

Análise do Impacto da Inserção de Veículos Elétricos na Rede Elétrica da UFPB

João Soares Farias Neto * Ítalo César Araújo Ferreira *
Claudio Paz da Silva Filho ** Camila Maciel Andrade *
Lucas Víncius Hartmann * Marcel Ayres de Araújo **
Fabiano Salvadori * Camila Seibel Gehrke *

* *Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal da Paraíba, PB, (e-mail: joao.soares@cear.ufpb.br; italo.ferreira@cear.ufpb.br; fabiano.salvadori@cear.ufpb.br; camila@cear.ufpb.br; lucas.hartmann@cear.ufpb.br; c.andrade@cear.ufpb.br).*

** *Unidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho, Universidade Federal Rural do Pernambuco, PB (e-mail: claudio.paz@ufrpe.br; marcel.araujo@ufrpe.br)*

Abstract: The energy currently consumed by the Federal University of Paraíba (UFPB) exceeds, in some periods, the demand limits contracted by the university, which can result in tariff fines and consequently an increase in expenses. This increase in costs could be avoided by managing energy demand through an intelligent electrical grid by adding Electric Vehicles (EVs) that compensate for excess demand by injecting power into the grid when necessary. At this juncture, this article addresses a case study on the possibility of integrating an intelligent electrical grid with Vehicle to Grid (V2G) as a demand management mechanism in view of its technical and economic feasibility. For that, it was considered the survey of the percentage of the increase of electric vehicles in Paraíba, the study of the scenarios of opportunity for charging vehicles at the university, the possibility of supplying energy from the vehicle to the UFPB network and the impact on the electric network of the university without and with load management. The results show that EVs operating with the V2G network can reduce up to 81% of fines from load management, and this financial savings could be used as an incentive for EV owners to allow energy exchange with the company's network. university during the period of stay at UFPB.

Resumo: A energia consumida atualmente pela Universidade Federal da Paraíba (UFPB) ultrapassa em alguns períodos os limites de demanda contratada pela universidade, o que pode acarretar em multas tarifárias e consequentemente aumento de despesas. Esse acréscimo de custos poderia ser evitado a partir da gestão da demanda energética por meio de uma rede elétrica inteligente agregando Veículos Elétricos (VEs) que compensem o excedente de demanda injetando potência na rede quando necessário. Nesta conjuntura, este artigo aborda um estudo de caso sobre a possibilidade de integração de uma rede elétrica inteligente com Vehicle to Grid (V2G) como mecanismo para gestão de demanda tendo em vista sua viabilidade técnica e econômica. Para tanto, considerou-se o levantamento do percentual do aumento de veículos elétricos na Paraíba, o estudo dos cenários de oportunidade de carregamento dos veículos na universidade, a possibilidade de fornecimento de energia do veículo para a rede da UFPB e o impacto na rede elétrica da universidade sem e com o gerenciamento de cargas. Os resultados mostram que os VEs operando com a rede em V2G podem reduzir até 81% das multas a partir do gerenciamento de cargas, e esta economia financeira poderia ser utilizada como incentivo para que os proprietários de VEs permitam a troca de energia com a rede da universidade durante o período de permanência na UFPB.

Keywords: Vehicle to Grid; Electric Vehicles; Smart grids; Load management analysis.

Palavras-chaves: Gerenciamento de Cargas; Veículo para Rede; Redes Elétricas Inteligentes; Veículos Elétricos.

1. INTRODUÇÃO

Ao longo dos séculos a humanidade tem enfrentado grandes desafios, dentre eles, as mudanças climáticas têm representado o maior destes para o desenvolvimento sustentável da civilização humana. Constantemente diversas entidades como Estados, Empresas e Países sofrem pressão para que sejam utilizadas práticas mais sustentáveis com o intuito de reduzir o impacto ao meio ambiente. Assim, um dos setores que necessitam adotar o uso de tecnologias alternativas às tradicionais é a indústria automotiva, afim de reduzir o uso de combustíveis fósseis, responsáveis pela emissão de poluentes na atmosfera (Mello A. M., 2013), (Barassa, 2015).

A conferência Rio-92, evento da Organização das Nações Unidas (ONU), enfatizou a conscientização global pelo cuidado ao meio ambiente. Isso gerou uma repercussão no setor automotivo, como a busca por veículos com menores impactos ambientais e maior eficiência recebeu mais atenção (Vaz L. F. H., 2015). Dessa forma, os veículos elétricos surgem como uma alternativa para a redução das emissões de gases de efeito estufa, os quais provocam danos significativos nos ecossistemas, na saúde humana e ambiental (Vargas, 2016).

Muitos estudos estão sendo concentrados na exploração dos benefícios do uso de VEs no nível da rede elétrica, além das pesquisas relacionadas apenas à redução de emissões. Comumente, os carregadores de VEs possuem capacidade de operação *Grid to Vehicle* - G2V, entretanto, existem carregadores com capacidade de operação *Vehicle to Grid* - V2G, que podem oportunizar uma melhoria para a rede elétrica, uma vez que a operação G2V pode ser inibida em horários de pico, possibilitando a injeção de potência adicional à rede elétrica operando no modo V2G. Nesse contexto, observa-se na literatura correlata que foram realizadas pesquisas com propósito de observar os impactos da carga de VEs em redes elétricas de distribuição equipadas com carregadores com capacidade de operação G2V e V2G (Hua, 2014), (Qian C. Zhou, 2011), (Veldman, 2015).

O trabalho desenvolvido por Leou (2016) propôs uma estratégia de carregamento que reduz a demanda de pico da rede, bem como os custos operacionais dos proprietários de VEs. A metodologia utilizada pelo autor considera a redução de custos de operação como função objetivo e considera as restrições de VEs e sistemas de energia para estabelecer o controle ideal de carga/descarga de VEs, que atenda à segurança operacional dos sistemas de energia e condução conveniente. Os cenários foram montados pelo autor considerando 100 VEs com diferentes eficiências de bateria e custos de operação em três modos de controle. Os três modos de controle consistem no controle ideal

de carga/descarga de VEs (Modo 1), controle somente de carregamento de VEs (Modo 2) e carregamento livre de VEs (Modo 3). O carregamento livre significa que os VEs começam a carregar imediatamente quando chegam. O autor compara a influência nos custos de operação, carga de pico e perdas de energia para o controle bidirecional de carga/descarga proposto no respectivo estudo, com controle somente de carregamento e modos de carregamento livre de VEs.

O trabalho proposto por Mazumder (2020) realiza um estudo abrangente sobre a viabilidade de integração de VEs no sistema elétrico de distribuição existente, considerando esquemas de carregamento lento e rápido. Os autores formularam o problema como uma função objetivo que considera o estado de carga da bateria (*State of Charge* - SoC), tempo de plug-in e tempo de plug-off, afim de minimizar o preço total de carregamento incorrido pelas estações de recarga, considerando o carregador de VE como um prestador de serviço de energia reativa. Com foco em reduzir o impacto negativo dos VEs nas tensões de nó no sistema elétrico de distribuição, os autores modelaram os VEs também como um dispositivo de compensação de potência reativa. No mesmo estudo, simulações foram realizadas na rede elétrica de distribuição de 33 barramentos IEEE e os autores apresentaram de forma mais aprofundada, um estudo sobre a viabilidade máxima da penetração de VEs no sistema elétrico existente. Para resolver este problema, o trabalho apresenta uma solução usando um novo algoritmo de otimização metaheurística chamada algoritmo ciclo da água. Segundo os autores, a estratégia de carga/descarga proposta funcionou bem e resultou em um aumento da penetração de VEs na rede com uma redução no preço de carregamento.

Wang G. R. Bharati (2019) desenvolveram um framework de coordenação hierárquica para gerenciar de maneira otimizada o despacho de energia ativa e reativa do número de veículos elétricos distribuídos espacialmente (VEs) incorporando restrições de nível de rede de distribuição. A metodologia proposta para os frameworks consiste em modelos matemáticos, que podem beneficiar a operação de ambas as entidades envolvidas, ou seja, as operações da rede e o carregamento de VEs. Os autores demonstraram os benefícios do despacho coordenado de potência ativa e reativa de VEs usando um alimentador de distribuição de 33 nós com grande número de VEs (mais de 5.000). Os estudos de caso apresentados pelos autores demonstram que, em redes de distribuição restritas, o carregamento coordenado reduz o custo médio do carregamento de VE se o carregamento ocorrer no modo de fator de potência não unitário em comparação com o fator de potência unitário. Da mesma forma, os resultados apresentados por Wang G. R. Bharati (2019) também demonstram que as redes de distribuição podem acomodar o carregamento de um número maior de VEs se o carregamento de VE ocorrer no modo de fator de potência não unitário em comparação com o fator de potência unitário.

* Os autores agradecem o apoio e assistência financeira da Fundação de Apoio à Ciência e Tecnologia do Estado de Pernambuco (FACEPE), a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) e Conselho Nacional para o Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

Nesse contexto, prevê-se a intensificação do número de VEs nas áreas urbanas com objetivo de diminuir a emissão de carbono. Consequentemente, as concessionárias de energia elétrica irão se deparar com oportunidades e desafios como efeito da rápida expansão dos VEs Liu P. K. Phanivong (2019). Por exemplo, a estrutura obsoleta da rede de distribuição será afetada com a inserção de VEs cada vez maior e impactará nas variações de tensão, carregamento de linha, perdas de energia, entre outros (Liu P. K. Phanivong, 2019), (Miagha; Crow, 2017).

Considerando o fato de que os VEs permanecem ociosos durante 96% do dia, isto gera a oportunidade de utilizar os VEs em sistemas elétricos com capacidade de operação V2G, que implica em benefícios consideráveis aos proprietários de VEs (Yao, 2018), (Hassija V. Chamola, 2020).

Diante do contexto de aumento no pico de demanda, Kim (2016) apresentou um trabalho cujo objetivo foi avaliar e propor soluções para os problemas relacionados com o efeito de carga/descarga dos VEs no pico de demanda, subtensão (abaixo de 0,95 p.u.) e sobretensão (acima de 1.05 p.u.) em alguns pontos da rede elétrica, a intermitência na tensão e geração de energia. Com isso, foi realizado um estudo de caso em que se determinou a localização dos VEs, o nº de unidades, a capacidade elétrica média para um VE e capacidade elétrica total dos VEs. Os autores concluíram que utilizando do VE como fonte de energia (descarga) em horário de pico, se tem a redução da demanda no horário de pico da rede e, consequentemente, o aumento do fator de carga. Dessa forma, as soluções apresentadas no artigo foram a implementação de novas modalidades tarifárias, incentivando o proprietário do VE a utilizar a rede para recarga em horários onde se tem uma baixa demanda de energia, por exemplo de madrugada.

Ademais, o artigo proposto por Villafila-Robles (2013) teve como alvo a melhora do sistema de gerenciamento de carga para veículos elétricos conectados à rede, buscando diminuir o impacto do aumento no pico de demanda. Para isso, no estudo de caso, foi necessário, além da determinação do número de veículos elétricos, a caracterização do modo de carregamento, isto é, carregamento rápido ou normal, e sua porcentagem. Além disso, a análise do impacto da integração da demanda do VE foi feita junto à carga nominal de uma rede de média tensão (área urbana de Barcelona - Espanha). Como soluções para o impacto em questão, utilizou-se um algoritmo para gestão do carregamento normal fora das horas de ponta, propondo um controle de carregamento eficiente em conjunto com uso de sistemas de bateria auxiliar em estações de carregamento rápido. Assim, foi verificado que, para a diminuição do aumento no pico de demanda, necessita-se que a rede tenha um sistema de medição e controle um pouco mais avançado, além de também a implementação de novas modalidades tarifárias, incentivando o proprietário do VE a utilizar do sistema para descarga em horários de pico.

Seguindo a ideia apresentada no parágrafo anterior, Wang (2014) avaliaram os impactos de penetração dos VEs no sistema de energia e propuseram um modelo de carregamento eficiente. Para isso, foram elaboradas duas simulações com a recarga total do GM EV1 Panasonic - Lead Acid Battery. O resultado obtido, mostra que o carregamento descontrolado colocaria em risco o sistema de

energia, aumentando o pico de demanda. Dessa forma, foi observado que a carga do VE programada melhora muito a estabilidade do sistema de energia. Com isso, apresentaram como solução o agendamento do VE através da tarifação a fim de melhorar a estabilidade do sistema de energia, além de se fazer um incentivo de preço, em relação às tarifas, para os proprietários dos VEs.

O trabalho apresentado por Drovtar (2013) avaliou a integração em larga escala dos VEs na Estônia, analisando assim a demanda de carga adicional no sistema de potência da rede em questão, onde foi observado que, anualmente, o pico de carga e consumo do sistema de energia terá um crescimento significativo. Com isso, o impacto do aumento no pico de demanda em diferentes partes da rede foi observado, visto que áreas com demanda de pico baixas, provavelmente, não têm uma rede elétrica robusta, e o aumento da carga de pico local é maior. Assim, para evitar a sobrecarga na rede, foi realizado um estudo de impacto dos VEs, incluindo a determinação de sobrecarga de linhas de energia e problemas no perfil de tensão, dessa forma realizou-se uma análise que supre a capacidade do sistema de energia sem causar uma sobrecarga ou falha do sistema em outro lugar da rede, caso essa venha a perder algum elemento (linha aérea, transformador, gerador e etc.).

Posto isso, o levantamento dos dados de demanda contratada da UFPB demonstram que em alguns períodos do ano há ultrapassagem dessa demanda e penalidades financeiras em virtude desse fato. Além disso, a infraestrutura da rede elétrica da UFPB não está preparada para a penetração de um conjunto de VEs que tendem a piorar o cenário energético atual. Sendo assim, foi elaborado um estudo da situação de oportunidade de utilizar a frota de VEs propondo novos cenários capazes de minimizar os efeitos de pico de demanda energética e melhorar a curva de demanda desta instituição.

2. METODOLOGIA E MODELAGEM

A metodologia adotada neste trabalho foi baseada na problemática da falta de gerenciamento de cargas que afetam diretamente a UFPB e impactam financeiramente a instituição. O estudo realizado para a metodologia considerou o levantamento do percentual do aumento de veículos elétricos na Paraíba, o estudo dos cenários sem carregador inteligente com a situação de oportunidade de carregamento dos veículos na universidade e a possibilidade de fornecimento de energia do veículo para a rede da UFPB tendo em vista o impacto energético e financeiro que será causado na rede elétrica da universidade sem e com o gerenciamento de cargas.

Dessa forma, a metodologia utilizada é organizada na seguinte estrutura sequencial:

1. Identificação do crescimento da frota de VEs no país com base em estudos já realizados.
2. Identificação do tipo de veículo (elétrico ou combustão) mais utilizado no estado a partir dos dados extraídos do Departamento Nacional de Trânsito (DENATRAN).
3. Identificação da estação de recarga a ser adotada considerando o perfil de carregadores utilizados em locais de alta rotatividade de veículos em entidades/empresas

de médio e grande porte e assim definir a potência do carregador.

4. Identificação do modelo do VE a ser adotado para a modelagem conforme dados públicos do Departamento de Trânsito do estado (DETRAN) e definir a energia da bateria do VE.

5. Modelagem dos cenários e projeção de impacto econômico local com o gerenciamento de cargas adequado utilizando uma rede elétrica inteligente com V2G.

2.1 Descrição do Cenário Analisado

Segundo as estatísticas concedidas pelo Departamento de Trânsito da Paraíba (DETRAN-PB), em 2020 o número de veículos a combustão em todo o estado da Paraíba era de 160.802 (passeio e SUVs) e de veículos elétricos, segundo o estudo realizado pela NeoEnergia[®], considerando os Híbrido Plugin (PHEV) e os Veículo Elétrico à Bateria (BEV) era de 59 VEs (NeoCharge, 2022). Este número de VEs representava 0,0367% do número de veículos automotores na Paraíba.

Em 2021, segundo dados estatísticos atualizados do Departamento de Trânsito da Paraíba, o número de veículos a combustão no estado da Paraíba era de 167.668 (passeio e SUVs) e de veículos elétricos, segundo o estudo realizado pela NeoCharge[®], era de 102 VEs, correspondendo a 0,0212% da frota atual de veículos automotores na Paraíba. Os veículos a combustão alcançaram um crescimento de 4,15% em relação ao ano anterior, enquanto o crescimento do número de VEs alcançou 72,88% com relação à 2020 e a frota total de veículos automotores obteve um crescimento de 4,27%.

Nesse contexto, considerando um aumento linear e aplicando o mesmo crescimento de 2020 para 2021 nos dois anos subsequentes, com finalidade de estimar o aumento da demanda energética com base no aumento da frota de veículos elétricos, é possível observar um aumento de 72,88% na frota de VEs para 2022 e 2023, resultando em 176 VEs em 2022 e 304 VEs em 2023, correspondendo assim, a 0,1% e 0,166% da frota de automóveis na Paraíba em 2022 e 2023 respectivamente, conforma exposto nas figuras 1 e 2.

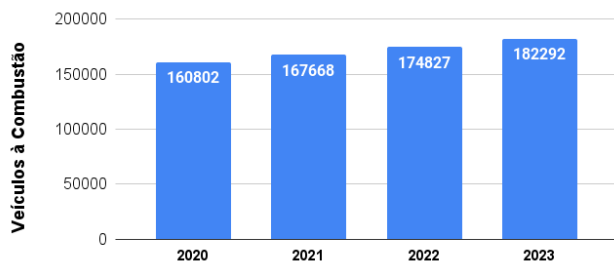


Figura 1. Estimativa do aumento da frota de veículos a combustão na Paraíba.

Com esse crescimento, a UFPB necessita estar preparada para receber essa demanda energética adicional e ter um gerenciamento de cargas otimizado para que as penalidades monetárias atuais sejam reduzidas e não elevadas.

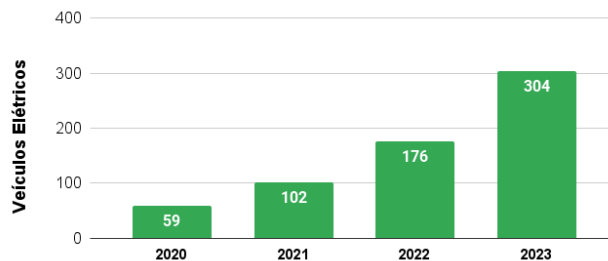


Figura 2. Estimativa do aumento da frota de veículos elétricos na Paraíba.

Pode ser observado na figura 3 a curva de demanda energética da UFPB de um dia, na qual, o eixo Y corresponde a demanda de energia em kWh, cada barra corresponde a um intervalo de quinze minutos de medição e a reta em vermelho a demanda contratada da universidade (4290 kWh). A energia consumida ultrapassa os limites contratados pela instituição, gerando multas e, assim, despesas que poderiam ser evitadas com a utilização de uma rede inteligente que compensasse este excedente injetando potência na rede elétrica quando necessário.

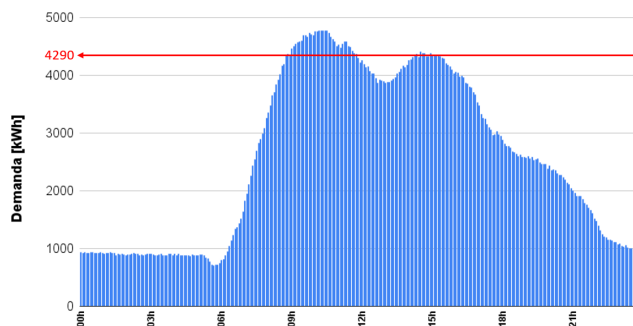


Figura 3. Demanda energética diária da UFPB.

O valor da Demanda Contratada é um contrato feito com a concessionária baseado no perfil de carga da instituição e é importante para que o sistema elétrico esteja preparado para atender toda a carga nacional. O sistema elétrico é composto de diversas ligações e tem de estar dimensionado e preparado para atender as cargas que estão conectadas a ele, ou seja, quando fala-se de demanda, fala-se na demanda de potência em kW ou MW que uma empresa ou entidade pública de médio/grande porte necessita.

A metodologia proposta neste trabalho é baseada nas medições diárias de energia da Universidade Federal da Paraíba de janeiro de 2018 até outubro de 2018 agrupadas em intervalos de 15 minutos. A implementação de uma rede elétrica inteligente V2G para sanar o problema de demanda energética consiste em criar pontos de transferência de energia de forma bidirecional, isto é, pontos em que eventualmente a energia possa ser transferida para a bateria de um veículo elétrico, e de forma antagônica, a energia possa ser transferida do veículo elétrico para a rede energética local da universidade a fim de balancear a demanda de energia excedente.

Nas medições foram realizadas no intervalo de janeiro de 2018 a outubro de 2018, 42 dias ultrapassaram a demanda contratada da UFPB sempre no mesmo intervalo de horários, das 9h às 12h no período matutino e das 14h às 16h no

período vespertino, correspondendo a aproximadamente 21% do ano letivo (considerando 200 dias letivos ao ano). Como forma de estimar precisamente a quantidade de energia que seria necessária fornecer a rede nos períodos de excesso de demanda, foi analisado de forma particular um dia de ultrapassagem para que fosse possível identificar o número de veículos elétricos necessários para reduzir o excedente de energia durante o evento de descarga das baterias e posteriormente extrapolar para os demais dias. É exposto na figura 4 a quantidade de energia necessária para suprir o excedente a cada 15 minutos.

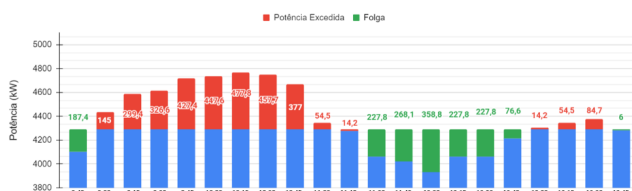


Figura 4. Potência excedente a demanda contratada da UFPB.

Para o estudo de caso a ser apresentado neste trabalho foi necessário adotar um modelo de estação de recarga de VE e um modelo de VE para a modelagem dos cenários. Dessa forma, foi considerado como modelo referência, a estação de recarga de veículo elétrico WEG® Wemob Parking modelo P-22-e-3g-R-H-2T2 com potência de até 22 kW e duas saídas de recarga com corrente máxima de 32 A, com capacidade para recarregar até dois veículos elétricos simultaneamente. Outra consideração feita para o estudo de caso e as presentes estimativas foi o modelo do veículo elétrico adotado, sendo este o modelo Leaf da fabricante Nissan®. O modelo do VE adotado dispõe de uma bateria composta por 24 módulos com 8 células no interior de cada módulo, com energia de 40 kWh e um motor elétrico com potência de 110 kW. Adicionalmente, a autonomia do Nissan Leaf é de 389 km no ciclo WLTP.

Com a análise da figura 4, nos primeiros 15 minutos de ultrapassagem de demanda seriam necessários uma injeção de potência de 145 kW para que nesse curto intervalo de tempo a demanda energética não ultrapassasse a contratada. De acordo com as configurações da estação de carregamento e o modelo de referência do VE adotados, durante 5 minutos cada VE com bateria de 40 kW seria capaz de fornecer 1,83 kWh para a rede energética local. Isto implica que seriam necessários 26,4 VEs descarregando durante estes primeiros 5 minutos. Como não é possível fracionar a quantidade de veículos, seria necessário exatamente 27 VEs descarregando simultaneamente e 14 estações de recarga operando a 21,6 kWh para suprir o excedente energético da universidade.

O mesmo cálculo foi realizado para cada intervalo de tempo afim de estimar a quantidade de veículos elétricos necessários para cada nível de energia excedente. Os valores estimados podem ser observados na tabela 1.

As demais medições que não ultrapassaram a demanda contratada da universidade são as janelas de oportunidade para recarregar os veículos elétricos que estariam conectados à rede por meio das estações de carregamento. Dessa forma, nas situações em que a demanda estivesse próxima do limite que foi contratado, as estações entrariam em um

Tabela 1. Quantidade estimada de VEs e estações de recarga.

Intervalo	Excedente (kW)	N° de VEs	N° de Estações
1	145,0	27	14
2	299,4	55	28
3	326,6	60	30
4	427,4	78	39
5	447,6	82	41
6	477,8	87	44
7	447,7	84	42
8	377,0	69	35
9	54,5	10	5
10	14,2	3	2
17	74,6	14	7
18	74,6	14	7
19	84,7	16	8

modo de espera (*standby*) até o momento em que pouco tempo antes de exceder o limite contratado da UFPB, as estações começariam a descarregar as baterias para a rede local da universidade.

3. PROJEÇÕES E RESULTADOS

3.1 Cenário 1: VEs chegando com aproximadamente 0% da Bateria

Para a projeção para 2022, o pior cenário faz a consideração de que todos os VEs chegam na UFPB no mesmo horário com a carga da bateria próxima de 0%. Isto implicou em uma aumento da demanda energética de 1280 kWh, considerando 32 VEs com bateria de 40 kWh cada. Considerando a quantidade de carregadores fixada em 25 estações, este cenário causaria uma sobrecarga no sistema elétrico da universidade de ainda maior do que o atual, cerca de +29,83% da demanda contratada, considerando a potência do carregador de 22 kW. É apresentado na figura 5 a projeção para 2022.

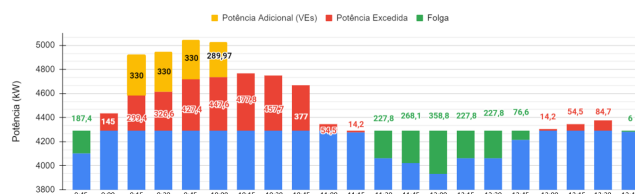


Figura 5. Cenário 1 para projeções em 2022.

Para a projeção de 2023, o pior cenário faz a consideração de que todos os VEs chegam na UFPB no mesmo horário com a carga da bateria próxima de 0%. Isto implicou em um aumento da demanda energética de 2320 kWh, considerando 58 VEs com bateria de 40 kWh cada. Este cenário causaria uma sobrecarga no sistema elétrico da universidade de ainda maior do que o atual, cerca de +54,07% da demanda contratada, considerando a potência do carregador de 22 kW. É apresentado na figura 6 a projeção para 2023.

3.2 Cenário 2: VEs chegando com aproximadamente 60% da Bateria

Com as projeções para 2022, o cenário 2 considera que todos os VEs chegam na UFPB com aproximadamente

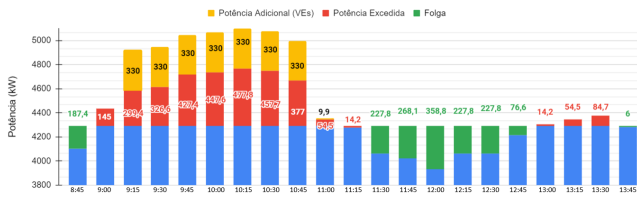


Figura 6. Cenário 1 para projeções em 2023.

60% da carga da bateria, sendo necessário recarregar os 40% restantes na universidade. Esta consideração implicou em um aumento de demanda energética de 512 kWh, considerando 32 VEs com bateria de 40 kWh cada. Nestas configurações, a UFPB seria impactada com uma sobrecarga no sistema elétrico local de +11,93% da demanda contratada, considerando a potência do carregador de 22 kW. É apresentado na figura 7 a projeção para 2022.

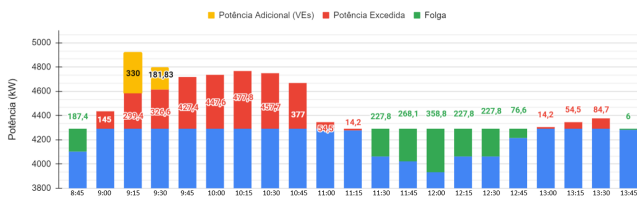


Figura 7. Cenário 2 para projeções em 2022.

Com as projeções para 2023, o cenário 2 considera que todos os VEs chegam na UFPB no mesmo horário com a carga da bateria próxima de 60%. Isto implicou em um aumento da demanda energética de 928 kWh, considerando 58 VEs com bateria de 40 kWh cada. Este cenário causaria uma sobrecarga no sistema elétrico da universidade de ainda maior do que o atual, cerca de +21,63% da demanda contratada, considerando a potência do carregador de 22 kW. É apresentado na figura 8 a projeção para 2023.

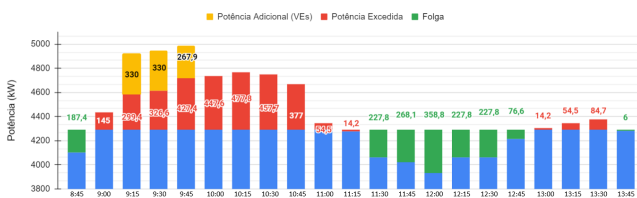


Figura 8. Cenário 2 para projeções em 2023.

3.3 Cenário 3: VEs fornecendo energia para a universidade

Com as projeções para 2022, o terceiro cenário considera que todos os VEs chegam na universidade com a bateria próxima de 100%. Assim, a situação de oportunidade seria realizar a descarga das baterias nos horários de ultrapassagem com intuito de reduzir o pico de energia excedente. No ano de 2022 com o aumento de 32 VEs chegando na universidade no mesmo horário com aproximadamente 100% da carga das baterias, a sobrecarga energética seria alterada em -36,83% do pico excedente atual. É apresentado na figura 9 a projeção de redução de demanda energética para 2022.

No ano de 2023 com o aumento de 58 VEs chegando na universidade com aproximadamente 100% da carga

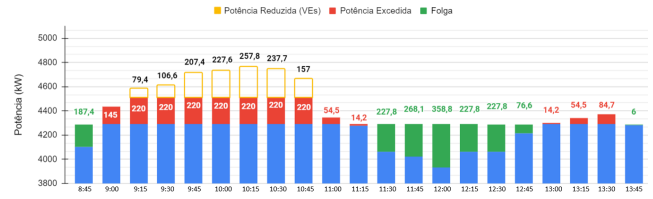


Figura 9. Cenário 3 para projeções em 2022.

das baterias, a descarga dessa energia na rede provocaria uma alteração de -66,76% na sobrecarga energética atual, não anulando todo o excedente, mas em contrapartida, provocando uma redução significativa que impacta monetariamente as penalidades que a universidade sofre com a ultrapassagem da demanda contratada. Durante o período de maior demanda energética os VEs estão cedendo energia para a rede elétrica com finalidade de reduzir o pico de demanda, nos intervalos de tempo posteriores a demanda energética é menor, proporcionando uma oportunidade para os usuários recarregarem os VEs nos horários de vale. Dessa forma, é possível proporcionar uma melhora no fator de carga, uma vez que, além de reduzir o pico de demanda energética da UFPB, os períodos com baixa demanda são melhor aproveitados dado a disponibilidade energética nestes horários. É exposto na figura 10 a projeção para 2023.

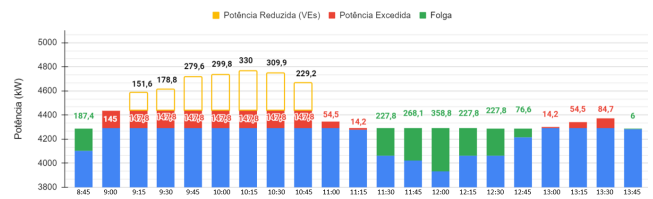


Figura 10. Cenário 3 para projeções em 2023.

3.4 Impacto Monetário

Segundo dados de consumo de energia fornecidos pela Universidade, em fevereiro de 2020 a UFPB excedeu a demanda contratada em 526 kW, na qual, a tarifa de ultrapassagem cobrada foi de R\$ 57,10. Este evento de ultrapassagem resultou em uma multa no valor de R\$ 30.083,13 em um único mês.

Para as projeções expostas nas sessões 3.1, 3.2 e 3.3 foi considerada a mesma tarifa de ultrapassagem afim de estimar o impacto econômico que o carregador inteligente pode causar no sistema elétrico da UFPB. O cálculo da multa a ser paga pelo consumo excedente é calculada de forma simples conforme a equação 1.

$$M_{(R\$)} = PE_{(kW)} * TU_{(R\$)} \quad (1)$$

em que, $M_{(R\$)}$ é o valor total da multa a ser paga, $PE_{(kW)}$ é potência excedida e $TU_{(R\$)}$ é a tarifa de ultrapassagem.

Dessa forma, para o cenário 1 com a projeção de crescimento para 2022 exposto na sessão 3.1, o pico de ultrapassagem foi de 757,4 kW. Essa potência excedente, sem o gerenciamento de cargas, implicaria em uma multa de R\$ 43.247,54, como exposto na equação 2.

$$M = 757,4 \text{ kW} * R\$ 57,10 = R\$ 43.247,54 \quad (2)$$

Considerando o carregador inteligente e o gerenciamento de cargas, o pico de potência excedida foi de 220 kW, como exposto na sessão 3.3, figura 9, e a multa por ultrapassagem reduzida para R\$ 12.562,00, conforme exposto na equação 3.

$$M = 220 \text{ kW} * R\$ 57,10 = R\$ 12.562 \quad (3)$$

Ainda para o cenário 1 mas com a projeção de crescimento para 2023 exposto na sessão 3.3, o pico de ultrapassagem foi de 807,8 kW. Essa potência excedente, sem o gerenciamento de carga, implicou em uma multa de R\$ 46.125,38, como exposto na equação 4.

$$M = 807,8 \text{ kW} * R\$ 57,10 = R\$ 46.125,38 \quad (4)$$

Considerando o carregador inteligente e o gerenciamento de carga, o pico de potência excedida foi de 147,8 kW, como exposto na sessão 3.3, figura 10, e a multa por ultrapassagem reduzida para R\$ 8.439,38, conforme exposto na equação 5.

$$Multa = 147,8 \text{ kW} * R\$ 57,10 = R\$ 8.439,38 \quad (5)$$

A multa correspondente ao cenário 1 com projeção de crescimento para 2022 e com o gerenciamento de cargas representou uma economia de 70,94% comparado com o valor da multa sem o gerenciamento de cargas. Da mesma forma, ao considerar a projeção de crescimento para 2023 para o mesmo cenário com gerenciamento de cargas a economia foi de 81,70% comparado com o valor da multa sem o gerenciamento de cargas. É exposto na figura 11 o impacto econômico para as projeções de 2022 e 2023 com gerenciamento de carga e sem gerenciamento de carga.

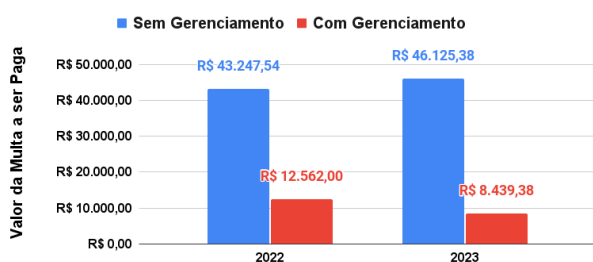


Figura 11. Previsão do impacto econômico do gerenciamento de cargas.

Esta economia pode ser utilizada para incentivar que os motoristas permitam que sejam utilizados os próprios veículos elétricos para injetar energia na rede elétrica durante o período de permanência na universidade.

4. CONCLUSÃO

Este estudo de caso apresentou uma metodologia para analisar o impacto da penetração de VEs na UFPB e a situação de oportunidade de utilizar as frotas de veículos eletrificados propondo cenários capazes de minimizar os efeitos de pico de demanda energética. Nesse contexto,

verificou-se que se a UFPB não tomar nenhuma providência, a Instituição será afetada pelo crescimento da frota de VEs. Assim, vários autores abordaram a tarifa dinâmica para controlar o caos causado na rede, logo, evitando eventos indesejados. Contudo, esta medida não é uma solução propriamente dita, mas sim um método de evitar a alta demanda energética. Com isso, uma das possíveis soluções é uma rede que seja capaz de operar em V2G. Sendo assim, esta nova tecnologia reduz as penalidades monetárias (multas mensais por ultrapassagem de demanda contratada) e parte da redução é utilizada como incentivo para que os proprietários de VEs permitam a troca de energia durante o período de permanência na UFPB.

REFERÊNCIAS

- Barassa, E. (2015). Trajetória tecnológica do veículo elétrico: atores, políticas e esforços tecnológicos no brasil. *Dissertação de Mestrado — Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)*.
- Drovitar, I.e.a. (2013). Large scale electric vehicle integration and its impact on the estonian power system. *IEEE Grenoble Conference PowerTech, POWERTECH*, 1–6.
- Hassija V. Chamola, S. G. N. D. G. K. V., J.N. (2020). A blockchain-based framework for lightweight data sharing and energy trading in v2g network. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, 69, n. 6, 5799–5812.
- Hua, J. W. L.; Zhou, C. (2014). Adaptive electric vehicle charging coordination on distribution network. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5, n. 6, 2666–2675.
- Kim, I. (2016). Impact of electric vehicles on peak load reduction. *IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, Asia-Pacific, ITEC Asia-Pacific*, 514–518.
- Leou, R.C. (2016). Optimal charging/discharging control for electric vehicles considering power system constraints and operation costs. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31, n. 3, 1854–1860.
- Liu P. K. Phanivong, Y. S. M.; Callaway, D.S. (2019). Decentralized charging control of electric vehicles in residential distribution networks. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 27, n. 1, 266–281.
- Mazumder, M.; Debbarma, S. (2020). Ev charging stations with a provision of v2g and voltage support in a distribution network. *IEEE Systems Journal*, 15, n. 1, 662–671.
- Mello A. M., M.R.S.A. (2013). Exploring scenarios for the possibility of developing design production competencies of electrical vehicles in brazil. *International Journal of Automotive Technology and Management*, 13, 289–314.
- Miagha; Crow, M.L. (2017). Cost-constrained dynamic optimal electric vehicle charging. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 8, n. 2, 716–724.
- NeoCharge (2022). Panorama de veículos elétricos no brasil. <https://www.neocharge.com.br/carros-eletricos-brasil>.
- Qian C. Zhou, M. A. K.; YUAN, Y. (2011). Modeling of load demand due to ev battery charging in distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26, n. 2, 802–810.
- Vargas, J.E.V. (2016). Análise da competitividade ambiental de veículos elétricos no brasil no cenário atual e futuro. *Dissertação de Mestrado — Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)*.

- Vaz L. F. H., B. D. C.; Castro, B.H.R. (2015). Veículos híbridos e elétricos: sugestões de políticas públicas para o segmento. *BNDES Setorial*, 41, 295–344.
- Veldman, E.; Verzijlbergh, R.A. (2015). Distribution grid impacts of smart electric vehicle charging from different perspectives. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6, n. 1, 333–342.
- Villafafila-Robles, R.e.a. (2013). Assessment of impact of charging infrastructure for electric vehicles on distribution networks. *15th European Conference on Power Electronics and Applications, EPE*, 1–10.
- Wang, Z.; Paranjape, R. (2014). An evaluation of electric vehicle penetration under demand response in a multi-agent based simulation. *Proceedings - 2014 Electrical Power and Energy Conference, EPEC*, 220–225.
- Wang G. R. Bharati, S. P. O. C. B. P. B. J.; Myers, K.S. (2019). Coordinated electric vehicle charging with reactive power support to distribution grids. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 15, n. 16, 54–63.
- Yao, V. W. W. E.; Schober, R. (2018). Optimization of aggregate capacity of pevs for frequency regulation service in day ahead market. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9, n. 4, 3519–3529.