

Analysis of Integrated Solutions for Distributed Generation, Energy Storage and Electric Vehicles in the Context of the White Tariff

Análise de Soluções Integradas de Geração Distribuída, Armazenamento de Energia e Veículos Elétricos no Contexto da Tarifa Branca

Article Info:

Article history: Received 2024-05-05 / Accepted 2024-06-20 / Available online 2024-06-28

doi: 10.18540/jcecv110iss5pp18717



Aline Rodrigues

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2138-9823>

Universidade Federal de Santa Catarina, Brasil

E-mail: aline.rodrigues.a@outlook.com

Giuliano Arns Rampinelli

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6034-046X>

Universidade Federal de Santa Catarina, Brasil

E-mail: giuliano.rampinelli@ufsc.br

Leonardo Elizeire Bremermann

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3836-2413>

Universidade Federal de Santa Catarina, Brasil

E-mail: leonardo.bremermann@ufsc.br

Resumo

A mitigação das emissões de gases de efeito estufa e de poluentes ambientais é essencial para a conservação e preservação do meio ambiente. Isso requer uma redução urgente na dependência de recursos fósseis em energia e transporte. Nesse contexto, visando o desenvolvimento sustentável, este artigo propõe a integração de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída, armazenamento de energia e veículos elétricos como uma alternativa para reduzir a demanda na rede elétrica durante os horários de pico. O estudo almeja simular e analisar as variações de consumo e faturamento de energia elétrica de cinco classes de consumidores atendidos em tensão monofásica, considerando tanto a tarifa branca quanto a convencional. Dois cenários foram considerados: o primeiro consiste na classe de consumidores apenas conectada à rede elétrica, com sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR), e com SFCR com bateria integrada ao inversor com capacidade de 2, 4 e 10 kWh. O segundo cenário contempla o veículo elétrico como carga para o sistema, mas também como mecanismo de armazenamento e gerador de energia nos horários de ponta, como proposto na tecnologia veículo para a rede. Os resultados apresentaram o menor valor de fatura das classes de consumidores 1, 2, 3 e 4 com SFCR e bateria de 10 kWh no âmbito da tarifa branca no primeiro cenário. No segundo cenário, a tarifa branca foi viável para todas as configurações propostas. Isso ressalta a viabilidade da tarifa branca quando ocorre uma redução significativa do consumo noturno, nos horários de ponta e intermediários, em conformidade com as tarifas mais elevadas aplicadas nessa modalidade.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica. Armazenamento de Energia. Veículos Elétricos. Tarifa Branca.

Abstract

Mitigating greenhouse gas emissions and environmental pollutants is essential for environmental conservation and preservation. This requires an urgent reduction in reliance on fossil fuels in energy and transportation. In this context, aiming for sustainable development, this article proposes the

integration of photovoltaic distributed generation systems, energy storage, and electric vehicles as an alternative to reduce demand on the electrical grid during peak hours. The study aims to simulate and analyze variations in electricity consumption and billing for five classes of consumers served with single-phase voltage, considering both the white and conventional tariffs. Two scenarios were considered: the first consists of consumers solely connected to the electrical grid, with a grid-connected photovoltaic system (GCPS), and with GCPS with a battery integrated into the inverter with capacities of 2, 4, and 10 kWh. The second scenario includes the electric vehicle as a load for the system but also as a mechanism for energy storage and generation during peak hours, as proposed in vehicle-to-grid (V2G) technology. The results showed the lowest billing value for consumers in classes 1, 2, 3, and 4 with GCPS and a 10 kWh battery under white tariff in the first scenario. In the second scenario, the white tariff was viable for all proposed configurations. This highlights the feasibility of white tariff when there is a significant reduction in nighttime consumption, during peak and off-peak hours, in accordance with the higher rates applied in this mode.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy. Energy Storage. Electric Vehicles. White Tariff.

1. Introdução

A implementação de recursos energéticos distribuídos (RED), como geração distribuída, armazenamento de energia elétrica e resposta à demanda, tem o potencial de causar mudanças substanciais na produção e consumo de energia (Sweco, 2015). Esta evolução tecnológica desempenha um papel fundamental na promoção da eficiência energética, resultando em melhorias significativas na qualidade de vida. Além disso, os REDs têm o potencial de contribuir significativamente para a mitigação dos impactos adversos do aquecimento global e do efeito estufa, promovendo assim a recuperação ambiental.

Com sua integração às unidades residenciais, a tecnologia fotovoltaica, uma modalidade de geração distribuída, contribui para a redução do consumo de energia da rede elétrica, especialmente durante o dia, quando os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFGRs) estão ativamente gerando energia elétrica. Os inversores com bateria integrada, componentes dos SFGRs, não só convertem corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), mas também armazenam e descarregam energia em momentos específicos.

Os programas de resposta da demanda podem motivar os consumidores a ajustar seus padrões de consumo. Um exemplo é a tarifa branca, implementada no Brasil, que varia os valores da tarifa conforme as diferentes horas do dia, incluindo períodos de pico, intermediários e fora de pico, ao contrário da tarifa convencional, que mantém um valor fixo (Aneel, 2022). Além disso, a tecnologia *vehicle-to-grid* (V2G), ou veículo para a rede, é outra alternativa que pode influenciar os picos de consumo. O V2G permite o fluxo bidirecional de energia elétrica entre um veículo elétrico e a rede elétrica, possibilitando que a bateria seja carregada pela rede elétrica e que a energia armazenada na bateria seja disponibilizada de volta para a rede (Briones *et al.*, 2012).

Nesse contexto, este estudo tem como objetivo simular e analisar o consumo e o faturamento de energia elétrica de cinco classes de consumidores residenciais, que operam em tensão monofásica, considerando as tarifas branca e convencional em dois cenários distintos. O primeiro cenário abrange configurações com e sem sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFGRs), incluindo baterias integradas ao inversor com capacidades de 2, 4 e 10 kWh no SFGR. Enquanto, o segundo cenário introduz a inclusão de veículos elétricos nas configurações anteriores, usando a tecnologia V2G, em que a bateria do veículo atua tanto como carga quanto como fonte de descarga de energia na rede.

2. Metodologia

Silva (2019) categorizou cinco classes de consumo, com base em uma rede de distribuição real de baixa tensão com 45 unidades consumidoras (UCs) da classe residencial e alimentadas por três unidades transformadoras. As categorias atribuídas às UCs foram definidas da seguinte maneira:

- Classe 1: até 370 kWh/mês;

- Classe 2: de 371 a 600 kWh/mês;
- Classe 3: de 601 a 825 kWh/mês;
- Classe 4: de 826 a 1050 kWh/mês; e
- Classe 5: Acima de 1051 kWh/mês.

A pesquisa de Silva (2019) também forneceu dados referentes às médias e desvios padrão das curvas de carga ao longo de um período de 24 horas. A Figura 1 exibe as curvas de carga da classe 1 para um dia útil e final de semana.

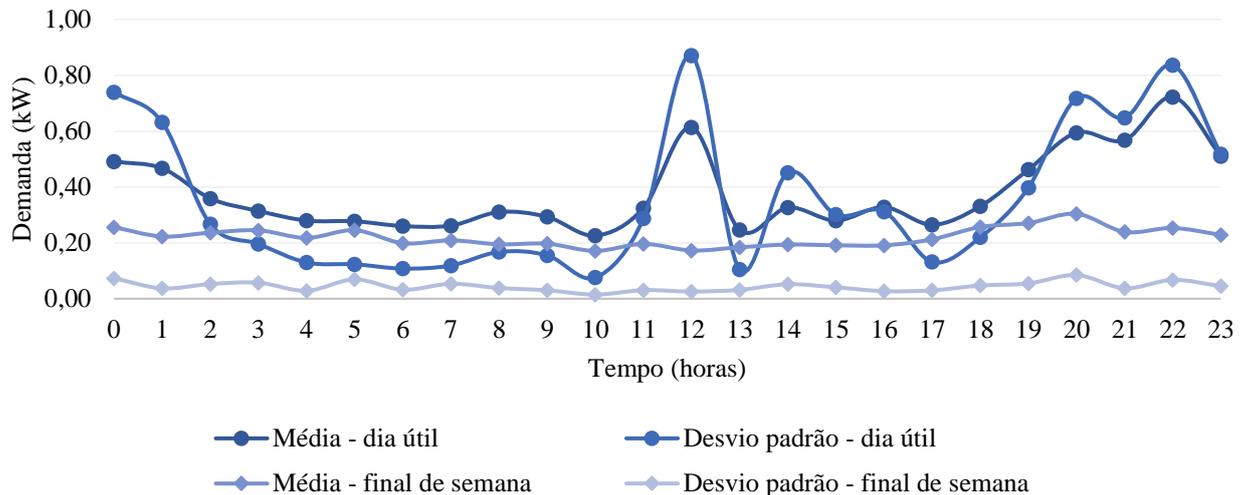


Figura 1 - Curvas de carga da classe 1 (Adaptado de Silva, 2019).

Para os consumidores da classe 1 durante um dia útil, foi identificado que 27% do consumo estava concentrado nos horários de ponta e intermediários, enquanto os restantes 73% do consumo ocorriam no horário fora de ponta. A Figura 2 ilustra as curvas de carga da classe 2.

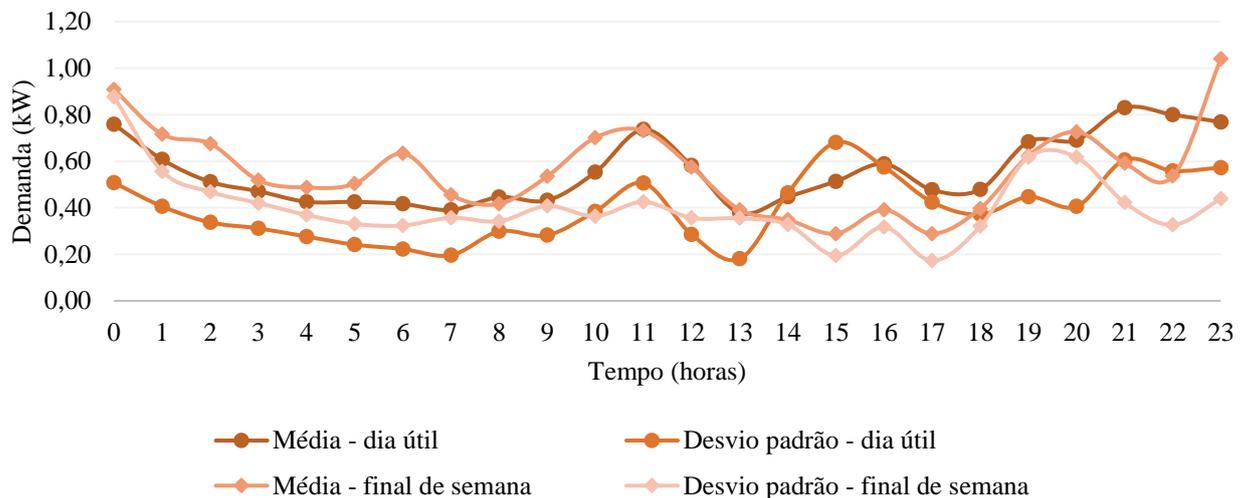


Figura 2 - Curvas de carga da classe 2 (Adaptado de Silva, 2019).

Na classe 2, durante o período do horário fora de ponta, aproximadamente 75% do consumo estava acumulado, enquanto 25% estavam distribuídos entre os horários de ponta e intermediários durante um dia útil. As curvas de carga da classe 3 são indicadas na Figura 3 para final de semana e dia útil.

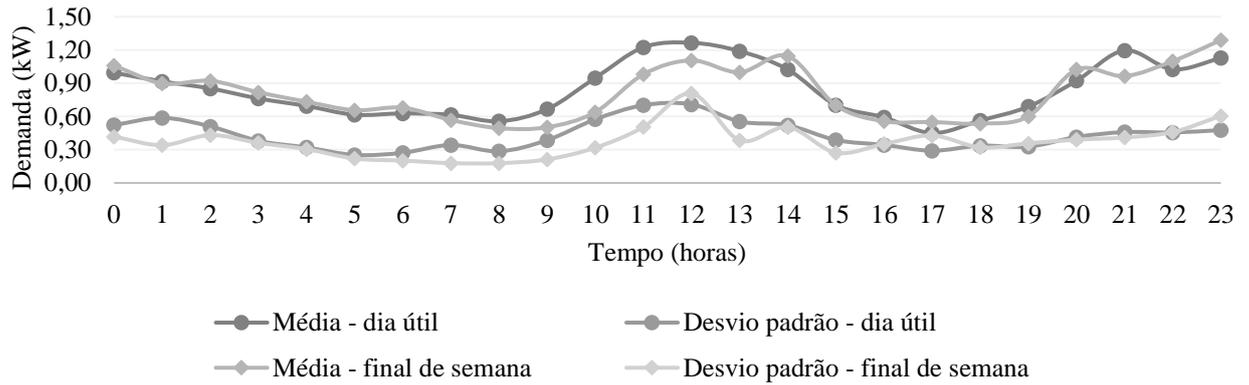


Figura 3 - Curvas de carga da classe 3 (Adaptado de Silva, 2019).

Para os consumidores da classe 3 em dias úteis, cerca de 80% do consumo estava concentrado nos horários fora de ponta, enquanto os horários de ponta e intermediários abrangiam 20% do consumo. A Figura 4 mostra as curvas de carga da classe 4.

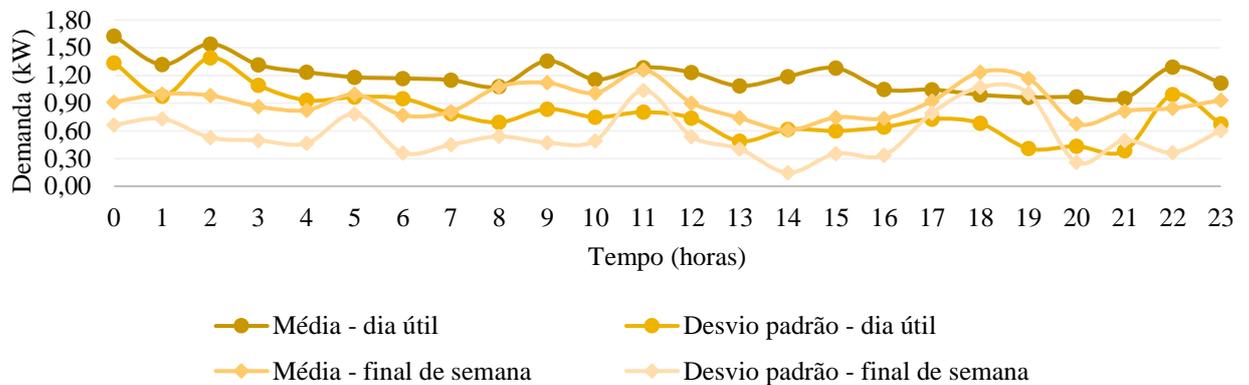


Figura 4 - Curvas de carga da classe 4 (Adaptado de Silva, 2019).

Em dias úteis, a classe 4 apresentava aproximadamente 82% do consumo no horário fora de ponta, conforme ilustrado na Figura 4. De maneira similar, para a classe 5, cerca de 70% do consumo ocorria no horário fora de ponta e 30% nos horários de ponta e intermediário. A Figura 5 indica as curvas de carga da classe 5.

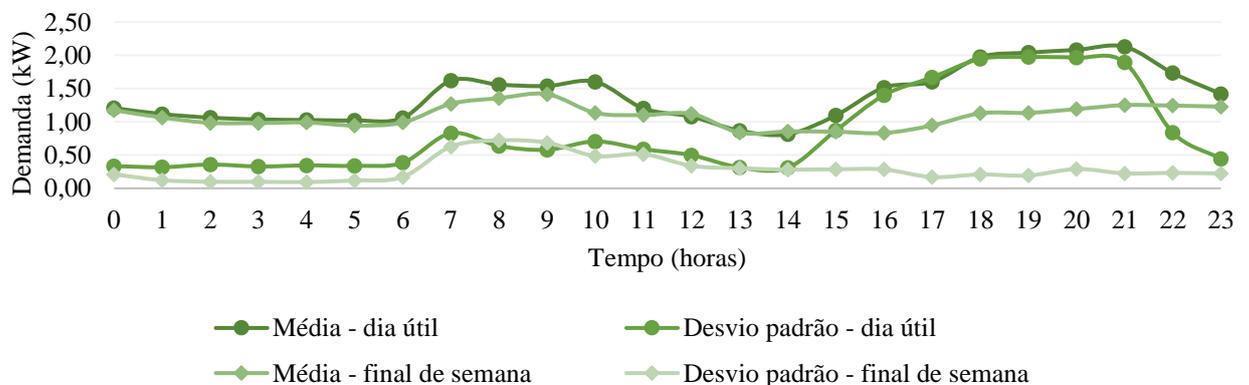


Figura 5 - Curvas de carga da classe 5 (Adaptado de Silva, 2019).

2.1 Estratégia de carregamento do veículo elétrico

Para o segundo cenário, o veículo elétrico (VE) selecionado para as análises foi o Audi e-tron, um veículo totalmente elétrico com uma bateria de 95 kWh de capacidade (Audi Ag, 2019). Além

disso, foi escolhido um carregador de 2,2 kW para realizar as análises. Para ilustrar, em uma hora de recarga, o carregador fornece 2,2 kWh, permitindo que o VE percorra uma distância de 10 km.

Nesse cenário, optou-se pela estratégia de carregamento veículo para a rede (*vehicle-to-grid charging strategy*), que se baseia na combinação de carregamento da bateria e injeção de energia na rede elétrica por meio de um conversor bidirecional (Bremermann, 2014). A recarga ocorre das 00:00 às 08:00 horas, enquanto a descarga da bateria acontece entre as 18:00 e 23:00 horas. Considerando que o VE percorre 35 km diariamente, o que inclui 17,5 km para ida e volta ao destino, o consumo total para ida e volta é de 3,85 kWh, totalizando 7,7 kWh por dia. Como resultado, o VE recebe uma recarga total de 17,6 kWh e descarrega um total de 9,9 kWh, após o proprietário utilizar o VE.

2.2 Dimensionamento e Simulação do Sistema Fotovoltaico

Para dimensionar o sistema fotovoltaico, os seguintes procedimentos foram adotados, levando em consideração os dados de irradiação solar anual (H) da cidade de Florianópolis - SC, com uma inclinação de 20° e um desvio azimutal de 0° , o equivalente a $1785,46 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{ano}$ (Radiasol, 2021). As horas de sol pleno (HSP), que representam as horas em que a irradiação solar é constante a 1 kW/m^2 , foram calculadas usando a Equação 1 (Pinho & Galdino, 2014):

$$HSP = \frac{H}{G} \quad (1)$$

Onde a irradiação padrão (G) é igual a 1 kW/m^2 . A potência de pico (P_{FV}), usada para determinar a potência base para o sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR), é encontrada pela Equação 2.

$$P_{FV} = \frac{Et - (12 \times D)}{HSP \times TD} \quad (2)$$

Onde Et refere-se ao consumo anual dos consumidores das classes em kWh, D a disponibilidade mensal garantida de 30 kWh para sistemas com ligação monofásica, e TD a taxa de desempenho. A taxa de desempenho (TD) considerada foi de 80 %, um valor apropriado para sistemas residenciais fotovoltaicos, bem ventilados e não sombreados nas condições de radiação solar encontradas no Brasil (Pinho & Galdino, 2014).

As simulações foram realizadas com o *software System Advisor Model* (SAM), onde a cidade de Florianópolis - SC foi selecionada, com um ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico de 20° e um azimute de 0° . O módulo escolhido foi o CS6X-335M-FG da fabricante Canadian Solar, com uma potência nominal de pico de 335,29 Wp. Os inversores selecionados para cada classe são apresentados na Tabela 1 (System Advisor Model, 2017).

Tabela 1 – Características dos inversores para cada classe.

Classe	Inversores				
	1	2	3	4	5
Fabricante	SMA America	SMA Solar Technology	SMA America	SMA America	SMA America
Modelo	SWR1800U	SB3.0-1SP-US-40	SB5000TL-US-22	SB7.0-1SP-US-40	SB7.7-1SP-US-40
Máxima potência de entrada / W	1.983,19	3.135,79	4.747,13	7.205,99	8.056,32
Máxima potência de saída / W	1.800	3.040	4.580	6.920	7.760

O SAM permitiu a inclusão de bateria integrada ao inversor com capacidades de 2, 4 e 10 kWh, usando baterias de íon de lítio do tipo NMC (óxido de níquel, manganês e cobalto). A configuração da bateria incluiu o controle de carregamento e descarregamento, com carregamento exclusivamente pela energia gerada pelo sistema fotovoltaico e descarregamento nos horários intermediários 1 e 2, além do horário de ponta. A bateria não foi configurada para os fins de semana, devido o valor da tarifa no horário fora de ponta ser constante. A Figura 6 apresenta o despacho de armazenamento para o dia útil.

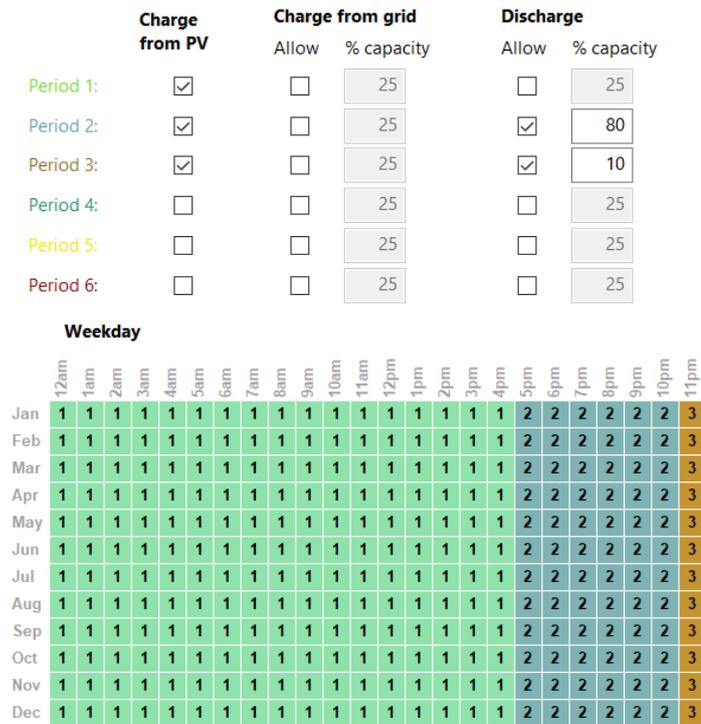


Figura 6 - Despacho de armazenamento do dia útil (System Advisor Model, 2017).

O SAM disponibiliza informações sobre o fornecimento de energia da rede, a energia elétrica injetada na rede, o consumo instantâneo pelo sistema fotovoltaico e a energia destinada ou proveniente da bateria. A energia em quilowatt-hora (kWh) foi multiplicada pelas tarifas em reais por kWh para as 8760 horas do ano, o que equivale a um ano completo.

2.3 Tarifas de energia elétrica

Conforme a Resolução Homologatória nº 3.244, datada de 15 de agosto de 2023, o valor da tarifa convencional (TC) para o grupo B, classe residencial, ficou estabelecido em R\$ 0,59296/kWh. Já a tarifa branca (TB) foi segmentada em diferentes valores: R\$ 1,03166/kWh no horário de ponta, R\$ 0,68511/kWh no horário intermediário e R\$ 0,50101/kWh no horário fora de ponta. Estas tarifas se aplicam às unidades consumidoras atendidas pelas Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC) (Centrais Elétricas de Santa Catarina, 2023).

É importante destacar que os cálculos efetuados para as tarifas branca e convencional não incluíram tributos e bandeiras tarifárias. Além disso, nos finais de semana, o período considerado foi o horário fora de ponta. Nos dias úteis, o horário intermediário 1 da tarifa branca compreendeu das 17:30 às 18:30 horas, o horário de ponta das 18:30 às 21:30 horas e o horário intermediário 2 das 21:30 às 22:30 horas, enquanto os demais horários foram classificados como fora de ponta (Aneel, 2024).

3. Resultados

Nesta seção são retratados e discutidos os resultados relacionados ao faturamento, os seguintes termos são definidos:

- energia elétrica da rede (ER): média mensal da energia consumida da rede elétrica e fornecida pela distribuidora;
- energia injetada na rede pelos SFCR (EISFCR): média mensal de energia gerada pelos SFCR e que não foi consumida instantaneamente pela unidade prosumidora, sendo injetada na rede elétrica;
- energia injetada na rede pelo veículo elétrico (EIVE): média mensal de energia descarregada pelo veículo elétrico injetada na rede elétrica.
- energia injetada (EI): média mensal do somatório da EISFCR e EIVE.
- energia consumida instantaneamente dos SFCR (ESFCR): média mensal de energia elétrica gerada pelos SFCR e consumida instantaneamente;
- créditos de energia (CRE): média mensal do excedente de energia, dado pela diferença entre a energia elétrica injetada na rede e a energia elétrica da rede, quando a quantidade de energia injetada na rede é superior a energia consumida da rede.
- fatura de energia elétrica: valor final pago pelo fornecimento de energia elétrica, em um período determinado.

A Tabela 2 apresenta o consumo da classe 1, 2, 3, 4 e 5.

Tabela 2 – Consumo dos consumidores de acordo com as classes.

Classe	1	2	3	4	5
Média Mensal / kWh	244,02	408,39	608,94	812,26	952,41
Total Anual - Et / kWh	2.928,22	4.900,728	7.307,241	9.747,122	11.428,89

As potências dos sistemas fotovoltaicos dos consumidores das classes 1, 2, 3, 4 e 5 foram determinadas utilizando a Equação 2, visto na Tabela 3.

Tabela 3 – Potência calculada dos sistemas fotovoltaicos.

Classe	1	2	3	4	5
Potência / kW	1,80	3,18	4,86	6,57	7,75

Com base na potência calculada para cada classe, foi viável introduzir os dados do sistema fotovoltaico no *software* SAM. A Tabela 4 fornece informações sobre a quantidade e potência dos módulos fotovoltaicos, strings, quantidade e potência de saída dos inversores.

Tabela 4 – Parâmetros do sistema fotovoltaico para cada classe.

Classe	1	2	3	4	5
Quantidade de módulos por string	6	10	5	10	8
Potência de módulos / kWp	1,98	3,30	4,95	6,61	7,93
Strings	1	1	3	2	3
Quantidade de inversores	1	1	1	1	1
Potência de saída de inversores / kW	1,80	3,04	4,58	6,92	7,76
Fator de dimensionamento do inversor (FDI)	0,91	0,92	0,92	1,05	0,98

O fator de dimensionamento do inversor foi determinado pela relação entre a potência de saída dos inversores e a potência dos módulos. Considerou-se a disponibilidade mensal garantida de 30 kWh, equivalente a R\$ 17,79. Os valores de fatura para as classes de consumidores conectadas apenas à rede elétrica são ilustrados na Figura 7.

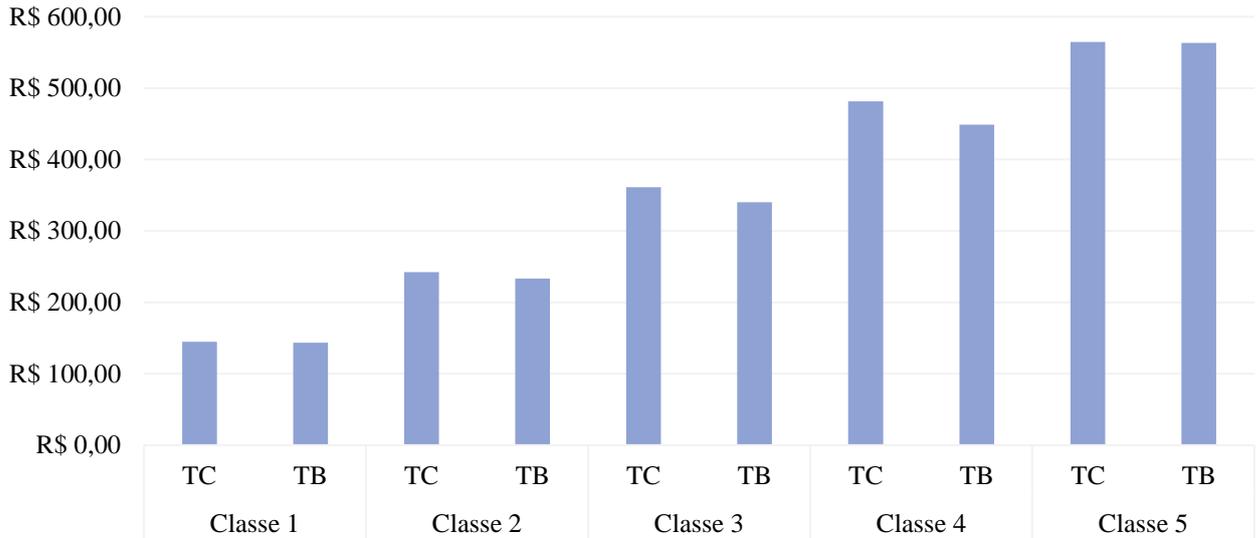
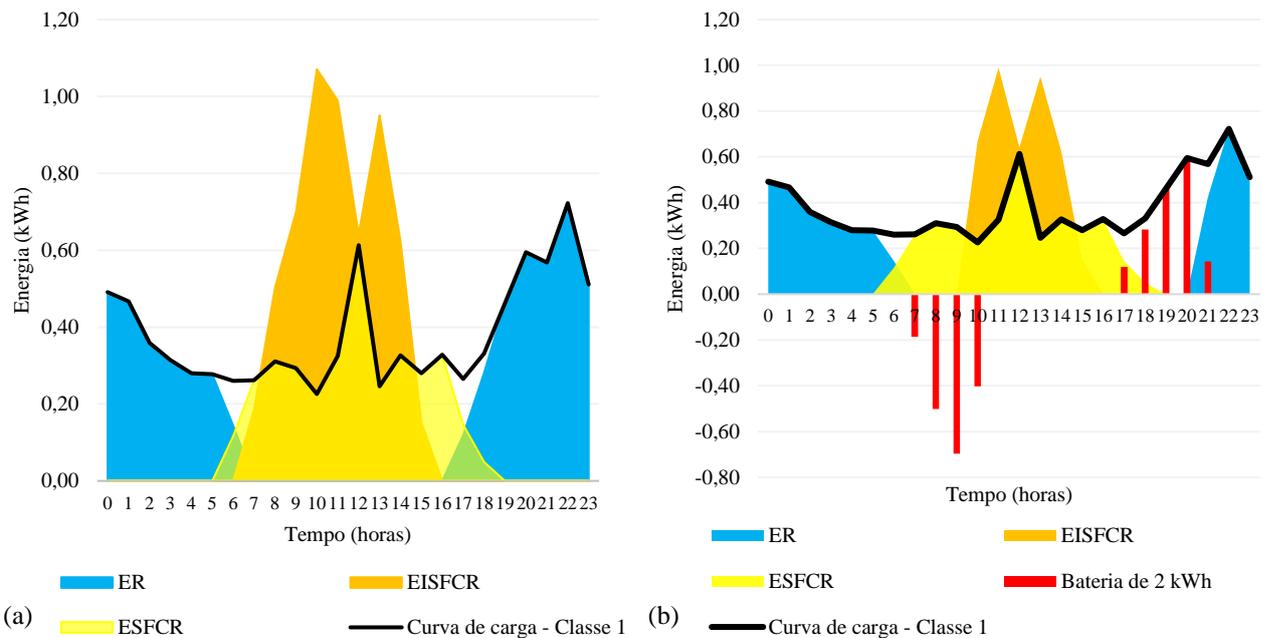


Figura 7 - Valor da fatura de energia elétrica.

A melhor opção de fatura de energia elétrica é com a tarifa branca, independente da classe de consumidores, conforme foi apresentado na Figura 7. Isso se justifica pela análise das curvas de carga das respectivas classes, evidenciando que a maior parcela do consumo ocorre durante os períodos fora de ponta, nos quais os valores da tarifa branca são menores.

3.1 Primeiro cenário

A Figura 8 (a) apresenta a curva de carga de um dia útil ensolarado para a classe de consumidores 1 com sistema fotovoltaico conectado à rede. A geração de energia solar fotovoltaica ocorre das 06:00 às 18:00 horas, com injeção de energia na rede entre as 07:00 e 16:00 horas. Por outro lado, as Figuras 8 (b), (c) e (d) mostram as curvas de carga de um dia útil com geração solar fotovoltaica e a integração de baterias nos inversores de 2 kWh, 4 kWh e 10 kWh, respectivamente.



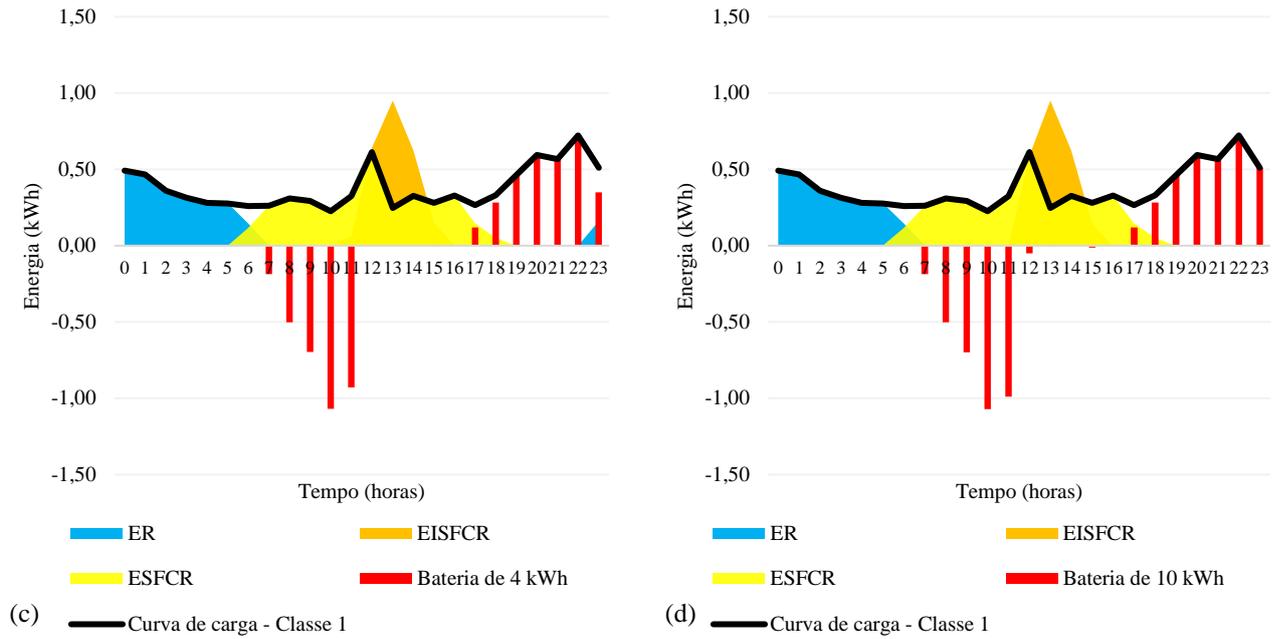


Figura 8 - Curva de carga com geração solar fotovoltaica do primeiro cenário com (a) SFCR; (b) SFCR e bateria de 2 kWh; (c) SFCR e bateria de 4 kWh; e (d) SFCR e bateria de 10 kWh.

Observa-se que, à medida que a capacidade da bateria aumenta, a quantidade de energia injetada na rede diminui, pois a bateria é carregada exclusivamente com a energia gerada pelo SFCR, armazenando-a na bateria em vez de injetá-la na rede. Além disso, a bateria de 10 kWh libera a maior quantidade de energia nos horários intermediários e de ponta, eliminando a necessidade de consumir energia elétrica da rede durante esses períodos. A Figura 9 indica os valores do faturamento médio mensal correspondente à energia elétrica da rede (ER) no âmbito da tarifa convencional (TC) e tarifa branca (TB).

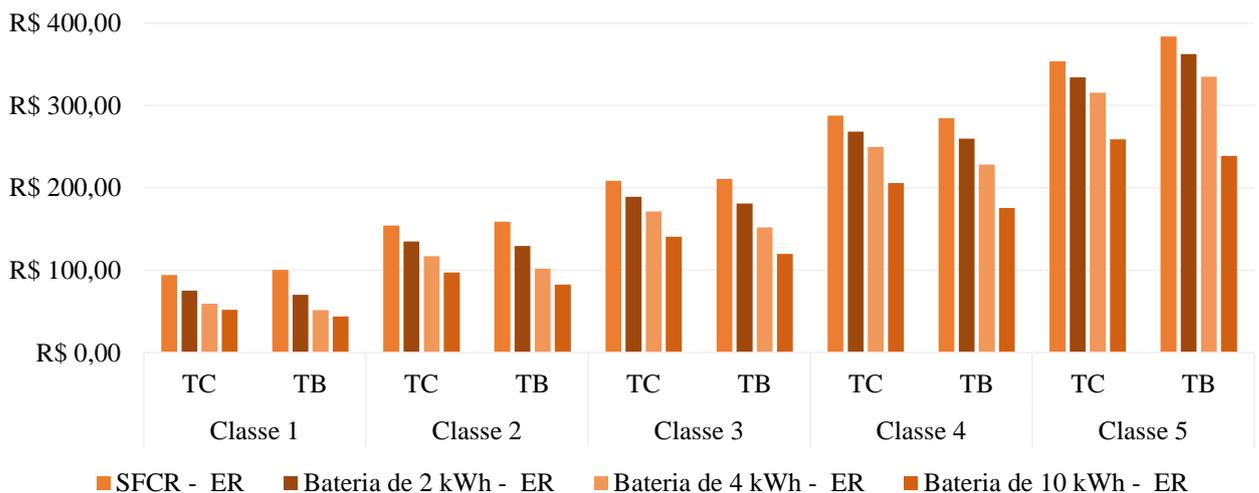


Figura 9 - Faturamento médio mensal correspondente à energia elétrica da rede (ER) do primeiro cenário.

O valor da ER diminui com o aumento da capacidade da bateria, devido a energia gerada pelo SFCR ser armazenada na bateria para ser utilizada nos horários intermediário e ponta, reduzindo o consumo de ER. Além disso, para a configuração com a implementação apenas de SFCR, os resultados apresentaram que para todas as classes de consumidores os valores de ER são menores

com a tarifa convencional, com exceção dos consumidores da classe 4. Entretanto, com a implementação do SFCR com a bateria de 2 e 4 kWh, para todos os consumidores os valores de ER foram menores com a tarifa branca, com exceção dos consumidores da classe 5. Para as classes de consumidores com bateria de 10 kWh, todos os valores de ER foram menores com a tarifa branca. A Figura 10 apresenta os valores do faturamento médio mensal correspondente à energia injetada do SFCR (EISFCR).

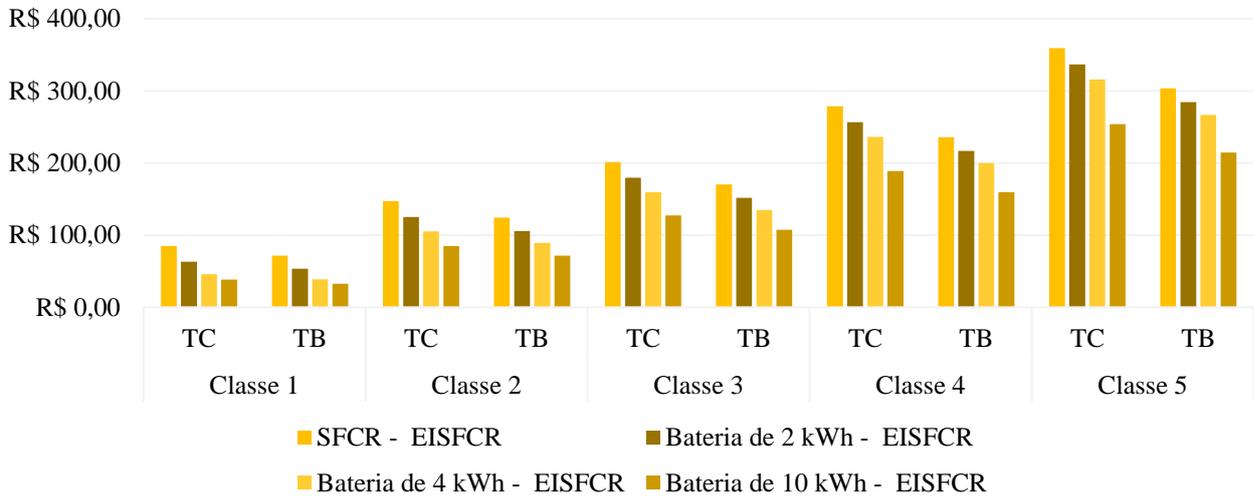


Figura 10 - Faturamento médio mensal correspondente à energia injetada do SFCR do primeiro cenário.

Os valores da EISFCR diminuem com o aumento da capacidade da bateria, isso ocorre porque com a introdução da bateria, parte da energia que seria injetada é armazenada na bateria. Os valores do faturamento médio mensal correspondente à EISFCR são maiores com tarifa convencional, para todas as configurações. A Figura 11 indica os valores do faturamento médio mensal correspondente aos créditos de energia (CRE), que podem ser compensados nos meses subsequentes a sua produção.

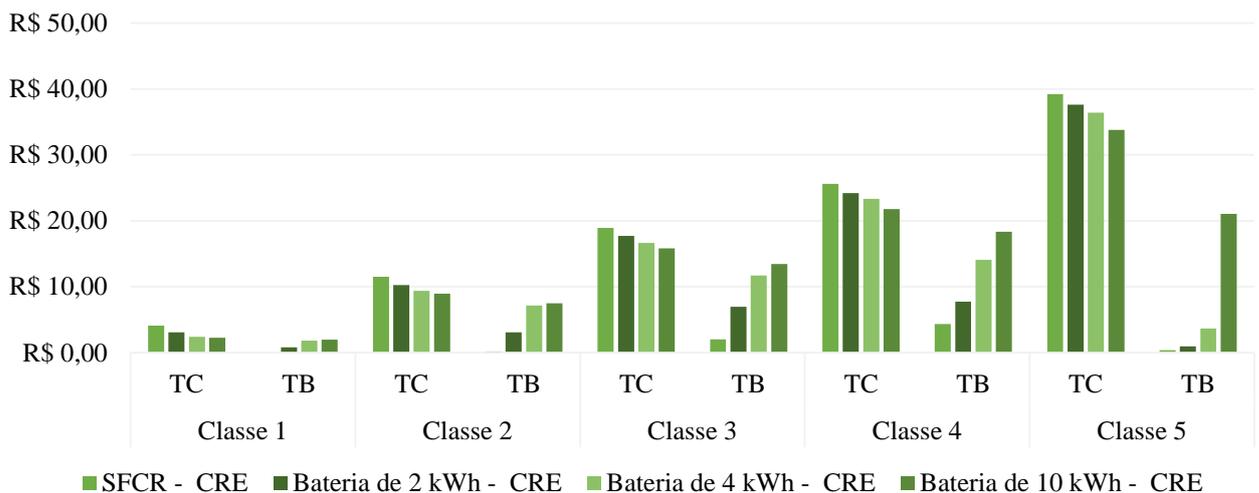


Figura 11 - Faturamento médio mensal correspondente aos créditos de energia do primeiro cenário.

A quantidade de créditos de energia é maior com a tarifa convencional. Os créditos de energia possuem validade 60 meses, podendo ser utilizado nos meses consecutivos. Finalmente, o valor médio mensal da fatura de energia elétrica pode ser encontrado, como exhibe a Figura 12.

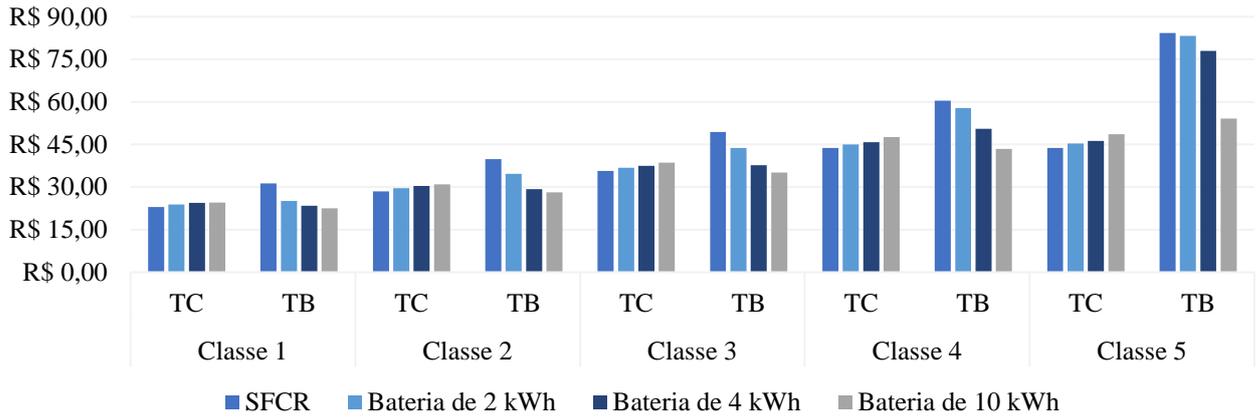
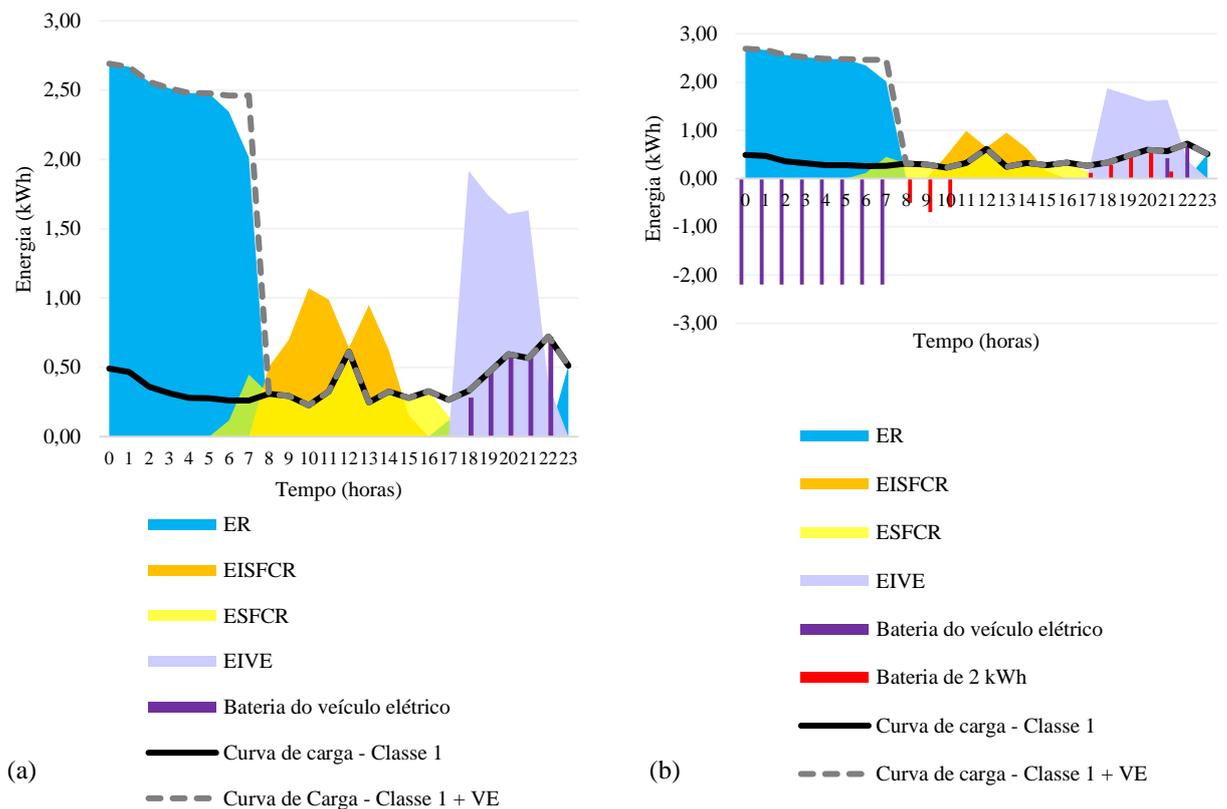


Figura 12 - Valor médio mensal da fatura de energia elétrica do primeiro cenário.

Para as configurações com apenas o SFCR e o SFCR com bateria de 2 kWh, a melhor escolha é a tarifa convencional. Enquanto, na configuração com SFCR e bateria de 4 kWh, a tarifa branca foi viável para as classes de consumidores 1 e 2. Na configuração com SFCR e bateria de 10 kWh, a tarifa branca foi viável para todos os consumidores, exceto para a classe de consumidores 5.

3.2 Segundo cenário

Nesse cenário, o veículo elétrico funciona como a tecnologia V2G, armazenando e liberando energia da sua bateria no sistema. Durante a madrugada, a bateria é carregada com energia da rede elétrica ao longo de 8 horas, e a descarga ocorre durante a noite. Dessa forma, uma parte da energia da rede elétrica é armazenada na bateria, enquanto a outra porção é consumida pelas unidades consumidoras. Durante a noite, a energia liberada pela bateria do veículo pode ser utilizada pelos consumidores e também injetada de volta na rede elétrica. A Figura 13 apresenta a curva de carga com geração de energia solar fotovoltaica e a tecnologia V2G em um dia útil ensolarado para a classe 1.



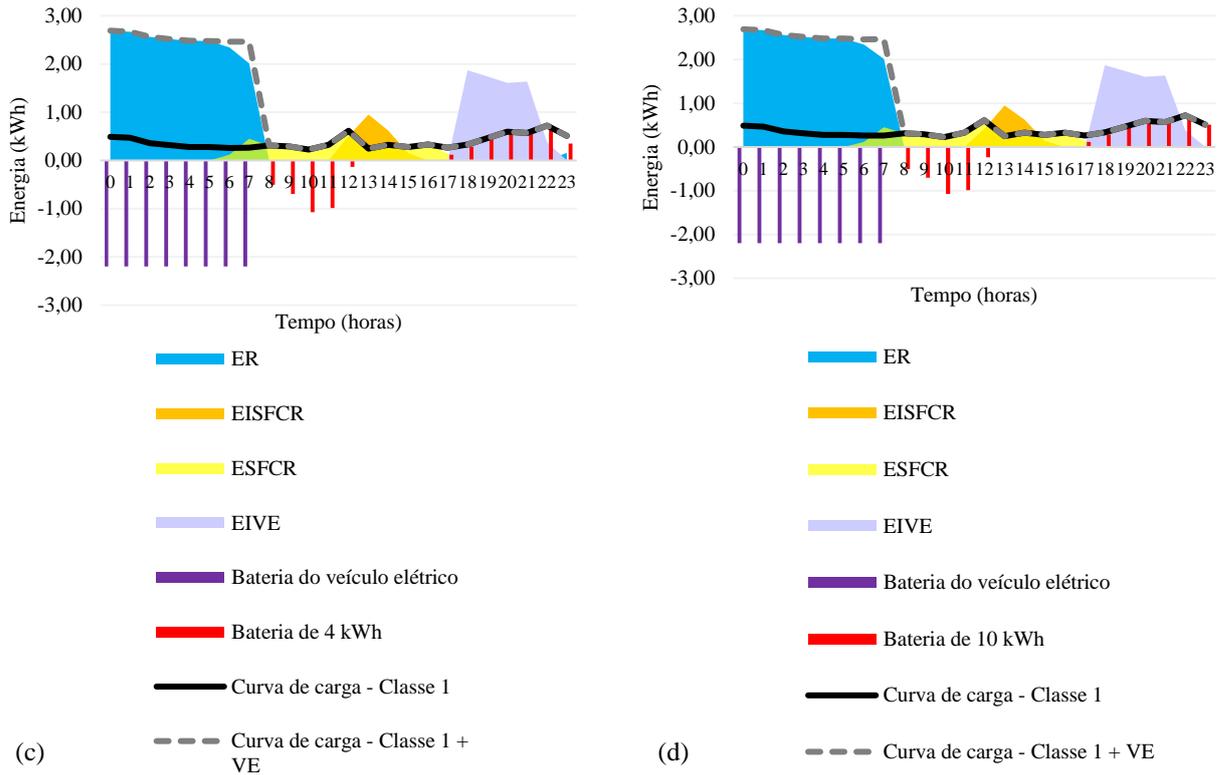


Figura 13 - Curva de carga com geração solar fotovoltaica e a tecnologia V2G com (a) SFCR; (b) SFCR e bateria de 2 kWh; (c) SFCR e bateria de 4 kWh; e (d) SFCR e bateria de 10 kWh.

Portanto, foi determinado que a prioridade de consumo fosse atribuída à energia armazenada na bateria do inversor, seguida pela bateria do veículo elétrico. Consequentemente, as baterias integradas nos inversores conseguiram satisfazer uma parte significativa da demanda durante os períodos intermediários e de ponta. Isso resultou na maior parte da energia armazenada na bateria do veículo elétrico sendo injetada na rede elétrica. A Figura 14 mostra o faturamento médio mensal correspondente à energia elétrica da rede.

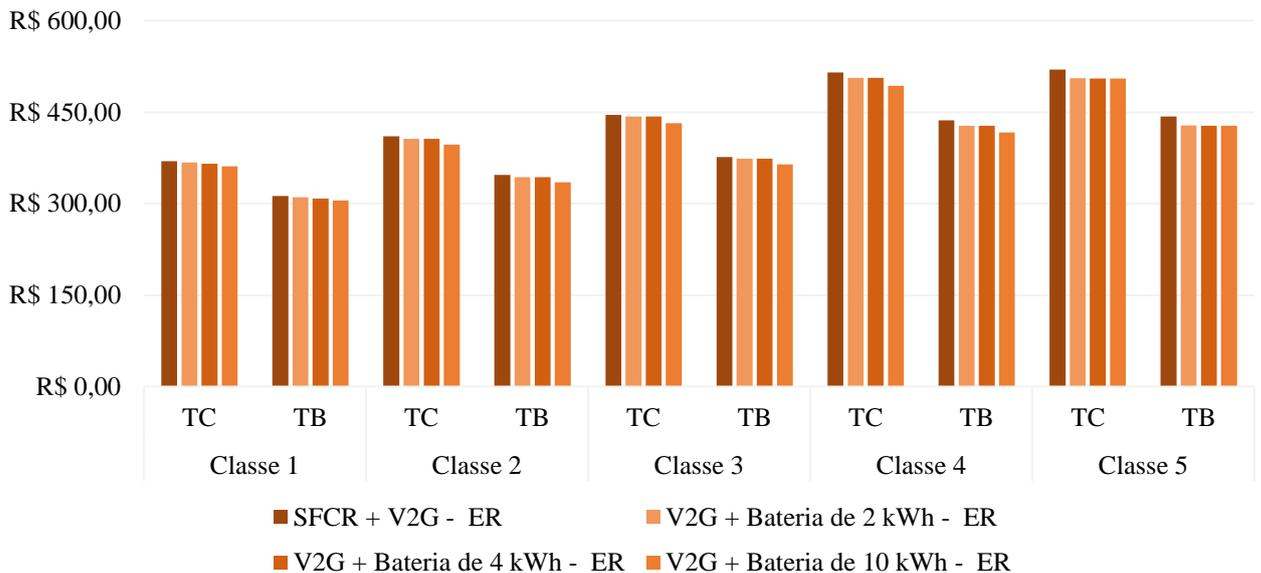


Figura 14 - Faturamento médio mensal correspondente à energia elétrica da rede do segundo cenário.

O faturamento médio mensal correspondente à energia elétrica da rede é menor para todas as configurações com a tarifa branca. A Figura 15 apresenta o faturamento médio mensal correspondente à energia injetada na rede.

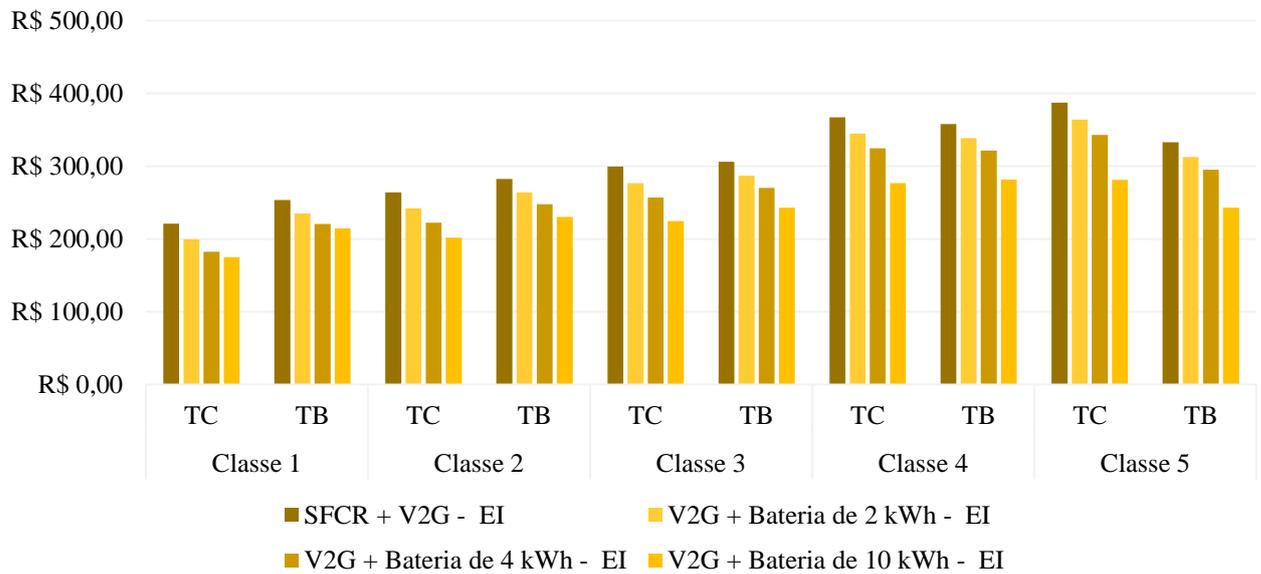


Figura 15 - Faturamento médio mensal correspondente à energia injetada do segundo cenário.

Para todos os consumidores com exceção dos consumidores das classes 4 e 5, o faturamento médio mensal correspondente à energia injetada é maior com a tarifa branca. Entretanto, na configuração V2G + Bateria de 10 kWh, os valores de EI foram maiores com a tarifa convencional, para os consumidores da classe 4. Além disso, nesse cenário não foram gerados créditos de energia. Todavia, com os valores de energia da rede e energia injetada, a fatura de energia elétrica pode ser obtida, como indica a Figura 16.

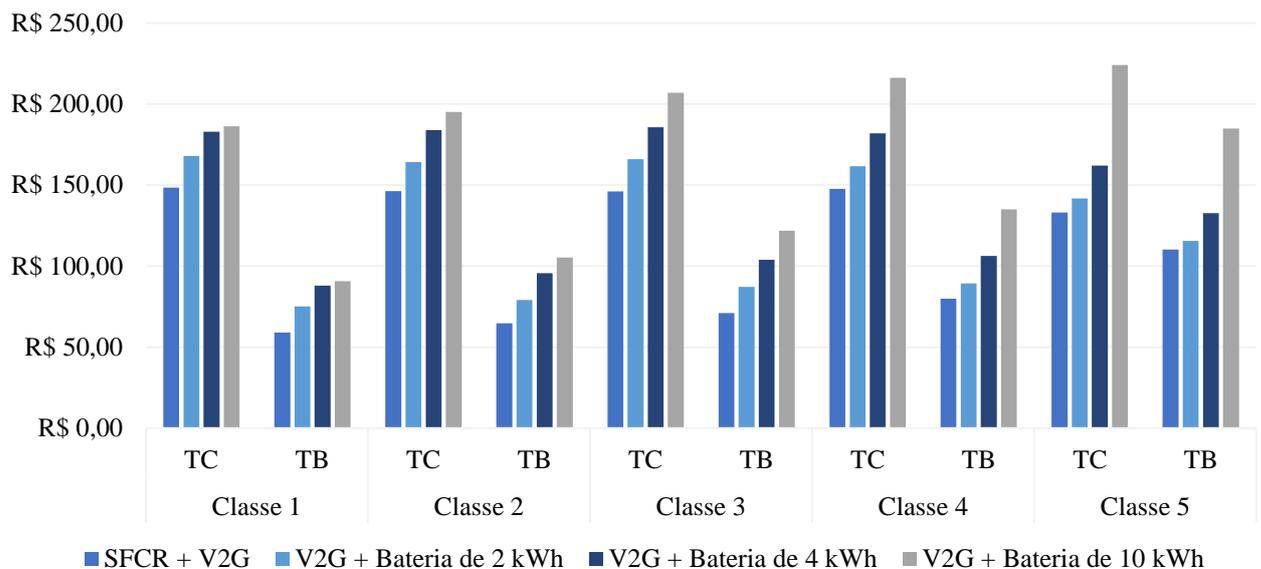


Figura 16 - Valor médio mensal da fatura de energia elétrica do segundo cenário.

Para todas as configurações e consumidores, a fatura de energia elétrica foi menor no âmbito da tarifa branca.

4. Considerações Finais

Este estudo apresentou uma análise sobre a integração de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), baterias integradas nos inversores, veículos elétricos (VE) e a tecnologia de veículo para rede (V2G). Foram conduzidas avaliações do consumo de energia e da estrutura tarifária em dois cenários distintos, abrangendo as tarifas convencional e branca, com um foco específico em cinco classes de consumidores que operam em regime de tensão monofásica. O primeiro cenário considera a integração de SFCR, com bateria de 2, 4 e 10 kWh. Enquanto, o segundo cenário, contempla a adição do VE como a tecnologia V2G no primeiro cenário.

No primeiro cenário, a implementação apenas de SFCR torna a tarifa convencional vantajosa para as classes de consumidores selecionadas. Este fenômeno pode ser atribuído ao fato de que os SFCRs geram eletricidade unicamente durante as horas diurnas, o que naturalmente reduz a demanda da rede elétrica nesse intervalo. Contudo, para que a tarifa branca se mostre vantajosa, é imperativo que haja uma diminuição do consumo de energia no período noturno. A introdução de baterias, por sua vez, resultou em um incremento nos custos energéticos no âmbito da tarifa convencional, enquanto demonstrou reduzir os custos na modalidade tarifária branca. No contexto da tarifa convencional, foi possível discernir o impacto das perdas relacionadas à conversão de energia elétrica em química, ou vice-versa, na elevação da fatura. Quanto à tarifa branca, as baterias desempenharam um papel preponderante na mitigação dos custos, à medida que a energia armazenada era despachada durante os horários de ponta e intermediários, havia uma redução do consumo da rede elétrica nesses períodos. Em uma comparação quantitativa, a configuração que combinava SFCR com bateria de 10 kWh apresentou os menores valores de fatura de energia elétrica para os consumidores das classes 1, 2, 3 e 4, no âmbito da tarifa branca.

No segundo cenário, a energia armazenada nas baterias era despachada durante a noite, com uma parte sendo consumida pelos consumidores e outra parte sendo injetada na rede elétrica. A bateria do VE e a bateria integrada no inversor demonstraram capacidade suficiente para suprir a demanda noturna dos consumidores. Conclui-se, portanto, que, quando há uma redução da demanda por energia no período noturno, a tarifa branca pode representar uma escolha viável, uma vez que os maiores valores de tarifas se apresentam nesse período, e os menores durante o dia. Nesse contexto, a opção pela tarifa branca trouxe os menores valores de fatura de energia elétrica.

Em síntese, a decisão quanto à escolha da tarifa de energia elétrica deve ser embasada no perfil de consumo dos consumidores e quando com bateria, também com a capacidade de armazenamento de energia. A integração de sistemas fotovoltaicos, VE e baterias surge como uma estratégia eficaz para otimizar os custos e a utilização eficiente da energia. A tarifa branca demonstrou ser vantajosa quando a demanda por energia se concentra predominantemente no período diurno, destacando, desse modo, a relevância de levar em consideração o horário de consumo. Essas conclusões ressaltam que a combinação de tecnologias renováveis e armazenamento pode beneficiar tanto os consumidores quanto o sistema elétrico como um todo.

Agradecimentos

Ao Núcleo Tecnológico de Energia Elétrica (NTEEL), à Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES).

Referências

- Audi Ag. (2019). *E-tron*. https://www.audi.com.br/dam/nemo/br/pdfs/e-tron/Q_A%20E-tron%20final.pdf
- Aneel, Agência de Energia Elétrica. (2022). *Tarifa branca*. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/tarifa-branca>
- Aneel, Agência De Energia Elétrica. (2024). *Tarifas e informações econômico-financeiras*. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/tarifas-e-informacoes-economico-financeiras>
- Bremermann, L. E. (2014). *Impact evaluation of the large scale integration of electric vehicles in the security of supply*. Tese de Doutorado, University Of Porto, Porto, Portugal.

- Briones, A. *et al.* (2012). Vehicle-to-grid (V2G) power flow regulations and building codes review by the AVTA. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/02/f8/v2g_power_flow_rpt.pdf
- Centrais Elétricas De Santa Catarina. (2023). *Tarifas e taxas de energia*. <https://www.celesc.com.br/tarifas-de-energia>
- Pinho, J. T., & Galdino, M. A. (2014). *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. CEPEL-CRESESB.
- Radiasol. (2021) *Laboratório de energia solar – LABSOL*. <http://www.solar.ufrgs.br/>
- Silva, G. M. (2019). *Análise de impactos elétricos gerados pela penetração de veículos elétricos nas redes de distribuição de baixa tensão*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, SC, Brasil.
- Sweco. (2015) *Study on the effective integration of Distributed Energy Resources for providing flexibility to the electricity system*. https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/5469759000%20Effective%20integration%20of%20DER%20Final%20ver%202_6%20April%202015.pdf.
- System Advisor Model. (2017). *Download*. 2017. <https://sam.nrel.gov/download/version-2017-9-5.html>.