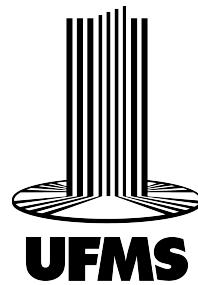


UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Simulação dos Impactos da Inserção de Geradores Fotovoltaicos e de Armazenagem de Energia em um Sistema de Potência de Pequeno Porte

Leonardo Muller Shinzato

Campo Grande - MS
28 de Novembro de 2025



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**Simulação dos Impactos da Inserção de Geradores
Fotovoltaicos e de Armazenagem de Energia em um
Sistema de Potência de Pequeno Porte**

Leonardo Muller Shinzato

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
como exigência para obtenção do grau de Ba-
charelado em Engenharia Elétrica da Universi-
dade Federal de Mato Grosso do Sul – UFMS.

Orientador: Prof. Dr. Luigi Galotto Júnior

Campo Grande - MS
28 de Novembro de 2025



Simulação dos Impactos da Inserção de Geradores Fotovoltaicos e de Armazenagem de Energia em um Sistema de Potência de Pequeno Porte

Leonardo Muller Shinzato

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como exigência para obtenção do grau de Bacharelado em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul – UFMS considerado **aprovado**.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Luigi Galotto Junior (Orientador)

Prof. Dr. Flávio Guilherme de Melo Lima

Eng. Rafael Barreto Braga

Campo Grande, 28 de novembro de 2025.

**NOTA
MÁXIMA
NO MEC**

UFMS
É 10!!!



Documento assinado eletronicamente por **Luigi Galotto Junior, Professor do Magisterio Superior**, em 28/11/2025, às 16:47, conforme horário oficial de Mato Grosso do Sul, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

**NOTA
MÁXIMA
NO MEC**

UFMS
É 10!!!



Documento assinado eletronicamente por **Flávio Guilherme de Melo Lima, Professor do Magisterio Superior**, em 03/12/2025, às 10:11, conforme horário oficial de Mato Grosso do Sul, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

**NOTA
MÁXIMA
NO MEC**

UFMS
É 10!!!



Documento assinado eletronicamente por **Rafael Barreto Braga, Usuário Externo**, em 04/12/2025, às 12:54, conforme horário oficial de Mato Grosso do Sul, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufms.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **6073517** e o código CRC **89E665B5**.

FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA

Av Costa e Silva, s/nº - Cidade Universitária

Fone:

CEP 79070-900 - Campo Grande - MS

Agradecimentos

Gostaria de agradecer minha família que durante toda a duração do curso me apoiou em minhas decisões e me ajudou a superar os momentos mais difíceis, a meus amigos de curso que em toda jornada acadêmica me auxiliou para melhorar meu desempenho como estudante e pessoa, além de me apoiar para superar cada desafio a nossa frente, aos meus colegas e amigos de trabalho que durante meu estágio me ensinaram a evoluir profissionalmente e como lidar com as adversidades do dia a dia do mercado de trabalho e me proporcionaram oportunidades únicas que serei eternamente grato a todos que fizeram parte da minha jornada acadêmica.

Resumo

O Brasil é reconhecido mundialmente por sua matriz energética predominantemente renovável, com destaque para as usinas hidrelétricas. Nos últimos anos, o avanço da tecnologia fotovoltaica e as condições geográficas favoráveis — especialmente no Nordeste — impulsionaram a expansão da geração solar em todo o país. No entanto, a inserção de fontes intermitentes, como a solar, traz desafios significativos para o sistema elétrico, exigindo das concessionárias soluções técnicas e econômicas que assegurem a estabilidade e a confiabilidade da rede. Este trabalho tem como objetivo analisar os impactos da integração de usinas fotovoltaicas em sistemas de potência por meio da simulação do sistema *IEEE* de 9 barras, composto por três geradores e três cargas. Utilizando o software *MatLab*, foram simulados diferentes cenários de operação com e sem sistemas de armazenamento de energia, *Battery Energy Storage System* ou *BESS*, considerando dados de carga e geração do Operador Nacional do Sistema (ONS). Os resultados obtidos demonstram os efeitos da geração distribuída na estabilidade e nas perdas do sistema, bem como o potencial do armazenamento de energia para mitigar violações de tensão e aprimorar a qualidade do fornecimento.

Palavras-chaves: Fotovoltaicos, fontes renováveis, sistema de potência, geração distribuída, Matlab.

Abstract

Brazil is globally recognized for its predominantly renewable energy matrix, with hydroelectric plants playing a major role. In recent years, the advancement of photovoltaic technology and the country's favorable geographical conditions — especially in the Northeast — have driven the expansion of solar generation across the nation. However, the integration of intermittent sources, such as solar power, poses significant challenges to the electrical system, requiring utilities to adopt technical and economic solutions that ensure grid stability and reliability. This work aims to analyze the impacts of integrating photovoltaic power plants into electric power systems through the simulation of the *IEEE* 9-bus system, composed of three generators and three loads. Using the *MatLab* software, different operating scenarios were simulated with and without Battery Energy Storage System or *BESS* (Battery Energy Storage Systems), considering load and generation data from the National System Operator (ONS). The obtained results demonstrate the effects of distributed generation on system stability and losses, as well as the potential of energy storage to mitigate voltage violations and improve power quality.

Keywords: Photovoltaics, renewable sources, power system, distributed generation, Matlab.

Lista de ilustrações

Figura 1 –	Diagrama Unifilar Modelagem π equivalente	18
Figura 2 –	Modelo de transformadores	19
Figura 3 –	Círculo equivalente π de transformadores	20
Figura 4 –	Diagrama Unifilar do sistema padrão IEEE de 9 barras	25
Figura 5 –	Dados das barras do sistema IEEE de 9 barras.	26
Figura 6 –	Dados dos Geradores do sistema IEEE de 9 barras	27
Figura 7 –	Dados das linhas do sistema IEEE de 9 barras	28
Figura 8 –	Curvas de Carga do Sistema	30
Figura 9 –	Curva de Geração Solar	32
Figura 10 –	(a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema	35
Figura 11 –	(a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema	36
Figura 12 –	(a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema	37
Figura 13 –	(a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema	38
Figura 14 –	(a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema	39
Figura 15 –	(a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema	40
Figura 16 –	(a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema	43
Figura 17 –	(a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema	44
Figura 18 –	(a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema	45
Figura 19 –	(a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema	46
Figura 20 –	(a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema	47
Figura 21 –	(a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema	48
Figura 22 –	(a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema	51
Figura 23 –	(a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema	52
Figura 24 –	(a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema	53
Figura 25 –	(a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema	54
Figura 26 –	(a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema	55
Figura 27 –	(a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema	56
Figura 28 –	(a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema	58
Figura 29 –	(a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema	59
Figura 30 –	(a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema	60
Figura 31 –	(a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema	61
Figura 32 –	(a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema	62
Figura 33 –	(a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema	63
Figura 34 –	(a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema	65
Figura 35 –	(a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema	66

Figura 36 –	(a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema	67
Figura 37 –	(a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema	68
Figura 38 –	(a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema	69
Figura 39 –	(a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema	70

Lista de tabelas

Tabela 1 –	Evolução da Geração de Energia no Brasil	11
Tabela 2 –	Parâmetros das barras do sistema elétrico.	26
Tabela 3 –	Parâmetros dos geradores do sistema elétrico.	27
Tabela 4 –	Parâmetros das linhas do sistema elétrico.	28
Tabela 5 –	Dados da Curva de Carga Leve	31
Tabela 6 –	Dados da Curva de Carga Média	31
Tabela 7 –	Dados da Curva de Carga Pesada	31
Tabela 8 –	Resultados da Substituição do Gerador 3 por um Gerador Fotovoltaico	72
Tabela 9 –	Resultados da Substituição do Gerador 2 por um Gerador Fotovoltaico de 15.71 MW	73

Sumário

1	Introdução	11
1.1	Objetivos	13
1.2	Organização do Trabalho (Resumo dos capítulos)	13
2	Revisão Bibliográfica	14
2.1	Fundamentação Teórica	14
2.1.1	Unidade Consumidora	14
2.1.2	Geração Distribuída	14
2.1.3	Inversão de fluxo	15
2.1.4	Corte de Geração	15
2.1.5	Apagão	16
2.1.6	Conjuntos	16
2.1.7	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	16
2.1.8	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	16
2.1.9	Modelagem de Barras	17
2.1.10	Modelagem de Linhas de Transmissão	18
2.1.11	Modelagem de Transformadores	19
2.1.12	Matriz Admitância	21
2.1.13	Método de <i>Newton-Raphson</i>	23
2.2	Estado da Arte	24
3	Metodologia	25
3.1	Análise de Fluxo de Potência	25
3.2	<i>MatPower</i>	25
3.2.1	Adaptações do Sistema	30
3.3	Descrição do problema	32
3.4	Casos de simulação	33
4	Simulações do Sistema IEEE de 9 Barras com Geradores Fotovoltaicos.	34
4.1	Caso 1: Substituição do Gerador 3 por um Gerador Fotovoltaico de 141 MW	34
4.1.1	Caso 1 - Somente GD e Carga no Sistema	34
4.1.2	Análise do Caso 1 - Somente GD com Carga no Sistema	41
4.1.3	Caso 2 - Sistema com BESS na barra 9	42

4.1.4	Análise do Caso 2 - Sistema com <i>BESS, Battery Energy Storage System</i> , na barra 9:	49
4.2	Substituição do Gerador 2 por um Gerador Fotovoltaico de 15.71 MW	50
4.2.1	Caso 3 - Somente GD e Cargas	51
4.2.2	Análise do Caso 3 - Somente GD e Cargas	57
4.2.3	Caso 4 - Sistema com <i>BESSs</i> na barra 7 e 9:	58
4.2.4	Análise do Caso 4 - Sistema com <i>BESSs</i> na barra 7 e 9:	64
4.2.5	Caso 5 - Realocação dos <i>BESSs</i> para as barras 2 e 3:	65
4.2.6	Análise do Caso 5 - Realocação dos <i>BESSs</i> para as barras 2 e 3:	71
4.3	Resumo dos Resultados	72
4.3.1	Substituição do Gerador 3 por um Gerador Fotovoltaico de 141 MW	72
4.3.2	Substituição do Gerador 2 por um Gerador Fotovoltaico de 15.71 MW	73
	Conclusão	74
	Referências	75

1 Introdução

Nas últimas décadas, o Brasil é uma referência global na geração de energia renovável devido ao seu grande potencial hídrico, devido ao grande número de rios de grande porte que possuem capacidade de instalação de instalações de energia hidrelétrica de pequeno e grande porte. Porém com o passar dos anos e com o desenvolvimento das tecnologias de geração, foi-se descobrindo novas possibilidades de geração no solo brasileiro, sendo as principais inovações nas áreas de geração através de painéis fotovoltaicos, Energia Solar, e turbinas eólicas, Energia Eólica.

Com o passar dos anos, o aprimoramento destas tecnologias e seus custo benefício cada vez maior, estas fontes de energia foram se concretizando dentro do sistema elétrico brasileiro, até Junho de 2025 segundo o ONS, Tabela 1, podemos observar que o Brasil possui uma capacidade instalada de geração de 237.909 MW de energia sendo deste total, 38.4% deste total é decorrente de fontes renováveis, sendo a energia solar responsável por 7.2% da energia total gerada,(ONS, 2025).

Tabela 1 – Evolução da Geração de Energia no Brasil

Geração (MW)	Solar	Hidráulica	Eólica	Térmica	Nuclear	MMGD
Ano						
2020	2.925	108.543	15.946	35.509	1.990	0
2021	4.508	108.739	19.611	37.344	1.990	0
2022	6.916	109.189	23.158	39.331	1.990	0
2023	10.754	108.453	27.429	39.796	1.990	24.238
2024	16.329	107.964	32.545	37.410	1.990	35.038
2025	17.209	108.198	33.496	36.275	1.990	40.625
2029	24.248	108.746	35.945	33.372	1.990	64.416

Fonte: ONS

Em paralelo ao crescimento da energia solar, a geração eólica também apresentou desenvolvimento relevante, especialmente nas regiões Nordeste e Sul do país. O Nordeste brasileiro, devido à sua posição geográfica privilegiada, próxima à linha do Equador, apresenta uma grande capacidade técnica de geração renovável, combinando altos índices de irradiação solar e intensos ventos constantes . Essa conjuntura atraiu vultosos investimentos privados, concentrando parques solares e eólicos na região (NEOENERGIA, 2017), (LABREN, 2017).

No entanto, essa rápida expansão, em especial das usinas de grande porte conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), tem imposto desafios operacionais à rede de transmissão e distribuição. Um exemplo emblemático ocorreu em 2024, quando o ONS determinou cortes pontuais na geração solar em determinadas usinas devido à sobreoferta momentânea de energia frente à demanda local, medida conhecida como *curtailment*.

Tais intervenções, embora justificadas do ponto de vista técnico, geraram intensas

críticas por parte de investidores e agentes do setor, que apontaram falhas no planejamento da expansão da infraestrutura elétrica e ausência de mecanismos adequados de armazenamento e flexibilidade operacional.

Com uma grande incidência solar e eólica decorrente de sua posição geográfica próxima a linha do equador a região apresenta condições ótimas para uma geração mais constante dessas modalidades. Estas características atraíram diversos investidores para a região que logo colocaram diversas plantas de geração em operação para uma modalidade de distribuição que vinha crescendo em popularidade e possibilidade de execução: o Mercado Livre de Energia ou ACL, Ambiente de Contratação Livre.

Nesse contexto de transformação estrutural do setor elétrico, destaca-se também a crescente relevância do Ambiente de Contratação Livre (ACL) como alternativa à tradicional forma de aquisição de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). O ACL, também conhecido como Mercado Livre de Energia, foi regulamentado no Brasil pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e permite que consumidores com demanda contratada superior a 500 kW negoçiem diretamente com geradores e comercializadores de energia (BRASIL, 2004).

Inicialmente restrito a grandes indústrias e consumidores especiais, esse modelo vem se democratizando gradualmente, impulsionado pela abertura do mercado e pelas vantagens econômicas que oferece, como maior previsibilidade de custos, liberdade de escolha do fornecedor e possibilidade de contratação de energias renováveis.

Todavia, a expansão do ACL e a proliferação de usinas renováveis, especialmente solares, impõem novos desafios regulatórios, operacionais e logísticos ao setor. A ausência de uma política nacional de armazenamento de energia, a limitação da capacidade de escoamento da produção renovável e a necessidade de investimentos robustos em linhas de transmissão tornam-se fatores críticos para a sustentabilidade do crescimento da matriz renovável brasileira.

Com o crescimento da modalidade ACL e da redução do custo de instalação de uma usina de geração distribuída, o Brasil caminha para um futuro cada vez mais verde, isso para muitas pessoas é algo positivo, porém para as distribuidoras e transmissoras de energia essa geração apresenta uma série de desafios e problemas como por exemplo:

- Inversão de fluxo de potência;
- Geração oscilante;
- Sobrecarga de alimentadores de subestações;
- Alta geração em horários de pouca carga;

Assim para garantir um fornecimento constante de energia de alta qualidade e baixo custo para o consumidor final, existem muitos desafios a serem solucionados afim de alcançarmos este objetivo de uma maneira que consigamos manter para o futuro.

1.1 Objetivos

Investigar os principais desafios técnicos decorrentes da ampliação da geração distribuída e da crescente participação do Ambiente de Contratação Livre (ACL) no setor elétrico nacional, a fim de compreender seus efeitos sobre a rede de distribuição e transmissão e apontar caminhos viáveis para a manutenção de um fornecimento energético seguro, eficiente e sustentável. Contemplando evitar impactos como inversão de fluxo, sobrecarga de alimentadores e instabilidade de tensão

- Analisar os efeitos da intermitência das fontes renováveis solares, sobre o equilíbrio entre oferta e demanda de energia em um Sistema Elétrico de Potência
- Propor alternativas para garantir a qualidade, confiabilidade e continuidade no fornecimento de energia diante do novo cenário energético brasileiro.

1.2 Organização do Trabalho (Resumo dos capítulos)

Na estrutura deste trabalho estão capítulos que irão descrever sobre os conceitos vistos para entendimento do tema.

- **Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica:** Irá apresentar conceitos necessários para compreensão e aplicação das simulações;
- **Capítulo 3 - Metodologia:** Serão apresentados os conceitos teóricos utilizados na construção e compreensão de um SEP e apresentado o programa utilizada para realizar as simulações presentes neste trabalho
- **Capítulo 4 - Resultados:** Serão apresentados os dados obtidos com as simulações em conjunto com algumas considerações sobre os casos;
- **capítulo 5 - Conclusão:** Serão colocadas as considerações finais sobre os resultados adquiridos neste trabalho.

No capítulo 3: Metodologia, serão apresentados os conceitos teóricos utilizados na construção e compreensão de um SEP e apresentado o programa utilizada para realizar as simulações presentes neste trabalho. Os resultados das simulações são apresentados no capítulo 4: Resultados juntamente com algumas considerações sobre as mesmas. Por fim a conclusão deste se encontra no capítulo 5: Conclusão.

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Fundamentação Teórica

Nesta seção, são apresentados os principais conceitos e definições fundamentais para a compreensão dos desafios técnicos associados à integração da geração distribuída ao sistema elétrico nacional. Os temas aqui tratados são embasados em literatura técnica, normativa e científica reconhecida, e servirão como base para as análises e simulações realizadas nos capítulos posteriores.

Para a compreensão e confecção deste trabalho, é necessário a compreensão destes temas e definições:

2.1.1 Unidade Consumidora

Uma unidade consumidora, ou UC, é uma instalação residencial, comercial ou industrial com registro de apenas um proprietário de pessoa física(CPF) ou pessoa jurídica (CNPJ) que recebe energia da distribuidora de energia local com apenas uma medição e um ponto de entrega de energia. Sendo este ponto de entrega um local físico delimitado que não pode abranger diversas propriedades ou proprietários.

Cada UC possui um código vinculado a distribuidora de energia que identifica este consumidor com todas as informações necessárias para fins de faturamento de energia dependendo da mobilidade do cliente como classe de tensão, categoria de consumo. As categorias de fornecimento, faturamento e cálculos de tarifas estão presentes na Norma Regulativa N°1000 de 7 de dezembro de 2021,([ANEEL, 2021](#)).

2.1.2 Geração Distribuída

É a modalidade atribuída quando a geração de energia é feito no local ou próximo ao consumo final desta energia, sendo que a geração é realizada em sua grande maioria por painéis fotovoltaicos instalados nos telhados das residencias, se enquadram nesta modalidade gerações provenientes de fontes eólicas e biomassa como exemplo. Definida inicialmente pelo decreto N°5.163, ([BRASIL, 2004](#)), foi complementada em 2012 com a Resolução Normativa N°482 e atualizada pela RN N°1.059, ([ANEEL, 2023](#)), que cria a definição de Micro e Mini Geração Distribuída:

- **Microgeração Distribuída:** Central geradora de energia com fonte renovável de potencia instalada menor ou igual a 75 kW;

- **Minigeração Distribuída:** Central geradora de energia com fonte renovável de potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a:
 - 5 MW para fontes despacháveis;
 - 3 MW para demais fontes não enquadradas como centrais despacháveis;
 - 5 MW para unidades consumidoras conectadas até 7 de janeiro de 2022 ou com protocolo de solicitação de conexão até 7 de janeiro de 2023;

2.1.3 Inversão de fluxo

Em situações normais, o fluxo de energia flui das unidades geradoras transmissoras para as unidades consumidoras na distribuição. A inversão ocorre quando as unidades consumidoras injetam um grande volume de energia na rede de distribuição superando a demanda de energia e fazendo com que as unidades de distribuição de energia comecem a fornecer energia para o sistema de transmissão. A ocorrência desse fluxo pode gerar grandes danos à estrutura do SEP, causando desequilíbrio nas tensões, sobrecarga de equipamentos e podendo causar desligamentos no fornecimento de energia.

2.1.4 Corte de Geração

O corte de geração ,ou *curtailment*, é uma redução, limitação ou corte forçado na geração de uma usina de energia, isso ocorre pela necessidade de controle entre carga e geração quando em um determinado momento a geração de energia excede a demanda por energia, sendo necessário a atuação deste fenômeno para manter a integridade e continuidade de fornecimento de energia, para evitar que linhas de transmissão, distribuição, equipamentos ou as próprias unidades consumidoras sofram as consequências do excesso de geração como elevação de tensão acima do limite estabelecido de 1.05 p.u de valor de tensão, inversão de fluxo de potência e sobrecarga de equipamentos. Este fenômeno está muito atribuído na atualidade a usinas fotovoltaicas, pois com o grande avanço de instalação de grandes blocos geradores, em muitas regiões ocorre esse fenômeno, mais recentemente vários casos no nordeste atraíram a atenção da mídia, onde diversas empresas e investidores faziam protestos sobre as perdas econômicas que sofriam com o *curtailment* em efeito e cobrando a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) soluções para o problema,([ELÉTRICA, 2022](#)).

2.1.5 Apagão

Apagão, ou *Blackout*, é o termo utilizado para descrever a perda parcial ou total da distribuição ou transmissão de energia elétrica em uma determinada região. Um *Blackout* na transmissão pode-se decorrer pela abertura de linhas de transmissão ou distribuição principalmente por ocorrência de curtos circuitos devido a acidentes em torres, condições climáticas adversas e descargas elétricas. Um exemplo deste termo que possibilita a compreensão deste tema é o apagão que ocorreu no Brasil em 10 de novembro de 2009. De acordo com o relatório de ocorrência do ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, houve um curto circuito no trecho entre Ivaiporã (PR) e Itaberá (SP), inicialmente eram curtos monofásicos que evoluíram para curtos trifásicos que ocasionaram o acionamento dos sistemas de proteção que desligaram as linhas de transmissão, com o súbito corte na transmissão e a demanda de energia constante, pode-se afirmar que a frequência das linhas subsequentes apresentaram um aumento abrupto, assim para proteger as linhas de transmissão, distribuição e por consequência equipamentos, residencias e industrias, iniciou-se um efeito cascata em diversos circuitos transmissores que desligaram diversos estados, os mais afetados sendo os estados de Mato Grosso do Sul, Rio de Janeiro e São Paulo,(ONS, 2009).

2.1.6 Conjuntos

Conjuntos elétricos são blocos formados por uma ou mais subestações de distribuição de uma região, uma cidade menos populosa pode ser atendida por apenas um conjunto e cidades maiores como Campo Grande, Mato Grosso do Sul, é atendida por vários conjuntos, como por exemplo os conjuntos CGA e CGB que representam duas subestações diferentes. Esta definição é utilizada para controle de indicadores como DEC e FEC.

2.1.7 Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

A Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, ou DEC, é o indicador referente à quantidade média em horas que as UCs referentes á um conjunto permaneceram sem energia elétrica durante uma interrupção de fornecimento

2.1.8 Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

A Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, ou FEC, é o indicador referente á quantas vezes em média as unidades consumidoras de um determinado conjunto estiveram sem energia.

2.1.9 Modelagem de Barras

As barras em um SEP possuem quatro variáveis que correspondem a tensão e potência na barra:

- V - Tensão Nodal da barra;
- Θ - Ângulo da tensão nodal;
- P - Potência ativa líquida na barra;
- Q - Potência reativa líquida na barra;

Onde podemos definir duas equações para suas variáveis:

$$E_k = V_k \angle \Theta_k \quad (2.1)$$

$$S_k = P_k + jQ_k \quad (2.2)$$

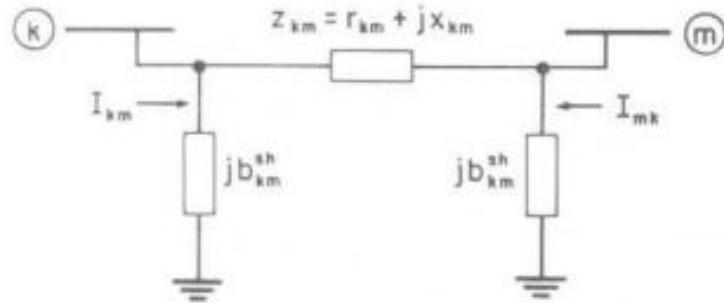
Com essas variáveis conseguimos definir 3 tipos de barras:

- **Barra PQ:** Consiste em uma barra de carga onde o valor das potências ativas e reativas são constantes, sendo necessário o cálculo da tensão V, em p.u, e do ângulo da barra em relação a barra de referência;
- **Barra PV:** Consiste em uma barra com geração de energia onde a potência ativa e a tensão da barra são constantes, sendo necessário o cálculo da energia reativa e do ângulo de tensão da barra. Caso em uma barra exista uma geração e uma carga a barra ainda é considerada uma barra PV devido à unidade geradora conectada a ela;
- **Barra $V\theta$:** é uma barra PV que é utilizada como referência pro sistema, onde a tensão e o ângulo de tensão da barra são conhecidos. Também é conhecida como barra: *slack e swing*.

2.1.10 Modelagem de Linhas de Transmissão

As linhas de transmissão são modeladas utilizando o modelo π equivalente, Figura 1,

Figura 1 – Diagrama Unifilar Modelagem π equivalente



Fonte: Monticelli, 1983

Onde:

- Z_{km} é a impedância da linha;
- r_{km} é a resistência entre duas linhas;
- jx_{km} é a reatância entre duas linhas;
- b^{sh}_{km} é a susceptância shunt capacitiva da linha;
- I_{km} é o vetor da corrente da linha;

Assim, podemos escrever o vetor de corrente da linha com base no fluxo entre as barras analisadas:

$$I_{km} = y_{km}(E_k - E_m) + j b_{km}^{sh} E_k \quad (2.3)$$

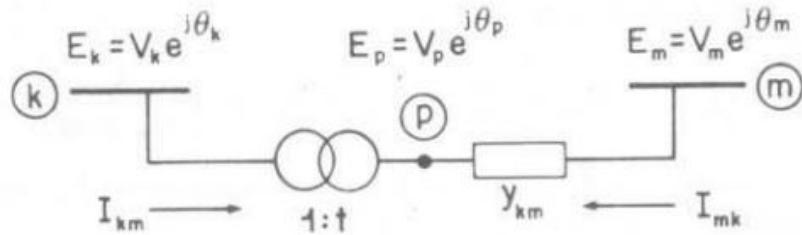
Ou:

$$I_{mk} = y_{km}(E_m - E_k) + j b_{km}^{sh} E_m \quad (2.4)$$

2.1.11 Modelagem de Transformadores

Os transformadores em fase e defasadores são representados de acordo com a Figura 2, consistem de uma admitância em série y_{km} e um auto-transformador com relação de transformação 1: t . No caso simulado, os transformadores utilizados são em fase.

Figura 2 – Modelo de transformadores



Fonte: Monticelli, 1983

Na Figura 2, podemos encontrar os seguintes elementos:

- p: barra intermediária fictícia;
- y_{km} : admittância série;
- t: posição do *tap* do transformador;

Em transformadores em fase podemos encontrar a relação de magnitude das tensões nos nós k e p pela relação entre as tensões complexas E_p e E_k . Como o transformador é modelado como ideal as potências complexas de entrada e saída são iguais, assim não há dissipação de potência ativa ou reativa nos nós:

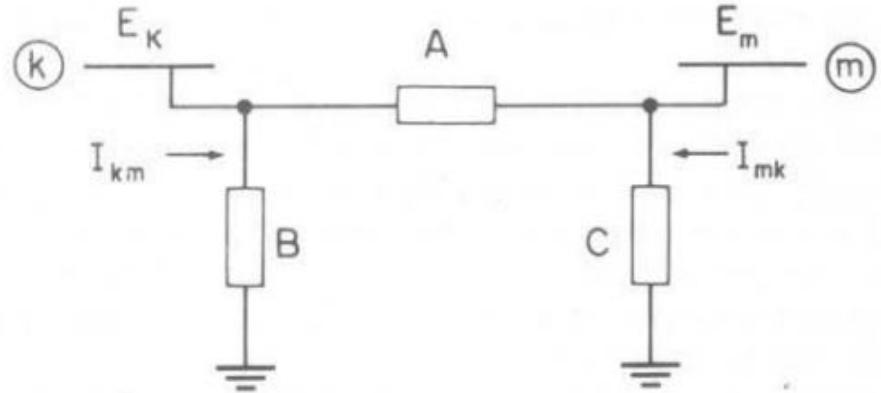
$$\frac{E_p}{E_k} = \frac{V_p e^{j\theta_p}}{V_k e^{j\theta_k}} = a \quad (2.5)$$

$$E_k I_{km}^* + E_p I_{mk}^* = 0 \quad (2.6)$$

Assim, também podemos definir a em relação as correntes no trecho:

$$\frac{I_{km}}{I_{mk}} = -\frac{|I_{km}|}{|I_{mk}|} = -a \quad (2.7)$$

Também podemos representar o transformador em um circuito equivalente no modelo π , Figura 3,

Figura 3 – Circuito equivalente π de transformadores

Fonte: Monticelli, 1983

Para encontrarmos as admitâncias A, B e C, identificamos as corrente I_{km} e I_{mk} do modelo da Figura 2:

$$\begin{aligned} I_{km} &= -ay_{km}(E_m - E_p) = (a^2y_{km})E_k + (-ay_{km})E_m \\ I_{mk} &= y_{km}(E_m - E_p) = (ay_{km})E_k + (y_{km})E_m \end{aligned} \quad (2.8)$$

Em sequencia identificamos as correntes I_{km} e I_{mk} no modelo π :

$$\begin{aligned} I_{km} &= (A + B)E_k + (-A)E_m \\ I_{mk} &= (-A)E_k + (A + C)E_m \end{aligned} \quad (2.9)$$

Assim obtemos as componentes A, B e C:

$$\begin{aligned} A &= ay_{km} \\ B &= a(a - 1)y_{km} \\ C &= (1 - a)y_{km} \end{aligned} \quad (2.10)$$

2.1.12 Matriz Admitância

Para o cálculo do fluxo de potência no sistema, qualquer método utilizado deve respeitar a lei das correntes de Kirchhoff(LCK) nas barras do sistema, podemos representar a injeção líquida em uma barra k como:

$$I_k + I_k^{sh} = \sum_{m \in \Omega_k} I_{km} \quad (k = 1, \text{NB}) \quad (2.11)$$

Onde:

- Ω_k é o conjunto de barras vizinhas a barra k;
- NB é o número de barras do sistema.

Assim, expressamos a corrente de um ramo k-m como:

$$I_{km} = (a_{km}^2 y_{km} + j b_{km}^{sh}) E_k + (-a_{km} e^{-j\varphi_{km}} y_{km}) E_m \quad (2.12)$$

Como a corrente I_{km}^{sh} representa elementos reativos ligados na barra k e a terra, representamos ela como:

$$I_k^{sh} = -j b_k^{sh} E_k \quad (2.13)$$

Com as equações 2.11 e 2.13 podemos expressar a corrente líquida na barra por:

$$I_k = [j b_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (j b_{km}^{sh} + a_{km}^2 y_{km})] E_k + \sum_{m \in \Omega_k} [(-a_{km} e^{-j\varphi_{km}} y_{km}) E_m] \quad (2.14)$$

Utilizando o diagrama da Figura 4 podemos construir as equações das barras do sistema estudado neste trabalho:

$$\begin{aligned} I_1 &= Y_{11}E_1 & +Y_{14}E_4 \\ I_2 &= & Y_{22}E_2 & + Y_{27}E_7 \\ I_3 &= & Y_{33}E_3 & + Y_{39}E_9 \\ I_4 &= Y_{41}E_1 & +Y_{44}E_4 + Y_{45}E_5 & +Y_{46}E_6 \\ I_5 &= & Y_{54}E_4 + Y_{55}E_5 & + Y_{57}E_7 \\ I_6 &= & Y_{64}E_4 & +Y_{66}E_6 & + Y_{69}E_9 \\ I_7 &= & Y_{72}E_2 & + Y_{75}E_5 & + Y_{77}E_7 & +Y_{78}E_8 \\ I_8 &= & & & + Y_{87}E_7 & +Y_{88}E_8 \\ I_9 &= & Y_{93}E_3 & & +Y_{96}E_6 & +Y_{98}E_8 + Y_{99}E_9 \end{aligned}$$

Nestas expressões temos os seguintes elementos:

- **I:** Vetor de injeção da corrente na barra k, onde k = 1,...,NB;
- **Y=G+jB:** Matriz admitância nodal, onde G = matriz condutância nodal e B = matriz susceptânciâa nodal;
- **E:** Vetor de tensões nodais na barra k, onde k = 1,...,NB.

Podemos observar que as expressões da corrente podem ser representadas por uma matriz, essa matriz será de dimensão 9x9 devido a presença das 9 barras no sistema estudado. Colocando as expressões como uma matriz, podemos identificar quais barras estão conectadas entre si observando os elementos da matriz, elementos nulos como Y₁₂ representam que as barras 1 e 2 não possuem ligação entre si.

$$\begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ I_7 \\ I_8 \\ I_9 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{11} & 0 & 0 & Y_{14} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y_{22} & 0 & 0 & 0 & 0 & Y_{27} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Y_{33} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Y_{39} \\ Y_{41} & 0 & 0 & Y_{44} & Y_{45} & Y_{46} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Y_{54} & Y_{55} & 0 & Y_{57} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Y_{64} & 0 & Y_{66} & 0 & 0 & Y_{69} \\ 0 & Y_{72} & 0 & 0 & Y_{75} & 0 & Y_{77} & Y_{78} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Y_{87} & Y_{88} & 0 \\ 0 & 0 & Y_{93} & 0 & 0 & Y_{96} & 0 & Y_{98} & Y_{99} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \\ E_4 \\ E_5 \\ E_6 \\ E_7 \\ E_8 \\ E_9 \end{pmatrix}$$

A matriz admitância quando composta apenas de linhas de transmissão e transformadores é simétrica e os elementos da matriz admitância podem ser separados pelos elementos na diagonal principal e elementos fora da diagonal principal, os elementos da diagonal principal são todas as barras conectadas a barra, o elemento Y₁₁ representa todas as barras conectadas com a barra 1. O elemento Y₁₄ representa a linha de transmissão que conecta a barra 1 e a barra 4. Podendo ser escritos da seguinte forma:

$$\begin{aligned} Y_{km} \text{ ou } Y_{mk} &= -a_{km}e^{j\varphi_{km}}y_{km} \\ Y_{kk} &= jb_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (jb_{km}^{sh} + a_{km}^2)y_{km} \end{aligned} \quad (2.15)$$

Com a matriz formada, podemos expressar a injeção de potência complexa em uma barra:

$$\begin{aligned} S_k^* &= P_k - jQ_k \\ &= E_k^*I_k \\ &= V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} + jB_{km}(\cos\theta_{km} - j\sin\theta_{km})) \end{aligned} \quad (2.16)$$

2.1.13 Método de *Newton-Raphson*

O método de *Newton-Raphson* é um método de solução de fluxo de carga iterativo que utiliza matrizes e derivadas para calcular as tensões e corrente nodais, assim é facilmente implementado em sistemas computacionais, é um dos métodos mais utilizados comercialmente devido a sua excelente convergência. Este método é utilizado em sistemas lineares e não lineares para determinarmos os fluxos de potência. Sabemos que a potência complexa de uma barra k em um sistema pode ser expressa por:

$$S_k^* = E_k^* I_k^* = E_k^* \left(\sum_{m=1}^{nb} Y_{km} E_m \right) \quad (2.17)$$

$$Y_k = G_{km} + jB_{shunt} \quad (2.18)$$

Utilizando as equações, podemos reescrever a 2.17 como:

$$S_k^* = P_k - jQ_k = (V_k e^{-j\theta_k}) \sum_{m=1}^{nb} (G_{km} + jB_{shunt})(V_m e^{-j\theta_k}) \quad (2.19)$$

Para a resolução pelo método de *Newton* necessitamos saber o sistema de equações a quão ele será utilizado. Utilizando a notação NPV, Número de Barras PV, e NPQ, número de barras PQ, utilizamos a equação 2.20 para encontrar os valores de potência ativa e reativa através do *mismatch* ativo e reativo.

$$2NPQ + 2NPV \quad (2.20)$$

Sabendo que:

$$P_k^{esp} = P^G - P^D Q_k^{esp} = Q^G - Q^D \quad (2.21)$$

$$Q_k^{esp} = Q^G - Q^D \quad (2.22)$$

Em barras PQ e PV o *mismatch* ativo é calculado como:

$$\Delta P(V, \theta) = P^G - P^D - P^{calulado} \quad (2.23)$$

$$\Delta P(V, \theta) = P_k^{esp} - V_k \sum_{m=1}^{nb} (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) = 0 \quad (2.24)$$

Em barras PQ o *mismatch* reativo é calculado como:

$$\Delta Q(V, \theta) = Q^G - Q^D - Q^{calulado} \quad (2.25)$$

$$\Delta Q(V, \theta) = Q_k^{esp} - V_k \sum_{m=1}^{nb} (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = 0 \quad (2.26)$$

2.2 Estado da Arte

No artigo *CASCADING CONTINGENCIES*, ([MASOOD; YAN; SAHA, 2018](#)) o autor referência um *blackout* ocorrido na Austrália em 2016 devido à grande presença de geração eólica no país, a rede elétrica é submetida a constantes variações de geração de energia, afetando principalmente a frequência da rede. No caso estudado, devido a uma grande tempestade diversos blocos geradores eólicos foram desligados na rede, causando uma sobrecarga na linha de transmissão interconectada com o sistema ocasionando o desligamento em cascata de diversos blocos de carga para manter a frequência do sistema.

Os índices de variação de frequência, TVF (Taxa de Variação de Frequência) ou ROCOF(*Rate of Change Frequency*), foram utilizados para definir o desligamento de cargas para não sobrecarregar o sistema, porém com a grande geração eólica da linha e a saída conjunto de muitos grupos geradores o ROFCOF do sistema não possibilitou o desligamento de cargas corretamente para que a linha permanecesse em operação. Com isso podemos observar que apenas possuir grandes unidades geradoras de energias renováveis não é o suficiente para um sistema robusto.

Em ([ZHANG et al., 2019](#)) utilizando a técnica de *Latin Hypercube Sampling* (*LHS*, o autor utiliza o sistema *IEEE* de 39 barras para demonstrar como a grande inserção de geração distribuída no sistema pode causar falhas no sistema de distribuição, porém ao mesmo tempo eles possibilitam o ilhamento das cargas com as fontes de geração distribuída fornecendo energia a elas mesmo com as linhas conectando ao restante do sistema abertas. Assim a perda de carga do sistema é reduzida consideravelmente assim como o risco de abertura do sistema.

3 Metodologia

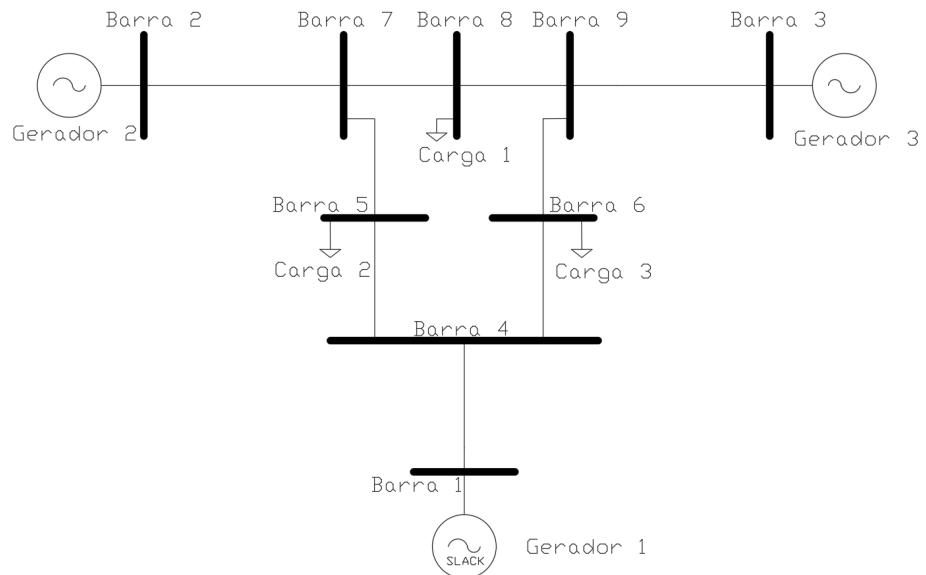
3.1 Análise de Fluxo de Potência

Para a análise do fluxo de potência do sistema simulado, foi utilizado o programa *MatPower* que possibilita a execução de fluxos de potência dentro do ambiente *MatLab*. Para a realização das simulações foi modelado o sistema de acordo com a construção do programa exemplificado a seguir:

3.2 *MatPower*

O *MatPower* é um programa computacional construído no ambiente *Matlab* que permite que o programa resolva cálculos de fluxo de potência utilizando códigos simples que são facilmente adaptados para diversos casos, este programa vem com diversos sistemas padrões do *IEEE* que podem ser utilizados para fins de pesquisa. Para as simulações executadas neste trabalho foi utilizado o sistema de 9 barras do *IEEE*, Figura 4,(ZIMMERMAN; MURILLO-SÁNCHEZ; THOMAS, 2011).

Figura 4 – Diagrama Unifilar do sistema padrão IEEE de 9 barras



Fonte: O Autor

Nas figuras a seguir estão descritas como as informações são lidas pelo programa. Na Figura 5 podemos observar como os dados sobre as barras são inseridas e na Tabela 2 a descrição das suas variáveis:

Figura 5 – Dados das barras do sistema IEEE de 9 barras.

```
% bus data
% bus_i    type    Pd   Qd   Gs   Bs   area    Vm   Va   baseKV  zone    Vmax    Vmin
mpc.bus = [
    1  3  0  0  0  0  1  1  0  345 1  1.1 0.9;
    2  2  0  0  0  0  1  1  0  345 1  1.1 0.9;
    3  1  0  0  0  0  1  1  0  345 1  1.1 0.9;
    4  1  0  0  0  0  1  1  0  345 1  1.1 0.9;
    5  1  90 30  0  0  1  1  0  345 1  1.1 0.9;
    6  1  100 35  0  0  1  1  0  345 1  1.1 0.9;
    7  1  0  0  0  0  1  1  0  345 1  1.1 0.9;
    8  1  125 50  0  0  1  1  0  345 1  1.1 0.9;
    9  1  0  0  0  0  1  1  0  345 1  1.1 0.9;
```

Fonte: Matpower

Tabela 2 – Parâmetros das barras do sistema elétrico.

Abreviação	Descrição
<i>bus_i</i>	Número da Barra
<i>type</i>	Tipo da Barra
Pd	Potência Ativa Demandada
Qd	Potência Reativa Demandada
Gs	Condutância <i>Shunt</i>
Bs	Susceptância <i>Shunt</i>
<i>area</i>	Número de Área
Vm	Magnitude de Tensão
Va	Ângulo de Tensão
<i>baseKV</i>	Tensão Base
<i>zone</i>	Zona de Perda
Vmax	Tensão Máxima
Vmin	Tensão Mínima

Fonte: O Autor

Na Figura 6, temos os dados que definem as características dos geradores inseridos nas barras e na Tabela 3 as variáveis inseridas:

Figura 6 – Dados dos Geradores do sistema IEEE de 9 barras

```
% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen = [
    1 72.3 27.03 300 -300 1.04 100 1 250 10 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    2 50 6.54 300 -300 1.025 100 1 300 10 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];
```

Fonte: Matpower

Tabela 3 – Parâmetros dos geradores do sistema elétrico.

Abreviação	Descrição
bus	Número da Barra
Pg	Potência Ativa Gerada
Qg	Potência Reativa de Gerada
Qmax	Máxima Potência Reativa Gerada
Qmin	Mínima Potência Reativa Gerada
Vg	<i>Setpoint</i> de tensão
MBase	Base MVA Total desta Máquina
status	Estado de Operação
Pmax	Máxima Potência Ativa Gerada
Pmin	Mínima Potência Ativa Gerada
Pc1	Menor Potência Ativa de Saída da Curva de Capacidade PQ
Pc2	Maior Potência Ativa de Saída da Curva de Capacidade PQ
Qc1min	Mínima Potência Reativa de Saída em Pc1
Qc1max	Máxima Potência Reativa de Saída em Pc1
Qc2min	Mínima Potência Reativa de Saída em Pc2
Qc2max	Máxima Potência Reativa de Saída em Pc2
Rampagc	Escala de rampa de carga
Ramp10	Escala de rampa de reserva por 10 minutos
Ramp30	Escala de rampa de reserva por 30 minutos
Rampq	Escala de rampa de potência reativa
Apf	APF, fator de participação de área

Fonte: O Autor

Na Figura 7, temos os dados que definem as características dos trechos que conectam as barras e na Tabela 4 a descrição dos dados inseridos:

Tabela 4 – Parâmetros das linhas do sistema elétrico.

Abreviação	Descrição
<i>fbus</i>	De Barra Número
<i>tbus</i>	Para Barra Número
<i>r</i>	Resistência
<i>x</i>	Reatância
<i>b</i>	Susceptânciada linha
rateA	Razão a longo prazo
rateB	Razão a curto prazo
rateC	Razão emergencial
ratio	Tap do transformador
angle	Ângulo defasador do transformador
<i>status</i>	Status Inicial da Linha/Transformador
angmin	Diferença Angular Mínima
angmax	Diferença Angular Máxima

Fonte: O Autor

Figura 7 – Dados das linhas do sistema IEEE de 9 barras

```
% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status angmin angmax
mpc.branch = [
    1 4 0 0.0576 0 250 250 250 0 0 1 -360 360;
    4 5 0.01 0.085 0.176 250 250 250 0 0 1 -360 360;
    4 6 0.017 0.092 0.158 250 250 250 0 0 1 -360 360;
    6 9 0.039 0.17 0.358 150 150 150 0 0 1 -360 360;
    5 7 0.032 0.161 0.306 250 250 250 0 0 1 -360 360;
    3 9 0 0.0586 0 300 300 300 0 0 1 -360 360;
    2 7 0 0.0625 0 250 250 250 0 0 1 -360 360;
    9 8 0.0119 0.108 0.209 150 150 150 0 0 1 -360 360;
    7 8 0.0085 0.072 0.149 250 250 250 0 0 1 -360 360;
];
```

Fonte: Matpower

Utilizando o código providenciado pelo programa podemos executar a simulação do fluxo de potência ideal onde o MatPower nos entrega uma síntese dos resultados encontrados mediante a simulação deste sistema apresentando:

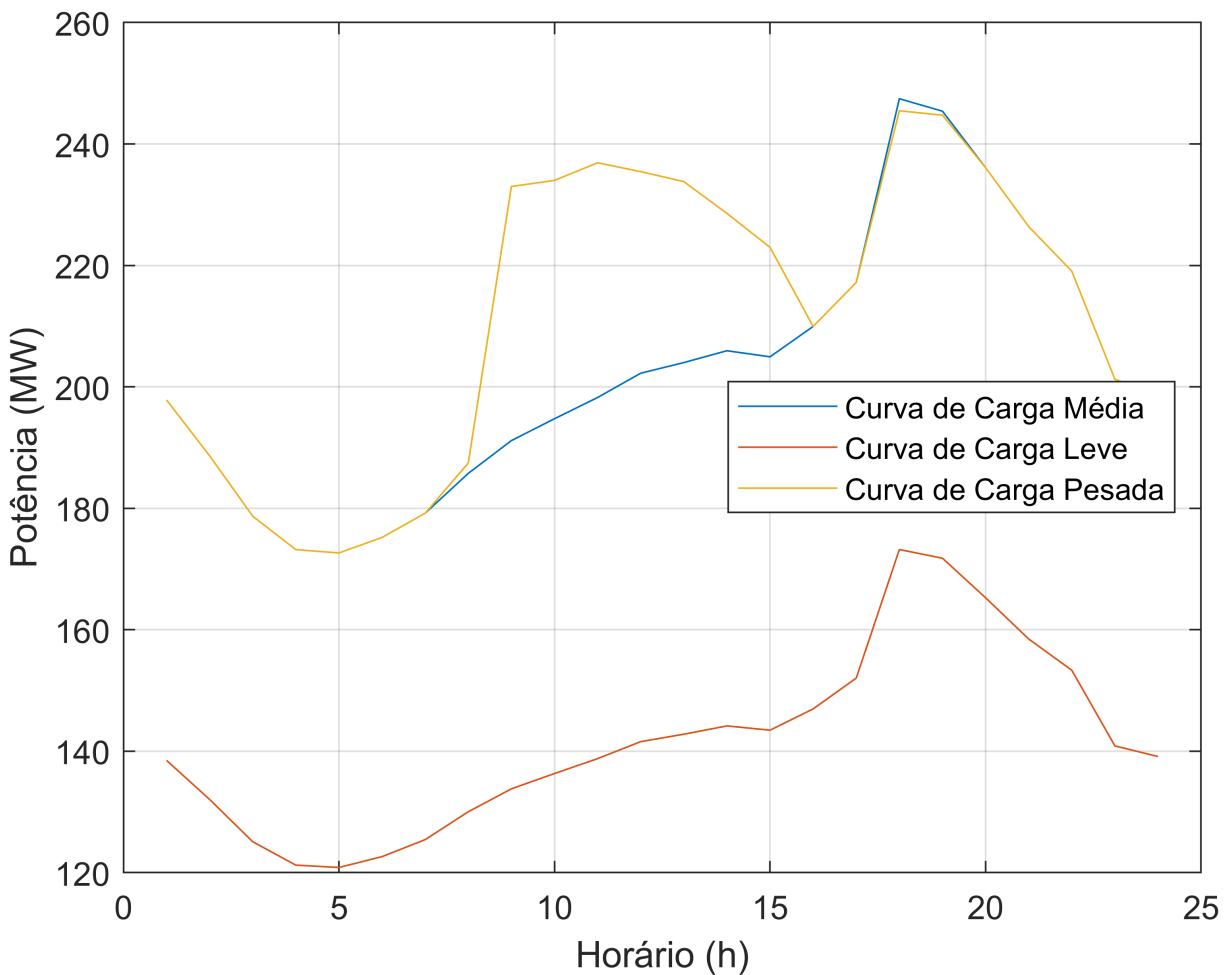
- Magnitude de Tensão e Ângulo em Barras e Geradores;
- Fluxo de Potência Ativa e Reativa entre Barras;
- Cargas;
- Perdas Ativas e Reativas;
- Capacidade de Geração;

O MatPower por padrão utiliza o método de *Newton-Raphson* para realizar os cálculos de fluxo de potência com um critério de parada de 10e-8 p.u.

3.2.1 Adaptações do Sistema

O sistema padrão IEEE de 9 barras consiste em um cenário de análise com cargas e geradores fixos. Para observar os impactos da geração distribuída em um SEP foi realizado a adaptação do código para realizar os cálculos de fluxo de potência durante um período estabelecido de 24 horas com 3 curvas de carga: estabelecidas como Carga Média, Carga Pesada e Carga Leve, Figuras 8. Os dados das curvas de carga leve, Tabela 5, carga média, Tabela 6, e carga pesada, Tabela 7, foram retirados do site do ONS com base na curva de carga do sistema Centro-Oeste/Sudeste.

Figura 8 – Curvas de Carga do Sistema



Fonte: O autor

Tabela 5 – Dados da Curva de Carga Leve

Carga 1 (MW)	59.36	56.60	53.61	51.96	51.80	52.56	53.76	55.73	57.35	58.43	59.48	60.68	61.20	61.79	61.49	62.99	65.16	74.24	73.62	70.83	67.92	65.72	60.38	59.63
Carga 2 (MW)	39.57	37.73	35.74	34.64	34.53	35.04	35.84	37.15	38.23	38.95	39.65	40.45	40.80	41.19	40.99	41.99	43.44	49.49	49.08	47.22	45.28	43.81	40.25	39.75
Carga 3 (MW)	39.57	37.73	35.74	34.64	34.53	35.04	35.84	37.15	38.23	38.95	39.65	40.45	40.80	41.19	40.99	41.99	43.44	49.49	49.08	47.22	45.28	43.81	40.25	39.75
Horário (h)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

Tabela 6 – Dados da Curva de Carga Média

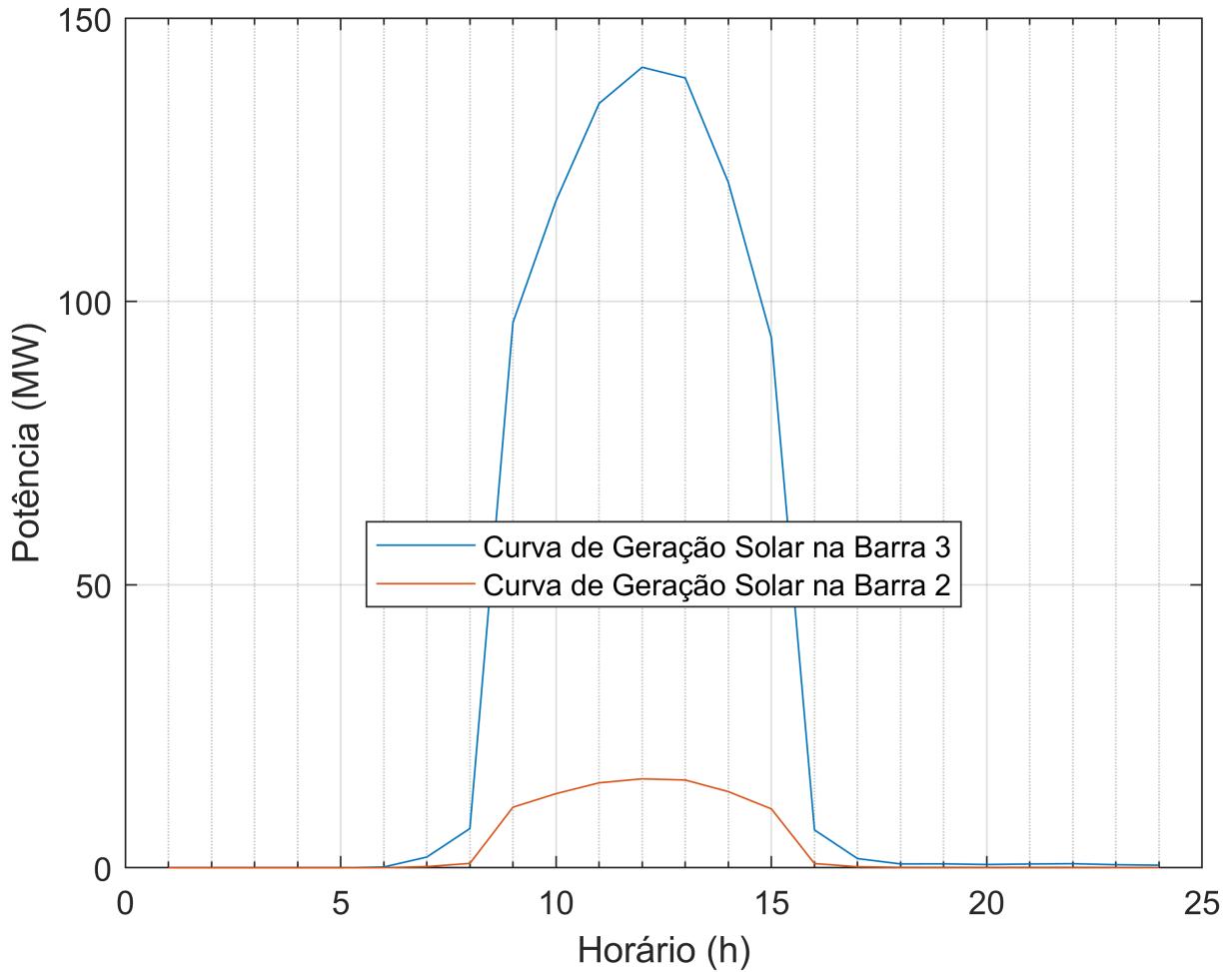
Carga 1 (MW)	79.14	75.46	71.48	69.28	69.06	70.08	71.68	74.30	76.46	77.90	79.30	80.90	81.60	82.38	81.98	83.98	86.88	98.98	98.16	94.44	90.56	87.62	80.50	79.50
Carga 2 (MW)	79.14	75.46	71.48	69.28	69.06	70.08	71.68	74.30	76.46	77.90	79.30	80.90	81.60	82.38	81.98	83.98	86.88	98.98	98.16	94.44	90.56	87.62	80.50	79.50
Carga 3 (MW)	39.57	37.73	35.74	34.64	34.53	35.04	35.84	37.15	38.23	38.95	39.65	40.45	40.80	41.19	40.99	41.99	43.44	49.49	49.08	47.22	45.28	43.81	40.25	39.75
Horário (h)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

Tabela 7 – Dados da Curva de Carga Pesada

Carga 1 (MW)	79.14	75.46	71.48	69.28	69.06	70.08	71.68	74.30	79.00	104.00	106.00	108.00	106.00	104.00	100.00	83.98	86.88	97.00	97.50	94.44	90.56	87.62	80.50	79.50
Carga 2 (MW)	79.14	75.46	71.48	69.28	69.06	70.08	71.68	76.00	84.00	86.00	86.40	83.00	84.00	82.38	81.98	83.98	86.88	98.98	98.16	94.44	90.56	87.62	80.50	79.50
Carga 3 (MW)	39.57	37.73	35.74	34.64	34.53	35.04	35.84	37.15	50.00	44.00	44.50	44.45	43.80	42.19	40.99	41.99	43.44	49.49	49.08	47.22	45.28	43.81	40.25	39.75
Horário (h)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

Também será feita a alteração dos dados das barras geradoras para simularem um gerador solar, os dados utilizados, assim como os de carga, foram retirados com base na geração solar total do sistema Centro-Oeste/Sudeste. Para simular os geradores fotovoltaicos (FV), Figura 9 ,a barra onde é inserido o gerador FV é alterada para uma barra PQ, pois ela é representada como uma carga injetora de potência no sistema, assim podemos observar os efeitos que ela causa no sistema, mantendo a barra como PV a tensão permaneceria constante.

Figura 9 – Curva de Geração Solar



Fonte: O autor

3.3 Descrição do problema

Conforme a geração fotovoltaica é inserida no sistema pode-se observar diversos impactos na rede elétrica, este trabalho tem como foco o aumento de tensão no sistema com a inserção de geradores fotovoltaicos.

O aumento de tensão ocorre devido a grande injeção de potência no sistema que sem uma carga adequada ou controle adequado dos inversores presentes nas geradoras fotovoltaicas, pode causar uma violação do limite operacional definido pela ANEEL, onde as variáveis como tensão e frequência podem variar em 5% a mais ou a menos do valor padrão estabelecido. A saturação dos alimentadores se deve ao limite físico que a linha de distribuição ou transmissão consegue suportar de potência. Em horários de pico na geração esse limite pode ser atingido colocando a rede elétrica e seus equipamentos em risco.

Atualmente a solução mais comum para ambos os casos é o corte de geração,

(ANEEL, 2025) e a limitação na aprovação de projetos de mini geração, os maiores ofensores nestes casos. Recentemente com a evolução das tecnologias de armazenamento de energia, foram iniciados estudos para a viabilidade de inserção de blocos armazenadores no sistema, tanto economicamente quanto tecnicamente.

Outras maneiras de solucionar esse problema seria através do fortalecimento da rede elétrica, recondutoramento de redes, troca de equipamentos, construções de novas subestações de energia, porém estas soluções são caras e dependendo do local onde o problema ocorre, esse investimento não é visto como uma solução agradável, pois o custo seria muito maior do que o retorno econômico.

3.4 Casos de simulação

As simulações irão contemplar dois casos separados, para melhor análise dos impactos da geração solar no sistema, serão realizados alguns cenários para analisarmos o comportamento do sistema em situações complementares:

- Substituição do Gerador 3 por um gerador fotovoltaico com 3 curvas de carga: Leve, Média e Pesada, Figura 8;
 - Cenário 1- Somente GD e cargas: Simulações realizadas com o objetivo de avaliar o comportamento do sistema com geração solar com 3 cargas diferentes.;
 - Cenário 2 - Sistema com *BESS*, *Battery Energy Storage System*, na barra 9: Simulações realizadas com a adição de um armazenamento de energia de 185 MW, simulado como carga resistiva absorvendo e injetando potência ativa para observar-se a mudança no sistema;
- Substituição do Gerador 2 por outro gerador fotovoltaico operando em conjunto com o Gerador FV 3 com 3 curvas de carga: Leve, Média e Pesada, Figura 8;
 - Cenário 3- Somente GD e cargas: Simulações realizadas com o objetivo de avaliar o comportamento do sistema com geração solar com 3 cargas diferentes.;
 - Cenário 4 - Sistema com *BESSs* na barra 7 e 9: Simulações realizadas com a adição de dois armazenamentos de energia, um de 315 MW na barra 9 e um de 160 MW na barra 7, simulados como cargas resistivas absorvendo e injetando potência ativa para observar-se a mudança no sistema;
 - Cenário 5 - Realocação dos *BESSs* para as barras 2 e 3: Simulações realizadas com a realocação do *BESS* da barra 9 para a barra 3 e do *BESS* da barra 7 para a barra 2 para observar como a presença da carga próxima a geração afeta o sistema.

4 Simulações do Sistema *IEEE* de 9 Barras com Geradores Fotovoltaicos.

4.1 Caso 1: Substituição do Gerador 3 por um Gerador Fotovoltaico de 141 MW

Utilizando as adaptações do sistema, inserimos a curva de geração da Figura 9 na barra 3 da Figura 4 e observamos o impacto da geração fotovoltaica (FV) no sistema com as 3 curvas de carga apresentadas em 2 casos diferentes:

- **Cenário 1- Somente GD e cargas:** Simulações realizadas com o objetivo de avaliar o comportamento do sistema com geração solar com 3 cargas diferentes.;
- **Cenário 2 - Sistema com BESS, *Battery Energy Storage System*, na barra 9:** Simulações realizadas com a adição de um banco de bateria de 185 MW, simulado como carga resistiva absorvendo e injetando potência ativa para observar-se a mudança no sistema;

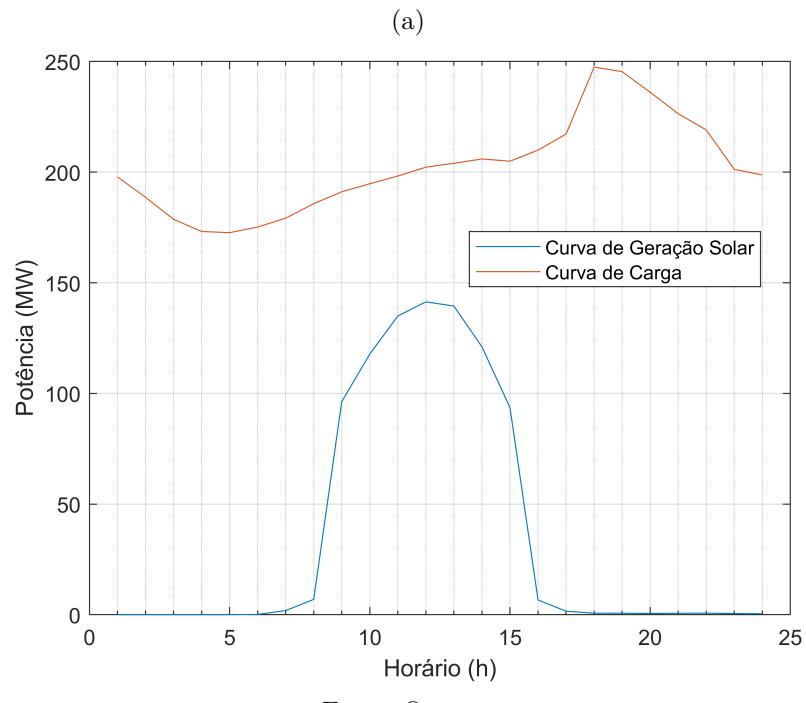
4.1.1 Caso 1 - Somente GD e Carga no Sistema

- **Carga Média:**

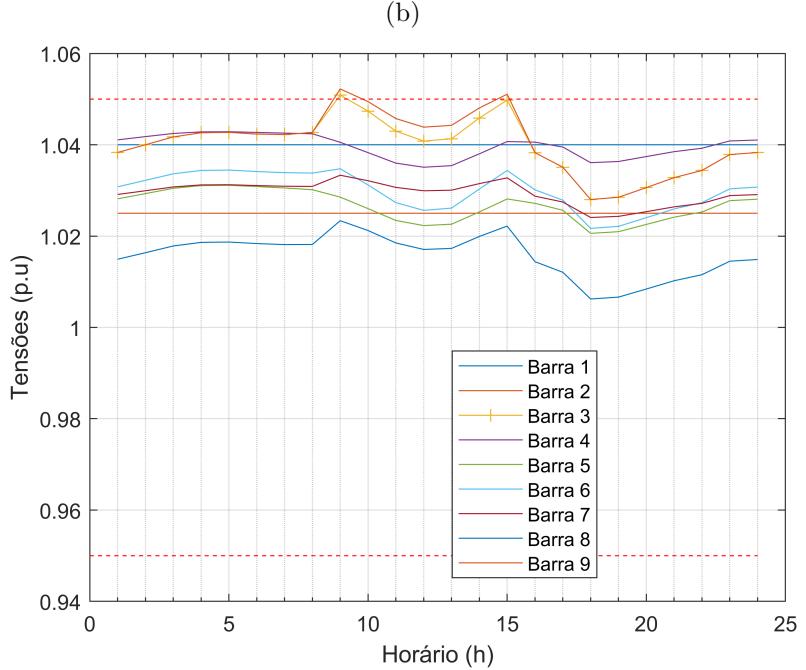
Com o sistema operando em carga média, Figura 10b podemos observar que a barra 3, com os marcadores +, e 9 ultrapassam o limite de tensão de 1.05 p.u às 9 e 15 horas quando os geradores fotovoltaicos entram com uma grande geração e quando o sol começa a se por. O aumento da tensão se deve à grande geração que entra no sistema e a queda abrupta na geração e a demanda se mantêm constante.

Na Figura 10a podemos acompanhar o crescimento da geração com a carga no sistema durante o dia.

Figura 10 – (a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema



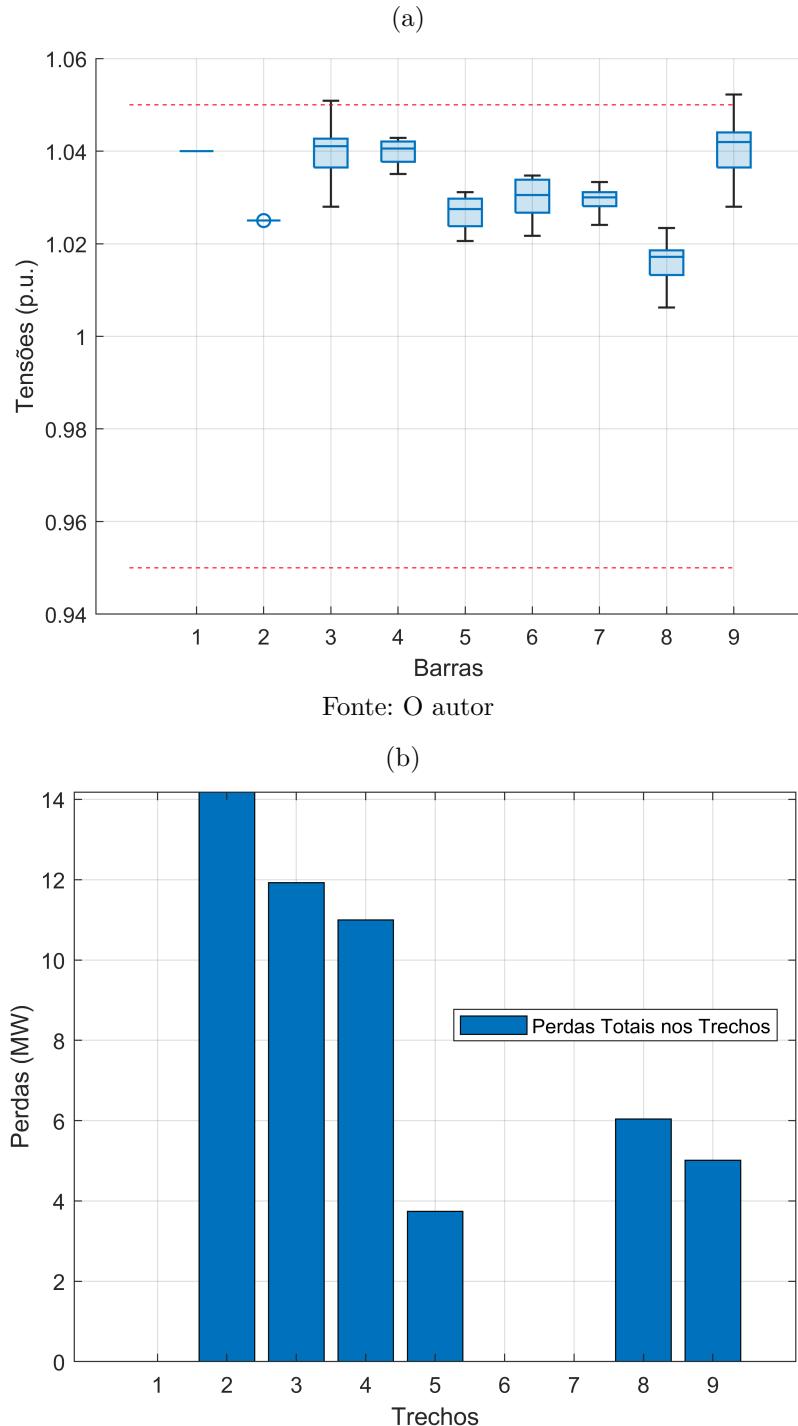
Fonte: O autor



Fonte: O autor

Os gráficos de caixa, Figura 11a, mostram a distribuição das tensões, onde a linha interna representa a mediana e as extremidades indicam os valores máximo e mínimo, evidenciando as violações. As perdas do sistema, Figura 13b, são maiores nos trechos 2 e 3, entre as barras 4, 5 e 6.

Figura 11 – (a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema

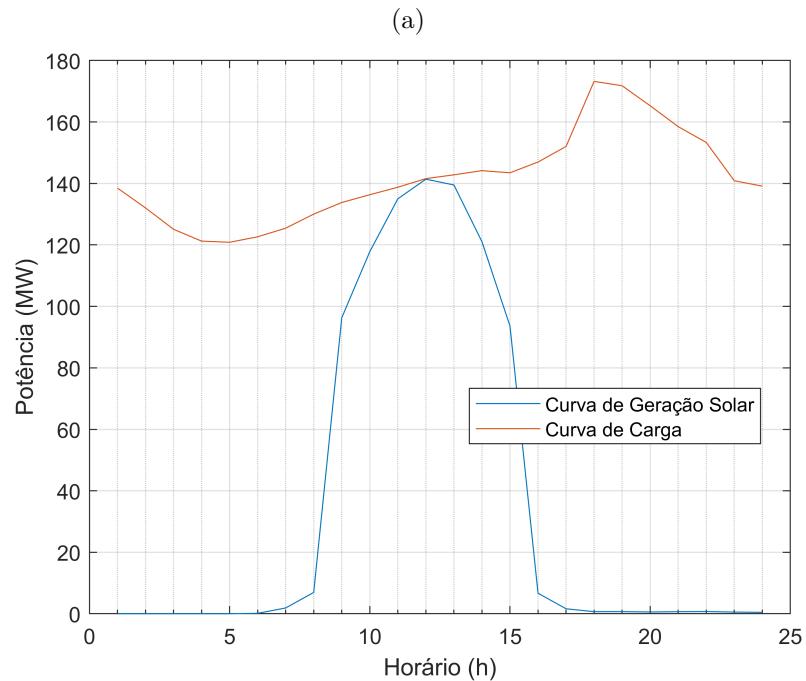


Fonte: O autor

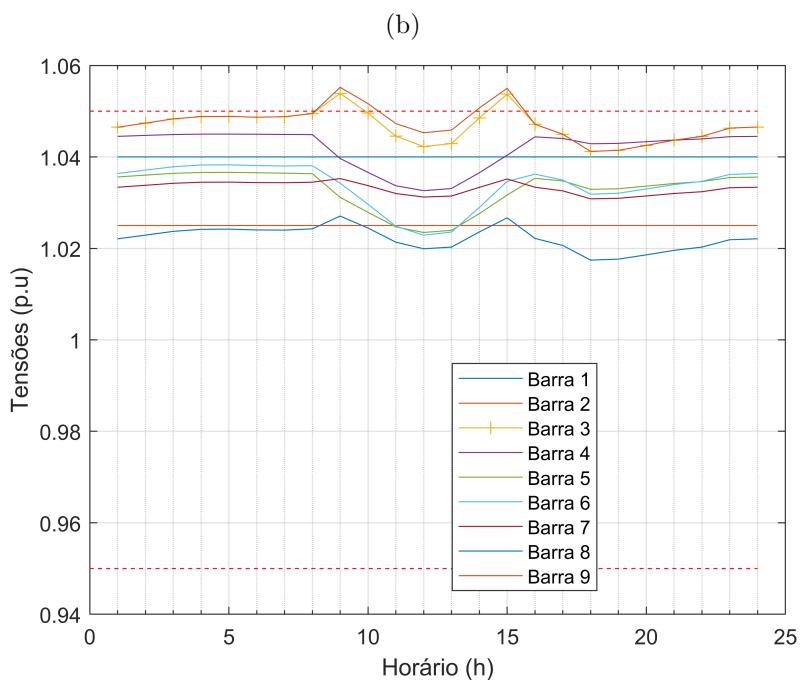
- **Carga Leve:**

Na Figura 12a é visível a proximidade da carga e geração, assim observar-se um comportamento similar à carga média, porém com a diminuição da carga as tensões do sistema se elevam, mas tornam-se mais estáveis. É possível observar as violações de tensão da carga anterior mais intensas nas barras 3 e 9, Figura 12b.

Figura 12 – (a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema



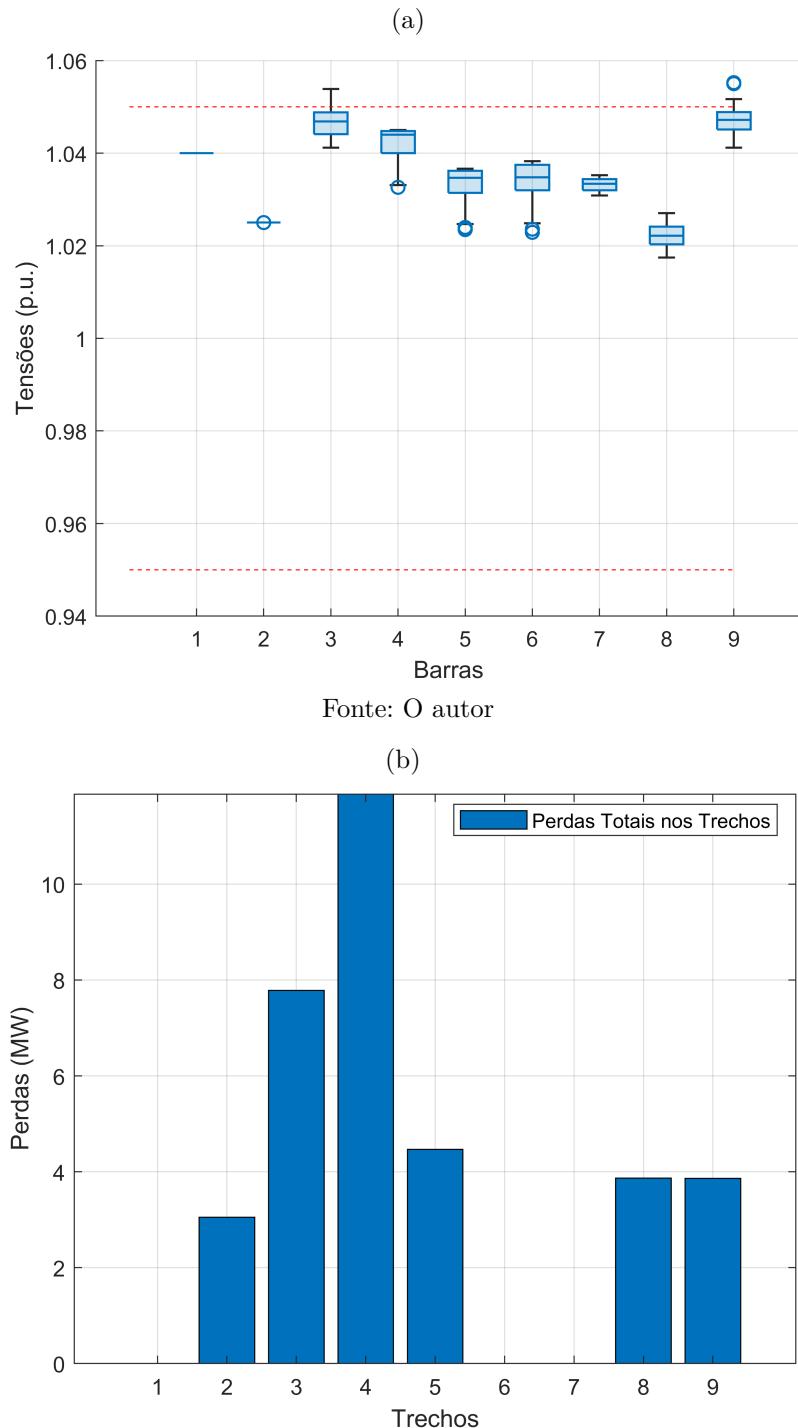
Fonte: O autor



Fonte: O autor

Com a Figura 13b podemos observar as alterações no sistema com mais clareza nas barras individuais. Na Figura 39 observa-se uma mudança nas perdas do sistema, com a redução das cargas os trechos 3 e 4 possuem as maiores perdas e são os trechos com as maiores flutuações de potência.

Figura 13 – (a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema

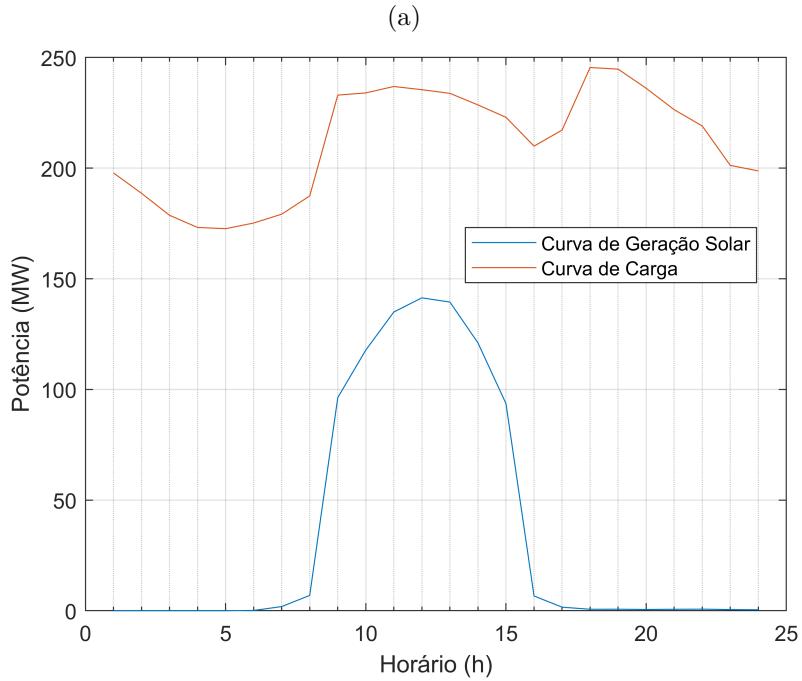


Fonte: O autor

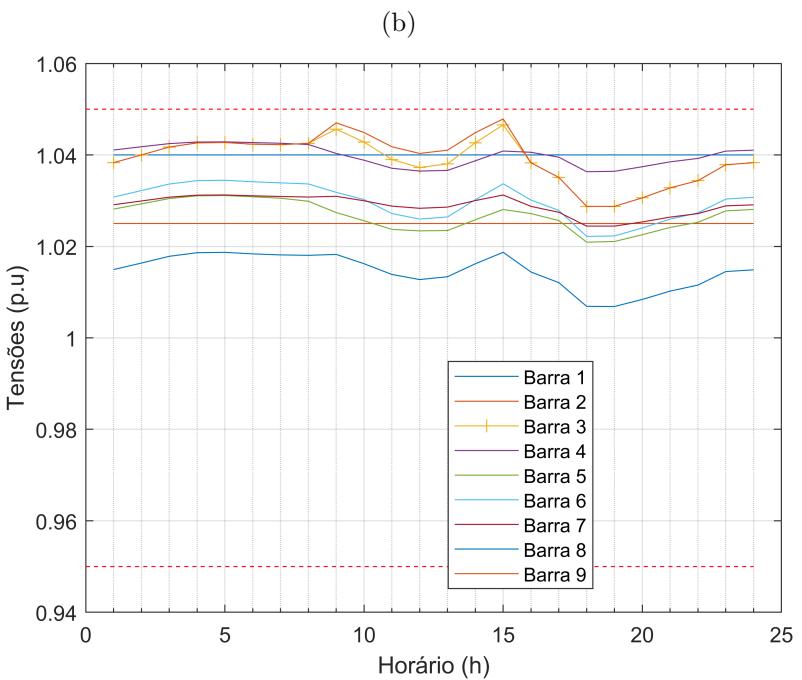
- **Carga Pesada:**

Em carga pesada com o aumento da demanda, Figura 14a, as tensões no sistema se tornam mais estáveis estando dentro dentro dos limites operacionais em todos os horários, Figura 14b. Ainda podemos observar os picos de tensão nos horários das 9 e 15 horas como descritos em carga média, porém estes estão dentro dos limites estabelecidos.

Figura 14 – (a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema



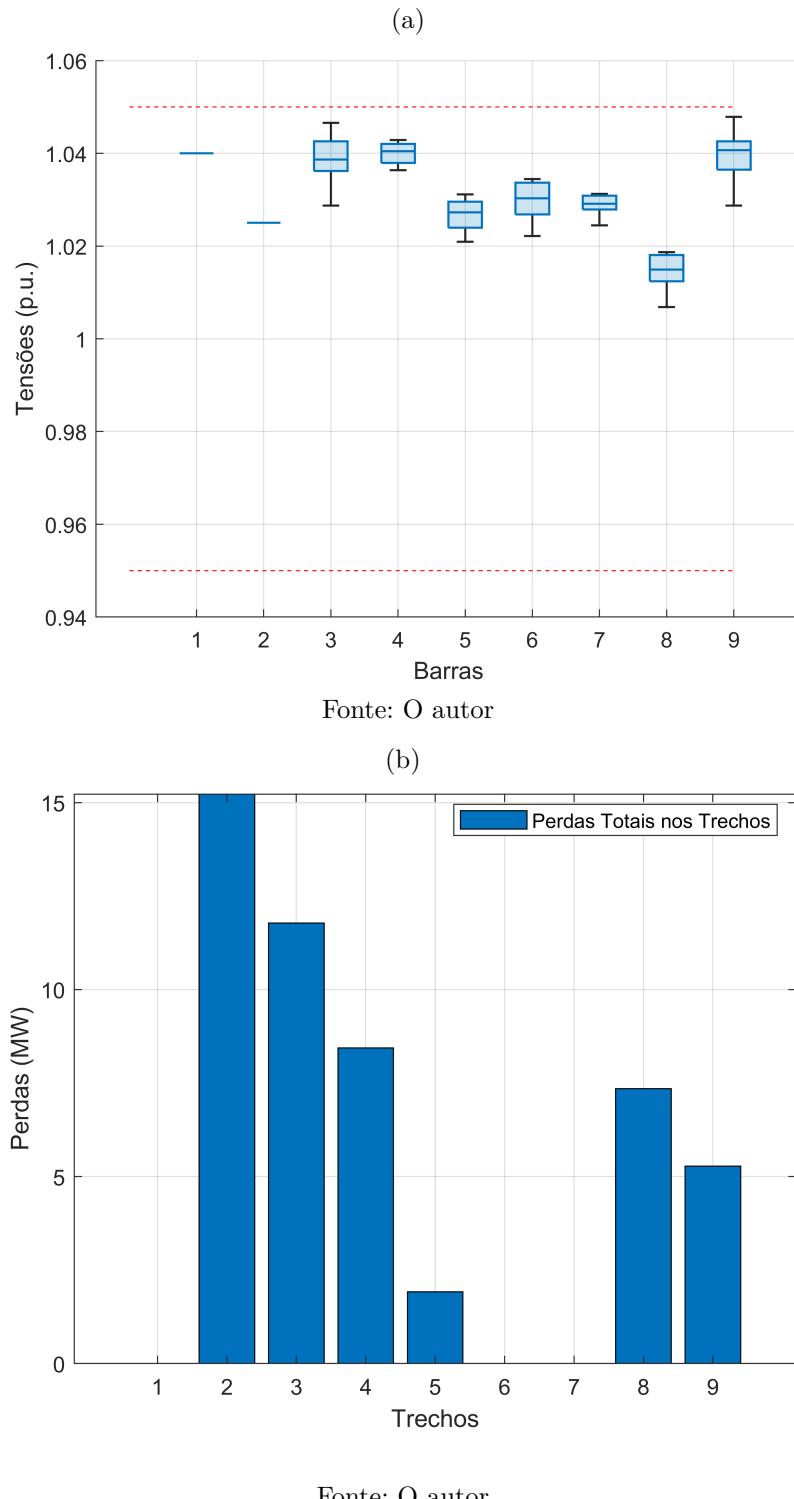
Fonte: O autor



Fonte: O autor

Com a Figura 15a observa-se a estabilidade do sistema com maior carga. Mesmo com uma demanda de energia maior, as perdas no sistema apresentam um leve aumento, mantendo um padrão similar a carga média, Figura 15b.

Figura 15 – (a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema



4.1.2 Análise do Caso 1 - Somente GD com Carga no Sistema

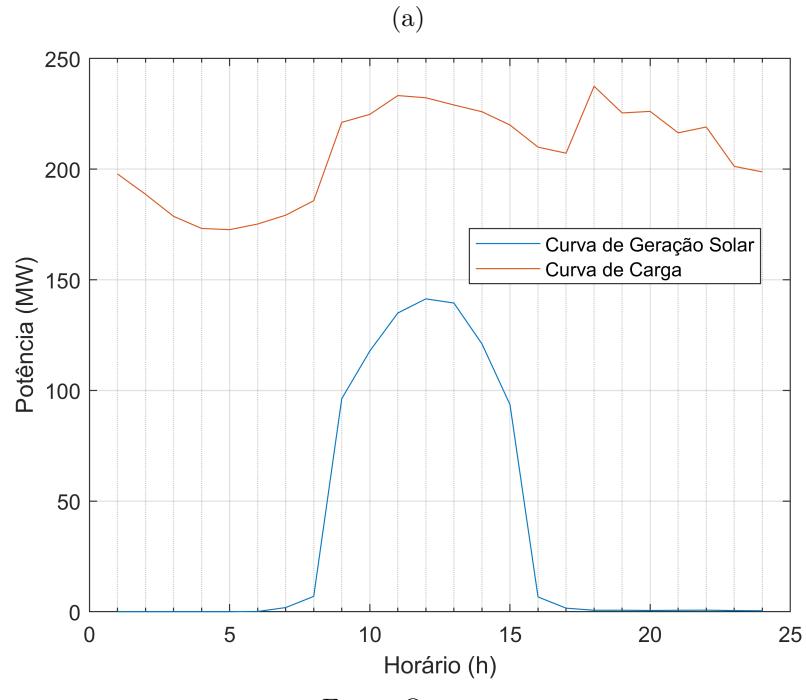
Com a inserção da geração fotovoltaica no sistema, podemos observar que a sua inserção causa flutuações na tensão do sistema, dependendo da carga do sistema a geração FV pode trazer danos ao sistema elétrico ao leva-lo a níveis de tensão elevados com mostrado no cenário com carga leve. Para compensar esse aumento de tensão o aumento da carga do sistema traz uma ótima estabilidade ao sistema possibilitando uma maior geração sem que aja impacto negativo no sistema. Outra possibilidade é a inserção de armazenamentos de energia excedente produzida durante o dia.

4.1.3 Caso 2 - Sistema com *BESS* na barra 9

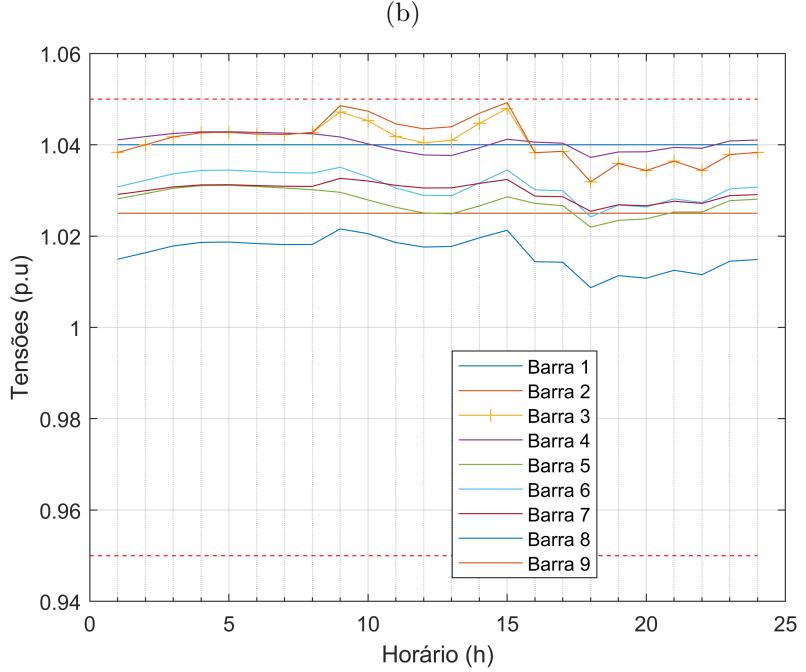
– Carga média:

Com a adição do armazenamento, observar-se o aumento da carga no pico de geração, Figura 16a, e a diminuição dos picos de tensão as 10 e 16 horas, removendo as violações do sistema. As 18 horas a tensão apresenta uma pequena diminuição nos valores devido ao armazenamento de energia injetar tensão no sistema, Figura 16b.

Figura 16 – (a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema



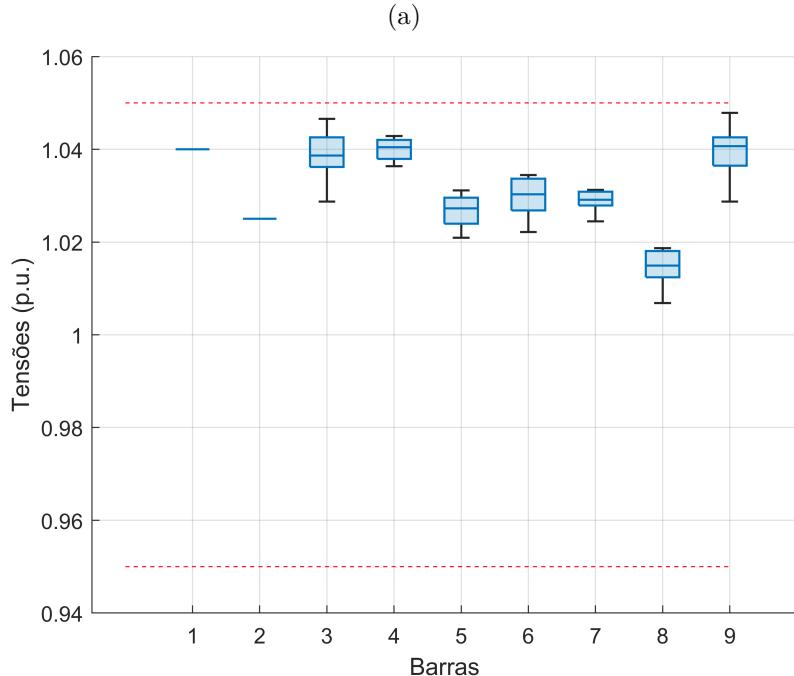
Fonte: O autor



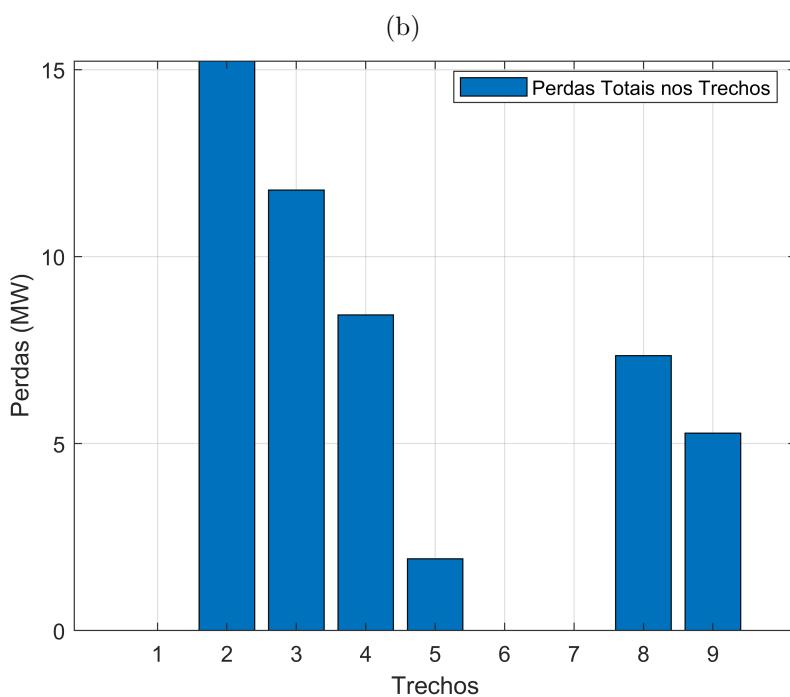
Fonte: O autor

Com o armazenamento de energia operacional, o sistema apresentou maior estabilidade, Figura 17a, e leve queda nas perdas totais, Figura 17b.

Figura 17 – (a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema



Fonte: O autor

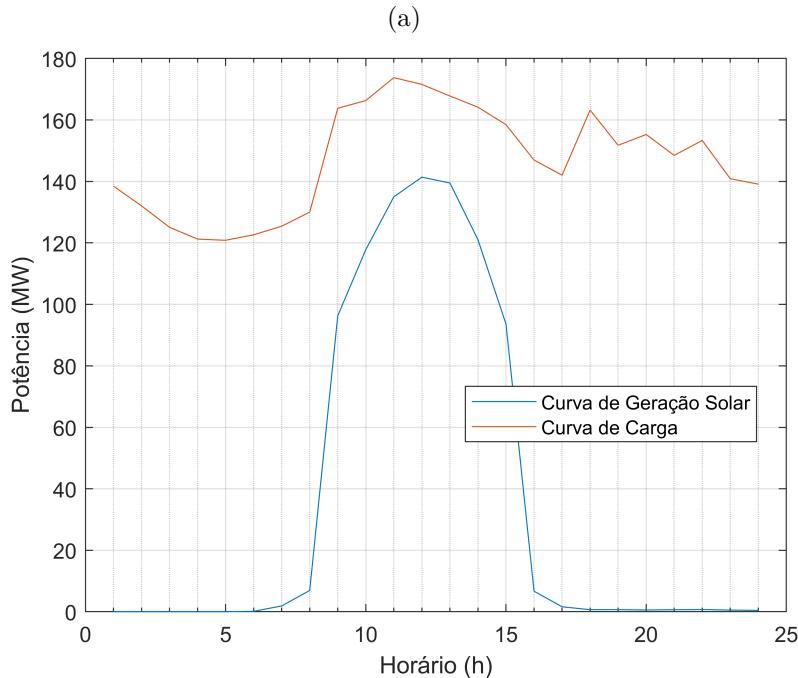


Fonte: O autor

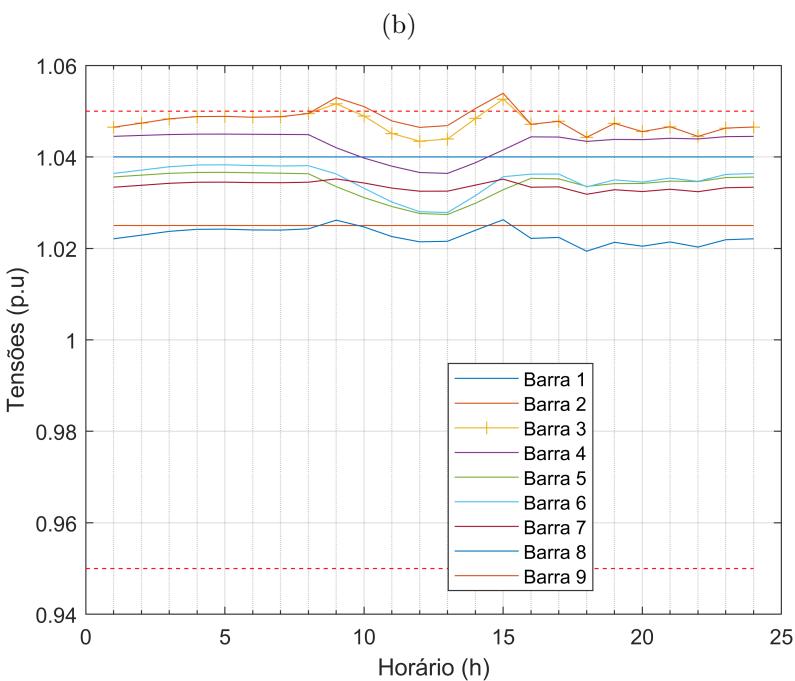
– Carga Leve:

Em carga leve o sistema opera similar ao cenário 1, porém com o armazenamento instalado, Figura 18a o sistema ainda apresenta violações do limites superiores de nível de tensão, Figura 18b. Observar-se que as barras 3 e 9, a barra geradora e a barra com o armazenamento de energia, são as únicas a violarem o nível de tensão tendo em vista a variação da geração e a nova carga.

Figura 18 – (a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema



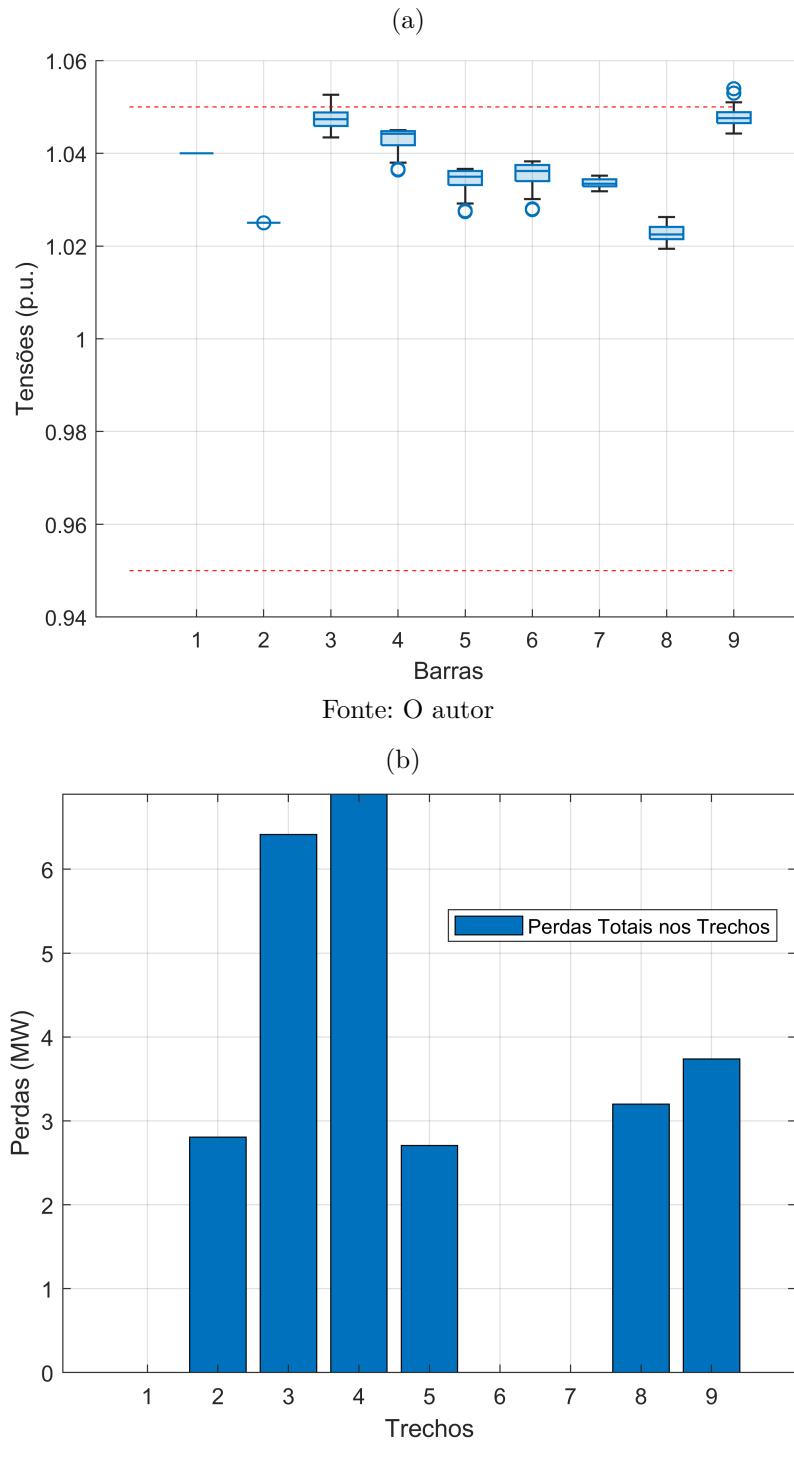
Fonte: O autor



Fonte: O autor

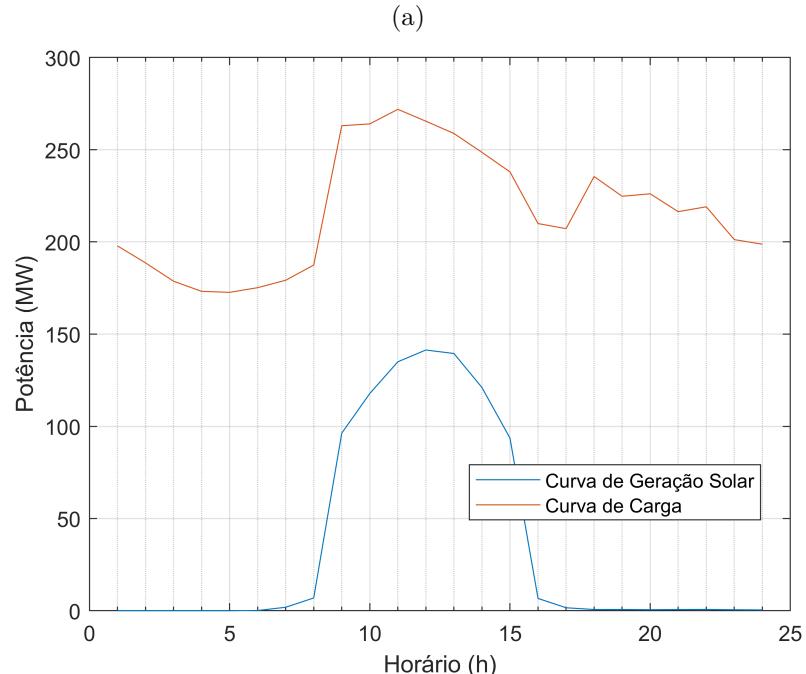
Com a queda na carga, observar-se uma maior estabilidade do sistema com pontuais violações dos limites de tensão, Figura 19a, e uma queda significativa nas perdas do sistema, Figura 19b.

Figura 19 – (a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema

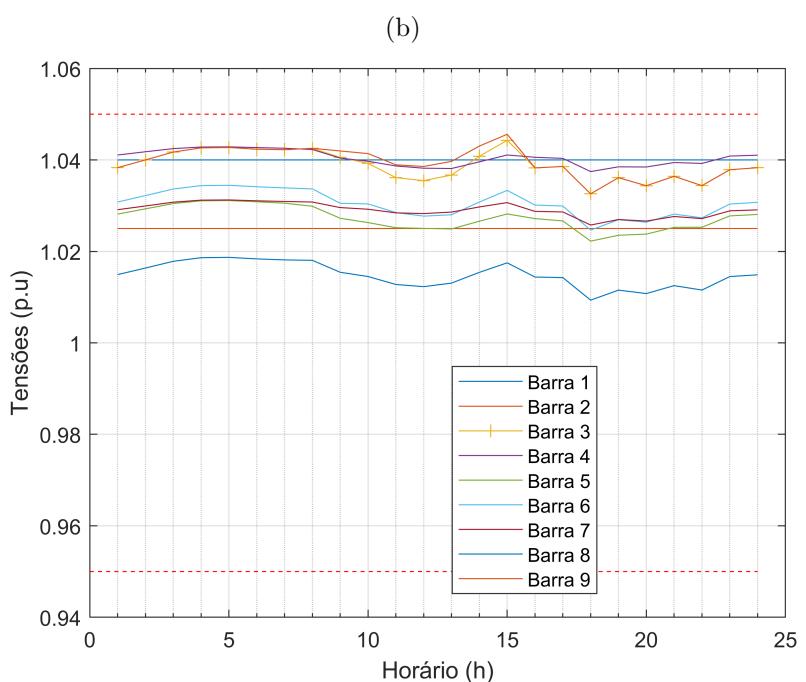


- **Carga Pesada:** Em carga pesada, observar-se que o sistema torna-se mais estável e a tensão possui menos variações, Figura 20b, com a maior variação sendo as 15 da tarde conforme a geração solar diminui, Figura 20a.

Figura 20 – (a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema



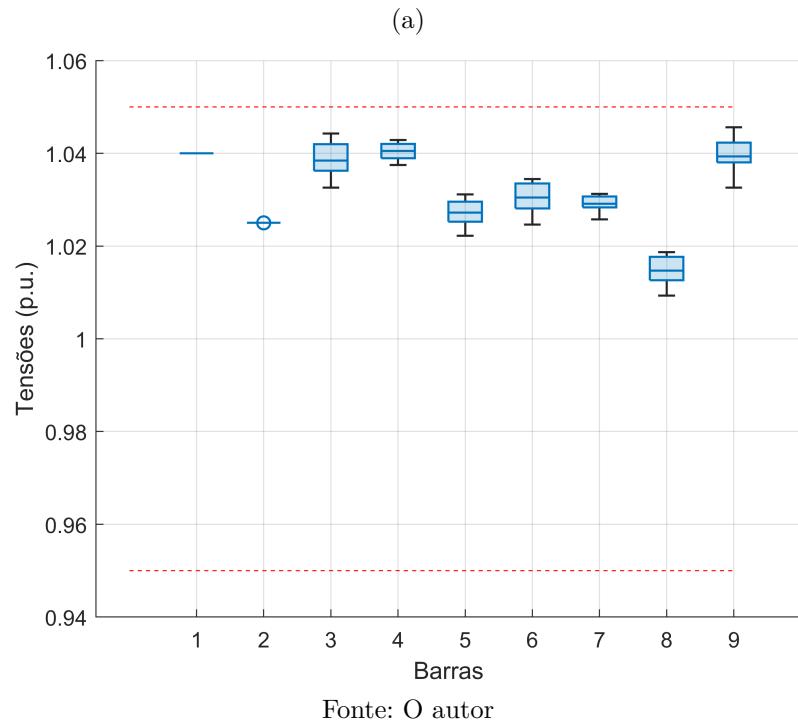
Fonte: O autor



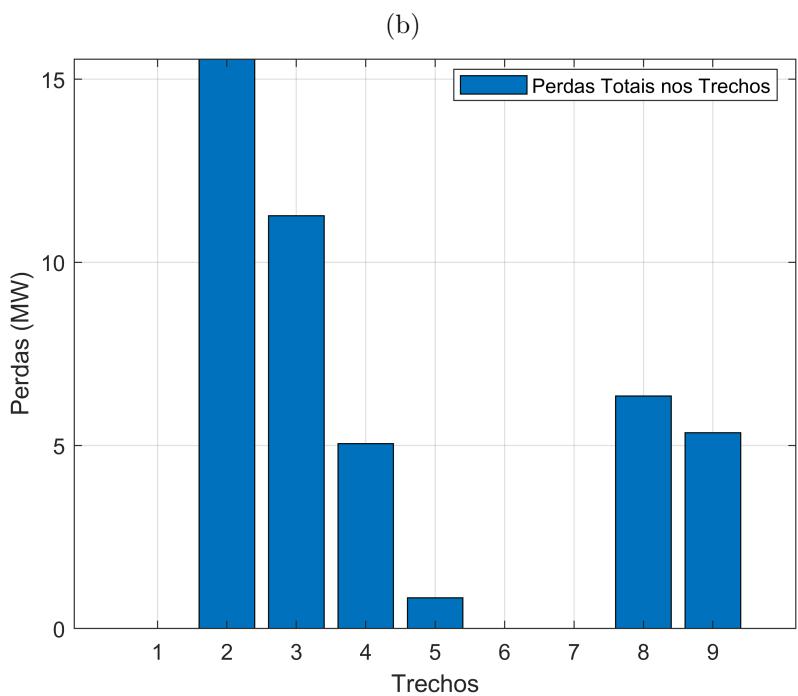
Fonte: O autor

Na Figura 21a o sistema apresenta maior estabilidade sem violação que outros cenários do caso e as perdas permanecem com as mesmas características do cenário com carga média, Figura 21b.

Figura 21 – (a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema



Fonte: O autor



Fonte: O autor

4.1.4 Análise do Caso 2 - Sistema com *BESS, Battery Energy Storage System*, na barra 9:

Com a inserção do armazenamento de energia podemos observar que as curvas de tensões do sistema com as 3 cargas tornaram-se mais constantes com poucas flutuações de tensão com picos ainda presentes nos horários de 9 e 15 horas, porém menos acentuados. O sistema com carga média entra completamente dentro dos limites operacionais, mas ainda permanece próximo ao limite superior.

Em carga leve o sistema ainda permanece com várias violações do limite superior de 1.05 p.u, podemos partir da mesma análise do cenário 1, com muita geração e pouca carga o sistema apresenta uma elevação na tensão. Com um maior número de armazenamentos, aumentando a potência do sistema existente ou aplicando outros equipamentos e técnicas de controle de tensão poderia trazer o sistema para a normalidade.

Já em carga pesada, o sistema se apresenta muito mais estável apresentando um pico de tensão às 15 horas quando o sistema FV começa a diminuir drasticamente a sua potência de injeção. As perdas no sistema mantêm a mesma ordem do cenário 1 para as cargas média e pesada, em carga leve as perdas diminuíram.

4.2 Substituição do Gerador 2 por um Gerador Fotovoltaico de 15.71 MW

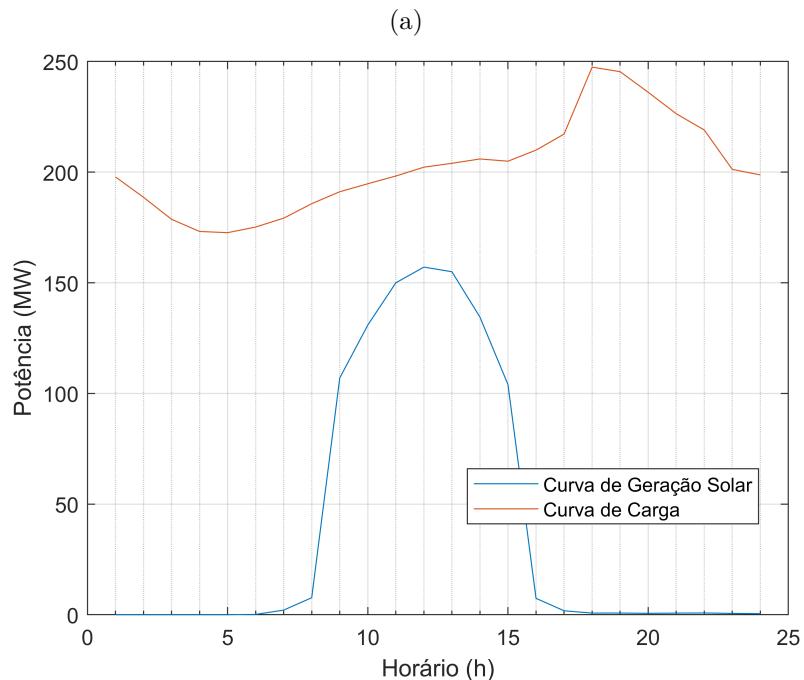
Para esta simulação em junção com o gerador fotovoltaico na barra 3, foi inserido no sistema um gerador FV na barra 2 substituindo o gerador existente, os critérios de análise serão similares a simulação 1, as barras geradoras são indicados pelos marcadores nas linhas das barras 2 e 3. Os cenários analisados serão os seguintes:

- **Caso 3 - Somente GD e Cargas:** Simulações realizadas com o objetivo de avaliar a resposta do sistema com a adição de um segundo gerador fotovoltaico na barra 2;
- **Caso 4 - Sistema com BESSs na barra 7 e 9:** Simulações realizadas com a adição de um BESS na barra 7 em conjunto com o BESS na barra 9, um com 160 MW de potência de armazenamento total na barra 7 e um segundo de 315 MW na barra 9, próximo a maior geração;
- **Caso 5 - Realocação dos BESSs para as barras 2 e 3:** Simulações realizadas com a realocação dos armazenamentos de energia para as barras geradoras 2 e 3 e análise do comportamento do sistema;

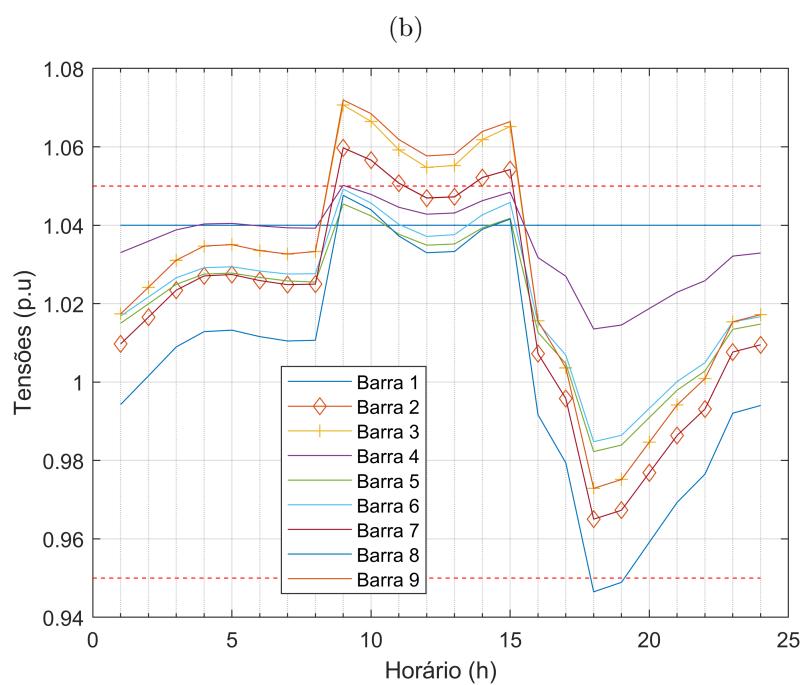
4.2.1 Caso 3 - Somente GD e Cargas

– **Carga média:** Com a inserção do segundo gerador fotovoltaico, observa-se que a tensão no sistema se eleva em grande escala e viola o limite superior de tensão nos horários com alta incidência solar, Figura 22b, e é possível visualizar uma grande queda de tensão após as 16 horas devido ao aumento da carga e a saída dos geradores solares.

Figura 22 – (a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema



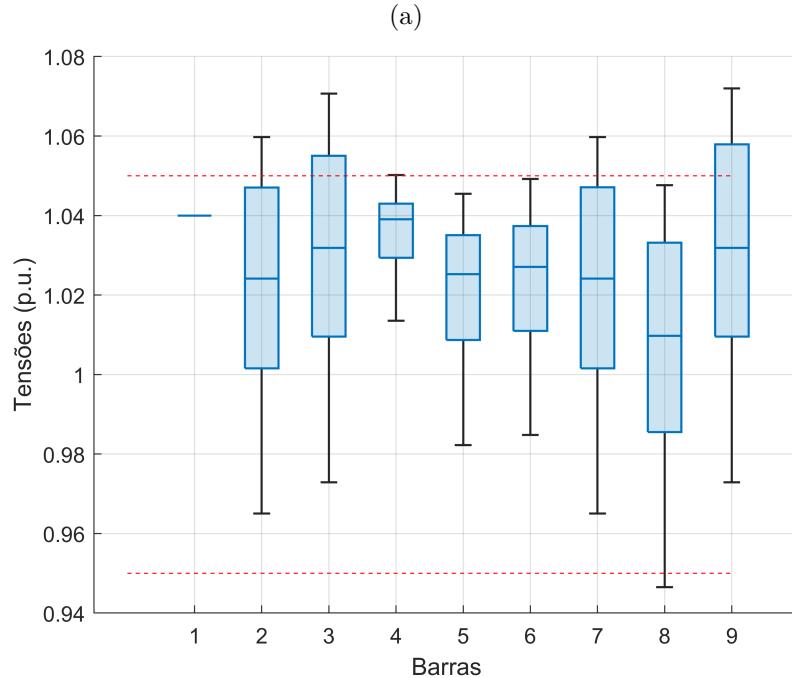
Fonte: O autor



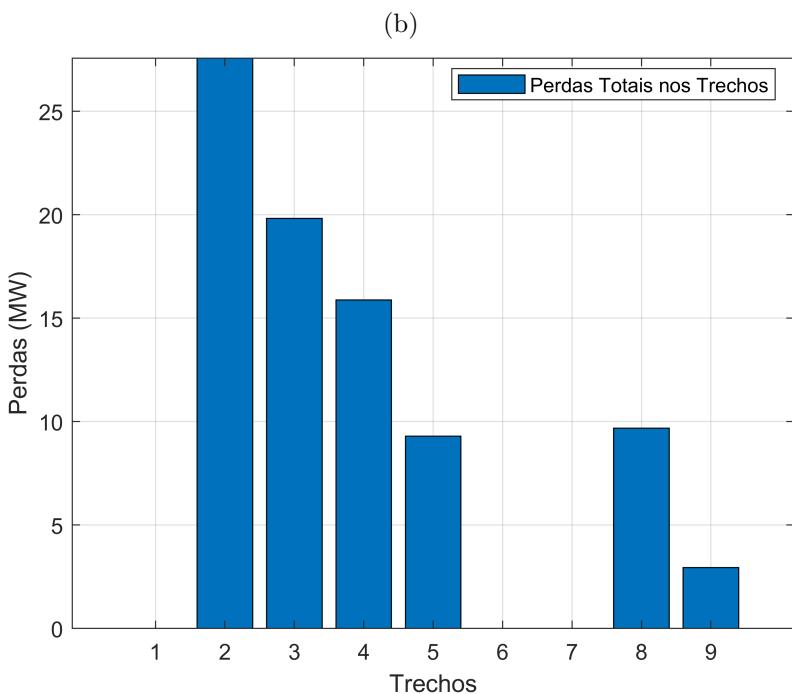
Fonte: O autor

Com o segundo gerador solar, houve um aumento significativo na instabilidade, Figura 23a e nas perdas do sistema, Figura 23b.

Figura 23 – (a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema



Fonte: O autor

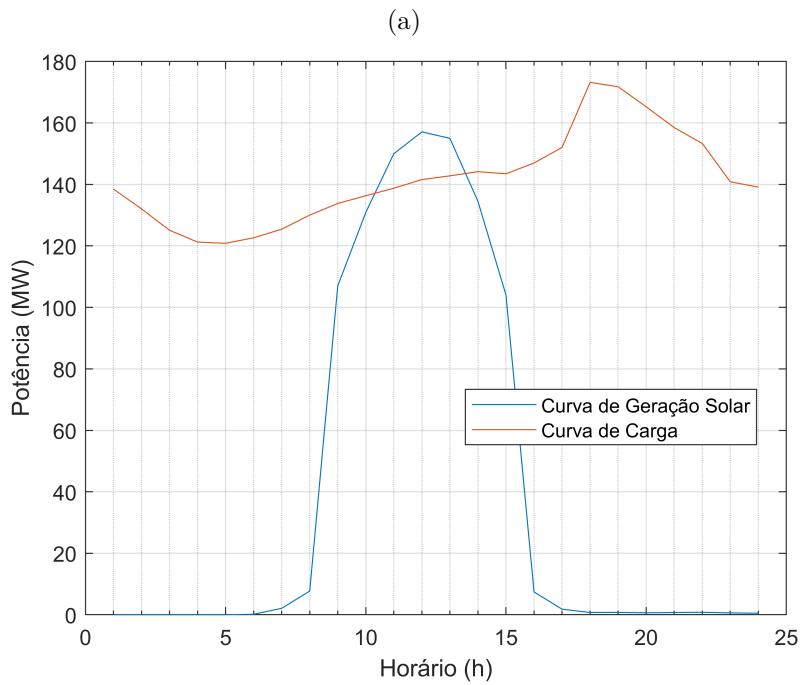


Fonte: O autor

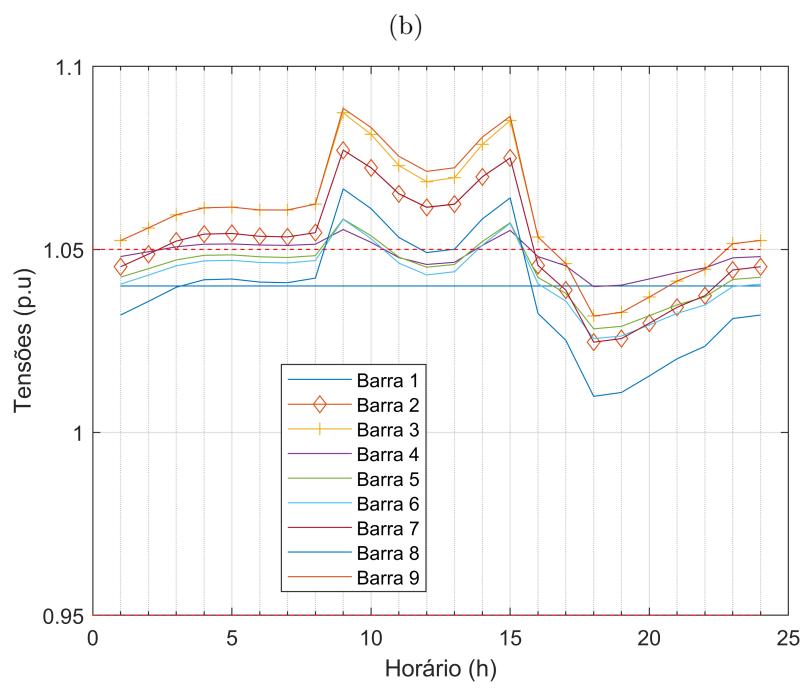
- **Carga Leve:**

Com carga leve, Figura 24a o sistema opera com uma situação extremamente crítica, com barras operando acima do limite superior por mais de 12 horas, sendo necessário uma intervenção do ONS para o corte de geração para o sistema voltar ao equilíbrio e não danificar o SEP, Figura 24b.

Figura 24 – (a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema



Fonte: O autor

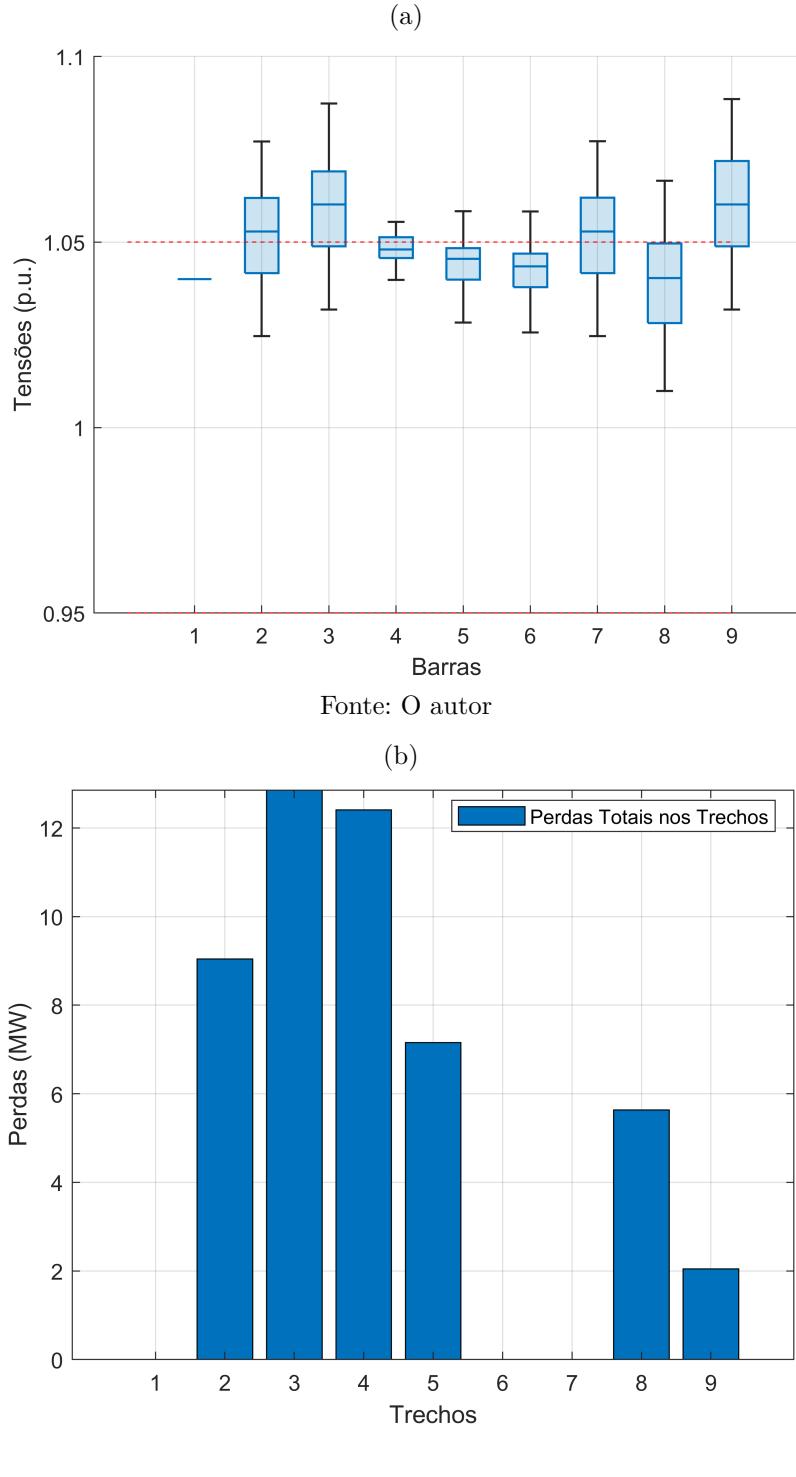


Fonte: O autor

Conforme a carga diminui as perdas também diminuem, Figura 25b, porém a pre-

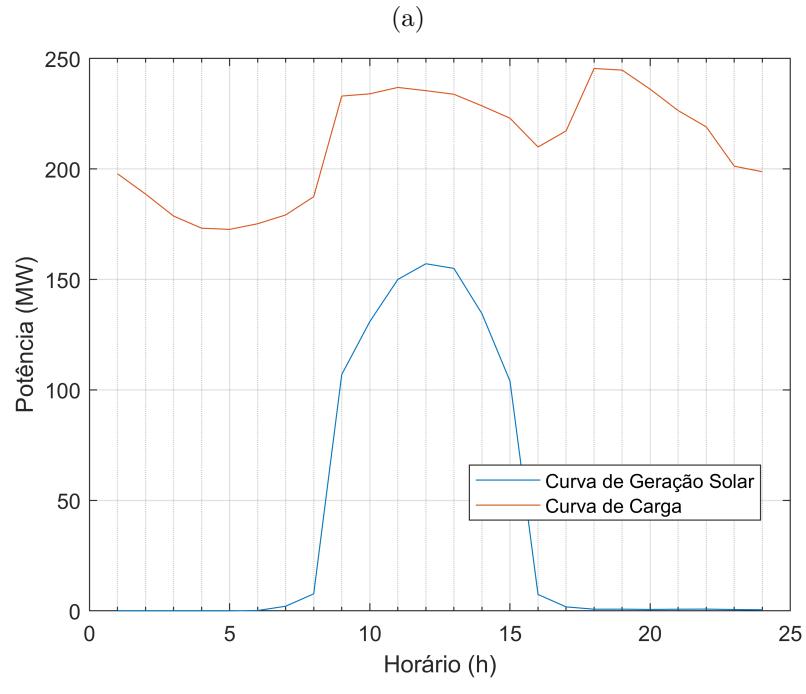
sença do segundo gerador promove uma queda maior devido a saída dos geradores durante a noite. A instabilidade é melhor observada na Figura 25a.

Figura 25 – (a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema

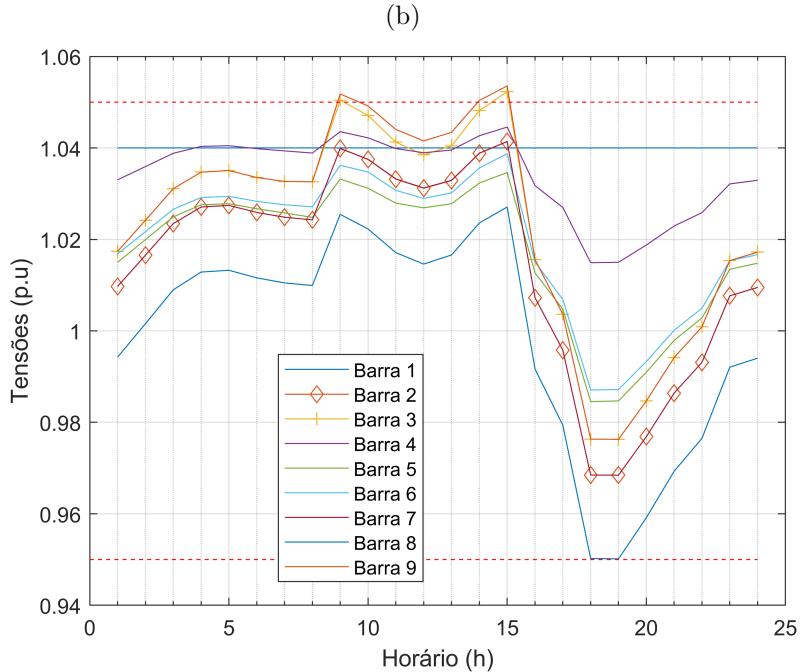


- **Carga Pesada:** Com o aumento de carga, Figura 26a, o sistema volta a operar dentro dos parâmetros operacionais, mesmo com a grande queda de tensão após as 16 horas o sistema apresenta apenas uma pequena instância de violação do limite superior de tensão mas pode permanecer operacional, Figura 26b.

Figura 26 – (a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema



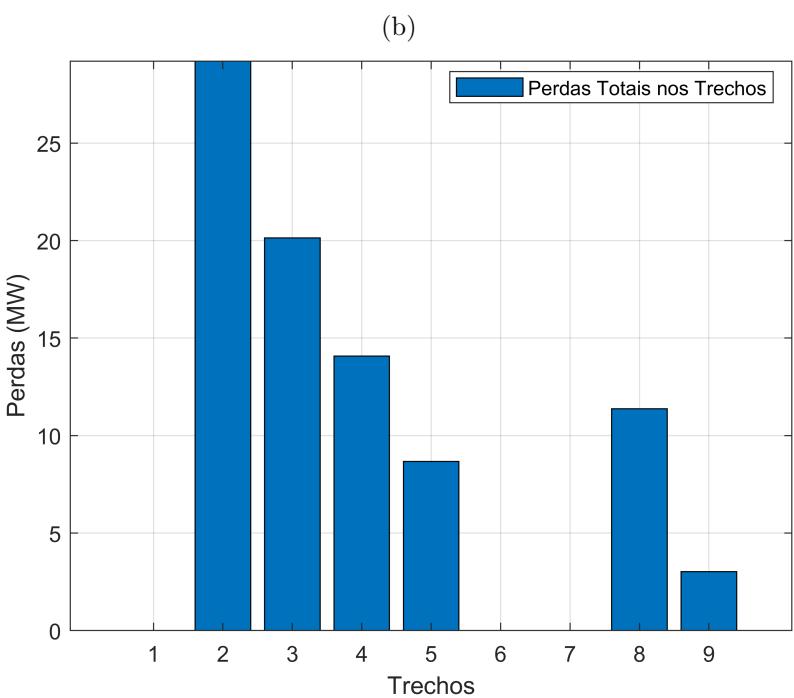
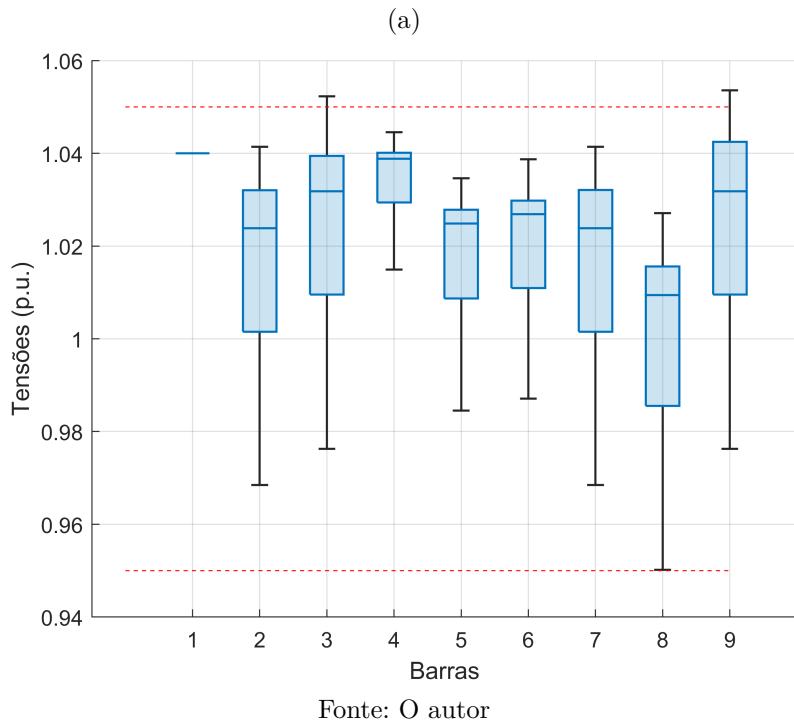
Fonte: O autor



Fonte: O autor

Na Figura 27a, observa-se com maior clareza a variação da tensão violando o limite superior e quase violando o limite inferior. Com a maior carga o sistema possui perdas elevadas como outros cenários de carga pesada , Figura 27b.

Figura 27 – (a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema



4.2.2 Análise do Caso 3 - Somente GD e Cargas

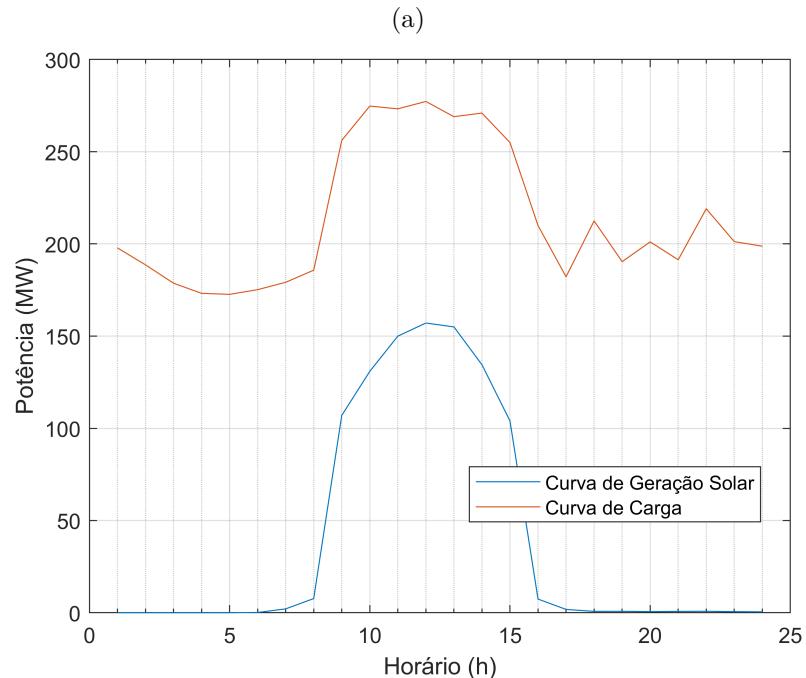
Ao inserirmos um segundo gerador FV, podemos observar que durante o período das 9 as 15 horas a tensão apresenta um incremento significativo que causaria diversos danos a estrutura do SEP ou desligamento de diversas redes devidos as violações de tensão. Com os 2 geradores FV, apenas o gerador 1 consegue suprir o sistema com energia durante a noite, assim às 18 horas em carga média e pesada observamos uma grande queda de tensão nas barras mais distantes do sistema com enfase na barra 8 que viola o limite inferior em carga média. Em carga leve e média o sistema possui uma situação que poderia levar a um desligamento em massa de linhas devido ao grande número de violações e a sua magnitude.

As perdas no sistema em todas as cargas possuem um aumento significante, pois durante a noite, principalmente, o gerador 1 é único injetor de potência no SEP, assim para chegar a barra 8 com a carga 3, a energia deve percorrer um caminho muito longo que ocasiona mais queda de tensão e perdas.

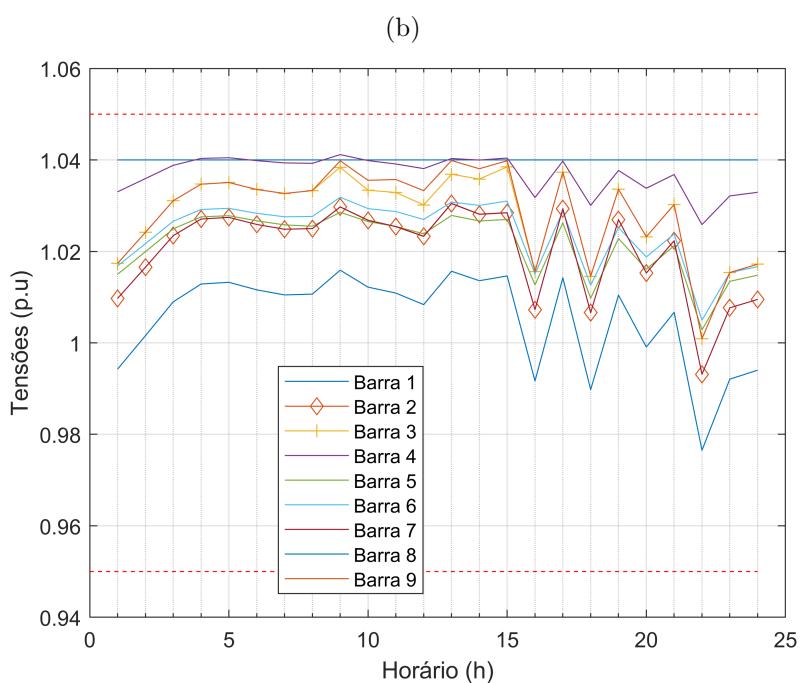
4.2.3 Caso 4 - Sistema com BESSs na barra 7 e 9:

- Carga média:** Com a inserção do armazenamento nas barras 7 e 9, Figura 28a observa-se que o sistema opera dentro dos limites operacionais com uma boa estabilidade nos horários de geração solar, após as 16 horas podemos observar diversos picos de tensão que ocorrem quando os armazenamentos de energia injetam a potência que foi armazenado durante o dia, Figura 28b.

Figura 28 – (a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema



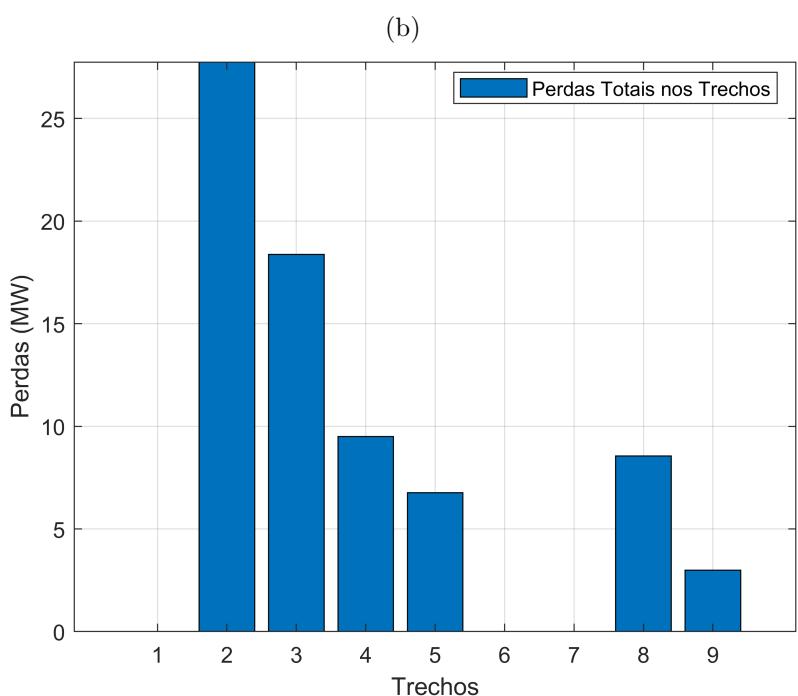
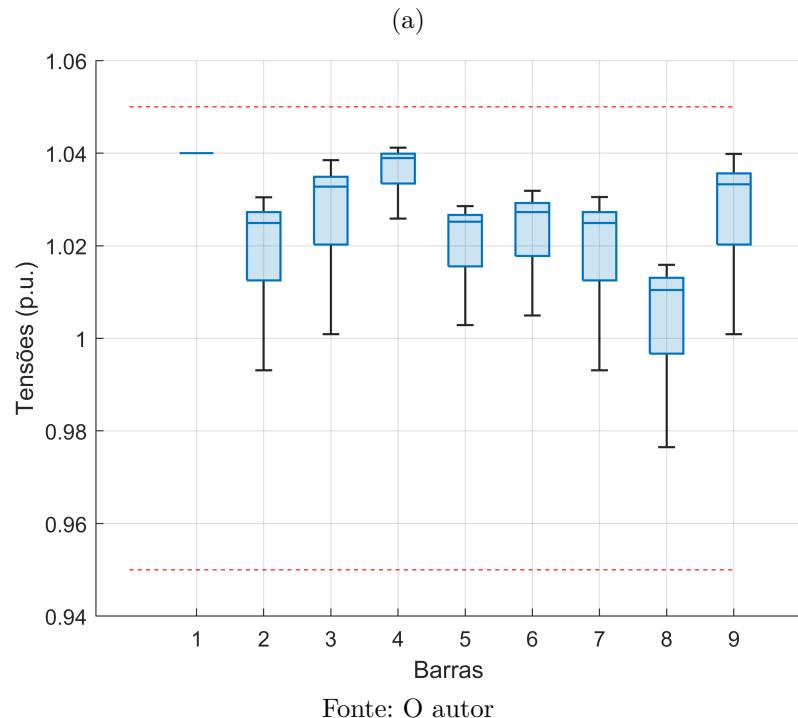
Fonte: O autor



Fonte: O autor

A adição dos armazenamentos de energia não afeta as perdas no sistema, pois mesmo com a injeção de potência a noite a maior parte das cargas é alimentada pelo gerador 1 que necessita manter o sistema operacional sozinho, Figura 29b. Conteúdo o sistema possui uma maior estabilidade durante a geração solar, Figura 29a

Figura 29 – (a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema

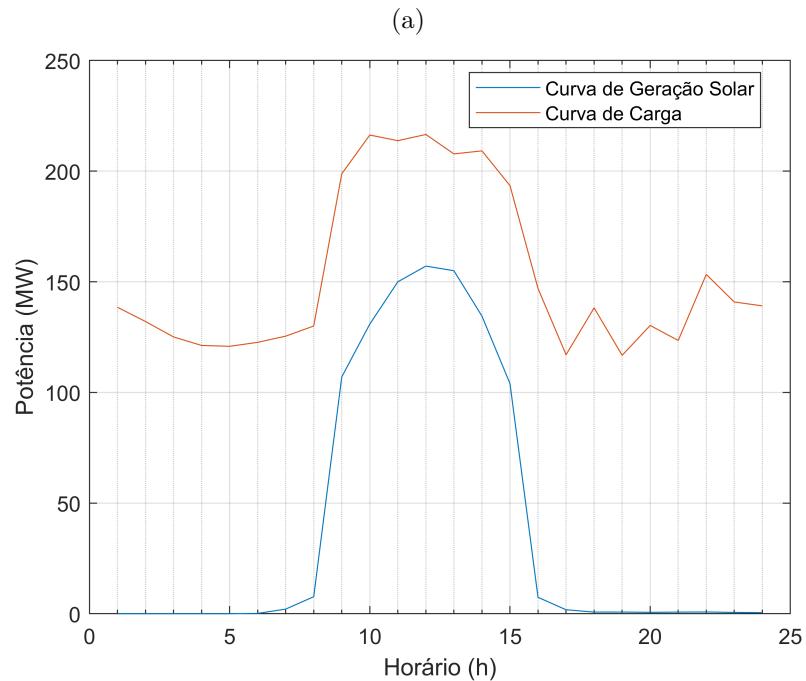


Fonte: O autor

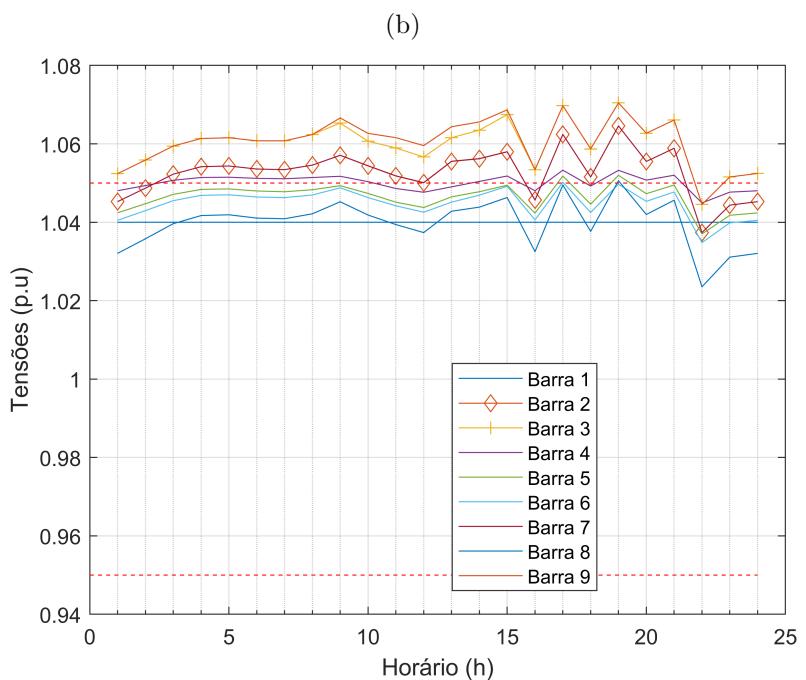
- **Carga Leve:**

Durante este cenário o sistema apresenta uma estabilidade contínua até as 16 horas, porém diversas barras operam acima do limite superior de tensão e o sistema apresenta flutuações com a injeção de potência durante a noite, assim neste cenário o sistema poderia ocorrer diversas intervenções, Figura 30b.

Figura 30 – (a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema



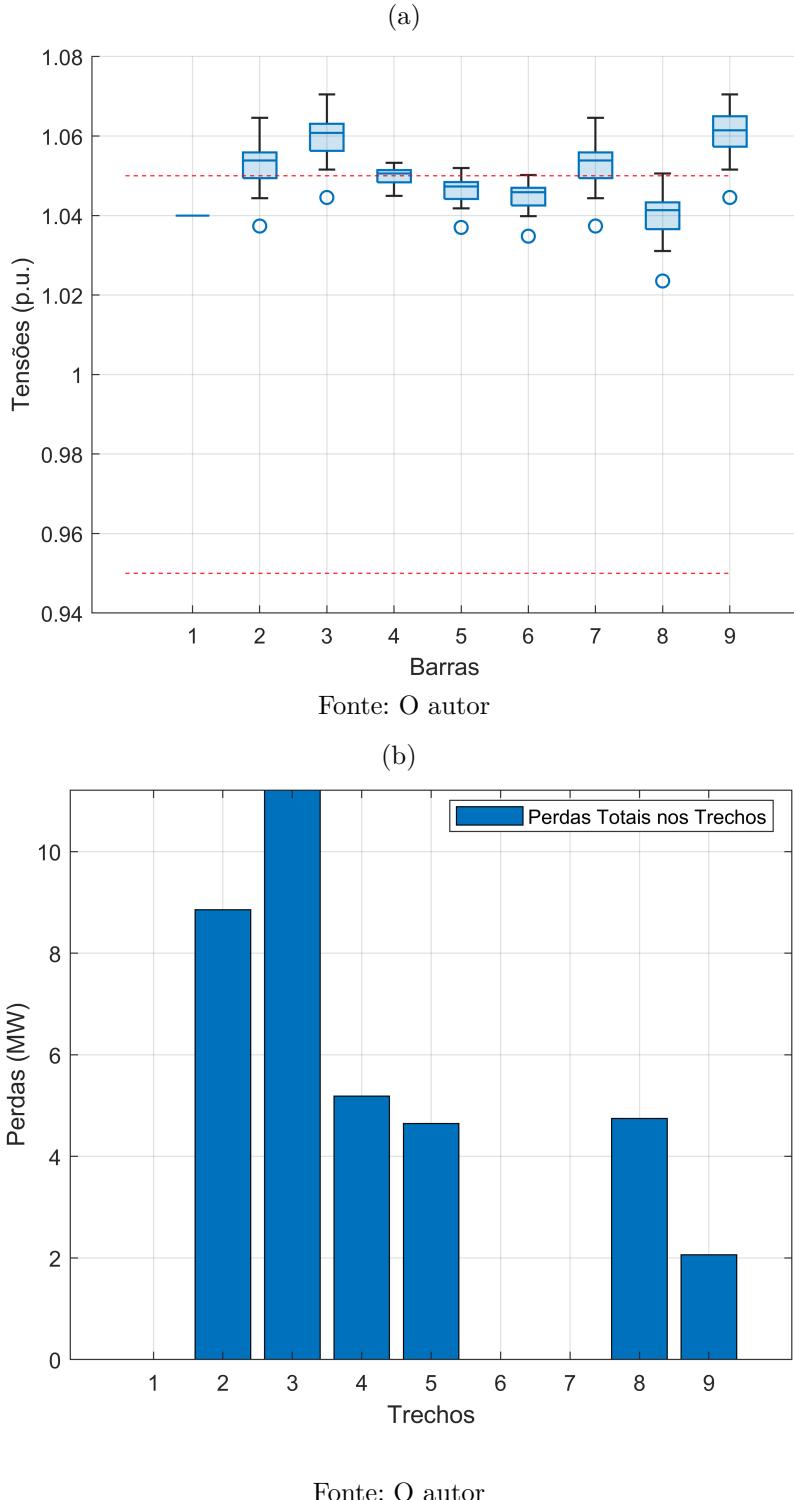
Fonte: O autor



Fonte: O autor

Com a diminuição da carga, as perdas diminuem drasticamente, Figura 31b. Também observamos as ocorrências fora do limite operacional na Figura 31a

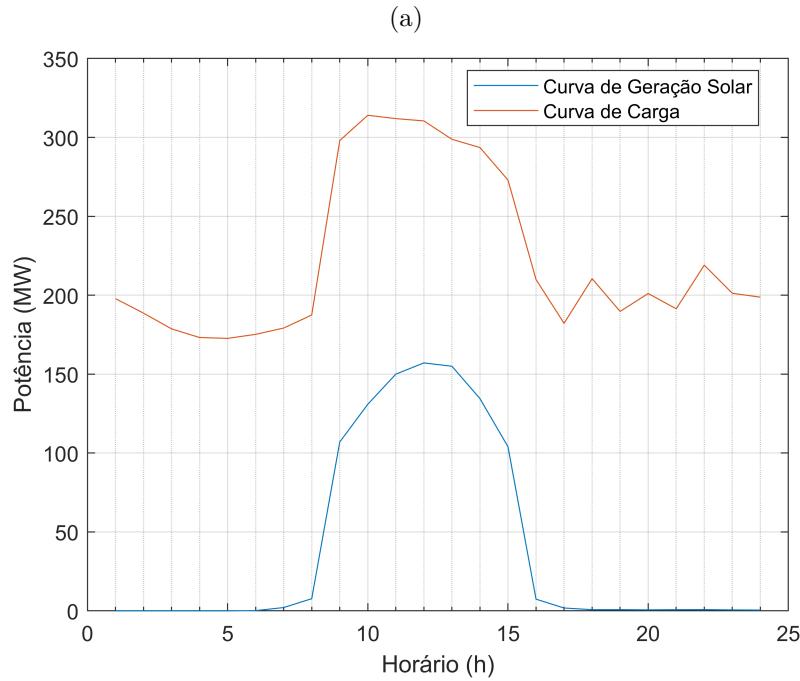
Figura 31 – (a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema



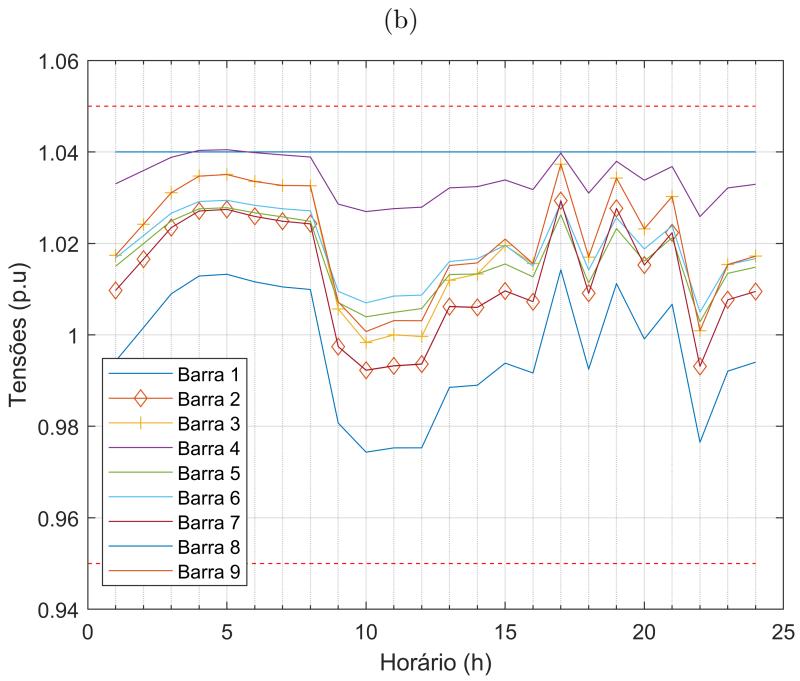
- **Carga Pesada:**

Neste cenário observa-se uma queda na tensão durante o pico de geração solar devido a grande entrada de cargas no sistema em conjunto com os armazenamentos, Figura 32a porém o sistema mantém-se dentro dos limites durante todo o dia, Figura 32b.

Figura 32 – (a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema



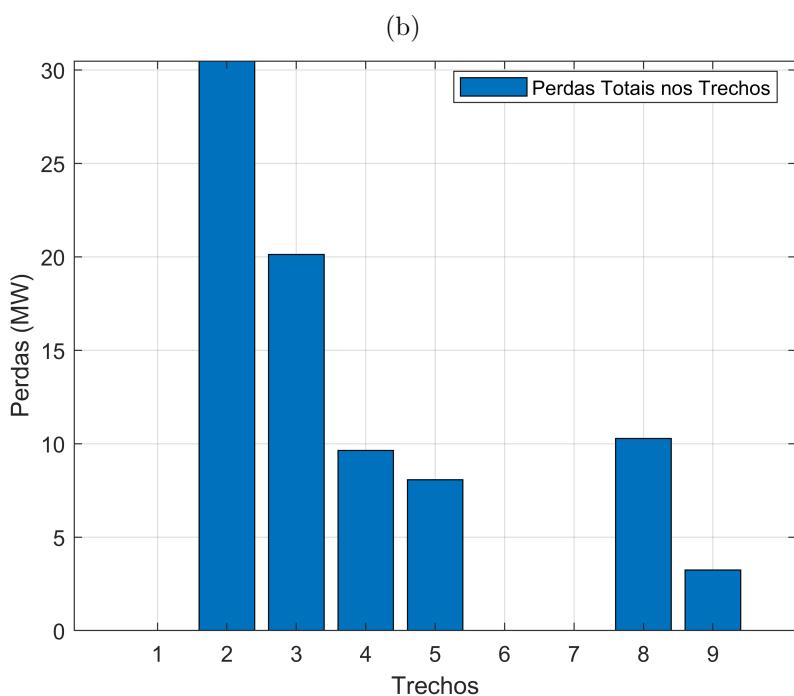
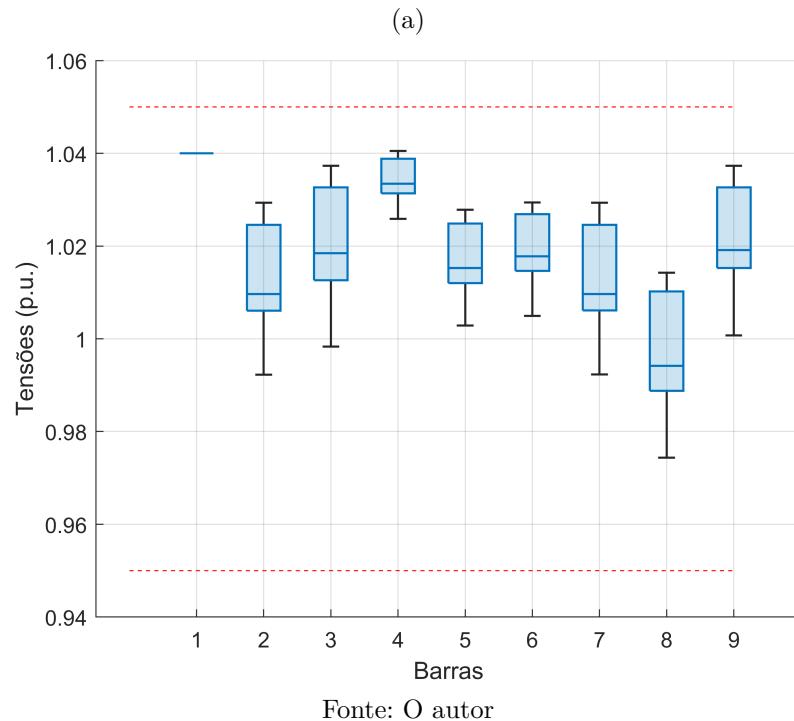
Fonte: O autor



Fonte: O autor

As perdas neste cenário foram as maiores medidas entre todos os casos, Figura 33b. Mesmo operando dentro dos limites o sistema apresenta algumas instabilidades, Figura , que não possuem potencial danoso.

Figura 33 – (a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema



4.2.4 Análise do Caso 4 - Sistema com *BESSs* na barra 7 e 9:

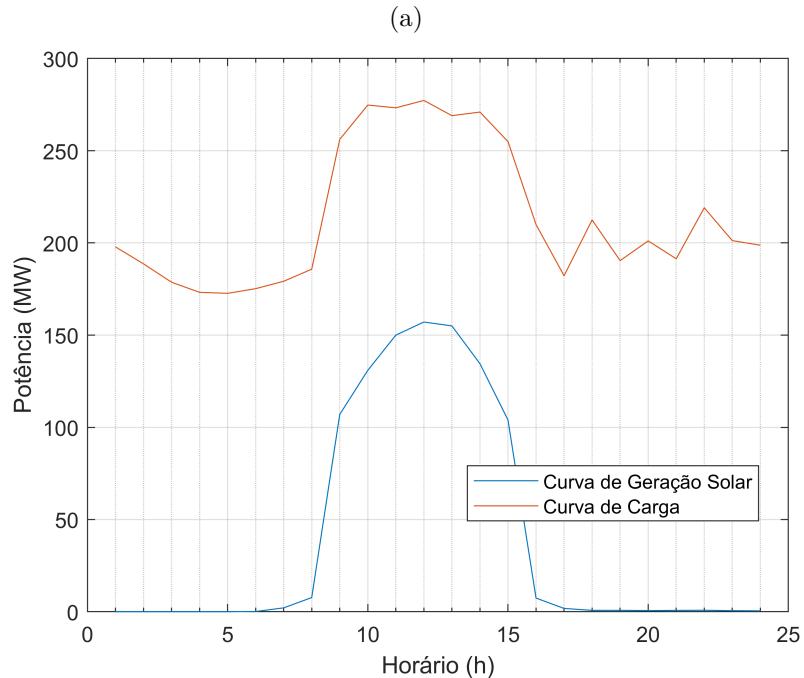
Com a inserção dos armazenamentos de energia nas barras 7 e 9 podemos observar que os sistema em carga média e pesada estão dentro do limite operacional, os armazenamentos auxiliam na estabilidade do sistema nos horários de grande irradiação solar. Em carga pesada podemos observar uma queda na tensão durante as 9 e 15 horas devido à combinação das carga e armazenamentos levam o sistema próximo a 1 p.u em diversas barras. No período noturno podemos observar uma grande flutuação nos valores de tensão isso se deve ao fato que os armazenamentos estão injetando potência ativa na rede, porém essa injeção não está bem dimensionada, com ajustes nas potências dissipadas de cada armazenamento conseguimos estabilizar as curvas para conseguirmos um resultado mais suave como nos horários com geração alta.

Já com carga leve, podemos que em carga leve o sistema não consegue se estabilizar devido a grande presença de geração FV e ausência de carga, mesmo os armazenamentos sendo dimensionados como cargas, eles sozinhos não são capazes de estabilizar o sistema. As curvas de tensão obtiveram uma melhora na estabilidade delas, porém continuam com diversas violações do limite superior.

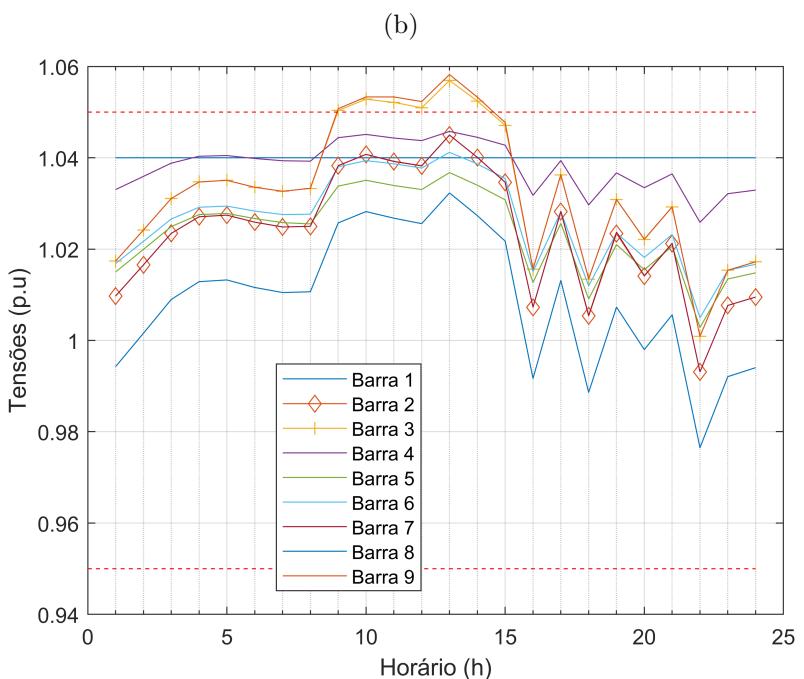
4.2.5 Caso 5 - Realocação dos BESSs para as barras 2 e 3:

- Carga Média:** Com a realocação dos armazenamentos para as barras geradoras observa-se que as tensões, Figura 34b, durante o pico de geração, Figura 34a, causam violações de tensão nas barras 3 e 9. As 13 horas durante o pico de geração, a carga do sistema tem uma leve redução que eleva a tensão nas barras 3 e 9.

Figura 34 – (a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema



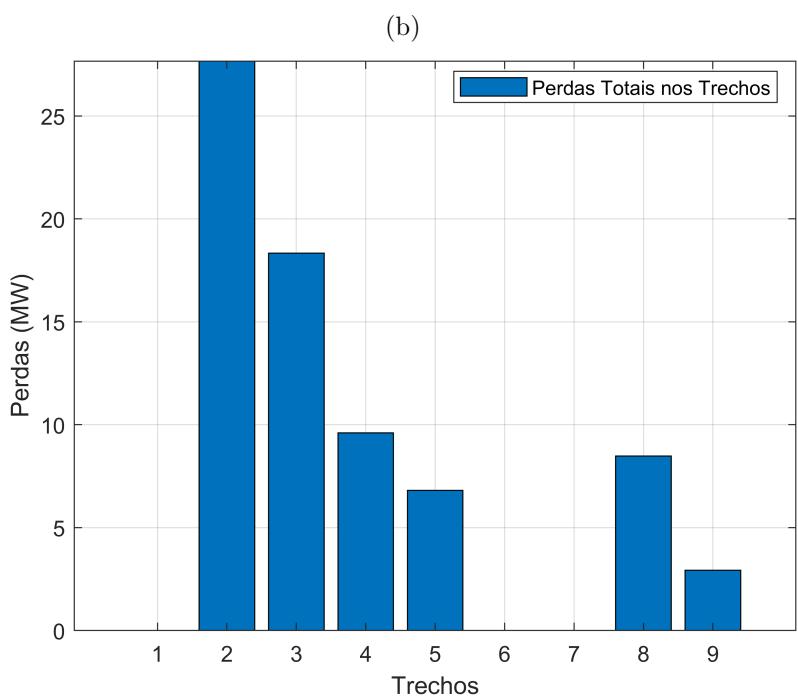
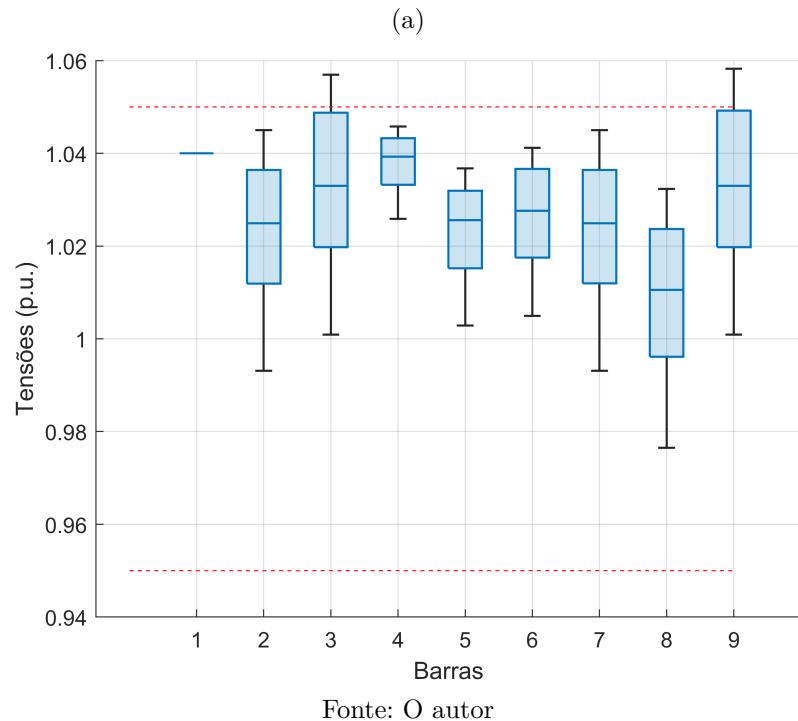
Fonte: O autor



Fonte: O autor

Mesmo com a mudança nos armazenamentos as perdas no sistema permaneceram sem alterações com o cenário anterior com mesma carga, Figura 35b. Porém a estabilidade do sistema foi afetada, Figura 35a

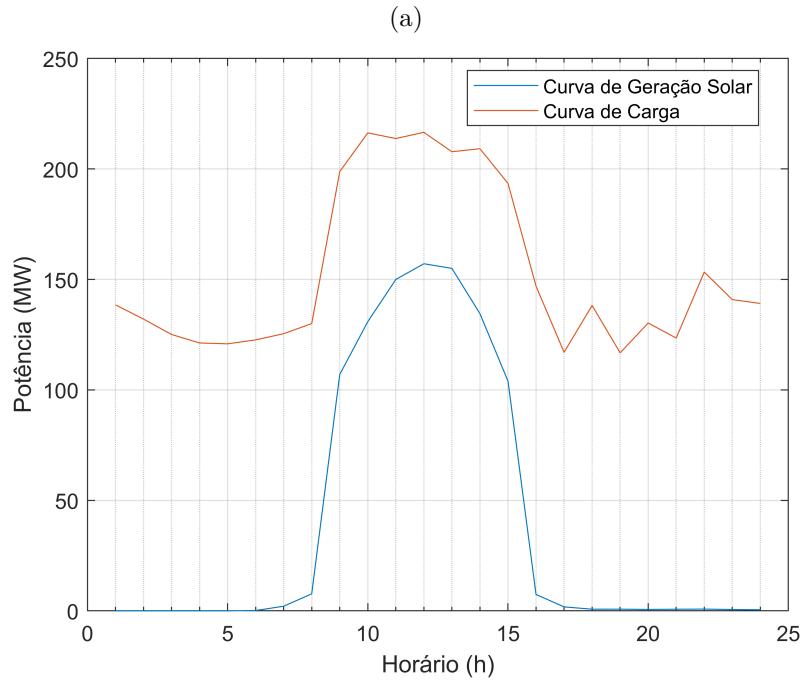
Figura 35 – (a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema



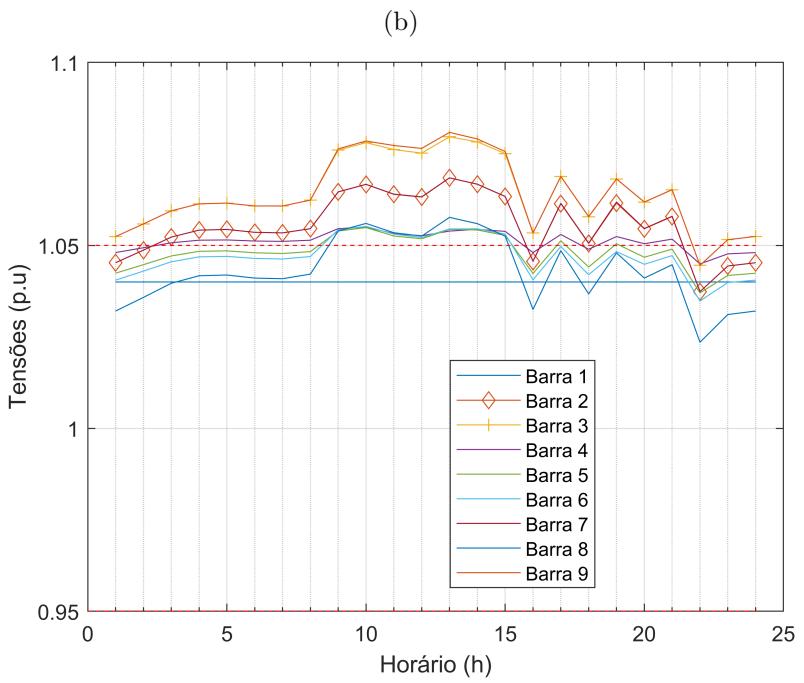
- **Carga Leve:**

Assim como em carga média, o sistema apresentou maior instabilidade nos horários de geração solar, Figura 36b, porém mantendo o perfil dos outros cenários com o sistema saindo do controle dos limites operacionais, Figura 36a

Figura 36 – (a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema



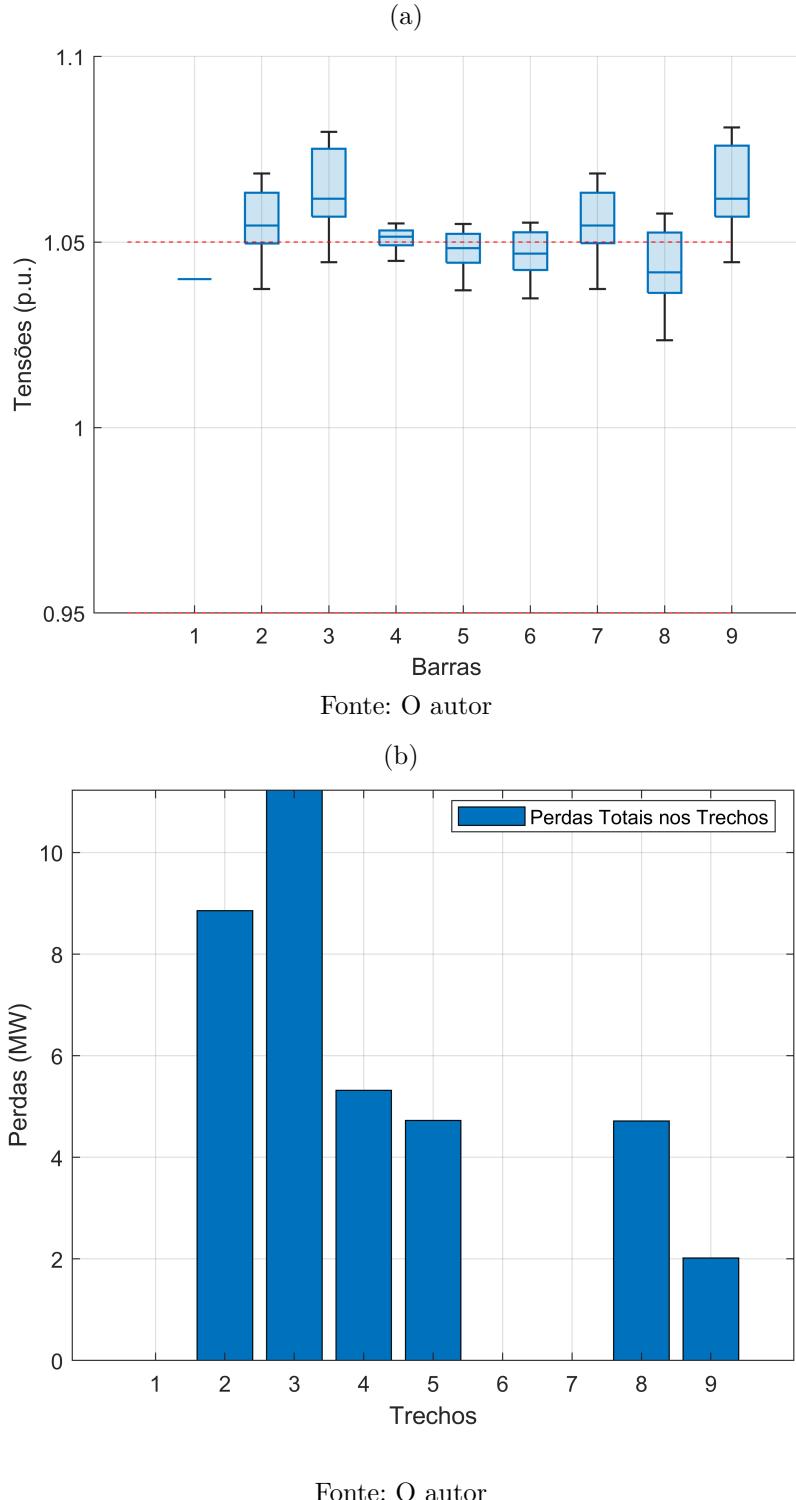
Fonte: O autor



Fonte: O autor

Nas Figuras 37a e 37b, observa-se a instabilidade do sistema com uma visão mais ampla dos dados de cada barra e as perdas no sistema.

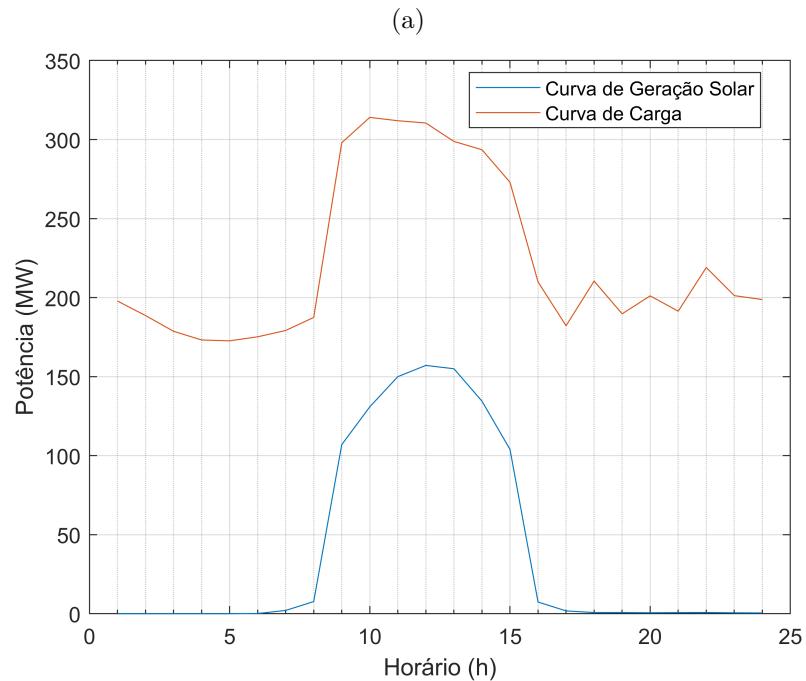
Figura 37 – (a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema



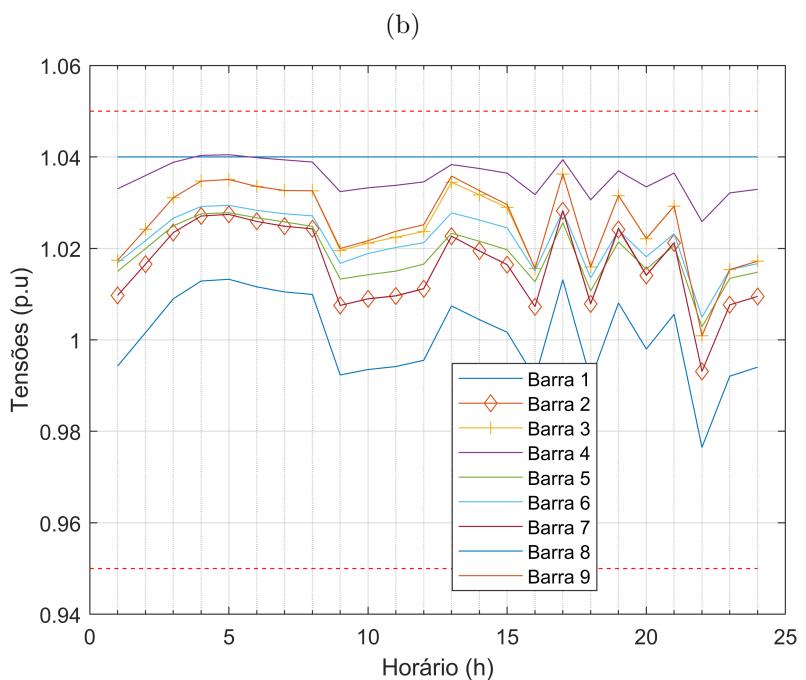
- **Carga Pesada:**

Com carga pesada e a alteração dos armazenamentos, o sistema apresenta um comportamento similar ao caso com os armazenamentos nas barras 7 e 9 mantendo-se dentro dos limites operacionais, Figura 38b, com algumas elevações de tensão as 13 horas conforme a carga reduz nesse horário, Figura 38a.

Figura 38 – (a) Gráficos de Carga e Geração e (b) Tensões no sistema



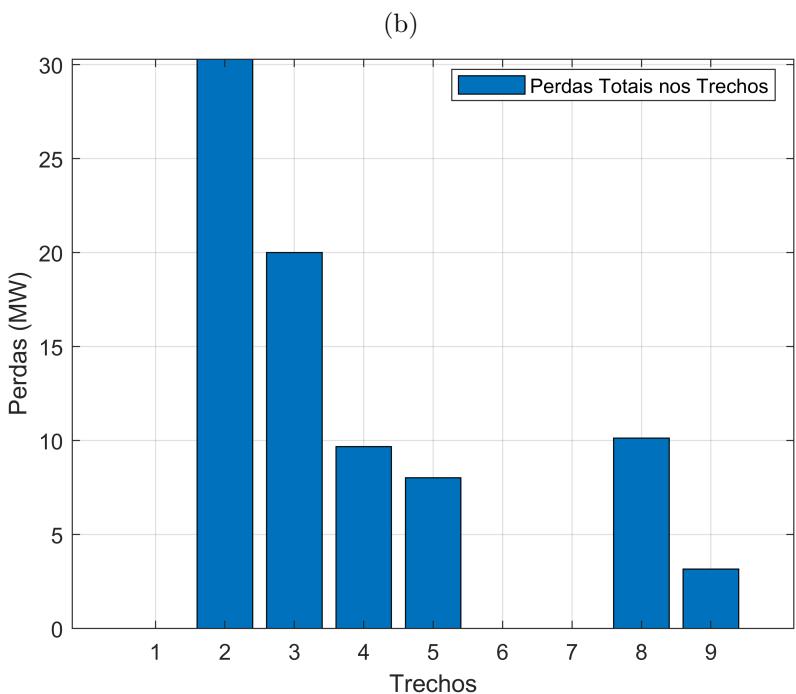
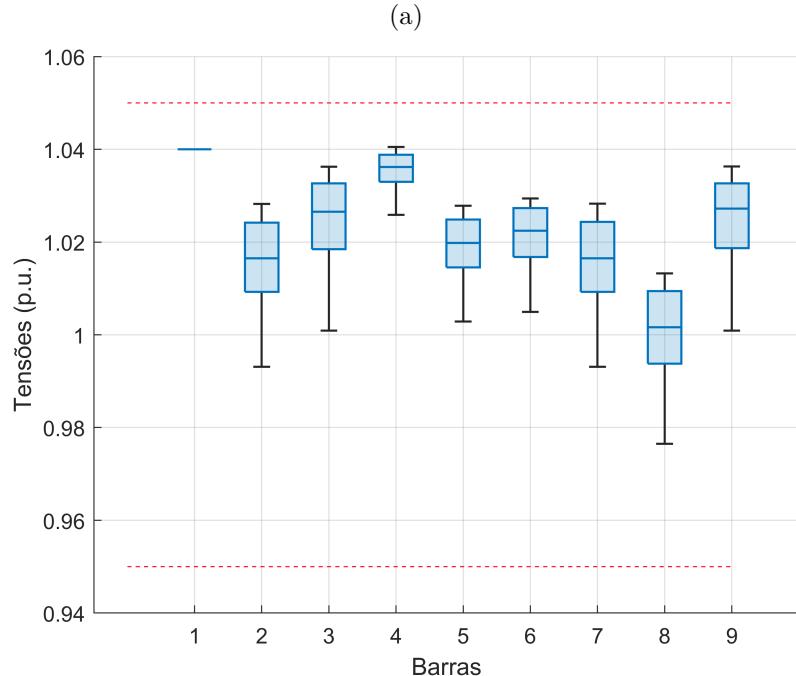
Fonte: O autor



Fonte: O autor

As perdas no sistema, Figura 39b acompanham as perdas do cenário com armazenamentos nas barras 7 e 9, seguindo uma leve instabilidade, Figura 39a.

Figura 39 – (a) Gráficos de Caixa e (b) Perdas no sistema



4.2.6 Análise do Caso 5 - Realocação dos *BESSs* para as barras 2 e 3:

Com a mudança dos armazenamentos para as barras geradoras, podemos observar em que todas as cargas o sistema apresenta um aumento na tensão do sistema comparada com os armazenamentos nas barras adjacentes aos geradores FV. Esse aumento pode ser reduzido com o aumento da potência dos armazenamentos, pois nos horários com maior carga podemos observar uma queda na tensão, mais evidente na Figura 38b. Para que este cenário fosse mais viável, seria necessário um aumento da potência dos armazenamentos ou realoção dos mesmos para barras mais próximas as cargas.

4.3 Resumo dos Resultados

4.3.1 Substituição do Gerador 3 por um Gerador Fotovoltaico de 141 MW

Após as análises das simulações, a Tabela 8 mostra um resumo com informações que conseguimos retirar dos gráficos como número de violações e número de barras com violações. Observa-se que com uma alta carga o sistema apresenta uma estabilidade maior e menores perdas, comparando com os cenários de carga média. Em carga leve o sistema apresenta as maiores instabilidades e maiores riscos a continuidade do fornecimento de energia.

Tabela 8 – Resultados da Substituição do Gerador 3 por um Gerador Fotovoltaico

Caso 1 - Somente Geração Distribuída (GD) e Carga			
	Carga Leve	Carga Média	Carga Pesada
Número de Barras com Violações de Tensão	2	2	0
Número de Violações de Tensão	6	3	0
Duração Total das Violações (h)	3	0.45	0
Tensão Máxima Registrada (p.u.)	1.055	1.052	1.047
Tensão Mínima Registrada (p.u.)	1.018	1.008	1.008
Perdas Totais no Sistema (MW)	33.4	51.8	47.5
Caso 2 - Sistema com BESS (Armazenamento de Energia) na Barra 9			
	Carga Leve	Carga Média	Carga Pesada
Número de Barras com Violações de Tensão	2	0	0
Número de Violações de Tensão	4	0	0
Duração Total das Violações (h)	2	0	0
Tensão Máxima Registrada (p.u.)	1.054	1.048	1.045
Tensão Mínima Registrada (p.u.)	1.007	1.008	1.010
Perdas Totais no Sistema (MW)	25.8	48.2	42.5

4.3.2 Substituição do Gerador 2 por um Gerador Fotovoltaico de 15.71 MW

Com as simulações executadas, a Tabela 9 nos traz alguns dados extraídos dos gráficos para a melhor visualização e comparação dos cenários analisados. Em comparação com o Caso 1 Substituição do Gerador 3 por um Gerador Fotovoltaico, o sistema apresenta perdas muito mais elevadas devido a necessidade de todas as cargas serem atendidas por 1 gerador no período noturno. Mesmo com os armazenamentos inseridos, a potência simulada não é o suficiente para suprir as cargas mais afastadas. A inserção do segundo gerador promoveu uma instabilidade maior nas cargas leves e média, em carga leve o sistema apresenta dados onde seria necessário a intervenção externa do ONS para que não haja danos a estrutura do SEP e suas cargas. A instalação do armazenamento de energia trouxe uma estabilidade maior como no caso anterior, porém a realocação dos mesmos para as barras geradoras trouxe uma maior flutuação no sistema que poderia ser compensada com uma maior potência dos armazenamentos.

Tabela 9 – Resultados da Substituição do Gerador 2 por um Gerador Fotovoltaico de 15.71 MW

Caso 3 - Somente GD e Cargas			
	Carga Leve	Carga Média	Carga Pesada
Número de Barras com Violações de Tensão	8	3	2
Número de Violações de Tensão	72	19	5
Duração Total das Violações (h)	16	6	2
Tensão Máxima Registrada (p.u)	1.085	1.07	1.054
Tensão Mínima Registrada (p.u)	1.02	0.948	0.95
Perdas Totais no Sistema (MW)	49.1	83.3	87.7
Caso 4 - Sistema com BESS nas Barras 7 e 9			
	Carga Leve	Carga Média	Carga Pesada
Número de Barras com Violações de Tensão	7	0	0
Número de Violações de Tensão	96	0	0
Duração Total das Violações (h)	21	0	0
Tensão Máxima Registrada (p.u)	1.07	1.041	1.04
Tensão Mínima Registrada (p.u)	1.027	0.978	0.978
Perdas Totais no Sistema (MW)	36.8	72.8	81
Caso 5 - Realocação dos BESS para as Barras 2 e 3			
	Carga Leve	Carga Média	Carga Pesada
Número de Barras com Violações de Tensão	8	2	0
Número de Violações de Tensão	109	10	0
Duração Total das Violações (h)	21	5.5	0
Tensão Máxima Registrada (p.u)	1.078	1.058	1.04
Tensão Mínima Registrada (p.u)	1.02	0.978	0.978
Perdas Totais no Sistema (MW)	41.8	72.8	80

Conclusão

O sistema *IEEE* de 9 barras foi simulado em dois diferentes casos, caracterizados pela substituição dos geradores convencionais por geradores fotovoltaicos e pela inclusão de sistemas de armazenamento de energia (*BESS*) em diferentes barras do sistema.

As simulações do Caso 1, com a substituição do gerador 3 por uma usina fotovoltaica, mostraram que a inserção do gerador FV aumentou a instabilidade do sistema e causou violações de tensão e que a instalação do *BESS* na barra 9 reduziu o número total de violações de tensão, além de diminuir as perdas em todos os níveis de carga. A maior redução foi observada no regime de carga leve, no qual o sistema apresentou maior instabilidade devido à intermitência da geração solar. Em carga normal e pesada o sistema apresentou uma grande estabilidade, sem violações .

No Caso 2, em que o gerador 2 foi substituído por uma planta fotovoltaica de 15,71 MW, observou-se um aumento inicial das instabilidades, especialmente em carga leve, exigindo uma intervenção no sistema para que o SEP não seja prejudicado. Contudo, com a inclusão e posterior realocação dos BESS nas barras 7, 9, 2 e 3, houve melhoria significativa no perfil de tensão e redução das perdas, comprovando a eficácia dos sistemas de armazenamento como suporte à integração de fontes renováveis.

Durante o desenvolvimento do trabalho, algumas dificuldades foram identificadas, como a limitação dos dados públicos do sistema elétrico nacional e a necessidade de calibração mais precisa dos modelos de geração e armazenamento no Matpower. Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se a ampliação dos estudos para sistemas de maior porte, a análise dinâmica da resposta do BESS em tempo real e a avaliação econômica da viabilidade desses sistemas no contexto brasileiro.

Referências

- ANEEL. *Resolução Normativa ANEEL N° 1.000*. 2021. Disponível em: <\urlhttps://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.htm>.
- ANEEL. *Resolução Normativa ANEEL N° 1.059*. 2023. Disponível em: <\urlhttps://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pd>.
- ANEEL. *DIAGNÓSTICO E PERSPECTIVA DA EVOLUÇÃO DOS CORTES DE GERAÇÃO NO BRASIL*. 2025. Disponível em: <\urlhttps://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RT%20DGL-ONS%200189-2025%20-%20GT%20Curtailment%20rev1.pd>.
- BRASIL, R. F. do. *DECRETO N°5163 DE 30 DE JULHO DE 2004*. 2004. Disponível em: <\urlhttps://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto-D5163compilado.ht>.
- ELÉTRICA, A. N. de E. *Relatório de Análise de Impacto Regulatório*. 2022. Disponível em: <\urlhttps://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2022002srg.pd>.
- LABREN, I. e CCST e. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. 2017. Disponível em: <\urlhttp://mtc-m21b.sid.inpe.br/col/sid.inpe.br/mtc-m21b/2017/08.15.18.20/doc-/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao_rev-01-compactado.pd>.
- MASOOD, N. A.; YAN, R.; SAHA, T. K. Cascading contingencies in a renewable dominated power system: Risk of blackouts and its mitigation. In: *2018 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–5.
- NEOENERGIA. *Geraco Eólica no Nordeste*. 2017. Disponível em: <\urlhttps://www.neoenergia.com/w/energia-eolica-ventos-do-nordest>.
- ONS. *A Ocorrência de 10 de Novembro de 2009*. 2009. Disponível em: <\urlhttps://www-ons.org.br/sites/multimidia/Documentos%20Compartilhados/relatorios%20anuais-/2009/02-ocorrencia-10Nov2009.html?expanddiv=0>.
- ONS, O. N. do S. E. *Evolução da Capacidade Instalada do SIN*. 2025. Disponível em: <\urlhttps://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numero>.
- ZHANG, Y. et al. Research on risk assessment method of distribution network with distributed generation based on latin hypercube sampling. In: *2019 IEEE 8th International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1125–1130.
- ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SÁNCHEZ, C. E.; THOMAS, R. J. Matpower: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 1, p. 12–19, 2011.