

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE
GOIÁS
CÂMPUS ITUMBIARA
CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

PLÍNIO RABÊLO DE SOUSA FILHO

**ANÁLISE DA INSERÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS
DISTRIBUÍDOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

**ITUMBIARA-GO
2024**



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS

TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| ☐ Tese | ☐ Artigo Científico |
| ☐ Dissertação | ☐ Capítulo de Livro |
| ☐ Monografia – Especialização | ☐ Livro |
| ☒ TCC - Graduação | ☐ Trabalho Apresentado em Evento |
| ☐ Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do Autor: PLÍNIO RABÊLO DE SOUSA FILHO

Matrícula: 20152040070067

Título do Trabalho:

ANÁLISE DA INSERÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Autorização - Marque uma das opções

1. ☒ Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
2. ☐ Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ____/____/____ (Embargo);
3. ☐ Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção **2 ou 3**, marque a justificativa:

- ☐ O documento está sujeito a registro de patente.
☐ O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.
☐ Outra justificativa: _____

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

- i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- ii. obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Itumbiara-GO, ____/____/____
Local Data

Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

PLÍNIO RABÊLO DE SOUSA FILHO

**ANÁLISE DA INSERÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS
DISTRIBUÍDOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Banca examinadora do Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Itumbiara, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Escobar de Oliveira.

**ITUMBIARA-GO
2024**

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

S725a Sousa Filho, Plínio Rabelo
 Análise da inserção de recursos energéticos distribuídos em
 redes de distribuição de energia elétrica. / Plínio Rabelo
 Sousa Filho. -- Itumbiara, 2024.
 121 p p. : il.

 Trabalho de conclusão de curso (Engenharia elétrica) -
 Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás,
 Câmpus Itumbiara, 2024.

 Orientador: Prof. Marcelo Escobar de Oliveira.

 1. Recursos energéticos. 2. Energia elétrica -
 Distribuição. 3. Redes elétricas - Analisadores. I. Título. II.
 Sousa Filho, Plínio Rabelo. IV. Oliveira, Marcelo Escobar de V.
 Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

CDD 621.319



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
CÂMPUS ITUMBIARA

Termo de Aprovação

Plínio Rabêlo de Sousa Filho

ANÁLISE DA INSERÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Câmpus Itumbiara, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado, em 09 de setembro de 2024, pela banca examinadora constituída pelos seguintes membros:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Marcelo Escobar de Oliveira - orientador
Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara.
(Assinado Eletronicamente).

Profa. MSc. Thaissa de Melo Cesar - membro interno
Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara.
(Assinado Eletronicamente).

Dr. Wandry Rodrigues Faria - membro externo
Pós Doutorado da Universidade de São Paulo - USP-São Carlos.

Itumbiara – GO
2024

Documento assinado eletronicamente por:

- **Thaissa de Melo Cesar**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 26/09/2024 22:07:23.
- **Marcelo Escobar de Oliveira**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 26/09/2024 21:23:38.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 09/09/2024. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 561287

Código de Autenticação: ee3653d06b



Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Avenida Furnas, nº 55, None, Bairro Village Imperial, ITUMBIARA / GO, CEP 75524-010
(64) 2103-5612 (ramal: 5612)

Dedico este trabalho aos meus dois avôs, que já partiram, mas cujas ações continuam a me inspirar e motivar a alcançar novos horizontes. Às minhas avós, cujo carinho e aconchego têm sido um conforto constante ao longo desta jornada. À minha irmã, por seu apoio e sinceridade, que muitas vezes me trouxeram de volta à realidade. Ao meu pai, cuja serenidade e afeto sempre foram meu porto seguro. E, especialmente, à minha mãe, que nos momentos de fraqueza sempre me ergueu e, em muitas ocasiões, lutou por mim, mesmo quando eu estava prestes a desistir.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos os meus professores ao longo desta jornada. Aos do ensino fundamental, por me ensinarem a dar os primeiros passos no conhecimento. Aos professores do ensino médio, por me incentivarem a correr atrás dos meus sonhos.

Aos do ensino superior, por me mostrarem a realidade e ensinarem a importância da perseverança. Um agradecimento especial vai ao meu orientador, Marcelo Escobar, por sua humanidade, paciência e confiança.

Também agradeço a três amigos em especial, cada um pelo impacto único que teve em minha vida: um pelo suporte e amizade verdadeira, outra pela motivação constante, e por fim, outra pela orientação essencial. Vocês me trouxeram até aqui.

Não busques que os acontecimentos sejam como queres, mas queira que os acontecimentos sejam como são, com o que serás feliz.

**A ARTE DE VIVER MELHOR
TRADUÇÃO DE EDSON BINI**

RESUMO

Este trabalho de conclusão de curso tem como objetivo avaliar o impacto da inserção de recursos energéticos distribuídos em sistemas de distribuição de energia elétrica. A análise foi conduzida utilizando o software OpenDSS, com a simulação de diferentes cenários que incluíram geração fotovoltaica, geração eólica, veículos elétricos e bancos de baterias. A metodologia consistiu na modelagem de cenários distintos, aplicação de perfis de carga e avaliação das perdas de energia e variações de tensão ao longo de 24 horas. Os resultados indicaram uma redução significativa nas perdas e uma melhoria nos níveis de tensão com a inserção de fontes fotovoltaicas, eólicas, bancos de baterias e veículos elétricos, principalmente durante os horários de pico. Conclui-se que a integração de recursos energéticos distribuídos pode aumentar a eficiência energética do sistema, desde que seja realizada com planejamento adequado, evitando problemas de tensão. Este estudo contribui para o entendimento dos benefícios e desafios associados à incorporação de energias renováveis em sistemas de distribuição.

Palavras-chave: Recursos Energéticos Distribuídos, Sistema de Distribuição, OpenDSS, Perdas de Energia, Perfis de Tensão.

ABSTRACT

This thesis aims to evaluate the impact of integrating active elements into electric power distribution systems. The analysis was conducted using the OpenDSS software, simulating different scenarios that included photovoltaic generation, wind generation, electric vehicles, and battery banks. The methodology involved modeling distinct scenarios, applying load profiles, and assessing energy losses and voltage variations over a 24-hour period. The results indicated a significant reduction in losses and an improvement in voltage levels with the inclusion of photovoltaic sources, wind sources, battery banks, and electric vehicles, especially during peak hours. It is concluded that the integration of distributed energy resources can enhance the energy efficiency of the system, provided that it is done with proper planning to avoid voltage issues. This study contributes to the understanding of the benefits and challenges associated with incorporating renewable energies into distribution systems.

Keywords: *Distributed Energy Resources, distribution system, OpenDSS, energy losses, voltage profiles.*

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Evolução da Matriz Elétrica.....	19
Figura 2: Curva diária de geração fotovoltaica.....	22
Figura 3: Curva diária de geração eólica.....	23
Figura 4: Curva diária de armazenamento e fornecimento de energia dos bancos de bateria	25
Figura 5: Curva diária de armazenamento e fornecimento de energia dos veículos elétricos	26
Figura 6: Curva diária de todos elementos energéticos distribuídos atuando em paralelo	28
Figura 7: exemplo de comando <i>new circuit</i>	37
Figura 8: Exemplo de comando <i>new line</i> utilizando os parâmetros de sequência positiva e zero	38
Figura 9: exemplo de comando <i>new linecode</i>	39
Figura 10: exemplo de comando <i>new transformer</i>	41
Figura 11: exemplo de comando <i>new regcontrol</i>	42
Figura 12: exemplo de comando <i>new load</i>	44
Figura 13: exemplo de comando <i>new capacitor</i>	44
Figura 14: Exemplo de <i>PvSystem</i>	45
Figura 15: Exemplo de <i>New generator</i>	46
Figura 16: Exemplo de <i>storage</i>	48
Figura 17: Exemplo de comandos para exibição de dados e figuras	50
Figura 18: Diagrama unifilar do sistema 13 barras.....	52
Figura 19: Diagrama unifilar sistema de 34 barras.....	54
Figura 20: Curva de demanda residencial.....	56
Figura 21: Curva de demanda industrial	56
Figura 22: Perfil de tensão sistema 13 barras, às 12 horas	61
Figura 23: Variação de tensão da barra 671 no decorrer de 24 horas	62
Figura 24: Perdas do sistema 13 barras	62
Figura 25: Curva de demanda do sistema 13 barras	63
Figura 26: Curva diária de geração fotovoltaica	63
Figura 27: Curva de demanda do sistema 13 barras com geração fotovoltaica.....	63
Figura 28: Perfil de tensão sistema 13 barras com fotovoltaica, às 12h	64

Figura 29: Variação da barra 671 no decorrer de 24 horas.....	65
Figura 30: Perdas do sistema 13 barras com geração fotovoltaica.....	66
Figura 31: Curva diária de geração eólica.....	66
Figura 32: Curva de demanda do sistema 13 barras com geração eólica	67
Figura 33: Perfil de tensão 13 barras com geração eólica, às 12h.....	68
Figura 34: Variação na barra 671 no decorrer de 24 horas.....	68
Figura 35: Perdas no sistema 13 barras com geração eólica.....	69
Figura 36: Curva diária de armazenamento e fornecimento de energia do banco de baterias	70
Figura 37: Curva de demanda do sistema 13 barras com bancos de baterias	70
Figura 38: Perfil de tensão 13 barras com bancos de bateria, às 12h	71
Figura 39: Perfil de tensão 13 barras com bancos de bateria, às 20h	72
Figura 40: Variação de tensão da barra 671 no decorrer de 24 horas	73
Figura 41: Perdas no sistema 13 barras com bancos de armazenamento	74
Figura 42: Curva diária de armazenamento de fornecimento de energia dos veículos elétricos	74
Figura 43: Curva de demanda do sistema 13 barras com carga/descarga de veículos elétricos	75
Figura 44: Perfil de tensão 13 barras com frota de veículos elétricos, às 12h	76
Figura 45: Perfil de tensão 13 barras com frota de veículos elétricos, às 20h	77
Figura 46: Variação de tensão na barra 671 no decorrer de 24 horas	78
Figura 47: Perdas no sistema 13 barras com veículos elétricos	78
Figura 48: Curva diária de geração intermitente	79
Figura 49: Curva de demanda do sistema 13 barras com geração de fontes intermitentes.....	79
Figura 50: Perfil de tensão 13 barras com fontes intermitentes, às 12h.....	80
Figura 51: Variação de tensão da barra 671 no decorrer de 24 horas	81
Figura 52: Perdas do sistema 13 barras com fontes intermitentes.....	82
Figura 53: Curva diária de todos os recursos energéticos distribuídos	82
Figura 54: Curva de demanda do sistema 13 barras com recursos energéticos distribuídos.....	83
Figura 55: Perfil de tensão 13 barras com todos os recursos energéticos distribuídos, às 12h	84

Figura 56: Perfil de tensão 13 barras com todos recursos energéticos distribuídos, às 20h	84
Figura 57: Variação de tensão da barra 671 no decorrer de 24 horas	85
Figura 58: Perdas no sistema 13 barras com todos os recursos energéticos distribuídos	86
Figura 59: Perfil de tensão do sistema 34 barras, às 12h	87
Figura 60: Variação de tensão da barra 890 no decorrer de 24 horas	88
Figura 61: Perdas no sistema 34 barras	88
Figura 62: Curva de demanda 34 barras.....	89
Figura 63: Curva diária de geração fotovoltaica	90
Figura 64: Curva de demanda 34 barras com geração fotovoltaica	90
Figura 65: Perfil de tensão sistema 34 barras com fotovoltaica, às 12h	91
Figura 66: Variação de tensão da barra 890 no decorrer de 24 horas	91
Figura 67: Perdas no sistema de 34 barras com fotovoltaica.....	92
Figura 68: Curva diária de geração eólica.....	93
Figura 69: Curva de demanda 34 barras com geração eólica.....	94
Figura 70: perfil de tensão sistema 34 barras com geração eólica, às 12h.....	94
Figura 71: Variação de tensão da barra 890 no decorrer de 24 horas	95
Figura 72: Perdas no sistema de 34 barras com geração eólica.....	96
Figura 73: Curva de armazenamento e fornecimento de energia dos bancos de bateria	96
Figura 74: Curva de demanda 34 barras com bancos de baterias.....	97
Figura 75: Perfil de tensão sistema 34 barras com bancos de bateria, às 12h	98
Figura 76: Perfil de tensão sistema 34 barras com bancos de bateria, às 20h	98
Figura 77: Variação de tensão na fase A da barra 890 no decorrer de 24 horas	99
Figura 78: Perdas no sistema de 34 barras com bancos de baterias.....	100
Figura 79: Curva de armazenamento e fornecimento de energia dos veículos elétricos	100
Figura 80: Curva de demanda 34 barras com veículos elétricos.....	101
Figura 81: Perfil de tensão sistema 34 barras com veículos elétricos, às 12h	102
Figura 82: Perfil de tensão sistema 34 barras com veículos elétricos, às 20h	103
Figura 83: Variação de tensão da barra 890 no decorrer de 24 horas	104
Figura 84: Perdas no sistema de 34 barras com veículos elétricos	104

Figura 85: Curva diária de todas as fontes intermitentes atuando simultaneamente	105
Figura 86: Curva de demanda 34 barras com geração intermitente	106
Figura 87: Perfil de tensão 34 barras com todas as fontes intermitentes, às 12h ...	106
Figura 88: Variação de tensão da barra 890 no decorrer de 24 horas	107
Figura 89: Perdas no sistema de 34 barras com todas as fontes intermitentes	108
Figura 90: Curva diária de todos os recursos energéticos distribuídos atuando simultaneamente	108
Figura 91: Curva de demanda 34 barras com todos os recursos energéticos distribuídos	109
Figura 92: Perfil de tensão 34 barras com todos os recursos energéticos distribuídos, às 12h	110
Figura 93: Perfil de tensão 34 barras com todos os recursos energéticos distribuídos, às 20h	111
Figura 94: Variação de tensão da barra 890 no decorrer de 24 horas	112
Figura 95: Perdas no sistema de 34 barras com todos recursos energéticos distribuídos	112

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Pontos de conexão em Tensão Nominal.....	30
Tabela 2: Demanda nominal de elementos do sistema 13 barras.....	53
Tabela 3: Demanda nominal do sistema 13 barras	53
Tabela 4: Demanda nominal de elementos do sistema 34 barras.....	54
Tabela 5: Demanda nominal do sistema 34 barras	55
Tabela 7: Demanda nominal dos sistemas.....	57
Tabela 8: Recursos energéticos distribuídos nos sistemas.....	58
Tabela 9: Barras definidas para distribuição das cargas nominais dos recursos energéticos em kW.....	59
Tabela 10: Resultados de todos os cenários apresentados	114

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO.....	17
2	CONTEXTO ENERGÉTICO MUNDIAL E BRASILEIRO.....	18
3	FONTES INTERMITENTES, BANCOS DE BATERIAS E VEÍCULOS ELÉTRICOS	21
3.1	FONTE FOTOVOLTAICA.....	21
3.2	FONTE EÓLICA	22
3.3	BANCOS DE BATERIAS	24
3.4	VEÍCULOS ELÉTRICOS.....	25
3.5	Todos OS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS.....	26
4	IMPACTOS DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NA REDE ELÉTRICA (PRODIST)	28
5	OPENDSS	31
5.1	ELEMENTOS DE ENTREGA DE ENERGIA	34
5.2	ELEMENTOS DE CONVERSÃO DE ENERGIA	35
5.3	COMANDOS UTILIZADOS PARA CRIAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS NO OPENDSS	36
5.3.1	<i>Comando New Circuit.....</i>	<i>36</i>
5.3.2	<i>Comando New Line</i>	<i>37</i>
5.3.3	<i>Comando New Linecode</i>	<i>38</i>
5.3.4	<i>Comando New Transformer</i>	<i>39</i>
5.3.5	<i>Comando New RegControl</i>	<i>41</i>
5.3.6	<i>Comando New Load.....</i>	<i>42</i>
5.3.7	<i>Comando New Capacitor</i>	<i>43</i>
5.3.8	<i>Comando New Pysystem.....</i>	<i>44</i>
5.3.9	<i>Comando New Generator.....</i>	<i>45</i>
5.3.10	<i>Comando New Storage.....</i>	<i>46</i>
5.3.11	<i>Comandos para extração de informações e plotagem de figuras</i>	<i>48</i>
6	METODOLOGIA.....	50

6.1 SISTEMA 13 BARRAS.....	51
6.2 SISTEMA 34 BARRAS.....	52
6.3 CENÁRIOS	53
7 RESULTADOS	58
7.1 SISTEMAS 13 BARRAS.....	58
7.1.1 Sistema 13 barras sem inserção de fontes	58
7.1.2 Sistema 13 barras com geração fotovoltaica.....	61
7.1.3 Sistema 13 barras com geração eólica	64
7.1.4 Sistema 13 barras com bancos de baterias	67
7.1.5 Sistema 13 barras com carga/descarga de veículos elétricos	71
7.1.6 Sistema 13 barras com geração intermitente (eólica e fotovoltaica)	75
7.1.7 Sistema 13 barras com todos os recursos energéticos distribuídos citados inseridos	77
7.2 SISTEMA 34 BARRAS.....	81
7.2.1 Sistema 34 barras sem inserção de fontes	81
7.2.2 Sistema 34 barras com geração fotovoltaica.....	84
7.2.3 Sistema 34 barras com geração eólica	87
7.2.4 Sistema 34 barras com bancos de baterias.....	89
7.2.5 Sistema 34 barras com carga/descarga de veículos elétricos.....	93
7.2.6 Sistema 34 barras com geração intermitente (eólica e fotovoltaica)	97
7.2.7 Sistema 34 barras com todos recursos energéticos distribuídos citados inseridos	99
7.3 CONSIDERAÇÕES SOBRE OS CENÁRIOS	103
8 CONCLUSÕES.....	105
9 REFERÊNCIAS.....	107

1 INTRODUÇÃO

A matriz energética mundial vive em constante desenvolvimento, evolução que é necessária para que o ciclo energético não se quebre. Ciclo energético pode ser entendido como geração, transmissão e distribuição, que parte desde a produção de energia até o consumo (NEOENERGIA, 2024)

À medida que a tecnologia avança e a população se expande, mais demanda energética é requerida para sustentar a sociedade. A grande questão desse ciclo, é que ele não tem comportamento autossuficiente, de tal forma que à medida que a demanda aumenta, mais energia é requerida, e grande parte das fontes primárias utilizadas na geração primária dessa energia é esgotável.

No Brasil, onde a maior parte da geração de eletricidade é derivada de hidrelétricas, fonte primária de primária da geração, o país enfrenta um risco significativo. O contexto atual revela uma discrepância inerente no modelo de geração hidráulica: à medida que a demanda por energia aumenta, o fornecimento hídrico, por questões socioambientais, não se adapta proporcionalmente (CARREGOSA, 2024). Mesmo que o volume de água disponível aumente, isso não assegura que as hidrelétricas possuam a capacidade estrutural para expandir sua geração de energia.

Em outras palavras, a infraestrutura existente das hidrelétricas pode não ser suficiente para atender ao crescimento da demanda, colocando em evidência a vulnerabilidade do sistema elétrico brasileiro diante das limitações e variabilidades do recurso hídrico.

Para eventualmente retardar esse ponto crítico e posteriormente tornar o ciclo suportável, meios alternativos e sustentáveis de geração de energia estão sendo desenvolvidos, como fontes primárias para produção de eletricidade.

Além do desenvolvimento, também estão sendo aplicadas melhores em fontes consolidadas no mercado há tempos, algumas gerações renováveis estão tendo o nicho expandido para o uso residencial, comercial e industrial de pequeno e médio porte, enquanto gerações não renováveis sofrem adaptações para causar menores danos e aumentar a eficiência de geração. Isso implica que a matriz energética tende a estar mais diversificada e cada vez menos dependente de meios de geração esgotáveis (CARREGOSA, 2024).

A adoção de novas formas de geração pode ter impactos adversos, visto que para a instalação de novos empreendimentos de potência no sistema, o sistema deve

ter estrutura física para comportar essa inserção. O sistema de geração de energia brasileiro necessita atender os horários de picos da demanda, enquanto para os demais horários por a demanda ser inferior, o sistema consegue supri-los ao ponto de até verter os recursos responsáveis pela geração primária (CARREGOSA, 2024).

Este estudo tem como objetivo simular a inserção de fontes de geração intermitente em diferentes sistemas elétricos de potência e analisar os impactos dessas fontes nas tensões e perdas do sistema, avaliando se os resultados são positivos ou negativos. A partir dessas análises, busca-se responder essas questões. A pergunta é feita desde 2000: as fontes intermitentes representam alternativas viáveis, com resultados positivos, para a diversificação e aprimoramento do sistema? Quais são os impactos dessas fontes nas tensões e nas perdas?

Como objetivo geral tem-se a análise dos efeitos que os recursos energéticos distribuídos (eólica, solar, banco de baterias e veículos elétricos) tem no sistema elétrico de potência. Como objetivos específicos busca-se:

- Analisar o comportamento da curva de demanda diária antes e após a integração de fontes intermitentes, comparando os resultados obtidos com essas integrações com os do cenário base;
- Averiguar as perdas técnicas do sistema antes e após a inserção dos recursos energéticos distribuídos tem na rede, comparando os resultados obtidos com essas integrações com os do cenário base;
- Analisar e comparar cenários distintos em que as fontes intermitentes apresentam resultados mais eficientes – tensão mais próximo ao valor nominal e menores perdas.

O trabalho aborda a importância da análise da integração de fontes intermitentes, como solar e eólica, no sistema de distribuição de energia elétrica, dado o impacto que a variabilidade dessas fontes pode exercer no sistema. A análise das perdas do comportamento das tensões ao longo de 24 horas é crucial para garantir uma entrega de energia de qualidade, considerando a flutuação gerada por essas fontes.

A revisão bibliográfica é feita de forma pragmática, explicando detalhadamente o tema e fundamentando-o em referências teóricas para tornar a verificação mais didática e concreta. Foram empregadas palavras-chave como "Fontes Renováveis", "Bancos de Baterias", "Veículos Elétricos", "OpenDSS" e "Sistemas IEEE" para

garantir que a pesquisa fosse abrangente e alinhada com os tópicos relevantes do projeto.

1.1 Estruturação do trabalho

Este trabalho é estruturado em capítulos que abrangem desde a introdução até a conclusão, conforme detalhado a seguir:

- Capítulo 2 – Contexto energético mundial e brasileiro: uma breve história da eletricidade no mundo e no Brasil, e destaca a importância de diversas fontes de geração para a matriz energética brasileira;
- Capítulo 3 – Fontes Intermitentes: detalha as fontes utilizadas no trabalho, fornecendo uma breve descrição de cada uma e detalhando os modelos empregados nas simulações;
- Capítulo 4 – Impactos das fontes intermitentes na rede elétrica (PRODIST): procedimento de distribuição de energia elétrica utilizado para embasamento para o trabalho.
- Capítulo 5 – OPENDSS: compilado das funções e parâmetros utilizados no trabalho, acompanhado de uma breve descrição e exemplos para cada um;
- Capítulo 6 – Metodologia: procedimento utilizado no desenvolvimento do trabalho, detalhando os passos e abordagens adotados para a condução das análises e simulações;
- Capítulo 7 – Resultados: resoluções obtidas através das simulações, exibindo perfis de tensão, análise de tensão em uma barra específica em cada sistema ao longo de 24 horas, e gráficos comparativos de perdas entre os cenários base e os cenários com fontes intermitentes, percorrendo sobre cada situação;
- Capítulo 8 – Conclusões: desfecho do trabalho, destacando os melhores resultados encontrados nas simulações e suas implicações para a melhoria da eficiência e sustentabilidade do sistema elétrico.

CAPÍTULO 2 – CONTEXTO ENERGÉTICO MUNDIAL E BRASILEIRO

A humanidade utiliza diversas formas de energia desde os primórdios de sua existência. A primeira forma de energia utilizada foi a cinética, seja para manufatura de equipamentos, geração de fogo ou até mesmo a caça. À medida que a humanidade foi se desenvolvendo, as formas de se usar energia progrediram simultaneamente, aprimorando novas formas de energia, a aplicabilidade, entre outras.

Foi no ano de 1882 que o primeiro sistema de distribuição elétrica entrou em funcionamento, utilizado para a iluminação de algumas lâmpadas da estação Pearl Street. Esse primeiro sistema utilizou vapor para a geração de energia elétrica, e foi utilizada corrente contínua para a alimentação das lâmpadas. Em 1886 foi inaugurado a primeira usina hidrelétrica a usar corrente alternada, situada nas cataratas de Niágara, essa usina alimentou a cidade de Buffalo a 40 km de distância (IBERDROLA, 2024).

A eletricidade desde então vem sendo crucial para o desenvolvimento humano, ganhando espaço no último século devido ao conforto e segurança por ela proporcionada, garantindo melhor qualidade de vida e gestão de recursos. Sempre que novas tecnologias são desenvolvidas, mais energia é demandada, seja no processo de criação de mais tecnologias, para manter as tecnologias atuais e assim por diante. À medida que a demanda por energia aumenta, torna-se necessário incrementar a geração primária para atender a essa demanda. Para alcançar uma maior produção de energia com menores custos e impactos ambientais, é imperativo o desenvolvimento de novas tecnologias de geração.

No Brasil a primeira usina hidrelétrica inaugurada foi a Usina de Marmelos, inaugurada em Juiz de Fora no ano de 1889. Idealizada por Bernardo Mascarenhas, essa usina atendeu indústrias têxteis e a iluminação pública da cidade e sofreu diversas ampliações, contando atualmente com uma geração de aproximadamente 4 MW.

Posteriormente o setor energético brasileiro foi ganhando forma com novas hidrelétricas de pequeno porte sendo instalado ao longo do sudeste, ganhando notável investimento no governo de Getúlio Vargas, período em que se montou uma estrutura energética voltada para geração hidrelétrica. (CARVALHO, 2023)

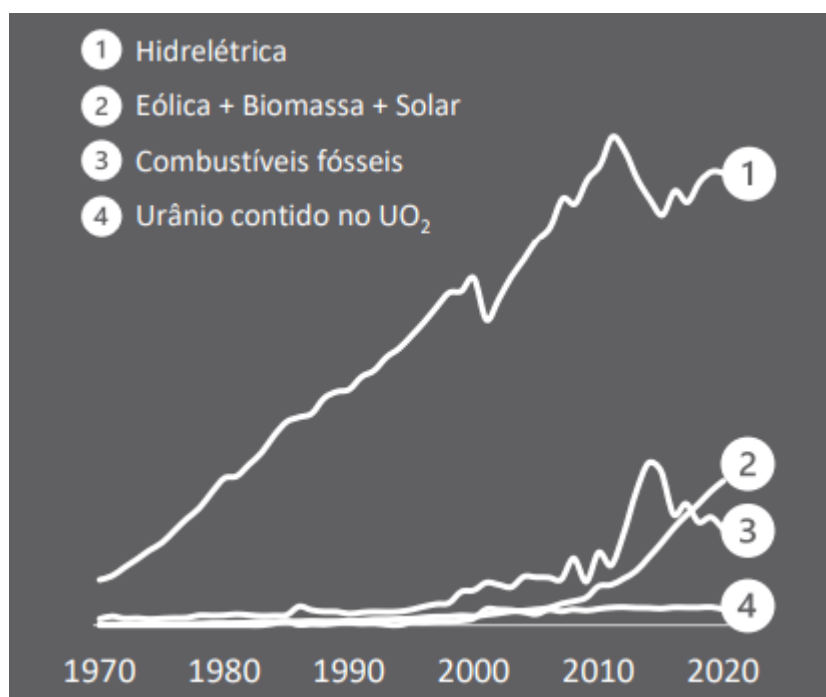
Os posteriores governos fortaleceram o ritmo adotado por Vargas, modernizando o sistema elétrico com a criação de grandes hidrelétricas como a de Itaipu, Tucuruí, Sobradinho etc. Essas ações foram idealizadas para aumentar o

acesso da população à energia, tornar possível a extração e processamento de minérios, além de trazer investimentos estrangeiros na forma de multinacionais. (CARVALHO, 2023)

Um exemplo do que esse ciclo descompassado pode ocasionar foi a crise de 2001 no Brasil. Entre 1990 e 2000, o consumo de energia no Brasil cresceu 49%, enquanto a capacidade de geração instalada aumentou apenas 35%. Esse descompasso, aliado à crise hídrica e à ausência de um plano eficaz de racionamento, resultou na crise do apagão (TOLMASQUIM, 2006).

O apagão de 2001, como foi conhecida essa crise elétrica, fez com que o governo e iniciativas privadas adotassem diversas medidas de curto, médio e longo prazo, para evitar que esse problema se tornasse recorrente. Uma das principais medidas adotadas para a diversificação da matriz elétrica brasileira nos anos posteriores, diminuindo a dependência da geração hídrica e consequentemente aumentando a variedade da matriz elétrica brasileira. Na figura 1 é apresentado o perfil da geração da matriz elétrica brasileira no decorrer das décadas.

Figura 1: Evolução da Matriz Elétrica



Fonte: (Empresa de Pesquisa Energética, 2021)

Após o apagão de 2001, a matriz elétrica brasileira passou por uma significativa diversificação de suas fontes primárias de geração. Essa diversificação se intensificou especialmente após 2010, com a incorporação em maior escala de fontes renováveis, como a energia eólica, solar e biomassa. Apesar do aumento inicial na geração

através de combustíveis fósseis após 2010, observou-se uma subsequente redução, atribuída à implementação de novas políticas ambientais destinadas a diminuir as emissões de gases nocivos, como o dióxido de carbono (CO_2) e o ozônio (O_3).

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética, entre as gerações renováveis com maior capacidade de produção no sistema elétrico brasileiro atualmente pode-se citar a geração hidrelétrica (61,9%), bagaço de cana (4,7%), eólica (11,8%), solar (4,4%), Lixívia (2,5%), entre outras. O avanço tecnológico expandiu significativamente os nichos de geração fotovoltaica e eólica, tornando possível a geração de energia para consumidores residenciais e comerciais. Além disso, viabilizou o armazenamento de energia através de bancos de baterias e veículos elétricos, e embora estes últimos não tenham sido inicialmente concebidos como dispositivos de armazenamento, possuem essa capacidade. Essas tecnologias vêm ganhando espaço e desenvolvimento contínuo, sendo opções de energia sustentável.

CAPÍTULO 3 - FONTES INTERMITENTES, BANCOS DE BATERIAS E VEÍCULOS ELÉTRICOS

Fontes de geração intermitentes referem-se a tecnologias de geração de energia elétrica cuja produção é variável e não controlável diretamente, dependendo de fatores ambientais como a irradiância solar e a velocidade do vento. Essas fontes são essenciais para a transição energética sustentável, mas apresentam desafios para o gerenciamento do sistema elétrico, como a necessidade de armazenar energia ou integrar sistemas complementares para garantir os níveis de tensão, corrigindo as oscilações pelas quais essas gerações estão predispostas, e o atendimento à demanda em momentos de baixa geração. Neste trabalho usou-se duas fontes intermitentes: geração fotovoltaica e geração eólica.

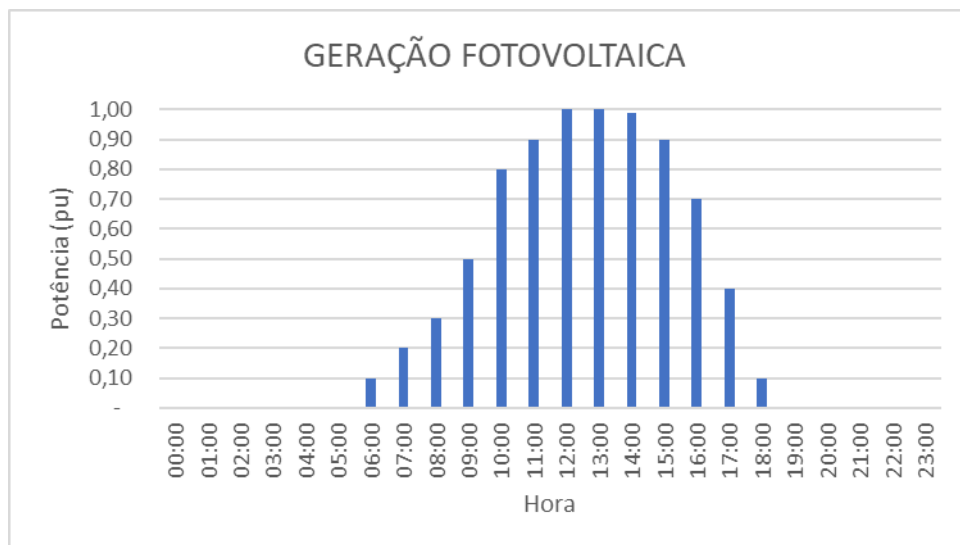
3.1 Fonte Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica consiste na conversão direta da luz solar em eletricidade. Esse processo é realizado por células fotovoltaicas, que são feitas de materiais semicondutores, geralmente silício. Quando a luz solar atinge essas células, ela faz com que os elétrons no material semicondutor se movam, gerando um fluxo de eletricidade que é captado por um campo elétrico criado pela diferença de potencial entre os semicondutores, produzindo eletricidade (Sousa, 2024).

Dentre as vantagens da energia fotovoltaica, inclui-se sustentabilidade, redução nos custos elétricos, baixa manutenção e bom custo benefício (Sousa, 2024) além dos benefícios para as redes de distribuição, podendo apresentar melhoras nas perdas técnicas e controle de tensão, podendo elevar a tensão devido ao incremento de geração distribuída (Brito, Júnior, Souto, Silva, & Belchior., 2022). Em contrapartida, por depender da incidência solar, a geração fotovoltaica é limitada ao período diurno, tendo influência direta dos aspectos civis da construção (inclinação, obstáculos para a incidência solar tais quais paredes, prédios), geolocalização, estações do ano, clima, etc.

Na Figura 2, é apresentado o modelo de comportamento da geração fotovoltaica utilizado neste trabalho, mostrando a variação da geração ao longo do dia.

Figura 2: Curva diária de geração fotovoltaica



Fonte: biblioteca IEEE

Na figura 2 a curva de geração de energia segue um exemplo de variação da incidência solar ao longo do dia. A partir das 6 horas da manhã, com os primeiros raios solares, já é possível observar a geração de eletricidade, atingindo seu pico às 12 horas e cessando por volta das 19 horas. A incidência solar influencia diretamente a quantidade de energia elétrica gerada pelo efeito fotovoltaico. Quanto maior a incidência solar, maior será a produção de energia. Na figura 2 às 12h, quando a barra apresenta 1,0 pu, ocorre a produção nominal do sistema. Já às 18h, com a barra registrando 0,1 pu, a produção é reduzida a 10% da capacidade nominal.

Ao se simular a geração fotovoltaica, informações como as acima são imprescindíveis para a análise comportamental do sistema, pois elas representam o comportamento de geração injetado no sistema de distribuição. A partir desses dados que se torna possível analisar e catalogar os efeitos da geração fotovoltaica nos sistemas elétricos de potência, evidenciando as vantagens e desafios para melhorias.

3.2 Fonte Eólica

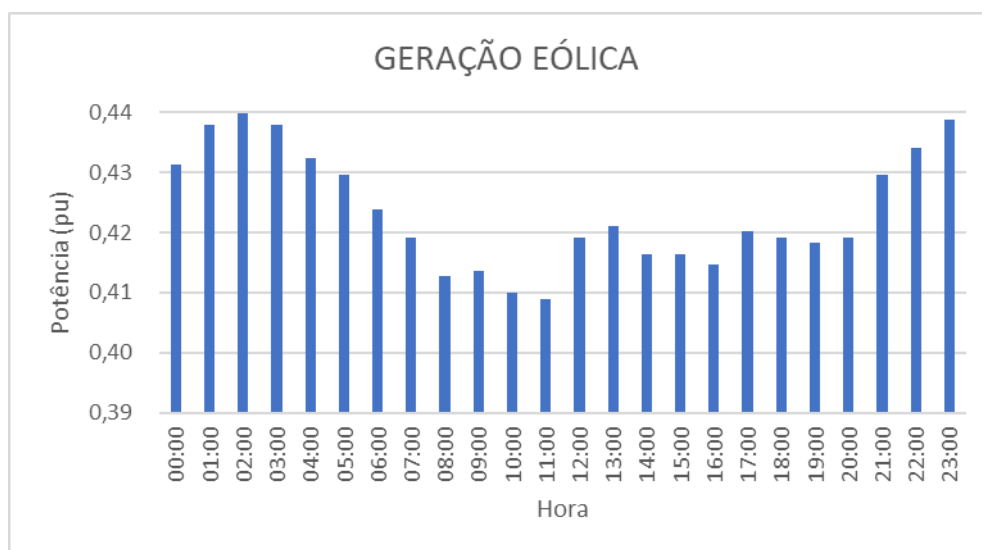
Uma fonte de energia já muito utilizada pela humanidade atualmente expande as possibilidades de geração para domicílios e comércios de pequeno e médio porte. Nos últimos anos geradores eólicos de pequeno porte estão sendo inseridos no mercado de forma gradual como um método alternativo de geração, apesar de ser ter a necessidade de fluxo eólico contínuo, os novos geradores conseguem gerar energia

com um fluxo de 1,4 m/s, podendo ter uma produção diária de até 5 kWh com velocidades médias de vento de 5,5 m/s (Ramos, 2023),

Na cidade de Itumbiara-Goiás, a velocidade média do vento anual foi de 5,41 m/s a 50 metros de altura, (apresentando o menor valor nos períodos entre dezembro e fevereiro (4,25 m/s), e maiores em junho e agosto (6,59) (Cepel, 2023). Com base nesses dados verifica-se que a aplicação da geração eólica na cidade de Itumbiara é possível, com a média apresentando parâmetros que atendem a produção diária de 5 kWh de determinados modelos. Embora os geradores eólicos tenham uma capacidade de geração inferior em comparação com as fontes fotovoltaicas, eles não são restringidos pelos horários de geração. Em vez disso, podem produzir energia ao longo de todo o período de 24 horas, adaptando-se às variações na velocidade do vento.

Na figura 3 o modelo de comportamento eólico diário utilizado neste trabalho, está disponível nas bibliotecas IEEE como o comportamento mecânico de rotação do rotor, sendo convertido para geração elétrica pela biblioteca *indmach012a* e empregado como base para as simulações propostas. É importante ressaltar que este é um modelo, e que o fluxo eólico pode variar drasticamente conforme a geolocalização, o meio ambiente, a estação do ano e a altitude, apresentando comportamentos distintos em diferentes situações. Ao analisar a Figura 3, que o comportamento eólico varia conforme o período, com maiores níveis de geração durante o período noturno, com pico às 02h da manhã.

Figura 3: Curva diária de geração eólica



Fonte: biblioteca IEEE

A partir da figura 3 é possível analisar que o comportamento eólico, ao contrário do comportamento solar, não segue um padrão específico, gerando energia durante 24 horas, porém, com oscilações em determinados pontos. Na Figura 3, apresenta-se o valor por unidade (pu) da geração dos geradores eólicos ao longo de 24 horas. O valor de 1,0 corresponde à geração nominal, enquanto os valores fracionários representam a porcentagem de geração em relação à geração nominal. Diferentemente da geração solar fotovoltaica, que pode atingir seu valor nominal, a geração eólica mantém-se, em média, em 42% da capacidade nominal. O pico de geração ocorre às 2h, quando atinge 0,44 pu, ou seja, 44% da capacidade nominal de geração. Esses parâmetros foram definidos com base no comportamento de fluxo eólico seguindo o modelo do exemplo aderido do IEEE, que apresenta essas características. Embora a capacidade nominal não seja atingida nesse modelo, a geração eólica pode fornecer a capacidade nominal dos equipamentos, desde que as condições de fluxo de vento sejam atendidas.

3.3 Bancos de baterias

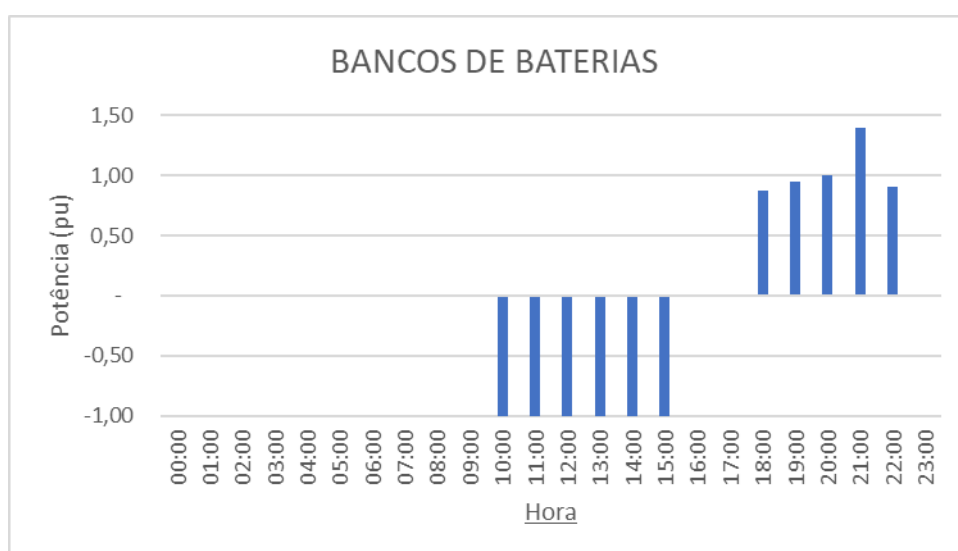
O tipo mais maleável de elemento utilizado neste trabalho, por bancos de baterias pode-se citar equipamentos como nobreaks, veículos elétricos, volantes de inércia entre outros aparelhos. Ao contrário das outras fontes, as fontes de armazenamento podem ser programadas para carregar e descarregar de acordo com a necessidade do usuário, essa opção permite que essa geração atue em sincronismo com as necessidades da rede, fornecendo energia em horários de alta demanda ou em faltas, e consumindo em períodos em que a rede está absorvendo energia ou em estado de baixa demanda.

Devido a essa flexibilidade, a inserção de armazenadores na rede elétrica resulta em diversos efeitos, apresentando resultados distintos em diferentes cenários. Isso inclui situações em que o carregamento é inserido no sistema base, quando ocorre em paralelo com fontes de geração intermitentes, ou quando os armazenadores estão fornecendo energia para o sistema. Esses efeitos serão analisados detalhadamente ao longo do trabalho.

Neste trabalho os bancos de baterias têm seu comportamento analisando ao longo de 24 horas, atuando tanto como carga nos períodos de carregamento – 9 às 16 horas, quanto como gerador nos períodos de descarregamento/fornecimento de

energia – 18 às 22 horas. O período de carregamento foi programado para coincidir com a geração de energia fotovoltaica durante o dia, aproveitando a disponibilidade de energia solar nos cenários analisados. Por outro lado, o período de fornecimento de energia foi ajustado para atender à demanda residencial mais alta, garantindo que o sistema ofereça suporte adequado quando a necessidade de energia é maior. Na figura 4 tem-se o comportamento de armazenamento e fornecimento de energia definido para este trabalho. A curva abaixo de 0,0 pu representa o período de armazenamento, enquanto a curva acima indica o período de fornecimento de energia.

Figura 4: Curva diária de armazenamento e fornecimento de energia dos bancos de bateria



Fonte: Autor

Na Figura 4, o armazenamento de energia elétrica absorve o valor definido como nominal do equipamento, indicado por -1,0 pu – o valor negativo indica que a carga foi inserida no sistema. O fornecimento de energia, por sua vez, apresenta um comportamento variável, gerando valores por unidade inferiores ao nominal e, às 21 horas, fornecendo um valor aproximadamente 40% superior à capacidade nominal do banco de baterias. Esse comportamento, ao gerar energia elétrica além da capacidade nominal, pode prejudicar a longevidade do equipamento e aumentar suas perdas técnicas. Esse modelo de comportamento representa uma configuração exemplificativa para os bancos de baterias, estabelecida para os estudos deste trabalho. Os resultados e parâmetros podem variar conforme as definições que o usuário inserir no código de programação.

3.4 Veículos Elétricos

Com uma proposta ambientalmente mais sustentável que veículos movidos a combustíveis fósseis, entregando menores custos de manutenção e uso, os veículos elétricos estão sendo cada vez mais empregados na mobilidade urbana pública e particular. Com uma perspectiva de ter uma frota que ultrapasse um milhão de veículos até 2030 no Brasil, estudos apontam que os automóveis elétricos consumirão aproximadamente 4,4TWh anualmente, o que representa de 0,5% a 1,5% do consumo energético brasileiro (Cesar, 2023).

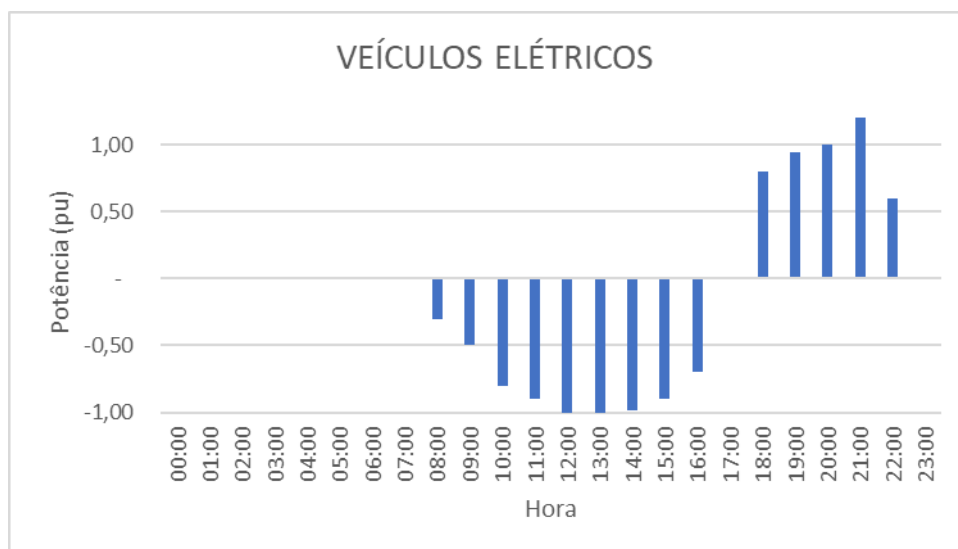
Os veículos elétricos não se limitam a aumentar a carga do sistema, podendo também fornecer energia ao sistema elétrico, desempenhando um papel análogo ao dos bancos de bateria (Webeletrico, 2024). Porém, por se tratar de veículos, o perfil de consumo pode ser traçado seguindo análises de tráfego e perfil de jornada de trabalho da população, estreitando os resultados para as melhores possibilidades de simulação.

Outro ponto a se ressaltar é o quanto de energia pode-se fornecer para o sistema: enquanto os bancos de baterias podem ser esgotados para fornecer energia para a rede elétrica, os veículos elétricos não podem seguir a mesma lógica, uma vez que descarregados sua função principal não pode ser atendida.

Considerando a jornada de trabalho de 07 horas às 17 horas, o período de carregamento foi proposto a acompanhar paralelamente a geração fotovoltaica, enquanto o período de fornecimento foi programado para gerar energia conforme as necessidades do sistema elétrico, neste caso no período das 18 às 23 horas.

Na figura 5 tem-se o comportamento de armazenamento e fornecimento de energia definido para este trabalho. A curva abaixo de 0,0 pu representa o período de armazenamento, enquanto a curva acima indica o período de fornecimento de energia.

Figura 5: Curva diária de armazenamento e fornecimento de energia dos veículos elétricos



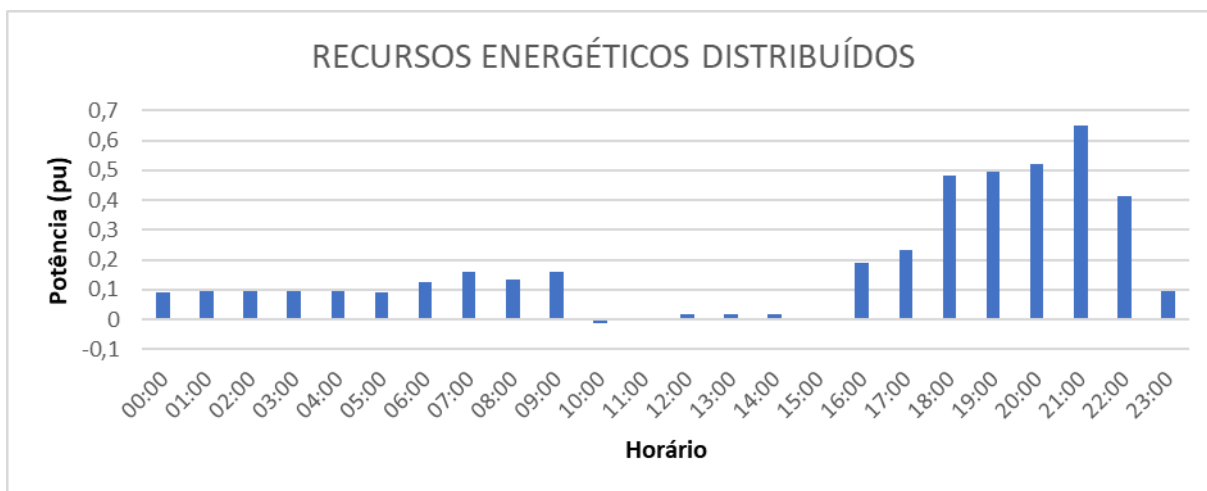
Fonte: Autor

O modelo apresentado na Figura 5 foi utilizado para analisar os efeitos do comportamento dos veículos elétricos na rede, não refletindo necessariamente a realidade, mas servindo como um exemplo para os estudos propostos neste trabalho. O valor máximo de carga adicionada ao sistema é observado às 12h, durante o período de maior incidência solar, consumindo o valor nominal de 1,0 pu atribuído ao recurso energético. Em contraste, o período de maior fornecimento ocorre às 21h, com uma geração 20% superior ao valor nominal atribuído ao recurso.

3.5 Todos os recursos energéticos distribuídos

Na figura 6 contém-se o exemplo de curva diária de todas as fontes intermitentes, bancos de baterias e veículos elétricos apresentadas anteriormente atuando simultaneamente, considerando os períodos de carga dos bancos de baterias e dos veículos elétricos. A geração fotovoltaica influencia a curva entre as 6h e 18h, enquanto a geração eólica impacta durante todo o ciclo de 24 horas. Os bancos de baterias funcionam como carga entre as 10h e 15h, fornecendo energia das 18h às 22h. Já os veículos elétricos operam como carga das 8h às 16h, e fornecem energia das 18h às 22h.

Figura 6: Curva diária de todos os elementos energéticos distribuídos atuando em paralelo



Fonte: Autor

Na Figura 6, todos os recursos energéticos estão distribuídos atuando em paralelo, apresentando suas respectivas gerações e cargas. O valor nominal, neste caso, corresponde à somatória dos valores nominais de todos os recursos. É possível observar que o pico de geração ocorre às 21h, momento em que a geração dos bancos de baterias e veículos elétricos supera suas respectivas gerações nominais. Além disso, a geração eólica, embora distante de atingir o valor nominal, contribui significativamente para alcançar o pico de 0,65 pu da figura 6.

Ao longo do período de 24 horas apresentado na Figura 6, observa-se que, às 10h, há uma inserção de cargas no sistema superior à geração, caracterizando o único ponto negativo na curva comportamental de todos os recursos energéticos distribuídos atuando em paralelo.

CAPÍTULO 4 - IMPACTOS DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NA REDE ELÉTRICA (PRODIST)

A injeção de energia na rede não pode ocorrer de forma indiscriminada, necessitando atender a um conjunto de normas estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica. Estas normas são estabelecidas no PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), que tem como objetivo garantir a padronização e a qualidade na distribuição de energia elétrica no país. (JOI, 2021).

O PRODIST é dividido em 11 módulos, sendo que o módulo 8 utilizado neste trabalho para avaliação da faixa de variação de tensão. O módulo 8 é responsável pelos procedimentos relativos à parametrização da qualidade do produto, qualidade do serviço e qualidade no tratamento de informações (JOI, 2021). Regulatórias, devido à sua relevância para o tema central da pesquisa.

O módulo 8 do PRODIST define os valores para os parâmetros relativos ao fornecimento e consumo de energia elétrica, abordando a qualidade do serviço prestado, a qualidade do produto e a qualidade do tratamento de reclamações. Também são definidos indicadores como o DIC/FIC (Duração de interrupção unidade consumidora/Frequência de interrupção por unidade consumidora) e DEC/FEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora/Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), além dos procedimentos e prazos de reclamação e atendimento para distribuidoras e consumidoras.

Os principais objetivos do módulo 8 são:

- Definir os níveis mínimos de qualidade do produto: qualidade da tensão de fornecimento;
- Definir os níveis mínimos de qualidade do serviço: indicadores de continuidade do fornecimento de energia, definindo padrões e responsabilidades;
- Definir os níveis mínimos de qualidade no tratamento de informações: avaliação das distribuidoras sobre as reclamações dos clientes, sendo necessário que as informações estejam sempre disponíveis.

Ainda sobre o módulo 8, é definido as faixas de classificação de tensões, sendo estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente, são também definidos os indicadores individuais e coletivos de

conformidade da tensão elétrica, os critérios para medição e registro, assim como os prazos para a compensação ao consumidor, caso as medições de tensão ultrapassem os limites dos referidos indicadores (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020). Na tabela 1 tem-se a classificação de tensões segundo o PRODIST.

Tabela 1: Pontos de conexão em Tensão Nominal

TENSÃO DE ATENDIMENTO	TENSÃO NOMINAL (TN)	FAIXA DE VARIAÇÃO DA TENSÃO DE LEITURA (TL) EM RELAÇÃO À TENSÃO DE REFERÊNCIA (TR)
ADEQUADA	$69 \text{ KV} \leq \text{TN} < 230 \text{ KV}$	$0,95\text{TR} \leq \text{TL} \leq 1,05\text{TR}$
ADEQUADA	$1 \text{ KV} \leq \text{TN} < 69 \text{ KV}$	$0,93\text{TR} \leq \text{TL} \leq 1,05\text{TR}$
ADEQUADA	$\text{TN} < 1 \text{ KV}$	$0,92\text{TN} \leq \text{TL} \leq 1,05\text{TN}$
PRECÁRIA	$69 \text{ KV} \leq \text{TN} < 230 \text{ KV}$	$0,90\text{TR} \leq \text{TL} < 0,95\text{TR}$ OU $1,05\text{TR} < \text{TL} \leq 1,07\text{TR}$
PRECÁRIA	$1 \text{ KV} \leq \text{TN} < 69 \text{ KV}$	$0,90\text{TR} \leq \text{TL} < 0,93\text{TR}$
PRECÁRIA	$\text{TN} < 1 \text{ KV}$	$0,87\text{TN} \leq \text{TL} < 0,92\text{TN}$ OU $1,05\text{TN} < \text{TL} \leq 1,06\text{TN}$
CRÍTICA	$69 \text{ KV} \leq \text{TN} < 230 \text{ KV}$	$\text{TL} < 0,90\text{TR}$ OU $\text{TL} > 1,07\text{TR}$
CRÍTICA	$1 \text{ KV} \leq \text{TN} < 69 \text{ KV}$	$\text{TL} < 0,90\text{TR}$ OU $\text{TL} > 1,05\text{TR}$
CRÍTICA	$\text{TN} < 1 \text{ KV}$	$\text{TL} < 0,87\text{TN}$ OU $\text{TL} > 1,06\text{TN}$

A classificação da tensão em adequada, precária e crítica é fundamental para a gestão da qualidade da energia elétrica fornecida. Ela permite que as concessionárias identifiquem e priorizem problemas na rede elétrica, implementem ações corretivas e preventivas, e garantam a satisfação e segurança dos consumidores. Além disso, o cumprimento dos padrões de qualidade de tensão estabelecidos pela ANEEL é uma obrigação regulatória para as concessionárias de distribuição de energia elétrica. A seguir a descrição de cada classificação:

- Tensão adequada: é aquela que está dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL para garantir o funcionamento correto dos equipamentos elétricos dos consumidores. Esses limites variam conforme a classe de tensão do fornecimento da tabela 1;
- Tensão precária: é aquela que está fora dos limites estabelecidos para a tensão adequada, mas que ainda não chegou ao ponto de ser considerada crítica. Em outras palavras, é uma tensão que pode causar problemas de desempenho e reduzir a vida útil dos equipamentos elétricos, mas que ainda não representa um risco iminente de falha ou dano grave;
- Tensão crítica: é aquela que está muito além dos limites estabelecidos para a tensão adequada e que pode causar danos imediatos e

significativos aos equipamentos elétricos, além de representar riscos de segurança para os consumidores.

Quando a tensão de fornecimento atinge níveis críticos, ações imediatas são necessárias para corrigir o problema e proteger a integridade do sistema elétrico e dos equipamentos dos consumidores.

O Módulo 8 do PRODIST é essencial para garantir a confiabilidade e a estabilidade do fornecimento de energia elétrica no Brasil. Ao definir parâmetros claros e procedimentos para a manutenção da qualidade da energia, o módulo contribui para a satisfação dos consumidores, a eficiência operacional das concessionárias e a segurança do sistema elétrico como um todo.

Com a crescente complexidade dos sistemas de distribuição, especialmente com a integração de fontes de energia renovável e o aumento da demanda, a observância rigorosa dos critérios estabelecidos no Módulo 8 torna-se ainda mais crucial para garantir um fornecimento de energia de alta qualidade.

CAPÍTULO 5 - OPENDSS

Desenvolvido em 1997 por Roger Dugan e Tom McDermott, o OpenDSS foi idealizado inicialmente para analisar sistemas elétricos de Geração Distribuída (GD) e suprir a demanda de informações da época, considerando que os meios de cálculo das variações de um sistema exigem diversas ferramentas e uma considerável capacidade de armazenamento pelo alto fluxo de dados. O OpenDSS é um *software* que atua quando as tensões e as correntes se encontram em Regime Permanente Senoidal (RPS), podendo ser representadas por fasores. Por se tratar de uma ferramenta de constante atualização e que simula utilizando o domínio da frequência, o programa possui diversos recursos especiais para criação de modelos de sistemas de geração de energia elétrica (DUGAN, 2016).

O OpenDSS utiliza matriz de admitância nodal (Y) primitiva (Figura 7) para representar cada elemento da rede, posteriormente todas essas matrizes são organizadas em uma única matriz de admitância nodal da rede completa (Y_{system}).

A matriz tem a dimensão definida pela quantidade de nós, sendo que o N -ésimo nó é o número total de nós, sendo considerado o nó de referência. A montagem dessa matriz é realizada através do *software* chamado *KLUSolve*, um programa que é uma junção de funções relacionadas a matrizes complexas esparsas adaptadas a sistemas elétricos de potência (RADATZ & ROCHA, ALGORITMO DE FLUXO DE POTÊNCIA DO OPENDSS, 2018). Abaixo é representada a matriz admitância nodal primitiva:

$$Y_{prim} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N1} & Y_{N2} & \dots & Y_{NN} \end{bmatrix}$$

Y_{11} : soma da admitância de todos os componentes conectados ao nó 1;

Y_{12} : admitância entre os nós 1 e 2;

Y_{1n} : admitância entre o N -ésimo nó e o nó 1;

Y_{1n} : valor negativo da admitância entre o N -ésimo nó e o nó 1;

Y_{nn} : soma da admitância de todos os componentes conectados ao N -ésimo nó.

Dentre os elementos elétricos utilizados no OpenDSS, temos dois tipos principais: elementos de entrega de energia (Power Delivery Element ou PD), que se trata de linhas e transformadores, que apresentam comportamento linear, e os elementos de conversão de energia (Power Conversion Elements ou PC) tais quais geradores, cargas e baterias, que geralmente não apresentam traços lineares.

Em situações de elementos sem características lineares, o OpenDSS utiliza de um recurso chamado de corrente de compensação, onde a corrente linear inicialmente prevista é compensada iterativamente com injeções externas até o resultado convergir para o valor real aproximado. Com esse recurso o OpenDSS consegue utilizar modelos de carga com flexibilidade, o que enriquece análises, principalmente aquelas voltadas para estudos de eficiência energética.

Uma vez que todos os elementos foram analisados, convertidos em algoritmos e conectados, o OpenDSS utiliza dois recursos para a solução do fluxo de potência: o método Normal (Método de Injeção de Correntes ou Varredura) e o Newton. O método normal apesar de não proporcionar a mesma precisão, trabalha de forma mais rápida e com menor taxa de processamento de dados, e por ser o método padrão do *software* ele será utilizado neste projeto.

Com o método de injeção de correntes do OpenDSS, o *software* realiza uma série de iterações para calcular o fluxo de carga de um sistema elétrico, onde a cada iteração o OpenDSS atualiza as condições do sistema, recalculando correntes e tensões de todos os elementos. Esse processo segue até o ponto de convergência, onde o sistema encontra um estado de equilíbrio ou atenda algum critério de parada definido pelo usuário, como um valor mínimo de erro ou número de iterações. Esse método de fluxo considera efeitos como perdas de potência, fator de potência (FP), limites de correntes, queda de tensão, etc. Além disso, o OpenDSS permite a alteração de determinados parâmetros como critério de convergência, número máximo de iterações, tolerância de erro entre outros, flexibilizando o *software* para atender os requisitos do usuário.

O processo iterativo utilizado no *software* tem 4 etapas ao todo:

1. Inicialização ou chute inicial: o passo inicial consiste no carregamento das informações do sistema elétrico para o programa, conquistado com a solução da matriz de admitância nodal Y_{system} . Nessa etapa se considera apenas os elementos com comportamento linear;
2. Cálculo das correntes injetadas por cada elemento PC: o OpenDSS realiza uma série de iterações atualizando as correntes de compensação de cada elemento não linear, conforme já citado. As iterações levam em consideração impedância das linhas, demanda, fontes de energia e dispositivos de controle, e logo após o cálculo de todos os parâmetros é gerado um vetor de correntes injetadas (I_{inj});

3. Solução para um novo vetor de tensões nodais V_{nodal} : com os dados resolvidos no passo 2, o sistema é novamente calculado pelo KLU Solve, gerando uma nova solução do sistema $V_{nodal} = [Y_{system}]^{-1} x I_{inj}$, sendo I_{inj} as correntes injetadas
4. Convergência: a última etapa analisa se o sistema convergiu ou não, comparando o resultado atual com os resultados anteriores. Caso o critério de convergência definido pelo usuário seja atendido, o processo iterativo será finalizado, e contraponto, caso não se atenda o critério, o sistema continuará executando os passos 2 e 3 até o ponto convergência ou até que a quantidade máxima de iterações seja atendida. Deve se ressaltar que o critério de convergência depende da existência ou não de uma base para a barra em questão (Radatz & Rocha, Algoritmo de Fluxo de Potência do OpenDSS, 2018). Quando não se especifica a tensão base, a forma de se calcular o fluxo de potência muda, tendo o erro baseado na tensão nodal calculada na última iteração $|V_i^{(k)}|$. Em sistemas com muitos nós e com variações bruscas de tensão (nós de neutro em sistemas não aterrados), a convergência se torna mais difícil de ser atingida, diante disso é sempre recomendável indicar a base, ou dependendo a situação aumentar a tolerância (Radatz & Rocha, Algoritmo de Fluxo de Potência do OpenDSS, 2018).

Para determinado nó i , temos duas situações:

1. Se a barra onde o nó i se encontra possui um V_{base} , a equação utilizada para encontrar o limite de erro para a convergência é a seguinte:

$$erro_i^{(k)} = \left\{ \frac{||V_i^{(k)}| - |V_i^{(k-1)}||}{V_{base_i}} \right\}$$

2. Caso não seja definida uma V_{base} :

$$erro_i^{(k)} = \left\{ \frac{||V_i^{(k)}| - |V_i^{(k-1)}||}{|V_i^{(k)}|} \right\}$$

Em ambas as situações, a convergência do fluxo de potência ocorre quando o $erro_i < 0,0001 \forall i$, sendo i o número de barras, apresentando a exceção quando o

limite de iterações definido for atingido antes de atender o critério do erro. (Radatz & Rocha, Algoritmo de Fluxo de Potência do OpenDSS, 2018)

Após a convergência, é possível analisar e avaliar os resultados e comportamento do sistema elétrico, identificando problemas, tais como altas perdas, desequilíbrio de tensões, sobrecargas, etc. Essas análises podem ser feitas com diversos recursos, como figuras e bancos de dados. Também é disponibilizado um resumo das principais grandezas elétricas resultantes da simulação como a maior tensão e a menor (por unidade ou pu), maior potência ativa (MW) e reativa (Mvar), perdas totais ativa e reativa, além de disponibilizar a quantidade de iterações utilizadas para a simulação convergir, quantidade de barras, o tipo de solução, modo, etc.

Após explicar a forma como o OpenDSS calcula o fluxo de potência no sistema, o próximo passo é apresentar os recursos, comandos e ferramentas utilizados no estudo de redes de distribuição de energia.

5.1 Elementos de entrega de energia

A função básica destes elementos é conduzir a energia de um ponto ao outro no sistema elétrico, habitualmente tendo um ou mais terminais multifásicos. Alguns exemplos de elementos de entrega de energia:

1. Linhas de distribuição: são condutores elétricos que transportam a energia das subestações ou fontes de geração até os pontos de carga. Elas podem ser modeladas com base em características como comprimento, impedância, capacidade de corrente e configuração;
2. Transformadores: são componentes que ajustam os níveis de tensão entre diferentes partes do sistema elétrico, permitindo a entrega eficiente de energia aos consumidores. Os transformadores podem ser programados com base em características como relação de transformação, perdas, tap e conexões;
3. Reguladores de tensão: são dispositivos utilizados para controlar e manter a tensão em um nível adequado em diferentes partes do sistema elétrico. Eles podem ser modelados no OpenDSS para regular automaticamente a tensão em barramentos específicos;
4. Chaves e disjuntores: ambos são elementos de manobra que permitem controlar o fluxo de energia em diferentes partes do sistema elétrico. Eles

podem ser configurados para simular a operação de chaves automáticas ou disjuntores, garantindo a segurança e confiabilidade do sistema;

5. Medidores: são equipamentos que medem o consumo de energia em pontos específicos do sistema elétrico. Eles podem ser programados para registrar a quantidade de energia consumida em diferentes barramentos ou pontos de carga, permitindo análises detalhadas de consumo e qualidade de energia.

5.2 Elementos de conversão de energia

Com uma definição direta, os elementos de conversão de energia são todos aqueles que convertem energia elétrica em outras formas de energia e vice-versa. Através da Figura 10 tem-se um exemplo desses elementos. A seguir define-se alguns elementos conversores de energia e suas aplicações:

1. Geradores síncronos: são equipamentos que convertem energia mecânica em energia elétrica. Eles são comumente usados para representar usinas termelétricas, hidrelétricas ou outras formas de geração de energia. No OpenDSS eles podem ser projetados com base em características como capacidade de geração, eficiência, controle de potência e comportamento dinâmico;
2. Motores elétricos: são equipamentos que convertem energia elétrica em energia mecânica, comportamento inverso dos geradores. Eles são amplamente utilizados em diversos setores, como indústria, transporte e residências. Os motores elétricos podem ser modelados com base em características como potência nominal, eficiência, fator de potência e comportamento de partida e carga;
3. Inversores: inversores são dispositivos que convertem energia elétrica de corrente contínua (DC) em corrente alternada (AC) e vice-versa. Eles desempenham um papel importante em sistemas de geração distribuída, como painéis solares fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia. Os inversores podem ser programados no OpenDSS com base em características como capacidade de conversão, eficiência, controle de potência e comportamento dinâmico;

4. Retificadores: são elementos que convertem energia elétrica de corrente alternada (AC) em corrente contínua (DC). Eles são comumente usados em sistemas de alimentação de equipamentos eletrônicos, como retificadores de fontes de alimentação de computadores. Os retificadores podem ser desenvolvidos com base em características como capacidade de retificação, eficiência e fator de potência.

5.3 Comandos utilizados para criação e desenvolvimento de sistemas elétricos no OpenDSS

O OpenDSS disponibiliza comandos para criar sistemas elétricos de potência, onde em cada comando devem ser informados os parâmetros do elemento a ser inserido, tais quais especificações técnicas, localização, demanda, etc. Quanto melhor forem definidas as linhas de comando, mais eficiente e preciso será o resultado da convergência, disponibilizando análises mais precisas.

5.3.1 Comando *New Circuit*

O comando *New Circuit* é utilizado para criar um novo circuito elétrico no *software* e definir seus parâmetros básicos. Este é o primeiro comando utilizado quando se começa a criação de um sistema de distribuição no OpenDSS, pois ele cria a estrutura básica do sistema. Na figura 7 tem-se um exemplo de *New circuit*.

Figura 7: exemplo de comando *new circuit*

```
new circuit.exemplo
~basekv = 115 pu=1.0001 phases = 3 bus1 = barrabase
~Angle=30
~MVAsc3 = 20000 MVASC1=21000
```

Fonte: Autor

Na figura 7, observa-se um exemplo do comando *new circuit*, destacando-se:

- *New*: informa que se trata de um novo elemento no sistema;
- *Circuit*: informa qual o novo elemento a ser incrementado, nesse caso é o elemento é um circuito;
- *Name*: neste caso é a nomenclatura do elemento a ser inserido, na figura 10, o elemento foi nomeado como *exemplo*. É importante ressaltar que não se deve repetir a denominação dos elementos, pois o programa apresentará erros durante a simulação, e criar padrão

para nomenclaturas, tornando o código mais compreensível e amigável para leitura;

- *Basekv*: parâmetro onde se define a tensão de linha nominal em kV;
- *Pu*: valor por unidade nos barramentos do elemento *circuit*;
- *Phases*: quantidade de fases que o elemento *circuit* contém;
- *Bus1*: nome da barra em qual o terminal está conectado;
- *Angle*: o ângulo de fase em referência a base;
- *MVAsc1*: potência de curto-circuito monofásico;
- *MVAsc3*: potência de curto-circuito trifásico;
- *~*: o sinal til permite a continuação do comando na linha abaixo.

Além desses parâmetros apresentados na figura 10 também temos as seguintes opções que são utilizadas quando não se tem a informação das potências de curto-circuito.

- *R1*: resistência de sequência positiva da fonte;
- *X1*: reatância de sequência positiva da fonte.

5.3.2 Comando *New Line*

O comando é utilizado para criar uma nova linha de distribuição no sistema, que é responsável por transportar a energia de um terminal a outro. As linhas podem ser programadas para sistemas equilibrados ou desequilibrados, porém, para cada situação se faz necessárias formas distintas de modelar a programação. Quando o sistema é equilibrado o usuário informa que a linha será preenchida com condutores e impedâncias balanceadas nas três fases. Em contrapartida, o sistema desequilibrado é justamente o oposto, o não balanceamento entre uma ou mais fases. No caso de não ser um sistema balanceado, devem ser declarados os parâmetros *R1*, *X1*, *R0* e *X0*, sendo que os parâmetros *R1* e *X1* definem as impedâncias da fase positiva e os parâmetros *R0* e *X0* definem as impedâncias de sequência zero, representando os elementos desequilibrados, como apresentado na figura 8.

Figura 8: Exemplo de comando *new line* utilizando os parâmetros de sequência positiva e zero

```
New line.1to2 Bus1=bar1 Bus2=bar2
~ R1=3.345408 X1=10.0188 R0=10.036224 X0=30.0564
~ C1=803.793907242183 C0=267.931302414061 Length=1
```

Fonte: Autor

Abaixo os parâmetros que podem ser utilizados para a declaração de uma *New Line*:

- *New*: informa que se trata de um novo elemento;

- *Line*: informa que o elemento se trata de uma linha;
- *Name*: nomenclatura da nova linha, inicialmente definido como *name*, recomenda-se declarar as linhas com um modelo sequencial, de forma a deixar a leitura do código intuitiva;
- *Phases*: quantidade de fases que o elemento contém;
- *Bus 1*: nome da barra em qual o terminal de origem está conectado;
- *Bus 2*: nome da barra em qual o terminal de destino está conectado;
- *Units*: unidade de comprimento (m, km, ft);
- *Length*: informa o comprimento da linha;
- *R1* (Ω/km , m, ft): resistência de sequência positiva (por unidade de distância);
- *X1* (Ω/km , m, ft): reatância de sequência positiva (por unidade de distância);
- *C1* (nF/km , m, ft): capacitância de sequência positiva (por unidade de distância);
- *R0* (Ω/km , m, ft): resistência de sequência zero (por unidade de distância);
- *X0* (Ω/km , m, ft): reatância de sequência zero (por unidade de distância);
- *C0* (nF/km , m, ft): capacitância de sequência zero (por unidade de distância).

Caso o usuário deseje informar o valor da impedância individual de cada fase, pode optar por usar os parâmetros *Rmatrix*, *Xmatrix* e *Cmatrix*, onde:

- *Rmatrix*: define a matriz de resistência da linha para cada fase e sequência (por unidade de distância);
- *Xmatrix*: define a matriz de reatância da linha para cada fase e sequência (por unidade de distância);
- *Cmatrix*: define a matriz de capacitância da linha por cada fase e sequência (por unidade de distância).

5.3.3 Comando *New Linecode*

O comando *linecode* é usado para criar uma nova configuração de linha, onde se define as características elétricas da linha (resistência, reatância e capacitância). Este comando é eficientemente empregado principalmente quando o sistema estudado contém diversas linhas com as mesmas propriedades elétricas. Ao criar o código *linecode* você pode associá-lo a uma linha específica utilizando-o como parâmetro no comando *new line*. Na figura 9 tem-se um exemplo de criação de uma nova linha utilizando *new linecode*.

Figura 9: exemplo de comando *new linecode*

```
New linecode.name Rmatrix=[0.132 0.324] Xmatrix=[0.231 0.401] Cmatrix=[1,3e-6 0]
~units=ft basefreq=60 phases=3
```

Fonte: Autor

A seguir temos alguns dos parâmetros que esse comando utiliza:

- *New*: informa que se trata de um novo elemento;
- *Linecode*: informa que o elemento se trata de um código de linha;
- *Name*: nomenclatura da nova linha de código, inicialmente definido como *name*;
- *Phases*: quantidade de fases que o elemento contém;
- *Basefreq*: frequência base da linha em *hz*;
- *Angle*: define o ângulo da fase em graus em relação à fase A da linha;
- *Normamps*: define a corrente nominal da linha em ampères;
- *Emergamps*: define a corrente máxima que a linha pode aguentar em curto-circuito por um breve período;
- *Bus 1*: nome da barra em qual o terminal de origem está conectado;
- *Bus 2*: nome da barra em qual o terminal de destino está conectado;
- *Units*: unidade de comprimento (m, km, ft);
- *R1* (Ω/km , m, ft): resistência de sequência positiva (por unidade de distância);
- *X1* (Ω/km , m, ft): reatância de sequência positiva (por unidade de distância);
- *C1* (nF/km, m, ft): capacitância de sequência positiva (por unidade de distância);
- *R0* (Ω/km , m, ft): resistência de sequência zero (por unidade de distância);
- *X0* (Ω/km , m, ft): reatância de sequência zero (por unidade de distância);
- *C0* (nF/km, m, ft): capacitância de sequência zero (por unidade de distância).

5.3.4 Comando *New Transformer*

O comando *new transformer* inclui um novo transformador no circuito, equipamento necessário para alterar a tensão de um valor para outro. Para conseguir programar as características básicas de um transformador, é necessário entender um pouco dos fenômenos envolvidos no funcionamento de um transformador.

O transformador é um dispositivo utilizado para transferir energia elétrica entre circuitos com diferentes níveis de tensão por meio da indução eletromagnética. Nesse processo, o circuito primário induz energia elétrica no circuito secundário com base na relação entre o número de espiras de cada circuito. Por exemplo, se o circuito primário possui X espiras e o circuito secundário possui $2X$ espiras, a tensão no secundário será duas vezes maior do que a tensão no primário, enquanto a corrente no secundário será inversamente proporcional, ou seja, metade da corrente no primário, considerando perdas desprezíveis. Isso ocorre pois quando uma corrente é aplicada

no enrolamento primário, um campo magnético é formado no núcleo do transformador, esse mesmo campo induz uma corrente no enrolamento secundário, permitindo a transferência de energia do primário para o secundário (seguindo a relação de transformação das bobinas) (HEKERBROCK, 2024).

Para a modelagem básica do transformador é necessário identificar o equipamento (nomear), definir as barras onde deverá ser instalado, tipo de ligação (delta-estrela), tensões nominais primária e secundária, potência aparente, porcentagem de reatância de vazamento de alta tensão em relação a potência nominal, porcentagem de perdas quando se encontra em potência nominal e porcentagem de perda quando se encontra sem carga (em relação à potência nominal), na figura 10 tem-se algumas dessas definições.

Figura 10: exemplo de comando *new transformer*

```
New Transformer.exemplo Phases=3 Windings=2 XHL={8 1000 /}
~ wdg=1 bus=bar1 conn=delta kv=14.736 kva=5000 %r={.5 1000 /} XHT=4
~ wdg=2 bus=bar3 conn=weye kv=4.16 kva=5000 %r={.5 1000 /} XLT=4
```

Fonte: Autor

Parâmetros para definição de transformadores:

- *New*: informa que se trata de um novo elemento;
- *transformer*: informa que o elemento se trata de um transformador;
- *Name*: nomenclatura do novo transformador, o nome do transformador pode conter letras, números e *underlines*;
- *Phases*: quantidade de fases que o elemento contém;
- *Bus 1*: nome da barra em qual o terminal primário está conectado;
- *Bus 2*: nome da barra em qual o terminal secundário está conectado;
- *Conn*: informa o tipo de conexão do transformador, que varia entre *weye* (estrela) e *delta* (triângulo);
- *Wdg*: informa as propriedades de cada enrolamento individual do transformador;
- *kV*: informa o valor de tensão nominal do enrolamento em kilovolts. O parâmetro *kV* quando informado após a especificação do elemento (*wdg=1*) não precisa ser especificado;
- *R*: informa a resistência do transformador, em ohms;
- *kVA*: informa a potência aparente nominal do enrolamento em kilovoltampere;
- *XHL*: informa a porcentagem de reatância de vazamento entre o enrolamento de alta tensão (HT) e o enrolamento de baixa tensão (LT) do transformador. O valor de *XHL* é especificado como uma porcentagem da potência nominal do transformador;
- *XLT*: informa a porcentagem de reatância de vazamento do enrolamento de baixa tensão (LT) do transformador em relação à potência nominal dele;

- *XHT*: informa a porcentagem de reatância de vazamento do enrolamento de alta tensão (HT) do transformador em relação à potência nominal dele;
- *%loadloss*: informa a porcentagem de perda de carga quando o transformador está com a carga nominal;
- *%noloadloss*: informa a porcentagem de perda quando o transformador quando opera à vazio;
- *Tap*: permite o ajuste do tap (conexão intermediária no enrolamento do transformador que permite ajustar a tensão de saída) do transformador. Pode-se especificar um valor fixo nesse parâmetro ou configurar um controle de tap, utilizando do parâmetro *control* (exemplo: tap=control);
- *Windings*: número de enrolamentos do transformador.

5.3.5 Comando *New RegControl*

O comando *New Regcontrol* é utilizado para criar um controle de regulador de tensão. O regulador de tensão age garantindo que as variações de tensão não ultrapassem os limites estabelecidos no sistema elétrico, garantindo que os equipamentos continuem atuando adequadamente. O regulador de tensão é extremamente importante num sistema elétrico de potência, principalmente quando ele conta com uma parcela considerável de geração de energia intermitente, pois a cada variação da geração os efeitos são sentidos por todo sistema. Essas variações têm grande impacto em equipamentos eletrônicos e elétricos, geralmente sensíveis a essas flutuações de tensão. Na figura 11 tem-se um exemplo de regulador de tensão e suas especificações.

Figura 11: exemplo de comando *new regcontrol*

```
new transformer.regexemp phases=1 windings=2 buses=(814.3 814r.3)
~conns='wye wye' kvs="14.376 14.376" kvas="20000 20000" XHL=1

new regcontrol.cregexemp transformer=regexemp
~winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=120 ctpri=100 R=2.7 X=1.6
```

Fonte: Autor

Principais parâmetros para modelagem do controle de regulador de tensão:

- *New*: informa que se trata de um novo elemento;
- *Regcontrol*: informa que o elemento se trata de um controle de regulador de tensão;
- *Name*: nomenclatura do novo controle de regulador de tensão;
- *Vreg*: especifica a tensão desejada no barramento onde o regulador atua;
- *Band*: informa a largura de banda do controle do regulador de tensão;

- *PTRadio*: determina a relação de transformação primária do transformador em questão ao controle de regulador de tensão;
- *CTPrimary*: determina a corrente primária nominal do transformador associado ao controle de regulador de tensão;
- *CTSecondary*: determina a corrente secundária nominal do transformador associado ao controle do regulador de tensão;
- *Windings*: determina o número de enrolamento do transformador;
- *R*: determina o valor de regulação do regulador de tensão.

5.3.6 Comando *New Load*

O comando *New Load* é utilizado para inserir uma nova carga no sistema, e por carga se entende toda demanda elétrica que um ponto específico do sistema requer. Cada carga possui propriedades e comportamentos distintos, que variam conforme sua demanda, especificações físicas, tipo de consumidor, localização, entre outros fatores, conforme ilustrado na Figura 12. O OpenDSS conta com alguns modelos de elementos de carga:

- *Cargas ZIP*: o modelo ZIP considera os componentes de impedância (Z), corrente (I) e potência (P) das cargas;
- *Cargas Programáveis*: são cargas que podem ser programadas e ajustadas ao longo do tempo utilizando parâmetros como: *daily*, *duty*, *Cfactor*, *kVA*, etc. São cargas ZIP que podem ser ajustadas ao longo do dia ou em períodos pré-determinados;
- *Cargas de fase individual*: o OpenDSS permite a modelagem de cargas em fases individuais. Cargas ZIP são utilizadas para modelagem de sistemas com desequilíbrio de carga, ou em situações em que as cargas se conectam apenas em determinadas fases.

Os parâmetros das cargas têm peso significativo na análise comportamental do sistema, pois os diversos modelos e comportamentos de carga impactam diretamente nos resultados. Com essas variações em pauta, quanto mais características forem inseridas no *software* menor será a requisição de processamento de dados para a simulação, pois diminui o número de iterações desnecessárias. Isso ocorre porque a precisão aumentada diminui o número de iterações desnecessárias, reduzindo os cenários e incertezas.

Figura 12: exemplo de comando *new load*

```
New Load.bar3a Bus1=bar3
~Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=4.16 kW=150 kvar=60
```

Fonte: Autor

Segue-se os principais parâmetros do comando *new load*:

- *New*: informa que se trata de um novo elemento;
- *load*: informa que o elemento se trata de uma carga;
- *Name*: nomenclatura da nova carga, recomenda-se utilizar alguma referência da barra onde a carga será instalada no nome da carga para melhor leitura;
- *Phases*: quantidade de fases que o elemento contém;
- *Bus*: nome da barra em qual a carga se encontra conectada;
- *kV*: informa a tensão nominal da carga em kilovolts;
- *kW*: informa a potência ativa da carga em kilowatts;
- *kVar*: informa potência reativa da carga em kilovoltampere reativo;
- *FP*: informa o fator de potência da carga;
- *Daily*: informa o nome da curva de carga, onde se informa o perfil diário da carga;
- *Model*: informa o modelo de carga a ser utilizado (1 – potência constante, 2 – corrente constante, 3 – impedância constante, 4 – Carga ZIP, 5 – cargas programáveis).

5.3.7 Comando *New Capacitor*

O comando *New Capacitor* insere capacitores no sistema, que são equipamentos que podem compensar a deficiência de reativo na rede. A compensação de potência reativa é importante para a correção do fator de potência, consequentemente diminuindo as perdas no sistema, aumentando a capacidade de carga do sistema, estabilização de tensão, entre outros fatores. Na figura 13 tem-se as configurações básicas de um capacitor no OpenDSS.

Figura 13: exemplo de comando *new capacitor*

```
New Capacitor.exemp Bus1=bar3 phases=1 kVAR=100 kV=4.736
```

Fonte: Autor

Os parâmetros utilizados para a definição dos capacitores no OpenDSS a seguir:

- *New*: informa que se trata de um novo elemento;
- *capacitor*: informa que o elemento se trata de um capacitor;
- *Name*: nomenclatura do novo capacitor;

- *Bus 1*: nome da barra em qual o terminal de origem está conectado;
- *Bus 2*: nome da barra em qual o terminal de destino está conectado;
- *Phases*: quantidade de fases que o elemento contém;
- *kV*: tensão nominal do capacitor;
- *kVar*: informa a potência reativa do capacitor em kilovolt ampere.

5.3.8 Comando *New pvsystem*

O comando *pvsystem* insere um modelo de sistema fotovoltaico, que já inclui tanto o gerador quanto o inversor. Esse modelo facilita a simulação da geração fotovoltaica, exigindo apenas parâmetros principais como irradiância, potência ativa, tensão nominal, fator de potência, fases e ponto de conexão. Isso simplifica o processo, que anteriormente requeria o uso de diversos comandos e bibliotecas para se obter as mesmas informações. Na Figura 14 é exibido a programação utilizada para a criação de um sistema fotovoltaico no OpenDSS.

Figura 14: Exemplo de *PvSystem*

```
New XYCurve.PvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.1 1.05 0.95 0.80]

New XYCurve.Eff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .91 .935 .97]

New Loadshape.Irrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .4 .65 .85 .99 1.0 1.0 .99 .85 .7 .55 .25 0 0 0 0 0]

New Tshape.Temp npts=24 interval=1 temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 58 45 35 30 25 25 25 25 25]

New PVSystem.PV phases=3 bus1=trafo_exemp kV=0.48 kVA=1200 irrads=98 Pmpp=1800
~temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=eff P-TCurve=PvsT Daily=Irrad TDaily=Temp
```

Fonte: Autor

Seguem os parâmetros utilizados no comando:

- *New*: informa que se trata de um novo elemento;
- *pvsystem*: informa que o elemento se trata de um sistema fotovoltaico;
- *Name*: nomenclatura do novo sistema fotovoltaico;
- *Bus*: nome da barra em qual o sistema está conectado;
- *Phases*: quantidade de fases que o sistema contém;
- *kV*: tensão nominal do sistema;
- *kW*: informa a potência ativa do sistema em kW. Esse parâmetro define a capacidade máxima de geração de energia do sistema;
- *Pf*: informa o fator de potência do sistema fotovoltaico;
- *Irradiance*: informa a irradiância incidente (intensidade da luz solar sobre o painel) do sistema fotovoltaico em W/m² (watts por metro quadrado);
- *Cutin*: define a potência de entrada mínima para o sistema operar;
- *Cutout*: define a potência de entrada mínima para o sistema parar de operar;
- *Pmpp*: especifica a potência máxima do sistema fotovoltaico em pontos de teste;

- *Temperature*: define a temperatura de operação do módulo;
- *Effcurve*: define a curva de eficiência por potência;
- *P-Tcurve*: informa a potência por temperatura;
- *Daily*: define a irradiância ao decorrer do dia;
- *Tdaily*: informa a temperatura ao decorrer do dia.

Para o trabalho proposto em questão, também foram utilizados outros comandos e recursos com o intuito de melhorar a qualidade das análises e o resultado tender à realidade de nossa localização. Segue os comandos utilizados para complementar o *pvsystem*:

- *Loadshape*: cria um perfil da carga ao decorrer do tempo. O *loadshape* é utilizado para representar a variação que a carga tem a determinados intervalos de tempo a ser definido pelo usuário;
- *XYCurve*: cria uma curva tendo utilizando o plano cartesiano para gerar um ambiente com coordenadas, onde *Xarray* e *Yarray* definem os valores nos eixos X e Y respectivamente. Esse parâmetro é utilizado para gerar curvas descrevendo relações entre duas variáveis como tensão e corrente, potência e fator de potência, etc. A quantidade de pontos que a curva vai possuir é especificado pelo parâmetro *npts*.
- *Transformer*: inclui um transformador que adequará a tensão do sistema fotovoltaico para o sistema o sistema de distribuição, conforme já citado.

5.3.9 Comando *New generator*

Nesse contexto, é uma fonte de eletricidade gerada por meio da conversão de energia cinética em energia elétrica. Por se tratar de um gerador genérico, sua definição e comportamento serão determinados pelos parâmetros fornecidos, permitindo que ele atue como uma fonte hidrelétrica, solar, eólica, entre outras, e possua diversas capacidades. Na Figura 15 tem-se o código utilizado neste projeto para a criação de geradores eólicos.

Figura 15: Exemplo de *New generator*

```
New generator.exemp phases=3 bus=generator_exemp kv=0.48 kW=300 kvar=50 model=6
~usermode=indmach012a userdata=(Rs=0.00046, Xs=0.1202, Rr=0.10993, Xr=0.18084, Xm=6.84)
```

Fonte: Autor

Como um comando com diversas finalidades, o *generator* possui diversos parâmetros, onde são listados abaixo os principais:

- *New*: informa que se trata de um novo elemento;
- *generator*: informa que o elemento se trata de um gerador;

- *Name*: nomenclatura do novo gerador;
- *Bus*: nome da barra em qual o gerador está conectado;
- *Phases*: quantidade de fases que o gerador contém;
- *kV*: informa a tensão nominal do gerador;
- *kW*: informa a potência ativa do gerador em kW;
- *kVA*: informa a potência aparente do gerador em kVA.
- *kVar*: informa a potência reativa do gerador kVar;
- *Pf*: informa o fator de potência do gerador;
- *Model*: define o modelo de geração do gerador, onde cada modelo tem características específicas. Segue modelos:
 - Modelo 1 – é injetada potência ativa constante para determinado fator de potência;
 - Modelo 2 – admitância constante;
 - Modelo 3 – potência ativa constante, tensão constante. O Q (potência reativa) é regulado para atender os limites de tensão definidos.
 - Modelo 4 – potência ativa constante, Q fixo (não é possível variações de Q nesse modelo);
 - Modelo 5 – potência ativa constante, Q fixo (reatância constante);
 - Modelo 6 – calcula a carga injetada conforme programado pelo usuário;
 - Modelo 7 – potência ativa constante, potência reativa constante, corrente é limitada quando a tensão é inferior ao parâmetro mínimo definido.
- *Daily*: define o tipo comportamental da simulação, podendo ter sua rotina descrita ao selecionar algum dos modelos pré-definidos pelo sistema, ou pode ser criada uma rotina pelo usuário e em seguida atribuí-la ao parâmetro *daily*;
- *kWrated*: informa a potência ativa nominal do gerador;
- *kVARated*: informa a potência reativa nominal do gerador;
- *Vminpu*: informa o limite de tensão mínima em relação a nominal do gerador;
- *Vmaxpu*: informa o limite de tensão máxima em relação a nominal do gerador;
- *Usermode*: permite a inserção de uma biblioteca com informações desenvolvidas pelo usuário (ou por terceiros). Essas informações podem ser modelos de sistemas ou cálculos, características adicionais aos elementos ou eventuais transições comportamentais para determinadas características;
- *Userdata*: informa os dados necessários para uso das informações programadas pelo usuário. Por exemplo, ao se inserir uma biblioteca através do *usermode*, é necessário informar a impedância e reatância do componente adicionado através dessa biblioteca, nessa situação utiliza-se o parâmetro *userdata* para definir esses parâmetros e conectá-los com o componente em questão (Dugan, Reference Guide The Open Distribution System Simulator , 2016).

5.3.10 Comando New storage

O comando *storage* insere um sistema de armazenamento de energia (banco de baterias), onde é possível observar o comportamento de carregamento e descarregamento (kWh) do banco de acordo com os critérios definidos pelo usuário. Esse recurso possui uma quantidade relativamente grande de parâmetros em comparação com os demais comandos mencionados, o que proporciona maior flexibilidade para simulações e estudos do impacto que a carga adicional, gerada pelo período de armazenamento, exerce sobre a rede. Neste caso, o comando *storage* foi utilizado para representar, de forma equivalente, o impacto que uma frota de veículos elétricos pode ter no sistema de distribuição, conforme ilustrado na Figura 16.

Figura 16: Exemplo de *storage*

```
New Loadshape.storage npts=24 interval=1 mult=[0 0 -1 -1 -9 -0.8 -0.3 0 0 0 0 0 0 0 0.8 0.9 0.92 1 0.96 0 0 0]

New Storage.exemp phases=3 Bus1=storage_exemp kV=0.48 kWrated=600 kWhrated=3000
~ dispmode=follow daily=
```

Fonte: Autor

A seguir os principais parâmetros utilizados:

- *New*: informa que se trata de um novo elemento;
- *storage*: informa que o elemento se trata de um equipamento de armazenagem;
- *Name*: nomenclatura do novo equipamento;
- *Bus*: nome da barra em qual o equipamento de armazenagem está conectado;
- *Phases*: quantidade de fases que o equipamento contém;
- *kV*: informa a tensão nominal do equipamento;
- *kW*: informa a potência ativa do equipamento em kW;
- *kVA*: informa a potência aparente do equipamento em kVA.
- *kVar*: informa a potência reativa do equipamento kVar;
- *kWrated*: informa a capacidade nominal de armazenagem;
- *kWhrated*: informa a capacidade nominal de armazenagem em quilo watts hora;
- *%stored*: informa a porcentagem inicial de carga armazenada;
- *Effcharge*: informa a eficiência de carregamento do equipamento percentualmente;
- *Effdischarge*: informa a eficiência de descarregamento do equipamento percentualmente;
- *Chargetrigger*: esse parâmetro informa o limite mínimo para o início do armazenamento de energia. Exemplo, se definirmos como mínimo 0%, o carregamento só se iniciará com um valor maior do que o inicialmente definido;
- *Dischargetrigger*: esse parâmetro informa o limite máximo para o início de descarga de energia. Exemplo, se definirmos como máximo

- 90%, a partir do momento que o carregamento ultrapassar esse valor o equipamento começará a descarregar;
- *Chargetime*: informa o tempo necessário para carga total do equipamento;
 - *Dischargetime*: informa o tempo necessário para descarga total do equipamento;
 - *Daily*: define o tipo comportamental da simulação, podendo ter sua rotina descrita ao selecionar algum dos modelos pré-definidos pelo sistema, ou pode ser criado uma rotina pelo usuário e em seguida atribuí-la ao parâmetro *daily*;
 - *Dispmode*: esse parâmetro disponibiliza 5 modelos:
 - *Default*: nesse modo o estado do elemento de armazenamento é acionado para carregar ou descarregar na taxa especificada pela curva de forma de carga correspondente ao modo de solução;
 - *Follow*: nesse modo a potência ativa e reativa do elemento storage seguem os multiplicadores da loadshape ativa até que o armazenamento esteja completo ou esgotado. O elemento descarrega para elementos com valores positivos e carrega para elementos com valores negativos;
 - *External*: nesse modo o estado do elemento de armazenamento é controlado por um controlador de armazenagem externo;
 - *Loadlevel*: nesse modo o estado do elemento de armazenamento é controlado pelo valor do nível de carga global padrão;
 - *Price*: nesse modo o estado do elemento de armazenamento é controlado pelo nível de preço (Dugan, Reference Guide The Open Distribution System Simulator , 2016).

5.3.11 Comandos para extração de informações e plotagem de figuras

O OpenDSS conta com diversos comandos para plotagem de figuras, recursos que permitem a análise de comportamento de tensão e potência ao longo do dia ou entre barras, perfil dos consumidores ao longo de um período pré-determinado pelo usuário (horas, dias, meses, etc.), a visualização de falhas, etc. Além desses recursos o OpenDSS conta com comandos que permitem a exportação dos dados coletados durante as simulações, sendo disponibilizados no formato *txt*. Dentre as informações que podem ser coletadas nesse formato estão as perdas do sistema, variação de tensão, potência ativa e reativa. Através figura 17 é apresentado alguns comandos utilizados para plotagem e exportação de dados.

Figura 17: Exemplo de comandos para exibição de dados e figuras

```
show voltages LN Nodes
show currents elem
show currents residual=y elements
show powers kva element
show taps
plot circuit Power max=2000
plot profile phases=primary
```

Fonte: Autor

Os principais comandos para plotagem e visualização de dados são:

- *Show voltage LN nodes*: exibe as especificações das tensões de linhas para neutro do sistema, informando a magnitude da tensão e ângulo (referente à defasagem do ângulo da tensão de base);
- *Show currents elem*: exibe as especificações das correntes de cada elemento do sistema, informando a magnitude da corrente e ângulo (referente à defasagem do ângulo da corrente de base);
- *Show currents residual*: exibe as especificações das correntes residuais do sistema, informando a magnitude da corrente e ângulo (referente à defasagem do ângulo da corrente de base). Esse recurso é relevante para o estudo de cargas e/ou sistemas desequilibrados;
- *Show powers KVA elem*: exibe a potência aparente dos elementos do sistema, apresentando a magnitude da potência e ângulo (referente à defasagem do ângulo da potência base). Com essa informação consegue se obter o fator de potência do elemento, potência ativa e reativa;
- *Show losses*: exibe as perdas de potência ativa (kW) e reativa (kVar) do sistema. Esse recurso é importante para estudos envolvendo eficiência de distribuição, impactos que sistemas/cargas introduzidos tem na rede, etc.
- *Show taps*: exibe informações sobre os ajustes reguláveis dos transformadores da rede (taps). Recurso importante para análise dos impactos que as alterações de relação de transformação dos transformadores têm no sistema;
- *Plot profile*: plota uma figura comportamental de alguma grandeza do sistema – potência, tensão, corrente. Esse comando imprime o comportamento da grandeza escolhida ao decorrer do tempo, parâmetro que pode ser definido pelo usuário;
- *Plot circuit*: plota o diagrama unifilar do sistema elétrico;
- *Plot voltage*: plota uma figura com as tensões dos barramentos do sistema, podendo ser definida para plotar a tensão de um barramento específico;
- *Plot currents*: plota uma figura com as correntes dos elementos do sistema, podendo ser definida para plotar a corrente de um elemento específico;
- *Plot P-Q*: plota um diagrama comparando a potência ativa (kW) com a potência reativa (kVar) do sistema;
- *Plot circuit Power max*: plota o diagrama unifilar do circuito elétrico, evidenciando as potências ativas em cada elemento. O Parâmetro *max* é para especificar a potência máxima a ser exibida no diagrama.

6 METODOLOGIA

Alguns estudos de caso foram realizados, analisando sistemas de distribuição com diferentes demandas, nos quais foram inseridos recursos energéticos na rede de distribuição elétrica, cada uma com suas características específicas. Dentre esses recursos existem fontes de energia, como a geração fotovoltaica e eólica, as quais não produzem energia de forma contínua, se adequando a terminologia intermitente.

Nestes estudos, as fontes intermitentes foram simuladas utilizando modelos fornecidos pela biblioteca digital IEEE Xplore, que também podem ser obtidos com o download do aplicativo OpenDSS. Esses modelos apresentam comportamentos e especificações pontuais e únicas, frequentemente representando uma cidade real ou fictícia que atenda às necessidades atuais que motivaram sua criação. Isso implica que, embora as informações contenham parâmetros válidos, elas são definidas para um ambiente ou ocasião específicos, o que pode não ser adequado para situações mais detalhadas ou particulares. No contexto deste trabalho, que visa estudar um ambiente de caráter geral, essas informações atendem de maneira satisfatória às necessidades das análises propostas.

Embora esses modelos apresentem comportamentos e especificações que podem não refletir a realidade da maioria dos casos, eles são extremamente valiosos para fins de estudo e atendem adequadamente às necessidades das análises realizadas.

Além disso, foram feitas simulações utilizando de bancos de baterias e veículos elétricos, que ao contrário das gerações fotovoltaicas e eólicas, são elementos de energia que necessitam de armazenamento prévio para poder fornecer energia, atuando assim como um gerador ou carga.

Atualmente, os bancos de baterias e os veículos elétricos são utilizados para promover melhorias nos sistemas elétricos de potência, consumindo energia para armazenamento e, assim, evitando o desperdício de recursos energéticos. Esses dispositivos também podem fornecer energia durante períodos de alta demanda, aumentando a eficiência e evitando a necessidade de geração além da capacidade nominal das fontes geradoras primárias. Além disso, eles têm a capacidade de adequar os níveis de tensão, consumindo ou gerando energia conforme necessário, mitigando os efeitos de interrupções no fornecimento de energia, entre outros benefícios.

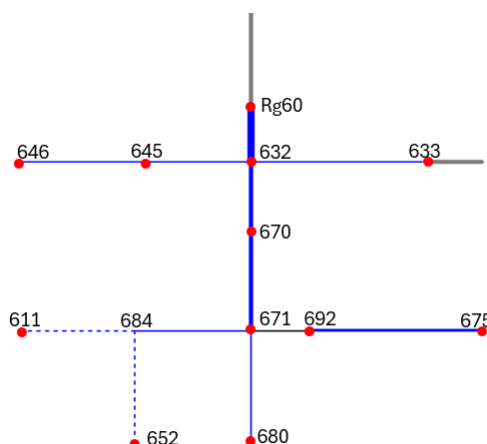
Entretanto, o objetivo principal deste trabalho é avaliar o impacto da inserção de bancos de baterias e veículos elétricos no sistema elétrico quando essa inserção é realizada de forma não avaliada, sem o devido planejamento e em períodos fixos. Tal abordagem ignora a principal vantagem desses elementos: a capacidade de auxiliar a rede conforme necessário, consumindo e fornecendo energia de acordo com as demandas do sistema.

Assim, foram utilizados dois diferentes sistemas elétricos de potência IEEE, o primeiro com 13 barras e o segundo com 34 barras. As simulações foram conduzidas utilizando dois modos SnapShot Mode e LoadShape. O SnapShot é uma funcionalidade projetada para realizar simulações de um instante no tempo, utilizadas para estudo para fundamentar planejamentos de longo prazo, enquanto o LoadShape é uma funcionalidade que utiliza valores temporais para representar a variação da carga ao longo de um determinado período. Essa ferramenta permite analisar o comportamento do sistema em diferentes situações e condições, considerando as flutuações de demanda ao longo do tempo.

6.1 Sistema 13 BARRAS

Na figura 18 tem-se o diagrama unifilar do sistema de 13 barras, com a cor azul representando a intensidade do fluxo de carga do sistema no período das 12h, e a nomenclatura de cada barra. Este diagrama é essencial para a visualização da topologia da rede e seu respectivo comportamento.

Figura 18: Diagrama unifilar do sistema 13 barras



Fonte: Autor

Na tabela 2 tem-se a distribuição das cargas por elementos e na tabela 3 exibe as perdas, cargas e demanda total do sistema. Essas informações foram obtidas por meio de simulações realizadas no modo Snapshot do OpenDSS, utilizando o valor nominal da tabela 2. No OpenDSS valor nominal dos elementos refere-se às especificações padrão ou aos parâmetros de projeto para diferentes componentes dentro do sistema elétrico de potência.

Tabela 2: Demanda nominal de elementos do sistema 13 barras

ELEMENTOS	CARGA FASE A kW	CARGA FASE B kW	CARGA FASE C kW
671	385,00	385,00	385,00
634	160,00	120,00	120,00
645	85,00	85,00	
646	117,30	117,30	
692	55,57	55,57	55,57
675	485,00	68,00	290,00
611	163,50		
652	121,90		
670	17,00	66,00	117,00
TOTAL	1.590,27	896,87	967,57

Tabela 3: Demanda nominal do sistema 13 barras

	POTÊNCIA kW	%
CARGA	3.454,70	96,85%
PERDAS TÉCNICAS	112,50	3,15%
DEMANDA TOTAL	3.567,20	100,00%

6.2 Sistema 34 BARRAS

O diagrama unifilar do sistema de 34 barras na figura 19, identifica todas as barras e representa o fluxo do sistema com a cor azul: quanto maior o fluxo maior a espessura das linhas azuis. Este diagrama é essencial para a visualização da topologia da rede e das interconexões entre os diferentes elementos.

844	145,53	170,53	165,53
846		23,00	
848	20,00	20,00	20,00
854		4,00	
858	4,00	17,00	13,00
860	50,00	30,00	62,00
862		28,00	
890	139,10	139,10	139,10
TOTAL	602,86	587,56	583,16

Tabela 5: Demanda nominal do sistema 34 barras

	POTÊNCIA kW	%
CARGA	1.773,60	86,66%
PERDAS TÉCNICAS	273,10	13,34%
DEMANDA TOTAL	2.046,70	100,00%

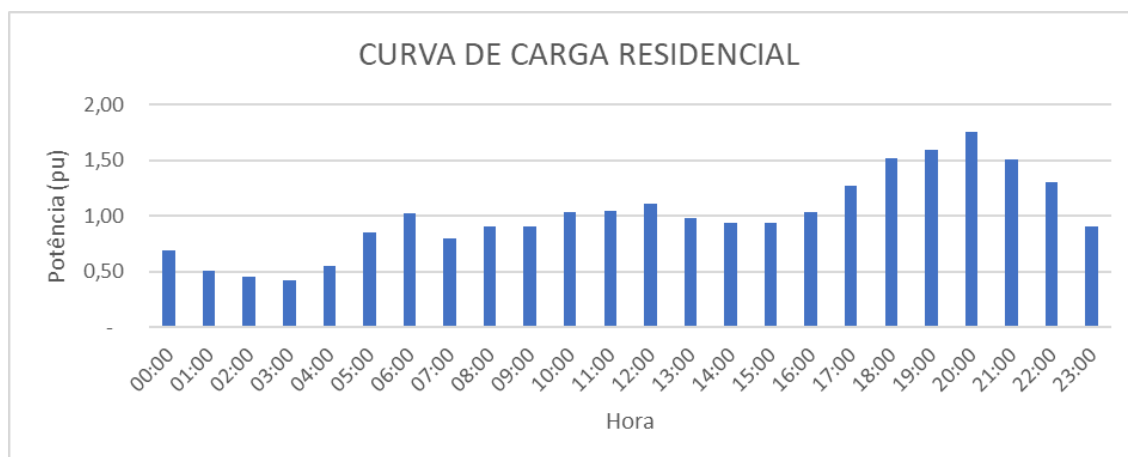
6.3 Cenários

Para a obtenção dos resultados, foram propostos dois tipos de simulação: uma utilizando o modo Snapshot e outra com o uso de Loadshapes. Para a análise do perfil de tensão, será empregado o Snapshot Mode, que captura o estado instantâneo do sistema em um ponto específico no tempo. Definiu-se o horário de 12h para a análise do perfil de tensão com geração fotovoltaica, geração eólica, armazenamento em bancos de baterias e veículos elétricos, fontes intermitentes operando em conjunto e todos os recursos energéticos distribuídos (período de armazenamento dos bancos de baterias e veículos elétricos), horário com grande demanda de cargas industriais, influenciando o comportamento como um todo. Já às 20h, a análise do perfil de tensão será realizada com o fornecimento de energia pelos bancos de baterias e veículos elétricos, considerando todos os recursos energéticos distribuídos durante o período de fornecimento de energia pelos bancos de baterias e veículos elétricos, horário com grande com pico de demanda das cargas residenciais. Já para a análise de tensão em uma barra específica e das perdas, serão utilizadas as Loadshapes, que permitem a simulação do comportamento do sistema ao longo do tempo, modelando as variações de carga e geração durante um período definido de 24 horas.

Neste trabalho foram empregadas duas curvas de carga (Loadshape): uma simulando o comportamento da demanda residencial, apresentada na figura 20, e a outra representando o comportamento da demanda industrial, apresentada na figura

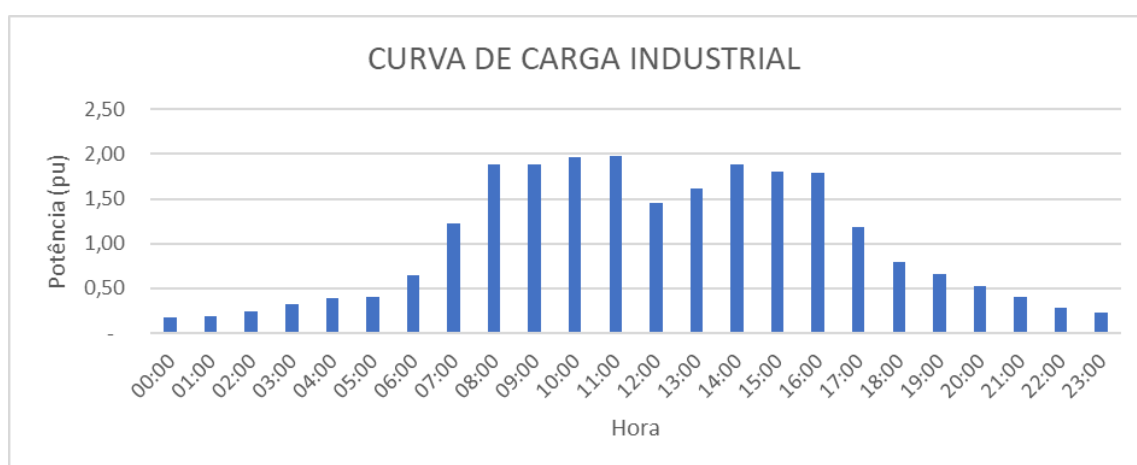
21. A distribuição das curvas de carga foi determinada com base na demanda e no nível de tensão. As cargas com as maiores demandas, e tensão entre 1 kV e 69 kV foram atribuídas à curva industrial, enquanto as cargas restantes receberam a curva residencial.

Figura 20: Curva de demanda residencial



Fonte: Autor

Figura 21: Curva de demanda industrial



Fonte: Autor

Observa-se que, nas demandas das curvas, vários pontos ultrapassam o valor de 1,0 pu no eixo. Isso indica que, durante esses períodos, as cargas que apresentam esse comportamento estão sofrendo com demanda maior que o valor nominal.

As adequações de comportamento a seguir foram implementadas para simular os efeitos de diferentes cenários, onde um cenário refere-se a uma determinada topologia da rede, com ou sem a inserção de fontes de geração intermitente. A seguir, são apresentados os 14 cenários estudados:

- 1) Sistema de 13 barras;

- 1º Cenário 13.1: Sistema 13 barras sem inserção de fontes;
- 2º Cenário 13.2: Sistema 13 barras com geração fotovoltaica;
- 3º Cenário 13.3: Sistema 13 barras com geração eólica;
- 4º Cenário 13.4: Sistema 13 barras com bancos de baterias;
- 5º Cenário 13.5: Sistema 13 barras com carga/descarga de veículos elétricos;
- 6º Cenário 13.6: Sistema 13 barras com fontes intermitentes (eólica e fotovoltaica);
- 7º Cenário 13.7: Sistema 13 barras com todos os recursos energéticos distribuídos citados inseridos.

2) Sistema de 34 barras;

- 1º Cenário 34.1: Sistema 34 barras sem inserção de fontes;
- 2º Cenário 34.2: Sistema 34 barras com geração fotovoltaica;
- 3º Cenário 34.3: Sistema 34 barras com geração eólica;
- 4º Cenário 34.4: Sistema 34 barras com bancos de baterias;
- 5º Cenário 34.5: Sistema 34 barras com carga/descarga de veículos elétricos;
- 6º Cenário 34.6: Sistema 34 barras com fontes intermitentes (eólica e fotovoltaica);
- 7º Cenário 34.7: Sistema 34 barras com todos os recursos energéticos distribuídos citados inseridos.

A partir das informações fornecidas na Tabela 6, obtém-se as demandas nominais de cada sistema, e essa informação foi utilizada para definir a contribuição de cada fonte intermitente. Para a geração fotovoltaica, foi estipulada uma capacidade equivalente a 50% da demanda do sistema, operando com carga nominal e em configuração trifásica. A escolha desta magnitude de 50% justifica-se pelo significativo número de indivíduos e empresas que já adotaram esta fonte de energia, tornando-a amplamente popular (O tempo, 2023). Em contraste, a geração eólica, o fornecimento de energia pelos bancos de bateria e os veículos elétricos foram configurados para fornecer 30% da demanda, também com carga nominal e operação trifásica. Esta escolha de magnitude justifica-se pelo menor número de adeptos em comparação com outras fontes de energia.

Tabela 6: Demanda nominal dos sistemas

TIPO	SISTEMA 34 BARRAS		SISTEMA 13 BARRAS	
	kW	%	kW	%
CARGA	1.773,60	86,66	3.454,70	96,85
PERDAS TÉCNICAS	273,10	13,34	112,50	3,15
DEMANDA TOTAL	2.046,70	100,00	3.567,20	100,00

Os cenários envolvendo bancos de baterias e veículos elétricos possuem uma particularidade: para fornecer energia ao sistema, é necessário que esses recursos tenham energia armazenada previamente. Assim sendo, será considerado que estes equipamentos estão armazenando energia nos horários em que as loadshapes tem valor inferior a 0,0 pu, para que eventualmente esses equipamentos forneçam essa energia armazenada para o sistema conforme a demanda do usuário. Através da Tabela 7 são exibidos os valores definidos para os recursos energéticos, tanto para a geração em todos os casos quanto para carga, nos casos dos bancos de baterias e veículos elétricos, a partir das informações da Tabela 6 e dos parâmetros citados.

Tabela 7: Recursos energéticos distribuídos nos sistemas

SISTEMA	CASO	FV (kW)	EÓL (kW)	BATERIAS (kW)	VE (kW)
13 BARRAS	CENÁRIO 13.1	-	-	-	-
13 BARRAS	CENÁRIO 13.2	1.785,00	-	-	-
13 BARRAS	CENÁRIO 13.3	-	1.071,00	-	-
13 BARRAS	CENÁRIO 13.4	-	-	1.071,00	-
13 BARRAS	CENÁRIO 13.5	-	-	-	1.071,00
13 BARRAS	CENÁRIO 13.6	1.785,00	1.071,00	-	-
13 BARRAS	CENÁRIO 13.7	1.785,00	1.071,00	1.071,00	1.071,00
34 BARRAS	CENÁRIO 34.1	-	-	-	-
34 BARRAS	CENÁRIO 34.2	1.025,00	-	-	-
34 BARRAS	CENÁRIO 34.3	-	615,00	-	-
34 BARRAS	CENÁRIO 34.4	-	-	615,00	-
34 BARRAS	CENÁRIO 34.5	-	-	-	615,00
34 BARRAS	CENÁRIO 34.6	1.025,00	615,00	-	-
34 BARRAS	CENÁRIO 34.7	1.025,00	615,00	615,00	615,00

Na Tabela 7, são apresentados os valores definidos como gerações e cargas nominais (1,0 pu) dos recursos energéticos distribuídos. Esses valores são utilizados em conjunto com as curvas de geração e carga (Loadshapes), que atuam como fatores multiplicadores, para simular o percentual de geração ou consumo de energia injetado no sistema conforme o horário especificado. Portanto, embora sejam apresentadas as capacidades nominais de geração e carga dos recursos energéticos,

a utilização efetiva dessas capacidades não é garantida, variando conforme a curva de geração e/ou carga definida.

Para a inserção das fontes, foram escolhidas barras que demonstraram variações consideráveis de tensão quando utilizando os critérios do PRODIST, alta demanda e com cargas que tenham grandes perdas quando operando em condições nominais. As barras e as respectivas potências e cargas injetadas nelas são apresentadas na tabela 8.

Tabela 8: Barras definidas para distribuição das gerações e cargas nominais dos recursos energéticos em kW

SISTEMA	BARRAS	FV. kW	EÓL. kW	BATERIAS kW	V.E. kW	F.I. kW	R.E.D. kW
13 BARRAS	645	139,97	83,98	83,98	83,98	223,95	391,91
13 BARRAS	671	950,96	570,57	570,57	570,57	1521,53	2.662,68
13 BARRAS	675	694,08	416,45	416,45	416,45	1110,53	1.943,41
34 BARRAS	840	27,62	16,57	16,57	16,57	44,19	77,34
34 BARRAS	844	414,3	248,58	248,58	248,58	662,88	1.160,03
34 BARRAS	848	61,38	36,83	36,83	36,83	98,21	171,86
34 BARRAS	860	61,38	36,83	36,83	36,83	98,21	171,86
34 BARRAS	890	460,33	276,2	276,2	276,2	736,53	1.288,92

7 RESULTADOS

Os cenários definidos e apresentados no capítulo anterior referem-se aos sistemas de 13 e 34 barras, nos quais os recursos energéticos distribuídos são inseridos e proporcionalmente equivalentes entre os dois sistemas. Com base nesses cenários, foram realizadas simulações, cujos resultados serão apresentados neste capítulo.

7.1 Sistemas de 13 barras

Para a análise das tensões do sistema de 13 barras, serão utilizadas as classificações estabelecidas pelo PRODIST, adotando o sistema por unidade (p.u.) para representar as grandezas envolvidas.

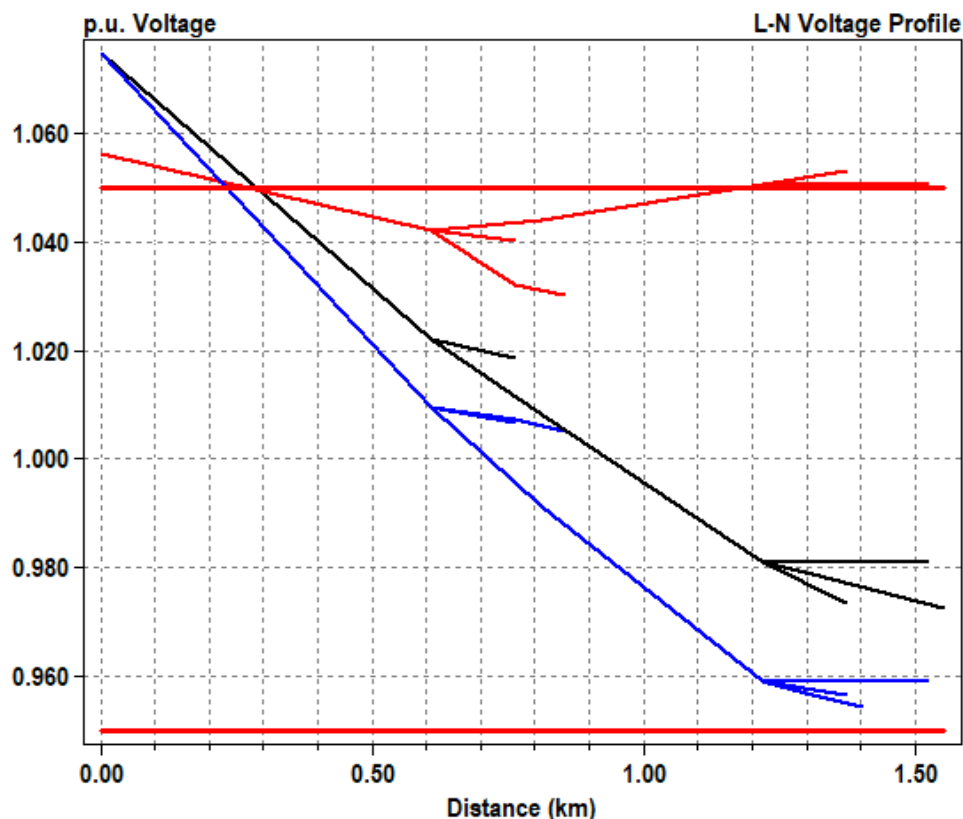
7.1.1 Cenário 13.1: Sistema 13 barras sem inserção de fontes

No cenário 13.1 é apresentado o comportamento do sistema elétrico de 13 barras sem inserção de fontes intermitentes, sem bancos de baterias e sem veículos elétricos, que posteriormente será tratada como cenário base do sistema de 13 barras.

O sistema de 13 barras possui cargas conectadas de forma alternada conforme tabela 2, resultando em um desequilíbrio significativo entre as fases. Devido a isso há um regulador de tensão trifásico (RG60) junto ao transformador do alimentador principal, atuando com o objetivo de manter a magnitude das tensões dentro das faixas adequadas.

Na figura 22 tem-se a existência de quatro pontos acima de 1,05 pu no sistema, com os maiores atingindo uma tensão de aproximadamente 1,08 pu, localizados nas fases A (cor preta) e C (cor azul) do regulador de tensão (RG60). Esses reguladores de tensão são equipamentos que agem para que a tensão do sistema se mantenha dentro dos limites, assim, com exceção dos pontos de tensão dos reguladores, a maior tensão encontrada no sistema é na barra 680, fase B. As demais barras têm perfis de tensão abaixo de 1,05pu, com a menor tensão localizada na barra 611, fase C (cor azul) atingindo aproximadamente 0,956 pu.

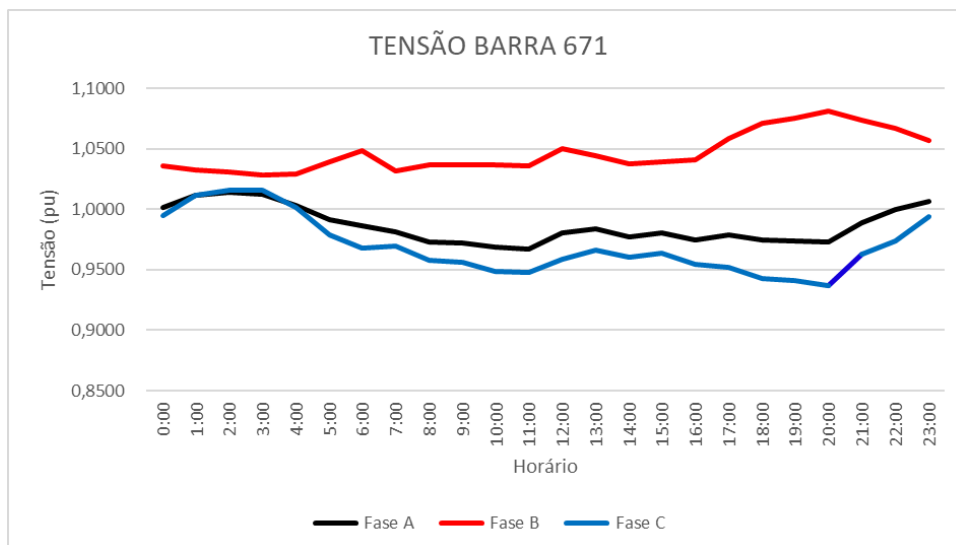
Figura 22: Perfil de tensão sistema 13 barras, às 12 horas



Fonte: Autor

No cenário sem inserção de recursos energéticos distribuídos, a barra 671 obteve um dos piores resultados quanto a variação de tensão e cargas com maior demanda, ao decorrer de 24 horas, resultado ilustrado na figura 23. A análise revela que, durante o dia, o sistema tem 8 pontos críticos acima de 1,05 pu de tensão na fase B (cor vermelha). O primeiro ponto crítico ocorre às 12 horas, com o aumento no consumo das cargas residenciais. Os demais pontos críticos surgem entre 17h e 23h, período caracterizado por alta demanda residencial.

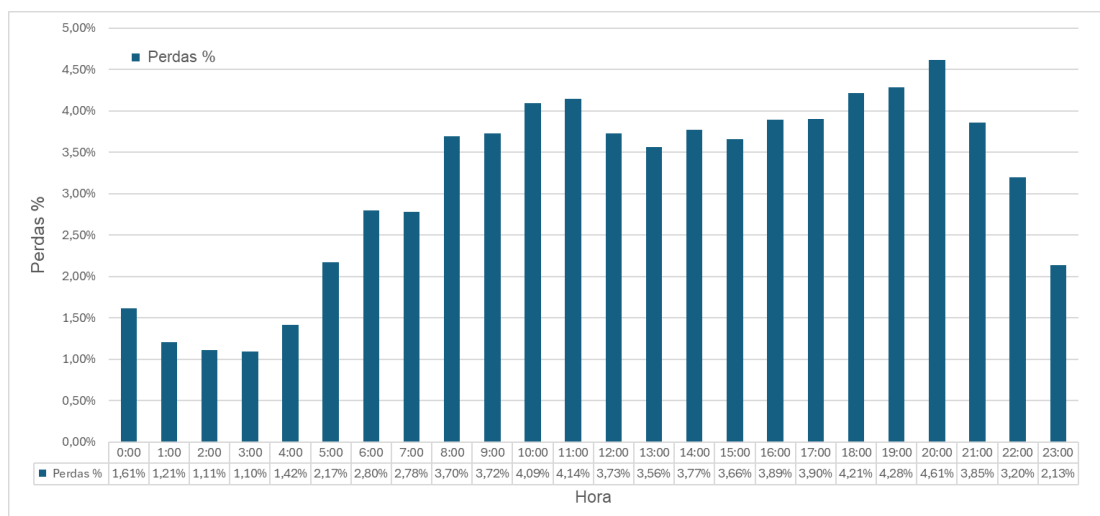
Figura 23: Variação de tensão da barra 671 no decorrer de 24 horas



Fonte: Autor

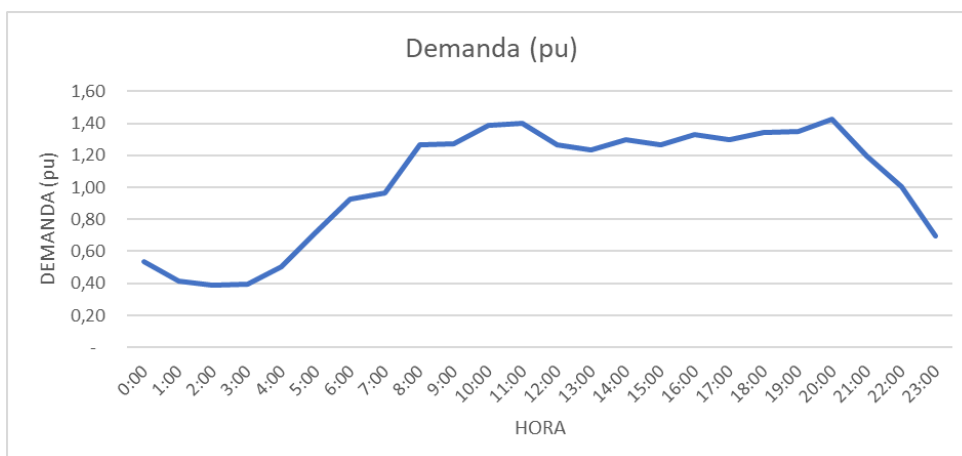
A variação da tensão está associada ao comportamento da demanda e, consequentemente, às mudanças nas perdas do sistema. Na figura 24 são representadas as perdas do sistema ao longo de um período de 24 horas, enquanto na Figura 25 a demanda correspondente nesse mesmo intervalo de tempo. Observe-se que, à medida que a demanda do sistema aumenta, as perdas também se elevam, atingindo seus valores máximos entre 11h e 20h, período em que as tensões de fase A e C têm queda. O pico de perdas ocorre às 20h, representando 4,61% do consumo de demanda nesse período. As perdas totais do sistema ao longo do ciclo de 24 horas são de 3,49%.

Figura 24: Perdas do sistema 13 barras



Fonte: Autor

Figura 25: Curva de demanda do sistema 13 barras

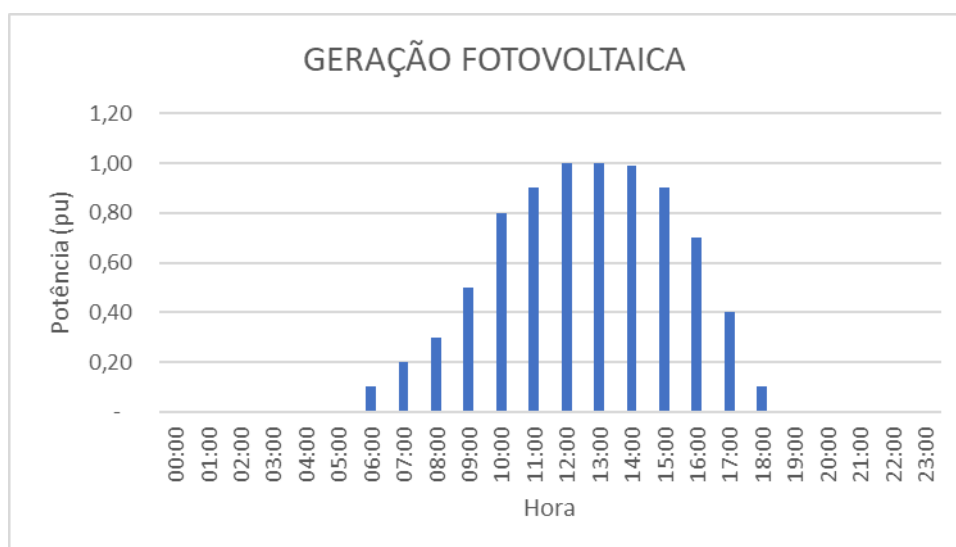


Fonte: Autor

7.1.2 Cenário 13.2: Sistema 13 barras com geração fotovoltaica

O cenário 13.2 tem o sistema de 13 barras do cenário com inserção geração fotovoltaica nas barras 645, 671 e 675. Na Figura 26, é apresentado o perfil de geração das fontes fotovoltaicas, com o início da injeção de potência no sistema às 6h e término às 18h.

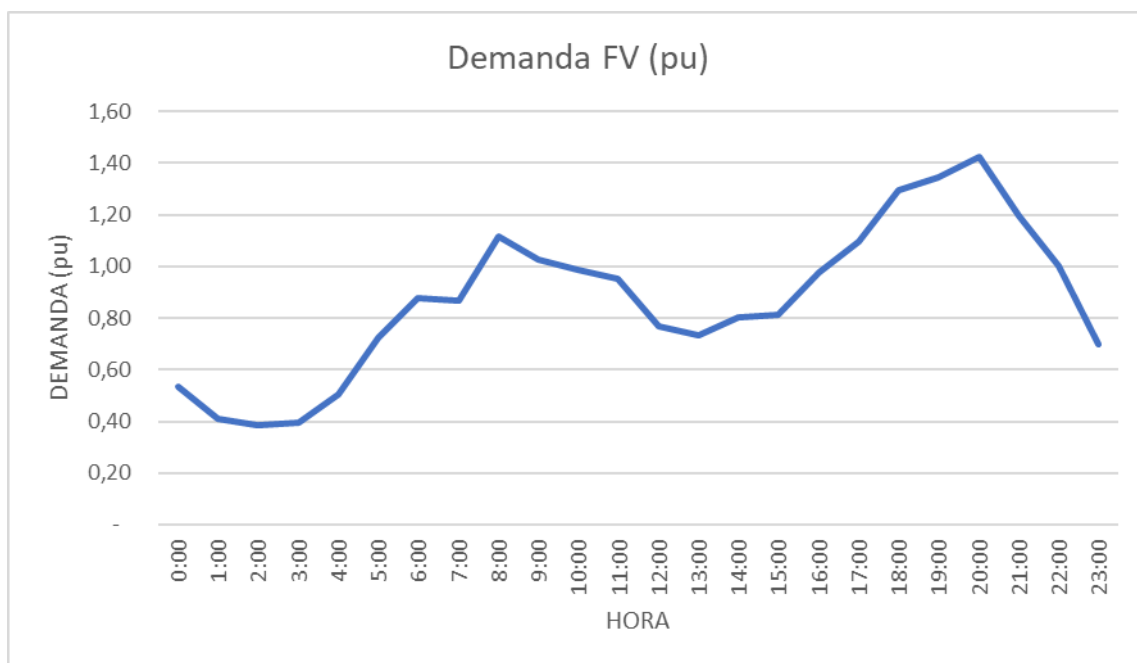
Figura 26: Curva diária de geração fotovoltaica



Fonte: Autor

Na Figura 27 é apresentado o impacto da injeção de geração fotovoltaica, conforme ilustrado na Figura 26, sobre a curva de demanda do sistema de 13 barras, conforme mostrado na Figura 25.

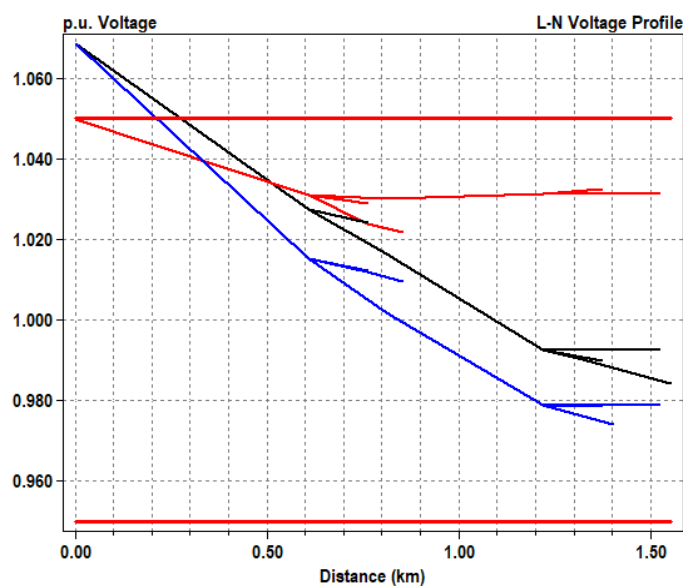
Figura 27: Curva de demanda do sistema 13 barras com geração fotovoltaica



Fonte: Autor

Na figura 28 tem-se o perfil de tensão do sistema de 13 barras com a inserção de geração fotovoltaica na rede às 12h. Observa-se que, com a introdução da potência fotovoltaica, todas as tensões do sistema passam a exibir um perfil adequado. O maior valor de tensão é encontrando na barra 680 com 1,03pu, enquanto o menor valor de tensão é observado na barra 652, fase A, sendo aproximadamente 0,977 pu.

Figura 28: Perfil de tensão sistema 13 barras com fotovoltaica, às 12h



Fonte: Autor

Observa-se um aumento na tensão nas fases A e C durante o período entre 6h e 18h. Em contrapartida, na fase B o comportamento tem uma queda de tensão

durante o mesmo intervalo. A tensão da fase B na barra 671 se adequa aos padrões do PRODIST às 12h, mas entre 17h e 23h, a tensão da fase B permanece em estado crítico, acima de 1,05pu.

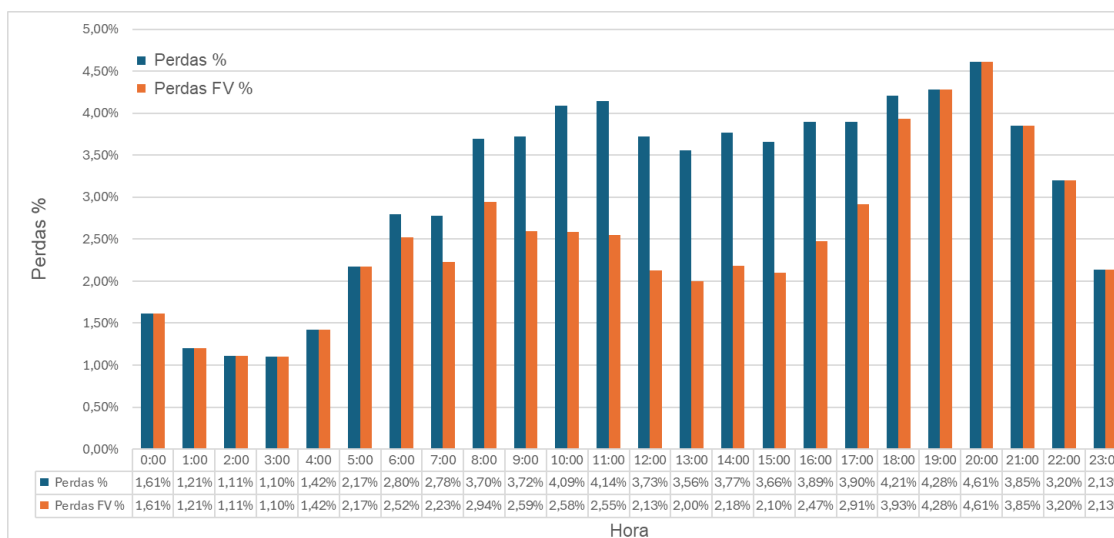
Figura 29: Variação da barra 671 no decorrer de 24 horas



Fonte: Autor

Na figura 30 tem-se as perdas no sistema base, conforme o cenário 13.1, e no sistema com geração fotovoltaica. Observa-se que o sistema começa a registrar uma redução nas perdas a partir das 06:00, período em que os geradores fotovoltaicos entram em operação. Essa contribuição positiva se mantém até as 18:00, quando a geração é interrompida, durante todo o período se tem queda nas perdas em relação ao cenário base (13.1), apresentando pico de queda nas perdas às 13 horas, com uma redução de aproximadamente 44%. No horário das 13h, as perdas são reduzidas para 2% com a geração fotovoltaica, enquanto sem a geração, as perdas eram de cerca de 3,56%, com as perdas totais no período de 24 horas saindo de 3,49% para 2,73%, uma redução de aproximadamente 21,92%.

Figura 30: Perdas do sistema 13 barras com geração fotovoltaica

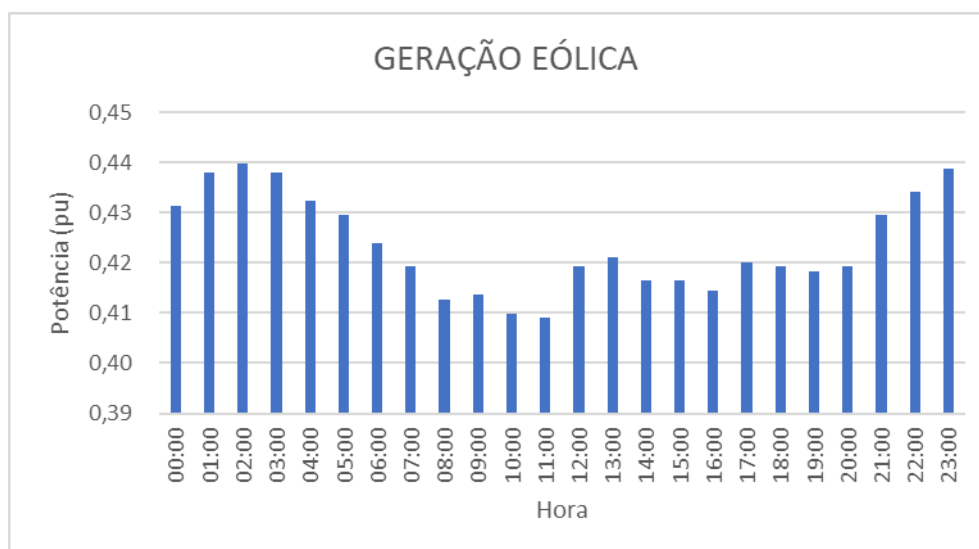


Fonte: Autor

7.1.1 Cenário 13.3: Sistema 13 barras com geração eólica

No cenário 3 tem-se o sistema de 13 barras apresentado no cenário 13.1 com a inserção de fontes eólicas. Na Figura 31, é apresentado a curva de geração das fontes eólicas, que apesar de ter injeção de potência durante 24 horas, essa injeção representa pouco impacto na curva comportamental no período entre as 22h e 10h.

Figura 31: Curva diária de geração eólica

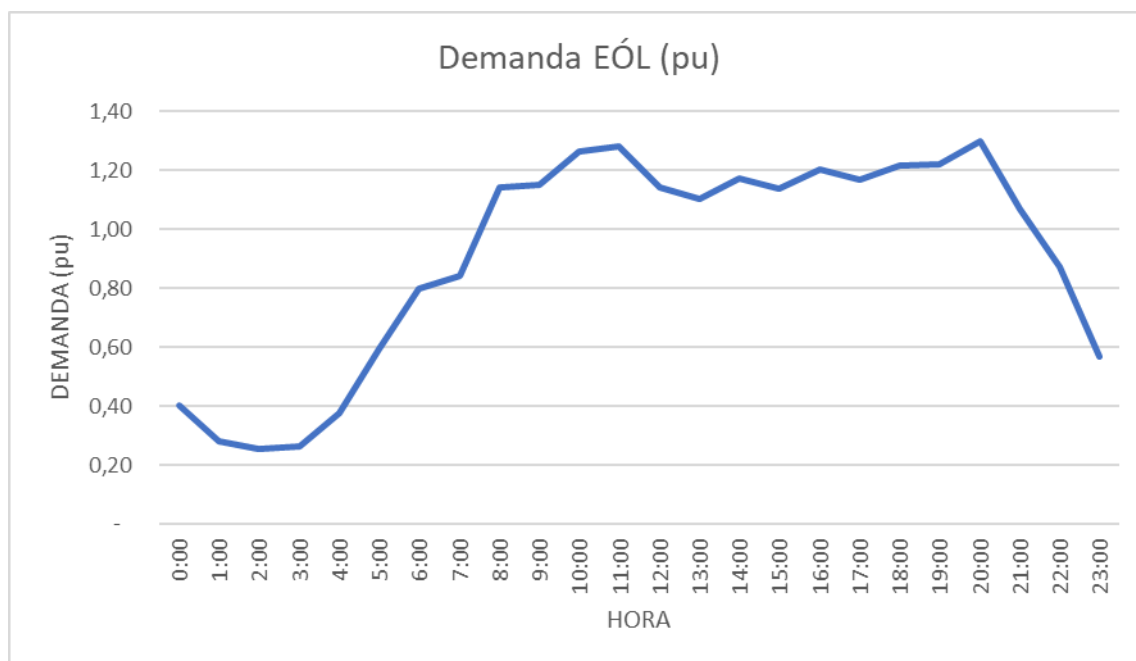


Fonte: Autor

Na Figura 32, é apresentada a curva de demanda diária do sistema de 13 barras com a injeção de geração eólica, demonstrando o impacto que a geração

eólica, ilustrada na Figura 31, exerce sobre a curva de demanda original apresentada na Figura 25.

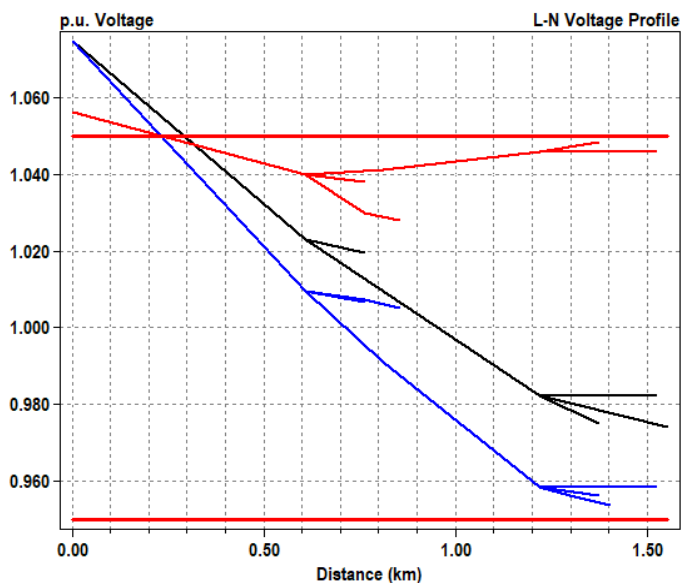
Figura 32: Curva de demanda do sistema 13 barras com geração eólica



Fonte: Autor

Na figura 33 tem-se o perfil de tensão do sistema de 13 barras com a inserção de geração eólica. Observa-se tensões adequadas, com tensão a tensão máxima com aproximadamente 1,05 pu, localizada na barra 680, fase A. As demais barras apresentam tensões em níveis adequados, com a tensão mínima do sistema sendo encontrada na barra 611, com 0,955 pu.

Figura 33: Perfil de tensão 13 barras com geração eólica, às 12h



Fonte: Autor

Na figura 34 tem-se um leve aumento na tensão da fase A na barra 671 ao longo do ciclo de 24 horas. Observa-se também uma leve queda na tensão da fase B durante a maior parte do período, com a tensão da barra atendendo aos padrões do PRODIST às 12h, exceto entre 17:00 e 23:00. A fase C, por sua vez, permaneceu praticamente inalterada ao longo do tempo.

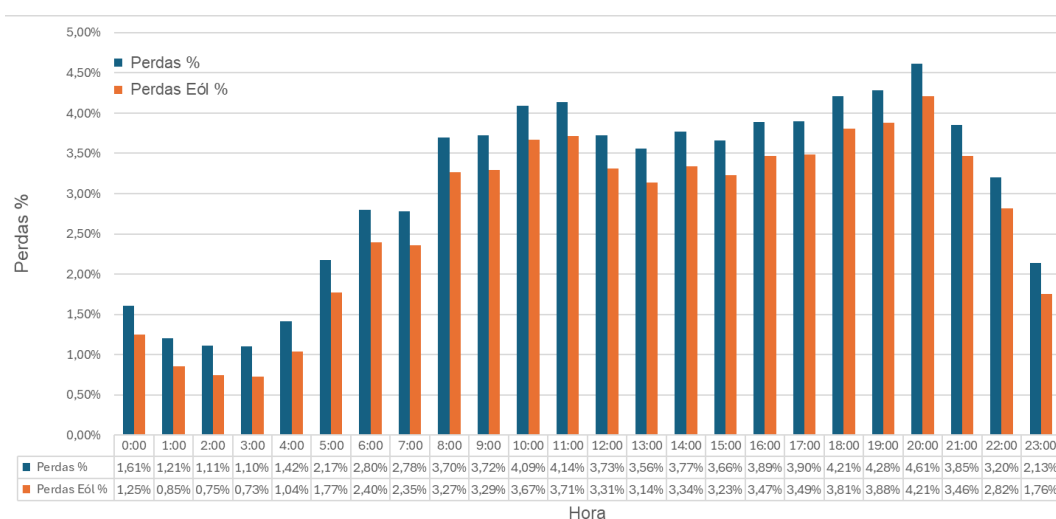
Figura 34: Variação na barra 671 no decorrer de 24 horas



Fonte: Autor

Embora haja situações pontuais de deterioração em comparação com o sistema base, a geração eólica proporcionou melhorias tanto na tensão, como ilustrado na Figura 34, quanto nas perdas, conforme mostrado na Figura 35. As perdas totais do sistema diminuíram de 3,49% para 3,08%, resultando em uma redução aproximada de 11,72%. A geração eólica, ao fornecer energia continuamente ao longo de todo o ciclo de 24 horas, exerceu uma influência persistente sobre as perdas e tensões do sistema, resultando em redução das perdas ao longo de todo período, embora não tenha provocado alterações substanciais no controle de tensão.

Figura 35: Perdas no sistema 13 barras com geração eólica

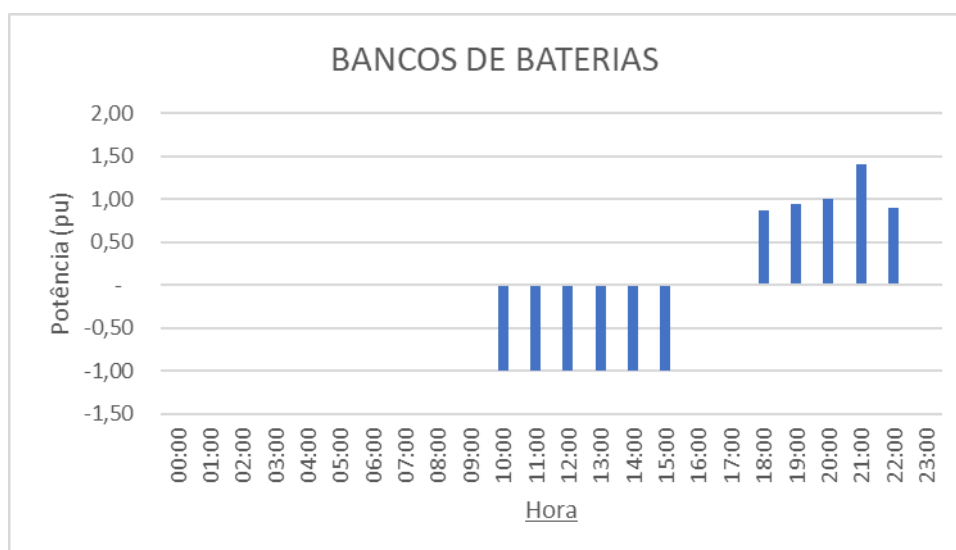


Fonte: Autor

7.1.4 Cenário 13.4: Sistema 13 barras com bancos de baterias

No cenário 13.4 é apresentado o sistema 13 barras apresentado no cenário 1, com inserção de bancos de baterias, que atua como carga e gerador. Na figura 36 é demonstrado o comportamento dos bancos de bateria neste cenário, onde estes operam como carga entre 10h e 15h e como gerador entre 18h e 22h.

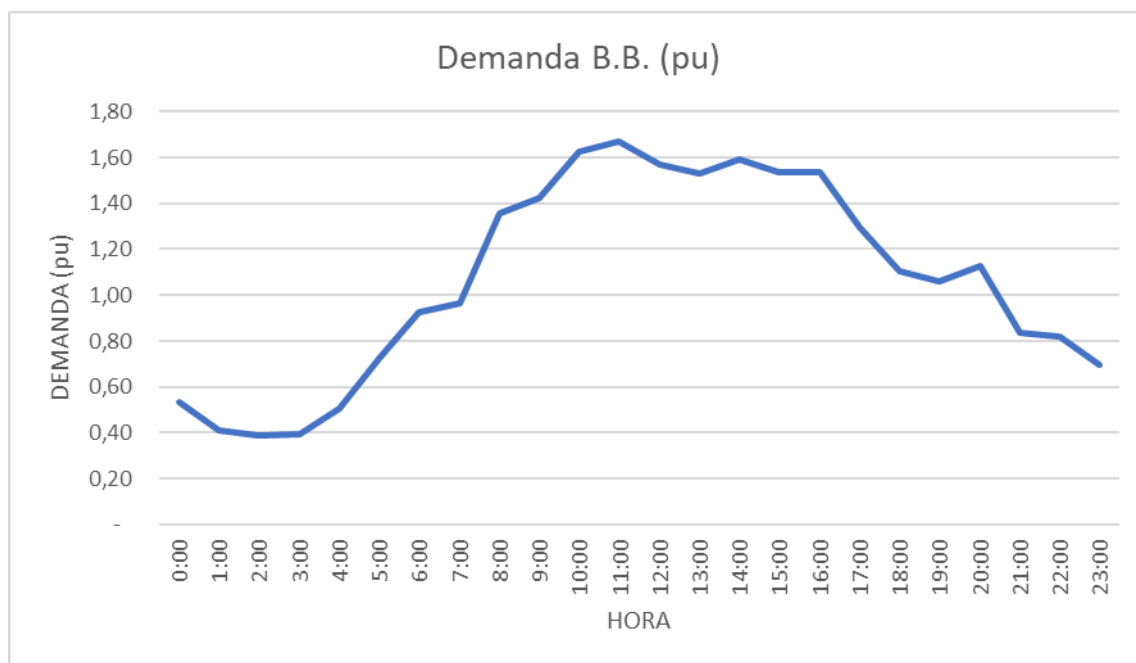
Figura 36: Curva diária de armazenamento e fornecimento de energia do banco de baterias



Fonte: Autor

No cenário proposto, ao contrário das outras fontes mencionadas, os bancos de baterias necessitam do armazenamento prévio de energia para posteriormente disponibilizá-la, seja para o consumidor final, seja para o próprio sistema elétrico. Este cenário foi criado especificamente para fins de estudo; portanto, os resultados e valores obtidos não refletem a realidade nem os efeitos típicos desses recursos energéticos distribuídos no sistema. No cenário 13.4 em análise, como os bancos de baterias são a única fonte externa empregada, eles inicialmente consomem energia da rede, aumentando temporariamente a carga do sistema, para, em seguida, devolver essa energia ao próprio sistema elétrico no horário programado, conforme apresentado na figura 37.

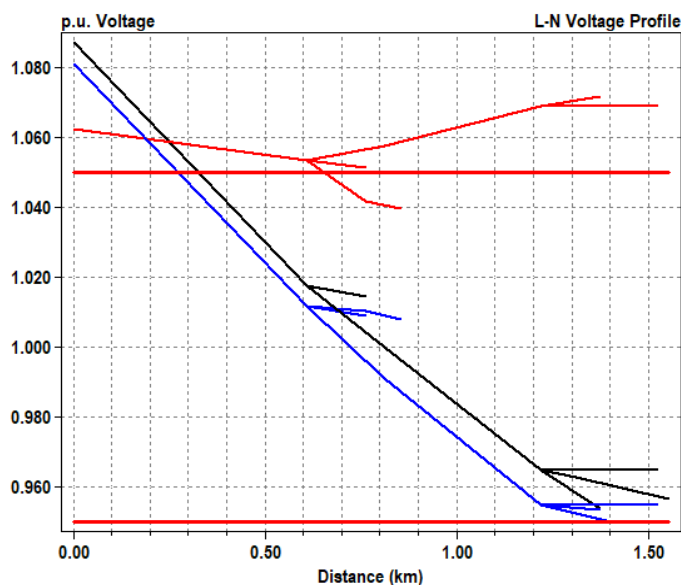
Figura 37: Curva de demanda do sistema 13 barras com bancos de baterias



Fonte: Autor

Na figura 38 tem-se o perfil de tensão do sistema quando os bancos de baterias estão consumindo energia para armazenamento, o que aumenta a carga do sistema. Observa-se uma deterioração geral no perfil de tensão, com o aumento de 8 novos pontos críticos, totalizando 10 pontos com tensão acima de 1,05pu. A inserção dessa carga adicional elevou a tensão em algumas barras e reduziu em outras, com a tensão máxima atingindo aproximadamente 1,07 pu na barra 680, fase A. A tensão mínima do sistema passou a ser 0,95 pu na barra 611, fase A, um valor inferior quando comparado aos demais cenários. Apesar do impacto observado, as demais barras ainda se mantêm dentro dos níveis adequados de tensão conforme os critérios estabelecidos pelo PRODIST.

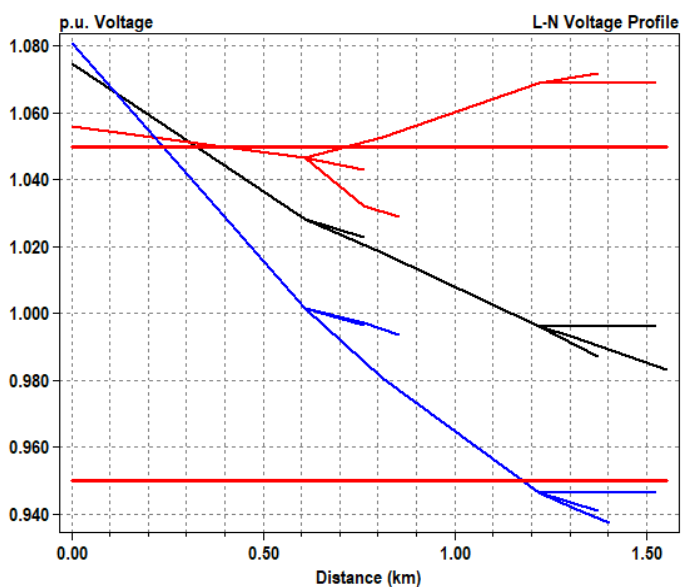
Figura 38: Perfil de tensão 13 barras com bancos de bateria, às 12h



Fonte: Autor

Na Figura 39 tem-se o perfil de tensão o sistema quando os bancos de baterias estão fornecendo energia para a rede. Nesse estado, os bancos atuam como uma fonte geradora de energia, alterando o perfil de tensão da rede. Observa-se uma deterioração geral, com o aumento para 7 pontos críticos, todos com tensão acima de 1,05pu. A tensão máxima é encontrada na barra 680, fase B, com 1,071 pu, enquanto a tensão mínima é de 0,938 pu, localizada na barra 611, fase A.

Figura 39: Perfil de tensão 13 barras com bancos de bateria, às 20h



Fonte: Autor

Na figura 40 é apresentado alteração no comportamento da fase A com a inserção dos bancos de baterias no sistema, evidenciando uma queda de tensão durante o armazenamento de energia e um aumento quando os bancos começam a fornecê-la. Observa-se um aumento de tensão na fase B durante o armazenamento, seguido de uma queda quando os bancos passam a suprir o sistema. A influência do banco de baterias na barra 671 resultou em um aumento para 12 pontos críticos, com tensões acima de 1,05pu, ocorrendo às 11h, 13h, 14h e 15h.

Na Figura 40 são apresentadas tensões praticamente constantes na fase C durante o período de armazenamento, mas com um aumento significativo quando os bancos iniciam a liberação de energia. O processo de armazenamento provocou impactos negativos no sistema, afastando a tensão do valor nominal de 1,0 pu, enquanto o fornecimento de energia mostrou efeitos benéficos, aproximando a tensão desse valor nominal.

Figura 40: Variação de tensão da barra 671 no decorrer de 24 horas

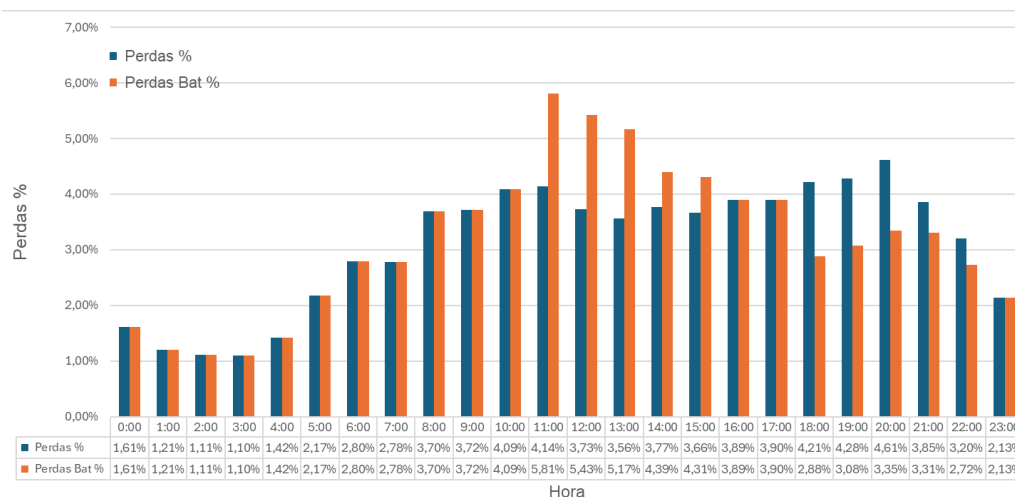


Fonte: Autor

Através da Figura 41 é possível avaliar as perdas por hora durante o ciclo. Nos horários em que ocorreu o armazenamento de energia, aumentando a carga do sistema, observou-se um incremento nas perdas, atingindo 5,81%, o que representa um aumento de 1,67% em comparação com o sistema sem bancos de baterias. Em contrapartida, nos horários de fornecimento de energia pelos bancos, as perdas diminuíram, embora de forma menos significativa em relação ao aumento ocorrido durante o armazenamento. Ao analisar o ciclo como um todo, verifica-se um aumento

nas perdas no sistema com a inserção dos bancos de baterias em comparação ao sistema base, saindo de 3,49% de perdas totais para 3,56%.

Figura 41: Perdas no sistema 13 barras com bancos de armazenamento

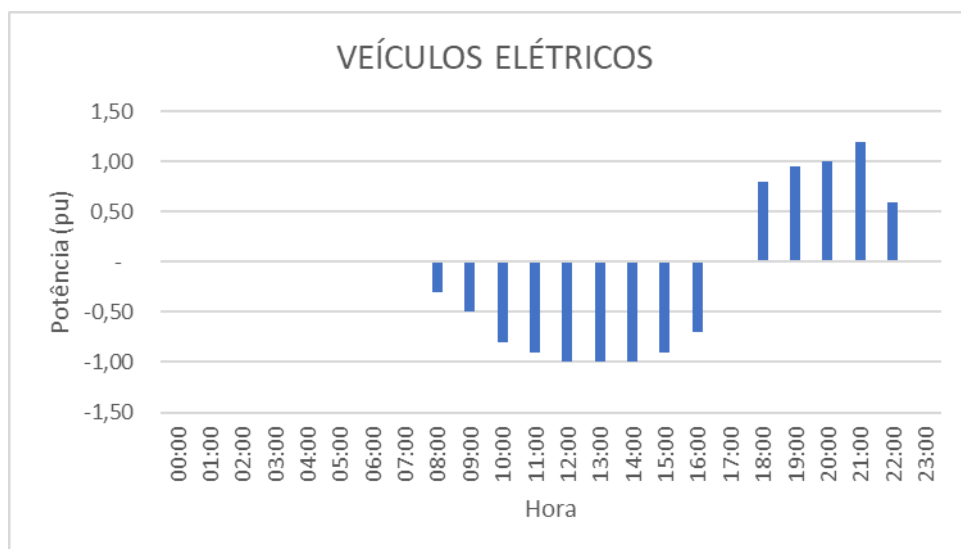


Fonte: Autor

7.1.5 Cenário 13.5: Sistema 13 barras com carga/descarga de veículos elétricos

No cenário 5 tem-se uma proposta similar ao cenário 4, porém, ao invés de inserir bancos de baterias no sistema, foi inserida uma frota de veículos elétricos. Os veículos elétricos consomem energia elétrica para seu abastecimento, mas também têm a capacidade de fornecer energia para o sistema. Na Figura 42 é apresentada a influência dos veículos elétricos no sistema, mostrando que eles atuam como carga entre 8h e 16h e como geradores entre 18h e 22h.

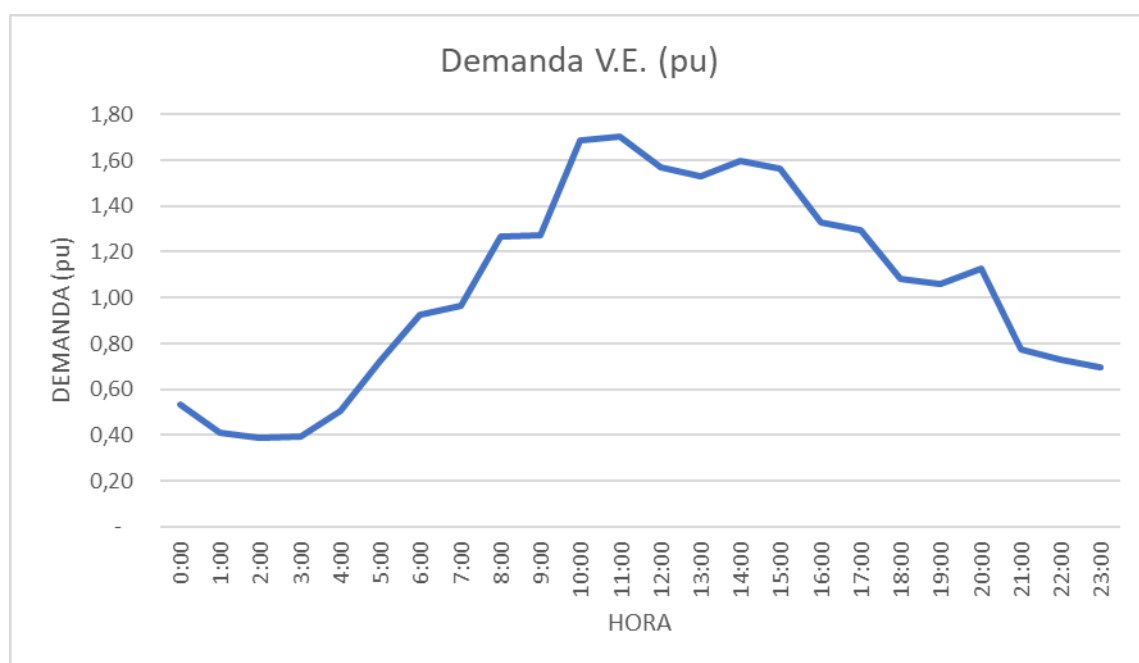
Figura 42: Curva diária de armazenamento de fornecimento de energia dos veículos elétricos



Fonte: Autor

A proposta para o cenário 13.5 se assemelha à apresentada no cenário 13.4, com dois perfis de tensão: um durante o consumo de energia e outro durante o fornecimento. Na Figura 43, é apresentada a curva de demanda com a inserção de veículos elétricos na rede, evidenciando um aumento da demanda durante o período em que os veículos estão armazenando energia, e uma redução da demanda quando estão fornecendo energia, comportamento apresentado na Figura 42.

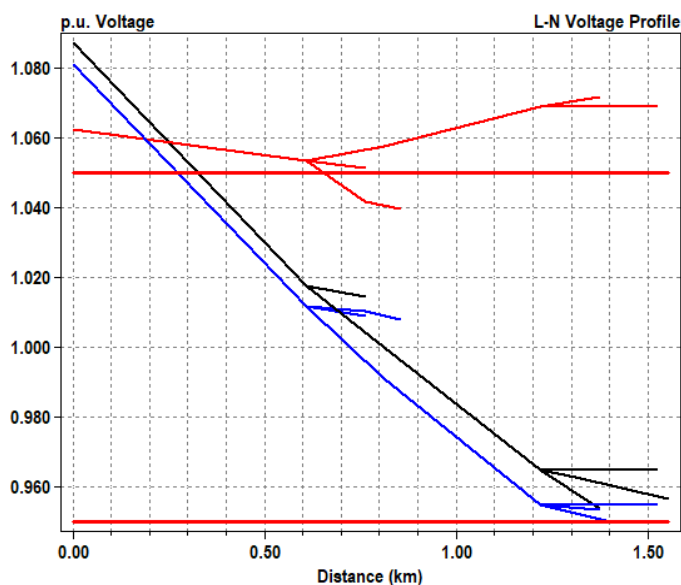
Figura 43: Curva de demanda do sistema 13 barras com carga/descarga de veículos elétricos



Fonte: Autor

Na figura 44 analisa-se os resultados do sistema durante o carregamento dos veículos, evidenciam um agravamento no perfil de tensão. O número de pontos críticos aumentou para 7, todos acima de 1,05 pu, em comparação com o cenário base, que não apresentava nenhum ponto crítico. A tensão máxima atingiu 1,07 pu na barra 680, fase B, enquanto a tensão mínima foi registrada na barra 611, fase A, com 0,95 pu.

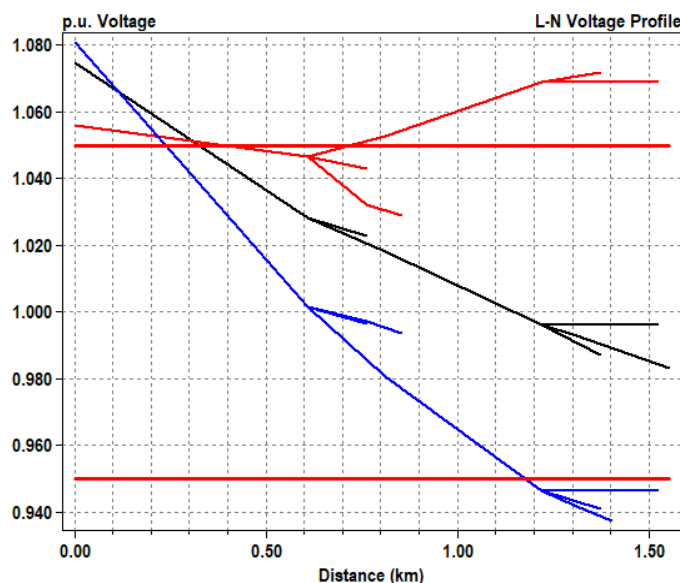
Figura 44: Perfil de tensão 13 barras com frota de veículos elétricos, às 12h



Fonte: Autor

Na figura 45 tem-se os resultados do sistema durante o fornecimento de energia pelos veículos elétricos, revelando uma piora no perfil de tensão. O número de pontos críticos aumentou para 7, todos acima de 1,05 pu. A tensão máxima registrada foi na barra 890, fase B, atingindo 1,07 pu, enquanto a tensão mínima foi de 0,938 pu, localizada na barra 611, fase A.

Figura 45: Perfil de tensão 13 barras com frota de veículos elétricos, às 20h



Fonte: Autor

Na figura 46 as tensões nas fases A e C apresentaram quedas durante o período de carregamento dos veículos, seguido de um aumento quando os veículos começaram a injetar potência na rede. Na mesma figura, tem-se que a tensão da fase B, exibiu um comportamento inverso, mostrando um aumento de tensão durante o carregamento e uma diminuição durante o fornecimento de energia, apresentando um aumento dos pontos críticos para 13 pontos acima de 1,05pu, sendo os novos horários impactados os das 10h, 11h, 13h, 14h e 15h.

O processo de armazenamento provocou impactos negativos no sistema, afastando a tensão do valor nominal de 1,0 pu, enquanto o fornecimento de energia mostrou efeitos benéficos, aproximando a tensão desse valor nominal, porém, com aumento de pontos de tensão críticos acima de 1,05pu.

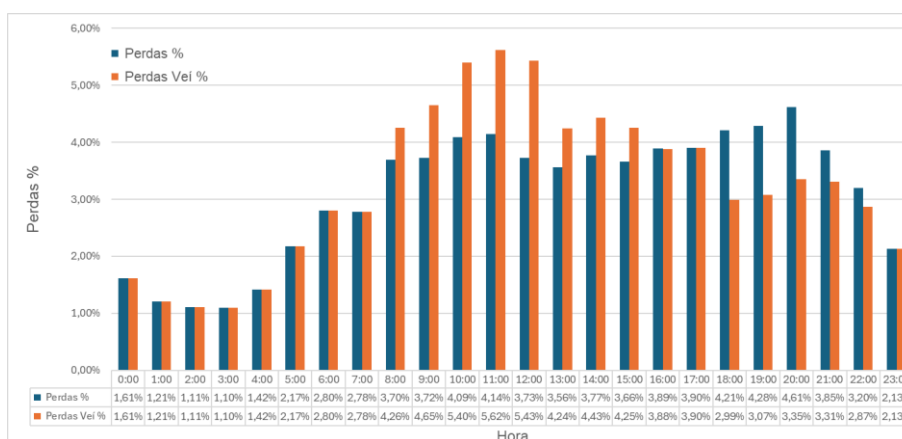
Figura 46: Variação de tensão na barra 671 no decorrer de 24 horas



Fonte: Autor

Na Figura 47 observa-se que as perdas do sistema com a inserção de veículos elétricos foram maiores em comparação com as perdas do sistema base (13.1), atingindo um pico de 5,62% da demanda total, uma diferença de 1,48% a mais em relação ao sistema base, com as perdas totais passando de 3,49% para 3,66%, um acréscimo nas perdas de aproximadamente 4,95%. Quando comparado com o cenário 13.4, embora o pico de perdas seja de menor magnitude, o sistema com veículos elétricos tem maiores perdas totais. Isso ocorre porque o armazenamento de energia dos veículos elétricos é distribuído entre mais horários, o que diminui a carga pontual, mas aumenta a carga total devido às perdas acumuladas ao longo do tempo.

Figura 47: Perdas no sistema 13 barras com veículos elétricos

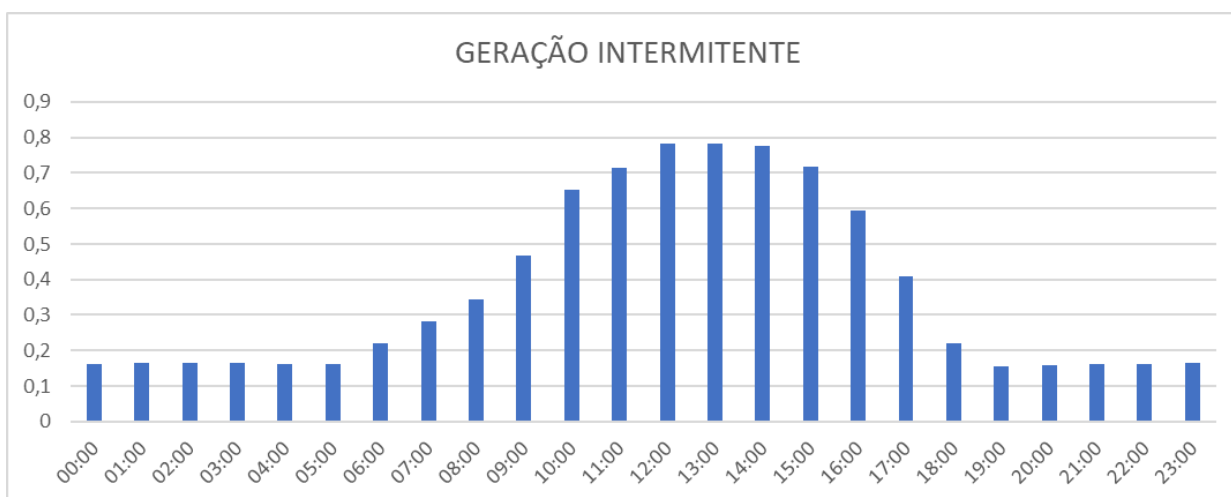


Fonte: Autor

7.1.6 Cenário 13.6: Sistema 13 barras com fontes intermitentes (eólica e fotovoltaica)

A proposta para o cenário 13.6 é inserir todas as fontes intermitentes – geração eólica e fotovoltaica - apresentadas no sistema base de 13 barras (13.1). Na figura 48 tem-se o comportamento combinado de todas as fontes intermitentes.

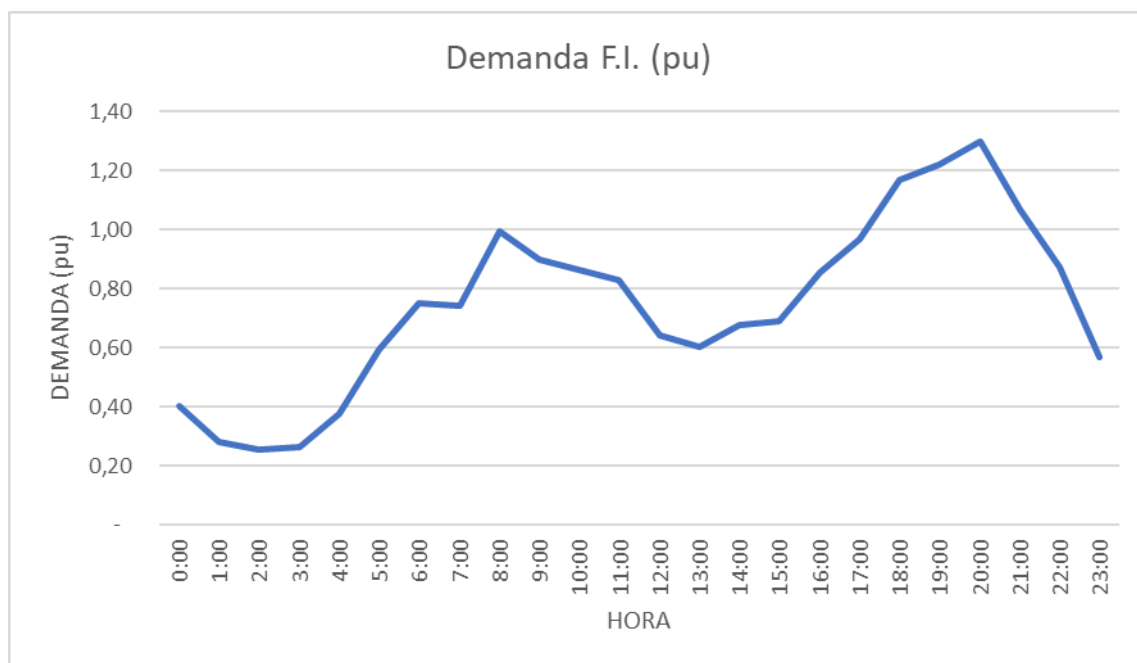
Figura 48: Curva diária de geração intermitente



Fonte: Autor

Na figura 49, é apresentada a curva de demanda do sistema de 13 barras ao longo de um período de 24 horas, considerando a injeção de potência das fontes intermitentes ilustrada na figura 48. Através da análise da figura 49, é possível observar que, com o aumento na geração de energia, a curva de demanda apresenta uma queda correspondente.

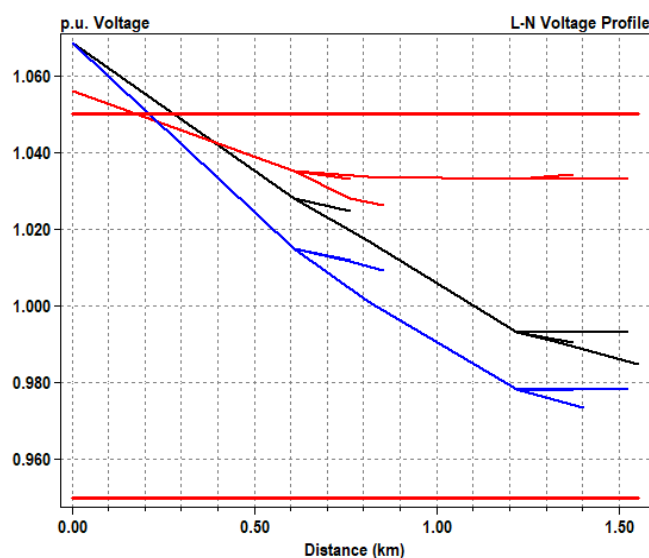
Figura 49: Curva de demanda do sistema 13 barras com geração de fontes intermitentes



Fonte: Autor

Na figura 50 é apresentado o perfil de tensão do sistema 13 barras quando a geração fotovoltaica e eólica atua em conjunto, no horário das 12h. A tensão máxima registrada é de 1,034 pu na barra 680, fase B, enquanto a tensão mínima é de 0,97 pu, localizada na barra 675, fase A.

Figura 50: Perfil de tensão 13 barras com fontes intermitentes, às 12h



Fonte: Autor

Na figura 51 tem-se o comportamento da tensão na barra 671 ao longo de 24 horas com a inserção de fontes intermitentes. Nas fases A e C, a tensão manteve-se

praticamente inalterada com a inserção da geração eólica, apresentando um aumento perceptível com a inclusão da geração fotovoltaica. Em contraste, a fase B apresentou uma queda de tensão ao longo de quase toda a curva, com a geração fotovoltaica resultando em uma redução de maior impacto. Foram identificados seis pontos críticos com tensão acima de 1,05pu, situados entre 18h e 23h.

Figura 51: Variação de tensão da barra 671 no decorrer de 24 horas

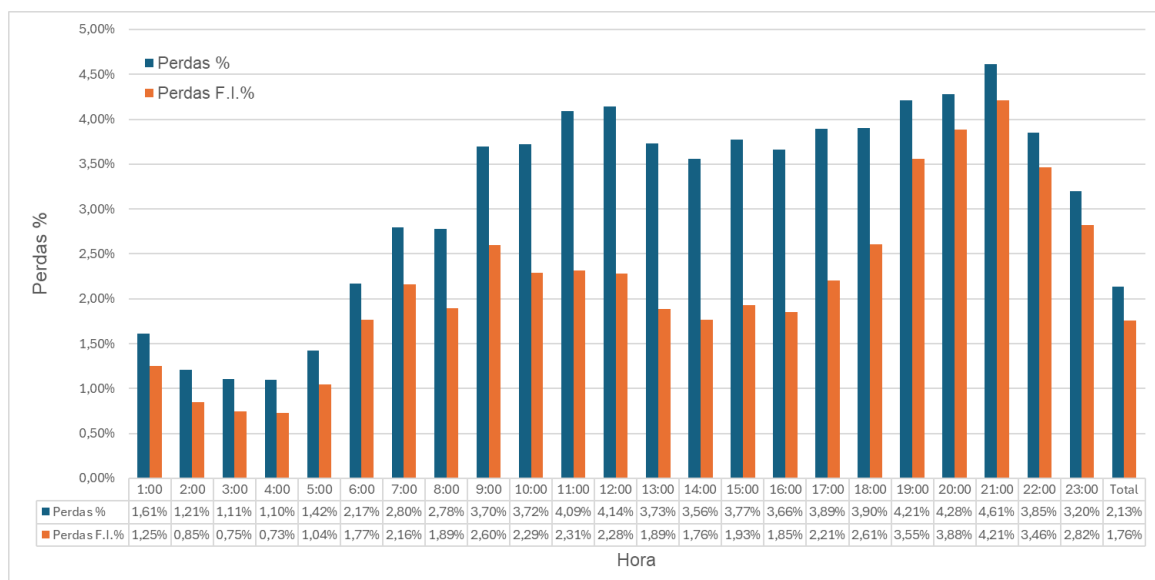


Fonte: Autor

Na figura 52 tem-se perdas do sistema de 13 barras ao longo de um ciclo de 24 horas, fazendo o comparativo do sistema sem fontes intermitentes (13.1) com o desempenho do sistema com inserção de fontes intermitentes (13.6). Analisando o comportamento do gráfico, nota-se uma redução nas perdas ao longo de todo o

período, com destaque para a inserção de geração fotovoltaica. Ao final do ciclo, as perdas totais do sistema diminuíram de 3,49% para 2,40%.

Figura 52: Perdas do sistema 13 barras com fontes intermitentes

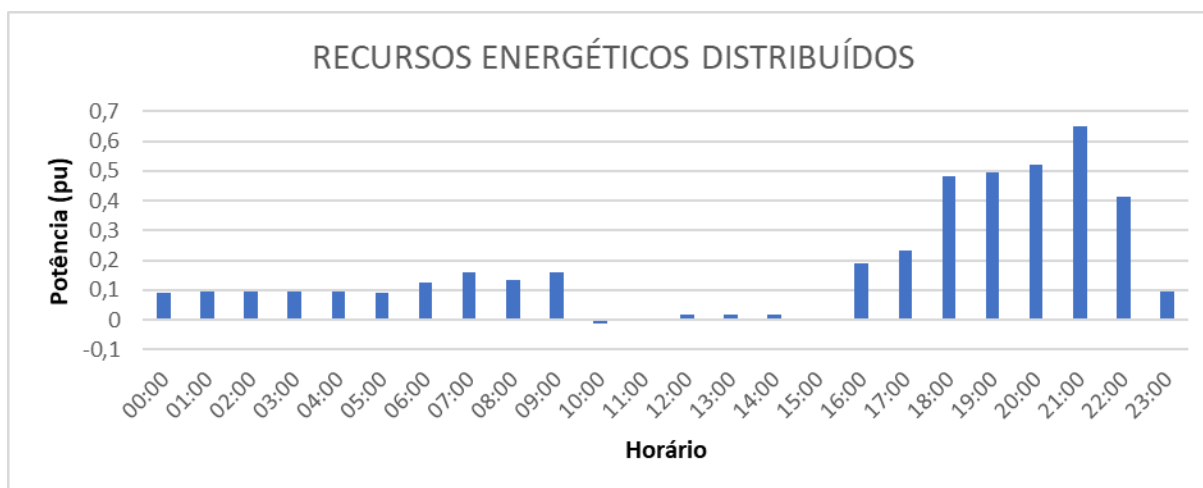


Fonte: Autor

7.1.7 Cenário 13.7: Sistema 13 barras com todos os recursos energético distribuídos citados inseridos

A proposta para o cenário 13.7 é inserir todas os recursos energéticos distribuídos apresentados nos cenários anteriores no sistema base de 13 barras. A Figura 53 ilustra o comportamento combinado de todas os recursos energéticos distribuídos mencionados, incluindo também o desempenho dos elementos que atuam como carga.

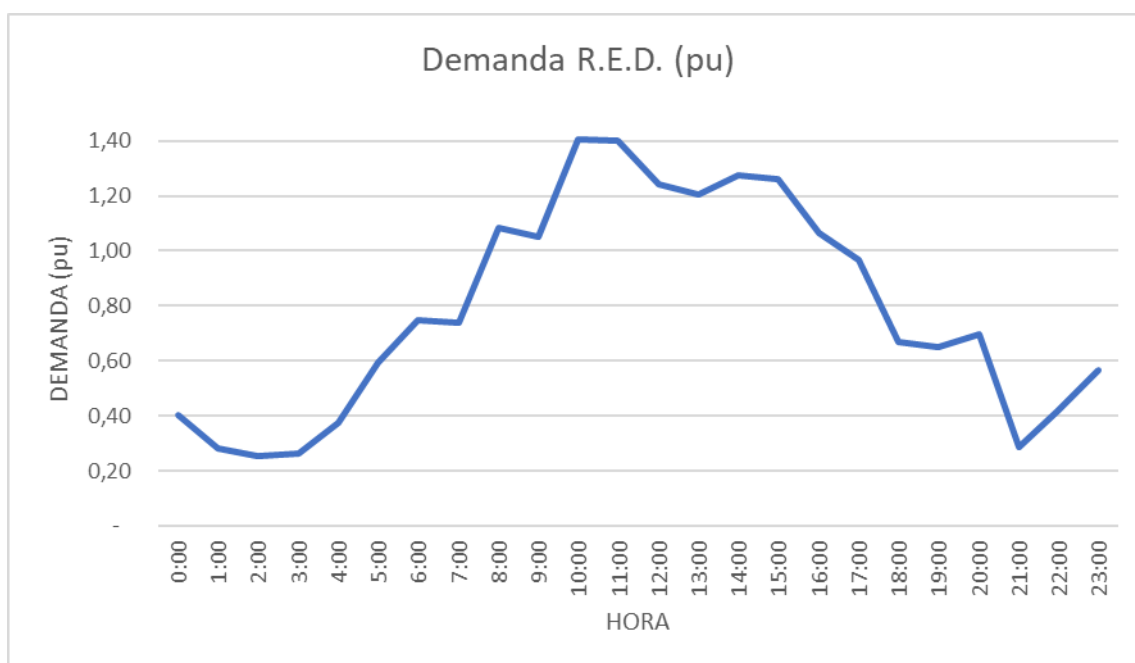
Figura 53: Curva diária de todos os recursos energéticos distribuídos



Fonte: Autor

O cenário 13.7 abrange não apenas a geração das fontes mencionadas, mas também considera as cargas em situações que requerem o armazenamento de energia. Esse comportamento pode ser visualizado na figura 54, onde o período de armazenamento mostra um aumento na demanda, enquanto os períodos de fornecimento exibem uma queda de demanda, quando comparado com o cenário 13.1. O comportamento de armazenamento e geração é apresentado na figura 53.

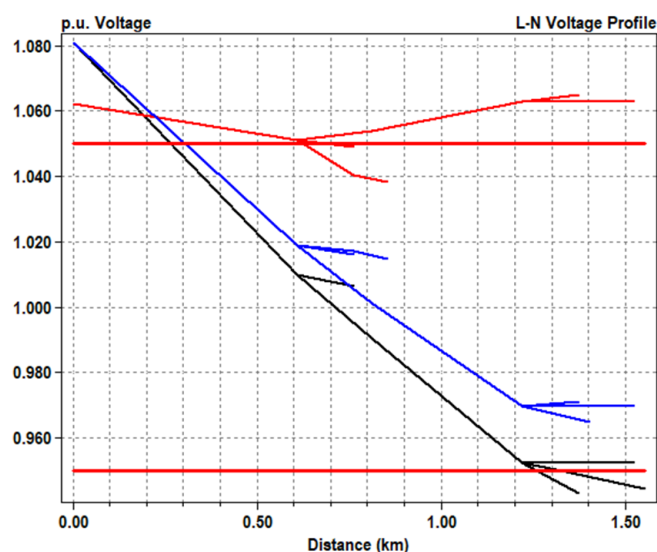
Figura 54: Curva de demanda do sistema 13 barras com recursos energéticos distribuídos



Fonte: Autor

Nesse contexto, o perfil de tensão do sistema durante o estado de armazenamento de energia pelos bancos de baterias e veículos elétricos pode ser analisado na figura 55. Observa-se uma deterioração no perfil de tensão, com 6 pontos apresentando tensões superiores a 1,05pu, passando a ser considerados pontos críticos conforme a classificação do PRODIST. A tensão máxima registrada é de 1,07 pu na barra 680, fase B, enquanto a tensão mínima é de 0,938 pu, localizada na barra 675, fase A.

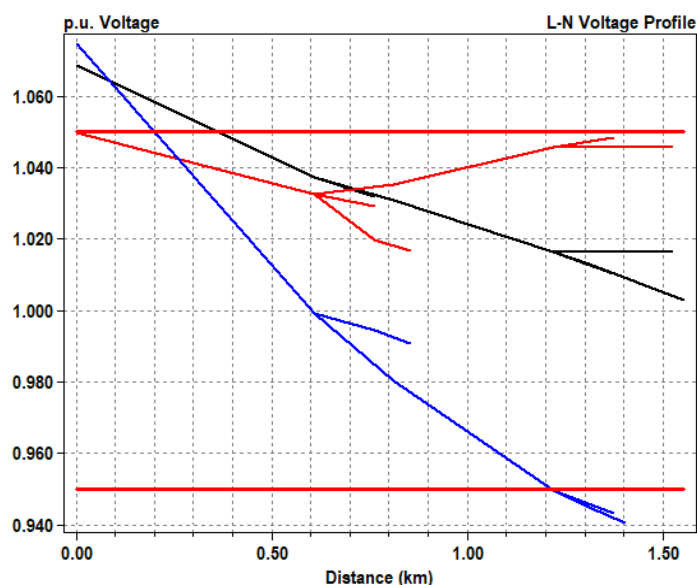
Figura 55: Perfil de tensão 13 barras com todos os recursos energéticos distribuídos, às 12h



Fonte: Autor

Na figura 56 tem-se o perfil de tensão do sistema quando todos os elementos estão fornecendo energia. É importante destacar que, embora a quantidade de pontos de tensão crítica tenha se mantido em relação ao cenário 13.1, houve um aumento nos níveis de tensão nesses pontos, com a tensão máxima registrada de 1,05 pu na barra 680, fase B, enquanto a tensão mínima é de 0,94 pu, localizada na barra 611, fase A.

Figura 56: Perfil de tensão 13 barras com todos recursos energéticos distribuídos, às 20h



Fonte: Autor

Na figura 57 analisa-se que a tensão da fase A foi superior com a inserção de fontes intermitentes durante a maior parte do ciclo, apresentando queda apenas quando houve a inserção simultânea das cargas provenientes dos bancos de baterias e veículos elétricos. A tensão na fase B tem maior variação em comparação às outras fases, com flutuações significativas ao longo da curva, incluindo aumentos e quedas em diversos pontos. Os maiores aumentos de tensão ocorrem no período da tarde, coincidem com a inserção simultânea das cargas dos bancos de baterias e veículos elétricos, resultando em tensões críticas acima de 1,05pu não observadas no cenário 13.1, especialmente nos horários das 13h, 14h, 15h e 16h.

Por outro lado, as maiores quedas de tensão são observadas durante a noite, quando a geração eólica atinge seus picos e os bancos de baterias e veículos elétricos começam a injetar energia na rede. Nesse período, algumas tensões críticas são corrigidas para níveis adequados, permanecendo apenas os pontos críticos acima de 1,05pu situados entre 17h e 23h. A tensão na fase C do sistema permanece praticamente constante em parte da curva, apresentando um aumento às 10:00 horas em comparação ao cenário base, mantendo-se levemente elevada até as 23:00 horas.

Figura 57: Variação de tensão da barra 671 no decorrer de 24 horas

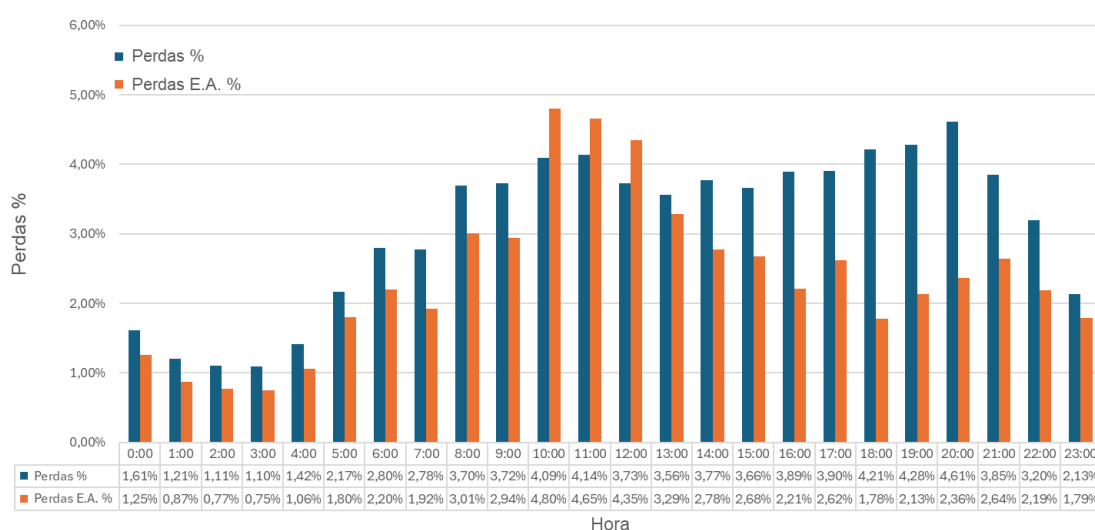


Fonte: Autor

Na figura 58, analisa-se as perdas do sistema de 13 barras ao longo de um ciclo de 24 horas. Com exceção do intervalo entre 10:00 e 12:00, observou-se uma redução nas perdas durante todo o período analisado quando comparado com o

cenário 13.1. A maior queda foi registrada às 18:00, com uma redução de 57,8% em comparação com o cenário base (13.1), diminuindo as perdas de 4,21% do cenário base para 1,78% com o cenário atual. O resultado apresentado na figura indica que a inserção das fontes intermitentes contribuiu significativamente para a diminuição das perdas no sistema como um todo, independentemente do aumento de carga em determinados momentos, com as perdas totais caindo de 3,49% para 2,66%, uma queda aproximada de 23,76%.

Figura 58: Perdas no sistema 13 barras com todos os recursos energéticos distribuídos



Fonte: Autor

7.2 Sistema 34 barras

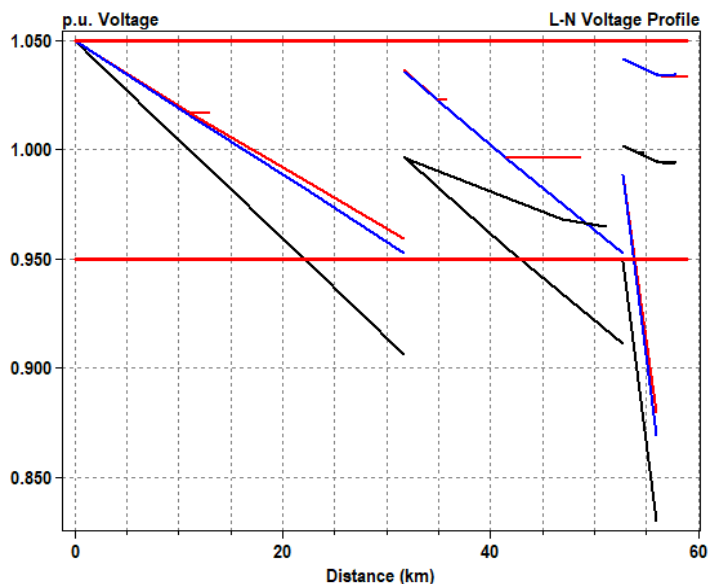
Para a análise das tensões do sistema de 34 barras, se utilizará as classificações utilizadas pelo PRODIST.

7.2.1 Cenário 34.1: Sistema 34 barras sem inserção de fontes

No cenário 34.1 tem-se o comportamento do sistema elétrico de 34 barras sem inserção de fontes intermitentes, que posteriormente foi tratado como cenário base do sistema de 34 barras. Na figura 59 analisa-se o perfil de tensão do sistema 34 barras. O sistema de 34 barras há dois reguladores de tensão trifásico (852R e 814R) junto ao transformador do alimentador principal, apresentando 2 pontos de tensão precários, situados entre 0,90pu e 0,93pu, e 3 pontos de tensão críticas, abaixo de

0,90pu, conforme padrões PRODIST, com a tensão máxima de 1,05 em todas as fases da barra de alimentação, e tensão mínima de 0,83 na barra 890, fase C.

Figura 59: Perfil de tensão do sistema 34 barras, às 12h

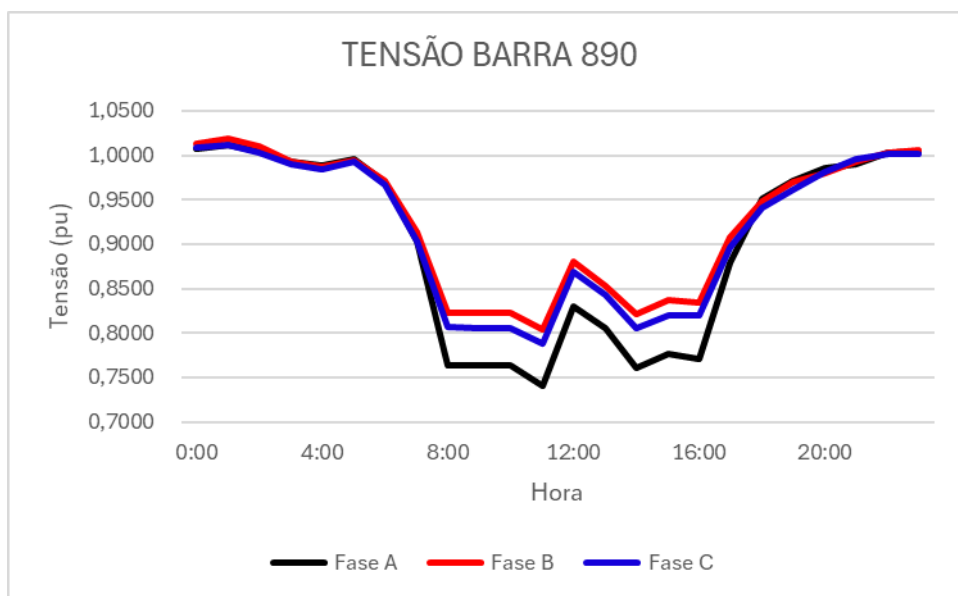


Fonte: Autor

Seguindo o mesmo critério empregado no cenário 13.1 para a escolha da barra utilizada nas análises ao longo de um período de 24 horas, foi selecionada a barra 890 do sistema de 34 barras. Ao analisar a figura 59, observa-se que, apesar do desequilíbrio entre as fases, o comportamento individual das fases é similar. Isso contrasta com o sistema de 13 barras, onde cada fase apresentava uma curva comportamental distinta.

Ademais, as variações de tensão visualizadas na Figura 60 são inversamente proporcionais ao comportamento das cargas industriais, evidenciando o impacto que a alta demanda e a sobrecarga industrial exercem sobre o sistema, apresentando 29 pontos de tensão crítica, todas abaixo de 0,90pu, e 4 pontos precários, situados entre 0,90pu e 0,93pu, conforme padrões estabelecidos pelo PRODIST.

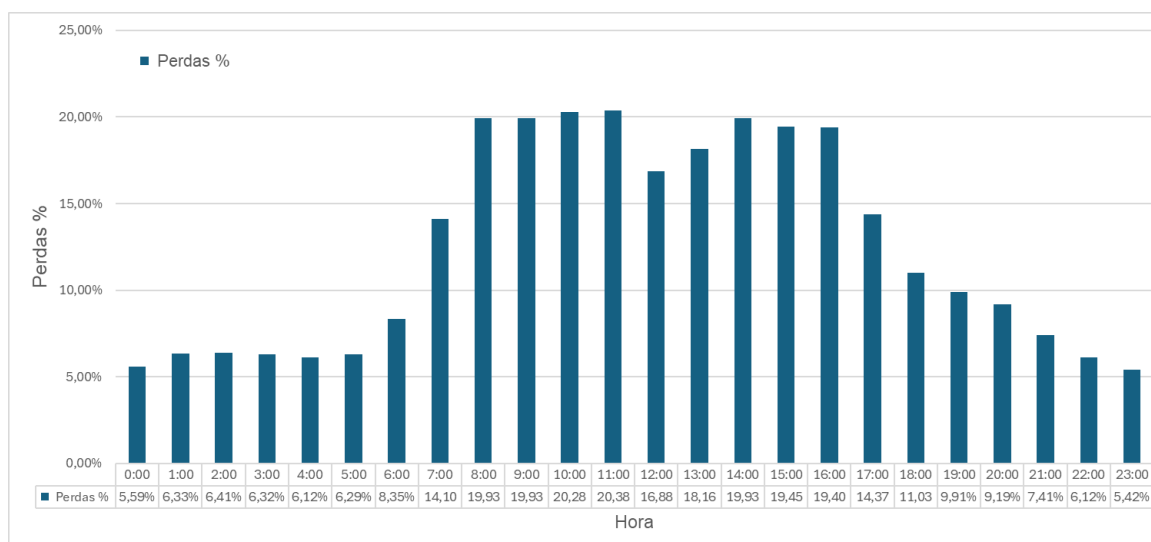
Figura 60: Variação de tensão da barra 890 no decorrer de 24 horas



Fonte: Autor

O sistema de 34 barras dispõe de perdas proporcionalmente maiores em comparação ao sistema de 13 barras, com pico alcançando 20,38% às 11 horas, conforme figura 61. Entre os diversos fatores que contribuem para essas perdas, destacam-se as propriedades físicas distintas do sistema de 34 barras, seu maior alcance de distribuição, a quantidade superior de transformadores e equipamentos, e outros componentes que geram perdas adicionais.

Figura 61: Perdas no sistema 34 barras

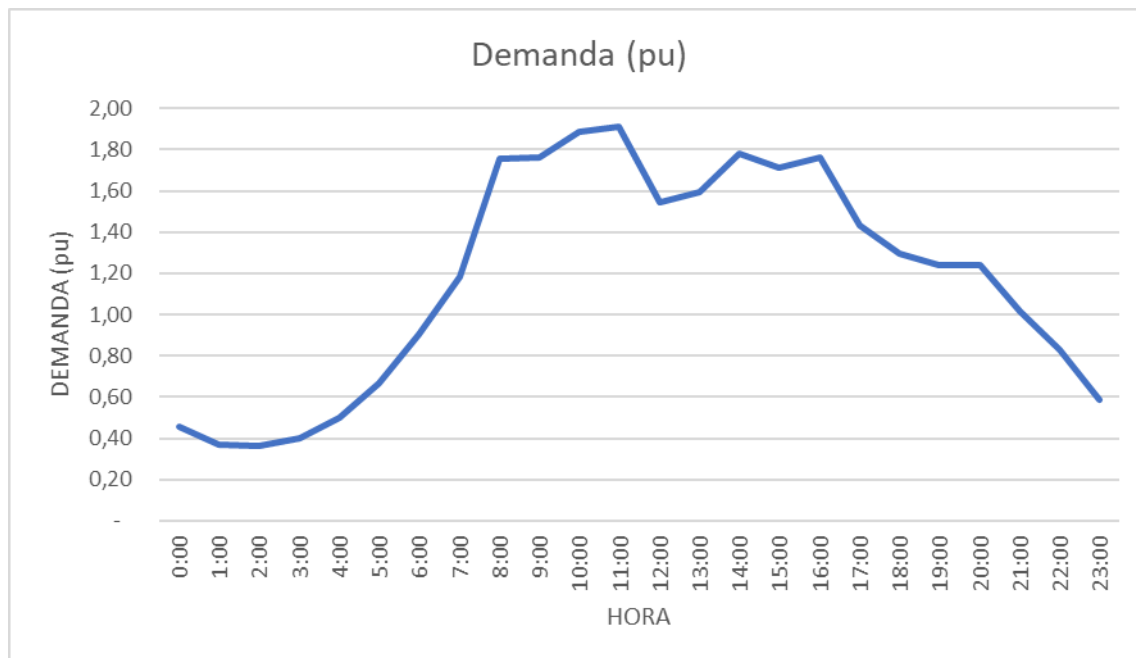


Fonte: Autor

A curva de demanda visualizada na Figura 62, quando comparada com a Figura 60, evidencia o comportamento de queda da tensão à medida que a demanda do

sistema aumenta. Além disso, ao comparar com a Figura 61, observa-se que as perdas aumentam conforme a demanda se eleva.

Figura 62: Curva de demanda 34 barras

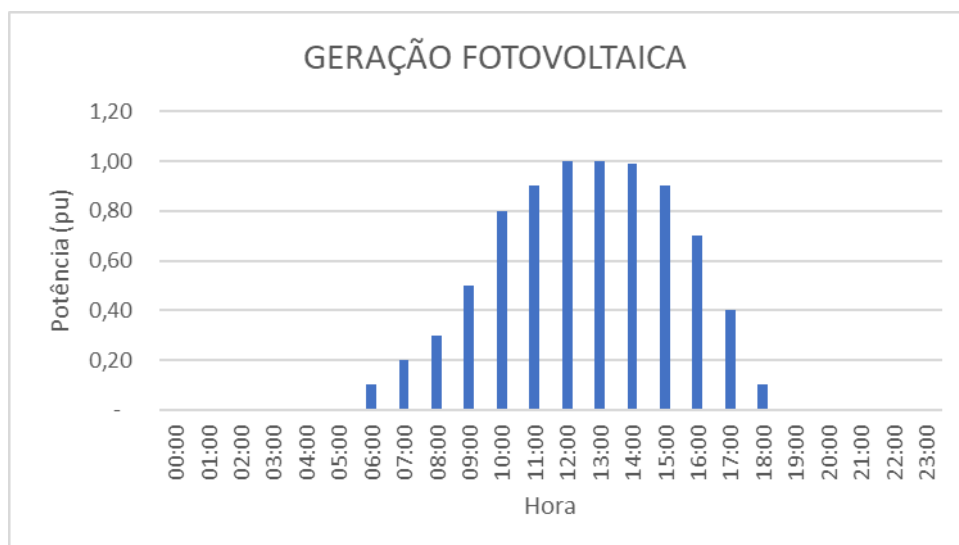


Fonte: Autor

7.2.2 Cenário 34.2: Sistema 34 barras com geração fotovoltaica

No cenário 34.2 tem-se os resultados do sistema 34 barras apresentado no cenário 34.1, com inserção de geração fotovoltaica. Na Figura 63, visualiza-se o perfil de geração das fontes fotovoltaicas, com o início da injeção de potência no sistema às 6h e término às 18h.

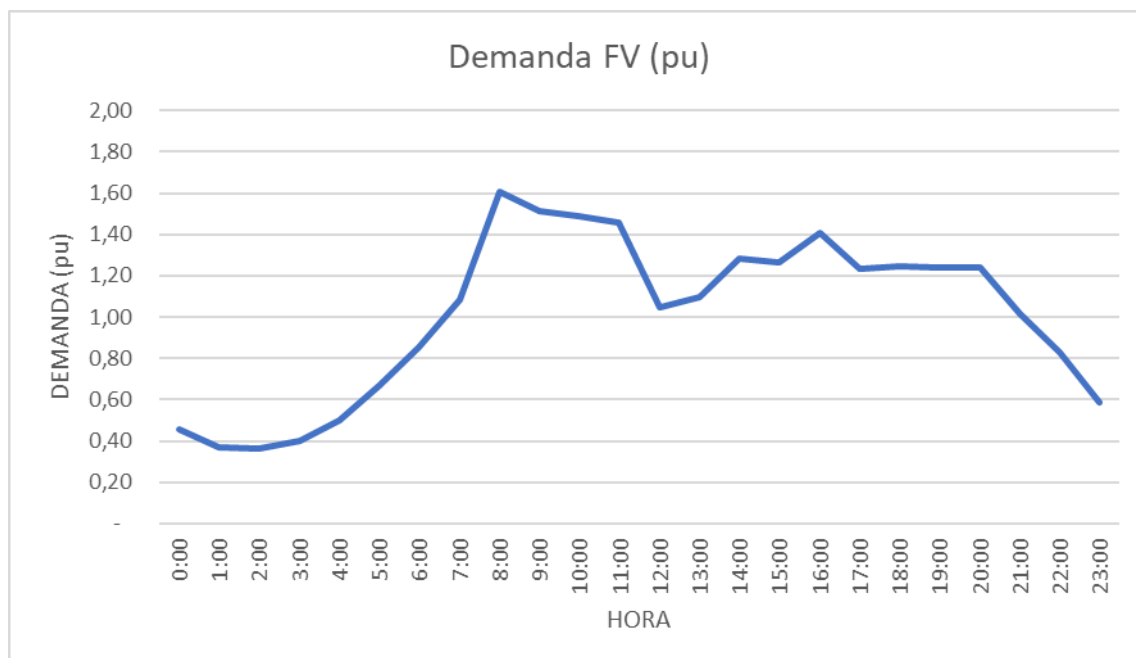
Figura 63: Curva diária de geração fotovoltaica



Fonte: Autor

A figura 64 apresenta a curva de demanda do sistema de 34 barras quando se insere a geração fotovoltaica, conforme o comportamento mostrado na figura 63. Nota-se que, à medida que se injeta potência na rede, a demanda diminui significativamente.

Figura 64: Curva de demanda 34 barras com geração fotovoltaica

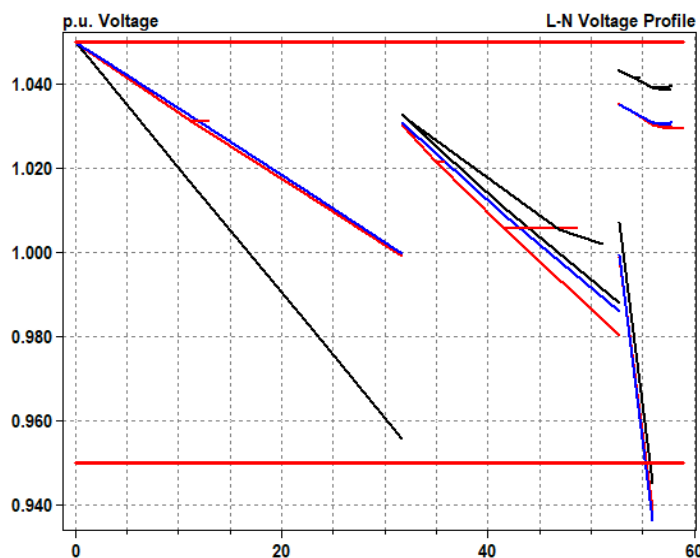


Fonte: Autor

Na figura 65, visualiza-se o perfil de tensão do sistema de 34 barras com a inserção de geração fotovoltaica. Ao analisar essa figura, tem-se que o perfil de tensão

se manteve dentro dos padrões estabelecidos, com todas as tensões adequadas, entre 0,93pu e 1,05pu. A maior tensão foi registrada na barra de fornecimento, com 1,05 pu em todas as fases, enquanto a menor tensão foi encontrada na barra 890, fase A, com 0,936 pu.

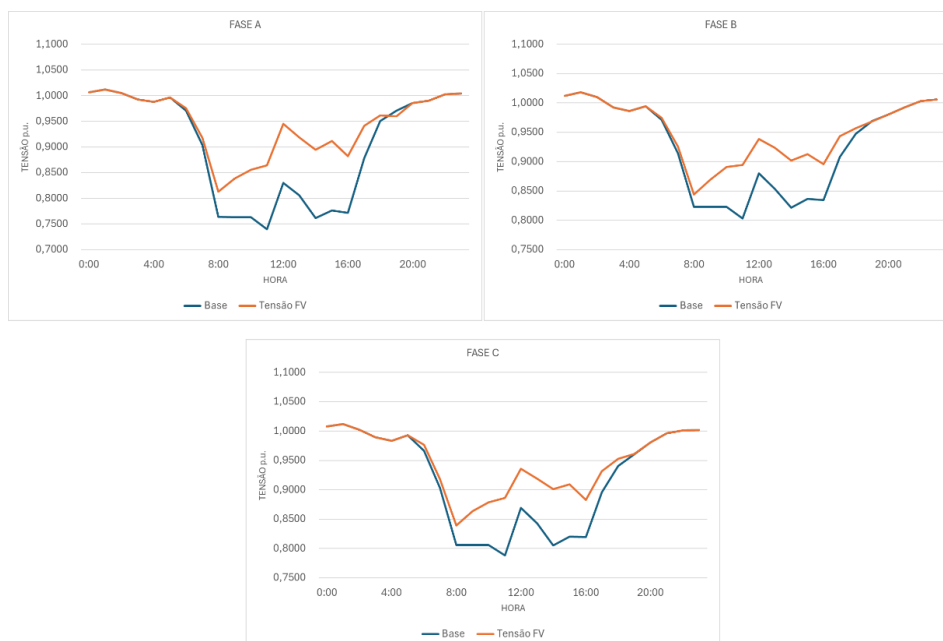
Figura 65: Perfil de tensão sistema 34 barras com fotovoltaica, às 12h



Fonte: Autor

Ao analisar a figura 66, nota-se um aumento na tensão durante o período em que a energia fotovoltaica é injetada na rede. A partir da figura 58, tem-se que embora o número de tensões críticas, situadas abaixo de 0,90pu, tenha diminuído de 29 para 16 pontos em comparação ao sistema apresentado no cenário 34.1, houve um aumento nas tensões precárias, passando de 4 para 11 pontos situados entre 0,90 e 0,93pu.

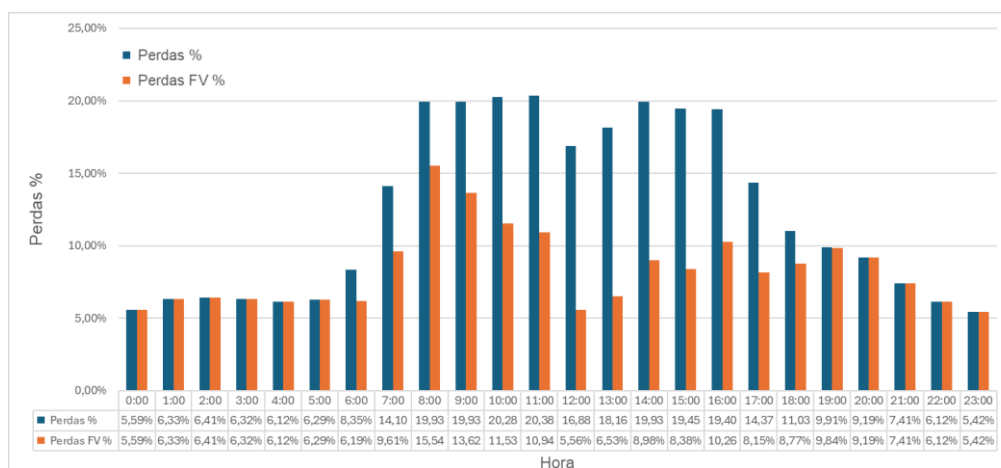
Figura 66: Variação de tensão da barra 890 no decorrer de 24 horas



Fonte: Autor

Na figura 67, analisa-se as perdas do sistema ao longo de um ciclo de 24 horas, comparando o cenário base (34.1) com o cenário de inserção fotovoltaica (34.2). Observa-se uma redução de até 67,1% nas perdas às 12:00, quando a geração fotovoltaica está sendo injetada na rede, reduzindo as perdas de 16,88% para 5,56% com a inserção da geração fotovoltaica. As perdas totais caíram de 14,92% para 9,14%, uma queda aproximada de 38,76%.

Figura 67: Perdas no sistema de 34 barras com fotovoltaica

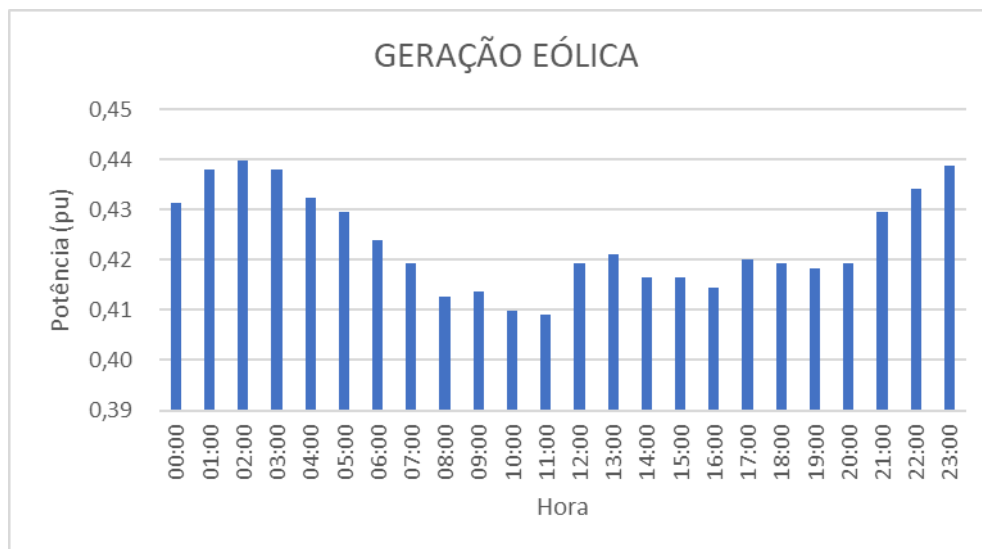


Fonte: Autor

7.2.3 Cenário 34.3: Sistema 34 barras com geração eólica

No cenário 34.3 é apresentado os resultados do sistema 34 barras apresentado no cenário 34.1, com a inserção de geração eólica. Na Figura 68, é possível visualizar o perfil de geração das fontes eólicas, evidenciando que existe injeção de geração durante todo o ciclo de 24 horas.

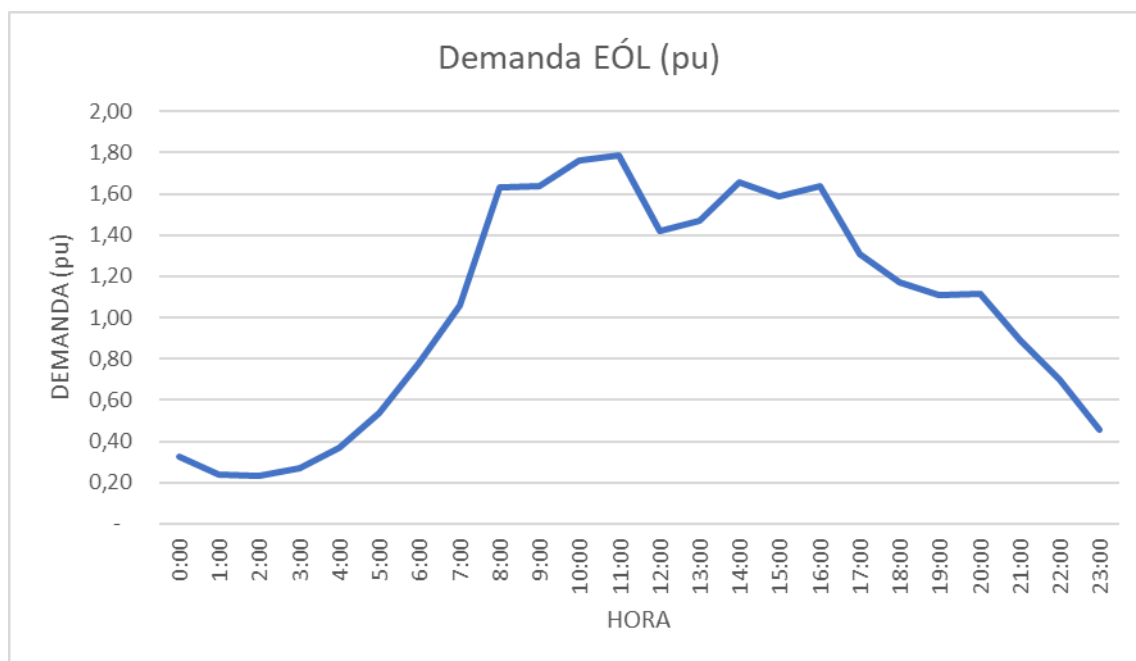
Figura 68: Curva diária de geração eólica



Fonte: Autor

A figura 69 apresenta a curva de demanda do sistema de 34 barras com a injeção de potência eólica, conforme o comportamento mostrado na figura 68. Comparando-se a figura 62 com a figura 69, observa-se que, apesar do formato da curva permanecer praticamente inalterado, houve uma queda na magnitude, com o cenário 34.3 exibindo uma menor demanda.

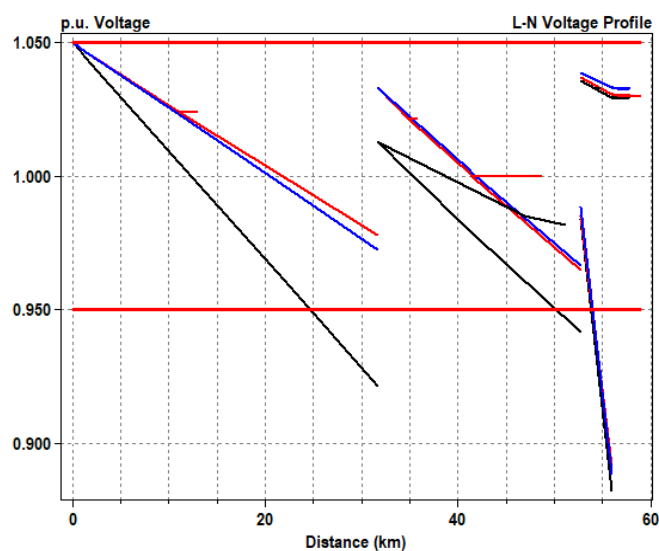
Figura 69: Curva de demanda 34 barras com geração eólica



Fonte: Autor

Na figura 70 visualiza-se o perfil de tensão do sistema com a inserção de energia proveniente de geração eólica. A análise revela que a injeção de energia eólica apresentou 3 pontos críticos abaixo de 0,90pu, com o valor máximo de tensão de 1,05 pu na barra de fornecimento em todas as fases, e o valor mínimo de 0,88 pu na barra 890, fase C.

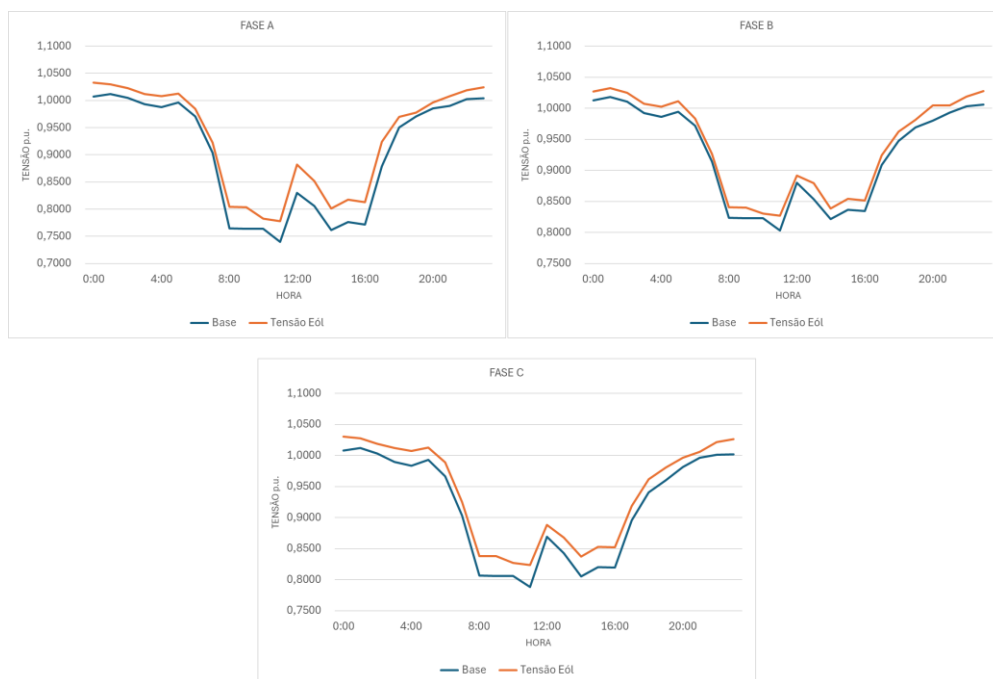
Figura 70: perfil de tensão sistema 34 barras com geração eólica, às 12h



Fonte: Autor

Na figura 71 revela-se um aumento no nível de tensão ao longo de todo o ciclo de 24 horas. Esse aumento tem um efeito positivo durante o período entre 03:00 e 22:00, quando o sistema disponibiliza tensões inferiores ao valor nominal. Analisando a figura 62 nota-se que diminuíram as tensões em níveis críticos de 29 pontos para 27 pontos abaixo de 0,90pu, em contrapartida os pontos precários aumentaram de 4 para 6, situados entre 0,90pu e 0,93pu.

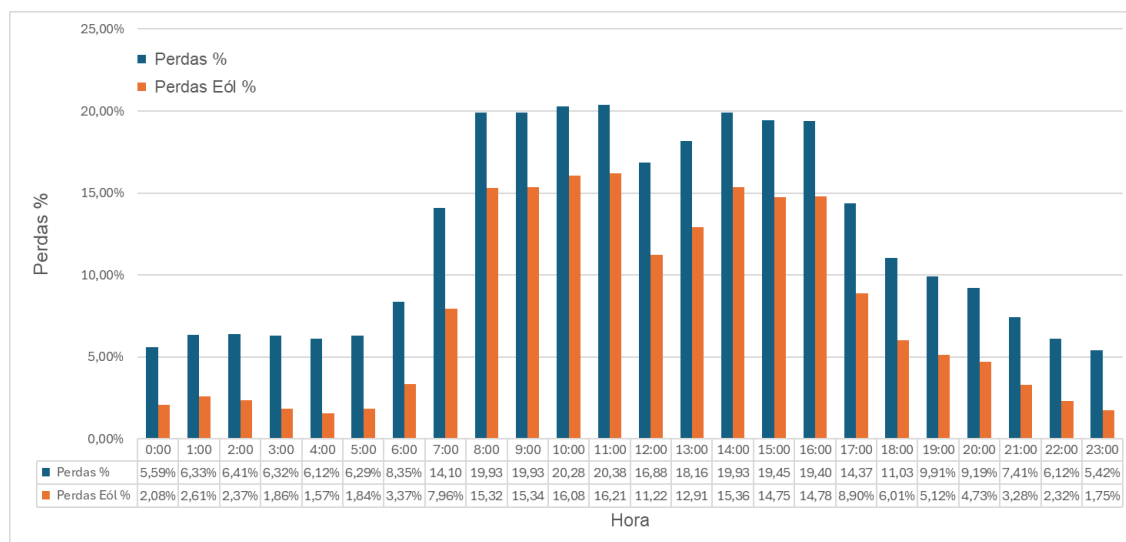
Figura 71: Variação de tensão da barra 890 no decorrer de 24 horas



Fonte: Autor

Na Figura 72 ao comparar o cenário base (34.1) com o cenário com geração fotovoltaica (34.3), tem-se que a adição da geração eólica resultou em uma redução das perdas do sistema ao longo de todo o ciclo de 24 horas. O cenário com geração eólica resulta em 31,4% a menos de perdas em comparação com o cenário base, com perdas totais reduzidas de 14,92% para 10,24%.

Figura 72: Perdas no sistema de 34 barras com geração eólica

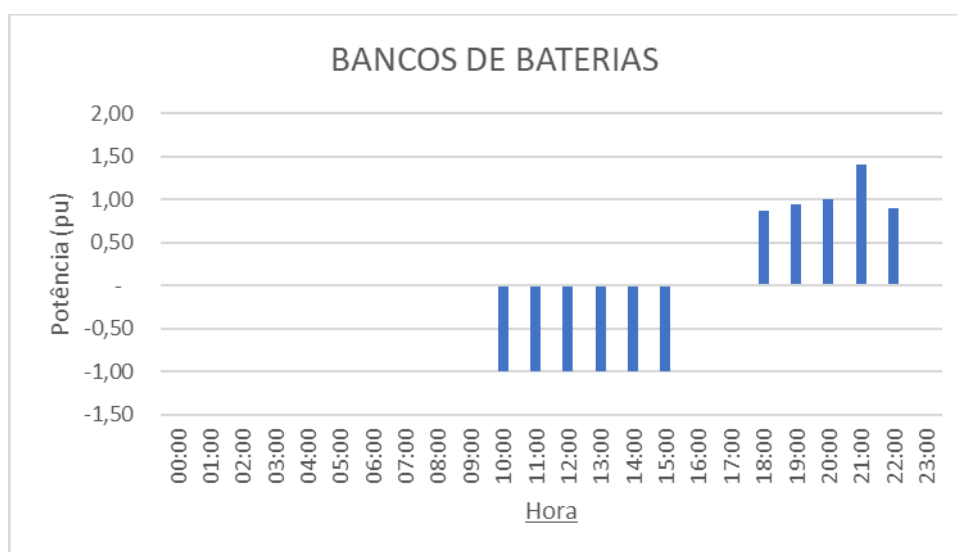


Fonte: Autor

7.2.4 Cenário 34.4: Sistema 34 barras com bancos de baterias

O cenário 34.4 traz o sistema de 34 barras apresentado no cenário 34.1, agora com a inserção de bancos de baterias. Na figura 73 analisa-se o comportamento desses bancos de baterias neste cenário, onde eles armazenam energia entre 10h e 15h, atuando de forma análoga a uma carga, e fornecem energia entre 18h e 22h, atuando como geradores.

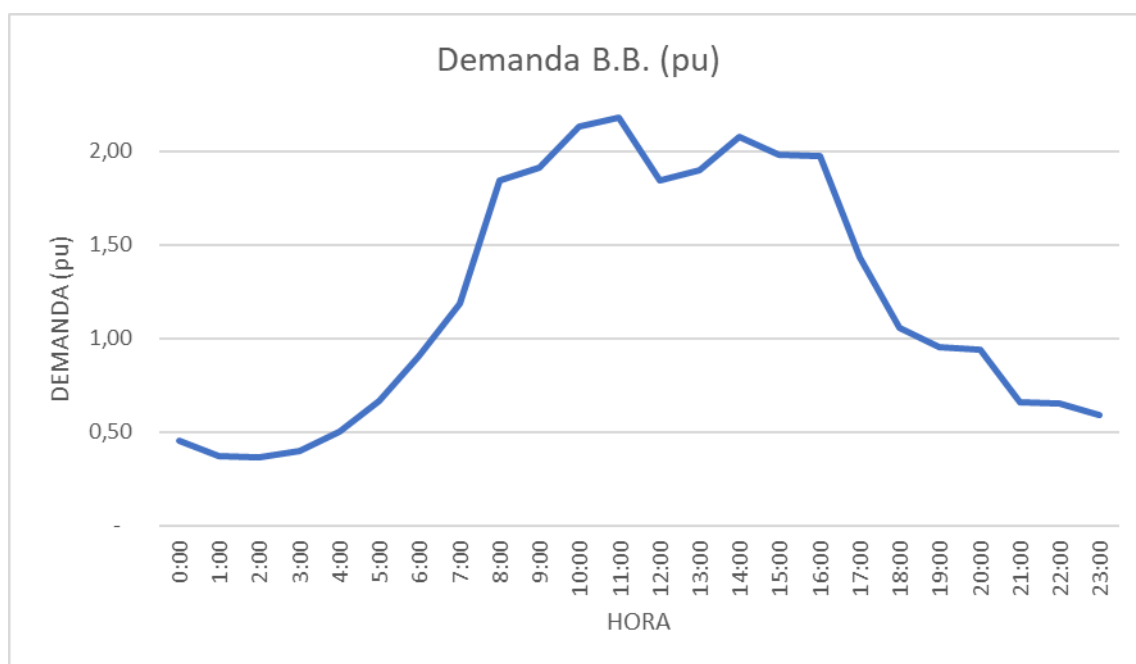
Figura 73: Curva de armazenamento e fornecimento de energia dos bancos de bateria



Fonte: Autor

A figura 74 apresenta a curva de demanda do sistema base (34.1) com a adição de bancos de baterias à rede. Observa-se que, durante o período em que os bancos de baterias estão armazenando energia, há um aumento na demanda, enquanto, durante o fornecimento, há uma queda na demanda, comportamento ilustrado na figura 73.

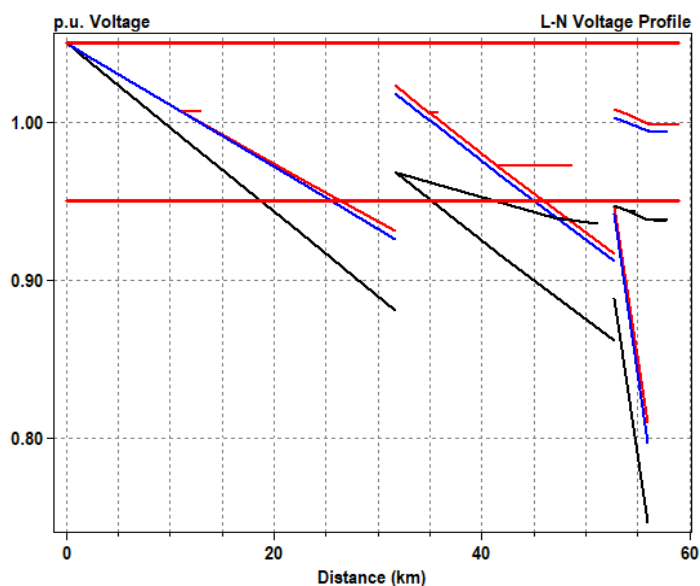
Figura 74: Curva de demanda 34 barras com bancos de baterias



Fonte: Autor

Na figura 75 visualiza-se o perfil de tensão do sistema quando os bancos de baterias estão consumindo energia para armazenamento, aumentando assim a carga do sistema. A análise dessa figura revela uma deterioração no perfil de tensão, resultando em 6 novas tensões em níveis críticos abaixo de 0,90pu, e 6 tensões em níveis precários, situadas entre 0,90pu e 0,93pu. A tensão máxima registrada foi de 1,05 pu nas barras de fornecimento em todas as fases, enquanto a tensão mínima atingiu 0,75 pu na barra 890, fase C.

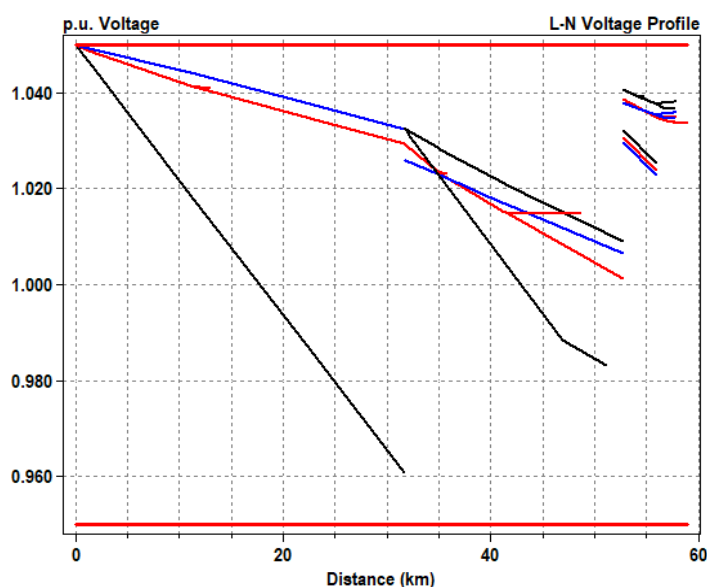
Figura 75: Perfil de tensão sistema 34 barras com bancos de bateria, às 12h



Fonte: Autor

Na figura 75 tem-se o perfil de tensão quando os bancos de bateria estão fornecendo energia para a rede. A partir da Figura 76 tem-se que, durante o fornecimento de energia pelos bancos, o perfil de tensão se mantém dentro dos padrões adequados, entre 0,93pu e 1,05pu, com a tensão máxima alcançando 1,05 pu na barra fornecedora e a tensão mínima sendo de 0,96 pu na barra 814, fase A.

Figura 76: Perfil de tensão sistema 34 barras com bancos de bateria, às 20h

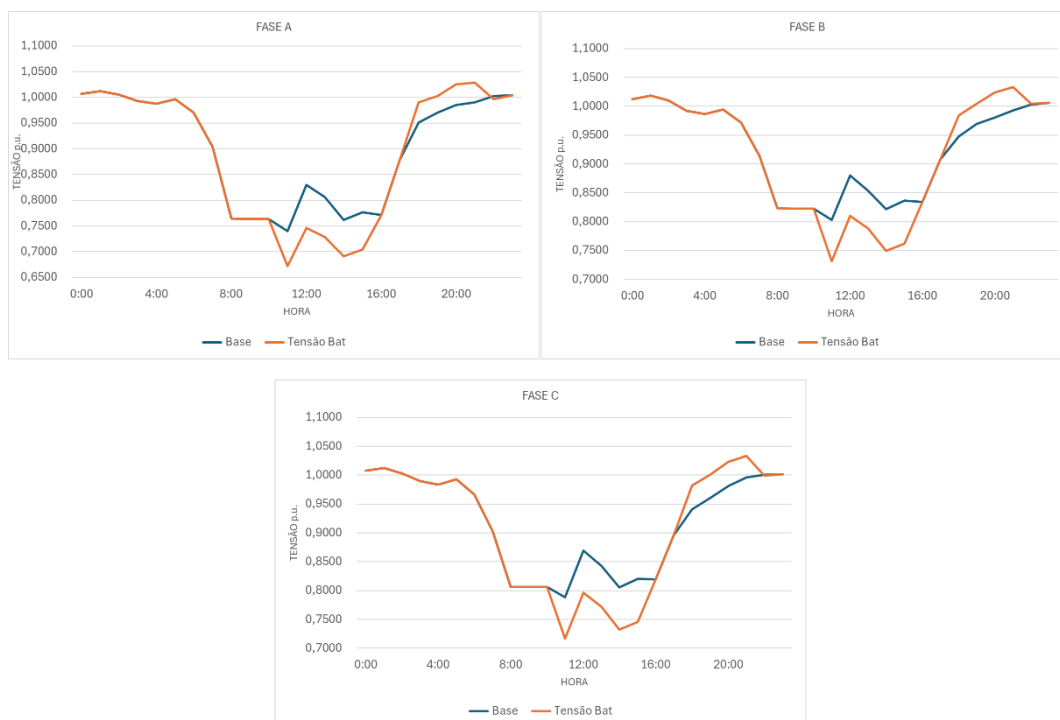


Fonte: Autor

Na figura 77 visualiza-se o comportamento da barra 890 após a inserção dos bancos de bateria. Durante o carregamento, a tensão da barra tem queda, distanciando-se do valor nominal. Em contraste, durante o fornecimento de energia

para a rede, a tensão aumenta, aproximando-se e até superando o valor nominal em determinados períodos. Apesar das alterações, as tensões em níveis críticos e precários mantêm-se inalteradas.

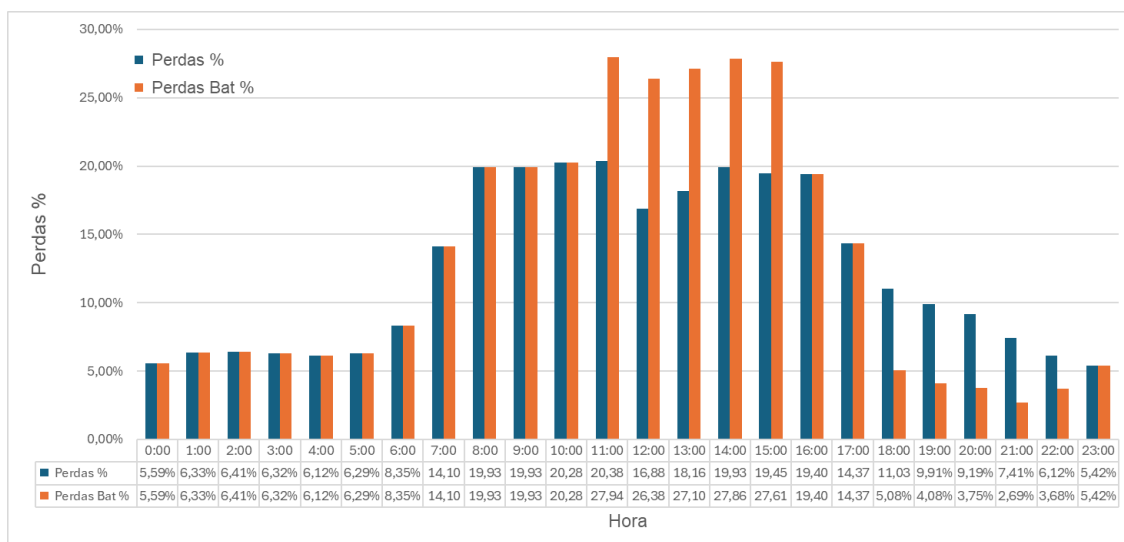
Figura 77: Variação de tensão na fase A da barra 890 no decorrer de 24 horas



Fonte: Autor

Na figura 78 é apresentado que as perdas variam conforme o estado de operação do sistema: sem a intervenção dos bancos de baterias, durante o carregamento dos bancos e durante o fornecimento de energia por eles. Quando comparado com o cenário 34.1, observa-se uma redução nas perdas durante os períodos de fornecimento de energia pelos bancos, enquanto há um aumento nas perdas durante o carregamento. No final, as perdas são 10,21% superiores às observadas no sistema base do cenário 34.1, passando de 14,92% no sistema base para 16,45% no cenário com armazenamento, refletindo o impacto do armazenamento no sistema.

Figura 78: Perdas no sistema de 34 barras com bancos de baterias

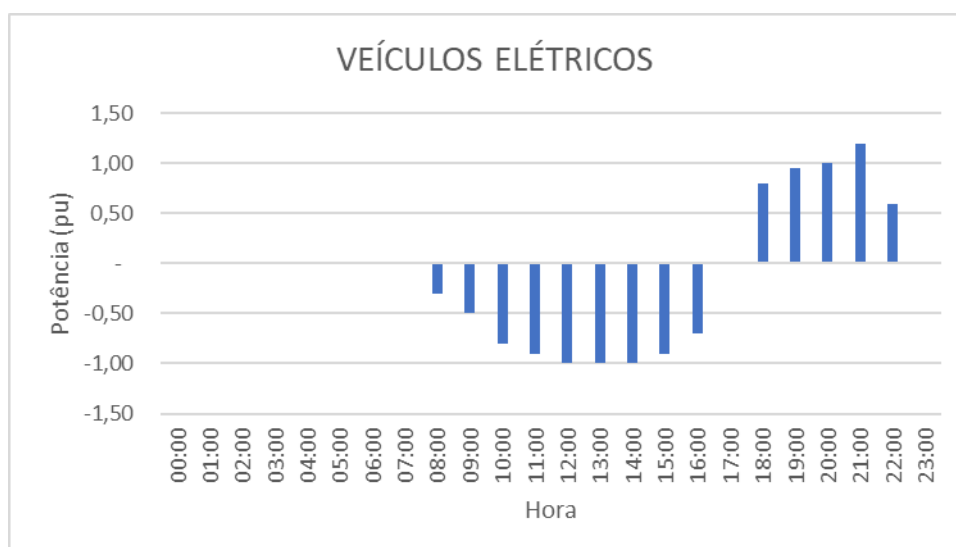


Fonte: Autor

7.2.5 Cenário 34.5: Sistema 34 barras com carga/descarga de veículos elétricos

Através do cenário 34.4 é apresentada uma proposta similar ao cenário 34.5, porém, ao invés de inserir bancos de baterias no sistema, foi inserida uma frota de veículos elétricos. Veículos elétricos consomem energia elétrica como forma de abastecimento, porém, também estão aptos a fornecer energia para o sistema. Na figura 79 tem-se a influência dos veículos elétricos no sistema, mostrando que eles atuam como carga entre 8h e 16h e como geradores entre 18h e 22h.

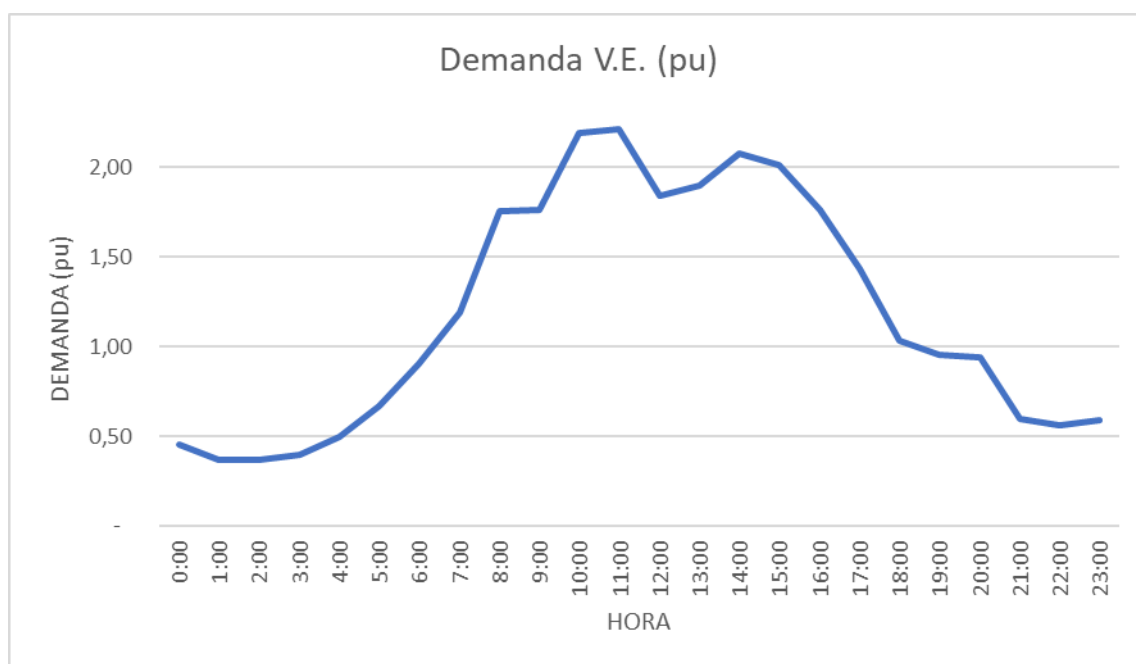
Figura 79: Curva de armazenamento e fornecimento de energia dos veículos elétricos



Fonte: Autor

Na figura 80 é apresentada a curva de demanda do sistema de 34 barras quando se insere a frota de veículos elétricos no sistema elétrico de distribuição. No período entre 8h e 16h, há um aumento na demanda, enquanto entre 18h e 22h, há uma queda. Esse comportamento é detalhado na figura 79, onde se pode observar o consumo e o fornecimento de energia da frota de veículos elétricos utilizada neste estudo. a figura 80 tem a curva de demanda do sistema 13 barras quando se insere a frota de veículos elétricos no sistema elétrico de distribuição. No período entre 8h e 16h existe aumento na demanda da demanda, enquanto entre 18h e 22h existe queda, esse comportamento é representado na figura 79, onde pode-se ver o consumo e fornecimento de energia dessa frota de veículos elétricos usada neste trabalho.

Figura 80: Curva de demanda 34 barras com veículos elétricos

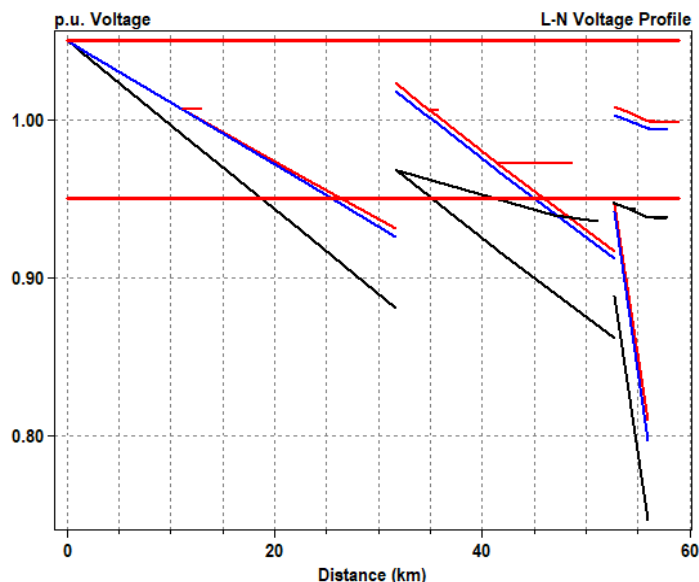


Fonte: Autor

Tanto no cenário 34.5 quanto no cenário 34.4, o sistema de 34 barras tem dois perfis de tensão distintos: um durante o consumo de energia e outro durante o fornecimento. Os resultados de perfil de tensão do sistema durante o carregamento dos veículos elétricos são visualizados na figura 81, evidenciando uma piora significativa no perfil de tensão. Observou-se um aumento de seis pontos de tensão em níveis críticos, com valores abaixo de 0,90 pu, e seis pontos em níveis precários, situando-se entre 0,90 pu e 0,93 pu. A tensão máxima registrada atingiu 1,05 pu na

barra de fornecimento em todas as fases, enquanto a tensão mínima foi de 0,75 pu na barra 890, fase A. Este cenário demonstra o impacto negativo do carregamento de veículos elétricos sobre a estabilidade do sistema elétrico.

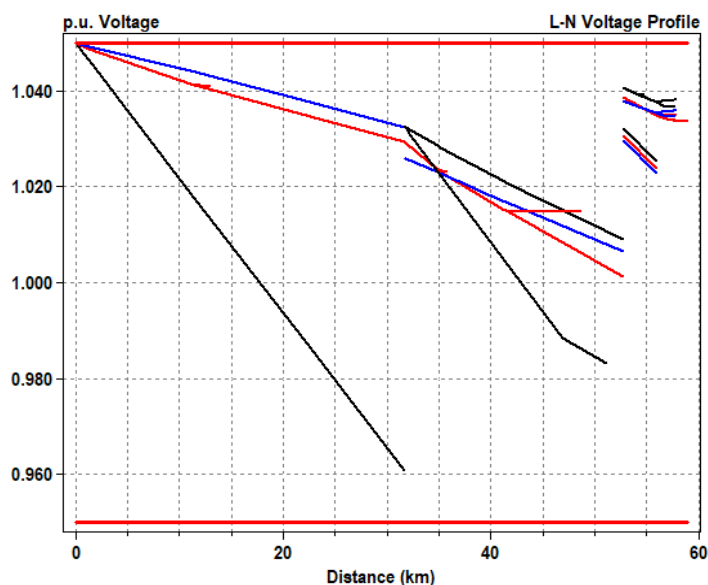
Figura 81: Perfil de tensão sistema 34 barras com veículos elétricos, às 12h



Fonte: Autor

Os resultados do sistema durante o fornecimento de energia pelos veículos elétricos podem ser analisados na figura 82. Nesse horário, todas as tensões mantêm-se em níveis adequados, situando-se entre 0,93pu e 1,05pu, com a tensão máxima atingindo 1,05 pu na barra de fornecimento em todas as fases. A tensão mínima observada é de 0,96 pu na barra 814, fase A, representando um aumento em relação aos valores anteriores. Esse aumento no nível de tensão mínima indica uma melhora no perfil de tensão do sistema durante o fornecimento de energia pelos veículos elétricos, comparado ao período de carregamento.

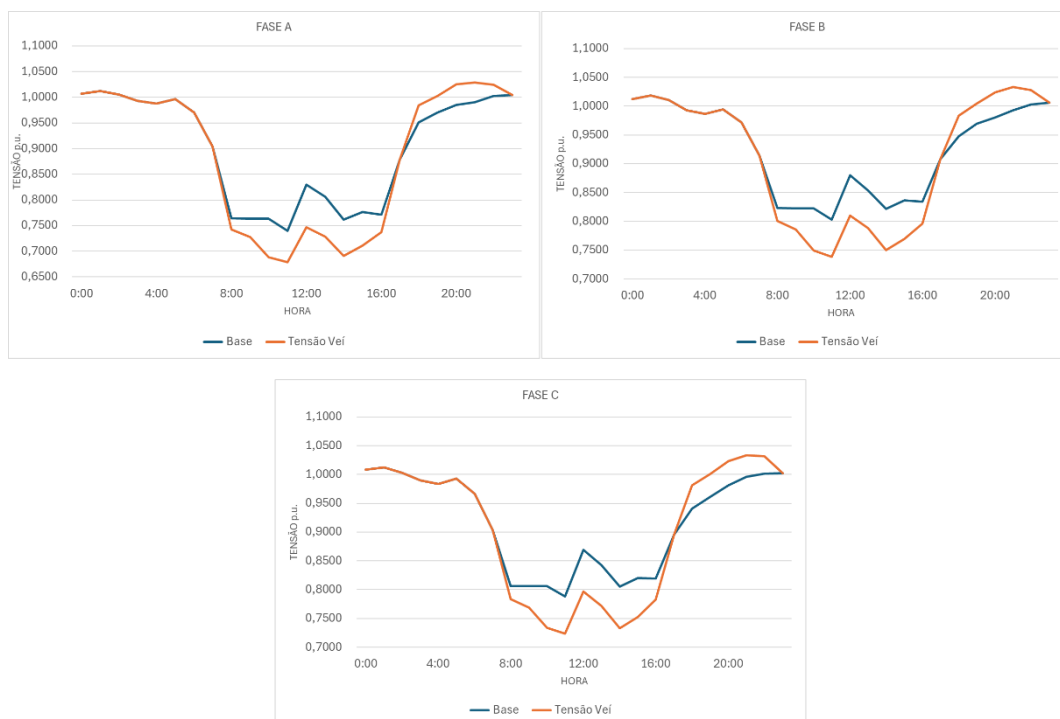
Figura 82: Perfil de tensão sistema 34 barras com veículos elétricos, às 20h



Fonte: Autor

Na Figura 83 tem-se que o comportamento da barra 890 no cenário 34.5 foi semelhante ao observado no cenário 34.4, com uma diferença notável: no cenário 34.5 a tensão começou a decair horas antes e de maneira mais gradual, devido ao perfil de armazenamento estabelecido para os veículos elétricos. Neste cenário é apresentado que o comportamento atual manteve os níveis de tensão críticos e precários, com 29 pontos de tensão em níveis críticos com valores abaixo de 0,90pu e, 4 pontos de tensão em níveis precários situados entre 0,90pu e 0,93pu.

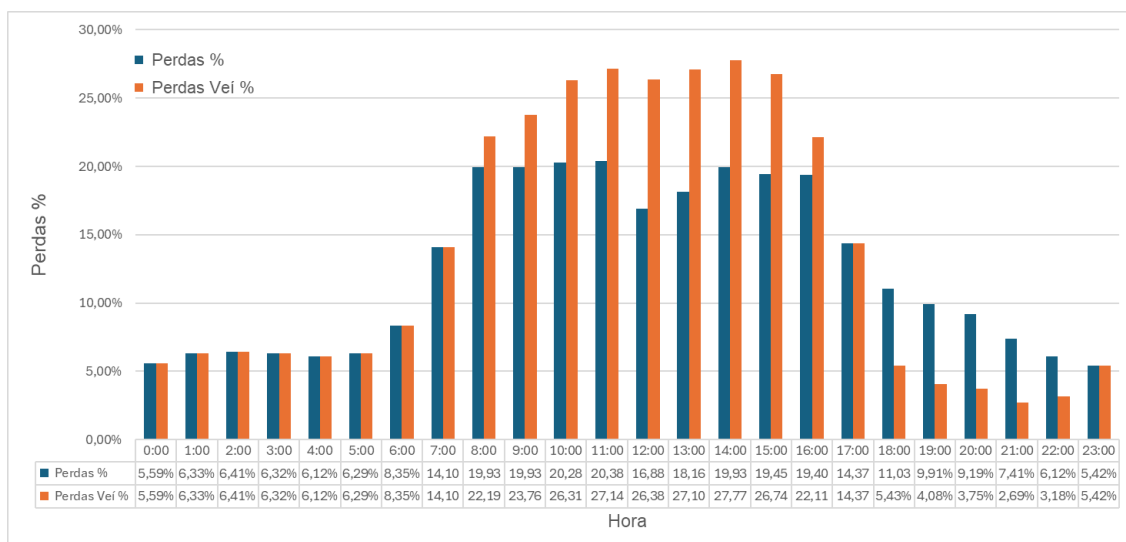
Figura 83: Variação de tensão da barra 890 no decorrer de 24 horas



Fonte: Autor

A análise da Figura 84 revela um aumento de 15,86% nas perdas com a inserção de veículos elétricos quando comparado com o cenário base (34.1), com as perdas aumentando de 14,92% para 17,29%. Esse aumento é principalmente atribuído ao comportamento do sistema, que tem alta demanda durante o dia. Os veículos são carregados na maior parte do dia e fornecem menos energia à noite em comparação com os bancos de bateria, resultando em perdas maiores do que as observadas em outros cenários.

Figura 84: Perdas no sistema de 34 barras com veículos elétricos

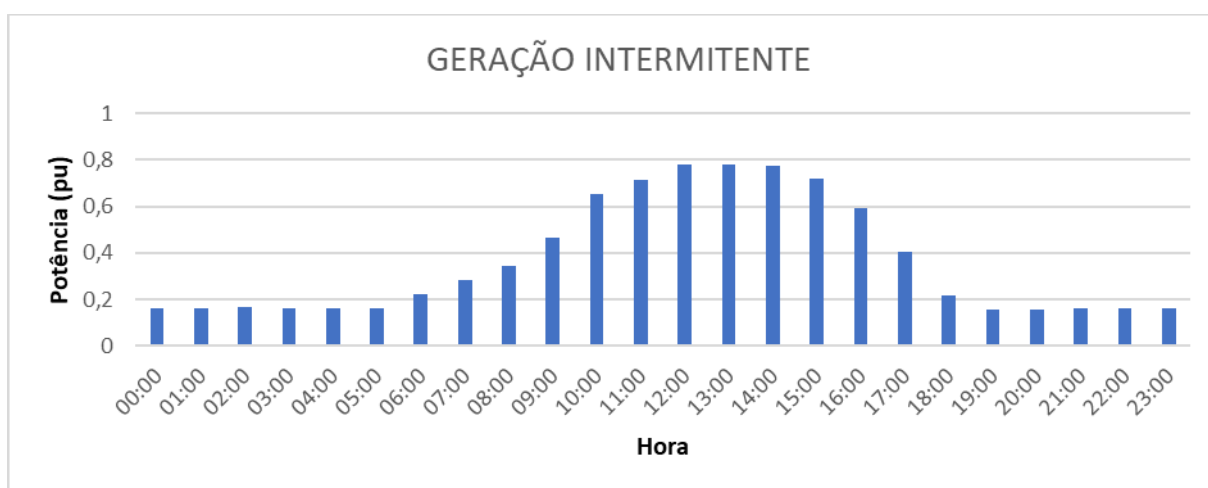


Fonte: Autor

7.2.6 Cenário 34.6: Sistema 34 barras com fontes intermitentes (eólica e fotovoltaica)

A proposta do cenário 34.6 é inserir todas as fontes intermitentes apresentadas nos cenários anteriores no sistema base de 34 barras. O comportamento combinado de todas as fontes intermitentes – geração eólica e fotovoltaica – é apresentado na figura 85.

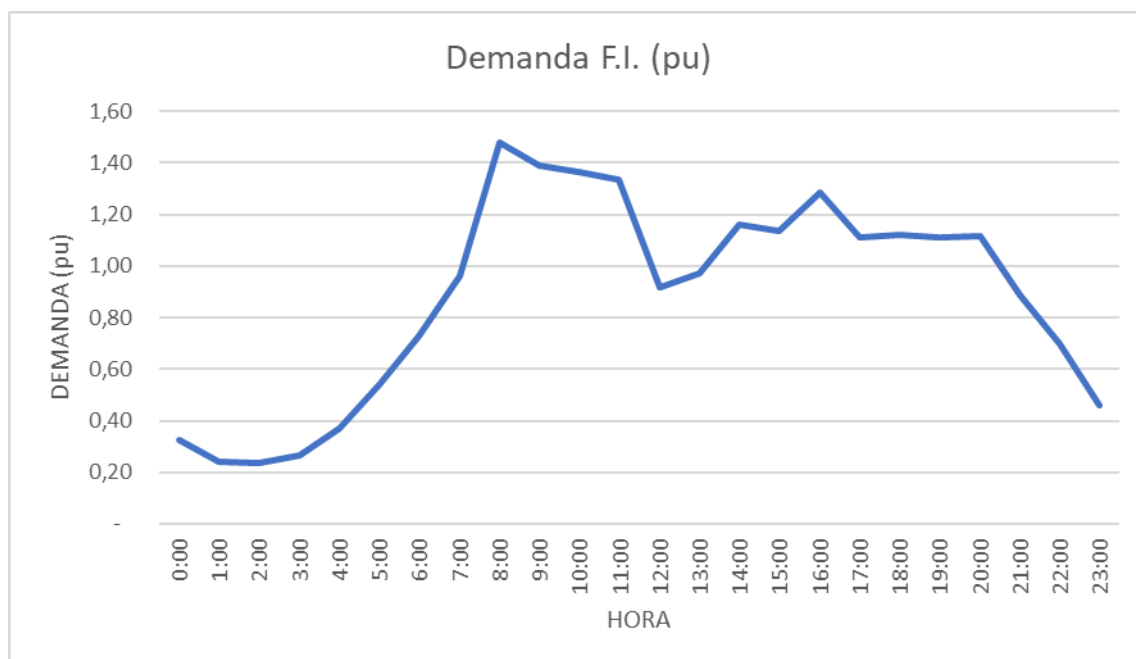
Figura 85: Curva diária de todas as fontes intermitentes atuando simultaneamente



Fonte: Autor

Na figura 86 é apresentada a curva de demanda do sistema de 34 barras quando se injeta geração eólica e fotovoltaica, cada qual com seu comportamento individual, porém atuando em conjunto. Entre os cenários de 34 barras estudados neste trabalho, este cenário apresenta a maior queda de demanda. Ao comparar as figuras 85 e 86, observa-se que essa queda é explicada pelo fato de haver geração em todo o período de 24 horas.

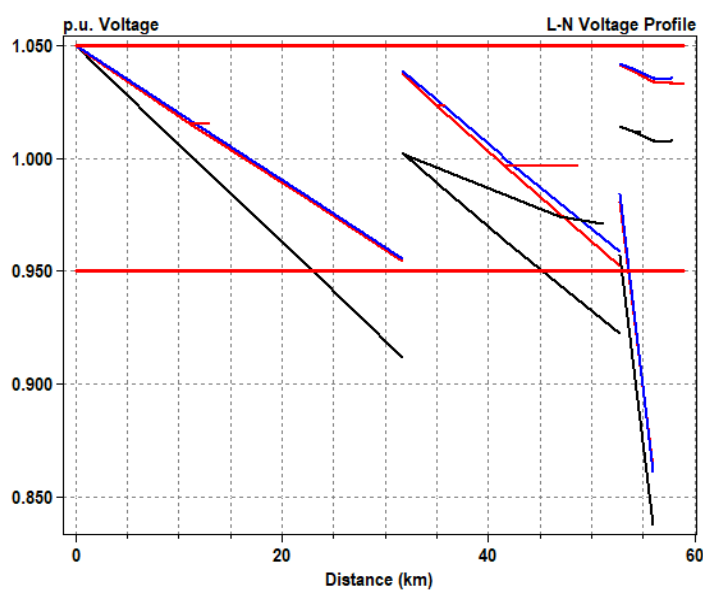
Figura 86: Curva de demanda 34 barras com geração intermitente



Fonte: Autor

No perfil de tensão do cenário 34.6 são apresentadas todas as tensões em níveis adequados, entre 0,93pu e 1,05pu, com aumento geral no nível de tensão, conforme figura 87. A tensão máxima é de 1,05 pu em todas as fases da barra de fornecimento, e a tensão mínima é de 0,95 na barra 890, fase A.

Figura 87: Perfil de tensão 34 barras com todas as fontes intermitentes, às 12h



Fonte: Autor

Na Figura 88 é apresentado um aumento na tensão ao longo de toda a curva de comportamento de tensão na barra 890. Identificaram-se 14 pontos críticos, todos abaixo de 0,90pu, e 6 pontos precários, situados entre 0,90pu e 0,93pu, resultando no melhor cenário para o sistema de 34 barras.

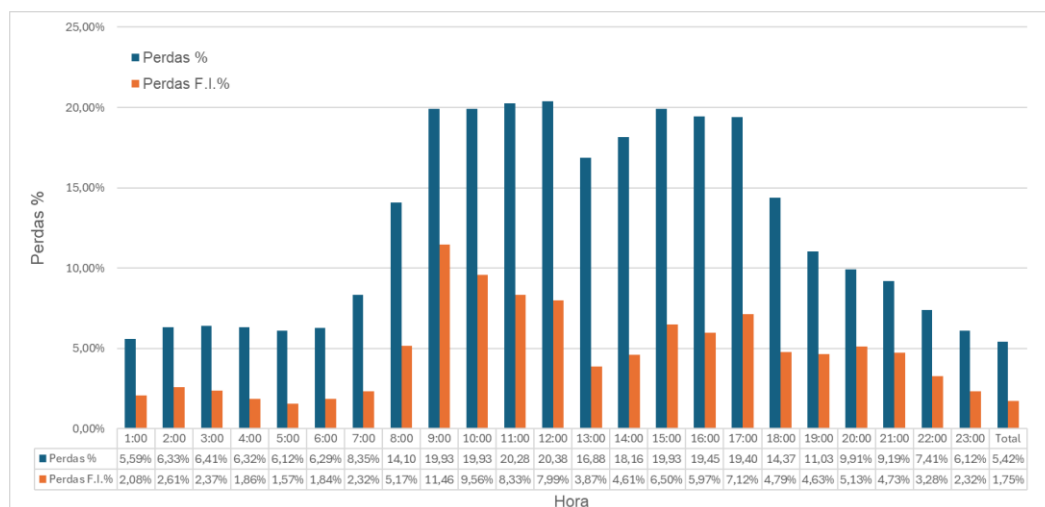
Figura 88: Variação de tensão da barra 890 no decorrer de 24 horas



Fonte: Autor

Na Figura 89 tem-se uma redução de 61,80% nas perdas totais do sistema quando se compara este cenário com o cenário base (34.1), saindo de 14,92% para 5,70%, apresentando quedas ao longo de todo o período analisado. Esse resultado indica que a inserção de fontes intermitentes contribuiu significativamente para a melhoria da eficiência do sistema, reduzindo as perdas e, consequentemente, aprimorando o desempenho geral da rede elétrica.

Figura 89: Perdas no sistema de 34 barras com todas as fontes intermitentes

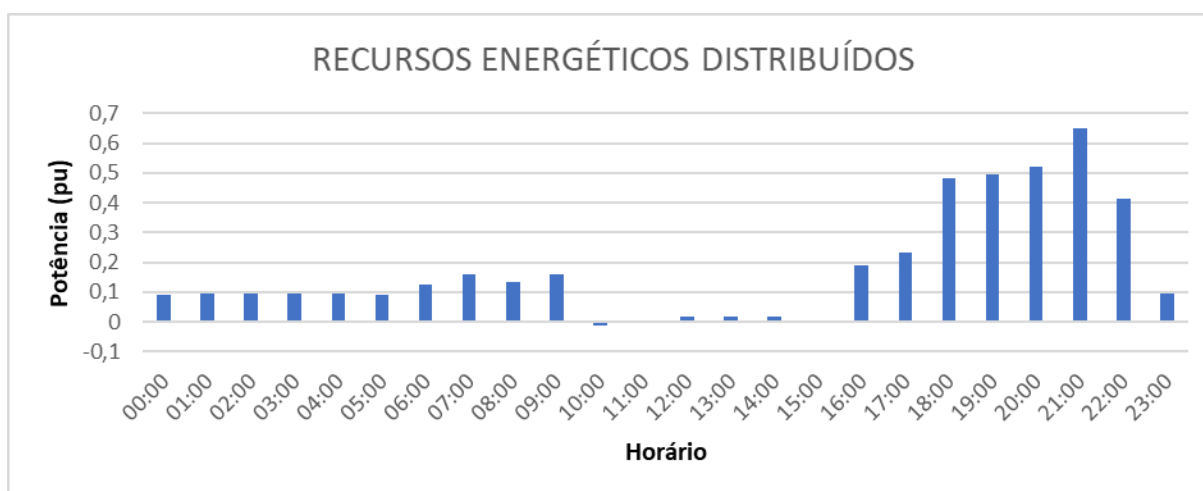


Fonte: Autor

7.2.7 Cenário 34.7: Sistema 34 barras com todos os recursos energéticos distribuídos citados inseridos

A proposta do cenário 34.7 é inserir todas os recursos energéticos apresentados nos cenários anteriores no sistema base de 34 barras. Na figura 90 tem-se o comportamento combinado de todas as fontes intermitentes, bancos de baterias e veículos elétricos.

Figura 90: Curva diária de todos os recursos energéticos distribuídos atuando simultaneamente

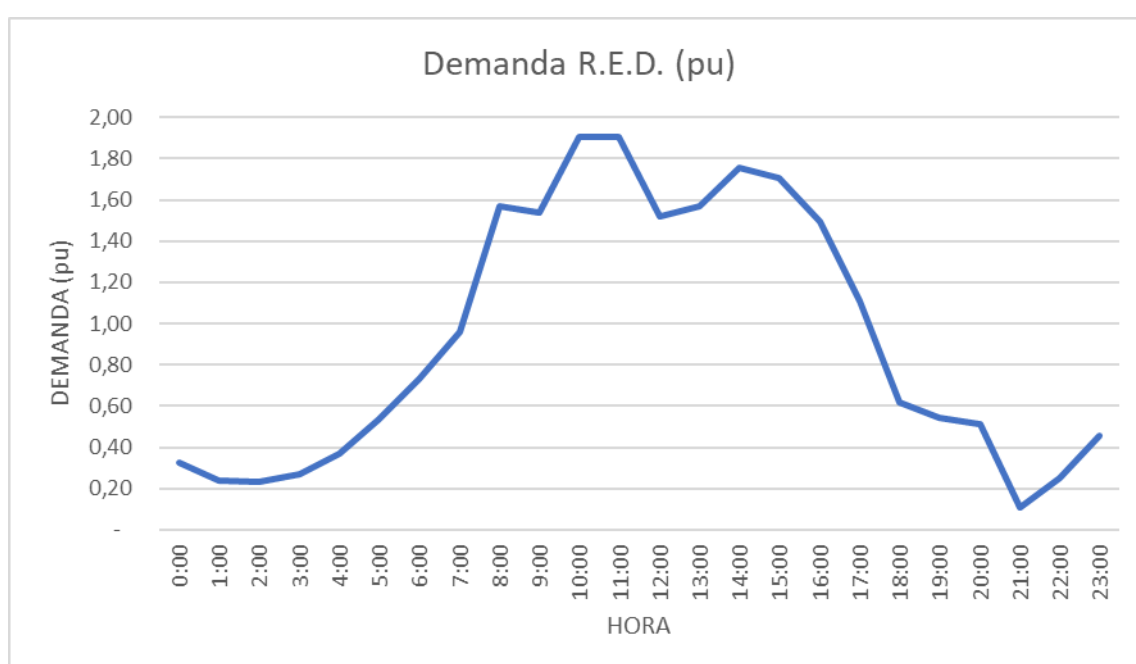


Fonte: Autor

No cenário 34.7, todos os recursos analisados anteriormente são empregados, atuando em paralelo conforme o comportamento proposto para cada um. Isso resulta

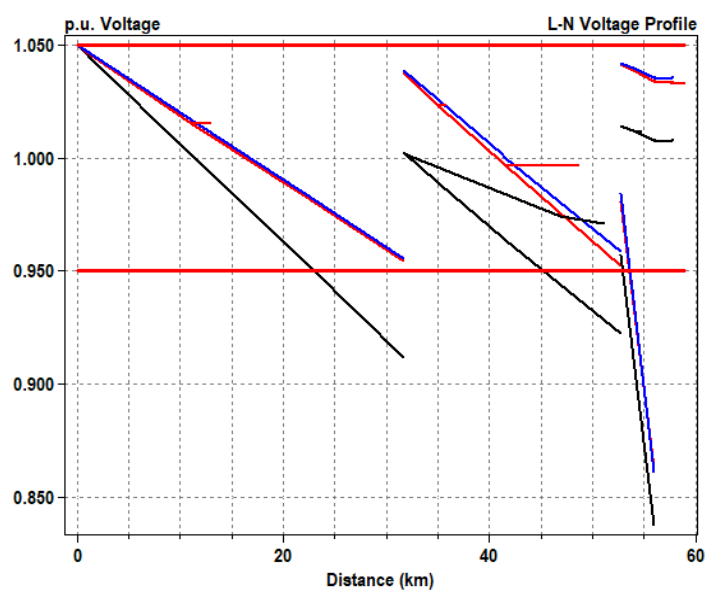
em acréscimo de carga e geração no sistema, efeitos que impactam diretamente nos níveis de tensão e nas perdas do sistema. Nesse contexto, tem-se na figura 92 o perfil de tensão do sistema durante o período de armazenamento de energia pelos bancos de baterias e veículos elétricos. A análise revela uma deterioração no perfil de tensão, com 6 pontos abaixo de 0,90pu, atingindo níveis críticos e, 2 pontos apresentando níveis precários, entre 0,90pu e 0,93pu, com tensão máxima de 1,05 pu em todas as fases da barra de fornecimento, e tensão mínima de 0,84 na barra 890, fase A.

Figura 91: Curva de demanda 34 barras com todos os recursos energéticos distribuídos



Fonte: Autor

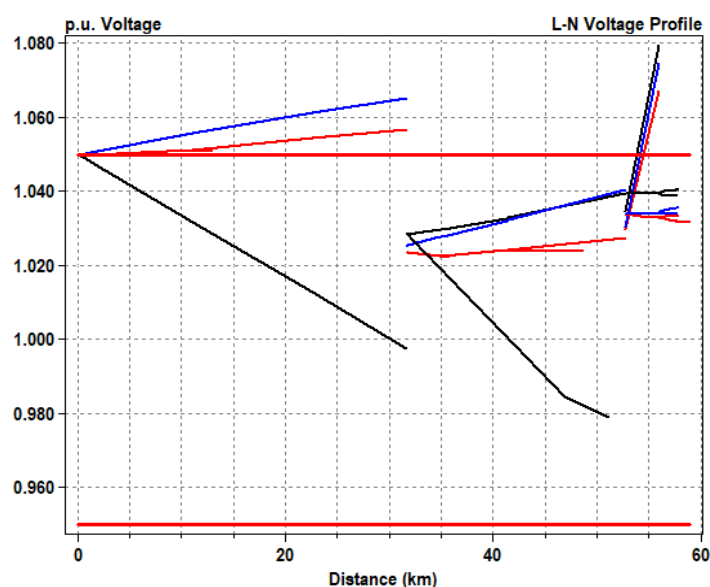
Figura 92: Perfil de tensão 34 barras com todos os recursos energéticos distribuídos, às 12h



Fonte: Autor

Na figura 93, tem-se o perfil de tensão do sistema durante o fornecimento de energia dos bancos de baterias e veículos elétricos, paralelamente com as fontes intermitentes. Observa-se uma deterioração no sistema, com 15 pontos de tensão acima de 1,05pu, atingindo níveis críticos. A tensão máxima registrada é de 1,08 pu na barra 890, fase A, enquanto a tensão mínima é de 0,98 pu na barra 822, também na fase A.

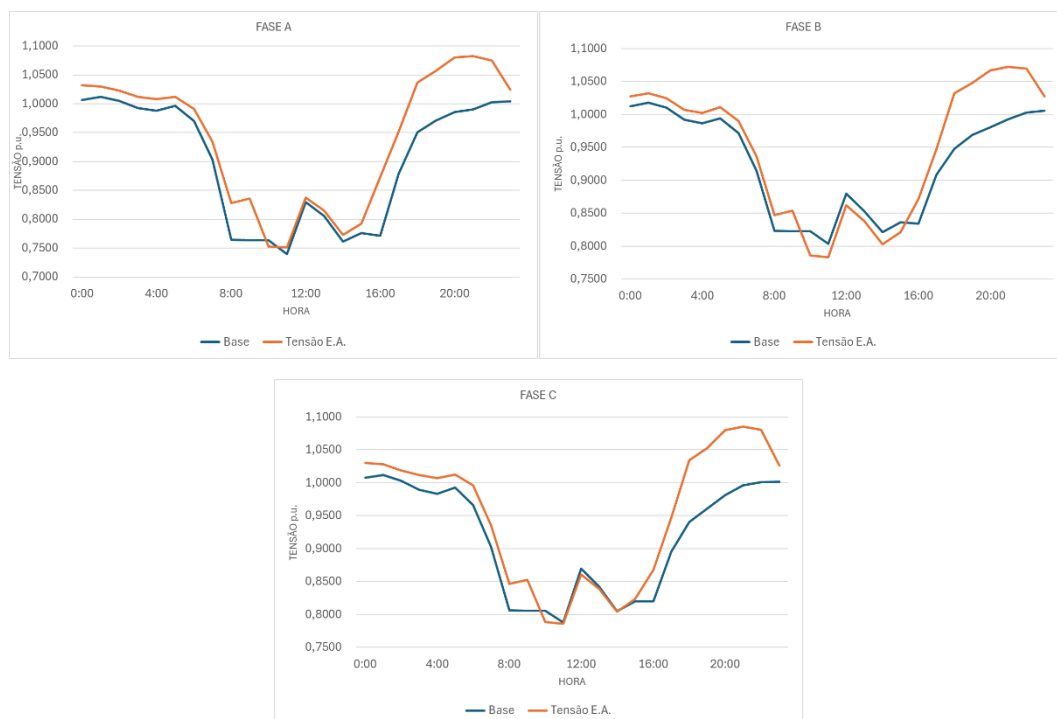
Figura 93: Perfil de tensão 34 barras com todos os recursos energéticos distribuídos, às 20h



Fonte: Autor

Na figura 94 são apresentados aumentos de tensão em grande parte da curva, com exceção do período em que tanto os bancos de baterias quanto os veículos elétricos iniciam o armazenamento de energia, entre 10h e 15h. O aumento da tensão é mais pronunciado durante a noite, ultrapassando o valor nominal, devido à maior geração de energia eólica e ao fornecimento de energia pelos veículos elétricos e bancos de armazenamento. Esse excesso de geração, combinado com a redução da demanda conforme apresentado na figura 91, resulta em 38 pontos de tensão com níveis críticos, sendo 9 pontos de tensão acima de 1,05pu e 29 pontos de tensão abaixo de 0,90pu.

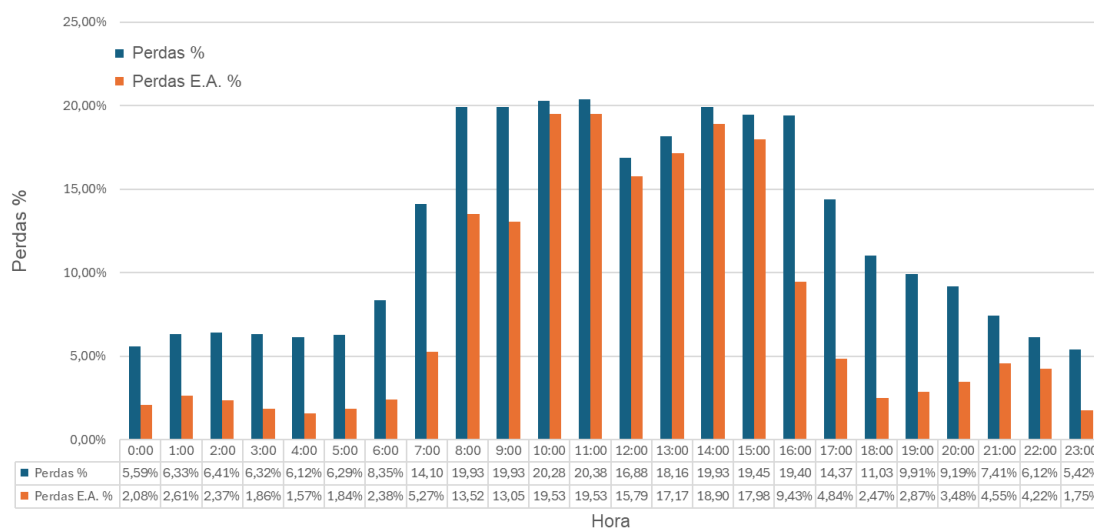
Figura 94: Variação de tensão da barra 890 no decorrer de 24 horas



Fonte: Autor

Na Figura 95 é apresentado uma redução de 29,96% nas perdas totais do sistema quando comparado com o sistema base (34.1), diminuindo de 14,92% para 10,45%, com queda ao longo de todo o período analisado. Esse resultado indica que a inserção de fontes intermitentes contribuiu significativamente para a melhoria da eficiência do sistema, reduzindo as perdas e, conseqüentemente, aprimorando o desempenho geral da rede elétrica.

Figura 95: Perdas no sistema de 34 barras com todos recursos energéticos distribuídos



Fonte: Autor

7.3 Considerações sobre os cenários

Em contraste com o sistema de 13 barras, que tem perdas menores, o sistema de 34 barras distribui energia para barras mais distantes: enquanto a barra mais distante no sistema de 13 barras está a 1,5 km, no sistema de 34 barras essa distância é de aproximadamente 60 km. A injeção de energia em barras próximas a essas barras mais remotas resulta em menores perdas durante a distribuição, uma vez que a subestação não precisa fornecer toda a energia, reduzindo assim as perdas associadas ao percurso de distribuição.

Considerando os Cenários 13.1 e 34.1 como referências, uma vez que não incluem fontes intermitentes, bancos de baterias ou veículos elétricos, foram avaliados os impactos da inserção desses recursos nos sistemas de 13 e 34 barras, respectivamente. A inclusão de geração fotovoltaica nos Cenários 13.2 e 34.2 resultou em melhorias tanto no controle de tensão quanto na redução das perdas. A análise do perfil de tensão nesses cenários com fotovoltaica revelou uma diminuição no número de tensões críticas, mantendo-se entre 0,93pu e 1,05pu. Observou-se, através das barras 671 e 890, que os níveis de tensão melhoraram ao longo das 24 horas, com uma redução nas tensões críticas, acima de 1,05pu ou abaixo de 0,93pu, embora tenha ocorrido um aumento nas tensões precárias, situadas entre 0,90pu e 0,93pu.

Nos cenários com inserção de geração eólica, observou-se uma melhora significativa nas perdas, embora o impacto no controle de tensão tenha sido menos expressivo em comparação com outros cenários. Especificamente, apenas a barra 671 do sistema de 13 barras apresentou uma melhoria, onde o ponto de tensão às 12h que estava em nível crítico no sistema base passou a se encontrar em um nível adequado. Na tabela 10 são apresentadas as informações de perdas, as maiores e menores tensões de cada cenário são informadas, e também se informam a quantidade de pontos críticos (maiores que 1,05pu ou menor que 0,90pu) visualizados nos perfis de tensão.

Tabela 9: Resultados de todos os cenários apresentados

CENÁRIOS	13 BARRAS				34 BARRAS			
	PERDAS	DIFERENÇA	TENSÃO MÁXIMA (pu)	TENSÃO MÍNIMA (pu)	PERDAS	DIFERENÇA	TENSÃO MÁXIMA (pu)	TENSÃO MÍNIMA (pu)
Base	3,49%	0,00%	1,05	0,96	14,92%	0,00%	1,05	0,83
FV	2,73%	-21,92%	1,03	0,93	9,14%	-38,76%	1,05	0,94
EÓL	3,08%	-11,72%	1,05	0,96	10,24%	-31,40%	1,05	0,88
BATERIAS	3,56%	2,03%	1,07	0,95	16,45%	10,21%	1,05	0,75
V.E.	3,66%	4,95%	1,07	0,95	17,29%	15,86%	1,05	0,75
F.I.	2,40%	-31,17%	1,03	0,97	5,70%	-61,80%	1,05	0,95
ELEM. ATIVOS	2,66%	-23,76%	1,07	0,94	10,45%	-29,96%	1,05	0,84

Nos cenários base, 13.1 e 34.1, tanto o sistema de 13 barras quanto o de 34 barras mantiveram o perfil de tensão dentro dos padrões estabelecidos pelo PRODIST, apresentando todos os níveis adequados, entre 0,93pu e 1,05pu. No entanto, à medida que novos elementos foram integrados ao sistema, o comportamento deste começou a se alterar. Em algumas ocasiões, o desempenho permaneceu adequado, enquanto em outras, houve melhoras e pioras. Casos que apresentaram pioras foram observados particularmente em cenários com apenas veículos elétricos ou apenas bancos de baterias, e no sistema de 34 barras quando todos os recursos energéticos distribuídos foram incrementados. No caso dos bancos de baterias e veículos elétricos, observou-se uma deterioração no contexto geral devido às escolhas inadequadas para o comportamento desses elementos. A injeção de carga no sistema ocorreu durante períodos de alta demanda, enquanto o fornecimento de energia foi realizado em horários com demandas relativamente inferiores aos picos de consumo.

No cenário 13.7, a mudança no perfil de tensão na barra 671 do sistema 13 barras, apresentou melhoras relacionadas ao nível de tensão no decorrer de 24 horas, aproximando o valor de tensão das barras ao valor nominal de 1,0pu, apresentando dois pontos com tensão superior a 1,05pu a menos. Na barra 890 do sistema de 34 barras, houve 38 pontos críticos (maiores de 1,05 pu ou menores de 0,90pu) de tensão no cenário 34.7, um aumento de 9 pontos em relação ao cenário 34.1. De maneira geral, as tensões no sistema de 13 barras mostraram melhores resultados quando com todos os recursos energéticos distribuídos foram inseridos no sistema, quando

comparado com o sistema de 34 barras, que apresentou uma piora com a inserção dos recursos energéticos.

No que diz respeito às perdas, ambos os cenários demonstraram uma redução significativa. Para o sistema de 13 barras, o cenário 13.6 com a inserção das fontes intermitentes, houve a maior redução nas perdas, alcançando uma diminuição de 68,77%, resultando no melhor cenário deste sistema para os parâmetros definidos. Para o sistema de 34 barras, o cenário 34.6 que inclui geração fotovoltaica e eólica, foi o melhor cenário em relação a redução nas perdas, com uma queda de 61,80%, enquanto o cenário 34.7, que com inserção de todas as fontes intermitentes, apresentou uma redução de 29,96% nas perdas. Essas reduções indicam uma melhoria geral na eficiência do sistema com a inclusão de fontes intermitentes.

8 CONCLUSÕES

Diante do exposto, este estudo contribuiu para analisar os efeitos que a inserção de geração energética de fontes intermitentes tem no sistema, utilizando de dois sistemas elétricos distintos, um de 13 barras com demanda de 3,57 MW e barra mais distante à 1,5 km, o outro é um sistema de 34 barras com demanda de 2,05 MW e barra mais distante à 60,0 km, onde eles foram introduzidos em 6 cenários, cada qual representando uma situação específica.

Para os cenários iniciais foram realizadas simulações dos sistemas elétricos sem recursos energéticos distribuídos, que posteriormente serviram de base para as demais situações. Destes cenários obteve-se os fatores característicos de cada sistema, como o comportamento de tensão, a demanda, perdas técnicas e tamanho físico. Após a simulação dos sistemas sem inserções, foram simuladas as gerações fotovoltaicas e eólicas, e o armazenamento e fornecimento de energia dos bancos de armazenamentos e de uma frota de veículos elétricos, e por fim todas os recursos energéticos atuando em conjunto.

As simulações com a injeção de geração fotovoltaica demonstraram uma redução nas perdas e uma melhoria na qualidade da tensão, aproximando-a do valor nominal de 1,0 pu. As simulações com a injeção de geração eólica também indicaram uma redução nas perdas ao longo de todo o ciclo de 24 horas, porém, com pouca melhoria na variação de tensão quando comparadas com os cenários com geração fotovoltaica. Entretanto, ao contrário do controle de tensão proporcionado pela injeção de potência fotovoltaica, a inserção de potência eólica pode causar sobretensões em determinados períodos, especialmente quando a tensão se aproxima do valor nominal antes da inserção eólica.

Ao contrário das duas fontes intermitentes citadas, bancos de armazenamento e veículos elétricos tem o comportamento atribuído pela necessidade de usuário. Neste trabalho em questão seguiu-se o modelo apresentado no capítulo de fontes intermitentes, onde os comportamentos definidos resultaram em maior quantidade de perdas totais e aumento na variação de tensão quando em período de carga e, em período de fornecimento, queda.

Com a inserção de todos os recursos energéticos distribuídos, os sistemas apresentaram uma redução significativa nas perdas. O problema do aumento da variação de tensão durante a inserção de armazenamento das baterias e veículos

elétricos foi suavizado nos horários de pico e completamente resolvido em determinados períodos de menor injeção de carga. Nos períodos noturnos com baixa demanda, as simulações apresentaram que houve sobretensão nos sistemas, apesar das quedas nas perdas.

As análises demonstram os efeitos das diferentes gerações quando aplicadas de forma isolada e em conjunto no sistema. No segundo caso, observa-se que a combinação das fontes tende a reduzir e, em alguns casos, eliminar os efeitos negativos que elas apresentam individualmente. No entanto, também surgem novos efeitos negativos que não foram anteriormente identificados. A ação de inserir fontes distintas aumenta a diversidade da matriz energética, reduz custos operacionais, estimula o desenvolvimento e inovação da rede, além de utilizar de recursos naturais para geração.

Este trabalho vai além de simplesmente apresentar os impactos das gerações intermitentes nos sistemas elétricos. Ele explora como os benefícios dessas fontes de energia, que vão além da oferta de energia mais barata e limpa, contribuem para a melhoria da sustentabilidade, eficiência e qualidade de todo o sistema. Além disso, o estudo evidencia os efeitos negativos da injeção indiscriminada de potência na rede, como o aumento da tensão nos perfis de tensão e a maior variação ao longo de 24 horas, como mostrado no sistema de 34 barras.

Para trabalhos futuros, propõe-se o uso de novas fontes intermitentes, além da inclusão da retirada temporária de pontos do sistema, simulando a falta de fornecimento temporário de energia, a fim de obter o comportamento que a rede de distribuição elétrica adota, e a ação de bancos de baterias e veículos elétricos nestes momentos. Outro aspecto a ser considerado é a utilização de bancos de baterias e veículos elétricos para melhorar os níveis de tensão e reduzir as perdas, otimizando seu uso durante períodos que maximizem sua eficiência em prol do sistema. Por fim, também se sugere a integração da linguagem Python com o OpenDSS e Excel para automatização de simulações e aumento das possibilidades de análises. Isso pode ser realizado através da criação de um formulário interativo onde seja possível inserir diversos tipos de fontes intermitentes, definir seu comportamento de geração, armazenamento e fornecimento, além da inclusão das faltas previamente mencionadas.

9 REFERÊNCIAS

ANEEL *PRODIST* . Agência Nacional de Energia Elétrica. (12 de 2020). Fonte: Aneel: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020888_prodist_modulo_8_v11.pdf

BRITO, L., JÚNIOR, G. S., SOUTO, O., SILVA, S., & BELCHIOR., F. N. (18 de 10 de 2022). *O Setor Elétrico*. Fonte: Impactos da geração distribuída fotovoltaica na tensão elétrica de uma rede de distribuição em baixa tensão: <https://www.osetoreletrico.com.br/impactos-da-geracao-distribuida-fotovoltaica-na-tensao-eletrica-de-uma-rede-de-distribuicao-em-baixa-tensao/>

CARVALHO, C. C. (06 de 2023). *INESC*. Fonte: INESC: https://inesc.org.br/wp-content/uploads/2023/06/e_ssa-historico-setor-eletrico.pdf?x69356

CARREGOSA, L. (04 de 03 de 2024). *Globo*. Fonte: G1 Economia: <https://g1.globo.com/economia/noticia/2024/03/04/oferta-de-energia-cresce-mais-que-consumo-e-brasil-joga-fora-excesso-entenda.ghtml>

CEPEL. (13 de 05 de 2023). Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>

CESAR, J. (29 de 09 de 2023). *Insideevs*. Fonte: Uol Notícias: <https://insideevs.uol.com.br/news/689209/brasil-governo-infraestrutura-carros-eletricos/>

DUGAN, R. C. (2016). *Reference Guide The Open Distribution System Simulator* . Electric Power Research Institute, Inc.

DUGAN, R. C. (Março de 2016). *The Open Distribution System Simulator* . ELETRIC POWER RESEARCH INSTITUTE.

ELETROVENTO. (23 de 08 de 2023). *Eletrovento*. Fonte: Eletrovento Energia Alternativa: <https://www.eletrovento.com.br/site/faq/>

EMBRASUL. (16 de 08 de 2024). *Embrasul*. Fonte: Embrasul: <https://embrasul.com.br/procedimentos-de-distribuicao-prodist-conheca-todos-os-modulos/>

ENERGÉTICA. Empresa de Pesquisa (Abril de 2021). *A TRANSIÇÃO DA GERAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO*. Fonte: Empresa de Pesquisa Energética: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-660/EPEFactSheetEmissoesSetorEletrico.pdf#search=matriz%20el%C3%A9trica%202001>

ENERGÉTICA, E. d. (s.d.). *Empresa de Pesquisa Energética - Matriz Energética e Elétrica*. Fonte: Empresa de Pesquisa Energética: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>

ENERGIA, P. (3 de Julho de 2020). <https://perfilenergia.com.br/primeiro-sistema-de-distribuicao-de-eletricidade/>. Fonte: Perfil Energia.

Iberdrola. (s.d.). <https://www.iberdrola.com/sustentabilidade/historia-eletricidade>. Fonte: Iberdrola.

HELERBROCK, R. (2024). *Brasil Escola*. Fonte: O que é um transformador?: <https://brasilecola.uol.com.br/o-que-e/fisica/o-que-e-um-transformador.htm>

IBERDROLA. (2024). Fonte: 150 anos de caminhada rumo à sustentabilidade: história da eletricidade: <https://www.iberdrola.com/sustentabilidade/historia-eletricidade>

JOI. (05 de 03 de 2021). *Tudo o que você precisa saber sobre o PRODIST*. Fonte: Energes: <https://energes.com.br/tudo-o-que-voce-precisa-saber-sobre-o-prodist/>

LIGHT. (1 de 1 de 2010). Fonte: Light: https://www.light.com.br/Documentos%20Compartilhados/Legislacao-Prodlist-Aneel/PRODIST-Modulo4_Revisao_1.pdf

MONTEZANO, B. (13 de 05 de 2023). *Potencial Eólico - Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Fonte: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>

NEOENERGIA. (2024). Fonte: Caminho da energia elétrica, da geração à distribuição: <https://www.neoenergia.com/w/caminho-da-energia-eletrica-da-geracao-a-distribuicao>

ONS. (13 de 01 de 2024). *Operador Nacional do Sistema Elétrico*. Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/boletim-geracao-eolica.aspx>

O TEMPO. (13 de 11 de 2023). Fonte: Energia solar cresce 80% no Brasil e se torna segunda principal matriz elétrica: <https://www.otempo.com.br/economia/energia-solar-cresce-80-no-brasil-e-se-torna-segunda-principal-matriz-eletrica-1.3271806>

RAMOS, A. (23 de 1 de 2023). *Engenharia E*. Fonte: Startup lança turbina eólica residencial que gera de 5 kWh por dia ao custo de um celular: <https://engenhariae.com.br/energia/startup-lanca-turbina-eolica-residencial-que-gera-de-5-kwh-por-dia-ao-custo-de-um-celular>

RADATZ, P. (2015). *Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS*. São Paulo.

RADATZ, P. (23 de 05 de 2023). *Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. Fonte: Paulo Radatz: <https://www.pauloradatz.me/opendss#:~:text=O%20OpenDSS%20%C3%A9%20um%20software,podem%20ser%20representadas%20por%20fasores.>

RADATZ, P., & ROCHA, C. (2018). Algoritmo de Fluxo de Potência do OpenDSS. *Electric Power Research Institute*, 24.

RIANI, L. S. (2023). *MODELO DE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE DISTRIBUIÇÃO PARA ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA E CURTO CIRCUITO*.

RIANI, Leandro & Silva, Fabrício & Vinagre, Márcio & Garcia, Paulo & Luiz, José & Pereira, R & Oliveira, Edimar & Marcato, André & Carneiro, Sirley. *MODELO DE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE DISTRIBUIÇÃO PARA ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA E CURTO-CIRCUITO*.

RICHTER, Jorge. (2017). Algoritmo para Cálculo do Fluxo de Potência Trifásico a Quatro Condutores em Redes de Distribuição Primária. 10.13140/RG.2.2.33732.73602.

RIATO, G. (14 de 07 de 2021). *Mercado de carros elétricos no Brasil será de 180 mil unidades/ano em 2030*. Fonte: Automotive Business.

SOUSA, R. (10 de 09 de 2024). *Brasil Escola*. Fonte: Energia Solar: <https://brasilecola.uol.com.br/geografia/energia-solar.htm>

TOLMASQUIM, M. (27 de Julho de 2006). *As origens da crise energética brasileira*. Fonte: Scielo: <https://www.scielo.br/j/asoc/a/47YNhcdZ9PXxNfHg7kDgdsy/>

WEBELETRICO (17 de Setembro de 2027). *O que é a tecnologia V2G?*. Fonte: Webeletrico: <https://webeletrico.com.br/o-que-e-a-tecnologia-v2g/>