



Operação atual e perspectivas futuras de uma usina virtual de energia atuando no sistema elétrico brasileiro

Tema: Recursos Energéticos Distribuídos

Autores: Adrian Ribeiro Ferreira

Co-Autores: Paloma Greiciane de Souza Dias, Gustavo Machado Goulart, Juliana Lopes Tanus Soares, Julio Cesar de Souza e Silva, José Eduardo Pereira da Silva

Empresa: Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A

Resumo

Nos últimos anos, o setor elétrico passou por transformações significativas que trouxeram diversos avanços, como a implementação da geração distribuída por meio da energia solar, a integração de novas fontes de energia, como a eólica e a biomassa, além da introdução de sistemas de armazenamento na rede elétrica. Entretanto, junto com esses avanços, surgiram desafios relacionados à operação e à qualidade da energia devido ao funcionamento desses recursos distribuídos. Este estudo tem como foco apresentar a operação de uma *Virtual Power Plant* (VPP) em um caso prático no sistema elétrico brasileiro, especificamente no estado do Tocantins. O objetivo é demonstrar como a gestão inteligente de recursos energéticos distribuídos pode oferecer benefícios à rede elétrica, como a melhoria nos níveis de tensão e o gerenciamento eficiente da demanda, entre outros aspectos que serão discutidos ao longo do trabalho. Serão explorados distintos modos de operação para a VPP, que trazem benefícios e desafios, além de perspectivas futuras relacionadas à prestação de serviços ancilares.

1. Introdução

A sociedade moderna enfrenta transformações significativas, incluindo no setor elétrico. Há um movimento crescente para substituir fontes térmicas por energias renováveis, como solar, eólica e biomassa, impulsionado pela necessidade de reduzir emissões de gases de efeito estufa e combater as mudanças climáticas. Essas fontes sustentáveis se destacam pela menor agressividade ao meio ambiente, e avanços tecnológicos têm viabilizado sua integração eficiente à rede elétrica.

Projetos de geração eólica, solar e de biomassa diversificam as fontes de energia, enquanto investimentos em segurança, automação e modernização tornam os sistemas de transmissão mais confiáveis, garantindo energia de melhor qualidade à população.

Sistemas de armazenamento de grande porte, como o Battery Energy Storage System (BESS), têm sido amplamente utilizados para garantir continuidade elétrica e responder à demanda. Na Austrália, um sistema de 250 MW/250 MWh será instalado na Ilha Torrens, integrando geração térmica e renovável, apoiando a transição para energia limpa (MORDOR, 2024).

Na Califórnia, a distribuidora Southern California Edison utiliza cerca de 10 GW em armazenamento distribuído em diversas aplicações, muitas delas "atrás dos medidores". Cada vez mais um número crescente

de consumidores vem adotando tecnologias como geração solar, recursos de eficiência energética, veículos elétricos e baterias (SOUSA JUNIOR, 2024).

Os sistemas de distribuição de energia no Brasil passaram por grande modernização, impulsionados pelo crescimento da geração distribuída solar (GD), facilitado pela Resolução Normativa REN nº 482/2012 e pela Lei nº 14.300/2022. A GD trouxe benefícios como energia limpa e descentralizada, além de um sistema de compensação de créditos que permite ao consumidor gerar sua própria energia e consumir da concessionária em horários de menor produção.

O aumento da GD foi exponencial, graças à redução de custos de instalação e ao incentivo à sustentabilidade. Atualmente, a micro e minigeração distribuída (MMGD) representa 13,3% da matriz energética, com 29.558 MW. Até 2028, espera-se que alcance 16,3%, reforçando sua relevância para o setor elétrico nacional. A Figura 1 ilustra esse cenário de crescimento (ONS, 2024).

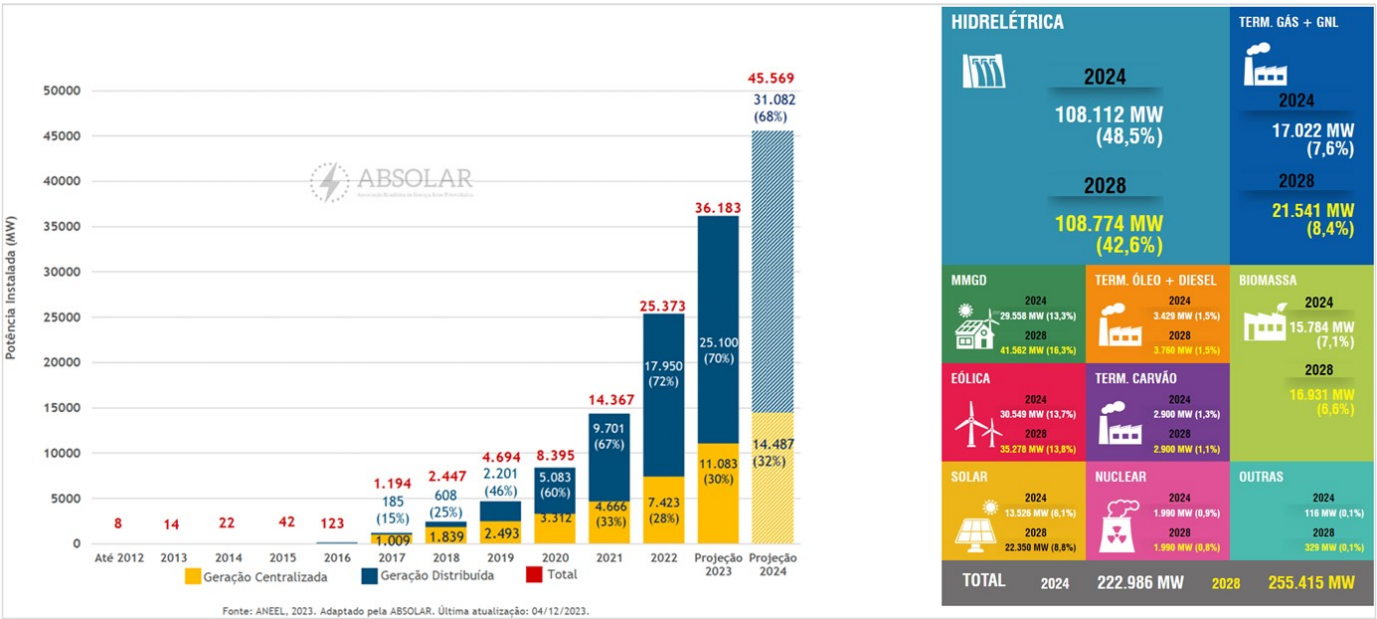


Figura 1 - Evolução da geração distribuída solar (GD).

Apesar dos benefícios, a geração distribuída trouxe desafios para a qualidade da energia elétrica (QEE), afetando consumidores e distribuidoras. Problemas como sobretensão, inversão de fluxo, variações de tensão de curta duração (VTCDs) e descompasso entre oferta e demanda exigem soluções específicas. Para sobretensões, utilizam-se ajustes de transformadores, reguladores de tensão, bancos de capacitores/indutores e limitação de novas conexões (NANSEN, 2024). Problemas de VTCDs são tratados com reguladores automáticos, restauradores dinâmicos de tensão (DVRs), nobreaks e recondutoramento (SANTOS, 2005). Harmônicos são mitigados com filtros passivos e ativos, enquanto o descompasso oferta-demanda é controlado com incentivos tarifários para ajustar o consumo.

Uma solução crescente são as Usinas Virtuais de Energia (UVEs), em inglês denominadas de *Virtual Power Plants* (VPPs), redes de unidades descentralizadas de geração, consumo flexível e armazenamento, incluindo usinas fotovoltaicas, BESS e tecnologias emergentes como veículos elétricos. Essas usinas operam com supervisão centralizada para integrar seus ativos (NEXT, 2024). A Figura 2 ilustra conceitualmente uma *Virtual Power Plant* (DAKOTA ELECTRIC, 2024) .

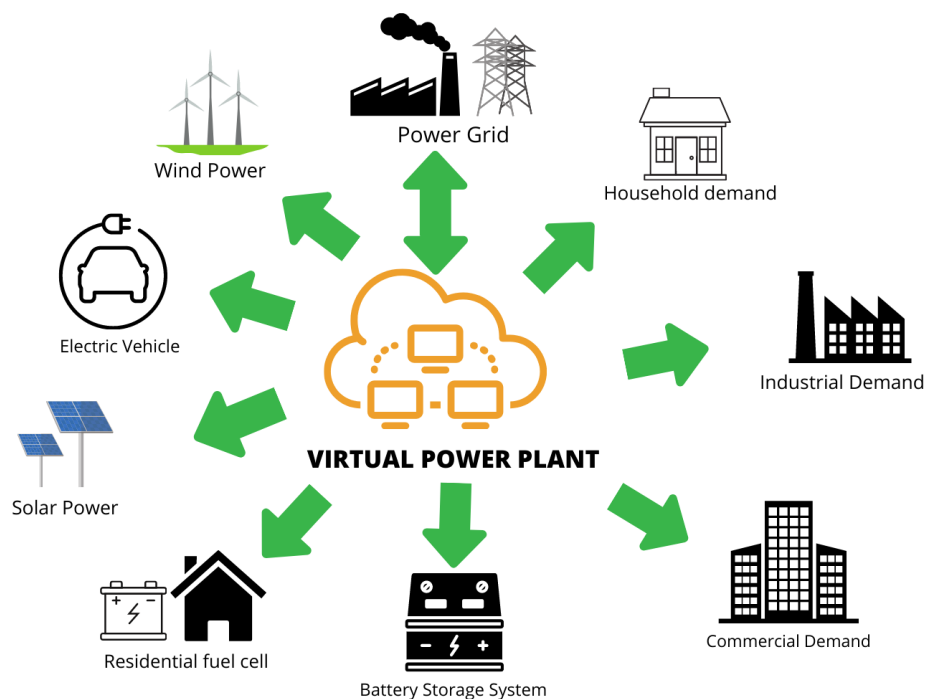


Figura 2 - Exemplo de composição de uma VPP.

A finalidade de uma VPP é operar a rede de forma eficiente e segura, com um controlador inteligente que gerencia a geração e demais recursos distribuídos. Em períodos de pico, o controlador pode injetar energia de baterias e UFVs; em momentos de baixa demanda, ele armazena energia nas baterias. Isso permite otimizar a operação, como vender ou carregar energia durante eventos específicos. No mercado australiano, operadores de VPPs oferecem incentivos às famílias, como descontos em sistemas solares e baterias, tarifas reduzidas e créditos por uso da bateria em eventos (ARAÚJO, 2024). No Brasil, a Lei 14.300 prevê a prestação futura de serviços ancilares pela micro e mini geração distribuída, mas a falta de regulamentação e baixa remuneração tornam esse mercado pouco atrativo. A ANEEL iniciou consultas públicas para avaliar serviços ancilares no mercado brasileiro, como suporte de reativos, mas ainda de forma incipiente. As VPPs podem melhorar a qualidade e a segurança da rede elétrica, ajudando a resolver problemas de tensão e garantindo continuidade no fornecimento, reduzindo indicadores como Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC).

Este trabalho tem como objetivo principal demonstrar a aplicação real de uma VPP no Tocantins, evidenciando seus benefícios, como o gerenciamento eficiente da demanda e a melhoria nos níveis de tensão da rede. Além disso, o projeto traz perspectivas futuras de modelos para prestação de serviços ancilares à rede elétrica.

2. Desenvolvimento

1. Descrição do Sistema

O Grupo Energisa, através de um programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), está desenvolvendo uma *Virtual Power Plant* (VPP) no estado brasileiro do Tocantins. O objetivo é trazer benefícios sistêmicos como os relacionados à qualidade de energia, bem como, trazer perspectivas para novos modelos de

negócio envolvendo recursos energéticos distribuídos (REDs) e prestação de serviços ancilares. Os REDs implementados são capazes de realizar controle de tensão, controle de potência ativa e reativa, reduzir carregamento do circuito, entre outros.

A VPP atual possui sistemas híbridos (usinas fotovoltaicas e sistemas de armazenamento em baterias), sistemas formados apenas por baterias e sistemas constituídos apenas por usinas fotovoltaicas. Tratam-se de 7 sistemas totais, definidos por:

- 2 sistemas híbridos com 1 usina fotovoltaica e 2 bancos de bateria em cada um;
- 2 sistemas constituídos apenas de um banco de bateria em cada um;
- 3 usinas fotovoltaicas (UFVs).

É importante destacar que os sistemas híbridos e puramente BESS encontram-se no mesmo alimentador, enquanto as UFVs estão em alimentadores distintos. Cada banco de baterias, tanto nas usinas híbridas quanto nos sistemas puramente BESS, é de 239 kWh e cada usina fotovoltaica, tanto nas híbridas quanto nos sistemas puramente UFVs, são de 73 kW(CA). A Figura 3 detalha melhor o sistema descrito.

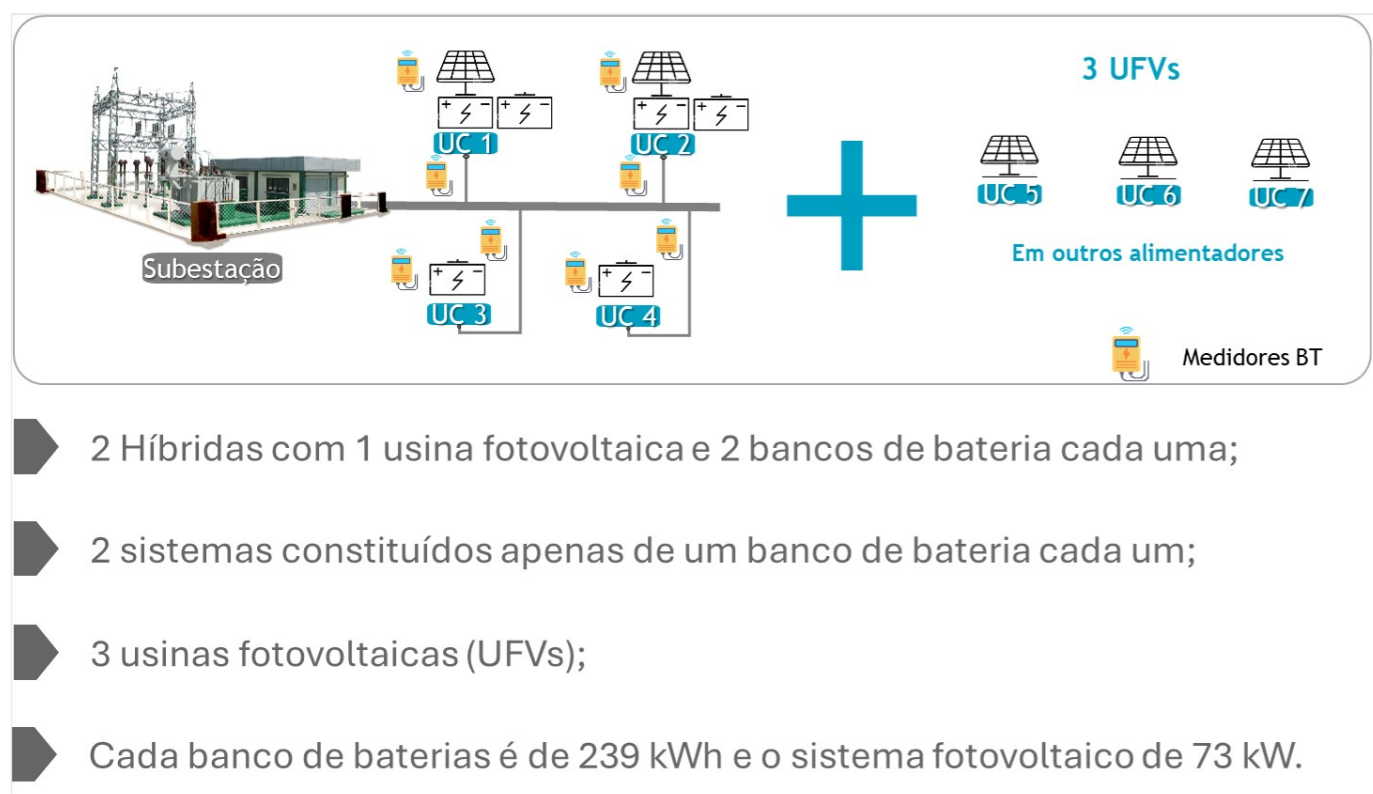


Figura 3 - Informações da VPP da Energisa no Tocantins.

A Figura 4 mostra imagens reais do sistema atualmente, destacando os bancos de baterias e UFVs que compõem os sistemas.



Figura 4 - Imagens atuais dos REDs.

Muito embora existam os 7 REDs descritos anteriormente, o trabalho terá como foco as medições realizadas na Usina Híbrida 1, composta de 1 UFV e 2 bancos de baterias com as características descritas previamente. A Figura 5 mostra as localizações do RED relacionado à híbrida 1, que está em verde, bem como, um transformador da rede de distribuição que está próximo a esse RED, em azul no mapa. As medições informadas neste trabalho se relacionam a esses dois pontos de medição. É importante destacar que não há um transformador diretamente conectado ao RED, este é ligado diretamente à rede de distribuição.

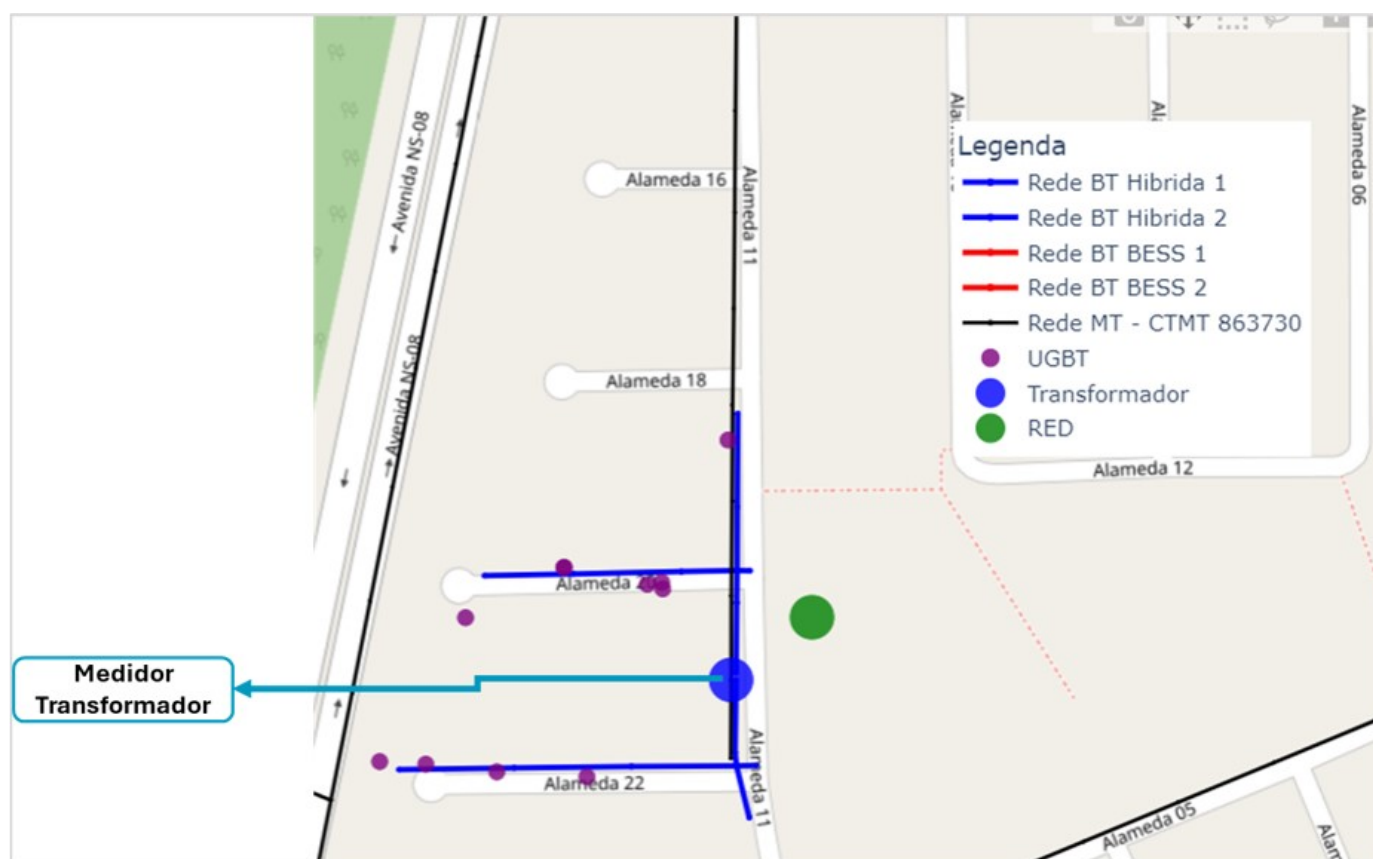


Figura 5 - Localização do RED relacionado à híbrida 1 em Palmas-TO.

2.Modos de Operação

No que tange aos modos de operação da híbrida 1, deve-se mencionar que o funcionamento da usina é baseado em operação remota e local. A operação remota é baseada em controle via SCADA e o objetivo é que o sistema funcione na maior parte do tempo nesse formato de operação. O modo local, por sua vez, permite que o sistema opere de forma autônoma em caso de perda de comunicação com o sistema supervisor e consequente inatividade da operação remota. Nesse sentido, vale ressaltar que a híbrida 1 teve mais de 90% em modo de operação remota, ou seja, com lógica de controle atuando à distância, um excelente número para um projeto que está em operação assistida e é pioneiro no Brasil.

Dados os formatos de operação, foram desenvolvidas diferentes lógicas de controle para atender a distintos objetivos. Estas foram divididas nos seguintes modos: Modo Time Shifting, Modo Distribuidora, Modo VPP Auto e Modo EMS Auto. Os três primeiros modos são baseados em operação remota, enquanto o último destaca a operação local. Cada um desses modos será detalhado a seguir.

2.1 Modo Time Shifting

Neste modo, a bateria é recarregada utilizando a geração fotovoltaica da própria unidade consumidora, sendo o excedente de geração exportado. Não é absorvida energia da rede (distribuidora) para recarregar a bateria. A bateria é descarregada injetando o máximo de energia no horário de ponta comercial, ou seja, o horário de maior valor tarifário.

A Figura 6 a seguir mostra a atuação do sistema em modo Time Shifting. As curvas na parte superior estão relacionadas às medições de tensão nas 3 fases do sistema. Analisando a parte inferior da figura, a curva em vermelho representa a medição de potência ativa no inversor da UFV, enquanto a curva em azul claro representa a medição no equivalente das baterias, já a curva em rosa é a saída da híbrida 1, ou seja, já com as influências de atuação da UFV e sistemas de armazenamento (BESS).

O mesmo padrão de curva se repete para os demais modos de operação.

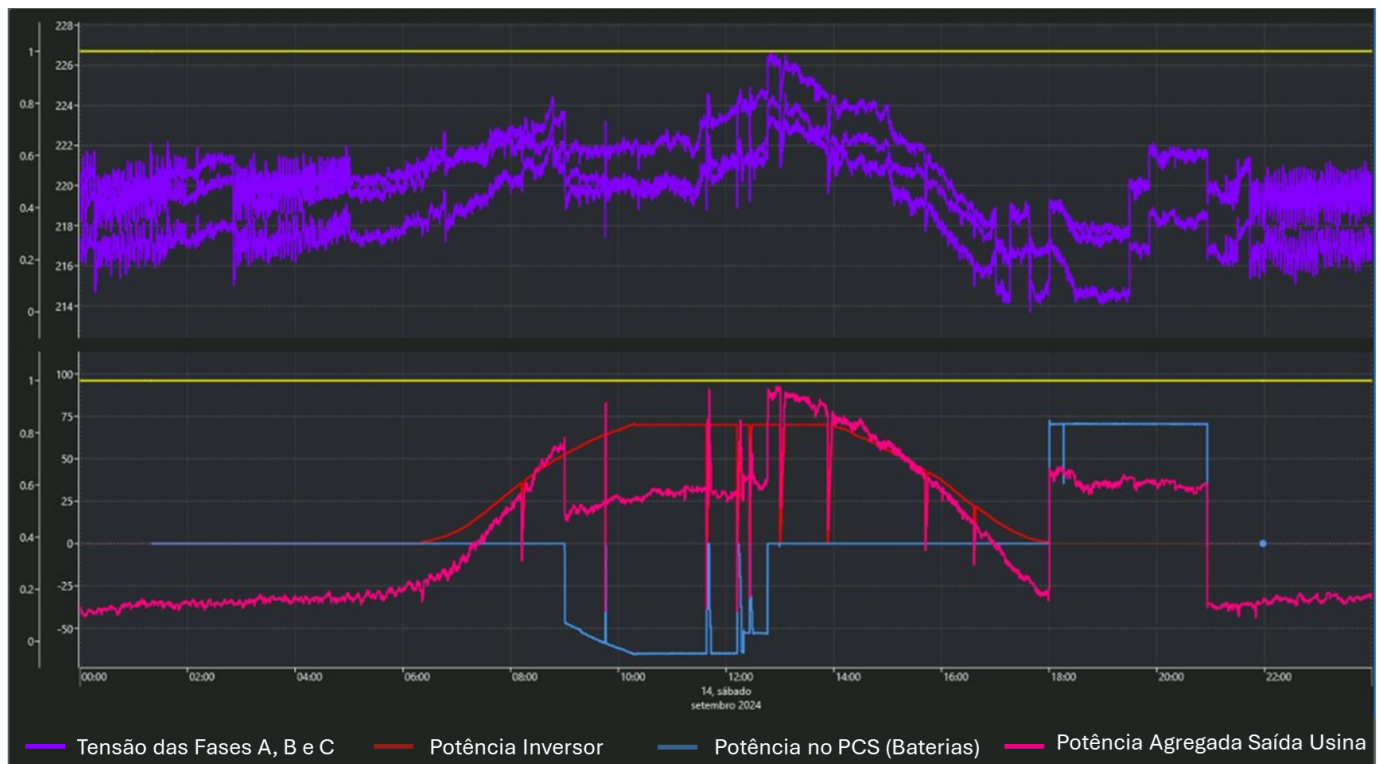


Figura 6 - Operação no modo Time Shifting.

2.2 Modo Distribuidora

Esse modo traz aspectos importantes do ponto de vista da distribuidora, como o controle do fluxo reverso no transformador e controle de tensão:

- Entre 8h e 14h: O fluxo reverso no transformador é limitado em 45kW;
- Entre 14h e 16h: O fluxo reverso no transformador é limitado em 30kW;

O objetivo é limitar a elevação de tensão, que ocorre devido ao excesso da potência gerada, com relação a carga existente na BT.

- Entre 16h e 8h: O consumo no transformador foi controlado em 5kW, enquanto houver energia disponível na bateria para garantir essa potência

Sabe-se que há uma redução da geração fotovoltaica após às 16h. Dessa forma, foi limitado o consumo no transformador para reduzir o afundamento de tensão na BT.

- Entre 21h e 5h, se não há energia na bateria: injeção de potência reativa pelo inversor fotovoltaico.

O objetivo é minimizar os problemas com subtensão no período noturno.

A Figura 7 destaca um dia de dados captados de operação da usina nesse modo.

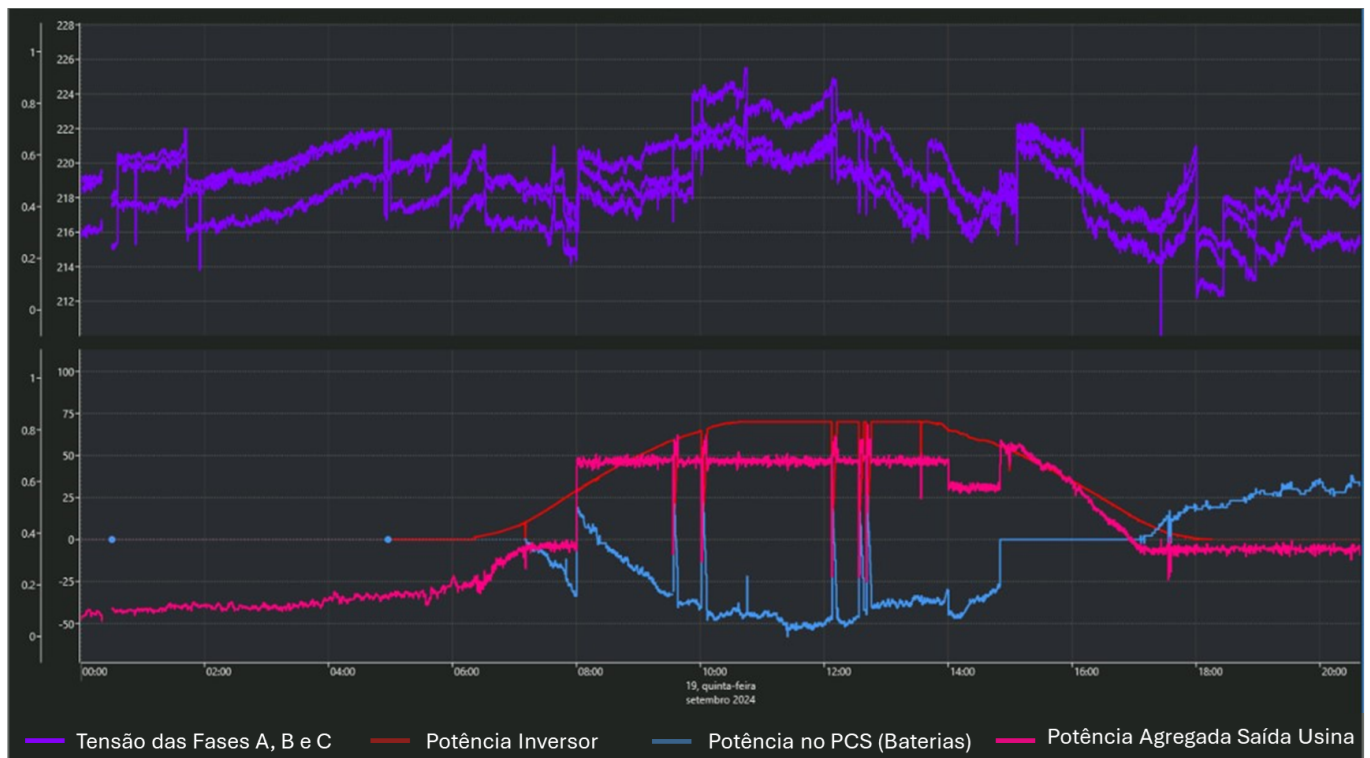


Figura 7 - Operação no modo Distribuidora.

2.3 Modo VPP Auto

O modo chamado de VPP Auto, que utiliza a lógica de controle desenvolvida em conjunto com a Universidade Federal de Uberlândia (UFU), busca reunir as características do Modo Time Shifting e Modo Distribuidora, o que significa que sua operação realiza arbitragem tarifária, carregando a bateria no horário de geração fotovoltaica e exportando no horário de ponta, mas é controlada com base na tensão, para evitar violações. Esse modo tem seu funcionamento baseado nas seguintes características:

- Entre 8h e 14h: absorção constante da bateria em 20% da potência nominal da Unidade Consumidora (a própria usina):

O objetivo é recarregar a bateria durante a maior parte do período de geração solar.

- Entre 14h e 18h: absorção máxima da bateria, contanto que não viole limites de tensão. Dessa forma, o objetivo é garantir, sem violar tensão, que a bateria esteja com a máxima quantidade de energia armazenada no início do horário de ponta.
- Descarregar a bateria injetando o máximo de energia no horário de ponta comercial, sem violar limites de tensão. Nesse sentido, injeta-se o máximo da energia armazenada na bateria no horário de maior valor tarifário, sem violar limites de tensão. A Figura 8 destaca um dia de operação da híbrida 1 no modo VPP Auto.

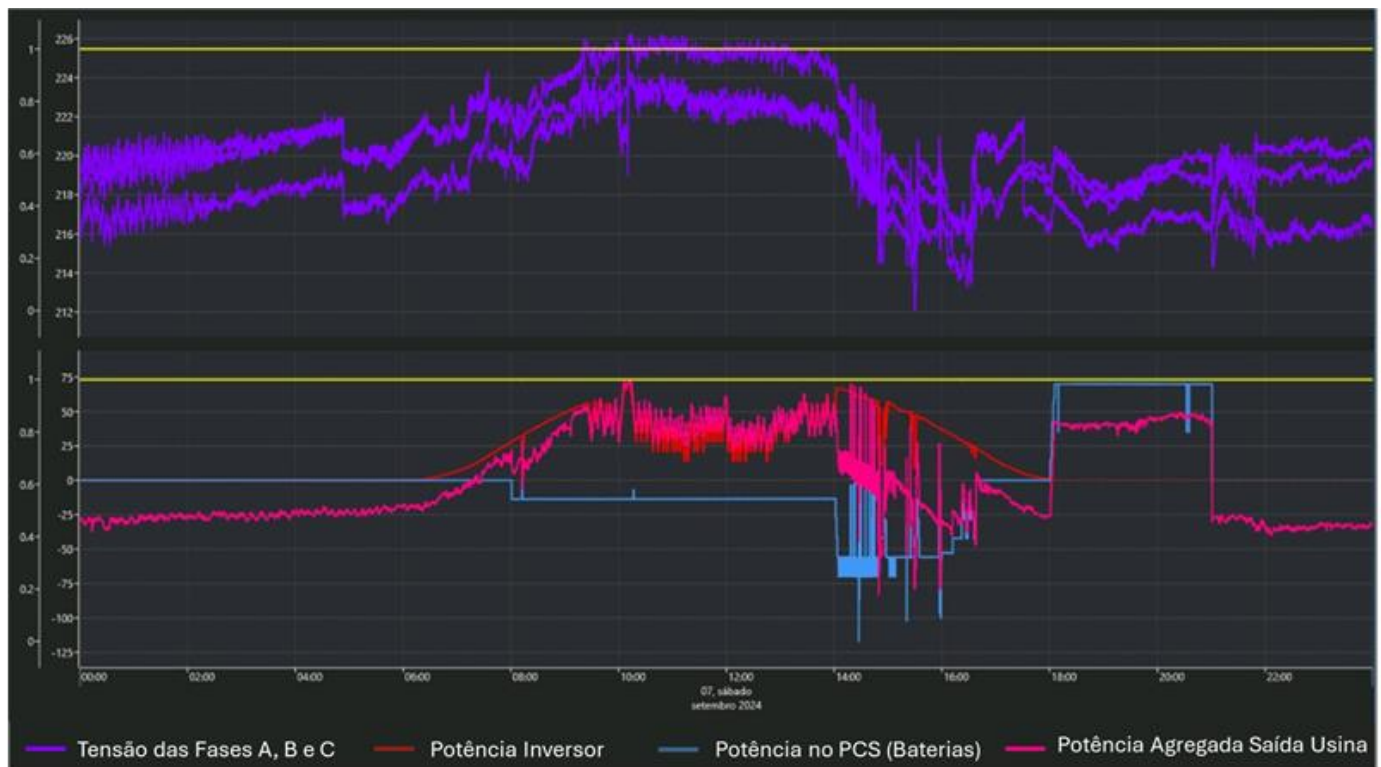


Figura 8 - Operação no modo VPP Auto.

2.4 Modo EMS Auto

Este modo é acionado quando nenhum dos outros modos estão operando. Um exemplo para que isso ocorra é quando há perda de comunicação com o SCADA, o que não permite os modos de operação remota. O EMS Auto é caracterizado por:

- A partir da 10h: Recarregar a bateria no período teórico de maior geração solar.

Tem o objetivo de absorver energia para recarregar a bateria no período onde teoricamente há uma maior tensão devido ao pico da inversão de fluxo.

- Entre 18h e 00h: Zerar o consumo do transformador, sem inverter o fluxo.

Para esse caso, o intuito é estabilizar a tensão ao manter o transformador sem consumir da MT pelo maior período possível durante a noite.

A Figura 9 representa um dia de operação nesse modo.

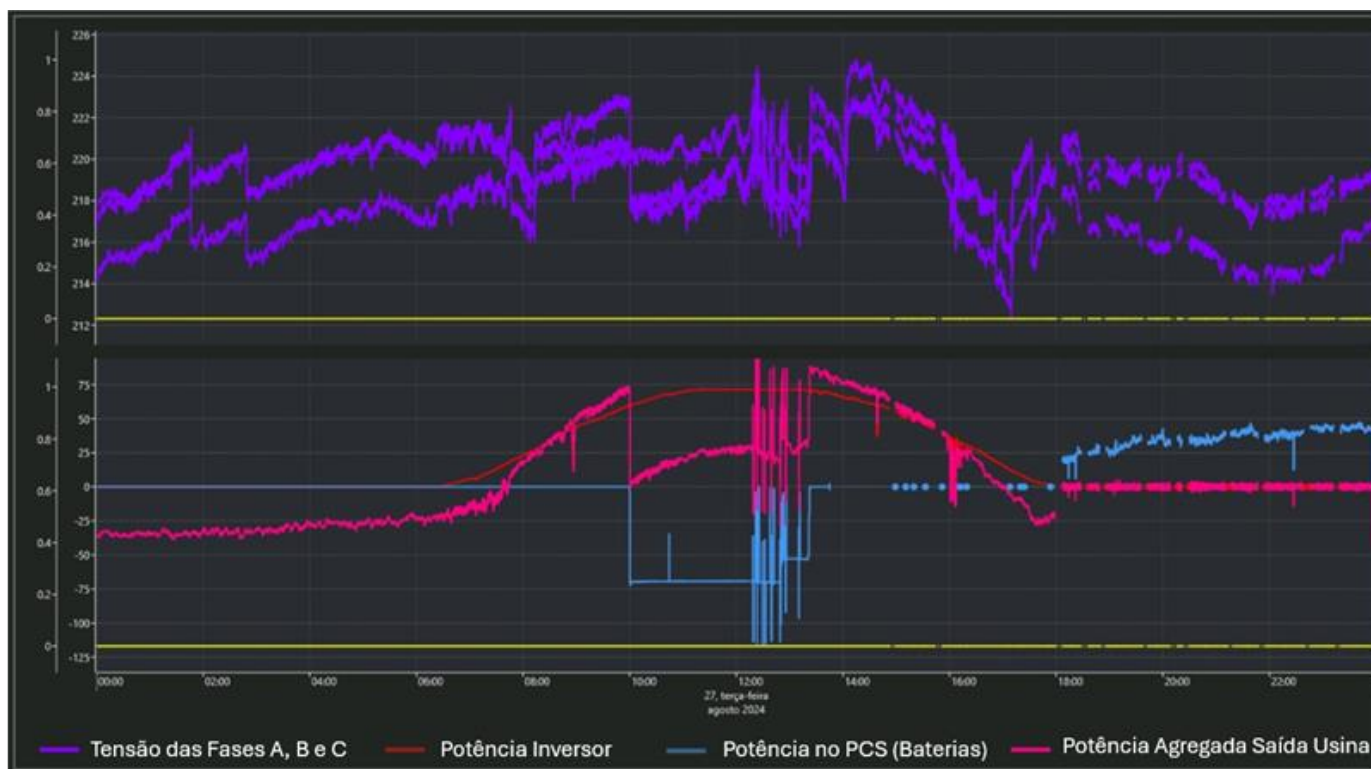


Figura 9 - Operação no modo EMS Auto.

A Figura 10 a seguir resume o que é buscado em cada um dos modos. Nota-se que o Time Shifting prioriza a geração de receita, ou seja, rentabilizar os REDs gerando créditos e utilizando-se de arbitragem tarifária. O modo Distribuidora tem como objetivo manter a qualidade de energia, focando em manter níveis de tensão e carregamento do circuito dentro de valores ótimos ao sistema. Já o modo do controle VPP Auto é o equilíbrio entre os dois modos anteriores, ou seja, busca atender os padrões de qualidade de energia e, ao mesmo tempo, possibilitar a rentabilização dos ativos.

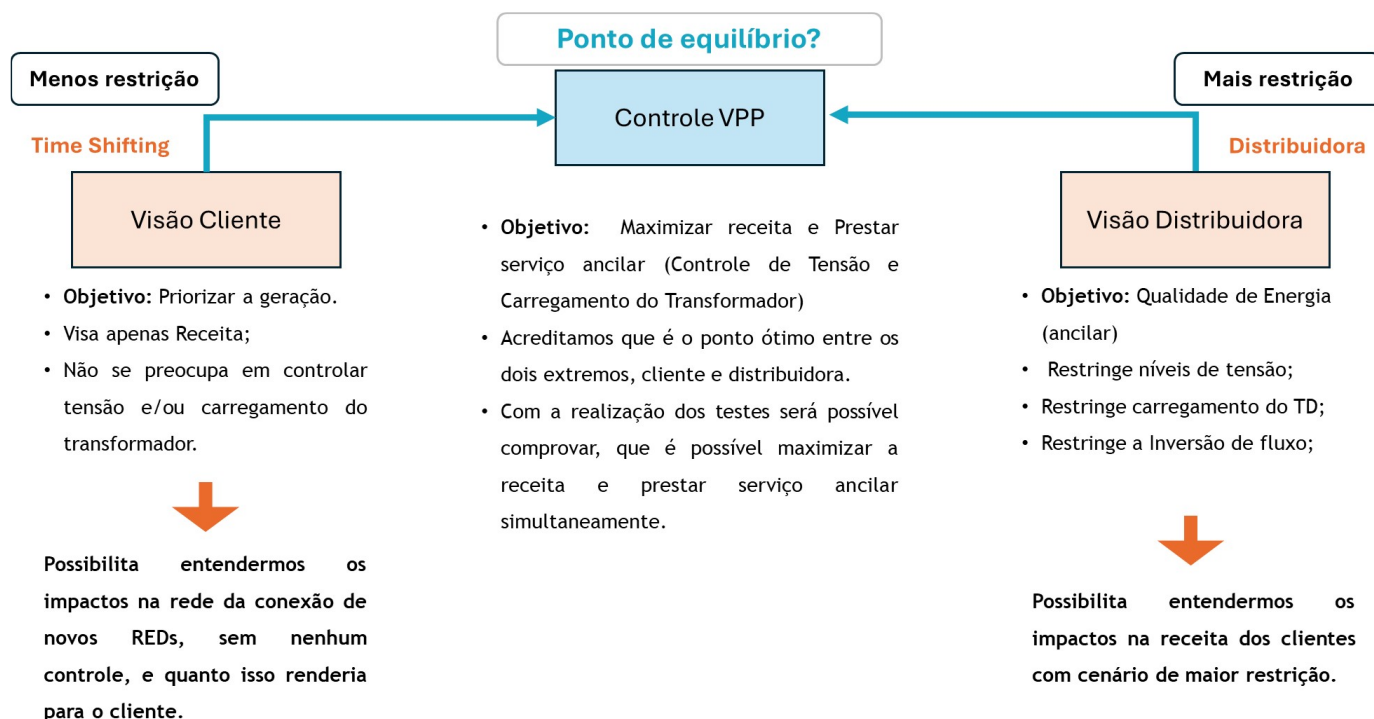


Figura 10 - Resumo com os objetivos dos modos de operação.

3.Resultados

Uma das análises importantes para verificar a atuação e influência dos ativos no sistema elétrico em que está conectado é a sua relação com a qualidade da energia. De acordo com o PRODIST Módulo 8, a tensão em regime permanente pode ser dividida em 3 faixas, adequada, precária e crítica, e existem os indicadores de Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) e Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC) que são calculados a partir do conjunto de 1008 (mil e oito) leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de 10 minutos cada. Os limites de tensão para cada faixa estão presentes na Tabela 1.

Tabela 1 - Faixas de tensão Adequada, Precária e Crítica)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233) / (110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233) / (TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$

Fonte: (PRODIST, 2020)

OBS: Para este estudo, a faixa de tensão considerada adequada será entre 213 V e 228 V ou seja entre 0,97 p.u. e 1,04 p.u. Esta restrição mais rigorosa foi utilizada para demonstrar a robustez do modo de controle desenvolvido para esta aplicação.

A Figura 11 mostra um comparativo entre os indicadores para todos os modos de operação, exceto o EMS Auto, pois este somente é acionado quando não há atuação dos demais. Importante destacar que são dados reais de medição, o que mostra a importância do trabalho desenvolvido no cenário brasileiro.

- No modo Time Shifting notam-se os piores indicadores de DRP e DRC. Isso se deve ao fato desse modo ter em seu algoritmo de controle a absorção de energia para recarregar a bateria durante o período de maior geração fotovoltaica, bem como, o máximo despacho de energia durante o período de ponta, garantindo maximização de receita com a operação do RED.
- O modo Distribuidora tem como destaque os índices de DRP e DRC com os melhores valores. Isso mostra a atuação do modo focado em manter a qualidade da energia, buscando restringir os níveis de tensão, controlar o carregamento do transformador, e também limitar a inversão de fluxo.
- Por fim, no modo VPP Auto, percebe-se que os resultados de DRP e DRC foram melhores que o do modo Time Shifting, embora ainda não tenha alcançado os níveis do modo Distribuidora, com exceção da última semana de análise do modo VPP Auto, a qual apresentou a melhor performance na redução de violações de tensão considerando a evolução dos refinamentos desse modo de controle (resultados das versões do script apresentadas na Figura 11). Isso se deve ao fato dessa forma de operação se atentar a garantir o suporte à rede sem deixar de buscar uma maior rentabilização dos ativos.

TIME SHIFTING x MODO DISTRIBUIDORA x VPP AUTO

TIME SHIFTING				
Semana	Ponto	FASE	DRP (%)	DRC(%)
29/09 a 05/10	Trafo	A	8,43	0
		B	0,10	0
		C	0	0
	UC	A	13,89	0
		B	2,58	1,29
		C	0,40	0

MODO DISTRIBUIDORA				
Semana	Ponto	FASE	DRP (%)	DRC(%)
09/10 a 15/10	Trafo	A	0,50	0
		B	0	0
		C	0,10	0
	UC	A	0,10	0,10
		B	0,10	0,10
		C	0	0,10

VPP AUTO				
Semana	Ponto	FASE	DRP (%)	DRC(%)
02/07 a 08/07	Trafo	A	0,89	0
		B	0	0
		C	0	0
	UC	A	0,89	0
		B	3,96	0,099
		C	0,3	0
13/08 a 19/08	Trafo	A	3,97	0
		B	0	0
		C	0	0
	UC	A	6,75	0
		B	2,77	0,099
		C	0	0
03/09 a 09/09	Trafo	A	0	0
		B	0	0
		C	0	0
	UC	A	0,099	0
		B	0,3	0
		C	0	0

Figura 11 - Valores de dos indicadores de **DRP** e **DRC** para os diferentes modos de operação. Para efeito de ilustração do perfil de tensão, a Figura 12 a seguir mostra a plotagem desse perfil para os modos Time Shifting e Distribuidora. Nota-se o que o modo Distribuidora oscila em uma faixa mais limitada comparado ao Time Shifting, ou seja, é um modo que consegue manter a tensão dentro de padrões mais estáveis.

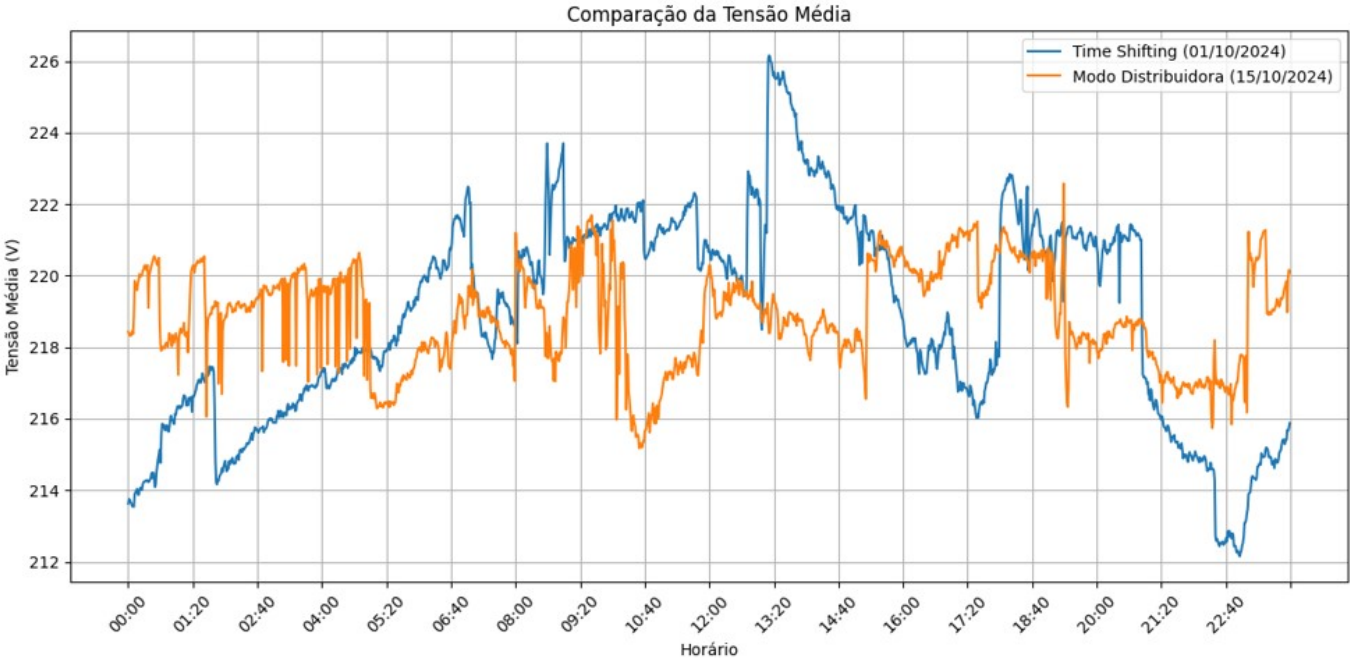


Figura X - Perfil de tensão para um dia típico dos modos Distribuidora e Time Shifting

4. Perspectivas futuras

No Brasil, a Lei 14.300 abriu caminho para a futura inclusão de serviços ancilares pela micro e mini geração distribuída. Contudo, a falta de regulamentação específica e de uma remuneração adequada torna esses

serviços pouco viáveis economicamente. A REN 1059/2023 não aborda a oferta desses serviços, e mesmo as gerações centralizadas, como as de fonte eólica e solar, mostram baixa adesão devido à remuneração limitada, fixada em R\$ 9,02/Mvar-h.

Como avanço, a ANEEL estabeleceu a consulta pública 044/2023, que propõe um projeto experimental voltado para a prestação de serviços ancilares, especificamente no suporte de reativos para o controle de tensão, com ênfase principalmente na transmissão de energia.

Buscando trazer um modelo de forma conceitual é esperado que futuramente a remuneração dos serviços ancilares através de REDs seja uma função de variáveis como: distância da subestação, energia injetada na rede, impacto no nível de tensão, e quanto maior o valor de cada uma dessas variáveis, é esperada que seja maior a remuneração dos serviços ancilares. A Figura 13 traz um gráfico que mostra conceitualmente a relação dessas variáveis.

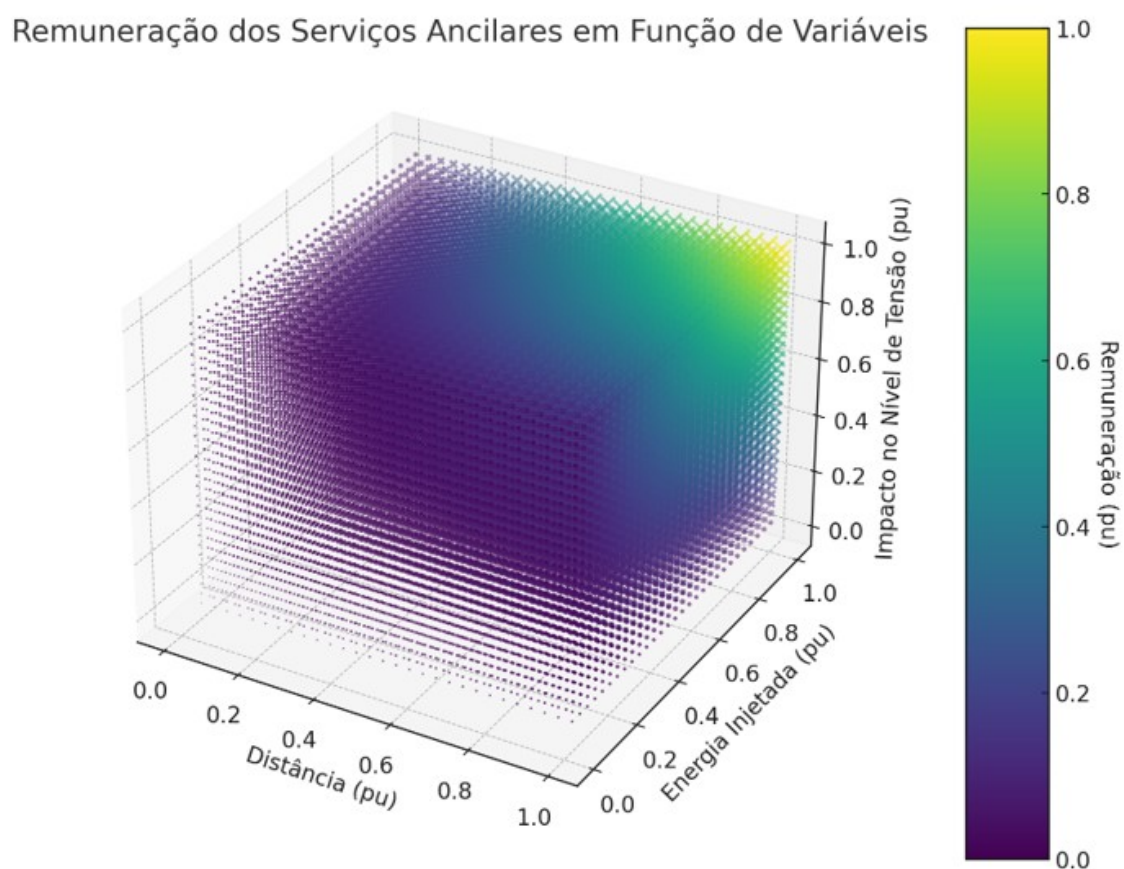


Figura 13 - Gráfico conceitual para remuneração dos serviços ancilares.

3. Conclusão

Este trabalho apresentou os resultados da operação de uma VPP no sistema elétrico brasileiro, destacando-se como um exemplo prático que já proporciona benefícios relevantes para a qualidade do fornecimento de energia elétrica à população. Os dados incluem a análise de níveis de tensão e a gestão de potência, com a injeção e absorção de energia nos períodos de pico de consumo, contribuindo para uma operação mais eficiente da rede onde a VPP está instalada.

Além dos benefícios imediatos, a adaptabilidade e modularidade da VPP a tornam uma solução promissora para mitigar problemas futuros da rede elétrica, como os decorrentes do crescimento contínuo da geração

distribuída solar. Com a evolução da legislação brasileira sobre serviços ancilares, esses projetos poderão se tornar mais viáveis e ampliar seu impacto, seguindo os exemplos bem-sucedidos de países como Austrália, Estados Unidos e Reino Unido.

4. Referências bibliográficas

MORDOR. Empresas de armazenamento de energia na Austrália: participação e tamanho do mercado. Disponível em: <https://www.mordorintelligence.com/pt/industry-reports/australia-energy-storage-systems-market>. Acesso em: 1 nov. 2024.

SOUSA JUNIOR, E. S. de. Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias: histórico, aplicações e desafios. Jun. 2023. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/63011/63011.PDF>. Acesso em: 8 out. 2024.

ONS. O Sistema em Números. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 1 dez. 2024.

NANSEN. Como resolver o problema de sobretensão CA do inversor conectado à rede. Disponível em: <https://www.nansensolar.com.br/company-news/how-to-solve-the-ac-overvoltage-problem-of-on-grid-inverter-pt.html>. Acesso em: 1 dez. 2024.

SANTOS, J.; DE CAMARGO, J.; LIMA, E. Soluções para evitar parada de processos industriais devido a VTCDs. Ago. 2005. Disponível em: <https://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/04/SOLUC%CC%A7O%CC%83ES-PARA-EVITAR-PARADA-DE-PROCESSOS-INDUSTRIAIS-DEVIDO-A-VTCDS.pdf>. Acesso em: 21 nov 2024.

NEXT. VPP explained: what is a virtual power plant? Disponível em: <https://www.next-kraftwerke.com/vpp/virtual-power-plant>. Acesso em: 2 dez. 2024.

DAKOTA ELECTRIC. Virtual power plant explained. Dakota Electric Association®, 1 fev. 2024. Disponível em: <https://www.dakotaelectric.com/2024/02/01/virtual-power-plant-explained/>. Acesso em: 21 out. 2024.

ARAÚJO, E. Virtual power plants podem tornar a energia solar mais atrativa. Canal Solar, 22 jul. 2022. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/virtual-power-plants-podem-tornar-a-energia-solar-mais-atrativa/>. Acesso em: 5 nov 2024.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Versão 11. Brasília, 2020. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020888_prodist_modulo_8_v11.pdf. Acesso em: 8 dez. 2024.