

Sistema de Compensação de Energia Elétrica com Geração Distribuída: Propostas para Melhorar o Modelo de Compensação da Resolução 482/2012

Elder Alves de Sousa Junior (UNI7) - elderasj@gmail.com

Lucas Beserra de Sena (UNI7) - lucasbeserradesena@gmail.com

Luan Ney de Carvalho Oliveira (UNI7) - luan.201020@hotmail.com

JOÃO CORDEIRO DOS SANTOS NETO (UNI7) - joaocordeirosn@outlook.com

João Paulo Mathias de Matos (UNI7) - mathiasjoapaulo@gmail.com

Douglas Aurélio Carvalho Costa (IFCE - Campus Cedro) - douglas.aurelio84@gmail.com

Lucas Duarte de Almeida (IFCE - Campus Cedro) - lucasalmeidis@hotmail.com

Giliar Pereira Juliao (IFCE-Campus Cedro) - giliarpj@hotmail.com

Francisco Jeandson Rodrigues da Silva (UFC) - jeandson@dee.ufc.br

PAULO C. M. CARVALHO (UFC) - carvalho@dee.ufc.br

Resumo:

A geração hidroelétrica é a principal fonte de geração de eletricidade no Brasil, com uma participação de 65,2% na matriz de energia elétrica do país. Com o objetivo de descentralizar e diversificar a matriz brasileira, a fim de tornar o sistema elétrico nacional mais confiável. Outras fontes de energia elétrica aumentaram a participação na matriz brasileira, principalmente após a criação da Resolução Normativa 482/2012, que estabelece as condições de acesso aos sistemas de geração distribuída (GD) à rede de distribuição de eletricidade. No entanto, existem casos em que a eletricidade gerada pela GD não é totalmente utilizada, devido alguns aspectos normativos implementados pela ANEEL, como créditos de energia e taxa de disponibilidade. Este artigo tem como objetivo demonstrar situações nas quais o usuário da GD pode ser prejudicado pelo atual modelo regulatório por meio de três estudos de caso e sugere duas propostas para melhorar o sistema de compensação de eletricidade, mostrando como cada caso seria afetado pelas propostas sugeridas e, assim, resolvendo os danos causados ao cliente da concessionária de energia elétrica pelo atual modelo normativo.

Palavras-chave: *Geração Distribuída, Compensação de Eletricidade, Geração de Eletricidade.*

Área temática: *Mercado, economia, política e aspectos sociais*

Subárea temática: *Estratégias e políticas para energias renováveis*

SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ELETRICIDADE COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: PROPOSTAS PARA MELHORAR O MODELO DE COMPENSAÇÃO DA RESOLUÇÃO 482/2012

Elder Alves de Sousa Junior – elderasj@gmail.com
Lucas Beserra de Sena – lucasbeserradesena@gmail.com
Luan Ney de Carvalho Oliveira – luan.201020@hotmail.com
João Cordeiro Santos Neto – joaocordeirosn@outlook.com
João Paulo Mathias Matos – mathiasjoapaulo@gmail.com
Centro Universitário 7 de Setembro, Departamento de Engenharia Elétrica
Douglas Aurélio Carvalho Costa – douglas.aurelio84@gmail.com
Lucas Duarte de Almeida – lucasalmeidis@hotmail.com
Giliari Pereira Julião – giliarpj@hotmail.com
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará, Campus Cedro
Francisco Jeandson Rodrigues da Silva - jeandson@dee.ufc.br
Centro Universitário UniFanor Wyden, Departamento de Engenharia Elétrica
Paulo Cesar Marques de Carvalho – carvalho@dee.ufc.br
Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Elétrica

Resumo. A geração hidroelétrica é a principal fonte de geração de eletricidade no Brasil, com uma participação de 65,2% na matriz de energia elétrica do país. Com o objetivo de descentralizar e diversificar a matriz brasileira, a fim de tornar o sistema elétrico nacional mais confiável. Outras fontes de energia elétrica aumentaram a participação na matriz brasileira, principalmente após a criação da Resolução Normativa 482/2012, que estabelece as condições de acesso aos sistemas de geração distribuída (GD) à rede de distribuição de eletricidade. No entanto, existem casos em que a eletricidade gerada pela GD não é totalmente utilizada, devido alguns aspectos normativos implementados pela ANEEL, como créditos de energia e taxa de disponibilidade. Este artigo tem como objetivo demonstrar situações nas quais o usuário da GD pode ser prejudicado pelo atual modelo regulatório por meio de três estudos de caso e sugere duas propostas para melhorar o sistema de compensação de eletricidade, mostrando como cada caso seria afetado pelas propostas sugeridas e, assim, resolvendo os danos causados ao cliente da concessionária de energia elétrica pelo atual modelo normativo.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Compensação de Eletricidade, Geração de Eletricidade.

1. INTRODUÇÃO

De acordo com o levantamento feito em 2018 com base no ano de 2017 pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), a matriz de energia elétrica brasileira é predominantemente renovável (80,4%), com destaque para a fonte hídrica, responsável por uma parcela de 65,2%, seguida pelo gás natural (10,5%), biomassa (8,2%), eólica (6,8%), carvão (4,2%), nuclear (2,5%), derivados do petróleo (2,5%) e por fim a fonte solar (0,13%), que, apesar de sua pequena participação na matriz, está tendo um crescimento rápido nos últimos anos (EPE, 2018). Esta matriz é caracterizada por grandes centrais hidrelétricas e não é diversificada, pois tem forte dependência da fonte hídrica.

No Brasil, em 2012, entrou em vigor a Resolução Normativa nº 482/2012, que estabelece as condições para que a micro e minigeração distribuída acessem os sistemas de distribuição, tendo-se troca de energia elétrica com a concessionária local através de um sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012), este sistema é conhecido pelo termo em inglês *net metering*. Assim, estão estabelecidas as condições para que a matriz de energia elétrica brasileira inicie um processo gradual de diversificação e descentralização.

O sistema de compensação de energia elétrica viabilizou o uso da geração distribuída (GD), pois a energia elétrica injetada por unidade consumidora (UC) através da micro ou minigeração distribuída é cedida como empréstimo gratuito à distribuidora local, gerando-se créditos de energia, que podem ser utilizados para compensar o consumo de energia elétrica nos próximos 60 meses (ANEEL, 2012), (ANEEL, 2015).

A microgeração distribuída é caracterizada por sistemas com potência menor ou igual que 75 kW e que utilize cogeração qualificada ou fontes alternativas de energia elétrica (ANEEL, 2012), (ANEEL, 2015). A minigeração distribuída são sistemas de geração com potência superior a 75 kW e menor ou igual 5 MW e que utiliza cogeração qualificada ou fontes alternativas de energia elétrica (ANEEL, 2012), (ANEEL, 2017).

A tecnologia fotovoltaica (FV) tem sido a mais utilizada como GD em centros urbanos, por isto o crescimento da participação fonte solar na matriz de energia elétrica brasileira tem crescido rapidamente (COSTA, 2018). Em 2017, a micro e minigeração distribuída atingiram uma geração de eletricidade de 359,15 GWh, com potência instalada de 246,1 MWp (EPE, 2018). Como citado, o destaque da GD é a geração FV, com geração de eletricidade de 165,87 GWh e potência instalada de 174,5 MWp (EPE, 2018).

A ANEEL estima que até 2024, no Brasil, terão sido instalados mais de 1,2 milhões de geradores FV dentro desta classificação de micro e minigeração distribuída (PEREIRA *et al.*, 2017).

2. MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 Taxa de disponibilidade

As cobranças dos consumos de energia elétrica se dão pela concessionária de modo mensal.

O custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicável ao faturamento mensal de consumidor por UC do grupo B, é o valor em moeda corrente equivalente a (ANEEL, 2010):

- 1) 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 (dois) condutores; ou
- 2) 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou
- 3) 100 kWh, se trifásico.

O custo de disponibilidade deve ser aplicado sempre que o consumo medido na UC for abaixo do que foi mencionado neste artigo.

Para as UC classificadas como subclasse residencial de baixa renda, devem ser aplicados os descontos no custo de disponibilidade (ANEEL, 2010).

Para UC classificadas como subclasses residencial baixa renda indígena ou residencial baixa renda quilombola terá desconto integral para o sistema equivalente à 30 kWh ou 50 kWh e caso o sistema equivalente seja superior à 50 kWh e inferior a 100 kWh será cobrado o valor em moeda corrente equivalente a 60% do valor, ou seja, desconto de 40% (ANEEL, 2010).

Caso a concessionária não realize medição de energia elétrica na UC, deverá ser cobrado o custo de disponibilidade enquanto persistir a ausência da medição, sem a possibilidade de futura compensação quando verificar diferença positiva entre o valor medido e o faturado (ANEEL, 2010).

2.2 Gráfico de Gantt

A ferramenta de Gantt foi escolhida na aplicação deste estudo normativo por ser bastante útil para a demonstração de dados em um intervalo de valor.

O modelo empregado para o estudo normativo do sistema de compensação está mostrado na Fig. 1.

O gráfico de Gantt neste artigo é dividido em cinco partes, sendo estas:

Área de créditos de energia: corresponde a área em que a geração de eletricidade em kWh superou o consumo em kWh, tendo-se, assim, geração de créditos de energia. Esta ocorrência é representada com o avanço do gráfico para o lado esquerdo da linha de zero energia.

Linha zero energia: corresponde ao eixo zero do gráfico de Gantt que delimita os valores estudados, como por exemplo, informa se o consumidor possui crédito de energia, o valor de consumo do cliente no mês, a compensação de energia elétrica, perdas e outros valores.

Área da faixa de disponibilidade: corresponde ao intervalo da linha zero energia até o valor da linha de disponibilidade adequado ao consumidor, sendo para este estudo utilizado 0 a 100 kWh, considerando a maior ênfase dada para consumidores trifásicos, visto que são os mais prejudicados pelo atual modelo normativo.

Linha de disponibilidade: corresponde ao eixo que fornece a taxa de disponibilidade para o Grupo B, sendo para consumidor trifásico de 100 kWh.

Área de consumo de energia elétrica: corresponde à área a direita da linha de disponibilidade, sendo, portanto, a área que representa a cobrança da energia elétrica por kWh consumido.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste estudo é considerado um cliente com consumo de eletricidade de 650 kWh, sendo propostos três tipos de situações de compensação de energia elétrica deste consumo: 400 kWh, 610 kWh e 680 kWh.

Com a análise dos casos de compensação de energia elétrica proposta é possível identificar as peculiaridades que o cliente da concessionária de distribuição de energia elétrica que utiliza GD pode ser submetido e mostrar em qual caso este cliente tem prejuízo.

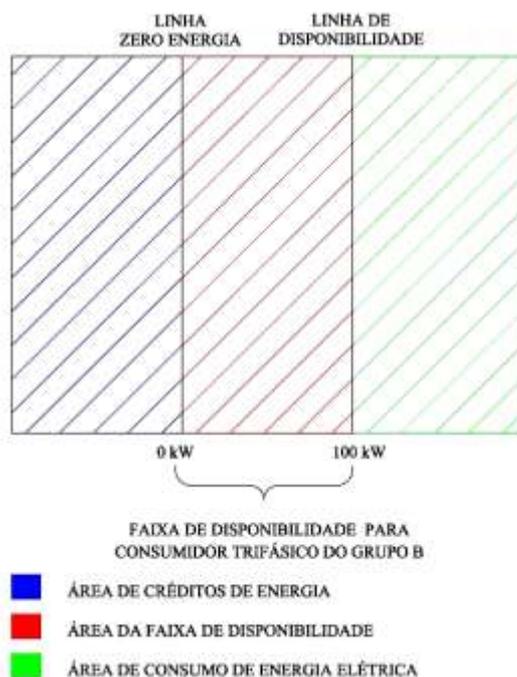


Figura 1 - Modelo do gráfico de Gantt para o estudo normativo do sistema de compensação.

3.1 Caso 1: Compensação de 400 kWh em um Consumo de 650 kWh do Grupo B

Conforme é mostrado na Fig. 2, o consumo total de energia elétrica que o cliente utiliza da rede da concessionária é de 650 kWh. Deste consumo é compensado 400 kWh, faltando 150 kWh para atingir o valor da taxa de disponibilidade que é cobrado ao consumidor trifásico do grupo B, que é de 100 kWh.

Como toda a energia elétrica produzida pela GD é utilizada para compensar o consumo de energia elétrica à concessionária, não há geração de créditos.

Logo, a prestação de contas pelo cliente à concessionária é no valor de 250 kWh, valor que faltou ser compensado, portanto, o cliente, neste caso, não tem prejuízo e nem perdas causadas pelo sistema de compensação de energia elétrica. Portanto, percebe-se que o atual sistema de compensação de energia elétrica através da micro e mini GD é bem regulamentado para casos em que o cliente da concessionária não tenha uma compensação que atinja a linha de disponibilidade, conforme é mostrado na Fig. 2.

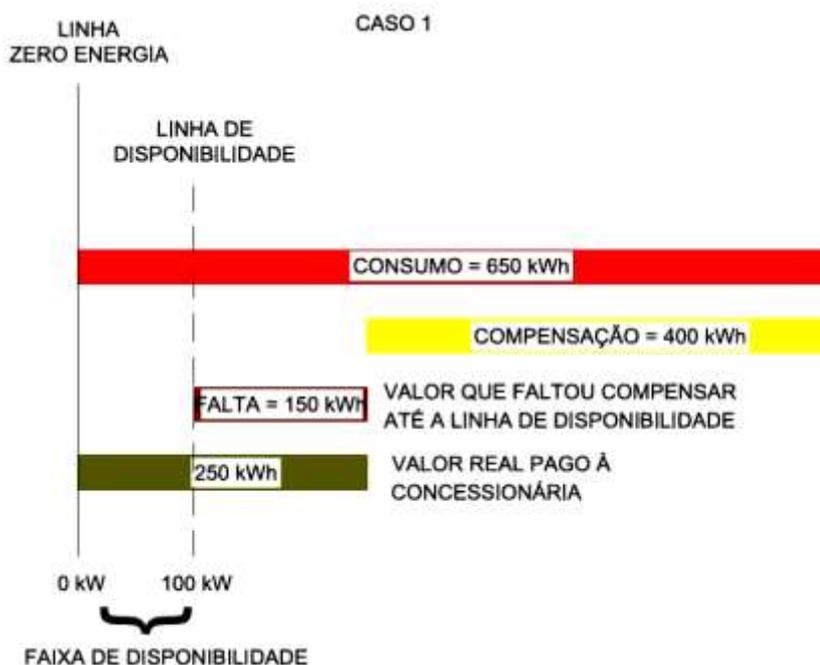


Figura 2 - Gráfico de Gantt da compensação de 400 kWh em um consumo de 650 kWh do grupo B.

3.2 Caso 2: Compensação de 610 kWh em um Consumo de 650 kWh do Grupo B

Conforme a Fig. 3, o consumo total de energia elétrica que o cliente utiliza da rede da concessionária é de 650 kWh. Deste consumo é compensado 610 kWh, devido ao sistema de GD conectada à rede de energia elétrica da concessionária.

Observa-se, conforme a Fig. 3, que faltam 40 kWh para alcançar a linha zero energia e que 60 kWh encontram-se na faixa de disponibilidade, sendo perdidos para a concessionária local. Pois, segundo o atual modelo normativo, os 60 kWh que ultrapassaram a linha de disponibilidade e que fica na faixa de disponibilidade, conforme mostrado na Fig. 3, é emprestado gratuitamente à concessionária de energia elétrica, mas este valor não é aproveitado para compensação de energia elétrica e não é transformada em créditos de energia.

O cliente, neste caso 2, paga a taxa de disponibilidade cobrada para consumidores trifásicos do grupo B, no valor referente à 100 kWh, mais o valor referente à 60 kWh que ultrapassaram a linha de disponibilidade, que podem ser considerados perdas de energia elétrica para o cliente da concessionária, pois não são compensados e não são transformados em créditos de energia.

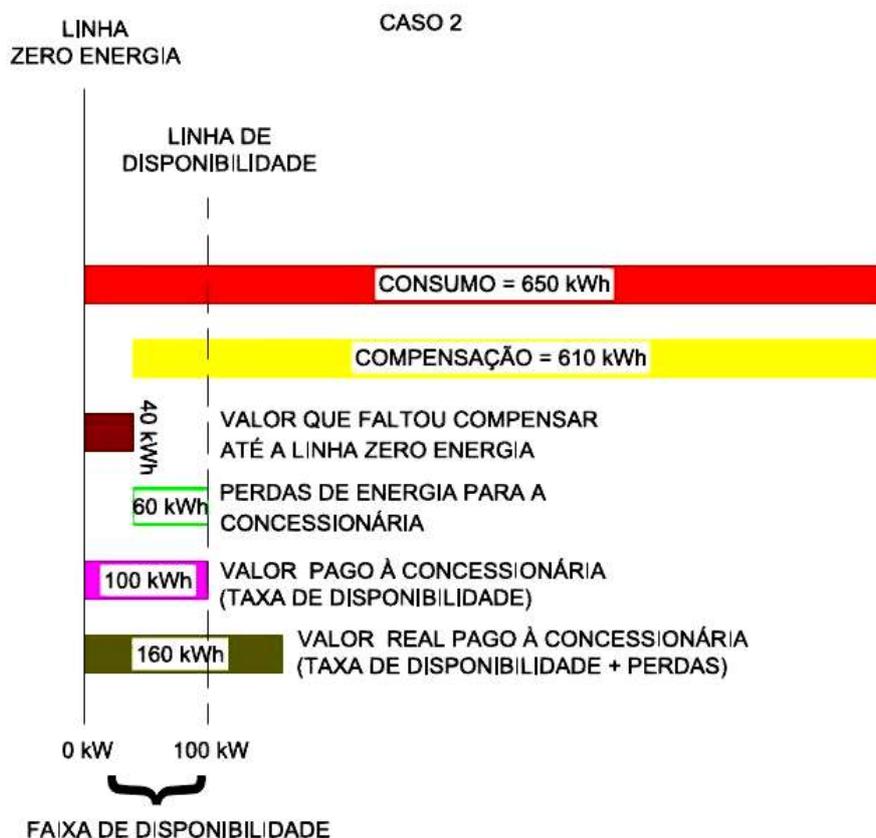


Figura 3 - Gráfico de Gantt da compensação de 610 kWh em um consumo de 650 kWh do grupo B.

Logo, o valor real que o cliente tem que pagar à concessionária de distribuição de energia elétrica é um valor relativo a 160 kWh, sendo a parcela de 100 kWh referentes à taxa de disponibilidade pagos na conta de energia elétrica e a parcela de 60 kWh é referente ao empréstimo gratuito, mas que o cliente da concessionária não tem retorno pelo atual sistema de compensação, visto que paga a taxa de disponibilidade, e que este empréstimo gratuito não traz retorno como créditos de energia elétrica, pois a geração de eletricidade não ultrapassou o consumo.

Portanto, o cliente sai prejudicado, pois parte da energia elétrica gerada pelo sistema de GD não é aproveitada para compensar e diminuir a prestação de contas do consumidor à concessionária. Assim, resta ao consumidor pagar à concessionária a energia elétrica consumida no valor relativo a 160 kWh, ocorrendo um aumento indireto no custo do sistema de GD, pois o tempo de retorno do investimento irá aumentar, pois há energia perdida para a concessionária local que não é contabilizada no valor do projeto.

3.3 Caso 3: Compensação de 680 kWh em um Consumo de 650 kWh do Grupo B

Conforme a Fig. 4, o consumo total de energia elétrica que o cliente utiliza da rede da concessionária é de 650 kWh. Deste consumo é compensado 680 kWh, devido ao sistema de GD conectada à rede de energia elétrica da concessionária.

A compensação é maior que o consumo de energia elétrica, ultrapassando assim, a linha zero energia em 30 kWh, sendo este valor transformado em créditos de energia, pois a geração de eletricidade supera o consumo.

O cliente, neste caso 3, paga a taxa de disponibilidade cobrada para consumidores trifásicos do grupo B, no valor referente à 100 kWh, mais o valor referente à 100 kWh que ficam na faixa de disponibilidade, conforme a Fig. 4, portanto podem ser considerados perdas de energia elétrica para o cliente da concessionária, pois não são compensados e não são transformados em créditos de energia, pois somente os 30 kWh que ultrapassaram a linha zero energia são transformados em créditos de energia.

Logo, o valor real que o cliente tem que pagar à concessionária de distribuição de energia elétrica é um valor relativo a 200 kWh, sendo a parcela de 100 kWh referentes à taxa de disponibilidade pagos na conta de energia elétrica e a outra parcela de 100 kWh é referente ao empréstimo gratuito, mas que o cliente da concessionária não tem retorno pelo atual sistema de compensação, visto que o cliente paga a taxa de disponibilidade, e que este empréstimo gratuito não traz retorno como créditos de energia elétrica, pois a geração de eletricidade não ultrapassou o consumo.

Novamente, o cliente sai prejudicado, pois a energia elétrica gerada pelo sistema de GD que fica na faixa de disponibilidade não é aproveitada para compensar e diminuir a prestação de contas do consumidor à concessionária. Logo, o consumidor tem que pagar à concessionária a energia consumida no valor relativo à 200 kWh, ocorrendo um aumento indireto no custo do sistema de GD, pois o tempo de retorno do investimento irá aumentar, pois neste caso também há energia perdida para a concessionária local que não é contabilizada no valor do projeto.

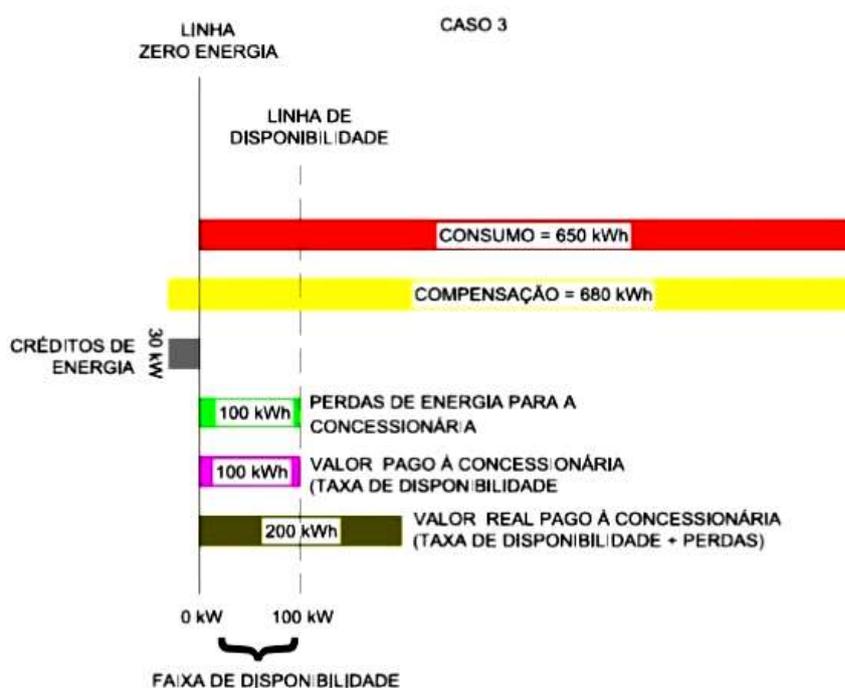


Figura 4 - Gráfico de Gantt da compensação de 680 kWh em um consumo de 650 kWh do grupo B.

3.4 Comparação entre os casos

Para o caso 1, o cliente instalou um sistema de GD, que gera 400 kWh. A energia elétrica produzida pelo sistema de GD não é suficiente para suprir todo o consumo do cliente, mas como o consumo de 650 kWh é superior a compensação de 400 kWh, a compensação é totalmente aproveitada para amenizar a conta do cliente à concessionária, como mostrado na Fig. 2, sendo que o cliente vai pagar à concessionária um valor justo, pois não houve nenhuma perda.

Para o caso 2, a GD gera 610 kWh. A energia elétrica produzida pelo sistema de GD não é suficiente para suprir todo o consumo de energia elétrica do cliente. O valor que está na faixa de disponibilidade é de 60 kWh, sendo este valor considerado perdas, como demonstrado na Fig. 3, resultando, assim, em um pagamento pelo cliente no valor das perdas mais o valor da taxa de disponibilidade para consumidores trifásicos do grupo B.

Para o caso 3, a GD gera 680 kWh. A energia produzida pela GD é suficiente para suprir todo o consumo do cliente. Porém, o valor que está na faixa de disponibilidade é de 100 kWh, sendo este valor considerado perdas, como demonstrado na Fig. 4, resultando em um pagamento pelo cliente no valor das perdas mais o valor da taxa de disponibilidade para consumidores trifásicos do grupo B, totalizando 200 kWh.

3.5 Propostas de aperfeiçoamento do sistema de compensação de energia elétrica

Neste tópico são analisadas duas propostas de modificação do atual modelo normativo para os três casos estudados anteriormente, pois a melhor forma de se incentivar o uso da GD é através do aumento de sua atratividade (Monesha *et al.*, 2018), sendo que em muitos países foram criados subsídios para suportar modelos de incentivo a GD, visto que a

rede de energia elétrica exige manutenção, que é feita com recursos arrecadados de taxas. A magnitude do subsídio pode variar com a quantidade de GD conectadas à rede e assim como as características da rede (PICCIARIELLO *et al.*, 2015).

1º Proposta: Eliminação da taxa de disponibilidade para clientes com GD conectada à rede de distribuição de energia elétrica

Uma das soluções propostas seria dispensar a taxa de disponibilidade para clientes que possuam GD conectadas à rede de distribuição da concessionária, trazendo para o Brasil a ideia da zero-energy buildings ou net zero buildings, em que se teria a possibilidade de, caso o consumidor consiga injetar na rede tudo que consumiu, sua conta poder vir zerada, sem a necessidade de pagar a taxa de disponibilidade, não perdendo, assim, sua produção útil para a concessionária e incentivando ainda mais a instalação de GD.

Assim, o Brasil poderia se adequar aos padrões internacionais que, cada vez mais, buscam incentivar o uso de GD como solução para problemas energéticos e ambientais, além de ajudar na descentralização, diversificação e estabilidade da matriz de energia elétrica.

Vários países pelo globo já começaram a investir nesses modelos que prometem gerar todo o consumo interno apenas com fontes locais e renováveis de energia.

Na Bélgica, por exemplo, já existe o planejamento para que a cidade de Leuven se torne climate-neutral (Vandevyvere *et al.*, 2013). Na união europeia já foi também implementado um conceito similar de nearly Zero Energy Building com o objetivo de ter todas as construções da região sob esses padrões até 2020 (Groezinger *et al.*, 2014).

No caso 1, com a 1º proposta, ter-se-ia nenhuma mudança, pois o cliente não chegou a atingir a faixa de disponibilidade, portanto, a eliminação da taxa de disponibilidade não modificaria o caso 1, reforçando que o cliente não saiu prejudicado neste. Logo, o gráfico, Fig. 5, ficaria sem a linha de disponibilidade, mas sem mudanças significativas.

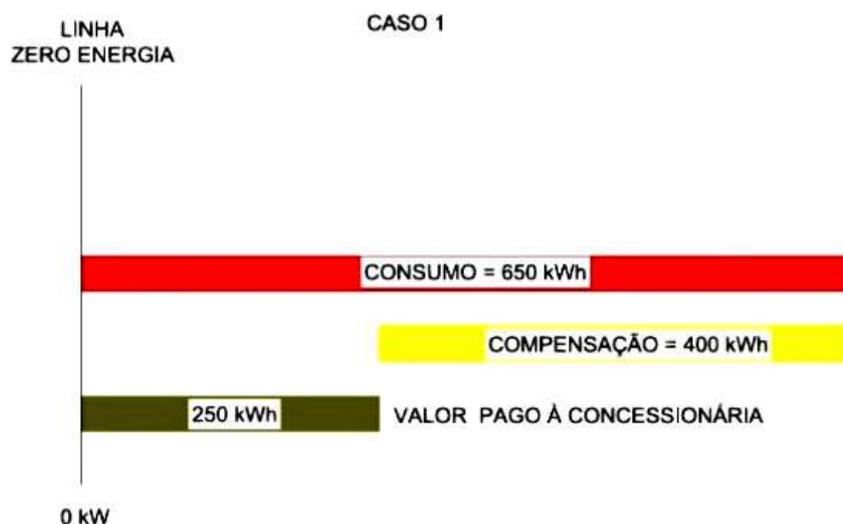


Figura 5 - Gráfico de Gantt da compensação de 400 kWh em um consumo de 650 kWh do grupo B para a 1º proposta.

Já no caso 2, com a 1º proposta, segundo a Fig. 6, ter-se-ia mudança, pois o cliente atingiu a faixa de disponibilidade, portanto, a eliminação desta taxa modifica o caso 2. O cliente não teria mais um prejuízo de produção de 60 kWh, que seriam perdidos anteriormente para a concessionária, e nem teria que pagar o total de 100 kWh obrigatórios, ao invés disso pagaria somente a diferença do seu consumo com sua geração, ou seja, 40 kWh, reduzindo-se suas perdas em 160 kWh.

No caso 3, com a 1º proposta, segundo a Fig. 7, ter-se-ia mudança, pois o cliente ultrapassou a linha zero energia, portanto, a eliminação da taxa de disponibilidade modifica o caso 3, sendo este o caso mais lucrativo e oportuno ao cliente. O cliente não teria mais um prejuízo de produção de 100 kWh, que seriam perdidos anteriormente para a concessionária, e nem teria que pagar o total de 100 kWh obrigatórios, ao invés disso, o cliente não pagaria nada a concessionária, pois atingiu a linha zero energia, e ainda teria uma geração de créditos para possivelmente utilizar em meses futuros, ou seja, o cliente reduziria suas perdas em 200 kWh e teria a geração de créditos de energia equivalentes a 30 kWh.

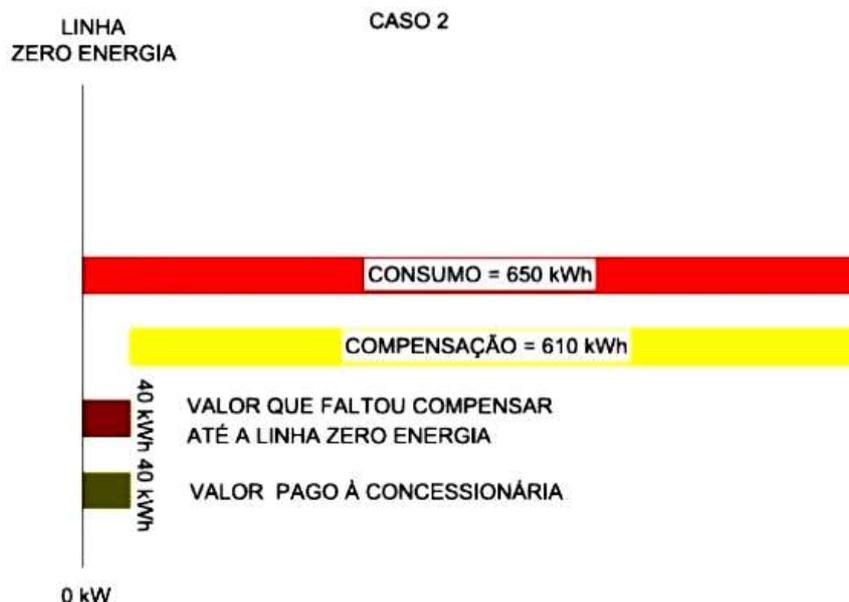


Figura 6 - Gráfico de Gantt da compensação de 610 kWh em um consumo de 650 kWh do grupo B para a 1ª proposta.



Figura 7 - Gráfico de Gantt da compensação de 680 kWh em um consumo de 650 kWh do grupo B para a 1ª proposta.

2ª Proposta: Aproveitamento da eletricidade gerada que ficou na faixa de disponibilidade para geração dos créditos de energia.

Outro possível método para modificação da norma seria manter a taxa de disponibilidade, mas aproveitando a parte injetada na rede pelo consumidor que entra na faixa de disponibilidade e transformando esse valor em créditos de energia, permitindo, assim, o cliente ter total aproveitamento da sua geração energética, enquanto ainda se mantém pagando uma taxa fixa na sua conta.

Porém desta maneira o consumidor não sairia prejudicado caso ocorra algo como no caso 2, em que o cliente perdeu 60 kWh da sua geração de eletricidade para a concessionária e teve que pagar a taxa de disponibilidade, ou no caso 3, em que o cliente gerou apenas 30 kWh de créditos de energia, sendo que o mesmo gerou 100 kWh que foram para a concessionária de graça, não tendo nenhuma compensação, além de também ter que pagar a taxa de disponibilidade.

Com a segunda proposta não há impacto no caso 1, Fig. 8, pois a GD instalada não atingiu a linha de disponibilidade.

No caso 2, com a 2ª proposta, Fig. 9, o cliente poderia aproveitar os 60 kWh, que seriam perdidos para a concessionária, e tê-los como crédito de energia para meses subsequentes, mesmo ainda pagando a taxa de disponibilidade, o valor que entra nesta faixa não seria perdido gratuitamente para a concessionária, sendo o valor pago pelo cliente, em kWh, reduzido de 160 kWh para 100 kWh.

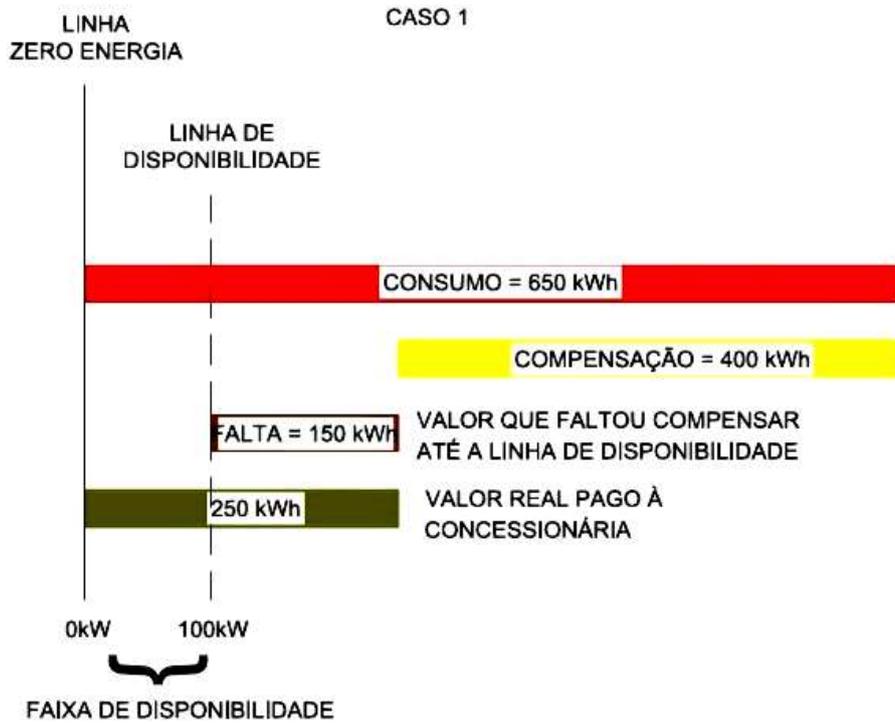


Figura 8 - Gráfico de Gantt da Compensação de 400 kWh em um consumo de 650 kWh do grupo B para a 2ª proposta.



Figura 9 - Gráfico de Gantt da compensação de 610 kWh do grupo B para a 2ª proposta.

No caso 3, com a 2ª proposta, Fig. 10, o cliente teria como créditos de energia os 100 kWh, que ficaria na faixa de disponibilidade e que seriam perdidos anteriormente para a concessionária, mesmo ainda tendo que pagar a taxa de disponibilidade. Portanto, o valor que entra na nesta na faixa de disponibilidade não seria perdido gratuitamente para a concessionária, sendo o valor pago pelo cliente, em kWh, reduzido de 200 kWh para 100 kWh e com uma geração de créditos de energia de 100 kWh para uso em meses subsequentes. Apesar de não ter sua conta zerada, mesmo tendo atingido a linha de zero energia, a vantagem nesta proposta é o cliente manter o que injetou na rede como crédito de energia para caso seu sistema não supra suas necessidades energéticas futuramente.

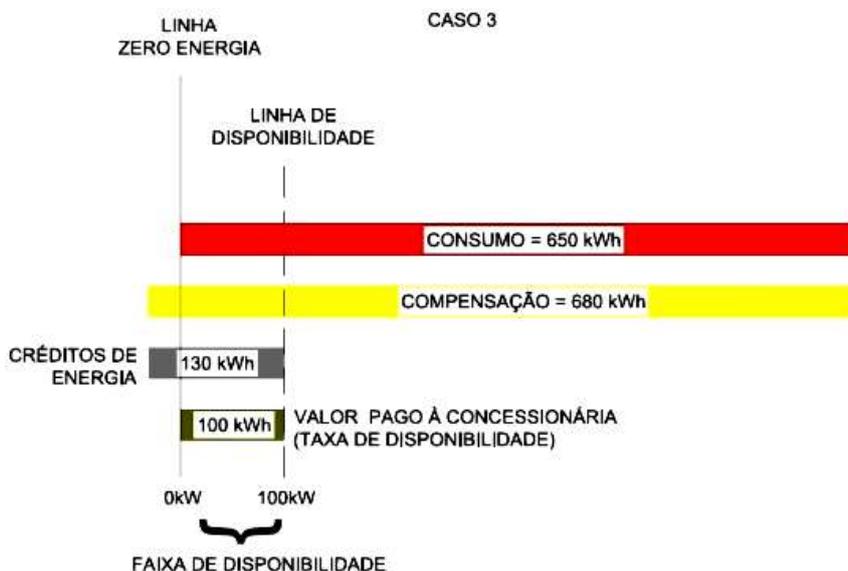


Figura 10 - Gráfico de Gantt da compensação de 680 kWh em um consumo de 650 kWh do grupo B para a 2ª proposta.

4. CONCLUSÃO

No caso 1 o cliente não foi prejudicado, visto que se teve uma geração de 400 kWh e o pagamento relativo é de 400 kWh.

Porém o caso 2 e caso 3, em que o cliente pagou equivalente a 160 kWh e 200 kWh, respectivamente, pode-se perceber que o cliente sai prejudicado, pois além do pagamento da taxa de disponibilidade, que não permite uma compensação financeira real de energia elétrica até a linha zero energia, a eletricidade gerada que fica na faixa de disponibilidade é perdida para a concessionária, sendo que para haver a geração de créditos de energia a geração de eletricidade do cliente precisa ultrapassar a linha zero energia, assim, tendo perdas de geração para a concessionária equivalentes a taxa de disponibilidade, como demonstrado no caso 3.

Como se pode observar então, na situação atual da norma, os consumidores são levados a instalar um sistema menos potente como o caso 1, para se evitar prejuízos sistêmicos, o que acaba limitando o avanço de todo o país no que se diz respeito à tecnologias de GD e instalações sustentáveis, além de causar perdas para os consumidores com menos conhecimento do atual modelo normativo.

Pensando nisso, as propostas de solução conseguem dar uma maior segurança a consumidores para investir em GD, garante o tempo de retorno do investimento de acordo com o projeto, ocasionando-se, a médio e longo prazo, mais investimentos, mais consumidores conectados à rede de energia elétrica e mais pesquisas na área. Portanto, a maior adequação normativa do mercado brasileiro é necessária para melhorias e desenvolvimento na área da GD.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE), Campus Cedro, ao Centro Universitário 7 de Setembro (UNI7), ao Centro Universitário UniFanor, à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e ao Laboratório de Energias Alternativas da UFC (LEA) pelo apoio e suporte na realização deste trabalho.

REFERÊNCIAS

- ANEEL, 2010. Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010. Agência Nacional de Energia Elétrica. [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>.
- ANEEL, 2012. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Agência Nacional de Energia Elétrica. [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>.

- ANEEL, 2015. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica. [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>.
- ANEEL, 2017. Resolução Normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017. Agência Nacional de Energia Elétrica. 2017. [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>.
- Costa, D. A. C., 2018. Estimativa do Potencial de Geração Fotovoltaica do Campus do Pici da UFC. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica – Departamento de Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza.
- EPE, 2018. Balanço Energético Nacional 2018 - ano base 2017: resultado final. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. [Online]. Available: <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico419/BEN2018.pdf>.
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Gonçalves, A. R., Costa, R. S., Lima, F. J. L., Rüther, R., Abreu, S. L., Tiepolo, G. M., Pereira, S. V. and Souza, J. G., 2017. Atlas Brasileiro de Energia Solar. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. 2nd ed. São José dos Campos. SP. Brasil.
- Picciariello, A., Vergara, C., Reneses, J., Frías, P., Söder, L., 2015. Electricity distribution tariffs and distributed generation: Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers, Utilities Policy, vol 37, n. 1, pp 23-33.
- Monesha, S., Kumar, S. G. and Rivera, M. Methodologies of Energy Management and Control in Microgrids. 2018. IEEE Latin America Transactions. vol. 17, No. 9, 2345-2353, Sep. 2018.
- Vandevyvere, H., Jones, P. T. and Aerts, J., 2013. De Transitie Leuven Klimaatneutraal 2030. Leuven 2030: Klimaat Neutraal. [Online]. Available: https://www.leuven2030.be/sites/default/files/attachments/LKN_Wetenschappelijk%20Eindrapport_1302.pdf.
- Groezinger, J., Boermans, T., John, A., Seehusen, J., Wehringer, F. and Scherberich, M., 2014. Overview of Member States Information on NZEBs: Working version of the progress report – Final report. European Commission, ECOFYS. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Updated%20progress%20report%20NZEB.pdf>.

ELECTRICITY COMPENSATION SYSTEM WITH DISTRIBUTED GENERATION: PROPOSALS TO IMPROVE THE COMPENSATION MODEL OF RESOLUTION 482/2012

Abstract. *Hydroelectric generation is the main source of electricity generation in Brazil, with a 65.2% share in the electric power matrix. Aiming to decentralize and diversify the Brazilian matrix, in order to make the national electricity system more reliable, other sources of energy increased participation in the Brazilian matrix, mainly after the creation of Normative Resolution 482/2012, which establishes the conditions of access of distributed generation (DG) to the electricity distribution network. However, there are cases in which the electricity generated by DG is not fully utilized, due to some normative aspects implemented by ANEEL, such as energy credits and the availability rate. This article aims to demonstrate situations in which the DG user can be prejudiced by the current regulatory model through three case studies and suggests two proposals to improve the electricity compensation system, showing how each case would be affected by the suggested proposals and, thus, solving the damage caused to the customer of the electric power concessionaire by the current normative model.*

Key words: *Distributed Generation, Electricity Compensation, Electricity Generation.*