

## EVOLUÇÃO DO MERCADO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA A PARTIR DA AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 26 NO ANO DE 2015

**Thiago Mendes Germano Costa** – tmgc@ufmg.br

Universidade Federal de Minas Gerais, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica

**Daniel Luiz Sebben** – daniel.sebben@gmail.com

Fundação Getúlio Vargas, Programa de Pós Graduação em Gestão Financeira, Controladoria e Auditoria

**Sidelmo Magalhães Silva** – sidelmo@ufmg.br

Universidade Federal de Minas Gerais, Departamento de Engenharia Elétrica

**Resumo.** O mercado de geração distribuída no Brasil até a publicação da Resolução Normativa nº 482 de 2012 era praticamente inexistente, sendo somente objeto de estudos por parte de curiosos e instituições de ensino. A entrada da resolução foi um importante acontecimento no país no sentido de mudança de paradigma do setor elétrico, permitindo que a geração operasse também no centro de consumo. Apesar de toda a transformação criada pela normativa, a experiência prática mostra que a resolução ainda precisa evoluir para que o mercado se consolide definitivamente no Brasil. A Audiência Pública nº 26 teve início em Abril de 2015 e recebeu centenas de contribuições de diversos agentes do mercado como concessionárias, integradores e acadêmicos. Devido à baixa adesão de geradores, cerca de 1100 unidades em dois anos, a Agência Reguladora criou novas modalidades de adesão ao sistema de compensação de energia criando os conceitos de geração compartilhada e empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínio). Este trabalho visa analisar as principais mudanças na regulamentação e apresentar estudos de caso envolvendo a viabilidade comercial dos novos modelos de compensação.

**Palavras-chave:** Resolução Aneel 482/2012, Microgeração, Estudo de Viabilidade Comercial

### 1. INTRODUÇÃO

Os dados mais recentes publicados pela ANEEL (ANEEL, 2015a) mostram que os sistemas de geração distribuída conectados à rede através da resolução já atingem a marca de 1125 unidades, sendo 1074 a partir da fonte solar fotovoltaica como mostra a Fig. 1.

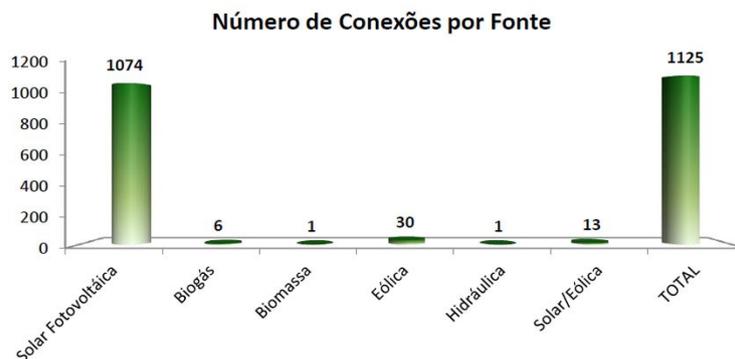


Figura 1- Número de conexões por fonte até Novembro de 2015 (ANEEL, 2015a).

O gráfico presente na Fig. 1 certamente estará desatualizado em pouco tempo uma vez que a tendência de crescimento da Geração Distribuída é exponencial na maioria dos países e grande parte dos sistemas instalados ainda não estão corretamente registrados na agência reguladora. Porém, a expectativa de crescimento exponencial pode ser falaciosa tendo em vista que o incentivo regulatório (*feed-in Tariff* principalmente) recebido nos países onde o crescimento se deu exponencialmente é diferente do modelo empregado no Brasil. Ainda assim, considera-se que a tendência de crescimento será firme nos próximos anos principalmente devido aos aumentos no custo de energia sofridos no ano de 2015.

É interessante notar como os diferentes segmentos e players de mercado enxergam este crescimento. As contribuições enviadas pelos diversos agentes durante a Audiência Pública (AP) nº26, realizada em abril de 2015, revelam por um lado a preocupação dos integradores de sistemas, fabricantes da tecnologia e outros agentes que trabalham na venda dos produtos com a simplificação de regras e “relaxamentos” nas normativas, em contraste com as concessionárias que querem o enrijecimento do sistema e cobrança de outros custos que não são levados em consideração pelo mecanismo de compensação de energia. O tema é de tamanho interesse no cenário brasileiro que a

audiência recebeu 101 contribuições de diversos agentes bem como realizou duas reuniões presenciais para colher opiniões a respeito das melhorias na regulamentação vigente.

A ANEEL como agente mediador necessita encontrar o equilíbrio entre as requisições e, ao mesmo tempo em que atende ao pleito dos concessionários, não inviabilizar os investimentos dos agentes comerciais. Neste sentido, a mudança proposta durante a AP nº 26 coloca, além de outros, os principais temas em discussão elencados:

- Definição de novas fontes para participar do sistema de compensação de energia.
- Redefinição dos limites de microgeração (até 75 kW) e minigeração (até 3 MW para fonte hidráulica e 5 MW para demais fontes).
- Permissão para que unidades consumidoras (UC) reunidas em condomínios possam participar do sistema de compensação de energia.
- Melhoraria das informações contidas na fatura de energia dos consumidores optantes pelo sistema de compensação.
- Gratuidade para os custos de medição nos sistemas de microgeração.
- Correção das diversas distorções no entendimento sobre o faturamento.
- Padronização das informações necessárias aos projetos de Micro e Minigeração.
- Redução do tempo total entre a entrada do projeto e a efetiva ligação do consumidor.

## 2. CONTRASTE ENTRE OS PLEITOS DE INTEGRADORES E CONCESSIONÁRIOS

Esta seção visa confrontar os pleitos entre integradores e concessionários através dos documentos entregues para o regulador durante o período de contribuições da Audiência Pública.

### 2.1 Análise dos pleitos apresentados

Como exemplos, são analisadas as contribuições da ABSOLAR e da CEMIG e alguns pontos conflitantes entre as mesmas. É interessante notar o aspecto contrastante entre concessionário e acessantes na forma como definem a inserção de geração distribuída e suas consequências. Os dois trechos abaixo são retirados integralmente das contribuições de cada agente em (ABSOLAR, 2015) e (CEMIG, 2015) respectivamente. A escolha por estes agentes se dá devido ao fato que a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) desempenha um papel de integração entre diversos setores pró-desenvolvimento do setor solar contando não só com indústrias, mas também com acadêmicos e integradores. Já a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) possui um histórico de pioneirismo no setor e deve se tornar a principal acessada conforme o que os números já comprovam até o momento (ANEEL, 2015a).

*ABSOLAR - “A REN 482/2012 foi estruturada pela ANEEL com o objetivo principal de incentivar e fomentar a geração distribuída renovável no país. No entanto, passados três anos desde a sua concepção, a resolução resultou na instalação de menos de 10 MW em sistemas de geração distribuída no país, um valor muito aquém do potencial nacional para o segmento. Entendemos, portanto, que um aprimoramento profundo da REN 482/2012 é necessário e deve priorizar um fomento mais eficiente e eficaz da geração distribuída renovável, usando para tanto referências e experiências de sucesso internacionais que já demonstraram sua potencialidade em outras regiões do mundo. Entre estes mecanismos de fomento, o net-metering comunitário e o net-metering virtual são oportunidades estratégicas para a ANEEL e recomendadas pela ABSOLAR.”*

*CEMIG – “A Cemig apoia o esforço do regulador em aprimorar os mecanismos que estimulem a introdução de novas tecnologias no setor elétrico nacional. Entretanto, é inconteste que a inserção da Geração Distribuída impacta diretamente no mercado e na receita das distribuidoras. Esse fato é decorrente do marco regulatório setorial que aloca integralmente o risco de mercado às concessionárias de distribuição ao estabelecer que as variações de mercado, para cima ou para baixo, terão seus impactos financeiros absorvidos pela concessionária de distribuição. Nestes termos, não resta dúvidas que a redução de mercado promovida pela expansão da Geração Distribuída trará impactos adversos à receita e à rentabilidade das concessionárias de distribuição.*

*No contexto regulatório delineado acima, torna-se evidente o surgimento de um sinal econômico distorcido para o concessionário de distribuição. Se, por um lado, o regulador requer que o concessionário seja eficiente na promoção da Geração Distribuída, por outro lado ele penaliza, via redução de receitas, aquelas distribuidoras que foram eficientes em expandir essa nova tecnologia. Isso posto, propõe-se a esta Agência que atue no sentido de corrigir a distorção do sinal econômico apontada anteriormente promovendo-se assim, um ambiente regulatório propício ao desenvolvimento de novas tecnologias. Uma das alternativas seria promover ajustes na metodologia do Fator X.”*

Alguns pontos conflitantes que valem a pena destacar são: potência máxima permitida para a instalação, permissão do Net-metering virtual, cobrança de TUSD mesmo para os clientes de BT, cobrança do custo de disponibilidade (forma de faturamento), valor dos créditos de energia, custo de adequações com melhorias e reforços da rede e custo com adequações nos sistemas de medição. Os resultados da AP 26 foram publicados em Novembro de 2015 e devem ser

aplicados através de nova resolução normativa que modifica a Resolução Normativa nº 482 (REN-482). A minuta desta resolução já está disponível no site eletrônico do agente regulador e deve ser publicada até o final de 2015 (ANEEL, 2015b). A Nota Técnica nº 0096/2015-SRD/ANEEL (ANEEL, 2015c) contém todas as justificativas para as mudanças da resolução bem como explicita que as regras para as instalações já conectadas serão mantidas por ao menos 5 anos, de forma a garantir maior segurança regulatória para os agentes que já ingressaram no sistema de compensação de energia.

A Tab. 1 apresenta a visão de cada um dos agentes. Utilizam-se como bases a proposta da CEMIG como representativa para as acessadas e da ABSOLAR para os acessantes, mostra-se a proposta da ANEEL anterior e posterior à análise das contribuições dos agentes.

Tabela 1 – Visão dos diversos agentes quanto à Resolução Normativa nº 482.

Item em discussão	CEMIG (Grupo de Acessadas)	ABSOLAR (Grupo de Acessantes)	Proposta ANEEL	Proposta aceita
<b>Potência máxima da Micro/Mini geração</b>	Limitação baseada no fator de carga da UC, na prática reduzindo o limite da GD.	Utilizar a soma da carga instalada ou demanda contratada das UCs reunidas no sistema de compensação acrescidas de 25%.	Limitar a potência da micro/mini geração de UCs do grupo B pela carga instalada e do grupo A pela demanda contratada.	Adotou-se o conceito de <b>Potência Disponibilizada</b> pela concessionária conforme Resolução Normativa 414/2010 (ANEEL, 2010).
<b>Net-metering virtual</b>	Acompanha a proposta do regulador.	Utilização de “condomínios solares” onde a energia injetada será repartida entre os agentes reunidos por comunhão de interesse de fato ou de direito.	Não aplicável.	Não aceito. A proposta apesar de aplicável fere a legislação vigente e pode mascarar um comércio de energia. A minuta da nova resolução irá vedar a prática.
<b>Cobrança de TUSD sobre clientes de BT (Tarifa Binômia)</b>	Criação de uma tarifa binômia para os clientes de BT, o que implica em custos extras para o sistema de compensação de energia dos Microgeradores.	Acompanha a proposta do regulador.	Não aplicável.	A criação de uma tarifa binômia para clientes de BT fere a legislação vigente, portanto não foi aceito pela ANEEL.
<b>Cobrança do Custo de Disponibilidade (CD)</b>	O saldo de créditos deve ser utilizado para abater o consumo excedente do mês corrente, mesmo que essa diferença esteja dentro do limite do CD do cliente.	Incorporar o valor em kWh do CD (conforme a tensão) nos créditos auferidos pelo gerador caso a geração supere o valor entre uma vez que este é “pago” ao concessionário.	Propõe eliminar a distorção ocorrida com relação ao saldo de créditos e a cobrança do CD. Os eventuais créditos do cliente não deverão ser utilizados para abater consumo residual com valor menor que o CD do cliente.	A proposta do regulador foi mantida.
<b>Valoração dos créditos de energia</b>	Acompanha a proposta do Regulador.	Excluir a relação das tarifas com a compensação. Na prática tornaria o valor do kWh único independente do posto horário.	Para efeitos de compensação em outros postos horários e/ou outras UC's sobre o regime de compensação deverão ser observados os valores dos componentes da Tarifa ( <b>TUSD + TE</b> ) expressos em R\$/MWh.	O valor da energia para compensação na mesma UC ou de áreas contíguas será baseado em todos os componentes da tarifa, no entanto, para a geração fora do local de consumo (geração remota) o valor do kWh será apenas de sua componente <b>TE. (obs. 1)</b>
<b>Custo com reforços e melhorias na rede</b>	Todos os geradores deverão arcar com os eventuais custos de melhoria ou reforços na rede.	Todos os custos de adequação da rede para melhorias ou reforços deverão ser cobertos pela concessionária independente se micro/mini geração.	Eventuais custos de melhorias da rede em função da conexão de energia devem ser cobertos integralmente pelas distribuidoras.	Estabeleceu-se que os custos com reforço ou melhoria da rede deverá ser arcado pela concessionária somente para microgeradores. Definiram-se os conceitos de <b>reforço e melhoria</b> .
<b>Custos com sistemas de medição</b>	O custo da adequação do sistema de medição deve ser arcado pelo interessado.	Acompanha a proposta do regulador.	O custo dos sistemas de medição deverá ser arcado integralmente pela concessionária.	O custo para instalação de microgeração deverá ser arcado pela concessionária. O custo para minigerador deverá ser partilhado com a concessionária.

**Observação 1** – Após a publicação dos resultados da Audiência Pública, diversas entidades do setor solar como ABSOLAR e ABGD forçaram uma mudança na redação deste item em particular através de uma reunião extraordinária acontecida em Brasília na sede da ANEEL. As entidades entenderam, e posteriormente o próprio regulador, que a valoração do kWh somente pela componente da TE em casos de geração fora do local de consumo criaria não só um desincentivo as diversas fontes bem como poderia suscitar novos problemas relacionados à tarifação do Imposto Sobre Circulação de Mercadoria e Serviços (ICMS).

## 2.2 Decisões do regulador e análise dos resultados da AP nº 26

Neste novo contexto, o regulador pretende alterar a resolução de forma a criar menos conflitos entre a REN-482 e demais resoluções que disciplinam o setor elétrico, principalmente com a Resolução Normativa nº 414 de 2010 (REN-414). A alteração dos limites máximos de microgeração para 75 kW e 5 MW para minigeradores resolve não só o conflito entre os limites de instalações em BT e MT, mas como elimina o buraco criado para centrais entre 1 e 5 MW que não são grandes o suficientes para participação em leilões ou viáveis no mercado livre e são passíveis somente de registro.

Outro aspecto que foi benéfico, principalmente para microgeradores está na eliminação da limitação de potência pela carga instalada do consumidor do grupo B. A agência pretendia somente incluir um inciso ao artigo correspondente evidenciando que as cargas dos sistemas auxiliares da microgeração não poderiam ser levados em consideração no cálculo da carga instalada e, por fim, que a verificação da carga instalada deveria ser arcada pela distribuidora. Isso é impraticável uma vez que essa medição se baseia somente em equipamentos de posse do consumidor, que podem ser alterados em momentos distintos.

A solução encontrada foi limitar a potência do microgerador pela capacidade nominal em kVA do padrão de entrada, sendo este conceito definido pela REN-414 como potência disponibilizada. Desta forma a potência máxima do microgerador será função da corrente nominal do disjuntor e da tensão nominal do barramento ao qual a UC é atendida, assim como o número de fases. Caso o microgerador deseje aumentar a potência disponibilizada deverá solicitar aumento de potência disponibilizada nos termos do Art.27 da REN-414. Haja vista que a REN-414 obriga o concessionário à gratuidade de atendimento e reforço de rede até 50 kW, fica evidente que o microgerador não terá nenhum custo referente às adequações na rede até este limite.

O intuito do regulador é que a geração se aproxime do centro de consumo, portanto, para evitar que a REN-482 seja utilizada de forma distorcida, a resolução prevê uma forma de compensação diferente para o autoconsumo e o que foi chamado de **autoconsumo remoto**. O autoconsumo remoto se dá quando a compensação de energia é feita em UCs distinta da mesma que a gerou, excetuando-se UCs em áreas contíguas. Em casos onde a energia for utilizada para abater o consumo de outras unidades consumidoras, a energia será valorada somente pela componente TE da tarifa de energia do posto horário que a gerou. Isso se aplica inclusive para geradores reunidos em cooperativas solares através do mecanismo de **geração compartilhada**. Essa decisão foi revista durante reunião extra-ordinária nº 44 de 2015, realizada na ANEEL, e a proposta inicial de valorar a energia gerada fora do local de consumo manteve-se em TUSD+TE. O principal argumento em favor da manutenção da norma conforme já está se dá ao fato que o impacto significativo do não pagamento da TUSD pelos microgeradores ainda não foi devidamente contabilizado pelas concessionárias. No cenário atual de expansão da geração distribuída poderia inviabilizar diversos empreendimentos que pretendem utilizar tanto o **autoconsumo remoto** quanto a **geração compartilhada**.

Nota-se que o regulador buscou ampliar o leque de arranjos comerciais criando os conceitos de **geração compartilhada e empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios solares)**, ouvindo o pleito de diversos agentes do setor. Na prática será possível criar cooperativas solares, onde diversos interessados se reúnem através de uma cooperativa detentora da posse de unidades de micro ou mini geração, sendo que os créditos obtidos pela cooperativa poderão ser repartidos entre os membros conforme determinação dos cooperados. O condomínio solar também será permitido, porém somente para empreendimentos localizados em áreas contíguas e que possuam um regimento (semelhante à convenção de condomínios). Os créditos em ambos os casos só podem ser usados dentro da mesma área de concessão e a limitação de potência será dada pela potência disponibilizada pelo concessionário ao empreendimento.

Apesar de interessante um meio que possibilite a redução de custo devido a uma maior escala do empreendimento, os casos de geração compartilhada e condomínios solares deverão ser estudados em profundidade para que seja constatada viabilidade financeira e jurídica do mesmo. Em casos onde a cooperada for proprietária de minigeração deverá ser previsto formas de pagamento da parcela de demanda contratada, que ainda será faturado pela concessionária.

Por questões de impossibilidade jurídica, o sistema de net-metering virtual (NMV) foi vedado. O conceito foi introduzido nos EUA e tem como principal característica a compra de quotas de participação de sistemas de geração localizados, obviamente, em áreas não pertencentes ao quotista. A manutenção e construção do ativo ficam a cargo de um agente comercializador/empreendedor. O NMV permitiria em tese que o consumidor alugasse terrenos com instalações de GD e o dono do empreendimento fosse remunerado proporcionalmente pela geração da parcela do quotista. Conforme bem destacado em (ANEEL, 2015c), os contratos deste tipo seriam em síntese contratos de compra e venda de energia, parecidos com os vistos no Mercado Livre de Energia, o que só é permitido para consumidores não cativos (especiais ou livres). Em contraste, o mecanismo de geração compartilhada força o consumidor a ser dono – mesmo que indiretamente – da central geradora.

Outro ponto que exigiu a validação da esfera jurídica diz respeito com a criação de uma tarifa binômica para os consumidores de BT optantes ao sistema de compensação de energia. As concessionárias em uníssono implicam que a GD trará em médio prazo perda de receita, além de que nos moldes da resolução atual os custos cobrados dos consumidores cativos, principalmente de BT não são suficientes para garantir a remuneração e O&M dos ativos de distribuição. Conforme explicitado pela CEMIG em (CEMIG, 2015), a GD nos moldes da REN-482 será predominantemente solar fotovoltaica. Devido à característica de intermitência da fonte bem como do descasamento dos períodos de geração com os períodos de consumo, os possíveis bem feitos advindos da instalação da energia solar nas redes não seria auferido pela concessionária. Isto se deve principalmente do fato que a ponta (período de 3 horas contido entre 17:00 e 20:00, podendo variar de acordo com a concessionária) continua sendo o momento de maior utilização da rede da concessionária e desta forma, o adiamento de obras de reforço de rede não seria possível. Ainda assim, para que fosse criado uma tarifa binômica o regulador concluiu que seria necessária alteração da legislação vigente, portanto vedou-se a tentativa.

Ainda sobre a forma de faturamento, foi mantido o entendimento acerca do custo de disponibilidade (CD) adicionando um comando para que os eventuais créditos de energia acumulados em meses anteriores ao faturamento não fossem utilizados no sentido de complementar o saldo referente ao CD. Muitos agentes se manifestaram no intuito de pedir o encerramento da cobrança do CD ou que os créditos acumulados fossem acrescidos do CD quando a geração fosse maior ou igual ao consumo. Neste sentido, essa confusão é criada principalmente pela forma como o CD é cobrado, sendo função direta de um montante de kWh baseado na tensão de fornecimento do cliente. A proposta da ABSOLAR tida como referência neste estudo, propõe que o cálculo seja realizado da seguinte forma:

$$CA = (CD - C) + I, \text{ onde:}$$

*CA* – créditos acumulados em kWh;

*CD* – custo de disponibilidade em kWh, de acordo com o número de fases de atendimento do cliente;

*C* – consumo registrado;

*I* – energia injetada registrada.

Basta entender que o CD não se trata de energia efetivamente gerada, portanto não pode ser adicionada aos créditos do consumidor, da mesma forma o concessionário não pode utilizar os créditos acumulados para complementar o saldo faltante do CD referente ao nível de tensão do consumidor. Sendo assim, os créditos acumulados serão sempre função do consumo e energia injetada registrados. Entende-se que, caso o CD fosse cobrado como uma taxa fixa (sem incidência de impostos inclusive), essa discussão não aconteceria.

Por fim, os custos referentes a reforços e melhorias no sistema de distribuição, bem como do sistema de medição não poderão ser cobrados dos microgeradores. Este foi um avanço importante para evitar situações absurdas de cobranças indevidas de concessionárias, com intuito de dificultar ou mesmo inviabilizar o uso de geração distribuída em suas áreas de concessão. Como minigeradores são clientes tipicamente de MT (de maior complexidade) e consequentemente detentores de um poder econômico superior à microgeradores, o agente regulador resolveu que os possíveis custos deste tipo de cliente poderão ser compartilhados com a concessionária.

Diversos outros aspectos tais como a manutenção de exigência de ART para projetos de microgeração, redução de prazos no processo de conexão, melhoria nas informações prestadas aos optantes do sistema de compensação de energia serão implementadas e devem contribuir para a modernização do processo de forma geral. Estuda-se outra revisão em até 5 anos da publicação da nova resolução.

### **3. ANÁLISE FINANCEIRA DAS NOVAS MODALIDADES DE ADESÃO AO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA**

O estudo econômico apresentado envolve as principais mudanças na regulamentação como autoconsumo remoto, geração compartilhada e condomínios solares. Os sistemas apresentados são hipotéticos e os dados de tarifas utilizados são baseados nas resoluções homologadas para os consumidores das Centrais Elétricas de Santa Catarina (ANEEL, 2015d) e CEMIG (ANEEL, 2015e).

São utilizados os dados presentes em (COSTA, 2015) como referência para calcular o custo de CAPEX (*capital expenditure*) e OPEX (*operational expenditure*) de sistemas de Microgeração instalados no território nacional.

#### **3.1 Autoconsumo com kWh sendo valorado somente pela componente TE da tarifa**

Apesar da manutenção pela agência reguladora da regra atual (compensação de TUSD+TE). Esta seção pretende mostrar qual seria o impacto na viabilidade para os microgeradores caso o autoconsumo remoto fosse valorado somente pela componente TE da tarifa de energia homologada pela concessionária. A Tab.2 apresenta os principais parâmetros econômicos utilizados no cenário. As taxas apresentadas são reais, ou seja, já descontadas da inflação.

Tabela 2 – Principais parâmetros econômicos adotados nas simulações - Caso 1.

Potência do Gerador	Geração 1º ano	Capex	Reajuste energia	Taxa mínima de atratividade	Custo OPEX por ano
6,99 kWp	8.400 kWh	7,5 R\$/Wp	3,00 % a.a.	8% a.a.	0,5%/ano

Considera-se neste cenário que o consumidor possui duas unidades residenciais em locais distintos dentro da área de concessão da CELESC. Para simplificar o cálculo, não serão levados em consideração os custos advindos do CD, portanto toda a energia gerada será considerada efetivamente consumida. Considera-se ainda que 38% da geração serão vertidos em autoconsumo local (TUSD+TE em qualquer hipótese) enquanto 62% representam o autoconsumo remoto. Por fim, os efeitos da Bandeira Tarifária também não são inclusos na remuneração do investimento.

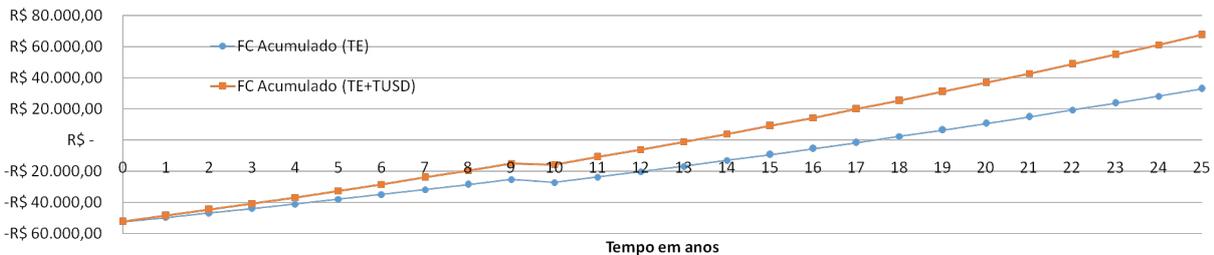


Figura 2- Fluxo de caixa acumulado para o cenário de compensação remota com TUSD+TE ou somente TE.

A Fig. 2 mostra o fluxo de caixa acumulado para os dois cenários. Conforme pode ser observado, o tempo de retorno (*payback*) sobe 3,5 anos para a situação onde somente a TE é utilizada.

### 3.2 Geração Compartilhada em minigeração

Esta seção pretende mostrar uma análise básica da viabilidade de projetos de geração compartilhada com empreendimentos de minigeração (em média tensão).

Considera-se três unidades consumidoras atendidas em BT e compara-se os fluxos de caixa acumulados para dois cenários. O primeiro cenário apresenta os resultados para unidades de microgeração instaladas nas próprias unidades consumidoras e o segundo cenário apresenta os resultados financeiros da geração compartilhada (construindo-se uma usina de minigeração de energia de MT em um local diferente das unidades consumidoras). Para fins de facilitar os cálculos considerou-se que as UCs detenham o mesmo percentual da usina de minigeração (33,3%).

Tabela 3 – Principais parâmetros econômicos adotados nas simulações - Caso 2.

	Potência do Gerador	Geração 1º ano	Capex	Capex total	Reajuste energia	Taxa mínima de atratividade	Custo OPEX por ano
UC 1, 2 e 3	3 x (28,74 kWp)	41.700 kWh	8,50 R\$/Wp	R\$ 732.900,00	3,00 % a.a.	8% a.a.	0,5%/ano
UC Compartilhada	86,22 kWp	125.100 kWh	6,50 R\$/Wp	R\$ 639.433,96	3,00 % a.a.	8% a.a.	0,5%/ano

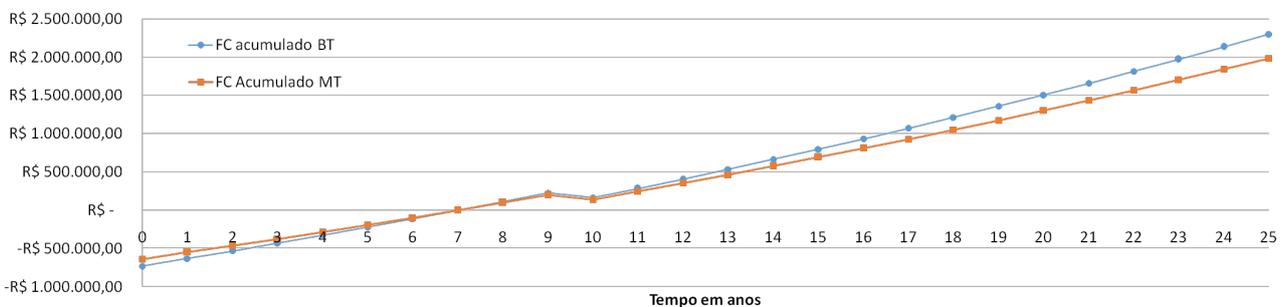


Figura 3- Fluxo de caixa acumulado para o cenário de geração compartilhada em minigeração.

A Fig. 3 mostra o fluxo de caixa acumulado para os dois cenários. Como pode ser observado o payback do sistema é praticamente o mesmo. A atratividade neste caso não subiu tanto devido a cobrança de demanda na unidade de MT. Outro ponto a se destacar, é que apesar do custo do sistema fotovoltaico ser menor por watt instalado, os custos de adequação (subestações, sistemas de medição, etc) poderão aumentar o valor do **Capex total**. Na Tab. 3 o custo de **Capex** não considera os custos de adequação que são incorporados no valor do **Capex total**. Desta forma, embora os

sistemas de minigeração tenham um custo de R\$/Wp menor do que os sistemas de microgeração, esta diferença não é suficiente para compensar os demais custos do sistema de minigeração. Por fim, cabe ainda ressaltar que os custos com a gerência da geração compartilhada como pagamento de condomínio, taxas jurídicas e demais implicações que o sistema pode levar não foram consideradas.

### 3.3 Geração compartilhada em microgeração

Nesta seção é feita uma análise similar com àquela da seção anterior, utilizando o caso limite de caracterização em micro e minigeração. Nesta segunda análise é feito o comparativo de três unidades consumidoras em dois cenários. O primeiro apresenta uma geração distribuída em cada uma das unidades e o segundo cenário apresenta os fluxos de caixa de um sistema de geração compartilhada de microgeração e, por consequência, conectado em BT.

Tabela 4 – Principais parâmetros econômicos adotados nas simulações - Caso 3.

	Potência do Gerador	Geração 1º ano	Capex	Capex total	Reajuste energia	Taxa mínima de atratividade	Custo OPEX por ano
UC 1, 2 e 3	3 x (19,85 kWp)	28.800 kWh	8,50 R\$/Wp	R\$ 506.177,00	3,00 % a.a.	8% a.a.	0,5%/ano
UC Compartilhada	59,55 kWp	84.400 kWh	6,50 R\$/Wp	R\$ 387.080,00	3,00 % a.a.	8% a.a.	0,5%/ano

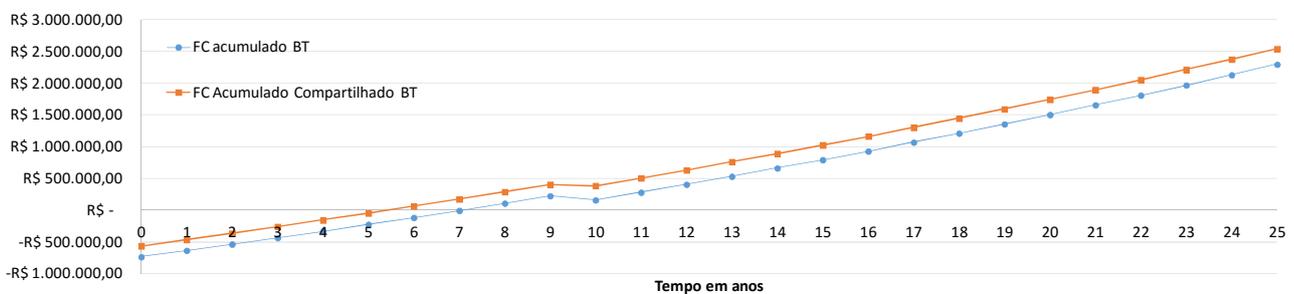


Figura 4- Fluxo de caixa acumulado para o cenário de geração compartilhada em microgeração

A Fig. 4 apresenta os fluxos de caixa acumulados dos dois cenários em destaque. Podemos observar que, mantendo a unidade de geração compartilhada em baixa tensão obtemos o benefício da redução do capex de instalação e não há inclusão da parcela de demanda nos custos fixos operacionais. Como o sistema ainda está limitado à microgeração não foram considerados demais custos de adequação. Como resultado o tempo de *payback* reduz de aproximadamente 7 anos para 5,5 anos.

## 4. CONCLUSÕES

A criação de novas formas de adesão ao sistema de compensação de energia bem como a melhora geral em diversos aspectos da regulamentação como diminuição dos prazos de acesso, disponibilização de informações aos acessantes, compatibilização de normativas, entre outros são importantes passos que devem ajudar o setor de geração distribuída a alcançar as projeções de crescimento divulgadas pelos diversos setores envolvidos no fomento da micro e minigeração no contexto brasileiro. O papel do regulador em termos de equilibrar os pleitos de cada setor também é considerado satisfatório tendo em vista que não houve excessos em nenhum sentido, tanto para acessantes quanto acessada.

Do ponto de vista financeiro, as análises sugerem que, em geral, as modificações propostas na regulamentação vem no sentido de beneficiar e estimular o setor de geração distribuída. A nova modalidade, de geração compartilhada, abre uma nova janela de oportunidades que, sendo bem aproveitadas, podem tornar viáveis projetos que não o são na realidade atual. Algumas possibilidades que são vislumbradas, para este novo sistema, é a utilização de área com maior potencial fotovoltaico do que aquela da unidade consumidora e a instalação das unidades de geração compartilhada em locais onde os terrenos apresentem custos reduzidos. Contudo, como foi observado na análise da geração compartilhada em minigeração, não são todos os casos que apresentam vantagem econômica.

Por fim, verifica-se que o regulador tem desempenhado seu papel de forma exemplar, compreendendo as solicitações do mercado e fazendo as adequações necessárias para que a regulamentação atenda seus objetivos.

### Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer o apoio do PPPGE-UFGM, CAPES, CNPq e FAPEMIG.

## REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015a. Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL – Proposta de Abertura de Audiência Pública para o recebimento de contribuições visando aprimorar a Resolução Normativa nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do Prodist.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015b. Minuta de Resolução Normativa – Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015c. Nota Técnica nº 0096/2015-SRD/ANEEL - Análise das contribuições recebidas na Audiência Pública nº 26/2015 para aprimorar a Resolução Normativa nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015d. RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 1.927, DE 4 DE AGOSTO DE 2015.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015e. RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 1.872, DE 7 DE ABRIL DE 2015.
- Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, 2015. Contribuições Referentes à Audiência Pública nº 26 referente ao aprimoramento da proposta de Resolução Normativa que revisa a Resolução Normativa nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.
- Companhia Energética de Minas Gerais, 2015. Contribuições Referentes à Audiência Pública nº 26 referente ao aprimoramento da proposta de Resolução Normativa que revisa a Resolução Normativa nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.
- Costa, T.M.G., Silva, S.M., 2015. Projeto de Microgeração Fotovoltaica e suas Perspectivas Técnicas, Comerciais e Regulatórias, CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica, Campina Grande.

## DEVELOPMENT OF THE DISTRIBUTED GENERATION MARKET FROM THE PUBLIC HEARING Nº 26 IN 2015

**Abstract.** *The distributed generation market in Brazil until the publication of Normative Resolution No. 482 of 2012 was virtually nonexistent, being only subject of study by educational institutions and people driven by curiosity. The publication of the resolution was an important event in the country changing the electric distribution sector paradigm, allowing generation plants to be constructed and operated by consumers. Despite all the transformation created by the legislation, practical experience shows that the resolution still needs to evolve so that the market is definitely consolidated in Brazil. The Public Hearing No. 26 began in April 2015 and received hundreds of contributions from various market players such as dealers, integrators and academics. Due to poor adherence by overall consumers, about 1100 units in two years, the regulatory agency has created new forms of accession to the netmetering system by creating the concepts of shared ventures and generation of multiple consumer units (condominium). This work analyzes the main changes in the regulation and present case studies involving the commercial viability of the new models.*

**Key words:** *Normative Resolution Aneel 482/2012, Microgeneration, Commercial Viability Studies*