

CONTRIBUIÇÕES SINDIENERGIA/FIEC PARA A AP 25.2019 REN 482

Item	Texto	Proposta
<p><i>Nota-Tecnica-78_2019-SRD_SGT_SRM_SRG_SCG_SMA_ANEEL_ANEXO3_Minuta-de-Resolução - Página 4: Art. 4º § 4º-B</i></p>	<p>Texto atual da minuta da REN 482 apresenta no Art. 4º - § 4º-B:</p> <p>II - O MUSD contratado para a central geradora deve ser determinado pelo valor declarado de sua máxima potência injetável no sistema, a qual deve ter valor igual, no mínimo, à potência instalada subtraída a mínima carga própria.</p>	<p>Na REN 414 é dada ao consumidor a prerrogativa de definir sua demanda contratada, conforme transcrito a seguir:</p> <p><i>XXI – demanda contratada: demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW);</i></p> <p><i>Da mesma forma que para os consumidores do Grupo A, entendemos que também deve ser permitido um período de testes de 90 dias para que o prosumidor do Grupo A (consumidor com geração distribuída de energia) possa ter um período de testes para definir com mais precisão a demanda a ser contratada, e que tal valor de demanda a ser contratada seja uma prerrogativa do próprio prosumidor.</i></p> <p>Proposta:</p> <p>II - O MUSD contratado para a central geradora deve ser determinado pelo valor declarado de sua máxima potência injetável no sistema e corresponderá ao montante de demanda contratada conforme previsto na REN 414, sendo permitido um período de testes de 90 dias.</p>

<p><i>Nota-Tecnica-78_2019-SRD_SGT_SRM_SRG_SCG_SMA_ANEEL_ANEXO3_Minuta-de-Resolucao-Página 4: Art. 7º</i></p>	<p>Art. 7º A cada ciclo de faturamento, para cada posto tarifário, a distribuidora deve apurar o montante de energia ativa consumido e o montante de energia ativa injetado na rede pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída.</p> <p><i>I - (Revogado)</i></p>	<p>Deixar claro que o consumidor Optante pelo grupo B, conforme definido na REN 414, tem o direito de gerar sua própria energia sem ter que pagar a demanda contratada (o que contrariaria a opção dada ao citado consumidor pela REN 414).</p> <p>Proposta: Manter o inciso I, com ajuste no texto, conforme proposto a seguir:</p> <p>I - Deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou para o consumidor optante pelo grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso;</p>
<p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL Página 3 primeiro Parágrafo</i></p> <p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL Página 19 item 43</i></p>	<p>As alternativas levantadas para o modelo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica se diferenciam pela forma como valoram a energia injetada na rede, cada qual considerando determinadas componentes da tarifa de fornecimento de energia para tal valoração, conforme descrito na figura seguinte, em que a Alternativa 0 corresponde ao modelo vigente, com a valoração da energia injetada por todas as componentes.....</p> <p>43. A AIR levada à AP nº 01/2019 tratou de quais componentes da tarifa de distribuição deveriam ser pagas por uma unidade consumidora com GD, ou seja, quais componentes não participariam</p>	<p><i>Esta metodologia proposta pela Aneel, que utiliza de forma integral e cumulativamente as alternativas de 1 até a 5, é falha conceitualmente, pois os componentes da tarifa são válidos apenas para o “consumidor” de energia elétrica. Não poderia ser utilizada para o “prossumidor”, pois este NÃO utiliza as componentes da tarifa de forma integral.</i></p> <p>Afinal, o prossumidor, de forma diferente do consumidor, utiliza apenas parcialmente os serviços descritos pelas alternativas 1, 3 e 5, e praticamente não utiliza a alternativa 2 (TUSD fio A. A alternativa 4 não deveria sequer ser cogitada neste momento, pois até um determinado nível de penetração a GD reduz perdas na rede de energia. Além disso, precisam ser incorporados aos cálculos da Aneel os amplos benefícios da GD.</p> <p><i>O Estado da Califórnia, nos Estados Unidos poderia ser um benchmarking para implantação da cobrança de taxa de serviço</i></p>

Relatório de AIR nº 003/2019
- SRD/SGT/SRM/SRG/SCG
/SMA/ANEEL
Página 21 item 51

do Sistema de Compensação. Na tentativa de equilibrar a remuneração da rede com a sustentabilidade do negócio criado pela REN nº 482/2012, as componentes a serem pagas seriam obtidas por meio de uma análise de custos e benefícios, em que o Valor Presente Líquido visava equilibrar a cobrança da rede com os benefícios trazidos pela tecnologia. Dessa forma, tanto a alternativa para o Sistema de Compensação quanto a trajetória até essa alternativa eram definidas com base em uma análise quantitativa (determinística) de uma única variável: o Valor Presente Líquido dos custos e benefícios da GD.

51. Na primeira etapa, uma avaliação conceitual é conduzida para definir quais componentes da tarifa de fornecimento devem fazer parte do Sistema de Compensação considerando a regulamentação tarifária vigente e suas premissas, ou seja, quais componentes devem incidir apenas sobre o consumo líquido de energia da rede e quais componentes devem incidir sobre todo o consumo da rede. A premissa para essa avaliação conceitual é igualar o

pele uso da rede de distribuição no Brasil. Lá, tal condição começou a ocorrer após o atingimento de 5% de penetração da geração distribuída na potência instalada de geração. Conforme consta no Relatório da Aneel AIR 003/2019, página 14/74, na Califórnia cobra-se entre 0,02 e 0,03 US\$/kWh, que corresponde a valores entre 83,4 e 125 R\$/MWh. A proposta de cobrança pelo uso da rede considera a quantificação percentual de cada item componente da tarifa, de forma a garantir a conformidade da cobrança ao uso.

TUSD FIO B	R\$ 146,43	50%	R\$ 73,21
TUSD FIO A	R\$ 32,44	0%	R\$ -
TUSD ENCARGOS	R\$ 41,44	50%	R\$ 20,72
TUSD PERDAS	R\$ 30,61	0%	R\$ -
TUSD PERDA RB	R\$ 1,01	0%	R\$ -
TUSD PERDAS OUTROS	R\$ 19,69	0%	R\$ -
TE ENCARGOS	R\$ 33,94	50%	R\$ 16,97
TE FIO A	R\$ 235,37	0%	R\$ -
TE ENERGIA	R\$ 7,10	0%	R\$ -
			R\$ 110,90

tratamento dado à GD ao que os demais usuários da rede estão sujeitos. Em outras palavras, por meio de uma análise de conceitos tarifários e de alocação de custos do setor elétrico, a primeira etapa visa estabelecer qual dos cenários é o que minimiza transferência de recursos entre o consumidor com GD e os demais usuários.

TUSD FIO B - A Geração Distribuída de Energia encontra-se em fase inicial de maturação no Brasil, e requer incentivos atualmente, que se converterão em benefícios para todos os consumidores
TUSD FIO A - A Geração Distribuída de Energia praticamente não usa o sistema de transmissão, trazendo ao contrário, muitos benefícios para este sistema pelo alívio de carga. Portanto não há
TUSD ENCARGOS - A Geração Distribuída de Energia encontra-se em fase inicial de maturação no Brasil, e requer incentivos atualmente, que se converterão em benefícios para todos os
TUSD PERDAS - A Geração Distribuída elimina perdas de forma substancial, principalmente na fase inicial de penetração. Portanto não há a mínima razão para se cobrar TUSD perdas da GD
TE ENCARGOS - A Geração Distribuída de Energia encontra-se em fase inicial de maturação no Brasil, e requer incentivos atualmente, que se converterão em benefícios para todos os
TE FIO A - A Geração Distribuída de Energia praticamente não usa o sistema de transmissão, trazendo ao contrário, muitos benefícios para este sistema pelo alívio de carga. Portanto não há

Proposta1 : Cobrar os itens componentes da tarifa de forma proporcional, a partir de valores a serem definidos pelo P&D Estratégico a ser desenvolvido. A título orientativo poderia ser aplicado 50% da TUSD fio B, mais 0 (zero) % de TUSD fio A, mais 50% de TUSD Encargos e TE Encargos, mais 0 (zero) de TUSD Perdas, o que daria atualmente o valor de R\$ 110,90, equivalente a 20,2% do montante de energia injetada na rede de energia, a ser cobrada quando a geração distribuída atingir 5% de potência instalada de geração de energia.

Para os consumidores que já instalaram a geração distribuída até a vigência da nova norma, ficam válidas as regras atuais por 25 anos.

Proposta2: Aneel desenvolver um Estudo Estratégico, com a participação das universidades e de renomados profissionais do setor, para serem contabilizados todos os benefícios da GD, e calculado o valor justo a ser cobrado, e definir adequadamente a partir de quando será cobrado. Até lá, que sejam mantidas as regras atuais

<p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL Página 3 segundo parágrafo</i></p> <p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL Página 44 item 147</i></p>	<p>.... Ambas as análises são feitas por meio de uma simulação estocástica, considerando as incertezas dos dados de entrada.</p> <p>... Por ser um dado muito impactante nos resultados da análise, a valoração desse benefício foi modelada como uma variável estocástica, assumido valores entre 225 R\$/MWh (valor financeiro do mix de compra das distribuidoras – custos econômicos e financeiros –, média Brasil) e 270 R\$/MWh (contribuição da ABSOLAR), sendo o valor mais provável o CME do PDE 2027, de 234 R\$/MWh (em linha com a contribuição da EPE)...</p> <p>130. Além do pagamento evitado referente às componentes compensadas da tarifa de fornecimento, foi considerado também o pagamento evitado em relação aos adicionais das Bandeiras Tarifárias. Os adicionais da Bandeira Tarifária são de R\$ 15,00/MWh na Bandeira Amarela, de R\$ 40,00/MWh na Bandeira Vermelha Patamar 1 e de R\$ 60,00/MWh na Bandeira Vermelha Patamar 2. Nas simulações, foi assumido um valor de</p>	<p><i>A geração distribuída de energia pode contribuir decisivamente para a redução dos picos de demanda de energia, NO CURTO PRAZO, que no Brasil atualmente ocorre no período da tarde. Tal como é feito em vários países, pode inclusive ser concedido um incentivo para a redução dos picos de energia no período de maior intensidade.</i></p> <p><i>Claramente está ocorrendo uma subvalorização da energia evitada, pois somente com uso de bandeiras tarifárias o país gastou mais de R\$ 35 bilhões nos últimos 5 anos, o que representa um acréscimo de 30,12 R\$/MWh na conta mensal de energia de cada consumidor. A geração distribuída atua de forma direta para a redução ou eliminação da incidência das bandeiras tarifárias.</i></p> <p><i>Outra informação relevante é que o ACR médio definido pela Aneel para o ano de 2019 foi de 291,12 R\$/MWh.</i> https://canalenergia.com.br/noticias/53077639/acrmed-de-2019-vai-ficar-em-r-29112-mwh</p> <p><i>A Geração Distribuída tem um papel fundamental na redução ou mesmo eliminação da necessidade de Bandeiras Tarifárias, e isso precisa ser melhor quantificado na AIR da REN-482</i></p> <p><i>A Aneel afirma “ou seja, o consumidor sem GD deve pagar um valor adicional de R\$ 10 para cada MWh consumido. Trata-se de um valor conservador em relação ao valor médio anual</i></p>
---	---	--

<p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL</i> <i>Página 41 item 131</i></p> <p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL</i> <i>Página 44 item 144</i></p>	<p>adicional anual de R\$ 10/MWh, ou seja, o consumidor sem GD deve pagar um valor adicional de R\$ 10 para cada MWh consumido. Trata-se de um valor conservador em relação ao valor médio anual observado nos anos de 2017 e 2018, de R\$ 27,1/MWh e R\$ 27,5/MWh⁴⁷, respectivamente.</p> <p>131. Assim, o custo evitado pelo consumidor com GD com adicional de Bandeira Tarifária é calculado multiplicando-se o adicional de R\$ 10/MWh pela geração de energia anual, em MWh.</p> <p>144. Em relação à valoração da energia produzida pela GD, procurou-se estabelecer valor de referência para a quantificação de seu benefício econômico sob a ótica do Sistema Interligado Nacional – SIN, em termos médios e no longo prazo</p>	<p>observado nos anos de 2017 e 2018, de R\$ 27,1/MWh e R\$ 27,5/MWh⁴⁷, respectivamente.”</p> <p>Na realidade a afirmação deveria ser: “... com a ampliação do desenvolvimento da geração distribuída, o consumidor sem GD pode deixar de pagar R\$ 30,12/MWh.... como vem ocorrendo nos últimos 5 anos.”</p> <p>Proposta: Aneel recalcular o VPL utilizando-se o valor de R\$ 321,14/MWh para a energia evitada, ou seja, a soma do valor do ACR médio adicionado ao valor médio gasto com as bandeiras tarifárias nos últimos 5 anos, ao invés de R\$ 234,00/MWh atualmente considerado.</p> <p><i>Apenas esta mudança provoca melhorias de R\$ 8,4 bilhões para o consumidor local, e de R\$ 9,2 bilhões para o consumidor remoto, nos resultados de VPL apresentados pela Aneel no relatório de AIR</i></p>
<p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL</i> <i>Página 4 primeiro parágrafo</i></p>	<p>Os resultados mostram que, para o caso da micro e minigeração local (compensação integral dos créditos no mesmo endereço onde a energia é gerada), a manutenção das regras atuais indefinidamente pode levar a custos</p>	<p><i>O Sindienergia/FIEC contratou um estudo junto a pesquisadores do GEPEA/USP, com o título: Análise dos atributos da Geração Distribuída como contraponto ao Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL</i></p>

<p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL Página 4 segundo Parágrafo</i></p>	<p>elevados para os consumidores que não instalarem geração própria (custos da ordem de R\$ 23 bilhões, acumulados no período entre 2020 e 2035, referentes aos sistemas instalados nesse período). Contudo, os cálculos apontam que a aplicação da Alternativa 2 quando iniciada a vigência da nova norma, e a posterior aplicação da Alternativa 5 quando atingida a potência instalada de aproximadamente 5,9 GW em todo o país, resultariam em 11,7 GW instalados até 2035, com uma redistribuição de custos aos demais agentes da ordem de R\$ 1 bilhão no período de análise (sendo que cerca de 90-95% desse valor é arcado pelos demais usuários da rede e o percentual restante pela distribuidora). Por outro lado, no cenário proposto, há indícios otimistas de que o setor elétrico tenha um Valor Presente Líquido – VPL positivo, diante dos potenciais benefícios da GD.</p> <p>.... No que tange à geração instalada em unidades consumidoras para compensação remota, os cálculos da AIR mostram que a manutenção da regra atualmente vigente para o Sistema de</p>	<p>Equipe: <i>Prof. Dr. André Luiz Veiga Gimenes Prof. Dr. Miguel Edgar Morales Udaeta Prof. MSc. Stefania Gomes Relva Prof. MSc. Vinícius Oliveira da Silva</i></p> <p>O Estudo apresenta diversas considerações em relação à metodologia apresentada pela Aneel no Relatório de AIR, que são resumidas a seguir:</p> <p>Com relação ao método de cálculo do VPL destacam-se os seguintes elementos técnicos e conceituais:</p> <p>Custo de capital: a base de 4% não reflete as taxas de juros reais praticados na economia brasileira que variam entre 9% e 11,5% a.a, valores aos quais deve ser acrescida a inflação. Em termos de comparação com o parágrafo 107 do Anexo 1 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/ANEEL, considerar uma taxa de 4% para GD Local e de 8% para GD Remota, não traduz as taxas de juros reais praticadas na economia brasileira.</p> <p>Valoração da redução de mercado: A CP 25 produz uma análise dicotômica das componentes de custos aliado à análise subjetiva. Apenas de forma qualitativa é definido que todas as componentes devem ser consideradas na tarifa da microgeração, que conduz à alternativa 5. Em relação à capacidade da rede, a alternativa 5 considera os impactos do consumo no período de ponta, sem considerar a contrapartida dos benefícios do período fora de ponta. É razoável supor que os benefícios da microgeração no período fora de ponta sejam inferiores aos custos no período de ponta, todavia, não devem ser desprezados. A CP 25 alega que a energia injetada pela microgeração não traria benefícios à rede,</p>
--	---	--

	<p>Compensação de Energia, associada à nova proposta de contratação do uso da rede levada para Consulta Pública que será instaurada, pode levar a custos de mais de R\$ 32 bilhões para os demais usuários (valores acumulados no período entre 2020 e 2035, referentes aos sistemas instalados nesse período). A postergação da aplicação da Alternativa 5 não se mostrou viável nos cenários simulados, indicando a necessidade de sua aplicação já no início da vigência da revisão da norma.....</p>	<p>pois a geração não ocorreria na ponta. Mas, qual o horário de ponta? A ponta não é uma faixa determinística, varia segundo o subgrupo e classe de consumo. Como exemplo, consumidores comerciais e industriais em baixa tensão ou consumidores atendidos em média tensão, tendem a apresentar o período de ponta em fase com a energia injetada na microgeração. Dessa forma, a análise qualitativa de escolhas das componentes que devam ser consideradas na sua integralidade conduz a conclusões equivocadas.</p> <p>A NOTA TÉCNICA Nº 94/2019–SRM/ANEEL, de 23 de agosto de 2019, que trata da metodologia de Cálculo do Fator X a ser aplicada às Distribuidoras de Energia Elétrica a partir de 2020, dispõe que: “47. A volatilidade dos mercados é risco do negócio das distribuidoras e a metodologia FCD também não garante neutralidade de risco [...]”.</p> <p>Como podemos observar, as premissas adotadas na CP 25 é a de que os usuários da geração distribuída arcam com riscos de mercado, em dissonância com o modelo <i>price-cap</i>¹ de regulação econômica. Da mesma forma que investimentos em eficiência energética reduzem o mercado e em nenhum momento são penalizados. Outro ponto de destaque é que, da mesma forma que se discute a penalização pela redução de mercado com nova tecnologia de microgeração fotovoltaica, há de se considerar a inserção de novas tecnologias (baterias, veículos elétricos, resposta a demanda) que impactarão substancialmente o mercado.</p> <p>No caso dos veículos elétricos, a participação da eletricidade na matriz energética do setor de transportes será cerca de 3% em 2029². Para o caso da recarga de veículos elétricos, analogamente ao que se propõe agora para a GD, haverá redução prévia nas tarifas? Uma vez que haverá aumento da demanda por energia elétrica, concomitante a flexibilização e confiabilidade do sistema, podendo impactar diretamente na diminuição da volatilidade de preços.</p>
--	--	---

¹ *Price-cap*, o modelo regulatório do sistema elétrico brasileiro (SEB), a maximização dos resultados está vinculada a otimização dos custos. Há outros modelos como *rate-of-return*, onde a taxa de retorno é pré-fixada e definida por agente regulador, este apresenta menor risco para o investidor, comparado ao *price-cap*, porém não estimula a eficiência nas operações.

² EPE. PDE2029, MME/EPE, Rio de Janeiro, 2019.

		<p>A Nota Técnica no 294/2016–SGT/SRM/ANEEL, de 02 de setembro de 2016, estabelece os procedimentos e critérios a serem utilizados no Reajuste Tarifário Anual ou na Revisão Tarifária Ordinária das concessionárias de distribuição de energia elétrica que tiveram suas concessões prorrogadas nos termos do Decreto nº 8.461/15, ou que assinarem o termo aditivo ao contrato de concessão, nos termos do Despacho nº 2.194/2016. O novo contrato previu a mitigação do risco de mercado, permitindo que o fator X varie ao longo do tempo, conforme transcrição “107. Assim, torna-se possível a aplicação do Fator X “<i>ex-post</i>”, que passará a considerar a variação de mercado e de consumidores nos últimos 12 meses”.</p> <p>Dessa forma, ao se considerar todo o ônus da perda de receita para o prosumidor, há de se desconsiderar nas simulações do fator X <i>ex-post</i> a participação do mercado evitado de microgeração.</p> <p>Cumprir destacar que imputar todo o ônus do risco de mercado para o microgerador não equivale ao seu impacto na estrutura tarifária. Não seria prudente alterar a regra sem avaliar o único efeito devido à microgeração: o da estrutura tarifária.</p> <p>Perdas: As perdas são função da curva de carga das redes, que por sua vez decorre da curva de carga do consumidor. A microgeração tende a reduzir o fator de carga geral do sistema de distribuição, conforme descrito por Lazar³. Dessa forma, a Nota Técnica subestima o efeito de perdas pela inserção da microgeração ao desconsiderar a alteração do perfil de carga. Além disso, exceto as perdas ferro dos transformadores e bobina de tensão de medidores, as demais perdas variam aproximadamente em função do quadrado da potência. Todavia a expressão utilizada pela ANEEL é linear, considerando que a redução de mercado causaria uma redução de perdas proporcional a energia evitada.</p>
--	--	--

³J Lazar, Linvill C, M Dupuy, J Shipley, and D Brutkoski. 2017. Smart Non-Residential Rate Design – Optimizing Rates for Equity, Integration, and DER Deployment. December 2017. Disponível em: http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Website/Content/Utilities_and_Industries/Energy/Energy_Programs/Electric_Rates/RAP%20CPUC%20Smart%20Non-Residential%20Rate%20Design.pdf. Acesso em 27/08/2019.

		<p>Capacidade evitada do sistema de transmissão: Ao considerar a capacidade evitada do sistema de transmissão é necessário considerar a capacidade instalada de GD, mas também das perdas que essa capacidade evita no sistema. Assim, a capacidade de GD deve ser multiplicada por $(1/(1-7,44\%))$ para cálculo da capacidade evitada na transmissão.</p> <p>Projeção de mercado: Conforme estabelecido na Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, que revisou as projeções de consumidores residenciais e comerciais com migrogeração para o horizonte 2017-2024, os valores adotados de p variaram ente 0,0015 e 0,02 e os de q variaram entre 0,3 e 0,4, a mesma nota explica que: <i>“Para o fator de sensibilidade ao payback (SPB), a simulação apresentada na Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL adotou-se o valor de 0,3, seguindo as referências dos estudos do NREL (2009) e Konzen (2014). Contudo, tendo em vista que o ritmo de crescimento do número de conexões ao longo de 2016 foi inferior aos valores estimados pela SRD e constantes do Memorando nº 0471/2015-SRD/ANEEL, os quais foram reproduzidos no Voto do Diretor-relator da REN nº 687/2015, este estudo adotou o valor de 0,4 para o SPB, indicando um comportamento mais conservador do consumidor frente ao tempo de retorno do investimento, tendo em vista a evolução do número de microgeradores conectados na rede, disponíveis no site da Agência.”</i></p> <p>Os valores utilizados na planilha AIR de compensação local foram: $p = 0,00733$; $q = 0,5$; $SPB = 0,3$.</p> <p>Alterando os valores de p, q e SPB para 0,015, 0,3 e 0,4 respectivamente, como base nos dispostos das Notas Técnicas nº 0017/2015-SRD/ANEEL e nº 0056/2017-SRD/ANEEL, o VPL negativo em R\$ 23.268 milhões é reduzido para (-) R\$ 11.300 milhões. Nessas condições, considerando o custo de capital em 8,09% o VPL resultante para compensação local é de: (-) R\$ 9.956 milhões.</p>
--	--	---

		<p>Energia autoconsumida: O princípio básico para a definição das tarifas é a garantia do equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão, do lado das distribuidoras, e a manutenção das condições de adequabilidade dos serviços, do lado dos consumidores, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995 (Lei Geral de Concessões do Brasil). Assim, além da condição da isonomia tarifária, também é papel da tarifa refletir o real equilíbrio econômico do setor. Com a utilização de fatores médios para todo o País, sem a simulação do que de fato acontece nos sistemas elétricos, de fato dificulta a mensuração do real impacto da GD e da parcela de autoconsumo no Setor Elétrico Brasileiro. Assim, deve-se separar a discussão conceitual das condições da isonomia tarifária e da relação da geração distribuída e de medidas de eficiência energética, do que é o cálculo do custo da GD para o sistema. Deste modo, a energia autoconsumida, assim como medidas de eficiência, trazem benefícios ao sistema. Esta energia, diferentemente de outras medidas de eficiência, só existe em função da instalação da geração distribuída, logo é coerente que esses benefícios, reais ao sistema, sejam considerados no cálculo do VPL.</p> <p>Parcelas Fio da TUSD: a ponta do sistema de distribuição varia ao longo do ano, nível de tensão e da posição do sistema, o que torna sua análise determinística ambígua. Atualmente, a prática demonstra que a ponta é conceituada como a máxima demanda simultânea da fronteira do sistema de distribuição com a rede básica. Trata-se de critério simples, com foco no impacto no sistema de transmissão. As parcelas Fio da TUSD são uma função contínua, onde os custos são distribuídos nos postos ponta e fora de ponta. Para o caso da média tensão os custos estão em fase com a microgeração, trazendo reais benefícios para a rede de média tensão. Anota-se que a curva de custos da média tensão está aproximadamente em fase com a curva de geração fotovoltaica, indicando impactos positivos para o grupo tarifário A. Assim, computar</p>
--	--	--

		<p>todo o valor de TUSD Fio A e Fio B da energia injetada como prejuízo ao sistema desconsidera o benefício de alívio da rede que a GD proporciona em determinados momentos da carga. Assim, para a obtenção de valores mais fiéis a realidade do custo do sistema, é necessária a utilização de modelos que simulem o comportamento real do sistema de distribuição a partir da inserção da GD, de modo que a avaliação se valha de valores reais, que podem estar distantes de valores médios nacionais e de modo que esta análise seja feita de maneira isolada das condições de aumento ou perda de receita do mercado de energia.</p> <p>Considerações gerais: Na análise do VPL, estabelecido pela ANEEL, diversos fatores de incerteza são computados:</p> <ol style="list-style-type: none">i. Como separar os valores que tratam do mercado da energia dos que tratam efetivamente do uso do sistema de distribuição e transmissão, e nesse sentido, qual seria o valor adequado para a valoração da energia e capacidade evitadas, haja vista a possibilidade dos valores da $TE_{energia}$, do CME ou do ACR_{med};ii. No processo de transição dos regimes tarifários, como fica o cômputo do pagamento da disponibilidade dos acessos até 2019 no VPL e qual seria o impacto da implantação da tarifa binômia;iii. É inegável que a parcela de energia autoconsumida alivia a rede e reduz as perdas, portanto, em termos dos cômputos dos benefícios efetivos ao sistema e custos do sistema, ignorar essa parcela pode distorcer a percepção de custos e ganhos reais do sistema com a GD;iv. A variação futura dos encargos e perdas do sistema, como o caso da CCC e as aplicações das bandeiras tarifárias;v. A condição de geração na ponta e fora de ponta, pois ainda que se verifique que no perfil de carga residencial a ponta ocorra no início da noite e a noite, fora dos momentos de geração solar, o perfil de carga dos subsistemas tem-se deslocado para o meio ou início da
--	--	--

		<p>tarde e a energia injetada pela GD, mesmo quando residencial, alivia essa carga;</p> <p>vi. A estimativa de novos participantes no mercado de GD e o alto nível de incerteza que essa estimativa gera no cálculo final do VPL; e</p> <p>vii. Neste sentido, até mesmo as tarifas calculadas pela Aneel para mensurar a ordem de grandeza envolvida no custo médio de repasse de custos para os todos os consumidores e da perda de receita das distribuidoras para cada MWh gerado pela GD, 191,67 R\$/MWh e 138,10 R\$/MWh respectivamente, são incertos e precisam ser avaliados em detalhe.</p> <p>Assim, por meio de análises definidas por fatores médios, é possível observar a dificuldade de viabilizar a transição do setor de distribuição, sistema convencional e centralizado, para um sistema dinâmico e distribuído com possibilidade de gerenciamento da demanda e de armazenamento, ampliando a transferência de cargas entre períodos de baixo/alto valor da tarifa, achatando a distribuição horária dos preços, além de permitir interconectar geograficamente regiões com padrões complementares de oferta e demanda de modo a evitar futuros investimentos na rede básica.</p> <p>Nesse sentido, recomenda-se que os impactos positivos e negativos da GD sejam avaliados em todas suas possibilidades tecnológicas (incluindo-se o armazenamento que pode levar essa energia à ponta, em qualquer horário) bem como nas diversas configurações que possam tipificar as redes de distribuição brasileiras, tanto do SIN como dos sistemas isolados. Essas complexidades devem ser tratadas por meio de simulações baseadas nas redes reais distribuição, que são conhecidas e seus resultados devem permear uma estrutura tarifária capaz de garantir o equilíbrio econômico financeiro das empresas concessionárias em meio a essa nova realidade tecnológica e econômica do sistema elétrico mundial e da qual o Brasil não poderá se furtar.</p>
--	--	---

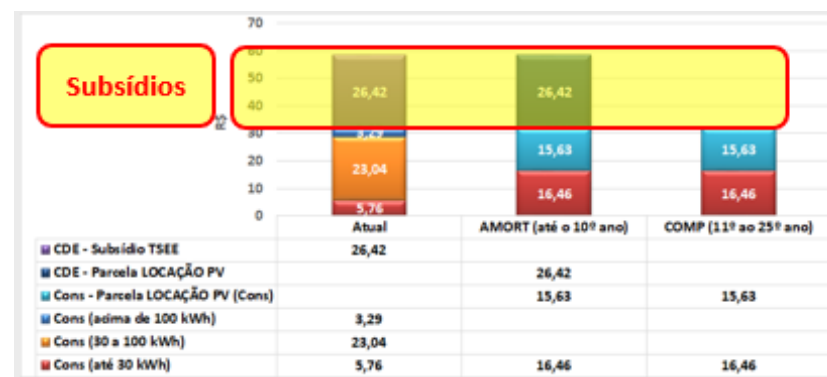
		<p>O desafio é grande e uma maneira viável de conduzi-lo a termo é a estruturação de P&D Estratégico sobre GD e Estrutura Tarifária. Um estudo desta natureza certamente trará maior embasamento para decisões regulatórias robustas e de caráter duradouro em um tema tão sensível quanto importante do setor elétrico.</p> <p>Proposta: Aneel desenvolver Estudo de P&D Estratégico, com a participação de Universidades e profissionais de renome do setor, para serem contabilizados todos os benefícios da GD. Até lá, que sejam mantidas as regras atuais.</p>
<p>Relatório de AIR nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL Página 10 item 17</p> <p>Nota Técnica nº 188 /2019- SGT/ANEEL Página 2 item 12</p>	<p>.... Segundo cálculos apresentados na Nota Técnica nº 188/2019-SGT/ANEEL4, de 8/10/2019, em 2018, o Sistema de Compensação gerou um custo de R\$ 329,77 para cada MWh de energia gerada por sistemas de micro e minigeração distribuída, com base nos processos tarifários de 2018, totalizando no ano passado o montante de R\$ 205 milhões a serem repassados para os demais agentes e consumidores.</p> <p>12. O escopo de curto prazo baseado em processos já realizados (2018) permite uma maior segurança sobre as variáveis consideradas. Para a extrapolação das conclusões e resultados para um cenário de mais longo prazo são necessárias projeções e estimativas de parâmetros,</p>	<p>A Nota Técnica nº 188 declara que os dados apresentados não possuem precisão adequada para que pudesse ser feita extrapolação para períodos além especificamente do ano de 2018. Portanto não poderiam ser utilizados para se calcular os impactos regulatórios como foi feito no Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL</p> <p>Proposta: Aneel revisar a Nota Técnica nº 188 visando torná-la mais precisa, incluindo também os benefícios propiciados pela geração distribuída para os demais consumidores, de forma a poder tornar o relatório mais adequado ao que se propõe.</p> <p>No Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, Página 36 item 109, a ANEEL chega a afirmar que “Mais importante que a precisão dos valores, está a mensuração da ordem de grandeza envolvida nas simulações.” Obviamente que não pode ser assim</p>

<p>Nota Técnica nº 188 /2019- SGT/ANEEL Página 3 item 18</p> <p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SG/SCG /SMA/ANEEL Página 36 item 109</i></p>	<p>dificultando sobremaneira o processo de estimação e inserindo considerável margem de erro nos resultados. Como exemplo, cita-se a necessidade de projeção de cada item da receita regulatória para todos os anos do período analisado</p> <p>18. Consideradas essas condições de curto prazo, não é escopo deste estudo quantificar potenciais benefícios da Geração Distribuída sobre os custos do sistema. Parte-se de uma análise em que determinados custos têm relação com o mercado, enquanto que outros são invariáveis, no curto prazo em relação ao mercado, e portanto, serão recuperados pelo mercado faturado pela distribuidora. Outro fato que deve restar claro é que a análise é restritiva à geração distribuída. Não é escopo deste estudo analisar efeitos conjugados com a variação de outros parâmetros, sejam a favor ou em desfavor da distribuidora ou dos consumidores (ex. variações de custos, crescimento do mercado acima do esperado, etc).</p>	<p>definido um parâmetro que provoca uma reviravolta tão drástica em um processo regulatório</p> <p><i>Proposta: Aneel desenvolver Estudo de P&D Estratégico, com a participação de Universidades e profissionais de renome do setor, para calcular adequadamente todo os custos, benefícios e impactos envolvidos.</i></p>
--	--	--

109. Já a análise de impacto mensura quais seriam os impactos redistributivos para todos os consumidores dos custos não arcados pelos consumidores com GD e qual a perda de receita para as distribuidoras. Essas duas variáveis são definidas com base na estimativa de energia injetada pela mini e microgeração distribuída e em duas tarifas médias. A primeira tarifa estima qual seria o custo médio de repasse de custos para os todos os consumidores para cada MWh gerado pela GD, e a segunda qual seria a perda de receita para a distribuidora por MWh gerado pela GD. Ambas as tarifas foram definidas com base nos processos tarifários de 2018, resultando nos valores médios para o Brasil de 191,67 R\$/MWh e 138,10 R\$/MWh, respectivamente. Tais tarifas são consideradas como uma estimativa simplificada do impacto do sistema de compensação para os consumidores e para as distribuidoras para o período de análise. O uso de uma tarifa equivalente de impacto em unidade de energia gerada (R\$/MWh) permite extrapolar o resultado baseado nos processos já realizados de 2018 para os cenários com maior inserção de GD. Mais

	<p>importante que a precisão dos valores, está a mensuração da ordem de grandeza envolvida nas simulações.</p>	
<p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL Página 11 item 21</i></p>	<p>Para a Edison Foundation¹⁰, esse subsídio dado ao consumidor por meio do net metering possui também problemas de alocação: o benefício seria direcionado para consumidores de maior poder aquisitivo (e pago pelos de menor renda) e, além disso, nos casos de locação dos painéis, “a maior parte do subsídio é transferida para a empresa locadora”</p>	<p><i>No Brasil a situação é diferente, pela enorme quantidade de consumidores de baixa renda (apenas no Nordeste temos quase 5 milhões de consumidores subsidiados), que podem inclusive ser contemplados com incentivos para a instalação de geração distribuída de energia.</i></p> <p><i>Os subsídios recorrentes com uso CDE podem viabilizar investimentos em geração distribuída, eliminando-se ou reduzindo-se drasticamente tais subsídios no médio prazo.</i></p> <p><i>Transferem-se os gastos recorrentes para pagamento de parcelas de contratos de locação ou de financiamentos de centrais geradoras distribuídas. Ao final do período de amortização do investimento, se passaria a pagar somente os custos de operação e manutenção</i></p> <p><i>Esta sugestão pode ser visualizada na figura apresentada a seguir, na primeira coluna (lado esquerdo) é apresentada de forma genérica a estratificação dos gastos com um consumidor beneficiado com a TSEE. Para um consumidor com consumo médio de 125 kWh por mês, cerca de metade da fatura mensal é composta de subsídios.</i></p> <p><i>Na segunda coluna, após a rápida implementação da geração distribuída, os subsídios são utilizados para amortização do investimento, adicionados aos subsídios do Programa Minha</i></p>

Casa Minha Vida e PEE – Programa de Eficiência Energética. Na terceira coluna (lado esquerdo), são mostrados os resultados do projeto, a partir do décimo ano, quando então o consumidor pode ser liberado do subsídio de TSEE e Minha Casa Minha Vida



Podem ser desenvolvidos programas para aproveitamento de subsídios, direcionando para investimentos, e possibilitando a eliminação de tais subsídios no médio prazo

Proposta: Desenvolver programa para uso do subsídio da TSEE, somado ao existente no programa Minha Casa Minha Vida e a recursos do PEE – Programa de Eficiência Energética, para investimento em programas de geração distribuída, podendo tais subsídios serem eliminados no médio prazo.

Relatório de AIR nº 003/2019

..... Nessa situação, a entrada de novos consumidores é benéfica para o novo

<p>nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL Página 25 item 70</p>	<p>entrante (ele se beneficia pelo uso de um produto/serviço) e para os demais, pela entrada de mais um usuário que irá colaborar com o pagamento dos custos fixos.</p>	<p>Importante lembrar que, no Brasil, a entrada de novos consumidores tem sido superior à quantidade daqueles que passam a ser prossumidores.</p> <p><i>Consta na página 13 do PDE 2029</i> <i>“Outro ponto relevante no tocante ao consumo é a tendência de eletrificação crescente para o horizonte decenal. A expectativa é de que o consumo total de eletricidade cresça cerca de 15% a mais que a economia no período, influenciado tanto pela autoprodução clássica quanto pelo consumo na rede.”</i></p> <p><i>Consta na página 36 do PDE 2029</i> <i>“O consumo final de energia do setor de serviços deve crescer com uma taxa de 3,3% a.a., entre 2018 e 2029, tendo uma maior aceleração no curto prazo em função da vacância das edificações resultante dos últimos anos de crise econômica no País”</i></p> <p><i>Consta na página 52 do PDE 2029</i> <i>“A frota nacional de veículos leves permanecerá constituída essencialmente de veículos flex fuel, sendo pequena a participação da eletricidade na matriz energética do setor de transportes (cerca de 3% em 2029).”</i></p> <p><i>Portanto, há de se considerar os novos mercados que deverão acontecer pela crescente pressão pela descarbonização e pela própria ampliação das condições econômicas no Brasil.</i></p> <p>Proposta: Aneel desenvolver Estudo de P&D Estratégico, com a participação de Universidades e profissionais de renome do</p>
---	---	---

		setor, com o objetivo de calcular o resultado líquido da GD para a Sociedade.
<p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL Página 36 item 106</i></p>	<p>106. Na primeira versão desta AIR apresentou-se, sob a ótica do consumidor-produtor, um custo que o investidor em GD passaria a ter devido a variações mensais no consumo e na geração (implicando no faturamento pelo custo de disponibilidade). Com o novo modelo definido para o Sistema de Compensação (Alternativa 5) e a limitação de que a energia utilizada para a compensação do consumo se limita à energia consumida em determinado ciclo de faturamento, há um grande aumento das situações em que a energia injetada é integralmente utilizada no abatimento do consumo. Desse modo, o pagamento do custo de disponibilidade em 30% do tempo deixa de ser um custo para o consumidor (ou um benefício para o setor) na análise desta AIR.</p>	<p><i>Acreditamos que a forma mais precisa de se verificar qual o valor que está sendo pago pelos prosumidores a título de custo de disponibilidade seja a realização de uma pesquisa perante as distribuidoras de energia</i></p> <p><i>Proposta: Aneel verificar junto às distribuidoras de energia elétrica qual o valor médio que tem sido pago pelos prosumidores a título de custo de disponibilidade, e utilizar o resultado no cálculo da AIR</i></p>
<p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL Página 36 item 108</i></p>	<p>108. Além dos benefícios intrinsecamente ligados ao setor elétrico, agentes apresentaram na CP nº 010/2018 e na AP nº 01/2019 efeitos da GD em outras áreas e setores da economia, tais como:</p>	<p><i>Esta afirmação está na contramão da Missão da Aneel, conforme a própria Agência Reguladora:</i></p>

	<p>redução de gases de efeito estufa, redução de poluição do ar e de uso do solo, geração de empregos, pulverização de investimentos, etc. No entanto, entende-se que tais externalidades, que extrapolam os limites do setor elétrico, não devem fazer parte das análises quantitativas aqui apresentadas, uma vez que esse tipo de avaliação é característica da implementação de políticas públicas, papel desempenhado pelo Congresso Nacional ou pelo Poder Concedente</p>	<p>Missão da ANEEL: <i>Proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.</i></p> <p>Proposta: <i>Aneel desenvolver Estudo de P&D Estratégico, com a participação de Universidades e profissionais de renome do setor, com o objetivo de calcular todos os principais atributos da geração distribuída de energia e o resultado líquido da GD para a Sociedade.</i></p>
<p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL Página 42 item 137</i></p>	<p>137. Na primeira versão da AIR não foi considerado o custo de capital para pessoa física (sendo adotado o payback simples) e para pessoa jurídica foi assumido o custo de capital real de 8,0%. Muitos participantes da AP nº 01/2019 enviaram propostas para essas variáveis (ABSOLAR, Órigo, Raizen, entre outros participantes). De forma a considerar a grande variabilidade de valores propostos para o custo de capital, esse dado foi modelado como variável estocástica nas simulações. Para o caso da GD Local foi considerada a faixa entre 2% e 7% de custo de capital real (descontada a inflação), com valor mais provável de 4%. Já para GD Remota foi considerada a faixa</p>	<p><i>Por razões de equidade, deve ser considerado o mesmo custo de capital WACC das distribuidoras de energia elétrica. Além disso esta taxa está mais condizente com as taxas vigentes no mercado.</i></p> <p>Proposta: <i>Aneel recalcular o VPL utilizando-se o custo de capital de 12,26%, equivalente ao que consta no item 20 do sub-módulo 2.4 do PRORET, para o consumidor tanto na geração local quanto na geração remota.</i></p> <p>Apenas esta mudança provoca melhorias de R\$ 6,7 bilhões para o consumidor local, e de R\$ 5,5 bilhões para o consumidor remoto, nos resultados de VPL apresentados pela Aneel no relatório de AIR</p>

	<p>entre 6% e 12%, com valor mais provável de 8%.</p> <p>Entende-se que as faixas utilizadas abrangem as contribuições recebidas na AP nº01/2019, e são compatíveis com investimentos de maior risco, aplicações em renda fixa ou poupança.</p>	
<p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL</i> <i>Página 48</i></p>	<p>Mercado potencial para geração local Número de Unidades consumidoras com geração 6.550.000 Total de unidades residenciais e comerciais passíveis de aderirem ao sistema de compensação com uso local, conforme dados utilizados pela EPE.</p>	<p><i>Conforme proposta apresentada considerar 5% dos consumidores como mercado potencial (4.200.000 consumidores)</i></p> <p><i>Proposta: Aneel recalcular o VPL considerando mercado potencial de 5% dos consumidores com GD (4.200.000 consumidores) para geração local.</i></p> <p><i>Apenas esta mudança provoca melhorias de R\$ 7,8 bilhões para o consumidor local, nos resultados de VPL apresentados pela Aneel no relatório de AIR</i></p>
<p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL</i> <i>Página 51</i></p>	<p>.... Tratamento das micro e minigerações instaladas até o final de 2019: manutenção da regra atual (Alternativa 0) até o final do ano de 2030, conforme discorrido no item 8.3.4. A determinação de uma data fixa para mudança da regra se mostra menos complexa do ponto de vista operacional. Ademais, considerando o payback descontado atual da ordem de</p>	<p><i>É BASILAR para a estabilidade regulatória se manter os 25 anos de direitos nas regras atuais para quem já tiver instalado até a entrada em vigência das novas regras.</i></p> <p><i>Proposta: Aneel manter o direito quanto às regras atuais para quem instalar os sistemas até a entrada das novas regras. Importante também que a ANEEL defina regras para aqueles que pretendam ampliar suas instalações no futuro.</i></p>

	<p>4 a 5 anos, tal data garantiria, para entrantes até 2020, a permanência na Alternativa 0 por período consideravelmente superior ao payback.</p> <p>Permanência do sistema após o fim da vida útil: diferentemente da primeira versão da AIR, nas simulações assumiu-se que, findado o período estimado da vida útil do sistema (25 anos), o consumidor é excluído do sistema de compensação de energia. Tal premissa se justifica pelo fato de que os impactos que se desejam avaliar são aqueles causados pelos entrantes entre 2020 e 2035 e para a energia gerada nesse período</p>	<p><i>Não é economicamente e ambientalmente salutar se pensar em “exclusão” após 25 de uso dos sistemas.</i></p> <p>Proposta: ANEEL incluir regra definindo que, após finalizado o prazo de estimado de vida útil, atualmente 25 anos, o consumidor deverá entrar na nova regra</p>
<p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL Página 52 primeiro parágrafo</i></p>	<p>Tarifa binômia: os cenários avaliados para a tarifação binômia⁵⁸ se restringem a considerar parte da componente TUSD Fio B como parcela fixa. Tendo em vista que a alternativa sugerida para o Sistema de Compensação (Alternativa 5) contempla apenas a componente de energia da TE, entende-se que a tarifação binômia não terá influência sobre o Sistema de Compensação – o consumidor com GD apenas deixará de pagar uma</p>	<p><i>É muito importante definir o que ocorrerá caso a alternativa selecionada não seja a ALTERNATIVA 5, que é o mais prudente que ocorra.</i></p> <p><i>Quais os impactos complementadores para o prosumidor caso seja implementada a tarifa binômia ?</i></p> <p>Proposta: ANEEL avaliar os impactos da implementação da tarifa Binômia nas demais ALTERNATIVAS, e não somente da ALTERNATIVA 5, que o setor de energia acredita que NÃO SERÁ</p>

	<p>componente de forma volumétrica para paga-la de forma fixa.</p>	<p>IMPLEMENTADA, sob pena de ferir de morte tantas empresas e empregos atuais e futuros.</p>
<p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL Página 59 item 178</i></p>	<p>183. De todo modo, observa-se que mesmo com a Alternativa 5 entrando em vigor em 2020, sistemas de geração eficientes, bem localizados na rede e com baixo custo de acesso podem se tornar viáveis nesse contexto. Para exemplificar essa afirmação, foi calculado o payback de um sistema cujo custo de instalação é de R\$ 3.057/kW (valor retirado do Relatório da Greener para o 2º semestre de 2019/59, considerando sistemas de 500 kW), com um custo de acesso nulo (casos em que o ERD cobre a totalidade dos custos de acesso), um custo de operação e manutenção de 1% a.a. em relação ao investimento inicial, e um custo de capital de 6% a.a além da inflação. Essa simulação resulta em um payback descontado de 14 anos para entrantes em 2020, com redução ao longo dos anos devido à queda do custo desses sistemas. Vale lembrar que o sistema remoto puro (sem carga) passará a pagar, conforme nova proposta de contratação do uso da rede, uma tarifa de uso condizente com a de um gerador</p>	<p><i>A geração remota pode ser benéfica para o sistema de distribuição, se for bem utilizado o fator locacional.</i></p> <p><i>Ficamos surpresos em Aneel considerar um payback de 14 anos como sendo adequado. Qual o setor da economia que se viabiliza com um payback de 14 anos ?</i></p> <p><i>Proposta: Aneel desenvolver Estudo de P&D Estratégico, com a participação de Universidades e profissionais de renome do setor, com o objetivo de calcular a melhor forma de aproveitamento dos benefícios locacionais da geração distribuída de energia remota.</i></p>
<p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL Página 64 item 183</i></p>		

	de energia (mesmo que a ele não se aplique o desconto de fonte incentivada, por se tratar de um consumidor cativo).	
<p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL Página 70 item 206</i></p>	<p>206. De forma geral, as contribuições abordaram a necessidade do acompanhamento das reclamações, existindo proposta para a ANEEL criar um canal específico para coleta e tratamento de reclamações relacionadas à geração distribuída. Outro ponto recorrente foi o tempo médio de atendimento para a instalação dos sistemas, que deve ser acompanhado pela Agência. Também houve a sugestão de se monitorar a quantidade de energia injetada na rede da distribuidora ao invés da potência instalada; a quantidade de créditos acumulados e os já expirados, o que auxiliaria na avaliação da dificuldade enfrentada pelos consumidores que possuem geração distribuída para efetuar a compensação; o payback dos sistemas; e a redução de gases de efeito estufa.</p>	<p><i>É clamor geral quanto à necessidade de uma fiscalização e controle mais rigoroso do processo de geração distribuída pela Aneel.</i></p> <p><i>O processo atualmente vigente, com as Ouvidorias, é lento e não condizente com a velocidade requerida pelos prosumidores.</i></p> <p><i>Proposta 1 : Aneel assumir o papel de protagonista na fiscalização e regulação do processo, de forma a permitir a adequada aplicação das regras vigentes, definindo indicadores chaves e apresentando em tempo real a evolução de tais indicadores por cada distribuidora, aplicando-se as devidas sanções em casos de descumprimento.</i></p> <p><i>Proposta 2: Aneel incluir a GD como um dos itens avaliados na pesquisa IASC – Índice Aneel de Satisfação do Consumidor.</i></p>
<p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL Página 71 item 208</i></p>	<p>208. Foram também encaminhadas contribuições sugerindo maior atuação da ANEEL diante dos atrasos e da</p>	
<p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG</i></p>		

<p><i>/SMA/ANEEL Página 72 item 213</i></p> <p><i>Relatório de AIR nº 003/2019 nº 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG /SMA/ANEEL Página 72 item 215</i></p>	<p>conduta das distribuidoras no processo de acesso da GD, com a inclusão de multas e penalidades que incentivem a melhoria no atendimento</p> <p>213. O acompanhamento das reclamações relativas à conexão e ao faturamento de unidades consumidoras com geração própria se dará pelo Sistema de Gestão de Ouvidoria da ANEEL, bem como através dos dados de atendimento nas centrais de teleatendimento e ouvidorias das distribuidoras</p> <p>215. Serão também implementadas pesquisas de satisfação sobre o atendimento das ouvidorias das distribuidoras em relação a todas as tipologias reclamadas, incluindo aí as relativas à geração distribuída.</p> <p>216. Adicionalmente, destaca-se que, no item 4 da Agenda Regulatória 2019/202064, está sendo previsto o acompanhamento para atendimento dos prazos para GD, de forma semelhante ao que é feito hoje nos artigos 151 e seguintes e no Anexo III da</p>	
--	---	--

	<p>REN nº 414/2010. A proposta da Agência prevê que eventual violação do prazo pela distribuidora no acesso de micro e minigeração distribuída implicará direito ao acessante em receber uma compensação financeira.</p>	
--	--	--