

## Método Simplificado de Desagregação de Energia Aplicado a Redes Contendo Prosumidores \*

Dionathan S. Scheid \* Sérgio Haffner \* Bibiana P. Ferraz \*  
Luís Alberto Pereira \* Mariana Resener \* Eduardo Finck \*\*

\* Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica,  
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, Brasil.

\*\* Engenharia de Energia,  
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, Brasil.

E-mails: [dionathan.scheid@ufrgs.br](mailto:dionathan.scheid@ufrgs.br), [haffner@ieee.org](mailto:haffner@ieee.org),  
[bibiana.petry@ufrgs.br](mailto:bibiana.petry@ufrgs.br), [lpereira@ufrgs.br](mailto:lpereira@ufrgs.br), [mariana.resener@ufrgs.br](mailto:mariana.resener@ufrgs.br),  
[eduardo.finck@ufrgs.br](mailto:eduardo.finck@ufrgs.br)

---

**Abstract:** The present work proposes a new, simplified method for estimating the total consumption and generation of prosumers with monthly net metering. Initially, the characteristics of electric energy measurement systems are presented, as well as the norms that regulate distributed generation in Brazil. Next, a new method is presented and detailed for energy disaggregation of monthly net metering. The method allows the estimation of a daily load and generation profiles for consumers and prosumers, using a reference generation based on climate data, a seasonality factor that describes the variation of consumption throughout the year, and an efficiency factor that describes the characteristics of each consumer unit with distributed generation. Finally, practical results obtained with the proposed method applied to prosumers located in South Brazil are presented and discussed. These results reveal not only a close agreement between the measured and estimated monthly consumed and injected energy but also that the method is enough accurate for practical purposes.

**Resumo:** O presente trabalho propõe um novo método simplificado para estimar o consumo e a geração total de prosumidores com medição líquida mensal. Inicialmente, são apresentadas as características dos sistemas de medição de energia elétrica, assim como as normas que regulamentam a geração distribuída no Brasil. Em seguida é apresentado e detalhado o novo método para desagregação energética de medições mensais líquidas, o qual permite estimar perfis de carga e geração diários de consumidores e prosumidores utilizando uma geração de referência baseada em dados climáticos, um fator de sazonalidade que descreve a variação do consumo ao longo do ano e um fator de eficiência que descreve as características de cada unidade consumidora com geração distribuída. Por fim, são apresentados e discutidos os resultados obtidos para prosumidores localizados no sul do Brasil. Estes resultados mostram não apenas uma boa concordância entre os valores registrados e estimados para a energia consumida e injetada para cada um dos meses do ano, mas também mostram que o método é suficientemente acurado para fins práticos.

**Keywords:** Distribution Systems; Photovoltaic Systems; Distributed Generation; Demand Forecasting; Load Profile; Prosumer; Net Metering.

**Palavras-chaves:** Sistemas de Distribuição; Sistemas Fotovoltaicos; Geração Distribuída; Previsão de Demanda; Curva de Carga; Prosumidor; Medição de Energia.

---

### 1. INTRODUÇÃO

É notório que o uso da energia elétrica está intimamente ligado ao desenvolvimento humano. No entanto, a eletricidade ainda não é economicamente armazenável em larga escala, sendo necessário manter o equilíbrio em tempo real entre oferta, demanda e perdas. Desta forma, o setor elétrico se expandiu e se consolidou a partir da geração de energia elétrica centralizada, por meio de grandes usinas

geradoras, com fluxo unidirecional da eletricidade (sentido geração-carga). No entanto, a proliferação de recursos energéticos distribuídos (REDs) possibilitou um fluxo bidirecional de energia elétrica, transformando a forma de operação do setor elétrico (Li et al., 2018).

Em âmbito nacional, o marco regulatório da geração distribuída (GD) foi estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por intermédio da Resolução Normativa número 482/2012. Entre os principais aspectos, que este documento e sua atualização subsequente (Resolução Normativa n. 687/2015) regulamentam estão: (i) a instalação de microgeração (até 75 kW) e minigeração

---

\* O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

(até 5 MW); (ii) políticas de autoconsumo remoto a partir de créditos de energia; e (iii) diretrizes regulatórias para faturamento pelo consumo líquido (conhecida como *net metering*). Esta regulamentação fez com que surgisse a figura do “prossumidor” (do inglês, *prosumer*), expressão que provém da junção de produtor e consumidor, representando as unidades consumidoras que produzem energia elétrica e compartilham o excedente com sistema (Zafar et al., 2018).

À medida em que os usuários de baixa tensão passam não só a consumir mas a produzir energia, o fluxo bidirecional de energia elétrica se intensifica e, quando ocorre em grande escala a partir da inserção de REDs, transforma gradualmente as redes passivas e radiais em sistemas ativos que também podem fornecer energia aos usuários finais (Li et al., 2018). Para se adequar à medição bidirecional de energia elétrica, o Brasil seguiu a tendência mundial e optou pelo sistema de medição líquida, que consiste em um incentivo à GD que permite que consumidores que produzam sua própria energia elétrica utilizem-na como crédito para abater, no todo ou em parte, seu consumo de energia ativa (Vieira et al., 2016).

O sistema de medição brasileiro foi regulamentado em abril de 2012 pela ANEEL e recebeu o nome de “Sistema de Compensação de Energia Elétrica” (ANEEL, 2012). A Figura 1 ilustra os três arranjos possíveis de sistema de medição para unidades consumidoras com geração, encontrados na literatura.

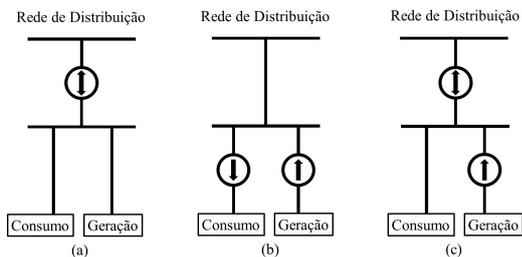


Figura 1. Tipos de medição de prossumidores: (a) líquida bidirecional; (b) bruta unidirecional; (c) bidirecional líquida com medição bruta de geração. Adaptado de Nikolaidis and Charalambous (2017).

Entre as formas de conexão e de medição de energia de unidades consumidoras (UC) formalizadas pelas normas brasileiras, a mais comumente encontrada nas instalações é a medição líquida bidirecional, ilustrada pela Figura 1(a), a qual não permite a medição dos valores brutos de consumo e produção de energia. Neste caso, o faturamento é realizado por meio do resultado líquido mensal de consumo e geração, uma vez que não é possível contabilizar a energia total que é gerada e consumida pela unidade consumidora. Além disso, a maioria dos sistemas de medição do Brasil não possui registros horários, o que representa um desafio para a desagregação de energia, tendo em vista que, neste caso, os valores horários só podem ser representados por estimativas realizadas a partir de curvas típicas. Para o caso de geração por painéis fotovoltaicos, este problema é denominado por diversos autores como “consumo de energia fotovoltaica atrás do medidor” (do inglês, *behind-the-meter PV energy consumption*) (Emmanuel and Giraldez, 2019).

A Figura 2 ilustra um exemplo de uma curva de carga e geração diárias de um prossumidor, no qual a área em azul representa o valor líquido da energia consumida, a curva em preto representa o consumo bruto da UC, a área em verde representa o valor líquido (excedente) de energia gerada e injetada na rede e a curva em vermelho exibe o comportamento da geração bruta.

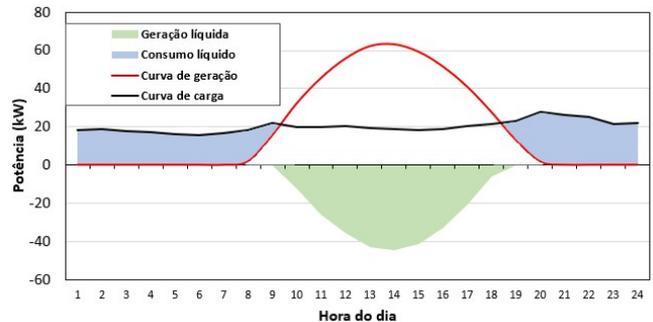


Figura 2. Curva de carga e geração de um prossumidor. Adaptado de Nikolaidis and Charalambous (2017).

Operadores de redes de distribuição precisam acessar informações detalhadas sobre o estado de operação do sistema a qualquer momento. À medida que a GD aumenta, a operação do sistema se torna um desafio, particularmente devido a falta de observabilidade em tempo real dentro da rede. Além disso, a estimativa da geração bruta permite uma melhor visibilidade da carga mascarada de um alimentador. Assim, a visualização da parcela oculta da carga, permite que o operador do sistema preveja mudanças abruptas na demanda, adotando medidas necessárias para garantir a qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica, além de auxiliar a concessionária no planejamento da expansão do sistema de distribuição (Kara et al., 2018).

Usualmente, as distribuidoras de energia elétrica acessam apenas os dados líquidos de consumo e geração do prossumidor, desconhecendo a parcela de auto-consumo. Uma consulta à bibliografia revela que se trata de um problema recorrente e de grande interesse e que vem sendo pesquisado há cerca de 2 décadas. Os autores classificam os métodos para desagregação de consumo/geração em dois grandes grupos: (i) métodos baseados em modelos e (ii) métodos baseados em dados. Os métodos baseados em modelos procuram estimar a energia produzida por painéis solares a partir da estimativa do seu desempenho através de modelos detalhados, entre os quais pode-se citar o PVWatts, desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis (National Renewable Energy). Segundo vários autores estes modelos não são completamente confiáveis e acurados, devido a incerteza sobre os dados dos equipamentos efetivamente instalados e também devido à inerente degradação da performance destes equipamentos (Kabir et al., 2021). Por outro lado, métodos baseados em dados não utilizam parâmetros de equipamentos para estimar a potência e energia gerada localmente, mas se baseiam em medições realizadas online (equipamentos de medição inteligente), controle supervisão e aquisição de dados (SCADA), dados meteorológicos e irradiação solar. Esta última classe de dados pode ainda ser subdividido em métodos (a) supervisionados e (b) não supervisionados.

O ponto comum a todos os métodos é que apenas dados líquidos de consumo/geração estão disponíveis para as empresas que operam a rede.

De acordo com Kabir et al. (2021), há quatro métodos considerados estado da arte para a desagregação de dados de consumo e geração obtidos a partir de medições locais de consumidores que possuem geração fotovoltaica. Estes métodos são descritos em Cheung et al. (2018), Sossan et al. (2018), Chen and Irwin (2017) e Kabir et al. (2019) e são aplicados com diversas finalidades, desde aplicação a estudos de fluxo de potência, controle volt-var, estimação e previsão de carga até o estabelecimento de modelos para fins de planejamento e otimização da operação.

Nesse contexto, o presente trabalho apresenta um método simplificado de desagregação de energia a partir de registros líquidos de consumo e geração de prossumidores. Propõe-se obter valores brutos horários de consumo e geração com base no histórico mensal de consumo e de energia injetada de UCs e nos dados cadastrais referentes à GD instalada. Além disso, o método proposto inclui uma geração de referência para representar o comportamento da GD instalada, utilizando dados climáticos e geográficos para que a intermitência da fonte da GD seja satisfatoriamente próxima às condições reais ocorridas no local onde a UC está instalada. Os objetivos do presente trabalho incluem classificar adequadamente cada unidade consumidora com GD instalada e também melhorar a previsão da demanda e o planejamento de redes de distribuição de energia elétrica, tendo em vista que o uso do método proposto poderá possibilitar ao operador da rede de distribuição uma melhor estimativa do comportamento da curva de carga em cenários extremos de demanda e geração, em especial em redes contendo geração distribuída.

## 2. DESAGREGAÇÃO DO CONSUMO LÍQUIDO

Nesta sessão, são apresentadas as características do método proposto, o qual é apresentado como alternativa para resolver o problema da desagregação da medição líquida.

### 2.1 Curvas de carga típicas

Como o método proposto está baseado na representação do comportamento dos consumidores por meio de curvas típicas, torna-se necessário obter estas curvas a partir dos dados de consumo disponíveis. Além disto, torna-se necessário também classificar os consumidores de acordo com padrões de consumo (classes). Para tanto, pode-se utilizar a classificação definida em normas da ANEEL.

Assim, para a obtenção das curvas de carga de cada UC os consumidores são enquadrados em classes tarifárias (ANEEL, 2010). Dentro de cada uma destas classes, os consumidores são enquadrados conforme sua faixa de consumo. As características de cada conjunto expressam os hábitos de consumo dos consumidores e definem o formato da curva de carga diária, caracterizada a partir de três dias típicos: dia útil, sábado e domingo. Nestas curvas, são estimados os valores de consumo para cada uma das 24 horas dos referidos dias típicos. Estes valores servem como referência para o planejamento e operação do sistema de distribuição, pois estimam um padrão de comportamento do sistema de acordo com dados históricos. Assim,

o formato da curva de carga que estima o consumo das UCs depende dos estudos realizados pela concessionária, os quais são tipicamente desenvolvidos através de campanhas periódicas de medições.

### 2.2 Fator de sazonalidade

Além do formato da curva de carga diária, que descreve a variação horária do consumo de cada UC, é importante representar a sua variação mensal, de modo a representar a variação da demanda ao longo do ano (van der Meer et al., 2018). Para isso, propõe-se o cálculo de um fator de sazonalidade, determinado para cada UC a partir dos valores registrados no seu histórico recente de consumo:

$$FS_m^{uc} = \frac{kWh_m^{uc}}{\overline{kWh}^{uc}}, \quad \forall m = \{1, 2, \dots, 12\}, \quad (1)$$

sendo  $FS_m^{uc}$  o fator de sazonalidade do mês  $m$  da unidade consumidora  $uc$ ,  $kWh_i^{uc}$  o consumo mensal da UC no mês  $i$ , em kWh;  $\overline{kWh}^{uc}$  representa o consumo mensal médio em kWh da UC ao longo de um ano.

### 2.3 Determinação da curva de carga bruta

Na atualidade, o sistema de medição dos consumidores de baixa tensão que possuem geração distribuída registra apenas a energia líquida fornecida e consumida durante cada intervalo de medição para tarifação. Assim, para cada mês do faturamento são registrados os valores de geração, nos momentos em que a geração supera o consumo, e os valores de consumo, nos momentos em que o consumo supera a geração.

Considerando que a distribuidora de energia elétrica possui apenas a data de instalação, potência instalada e tipo de GD no seu cadastro de consumidores, o método proposto se baseia nas seguintes premissas:

- a energia consumida mensalmente pelas UCs com GD está sujeita a variação sazonal;
- a energia mensal injetada pela GD nas UCs é compatível com a potência dos equipamentos instalados e está sujeita a variação sazonal;
- é possível estimar a produção mensal de referência de GDs de origem fotovoltaica a partir de dados de irradiação e temperatura. Por outro lado, estes valores de referência são determinados utilizando dados da região de instalação de cada GD durante o período de um ano do histórico;
- o valor de produção mensal de referência para cada mês considera que os painéis fotovoltaicos estão instalados de modo otimizado e empregam equipamentos com rendimentos elevados;
- o valor estimado de geração bruta para cada mês deve considerar um fator de eficiência único, calculado para cada UC, mas igual para todos os meses. Este procedimento visa considerar que o desempenho dos equipamentos da UC seja diferente dos valores de referência, o que pode ser consequência da posição dos painéis ou do rendimento efetivo dos equipamentos utilizados. Este fator de eficiência também relaciona a geração efetivamente realizada no mês com a produção mensal de referência.

Para estimar as curvas de carga para dia útil, sábado e domingo utilizando as curvas típicas obtidas em campanhas de medição, é necessário, inicialmente, estimar os totais de consumo e geração. Para isso, propõe-se desagregar os quantitativos brutos de consumo e de geração dos valores líquidos que são as informações disponíveis nos registros.

Primeiramente, são consideradas as UCs que possuem um histórico de um ano completo, no qual a GD esteve presente e operando normalmente. Para estas UCs, é possível estimar o valor bruto gerado através da seguinte expressão:

$$GBkWh_m^{uc} = K^{uc} P_{inst}^{uc} g_m^{ref}, \quad (2)$$

sendo  $K^{uc}$  o fator de eficiência do sistema de geração instalado na UC  $uc$  (a expectativa é que  $K^{uc}$  seja positivo e próximo à unidade) e  $P_{inst}^{uc}$  o valor da potência instalada na UC em kW;  $g_m^{ref}$  representa o valor de referência de geração determinado para o mês  $m$  de uma instalação considerada otimizada com potência nominal de 1 kW, instalada na região geográfica na qual a UC está instalada.

Utilizando o valor estimado de geração bruta em (2) é possível estimar o consumo bruto de cada mês a partir dos valores líquidos de consumo e geração registrados para o mês  $m$  do histórico usando a seguinte expressão:

$$CBkWh_m^{uc} = CLkWh_m^{uc} + GBkWh_m^{uc} - GLkWh_m^{uc}, \quad (3)$$

onde  $CLkWh_m^{uc}$  e  $GLkWh_m^{uc}$  são os valores líquidos de consumo e geração, respectivamente, registrados pelo sistema de medição de faturamento da UC no mês  $m$   $\forall m = \{1, 2, \dots, 12\}$ .

A expressão (3) permite estimar o valor do consumo mensal bruto a partir dos dados das medições dos valores líquidos mensais de consumo e geração. Contudo, é necessário obter um fator de eficiência ajustado compatível com a capacidade de geração instalada em cada UC.

O processo de desagregação do consumo líquido e estimativa do fator de eficiência consiste nas seguintes 7 etapas, realizadas de forma sequencial para cada UC:

- (1) considerando, inicialmente,  $K^{uc} = 1$ ,  $P_{inst}^{uc}$ ,  $g_m^{ref}$  e os valores líquidos registrados de consumo e geração, determinar a primeira estimativa para  $GBkWh_m^{uc}$ , utilizando (2);
- (2) com a primeira estimativa para  $GBkWh_m^{uc}$ , determinar a primeira estimativa para o  $CBkWh_m^{uc}$ , utilizando (3);
- (3) considerando a primeira estimativa para  $CBkWh_m^{uc}$ , determinar o consumo bruto médio e os fatores de sazonalidade mensais da UC, usando as seguintes expressões:

$$\widehat{CBkWh}^{uc} = \frac{\sum_{i=1}^{12} CBkWh_i^{uc}}{12}, \quad (4)$$

$$FS_m^{uc} = \frac{CBkWh_m^{uc}}{\widehat{CBkWh}^{uc}}; \quad (5)$$

- (4) a partir da estimativa para  $\widehat{CBkWh}^{uc}$  é possível classificar a UC dentro da sua faixa de consumo e obter as curvas diárias típicas de consumo com

discretização horária para os três dias típicos (dia útil, sábado e domingo). Com isto é possível obter o valor estimado de consumo para cada hora ao longo de todos os dias típicos para o intervalo de tempo analisado;

- (5) considerando o valor estimado para  $K^{uc}$ , juntamente com os valores horários estimados de produção para cada dia do ano, é possível estimar a geração bruta ocorrida em cada hora ao longo do ano;
- (6) com os valores horários brutos de consumo<sup>1</sup> e geração<sup>2</sup>, é possível calcular os respectivos valores líquidos de consumo ou geração (observar que, a cada instante, ao menos um deles sempre será nulo) para cada hora ao longo de todos os meses do ano. O somatório dos valores líquidos horários ao longo de um mês corresponde aos valores líquidos estimados de consumo e geração;
- (7) os valores líquidos estimados de consumo e geração devem ser comparados com os registros do histórico para o mesmo período da análise (geralmente um ano completo). Quando a diferença entre as estimativas e os registros forem pequenas, o processo convergiu e o valor atual de  $K^{uc}$  é adequado para esta UC. Caso contrário, o valor do  $K^{uc}$  deve ser atualizado e o processo deve retornar para a Etapa 5.

O processo iterativo de atualização de  $K^{uc}$  é realizado em duas etapas:

- A primeira etapa consiste em um método de descida que tem função de reduzir o intervalo de busca pelo fator  $K^{uc}$ , avaliando a variável com passos de um décimo de unidade. O algoritmo inicia para um valor de  $K^{uc} = 0,5$  e avalia o valor da Equação (6). Para valores de  $K^{uc}$  próximos de 0,5 o valor de  $GLkWh_m^{uc}$  tende a ser maior que  $GLkWh_m^{uc}$ , de forma que a cada iteração, com o incremento no valor de  $K^{uc}$ , o valor resultante da Equação (6) tende a ficar negativo. Quando ocorre a mudança de sinal determina-se que o intervalo de busca para a segunda etapa está entre o valor de  $K^{uc}$  da iteração anterior e o valor da iteração atual, pois o valor de  $K^{uc}$  que minimiza o módulo da diferença entre a geração líquida registrada e a geração líquida estimada, ao longo do ano, se encontra neste intervalo;

$$g(k) = \sum_{m=1}^{12} (GLkWh_m^{uc} - G\widehat{LkWh}_m^{uc}) \quad (6)$$

- A segunda etapa é composta por uma *Busca Uniforme*, onde a função objetivo é calculada para cada centésimo de unidade, escolhendo o valor de  $K^{uc}$  que minimiza o módulo da diferença anual entre geração líquida registrada e a geração líquida estimada.

<sup>1</sup> Os valores de consumo levam em conta o tipo de dia (dia útil sábado e domingo) e também o fator de sazonalidade de cada mês. Assim, para cada mês são estimados valores de consumo horário para três dias típicos definidos.

<sup>2</sup> O valor de geração se baseia na geração de referência, que é calculada para cada hora do ano, levando em conta os registros climáticos da região da instalação.

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A fim de avaliar a sua validade e acurácia, o método descrito na Seção 2.3 foi aplicado a uma amostra de prossumidores existentes na base de dados de uma distribuidora de energia localizada no sul do Brasil, a fim de obter as estimativas dos valores brutos de consumo e geração. Desta forma, os resultados a seguir descritos se referem a desagregação energética dos valores líquidos registrados utilizando o procedimento descrito.

Para determinar a classificação e a curva de carga de cada UC foi necessário calcular a diferença entre energia líquida injetada e energia bruta estimada com base na geração de referência. Essa diferença corresponde ao consumo da UC, o qual deve ser somado ao valor líquido para determinar o consumo bruto. Desta forma, o consumo médio será mais próximo ao valor real e, assim, a UC será classificada corretamente de acordo com sua faixa de consumo.

Inicialmente, foi assumido que o fator  $K^{uc}$  se situa no intervalo de 0,5 a 2, tendo em vista que esses valores se mostraram adequados para todos os casos aqui descritos. Por intermédio do processo iterativo descrito na Seção 2.3, foram determinados os fatores  $K^{uc}$  para 128 UCs. Em comparação, o cálculo do valor adequado de  $K^{uc}$  incluiu a varredura com um passo relativamente grande dentro do intervalo anteriormente descrito, visando reduzir a região a qual o valor de  $K^{uc}$  pertence. Nesta etapa, ainda foi realizada uma análise refinada na região em questão, para determinar o valor final de  $K^{uc}$ .

Como ilustrado na Figura 3, o maior número de ocorrências (cerca de 60%) foi para valores de  $K^{uc}$  entre 0,5 e 1, os quais são compatíveis com projetos de sistemas fotovoltaicos que podem efetivamente ser instalados em telhados, ou seja, com posicionamento um pouco diferente do ótimo. A segunda maior ocorrência foi para valores entre 1 e 1,5, o que indica uma produção acima do valor ótimo, o que também pode indicar algum erro no valor cadastrado de potência instalada da GD. Uma ocorrência muito baixa foi encontrada para valores acima de 1,5 ou abaixo de 0,5, o que também sugere a possível existência de dados incorretos na base de dados utilizada.

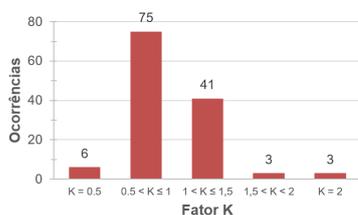


Figura 3. Ocorrências dos valores de  $K^{uc}$  para os prossumidores da base de dados.

Para encontrar o valor estimado de potência líquida, foram dispostos ao longo do ano os valores de consumo bruto sobre a curva de carga típica correspondente à classificação da UC, considerando três dias típicos: dia útil, sábado e domingo. A diferença horária entre a curva de carga e a curva da geração de referência resultou nos valores estimados de energia consumida e injetada, de acordo com os dados cadastrais de cada UC com relação à classificação e potência instalada. A Figura 4 compara valores calculados

e registrados de consumo mensal ao longo de um ano para um prossumidor residencial classificado na faixa 3 e com GD instalada de 2,5 kW.

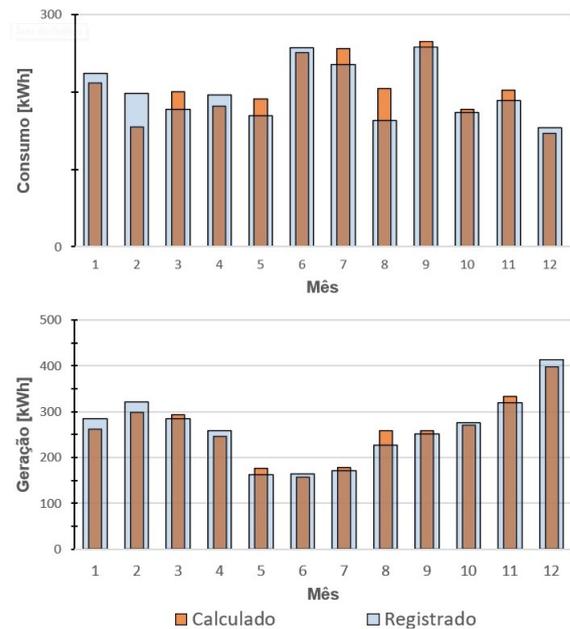


Figura 4. Comparação entre consumo líquido calculado e registrado.

Os resultados ilustrados na Figura 4 mostram que os valores mensais de consumo e geração líquida calculados apresentam baixo erro em relação aos valores medidos. Estes resultados podem ser considerados bastante satisfatórios considerando ainda que o método minimiza o erro médio absoluto apenas da energia gerada. Por outro lado, estes resultados mostram também que o método se mostra bastante promissor para solucionar de forma simples e prática o problema de desagregação de energia.

Analisando os resultados obtidos para a UC, é possível observar que o valor de consumo bruto estimado representa de forma satisfatória o que seria o consumo real da UC. Para ilustrar esta característica do método, a Figura 5 compara o valor mensal do consumo bruto estimado e do consumo líquido registrado para a UC.

Através da diferença entre consumo bruto estimado e registrado para a UC (Figura 5), pode-se obter uma estimativa do auto-consumo. Para alguns meses esse valor representa mais de 50% do valor registrado para o consumo da UC, o que indica que sistemas de distribuição com prossumidores, dependendo da quantidade de GD instalada, deve garantir abastecimento a uma carga significativamente maior que a realmente conectada ao alimentador, o que em alguns cenários extremos de geração e consumo pode causar problemas ao sistema de distribuição.

A Figura 6 ilustra o comportamento do consumo e geração brutos para uma dada UC, sendo ainda salientada a sobreposição das curvas de geração (em vermelho) e consumo (em azul) estimados, assim como a geração líquida injetada na rede de distribuição (em verde), considerando a primeira semana de janeiro de 2019. É possível observar que em cada dia, as curvas de consumo dos dias típicos (útil, sábado e domingo) são sempre iguais, mas a curva da

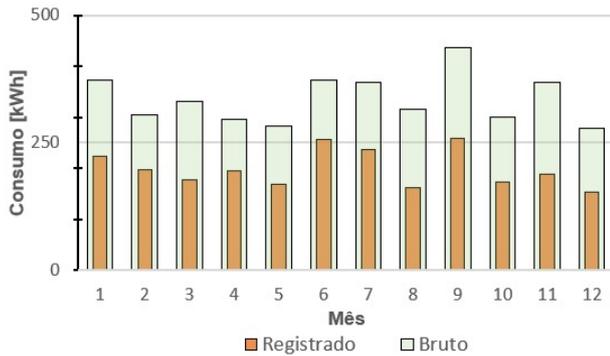


Figura 5. Comparação entre os consumos líquido registrado e bruto estimado.

geração de referência varia conforme os dados climáticos registrados para cada dia.

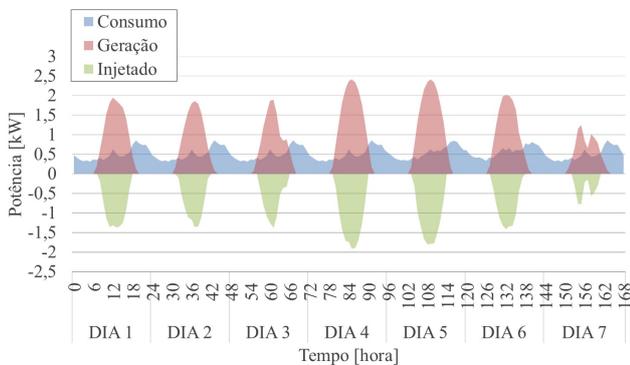


Figura 6. Curvas de carga e geração desagregadas para a primeira semana de janeiro de 2019.

#### 4. CONCLUSÃO

Neste trabalho foi proposto um método para desagregação simplificada da medição líquida mensal de prossumidores. De acordo com os resultados preliminares apresentados e discutidos, pode-se afirmar que o método apresentou uma estimativa satisfatória com relação ao consumo e à geração totais de UCs com GD. A utilização de curvas de carga de dias típicos para distribuir a energia desagregada por todas as horas de cada mês se mostrou uma aproximação bastante satisfatória da demanda horária real de prossumidores.

Vale ressaltar que a acurácia do método está diretamente relacionada com a qualidade da representação do padrão de consumo da UC, tendo em vista que uma classificação inadequada ou a utilização de curvas de carga que não representem bem o perfil de consumo da UC podem implicar resultados imprecisos para este método. Assim, fica evidente que a metodologia de reclassificação da UC por faixa de consumo, após considerarmos a geração de referência, é mais adequada do que uma classificação que considera apenas o histórico de consumo líquido presente nas faturas de energia elétrica.

#### AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D) e seus colaboradores

pelos suporte financeiro para o desenvolvimento do estudo apresentado neste artigo. O suporte financeiro se deu através do programa de P&D ANEEL, ciclo 2018. Sérgio Haffner e Luís Alberto Pereira agradecem ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio nos Processos 309220/2020-3 e 306126/2019-2, respectivamente.

#### REFERÊNCIAS

- ANEEL (2010). Resolução normativa. Technical Report n. 414, ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF.
- ANEEL (2012). Resolução normativa n. 482.
- ANEEL (2015). Resolução normativa n. 687.
- Chen, D. and Irwin, D. (2017). Sundance: Black-box behind-the-meter solar disaggregation. In *Proceedings of the Eighth International Conference on Future Energy Systems, e-Energy '17*, 45–55. Association for Computing Machinery, New York, NY, USA. doi:10.1145/3077839.3077848.
- Cheung, C.M., Zhong, W., Xiong, C., Srivastava, A., Kannan, R., and Prasanna, V.K. (2018). Behind-the-meter solar generation disaggregation using consumer mixture models. In *2018 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm)*, 1–6. doi:10.1109/SmartGridComm.2018.8587539.
- Emmanuel, M. and Giraldez, J. (2019). Net electricity clustering at different temporal resolutions using a sax-based method for integrated distribution system planning. *IEEE Access*, 7, 123689–123697.
- Kabir, F., Yu, N., Yao, W., Yang, R., and Zhang, Y. (2019). Estimation of behind-the-meter solar generation by integrating physical with statistical models. In *2019 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm)*, 1–6. doi:10.1109/SmartGridComm.2019.8909743.
- Kabir, F., Yu, N., Yao, W., Yang, R., and Zhang, Y. (2021). Joint estimation of behind-the-meter solar generation in a community. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 12(1), 682–694. doi:10.1109/TSTE.2020.3016896.
- Kara, E.C., Roberts, C.M., Tabone, M., Alvarez, L., Callaway, D.S., and Stewart, E.M. (2018). Disaggregating solar generation from feeder-level measurements. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 13, 112–121. doi:https://doi.org/10.1016/j.segan.2017.11.001. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352467717301169>.
- Li, R., Wang, W., and Xia, M. (2018). Cooperative planning of active distribution system with renewable energy sources and energy storage systems. *IEEE Access*, 6, 5916–5926.
- Nikolaïdis, A.I. and Charalambous, C.A. (2017). Hidden financial implications of the net energy metering practice in an isolated power system: Critical review and policy insights. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77, 706–717.
- Sossan, F., Nespoli, L., Medici, V., and Paolone, M. (2018). Unsupervised disaggregation of photovoltaic production from composite power flow measurements of heterogeneous prosumers. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 14(9), 3904–3913. doi:10.1109/TII.2018.2791932.
- van der Meer, D., Munkhammar, J., and Widén, J. (2018). Probabilistic forecasting of solar power, electricity consumption and net load: Investigating the effect of seasons, aggregation and penetration on prediction intervals. *Solar Energy*, 171, 397–413. doi:https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.06.103.
- Vieira, D., Shayani, R.A., and De Oliveira, M.G. (2016). Net metering in Brazil: Regulation, opportunities and challenges. *IEEE Latin America Transactions*, 14(8), 3687–3694.
- Zafar, R., Mahmood, A., Razzaq, S., Ali, W., Naem, U., and Shehzad, K. (2018). Prosumer based energy management and sharing in smart grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 1675–1684.