

SILVIA ANDREA CUPERTINO

DESAFIOS REGULATÓRIOS NA IMPLEMENTAÇÃO DA MICRO E DA
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO DISTRITO FEDERAL

São Paulo

2015

SILVIA ANDREA CUPERTINO

DESAFIOS REGULATÓRIOS NA IMPLEMENTAÇÃO DA MICRO E DA MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO DISTRITO FEDERAL

Monografia apresentada ao Programa de
Pós-Graduação em Energia Renováveis,
Geração Distribuída e Eficiência
Energética do Programa de Educação
Continuada da Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do título de especialista

Orientador: Prof.º Dr. Roberto Castro

São Paulo

2015

SILVIA ANDREA CUPERTINO

DESAFIOS REGULATÓRIOS NA IMPLEMENTAÇÃO DA MICRO E DA MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO DISTRITO FEDERAL

Monografia apresentada ao Programa de
Pós-Graduação em Energia Renováveis,
Geração Distribuída e Eficiência
Energética do Programa de Educação
Continuada da Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do título de especialista

Orientador: Prof.º Dr. Roberto Castro

v. 1

São Paulo
2015

Catálogo-na-publicação

Cupertino, Sílvia Andrea

Desafios Regulatórios na Implementação da Micro e da Minigeração
Distribuída no Distrito Federal / S. A. Cupertino -- São Paulo, 2015.
81 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída
e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Energias Renováveis 2.Energias Renováveis 3.Distrito Federal
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de
Educação Continuada em Engenharia II.t.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, Elizabeth e José Francisco,
cujo apoio tornou tudo possível.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Roberto Castro, pela orientação, pela paciência e pelo estímulo transmitido durante toda a jornada que foi o presente trabalho.

Ao professor José Roberto Simões Moreira, pela oportunidade de participar de um curso tão rico e pelo incentivo dado.

Ao querido amigo Wilson Roberto da Silva pelo incentivo e pelas palavras bondosas nesses dois anos de trabalho árduo e intenso, ao todos os colegas do curso que colaboraram direta ou indiretamente, na execução deste trabalho.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro	19
Figura 2 – Número de Conexões por Fonte	35
Figura 3 – Número de Conexões por Unidade da Federação	35
Figura 4 - Regiões Administrativas no Distrito Federal	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Investimentos Totais na Expansão de Energia	25
Tabela 2 – Investimentos na Geração de Eletricidade	26
Tabela 3 – Etapas do Processo de Solicitação de Acesso	45
Tabela 4 – Renda per capita da população do Distrito Federal	58
Tabela 5 – Renda per capita da População – Classificação da SAE	60
Tabela 6 – Distrito Federal – Consumo e número de consumidores	61
Tabela 7 – Capacidade instalada por região e unidade da federação no Brasil (MW)	62
Tabela 8 – Capacidade instalada por região e unidade da federação no Brasil (GWh)	63
Tabela 9 – Consumo por região geográfica e Unidades da Federação (GWH)	64

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Tarifa Residencial

74

LISTAS DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ART Projeto	Anotação de Responsabilidade Técnica do Autor do Projeto
ACL	Ambiente de Contratação Livre
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEB	Companhia Energética de Brasília
CEB-D	Companhia Energética de Brasília - Distribuição
CODEPLAN	Companhia de Planejamento do Distrito Federal
CREA	Conselho Regional de Engenharia e Agronomia
Confaz	Conselho Nacional de Política Fazendária
GD	Geração Distribuída
ICMS Prestação de Serviços	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
IN	Instrução Normativa
NERC	North American Electric Reliability Council
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Energia
PRODIST Sistema Elétrico Nacional	Procedimento de Distribuição de energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SAE	Secretaria de Assuntos Estratégicos
TCU	Tribunal de Contas da União
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
VPL	Valor Presente Líquido

RESUMO

Vislumbra-se a necessidade de considerar num horizonte de longo prazo a segurança de suprimento de energia elétrica para a Sociedade em que vivemos. Deve-se, assim, tentar identificar gargalos e propor medidas duradouras que, além de utilizar amplamente as instalações que serão construídas, dentro de seu período de vida útil, devem considerar outras alternativas para sanar o problema. A segurança de suprimento não está somente ligada à capacidade de fornecer o energético, como também de garantir sempre o seu adequado transporte.

Em face de tal realidade, no presente trabalho avalia-se o papel da geração distribuída no mundo e no Brasil bem como os desafios nos âmbitos regulatório e econômico, enfrentados pelos empreendedores no mercado de energia elétrica e pelo consumidor de energia elétrica que busque implantar um sistema de geração de energia para consumo próprio, ou para comercialização com terceiros. Entende-se que a participação do consumidor final, mais especificamente o residencial, tem importância tanto para o suprimento de parcela da demanda de energia, mas também como função de participação social no planejamento e controle da expansão de energia brasileira.

A princípio, constata-se que muitos são os desafios encontrados por aqueles que buscam tal participação no fornecimento de energia para a rede, desde a falta de informação até a deficiência de regulamentação, e mais especificamente, uma barreira adicional a ser enfrentada, é a divergência de interpretação entre as distribuidoras de energia no processo de conexão da geração distribuída. Há algumas iniciativas no âmbito tributário, tais como a isenção de ICMS para os consumidores que implantem um sistema de energia para consumo próprio. No entanto, o custo ainda permanece alto para que o consumidor de energia veja na geração distribuída uma oportunidade real de ganhos com a instalação.

A principal contribuição do presente estudo é apresentar meios de melhorias do suprimento de energia e de apresentar a importância e a realidade encontrada no âmbito específico de microgerador e minigerador de energia elétrica com foco nos desafios regulatórios e econômicos encontrados. O estudo de caso que será abordado é a avaliação dos desafios encontrados pelo

consumidor situado no Distrito Federal. O estudo propõe ainda alternativas de regulamentação, como a participação das comercializadoras de energia elétrica nesse processo, que possam representar de fato, fatores que impulsionem essa modalidade de geração no território Nacional.

ABSTRACT

It's identified the need to consider a long-term horizon electricity supply security for the society in which we live. Thus we should try to identify bottlenecks and propose lasting measures, that goes beyond the construction of the facilities to be built within its useful life, but consider other alternatives to remedy the problem. The security of supply is not only linked to the ability to provide energy, but also to always ensure flawless transport.

Facing this reality, this paper try to study the distributed generation worldwide and in Brazil as well as attempts to verify the challenges faced in the regulatory and economic context facing the residential energy consumers in order to achieve deploy a power generation system for consumption own. It is understood that the participation of the end user, specifically the residential, is important both to help supply some portion of energy demand, but also as a function of social participation in the planning and control of the expansion of Brazilian energy.

At first, it contacts that many are the challenges faced by those seeking such participation in the power supply to the network, from the lack of information even the lack of regulation under some power distributors. There are some initiatives in the regulatory framework, such as ICMS exemption for consumers to deploy an energy system for their own consumption. However, the cost is still high for the consumer of energy in distributed generation see a real opportunity to install with gains.

Therefore, in order to seek ways of energy supply improvements and to present important reality found locally, microgenerator situation and minigerador energy and the regulatory and economic challenges faced, this study proves important. It is noteworthy that he study will be limited to a case study that addresses these issues. So, we opted for the challenges faced by consumers located in the Federal District. The study also proposes regulatory alternatives, such as the share of electricity traders in this process, which may pose indeed factors that drive this type of generation in the national territory.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	15
2. O SUPRIMENTO ENERGÉTICO NO BRASIL E O TRANSPORTE DE ENERGIA.....	17
3.1. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MUNDO.....	27
3.2 A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL.....	32
3.2.1. DESAFIOS REGULATÓRIOS.....	35
3.2.2. DESAFIOS ECONÔMICOS.....	48
3.2.3. PAPEL DA DISTRIBUIDORA COMO AGENTE FOMENTADOR DO SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	51
3.2.3.1. INTRODUÇÃO.....	51
3.2.3.2 . COMPRA E VENDA DE ENERGIA PELA DISTRIBUIDORA.....	52
3.2.4. MECANISMOS DE INCENTIVO: FEED IN TARIFF E NET METERING.....	53
3.2.4.1. NET METERING.....	53
3.2.4.2. FEED IN TARIFF.....	53
3.4.4.3. COMERCIALIZAÇÃO DE EXCEDENTES DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	53
4. DESAFIOS ENCONTRADOS PELO CONSUMIDOR NO DISTRITO FEDERAL.....	55
4.1. PANORAMA DO DISTRITO FEDERAL.....	55
4.2. VANTAGENS E POTENCIAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO DISTRITO FEDERAL.....	62
4.2.2. GERAÇÃO SOLAR.....	62
4.2.3. GERAÇÃO EÓLICA.....	63
4.2.4. GERAÇÃO DE ENERGIA ORIUNDA DA GASEIFICAÇÃO DO LIXO.....	65
4.3. DISTRIBUIÇÃO NO DISTRITO FEDERAL.....	66
4.4. ASPECTOS DA INSERÇÃO NO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA NA ÁREA DA CEB.....	67
4.6. ASPECTOS ECONÔMICOS E REGULATÓRIOS NO CASO DO DISTRITO FEDERAL.....	71
5. CONCLUSÃO.....	74
BIBLIOGRAFIA.....	77

1. INTRODUÇÃO

No decurso de toda a história da humanidade, a energia tem sido a base do desenvolvimento das civilizações na medida em que permite a otimização do uso do trabalho e na medida em que possibilita a aquisição de utilidades pelo advento do uso mais prolongado das horas do dia. Com o desenvolvimento da Sociedade e o aumento da população, fica mais patente o aumento das necessidades energéticas para a produção de alimentos, bens de consumo, bens de serviço e de produção, lazer, e finalmente para promover o desenvolvimento econômico, social e cultural.

Nesse sentido, a melhoria da qualidade da energia e a universalização do acesso a energia é de suma importância, não só no contexto das grandes nações industrializadas, mas principalmente naquelas em via de desenvolvimento, cujas necessidades energéticas são ainda mais dramáticas e prementes, pois é através do uso da energia que há uma possibilidade maior de aumento do bem estar social.

Observa-se que com o crescimento da demanda pela energia elétrica vem a necessidade de melhor utilização dos recursos disponíveis, posto que, em um mundo no qual perdas se tornam cada vez menos aceitáveis, deve haver um esforço empregado por parte das empresas de energia na busca pela otimização de seus sistemas, através de uma operação ótima dos mesmos, bem como um esforço da Sociedade por obter um planejamento adequado de suas reestruturações e novas redes.

Logo, deve sempre haver uma busca por novas formas e novos meios de otimização dos recursos existentes e busca por novas tecnologias que sejam capazes de utilizar de forma mais eficiente os recursos existentes, melhorando a segurança energética, bem como baratear os custos da produção para que haja acesso de todos os estratos de uma dada Sociedade.

Por fim, e não menos importante, pressões ambientais têm modificado e devem continuar modificando dentro dos próximos anos de forma considerável a estrutura do sistema elétrico.

Cada vez mais se fala na redução da emissão de gases poluentes e os investimentos na viabilização de fontes alternativas para a geração de energia continuam batendo recorde ano após ano de crescimento. Os termos “energia limpa”

e “energia verde” já estão mundo afora consolidados para representar a geração sem emissões poluente, sendo que vários países já apresentaram metas ousadas para substituição de grande parte da geração de energia elétrica baseada em combustíveis fósseis.

Em países mais desenvolvidos, nos quais o incentivo governamental para a instalação de fontes alternativas de energia já existe e o poder aquisitivo dos cidadãos é superior ao do Brasil, já se vê um crescimento acentuado na potência instalada de unidades geradoras nos níveis de tensão de distribuição. Estas unidades são, em sua maioria, painéis fotovoltaicos.

A partir do momento em que estas pequenas unidades geradores passam a representar uma parcela significativa da energia gerada em determinada região, torna-se necessário, do ponto de vista das concessionárias, o estudo das características desta geração, uma vez que estas diferem da geração centralizada, tradicionalmente oferecida pelas concessionárias. Há, portanto, uma grande necessidade de se investigar os efeitos que a Geração Distribuída deve apresentar sobre o sistema de distribuição.

Assim, este trabalho visa apontar as principais características destas novas unidades geradoras, apontar suas vantagens e desvantagens sob o ponto de vista da concessionária e também do consumidor e, acima de tudo, investigar os principais efeitos que a conexão em grande escala destas unidades pode vir a apresentar sobre o sistema de distribuição atual, com foco na baixa tensão.

Desta forma, pretende-se, ao final, oferecer um conjunto de informações importantes sobre os efeitos da Geração Distribuída que possam num futuro próximo subsidiar ações que deverão ser necessárias nos sistemas elétricos para que estes possam suportar a ascensão da Geração Distribuída.

2. O SUPRIMENTO ENERGÉTICO NO BRASIL E O TRANSPORTE DE ENERGIA

Como aponta Hochstetler (1998), o setor elétrico é caracterizado pela intensividade em capital, sendo impactado por bruscas mudanças em taxas de juros, sendo que a composição do parque gerador é influenciado pelo custo do capital. Com a liberalização das economias e a redução de barreiras comerciais e entraves ao capital estrangeiro, a redução de custos passou a ter maior peso do que a auto-suficiência e a soberania.

Entende-se que o setor elétrico é estratégico, mas com a mudança das economias mundiais, o mercado tem tido maior peso que tais questões domésticas. Assim, O setor elétrico mundial tem passado por amplo processo de reestruturação organizacional. No modelo atual os sistemas elétricos são tipicamente divididos em segmentos como: geração, transmissão, distribuição e comercialização (LEÃO, 2012).

O Brasil segue tal segmentação, mas pode ser considerado único no âmbito mundial, por suas características e pela sua extensão territorial, onde os centros de geração se situam em grandes distâncias dos centros consumidores de energia, havendo grandes perdas na fase de transporte de energia, o que encarece a energia.

Aponte-se que na sua origem era predominantemente hidráulica, uma fonte renovável e limpa, geradas por usinas construídas nos cursos de rios com grande potencial hidrelétrico. Uma particularidade do setor elétrico nacional é o fato de o sistema ser interligado: respeitadas as restrições de transmissão, a energia gerada em uma região do país pode ser utilizada em outra (LEÃO, 2012).

No Brasil, este processo de reestruturação foi desencadeado com a criação de um novo marco regulatório, a desestatização das empresas do setor elétrico, e a abertura do mercado de energia elétrica.

Entre 2003 e 2004 o Governo Federal lançou as bases para um novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro. O setor já vinha passando por uma transição do Modelo Antigo para o Modelo de Livre Mercado até chegar ao Novo Modelo. No quadro a seguir, é possível visualizar a passagem de um ambiente quase totalmente estatizado, para outro altamente competitivo.

Figura 1- Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo do Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits de balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras

Fonte: ANEEL (2015)

Nesse novo modelo, foram instituídos os leilões para compra de energia elétrica pelas empresas distribuidoras, pelo critério de menor tarifa, com o objetivo de alcançar a modicidade tarifária. Desde então, as empresas estatais do setor disputam o mercado de geração e transmissão de energia elétrica em condições idênticas às empresas privadas nacionais e internacionais. A livre concorrência é, sem dúvida, salutar para a economia de um país.

Por isso, as licitações, outorgas e atos autorizativos expedidos pelo poder concedente, exercido pelo Ministério de Minas e Energia, não faz qualquer distinção entre empresas estatais e privadas. Quando participa de um leilão a estatal recebe o tratamento de empresa privada, mas, logo em seguida passa a sofrer auditoria dos processos pelo Tribunal de Contas da União – TCU, conforme é possível constatar na Instrução Normativa 070/2012-TCU, que estabelece em seu art. 4º que o acompanhamento desses processos de contratação “será realizado em

duas etapas, mediante a análise dos documentos". As etapas a seguir estão relacionadas no citado artigo:

I – Primeira Etapa: proposta técnica da empresa escolhida para assinatura do pré-contrato contendo a planilha de preços do contrato e o cronograma físico-financeiro da obra, bem como o pré-contrato;

II – Segunda Etapa: contrato assinado e justificativas técnicas de alterações no escopo e no preço, se houver, do contrato assinado em relação ao pré-contrato.

A Instrução Normativa institui, ainda, que a empresa estatal "deverá manter arquivados documentos técnicos que amparem a celebração dos contratos para subsidiar eventual aprofundamento da fiscalização por parte do Tribunal". Ou seja, enquanto as empresas privadas têm total liberdade para efetuar suas contratações, as estatais se submetem aos órgãos de controle e à rígida observância da lei, em especial a lei 8.666/93, que estabelece as normas gerais sobre licitações e contratos administrativos, trazendo formalidades que por vezes comprometem os prazos determinados nos contratos de concessão, o que deixa as empresas estatais visivelmente em desvantagem competitiva.

Atualmente, os projetos de expansão da transmissão da organização se originam: de novos contratos de concessão oriundos de novas outorgas, que se dão por meio dos leilões; De Resoluções Autorizativas, emitidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, para ampliação das instalações já existentes, cujas concessões foram recentemente renovadas. Como a estrutura organizacional é funcional, as equipes que atuam em cada fase dos empreendimentos estão dispersas pelas diversas áreas da empresa envolvidas nos processos de iniciação e planejamento.

A execução de todos os empreendimentos é terceirizada, por meio de contratos de empreitada integral originados de processos licitatórios ou de dispensa de licitação, quando decorrem dos leilões.

As concessões do setor elétrico existentes em 7 de julho de 1995, data da Lei nº 9.074/1995, foram prorrogadas por mais 20 anos, por meio de contratos, sendo as disposições que autorizaram essas prorrogações, previstas nos próprios contratos de concessão.

Com o advento das referidas prorrogações no ano de 1995, os contratos de concessão, então prorrogados, estariam por encerrar-se entre os anos

de 2015 e 2017, trazendo incertezas ao desenvolvimento do setor elétrico, na opinião de Campos (2010, p. 29), pois não se sabia se estas concessões seriam licitadas ou prorrogadas.

Nesse cenário, editou-se a MP nº 579/2012, a qual tratava sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, a redução dos encargos setoriais e a modicidade tarifária, trazendo a possibilidade para os concessionários, de optarem, mediante algumas condições, por mais uma renovação de seus contratos pelo prazo de até 30 anos. Tal Medida Provisória foi posteriormente convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. A Lei nº 12.783/2013, em seus artigos 11 e 12, definiu que a prorrogação das concessões vincendas poderia ser realizada a partir do termo final dos contratos em vigor ou, a critério exclusivo da Administração, em até 60 (sessenta) dias antes do término do contrato.

As condições impostas aos concessionários de geração de energia hidrelétrica com potência superior a 50 MW não dedicadas à autoprodução, constam do artigo 1º da referida lei e podem ser assim resumidas: a) aceitação do regime de tarifas e não mais de preços, considerando os custos de operação e manutenção dos ativos já amortizados ou indenizados, o custo 45 dos ativos não amortizados e não indenizados e os tributos e encargos setoriais devidos; b) aceitação do regime de cotas, em que a ANEEL atribui a energia gerada às concessionárias e permissionárias de transmissão do Sistema Interligado Nacional. Já as empresas de transmissão de energia elétrica, por conta do artigo 6º da referida lei, tiveram a receita fixada conforme os critérios estabelecidos pela ANEEL, tendo que seguir os padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL, para poderem ter as suas concessões prorrogadas. Por se tratar de um regime optativo, o qual implica na extinção antecipada do contrato de concessão e a assinatura de um novo contrato com prazo de 30 anos, os Artigos 8º e 9º da Lei 12.783/2013¹ esclareceram que as concessionárias que não aderirem a esta prorrogação, continuarão vinculadas às

¹ Art. 8º As concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que não forem prorrogadas, nos termos desta Lei, serão licitadas, na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 (trinta) anos.

[...] Art. 9º Não havendo a prorrogação do prazo de concessão e com vistas a garantir a continuidade da prestação do serviço, o titular poderá, após o vencimento do prazo, permanecer responsável por sua prestação até a assunção do novo concessionário, observadas as condições estabelecidas por esta Lei. [...]

antigas regras até o prazo final da concessão, quando deverão ser licitadas. Nota-se que o objetivo da União, ao editar a Medida Provisória nº 579, foi reduzir o custo da energia elétrica para o consumidor, promovendo a modicidade tarifária, a garantia de suprimento de energia elétrica e o aumento da competitividade do setor, o que fica evidente na Exposição de Motivos da Medida Provisória:

EM Interministerial nº 37/MME/MF/AGU

[...]

3. O tratamento dessas concessões busca a captura da amortização e depreciação dos investimentos realizados nos empreendimentos de geração e nas instalações de transmissão e de distribuição de energia elétrica alcançados pelos artigos 19 e 22 e pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, em benefício da modicidade tarifária, e visa a garantir a segurança energética, pilares do modelo atual.

4. Estudos e avaliações sobre os ativos dessas concessões demonstraram que a maioria desses ativos encontra-se fortemente amortizada e depreciada, proporcionando aos consumidores de energia elétrica do País a possibilidade de se beneficiarem, agora, de menores tarifas para a utilização da energia elétrica, insumo básico para o setor produtivo e serviço essencial para a sociedade.

5. A experiência internacional, segundo estudos efetuados por Grupo de Trabalho específico instituído pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, indica que a manutenção da exploração do serviço pelos concessionários, desde que esteja sendo prestado adequadamente, constitui forma apropriada para maximizar a captura de eficiência e dos ganhos proporcionados pela amortização e depreciação dos ativos já remunerados pelos usuários.

Assim, era interessante ao Poder Público que as concessionárias aceitassem as condições impostas e renovassem as suas concessões, garantindo a continuidade da prestação do serviço público e a redução das tarifas de energia elétrica pagas pelo consumidor, uma vez que o custo dos bens não amortizados não seria mais repassado para a tarifa de energia elétrica.

Diante de todas as modificações feitas no setor, fica cada vez mais importante a avaliação do modelo adotado, onde o setor de transmissão mostra como um problema para o setor elétrico, na medida em que o sistema necessita de implantação de grandes estruturas com investimentos vultosos em equipamentos, bem como se depara com a limitação de fornecedores de serviço, que se limitam em grandes empreiteiras situadas no país.

A área de transmissão pode ser considerada como de monopólio natural, o que significa que há intensivo emprego de capital, e que os ganhos só se deram na medida em que se ganhar escala. Como há necessidade de grandes investimentos pelo Brasil a fim de implantar seu sistema de transmissão, há a necessidade de se verificar se há outras alternativas para diminuir os gastos e levar

a energia a quem precisa. É nesse contexto que pode-se utilizar a geração distribuída como ferramenta de universalização da energia elétrica.

Como explica Barbosa e Azevedo (2014), o aumento do consumo de energia tem como resposta o aumento da geração, que é limitada a certa capacidade de seu sistema, sendo que o excesso da demanda atendida pela capacidade do sistema deve ser seguida de construção de novas unidades de geração, devendo-se aumentar o transporte e distribuição dessa maior energia comercializada.

Segundo dados da ANEEL (2015), o país conta com mais de 61,5 milhões de unidades consumidoras em 99% dos municípios brasileiros. Destas, a grande maioria, cerca de 85%, é residencial. De todos os segmentos da infraestrutura, energia elétrica é o serviço mais universalizado. A incidência e as dimensões dos nichos não atendidos estão diretamente relacionadas à sua localização – e às dificuldades físicas ou econômicas para extensão da rede elétrica. Afinal, cada uma das cinco regiões geográficas em que se divide o Brasil – Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte – tem características bastante peculiares e diferenciadas das demais.

Ainda de acordo com a ANEEL (2015), estas particularidades determinaram os contornos que os sistemas de geração, transmissão e distribuição adquiriram ao longo do tempo e ainda determinam a maior ou menor facilidade de acesso da população local à rede elétrica. Para geração e transmissão de energia elétrica, por exemplo, o país conta com um sistema (conjunto composto por usinas, linhas de transmissão e ativos de distribuição) principal: o Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa imensa “rodovia elétrica” abrange a maior parte do território brasileiro e é constituída pelas conexões realizadas ao longo do tempo, de instalações inicialmente restritas ao atendimento exclusivo das regiões de origem: Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte.

Além disso, há diversos sistemas de menor porte, não-conectados ao SIN e, por isso, chamados de Sistemas Isolados, que se concentram principalmente na região Amazônica, no Norte do país. Isto ocorre porque as características geográficas da região, composta por floresta densa e heterogênea, além de rios caudalosos e extensos, dificultaram a construção de linhas de transmissão de grande extensão que permitissem a conexão ao SIN (ANEEL, 2015).

Para o atendimento ao consumidor, outros fatores, como nível de atividade econômica, capacidade de geração e circulação de renda e densidade demográfica (número de habitantes por quilômetro quadrado) são variáveis importantes. Sudeste e Sul, por exemplo, são as regiões mais desenvolvidas do país em termos econômicos e sociais. São, também, as que apresentam maior densidade demográfica. Em consequência, o atendimento a novos consumidores pode ser realizado a partir de intervenções de pequeno porte para expansão da rede. Elas são, portanto, as regiões que registram melhor relação entre número de habitantes e unidades consumidoras de energia elétrica (ANEEL, 2015).

Já o Nordeste, Centro-Oeste e Norte historicamente concentram a maior parte da população sem acesso à rede. O atendimento foi comprometido por fatores como grande número de habitantes com baixo poder aquisitivo (no caso do Nordeste principalmente), baixa densidade demográfica (principalmente na região Centro-Oeste) e, no caso da região Norte, baixa densidade demográfica e pequena geração de renda, aliada às características geográficas. Estas últimas, por sinal, comprometeram a extensão das redes de transmissão e distribuição, mas também transformaram o Norte na região com maior potencial para aproveitamentos hidrelétricos do país (ANEEL, 2015).

Redes de transmissão de energia elétrica são essencialmente estruturas de monopólio natural. Desta forma, se os investimentos para expansão fossem somente coordenados pelo mercado, teríamos uma situação onde o nível de investimento estaria abaixo do desejado e com preços acima do custo marginal. Adicionalmente, como oferta e demanda de energia devem ser, a cada instante, iguais, as redes de transmissão devem ser dimensionadas de forma a existir excesso de capacidade. Justifica-se, desta forma, a necessidade de regulação de preços e investimento neste setor.

Anualmente o Ministério de Minas e Energia - MME publica o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE, que apresenta resultados de estudos prospectivos de demanda e oferta de energia, e projetos relacionados, como empreendimentos de geração de eletricidade, linhas de transmissão, refinarias de petróleo, blocos de exploração de petróleo, gasodutos e instalações de produção de bioenergia. Os investimentos previstos até 2023 são mostrados na tabela a seguir:

Tabela 1 - Investimentos Totais na Expansão de Energia

Área	R\$ bilhões 2013-23	%
Energia Elétrica	301	23,8
Geração	223	17,7
Transmissão	78	6,2
Petróleo e Gás	879	69,6
Biocombustíveis	81	6,5
Total	1.263	100,0
% do PIB acumulado no período		2,5
% da FEEF acumulada no período		11,5

Fonte: MME (2014)

Na atual edição do PDE, com estudos até o horizonte de 2023, é estimado um crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) de 4,3% a.a. Isso deve levar ao aumento da demanda de energia elétrica de 4,4% a.a., requerendo a adição de 77 GW de capacidade instalada de geração total, 70 mil km de linhas de transmissão e 163 GVA, em subestações. Para cumprir com este planejamento, serão necessários investimentos de cerca de R\$ 301 bilhões, sendo R\$ 223 bilhões na geração e R\$ 78 bilhões na transmissão.

Tabela 2 - Investimentos na Geração de Eletricidade

Área	R\$ bilhões 2013-23	%
Hidroelétricos	85,6	38,4
Térmicas	21,2	9,5
Nuclear	2,6	1,2
Gás Natural	18,3	8,2
Carvão	0,0	0,0
Óleo Combustível/Diesel	0,3	0,1
PCH + Biomassa + Eólica + Solar	116,3	52,1
TOTAL	223,1	100,0

Fonte: MME (2014)

Nota-se na tabela anterior, um forte investimento na energia renovável para o decênio 2013-2023. Justificando assim, a Geração Distribuída.

De acordo com Rodriguez (2002), a Geração Distribuída oferece inúmeras vantagens ao setor elétrico já que a disposição da unidade de geração próxima à carga permite a diminuição das perdas associadas ao transporte de

energia elétrica, que advém do modelo tradicional de expansão do setor elétrico. Além disso, permite uma maior diversificação das tecnologias empregadas para produção de energia e, desta maneira, sua escolha pode ser feita em função dos requerimentos específicos da carga ou da disponibilidade dos recursos energéticos locais. O capítulo seguinte trata da Geração Distribuída.

3. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Como ensina Rodrigues, Borges e Falcão (2007), a geração predominante no Brasil é a centralizada, representada por grandes blocos de geração interconectados por linhas de transmissão e despacho centralizado, em contraponto está a geração distribuída que consiste em geração de pequeno porte, localizada na rede da distribuidora local de energia elétrica.

Para Barbosa e Azevedo (2014), pode-se definir a geração distribuída como uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e ou consumidores específicos, ou seja, é a geração e armazenamento de energia em pequena escala, mais próxima ao centro de carga, com opção de interagir e considerar a maior eficiência energética.

O setor de distribuição de energia elétrica é um dos mais regulamentados e fiscalizados do setor elétrico, tendo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) como a responsável pela criação de resoluções, portarias e outras normas para o seu funcionamento. Os Procedimentos de Distribuição (Prodist), por exemplo, contêm importantes responsabilidades, penalidades, condições e regras que devem ser respeitadas na distribuição de energia, além de estabelecer critérios e indicadores de qualidade (LEÃO, 2012).

De acordo com Olade (2011), a Geração Distribuída é definida como o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e ou consumidores específicos.

A Geração Distribuída oferece inúmeras vantagens ao setor elétrico, visto que a disposição da unidade de geração próxima a carga permite a diminuição das perdas associadas ao transporte de energia elétrica, além de uma maior diversificação das tecnologias empregadas para produção de energia, e assim sua escolha pode ser realizada em função dos requerimentos específicos da carga ou da disponibilidade dos recursos energéticos locais (OI ADE, 2011).

A geração de energia elétrica a partir de fonte limpas é uma tendência em diversas partes do mundo e isto inclui os incentivos a geração distribuída de pequeno porte, nesse sentido, na tomada de consciência sobre o esgotamento dos recursos não renováveis pelas usinas convencionais que utilizam combustível fóssil,

a Geração Distribuída é uma ferramenta de estratégia importante, no incentivo ao uso de recursos renováveis disponíveis localmente ou mesmo na concepção de medidas de eficiência energética.

3.1. A GERAÇÃO DISTRIBUIDA NO MUNDO

O incentivo inicial à Geração Distribuída surgiu nos EUA com as mudanças na legislação, iniciadas pelo *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA) em 1978 e ampliadas em 1992 pelo *Energy Policy Act*, com a desregulamentação da geração de energia. A difusão da geração distribuída foi facilitada pelo progresso tecnológico mundial no campo da computação, resultando em controle e processamento de dados mais rápido e mais barato, e no campo das telecomunicações, oferecendo maior rapidez e menor custo na transmissão de maior volume de informação (INEE, 2001).

A *North American Electric Reliability Council*, (NERC) coordenava a interligação e operação adequada de suprimento do sistema e cobria 4,7 milhões de quilômetros quadrados. Em 1994, haviam 305 mil quilômetros de linhas de transmissão e distribuição na Califórnia, compartilhadas entre as seguintes empresas: a Pacific Gas and Electric Company PG&E 46%, a Southern California Edison Company SCE 24%, a Los Angeles Department of Water and Power - LADWP 13%, a Western Area Power Administration Western 4%, a San Diego Gas and Electric SDG&E e outras menores 13%.

A resposta inicial do governo californiano foi hesitante, bastante demorada, postergando o aumento de tarifas por um tempo muito longo. Em 1996, foi implementada uma política desregulatória do setor elétrico, sob o governo republicano de Pete Wilson e continuando posteriormente, sob o governo democrata de Gray Davis. A Califórnia enfrentou indesejáveis cortes programados de eletricidade e exigiu a intervenção do Estado para solucionar o problema da falta de energia elétrica. A crise energética não se restringiu somente à Califórnia, mas se propagou a mais outros 18 estados dos EUA, prejudicando o avanço na aplicação dos processos desregulatórios, em seus vários estágios de implantação.

Nos Estados Unidos não há uma legislação federal específica para inserção de Geração Distribuída. As leis são estaduais e cada estado adota uma

política para condução dessa atividade. O principal estado, no que tange a programa solar, é o da Califórnia, o qual implantou de forma mais efetiva, em 2004, o programa "Go Solar" (MATHER, 2011). Este programa foi responsável por alavancar a utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede pelos consumidores. Diferentemente da Europa, onde houve uma tendência de estabelecimento de mecanismos de incentivo aos consumidores no sentido de promover a instalação massiva deste tipo de sistemas, nos Estados Unidos não houve um forte incentivo econômico para adoção da GD. Os incentivos americanos apresentam-se decrescentes com o passar do tempo, com maior aceitação da tecnologia por parte dos consumidores.

Atualmente, a Europa é responsável por quase 60% da capacidade instalada de Geração Distribuída no mundo (EPIA, 2013). Os países líderes mundiais em capacidade instalada são Alemanha, Espanha, Estados Unidos, Japão e China.

A Alemanha é considerada o país com o mais bem sucedido mecanismo de incentivo às fontes renováveis de energia. O sistema de preços introduzido com o Electricity Feed Act (1991), posteriormente atualizado pela Renewable Energy Sources Act (2000) e pela emenda ao Renewable Energy Sources Act (2004), é a chave para o sucesso das fontes renováveis na Alemanha. Como resultado das políticas públicas implementadas pelo governo, houve um aumento significativo da potência fotovoltaica instalada naquele país. Somente em 2012 houve um incremento de 7,6 GWp na capacidade instalada (JRC, 2012).

Nos últimos anos, a Alemanha tem vivido um desenvolvimento repentino no que diz respeito à utilização de energias renováveis. Tendo se tornado líder internacional na área, possui o terceiro maior setor de energia eólica do mundo, com mais de 31.308 MW de capacidade instalada e o maior mercado de energia solar mundial, com mais de 32.389 MW de capacidade máxima instalada em 2012. Líder também em outros campos da tecnologia, a Alemanha teve no final de 2012 quase 12% do consumo bruto total de energia do país fornecido por energias renováveis. Com uma quota prevista de 20%, a Alemanha está a um passo de superar o objetivo nacional estabelecido pela Diretiva 2009/28/CE da União Europeia: atingir 18% de seu consumo bruto total de eletricidade proveniente de fontes renováveis até 2020.

O governo alemão tornou possível o desenvolvimento do mercado de energias renováveis. A Lei de Fontes de Energias Renováveis, por exemplo, oferece aos produtores de energia elétrica renovável regimes de tarifas fixas para o fornecimento durante 20 anos, além de uma elevada segurança em seu planejamento. Ao mesmo tempo, uma gradual e contínua redução das tarifas de fornecimento para novos sistemas tem estimulado ainda mais a inovação e a redução dos preços. Graças ao extraordinário sucesso desta legislação, o número de países com regimes de estímulo à compra de energia proveniente de fontes renováveis semelhantes à legislação Alemã aumentou para mais de 60 (DENA, 2013).

A base do crescimento repentino das energias renováveis na Alemanha é a força da produção nacional. No final de julho de 2012, aproximadamente 382.000 pessoas trabalhavam no setor nas áreas de pesquisa, produção, planejamento e instalação de sistemas. As empresas alemãs começaram cedo a investir no desenvolvimento de tecnologias associadas às energias renováveis e introduziram no mercado produtos de alto desempenho. As elevadas expectativas dos consumidores alemães estimulam a otimização e o desenvolvimento contínuo dos produtos. Os padrões alemães para a produção e seleção de componentes de sistema apropriados definem padrões internacionais de qualidade (DENA, 2013).

Relativamente à aplicação de painéis fotovoltaicos para geração de energia elétrica, segundo dados da REN217 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century), em 2010, foram instalados, cerca de, 17 GW em painéis solares fotovoltaicos, dos quais 13,2 GW foram instalados na União Europeia, sendo que, apenas na Alemanha foram instalados 7,2 GW. No final do ano de 2010, a capacidade instalada de painéis fotovoltaicos no mundo era de aproximadamente 40 GW, ou cerca de três usinas hidrelétricas de Itaipu (BANDEIRA, 2012).

A capacidade instalada de painéis fotovoltaicos na Alemanha seria de 20 GW, cuja implantação absorveu, até o fim de 2011, cerca de € 100 bilhões (com bilhões de euros) em subsídios e, para continuar operando necessitam de subsídios anuais que remontam a € 8 bilhões (oito bilhões de euros). Porém, toda essa capacidade instalada de painéis fotovoltaicos contribui com apenas 3% da totalidade da energia elétrica gerada no País (BANDEIRA, 2012).

O baixo rendimento das instalações de energia solar alemãs decorre do fato que a capacidade nominal de geração de energia elétrica desses equipamentos é definida para condições que só ocorrem em laboratório, enquanto que nas instalações reais, os equipamentos produzem energia bem abaixo da sua capacidade nominal e apenas por algumas horas, quando há alguma radiação solar, pois estão sujeitos à reduzida incidência de radiação solar no País, sobretudo nos meses de inverno, quando ocorrem seguidos dias nublados, em que a geração de energia elétrica por esses equipamentos é praticamente nula. O baixo rendimento dos painéis fotovoltaicos na Alemanha evidencia que o principal apelo do sistema, que seria a produção de energia renovável, reduzindo as emissões de carbono é pouco atraente (BANDEIRA, 2012).

Estudos apontam que, para evitar a emissão de uma tonelada de CO₂, o governo poderia oferecer subsídios de € 5 (cinco euros) por metro quadrado na melhoria do isolamento térmico da cobertura de prédios antigo, € 20 (vinte euros) por kWh (quilowatt-hora) instalado em novas usinas termelétricas a gás natural, ou € 500 (quinhentos euros) por kWh instalado em painéis solares. Nessas três hipóteses os benefícios para o clima seriam os mesmos, mas os dispêndios do governo seriam significativamente diferentes. Em função dessas análises, o governo alemão estuda a possibilidade de retirar os subsídios para a implantação de equipamentos que utilizem energia solar da lei que trata das energias renováveis no País (BANDEIRA, 2012).

Em 2013 o acréscimo foi de 3,3 GWp (JRC, 2013). Atualmente, a Alemanha tem cerca de 36 GWp instalados, sendo que aproximadamente 85% estão em telhados solares (EPIA, 2013). O mecanismo alemão é baseado na obrigatoriedade de compra, por parte da distribuidora, de toda a energia elétrica proveniente de fontes renováveis, sendo paga ao gerador uma tarifa pelo kWh gerado, tarifa esta superior ao valor pago pelo kWh consumido. A vantagem da política adotada pela Alemanha é que esta propiciou uma grande procura pela instalação dos sistemas, alavancando o mercado fotovoltaico naquele país. A desvantagem é que os custos envolvidos foram, posteriormente, repassados para todos os consumidores; dessa forma, os consumidores que não instalaram os sistemas também pagaram pela instalação, implicando uma conotação não muito justa da política.

A Alemanha tem mostrado ao resto do mundo como se pode alcançar um desenvolvimento ambiental e industrial ao mesmo tempo. A Alemanha é líder em pesquisa e desenvolvimento em energia solar fotovoltaica e primeiro país a introduzir um sistema de tarifas feed-in, onde o consumidor é premiado por gerar energia limpa e por exportá-la à rede, através de tarifas pré-estabelecidas por contrato. Não obstante, a Alemanha tem um índice de radiação solar entre 900 e 1250 kWh/m² /ano, segundo Nota Técnica da EPE, índice muito inferior a países com baixas latitudes, incluindo a região sul do Brasil, como por exemplo a costa norte do estado de Santa Catarina que apresenta média de 1551 kWh/m² /ano. (EPE, 2011).

Na Espanha, a integração da GD nas redes de distribuição é regulada por meio do Real Decreto 436/2004 (ESPAÑA, 2004). O referido decreto estabelece a metodologia e a sistematização do regime jurídico e econômico da geração de energia elétrica em regime especial. O decreto prevê ainda limites à integração da Geração Distribuída. A potência total da instalação conectada à rede não pode ser superior a 50% da capacidade da carga no ponto de ligação da unidade consumidora.

A Espanha tinha, em fins de 2008, 3,35GWp de capacidade PV instalada, sendo mais de 99% conectada à rede. O mercado fotovoltaico espanhol criou 27.000 postos de trabalhos, diretos e indiretos. A Espanha inicialmente incentivou a instalação de grandes centrais, que foram desenvolvidas em uma escala considerável por conta da alta rentabilidade garantida pelo marco regulatório vigente na época para este tipo de projeto. Tal modalidade de empreendimento mostrou-se inviável, com altos custos de instalação, manutenção e transmissão.

A partir de então, a Espanha promoveu algumas alterações no marco regulatório que passaram a incentivar a instalação de sistemas de pequeno porte, gerando energia elétrica próxima da unidade consumidora, por meio de sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios, nas fachadas e telhados. A Espanha adotou uma regulamentação, a partir de 1998, para impulsionar o desenvolvimento de instalações de regime especial mediante a criação de um marco favorável sem incorrer em situações discriminatórias que poderiam ser limitadoras de uma livre concorrência. Nesse contexto estão incluídas as unidades de geração fotovoltaica conectada à rede. Este relatório apresenta o desenvolvimento do mercado fotovoltaico espanhol e a evolução da regulamentação de incentivo aos sistemas

fotovoltaicos conectados à rede. No final do mês de outubro de 2008 a Comissão Nacional de Energia Elétrica, CNE, contabilizava 3.130 MW instalados e a Associação da Indústria Fotovoltaica registrava, até o final de 2007, 27.000 empregos, diretos e indiretos, proporcionados pelo desenvolvimento da indústria fotovoltaica espanhola.

A regulamentação Espanhola de incentivos a energia solar fotovoltaica proporcionou o crescimento da indústria fotovoltaica e a geração de 27.000 empregos, diretos e indiretos, até o final de 2008.

Nas atualizações do regime econômico espanhol dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede houve um descontrole com a instalação de grandes centrais devido a alta rentabilidade oferecida aos grandes investidores. O novo regime econômico em vigência na Espanha reconheceu as vantagens que oferecem as instalações integradas em edifícios, seja em fachadas ou sobre telhados, por seus benefícios como geração distribuída próxima a unidade consumidora, porque não aumentam a ocupação de território e por sua contribuição a difusão social das energias renováveis. Recomenda-se adotar no país um programa que considere e dê maiores incentivos aos sistemas integrados em edificações.

3.2 A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

A geração distribuída traz benefícios como redução de perdas, tempo rápido de implantação, baixo impacto ambiental, redução no carregamento das redes, maior confiabilidade, aumento da diversidade energética, além de ser bom para economia e para a população por estimular uma atitude mais sustentável.

A ANEEL, como Agência Nacional de Energia Elétrica exerce um papel importante cenário, pois tem como missão proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

Assim também, exerce a competência de estabelecer alguns requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas termelétricas, usinas eólicas e de outras fontes alternativas de energia.

Nesse sentido, o objeto da ANEEL, é facilitar o acesso de pequenos geradores com até 1MW de potência instalada cuja fonte de energia seja a partir de fontes renováveis como solar, eólica, biomassa, hídrica e cogeração qualificada, que são ligadas em baixa ou media tensão.

E diante do cenário atual é de grande importância o processo regulatório que ajuda a manter o equilíbrio entre os interesses de consumidores, agentes regulados e o governo, assim como atribuir credibilidade a setor e atrair mais investimento por meio de processos claros.

Segundo a ANEEL (2014), a geração distribuída consiste na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras utilizadoras de fontes de energia com base hidráulica, solar, biomassa ou cogeração qualificada, com conexão à rede de distribuição a partir da instalação de unidades consumidoras, podendo ser caracterizadas como minigeração ou como microgeração.

A microgeração distribuída consiste em uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW, e a minigeração distribuída para potência instalada acima de 100 kW e menor ou igual a 1 MW, sendo ambas para fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada. Simultaneamente, foi publicada pela ANEEL a Resolução Normativa nº 481/2012, pela qual ficou estipulado, para a fonte solar cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30 MW, o desconto de 80% para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31/12/ 2017, aplicável nos dez primeiros anos de operação da usina, nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição – TUST e TUSD, sendo esse desconto reduzido para 50% após o décimo ano de operação da usina. E ainda, farão jus ao desconto de 50% nas referidas tarifas, os empreendimentos que entrarem em operação comercial após 31 de dezembro de 2017 (ANEEL, 2015).

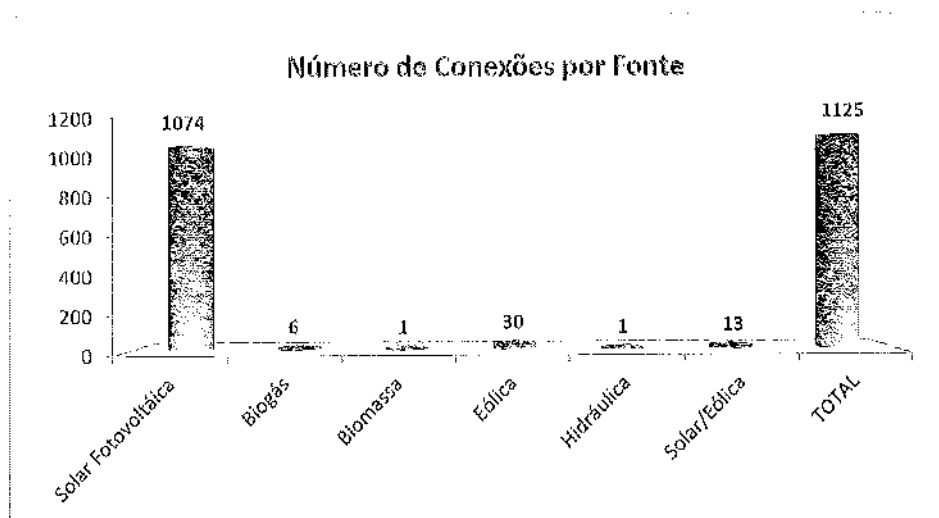


Figura 2 – Número de conexões por Fonte
fonte: ANEEL, 2015

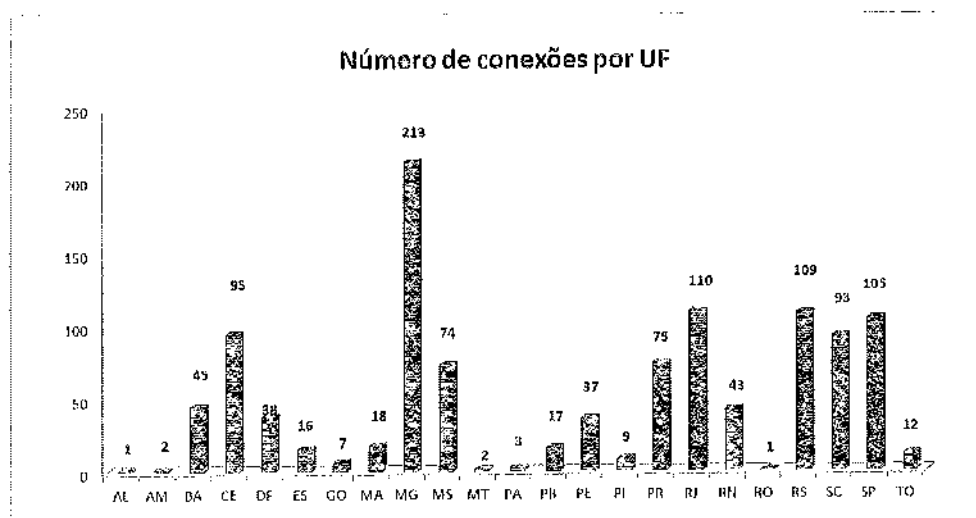


Figura 3 – Número de conexões por UF
fonte: ANEEL, 2015

A geração distribuída superou em outubro de 2015 a marca de 1000 adesões de consumidores. Ao todo, são 1125 conexões no País que representam potência instalada de 13,1 megawatts (MW). A fonte mais utilizada pelos consumidores é a solar com 1074 adesões, seguida da eólica com 30 instalações. Atualmente, o estado que possui mais micro e minigeradores é Minas Gerais com 213 conexões, seguido de Rio de Janeiro com 110 e Rio Grande do Sul com 109.

3.2.1. DESAFIOS REGULATÓRIOS

A primeira Resolução Normativa analisada foi a 235/2006, que estabeleceu os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogeneradoras de energia, na qual os requisitos para o enquadramento de central termelétrica cogeneradora era estar regularizada perante a ANEEL, conforme o disposto na legislação específica e na Resolução no 112, de 18 de maio de 1999; e preencher os requisitos mínimos de racionalidade energética.

A solicitação de qualificação de central termelétrica cogeneradora deverá ser objeto de requerimento à ANEEL, acompanhado de relatório contendo as seguintes informações: I - memorial descritivo simplificado da central e do processo associado; II - planta geral do complexo destacando onde está inserida a central; III - diagrama elétrico unifilar geral da central; IV - caracterização do calendário do ciclo operativo da central, com indicação do seu regime operativo e o consequente fator de utilização média das instalações; V- balanço da energia elétrica em kWh/h, indicando, tanto para “carga plena” quanto “carga média”, as informações referentes a: a) geração bruta; b) consumo em serviços auxiliares da central; c) consumo no processo industrial associado; e d) intercâmbio externo, se houver importação ou exportação; VI - fluxograma do balanço térmico na “carga plena” e na “carga média”, indicando para cada situação a vazão mássica e as variáveis de estado de todos os fluidos envolvidos, na entrada e saída dos principais equipamentos e instalações da central; VII - demonstração da eficiência energética individual dos principais equipamentos integrantes do ciclo térmico de cogeração; e VIII - demonstração do atendimento aos requisitos de racionalidade. Assim, o requerimento da qualificação deveria considerar os dados energéticos extraídos da efetiva operação da central, podendo, na sua falta, ser instruído com as informações do planejamento operativo.

Criou obrigação para o agente que tinha sua qualificação, obrigando-o a manter em arquivo o registro mensal dos montantes energéticos referentes à Ef, Ee e Et, bem como o demonstrativo da sua apuração, com base na efetiva operação da central termelétrica cogeneradora.

Já a Resolução Normativa n.º 390/2009 estabeleceu os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas termelétricas e de outras fontes alternativas de energia, os procedimentos para registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida.

A implantação de centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5000 kW (cinco mil kilowatts) deveria se apenas comunicada à ANEEL para fins de registro, mas não havia isenção de o empreendedor de cumprir com as obrigações ambientais e exigências requeridas pelos órgãos federais estaduais e municipais. Tal resolução isentava a ANEEL de qualquer responsabilidade oriunda do descumprimento de tais normas.

Tal resolução assegurava às centrais geradoras com capacidade instalada reduzida e registradas na ANEEL, a comercialização de energia e o livre acesso às instalações de distribuição e de transmissão, nos termos da legislação vigente.

O Anexo III da Resolução Normativa n.º 390/2009 determinava que o empreendedor fornecesse os seguintes dados para o registro: potência instalada bruta, número de unidades geradoras, combustível para usina termelétrica; e potência instalada total, número de arranjos e módulos de usina fotovoltaica para usina fotovoltaica.

A Resolução Normativa n.º 391/2009 também estabeleceu os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas eólicas, os procedimentos para registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida. Ainda, dispôs que a implantação das centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5.000 kW deveria ser comunicada à ANEEL, sendo assegurada às centrais geradoras com capacidade instalada reduzida e registradas na ANEEL a comercialização de energia e o livre acesso às instalações de distribuição e de transmissão, nos termos da legislação vigente.

Verifica-se que a Resolução Normativa nº 391/2009 não se diferencia muito da A Resolução Normativa n.º 390/2009, trazendo a mesma regulação. No entanto, constatou-se que a Resolução Normativa 391/2009 estabeleceu a necessidade da documentação referente aos requisitos técnicos, em todas as suas partes, estar assinada pelo engenheiro responsável pelas informações, incluindo a

comprovação de sua inscrição e regularidade perante o Conselho Regional de Engenharia e Agronomia – CREA.

Ainda, determinou que quaisquer modificações dos dados apresentados na solicitação de Registro ou Autorização, que implicassem em alterações nas características do empreendimento, deveriam ser informadas à ANEEL, antes da emissão do respectivo ato.

Esclareceu ainda que a ANEEL poderia solicitar outros dados e informações correlatos, ou a complementação daqueles já apresentados, para melhor instrução e análise dos requerimentos de que tratam a Resolução. E que ara o acesso às instalações de distribuição e de transmissão, incluindo o atendimento às etapas para viabilização do acesso, os interessados devem seguir o disposto nos Procedimentos de Rede, nos Procedimentos de Distribuição - Prodist e na regulamentação específica da ANEEL.

Portanto houve um avanço no esclarecimento das regras bem como a inserção da necessidade de atendimento dos procedimentos de rede e o Prodist, o que atribui uma maior tecnicidade para as normas relacionadas ao tema.

Por sua vez, a Resolução Normativa nº 343/2009 estabeleceu os procedimentos para registro, elaboração, aceite, análise, seleção e aprovação de projeto básico e para autorização, relativos a aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, em regime de produção independente ou autoprodução, com características de Pequena Central Hidrelétrica – PCH.

Tal Resolução determinou a necessidade de elaboração de projeto básico, devendo ser o requerimento de registro assinado por pessoa física interessada ou representante legal de pessoa jurídica, inclusive consórcios, nos termos da legislação vigente;; preenchimento de termo de compromisso e formulário de registro disponíveis no endereço eletrônico www.aneel.gov.br, acompanhados dos documentos requeridos; e apresentação de documentação que assegure devida autorização de uso, no caso de aproveitamentos que utilizem estruturas de propriedade da União, dos Estados, do Distrito Federal ou dos Municípios; Bem como comprovante de aporte da garantia de registro. Nesse sentido, foram estabelecidas mais formalidades para o empreendedor atender.

Estabelecia que o registro poderia assumir duas condições: I - ativo: é o registro considerado válido e eficaz; e II - inativo: é o registro ativo que venha a se

tornar insubsistente, seja por descumprimento às disposições constantes desta Resolução, seja por outro motivo considerado relevante.

A partir da efetivação do registro na condição de ativo, o interessado deveria apresentar relatórios trimestrais contendo o andamento e a evolução dos trabalhos, bem como as articulações com os demais órgãos envolvidos com vistas à adequada definição do potencial hidráulico, podendo a periodicidade ser alterada, a critério da ANEEL; assumindo, assim, por sua conta e risco, a elaboração do projeto básico, inclusive quanto à administração do prazo de validade e demais condições e informações referentes ao registro, incluindo o acompanhamento do Diário Oficial da União, no que couber, sendo responsável por eventuais ônus decorrentes da atividade ou da aplicação oriundos da Resolução. Ainda, somente o interessado detentor de registro ativo, ou seu representante legal, seria reconhecido para fins de instrução processual.

Criou uma garantia de registro, devendo ter a ANEEL como beneficiária e o interessado como tomador e vigorar por, no mínimo, vinte e quatro meses a partir da data de solicitação de registro, e devendo ser renovada tantas vezes quantas forem necessárias, sempre quinze dias antes do vencimento ou sempre que solicitada pela ANEEL, de modo que permaneça válida até que atenda as condições para uma eventual devolução, quando couber, ou até a troca da garantia.

Instituiu a exigência para o aceite do projeto básico, avaliando o atendimento ao conteúdo e abrangência dos estudos, devendo estes ser fundamentados, consistentes e adequados à etapa e ao porte do aproveitamento. Devendo ainda ser atendida a boa técnica quanto a projetos e soluções para o aproveitamento, especialmente quanto às condições de regularidade, atualidade, continuidade, eficiência e segurança, bem como a compatibilidade com o respectivo estudo de inventário aprovado.

Menciona que a aprovação final do projeto básico, dada por Despacho, após a conclusão das análises nos termos deste Capítulo, dependerá de apresentação do licenciamento ambiental pertinente e da reserva de disponibilidade hídrica, os quais deverão estar compatíveis com o projeto.

Após a publicação da aprovação do projeto básico, o interessado deverá protocolar, em até trinta dias, prorrogáveis por igual período, a critério da ANEEL, uma série de documentos originais ou cópias devidamente autenticadas, tais como: organograma do Grupo Econômico, ato constitutivo, estatuto ou contrato

social em vigor, devidamente registrado no órgão competente, acompanhado do ato que instituiu a atual administração, observando, no que couber, o disposto na Lei no 6.404, de 15 de setembro de 1976; cronograma físico completo atualizado da implantação do empreendimento, apresentado por meio de diagrama de barras e tabela, onde deverão ser destacadas as datas dos principais marcos; Informação de Acesso emitida pela concessionária de distribuição, transmissão ou pelo ONS, a respeito da viabilidade e do ponto de conexão do empreendimento. Nesse sentido, Vê-se que a ANEEL esclareceu melhor a documentação necessária para o registro, havendo uma evolução na regulação do tema em estudo.

Analizou-se também a Resolução Normativa n.º 482/2012, que estabeleceu especificamente as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica.

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

Nesse sentido, limitou a geração distribuída para potência instalada menor ou igual a 100 kW.

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

Dispensou assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para a microgeração e minigeração distribuída que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora, sendo suficiente a

celebração de Acordo Operativo para os minigeradores ou do Relacionamento Operacional para os microgeradores. Havendo nitidamente uma simplificação nos procedimentos de acesso a rede.

Interessante notar que os custos de eventuais ampliações ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica não devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, e são integralmente arcados pela distribuidora.

Instituiu a responsabilidade da distribuidora pela coleta das informações das unidades geradoras junto aos microgeradores e minigeradores distribuídos e envio dos dados constantes a ANEEL. Aprovou as revisões do Módulo 1 – Introdução, e 4 do Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, do PRODIST, contemplando a inclusão da Seção 3.7 – Acesso de Micro e Minigeração Distribuída com as adequações necessárias nesse Módulo

Nesse diapasão, a Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST descreveu os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição como critérios técnicos e operacionais.

A exploração recurso energéticos é de competência da União, podendo ela explorar diretamente ou por intermédio de terceiros. O modelo atual adotado pelo o Brasil é de promoção de leilões de energia para contratação de concessionário, responsáveis pela construção e operação de suas usinas. Nesse sentido, não desempenha papel direto de explorar da atividade. No entanto, por se tratar de serviço que todos os cidadãos devem ter acesso, deve desenvolver a fiscalização e regulação do mercado de energia, a fim de evitar a concentração em poucos exploradores.

Foi nesse cenário que, em 1996, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. A lei nº 9.427 instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, e disciplinou o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica. Tal agência governamental foi criada com a missão de melhorar as condições do mercado de energia elétrica, melhorando assim o equilíbrio entre os interesses de consumidores, agentes regulados e o governo.

Portanto, é papel da ANEEL regular e fiscalizar a geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica, bem como expedir normas de caráter técnico para dar condições de atendimento à população do

mercado de energia, diversificando os agentes a fim de viabilizar maior competição e, por consequência, diminuição das tarifas de energia, que são acardas por todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional.

Nesse mesmo objetivo e no sentido de expansão do mercado, outra competência da Agência Nacional de Energia Elétrica é implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos, expedindo os atos regulamentares necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Destacam-se também as competências da ANEEL na promoção da eficiência energética, por meio da aprovação de metodologias e procedimentos para otimização da operação dos sistemas interligados e isolados, para acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e para comercialização de energia elétrica. Deve ainda incentivar o combate ao desperdício de energia no que diz respeito a todas as formas de produção, distribuição, comercialização e uso da energia elétrica, estimulando e participando de ações ambientais voltadas para o benefício da sociedade e atuando de forma harmônica com a Política Nacional de Meio Ambiente, conforme disposto no Decreto n.º 2.335/1997.

Segundo Rodríguez (2002), 'A geração distribuída oferece inúmeras vantagens ao setor elétrico já que a disposição da unidade de geração próxima à carga permite a diminuição das perdas associadas ao transporte de energia elétrica, que advém do modelo tradicional de expansão do setor elétrico Além disso, permite maior diversificação das tecnologias empregadas para a produção de energia e, desta maneira, sua escolha pode ser feita em função dos requerimentos específicos da carga ou da disponibilidade dos recursos energéticos locais.' Logo, mostra-se como instrumento útil ao atendimento dos objetivos acima apontados.

Nesse sentido, a ANEEL promoveu a Consulta Pública nº 15/2010 (de 10 de setembro a 9 de novembro de 2010) com o objetivo de apresentar os principais instrumentos regulatórios utilizados no Brasil e em outros países para incentivar a geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis de energia, conectada na rede de distribuição e, receber contribuições dos agentes interessados e sociedade em geral sobre as questões que o regulador deve enfrentar para reduzir as barreiras existentes. E a Audiência Pública nº 42/2011 (de 11 de agosto a 14 de outubro de 2011), com o objetivo de obter contribuições a

minuta de resolução normativa que busca reduzir barreiras para a instalação de micro e minigeração distribuída incentivada e alterar o desconto na TUSD (Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição) e TUST (Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão) para usinas com fonte solar.

Após o processo, entrou em vigor em 17 de abril de 2012 uma resolução da ANEEL, a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que o consumidor pode gerar sua própria energia elétrica com o uso de fontes renováveis e até fornecer o excedente para alguma rede de distribuição local e estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração distribuída, centrais geradoras de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 100 quilowatts (kW), e minigeração distribuída, centrais geradoras com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 megawatt (MW), aos sistemas de distribuição de energia elétrica, além de criar um sistema de compensação de energia elétrica correspondente.

Em tal norma, conceitua-se o sistema de compensação de energia elétrica como o sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados.

A resolução estabelece que as distribuidoras que devem adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas quando se refere ao acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e se necessário normas internacionais.

Esclareça-se que o PRODIST tem como objetivo estabelece as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, ao sistema de distribuição, não abrangendo as Demais Instalações de Transmissão -- DIT, e definir os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes bem como aos existentes, sendo ferramenta importante na manutenção da confiabilidade do sistema.

Além disso, a resolução deixa claro que os custos referentes à adequação do sistema de medição para implantação do sistema de compensação de energia elétrica, são arcados pelo interessado. No entanto, qualquer custo referente a ampliações e reforços no sistema de distribuição das micro e minigeradoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica devem ser arcados pela distribuidora.

E através do módulo 3 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST foram estabelecidas condições de acesso, definidos os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações de implementação de novas conexões, além de requisitos de operação, manutenção e segurança da conexão.

Para a geradora ser definida como micro ou minigeração distribuída, são obrigatórias as etapas de solicitação e de parecer de acesso. A solicitação de é um requerimento elaborado pelo acessante, a solicitação de acesso deve constar o memorial descritivo, localização, arranjo físico, diagramas das instalações de conexão, além de outros documentos que venha ser solicitador pela distribuidora.

Abaixo segue uma Tabela que apresenta um resumo das etapas para solicitação de acesso:

ETAPA	AÇÃO	RESPONSÁVEL	PRAZO
1 Solicitação de acesso	(a) Formalização da solicitação de acesso, com o encaminhamento de documentação, dados e informações pertinentes, bem como dos estudos realizados	Acessante	-

	(b) Recebimento da solicitação de acesso	Distribuidora	-
	(c) Solução de pendências relativas às informações solicitadas na Seção 3.7	Acessante	Até 60 (sessenta) dias após a ação 1(b)
2 Parecer de acesso	(a) Emissão de parecer com a definição das condições de acesso	Distribuidora	i. Se não houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição, até 30 (trinta) dias após a ação 1(b) ou 1(c). ii. Para central geradora classificada como minigeração distribuída e houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição, até 60 (sessenta) dias após a ação 1(b) ou 1(c).
3 Contratos	(a) Assinatura dos Contratos, quando couber	Acessante e Distribuidora	Até 90 (noventa) dias após a ação 2(a)
4 Implantação	(a) Solicitação de vistoria	Acessante	Definido pelo acessante

da conexão	(b) Realização de vistoria.	Distribuidora	Até 30 (trinta) dias após a ação 4(a)
	(c) Entrega para acessante do Relatório de Vistoria.	Distribuidora	Até 15 (quinze) dias após a ação 4(b)
5 Aprovação do ponto de conexão	(a) Adequação das condicionantes do Relatório de Vistoria	Acessante	Definido pelo acessante
	(b) Aprovação do ponto de conexão, liberando-o para sua efetiva conexão.	Distribuidora	Até 7 (sete) dias após a ação 5(a)

Tabela 3 – Etapas do Processo de Solicitação de Acesso

Fonte: Autor

Não é necessário a assinatura de um contrato para centrais de micro e minigeração distribuída, apenas um Acordo Operativo já formalizará o acesso.

Em junho de 2015 houve uma audiência pública para discutir proposta de revisão da Resolução Normativa nº 482/2012. A norma trata da instalação de geração distribuída de pequeno porte, que inclui a microgeração, com até 100 quilowatt (KW) de potência, e a minigeração, de 100 KW a 1 megawatt (MW).

Os objetivos principais da revisão do regulamento são: reduzir as barreiras ainda existentes à conexão dos micro e minigeradores à rede das distribuidoras; compatibilizar as regras do sistema de compensação de energia

elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento; aumentar o público alvo e realizar aperfeiçoamentos na regra.

Com as alterações propostas nesta Audiência, aproximadamente 500 mil consumidores residenciais e comerciais instalem microgeração solar fotovoltaica até o ano de 2024, totalizando 2 GW de potência instalada. Caso todos os estados façam adesão à isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) a previsão chega a 700 mil. Atualmente, cinco estados (São Paulo, Pernambuco, Goiás, Rio Grande do Norte e Minas Gerais) já podem dar essa isenção.

Em 02 e 18 de dezembro de 2015, a ANEEL editou a Resolução Normativa n.º 687, de 2015, que alterou a Resolução n.º 482, de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição, atribuindo novos limites para microgeração, 75 kW, e minigeração, 3MW para hidráulica, e 5MW para as demais fontes renováveis. Inseriu ainda os conceitos de 'autoconsumo remoto' e 'geração compartilhada' para permitir que o consumidor instale micro e minigeração distribuída em unidade diferente daquela em que se dá o seu maior consumo.

Assim, o autoconsumo remoto permite que o consumidor tenha uma unidade geradora de sua propriedade, dentro de uma mesma área de concessão ou permissão, localizada em unidade consumidora com pequena, ou nenhuma carga instalada, de sua titularidade, que possa usufruir dos créditos em outra unidade consumidora, mas qual se localiza a maior parte, ou totalidade de suas cargas.

O termo geração compartilhada regulamenta o arranjo acima citado em que o empreendimento pode ser constituído, distante de seus locais de consumo, por pessoa física, jurídica ou consórcios de empresas.

Definiu empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras como aqueles caracterizados pela utilização de energia independente, no qual casa-fração com uso individualizado constitui uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituem uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, devendo ser a propriedade contígua ou em uma mesma propriedade.

A resolução buscou simplificar o procedimento de contratação entre o consumidor com geração distribuída e a distribuidora, tendo em vista que o

Relacionamento Operacional apenas apresenta os dados da central geradora, os dados para contato com a distribuidora e informações básicas sobre as condições de operação.

Por último, definiu o termos 'melhoria' e 'reforço' na rede de distribuição, não devendo fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor os custos advindos da conexão, exceto para o caso de geração compartilhada.

Quanto à carga tributária, há um Projeto de Lei do Senado nº 249, de 2014 em tramitação, no que foi proposto que mais estados participem do convênio assinado neste ano, no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), que permite isenção do ICMS para o saldo excedente da energia produzida por micro e minigeradoras solares. Quanto à carga tributária, propôs que mais estados participem do convênio assinado neste ano, no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), que permite isenção do ICMS para o saldo excedente da energia produzida por micro e minigeradoras solares.

Na Justificativa do referido Projeto:

O modelo brasileiro de expansão das fontes de energia elétrica baseia-se na construção de grandes parques geradores, normalmente de origem hidroelétrica e termoeletrica. Mesmo as fontes alternativas – eólica, solar e biomassa – têm sido introduzidas no Sistema Elétrico Nacional Interligado de forma concentrada. Tal modelo tem requerido a construção de longas redes de transmissão de energia, porque os potenciais de geração normalmente estão distantes dos pontos de consumo. Além do encarecimento da energia decorrente da intensa expansão da rede de transmissão, o sistema elétrico opera com perdas que poderiam ser evitadas se a fonte de geração estivesse próxima do consumo. Mesmo as fontes termoeletricas de grande porte, que, em tese, podem ser implantadas próximas dos centros de carga, sofrem com restrições de cunho ambiental e de localização. A resposta mais adequada para esses inconvenientes é a geração distribuída: fontes de energia de pequeno porte ao lado das unidades consumidoras. Essas fontes distribuídas são, normalmente, as fontes alternativas de pequeno porte – fotovoltaica, eólica ou biomassa, porque podem ser implantadas praticamente em qualquer prédio ou terreno. A grande vantagem da geração distribuída em relação à geração concentrada é exatamente a redução de perdas e a diminuição dos investimentos em redes de transmissão e de distribuição. Além do mais, a geração distribuída contribui com a preservação do meio ambiente, ao evitar a construção de grandes obras, normalmente causadoras de externalidades negativas para os biomas e para o clima.

Constata-se a existência de várias barreiras no Brasil para a implementação da geração distribuída, tais como barreiras técnicas, econômicas e regulatórias, considerando-se a estrutura tarifária, a interconexão com a rede elétrica, os modelos de negócios praticados bem como a viabilidade econômica dos investimentos em geração distribuída. Logo, existem muitas dificuldades, como alto

custo de implantação e alto tempo de retorno do investimento que podem desestimular sua implantação.

Apesar disto, verifica-se na evolução da regulação proposta pela Agência Reguladora que muitos passos foram dados no sentido de viabilizar esse tipo de geração, por meio da simplificação de procedimentos, estabelecimento mais claros de regras e exigência de menos instrumentos jurídicos para a implementação do acesso à rede.

Contudo, há muitos passos a serem dados no sentido de incentivar o acesso de novos empreendedores de pequeno porte no sistema e diversificar o mercado, dando maior segurança e confiabilidade ao sistema.

3.2.2. DESAFIOS ECONÔMICOS

A falta de regras específicas é um entrave à microgeração distribuída no Brasil, assim como as barreiras técnicas, regulatórias, comerciais e a dificuldade de viabilização econômica de projetos.

Os incentivos à microgeração vigentes dão-se diretamente pela aplicação da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, da ANEEL e indiretamente pela desoneração fiscal na aquisição de módulos e painéis fotovoltaicos nas alíquotas de ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços), de competência estadual, e do IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados), de competência federal.

A Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, da ANEEL, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e, também, o sistema de compensação de energia elétrica. As distribuidoras devem, até 13 de dezembro de 2012, adequar seus sistemas comerciais, elaborar ou revisar normas. Serão utilizados como referência, os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais. Após a data estipulada e em conformidade com as normas técnica, a distribuidora deverá atender todas as solicitações de acesso à rede, nos termos da seção 3.7, do módulo 3, do PRODIST.

A unidade geradora de energia elétrica com potência instalada até 100 kW, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, é caracterizada como microgeração distribuída conforme disposto na resolução.

O sistema de compensação da energia elétrica gerada é conhecido como *netmetering*. A unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica terá o consumo faturado, referente à energia elétrica ativa, pela diferença entre a energia consumida e a energia injetada, conforme o posto horário. Caso a energia ativa injetada no posto horário seja superior a energia consumida, a diferença deve ser compensada em outros postos horários dentro do mesmo ciclo de faturamento, observando a relação entre os valores das tarifas. O excedente não compensado no ciclo de faturamento corrente será abatido do consumo medido em meses subsequentes e terá validade de 36 meses após a data do faturamento.

A energia ativa injetada que não tenha sido compensada na própria unidade consumidora poderá ser utilizada para compensar o consumo de outras unidades atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação, ou caso as unidades sejam 26 reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito.

Os custos referentes à adequação do sistema de medição correrão por conta do interessado em ingressar no sistema de compensação de energia elétrica. É importante destacar da resolução normativa que será cobrado da unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica, no mínimo, o valor referente à demanda contratada para o consumidor do grupo A, ou ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, cujos valores são determinados pelo disposto no art. 48 da Resolução ANEEL nº 456/00, pelo tipo de ligação:

- Monofásico e bifásico a dois condutores: valor em moeda corrente equivalente a 30 kWh;
- Bifásico a três condutores: valor em moeda corrente equivalente a 50 kWh;
- Trifásico: valor em moeda corrente equivalente a 100 kWh.

A Geração Distribuída acarreta desvantagens devidas ao aumento do número de empresas e entidades envolvidas, à desvinculação entre interconexão física e intercâmbio comercial e o custo da tecnologia:

- Remuneração do custo da interligação da GD à rede, que a princípio fica a cargo do proprietário da GD (OLADE, 2011);
- Possível variação da tarifa em função da taxa de utilização da interconexão;
- Possível tempo de amortização elevado devido ao custo do sistema;
- Variações na produção de energia do sistema, conforme a fonte energética adotada (INEE, 2001).
- A concessionária a qual vai se conectar um produtor independente pode ser apenas transportadora e não compradora da energia que lhe é entregue por aquele produtor para um cliente remoto;
- Maior complexidade no planejamento e na operação do sistema elétrico;
- Maior complexidade nos procedimentos e na realização de manutenções, inclusive nas medidas de segurança a serem tomadas e na coordenação das atividades;
- Possível diminuição do fator de utilização das instalações das concessionárias de distribuição, o que tende aumentar o preço médio de fornecimento das mesmas;
- Remuneração de investimentos de concessionárias, decorrentes ou afetados pela interconexão (INEE, 2001).

As desvantagens do uso da GD para a sociedade estão ligadas ao custo de implantação do projeto e ao seu tempo de amortização, visto que é um mercado novo, porém com o desenvolvimento da curva de aprendizado, a tendência natural é a diminuição de custos e melhoria da tecnologia. Para o produtor independente, a interligação à rede acarreta obviamente certa redução de autonomia, por não poder mais agir visando apenas à maximização do próprio benefício, nos casos em que possa ser prejudicado o benefício global de todos os

usuários. Apesar da tendência de uso da GD ser crescente, dependendo da cidade, poderá ser insuficiente para atender todo o crescimento da demanda de energia e, portanto, não irá dispensar acréscimos da geração centralizada, mas sim diminuir sua taxa de crescimento.

3.2.3. PAPEL DA DISTRIBUIDORA COMO AGENTE FOMENTADOR DO SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA

3.2.3.1. INTRODUÇÃO

As concessionárias de distribuição, ou distribuidoras, são empresas que receberam autorização do poder concedente, a União, para explorar o serviço público de distribuição de energia elétrica. São responsáveis por operar, manter e expandir os sistemas elétricos em sua área de atuação, em tensões que normalmente vão desde a BT (127 V / 220 V) até a alta tensão (AT) (138 kV), para garantir o atendimento aos usuários finais de energia. Em alguns casos as distribuidoras podem ser responsáveis também por instalações em 230 kV, se destinadas exclusivamente ao atendimento de consumidores.

No atual modelo do setor elétrico, as distribuidoras não são remuneradas pela venda da energia que entregam aos consumidores. A parcela referente à energia, que é arrecadada de seus consumidores cativos, é repassada integralmente aos produtores, ou seja, não obtém lucro sobre a energia que transita pelo seu sistema. O ganho da distribuidora vem da remuneração pelo uso do sistema elétrico pelos agentes conectados (FILIPPO FILHO, 2011).

Os principais desafios das distribuidoras na implantação desse tipo de geração não é trivial, visto que a presença de GD nas redes de distribuição de energia elétrica requer recursos e procedimentos operativos adicionais em relação às redes convencionais, bem como padrões de conexão e práticas de planejamento da expansão (KAGAN E GOUVEA, 2013).

Essa implantação não afeta somente a área de energia elétrica mas também as áreas de telecomunicações, computação, automação, dentre outras. Sistemas de telecomunicações precisarão dar o suporte para sistemas de gerenciamento e controle, para tratamento de dados, para proteção dos sistemas, etc. Além disso, são essenciais para sistemas de estabilização das demandas e tarifação que possibilitam a garantia de resposta à demanda adequada e o livre

mercado para compra e venda de energia em tempo real por consumidores finais. Para tanto, será necessária uma rede de comunicação altamente segura, confiável e com baixo retardo, de forma que o monitoramento e o controle da rede elétrica possam ser realizados.

Muitas vezes, ao se falar em GD, se pensa nas formas de geração alternativas, como fazendas para geração de energia eólica ou usinas construídas para funcionar com a variação das marés. Tudo isso é parte da iniciativa sustentável para reduzir a emissão de poluentes, conectando à rede plantas virtuais de energia renovável em escala industrial. Contudo, a GD inclui também a geração de energia pelos clientes. Assim, uma residência equipada com um painel solar ou uma pequena turbina eólica pode ser uma fonte geradora para todo o sistema, disponibilizando o excesso de energia que foi gerado. Isso só é possível devido à comunicação bidirecional dos medidores.

3.2.3.2 . COMPRA E VENDA DE ENERGIA PELA DISTRIBUIDORA

A compra e venda de energia pela Distribuidora é regulada pela Lei n.º 10.848, de 2004, que dispõe sobre comercialização de energia e criou a obrigação da distribuidora garantir o atendimento à totalidade do mercado, mediante contratação regulada, observando diretrizes que disponham sobre mecanismos de incentivo à contratação que favoreça a modicidade tarifária, adote medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico, condições e limites para repasse do custo de aquisição de energia elétrica para os consumidores finais.

O ambiente de contratação de energia é o Ambiente de Contratação Regulada, mas é importante girar que a compra de energia elétrica proveniente da geração distribuída não pode exceder dez por cento da carga da distribuidora e a contratação deve ser mediante chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, a fim de que seja assegurada a transparência nas contratações.

3.2.4. MECANISMOS DE INCENTIVO: FEED IN TARIFF E NET METERING

3.2.4.1. NET METERING

O Net Metering permite que o consumidor compense seu consumo de energia com a sua geração própria em determinado período, empregando-se um medidor bidirecional que registra o fluxo de energia nos dois sentidos.

O consumidor paga à Distribuidora a energia que consumiu a mais de sua geração, pagando a diferença líquida sujeita à tarifação normal. No caso de gerar mais energia do que necessário pode receber o restante devido ao custo evitado. Nesse sentido, o consumidor recebe os benefícios, podendo usar a rede elétrica para armazenar o excedente de energia, podendo utilizá-la quando necessário.

Sua principal característica é a simplicidade tendo em vista que usa apenas um medidor para girar em sentido contrário no momento da geração que supera o consumo.

3.2.4.2. FEED IN TARIFF

As Feed in são definidas pelo governo com o preço que as concessionárias devem pagar por cada quilowatt-hora produzido por tecnologias baseadas em fonte renovável, e é entregue na rede (RODRÍGUEZ, 2002).

É criada uma obrigação legal para as empresas de comprar eletricidade de fontes renováveis a uma tarifa prêmio, geralmente garantida por um período, fazendo com que as instalações de sistemas de energia renovável sejam rentáveis e se mostre como um investimento seguro para o gerador. O custo extra é rateado entre os demais consumidores de energia.

3.4.4.3. COMERCIALIZAÇÃO DE EXCEDENTES DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Outro mecanismo de incentivo à geração distribuída é a comercialização de excedentes de micro e minigeração que se baseia no investimento do consumidor em centrais geradoras de energia com capacidades

maiores da demanda do consumidor, onde o mesmo migraria para a autoprodução e seria remunerado pela energia injetada no sistema, e não haveria a compensação no consumo, mas sim a recuperação do investimento com a comercialização de seus excedentes no Ambiente de Contratação Livre – ACL.

4. DESAFIOS ENCONTRADOS PELO CONSUMIDOR NO DISTRITO FEDERAL

4.1. PANORAMA DO DISTRITO FEDERAL

O Distrito Federal é uma unidade da Federação que possui características específicas na sua divisão administrativa e distribuição demográfica. Ele é dividido em unidades administrativas e não pode ser dividido em municípios, cumulando as competências dos estados e municípios. Assim, é distribuído o território do Distrito Federal.



Figura 04- Regiões Administrativas no Distrito Federal

Fonte: Google

Aponta o Anuário Estatístico 2014, elaborado pela Companhia de Planejamento do Distrito Federal (CODEPLAN), que a renda média per capita mensal no Distrito Federal é de R\$ 1.318, 85.

REGIÕES
ADMINISTRATIVAS

RENDAS DOMICILIARES MÊDIA
MENSAL

RENDAS PER CAPITA
MÊDIA MENSAL

GINI
(1)

	Valores Absolutos (RS 1,00)	Valores em Salários Mínimos	Valores Absolutos (RS 1,00)	Valores em Salários Mínimos	
Distrito Federal	4.640,86	8,52	1.318,85	2,42	0,510
Brasília	10.484,55	19,24	3.648,89	6,70	0,378
Gama	3.604,08	6,61	1.015,77	1,86	0,456
Taguatinga	4.427,16	8,12	1.310,86	2,41	0,453
Brazlândia	2.443,12	4,48	642,21	1,18	0,464
Sobradinho	4.872,95	8,94	1.455,34	2,67	0,444
Planaltina	2.308,51	4,24	634,35	1,16	0,462
Paranoá	1.957,86	3,59	487,55	0,89	0,407
Núcleo Bandeirante	4.544,85	8,34	1.388,09	2,55	0,439
Ceilândia	2.351,83	4,32	642,69	1,18	0,462
Guará	6.016,32	11,04	1.850,35	3,40	0,413
Cruzeiro	6.580,22	12,07	2.021,16	3,71	0,380
Samambaia	2.158,99	3,96	577,67	1,06	0,427
Santa Maria	2.483,73	4,56	658,97	1,21	0,452
São Sebastião	1.877,41	3,44	501,47	0,92	0,400
Recanto das Emas	1.914,18	3,51	491,12	0,90	0,414
Lago Sul	18.950,96	34,77	5.756,38	10,56	0,323
Riacho Fundo	3.271,14	6,00	850,72	1,56	0,457
Lago Norte	14.084,57	25,84	4.864,87	8,93	0,349
Candangolândia	4.066,56	7,46	1.064,08	1,95	0,446
Águas Claras	7.979,76	14,64	2.375,70	4,36	0,426
Riacho Fundo II	2.156,37	3,96	563,31	1,03	0,423

Sudoeste/Octogonal	11.963,81	21,95	4.727,42	8,67	0,35 0
Varjão	1.575,83	2,89	424,65	0,78	0,40 3
Park Way	12.809,28	23,50	3.656,21	6,71	0,42 1
SCIA ⁽²⁾	1.263,01	2,32	306,42	0,56	0,35 4
Sobradinho II	4.858,82	8,92	1.330,25	2,44	0,50 5
Jardim Botânico	11.817,42	21,68	3.449,62	6,33	0,34 7
Itapoã	1.358,96	2,49	343,80	0,63	0,33 8
SIA ⁽³⁾	2.736,80	5,02	827,94	1,52	0,38 2
Vicente Pires	6.327,82	11,61	1.707,94	3,13	0,42 7

(1) O Coeficiente de Gini representa uma medida descritiva da classificação da renda, mensurando as suas diferenças, variando de “zero” que representa a igualdade perfeita a “um” que significa a desigualdade perfeita.

(2) Setor Complementar de Indústria e Abastecimento. Inclui-se a Estrutural. (3) Setor de Indústria e Abastecimento.

Fonte - Companhia de Planejamento do Distrito Federal - CODEPLAN
- Pesquisa Distrital por Amostra de Domicílios - PDAD - 2011

Tabela 4 – Renda per capita da população do Distrito Federal
Fonte: Companhia de Planejamento do Distrito Federal

Como aponta o estudo da Secretaria de Assuntos Estratégicos, pode-se caracterizar a população do Distrito Federal como composta de classe média alta. Veja-se a tabela:

GRUPOS DE RENDA DA POPULAÇÃO

Classificação da SAE			Classificação da CPS/FGV	
Grupo	Renda per capita	Renda familiar (pai, mãe e 2 filhos)	Grupo	Renda familiar
Extremamente pobre	Até R\$ 81	Até R\$ 324	E	Até R\$ 1.085
Pobre, mas não extremamente pobre	Até R\$ 162	Até R\$ 648	D	Até R\$ 1.734
Vulnerável	Até R\$ 291	Até R\$ 1.164		
Baixa classe média	Até R\$ 441	Até R\$ 1.764	C	Até R\$ 7.475
Média classe média	Até R\$ 641	Até R\$ 2.564		
Alta classe média	Até R\$ 1.019	Até R\$ 4.076		
Baixa classe alta	Até 2.480	Até R\$ 9.920	B	Até R\$ 9.745
Alta classe alta	Acima de 2.480	Acima de R\$ 9.920	A	Acima de R\$ 9.745

Tabela 5 - Renda per capita da População – Classificação da SAE
 Fontes: Secretaria de Assuntos Estratégicos (SAE) e Centro de Políticas Sociais da FGV (estudo 'De Volta ao País do Futuro', de Marcelo Néri)

Conforme estabelece o Atlas do Desenvolvimento Humano do Brasil, o índice de desenvolvimento humano – IDH do Distrito Federal é 0,824 em 2010, ficando em 1º lugar no ranking brasileiro. Tal índice é uma medida que contrapõe o

PIB per capita, e mede a qualidade de vida da população. Assim, o Distrito Federal se constitui em um local de oportunidades para investimentos em energia.

O índice acima apontado está intimamente ligado ao consumo de energia, assim quanto maior o IDH maior será o consumo de energia. Com o acesso da população a informações a respeito dos custos sociais do consumo de energia, a tendência é o aumento da opção por energias mais eficientes e mais baratas que contribuam para a conservação de recursos naturais.

O Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2014 estabelece que há no Distrito Federal 947.327 consumidores de energia, havendo uma média de crescimento de 4% no total geral, e crescimento na participação de consumidores residenciais no mercado, no montante de 87%.

	2009	2010	2011	2012	2013	Δ% (2013/2012)	Part. % (2013)	
Consumo (GWh)	5.246	5.602	5.918	6.181	6.533	5,7	100	Consumption (GWh)
Residencial	1.879	1.967	2.005	2.074	2.191	5,6	33,5	Residential
Industrial	580	634	675	733	784	7,0	12,0	Industrial
Comercial	1.538	1.654	1.834	1.925	2.016	4,8	30,9	Commercial
Rural	112	124	131	139	147	5,9	2,2	Rural
Poder público	517	548	570	596	639	7,2	9,8	Public Sector
Iluminação pública	301	345	364	385	402	4,5	6,2	Public lighting
Serviço público	313	326	334	325	349	7,4	5,3	Public service
Consumo próprio	5	5	4	4	4	-1,6	0,1	Own Use
Consumidores (unidades)	826.692	851.792	880.067	910.920	947.327	4,0	100	Consumers (units)
Residencial	720.960	740.264	762.414	791.300	824.525	4,2	87,0	Residential
Industrial	1.677	1.689	1.736	1.731	1.727	-0,2	0,2	Industrial
Comercial	80.011	95.169	100.902	102.508	104.954	2,4	11,1	Commercial
Rural	9.240	9.497	9.561	9.793	9.974	1,8	1,1	Rural
Poder público	4.690	4.818	5.097	5.226	5.792	10,8	0,6	Public Sector
Iluminação pública	19	19	19	19	19	0,0	0,0	Public lighting
Serviço público	233	287	288	293	286	-2,4	0,0	Public service
Consumo próprio	52	49	50	50	50	0,0	0,0	Own Use

Tabela 6 – Distrito Federal – Consumo e número de consumidores
Fonte: Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2014

Verifica-se também que a participação da unidade da Federação em capacidade instalada no Brasil é na ordem de 0,3% da capacidade instalada nacional e de geração elétrica é de apenas 0,2% da capacidade nacional.

	2013	Part. % (2013)	
Brasil	126.743	100,0	Brazil
Norte	16.869	13,3	North
Rondônia	2.165	12,0	Rondônia
Acre	189	1,1	Acre
Amazonas	2.475	14,7	Amazonas
Roraima	99	0,6	Roraima
Pará	9.136	54,2	Pará
Amapá	361	2,1	Amapá
Tocantins	2.444	14,5	Tocantins
Nordeste	22.137	17,5	Northeast
Maranhão	2.306	10,7	Maranhão
Piauí	199	0,9	Piauí
Ceará	2.607	11,8	Ceará
Rio Grande do Norte	930	4,2	Rio Grande do Norte
Paraíba	641	2,9	Paraíba
Pernambuco	2.655	12,0	Pernambuco
Alagoas	1.028	18,2	Alagoas
Sergipe	1.703	7,7	Sergipe
Bahia	7.006	31,6	Bahia
Sudeste	42.204	33,3	Southeast
São Paulo	18.149	43,0	São Paulo
Minas Gerais	14.254	33,8	Minas Gerais
Espírito Santo	1.558	3,7	Espírito Santo
Rio de Janeiro	8.243	19,5	Rio de Janeiro
Sul	29.610	23,4	South
Paraná	17.230	58,2	Paraná
Santa Catarina	5.377	18,2	Santa Catarina
Rio Grande do Sul	7.003	23,7	Rio Grande do Sul
Centro-Oeste	15.923	12,6	Midwest
Mato Grosso do Sul	5.412	34,0	Mato Grosso do Sul
Mato Grosso	2.728	17,1	Mato Grosso
Goiás	7.736	48,6	Goiás
Distrito Federal	47,0	0,3	Distrito Federal

Tabela 7 – Capacidade instalada por região e unidade da federação no Brasil (MW)

Fonte: Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2014

	2013	Part. % (2013)	
Brasil	126.743	100,0	Brazil
Norte	16.869	13,3	North
Rorondônia	2.165	12,8	Rorondônia
Acre	189	1,1	Acre
Amazonas	2.475	14,7	Amazonas
Roraima	99	0,6	Roraima
Pará	9.136	54,2	Pará
Amapá	361	2,1	Amapá
Tocantins	2.444	14,5	Tocantins
Nordeste	22.137	17,5	Northeast
Maranhão	2.366	10,7	Maranhão
Piauí	199	0,9	Piauí
Ceará	2.607	11,8	Ceará
Rio Grande do Norte	930	4,2	Rio Grande do Norte
Paraíba	641	2,9	Paraíba
Pernambuco	2.655	12,0	Pernambuco
Alagoas	4.028	18,2	Alagoas
Sergipe	1.703	7,7	Sergipe
Bahia	7.006	31,6	Bahia
Sudeste	42.204	33,3	Southeast
São Paulo	18.149	43,0	São Paulo
Minas Gerais	14.254	33,8	Minas Gerais
Espírito Santo	1.558	3,7	Espírito Santo
Rio de Janeiro	8.243	19,5	Rio de Janeiro
Sul	29.610	23,4	South
Paraná	17.230	58,2	Paraná
Santa Catarina	5.377	18,2	Santa Catarina
Rio Grande do Sul	7.003	23,7	Rio Grande do Sul
Centro-Oeste	15.923	12,6	Midwest
Mato Grosso do Sul	5.412	34,0	Mato Grosso do Sul
Mato Grosso	2.728	17,1	Mato Grosso
Goiás	7.736	48,6	Goiás
Distrito Federal	470	0,3	Distrito Federal

Tabela 7 – Capacidade instalada por região e unidade da federação no Brasil (MW)

Fonte: Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2014

	2009	2010	2011	2012	2013	Δ% (2013/2012)	Part. % (2013)	
Brasil	462.976	515.799	531.758	552.498	570.025	3,2	100,0	Brazil
Norte	62.600	63.434	67.894	69.906	71.668	2,5	12,6	North
Rorondônia	2.788	3.670	3.214	4.173	6.407	53,5	8,9	Rorondônia
Acre	141	174	203	377	234	38,0	0,3	Acre
Amazonas	9.077	8.751	9.036	9.561	9.970	4,3	13,9	Amazonas
Roraima	99	127	133	128	169	32,2	0,2	Roraima
Pará	42.030	39.939	43.092	41.217	41.191	-0,1	57,5	Pará
Amapá	773	1.477	1.566	1.704	1.816	6,6	2,5	Amapá
Tocantins	7.742	9.296	10.650	12.747	11.881	-6,8	16,6	Tocantins
Nordeste	60.186	61.077	66.971	76.412	79.856	4,5	14,0	Northeast
Maranhão	994	1.219	1.943	3.621	11.181	208,7	14,0	Maranhão
Piauí	779	716	742	723	731	1,1	0,9	Piauí
Ceará	1.136	3.981	2.578	4.425	10.396	135,0	13,0	Ceará
Rio G. do Norte	315	1.403	1.587	2.920	3.756	28,6	4,7	Rio G. do Norte
Paraíba	232	405	380	1.010	1.854	83,6	2,3	Paraíba
Pernambuco	5.419	7.336	7.707	8.395	9.733	15,9	12,2	Pernambuco
Alagoas	18.803	17.065	18.747	19.325	13.029	-32,6	16,3	Alagoas
Sergipe	9.642	8.658	9.670	10.177	6.760	-33,6	8,5	Sergipe
Bahia	22.865	20.291	23.608	25.816	22.416	-13,2	28,1	Bahia
Sudeste	169.390	189.164	181.091	204.659	193.106	-5,6	33,9	Southeast
São Paulo	69.474	76.080	72.151	78.534	75.517	-3,8	39,1	São Paulo
Minas Gerais	63.538	64.239	63.811	71.685	54.013	-24,6	28,0	Minas Gerais
Espírito Santo	7.010	5.083	6.589	6.860	8.464	23,4	4,4	Espírito Santo
Rio de Janeiro	29.369	42.963	38.540	47.610	55.112	15,8	28,5	Rio de Janeiro
Sul	121.756	142.206	153.932	127.612	156.413	22,6	27,4	South
Paraná	85.575	95.548	99.355	92.819	103.447	11,4	66,1	Paraná
Santa Catarina	17.100	23.251	26.817	16.963	25.660	51,3	16,4	Santa Catarina
Rio Grande do Sul	19.082	23.407	27.760	17.829	27.306	53,2	17,5	Rio Grande do Sul
Centro-Oeste	49.044	59.918	61.870	73.909	68.983	-6,7	12,1	Midwest
Mato G. do Sul	20.768	22.867	22.704	25.896	25.281	-2,4	36,6	Mato G. do Sul
Mato Grosso	7.520	7.551	7.200	10.802	12.361	14,4	17,9	Mato Grosso
Goiás	20.632	29.391	31.846	37.080	31.212	-15,8	45,2	Goiás
Distrito Federal	125	109	120	130	129	-0,8	0,2	Distrito Federal

Notas: Inclui autoconsumo.

Tabela 8 – Capacidade instalada por região e unidade da federação no Brasil (GWh)
Fonte: Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2014

Já o consumo de energia elétrica teve uma variação média de 5,7%, tendo uma participação de 10% na média nacional, o que é bastante quando considerado o seu território e a sua população, ficando acima do consumo do estado do Rio de Janeiro.

	2009	2010	2011	2012	2013	Δ% (2013/2012)	Part. % (2013)	
Brasil	384.306	415.683	433.034	448.171	463.335	3,4	100	Brazil
Norte	24.083	26.237	27.777	29.115	30.196	3,7	6,5	North
Rorôndônia	1.914	2.185	2.378	2.826	2.930	3,7	9,7	Rorôndônia
Acre	621	688	746	838	857	2,3	2,8	Acre
Amazônias	4.362	4.815	5.085	5.596	5.966	6,6	19,8	Amazônias
Roraima	491	543	587	667	693	4,6	2,3	Roraima
Pará	14.767	15.794	16.653	16.698	16.972	1,6	56,2	Pará
Amapá	708	786	825	892	961	9,0	3,2	Amapá
Tocantins	1.219	1.426	1.503	1.612	1.817	12,7	6,0	Tocantins
Nordeste	65.244	71.197	71.914	75.610	79.907	5,7	17,2	Northeast
Maranhão	10.794	11.613	12.053	11.700	10.999	-6,0	13,8	Maranhão
Piauí	1.903	2.226	2.393	2.734	3.105	13,6	3,9	Piauí
Ceará	7.918	8.876	9.028	10.025	10.809	7,8	13,5	Ceará
Rio Grande do Norte	4.127	4.523	4.578	4.870	5.216	7,1	6,5	Rio Grande do Norte
Paraíba	3.714	4.181	4.257	4.570	4.910	7,4	6,1	Paraíba
Pernambuco	10.089	10.936	11.291	11.832	12.935	9,3	16,2	Pernambuco
Alagoas	3.787	4.005	3.882	4.447	4.787	7,6	6,0	Alagoas
Sergipe	3.066	3.295	3.474	3.622	3.825	5,6	4,8	Sergipe
Bahia	19.850	21.543	20.959	21.811	23.322	6,9	29,2	Bahia
Sudeste	204.555	222.005	230.668	235.237	240.084	2,1	51,8	Southeast
São Paulo	118.182	125.505	130.282	133.721	136.223	1,9	56,7	São Paulo
Minas Gerais	45.091	51.313	53.611	53.407	53.899	0,9	22,5	Minas Gerais
Espírito Santo	7.970	9.386	9.768	10.060	10.492	4,3	4,4	Espírito Santo
Rio de Janeiro	33.311	35.801	37.008	38.050	39.469	3,7	16,4	Rio de Janeiro
Sul	65.528	69.934	74.470	77.491	80.392	3,7	17,4	South
Paraná	23.904	25.355	26.554	27.790	29.079	4,5	36,1	Paraná
Santa Catarina	17.180	18.350	20.286	21.589	22.408	3,8	27,9	Santa Catarina
Rio Grande do Sul	24.444	26.229	27.630	28.111	28.956	3,0	36,0	Rio Grande do Sul
Centro-Oeste	24.896	26.310	28.205	30.718	32.756	6,6	7,1	Midwest
Mato Grosso do Sul	3.807	4.017	4.302	4.694	5.098	8,6	15,6	Mato Grosso do Sul
Mato Grosso	5.540	5.786	6.278	6.838	7.510	9,8	22,9	Mato Grosso
Goiás	10.304	10.905	11.706	13.004	13.615	4,7	41,6	Goiás
Distrito Federal	5.246	5.602	5.918	6.181	6.533	5,7	19,9	Distrito Federal

Tabela 9 – Consumo por região geográfica e Unidades da Federação (GWh)
Fonte: Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2014

Logo, há um grande potencial para expansão no setor.

4.2. VANTAGENS E POTENCIAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO DISTRITO FEDERAL

4.2.2. GERAÇÃO SOLAR

Conforme dados extraídos do Atlas Solarimétrico do Brasil, o Distrito Federal tem uma média anual de insolação diária de 6 horas. Há necessidade de diversificação das matrizes energéticas do Distrito Federal, que utiliza 100% de

energia produzida por hidrelétricas. Outra vantagem da energia solar é que ela contribui para diminuir as taxas de emissão dos gases causadores do efeito estufa.

Segundo dados fornecidos pela CEB (2014), O primeiro gerador fotovoltaico do DF foi instalado, como projeto piloto, em janeiro de 2011, na Embaixada da Itália. A estrutura energética produz 50 KWp (quilowatts pico). Um terço da energia necessária para manter a unidade consumidora diariamente vem dos painéis fotovoltaicos. Aponta que a principal barreira para instalação de uma fonte fotovoltaica ainda é o custo, entre R\$ 8 mil a R\$ 10 mil por KWp Instalado. Além da relação custo/benefício, os interessados em implementar este tipo de gerador devem se inteirar do que prescreve a NTD 6.09 – CEB-D. Para a concessionária, Nogueira aponta duas vantagens principais: “A Possibilidade de desenvolver novas tecnologias e de diversificar a matriz energética do DF”.

O governo do Distrito Federal busca implementar o programa Brasília Solar (SEMA, 2016), que prevê o uso de energia fotovoltaica. No entanto, o programa está em consulta pública. Aborda o contexto de mudanças climáticas e os impactos na matriz elétrica no Brasil e no DF, descrevendo a energia solar como alternativa e Brasília com um grande potencial para isso.

O objetivo é instalar equipamentos fotovoltaicos em escolas e em prédios públicos, por meio de incentivos em tributos, como o Imposto Predial e Territorial Urbano (IPTU) e o Imposto sobre a Transmissão de Bens Imóveis (ITBI).

O uso de sistemas de geração de energia solar demanda céu aberto para que funcione perfeitamente. Apesar de ser apontado como um problema a falta de espaço em grandes centros (MATAVELI, 2013), o Distrito Federal ainda possui extensas áreas sem utilização, pouca poluição e céu aberto para a utilização desse tipo de tecnologia. Nesse sentido, é um local propício para a geração de energia solar.

4.2.3. GERAÇÃO EÓLICA

Nos últimos anos a preocupação com geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis associadas a um menor impacto ambiental possível ocupa parte da agenda de discussão dos governantes das principais nações do mundo.

Conforme estabelece o Plano Nacional de Energia 2030 (ANEEL, 2015), documento elaborado pelo Ministério de Minas e Energia, a energia eólica destaca-se como de grande interesse para a geração de energia elétrica no curto e no médio prazo, tendo um elevado potencial estimado em algumas regiões do país, em especial no Nordeste e no Sul.

Neste contexto, a geração eólica tem assumido papel de maior destaque dentre as tecnologias de geração de energia. De acordo com estudos apresentados no Relatório de Vento Global (Global Wind Energy Council, 2014), somente no ano de 2014 houve a instalação de 51 GW, e um total mundial de 370 GW. Conforme explica o relatório, o Brasil é um mercado promissor para os próximos 5 anos, tendo disponível 2.462 MW de instalação. No entanto, nem todos os projetos foram totalmente comissionados tendo em vista problemas de conexão com as redes por falta de linhas de transmissão.

Por se tratar de uma tecnologia mais recente, o setor eólico tem se deparado com alguns problemas de instalação e operação de grandes parques eólicos, e estudos têm sido realizados para saná-los e entendê-los.

Algumas preocupações residem no âmbito da qualidade de energia e estão, em grande parte das vezes, ligadas a presença de conversores de potência para conversão total ou parcial da potência entregue ao sistema elétrico do Operador Nacional de Sistema-ONS.

O Centro-oeste tem poucas medições e dados anemométricos confiáveis e consistentes. Conforme demonstra o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, o Centro-Oeste tem um potencial de geração de energia de 5,4 TWh por ano. Conforme dispõe o Mesomap, conjunto integrado de modelos de simulação atmosférica, redes de computadores e sistemas de armazenamento, o Distrito Federal possui uma velocidade média anual entre 5,0 a 6,5 km de vento.

Portanto, há potencial para exploração de ventos na região, devendo haver mais estudos aprofundados a respeito do regime de ventos e aproveitamento eólico.

4.2.4. GERAÇÃO DE ENERGIA ORIUNDA DA GASEIFICAÇÃO DO LIXO

O aproveitamento energético dos Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) já apresenta hoje alternativas tecnológicas maduras. Algumas das tecnologias disponíveis de aterros datam da década de 1960, dentre as quais as primeiras usinas implantadas na Europa, na China e na Índia.

Os principais energéticos que podem ser obtidos através do aproveitamento dos RSU são: o biogás, de aterro e conhecido como gás de lixo (GDL) ou de digestão anaeróbica, e que ainda pode sofrer um processo de purificação para ser utilizado como substituto (ou complemento) ao gás natural, que é chamado de biometano ou gás natural renovável (GNR) – por atender à Resolução 16 (ANP, 2008); a eletricidade, gerada a partir da queima do biogás ou da incineração; e o calor, utilizado nos próprios processos ou podendo ser exportado caso haja demanda, inclusive de frio.

As tecnologias de tratamento térmico trazem, em geral, como vantagens a redução do volume e quantidade de resíduos destinados a aterros sanitários, menor ocupação de áreas, redução da emissão de gás metano, eliminação de percolados (chorume) nos resíduos processados implicando em menor probabilidade de contaminação de solos e águas subterrâneas.

Todas as tecnologias de aproveitamento energético apresentadas trazem como vantagem a possibilidade de obtenção de créditos de carbono pelo MDL, mas assim como os aterros sanitários, também trazem riscos de impactos ambientais negativos, caso não sejam devidamente operadas e mantidas.

A coleta e disposição de lixo é feita no Distrito Federal pelo Serviço de Limpeza Urbana do Distrito Federal – SLU, uma autarquia distrital vinculada à Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Distrito Federal.

Tem ainda como atribuições, em exercer, em caráter privativo, a gestão do planejamento e da execução das atividades públicas de interesse comum relacionadas aos resíduos sólidos no Distrito Federal; organização e prestação, direta ou indiretamente, os serviços de limpeza urbana e manejo de resíduos sólidos no Distrito Federal, podendo tais atividades ser executadas mediante contrato de gestão ou concessão de serviço público; implementação e execução das políticas e diretrizes nacionais e distritais dos resíduos sólidos urbanos no Distrito Federal.

Ela supervisiona, controla e fiscaliza a execução dos serviços de limpeza urbana do Distrito Federal; supervisiona, controla e fiscaliza a destinação final sanitária do lixo coletado; cumpre e faz cumprir a legislação e as normas de resíduos sólidos relacionadas com suas atribuições; pratica atos relativos a licitações, contratos e convênios relativos ao desenvolvimento de suas atividades; estabelece, em conjunto com os órgãos reguladores, fiscalizadores e ambientais do Distrito Federal, as respectivas diretrizes para a fiscalização ostensiva da disposição dos resíduos sólidos urbanos; promove e participa de projetos e programas de orientação e educação ambiental de acordo com as diretrizes nacionais e distritais; e desempenhar outras atividades relacionadas à política de resíduos sólidos do Distrito Federal.

Nesse sentido, todas as atividades relacionadas ao lixo urbano devem ser submetidas a tal autarquia. Atualmente, o Distrito Federal não possui aterro sanitário, sendo o lixo depositado no lixão da Estrutural, localidade que atualmente abriga inúmeras moradias. Tal lixão funciona a um período de 50 anos, devendo ser licitada a contratação para construção e manutenção de um Aterro em Samambaia, que terá aproximadamente 30 hectares de área (BRASÍLIA CAPITAL, 2016).

Logo, há muito o que se fazer tanto no âmbito de geração de energia como da própria coleta e destinação dos resíduos urbanos, tendo em vista que tal atividade é praticamente inexistente no Distrito Federal. Como é composta por uma população de 2.570.160 habitantes (IBGE, 2015), há espaço para o desenvolvimento da cadeia completa de geração de energia proveniente do lixo urbano.

4.3. DISTRIBUIÇÃO NO DISTRITO FEDERAL

A distribuição de energia no Distrito Federal é realizada pelo "Grupo Empresarial CEB", que tem como controladora a Companhia Energética de Brasília – CEB. Tal empresa teve sua origem na Companhia de Eletricidade de Brasília – CEB, oriunda do Departamento de Força e Luz da Novacap, criada em 16 de dezembro de 1968.

A partir de 1992, a CEB passou à denominação Companhia Energética de Brasília, detendo a concessão de gás canalizado em 1993 e a participação em consórcios de aproveitamento hidrelétrico, a partir de 1994.

No ano de 2006, a CEB sofreu uma reestruturação societária a fim de atender ao disposto na Lei nº 10.848 de 15/03/2004 e à Resolução Autorizativa nº 318/Aneel de 14/01/2005, passando-se as concessões de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal, de geração das Usinas do Paranoá, Termoelétricas de Brasília e de geração da Usina de Queimado (parte da CEB no Consórcio Cemig/CEB) para as empresas CEB Distribuição S.A., CEB Geração S.A. e CEB Participações S.A. – CEBPar.

4.4. ASPECTOS DA INSERÇÃO NO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA NA ÁREA DA CEB

No Brasil, há concessionárias de distribuição de energia elétrica que utilizam tensões superiores a 110 kV. A CEB, por exemplo, possui diversas linhas de distribuição de 138 kV alimentando subestações abaixadoras em áreas urbanas (SEVERINO, 2008). Essa possibilidade de larga variação de potência traz consigo um problema a ser enfrentado: os aspectos técnicos relacionados à Geração Distribuída variam substancialmente com a variação da potência. Desse modo, é apropriado, para muitas aplicações no Distrito Federal, o estabelecimento de categorias de potência de Geração Distribuída.

Com a inclusão da geração distribuída no sistema de energia e com os conceitos e sistemas que a GD torna possível uma gama nova de aplicações e serviços irão surgir. Essas aplicações ajudarão a concessionária a fornecer energia de forma mais eficiente, além de permitir que os consumidores possam gerir de

forma eficaz o seu consumo. No entanto, esses serviços e aplicações terão requisitos de comunicação que não podem ser atendidos com a infraestrutura de comunicação atual (BOUHAFS et al., 2012).

Como a distribuidora deve criar meios para o acesso de todos os consumidores de energia a rede, inclusive sob a modalidade de minigeração e microgeração de energia, a CEB estabeleceu as normas técnicas para a conexão, a CEB-D NTD 6.09 e a CEB-D NTD 6.05.

A norma CEB-D NTD 6.09 tem o escopo de estabelecer critérios e procedimentos exigidos pela CEB-D para a conexão de consumidores atendidos em baixa tensão, que façam a adesão ao sistema de compensação e não tenham natureza de instalação provisória, salvo se tal instalação não sofrer instalações futuras.

Aduz que a conexão não poderá acarretar prejuízos ao desempenho e aos níveis de qualidade dos serviços públicos de energia a qualquer consumidor, podendo a distribuidora interromper o acesso ao seu sistema quando constatar a ocorrência de qualquer procedimento irregular, deficiência técnica, oferecer risco iminente de danos a pessoas ou bens, ou causar interferências prejudiciais ao sistema elétrico da acessada ou de equipamentos de outros consumidores.

A fim de se proceder na instalação de qualquer tipo de gerador, o consumidor deve comunicar por escrito, sendo a utilização dos equipamentos condicionada à análise do projeto, inspeção, teste e liberação para funcionamento da Distribuidora, podendo a norma sofrer alterações a qualquer tempo e sem prévio aviso.

Nesse sentido, a solicitação de acesso deverá ser formalizada pelo usuário por meio de formulário específico, sendo obtido via internet, devendo ser entregue juntamente com a Anotação de Responsabilidade Técnica do Autor do Projeto – ART, do projeto do sistema de geração distribuída, do formulário de registro central geradora, que deverá ser feita na área de análise de projetos e vistoria da CEB-D.

O procedimento de acesso segue o módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição, devendo ser formalizado através da área comercial, e é feito por tipo de fonte geradora, sendo que os formulários contêm as informações técnicas e básicas necessárias para os estudos pertinentes, bem como os dados que posteriormente serão enviados à ANEEL para fins de registro da unidade de geração.

A distribuidora é responsável pela elaboração do parecer de acesso, que é feito sem ônus para o acessante, onde são informadas as condições técnicas e comerciais de acesso bem como os requisitos técnicos que permitirão a conexão das instalações do acessante e os respectivos prazos.

A CEB-D dispõe do prazo de 30 dias para a emissão do parecer de acesso, mas se houver necessidade de execução de obras de reforço ou ampliação no sistema de distribuição, tais prazos serão os observados. Após a emissão do parecer de acesso, o Relacionamento Operacional deverá ser assinado no prazo de 90 dias da emissão do parecer de acesso, cuja inobservância acarreta a perda da garantia das condições de conexão estabelecidas, salvo se novo prazo for pactuado entre as partes.

O acessante também deve celebrar o Relacionamento Operacional com a Distribuidora. Tal contrato deve ser assinado no prazo de 90 dias após a apresentação do parecer de acesso, podendo ser iniciada após a liberação formal da Distribuidora, devendo ser construída segundo os seus padrões, além da necessidade de atendimento das normas da ABNT.

Após a conclusão das obras necessárias para o início da operação do sistema, o acessante deve comparecer a uma agência ou posto de atendimento da Distribuidora para informar o fato, para assim iniciar seu prazo para realização da vistoria, que será de até 30 dias.

O sistema de medição de energia utilizado deverá ser no mínimo bidirecional ou um medidor extra para a medição do fluxo reverso, para que se possa medir a energia ativa injetada na rede e a energia ativa consumida da rede, devendo a opção ser informada no formulário de solicitação de acesso pelo responsável técnico da instalação do sistema de geração distribuída.

Quando se tratar de novos consumidores, a CEB-D instalará o medidor adequado, sendo que a diferença de custo do medidor bidirecional ou um medidor extra para a medição do fluxo reverso e o medidor convencional será arcado pelo consumidor. Já para os consumidores existentes, haverá a substituição do medidor existente mediante o pagamento pelo consumidor. Cabe, ainda, a este as adequações necessárias no padrão de entrada incluindo a instalação da nova caixa de medição, utilizando materiais e equipamentos aprovados na norma NTD 6.01, onde a diferença de custo do medidor existente e dos novos medidores também é paga pelo consumidor.

O consumidor também tem opção de ter dois medidores unidirecionais, um será utilizado para aferir a energia elétrica ativa e outro para a gerada. Ainda, deve ser instalado um dispositivo de seccionamento visível (DSV) após a caixa de medição do padrão de entrada, que deverá ter capacidade de condução e abertura compatível com a potência da unidade consumidora, exceto para microgeradores que se conectem à rede por meio de inversores.

As unidades consumidoras devem ter presentes um elemento de desconxão, que é a chave seccionadora visível; um elemento de interrupção automático acionado por proteção, uma proteção sub e sobrefrequência que detecte anomalias e produza uma saída capaz de operar na lógica da atuação do elemento de interrupção, uma proteção de sobrecorrente, um relé de sincronismo e um anti-ilhamento.

Somente após a conclusão das obras necessárias para o início da operação do sistema, o acessante deverá informar a CEB-D nas agências ou postos de atendimento, e após, terá o prazo de 30 dias para a realização da vistoria.

Conforme aponta a norma o acessante terá que assumir vários riscos para ter a conexão de seu sistema de geração, o que não torna atrativo o investimento, posto que em não atendendo os padrões da Distribuidora não poderá se conectar à rede. Assim, a norma apresentada pela CEB-D não traz os requisitos técnicos para a elaboração do projeto, ficando o acessante obrigado a contratar profissional familiarizado com o padrão da CEB. Logo, a norma deve trazer elementos que lhe dê mais transparência, indicando o padrão técnico exigido.

O desafio técnico e econômico para GD no Distrito Federal será integrar de forma ideal este aumento do número de pequenas unidades de produção em um sistema elétrico que até agora tem sido muito centralizado, integrado e planejado.

As tecnologias de comunicação e redes criam uma conectividade universal entre uma grande variedade de dispositivos do rede, incluindo os recursos de produção de energia, nós da rede e as cargas locais. Isto proporciona novas e melhores técnicas para controlar à distância redes altamente distribuídas em larga escala.

A conectividade entre as fontes de GD, a rede de comunicação, as cargas locais e todos os elementos das redes elétricas inteligentes é um elemento

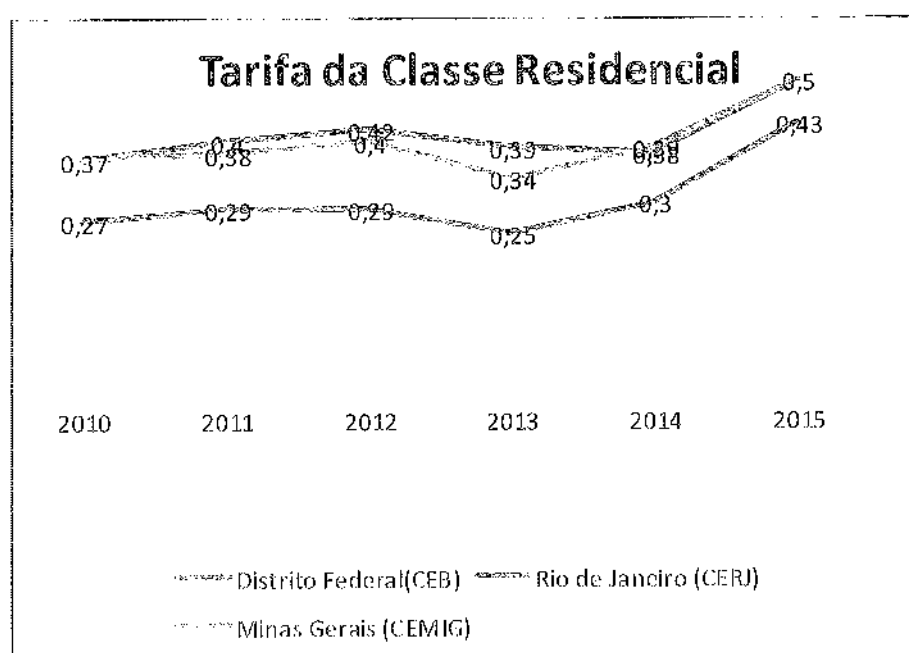
chave para a boa gestão de qualquer rede de energia no futuro (BAYOD-RÚJULA, 2009).

Na ausência de suporte computacional para decisões automatizadas, os operadores de rede estão mal equipados para examinar e utilizar milhões de dados e pontos de controle para gerenciar o dinamismo nos padrões de uso de energia. O sucesso das redes elétricas inteligentes depende da capacidade do sistema detectar dados que mostrem o seu comportamento e sejam capazes de automatizar os controles disponíveis. Esse grande desafio requer técnicas de controle e gerenciamento avançadas. Milhões de medidores inteligentes gerarão informações de tempos em tempos, que precisam ser coletadas e correlacionadas com o perfil histórico do consumidor (SIMMHAN et al., 2013).

4.6. ASPECTOS ECONÔMICOS E REGULATÓRIOS NO CASO DO DISTRITO FEDERAL

Atualmente, a CEB-D é o único agente de distribuição no Distrito Federal. Conforme informações coletadas pela ANEEL, sem considerar impostos e encargos, a tarifa de energia cobrada pela CEB ainda é muito competitiva, por quando comparadas com outras distribuidoras manteve um nível baixo de cobrança.

Gráfico 1 - Tarifa Residencial



Fonte: ANEEL.

Nakabayashi (2014) aponta que a probabilidade de viabilidade de um empreendimento de energia fotovoltaica no Distrito Federal é de 45,5% e a mediana de VPL é negativa para o ano de 2015, ou seja, ainda é um investimento inviável. No entanto, com a tendência de aumento do valor da tarifa de energia, o investimento em geração distribuída se tornará mais atrativa.

Assim, a fórmula encontrada para a remuneração do consumidor de energia que está disposto a investir um equipamento de geração distribuída não é suficiente para incentivá-lo a investir na modalidade de instalação. Atualmente, o usuário recebe um crédito do consumo economizado e terá um prazo para utilizar esse crédito na própria produção de energia, mas se não utilizar o crédito no prazo estipulado, terá injetado energia na rede sem contrapartida.

Conforme se extrai do Parecer nº 18/2012/PGE- ANEEL/PGF/AGU, o Sistema de Compensação de Energia é apenas uma transferência de Kwh para a distribuidora quando a quantidade de energia gerada pelo consumidor for superior ao consumo, criando obrigação para a distribuidora devolver essa quantidade de kWh quando a geração distribuída for inferior à carga do consumidor, entendendo que não se encaixa em nenhum tipo de contrato. Conclui que a modalidade apontada se aproxima mais a um contrato de mútuo, empréstimo gratuito de coisa fungível, não se considerando como uma relação de comercialização de energia elétrica.

O entendimento adotado pela ANEEL limita a capacidade instalada do consumidor, posto que a sua demanda deve equivaler a sua produção, o que retira a possibilidade de comercialização dos excedentes de energia, o que poderia incentivar e viabilizar a implantação de novos sistemas de geração distribuída.

Interessante é a solução apontada pela Nota Técnico CCE-004/2015, que propõe a comercialização de excedentes de energia de Micro e Minigeração Distribuída. Tal instrumento considera a possibilidade de instalação pela unidade consumidora de um potencial maior com o objetivo de compensar o consumo de outras unidades consumidoras. Bem como a possibilidade de realizar a compensação entre unidades consumidoras conectadas em diferentes distribuidoras.

O consumidor é enquadrado como consumidor cativo, assim o distribuidor é compulsório, a tarifa é regulada e isônomica para uma mesma classe.

Nesse sentido, não há possibilidade de escolha, mas apenas a modulação do contrato de compra e venda de energia pelo consumidor, com a inserção de cláusula específica para a relação travada oriunda da opção pela adesão ao Sistema de Compensação de Energia. Portanto, não é contrato específico, é uma cláusula que existe em função do contrato principal de compra e venda de energia.

Tal sistema influencia no preço do contrato. Tal contrato se caracteriza pela transferência de energia ao consumidor cativo mediante o pagamento de preço certo. Mas nada impede que o preço se pactuado de outra forma, ou as cláusulas contratuais sejam modificadas no interesse das partes. Conforme estabelece o Código Civil Brasileiro, em seus artigos 485 e 487, a fixação do preço pode ser deixada ao livre arbítrio de terceiro, e é lícito a fixação de preço à taxa de mercado ou de bolsa.

A fim de haver um incentivo, a visão a respeito do contrato de compra e venda de energia deve ser modificado para ser viabilizado o incentivo a tal categoria de consumidor, pois tal agente deve ser incentivado pela atratividade do investimento feito quando comparado com os outros consumidores que não fizeram o investimento.

A necessidade de premente de diversificação de fontes advém da situação atual do setor energético que sofre com a falta de investimento e a falta de estrutura para atender a demanda projetada, o que acarreta a limitação da expansão de investimentos e impacta-se o mercado. Logo, devem ser consideradas alternativas para enfrentar a situação atual.

O fornecimento de energia deve favorecer o consumidor final de energia face o princípio da modicidade tarifária; logo, devem ser adotadas soluções para baratear a energia. O arcabouço regulatório não é suficiente para incentivar a assunção do ônus pelo consumidor cativo do investimento em sistemas de geração de energia para desafogar a demanda.

Entenda-se que o contrato travado entre o consumidor e a distribuidora é contrato de adesão de compra e venda de energia, onde o valor da energia é rateado com todos os consumidores da área de compreensão da concessionária. Logo, é interesse do próprio consumidor que a energia lhe seja vendida por uma tarifa mais barata e que lhe seja assegurada a confiabilidade do sistema elétrico.

5. CONCLUSÃO

Com a crescente inserção de fontes de Geração Distribuída nas redes de distribuição em países desenvolvidos e em desenvolvimento e o incentivo à busca por eficiência energética e redução de gases poluentes, torna-se imprescindível um estudo dos efeitos da Geração Distribuída e seus aspectos em sistemas de distribuição.

Contrapondo o modelo de geração das grandes hidrelétricas, predominante no Brasil, tem-se o conceito de geração de energia elétrica de forma descentralizada que é conhecido no mundo como geração distribuída (GD), ou seja, a energia elétrica é produzida próxima da fonte de consumo, o que evita perdas na transmissão. Na distribuição pela redução do caminho percorrido pela corrente elétrica. Portanto, de modo bastante simplista é possível perceber ganhos em termos de eficiência energética produzindo e consumindo energia elétrica dentro do próprio ambiente no sentido de eliminar perdas no transporte que se alinha ao conceito de eficiência energética onde realiza-se um mesmo trabalho utilizando menos energia.

Como vem ocorrendo após a publicação de novas resoluções do órgão regulamentador, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, que através da Resolução Normativa 482 de 17 de abril de 2012 estabeleceu as condições gerais para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como no ambiente de pesquisa e desenvolvimento.

Optou-se por analisar a questão do sistema de compensação de energia para geração distribuída, proposto pela resolução citada, e que por tratar da reunião de temas relativamente novos no Brasil, precisa-se cada vez mais de estudos e percepções do conjunto, para tomar um entendimento sobre esta questão especificamente e que afeta diretamente os cálculos de viabilidade financeira.

Observou-se que a legislação do setor elétrico brasileiro define a Geração Distribuída através do decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 pelo Art. 14 como sendo: "A produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos do agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de

distribuição do comprador.", ou seja, em qualquer rede de distribuição (BRASIL, 2004).

Verificou-se que a ANEEL realizou no final do ano de 2010 uma consulta pública com o objetivo de receber sugestões dos agentes do setor para remover barreiras regulatórias que permitissem investimentos em Geração Distribuída. De acordo com a nota técnica da agência, disponibilizada para os agentes realizarem as contribuições, uma das constatações é a de que as distribuidoras pouco optaram por contratar energia por meio de chamada pública e, conseqüentemente, o número de empreendimentos de Geração Distribuída alcançados por esse instrumento também foi muito reduzido, indicando que esse modelo precisa ser aperfeiçoado, já que parece não ser suficientemente atraente para os pequenos geradores e para as distribuidoras (ANEEL, 2015).

Constatou-se que a ANEEL através de mecanismo legais oferece incentivos para as pequenas centrais hidrelétricas, eólicas e usinas à biomassa que injetem até 30 MW de potência nas redes de distribuição e transmissão. Porém, as geradoras de pequeno porte – geralmente conectadas em redes de baixa tensão de distribuidoras – têm enfrentado barreiras técnicas, regulatórias e legais para a conexão e a comercialização de energia, bem como a viabilização econômica dos projetos.

Nesse sentido, percebe-se que a energia renovável e limpa deve ser mais estimulado para que se torne cada vez mais viável a sua utilização, seja por incentivos fiscais para compra e fabricação dos módulos e inversores, pela isenção de impostos e por tarifas diferenciadas, pois na atual condição a atratividade do investimento é baixa, face ao longo prazo para recuperação do investimento visto nas simulações mesmo na melhor condição.

O perfil da população residente no Distrito Federal é favorável a implantação da geração distribuída, tendo em vista que é composta por pessoas com capacidade financeira para arcar com os custos do sistema. No entanto, há poucos estudos e dados nos setores de geração energia eólica, solar e advinda da gaseificação do lixo, o que demonstra um mercado ainda reprimido, mas com grande potencial de expansão.

Ressalte-se que a tarifa de energia ainda é fator decisivo para o investimento, não se verificando o incentivo por parte do governo local para a

implantação do sistema, seja pela disponibilização de linhas de créditos específicas para o investimento, seja pela concessão de descontos em tarifas para quem optar por investir nessa via.

BIBLIOGRAFIA

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 390, DE 15 DE DEZEMBRO DE 2009. **Disponível** em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009390.pdf>>. Acesso em 23 de junho de 2014.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 391, DE 15 DE DEZEMBRO DE 2009.

Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009391.pdf>>. Acesso em 23 de junho de 2014.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 343, DE 9 DE DEZEMBRO DE 2008. **Disponível** em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2008343.pdf>> Acesso em 23 de junho de 2014.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 235, DE 14 DE NOVEMBRO DE 2006. **Disponível** em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2006235.pdf>> Acesso em 23 de junho de 2014.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. **Disponível** em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>> Acesso em 08 de julho de 2014.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 de novembro de 2015. **Disponível** em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>> Acesso em 18 de janeiro 2016.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica. **Disponível** em <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>> Acesso em 08 de julho de 2014.

Distrito Federal. Decreto nº 35.972, de 04 de novembro de 2014. Brasília, 05 de novembro de 2014. Disponível em <
<http://www.jusbrasil.com.br/diarios/79481510/dodf-secao-01-05-11-2014-pg-3>>.
 Acessado em 24 de dezembro de 2015.

Atlas Solarimétrico do Brasil: banco de dados solarimétricos/ coordenador Chiguera Tiba..., et al. – Recife: Editora Universitária da UFPE, 2000. 111p. il. Tab., mapas. Disponível em
http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf. Acessado em 27 de dezembro 2015.

BAYOD-RÚJULA, A. A. (2009). Future development of the electricity systems with distributed generation. Energy, 34(3):377 – 383. {WESC} 2006 6th World Energy System Conference Advances in Energy Studies 5th workshop on Advances, Innovation and Visions in Energy and Energy-related Environmental and Socio-Economic Issues.

BANDEIRA, Fausto de Paula Menezes. O aproveitamento da Energia Solar no Brasil – Situação e Perspectivas. Consultoria Legislativa. Estudo Março/2012.

CASTRO, Roberto. Nota Técnica CCEE 004-2015.doc[mensagem pessoal]. Mensagem recebida por silviaan@senado.gov.br em 21 de agosto de 2015.

CEPEL. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Disponível em
 <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf> . Acessado em 04 de novembro de 2015.

EPIA – European Photovoltaic Industry Association. Global market outlook for photovoltaics until 2016. Bruxelas (Bélgica): EPIA, 2012.

BONA, Felipe Samuel de and RUPPERT FILHO, Ernesto. As microturbinas e a geração distribuída.. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 5., 2004, Campinas. Proceedings online... Disponível em :

<http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022004000100018&lng=en&nrm=abn>. Acessado em 04 de novembro de 2015.

BRASÍLIA CAPITAL, 2016. Disponível em <<http://www.bsbcapital.com.br/topico/rneio-ambiente/>>. Acessado em 14 de fevereiro de 2016.

BELISARIO, Roberto. Brasil inova nas redes elétricas inteligentes. Cienc. Cult., São Paulo, v. 63, n. 1, Jan. 2011. Disponível em <http://cienciaecultura.bvs.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0009-67252011000100003&lng=en&nrm=iso>. Acessado em 04 de novembro de 2015.

BRUNI, Carlos D'Alexandria. Micro rede suprida por energia alternativa.. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 4., 2002, Campinas. Proceedings online. Disponível em : <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022002000200022&lng=en&nrm=abn>. Acessado em 04 de novembro de 2015.

DENA. Agência Alemã de Energia. Energias Renováveis. Tecnologias Associadas às Energias Renováveis – a Energia do futuro. 2013. Disponível em: http://www.renewables-made-in-germany.com/fileadmin/user_upload/Technologieausstellung/2013/130506_TApt.pdf. Acesso em 12 de novembro de 2015.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. Global Wind Report Annual Market update 2014. Disponível em http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2015/03/GWEC_Global_Wind_2014_Report_LR.pdf Acessado em 24 de dezembro de 2015.

JARDIM, Carolina da Silva, SALAMONI, Isabel, RUTHER, Ricardo et al. O potencial dos sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica em áreas urbanas: dois estudos de caso.. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 5., 2004, Campinas. Proceedings online. Disponível em:

<http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022004000200029&lng=en&nrm=abn>. Acessado em 04 de novembro de 2015.

MARQUES, Frederico A. S., MORAN, Jesus A., ABREU, Lísias et al. Impactos da expansão da geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica.. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 5., 2004, Campinas. Proceedings online. Disponível em:

<http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022004000200004&lng=en&nrm=abn>. Acessado em 04 novembro de 2015.

FILIPPO FILHO, G. Uma visão geral da microgeração de energia elétrica no Brasil e no exterior. Revista Eletricidade Moderna, São Paulo: Ed. Aranda, edição 452, p. 140-147, nov. 2011.

MACEDO, Wilson Negrão and ZILLES, Roberto. Particularidades da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos e sua integração com a rede elétrica.. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 5., 2004, Campinas. Proceedings online. Disponível em:

<http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022004000200030&lng=en&nrm=abn>. Acessado em: 04 Novembro de 2015.

MATAVELI, Augusto Cesar. Energia Solar: geração de energia elétrica utilizando células fotovoltaicas.orientador: Alexandre Elizeu Stourdzo Viscondi. Lorena:2013. 34 f.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Plano Nacional de Energia 2030. Disponível em

<<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139260/Plano+Nacional+de+Energia+2030+%28PDF%29/ba957ba9-2439-4b28-ade5-60cf94612092?version=1.1>>.

Acessado em 24 de dezembro de 2015.

OLADE. ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA. Curso de la Generación Distribuida. SABA System., 2011. Disponível em: <http://www.olade.org/elearning>. Acesso em 05 de novembro 2015.

RODRIGUES, Flávia F. C.; BORGES, Carmen L.T.; FALCAO, Djalma M.. Programação da contratação de energia considerando geração distribuída e incertezas na previsão de demanda. Sba Controle & Automação, Natal , v. 18, n. 3, p. 361-371, Sept. 2007 . Disponível em <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-17592007000300008&lng=en&nrm=iso>. Acessado em 04 de novembro de 2015. <http://dx.doi.org/10.1590/S0103-17592007000300008>.

SEVERINO, M.M. Avaliação técnico-econômica de um sistema híbrido de geração distribuída para atendimento a comunidades Isoladas da Amazônia. Tese de doutorado. Universidade de Brasília. Brasília, 2008.

SIMAS, Moana; PACCA, Sergio. Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável. Estud. av., São Paulo , v. 27, n. 77, p. 99-116, 2013 . Disponível em <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-40142013000100008&lng=en&nrm=iso>. Acessado em 04 de novembro de 2015. <http://dx.doi.org/10.1590/S0103-40142013000100008>.

SOUZA. Gabriel Antonio Fanelli. Aplicação do Conceito de Geração Distribuída a um Sistema Fotovoltáico Residencial. Disponível em: <<file:///C:/Users/Sheraton%20SP%20WTC/Downloads/Artigo-gera%C3%A7%C3%A3o%20distribu%C3%ADa%206.pdf>>. Acessado em 05 de novembro de 2015.

WALTER, Arnaldo. Fomento à geração elétrica com fontes renováveis de energia no meio rural brasileiro: barreiras, ações e perspectivas.. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 3., 2000, Campinas. Proceedings online. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022000000100028&lng=en&nrm=abn>. Acessado em 04 de novembro de 2015.

