

OS IMPACTOS DA REGULAMENTAÇÃO ANEEL/482 E DA LEGISLAÇÃO TRIBUTÁRIA NO RETORNO FINANCEIRO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Hans Rauschmayer – hans@solarize.com.br
Solarize Serviços em Tecnologia Ambiental Ltda., Sócio-gerente
Marco Antonio Galdino – marcoag@cepel.br
Cepel – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Resumo. O presente artigo apresenta um estudo de caso real de implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede no Rio de Janeiro de acordo com a Resolução Normativa Nº 482 Aneel. O estudo inclui uma análise detalhada do valor da energia gerada pelo sistema, do ponto de vista do consumidor e levando em conta as questões tributárias e outras. O trabalho mostra a dificuldade inerente para estimar a priori qual será o valor da energia gerada por determinado sistema, decorrente, em parte, da complexidade da regulamentação pertinente. Assim, torna-se também difícil calcular parâmetros financeiros do investimento no Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), como payback e TIR. São apresentadas algumas considerações, visando otimizar o custo-benefício de determinado sistema e algumas sugestões para possibilitar um melhor resultado financeiro para os sistemas e simplificar a regulamentação.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica, Microgeração, Geração distribuída, Tributação, Retorno financeiro

1. INTRODUÇÃO

O conceito da geração distribuída tem sido uma mudança fundamental de paradigma: pessoas físicas e jurídicas que antes somente consumiam energia elétrica estão passando a gerá-la. Mundialmente, a geração distribuída ganhou escala na última década com a decisão do governo alemão de mudar a matriz energética para uma base limpa. Outros países o seguiram e o Brasil abriu esta possibilidade, com a publicação, em 17 de abril de 2012, da Resolução Normativa Aneel Nº 482/2012 (Aneel, 2012).

A resolução define os termos microgeração distribuída, para sistemas com potência instalada até 100kW, e minigeração distribuída, com potência entre 100kW e 1MW. As fontes de energia que podem ser empregadas englobam a energia solar, eólica, biomassa e outras. No entanto, a grande maioria dos projetos implantados até o momento no Brasil, de acordo com a RN Aneel 482 usam a fonte solar fotovoltaica (Aneel, 2013a). Afinal de contas, é muito simples instalar um SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede, aproveitando-se as áreas ociosas das coberturas prediais.

Na prática, percebe-se que a maioria dos sistemas implantados fica na faixa de 1,5 a 10 kW (Aneel, 2013a). A razão para esta predominância é que estes sistemas são adequados a residências ou pequenas empresas, tanto em relação ao consumo típico quanto na viabilidade financeira e técnica (área ocupada pela instalação). São estes sistemas o foco do presente trabalho.

No Brasil, a geração de energia por parte dos consumidores já existe há bastante tempo. A forma mais comum é o uso de geradores a gás ou óleo diesel no horário de pico, associado ou não à cogeração, que vem sendo empregados em hotéis ou centros comerciais. Nestes casos, entretanto, a energia gerada era utilizada somente pelo próprio consumidor e não era permitida a injeção na rede. A novidade da geração distribuída estabelecida pela RN Aneel 482 é a permissão de exportar a energia eventualmente excedente para a rede da concessionária de distribuição. A grande questão é definir como a energia exportada por um consumidor deve ser contabilizada, não só em termos financeiros (valor da energia, impostos), como também o próprio balanço da energia em si. Há dois conceitos diferentes: muitos países criaram uma *feed-in-tariff* que estabelece o valor pelo qual o consumidor vende a energia à distribuidora. A maioria dos governos decide subsidiar este valor durante os primeiros anos para estimular a criação do mercado. O ato de vender exige definições tarifárias, geralmente complexas.

A segunda forma, chamada *net metering*, tende a fugir das questões tributárias. O cliente deposita a energia excedente na rede da concessionária que a devolve em outro horário. A conta mensal é calculada simplesmente sobre a diferença entre consumo e geração. Foi este o conceito adotado no Brasil pela Aneel.

Já o Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ chegou a um entendimento diferente, publicado no convênio ICMS 6 em abril de 2013, tributando a energia gerada pelo consumidor no momento que é devolvida pela concessionária (CONFAZ, 2013).

O presente trabalho analisa os impactos do marco regulatório para o retorno financeiro de pequenas instalações de microgeração, usando as experiências práticas da primeira instalação de um SFCR no Rio de Janeiro de acordo com a RN 482, detalhado no item 4.1. O trabalho analisa ainda a variação do retorno financeiro da energia gerada pelo SFCR em função de parâmetros significativos.

2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1 O fluxo da energia na geração distribuída

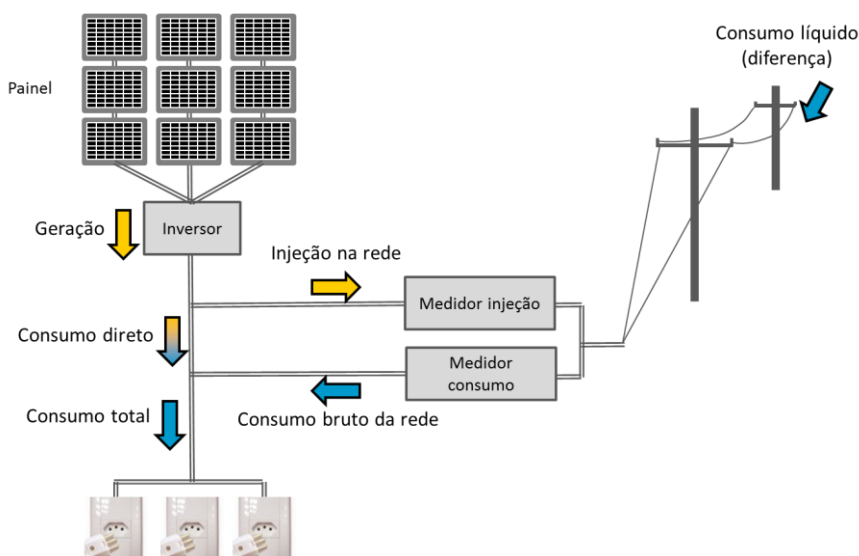


Figura 1 - Fluxo de energia em um SFCR

A Fig. 1 ilustra, a título de esclarecimento, como flui a energia em um SFCR:

- **Geração:** O painel fotovoltaico gera energia elétrica em corrente contínua (c.c.) sempre que há incidência de radiação solar. A geração oscila instantaneamente com a variação da luz, já que não há baterias para armazenar a energia. O inversor transforma a energia c.c. em corrente alternada (c.a.), na frequência da rede. Para conseguir efetuar a injeção, o inversor gera uma tensão ligeiramente superior à da rede. Dependendo do modelo, o inversor é dotado de um sistema de monitoração que registra a geração diária, mensal e anual, além de outras informações.
- **Consumo direto,** também chamado de “consumo próprio”: A fração da energia gerada que é consumida diretamente dentro da unidade sem passar pelos medidores. Qualquer consumo no local da instalação usa preferencialmente a energia gerada no mesmo local.
- **Injeção na rede:** O excedente da energia gerada é injetado na rede da concessionária nos momentos em que o consumo local é inferior à geração e contabilizado pelo medidor de injeção.
- **Consumo bruto da rede:** Nos momentos em que o consumo é superior à geração, como à noite, então a energia da concessionária entra para completar o consumo total. O medidor de consumo contabiliza esta energia.
- **Consumo total:** a energia total demandada pelos aparelhos elétricos.
- **Consumo líquido:** a diferença entre consumo bruto e energia injetada. É a energia realmente fornecida pela concessionária ao consumidor no período de faturamento.

Embora a Fig.1 apresente dois medidores, um para energia injetada e outro para energia consumida, a regulamentação Aneel admite também a adoção de um único medidor bidirecional.

2.2 A fração do consumo direto

Veremos em seguida que o consumo direto tem um impacto forte no retorno financeiro do SFCR. Podemos caracterizar as unidades consumidores-geradores conforme a fração de consumo direto, isto é, conforma a parcela da energia gerada que é consumida sem passar pelos medidores (Fig. 2):

- Unidades com consumo predominantemente noturno apresentam uma baixa fração de consumo direto. Residências apresentam tipicamente este perfil.
- Unidades com atividade diurna, perfil tipicamente comercial, apresentam uma alta fração de consumo direto.

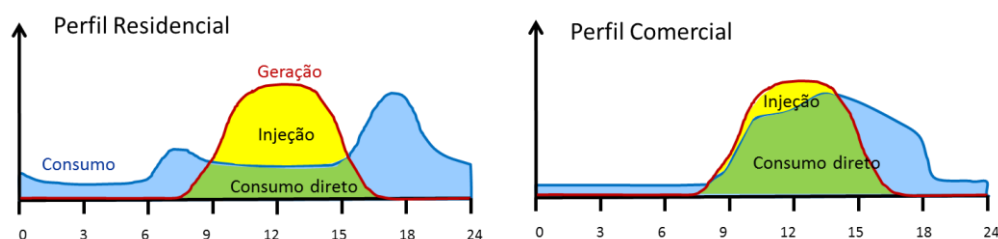


Figura 2 - Exemplos hipotéticos de perfis de consumo com diferente fração de consumo direto

Conforme será visto mais adiante, o perfil comercial (curva de carga diurna) tem maiores benefícios financeiros com a implantação de SFCRs de acordo com a atual regulamentação brasileira.

3. O MARCO REGULATÓRIO

3.1 A compensação da energia conforme a RN Aneel/482

Conforme já mencionado, a RN Aneel 482/2012 “estabelece 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, e dá outras providências.” (Aneel, 2012). Ela foi alterada pela Resolução Normativa N° 517, de 11 de Dezembro de 2012. Os seguintes artigos definem a contabilização da energia injetada, no que se refere a pequenos consumidores:

Art 6° §1° Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora, será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 36 (trinta e seis) meses.

Art. 7° No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica deverão ser observados os seguintes procedimentos:

I - deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, [...].

II - o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado é a diferença entre a energia consumida e a injetada, [...], devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes.

Artigo 6 descreve o princípio do *net metering* na sua simplicidade: o consumidor entrega energia à concessionária para que seja devolvida em outro horário, como se fosse uma conta corrente bancária. Em tese, no entendimento da Aneel, não há venda de mercadoria, tampouco um valor financeiro atribuído à energia injetada, mas apenas um balanço de energia em kWh.

As regras do Art. 7 geraram discussões e foram esclarecidas pela Aneel posteriormente, definindo o seguinte algoritmo:

- Primeiro é apurada a diferença entre consumo bruto da rede e injeção na rede, que foi chamada de “consumo líquido” no item anterior (2.1).
- Se a diferença for negativa, isto é, se houver mais energia injetada do que consumida, haverá crédito para compensação nos meses subsequentes.
- Se a diferença for negativa ou inferior ao “custo de disponibilidade”, então este será cobrado pela concessionária ao consumidor.
- Se a diferença for maior do que o “custo de disponibilidade”, esta diferença aparece na conta como base de faturamento e impostos.

O “custo de disponibilidade”, popularmente chamada de “taxa mínima” é o valor mínimo cobrado de qualquer consumidor, independentemente se ele gera energia ou não. Ela é definida na RN Aneel 414/2010 da seguinte forma:

Art. 98. O custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicável ao faturamento mensal de consumidor responsável por unidade consumidora do grupo B, é o valor em moeda corrente equivalente a:

I – 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 (dois) condutores;

II – 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou

III – 100 kWh, se trifásico.

Quais então serão os impactos destas regras para um consumidor que implanta um SFCR? A Fig. 3 apresenta um exemplo que esclarece sobre este caso:

- No mês de janeiro hipotético, a diferença entre energia consumida e injetada ficou acima do custo de disponibilidade correspondente àquele proprietário. Neste caso, a concessionária cobra ao consumidor o valor desta diferença, revertendo assim toda a energia injetada efetivamente em benefício do proprietário do SFCR, e sendo faturada a este proprietário toda a energia efetivamente consumida pela unidade.
- Em fevereiro, porém, a diferença já ficou abaixo do custo de disponibilidade, que determina o valor mínimo da conta de energia elétrica. No caso, a diferença ficou positiva, mas não foi gerado um crédito de energia. Assim, o restante de energia, entre a diferença e o custo de disponibilidade pode, na verdade, ser considerada como “perdida”, resultando num prejuízo (área hachurada em fevereiro, na Fig. 3) para o microgerador, e sendo revertida para a concessionária.

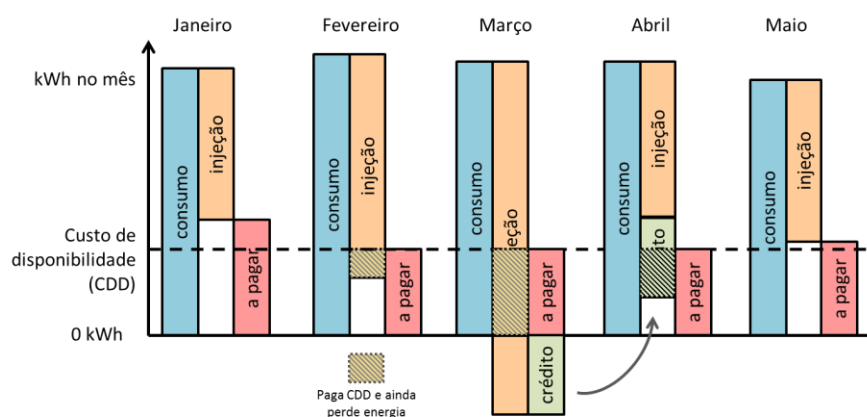


Figura 3- Exemplo de compensação de energia

- Já em março, a injeção superou o consumo. Com a diferença negativa gerou-se então um crédito, conforme previsto no sistema de compensação. A conta de energia elétrica, todavia, foi novamente definida pelo valor mínimo, que é o custo de disponibilidade. Mais uma vez, portanto, ocorreu prejuízo para o dono do SFCR, já que a energia correspondente ao valor do custo de disponibilidade não pode ser contabilizada como crédito (pois foi paga pelo consumidor) e sim, deve ser considerada como “perdida”.
- Finalmente, no mês de abril, chegou então a oportunidade para usar o crédito gerado no mês anterior. Observa-se que apenas uma pequena parcela abateu efetivamente o consumo, enquanto que a maior parte ficou mascarada pelo custo de disponibilidade e pode ser novamente considerada perdida, trazendo, outra vez, prejuízo para o proprietário.
- O exemplo em maio apresenta outro mês satisfatório para o proprietário do SFCR: ele consegue reduzir a conta aproveitando plenamente a energia gerada.

Com base nestas considerações, já fica evidente que tal análise econômica indica que a RN Aneel 482 estimula a instalação de sistemas com capacidade de geração inferior ao consumo da unidade consumidora, e que, assim, não produzam crédito. Este efeito não irá ocorrer somente para aquelas unidades com geração bastante elevada, para as quais o custo de disponibilidade passa a ser pouco significativo e a não influir decisivamente no cálculo financeiro. Este fato é desvantajoso para o proprietário do SFCR, já que o custo relativo da instalação é mais alto para sistemas menores. É desvantajoso para a segurança energética do Brasil, já que se deixa de aproveitar o potencial gerador. O autor vê ainda um risco que o fato do difícil aproveitamento dos créditos leve a um descontentamento público com a resolução, descredenciando a microgeração como um todo.

3.2 A cobrança de ICMS

O Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ que é constituído pelos Secretários de Fazenda, Finanças ou Tributação de cada Estado da federação, além do Distrito Federal, e pelo Ministro de Estado da Fazenda publicou em 12 de Abril de 2013 o Convenio ICMS 6, onde define como a emissão de documentos fiscais relativos à compensação de energia conforme RN Aneel 482 deve ser efetuada (CONFAZ, 2013). Citando:

Cláusula segunda A empresa distribuidora deverá emitir, mensalmente, a Nota Fiscal/Conta de Energia Elétrica, modelo 6, relativamente à saída de energia elétrica com destino ao consumidor, na condição de microgerador ou de minigerador, participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, com as seguintes informações:

I - o valor integral da operação, antes de qualquer compensação, correspondente à quantidade total de energia elétrica entregue ao destinatário, nele incluídos:

a) os valores e encargos inerentes à disponibilização da energia elétrica ao destinatário, cobrados em razão da conexão e do uso da rede de distribuição ou a qualquer outro título, ainda que devidos a terceiros;

b) o valor do ICMS próprio incidente sobre a operação, quando devido;

[...]

III - o valor correspondente à energia elétrica gerada pelo consumidor em qualquer dos seus domicílios ou estabelecimentos conectados à rede de distribuição operada pela empresa distribuidora e entregue a esta no mês de referência ou em meses anteriores, que for aproveitado, para fins de faturamento, como dedução do valor integral da operação de que trata o inciso I, até o limite deste, sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica;

IV - o valor total do documento fiscal cobrado do consumidor, o qual deverá corresponder ao valor integral da operação, de que trata o inciso I, deduzido do valor indicado no inciso III.

O Convênio ICMS 6, portanto, define que o ICMS é devido em toda a energia consumida pela unidade, mesmo em aquela parcela correspondente à devolução da energia gerada por ele anteriormente e injetada na rede da concessionária. Se usarmos uma analogia com uma conta corrente bancária, haveria cobrança de imposto a cada resgate de dinheiro, mesmo aquele já depositado anteriormente pelo próprio correntista.

A alíquota de ICMS para consumidores residenciais no Estado do Rio de Janeiro é definida pelas leis nº 2.657/96, (Art. 14) (Estado do Rio de Janeiro, 1996) e nº 4.056/02 (artigo 2º inciso II, alínea "b") (Estado do Rio de Janeiro, 2002) e varia conforme o consumo de energia elétrica no mês. Ela é isenta até um consumo de 50 kWh no mês, é de 18% para um consumo entre 50 e 300 kWh e de 29% acima disso. Este último salto da alíquota traz um impacto forte no cálculo do retorno financeiro do investimento em um SFCR para microgeração, como veremos a seguir. Alguns outros estados têm legislação similar, variando os limites e as alíquotas adotadas.

Até o momento, apenas o Estado de Minas Gerais tomou a iniciativa de decretar a isenção do ICMS da parcela de energia elétrica gerada por mini e microgeradores dotados de SFCRs (Estado de Minas Gerais, 2013), como uma forma de incentivo à implantação de tais sistemas. Esta isenção tem validade por um período de cinco anos.

No Estado do Mato Grosso do Sul foi concedida uma liminar pelo Tribunal de Justiça, obrigando a concessionária local a seguir o procedimento disposto pela RN Aneel 482 (TJ-MS, 2013).

3.3 O cálculo da tarifa da energia elétrica

Para melhor compreensão dos cálculos a seguir é importante conhecer as fórmulas para obter as tarifas de energia elétrica. Nos restringiremos à tarifa da distribuidora Light (Rio de Janeiro) para clientes residenciais, com taxas válidas em outubro de 2013 (Aneel, 2013b) (Aneel, 2013c). A Eq. 1 apresenta a fórmula adotada para calcular a tarifa incluindo os impostos, enquanto que a Tab. 1 apresenta o resultado deste cálculo para a distribuidora Light.

$$\text{tarifa com impostos} = \text{tarifa sem impostos} \frac{1}{1 - (\text{soma dos impostos})} \quad (1)$$

Tabela 1 - Tarifas da energia elétrica referente à Light em out/13, em R\$/kWh.

	PIS	COFINS	ICMS	Tarifa
Tarifa base sem impostos				R\$ 0,31416
Tarifa injeção	1,03%	4,75%		R\$ 0,33343
Tarifa consumo até 300kWh mês	1,03%	4,75%	18%	R\$ 0,41218
Tarifa consumo acima de 300kWh mês	1,03%	4,75%	29%	R\$ 0,48169

Observação: as taxas de PIS e COFINS variam conforme apuração mensal da concessionária, impedindo uma previsão exata da tarifa (Aneel, 2013b).

3.4 A taxa de iluminação pública

A taxa de iluminação pública é cobrada em muitos municípios juntamente com a conta de energia elétrica, como o caso do Município do Rio de Janeiro, onde ela é calculada conforme o consumo faturado ao consumidor.

Não existe uma metodologia única para aplicação da tarifa de iluminação pública, que é cobrada de forma muito diversificada de acordo com a regulamentação municipal. Em alguns municípios é proporcional ao consumo, de forma similar ao Rio de Janeiro, variando o número de faixas e as respectivas alíquotas. Em outros municípios não se usa o consumo de energia elétrica da unidade como base de cálculo, mas criou-se um valor de referência e as alíquotas variam de acordo com um índice definido pela prefeitura para cada bairro e/ou rua. Em outros municípios ainda, cobra-se um valor fixo a cada consumidor. De forma geral, em função desta grande diversidade, a tarifa de iluminação pública é considerada a mais difícil de calcular.

3.5 Comparação das regulamentações Aneel 482 e Convênio ICMS 6

A Tab. 2 compara as regulamentações (considerando consumidores classe B e pequenas instalações de microgeração).

Tabela 2 - Comparação entre RN Aneel 482 e Convênio ICMS 6

Questão	RN Aneel 482	Convênio ICMS 6
Injeção de energia	Empréstimo gratuito	Entrega de mercadoria isenta de ICMS
Base do faturamento	Consumo líquido (diferença entre consumo bruto e injeção)	Consumo bruto da rede conforme indicado pelo medidor
Dedução pela injeção	Implícita no cálculo acima	Injeção na rede conforme medidor
Aplicação de ICMS	Sobre consumo líquido	Sobre consumo bruto
Valor deduzido pela energia injetada	Igual ao valor cobrado pelo consumo	Valor da energia sem ICMS
Crédito de energia	Excedente da injeção relativo ao consumo.	Sem definição no Convênio ICMS 6, portanto definido pela RN Aneel 482

Base para definição da alíquota do ICMS e de taxa de iluminação	Consumo líquido	Consumo bruto da rede
--	-----------------	-----------------------

3.6 Tarifa horo-sazonal

A tarifa horo-sazonal já existe no país há muitos anos para consumidores comerciais e industriais em alta tensão. No ano de 2014 se inicia sua aplicação também aos consumidores residenciais em baixa tensão, o que irá constituir-se em mais um fator complicador para a estimativa do benefício financeiro dos SFCRs.

A chamada Tarifa Branca, cuja adesão voluntária do consumidor residencial poderá ser feita a partir de março de 2014, implicará em cobrança diferenciada em função do horário do dia e do dia da semana.

Para aqueles consumidores que optarem pela cobrança neste novo modelo, no horário de pico, em dias úteis entre 18h e 21h, a tarifa será bem mais alta do que a tarifa convencional. Entre 17h e 18h e entre 21h e 22h, o chamado horário intermediário, vigorará uma tarifa moderada, e no restante do tempo será cobrada uma tarifa mais barata em relação à tarifa convencional. Nos fins de semana e feriados será empregada a tarifa mais barata para todos os horários do dia. A ideia subjacente é de que a adesão será vantajosa ao consumidor se este mudar seus hábitos de consumo deslocando parte deste consumo para fora dos horários de pico, beneficiando assim o Sistema Integrado Nacional (SIN), por ficar menos sobrecarregado. Se este o consumidor, contudo, aderir ao sistema, mas não deslocar seu consumo, então sua conta provavelmente irá ficar mais elevada.

A RN 482, por outro lado, menciona a compensação de energia por posto horário, implicando que a energia gerada em cada um dos horários (ponta, intermediária e fora de ponta) deverá ser preferencialmente usada para compensação no mesmo horário, ou em outros usando um fator de conversão, no mesmo mês de faturamento. O SFCR gera energia principalmente no horário fora da ponta, quando a energia é mais barata, reduzindo assim o benefício financeiro em R\$/kWh do sistema. Assim, a adesão à tarifa branca trará ao proprietário dois efeitos opostos: uma possível redução da conta se houver deslocamento do consumo, e uma piora do retorno do investimento no SFCR. Este efeito combinado varia caso a caso e só poderia ser efetivamente calculado por meio de simulação anual, para o que seria necessário conhecer as curvas de carga diárias com e sem o deslocamento do consumo, as quais normalmente variam bastante ao longo do ano.

3.7 Bandeiras Tarifárias

Inicialmente previstas para vigorar a partir de 2014, e recentemente adiadas para 2015, passarão a vigorar as bandeiras tarifárias verde, amarela e vermelha. As bandeiras amarela e vermelha, quando acionadas pelo governo, implicarão em cobrança adicional destinada a cobrir o maior custo da geração termoeletrica em períodos de baixo nível dos reservatórios das usinas hidroelétricas (como o que se está verificando no verão de 2014).

A bandeira amarela corresponde a um aumento de R\$0,015/kWh na tarifa, enquanto que a vermelha em R\$0,03/kWh. A aplicação destas bandeiras será diferenciada em função da região do país, considerando os seguintes subsistemas: SE/CO – Sudeste e Centro-Oeste incluindo AC e RO; S – Sul; NE – Nordeste, exceto MA; e N – Norte, contemplando apenas PA, TO e MA. O restante do país (AM, RR e AP) não será submetido às bandeiras tarifárias.

A título de exemplo, a Aneel publicou as bandeiras para o ano de 2013, mostrando a cor vermelha em 81% dos casos, a amarela em 17% e a verde em apenas 2%. Quando ao impacto das bandeiras tarifárias para o desempenho financeiro nos SFCRs, pode-se entender que será positivo, tornando-os mais atrativos, uma vez que as tarifas ficarão mais elevadas, entretanto, trata-se de um fator imprevisível no cálculo financeiro e variável para as diferentes regiões do país.

Um questionamento que pode ser feito é o de que a energia gerada por um SFCR num período de bandeira vermelha tem mais valor para o SIN, de forma que caso um crédito nessa condição seja usado para compensação num período de bandeira verde ou amarela, deveria sofrer uma correção. Além disso, pode-se entender que existe inclusive uma complementaridade, pois os SFCRs tendem a gerar mais nos períodos secos, nos quais a nebulosidade tende a ser menor, contribuindo assim para economizar água nas usinas hidrelétricas.

4. O RENDIMENTO NA PRÁTICA

O autor principal é proprietário do primeiro SFCR implantado no Estado do Rio de Janeiro no âmbito da RN 482, conectado pela distribuidora Light no dia 6 de agosto de 2013. O acompanhamento do rendimento deste sistema trouxe os resultados surpreendentes que serão apresentados a seguir.

4.1 Configuração do sistema implantado

A configuração deste SFCR é a seguinte:

- Arranjo fotovoltaico de 2,1 kWp, composto por 9 módulos fotovoltaicos modelo Sun Earth TPB 156x156-60-P (235 Wp), associados em série e instalado sob um telhado colonial com orientação -27° NNE e inclinação de 26°;

- Inversor modelo Eltek THEIA 2.0 HE-t com potência de 2,0 kW.

Projeto e execução aconteceram sobre responsabilidade de Solarize Serviços em Tecnologia Ambiental Ltda e Polo Engenharia Ltda. A concessionária Light efetuou a ligação à rede em 6 de agosto de 2013. Em 31 de outubro de 2013, a residência e a empresa Solarize que funciona no mesmo local receberam o Selo Solar, concedido pelo Instituto Ideal e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica CCEE (Ideal, 2013).

Mais detalhes sobre o sistema podem ser obtidos no site www.solarize.com.br, como também o acesso online aos dados de monitoramento fornecidos pelo inversor.

4.2 O rendimento do sistema

Os valores de consumo e geração da unidade relativo às faturas dos três primeiros meses de operação real (set a nov/13) são apresentados na Tab. 3, que é auto-explicativa e foi calculada com base nos dados de monitoração disponibilizados pelo inversor e na conta de energia emitida pela concessionária. Observa-se que o sistema tem uma geração e uma injeção na rede bastante inferiores a seu consumo.

Tabela 3 - Balanço energético dos primeiros três meses – terminologia de acordo com a Fig. 1

Conta de energia elétrica		set/13	out/13	nov/13
Leituras				
Geração de energia solar	kWh	214	227	205
Injeção na rede	kWh	120	125	121
Consumo bruto da rede	kWh	264	289	222
Cálculos				
Consumo direto da energia solar dentro de casa	kWh	94	102	84
Relativo à geração total	%	44%	45%	41%
Consumo total da casa	kWh	358	391	306
Parte do consumo gerado pelo sistema solar	%	60%	58%	67%
Consumo líquido (diferença)	kWh	144	164	101
Indicadores de desempenho				
Dias do ciclo de faturamento		29	33	28
Produtividade média do Sistema por dia	kWh/kWp	3,48	3,25	3,46
Fator de capacidade	%	14,54	13,55	14,42

Para as análises que se seguem serão utilizados os valores referentes a out/13 (os cálculos para os outros meses não divergem de forma significativa).

Tabela 4 - Análise para outubro de 2013

Outubro de 2013		Conta hipotética calculada sem SFCR	Conta real da Light conforme ICMS 6	Conta hipotética calculada conforme RN Aneel 482
Consumo cobrado	kWh	391	289	164
Tarifa de energia elétrica	R\$/kWh	0,48169	0,41218	0,41218
Valor do consumo cobrado	R\$	188,34	119,12	67,60
Injeção na rede	kWh		125	
“Tarifa” da energia injetada	R\$/kWh		0,33343	
Valor da energia injetada	R\$		41,68	
Taxa de iluminação pública	R\$	11,66	7,74	5,36
Valor total da Conta	R\$	200,00	85,18	72,96
Redução no valor total da conta	R\$		114,82	127,07
Relativo à conta sem energia solar	%		57%	64%
Valor do kWh gerado	R\$/kWh		0,506	0,560
Diferença entre ICMS 6 e Aneel 482	R\$			12,25
	R\$/kWh			0,054

Os seguintes dados na Tab. 4 são considerados especialmente interessantes:

- A conta de energia elétrica real apresentada pela concessionária, contabilizando a energia solar gerada por meio de cálculo conforme Convênio ICMS 6, apresentou 57% de redução em relação a uma conta sem energia solar. Desta forma, conclui-se que cada kWh gerado pelo sistema tem assim um valor de R\$ 0,506. A taxa de iluminação pública corresponde a cerca de 9% do valor total da conta.

- Se a fatura, por outro lado, fosse calculada conforme as regras da RN Aneel 482 (como seria, por exemplo, no estado de Minas Gerais,), o valor desta energia seria 11% mais alto, ou seja R\$0,560/kWh. A taxa de iluminação pública corresponderia a cerca de 7,3% do valor total desta conta hipotética.

Ao analisar tais resultados surge naturalmente a pergunta, de como a energia gerada pode trazer um retorno de R\$ 0,506/kWh (considerando o ICMS 6) ou ainda R\$ 0,56/kWh (considerando apenas a RN Aneel 482), bastante superior à “tarifa” de injeção (R\$ 0,333/kWh) e à tarifa de energia elétrica da concessionária (R\$ 0,412/kWh).

A Tab. 5 apresenta os fatores implicados e sua contribuição. A explicação para isso é de que o fator de maior peso é o consumo direto dentro da residência, que foi de cerca de 45% no nosso caso de análise (out/13), e que traz três efeitos:

1. Este consumo não aparece nos medidores, portanto reduz a conta de energia elétrica cobrada pela concessionária, pela sua tarifa;
2. No nosso caso específico, esta energia traz um segundo benefício: como o consumo cobrado passa a ficar abaixo da faixa de 300kWh, e o restante da energia consumida é taxada com uma alíquota de ICMS de 18% ao invés dos 29% para o consumo acima deste limite (veja item 3.2).
3. A redução do consumo bruto implica numa pequena redução adicional devido à taxa de iluminação pública, que também passa para uma faixa inferior.

Tabela 5 - Fatores adicionais que contribuíram para a redução da conta de energia elétrica no mês de out/13, sendo os valores de R\$/kWh calculados com base na geração total para o mês de out/13, que foi de 227 kWh (Tab. 3)

Fatores que contribuíram para a redução (out/13 - ICMS 6)	R\$	R\$/kWh
Redução valor do consumo	69,22	0,305
Crédito injeção	41,68	0,184
Redução taxa de iluminação	3,92	0,017
Total	114,82	0,506

Fatores que contribuiriam para a redução (out/13 - Aneel 482)	R\$	R\$/kWh
Redução valor do consumo	120,74	0,532
Redução taxa de iluminação	6,30	0,028
Total	127,04	0,560

4.3 Simulação com variação de parâmetros

Os cálculos apresentados no item 4.2 sugerem que o SFCR analisado está tirando proveito significativo do salto de ICMS no Estado do Rio de Janeiro. Como seria este efeito para unidades com consumo diferente e diferentes perfis de fração de consumo direto? A Fig. 4 e apresenta a simulação para unidades com consumo mensal entre 400 e 2000 kWh. Cada unidade foi simulada com um SFCR cuja geração é 200 kWh inferior ao consumo, com objetivo de aproveitar o salto de ICMS no Rio de Janeiro, sem que, contudo, o consumo passe a ser inferior ao custo de disponibilidade. Para cada unidade foi variada a fração de consumo direto entre 0% e 100%, em passos de 10% para verificar a influência deste parâmetro no resultado financeiro.

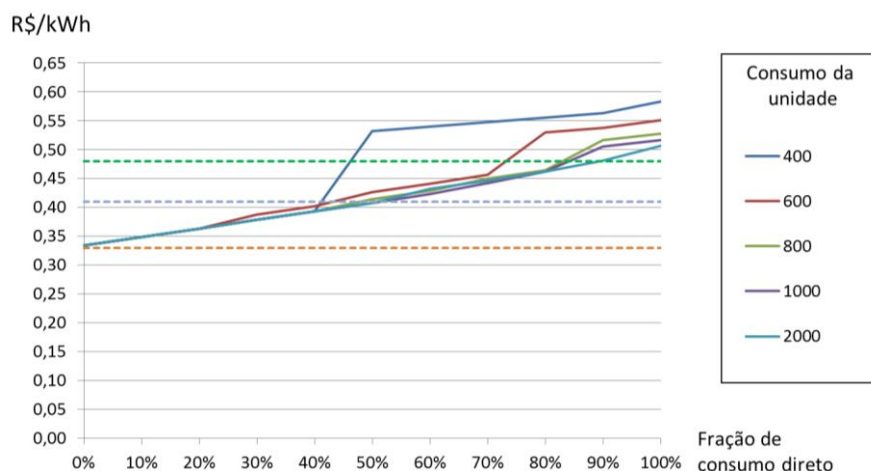


Figura 4 - Retorno financeiro da energia gerada com variação do consumo da unidade e da fração de consumo direto para tributação com mudança de alíquota do ICMS.

As linhas horizontais na Fig. 4 mostram o valor das tarifas de energia: a laranja a tarifa de injeção (R\$ 0,33), a azul a tarifa de consumo até 300 kWh (R\$ 0,41) e a verde a tarifa de consumo acima de 300 kWh (R\$ 0,48).

A análise nos traz os seguintes constatações:

- Com uma fração de consumo direto igual a 0, o retorno financeiro da energia gerada é igual à “tarifa” de injeção (R\$0,33/kWh) para todos os sistemas.
- Com aumento do consumo direto, o retorno relativo aumenta, porque o consumo da rede cai, e este é cobrado com uma tarifa mais alta. Este efeito é bastante vantajoso para consumidores comerciais, cuja curva de carga é diurna.
- O retorno financeiro aumenta de forma brusca (degraus na Fig. 4) quando o consumo da rede cai abaixo do limite de uma alíquota do ICMS – um efeito que ocorre em todos os estados brasileiros que variam os impostos conforme o total da energia cobrada (veja item 3.2).
- Este salto é mais nítido para sistemas de menor potência e menos perceptível para sistemas maiores (é inversamente proporcional à potência instalada).
- A diferença do retorno entre unidades com consumo baixo e aqueles com consumo alto chega a 30%. Mesmo com consumo direto de toda a energia gerada, a diferença fica em 15%.
- Em condições reais, espera-se uma variação do consumo, da geração e da fração de consumo direto a cada mês, recaindo em diferentes alíquotas e causando uma variação do retorno financeiro a cada período de faturamento, introduzindo assim um alto grau de aleatoriedade no resultado.

5. IMPACTOS DO MARCO REGULATÓRIO PARA O PROJETISTA

A tarefa do projetista de qualquer sistema é encontrar a melhor relação custo-benefício. Ele estima o resultado financeiro futuro a partir de vários dados, porém depende da qualidade destes dados para poder produzir um resultado satisfatório. A Tab. 6 apresenta os dados utilizados para os SFCRs com o respectivo grau de confiabilidade estimado.

Tabela 6 - Dados utilizados no cálculo do retorno do investimento em um SFCR, e seus graus de confiabilidade

Dado	Grau de confiabilidade
Consumo	Alto - caso seja uma unidade consumidora existente, da qual normalmente se dispõe de dados históricos Baixo - caso seja uma unidade nova
Fração de consumo interno	Baixo – para pequenos consumidores Alto – para consumidores que pagam tarifa binária e podem solicitar a curva de carga com a concessionária
Dados técnicos e custo da instalação	Alto - Conhecidos
Geração de energia	Médio - depende de dados meteorológicos, cuja qualidade no Brasil não é considerada boa
Tarifa da energia	Baixo – variação mensal de PIS e COFINS; a partir de 2014, “bandeiras tarifárias” sem previsibilidade
Valor da energia gerada	Baixo - devido à regulamentação complexa (conforme itens 3 e 4), bem como à fração de consumo interno desconhecida

Com tantas incertezas, fica evidente que, na verdade, é muito difícil calcular *a priori* o retorno financeiro de um investimento num SFCR, incluindo parâmetros como *payback* e TIR, com um grau de precisão elevado.

Os estudos aqui apresentados indicam o seguinte dimensionamento ideal: um SFCR implantado de acordo com RN 482 traz mais benefícios a consumidores cujo consumo situa-se acima da faixa de maior alíquota de ICMS (300 kWh no caso do RJ) e que tenha potência suficiente para reduzir o consumo cobrado para uma alíquota inferior de ICMS.

6. CONCLUSÃO E PROPOSTAS

O presente trabalho apresenta uma análise dos primeiros resultados práticos de um sistema de microgeração no Brasil no que considera de forma detalhada o retorno financeiro. Ele mostra a complexidade dos cálculos, até mesmo para consumidores residenciais, que precisam levar em consideração a concessionária (diferentes tarifas de energia elétrica, em R\$/kWh), o estado da confederação (diferentes alíquotas de ICMS) e até o município (diferentes metodologias e /ou tarifas de iluminação pública) e que variam de mês a mês. Em 2015 as dificuldades se tornarão maiores pela implementação das bandeiras tarifárias, que irão variar para diferentes regiões do país. Entendemos que estas dificuldades para estimar e verificar o retorno de sistemas de microgeração apresentam um entrave para o desenvolvimento do setor de energia solar fotovoltaica..

As tendências internacionais mostram que a energia solar é uma forma competitiva de geração que pode trazer uma importante contribuição para a segurança energética do Brasil. A queda do custo está começando a viabilizar até o armazenamento residencial de energia. Com isso, a energia solar vai poder contribuir para o gargalo no sistema elétrico

brasileiro, do pico de demanda no final da tarde. Chegando neste momento, o retorno para o país inteiro será ainda maior.

Para poder aproveitar o potencial brasileiro de energia solar é importante reduzir o custo dos sistemas e aumentar o volume do mercado. Encontrar um modelo simples do retorno financeiro é essencial neste caminho. Com este objetivo, as seguintes medidas podem ser propostas:

- Ajustar a RN Aneel 482, da forma que não ocorram “perdas” de energia devidas ao custo de disponibilidade, de forma que os créditos de energia produzidos na unidade realmente possam ser aproveitados pela unidade;
- Modificar a legislação tributária da forma que o *net metering* seja aplicado, abandonando a cobrança de ICMS incidente sobre a energia injetada e posteriormente consumida em sistemas de microgeração, a exemplo da iniciativa do estado de Minas Gerais. Vale ressaltar que a instalação destes sistemas está criando um novo mercado de trabalho, intenso em mão de obra que, por sua vez, gerará outras fontes de arrecadação de impostos.
- Simplificar e unificar o marco regulatório Brasil afora, técnico e financeiramente, da forma que a atuação das empresas seja facilitada.
- Criar uma base de dados sobre o perfil de consumo direto que possa ser utilizado em estimativas.

Quanto à questão tributária citada, é importante ressaltar que é de difícil implementação, uma vez que o ICMS e de competência exclusivamente estadual, e que os estados não abrem mão de sua autonomia nesta questão.

REFERÊNCIAS

- Aneel – Agencia Nacional de Energia Elétrica, 2012: Resolução Normativa Nº 482/2012; 17/04/2012. Alterada pela RN Nº 517; 11/12/2012
- Aneel – Agencia Nacional de Energia Elétrica, 2013a: BIG - Banco de Informações de Geração, acessado em 15/12/2013
- Aneel – Agencia Nacional de Energia Elétrica, 2013b: Por Dentro da Conta de Luz, 6ª edição, Brasília, março de 2013
- Aneel – Agencia Nacional de Energia Elétrica, 2013c: Resolução Homologatória Nº 1.440, 24/01/2013
- Estado de Minas Gerais, 2013: lei 20849 de 08/08/2013 Decreto Nº 46.334; 15 de outubro de 2013;
- Estado do Rio de Janeiro, 1996: Lei 2657 de 26/12/1996
- Estado do Rio de Janeiro, 2002: Lei 4056 de 30/12/2002
- Ideal, 2013: Instituto Ideal, “Casa de Santa Teresa (RJ) recebe Selo Solar, 01/11/2013
- Município do Rio de Janeiro; Decreto Nº 31.918; 25/02/2010.
- TJ-MS, 2013: 2ª Vara da Fazenda Pública e Registros Públicos de Campo Grande, Processo 0828852-37.2013.8.12.0001, Juiz Ricardo Galbiati, 20/08/2013

IMPACTS OF THE REGULATORY NORM ANEEL/482 AND THE TRIBUTATION LAWS TO THE FINANCIAL RETURN OF ON-GRID PV-SYSTEMS IN BRAZIL

Abstract. *The present paper describes the case study of a real photovoltaic on-grid system, installed in Rio de Janeiro, according to the regulatory norm ANEEL nº 482. The study includes a detailed analysis of the energy values generated by the system, from the consumer's point of view, considering tributary issues among others. The paper shows the inherent difficulties to estimate in advance what will be the value of the energy generated by an specific system, caused, partially, by the complexity of the actual regulation. Because of this it's also difficult to calculate financial parameters of the investment in the grid-connected solar system, like payback or internal return rate. The paper presents some considerations how to optimize the cost-benefit relationship of a system and some suggestions to improve the financial return of pv systems and to simplify the regulation.*

Key words: Solar Energy, Microgeneration, Distributed Generation, Taxation, Financial return