

## EFEITOS DO SUPERDIMENSIONAMENTO E DO NOVO MARCO LEGAL SOBRE A ECONOMICIDADE DOS SFCRs DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

**Claudio Moises Ribeiro** - claudio.ribeiro@ufes.br

Universidade Federal do Espírito Santo, DQF/CCENS – Alegre-ES

**Marco Antônio Galdino**

Eletrobras Cepel - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Rio de Janeiro-RJ

**Filipe Eduardo da Silva Pirovani**

Universidade Federal do Espírito Santo – Alegre-ES

**Resumo.** A publicação e os posteriores aperfeiçoamentos da Resolução Normativa ANEEL 482/2012, aliados a uma drástica redução do preço dos módulos fotovoltaicos e ao desenvolvimento de uma rede de fornecedores com muita capilaridade, induziram um crescimento vertiginoso do número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil. Ao ultrapassarmos dois milhões de unidades consumidoras beneficiadas pelo crédito de energia elétrica gerada a partir de micro e minigeração descentralizada, predominantemente fotovoltaica, um amplo debate está em curso focado na consolidação do aprendizado e adaptação do ambiente legal e regulatório para uma opção que vem deixando de ser marginal e começa a ter impacto mensurável nas tarifas e balanços financeiros dos agentes. Este trabalho analisa a contribuição de alguns projetos já implantados no Rio de Janeiro e no Espírito Santo, na conta de energia elétrica de seus beneficiários. Além disso avalia-se como o novo marco legal, contido na Lei 14.300/2022, impactaria sua atratividade. Uma conclusão relevante é que o superdimensionamento dos sistemas de pequeno porte pelos integradores pode estar reduzindo o benefício econômico aos consumidores, pelo menos no curto prazo, ou estimulando o aumento do consumo de energia elétrica, na contramão de um uso mais racional. Além disso, se o novo marco legal pretende corrigir distorções ele deveria trazer uma solução para o imbróglio da relação entre a taxa mínima e a compensação do consumo.

**Palavras-chave:** Sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs), Resolução Normativa ANEEL-482/2012, Lei 14.300/2022

### 1. INTRODUÇÃO

Após a publicação pela ANEEL da Resolução Normativa RN482/2012, complementada pela RN687/2015, proprietários de cerca de dois milhões de unidades consumidoras já optaram por instalar sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs), individual ou coletivamente (ANEEL, 2023). As motivações variam e incluem pioneirismo, consciência ambiental, autonomia energética e, mais significativamente, a expectativa de redução de suas despesas com energia elétrica no médio e longo prazos.

Um novo marco legal, objeto da Lei 14.300/2022 (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2022) foi sancionado. Embora seja prevista uma gradual redução dos incentivos, especialmente com a cobrança do uso do sistema de distribuição (TUSD), seu impacto será progressivo ao longo dos próximos oito anos, com incrementos anuais de 15%. Além disso, de acordo com a redação atual, na perspectiva do usuário, não há impacto para quem já dispõe de um sistema ou tiver feito a solicitação até um ano após a publicação da lei, apenas se houver quebra do vínculo com a concessionária.

De posse de dados facilmente obtidos junto aos proprietários, pode-se ter relevantes informações de desempenho técnico e comercial destes sistemas, individual ou comparativamente. Medidas diretas de desempenho também podem ser realizadas, tornando esta análise ainda mais abrangente. Este trabalho visou colher informações técnicas e comerciais sobre SFCRs, com foco naqueles sistemas de pequeno porte de microgeração residencial, e processá-las, sugerindo uma metodologia que permita obter-se indicativos sobre a eficiência destes sistemas, técnica e econômica, e seu efetivo benefício aos proprietários.

### 2. CARACTERIZAÇÃO DOS SISTEMAS UTILIZADOS COMO BASE PARA AS ANÁLISES

As análises apresentadas adiante tomaram por base SFCRs reais de microgeração distribuída, instalados em duas unidades consumidoras (UCs), uma delas situada no município de Petrópolis-RJ, e a outra no município de Ibitirama-ES, como detalhado na Tab. 1.

Tabela 1 - Informações comparativas sobre sistemas instalados em duas áreas de concessão diferentes

	Unidade	Sistema 1	Sistema 2
Potência nominal	kWp	6,08	2,72
Área de concessão	--	EDP-Escelsa	Enel-RJ
Cidade	--	Ibitirama/ES	Petrópolis/RJ
Consumo estimado médio mensal	kWh	350,92 (2018/2019)	213,25 (2020)
Radiação global anual (projeto)	kWh/m <sup>2</sup>	1.885,23	---
Ano de Instalação	--	2019	2019
Classe	--	Bifásico	Trifásico
Energia gerada anual (2020)	MWh	8,03	3,55
Inversor (tipo/potência)	kW	Fronius Primo 5 kW	Renovigi 4 kW
Módulo (marca/potência)	Wp	Canadian 380 Wp	Canadian 340 Wp
Custo total	R\$	24.000	---
Compensação em outra UC	--	Sim (a partir de 2020)	Não
Excedente Acumulado (até 9/2021)	kWh	0	1.844
Área do painel fotovoltaico	m <sup>2</sup>	31,74	17,6
Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI)	--	0,822	1,471
Fator de Dimensionamento Energético (FDE)	--	1,91	1,39

#### Sistema de Ibitirama (Distribuidora EDP/Escelsa)

A Fig. 1 mostra valores obtidos e/ou estimados (ver seção 4.1), relativos à operação do sistema durante o ano de 2020.

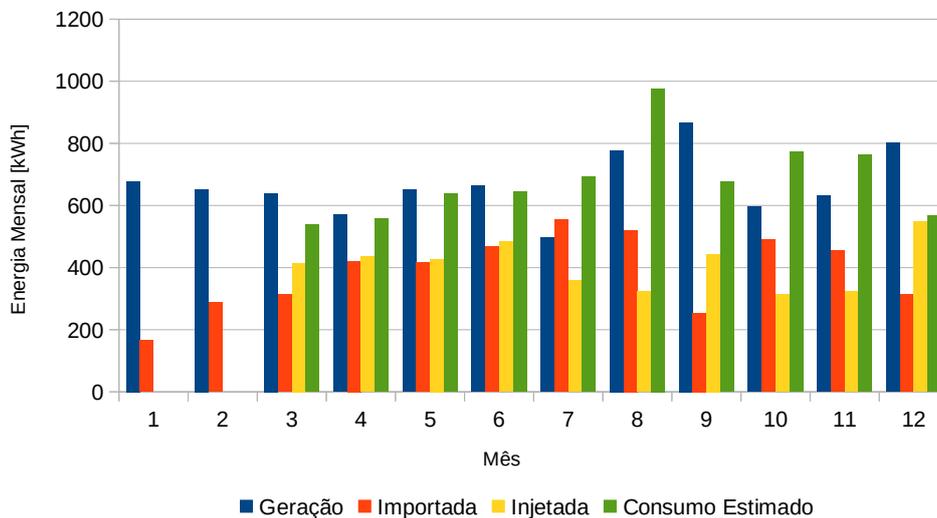


Figura 1 - Consumo Total, Geração, Energia Injetada e Importada para o sistema instalado na área de concessão da Escelsa-ES, para o ano de 2020. Fonte: elaboração própria a partir de dados das faturas de energia elétrica e disponíveis em [www.solarweb.com](http://www.solarweb.com). Dados da parcela injetada não estavam disponíveis para janeiro e fevereiro daquele ano.

#### Sistema de Petrópolis (Distribuidora Enel-RJ)

A Fig. 2 mostra valores obtidos e/ou estimados, relativos à operação do sistema durante o ano de 2020. Pelos dados disponibilizados na Tab. 1 observa-se que o inversor deste sistema está bastante superdimensionado (FDI=1,471) e assim pode estar operando com uma eficiência abaixo da esperada. Além disso, em função de seu baixo consumo, esta conexão aparentemente não necessitaria ser trifásica, reduzindo, assim, seu custo de disponibilidade. Da mesma forma,

em função do baixo consumo, esta instalação, aparentemente, não seria considerada economicamente atrativa para a microgeração. Todos estes fatores foram considerados nos cenários analisados no presente trabalho.

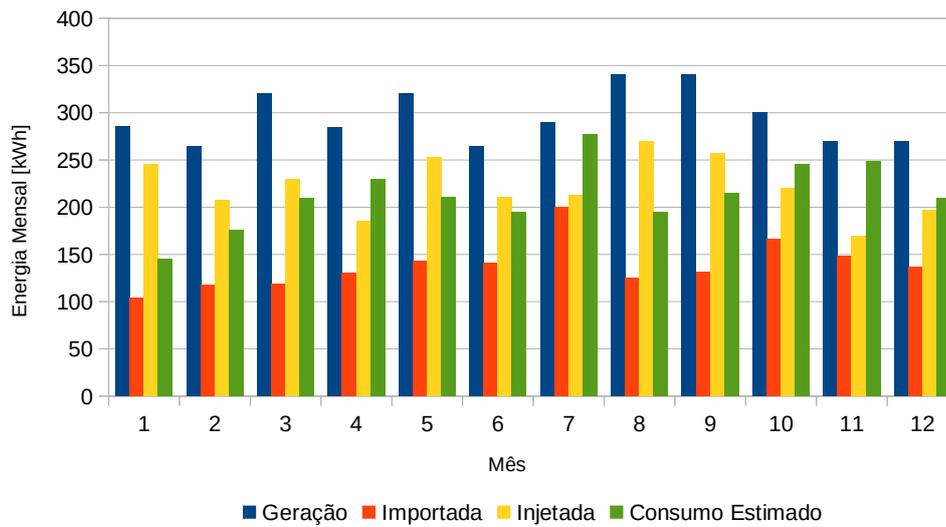
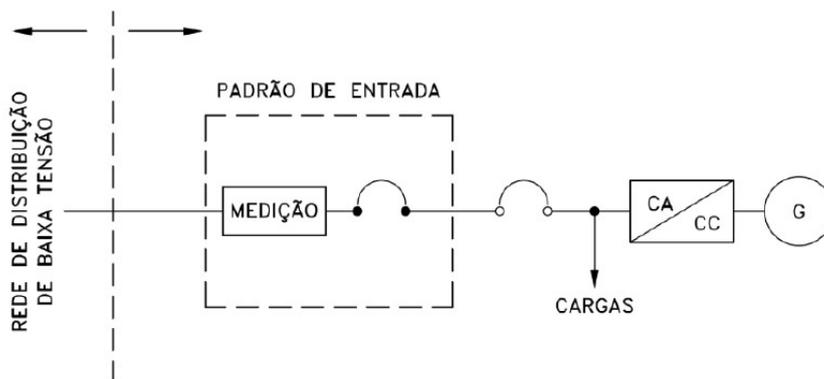


Figura 2 - Consumo Total, Geração, Energia Injetada e Importada para o sistema instalado na área de concessão da Enel-RJ, para o ano de 2020. Fonte: elaboração própria a partir de dados contidos nas faturas de energia elétrica e disponíveis em [www.solarmanpv.com](http://www.solarmanpv.com)

### 3. O SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E O IMPACTO NO FATURAMENTO

É importante, apenas para registro, recordar como se dá a medição da energia produzida (Fig. 3). Nota-se que o medidor, mesmo sendo bidirecional, não é capaz de fornecer informação sobre o real consumo na unidade consumidora. Esta condicionante nos leva à necessidade de, sem uma medição independente de longa duração, confiar em dados de geração fornecidos pelas empresas integradoras.



FORMA DE CONEXÃO 1: CONEXÃO À REDE DE BT ATRAVÉS DE INVERSOR

Figura 3 - Esquema de conexão da microgeração distribuída à rede de baixa tensão na unidade consumidora  
Fonte: Enel (2021)

O cerne do mecanismo de valoração do benefício da energia produzida pelo SFCR (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede) no Brasil é, e aparentemente continuará sendo, a estimativa do consumo direto, não quantificado pelo sistema de medição da distribuidora, e a cessão, a título de empréstimo para esta última, do excedente de energia. Em outras palavras, a dinâmica empregada no sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) tem grande relevância na quantificação de tal benefício. Sob a ótica adotada neste trabalho, um ponto fundamental para a análise está relacionado a como o saldo constituído pelo microgerador no sistema de compensação é abatido, utilizado. Apresenta-se na Tab. 2 como este assunto é tratado, tanto na regulação vigente quanto na que se encontra em discussão.

Tabela 2 - SCEE para consumidor do grupo B (Baixa Tensão) – geração e consumo na mesma unidade consumidora

Ítem	RN482/2012	Lei 14.300/2022
<b>Custo de disponibilidade</b>	Cobrado	Cobrado
<b>Faturamento</b>	Art. 7, Inciso II - “energia consumida, deduzidos a energia injetada e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh”	Art. 27 - “incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição: I - 15% (quinze por cento) a partir de 2023; II - 30% (trinta por cento) a partir de 2024; III - 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025; IV - 60% (sessenta por cento) a partir de 2026; V - 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027; VI - 90% (noventa por cento) a partir de 2028; VII - a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.”
<b>Diferenciação por posto horário</b>	Sim	Sim
<b>Mecanismo de compensação</b>	Art. 7, Inciso V - “quando o crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores for utilizado para compensar o consumo, não se deve debitar do saldo atual o montante de energia equivalente ao custo de disponibilidade, aplicado aos consumidores do grupo B;”	“Art. 16. Para fins de compensação, a energia injetada, o excedente de energia ou o crédito de energia devem ser utilizados até o limite em que o valor em moeda relativo ao faturamento da unidade consumidora seja maior ou igual ao valor mínimo faturável da energia estabelecido na regulamentação vigente. § 1º Para as unidades consumidoras participantes do SCEE não enquadradas no caput do art. 26 desta Lei, o valor mínimo faturável da energia deve ser aplicado se o consumo medido na unidade consumidora, desconsideradas as compensações oriundas do SCEE, for inferior ao consumo mínimo faturável estabelecido na regulamentação vigente. § 2º O valor mínimo faturável aplicável aos microgeradores com compensação no mesmo local da geração e cujo gerador tenha potência instalada de até 1.200 W (mil e duzentos watts) deve ter uma redução de até 50% (cinquenta por cento) em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes, conforme regulação da Aneel.”

#### 4. METODOLOGIA DAS ANÁLISES

##### 4.1 Estimativa do Consumo Total

Uma consequência da forma de conexão da geração distribuída (vide Fig. 3) é que, sem uma abordagem invasiva e de longa duração, o consumo real não pode ser medido, apenas estimado, como já explicado anteriormente. A Fig. 4 mostra um perfil genérico de consumo.

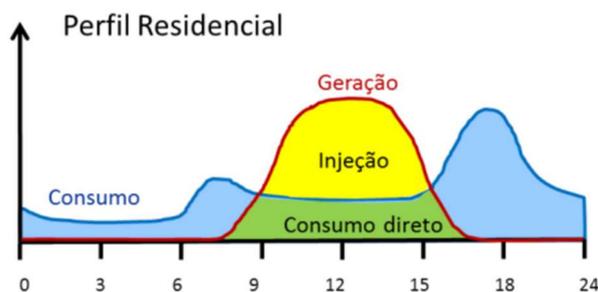


Figura 4 - Perfil típico de consumidor residencial e dinâmica de trocas com a rede

Fonte: Rauschmayer & Galdino, 2014

Mostra-se na Eq. 1 como pode-se proceder para estimar o consumo total, combinando-se as informações de trocas com a rede, disponibilizadas pela concessionária, com o registro de geração, informado pela integradora.

$$C = G + E_{cons} - E_{inj} \quad (1)$$

Onde:

C (kWh) – consumo total estimado  
 G (kWh) – geração fotovoltaica  
 $E_{cons}$  (kWh) – quantidade de energia elétrica fornecida pela concessionária  
 $E_{inj}$  (kWh) – quantidade de energia elétrica injetada na rede da concessionária

#### 4.2 Fração Diurna do Consumo

Como forma de se estimar a fração diurna do consumo e identificar o consumo direto, ou seja, aquele que não passa pelo medidor bidirecional da concessionária, foi utilizada a relação apresentada na Eq. 2.

$$FCD = \frac{G - E_{inj}}{G - E_{inj} + E_{cons}} = \frac{G - E_{inj}}{C} \quad (2)$$

Onde:

FCD (-) – Fração de consumo diurna  
 C (kWh) – consumo total estimado  
 G (kWh) – geração fotovoltaica  
 $E_{cons}$  (kWh) – quantidade de energia elétrica fornecida pela concessionária  
 $E_{inj}$  (kWh) – quantidade de energia elétrica injetada na rede da concessionária

#### 4.3 Fator de Dimensionamento Energético

Uma constatação importante foi de que os dois sistemas objetos do presente estudo aparentavam ser superdimensionados, já que o dimensionamento ótimo deve gerar um montante de energia inferior ao consumo médio esperado no médio prazo. Cabe lembrar que, com as regras vigentes, o usuário tem que pagar o custo de disponibilidade, correspondente a um consumo mensal mínimo de 30, 50 ou 100 kWh/mês para consumidores com conexão mono, bi ou trifásica, respectivamente. Daí, propôs-se aqui o estabelecimento de um fator (FDE – fator de dimensionamento energético), utilizado nas análises posteriores, que compare o sistema projetado ao consumo esperado (vide Eq. 3). Uma comparação com base anual é mais interessante dada a sazonalidade intrínseca do recurso solar.

$$FDE = \frac{G_{anual}}{C_{est-anual}} \quad (3)$$

Onde:

FDE (-) – Fator de dimensionamento energético  
 $G_{anual}$  (kWh) – Geração anual (estimada ou medida)  
 $C_{est\_anual}$  (kWh) – Consumo anual estimado

Aplicado às situações analisadas, o fator de dimensionamento energético (FDE) gerou os seguintes valores para os SFCRs do ES e do RJ, respectivamente: 1,91 e 1,39. Descontando-se a fração de energia paga mas não consumida (custo de disponibilidade), estes fatores atingiriam valores como 2,22 e 2,61 para os sistemas do ES e do RJ que possuem custo de disponibilidade de 50 e 100 kWh/mês, respectivamente. Ou seja, constata-se que em ambas as situações o benefício econômico está grandemente comprometido, a menos que haja projeção de aumento de consumo num horizonte temporal inferior ao intervalo máximo para compensação, ou seja, cinco anos. Uma alternativa seria compensar o consumo em outra unidade consumidora, o que acabou acontecendo em um dos casos. O caso estudado para Ibitirama resultou não só no aumento considerável do consumo com relação ao considerado no projeto, indicado na Tab. 1, como na transferência de créditos excedentes para um outro imóvel.

As análises apresentadas nas seções seguintes consideram o efeito da variação do FDE sobre a economicidade do projeto sob o ponto de vista do cliente. É importante ressaltar que o FDE-Fator de Dimensionamento Energético aqui proposto não deve ser confundido com o FDI-Fator de Dimensionamento do Inversor, o qual corresponde à relação entre as potências CA (potência nominal do Inversor- $kW_{ca}$ ) e CC (potência nominal do arranjo fotovoltaico- $kW_p$ ) do SFCR. Um FDI elevado, como o do Sistema 2 (Enel-RJ), aumenta o custo do sistema (inversor mais caro) e pode incorrer em perdas de energia pelo fato do inversor funcionar em uma faixa de potência na qual sua eficiência é inferior à nominal. Por outro lado, um FDI baixo, como o do Sistema 1 (Escelsa-ES), apresenta menor custo, mas pode também implicar em perdas originadas na atuação da proteção eletrônica do inversor contra sobrecorrentes e/ou temperaturas elevadas, justamente nos momentos de maior irradiância. Portanto, observa-se que o FDI também tem influência na economicidade dos SFCRs de microgeração. Porém, para uma correta quantificação deste efeito torna-se necessário efetuar simulações detalhadas de geração com base horária (ou inferior), o que não foi objeto do presente artigo, de forma que o possível efeito do FDI não foi aqui considerado, mas apenas o do FDE, que contempla a energia gerada pelo SFCR.

## 5. O FATOR DE DIMENSIONAMENTO ENERGÉTICO E A AVALIAÇÃO DO BENEFÍCIO DA INSTALAÇÃO DO SFCR

De forma a permitir uma análise mais detalhada do efeito do fator de dimensionamento energético sobre a atratividade do sistema, considerou-se que o consumo anual verificado é mantido constante, enquanto a energia produzida pelo sistema fotovoltaico pode variar. São dois os fatores que levam a mudança na energia gerada: o valor de FDE escolhido e uma depreciação da geração em função da queda de rendimento dos módulos fotovoltaicos durante o intervalo de análise. Na Fig. 5, quando o FDE é igual a 1, significa que a energia produzida pelo SFCR é exatamente igual ao consumo anual verificado, ou seja, 2.559 kWh (ver Tab. 1, sistema Enel-RJ).

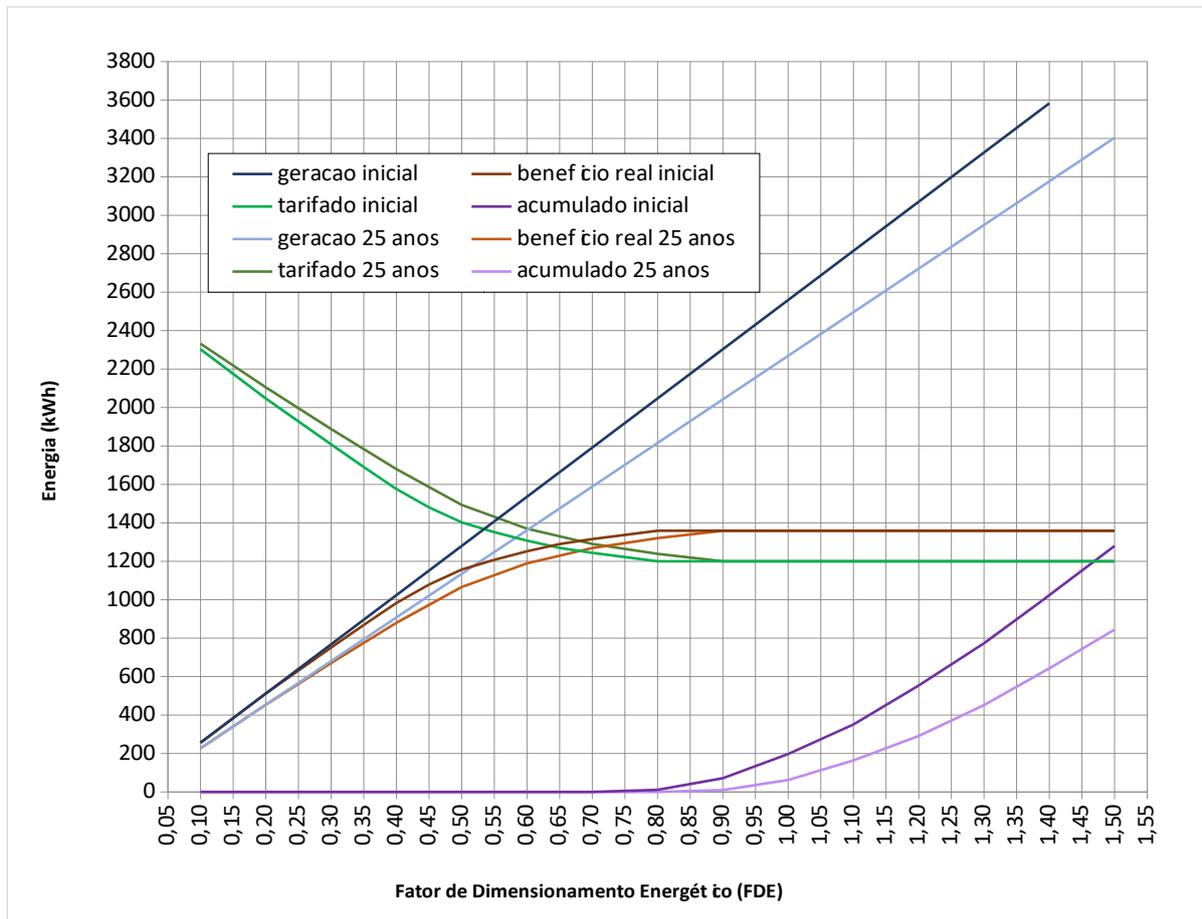


Figura 5 - Comparação do benefício com base anual, em função do fator de dimensionamento energético (FDE).

Consumo considerado constante e igual ao verificado para 2020. Sistema Enel-RJ. Fonte: Elaboração própria.

*Detalhamento da Legenda da Fig.5:* *geração inicial:* energia gerada pelo SFCR ao longo de um ano, considerando a potência do arranjo FV ( $kW_p$ ) igual ao seu valor inicial; *geração 25 anos:* energia gerada em um ano, ao final de 25 anos, considerando decréscimo de 0,5% aa na potência do arranjo FV ( $kW_p$ ), devida à degradação; *tarifado:* quantidade de energia tarifada (faturada) pela distribuidora no período de um ano, tanto nas condições iniciais (*tarifado inicial*) quanto ao final do período de 25 anos (*tarifado 25 anos*); *benefício real:* energia correspondente à diferença entre o consumo total e o consumo tarifado, no período de um ano, tanto nas condições iniciais (*benefício real inicial*) quanto ao final do período de 25 anos (*benefício real 25 anos*); *acumulado:* quantidade de energia que estaria disponível ao final de um ano, como crédito no sistema de compensação, tanto nas condições iniciais (*acumulado inicial*) quanto ao final do período de 25 anos (*acumulado 25 anos*).

Na Fig. 5, considerando-se os valores do FDE para a condição *inicial*, pode-se observar o seguinte:

- Para SFCRs com FDEs baixos, até  $\sim 0,3$ , toda energia gerada constitui-se em “benefício real” e abate o valor “tarifado”, porém representa apenas uma pequena fração deste valor “tarifado”;
- Para um FDE de  $\sim 0,65$  o valor do “benefício real” ultrapassa o valor “tarifado”, mas ainda não há excedente acumulado;
- A partir de um FDE de  $\sim 0,8$  os valores “tarifado” e “benefício real” não se alteram mais (ficam saturados) e toda a energia excedente gerada passa a ser convertida em crédito acumulado no sistema de compensação.

Assim, para SFCRs pequenos (FDE baixo), toda energia é “benefício real”, mas abate pouco do valor “tarifado”. Tudo indica que, caso não se queira gerar excedente, a faixa favorável do fator de dimensionamento para o SFCR é

entre ~0,65 e ~0,8. Valores acima deste tornam-se desfavoráveis, exceto quando existe a possibilidade de usar o excedente em outra UC. A degradação do painel FV ao longo de sua vida útil, aqui considerada de 0,5%/a.a. por 25 anos, altera discretamente a análise do FDE, o que também é mostrado na Fig. 5.

## 6. EFEITOS DA MUDANÇA NA COBRANÇA PELO USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

A Lei 14.300/2022 introduz a cobrança pelo uso do sistema de distribuição sobre a parcela que trafega na rede (ver Tab. 2). A cobrança se dá através da componente da TUSD denominada TUSD FIO B (ver Fig. 6). De acordo com o PRORET (ANEEL, 2021), esta parcela deve ser discriminada “no sítio da distribuidora, por meio de comunicado aos consumidores ou pela fatura de energia elétrica”.

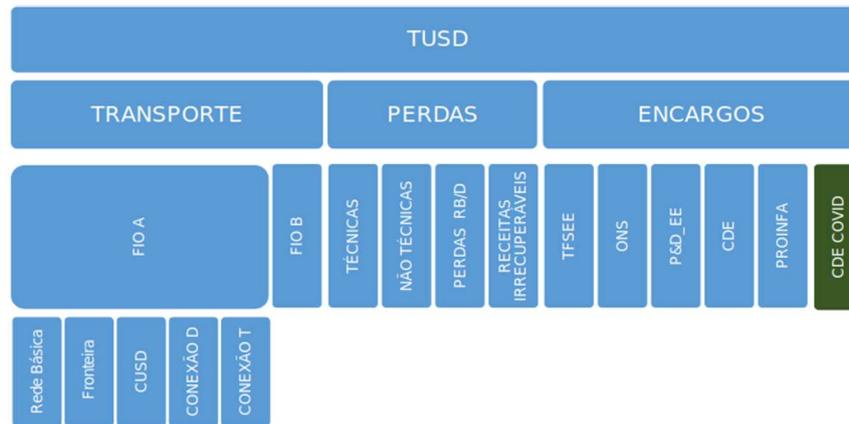


Figura 6 - Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD. Fonte: PRORET – ANEEL

A Tab. 3 mostra informações sobre as tarifas de energia elétrica em Petrópolis-RJ e em Ibitirama-ES, no ano de 2021. Esses valores foram utilizados como base para as análises financeiras comparativas apresentadas na próxima seção. Deliberadamente, a parcela referente às bandeiras tarifárias não foi considerada.

Tabela 3 - Informações relevantes sobre tarifas para Petrópolis e Ibitirama em 2021, valores médios em R\$/kWh

Local	Tarifa (TE+TUSD+Tributos)	% TUSD FIO B	TUSD FIO B
Petrópolis	0,90697	21,30%	0,19318
Ibitirama	0,83251	19,69%	0,16393

Fonte: *Elaboração própria a partir de faturas e informações disponíveis em <https://www.edp.com.br/distribuicao-es/saiba-mais/informativos/tabela-de-calculo-pispasep-cofins>; [https://www.enel.com.br/pt/Para\\_Voce/entenda\\_sua\\_conta.html](https://www.enel.com.br/pt/Para_Voce/entenda_sua_conta.html)*

## 7. IMPACTO NO TEMPO DE RETORNO DO INVESTIMENTO

A economicidade de um SFCR geralmente é apresentada a um potencial adquirente contabilizando-se o valor de toda a energia gerada por este ao longo do tempo. Na modelagem aqui apresentada, porém, utiliza-se como base apenas o benefício real, que corresponde à energia realmente abatida da tarifa pelo sistema em questão, o que fornece um resultado bastante diferente. Para este fim, considera-se o consumo evitado no momento da geração, juntamente com o eventual consumo compensado posteriormente, ambos em função do dimensionamento adotado para o SFCR e adotando os parâmetros mostrados na Tab. 4. A economicidade dos SFCRs foi calculada com base no seu *payback* (tempo de retorno do investimento), utilizando-se como base os perfis de consumo da UC e de geração do SFCR, obtidos conforme já informado no item 4.1. O consumo da UC foi considerado fixo e a geração foi considerada decrescente em função da degradação do painel FV. Também foi considerado o impacto do novo marco legal no tempo de retorno do investimento.

Os cenários analisados levam em consideração os seguintes parâmetros: fator de dimensionamento energético (FDE), incidência ou não da TUSD, custo de disponibilidade (30, 50, 100 kWh/mês), parâmetros econômicos listados na Tab.4, e tarifas de energia e valores da TUSD (R\$/kWh) praticados em 2021 por Enel-RJ e Escelsa-ES, conforme Tab.3. Conforme já mencionado, as bandeiras tarifárias ficaram excluídas da análise, focando-se na tarifa normal (verde) e deixando as demais como eventuais bônus, que podem aumentar a economicidade do sistema.

Tabela 4 - Parâmetros e respectivos valores considerados na análise financeira

Parâmetro	Unidade	Utilizado
Depreciação da geração do painel FV (ao ano)	%	0,5%
Custo do Inversor (% do custo do SFCR)	%	15%
O&M (ao ano; % do custo do SFCR)	%	1,0 %
Taxa de desconto (ao ano)	%	6%
Reajuste tarifa (ao ano)	%	0%
Vida útil módulos	Anos	25
Vida útil inversores	Anos	12

## 8. RESULTADOS

Os diversos cenários analisados e os respectivos resultados obtidos com a metodologia proposta são detalhados nas Tabs. 5 e 6 e comentados nos parágrafos que se seguem. Considerou-se o sistema instalado em Petrópolis/RJ com as tarifas praticadas tanto em Petrópolis/RJ (Tab. 5) quanto em Ibitirama (Tab. 6).

Tabela 5 - Cenários adotados na análise comparativa para o SFCR de Petrópolis/RJ (Sistema 2)

	Cenário	1 (real em 2020)	2	3	4	5	6	7
<b>Principais parâmetros considerados no cenário</b>	TUSD Fio B (S/N)	N	N	S	N	N	S	N
	FDE	1,39	1,39	1,39	0,8	0,8	0,8	0,4
	Custo de disponibilidade (kWh/mês)	100	50	100	100	50	100	100
<b>Resultados obtidos no cenário</b>	<b>Tempo de <i>payback</i> (meses)</b>	<b>259</b>	<b>122</b>	<b>&gt;312</b>	<b>94</b>	<b>65</b>	<b>106</b>	<b>59</b>
	Energia excedente acumulada (crédito) no Ano 1 (kWh)	994	994	994	11	0	11	0

A análise da Tab. 5 permite constatar que o *payback* para o sistema instalado em Petrópolis/RJ (cenário 1) foi estimado em 259 meses (~21,6 anos), um período considerado inviável para um investimento no Brasil, de forma que este SFCR não seria considerado atrativo. Caso se considere que o mesmo sistema seja instalado após o início da vigência do novo marco legal, então o tempo de *payback* atingiria mais de 312 meses, o que ultrapassa a vida útil do SFCR, aqui considerada de 26 anos, algo, obviamente, também inviável. Por outro lado, caso o projeto do SFCR adotasse um FDE de 0,8 (valor considerado ótimo), o tempo de *payback* nas condições da regulamentação vigente (cenário 4) se reduziria para 94 meses (~7,8 anos), e atingiria 106 meses (8,8 anos) com o novo marco legal (cenário 6), prazos ainda razoavelmente longos, mas aceitáveis. Também é importante observar o grande impacto do custo de disponibilidade, mesmo quando o FDE é adequado, como indicado nos cenários 4 e 5 da Tab.5.

Tabela 6 - Cenários adotados na análise do Sistema 2 considerando-se as tarifas praticadas em Ibitirama/ES

	Cenário	1	2	3	4
<b>Principais parâmetros considerados no cenário</b>	TUSD Fio B (S/N)	N	N	N	N
	FDE	1,39	1,39	0,8	0,8
	Custo de disponibilidade (kWh/mês)	50	100	50	100
<b>Resultados obtidos no cenário</b>	<b>Tempo de <i>payback</i> (meses)</b>	<b>153</b>	<b>&gt;312</b>	<b>71</b>	<b>105</b>
	Energia excedente acumulada (crédito) no Ano 1 (kWh)	994	994	11	0

A Tab. 6 mostra que o *payback* para o sistema instalado em Petrópolis/RJ considerando-se as tarifas praticadas em Ibitirama/ES é ainda mais alongado, como esperado, já que as tarifas praticadas neste último são mais baixas. As comparações entre cenários equivalentes nas tabelas corroboram esta afirmação. Caso o projeto do SFCR adotasse um FDE de 0,8 (valor considerado ótimo) e tivesse conexão bifásica, o tempo de *payback* nas condições da regulamentação vigente (cenário 4) cairia para 71 meses (~5,9 anos), prazo considerado bom para este tipo de investimento. Para ambos os sistemas, foram simulados cenários adicionais considerando-se diferentes custos de disponibilidade (50 e 100 kWh/mês), cenários 2 e 5 da Tab. 5 e cenários 2 e 4 da Tab. 6, o que permite observar que o valor deste custo tem um peso significativo na economicidade dos sistemas. A Fig. 7 mostra como o FDE interfere com o *payback* do Sistema 2, na condição identificada como Cenário 1 (situação real) na Tab. 5.

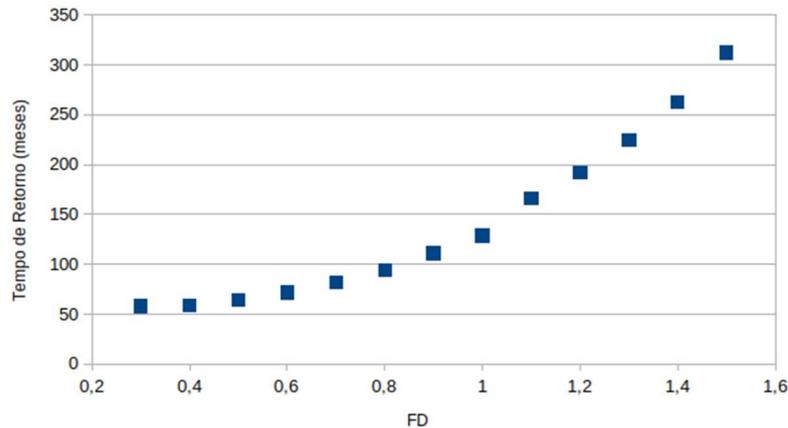


Figura 7 – Efeito da variação de FDE (fator de dimensionamento energético) sobre o tempo de retorno. Sistema 2.

## 9. CONCLUSÕES

O presente artigo tem como objetivo contribuir para o debate em relação ao dimensionamento e os benefícios econômicos de SFCRs de pequeno porte para microgeração distribuída em residências, utilizando estudos de casos de sistemas instalados nas áreas das distribuidoras Enel-RJ e Escelsa-ES. Constatou-se que um dimensionamento inadequado, o custo de disponibilidade e a cobrança pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) podem comprometer significativamente o tempo de retorno do investimento nestes sistemas. Outras conclusões importantes são:

- A forma em que a conexão da geração distribuída é feita não permite a verificação efetiva do consumo, tornando a análise dependente de dados fornecidos pelas empresas ou da implantação de medição dedicada de longo prazo.
- Os SFCRs em operação analisados são claramente superdimensionados, gerando energia superior ao necessário, prejudicando enormemente sua economicidade. Isto ocorre, entre outras razões, por não se levar em conta o custo de disponibilidade (taxa mínima), de pagamento obrigatório. Além destes dois casos aqui apresentados, vários outros projetos de SFCRs de microgeração na mesma situação foram observados pelos autores, embora não tenha sido feito um levantamento estatístico extensivo. Esta constatação motivou a iniciativa de se propor o instrumento de análise aqui apresentado.
- Ambas as unidades residenciais consideradas apresentam baixo consumo, de forma que torna-se necessário efetuar uma análise criteriosa semelhante à aqui apresentada para determinar de forma mais confiável a atratividade econômica de eventuais projetos de SFCRs. Unidades com consumo igual ou inferior a 350 kWh são consideradas por alguns integradores como não atrativas para implantação de SFCRs mas, conforme aqui demonstrado, isso deve ser analisado caso a caso e dependerá do FDE adotado no projeto.
- Os efeitos do citado superdimensionamento são mais críticos para consumidores que não têm alternativa para escoar o excedente de energia gerado, sob a opção de geração remota, o que no presente estudo de caso já havia sido feito pelo proprietário do Sistema 1 quando este notou o excedente disponível.
- Pode-se supor a ocorrência de conflito de interesses entre os instaladores e os potenciais adquirentes. Por interesse econômico, e por uma lógica limitada ao custo por kWh produzido, os instaladores tendem a aumentar a potência dos SFCR de microgeração, que não fica assim otimizado em relação ao benefício econômico efetivo. Por outro lado, pode haver a previsão de aumento futuro de consumo de energia da unidade e da degradação do arranjo FV, o que deve ser discutido claramente com o adquirente e demonstrado por meio de uma modelagem conforme a aqui apresentada.
- Nos casos analisados, a cobrança da TUSD, decorrente da mudança do marco legal, não parece resultar num grande impacto na viabilidade dos sistemas de microgeração distribuída conectados à rede.

- Já está em vigor uma nova resolução ANEEL (RN 1059 de 07/02//2023) alterando disposições relativas à microgeração distribuída. Além disso, há ainda um Projeto de Decreto Legislativo (PDL 59/2023) em tramitação na Câmara de Deputados, com o objetivo de introduzir alterações na RN 1059/2023. No entanto, possíveis alterações das condições podem ser contempladas pela metodologia aqui apresentada, bastando incorporar no modelo numérico mudanças que surgirem no futuro.

## Agradecimentos

O aluno Filipe Eduardo da Silva Pirovani agradece à UFES pela bolsa de iniciação científica concedida.

## REFERÊNCIAS

- ANEEL, 2020. RESOLUÇÃO NORMATIVA No 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 06 junho 2020.
- ANEEL, 2021. Outorgas e Registros de Geração. Disponível em <https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao>. Acesso em: 10 de setembro de 2021.
- ANEEL, 2023. Relação de Empreendimentos de geração distribuída. Disponível em <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empreendimentos-de-geracao-distribuida>. Acesso em 31 de março de 2023.
- ENEL, 2021. Especificação Técnica no. 122 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel, Versão no.02. Disponível em: <https://www.eneldistribuicao.com.br/rj/documentos/CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR.pdf>. Acesso em: 10 de setembro de 2021.
- EPE, ONS & CCEE, 2021. Previsões de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/revisoes-quadrimestrais-da-carga>. Acesso em 30/08/2021.
- Fadigas, E. A. F. A., 2019. Energia solar fotovoltaica: fundamentos, conversão e viabilidade técnico-econômica: apostila de estudos. São Paulo. GEPEA. Disponível em: [https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/56337/mod\\_resource/content/2/Apostila\\_solar.pdf](https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/56337/mod_resource/content/2/Apostila_solar.pdf). Acesso em: 18 abr. 2019.
- Galdino, M. A., Pinho, J. T., 2014. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. CEPEL-CRESESB. Rio de Janeiro.
- Luz, T. J. da, 2018. Metodologias e tecnologias para a integração de energias renováveis no sistema elétrico brasileiro. 2018. Tese (Doutorado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) – Depto. de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, Portugal, 2018.
- Presidência da República, 2022. Lei 14.300/2022. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm).
- Rauschmayer, H., Galdino, M. A., 2014. Os Impactos da Regulamentação Aneel/482 e da Legislação Tributária no Retorno Financeiro de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. V CBENS – Congresso Brasileiro de Energia Solar. Recife, 31 a 03 de abril de 2014.

## ANALYSIS OF THE IMPACTS OF THE SUPERSIZING OF PV SYSTEMS AND OF THE NEW LEGAL FRAMEWORK IN THE ECONOMICITY OF GRID CONNECTED PV SYSTEMS IN BRAZIL

**Abstract.** *Following the publication of the Brazilian regulation Aneel 482/2012, along with the strong reduction of the costs of photovoltaic equipment and the development of a network of suppliers in the country, there was a sharp increase in the number of grid connected pv systems in operation in Brazil, which nowadays approaches one million units. These so called distributed micro and minigeneration systems, which are submitted to a net metering system, instigate now an ample discussion about its legal and regulatory framework, since they have already reached a significant impact in the tariffs and in the financial sustainability of the electric utilities. This paper accesses the financial benefit of grid connected pv systems for residential consumers in the States of Rio de Janeiro and Espírito Santo and changes to be introduced in the near future by Law 14.300/2022. An important conclusion is that the supersized pv systems that are frequently being installed in Brazil are bringing less than expected financial results for their owners, at least in the short term, and may be also encouraging the increase of the consumption of electric energy. Not less important than that, the new regulation could be an opportunity to solve problems already identified within the Brazilian net metering system, especially those related to its minimum obligatory tariff.*

**Key words:** *grid connected pv systems, Brazilian Regulation Aneel-482/2012, Law 14.300/2022.*