição do fator de recuperação do capital de 8% a.a. para 6% a.a.), a utilização dos recursos pode passar a ser possível em unidades atendidas por mais de 70% das distribuidoras do país;



10.2 RECOMENDAÇÕES

- Acompanhar a implementação das ações discutidas com os bancos públicos e instituições governamentais;
- Aprofundar os estudos com relação à tributação e políticas especiais de financiamento, com o auxílio do Ministério da Fazenda;
- Procurar formas de financiamento por instituições internacionais;
- Verificar a possibilidade do uso de fundos internacionais como o Green Climate Fund na instalação de GD no Brasil;
- Finalização do Estudo do Mecanismo Simplificado de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre, com análise das alterações necessárias na legislação/normatização para viabilizar a comercialização, sem por em risco os avanços alcançados no *net metering*;
- Atuar com demais Ministérios, principalmente o Ministério das Relações Exteriores e Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão que são pontos focais, para implantação de projeto para instalar GD nos prédios da esplanada dos Ministérios, conforme descrito no relatório o BID já possui recursos a fundo perdido para ser utilizado com tal propósito;
- Ministério de Minas e Energia e Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações atuar junto à Financiadora de Estudos e Projetos para redirecionar os recursos do Projeto 120 telhados para escolas técnicas;
- Ação de divulgação das possibilidades de geração distribuída nos bancos públicos;
- Realização de diagnóstico energético básico das edificações públicas;
- Aperfeiçoamento do estudo sobre o impacto técnico na rede de distribuição quando da inserção em massa da GD;
- Avaliar quais as alterações necessárias na legislação para se permitir que as distribuidoras realizem intervenções na GD através da interface de automação, permitindo a GD auxiliar no controle da rede;
- Analisar a possibilidade de permitir aos concessionários de distribuição realizar a instalação, manutenção e outros serviços relacionados à GD.
- Estudar com maior profundidade os impactos positivos e negativos da inserção em massa de GD e propor aperfeiçoamentos na regulação para que isso não traga impactos negativos para as distribuidoras e para os consumidores que não possuem GD, e que podem ter sua tarifa aumentada;
- Realizar estudo específico com a participação tanto do mercado de GD quanto das distribuidoras sobre a valoração dos impactos



positivos e negativos da GD na rede, o que poderia ocorrer no âmbito do P&D 20/2016 ou futuros projetos;

- Buscar parcerias com instituições internacionais, como por exemplo, o National Renewable Energy Laboratory – NREL que está em estágio avançado sobre estudos de impactos técnicos e econômicos nas redes de distribuição;
- Recomenda-se ainda que se inicie uma discussão sobre o aperfeiçoamento da Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015, prevista para ocorrer em 2019, num contexto de tarifa binômia, para que o ambiente regulatório possa continuar favorável para o desenvolvimento da GD no Brasil;
- Acompanhar, analisar e propor alterações, se necessário, aos projetos de Lei que tramitam no Congresso Nacional que tem impacto na GD;
- Analisar o atual arcabouço legal do setor elétrico como um todo verificando os impactos que a inserção em massa de GD irá provocar e propor as alterações necessárias para permitir que não haja distorções e que os *stakeholders* sejam favoráveis a implementação de GD;
- Realizar análise de sensibilidade considerando diferentes cenários de inserção de GD, com um cenário topo considerando toda a expansão de geração sendo realizada por GD – Quais custos incorridos e quais custos evitados?;
- Concessionárias de distribuição devem se estruturar com ferramentas computacionais que as capacitem a realizar estudos estáticos e dinâmicos de seu próprio sistema;
- Estabelecer padrão mínimo de qualidade dos treinamentos para a mão de obra de GD oferecidos no mercado;
- Doação para instituições de ensino dos equipamentos fotovoltaicos classificados pela Comissão de Desfazimento do Prodeem como não aptos para o Programa Luz para Todos, mas que podem ser utilizados para fins didáticos;
- Alteração no texto do art. 8º da Lei 13.169/2015 para permitir que a geração compartilhada e a geração em condomínio também tenham alíquota zero de PIS/Cofins;
- Atualização do Convênio nº 16/2015 do Confaz para aplicar os benefícios do convênio também para os casos de geração compartilhada e condomínio;
- Considerando as dificuldades de se implantar projeto pulverizado nas áreas residenciais baixa renda, sugere-se estudar a implantação de forma centralizada.